



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

MATHEUS EDSON MENDES MEDEIROS

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO:
UM EXEMPLO DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

FORTALEZA

2023

MATHEUS EDSON MENDES MEDEIROS

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO: UM
EXEMPLO DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Geologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Geologia. Área de concentração: Geologia.

Orientadora: Profa. Dra. Narelle Maia de Almeida

Coorientador: Dr. Yoe Alain Reyes Pérez

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M44m Medeiros, Matheus Edson Mendes.
Modelagem geoestatística de um reservatório carbonático: um exemplo do pré-sal brasileiro / Matheus Edson Mendes Medeiros Medeiros. – 2023.
70 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Ciências, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Fortaleza, 2023.
Orientação: Profa. Dra. Narelle Maia de Almeida.
Coorientação: Prof. Dr. Yoe Alain Reyes Pérez.

1. Campo de berbigão. 2. Fácies carbonáticas. 3. Heterogeneidades de reservatório. I. Título.
CDD 551

MATHEUS EDSON MENDES MEDEIROS

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO: UM
EXEMPLO DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Geologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Geologia. Área de concentração: Geologia.

Aprovado em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Dr.^a. Narelle Maia de Almeida (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Yoe Alain Pérez (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Daniel Rodrigues do Nascimento Filho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Dra. Karen Maria Leopoldino Oliveira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Guenther Schwedersky
QIgeo Consulting, Services and Research

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, que é o Senhor de tudo e mestre da minha vida. Obrigado por me dar saúde e força ao longo desses 2 anos e a Nossa Senhora, por sempre interceder por mim, junto ao pai.

Gostaria de agradecer à ANP por ter disponibilizado os dados que permitiram desenvolver a pesquisa.

Ao CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pela bolsa de mestrado vinculada ao processo 131720/2021-0.

Gostaria de agradecer ao LGMA, laboratório que me acolheu e me fez crescer profissionalmente. À minha orientadora Profa. Dra. Narelle Maia de Almeida, obrigado pela ajuda, amizade, conselhos e por todo apoio. Ao professor Satander (*In Memoriam*) por todo ensinamento. Agradeço aos colegas de laboratório que sempre me ajudaram e foram solícitos.

Aos professores Glauber Rodrigues e Francisco Nepomuceno Filho pela cordialidade e atenção. Ao meu coorientador, Yoe Pérez, muito obrigado pelo curso de modelagem e todas as trocas de experiência e ajuda, sou muito grato. Agradeço também aos colegas do LIS, ao grande Thiago Barbosa, pessoa ímpar que tive a oportunidade de conhecer. À professora Karen Leopoldino por sempre ser muito cordial e disposta a ajudar, meu muito obrigado.

Obrigado especial a banca pelas colaborações, ao Prof. Dr. Daniel Rodrigues e ao Dr. Guenter Schwedersky, meus sinceros agradecimentos.

Gostaria de agradecer à minha esposa, Débora, minha companheira. Você esteve comigo em todos os momentos, nos ruins sendo meu alicerce e nos bons celebrando comigo. Obrigado por sempre acreditar no meu potencial, até mesmo quando eu desconfio. Você é luz na minha vida e sou grato a Deus por ter você, estarei sempre ao seu lado. Te amo.

Também gostaria de agradecer minha família, que é tudo para mim. Minha mãe, por todo apoio, luta, sofrimento e por sempre estar comigo nos momentos mais difíceis. Mãe, sem você eu nada seria. Ao meu pai, obrigado por toda abdicção, pela luta diária para que eu tivesse a melhor educação possível, pelo exemplo de honra e caráter. O senhor e minha mãe são as pessoas mais importantes da minha vida. Amo vocês. Essa conquista é de vocês e para vocês. Os verdadeiros mestres são aqueles que abdicam de tudo para os seus, e vocês fazem isso todo dia, sou grato por isso.

Ainda sobre minha família, gostaria de dedicar essa conquista à minha avó que tanto

amo e agradecer por tudo que fazes por mim. Aos meus tios, Tia Luiza, Tia Bete (madrinha de Crisma), Tia Helena (madrinha), Tia Sábina, Tia Osmunda, Tio Nonato, Tio Carrim, Tio Oscarino, Tio Everton (padrinho), Tio Eduardo, Tio Edvaldo, Tio Edson e Tio Simplício, obrigado por todo carinho. Aos meus primos, obrigado por toda parceria e amizade, em especial àqueles que considero meus irmãos, Munique, Mona, Suh, Serlene, Miguel, Jimmy, Júnior, Jel e Felipe. Aos meus amores Maria Luiza, Maria Cecília e Gugu, um grande beijo do titio, vocês são luz na minha vida.

Aos meus amigos, obrigado por sempre estarem comigo, cada um sabe a importância que tem em minha vida. Poderia citar vários, mas irei citar alguns representando todos. Obrigado ao grupo de amigos que está comigo desde a escola, Daniel, Victor, Ian, Matheus Isaias, Vanessa, Luana e Gabi. Também agradeço aos meus grandes amigos e irmãos de jornada Helder e Ingrid, Moisés e Bia, Amigor, amigos que fiz e que quero levar para a vida toda, vocês todos são muito especiais para mim.

Aos meus amigos que a pós-graduação me presenteou, obrigado por toda paciência e companheirismo, Mário, Pezão, Cláudio, Saulo, Eduardo, Maynara, Iago, Deidyane.

Por fim, agradeço ao Departamento de Geologia da UFC, que foi e é minha segunda casa ao longo desses 7 anos de trajetória, sempre fui muito bem recebido por todos e levarei o departamento com muito orgulho aonde quer que eu vá. Obrigado por tudo.

“When you try your best, but you don't succeed

When you get what you want, but not what you
need

When you feel so tired, but you can't sleep,
Stuck in reverse

Lights will guide you home

And ignite your bones and I will try to fix you”
(Coldplay)

RESUMO

Um reservatório de hidrocarbonetos é uma rocha que abriga óleo e/ou gás natural, recursos energéticos vitais para a sociedade moderna. A Formação Barra Velha, pré-sal da Bacia de Santos, abrange os reservatórios de petróleo mais prolíficos do Brasil. São carbonatos altamente heterogêneos em termos de características de seus reservatórios como resultado de fatores deposicionais e diagenéticos. O objetivo central desta pesquisa consiste na construção de um modelo tridimensional de propriedade do campo de Berbigão, localizado em águas profundas da Bacia de Santos, e identificar zonas reservatório de melhor qualidade. Para tal propósito, foi utilizado um conjunto de dados sísmicos e de poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a fim de reconhecer detalhadamente as características do reservatório estudado. Utilizando diferentes ferramentas associadas à interpretação sísmica, foram identificados os horizontes das Fms. Itapema, Barra Velha 300, 200 e 100. Algumas fácies sísmicas típicas do pré-sal como *build ups*, *mounds* e plataformas carbonáticas foram interpretadas. Além disso, as falhas geológicas foram mapeadas, permitindo a construção do modelo estrutural do campo de estudo. A partir deste modelo, foi criada uma malha em *grid* para representar as heterogeneidades associadas à estratigrafia, possibilitando a geração do modelo de porosidade do reservatório. Foram identificadas e distribuídas pelo *grid* três fácies principais: Porosa (46%), Médio Porosa (36%) e Fechada (18%). As zonas mais representativas do campo apresentam maior ocorrência das fácies porosa e meio porosa, especialmente nas áreas produtivas. Estas fácies foram correlacionadas com as fácies petrográficas pré-salinas mapeadas quais sejam estromatólito arbustiforme e arborescente, *grainstone*, *shrubby*, esferulítico, laminito e laminito crenulado. As principais zonas-reservatórios estão situadas em altos estruturais delimitados por falhas com mergulhos divergentes o que evidencia a influência das estruturas geológicas na distribuição das fácies e na qualidade dos reservatórios. O modelo de porosidade tridimensional desenvolvido representa as heterogeneidades do reservatório carbonático do Campo de Berbigão e fornece informações valiosas para os simuladores de fluxos. Desta forma, os resultados desta pesquisa poderão auxiliar na gestão do campo, tomada de decisões e, conseqüentemente, aumentar o fator de recuperação da produção e estender a vida útil do campo de forma mais eficiente.

Palavras-chaves: campo de berbigão; fácies carbonáticas; heterogeneidades de reservatório.

ABSTRACT

A hydrocarbon reservoir is a rock formation that harbors oil and/or natural gas, vital energy resources for modern society. The Barra Velha Formation, a pre-salt formation in the Santos Basin, encompasses the most prolific oil reservoirs in Brazil. These reservoirs are highly heterogeneous in terms of their depositional and diagenetic characteristics. The central objective of this research is to construct a three-dimensional facies model of the Berbigão field, located in deep waters of the Santos Basin, and identify zones of higher reservoir quality. To achieve this purpose, seismic and well data provided by the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP) were utilized to comprehensively understand the characteristics of the studied reservoir. Using various tools associated with seismic interpretation, the horizons of the Itapema, Barra Velha 300, 200, and 100 formations were identified. Some typical pre-salt seismic facies such as build-ups, mounds, and carbonate platforms were interpreted. Additionally, geological faults were mapped, allowing the construction of the structural model of the study field. From this model, a grid mesh was created to represent the stratigraphic heterogeneities, enabling the generation of the reservoir facies model. Three main facies were identified and distributed across the grid: Porous (46%), Medium Porous (36%), and Closed (18%). The most representative zones of the field exhibit a higher occurrence of porous and medium porous facies, especially in productive areas. These facies were correlated with pre-salt petrographic facies, including arbustiform and arborescent stromatolites, grainstone, shrubby, spherulitic, laminite, and crenulated laminite. The primary reservoir zones are located in structural highs delimited by faults with divergent dips, highlighting the influence of geological structures on facies distribution and reservoir quality. The developed three-dimensional facies model represents the heterogeneities of the carbonate reservoir in the Berbigão Field and provides valuable information for flow simulators. Therefore, the results of this research can assist in field management, decision-making, and consequently, enhance production recovery factor and extend the field's lifespan more efficiently.

Keywords: berbigão field; carbonate facies; reservoir heterogeneities.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de localização da área de estudo	15
Figura 2 - Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustres.....	20
Figura 3 - Padrões sísmicos encontrados na Formação Barra Velha, Bacia de Santos.....	21
Figura 4 - Principais fácies deposicionais da Formação Barra Velha no Campo de Mero.....	23
Figura 5 - Mapa tectono-estrutural do oceano Atlântico Sul há 84 Ma.....	25
Figura 6 - Carta Estratigráfica da Bacia de Santos.....	26
Figura 7 - Estrutura do embasamento (altos e baixos estruturais)	27
Figura 8 - Modelo deposicional para a Fm. Coqueiros, Bacia de Campos.....	30
Figura 9 - Esquema de sucessão de fácies do modelo deposicional.....	32
Figura 10 - Modelo esquemático de acumulação de óleo no pré-sal na bacia de Santos.....	34
Figura 11 - Fluxograma de trabalho.....	35
Figura 12 - Passo a passo para o modelo estrutural.....	36
Figura 13 - Exemplo dos dados de poços.....	37
Figura 14 - Fluxo geral de trabalho usado na modelagem tridimensional.....	38
Figura 15 - Metodologia utilizada na distribuição de fácies e geração do modelo de fácies....	39
Figura 16 - Visualização tridimensional do Modelo de propriedade.....	40
Figura 17 - Fácies Sísmicas interpretadas em uma seção sísmica.....	41
Figura 18 - Seção Sísmica Interpretada.....	43
Figura 19 - Seção Sísmica e estágios Tectônicos.....	44
Figura 20 - Superfície da Base do Sal, incorporando os poços utilizados no trabalho.....	45
Figura 21 - Superfícies interpretadas.....	46
Figura 22 - Mapa de falhas da área de estudo com a profundidade.....	47
Figura 23 - Mapa de ângulo de mergulho.....	48
Figura 24 - Direção de Mergulho.....	49
Figura 25 - Modelo Estrutural.....	50
Figura 26 - Gráfico de distribuição de fácies no modelo tridimensional.....	51
Figura 27 - Modelo de propriedade do campo de Berbigão zona 1.....	52
Figura 28 - Modelo de propriedade do campo de Berbigão, zona 2.....	53
Figura 29 - Modelo de propriedade do campo de Berbigão. Zona 3).....	54
Figura 30 - Modelo de propriedade do campo de Berbigão. Visualização em camadas.....	55
Figura 31 - Seção NW-SE do modelo de fácies.....	56
Figura 32 - Mapa do Modelo de propriedade.....	57

Figura 33 - Litologias presentes em dados petrográficos.....	58
Figura 34 - Gráfico de produção do campo estudado. (Óleo m ³).....	62

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Apresentação e Justificativa	12
1.2	Localização da área de estudo	14
1.3	Objetivos.....	15
1.3.1	<i>Geral</i>.....	15
1.3.2	<i>Específicos</i>	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
3	CONTEXTO GEOLÓGICO	24
3.1	Geologia Regional	24
3.2	Formação Itapema.....	29
3.3	Formação Barra Velha.....	31
3.4	Sistema Petrolífero	32
4	MATERIAIS E MÉTODOS	35
4.1	Revisão bibliográfica	35
4.2	Dados sísmicos.....	35
4.3	Dados de Poços.....	37
4.4	Modelagem Geológica	38
5	RESULTADOS	41
6	DISCUSSÕES	59
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	63
	REFERÊNCIAS	64

1. INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e Justificativa

A presente Dissertação faz parte de um dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Geologia pelo programa de Pós-Graduação em Geologia da Universidade Federal do Ceará (PPGG/UFC). A linha de pesquisa na qual está vinculado este trabalho é Geologia Sedimentar e Paleontologia, sob orientação da profa. Dra. Narelle Maia de Almeida e coorientação do Dr. Yoe Alain Reyes Pérez. Encontra-se nesta dissertação a descrição das atividades realizadas desde o tratamento inicial dos dados, passando pela análise e controle de qualidade, construção do modelo geológico e geoestatístico do campo de Berbigão, Bacia de Santos, destacando-se especialmente a Formação Barra Velha, principal reservatório de hidrocarbonetos do campo estudado.

A demanda por petróleo está em ascensão e a expectativa da IEA (*Internacional Energy Agency*) para o ano de 2023 é que a demanda chegará a quase 101 milhões barris de petróleo por dia. Isso demonstra a importância do setor de óleo e gás na economia mundial. A BP Energy Outlook (2023) analisou as variáveis que podem impactar a indústria energética até o ano de 2053, dentre elas está o aumento das fontes de energia renovável, ou seja, os aspectos da transição energética. Destacavam-se ali alguns cenários, como: uma transição rápida para energias renováveis, uma menor globalização, uma maior demanda por energia e uma transição em evolução. A demanda por petróleo diminui nas perspectivas, impulsionada pela queda no uso do transporte rodoviário, à medida que a eficiência da frota de veículos melhora e a eletrificação dos veículos rodoviários acelera. Mesmo assim, o petróleo continuará a desempenhar um papel importante no sistema energético global pelos próximos 15 a 20 anos (BP ENERGY OUTLOOK, 2023).

O pré-sal é a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos. Segundo Ajuris (2009), a província petrolífera do pré-sal representa um verdadeiro tesouro energético equivalente a cerca de 50 bilhões de barris de petróleo. O petróleo do pré-sal está alojado em reservatórios situados abaixo de uma extensa e espessa camada de evaporitos que ocorre na região costa-afora do Espírito Santo até Santa Catarina, em águas profundas e ultra profundas, localizados sob 3 a 4 km de rochas abaixo do fundo marinho (RICOMMI *et al.*, 2012).

Com uma área total de 149.000 quilômetros quadrados, a província do pré-sal é considerada a maior descoberta de petróleo do hemisfério sul nos últimos trinta anos, e aponta o País para um salto da décima quinta posição para a quarta no seletor ranking das dez maiores

jazidas do mundo, colocando o Brasil no radar dos investidores internacionais (PETROBRAS, 2011a).

A Bacia de Santos é a principal bacia produtora de óleo e gás do Brasil, com acumulações de alto valor comercial e excelente qualidade. Em julho de 2020, os reservatórios do pré-sal ultrapassaram a marca de 70% da produção mensal nacional de óleo e gás, com mais de 2,7 milhões de boe/dia (ANP, 2023). Tendo em vista a importância do pré-sal na economia nacional e a alta complexidade dos seus reservatórios devido à grande heterogeneidade dos carbonatos, uma vasta gama de estudos são exigidos, com análises e previsões mais precisas (DIAS, 2020).

O mapeamento, ou modelagem, do reservatório é um dos objetivos do setor de exploração e produção presente nas empresas da indústria do petróleo. Durante a fase exploratória, são coletados muitos dados que subsidiarão os estudos para construção dos modelos que representam o contexto geológico de determinado reservatório. Os dados provêm de muitas fontes como sísmica de reflexão, métodos potenciais, sensoriamento remoto, sedimentologia e perfilagem de poço (CARVALHO, 2015).

Dentre todas as fontes de dados, a observação direta dos tipos de rocha, também chamados de fácies ou litotipos, em subsuperfície, só é possível por meio de testemunhos, amostras laterais e amostras de calha obtidas durante a perfuração dos poços exploratórios. O tipo de rocha também pode ser obtido por interpretação dos perfis petrofísicos de poços (DEWAN, 1983).

O conhecimento das fácies em todo o reservatório é importante para o reconhecimento da distribuição das propriedades petrofísicas, pois geralmente elas estão em função dos tipos de rocha. Segundo Armstrong *et al.* (2003), o objetivo da modelagem geológica de reservatório é construir um *grid* contendo propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade e pressão capilar, determinantes no comportamento do reservatório durante a simulação de produção.

1.2 Área de estudo

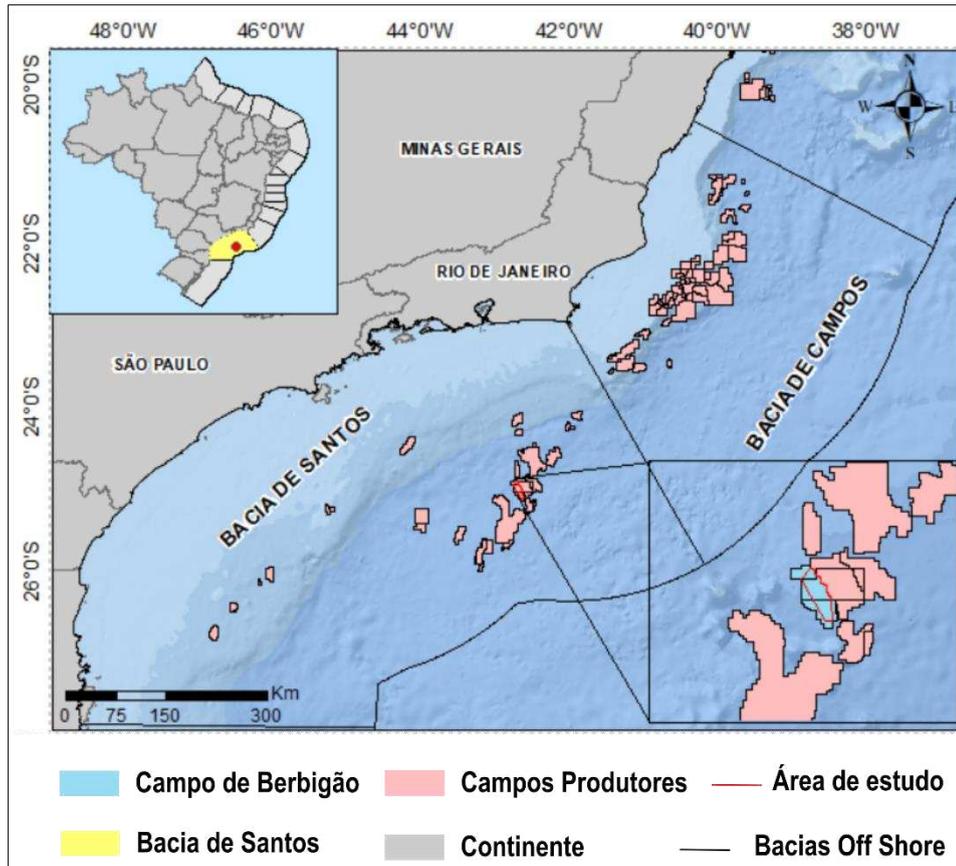
A seção do pré-sal do campo de Berbigão (figura 1), localizado na Bacia de Santos, foi escolhida para o estudo detalhado e a modelagem de reservatório, pois partes expressivas de petróleo estão ficando retidas nas rochas do pré-sal (Neves 2019). Desde o início da produção no Campo de Berbigão, a técnica de recuperação avançada de óleo (*enhanced oil recovery* - EOR) de água alternada a gás (*water alternating gas* - WAG) vem sendo praticada. A escolha desta solução tecnológica é um caso de otimização de recursos já que simultaneamente aproveita-se a grande concentração de CO₂ naturalmente presente neste campo com as vantagens do processo WAG para aumento do fator de recuperação. No entanto, existem novos arranjos que podem promover ganhos adicionais de recuperação de gigantesco volume de petróleo estocado nos poros das rochas carbonáticas do pré-sal.

Para construir um modelo geodinâmico e efetuar simulações de reservatórios de injeção de fluidos nos reservatórios para aumentar a vazão dos poços, aprimorando as técnicas de *water alternating gas* (WAG) para *enhanced oil recovery* (EOR), é preciso construir um modelo faciológico confiável. A construção do modelo do Campo de Berbigão será de grande importância para a caracterização dos reservatórios do campo em questão e será a base para o desenvolvimento do modelo geológico que alimentará os simuladores de reservatórios que desenvolverão os estudos de recuperação avançada.

Diante do exposto, o principal objetivo deste trabalho é construir um modelo geoestatístico tridimensional do Campo de Berbigão, pré-sal brasileiro, com intuito de responder às perguntas-chave a seguir:

- a) Quais são as principais fácies de um reservatório pré-salino das águas profundas da Bacia de Santos?
- b) Como estas fácies estão distribuídas espacialmente?
- c) Quais as qualidades destas fácies? Elas influenciam na produção dos poços do campo estudado?

Figura 1 - Mapa de localização da área de estudo.



Fonte: Autor

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Construir um modelo geoestatístico tridimensional do campo de Berbigão, com base em dados sísmicos e de poços, e compreender quais são as principais fácies, como estão distribuídas e como influenciam na produção.

