



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

MARIA LUIZA CYRINO PAIVA

**MODELAGEM 3D DE POROSIDADE EM RESERVATÓRIOS  
CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NA FORMAÇÃO BARRA VELHA,  
BACIA DE SANTOS, UTILIZANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS E O  
MÉTODO *RANDOM FOREST***

Niterói  
2022

MARIA LUIZA CYRINO PAIVA

**MODELAGEM 3D DE POROSIDADE EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS  
DO PRÉ-SAL NA FORMAÇÃO BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS, USANDO  
ATRIBUTOS SÍSMICOS E O MÉTODO *RANDOM FOREST***

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

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Coorientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói

2022

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

P142m Paiva, Maria Luiza Cyrino  
MODELAGEM 3D DE POROSIDADE EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NA FORMAÇÃO BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS, UTILIZANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS E O MÉTODO RANDOM FOREST / Maria Luiza Cyrino Paiva ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador ; Wagner Moreira Lupinacci, coorientador. Niterói, 2022.  
122 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2022.m.16329634777>

1. Modelagem de porosidade. 2. Random forest. 3. Pré-sal. 4. Atributos sísmicos. 5. Produção intelectual. I. Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Lupinacci, Wagner Moreira, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

MARIA LUIZA CYRINO PAIVA

**MODELAGEM 3D DE POROSIDADE EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS  
DO PRÉ-SAL NA FORMAÇÃO BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS, USANDO  
ATRIBUTOS SÍSMICOS E O MÉTODO *RANDOM FOREST***

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

Aprovado em: \_\_/\_\_/\_\_

Comissão examinadora:

---

ANTÔNIO FERNANDO MENEZES FREIRE, Dr. (PPGDOT-UFF - Orientador)

---

WAGNER MOREIRA LUPINACCI, Dr. (PPGDOT-UFF - Co-orientador)

---

ALEXANDRE RODRIGO MAUL, Dr. (Petrobras)

---

BRUNO CÉSAR ZANARDO HONÓRIO, Dr. (Equinor)

---

SÉRGIO ADRIANO MOURA OLIVEIRA, Dr. (UENF)

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, irmãos e familiares por toda força e apoio durante esses 7 anos em que vivi para a Geofísica e vocês estiveram do meu lado, apesar da distância física e da saudade. Aos meus avôs e avós que estão no céu comemorando a conclusão de mais uma etapa importante da minha vida, e à vó Yara, que hoje me incentiva a estudar e a seguir meus sonhos, custe o que custar.

À Amanda, Hemanuele e Giovana por estarem ao meu lado comemorando todas as minhas conquistas há 13 anos. À Bianca, Ana e Luiza pelo tempo que dividimos não só o lar, mas também as vitórias e angústias dessa vida.

Ao Thiago, com quem compartilho a paixão pela Geofísica, por ser meu porto seguro e pelo apoio incondicional durante os últimos dois anos.

Aos amigos que fiz na UFF durante toda a minha trajetória, principalmente aos que permanecem junto comigo até hoje. Merecem um salve especial: Bernardo, Edson, Hellen, Juliana, Luiz, Natacha, Rodrigo, Rômulo, Paulo e Thaísa.

Ao querido orientador Fernando Freire por toda atenção e carinho ao longo desses anos de trabalho e por sempre acreditar no meu potencial. Ao meu co-orientador Wagner Lupinacci por todo apoio e contribuição para minha formação como geofísica. Sou muito grata por todas as portas que vocês abriram para mim.

Aos colegas do GIECAR que estiveram trabalhando comigo ao longo desses dois anos, em especial, Rodrigo, Fábio Júnior, Vizeu, Maíra, Igor, Mari, Raquel e Tone, que contribuíram diretamente para o êxito do meu trabalho.

Ao Anderson Peixoto e à Invision Geophysics por todo suporte técnico e auxílio acadêmico prestados durante a realização deste trabalho.

À Equinor pelo financiamento do projeto de PD&I em parceria com a UFF intitulado “Caracterização de Reservatórios Carbonáticos usando Multiatributos Sísmicos” no qual esta dissertação foi desenvolvida.

À CGG pela cortesia dos dados sísmicos utilizados nesta pesquisa.

À ANP/BDEP por fornecer os demais dados técnicos utilizados no projeto.

À Universidade Federal Fluminense, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (DOT), por toda estrutura concedida durante a pandemia e por resistir bravamente aos tempos sombrios que a educação brasileira está vivendo.

## Resumo

Devido à importância econômica dos reservatórios carbonáticos da seção Pré-sal da Bacia de Santos (Fm. Barra Velha), bastante esforço vem sendo empregado no desenvolvimento de metodologias para a caracterização destas rochas. Diversos trabalhos têm confirmado a efetividade do uso de atributos sísmicos para a estimativa propriedades de reservatório de tais rochas, como a porosidade. Além disso, técnicas de aprendizagem de máquina vêm ganhando notoriedade no setor de E&P, sendo ótimas ferramentas para estimar propriedades de rochas heterogêneas, como os carbonatos. O presente trabalho propõe uma metodologia de integração de dados sísmicos e de poços, através da modelagem 3D de porosidade na Fm. Barra Velha pelo método *random forest*. O objetivo foi analisar como diferentes combinações dos atributos de amplitude sísmica e impedância acústica impactam os resultados. Os resultados foram considerados robustos, em consonância com as métricas de validação do modelo — correlação de Pearson, desvio padrão, *Q-Q plots* e *crossplots*. A área de estudo consiste em uma extensa plataforma carbonática e duas regiões de *mounds* carbonáticos. Ao longo da plataforma, a parte basal concentra porosidades altas, chegando a 15%. Os *mounds* apresentam porosidade de moderada a alta, chegando a 18%. A heterogeneidade da porosidade foi interpretada como resultado de variações relativas do nível do paleolago da Fm. Barra Velha, indicando uma tendência geral de afogamento da plataforma. As intrusões ígneas atuaram de forma geral como um fator redutor de porosidade nos carbonatos circundantes às mesmas. Por outro lado, as falhas associadas às intrusões podem ter atuado como conduto para fluidos hidrotermais, que teriam contribuído para a geração de porosidade nos carbonatos da porção basal desta formação. Foi construído um catálogo de sismofácies da região de estudo na qual foram identificados *mounds* carbonáticos, plataformas carbonáticas, fácies *debris* e rochas ígneas. Portanto, a metodologia proposta para a modelagem 3D de porosidade, utilizando atributos sísmicos através do método *random forest*, foi efetiva em caracterizar potenciais reservatórios carbonáticos da Fm. Barra Velha na área de estudo, e esta metodologia pode ser aplicada em outras áreas, com características geológicas semelhantes.

**Palavras-chave:** modelagem de porosidade, impedância acústica, amplitude sísmica, atributos sísmicos, *random forest*.