1.3.2 Específicos

Os objetivos específicos são:

- 1) Interpretar, utilizando os preceitos da sismoestatigrafia, dados sísmicos e de poços do campo em questão;
- 2) Construir o modelo estrutural da área de estudo através do mapeamento dos horizontes e falhas;

3) Desenvolver um modelo faciológico, utilizando-se da geoestatística, e correlacioná-lo com os dados petrográficos;

4) Compreender a distribuição das fácies e sua influência na produção dos poços do campo de Berbigão, pré-sal brasileiro.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A caracterização de reservatório é de suma importância para a indústria de óleo e gás, pois consegue minimizar os erros que possam ser cometidos na etapa de exploração. O modelo geológico de reservatório é uma das fases mais importantes em um estudo de reservatório, tendo em vista que é construído uma representação das características geológicas do reservatório. Está dividida em: construção do modelo estrutural; modelo estratigráfico; modelo litológico; e análise das heterogeneidades do reservatório (COSENTINO, 2001).

O conhecimento interdisciplinar é fundamental na construção de um modelo geológico de qualidade e confiável. O conhecimento geofísico, sedimentológico, petrofísico e geológico é utilizado para a geração de um modelo consistente, representando de maneira confiável as heterogeneidades do campo (NORMANDO, 2022).

Devido a heterogeneidade dos reservatórios do pré-sal e o grau de incerteza ser elevado em virtude da menor quantidade de dados, o estudo das características das variáveis que compõe o modelo torna-se decisivo na construção de um modelo numérico geológico de qualidade (FERREIRA, 2021). Para isso, o estudo dessas variáveis auxiliará na escolha do melhor método de inferência, para que se possa espacializar as características do reservatório em toda área (COSENTINO, 2001).

Segundo Perez (2008), heterogeneidades de reservatórios são definidas como uma função da arquitetura do reservatório refletindo o estilo deposicional original e as subsequentes modificações diagenéticas e estruturais. Também pode ser expressa como o resultado da variação espacial das propriedades do reservatório nas mais diversas escalas, sendo as principais a faciologia, a geometria externa e a geometria interna e conectividade entre os corpos.

A geologia busca elucidar o que ocorre nas regiões do reservatório que possuem menores informações e incorporar em um modelo geológico, uma das mais importantes atividades em um estudo de reservatórios (DAKE, 2001).

Desde a descoberta de um reservatório de hidrocarbonetos até o momento da produção do último barril de óleo, os modelos têm um papel fundamental na previsão do comportamento do fluxo nos reservatórios. A construção de um modelo em si jamais deve ser

objetivo único do trabalho. Os modelos de reservatórios têm por objetivo principal calcular o volume de óleo *in place* (VOIP) e, portanto, cubar a reserva bem como selecionar locais para perfuração de novos poços em áreas geológicas mais promissoras e determinar os melhores métodos de otimização da produção e recuperação de hidrocarbonetos (CANNON, 2018).

Os modelos 3D trazem muito benefício para a indústria petrolífera, pois eles são produtos de uma integração de dados e conhecimentos que visam reduzir incertezas antes da tomada de decisão. Diversos tipos de dados são empregados na modelagem de reservatórios, sendo os mais importantes dados sísmicos e de poços (CAERS, 2005). Vão desde testemunhos, interpretação sedimentológica/estratigráfica, dados de análogo, perfis geofísicos, atributos sísmicos, interpretação sísmica, entre outros.

A caracterização de reservatórios, com o estudo faciológico e a modelagem das fácies deposicionais de um determinado reservatório é de extrema importância para guiar a distribuição das características petrofísicas do reservatório, que têm impacto no cálculo de volume de hidrocarboneto *in place* e no modelo de fluxo (LIMA *et al.*, 2005).

Uma típica rotina de trabalho de modelagem de reservatório é realizada no sentido da grande para a pequena escala e, geralmente, dos métodos determinísticos para os estocásticos (PYREZ *et al.*, 2005). Seguindo, aproximadamente, os seguintes passos: (i) estabelecer uma estruturação em larga escala, determinando topo, base e zonas do reservatório; (ii) em cada zona, preencher com as fácies usando simulação de variáveis discretas para obter realizações equiprováveis da distribuição desse parâmetro; (iii) preencher o reservatório com a porosidade e permeabilidade condicionando a distribuição faciológica usando simulação de variáveis contínuas.

As definições da arquitetura do reservatório são a parte inicial de um trabalho de modelagem, servem como uma identificação básica onde o hidrocarboneto está localizado e armazenado (COSENTINO, 2001).

O reconhecimento da estrutura geométrica do reservatório, em um bom nível de detalhamento, possibilita a associação com estudos de engenharia (modelagem e simulação de fluxo), contribuindo para o desenvolvimento e gerenciamento dos reservatórios quando em produção. Com isso, obtêm-se maior previsibilidade de comportamento, uma melhor compreensão de eventuais desvios e ainda o favorecimento na implementação de correções e melhorias nos projetos.

A geoestatística surge como uma avançada ferramenta para análise das variáveis devido ao fato de trabalhar com a estatística dos dados disponíveis associada à teoria de variáveis regionalizadas. Goovaerts (2000) menciona que a geoestatística se beneficia da

correlação espacial entre as observações vizinhas para prever os valores de atributos em locais não amostrados.

Métodos geoestatísticos para caracterização de reservatórios de fácies são muito utilizados, com extensa bibliografia (AZEVEDO; SOARES, 2017; CAERS, 2005; LANTUÉJOUL, 2002; PYRCZ e DEUTSCH, 2014; ZIEGEL *et al.*, 1998; FERREIRA *et al.*, 2021). Esses métodos foram aplicados com sucesso à caracterização de reservatórios carbonáticos brasileiros pós-sal (FERREIRA; LUPINACCI, 2018) e pré-sal (PEÇANHA *et al.*, 2019).

Brown Jr. e Fisher (1977) definem fácies sísmicas como uma unidade tridimensional definida em uma área e constituída por reflexões sísmicas, cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes. Em síntese, uma fácies sísmica é um registro da reflexão sísmica que identificam fatores geológicos como variação da litologia, estratificação, estruturas deposicionais, erosão, entre outros.

Portanto, podemos considerar que a análise das sismofácies visa o reconhecimento de padrões de reflexões sísmicas e suas inter-relações no interior das unidades sísmicas, permitindo a interpretação dos seus significados geológicos (MITCHUM Jr. *et al.*, 1977).

Para realizar uma análise de padrões de fácies sísmicas, alguns parâmetros devem ser considerados, dentre eles: continuidade, configuração, geometria, amplitude, frequência. A partir das observações desses padrões pode-se começar a tentativa de correlação com sistemas deposicionais (RIBEIRO, 2001).

Segundo Ribeiro (2001), os padrões mais utilizados para caracterizar uma sismofácies são suas configurações internas, que podem ser classificadas como: paralela, subparalela, divergente, progradante, caótica, transparente, hummocky, lenticular, segmentada e contorcida. Já a configuração externa, segundo Mitchum Jr. *et al.* (1977), é a geometria das camadas, associada com depósitos sedimentares mais frequentes, como lençóis, cunhas, bancos, lentes, montiformas e os tipos de preenchimento, que podem ser de canais, calhas, bacia e talude.

Nos sistemas carbonáticos do pré-sal brasileiro, diversos autores identificaram padrões sísmicos característicos (WRIGHT, 2012; BASKIN *et al.*, 2013; BUCKLEY *et al.*, 2015; NEVES *et al.*, 2019) e realizaram classificações de fácies sísmicas baseadas nesses padrões, usando inclusive, mais recentemente, algoritmos de inteligência artificial (JESUS *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2021).

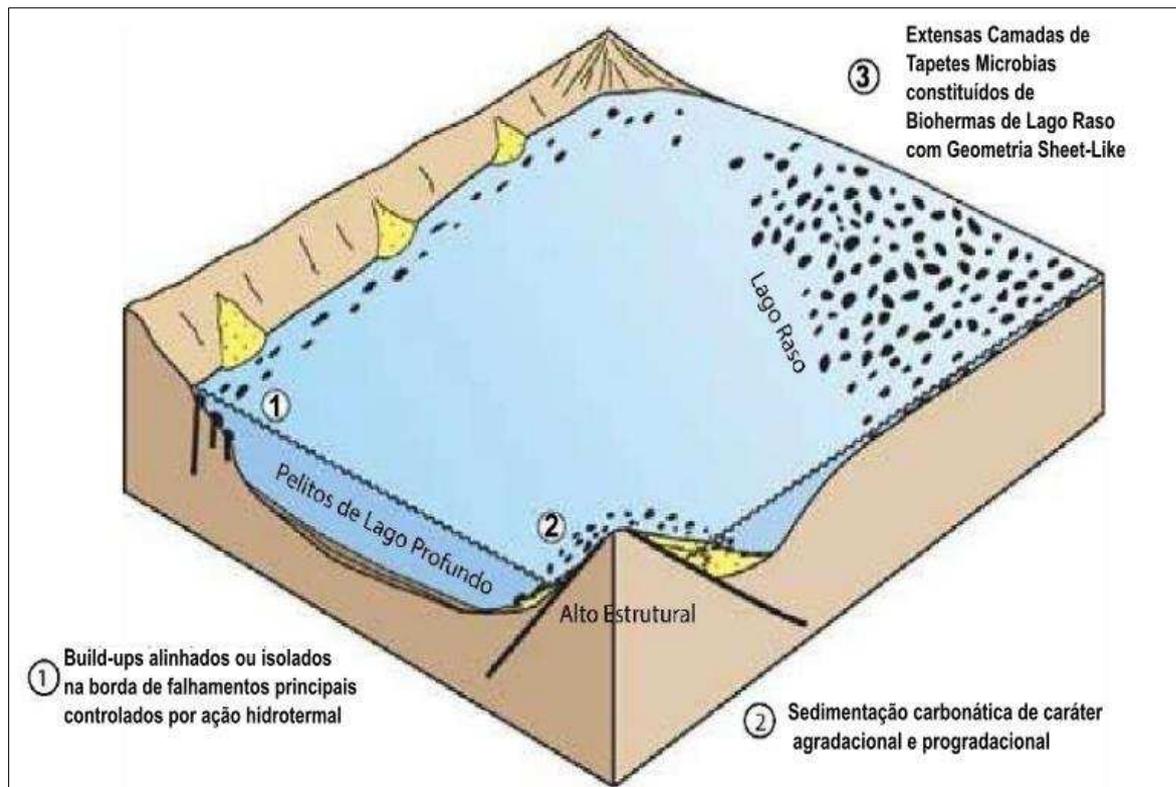
Em termos de fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas, Wright (2012) sugeriu que as fácies poderiam ser divididas em quatro grupos principais: (i) *build-ups*

carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; (ii) fácies de sedimentação carbonática plataformal controlada por topografia e batimetria, apresentando geometrias típicas agradacionais ou progradantes; (iii) extensas plataformas carbonáticas formadas por tapetes microbiais que possuem arquitetura plano-paralela compostas por biohermas ou bióstromas; (iv) fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago.

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

Segundo Buckley *et al.* (2015), os modelos para a formação de carbonatos lacustres se concentram em três locais principais para o acúmulo de *build-ups* in situ: biohermas/bióstromas de margens de lagos; biohermas/bióstromas de fundo de lago raso; e *build-ups* alimentados por fontes (termais ou hidrotermais). Os *build-ups* interpretados no estudo da margem leste da plataforma do Alto do Pão de Açúcar, na Bacia de Santos, são mais semelhantes à *mounds*/biohermas sedimentares (BASKIN *et al.*, 2013). O modelo de posicionamento (figura 2) e a arquitetura interna dessas fácies, de acordo com o trabalho de Wright (2012).

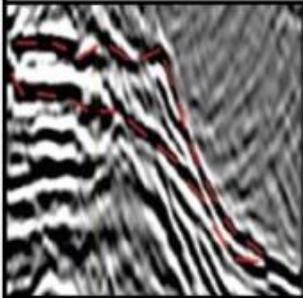
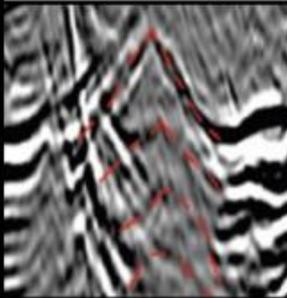
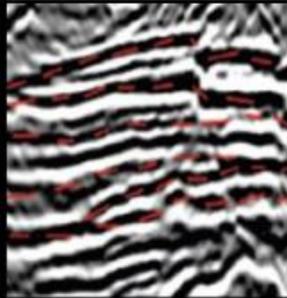
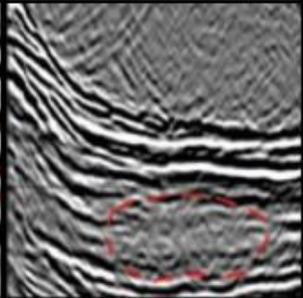
Figura 2 - Modelo de distribuição espacial das fácies carbonáticas lacustres



Fonte: Wright (2012).

Faria *et al.* (2017) testaram diferentes cenários deposicionais para uma plataforma carbonática lacustre, realizando uma modelagem sedimentológica-estratigráfica para os carbonatos da Fm. Barra Velha. De acordo com os autores, os fatores que melhor controlam o modelo de plataforma carbonática lacustre e os principais parâmetros ambientais são a taxa de deposição dos carbonatos e a oscilação no nível do lago. Trabalhos recentes para caracterizar os padrões sísmicos da Fm. Barra Velha indicam que as principais configurações encontradas são *build-ups* (figura 3) (aqui também referenciados como *mounds* carbonáticos), plataformas carbonáticas, *debris* (fácies de escorregamento) e fácies de fundo de lago (FERREIRA *et al.*, 2019; JESUS *et al.*, 2019; NEVES *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2021).

Figura 3 - Padrões sísmicos encontrados na Formação Barra Velha, Bacia de Santos

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

Fonte: Modificado de (Neves et al., 2019)

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

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

Várias discussões vêm sendo realizadas na tentativa de definir qual o ambiente

deposicional da Fm. Barra Velha. Dentre esses trabalhos vale citar Dias (2005), que considera um ambiente deposicional marinho como contexto para a deposição dos carbonatos da Fm. Macabu (WINTER *et al.*, 2007), Bacia de Campos, correlata à Fm. Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007), Bacia de Santos. Já Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008), Formigli *et al.* (2009) e Gomes *et al.* (2009) recomendaram um ambiente deposicional transicional, sob influência marinha. Entretanto, Wright e Barnett (2015), Muniz e Bosence (2015), Tedeschi (2017), Pietzsch *et al.* (2018), Silva (2018) e Gomes *et al.* (2020), contestaram essa informação. Sendo o descarte da influência marinha no tipo de ambiente deposicional um importante marco para o entendimento de como ocorreu a deposição da Fm. Barra Velha, uma vez que carbonatos marinhos contrastam fortemente dos lacustres.

Castro (2019) detalhou em sua revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos que discutem o provável modelo deposicional da Fm. Barra Velha. Entretanto, para o presente trabalho utilizaremos o modelo proposto por Wright e Barnett (2015, 2017) e Wright e Rodriguez (2018) que consideram o modelo de lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado.

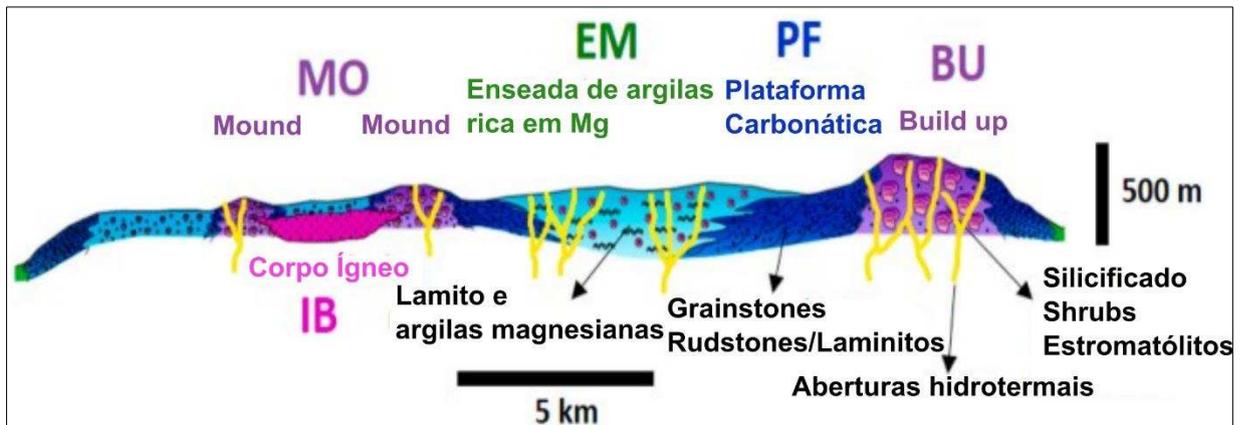
Vale ressaltar que os autores se basearam em um grande volume e variedade de dados da Bacia de Santos (estudos petrográficos, dados isotópicos, perfis de poços, lâminas e seções sísmicas). Além disso, os autores apresentam fortes evidências que corroboram o modelo deposicional por eles proposto, cujos aspectos, como a alta alcalinidade e a ausência de influência marinha, também são observados por outros autores (MUNIZ; BOSENCE, 2015; WRIGHT; TOSCA, 2016; TEDESCHI *et al.*, 2017; PIETZSCH *et al.*, 2018; SILVA, 2018; GOMES *et al.*, 2020).

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

ambiente deposicional de um lago evaporítico raso, extenso e hiperalcalino que drena terrenos ígneos básicos. Ademais, de acordo com Wright e Rodriguez (2018) existem evidências sísmicas de terminações *onlap*, sugerindo um tectonismo local, que poderia explicar o extenso retrabalhamento dos carbonatos e possíveis fácies de fan-deltas e *grainstones* com alta porosidade.

Carminatti *et al.* (2009) e Buckley *et al.* (2015), por sua vez, utilizam aspectos geométricos observados nos dados sísmicos para propor um cenário de plataforma carbonática, ainda em ambiente lacustre. Buckley *et al.* (2015) defendem que a deposição é condicionada por um alto estrutural de topo plano, descrevem a presença de uma margem onde se desenvolvem build-ups e uma porção de maior inclinação, que é consumida pela erosão num ambiente de mais alta energia e propicia o espessamento e acomodação de clinofomas e reposição de sedimentos (figura 4).

Figura 4 - Principais fácies deposicionais da Formação Barra Velha no Campo de Mero. Os corpos ígneos intrusivos são de idade Santoniana e assinatura alcalina.



Fonte: Maas et al. 2023

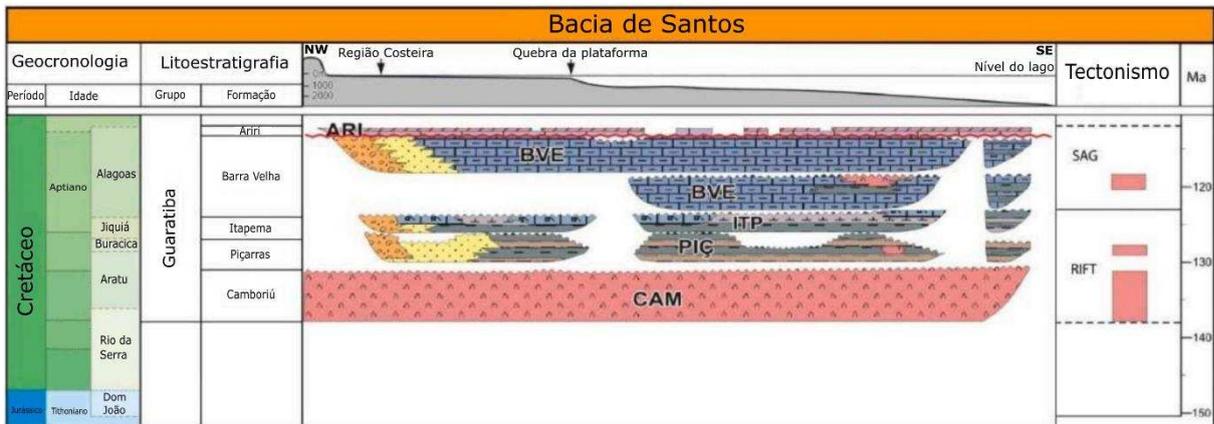
3. CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Geologia Regional

A área de estudo está inserida na Bacia de Santos, a qual costea de aproximadamente 350 mil km², sendo delimitada pelos Altos de Cabo Frio e Florianópolis. A formação da Bacia de Santos ocorreu devido ao segundo break-up, que resultou na ruptura do megacontinente Gondwana Oeste. Esse evento gerou o Atlântico Sul (figura 5) e aconteceu através de um modelo de rifte prográdante (BUENO, 2004).

A estrutura crustal da Bacia de Santos tem sido objeto de diversas discussões quanto a sua geometria, espessura e taxas de deformação. O processo de rifteamento (também designado de tafrogênese), responsável pela formação dos riftes, ocorre pelo estiramento da crosta ou da litosfera (crosta e manto litosférico terrestres) e pode evoluir para a ruptura continental e formação de um oceano (SILVA, 2021).

Figura 6 - Carta Estratigráfica da Bacia de Santos



Fonte: Modificado de Moreira et al. (2007).

A fase Sin-rifte I da Bacia de Santos corresponde ao seu embasamento (figura 7), que pode ser subdividido em embasamento cristalino e embasamento econômico. O embasamento cristalino é constituído por uma mistura de terrenos formados por granitos e gnaisses da faixa ribeira, que datam do período Pré-cambriano. Já o embasamento econômico é composto por derrames basálticos da Formação Camboriú, que surgiram durante a era Neocomiana, em conexão com o início do desenvolvimento estrutural do rifteamento das placas Sul-americana e Africana (SILVA, 2021)

Nessa fase, o que predomina são horsts e grábens estruturais controlados por falhamentos normais, além de estruturas de direção NE-SW que possuem uma expressão regional mais significativa. (ZALÁN *et al.*, 2011).

A fase Sin-rifte II da Bacia de Santos é composta pelas formações Piçarras e Itapema, que são caracterizadas por ambientes tipicamente continentais. Essas formações foram depositadas durante a evolução da fase rifte da bacia, no período que abrange do Barremiano ao Eoaptiano (ZALÁN *et al.*, 2011).

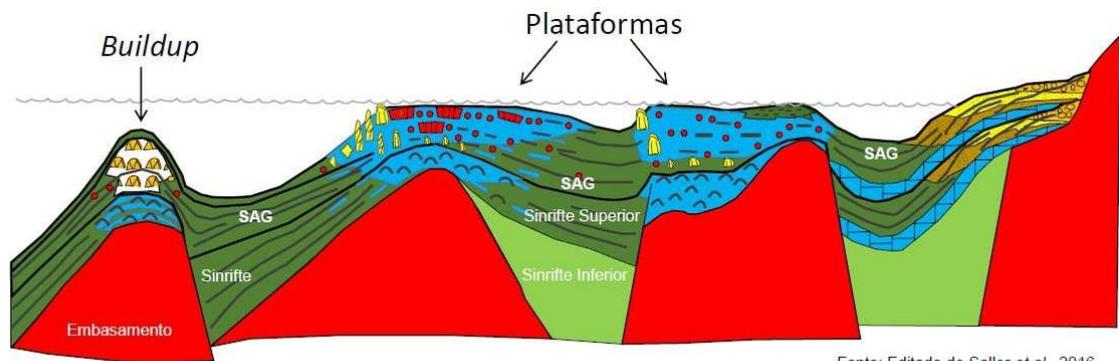
A Formação Piçarras, em suas porções proximais, é composta por conglomerados e arenitos polimíticos formados por fragmentos de basalto, quartzo e feldspato. Esses sedimentos foram depositados em ambientes de leques aluviais. Já nas porções mais distais, a Formação Piçarras é caracterizada por arenitos, siltitos e folhelhos negros com alto teor de carbono orgânico, que foram depositados em ambiente lacustre. (LEBRE, 2021).

A Formação Itapema, por sua vez, foi depositada no estágio final da formação dos grábens assimétricos, quando as falhas principais diminuíram a atividade até cessarem quase que completamente. O limite inferior da Formação Itapema com a seção inferior, Formação Piçarras, é marcado pela discordância intrabarremiana correspondente ao andar local (Jiquiá),

enquanto o seu limite superior é a discordância pré-Alagoas. (LEBRE, 2021).

A Formação Itapema é caracterizada por intercalações de depósitos conglomeráticos de leques aluviais nas porções proximais, bem como por rochas carbonáticas, incluindo grainstones, coquinas, wackestones e packstones bioclásticos, que formam importantes reservatórios da bacia. Além disso, a Formação Itapema apresenta folhelhos escuros ricos em matéria orgânica em suas porções distais. Esses folhelhos foram depositados durante o andar local Jiquiá (Barremiano-Eoaptiano) em ambientes lacustres anóxicos e correspondem às principais rochas geradoras de hidrocarbonetos na bacia. (SILVA, 2021).

Figura 7 - Estrutura do embasamento (altos e baixos estruturais) e principais fácies do pré-sal.



Fonte: Editado de Saller *et al.*, 2016.

	Domos com ramificações microbiais (<i>chert boundstone</i>)		Intraclastos esferulíticos (<i>packtone - grainstone</i>)		Carbonatos e margas argilosas		Siltito
	Estrutura microbiana arbustiva		Wackestone - packstone esferulíticos		Lama planar (Dolomita)		Arenito
	Folhelhos (comumente ricos em matéria orgânica)		Carbonatos e margas argilosas com esferulitos		Carbonato micrítico (<i>mudstone - wackestone</i>)		Conglomerado
			Packstone - grainstone com Conchas de moluscos		Carbonato transgressivo		Embasamento

Fonte: Modificado de Saller *et al.* (2016).

A fase Sag ou Sin-rifte III representou a evolução do processo de strain softening resultando no rompimento litosférico. Essa fase também passa a refletir um relativo ambiente de quiescência tectônica e o início da subsidência térmica com a definitiva ruptura da litosfera, caracterizada por um ambiente transicional bastante estressante (CHANG *et al.*, 2008).

Os sedimentos terrígenos da Fm. Piçarras depositaram-se discordantemente sobre os basaltos da Fm. Camboriú. A Fm. Piçarras foi depositada durante os andares Aratu Superior e Buracica, e é composta por leques aluviais nas porções proximais e por arenitos, siltitos e folhelhos talco-estevensíticos nas porções lacustres. A deposição desses sedimentos ocorreu desde o estágio inicial até o estágio final de máxima atividade da formação dos meios-grábens (MOREIRA *et al.*, 2007).

O principal período de deformação da fase rifte ocorreu durante a deposição dessa sequência. Segundo Moreira *et al.* (2007), a deformação foi concentrada nas porções crustais superiores, com a formação de sistemas de falhas com ângulo de caimento menor que das falhas que afetavam os basaltos da Fm. Camboriú (ANP/LEBAC, 2013).

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

A parte inferior da Formação Barra Velha é constituída por calcários e laminitos nas áreas mais próximas e folhelhos nas áreas mais distantes. Além disso, ocorrem grainstones e packstones que contêm fragmentos de estromatólitos e bioclastos, como ostracodes. (SILVA, 2021).

Karner (2000) afirma que a discordância Pré-Alagoas se originou em resposta a uma regressão regional que ocasionou a erosão dos blocos de falhas soerguidos. Já Dias (2005) ressalta que esta descontinuidade se originou devido ao deslocamento da deformação axial do sistema rifte.

Segundo Moreira *et al.* (2007) o limite superior da Fm. Piçarras com a parte inferior da Fm. Barra Velha é dado pela discordância Pré-Alagoas. Devido a presença da discordância Intra-Alagoas, a Fm. Barra Velha, formada por sedimentos calcários, pode ser dividida em superior e inferior. Essa discordância não apenas divide os depósitos sedimentares da Fm. Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007), como também marca a transição de fases tectônicas distintas (WRIGHT; BARNETT, 2015). De acordo com Wright e Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), a discordância Intra-Alagoas separa a Fm. Barra Velha em uma parte inferior, acometida por um regime tectônico característico de rifteamento, e a parte superior inserida em um ambiente característico de fase sag. Assim, a parte superior dessa formação foi depositada em um momento de maior quiescência tectônica, contexto da fase sag (SILVA, 2021).

Bacias tipo Sag poderiam ter sua origem associada à compensação isostática devido ao estiramento na base da crosta, sugerindo uma quiescência tectônica (PAPATERRA, 2010). Contudo, vários autores indicam a presença de falhas afetando os pacotes sedimentares da parte superior da Fm. Barra Velha (KARNER; GAMBOA, 2007; BUCKLEY *et al.*, 2015; THOMPSON *et al.*, 2015).

Faria *et al.* (2017) comentam que a presença dessas falhas pode estar relacionada com a reativação de falhas pré-existentes. Ressaltam que a fase sag, na totalidade da Bacia de Santos, pode não corresponder a um período de quiescência tectônica. Karner e Gamboa (2007) ainda asseguram que falhas extensionais, que acometem a fase sag, se propagam até a base dos evaporitos, o que sugeriria uma deformação extensional ocorrendo até o Aptiano Superior. Portanto, os autores concluem que, apesar da quiescência tectônica prevalecer nas porções proximais da margem sem evidência de deformação, as porções mais distais do rifte.

Os litotipos depositados durante este período foram depositadas as rochas típicas de ambientes de águas rasas ou mar epicontinental hipersalino (Formação Barra Velha), que são compostas por estromatólitos, calcários microbiais e lamitos nas porções proximais. Estas rochas compreendem as principais rochas reservatórios da seção pré-sal. Seu limite superior é dado pela discordância que corresponde a um forte refletor sísmico positivo provocado pelo alto contraste de impedância acústica entre o topo dessas rochas carbonáticas e a camada de anidrita depositada na base da seção salífera. A deposição salífera está relacionada ao aumento da taxa de evaporação em relação ao influxo de água durante o Neoaptiano, equivalente ao andar local Alagoas Superior.

A Formação Ariri representa as rochas depositadas durante essa fase e é composta por espessos pacotes de halita e anidrita, ocorrendo também outros sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita. Estes pacotes foram depositados em ambiente marinho restrito com formação de planícies de sabkha. Por fim, a fase de margem passiva da bacia segue a fase evaporítica e é marcada pela evolução para a etapa de mar franco, que inicia com os carbonatos de plataforma rasa da Formação Guarujá, até os depósitos siliciclásticos de mar aberto atuais.

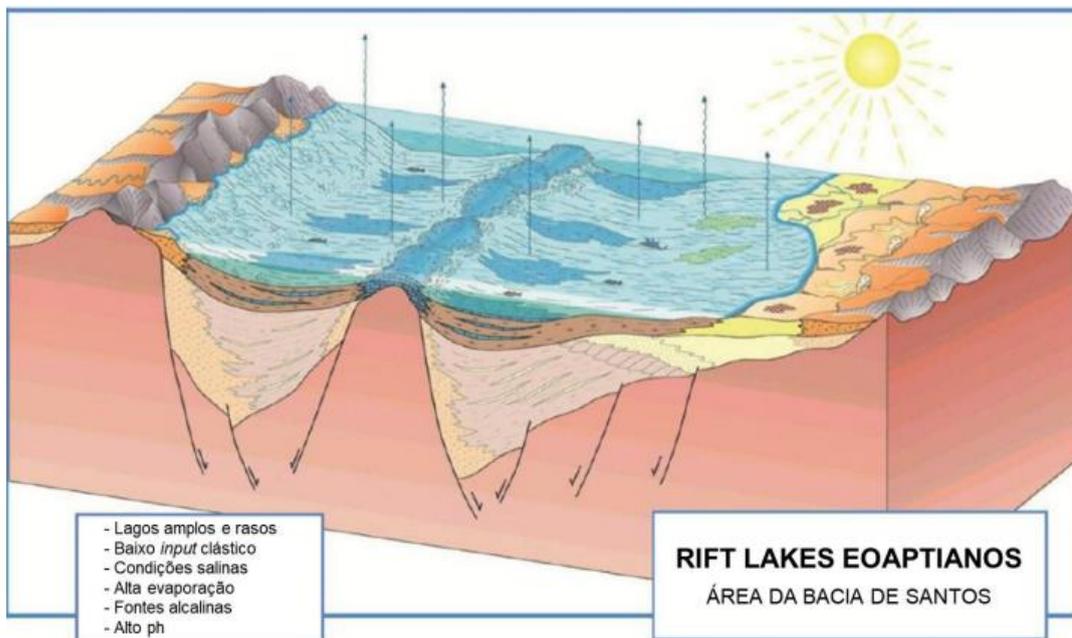
3.2 Formação Itapema

A Formação Itapema foi depositada durante o período Neobarremiano ao Eoaptiano, tem sua base limitada pela discordância Pré-Jiquiá e seu topo pela discordância Pré-Alagoas, marcando seu limite com a Formação Barra Velha. Essa formação é composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na parte mais próxima, e por intercalações de rochas carbonáticas com folhelhos escuros na parte mais distante. Os carbonatos são representados por grainstones com bivalves (coquinas), wackestones e packstones bioclásticos, sendo as coquinas excelentes reservatórios carbonáticos por possuírem características permoporosas favoráveis (CASTRO, 2019). Por outro lado, os folhelhos da Formação Itapema são importantes rochas geradoras, conforme destacado por Moreira *et al.* (2007).

Segundo Moreira *et al.* (2007), é possível estabelecer uma correlação entre a Formação Itapema e a Formação Coqueiros da Bacia de Campos. O modelo deposicional dessas formações é interpretado como depósitos lacustres localizados em altos estruturais, que foram depositados em condições rasas e de alta energia. As fácies sedimentares apresentam variações entre praias, barras, bancos bioacumulados e depósitos de tempestades. (WINTER *et al.*, 2007; THOMPSON *et al.*, 2015).

Thompson *et al.* (2015) descrevem o modelo deposicional da Fm. Coqueiros como sendo em um ambiente com forte influência de falhas, sobre rampas de baixo ângulo cortadas por falhas normais, interpretado como fluvio-lacustre (figura 8). Por outro lado, a Fm. Itapema da Bacia de Santos é menos estudada em comparação à Fm. Coqueiros. No entanto, trabalhos recentes têm sido desenvolvidos para elucidar o modelo deposicional da Fm. Itapema, incluindo estudos de Silva (2018), Castro (2019) e Chinelatto *et al.* (2020).

Figura 8 - Modelo deposicional para a Fm. Coqueiros, Bacia de Campos, que é correlacionável com a Fm. Itapema da Bacia de Santos.

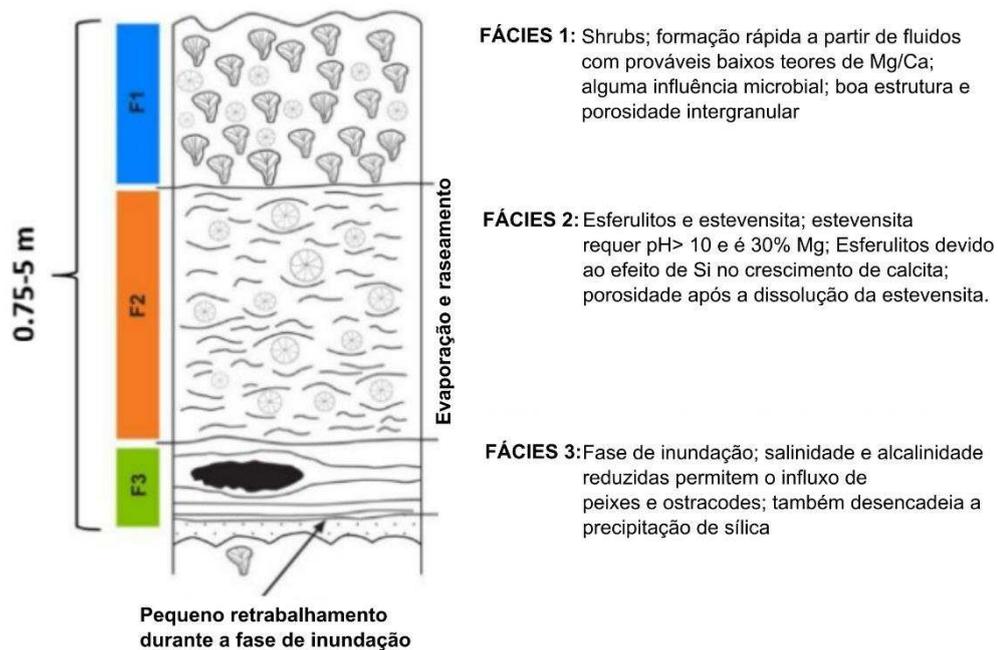


Fonte: Thompson (2015).

3.3 Formação Barra Velha

A Formação Barra Velha é uma sequência sedimentar depositada durante o período Aptiano e se situa acima dos sedimentos da Formação Itapema e abaixo da Formação Ariri, delimitada pelas discordâncias Pré-Alagoas e Base do Sal. Ela pode ser dividida em duas partes com base na discordância Intra-Alagoas: uma parte inferior, representando os carbonatos do rifte superior, e uma parte superior, composta pelos carbonatos da fase sag. No entanto, em algumas áreas da Bacia de Santos, a sequência sag é completamente ausente. O presente trabalho adota o modelo proposto por Wright e Barnett (2015) e Wright e Rodriguez (2018), que sugere um ambiente de lago evaporítico hiper-alcálico, raso e conectado. Esse modelo é baseado em uma grande variedade de dados da Bacia de Santos e corroborado por diversos autores, que destacam a alta alcalinidade e a ausência de influência marinha. Para mais informações sobre a deposição da Fm. Barra Velha, Castro (2019), oferece uma ampla revisão bibliográfica dos principais trabalhos que discutem o modelo deposicional da formação. Quanto às fácies presentes na formação, este trabalho adota o modelo de Wright e Barnett (2015), que estabelece uma relação entre três fácies e a evolução do ambiente deposicional, procurando determinar o contexto em que cada litologia foi depositada (figura 9). A Fácies 1 consiste predominantemente em shrebs in situ. A Fácies 2 é dominada por esferulitos e representa uma grande porção da Fm. Barra Velha. Ela está associada a shrebs menores, tipicamente fragmentados, esferulitos fragmentados e carbonatos detríticos de tamanho areia a argila. Os esferulitos foram possivelmente formados em uma matriz de silicatos de magnésio. A Fácies 3 consiste em carbonatos laminados, compostos de fragmentos de esferulitos e shrebs de tamanho areia muito fina a silte, formados rapidamente a partir de fluidos com baixos teores de magnésio e cálcio. Os grãos associados incluem restos de peixes e ostracodes não-marinhos, e a silicificação é uma característica comum nesta fácies.

Figura 9 - Esquema de sucessão de fácies do modelo deposicional proposto por Wright e Barnett (2015).



Fonte: Castro (2019).

De acordo com o modelo de Wright e Barnett (2015), a Fácies 3 da Fm. Barra Velha teria se formado em águas rasas, porém mais profundas do que as outras fácies. Essa fácies seria resultado de eventos pluviais de curta duração, que causavam uma redução na salinidade e alcalinidade do ambiente, tornando o lago menos hostil e permitindo a colonização de espécies. Por sua vez, a Fácies 2 é caracterizada por uma taxa aumentada de evaporação, resultando em águas supersaturadas e alcalinas que desencadearam a precipitação de silicatos de magnésio, inicialmente na forma de géis. Dentro desses géis, cresceram esferulitos que mais tarde se transformaram em argila estevensítica. Já a Fácies 1 teria surgido devido à redução da precipitação do gel, possibilitando o crescimento rápido de estruturas de shrubs cristalinos, formados a partir do crescimento assimétrico de esferulitos nas águas do lago. Os shrubs calcícticos encontrados se assemelham aos produzidos abioticamente em travertinos modernos (Wright e Barnett, 2015; Gomes *et al.*, 2020). Vale destacar que o modelo deposicional da Fm. Barra Velha tem sido objeto de diversas discussões na literatura.

3.4 Sistema Petrolífero

Um sistema petrolífero é um conjunto complexo de processos físico-químicos em constante evolução que resulta na geração e armazenamento de petróleo (DEMAISON; HUIZINGA, 1994). Esse sistema é composto por diversos elementos, como a rocha geradora,

a rocha reservatória, a rocha selante, o processo de migração do hidrocarboneto até a rocha reservatório e o tipo de armadilha geológica que permite a acumulação do petróleo. Juntos, esses elementos formam um ambiente propício para a geração, migração e armazenamento do petróleo. Além da sequência geração-migração-acumulação que deve ocorrer no momento exato, um sistema petrolífero ativo envolve a existência e o funcionamento síncronos de dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) e de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas-reservatório, rochas selantes e trapas) (MILANI *et al.*, 2001). O método de caracterização dos componentes dos sistemas petrolíferos na Bacia de Santos adotado neste estudo foi baseado na pesquisa realizada por Chang *et al.* (2008).

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos (figura 10) consiste de folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade neobarremiana/eoaptiana das formações Piçarras e Itapema. De acordo com Chang *et al.* (2008), as rochas geradoras dessas formações foram depositadas em ambiente lacustre salino ao final da fase rifte (Sin-rifte III). Supõe-se que neste ambiente o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas provindas do sul, tendo se tornado salinizado devido ao acréscimo de aridez instalada ao final da fase rifte, no Cretáceo Inferior (CHANG *et al.*, 2008).

Já os reservatórios da seção pré-sal são formados por rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha e coquinas da Fm. Itapema (MOREIRA *et al.*, 2007). Os carbonatos oolíticos constituem o reservatório mais importante da seção pós-rifte, há também carbonatos (coquinhas, microbialitos e estromatólitos) da fase sag (sin-rifte III) das formações Itapema e Barra Velha, que constituem os principais reservatórios da seção pré-sal, com grandes volumes de óleos descobertos nos campos de Lula, Sapinoá e Búzios.

Segundo Carminatti *et al.* (2008), os reservatórios do pré-sal estão relacionados com a ruptura das placas Africana e Sul-Americana, depositados em um ambiente de golfo, com imensas lagunas e uma relativa estabilidade tectônica. Tais condições de baixa energia e hipersalinidade favoreceram a presença e o crescimento de cianobactérias, que compõem as rochas carbonáticas constituintes dos reservatórios do pré-sal.

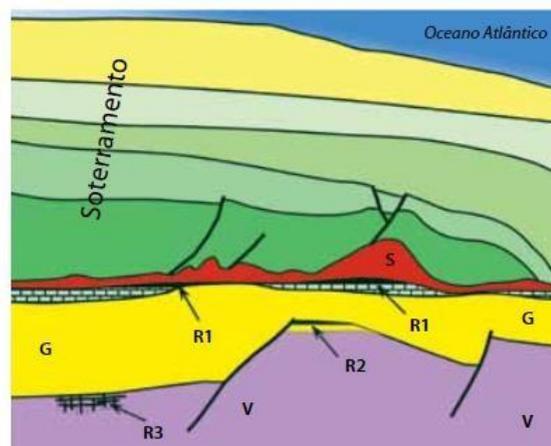
Paralelamente, Gomes *et al.* (2008) definiram como play do pré-sal o modelo de acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbial, abaixo de camadas do sal do Aptiano. No modelo de acumulação da seção rifte sugerido por Chang *et al.* (2008) o definem como aglomerações de hidrocarbonetos em altos estruturais da seção rifte, tendo como reservatórios rochas carbonáticas do andar local “Alagoas”.

Os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha são compostos por rochas carbonáticas formadas por coquinas e microbialitos. Os carbonatos microbiais ocorrem nas

seções rifte superior e sag, podendo estar sobrepostos a depósitos de coquinas da Formação Itapema, de idade Neobarremiana-Eoaptiana. Os reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha consistem em rochas carbonáticas microbiais e estromatólitos, que foram depositados em condições marítimas transicionais hipersalinas durante a fase sag no Aptiano (figura 4). Em algumas partes é possível observar seções adicionais de reservatórios calcários, advindos da Formação Itapema, e coquinas ou banco de conchas, que foram depositados em condições lacustres no topo da seção rifte

As principais trapas dessa seção pré-sal estão associadas aos altos estruturais do embasamento que foram gerados no início da fase rifte. Também nessa fase foram criadas as falhas responsáveis pela migração dos hidrocarbonetos. O selo corresponde ao pacote 26 evaporítico neo-aptiano/eoalbio da Fm. Ariri, cuja espessura pode atingir mais de 3.000 m (MOREIRA et al., 2007).