## Abstract

Due to the economic importance of the carbonate reservoirs in the Pre-salt section of the Santos Basin (Barra Velha Fm.), lots of effort has been put into developing methodologies for these rocks characterization. Several works have confirmed the effectiveness of using seismic attributes to estimate these rocks reservoir properties, such as porosity. In addition, machine learning techniques have gained notoriety in the E&P sector, being great tools for estimating properties in heterogeneous rocks, such as carbonates. A methodology for integrating seismic and well-log data was proposed, through 3D porosity modeling at Barra Velha Fm. by the random forest method. The goal was to analyze how different combinations of seismic amplitude and acoustic impedance attributes impact the results. The results were considered robust, in line with the model validation metrics — Pearson correlation, standard deviation, Q-Q plots and crossplots. The study area consists of an extensive carbonate platform and two regions of carbonate mounds. Along the platform, the basal part concentrates high porosities, reaching 15%. Mounds have moderate to high porosity, reaching 18%. The porosity heterogeneity was interpreted as a result of relative variations in the level of the Barra Velha Fm. paleolake, indicating a general trend of platform drowning. The igneous intrusions generally acted as a porosity-reducing factor in the surrounding carbonates. On the other side, faults associated with the intrusions may have acted as a conducts for hydrothermal fluids, which would have contributed to the generation of porosity in the carbonates of the basal portion of this formation. A seismic facies catalog of the study area was built, in which mounds, carbonate platforms, debris facies and igneous rocks were identified. Therefore, the proposed methodology for 3D porosity modeling using seismic attributes through the random forest method was effective in characterizing potential carbonate reservoirs of Barra Velha Fm. in the study area, and this methodology can be applied in other areas, with similar geological characteristics.

**Key-words:** porosity modeling, acoustic impedance, seismic amplitude, seismic attributes, random forest.

# Sumário

<b>Agradecimentos</b>	<b>4</b>
<b>Resumo</b>	<b>6</b>
<b>Abstract</b>	<b>7</b>
<b>Sumário</b>	<b>8</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>10</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>14</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>15</b>
<b>2 Bacia de Santos</b>	<b>19</b>
2.1 Evolução tectônica	19
2.2 Evolução estratigráfica	22
2.3. Formação Barra Velha	27
<b>3 Revisão Teórica</b>	<b>37</b>
3.1 Amplitude sísmica	37
3.1.1 Pré-condicionamento: Filtro inverso Q	39
3.2 Inversão acústica	45
3.2.1 Inversão acústica <i>sparse-spike</i>	46
3.3 Atributos sísmicos	49
3.4 Métodos de Aprendizagem de Máquina	53
3.4.1 Métodos <i>Ensemble</i> e algoritmos <i>bagging</i>	55
3.2.1.1 Random Forest	57
<b>4 Materiais e Métodos</b>	<b>63</b>
4.1 Domínio da sísmica	64
4.1.1 Pré-condicionamento do dado sísmico	64
4.1.2 Interpretação dos horizontes sísmicos	64
4.1.3 Inversão acústica: método WSpice	65
4.2 Domínio do poço	67
	8



4.3 <i>Upscaling</i> e a integração poço-sísmica	68
<b>5 Metodologia</b>	<b>72</b>
5.1 Fluxograma para modelagem 3D de porosidade	72
5.2 Métricas de validação do modelo	74
5.2.1 Correlação de Pearson	74
5.2.2 <i>QQ-plot</i>	74
5.2.3 Desvio padrão	75
<b>6 Resultados</b>	<b>77</b>
6.1 Resultados preliminares	77
6.1.1 Simulações	77
6.2.2 Teste-cego	79
6.2 Validação numérica do modelo final	80
6.2.1 Correlação de Pearson	81
6.2.2 <i>QQ-plot</i>	81
6.2.3 Desvio padrão	82
6.3 Avaliação do <i>crossplot</i>	82
6.4 Perfis de poços	84
6.5 Catálogo de sismofácies da Formação Barra Velha	88
6.6 Seções sísmicas	93
6.7 Mapas de porosidade	100
<b>7 Discussão</b>	<b>106</b>
7.1 Modelagem de porosidade	106
7.2 Sismofácies da Formação Barra Velha	107
7.3 Interpretação do modelo	108
<b>8 Conclusões</b>	<b>110</b>
<b>9 Referências</b>	<b>113</b>

## Lista de Figuras

Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos constando os campos produtores. Fonte: Dias (2020).....	19
Figura 2: Principais feições do arcabouço estrutural regional da Bacia de Santos. Fonte: Adaptado de Garcia <i>et al.</i> (2012) por Fernandez <i>et al.</i> (2019). .....	22
Figura 3: Carta Estratigráfica da seção Pré-sal da Bacia de Santos, mostrando as principais discordâncias mapeadas neste intervalo. CAM - Fm. Camboriú. PIÇ - Fm. Piçarras. ITP - Fm. Itapema. BVE - Fm. Barra Velha. ARI - Fm. Ariri. Fonte: Modificado de Moreira <i>et al.</i> (2007).....	23
Figura 4: Resumo das fases da evolução tectônica construído a partir de Moreira <i>et al.</i> (2007), Buckley <i>et al.</i> (2015) e Neves <i>et al.</i> (2019). .....	27
Figura 5: Paleografia e controle estrutural do sistema de lagos de rifte da Bacia de Santos durante o Aptiano. Fonte: modificado de Fetter <i>et al.</i> (2018).....	28
Figura 6: Dois padrões de empilhamento de fácies <i>in situ</i> para a Fm. Barra Velha. (a) e (b) correspondem ao padrão de aumento de <i>shrubs</i> para o topo. (c) e (d) correspondem ao padrão de aumento de esferulito para o topo. Os empilhamentos (a) e (c) se referem a intervalos não-reservatórios e os empilhamentos (b) e (d) a reservatórios. Fonte: adaptado de Gomes <i>et al.</i> (2020) por Carmo (2021). .....	32
Figura 7: Modelos conceituais para explicar as variações de fácies na Fm. Barra Velha. A) Clima úmido a árido com flutuação no nível de lago. B) Clima semi-árido a árido com lago raso. C) Nível de lago constante. Fonte: modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020) por Carmo (2021).....	33
Figura 8: Modelo deposicional da Fm. Barra Velha. Fonte: modificado de Wright & Rodriguez (2018) por Castro (2019). .....	35
Figura 9: Modelo deposicional para precipitação de carbonatos da Fm. Barra Velha enfatizando a contribuição de salmouras ricas em $CaCl_2$ através da barreira vulcânica de Walvis-Rio Grande se misturando com águas alcalinas de drenagem na bacia rifte, possibilitando a saturação não uniforme da bacia evaporítica em $CaCO_3$ em condições hipersalinas. Fonte: Farias <i>et al.</i> , 2019.....	36
Figura 10: Esquema simplificado mostrando a obtenção do traço sísmico através do modelo convencional. Fonte: adaptado de Herron (2011) por Dias (2020). .....	38

Figura 11: Esquema simplificado da obtenção do traço sísmico final a partir da soma dos traços individuais. Fonte: adaptado de Herron (2011). .....	38
Figura 12: <i>Wavelets</i> de escalas variadas “interrogando” um sinal senoidal. (a) A <i>wavelet</i> está em fase com o sinal e tem uma boa correlação positiva. A <i>wavelet</i> comprimida (b) e a esticada (c) não têm boa correlação com o sinal senoidal. Fonte: adaptado de Addison (2002) por Dias (2020).....	42
Figura 13: Exemplo de resultado do pré-condicionamento do dado sísmico através da filtragem Q inversa, onde (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa; (c) Sísmica original interpretada. Fonte: Dias (2020).....	44
Figura 14: Esquema mostrando o processo de inversão acústica. Fonte: adaptado de Herron (2011) por Dias (2020).....	46
Figura 15: Exemplo da sequência simplificada de processos que envolve a inversão <i>sparse-spike</i> . A impedância invertida é uma simplificação bloqueada da impedância original do poço após a adição do modelo de baixa. Fonte: modificado de Simm & Bacon (2014) por Dias (2020).....	48
Figura 16: Seção sísmica NW-SE do resultado das impedâncias P e S da inversão <i>sparse-spike</i> na seção Pré-sal do Campo de Mero na Bacia de Santos. Fonte: adaptado de Penna e Lupinacci (2021).....	49
Figura 17: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades. Fonte: adaptado de Barnes (2016) por Jannuzzi (2021). .....	50
Figura 18: Esquema mostrando o funcionamento da análise multi-atributo onde se combinam dois ou mais atributos sísmicos para produzir uma imagem, prever uma propriedade geológica ou criar atributos sísmicos. Fonte: adaptado de Barnes (2016).....	51
Figura 19: Sismofácies calculadas na análise multi-atributo realçando as feições de mounds carbonáticos. Fonte: modificado de Jesus <i>et al.</i> (2019). .....	53
Figura 20: Métodos de aprendizagem de máquina. Fonte: “Machine Learning Webinar series of dGB Earth Sciences”, disponível em: <a href="https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ">https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ</a> .....	54
Figura 21: <i>Workflow</i> simplificado de como funciona a reamostragem de dados por <i>bootstrapping</i> . Fonte: <a href="https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13">https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13</a> .....	56