Figura 10 - Modelo esquemático de acumulação de hidrocarbonetos no pré-sal na bacia de Santos



V – rochas vulcânicas; G – rochas geradoras (folhelho);
R – reservatórios: R1 – calcários microbialíticos, R2 – calcários com coquina,
R3 – fraturas em rochas vulcânicas (basalto); S – selo (sal)

Fonte: Chang et al., 2008.

As rochas reservatórias do play pré-sal da seção rifte são seladas principalmente pelo pacote evaporítico abaixo das muralhas de sal da Formação Ariri, que se depositou no Neoptiano (equivalente ao andar local Alagoas superior). Esse pacote evaporítico é constituído por camadas extensas que se estendem ao longo da Bacia. Além disso, a variação litológica das unidades da própria seção rifte, que contêm intercalações de sedimentos pelíticos e calcilutitos, também atuam como selos para as rochas reservatórias.

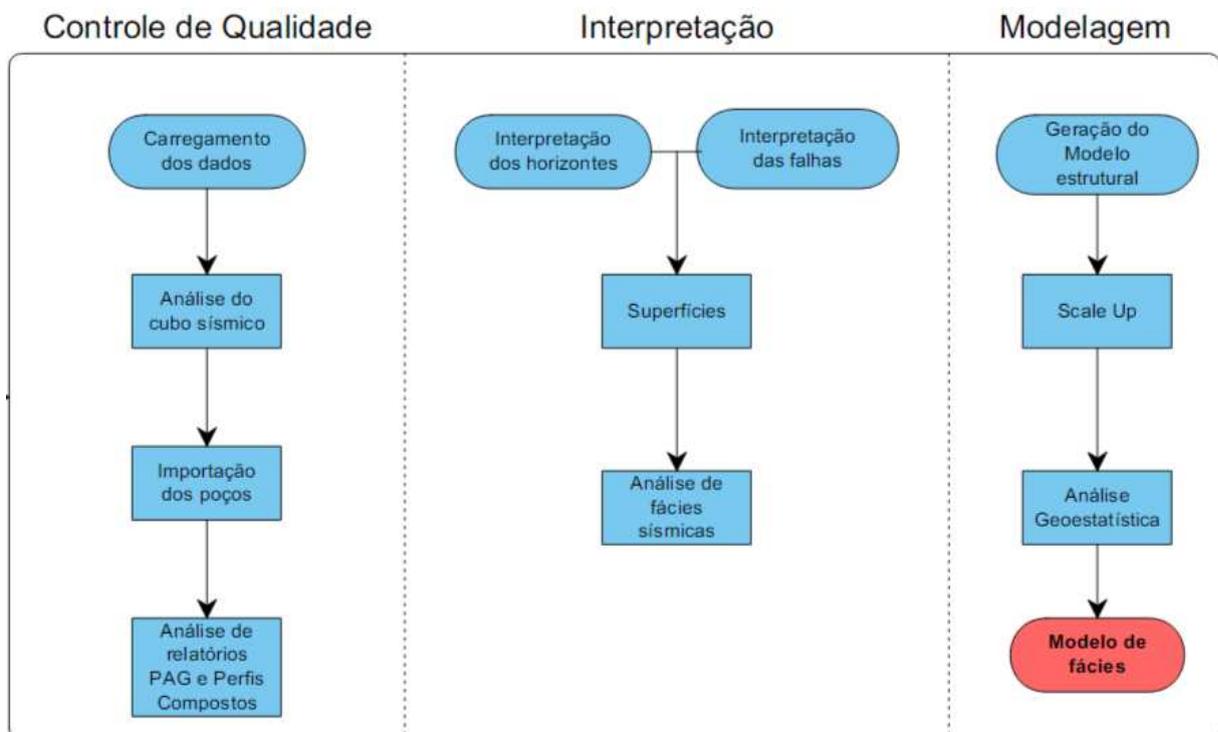
4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Revisão bibliográfica

A revisão bibliográfica se deu através da busca por artigos científicos nacionais e internacionais, em diversas plataformas, com foco em geologia regional da Bacia de Santos e metodologias associadas a pesquisa, para embasamento teórico.

O fluxo de trabalho seguido na pesquisa pode ser observado através da figura 11.

Figura 11 - Fluxograma do trabalho.



Fonte: Autor.

4.2 Dados sísmicos

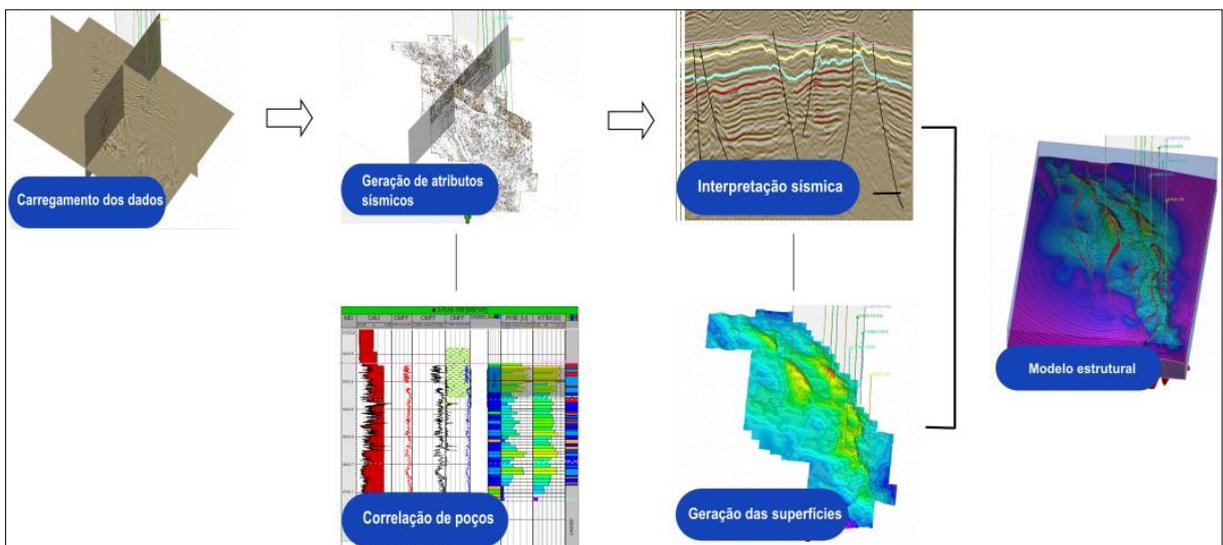
Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizados dados públicos disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Foram concedidos dados sísmicos e de poços (e.g. perfilagem geofísica, fácies, *wellheaders*, *wellpaths*, *welltops*) e dados de petrografia. Foi utilizado o software Petrel © E&P Platform, da Schlumberger, em sua versão 2021, para integração e interpretação dos dados.

Foram utilizados neste estudo dados de 10 poços e um volume de reflexão sísmica tridimensional no domínio da profundidade. O volume sísmico interpretado consiste em 811

linhas de campo espaçadas em 12,5 m. O comprimento das inlines é de ~28,2 km e as crosslines têm ~19,8 km, cobrindo uma área total de ~558,36 km².

Seguindo o fluxograma planejado (figura 11), os dados de poços e sísmicos foram inseridos no Petrel® e foi realizado o controle de qualidade dos mesmos (figura 12). Os dados de poços incluem as coordenadas da cabeça do poço, a trajetória do poço, os marcadores estratigráficos, os perfis geofísicos e os dados de porosidade retirados dos relatórios e/ou arquivos dos perfis compostos.

Figura 12 - Passo a passo para o modelo estrutural.



Fonte: Autor.

A correlação dos *welltops* com os dados sísmicos permitiu mapear com maior acurácia os horizontes das formações presentes no campo. Utilizou-se os preceitos da sismoestratigrafia para a interpretação e foram mapeados os principais horizontes e falhas presentes no volume sísmico. Utilizou-se a ferramenta 3D Autotracking com supervisão criteriosa e ajustes manuais, levando em consideração a análise das sismofácies. Foram utilizados volumes de diferentes atributos sísmicos (e.g. variância, antracking, cosseno de fases) os quais foram selecionados de acordo com sua contribuição na interpretação sísmica, evidenciando feições importantes no mapeamento.

Além das falhas e horizontes, foi realizada a interpretação de fácies sísmicas, que foram importantes para o entendimento do comportamento geológico do modelo e compreensão da distribuição das fácies. Para isso, foi utilizado o atributo cosseno de fases que realçou bem a diferença entre as fácies sísmicas da área de estudo.

As fácies sísmicas são geralmente identificadas como padrões associados a elementos arquitetônicos, sistemas deposicionais ou ambientes sedimentares, dependendo da escala e resolução dos dados sísmicos (SOMMER, 2022). Essas fácies são reconhecidas por meio de padrões de reflexão sísmica que indicam as características físicas do subsolo, como mudanças na litologia, na porosidade e na presença de fluidos. A interpretação das fácies sísmicas pode fornecer informações valiosas sobre a geologia de uma área, como a distribuição de reservatórios de hidrocarbonetos, a estratigrafia e a evolução tectônica (SOMMER, 2022).

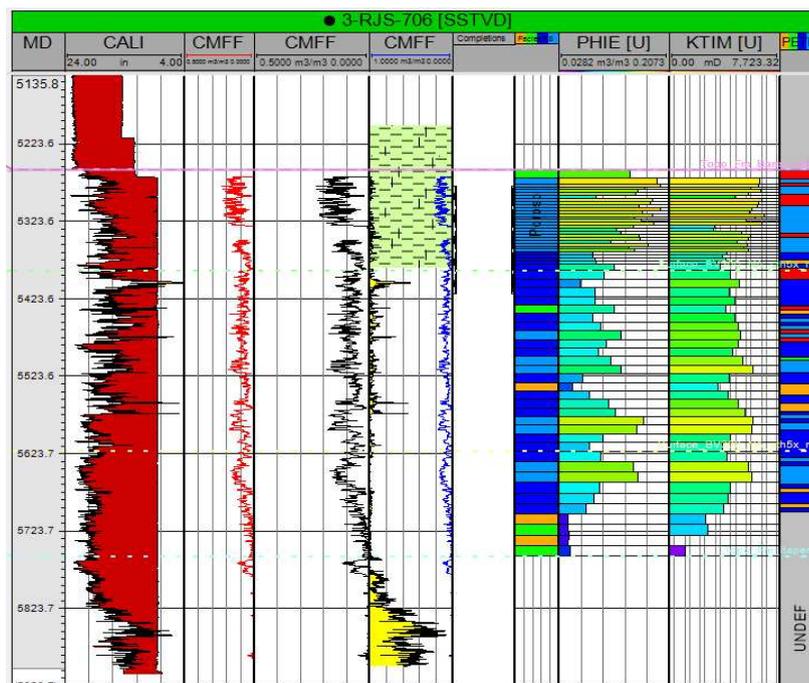
4.3 Dados de Poços

Foi realizada a interpretação de dados de poços que contribuíram com informações sobre as propriedades físicas das rochas e acerca da faciologia do campo estudado. Estes permitiram reconhecer as heterogeneidades intrínsecas ao reservatório em questão.

O carregamento dos perfis dos poços foi realizado e, após o controle de qualidade dos mesmos, foi desenvolvida uma análise qualitativa dos perfis dos poços para determinar as formações, identificar as litologias e as zonas produtoras de hidrocarbonetos (figura 13).

Com análise dos relatórios e dos dados de poços, propriamente dito, extraiu-se informações das porosidades que foram incorporadas no modelo.

Figura 13 - Exemplo dos dados de poços.



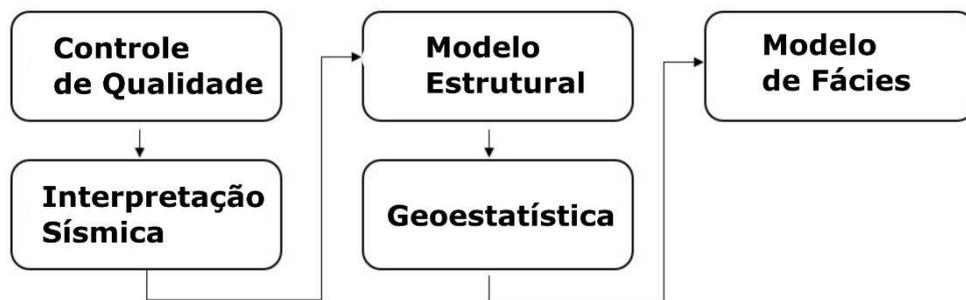
Fonte: Autor.

Para determinação da porosidade foram utilizados os dados de *well logs*. Os registros de poço são ferramentas enviadas ao poço durante o processo de perfuração que medem diferentes propriedades do reservatório. O perfil sônico mede o tempo de trânsito acústico, Δt , de uma onda sonora compressiva viajando através da formação porosa (BASSIOUNI, 1994). Com isso, foi possível calcular e extrair os valores de porosidade ao longo de todo o perfil.

4.4 Modelagem Geológica

Para caracterização e modelagem do reservatório, foi realizada a avaliação, organização e controle de qualidade das interpretações. Em seguida, foi criado o modelo estrutural e, posteriormente, o modelo de propriedade (figura 14).

Figura 14 - Fluxo geral de trabalho usado na modelagem tridimensional.



Fonte: Autor.

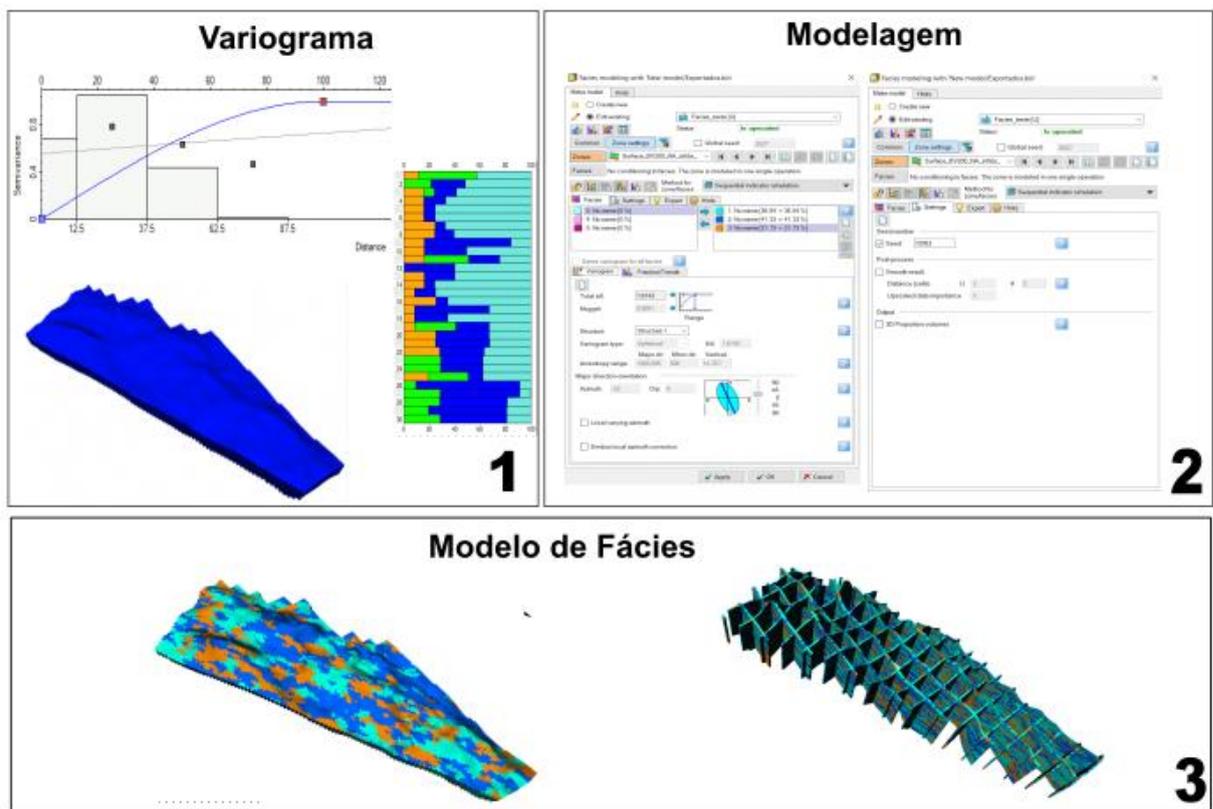
Após a confecção do modelo estrutural, foi iniciado o processo de modelagem de propriedade. O primeiro procedimento realizado foi de *scale up* para adequar a escala dos dados dos poços à escala do *grid*. Neste procedimento, cada célula que atravessa a trajetória do poço e que já tenha definido suas fácies, vai ser preenchida pela fácies que proporcionou maior ocorrência dentro dela. O segundo passo foi realizar um *cut off* utilizando os dados de porosidade disponibilizados pela ANP, onde foram separadas três fácies, de acordo com a porosidade: porosa (valores maiores que 12%), médio porosa (valores entre 6 e 12%) e fechada (valores inferiores a 6%).

Após a discriminação das fácies estabeleceu-se, através da análise semivariográfica dos dados, as medidas quantitativas de correlação espacial para serem utilizadas no processo de distribuição geoestatística das propriedades.

Para a modelagem de propriedade e sua distribuição nas células do *grid*, foi

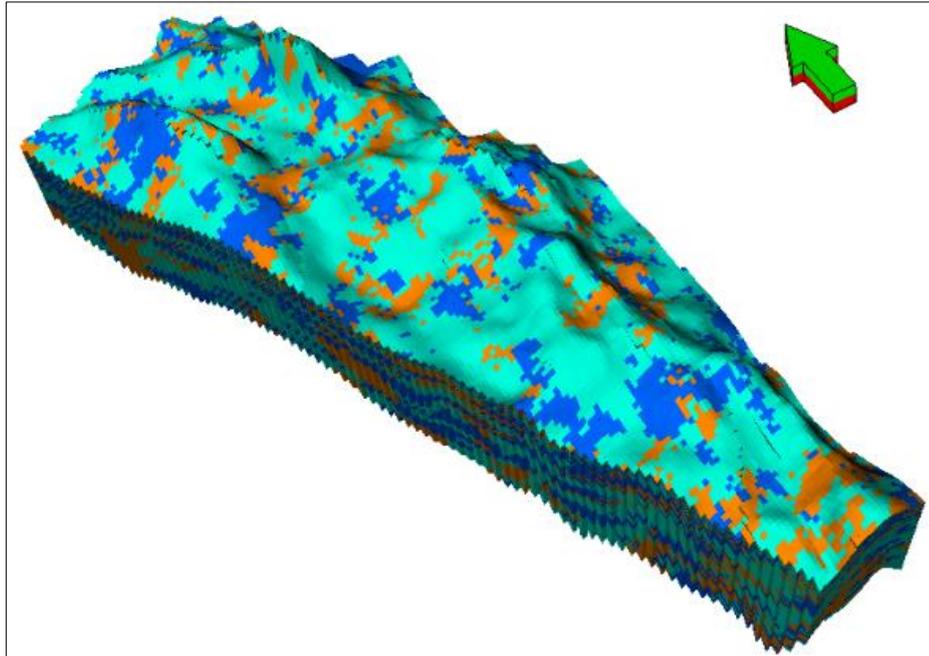
determinada uma metodologia baseada nos dados existentes, bem como nos trabalhos de Azevedo & Soares, (2017); Canon, (2021); Ma, (2019); Ringrose & Bentley, (2021) (figura 15). Os procedimentos incluíram o uso de dados do PAG (perfil de acompanhamento geológico) e dos poços os quais permitiram a identificação das três fácies (porosa, médio porosa e fechada). Nesses dados, aplicou-se o algoritmo geostatístico *Sequential Indicator Simulation* (SIS), respeitando os estudos variográficos e a curva de proporção vertical.

Figura 15 - Metodologia utilizada na distribuição de fácies e geração do modelo de propriedade.



Fonte: Autor.

Figura 16 - Visualização tridimensional do Modelo de propriedade do Campo de Berbigão.



Fonte: Autor.