Figura 22: <i>Workflow</i> simplificado do funcionamento do algoritmo de <i>bagging</i> . Fonte: <a href="https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13">https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13</a> .....	57
Figura 23: Exemplo esquemático de uma árvore de decisão. Fonte: <a href="https://medium.datadriveninvestor.com/decision-tree-and-random-forest-e174686dd9eb">https://medium.datadriveninvestor.com/decision-tree-and-random-forest-e174686dd9eb</a> .....	58
Figura 24: <i>Workflow</i> do funcionamento do método <i>random forest</i> . Fonte: <a href="https://medium.datadriveninvestor.com/implementation-of-random-forest-7bd04ceede2">https://medium.datadriveninvestor.com/implementation-of-random-forest-7bd04ceede2</a> .....	60
Figura 25: Esquema ilustrando a arquitetura das árvores aleatórias em relação aos parâmetros do método <i>random forest</i> . Fonte: “Machine Learning Webinar series of dGB Earth Sciences”, disponível em: <a href="https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ">https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ</a> .....	60
Figura 26: Esquema mostrando de forma simplificada a implementação de um algoritmo de <i>random forest</i> . Fonte: <a href="https://medium.datadriveninvestor.com/random-forest-algorithm-777e6597bfcc">https://medium.datadriveninvestor.com/random-forest-algorithm-777e6597bfcc</a> .....	62
Figura 27: Fluxograma apresentando as etapas que precedem o processo de modelagem 3D de porosidade.....	63
Figura 28: Esquema ilustrando a obtenção do volume final de impedância acústica absoluta. Fonte: Dias (2020). .....	66
Figura 29: Seção sísmica arbitrária do resultado de impedância acústica, correspondendo ao resultado da inversão acústica que utilizou o dado sísmico pré-condicionado Fonte: Dias (2020).....	66
Figura 30: Comparação entre os perfis de porosidade ( $\phi$ ) originais na escala do poço (em azul) e após o <i>upscaling</i> (em preto) para os poços F, C, B, A, E e D..	70
Figura 31: <i>Crossplot</i> da porosidade ( $\phi$ ) do poço e da impedância acústica ( $I_p$ ) extraída na região dos poços selecionados para a modelagem na Fm. Barra Velha. ....	71
Figura 32: Fluxograma proposto para a modelagem 3D de porosidade aplicando o método <i>Random Forest</i> na Fm. Barra Velha.....	73
Figura 33: Exemplo de <i>QQ-plot</i> calculado a partir de resíduos de estimativas lineares. Fonte: adaptado de Marden (2004).....	75

Figura 34: Espectro extraído da seção Pré-sal do (a) dado sísmico pré-condicionado com o filtro Q inverso e do (b) dado sísmico original.....	79
Figura 35: Q-Q <i>plots</i> do resíduo calculado para os poços A, B, C, D, E e F..	82
Figura 36: <i>Crossplot</i> da porosidade medida nos perfis de poços <i>versus</i> a estimada na modelagem 3D na Fm. Barra Velha evidenciando os resultados em relação às eletrofácies.....	83
Figura 37: Resultado da modelagem de porosidade (em lilás) e porosidade lida (em preto) nos poços F, C, B, A, E e D e seus respectivos perfis de eletrofácies. Discordâncias identificadas nos poços: Marco Lula e Discordância Intra-Alagoas (DIA). É possível observar a passagem da fase de rifte tardio para fase sag. ....	85
Figura 38: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies <i>mound 1</i> .....	89
Figura 39: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies <i>mound 2</i> .....	90
Figura 40: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de plataforma carbonática.....	91
Figura 41: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de fácies <i>debris</i> .....	92
Figura 42: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de rochas ígneas.....	93
Figura 43: Seção sísmica arbitrária passando pelos poços I, F, H, C, B, G, A, E e D. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização dos poços e suas respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização dos poços com os respectivos valores originais de porosidade dos perfis. ....	95
Figura 44: <i>Crossline</i> de orientação W-E passando pelo poço A. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização do poço e as respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização do poço com os respectivos valores originais de porosidade do perfil. ....	97
Figura 45: Seção sísmica arbitrária de orientação S-N passando pelos poços F, M, C, K, R. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização dos poços e suas respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização dos poços com os respectivos valores originais de porosidade dos perfis. Poços M, K e R (em azul) não estão presentes na base de dados do trabalho. ....	99

Figura 46: Mapa de porosidade 60 m acima da Discordância Pré-Alagoas, equivalente à parte basal da Fm. Barra Velha contendo a localização de todos os poços da região de estudo. ....	102
Figura 47: Mapa de porosidade 100 m abaixo da Base do Sal, equivalente à uma seção intermediária da Fm. Barra Velha, contendo a localização de todos os poços da região de estudo. ....	103
Figura 48: Mapa de porosidade da Base do sal, parte superior da Fm. Barra Velha contendo a localização de todos os poços da região de estudo. ....	105

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Distribuição da produção de petróleo e gás natural por bacia em Setembro de 2021. Fonte: ANP (2021). ....	16
Tabela 2: Dados disponíveis para a construção do modelo 3D de porosidade em ambos os domínios de poço e sísmico. ....	63
Tabela 3: Resumo dos critérios usados para definição das eletrofácies nos poços da região de estudo. Legenda: $\phi$ - porosidade efetiva. VclGR - volume de argila. Fonte: modificado de Dias (2020). ....	68
Tabela 4: Comparação das médias e variâncias da porosidade efetiva na Fm. Barra Velha antes e após o <i>upscaling</i> para os poços A, B, C, D, E e F. ....	69
Tabela 5: Correlação entre a $I_p$ dos perfis de poço e a impedância extraída do atributo sísmico 3D. Os poços com correlação acima de 0,60 foram selecionados para a modelagem. ....	72
Tabela 6: Modelos referentes às combinações de atributos testadas durante a etapa de simulações e as respectivas correlações médias dos poços do modelo. ...	78
Tabela 7: Correlação entre a porosidade medida e a modelada para cada um dos testes-cego realizados. ....	80
Tabela 8: Correlação de Pearson ( $\rho_p$ ) entre a porosidade medida nos perfis e a modelada para cada poço do modelo e o teste-cego (poço B). ....	81

# 1 Introdução

Os resultados apresentados nesta dissertação são parte do escopo de um projeto de PD&I realizado em uma parceria entre a Universidade Federal Fluminense (UFF) e a empresa Equinor, intitulado “Caracterização de Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal Usando Multi-Atributos Sísmicos”, com recursos da Lei 9.478, de 06/08/1997, via Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP). De forma resumida, este projeto se propõe a identificar e caracterizar reservatórios carbonáticos do Pré-sal da Bacia de Santos, que compreendem as Formações Barra Velha e Itapema, aplicando ferramentas sísmicas multi-atributo, integradas a dados de rochas e perfis de poço.

Segundo a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), a Bacia de Santos é, atualmente, a maior produtora de hidrocarbonetos do Brasil, sendo que a maior parte dessa produção é advinda dos reservatórios carbonáticos da seção Pré-sal. As primeiras incursões exploratórias na Bacia de Santos tiveram início em 1970, culminando em 1980 com a descoberta da acumulação comercial de gás do Campo de Merluza, em arenitos turbidíticos da seção Pós-sal (Pereira, 1994; Freitas *et al.*, 2019). Entre 1980 e 1990 foram descobertos os primeiros reservatórios carbonáticos do Albiano, ainda na seção Pós-sal.

Após anos de investimentos massivos em exploração e aquisição de dados geofísicos, em 2006 foi perfurado o primeiro poço exploratório que atingiu os carbonatos cretácicos do prospecto de Parati (poço 1-BRSA-329DRJS, Bloco BM-S-10), se consagrando como a primeira descoberta comercial do *play* Pré-sal em águas profundas (Freitas *et al.*, 2019). Também em 2006 houve a descoberta do Campo de Tupi com volumes de óleo *in situ* estimados em mais de 18 bilhões de barris, mudando radicalmente o cenário exploratório da Bacia de Santos, onde o *play* Pré-sal se confirmou bastante promissor (Freitas *et al.*, 2019). Em 2018 a Bacia de Santos se consolidou como a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil e, em 2021, ultrapassou pela primeira vez a contribuição de 70% na produção nacional, atingindo 72% no mês de setembro de 2021 (ANP, 2021).

Segundo a ANP (2021), a produção dos reservatórios do Pré-sal correspondeu a 74,1% do total produzido no Brasil, no qual 11 dos 12 maiores

campos produtores se localizam na Bacia de Santos (Tabela 1). Os carbonatos do Pré-sal são rochas complexas e, mesmo após 15 anos das primeiras descobertas comerciais, muitas questões em relação à sua formação ainda não são consensuais entre os geocientistas. Dessa forma, a importância econômica desses reservatórios justifica o esforço no desenvolvimento de metodologias para a caracterização dessas rochas com a máxima acurácia, tanto para fins exploratórios quanto de produção.

Tabela 1: Distribuição da produção de petróleo e gás natural por bacia em Setembro de 2021. Fonte: ANP (2021).

Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm <sup>3</sup> /d)	Produção Total (boe/d)	Nº Campos produtores
Santos	2.171.769	90.361	2.740.121	20
Campos	731.242	14.748	824.006	28
Solimões	13.412	12.878	94.412	6
Parnaíba	53	8.077	50.854	5
Potiguar	33.632	666	37.819	71
Recôncavo	21.565	2.137	35.008	72
Espírito Santo	19.859	901	25.527	31
Camamu	214	2.769	17.631	1
Sergipe	7.333	40	7.587	17
Alagoas	1.660	594	5.397	11
Amazonas	37	136	890	1
Tucano Sul	3	65	414	3
Barreirinhas	24	0	25	1
<b>Total Geral</b>	<b>3.000.801</b>	<b>133.373</b>	<b>3.839.691</b>	<b>267</b>

Fonte: ANP/SDP/SIGEP  
Setembro/2021

Sancevero *et al.* (2006) definem o processo de caracterização de reservatórios como a determinação tridimensional e quantitativa da estrutura e das propriedades petrofísicas de um determinado campo de petróleo. A predição de propriedades permoporosas em carbonatos é considerada um grande desafio devido a relação complexa entre efeitos estratigráficos e diagenéticos como silicificação, dolomitização, distribuição do conteúdo de argila, a presença de rochas ígneas, e entre outros fatores (Ferreira *et al.*, 2021). Além disso, a porosidade é um dos parâmetros-chave para a caracterização de reservatórios, sendo uma propriedade bastante afetada pela distribuição de padrões sedimentológicos, pela ação de falhas e outros controles estruturais da região de estudo (Esmailzadeh *et al.*, 2013). A modelagem 3D de porosidade em carbonatos visa contribuir para o melhor entendimento de como essas diversas variáveis influenciam na qualidade



dos reservatórios e é essencial para estimativas de performance de produção durante a vida útil de um campo de produção de petróleo (Penna e Lupinacci, 2021).

Um atributo sísmico é, necessariamente, um derivado da informação sísmica e os primeiros atributos foram apresentados entre 1970 e 1980 (Brown, 1996; Chopra & Marfurt, 2007). Para estes autores, o uso de atributos tem como objetivo auxiliar na interpretação sísmica, uma vez que o atributo ressalta componentes específicos do sinal sísmico que representam propriedades de interesse. Nos últimos anos, os atributos sísmicos vêm sendo amplamente usados em diversos fluxogramas de caracterização de reservatórios carbonáticos (Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021) e na predição de propriedades permoporosas (Ferreira e Lupinacci, 2018; Peçanha *et al.*, 2019; Penna e Lupinacci, 2021) desses reservatórios.

A aplicação de técnicas de aprendizagem de máquina no segmento de E&P vem crescendo exponencialmente nos últimos anos, aumentando a eficiência de processos devido à capacidade de processamento de grande quantidade de dados, permitindo uma rápida identificação de tendências e padrões dos dados (Zambrini *et al.*, 2020). Existe uma gama de ferramentas que podem ser aplicadas para a modelagem geológica de propriedades de reservatório e a maioria se concentra em duas áreas de conhecimento: a geoestatística — amplamente conhecida e consagrada nas geociências — e as abordagens usando técnicas de aprendizagem de máquina, que vem ganhando espaço e notoriedade dentro do setor de óleo e gás. Segundo Zambrini *et al.* (2020), os algoritmos de aprendizagem de máquina se provaram como ótimas ferramentas para lidar com estimativa de propriedades de rochas com alto grau de heterogeneidade, como os carbonatos do Pré-sal.

Dentre diversos algoritmos de aprendizagem de máquina disponíveis, trabalhos recentes mostram o crescente uso do método *random forest* em workflows de estimativa de propriedades permoporosas em reservatórios (Priezzhev & Stanislav, 2018; Zou *et al.*, 2021), em especial, em reservatórios carbonáticos (Rosid *et al.*, 2018; Zambrini *et al.*, 2020; Zhang & Cai, 2021). Além disso, Zou *et al.* (2021) pontuam que técnicas de aprendizagem de máquina fornecem meios mais flexíveis para extrair a informação de porosidade diretamente dos dados sísmicos, reforçando a importância dos atributos sísmicos na modelagem de propriedades.

A modelagem 3D de porosidade é uma etapa importante dentro do *workflow* de caracterização de reservatórios e este trabalho se propôs a representar a heterogeneidade das propriedades permoporosas dos carbonatos da Fm. Barra Velha, visando entender a sua contribuição para a qualidade desses reservatórios. Essa estimativa foi realizada utilizando perfis de poço de porosidade como dados de treinamento e atributos sísmicos – amplitude sísmica e impedância acústica – como *constrains* aplicando o algoritmo *random forest*. Também foi avaliado como diferentes combinações desses atributos vão impactar os resultados do processo de modelagem de propriedades. Foi construído um catálogo de sismofácies no qual será discutido o comportamento sísmico das fácies mais e menos porosas do reservatório estudado, além de melhor compreender a distribuição espacial da porosidade numa escala regional ao longo da área de estudo.