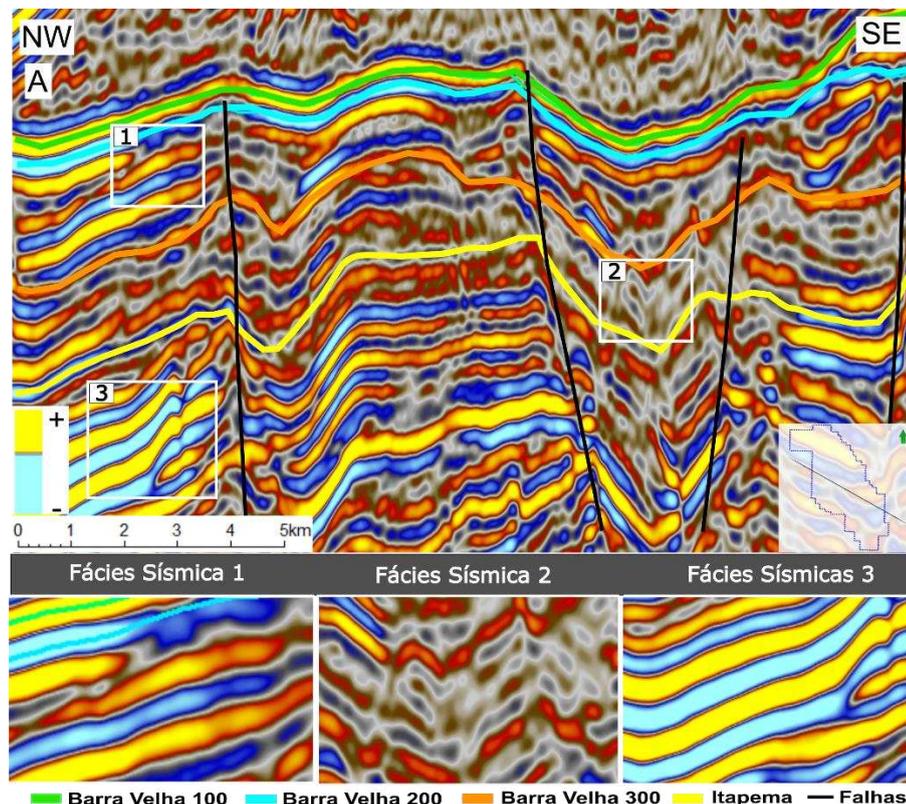
5 RESULTADOS

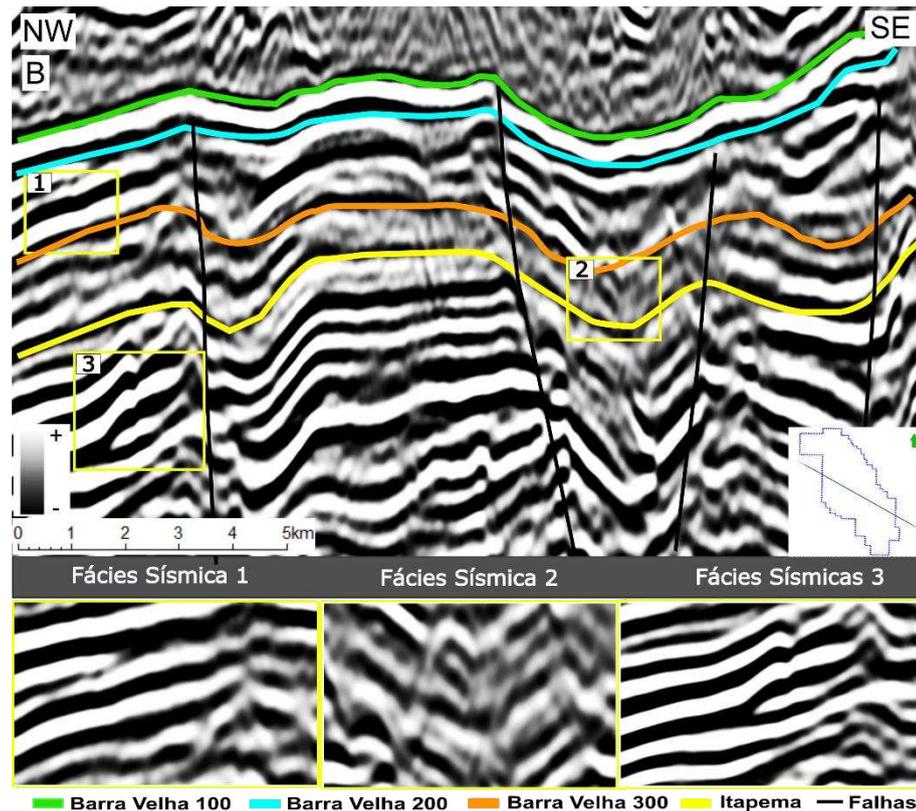
5.1. Interpretação sísmica

Foram interpretadas 3 fácies sísmicas (figura 17). A fácies 1 foi observada na porção mais próxima à base do sal, e apesar de possuir poucos refletores devido à sua espessura de aproximadamente 150 metros, apresenta alta amplitude e uma fácies sísmica plano-paralela com boa continuidade. As fácies plano paralelas são um indicativo de uma deposição mais calma, típica de ambiente lagunar, corroborando para o contexto propício para deposição carbonática (Sommer, 2022).

A fácies sísmica 2 (figura 17) está relacionada à Formação Barra Velha 300 e possui maior espessura, em torno de 500 metros, e seus refletores são plano-paralelos com baixa amplitude, com alguns refletores semi-contínuos. Já a fácies sísmica 3 está inserida na Formação Itapema, apresenta alta amplitude, boa continuidade e média à alta frequência.

Figura 17 - Fácies sísmicas interpretadas em uma seção sísmica. A) Sísmica em cores. B) Atributo do cosseno de fases.





Fonte: Autor.

Quatro horizontes geológicos, sendo eles Barra Velha 100, 200, 300 e Itapema, foram interpretados.

A Formação Itapema apresenta um topo caracterizado por um horizonte com baixa continuidade o qual é compartimentado por muitas falhas (figura 18). Esse horizonte está a uma profundidade de aproximadamente 6400 metros na porção noroeste, porém, na zona mais a sudeste, torna-se mais raso a aproximadamente 6300 metros, justamente na zona de um alto estrutural (figura 18).

O horizonte da Formação Barra Velha 300 (BV 300) está a uma profundidade de aproximadamente 6000 metros. É um refletor de pouca continuidade e amplitude média a alta.

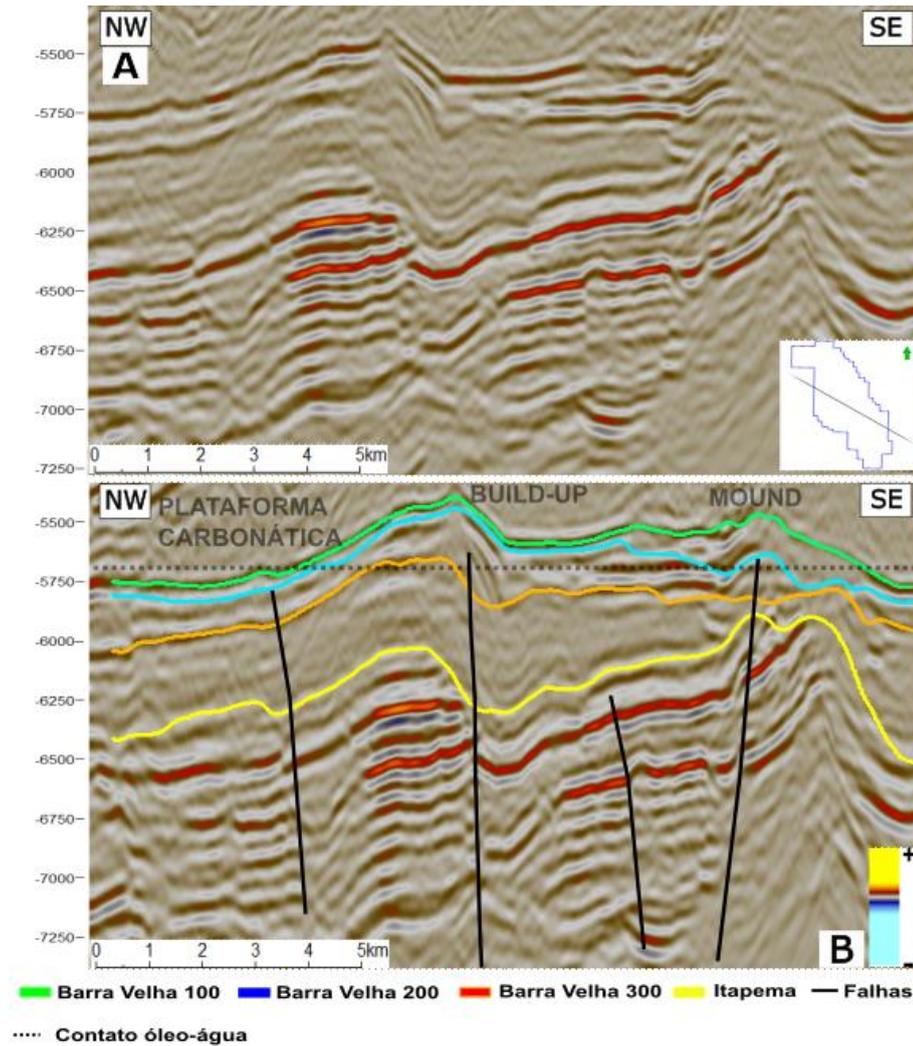
O Barra Velha 200 (BV 200) está a uma profundidade de aproximadamente 5800 metros e esse horizonte configura um *mound* na porção noroeste e um *buildup* no setor mais a sudeste do campo (figura 18). O refletor possui amplitude alta e influência das falhas.

O Barra Velha 100 (BV 100) representa o limite superior do pré-sal e corresponde à base do sal. Ele apresenta uma boa continuidade, tendo na porção sudeste a presença de um *buildup*, em uma zona de um alto estrutural (figura 18).

A figura 18 apresenta a interface entre as fases de óleo e água. Esta interface se

encontra a uma profundidade aproximada de 5725 metros, situada dentro do contexto geológico da Formação Barra Velha.

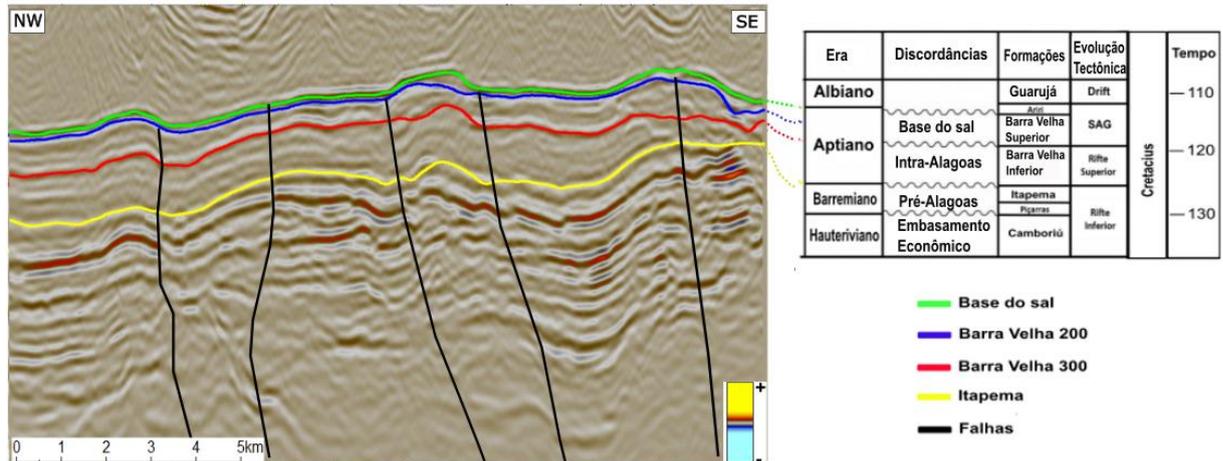
Figura 18 - Seção sísmica não-interpretada e interpretada, destacando-se as superfícies da Fm. Barra Velha 100, 200, 300 e Itapema, falhas, *mound*, plataforma carbonática, *build up* e o contato óleo-água.



Fonte: Autor.

A figura 19 apresenta os horizontes interpretados e suas correlações com a carta estratigráfica e seus estágios tectônicos. A Formação Itapema está inserida na fase rife, caracterizada por uma maior atividade tectônica (MOREIRA, 2007) o que resulta em horizontes mais descontínuos, fácies sísmicas com menor amplitude e maior presença de falhas no ambiente geológico. Já a base do sal está localizada em um contexto do tipo SAG que é um ambiente mais estável (MOREIRA, 2007), com refletores contínuos e menor influência tectônico-estrutural, favorecendo, assim, o desenvolvimento de fácies microbiais.

Figura 19 - Seção sísmica mostrando a interpretação de falhas e horizontes correlacionadas à carta estratigráfica adaptada da Bacia de Santos (MOREIRA 2007, WRIGHT & BARNETT 2015, BUCKLEY 2015 E NEVES 2019), a qual apresenta a estratigrafia com fases de evolução tectônica e discordâncias do intervalo pré-sal.



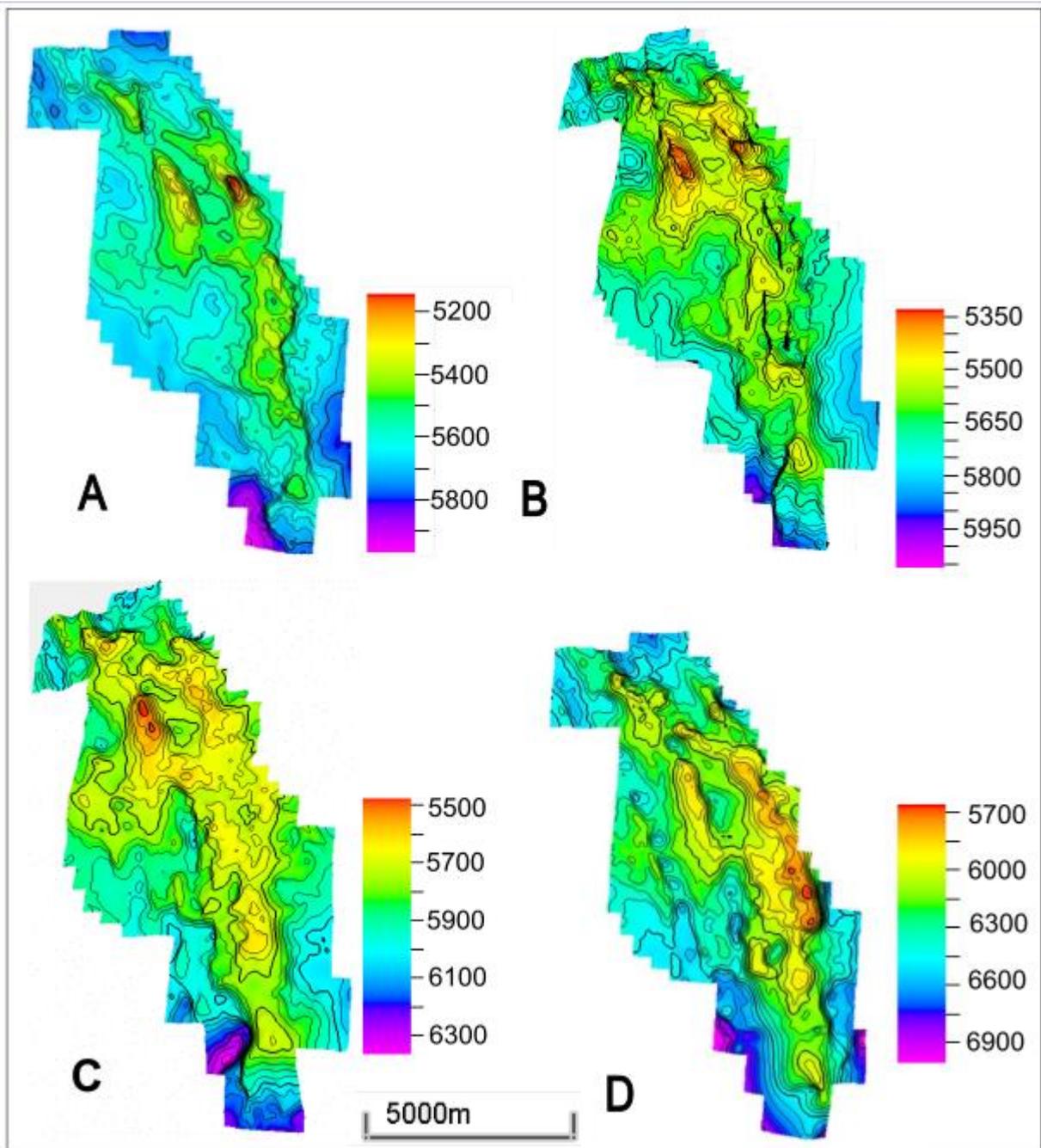
Fonte: Autor.

5.2. Modelagem estrutural

Para geração do modelo estrutural, foram criadas quatro superfícies de acordo com os horizontes sísmicos interpretados. A superfície da Formação Itapema é a mais profunda do modelo, tendo um intervalo de profundidade entre 5800 – 6500 metros (figura 20d). O setor sul apresenta-se mais profundo que o setor norte e os altos estruturais situados na região nordeste do campo são alongados e contínuos.

As superfícies Barra Velha 200 e 300 são intermediárias e possuem profundidades que variam entre 5250 - 6000 metros (figura 20b,c). Suas zonas de maiores profundidades também se encontram no setor sul de Berbigão.

Figura 20 - Superfícies interpretadas. As cores representam a variação de profundidade. A) Superfície Barra Velha 100; B) Superfície Barra Velha 200; C) Superfície Barra Velha 300; D) Superfície Itapema.



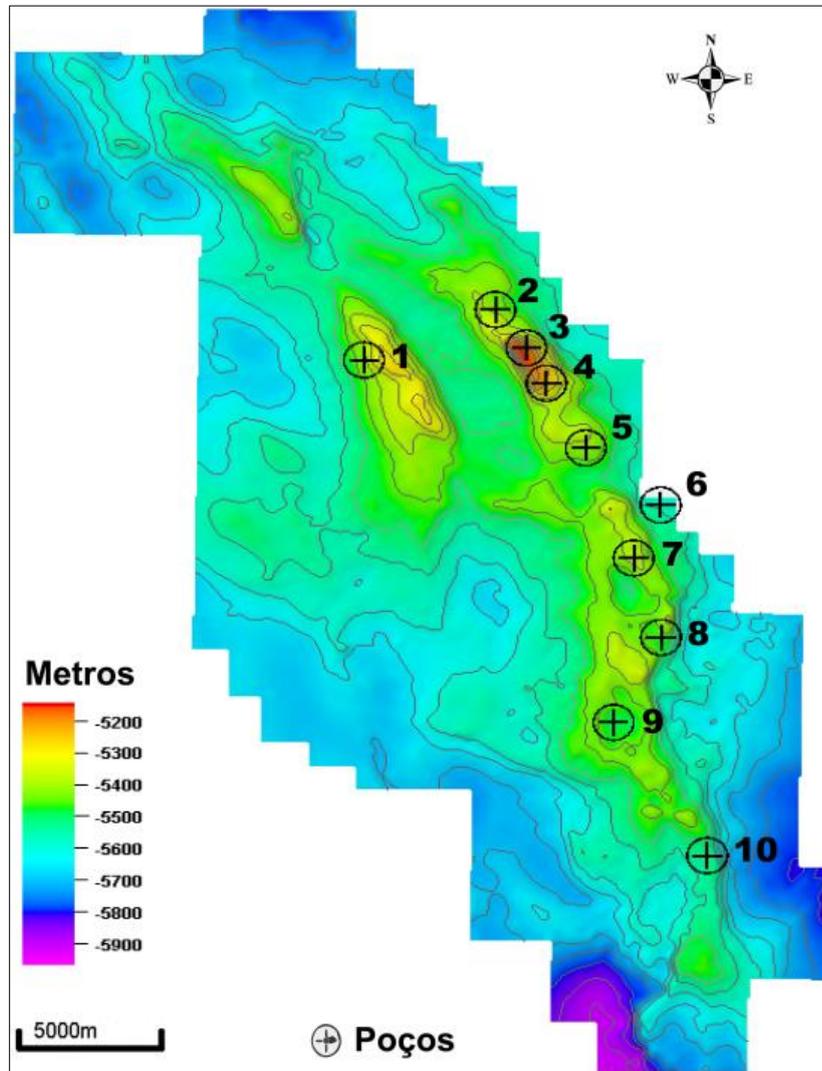
Fonte: Autor.

A superfície da Barra Velha 100 (BV 100) é a mais rasa do modelo (Figura 20a). As zonas produtivas encontram-se nos altos estruturais, podendo alcançar profundidades próximas a 5000 metros. Porém, é importante ressaltar, que na zona sudeste de Berbigão, observa-se um aprofundamento da superfície BV 100, chegando a valores próximos a 5900 metros.

A figura 21 mostra a superfície da base do sal (BV 100) com a inclusão dos poços que foram estudados. Os poços foram perfurados em altos estruturais e é importante destacar

que os poços mais importantes em termos de produção do campo de Berbigão estão localizados na parte nordeste do campo, enquanto o poço 1, situado mais a oeste do campo, tem baixa produção em comparação aos demais.

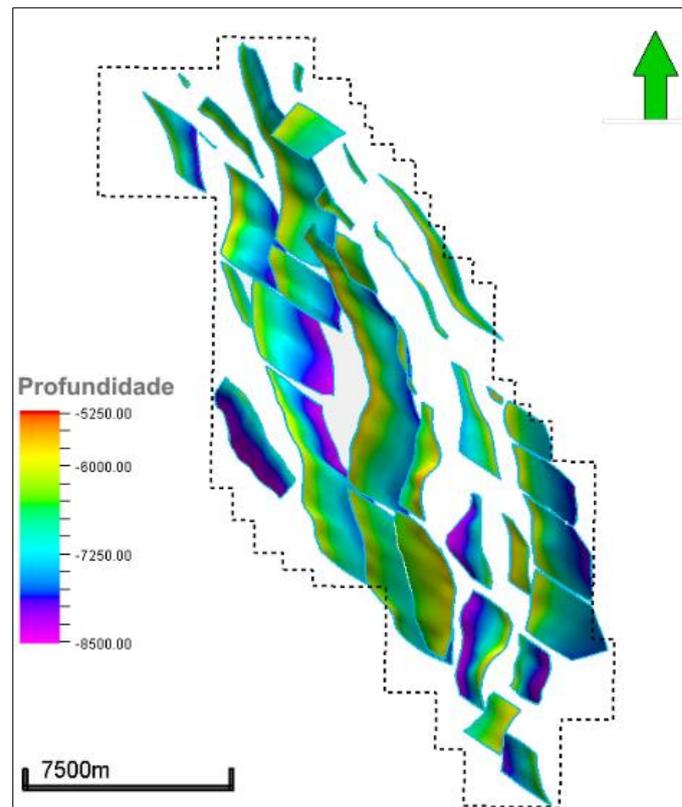
Figura 21 - Superfície da Base do Sal, incorporando os poços utilizados no trabalho.



Fonte: Autor.

O mapa de falhas mostrou que grande parte dos planos de falhas vêm desde o embasamento até a base do sal (figura 22). Observa-se falhas que vão de uma profundidade de aproximadamente 8000 metros até uma profundidade próxima de 5500 metros. No setor mais a nordeste do campo, as falhas vêm desde a fase rifte enquanto que na porção mais nordeste tem-se falhas de menor profundidade em zonas correspondentes à Formação Barra Velha superior. Observa-se um conjunto de falhas normais que mergulham em direções opostas.