Esta dissertação foi organizada em sete capítulos. No primeiro capítulo foi contextualizada a motivação e a importância deste trabalho, bem como seus principais objetivos. O segundo capítulo abordou de forma breve a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, os elementos que compõem o sistema petrolífero da seção Pré-sal e, por fim, a descrição das principais características dos reservatórios da Fm. Barra Velha. O terceiro capítulo compreendeu uma revisão teórica sobre o uso de atributos sísmicos e métodos de aprendizagem de máquina na caracterização de reservatórios, com foco em carbonatos do Pré-sal. No quarto capítulo foi detalhada a metodologia aplicada para a modelagem 3D de porosidade e no quinto capítulo foram apresentados os produtos gerados a partir da aplicação deste processo. Em seguida, no sexto capítulo, foram apresentadas e discutidas as interpretações acerca do modelo de porosidade obtido. O sétimo capítulo apresentou as conclusões acerca das interpretações dos resultados da modelagem de porosidade, a contribuição dessas análises para o entendimento do comportamento sísmico dos reservatórios do Pré-sal e as sugestões para a continuidade deste trabalho.

## 2 Bacia de Santos

A Bacia de Santos é uma bacia de margem passiva localizada entre os paralelos 23° e 28°S na região sudeste da margem continental brasileira, abrangendo o litoral dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Figura 1) (Chang *et al.*, 2008). É limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio, fazendo fronteira com a Bacia de Campos, e ao sul pelo Alto Estrutural de Florianópolis, separando-se da Bacia de Pelotas. Possui área aproximada de 350.000km<sup>2</sup>, pacotes sedimentares de até 10 km e uma coluna d'água de até 3 km (Chang *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2020). É considerada a maior bacia *offshore* e a principal produtora de hidrocarbonetos do Brasil (ANP, 2021).

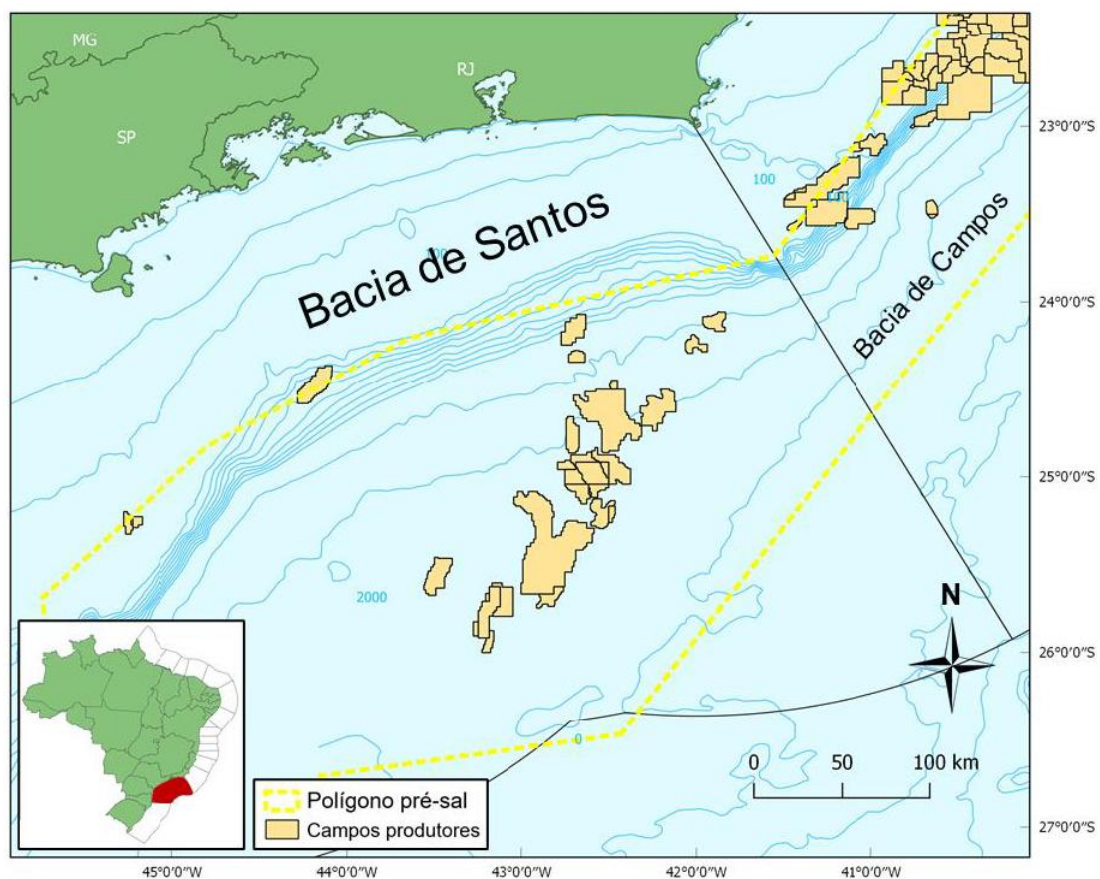


Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos constando os campos produtores. Fonte: Dias (2020).

### 2.1 Evolução tectônica

A formação e o preenchimento sedimentar da Bacia de Santos, e a própria evolução tectônica da Serra do Mar, são resultados da quebra do Supercontinente Gondwana iniciada entre o Neo-Jurássico e o Eo-Cretáceo e que, posteriormente,

culminou na abertura do Oceano Atlântico-Sul, separando América do Sul e África (Cainelli & Mohriak 1999; Guardado *et al.* 2000, Cordani, 2004). O paleocontinente Gondwana (Neoproterozóico Superior) compreendia o conjunto de terrenos acrescidos aos crátons Amazonas, São Francisco, Congo e noroeste da África durante a orogenia Brasileira ou Pan-Africana (Almeida, 1967; Mohriak, 2004). A atividade magmática da Pluma Tristão da Cunha contribuiu para o soerguimento e o afinamento crustal — devido à anomalia térmica no manto causada pelo *hot spot* — e em sequência se iniciaram os processos extensionais do rifte durante o Eo-Cretáceo/Barremiano (Cainelli & Mohriak, 1998).

O rifte do Atlântico-Sul se propagou de sul para norte e teve início aproximadamente em 200Ma e uma das hipóteses para seu início seria o momento da ocorrência dos eventos tectono-magmáticos que deram origem aos derrames da Fm. Serra Geral, na Bacia de Paraná, e do embasamento econômico das bacias de Santos, Campos e Pelotas (Almeida, 1967; Cardoso, 2007; Chang *et al.*, 2008). A ruptura da porção central e mais resistente do Gondwana teria ocorrido mais tarde, no Hauteriviano (137-130Ma) e gerou a zona de “fenda” no qual se desenvolveu o rifte do Atlântico-Sul (Karner & Driscoll 1999; Herlinger *et al.*, 2017). Segundo Karner & Gamboa (2007), o calor residual da Pluma de Tristão da Cunha na litosfera que suportava a Bacia do Paraná e o Cráton de São Francisco gerou uma topografia transitória chamada de Planalto do Sudeste Brasileira no qual, posteriormente, as bacias do Atlântico Sul (Santos, Campos e Espírito Santo) foram desenvolvidas.