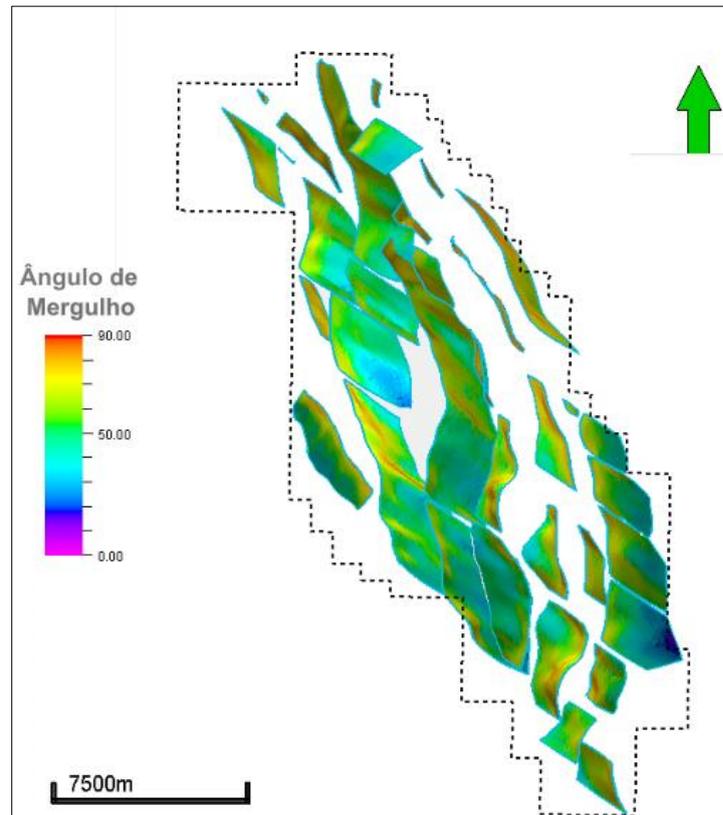
Figura 22 - Mapa de falhas da área de estudo com a profundidade.



Fonte: Autor.

A maioria das falhas mapeadas são do tipo normal e lítrica, e possuem uma direção predominante de NW-SE e N-S. Observa-se a direção de mergulho das falhas e nota-se que algumas falhas mergulham na direção W-SW e outras mergulham com direção predominante E-NE. A figura 23 apresenta o mergulho das falhas e nota-se que grande parte dos planos de falhas são sub-verticais, com altos ângulos de mergulho, em todo o campo de Berbigão. Nas zonas mais próximas à Fm. Barra Velha é mais significativa a tendência de verticalização, enquanto que em profundidade o ângulo tende a ser menor.

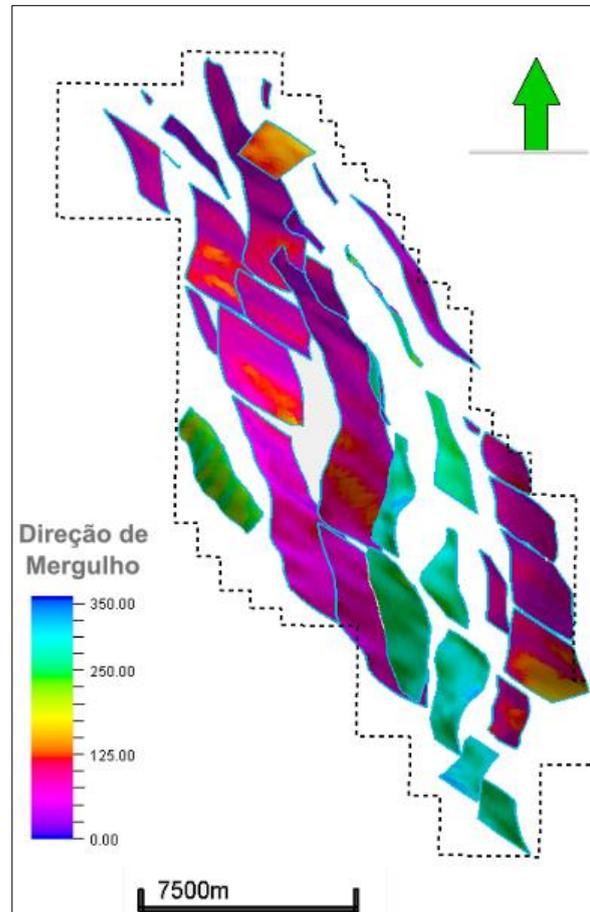
Figura 23 - Mapa de ângulo de mergulho das falhas do Campo de Berbigão.



Fonte: Autor.

A figura 24 mostra a direção do ângulo de mergulho. No setor noroeste de Berbigão, a maioria das falhas mergulham para SE, com uma variação entre 90° e 130° . Na borda leste do campo também foi observado esse mesmo comportamento, com falhas mergulhando para o mesmo quadrante. Em uma zona mais central, há falhas em tons mais esverdeados, o que significa mergulhos mais voltados a NW e SW.

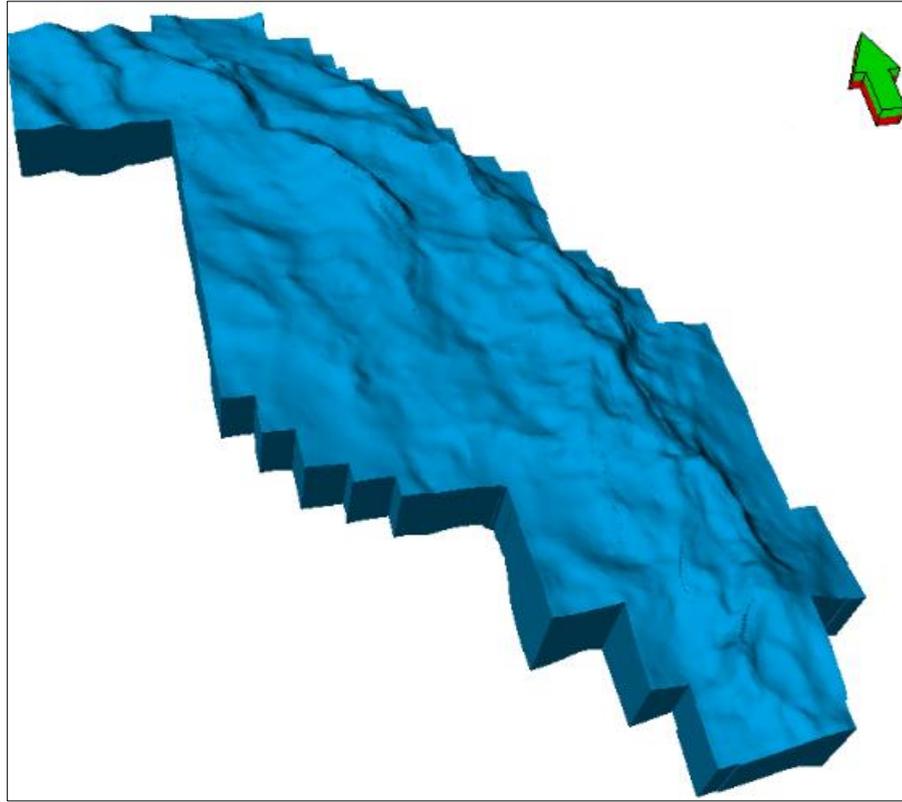
Figura 24 - Direção de Mergulho.



Fonte: Autor.

A figura 25 mostra o modelo estrutural do Campo de Berbigão o qual incorpora todas as informações das interpretações sísmicas e análises estruturais feitas. Há duas zonas importantes de *buildups* que estão próximos aos altos estruturais bem como uma zona mais aplainada, interpretada como plataforma carbonática, no setor central do modelo.

Figura 25 - Modelo Estrutural do Campo de Berbigão entre os topos das Formações Barra Velha e Itapema.



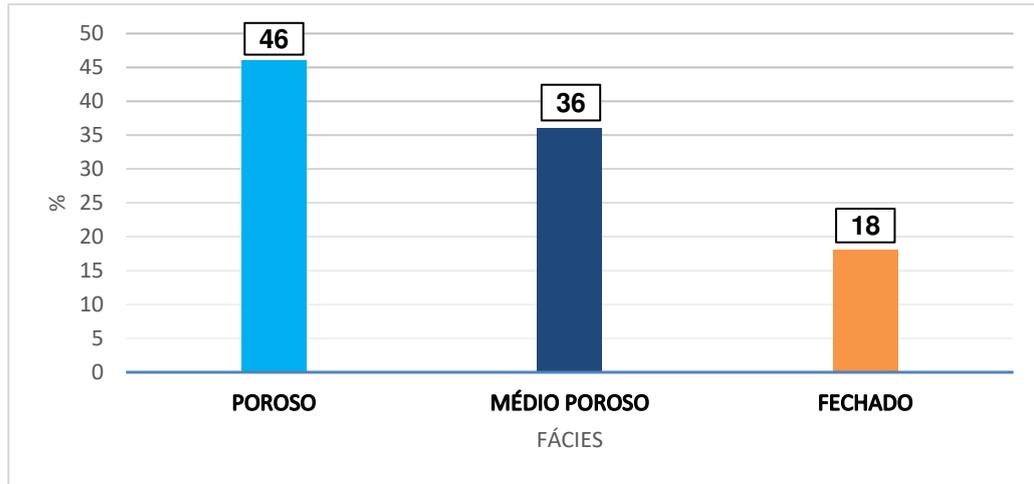
Fonte: Autor.

5.3. Modelagem Geoestatística

De acordo com a análise geoestatística, a fácies porosa é a mais presente no reservatório estudado, abrangendo cerca de 46% da área, sendo a principal fácies encontrada (figura 26). Esta fácies está distribuída por toda a área, porém, com maior ocorrência próximo à base do sal. A segunda fácies mais comum é a meio porosa, representando cerca de 36% do reservatório, também presente ao longo de toda área de estudo.

A composição restante do reservatório é constituída, em percentual, por 18% da fácies fechada. A fácies fechada é predominantemente localizada na parte sul do modelo e na zona intermediária.

Figura 26 - Gráfico da distribuição de fácies em porcentagem no modelo tridimensional.

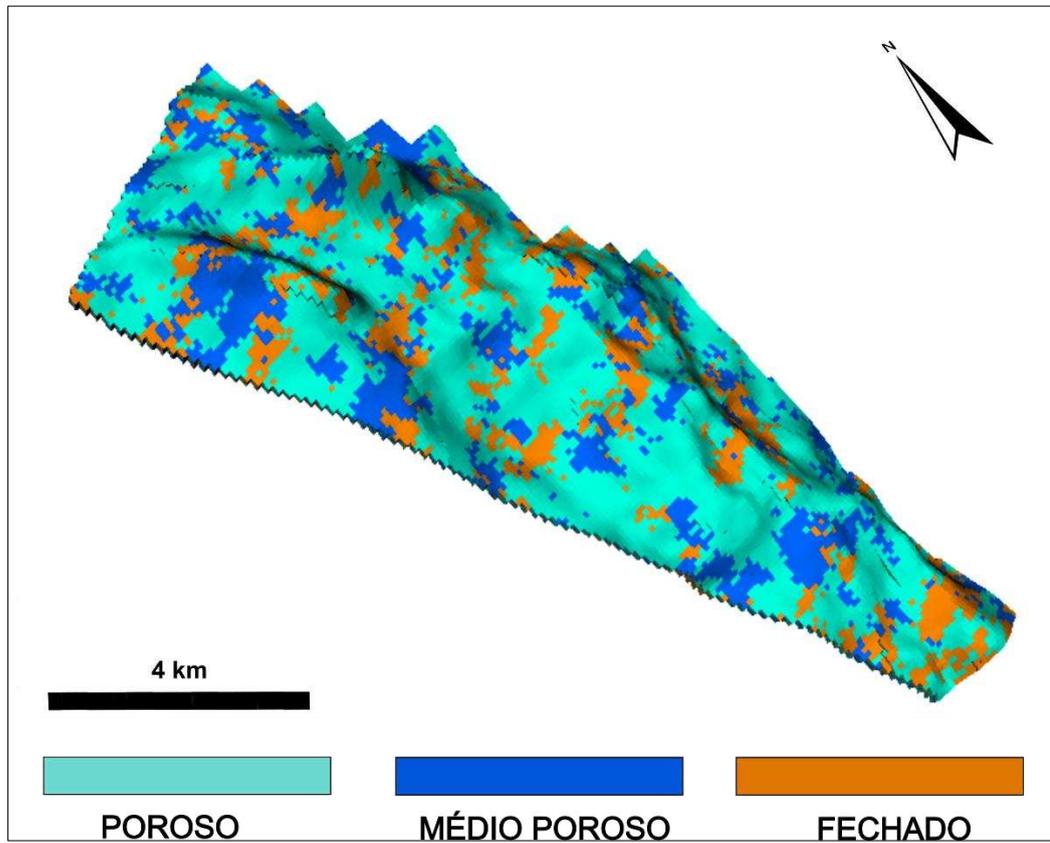


Fonte: Autor

Para facilitar a compreensão, o modelo foi dividido em três zonas distintas: a primeira corresponde a zona entre a base do sal e a Formação Barra Velha 200, a segunda situa-se entre a Formação Barra Velha 200 e 300, e a terceira zona compreende a área entre a Formação Barra Velha 300 e a Formação Itapema.

Na primeira zona (figura 27), observa-se que a fácies porosa está distribuída ao longo de todo o reservatório inclusive nos altos estruturais onde estão localizados os poços. A fácies médio porosa é mais presente no setor norte da área de estudo e na plataforma carbonática, entre os altos estruturais. Já as zonas com fácies fechada estão localizadas preferencialmente no setor sul do campo de Berbigão e principalmente ao redor dos altos estruturais. Nessa zona, a fácies mais comum é a porosa, representando cerca de 46%, enquanto a fácies médio porosa corresponde a quase 36%. A fácies fechada é responsável por apenas 18% da zona. O alto estrutural mais a noroeste apresenta a fácies mais fechada. Observa-se que, de uma forma geral, esta zona é bastante porosa, sendo considerada uma zona de grande importância do campo de Berbigão.

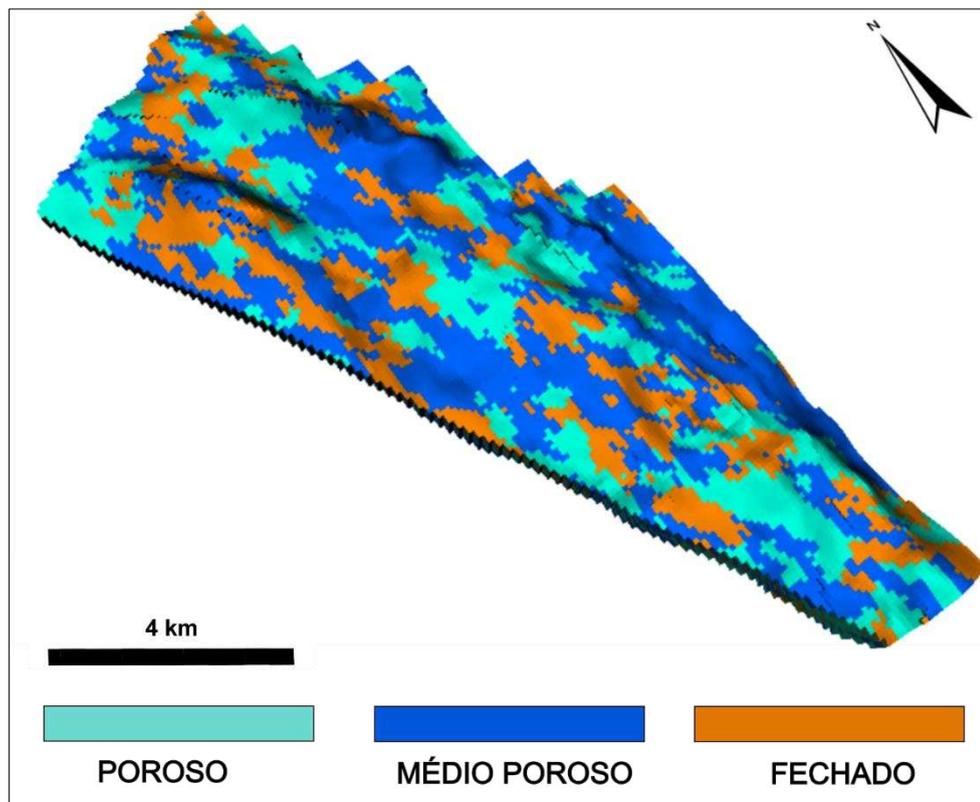
Figura 27 - Modelo de Propriedade do campo de Berbigão: Zona 1 (entre Barra Velha 100 e 200).



Fonte: Autor

Na segunda zona (figura 28), há uma leve redução na porosidade em relação à primeira. Nesse caso, a fácies mais representativa é a médio porosa, correspondendo a cerca de 45% da zona, seguida pela fácies porosa, com aproximadamente 34%. A fácies fechada que está predominantemente localizada no setor sul do campo de Berbigão com 21%. Apesar de estar mais concentrada no setor sul, essa fácies também está presente na parte norte, sendo a zona com a maior espacialização desta fácies ao longo do reservatório.

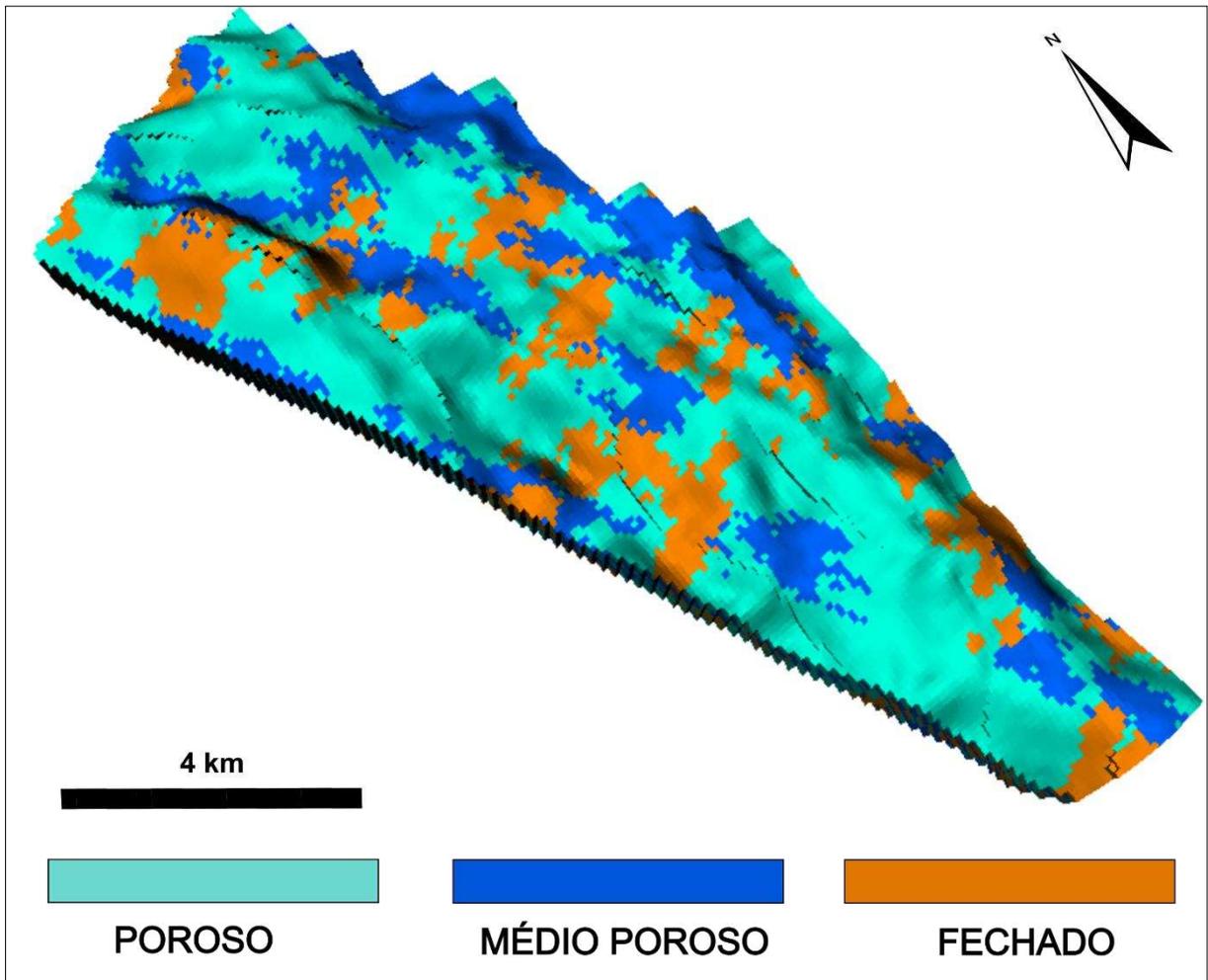
Figura 28 - Modelo de Propriedade do campo de Berbigão: Zona 2 (entre Barra Velha 200 e 300).



Fonte: Autor

Na terceira zona (figura 29), correspondente à região entre o topo da formação Itapema e a Barra Velha 300, a fácies mais predominante é a porosa, representando quase 45% da zona, seguida pela fácies médio porosa, com 30%, sendo bem importantes neste setor. A fácies fechada representa aproximadamente 25% da zona, tendo uma importância neste contexto, tendo em vista que ela segue o *trend* preferencial das falhas, como pode ser observado na figura 29. A fácies porosa nessa zona só está presente na parte mais sudoeste da área, mas também nos altos estruturais, mostrando uma boa porosidade para a produção de óleo.