O modelo de estiramento crustal de McKenzie (1978) é um dos mais adotados para explicar a formação das bacias da margem continental brasileira (Mohriak, 2004). McKenzie (1978) considera que, de forma geral, houve um estiramento litosférico associado ao afinamento da crosta, seguido de uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica e, conseqüentemente, da litosfera.

Em relação à evolução tectônica da Bacia de Santos, Buckley *et al.* (2015) definem seis principais fases: embasamento cristalino, fase sin-rifte inferior e superior, fase sag, sequência evaporítica e fase drifte.

O embasamento cristalino é datado do Pré-cambriano e é composto por granitos e gnaisses dobrados e metamorfizados, provenientes da Faixa Ribeira

(Moreira *et al.*, 2007; Buckley *et al.*, 2015). A fase sin-rifte inferior consiste num período de vulcanismo associado a processos extensionais do rifte ativo, onde o clímax de extrusão de lavas basálticas levou ao crescimento de falhas que geraram estruturas de semi-grábens e falhas rotacionais e subsequente preenchimento do espaço de acomodação recém formado (Cainelli e Mohriak, 1999; Mohriak, 2004; Buckley *et al.*, 2015). Se tratava de um período marcado por subsidência controlada por falhas e pela presença de blocos rotacionados (Chaboureau *et al.*, 2013). Em seguida, o soerguimento e rotação de blocos de falhas geraram pequenos altos estruturais do embasamento (Buckley *et al.*, 2015). A fase sin-rifte superior, durante o Eo-Aptiano, foi marcada por reativação de grandes falhas, magmatismo continental e oceânico, erosão de blocos da fase sin-rifte inferior e pela formação de uma discordância regional de *break-up* do rifte (Cainelli e Mohriak, 1999; Buckley *et al.*, 2015).

A fase sag (Neo-Aptiano) marca o término da fase de rifte ativo onde se estabeleceu uma bacia flexural sag contínua, caracterizada por quiescência tectônica e início da subsidência termal regional (Chaboureau *et al.*, 2012). Os trabalhos de Karner & Gamboa (2007) e Faria *et al.* (2017) trazem a discussão sobre a possibilidade de a fase sag não ser caracterizada por ausência de atividade tectônica. Ambos sugerem que houve atividade de falhas normais síncronas aos depósitos da fase sag, geradas possivelmente por reativação de falhas pré-existentes da fase sin-rifte, levando à conclusão de que a deformação distensional do rifte pode ter continuado até o Neo-Aptiano. A região sul das bacias em formação durante a separação da África e da América do Sul foi marcada pela presença do lineamento vulcânico da Cadeia Walvis e o Alto do Rio Grande, que funcionaram como uma barreira durante o Aptiano, mantendo as bacias rifte isoladas do mar (Thompson *et al.*, 2015; Farias *et al.*, 2019). Nesse contexto, também houve a deposição da espessa sequência evaporítica (Neo-Aptiano ao Eo-Albiano).

Com o término fase sag, a bacia entra numa fase de margem-passiva chamada de fase drifte (Albiano-Holoceno), bastante afetada por subsidência térmica o qual se mantém até o recente (Moreira *et al.*, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Carlotto *et al.*, 2017).

As principais feições do arcabouço estrutural da Bacia de Santos (Figura 2) são o Alto de Cabo Frio ao norte, a Plataforma de Florianópolis ao sul, a zona de Charneira de Santos a oeste e o Platô de São Paulo a leste (Gomes *et al.*, 2020).

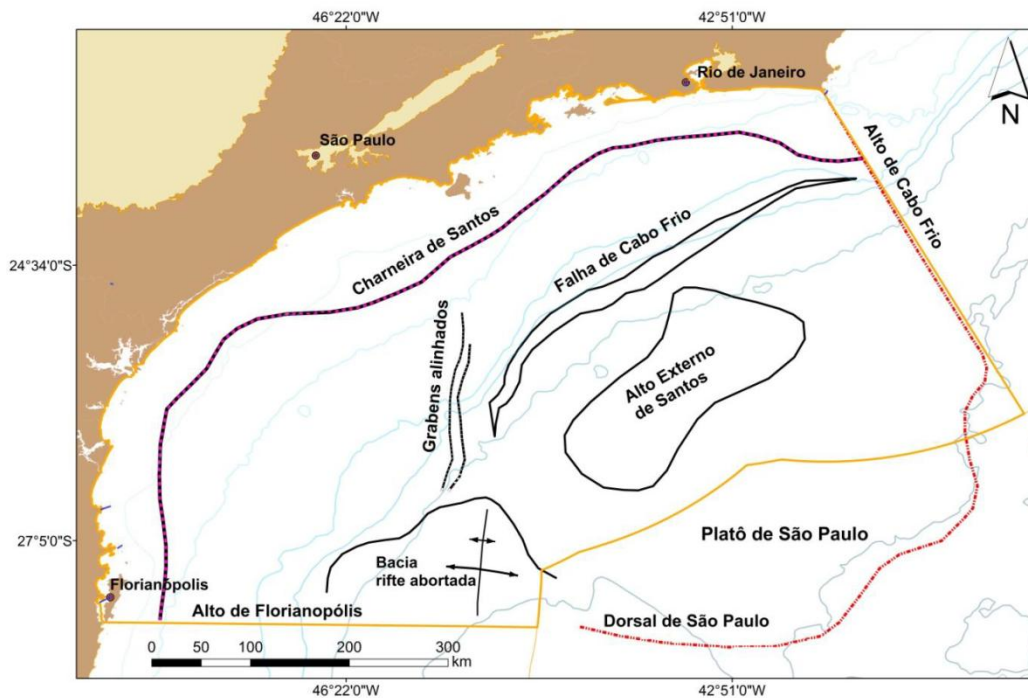


Figura 2: Principais feições do arcabouço estrutural regional da Bacia de Santos. Fonte: Adaptado de Garcia *et al.* (2012) por Fernandez *et al.* (2019).

O platô de São Paulo (Figura 2) é a mais importante feição da margem sudeste brasileira, correspondendo a uma grande expansão da plataforma continental (Mohriak, 2004). O Alto Externo de Santos (Figura 2) é uma estrutura soerguida, herdada do embasamento de tendência NE-SW, formada por uma série de blocos falhados ao longo do espaço de acomodação gerado pelo rifte (Buckley *et al.*, 2015; Farias *et al.*, 2019). Carminatti *et al.* (2008) interpretam o Alto Externo de Santos como uma área de crosta continental menos estirada, permitindo que se mantivesse como um paleo-alto estrutural em relação às regiões circundantes que sofreram mais subsidência. Os autores também destacam que as melhores fácies-reservatório do Pré-sal se encontram neste paleo-alto estrutural.

## 2.2 Evolução estratigráfica

A carta estratigráfica proposta por Moreira *et al.* (2007) (Figura 3) é uma das principais referências em relação à evolução estratigráfica da Bacia de Santos.