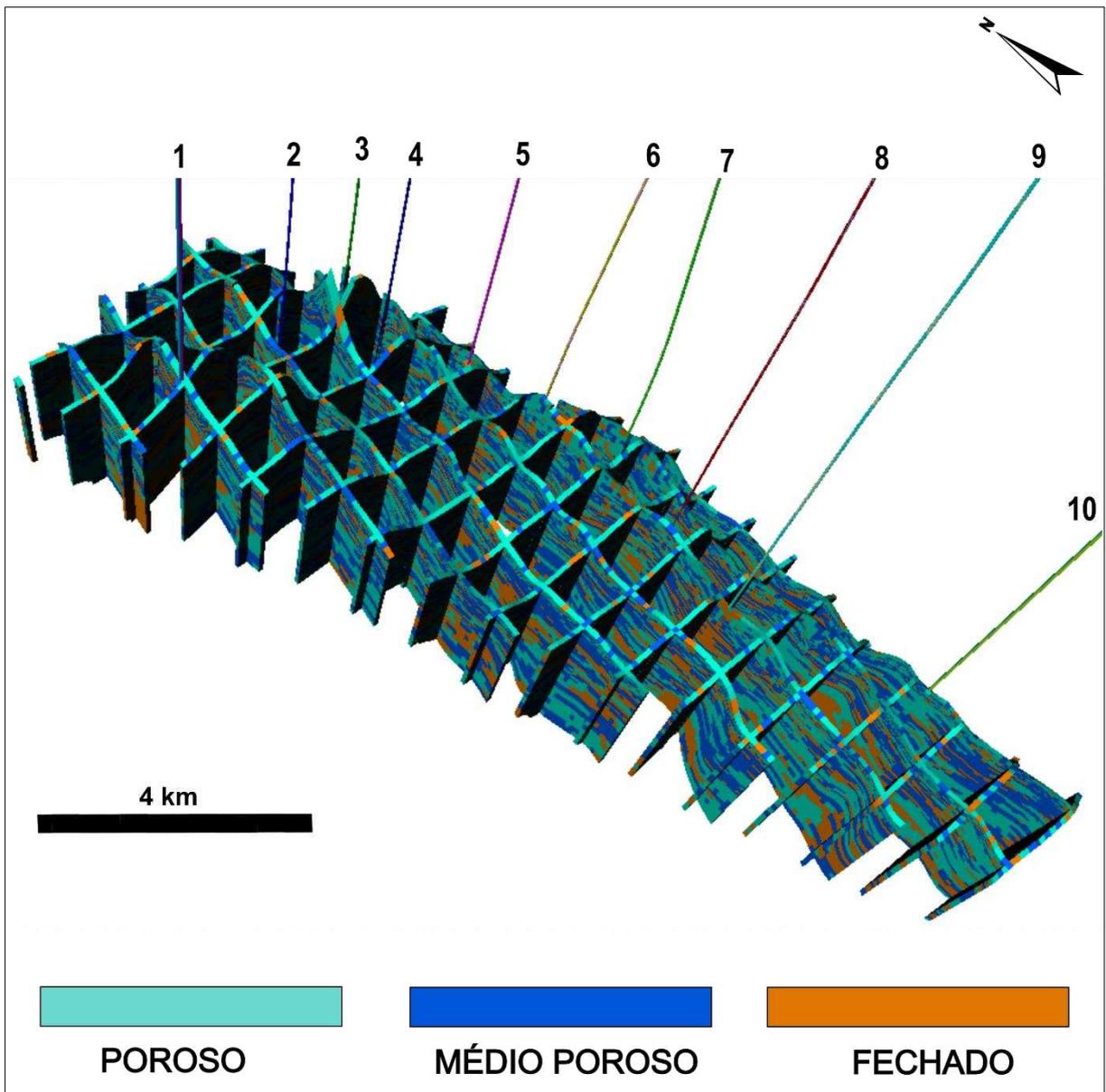
Figura 29 - Modelo de Propriedade do campo de Berbigão: Zona 3 (entre Barra Velha 300 e Itapema).



Fonte: Autor

Com a visualização do modelo em camadas (figura 30), observa-se uma região menos porosa a noroeste do campo, próximo ao poço 1. No alto estrutural em que está situado o poço 1, vemos uma porção bem significativa da fácies fechada. No setor mais nordeste, onde estão localizados a maioria dos poços produtivos do campo, as fácies porosas e meio porosas são predominantes.

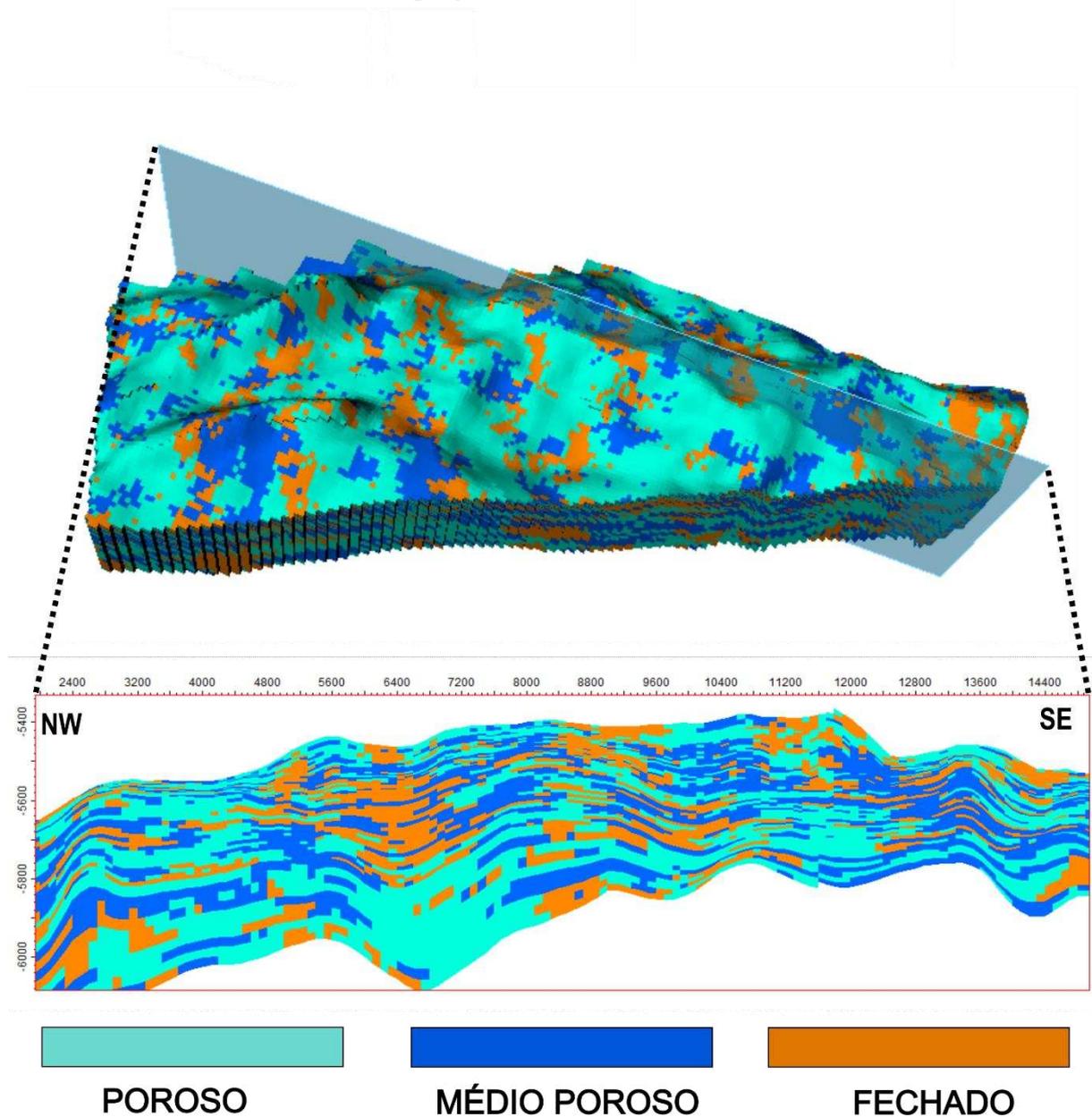
Figura 30 - Modelo de Propriedade do campo de Berbigão. Visualização em camadas.



Fonte: Autor

A figura 31 apresenta o modelo em uma seção de direção NE-SW a qual permite a análise da disposição das fácies presentes. Observa-se que a região intermediária apresenta mais as fácies fechada e médio porosa enquanto que as porções mais rasas e mais profundas, sobretudo na região nordeste do campo, apresentam a fácies porosa melhor distribuída.

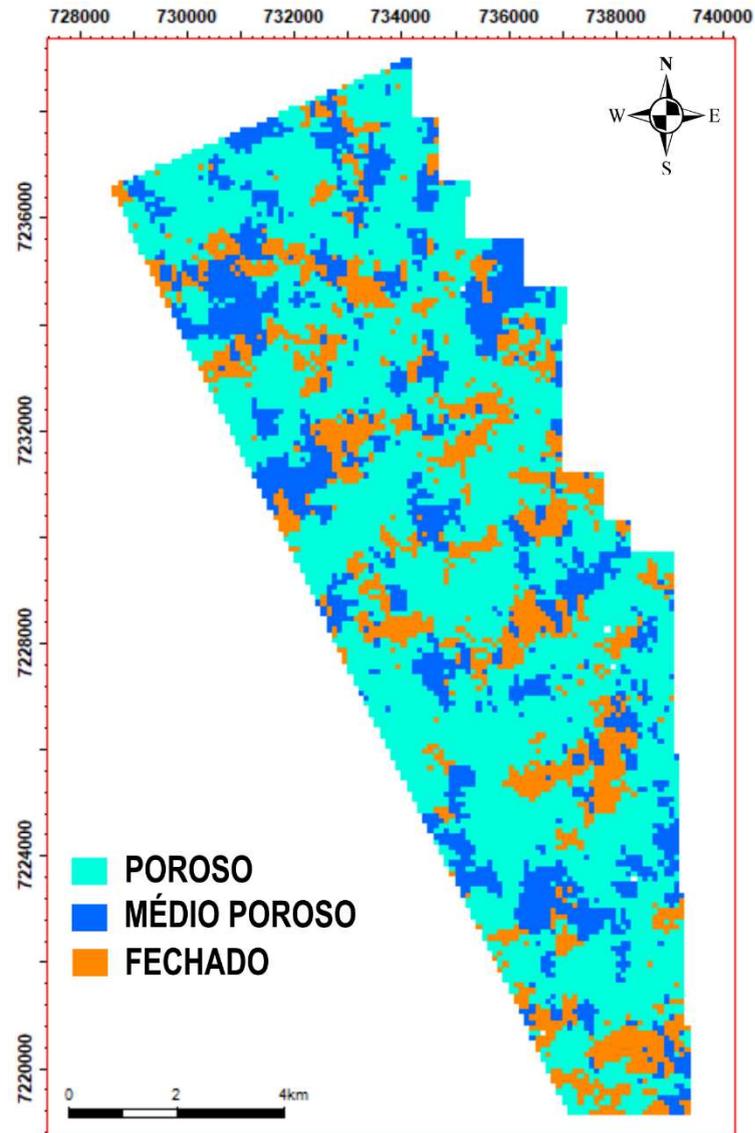
Figura 31 - Seção NE-SW do modelo de propriedade do Campo de Berbigão. A fácies porosa ocorre em maior porcentagem na porção superior do campo, a fácies médio porosa na porção intermediária e a fácies fechada na porção basal.



Fonte: Autor.

Com a visualização em mapa da Formação Barra Velha 100 (figura 32), observa-se um corredor mais poroso na porção central do modelo, com zonas mais fechadas no setor noroeste e sul. Todavia, as principais fácies do campo de Berbigão são as porosa e médio porosa e estão amplamente distribuídas pelo reservatório.

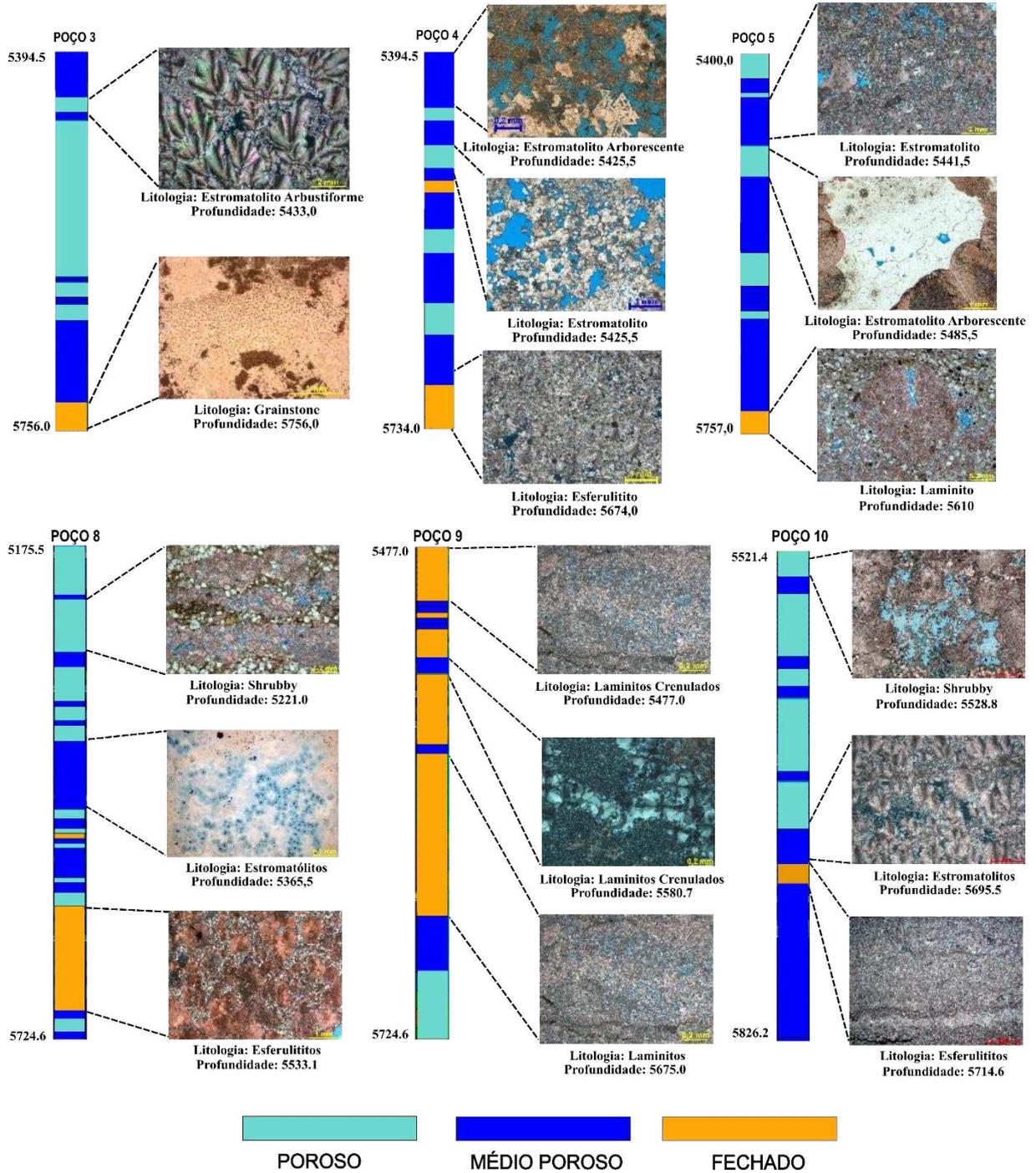
Figura 32 - Mapa do Modelo de Propriedade.



Fonte: Autor

A figura 33 apresenta as correlações litológicas realizadas entre os dados petrográficos e as fácies dos poços. Verificou-se que a fácies mais porosa correlaciona-se com as litologias estromatólito, estromatólito arbustiforme, estromatólito arborescente e shubby. Já a fácies fechada se correlaciona predominantemente com as litologias esferulítico, laminito, laminito crenulado e *grainstone*. A fácies médio porosa ora se correlaciona com as litologias relacionadas à fácies porosa, ora se correlaciona às litologias correlacionadas à fácies fechada, sendo elas: estromatólito, estromatólito arborescente, laminito e laminito crenulado.

Figura 33 – Litologias presentes em dados petrográficos correlacionadas aos poços estudados.



Fonte: Autor

6. DISCUSSÕES

6.1. Interpretação Sísmica

Segundo Sommer (2022), o caráter sísmico de refletores descontínuos e de baixa amplitude corresponde a um fundo de depósitos lamacentos, representados por lamitos, sedimentos mais finos e esferulitos, corroborando com a presença da fácies fechada encontrada nesta pesquisa (figura 17a). Por outro lado, o padrão sísmico contínuo e de grande amplitude corresponde a uma predominância de calcário microbial e sedimentos retrabalhados, fácies mais porosas, como apresentado no modelo e nas amostras de petrografia.

Em termos de fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas, Maas et al. (2023) definiram que existem 3 principais tipos de fácies carbonáticas (figura 4), que são: *mounds*, *build-up* e plataformas carbonáticas. Nesta pesquisa, através das fácies sísmicas, identificou-se características típicas do ambiente do pré-sal, como os *mounds*, *build-ups* e plataformas carbonáticas (figura 18) e elas foram incorporadas ao modelo geológico (figura 27).

Os *build-ups* estão presentes nas zonas dos altos estruturais, em zonas de reflexão caótica e geometria externa convexa ou cônica (figura 18) assim como observado por Neves, (2019). Os *mounds carbonáticos* têm uma menor expressão que os *build-ups* (figura 4) (Maas et al., 2023) e estão presentes em zonas de mais baixa amplitude sísmica. Já as plataformas carbonáticas podem apresentar fácies plano paralelas em um contexto agradacional (figuras 17a e 18).

De acordo com Buckley et al. (2015), a deposição dessas feições foi influenciada por uma margem elevada com topo plano. Essa margem favoreceu o desenvolvimento de *build ups*.

Foram interpretados quatro horizontes sísmicos, Barra Velha 100, 200, 300 e Itapema. O intervalo Itapema foi definido como parte inferior do intervalo sinrifte delimitada na base por uma transgressão regional que marca o início da deposição carbonática e no topo pela Discordância Pré-Alagoas (Buckley et al., 2015; Pietzsch et al., 2018). Nesse contexto os refletores são pouco contínuos por consequência do importante controle estrutural e tectônico em que a Formação Itapema está inserida (figura 20).

A Formação Barra Velha 300 está inserida no contexto da Barra Velha Inferior,

abaixo da Discordância Intra-Alagoas e marca a primeira aparição microbiana *in situ* (Moreira et al., 2007; Buckley et al., 2015; Pietzsch et al., 2018). Os refletores, apesar de serem contínuos no setor sul do campo, apresentam uma característica mais caótica em virtude, principalmente, da Formação Barra Velha 300 estar inserida em um estágio rifte (Moreira et al, 2007).

As Formações Barra Velha 100 e 200 foram definidas, sequencialmente, com base em discordâncias sísmicas, geometrias e terminações do refletor e distribuição de fácies sísmicas (Minzoni et al, 2020). Os refletores destas formações apresentam boa continuidade, pois estão inseridas em um contexto tipo SAG (figura 19), no Barra Velha superior (MOREIRA et al, 2007).

6.2. Modelagem Estrutural

A sedimentação carbonática foi favorecida pelo contexto do paleoambiente da Formação Barra Velha e pela configuração das falhas (FERREIRA et al, 2021). O mapa de falhas mostrou que grande parte dos planos de falhas são profundos, ocorrendo desde o embasamento (figura 23) até a base do sal. Observa-se falhas que vão de uma profundidade de aproximadamente 8000 metros até uma profundidade próxima de 5500 metros. Isso indica um forte controle estrutural no contexto de deposição dos carbonatos no intervalo das Formações Itapema e Barra Velha, com possíveis reativações de falhas, assim como observado por Vital et al, (2023).

O modelo estrutural apresentou predominância de falhas normais com mergulhos divergentes (figuras 24, 25) e essas falhas foram importantes na configuração dos altos estruturais que são observados no modelo. Essa configuração estrutural também é observada em trabalhos como Gomes (2020), Vital (2023).

As direções de mergulhos das falhas (figura 24), predominantemente WSW-ENE, indicam direções opostas de mergulho e com isso gerou-se uma compartimentalização do campo de Berbigão. Isso foi evidenciado por Vital et al., (2023) que observaram uma compartimentalização do campo de Berbigão em virtude do contexto estrutural que influenciou a estratigrafia do ambiente.

6.3. Modelagem de propriedade e influência das fácies na produção do campo de Berbigão

Neste estudo foram descritas 3 fácies para o intervalo de estudo entre a Barra Velha

100 e o topo da Formação Itapema. As fácies foram: Porosa, Médio Porosa e Fechada.

Fácies Porosa e Meio Porosa

O modelo de fácies demonstrou que na zona da seção tipo Sag Aptiano do Pré-sal apresenta uma característica mais porosa e meio porosa (figura 27). A figura 33 corrobora para o que foi visto no modelo e, de acordo com os dados de petrografia, as principais litologias encontradas nas zonas porosas foram calcários microbiais e estromatólitos. A zona tipo Sag tem uma origem microbiana com predominância de sedimentos microbiais e lamas carbonáticas de granulação fina, tanto na porção basal quanto na porção superior da Formação Barra Velha (CARMINATTI et al., 2008; TERRA et al., 2010; MUNIZ; BOSENCE, 2015; SABATO; CERARDI; GREEN, 2017; CARVALHO; FERNANDES, 2021, FERREIRA et al, 2021; REBELO et al, 2022).

No modelo, as fácies predominantes nos altos estruturais são as fácies porosas e fechada (figura 27). Estes resultados corroboram com a modelagem sedimentar conceitual, como visto em Ferreira et al., 2021.e, conseqüentemente, com os tipos de rochas esperados, tais como calcários microbiais, laminitos, esferulitos (figura 33).

Na figura 28, os poços com uma presença significativa das fácies porosas, localizados nas zonas de altos estruturais na porção nordeste (figura 20), possuem uma produção maior que os poços nos setores mais a sul. Os poços 2 e 3 produzem mais de 310.000 m³ de óleo/dia (ANP, 2023) (figura 34), sendo os poços mais relevantes em produção do campo estudado.

A região onde os poços 2 e 3 estão situados revela uma característica petrográfica dominada por litologias microbiais, que se traduzem em uma porosidade mais significativa. Essa particularidade sugere a presença de uma qualidade superior em termos de potencial produtivo. Como resultado direto dessas condições favoráveis, os poços 2 e 3 demonstram uma notável capacidade de produção de óleo.