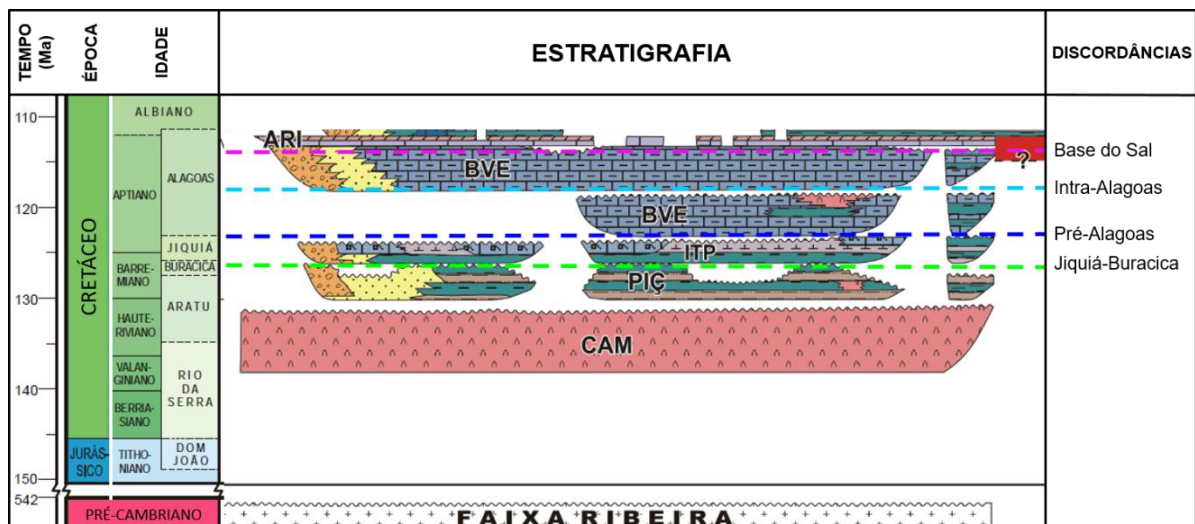


Figura 3: Carta Estratigráfica da seção Pré-sal da Bacia de Santos, mostrando as principais discordâncias mapeadas neste intervalo. CAM - Fm. Camboriú. PIÇ - Fm. Piçarras. ITP - Fm. Itapema. BVE - Fm. Barra Velha. ARI - Fm. Ariri. Fonte: Modificado de Moreira *et al.* (2007).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos é datado do Pré-cambriano e é composto por granitos e gnaisses provenientes da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). A deposição da bacia se inicia com o Grupo Guaratiba (Barremiano-Aptiano) que compõe as formações Camboriú, Piçarras, Itapema, Barra Velha e Ariri.

Disposto discordantemente ao embasamento cristalino, o embasamento econômico da Bacia de Santos é formado pelos basaltos toleíticos da Fm. Camboriú (138-130Ma, Valanginiano-Hauteveriano) e é resultado do vulcanismo basáltico da província Magmática do Atlântico Sul (SAMP), sendo uma resposta ao início da quebra do Supercontinente Gondwana (Carlotto *et al.*, 2017). O início do processo de rifteamento é marcado pelo desenvolvimento de sistemas de falhas distensionais.

O início do registro sedimentar da bacia ocorre com a deposição da Fm. Piçarras (130-126Ma, Barremiano), discordantemente ao embasamento econômico – Fm. Camboriú – em um ambiente continental de sistemas lacustres e fluviais. A sedimentação foi bastante controlada pela deformação das fases iniciais da abertura do rifte, sendo um período de intensa atividade magmática. Nela, são encontrados depósitos de leques aluviais (arenitos, conglomerados e siltitos) nas porções proximais e sedimentação lacustre nas porções distais, incluindo folhelhos de composição talco-estevensitica, pelitos e argilas ricas em magnésio. É limitada

superiormente pela Discordância Jiquiá-Buracica/Intrabarremiano que marca um intenso evento erosivo (Moreira *et al.*, 2007).

Em seguida, foi depositada a Fm. Itapema (126-123Ma, Neobarremiano ao Eoaptiano) em ambiente predominantemente lacustre e salino, composta principalmente por coquinas (grainstones e rudstones compostos de bioclastos de bivalves sem matriz) e folhelhos (Chang *et al.*, 2008; Herlinger *et al.*, 2017). As coquinas são compostas principalmente por conchas e seus fragmentos (podendo apresentar grãos carbonáticos e/ou siliciclásticos) e são alvos exploratórios importantes da seção Pré-sal das bacias de Campos (Fm. Coqueiros) e Santos (Fm. Itapema) (Kidwell, 1991; Kattah, 2015). Estes depósitos carbonáticos são interpretados como acumulações em altos estruturais, dispostas em bancos derivadas de ambientes lacustres restritos e extensos de alta energia, águas rasas e clima árido, podendo incluir depósitos de tempestades (Carvalho *et al.*, 2000; Thompson *et al.*, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Chinelatto *et al.*, 2020). Chinelatto *et al.* (2020) apontam que a porosidade desses reservatórios varia de deposicional a diagenética, e é normalmente classificada como híbrida, apresentando a ocorrência de *vugs* e porosidade móldica.

Intercalados às coquinas, encontram-se camadas de folhelhos negros, muitas vezes ricos em matéria orgânica, que foram depositados nas porções mais profundas e distais desses lagos salinos durante o Aptiano (Chang *et al.*, 2008). São comumente chamados de Folhelho Jiquiá e são considerados como a principal rocha geradora das bacias de Santos e Campos, responsáveis por alimentar reservatórios da seção Pré-sal e Pós-sal dessas bacias (Chang *et al.*, 2008; Castro *et al.*, 2015). Também são observados arenitos e leques aluviais nas porções mais proximais da bacia (Moreira *et al.*, 2007). O limite superior dessa formação é a Discordância Pré-Alagoas (DPA), interpretada por Karner & Gamboa (2007) como resposta às variações dos níveis dos sistemas de lagos da fase rifte.

No Eoaptiano se iniciou a deposição dos carbonatos da Fm. Barra Velha (123 a no máximo 113Ma) num ambiente lacustre restrito, alcalino e evaporítico (Moreira *et al.*, 2007; Wright & Barnett, 2015 e 2017). Essa formação é composta predominantemente de calcários arbustiformes, calcários laminados, *grainstones* intraclásticos e argilas esferulíticas ricas em magnésio (Muniz & Bosence, 2015).



Esses depósitos carbonáticos estão dispostos, majoritariamente, em altos estruturais segmentados por falhas herdadas do embasamento. O trabalho de Faria *et al.* (2017) concluiu que esta área da Bacia de Santos não sofreu inversão estrutural, ou seja, os altos estruturais que são vistos na sísmica são de fato paleoaltos estruturais da época de deposição da Fm. Barra Velha.

Chaboureau *et al.* (2012) afirmam que não há uma transição abrupta da Fm. Itapema para a Fm. Barra Velha uma vez que a transição da fase rifte para a fase sag teria ocorrido de forma contínua, sem um hiato deposicional marcante. Isso coloca um ponto de questionamento, uma vez que a DPA é amplamente reconhecida em sísmica.

A Discordância Intra-Alagoas (DIA) divide a Fm. Barra Velha em uma porção superior e uma inferior. É datada de 117Ma e corresponde a um refletor de forte impedância acústica positiva e caráter regional (Moreira *et al.*, 2007). Ainda existem discussões acerca da delimitação do fim do processo rifte na Bacia de Santos. Moreira *et al.* (2007) e Carminatti *et al.* (2009), por exemplo, defendem que a Discordância Pré-Alagoas (DPA) marca o final de uma fase rifte e conseqüentemente o início da fase pós-rifte, comumente chamada de fase sag. Já Buckley *et al.* (2015), Wright & Barnett (2015) e Neves *et al.* (2019) consideram que o limite de atividade do rifte ocorre até a formação da discordância Intra-Alagoas, durante a deposição da Fm. Barra Velha, e em seguida se inicia a fase sag.