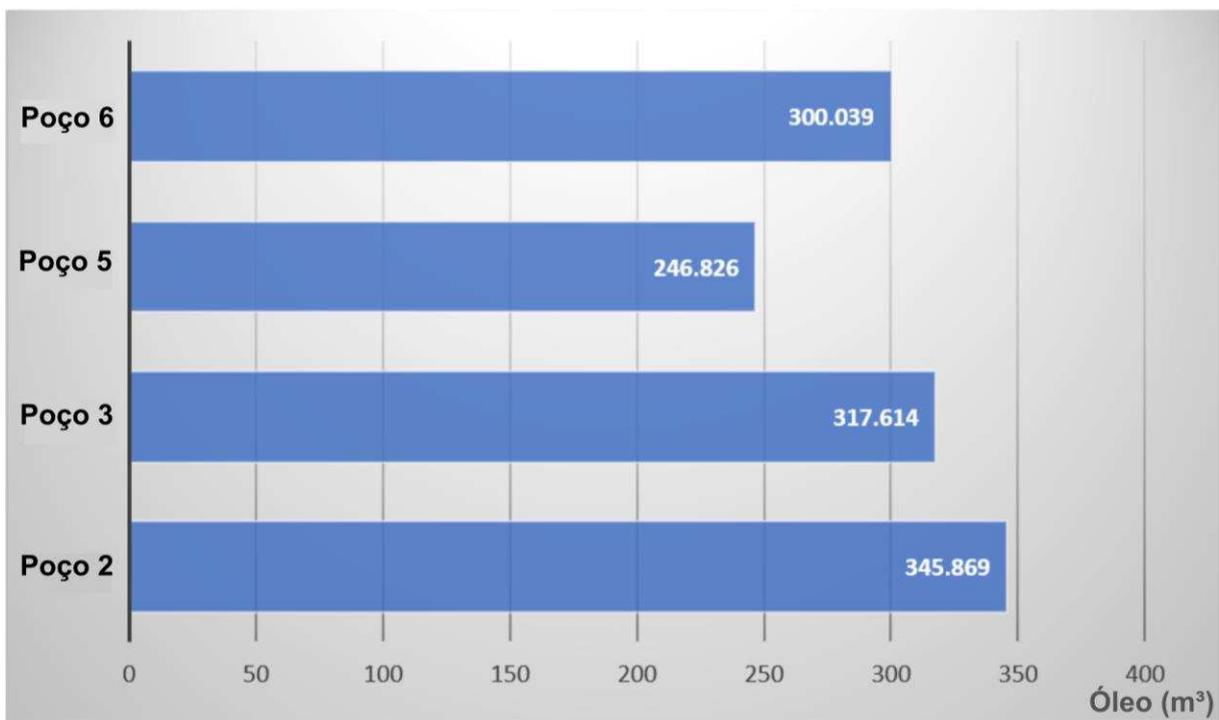
Outro elemento que sustenta a excelência do reservatório é a constatação de que o ponto de transição entre o óleo e a água, que foi disponibilizado através de dados da ANP (como ilustrado na figura 18), ocorre dentro da área de maior porosidade, situada na zona de maior influência microbiana. Essa observação reforça adicionalmente a perspectiva de que essa região é mais propícia à produtividade significativa.

Os poços 5 e 6 estão localizados em um setor com um contexto de fácies mais fechada, com uma menor porosidade. Apesar disso, o cenário de produção desses poços não é tão discrepante com relação aos dois poços nas zonas porosas. Tanto o 5 quanto o 6 produzem

acima de 200.000 metros cúbicos de óleo/ dia. O poço 6 chega a produzir mais de 300.000 metros cúbicos de óleo/dia (figura 34).

O poço 1 está posicionado em áreas caracterizadas por camadas fechadas, o que indica um potencial produtivo substancialmente limitado. Essa condição é tão marcante que não existem registros de dados de produção deste poço na ANP, evidenciando sua baixa viabilidade para extração de óleo.

Figura 34 - Gráfico de produção do campo estudado (m³ de óleo/dia). Fonte: ANP, 2023.



Fonte: Autor

Fácies Fechada

As fácies fechadas estão dispostas principalmente no setor mais ao sul do campo, onde a profundidade é maior e principalmente nas zonas menos produtivas. A figura 31 demonstra a presença destas fácies em zonas mais profundas, tendo menor relevância no contexto produtivo, estando mais distante do contato óleo-água.

Nas zonas correspondentes às fácies fechadas parecem estar dispostas rochas calcárias do tipo esferulíticos (figura 33), com uma porosidade menor, corroborando com o que foi observado por MAAS et al, (2023) e REBELO (2022), e fácies retrabalhadas que foram relatadas por FERREIRA et al, (2021).

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo faciológico desenvolvido neste estudo foi de suma importância, uma vez que os resultados refletiram a heterogeneidade do reservatório, levando em consideração o contexto tectono-estrutural em que a área de estudo está inserida. Além disso, os resultados das simulações geoestatísticas refletiram adequadamente todos os dados de entrada para a modelagem, com respeito às proporções de fácies e às direções de variabilidade. Com isso, conclui-se que:

1 – As falhas ocorrem desde o embasamento e vão até próximo à base do sal. Estas compartimentaram o campo de Berbigão em blocos estruturais e promoveram a deposição de diferentes fácies, incluindo *mounds*, *buildups* e plataformas carbonáticas, o que levou às heterogeneidades do reservatório.

2 – As principais fácies encontradas foram: Porosa (46%), Meio Porosa (36%) e Fechada (18%). O reservatório foi subdividido em zonas e concluiu-se que a zona 1, depositada em um contexto tipo SAG apresenta mais fácies Porosa e Médio Porosa. Já a zona 2, que também está inserida em um contexto tipo SAG, possui mais fácies Meio Porosa. A zona 3, por sua vez, foi depositada em um contexto Sinrifte e possui quase 22% de fácies Fechada. As fácies fechadas estão localizadas na porção mais a sul do campo estudado, enquanto as porosas e meio porosas estão distribuídas ao longo de todo campo e nas zonas produtoras.

3 – A correlação de fácies com a petrografia desempenhou um papel crucial na compreensão e distribuição das rochas presentes no campo, permitindo assim a previsão da qualidade do reservatório. Nas fácies porosas, a litologia predominante encontrada foi o calcário estromatolítico, uma tendência também observada na fácies meio porosa. Por outro lado, na fácies fechada, foram observados esferulititos. Com isso, os poços cujas produções são maiores estão dispostos nas fácies porosas.

Em suma, os resultados alcançados neste estudo forneceram uma visão detalhada do reservatório, permitindo uma melhor compreensão de sua arquitetura geológica. O modelo tridimensional desenvolvido foi correlacionado com as fácies sedimentares e poderá ser base para a modelagem petrofísica que, posteriormente, poderá alimentar os simuladores de fluxos de reservatório. Desta forma, os resultados aqui alcançados auxiliarão nas tomadas de decisões a fim de aumentar o fator de recuperação da produção, a vida útil e a gestão do campo como um todo.

REFERÊNCIAS

- AJURIS. Associação dos Juizes do Rio Grande do Sul. Cartilha E o pré-sal é nosso? Ano I, n. 1, [S.l.], [S.N.], 2009.
- ARMSTRONG, A.; GALLI, A. G.; LE LOC'H, G.; GEFFROY, F.; ESCHARD, R. **Plurigaussian Simulations in Geosciences**. Springer, Berlim. 147p, 2003.
- ANP/LEBAC. **Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos** – Tomo I. Agência Nacional do Petróleo (Relatório Interno), s.l, 170p, 2013.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBÚSTIVEL. 7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção – Pré-sal. 2020. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/7-e-8-rodadas-de-partilha-de-producao-pre-sal>. Acesso em 17 mar. 2023.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBÚSTIVEL. 7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção – Pré-sal. 2023. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/7-e-8-rodadas-de-partilha-de-producao-pre-sal>. Acesso em 17 mar. 2023.
- ANTUNES, P. T. S. **Modelagem Numérica Tridimensional Visando o Estudo de Tensões Na Bacia do Recôncavo Via Método dos Elementos Finitos**. Tese de Doutorado. Programa de Engenharia Civil/COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.
- AZEVEDO, L., SOARES, A. Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics. **Springer International**, s.l, p. 141. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-53201-1>.
- BASKIN, R. L.; DRISCOLL, N. W.; WRIGHT, V. P. Controls on lacustrine microbialite distribution in Great Salt Lake, Utah, **Implications for Global Exploration and Production**. Programme and Abstract Volume, [S.l.], p 70 –71, 2013.
- BASSIOUNI, Z. Theory, **Measurement and Interpretation Of Well Logs**. Society Of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson, Texas. 1994.
- BP. Energy Outlook: Edição 2023. [S.l.]: BP, 2019.
- BP. Energy Outlook: Edição 2023. [S.l.]: BP, 2023.
- BROWN JR., L. F.; FISCHER W. L. Seismic Interpretation of Depositional Systems: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins. In: Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Tulsa: **American Association of Petroleum Geologists**. 1977. **AAPG Memoir** 26. P. 213-248, 1977.
- BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. **Geological Society**, London, Special Publications, v. 418, n. 1, p. 175-191, 2015.
- BUENO, G. V. Diacronismo de Eventos no Rifte Sul Atlântico. **Boletim de Geociências da**

Petrobras, v. 12, n. 2, [S.l.], p. 203–229, 2004.

CAERS J. **Petroleum Geostatistics**. Society of Petroleum Engineers, Texas, 88 p. 2005.

CANNON, S. **Reservoir Modeling: A Practical Guide**. John Wiley & Sons, First Edition, [S.l.], p. 312, 2018.

CANNON, S. **Reservoir Management: A Practical Guide**. Wiley Blackwell, First Edition, [S.l.], p. 353, 2021. ISBN 9781119619413.

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

CARRAMAL, N. G., OLIVEIRA, D. M., CACELA, A. S. M., CUGLIERI, M. A. A., ROCHA, N. P., VIANA, S. M., TOLEDO, S. L. V., PEDRINHA, S., DE ROS, L. F. Perspectivas paleoambientais da deposição e diagênese de silicatos de magnésio do pré-sal aptiano do campo Lula, bacia de Santos, Brasil. **Journal of Sedimentary Research**, v. 92, [S.l.], p. 12-31. <https://doi.org/10.2110/jsr.2020.139>, 2022.

CARVALHO, P. R. M. **Modelagem Faciológica de Reservatórios Petrolíferos de Morfologia Intrincada com Geoestatística Multiponto**, UFRGS, 2015.

CARVALHO, M. D., FERNANDES, F. L. Sistema deposicional do pré-sal: sedimentologia, diagênese e qualidade do reservatório da Formação Barra Velha, como resultado do desenvolvimento tectonoestratigráfico da Bacia de Santos. Brasil: **AAPG Memoir** 124, pp. 121–154. 2021.

CARVALHO, A. M. A., HAMON, Y., SOUZA JR., O. G., CARRAMAL, N. G., COLLARD, N. Fácies e distribuição de diagênese em um reservatório carbonático do pré-sal aptiano da Bacia de Santos, offshore do Brasil: uma abordagem quantitativa abrangente. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2, p. 29–46, 2008.

CASTRO, T. M. **Avaliação dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos**. Dissertação de Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Universidade Federal Fluminense, 2019.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. “Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos”, in **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38 (suplemento), 2008.

CHINELATTO, G. F.; BELILA, A. M. P.; BASSO, M.; SOUZA, J. P. P.; VIDAL, A. C. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 116, 104317. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104317>.

COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, 2001. 310 p.

DAKE, L.P. **The practice of Reservoir Engineering** (Revised Edition). Developments in Petroleum Science, v. 36. Elsevier Science, 1st Edition. Amsterdam, 2001. 546 p.

DEMAISON, G., HUIZINGA, B. J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration, and entrapment, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., *The Petroleum System--From Source to Trap: AAPG Memoir* 60, 1994, p. 73-89.

DEWAN, J. T. 1983. **Essentials of modern open-hole log interpretation**. PennWell Books, Tulsa, EE.UU. 361p.

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 13, p. 7–25, 2005.

ESTRELLA, G.O.; AZEVEDO, R.L.M.; FORMIGLI FILHO, J.M. “**Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades**”. In: J. P. R. Veloso (coord.). *Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil*. Rio de Janeiro, José Olympio, 2009, pp. 67-78.

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

FERREIRA, D. J. A.; LUPINACCI, W. M. An Approach for Three-Dimensional Quantitative Carbonate Reservoir Characterization in the Pampo Field, Campos Basin, Offshore Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 102, n. 11, p. 2267–2282, 2018. DOI: 10.1306/04121817352.

FERREIRA, D. J. A.; LUPINACCI, W. M.; NEVES, I. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; FERRARI, A. L.; GAMBOA L. A. P. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 103, n. 4, p. 997–1012, 2019. DOI: 10.1306/10261818055.

FERREIRA, D. J. A.; DUTRA, H. P. L.; CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. **Marine and Petroleum Geology**, v. 124, p. 104828, 2021.

FREIRE, E. B. **Caracterização estratigráfica em alta resolução das sequências calcárias de origem microbiana do intervalo paleocênico da formação Yacoraite, na região de Salta, Argentina**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

FREITAS, J.T.R. **Ciclos Depositionais Evaporíticos da Bacia de Santos: uma Análise Cicloestratigráfica a Partir de Dados de 2 Poços e de Traços de Sísmica**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

FORMIGLI, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. **Santos Basin’s Pre-Salt Reservoirs Development – The Way Ahead**. In: *Offshore Technology Conference*, 4–7 May, Houston, Texas, 2009.

GAMBOA, L.A.P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. “**Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-**

estratigráfico na Bacia de Santos”. In: MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. (eds.). Sal: Geologia e Tectônica. São Paulo: Beca, 2008, pp. 340-59.

GAUW D.S. **Estudo integrado de análogo a reservatórios petrolíferos fluviais: Caracterização, parametrização e modelagem tridimensional de depósitos recentes do Rio Assu (Rio Grande do Norte/Brasil)**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte/Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Natal/RN, 99 p. 2007.

GOMES, P.O.; KILDONK, B.; MIKEN, J.; GROW, T.; BARRAGAN, R. The Outer High or the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Presalt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift structures. In: **AAPG Search and Discovery Article #10193**, 2009.

GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. **Marine and Petroleum Geology**, v. 113, p. 104176, 2020.

GOOVAERTS, P. Geostatistical approaches for incorporating elevation into the spatial interpolation of rainfall. **Journal of Hydrology**, v. 228, p. 113-129, 2000.

HERLINGER, R. JR.; ZAMBONATO, E. E.; DE ROS, L. F. Influence of diagenesis on the quality of lower Cretaceous Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. **Journal of Sedimentary Research**, v. 87, p. 1285–1313, 2017.

JESUS, C.; OLHO AZUL, M.; LUPINACCI, W. M.; MACHADO, L. Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. **Interpretation**, v. 7, n. 2, p. T467–T476, 2019.

KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: distribution and timing. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (eds), Petroleum Systems of South Atlantic Margins: **AAPG Memoir 73**. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, p. 301–316, 2000.

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, v. 285, p. 15–35, 2007.

LANTEAUME, C., FOURNIER, F., PELLERIN, M., BORGOMANO, J., Testing geologic assumptions and scenarios in carbonate exploration: Insights from integrated stratigraphic, diagenetic, and seismic forward modeling, **Society of Exploration Geophysicists**, v. 37, p. 634-712, Texas, USA, 2018.

LEBRE, M. S.; FERNANDES, F. J. D.; VIZEU, F.; JESUS, I. L.; FREIRE, A. F. M.; GAMBOA, L. A. P. LUPINACCI, W. M. Electrofacies versus Flow Units in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin: Which is the Best Approach for Estimate Petrophysical Properties? In: **17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & Expogef At**: Universidade Federal Fluminense, 2021.

LIMA G.A.C., VIDAL A.C. & SUSLICK S.B. Estimativa da incerteza na porosidade presente em dados de petrofísica e geofísica de poço. In: **XXVI In Latin American Congresso in Computational Methods in Engineering**. Guarapari, ES, Brasil, 2005.

MA, Y. Z. Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling. **Springer Nature**, 2019. DOI: 10.1007/978-3-030-17860-4.

MAAS, M.V.R.; BEDLE, H.; MATOS, M, C de. Seismic identification of carbonate reservoir sweet spots using unsupervised machine learning: A case study from Brazil deep water Aptian pre-salt data, **Marine and Petroleum Geology**, v. 151, 2023, 106199.

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. In: **Geological Society**, London, Special Publications, v. 509, 2021. DOI: 10.1144/SP509-2019-78.

MITCHUM, J. R. R. M.; VAIL, P. R.; THOMPSON III, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. In: Payton, C.E. (Ed.). Seismic Stratigraphy applications to hydrocarbon exploration – Memoir 26. **American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa, Oklahoma, Part 2, 1977, p. 53-62.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, p. 531–549, 2007.

M. CORREIA, J. HOHENDORFF, A.T.F.S. GASPAR, AND D. SCHIOZER. UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. In: SPE – 177140 – MS, **Society of Petroleum Engineers**, 2015.

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. In: **Geological Society**, London, Special Publications, v. 418, 2015, p. 221–242.

NEVES, I. A.; LUPINACCI, W. M.; FERREIRA, D. J. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; OLIVEIRA, L. O. A.; AZUL, M. O.; FERRARI, A. L.; GAMBOA, L. A. P. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary Evolution. **Interpretation**, v. 7, n. 4, SH33, 2019.

NORMANDO, Márcio Nunes. **Análise Multivariada de Dados de Poços Petrolíferos e Modelagem Geoestatística do Campo Curimã**, Bacia do Ceará. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Ceará, 2022.

PAPATERRA, G.E.Z. **Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

PEÇANHA, A.A., LUPINACCI, W.M., FERREIRA, D.J.A., FREIRE, A.F.M. A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. **J. Petrol. Sci. Eng.**, v. 183, 106451. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106451>, 2019.

PEREIRA, M.J.; FEIJÓ, F.J. "Bacia de Santos", in **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 8, 1994, pp. 219-34.

PETROBRAS. Atuação no pré-sal. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal>. Acesso em: 3 fev. 2011.

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

PYRCZ, M.J., DEUTSCH, C.V. (Eds.), **Geostatistical Reservoir Modeling**, Second. Oxford University Press, New York. Rezende, M.F., Pope, M.C., 2015. Importance of depositional text. 2014.

POLSON, D.; CURTIS, A. Dynamics of uncertainty in geological interpretation. **Journal of the Geological Society**, London, v. 167, p. 5–10, 2010.

POZO, M.; CASAS, J. **Origin of kerolite and associated Mg clays in palustrine-lacustrine environments**. The Esquivias deposit (Neogene Madrid Basin, Spain). *Clay Miner.*, v. 34, p. 395–395, 1999.

PYREZ M., CATUNEARU O. & DEUTSCH C. V. Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes, **AAPG Bulletin**, v. 89, n. 2, p. 177–191, 2005.

REBELO, T. B.; BATEZELLI, A.; MATTOS, N. H. S; LEITE, E. P. Flow units in complex carbonate reservoirs: A study case of the Brazilian pre-salt, **Marine and Petroleum Geology**, v. 140, 105639, ISSN 0264-8172, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105639>.

REYES-PEREZ, Y.A. **Caracterização geométrica e parametrização de depósitos transicionais recentes e sua aplicação na modelagem de reservatórios petrolíferos**. UFRN, 2008.

RIBEIRO, H. S. **Estratigrafia de sequências: fundamentos e aplicações**. Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2001.

RICCOMINI, C.; SANT, L.G; TASSINARI, C.C.G. Pré-Sal: geologia e exploração. **Revista USP**, n. 95, pag. 33-42, 2012.

RINGROSE AND BENTLEY. **Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide**. Second Edition. Springer Science, 322 pp. DOI:10.1007/978-94-007-5497-3.

SABATO CERARDI, T.; GREEN, D. Evolução dos depósitos lacustres do Atlântico Sul em resposta ao rifting do Cretáceo Inferior, subsidência e hidrologia do lago. In: SABATO CERARDI, T.; HODGKINSON, R.A.; BACKE, G. (Eds.). *Petroleum Geoscience of the West Africa Margin*, vol. 438. **Geological Society of London Special Publication**, p. 77-98, 2017.

SALLER, A. et al. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. **AAPG Bulletin**, v. 100, n. 7, p. 1135–1164, 2016.

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

SARTORATO, Ana Carolina Leonel. **Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos**. 2018. 277f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SEABRA, A.A; FREITAS, G.P.; POLETTE, M.; CASILLAS, T.A.D.V; A promissora província petrolífera do pré-sal. **Revista Direito GV**, v. 7, n. 1, 2011.

SILVA, A. P. P. **Estudo de reservatórios carbonatados em dois poços do pré-sal da Bacia de Santos: caracterização faciológica e diagenética, síntese comparativa integrada**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ. 2018.

SILVA, R.C. **Construção de um modelo tectonoestratigráfico com foco no reservatório carbonático do pré-sal do prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos**. UFF, 2021.

SOOMER, V.P; KUCHLE, J.; DE ROS, L.F. Seismic stratigraphic framework and seismic facies of the Aptian Pre-salt Barra Velha Formation in the Tupi Field, Santos Basin, Brazil. **Journal of South American Earth Sciences**, 2022.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift: **Marine and Petroleum Geology**, v. 77, p. 567–596, 2016.

TEDESCHI, L.R.; JENKYNS, H.C.; ROBINSON, S.A.; SANJINÉS, A.E.S.; VIVIERS, M.C.; QUINTAES, C.M.S.P.; VAZQUEZ, J.C. New age constraints on Aptian evaporites and carbonates from the South Atlantic: implications for oceanic anoxic event 1a. **Geology**, v. 45, p. 543–546, 2017.

TERRA, JGS, SPADINI, AR, FRANÇA, AB, LEITE, C., ZAMBONATO, EE, COSTA, L., ARIENTI, L., M., M. ERTHAL, M, BLAUTH, M., FRANCO, MP, MATSUDA, NS, GOULART, N., AUGUSTO, P., JUNIOR, M., FRANCISCO, RS, ÁVILA, D., SOUZA, RS DE, TONIETTO, SN, MARIA, S. Classificações clássicas de rochas carbonáticas. **Bol. Geociências Petrobras**, v. 18, p. 9–29, 2010.

THOMPSON D. L.; STILWELL J. D.; HALL M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. **Gondwana Res.**, v. 28, p. 26–51, 2015.

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

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

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. Classifying reservoir carbonates when the status quo simply does not work: A case study from the Cretaceous of the South Atlantic: **AAPG Annual Conference and Exhibition**, p. 108–121, 2017.

WRIGHT, V. P.; RODRIGUEZ K. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt ‘microbialite’ reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model: **First Break**, v. 36, p. 71–77, 2018.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. **Springer Nature**, v.7, p.66, 2020.

VITAL, J.C.S, ADE, M, V, B.; MORELATO, R; LUPINACCI, W,M. Compartmentalization and stratigraphic-structural trapping in pre-salt carbonate reservoirs of the Santos Basin: A case study in the Iara complex, **Marine and Petroleum Geology**, v. 151, 2023, p. 166–163.

ZALÁN, P. et al. An Entirely New 3-D View of the Crustal and Mantle Structure of a South Atlantic Passive Margin – Santos, Campos and Espírito Santo Basins, Brazil. **AAPG Annual Conference and Exhibition**. Anais... Houston: American Association of Petroleum Geologists, 2011.

ZIEGEL, E.R., DEUTSCH, C.V., JOURNEL, A.G., **Geostatistical software library and user’s guide**. **Technometrics**, American Statistical Association, [S.L], v. 40, p. 357, 1998. <https://doi.org/10.2307/1270548>.