O limite superior da Fm. Barra Velha é equivalente a uma discordância datada de aproximadamente 113Ma chamada pelos intérpretes de “Base do Sal” pelo seu caráter regional de fácil identificação nos dados sísmicos (Chang *et al.*, 2006; Moreira *et al.*, 2007). É uma discordância erosiva que marca uma mudança paleoambiental importante onde aparecem os primeiros sinais e incursões marinhas nos lagos do rifte até então isolados (Chang *et al.*, 2006; Karner & Gamboa, 2007).

Com a evolução da abertura do Atlântico Sul, criando espaço de acomodação, e com o aumento da ocorrência de incursões marinhas, foi possível a precipitação dos evaporitos da Fm. Ariri (Neoptiano), constituída basicamente por um empilhamento vertical de anidrita-halita-anidrita que pode chegar a 3 km (Chang *et al.*, 2006; Karner & Gamboa, 2007). É constatada a presença de sais de alta solubilidade como taquidrita, carnalita e silvita (Moreira *et al.*, 2007). Karner &

Gamboa (2007) consideram que esses sais foram depositados em ambiente lacustre raso, bastante evaporítico e seco. A presença de truncamentos regionais no topo da seção Pré-sal indica queda do nível de água dos lagos, gerando espaço de acomodação necessário para a formação do sal com as espessuras expressivas observadas.

Em relação ao período de deposição, Karner & Gamboa (2007) afirmam que os evaporitos da Fm. Ariri foram precipitados num espaço temporal de até 2Ma, tendo início no máximo em 116Ma e no mínimo em 110Ma. Os autores afirmam que é difícil estabelecer o período exato da deposição, devido ao evento erosional que formou a discordância da "Base do Sal". Dessa forma, a sucessão sedimentar que compreende as Formações Camboriú, Piçarras, Itapema e Barra Velha é chamada de "seção Pré-sal" e os evaporitos da Fm. Ariri, devido à sua extensão e à sua baixa permeabilidade, são considerados os selos dos sistemas petrolíferos do Pré-sal (Chang *et al.*, 2008). Em algumas porções da Bacia de Santos, a compartimentação tectônica pôde favorecer o magmatismo, notando-se a presença de rochas ígneas distribuídas em diversos intervalos da seção do Pré-sal.

Após a deposição dos evaporitos da Fm. Ariri ocorreu a deposição dos sedimentos da fase drifte, que se estende do Albiano ao Holoceno (Moreira *et al.*, 2007). Nesse momento, a bacia estava numa fase de margem-passiva, afetada por subsidência térmica e subsequente halocinese sofrida pelos evaporitos da Fm. Ariri (Mohriak, 2004; Buckley *et al.*, 2015; Carlotto *et al.*, 2017). Ocorre então a deposição dos sedimentos dos grupos Camburi, Frade e Itamambuca, onde a sedimentação se inicia com os as plataformas carbonáticas rasas e marinhas do Albiano que evoluem para depósitos de folhelhos marinhos intercalados com arenitos turbidíticos de águas profundas (Moreira *et al.*, 2007).

A Figura 4 apresenta um resumo simplificado das fases da evolução tectônica da Bacia de Santos consideradas neste trabalho.

Tempo (Ma)	Tempo (Geológico)	Idade / Andar	Discordâncias	Formação	Evolução Tectônica	
110 120 130 140	Cretáceo	Albiano		Guaruja	Fase Drifte	
		Aptiano	Alagoas	Topo do Sal	Ariri	Evaporitos
				Base do Sal	Barra Velha Superior	SAG
				Intra-Alagoas	Barra Velha Inferior	Rifte Tardio
				Pré-Alagoas	Itapema	Rifte
					Piçarras	
				Topo Basalto	Camboriú	Vulcânicas

Figura 4: Resumo das fases da evolução tectônica construído a partir de Moreira *et al.* (2007), Buckley *et al.* (2015) e Neves *et al.* (2019).

### 2.3. Formação Barra Velha

A Fm. Barra Velha corresponde ao principal alvo exploratório do Pré-sal brasileiro e, devido à sua importância econômica, diversos aspectos da sua formação são objeto de bastante discussão (Szatmari & Milani, 2016; Farias *et al.*, 2019). Tal formação foi depositada durante o Eo-Aptiano sobre os sedimentos carbonáticos da Fm. Itapema e é dividida pela Discordância Intra-Alagoas em duas porções (Figura 3, Figura 4) (Moreira *et al.*, 2007). A porção inferior equivale aos carbonatos do rifte tardio e a parte superior aos carbonatos da fase sag (Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett, 2015).

A Fm. Barra Velha foi depositada em extensas plataformas carbonáticas, isoladas em altos estruturais controlados pela ação de falhas normais associadas a ambientes lacustres restritos, afastados do alcance de sedimentação siliciclástica (Gomes *et al.*, 2008; Fetter *et al.*, 2018 - Figura 5). Os altos estruturais herdados do embasamento correspondem a uma série de bordas de blocos de falhas do rifte, os quais foram soerguidos e erodidos durante o Barremiano (Gomes *et al.*, 2008). A espessura da Fm. Barra Velha pode variar ao longo da Bacia de Santos, desde mais

de 500 m a menos de 55 m ao longo dos altos dos blocos de falhas, podendo também estar localmente ausente (Wright & Barnett, 2015).

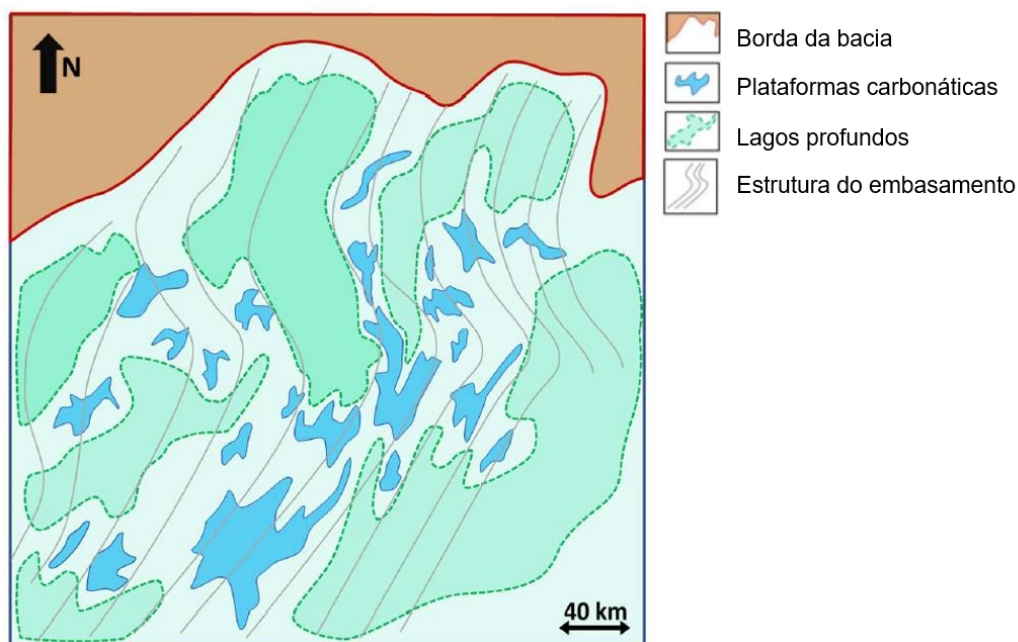


Figura 5: Paleogeografia e controle estrutural do sistema de lagos de rifte da Bacia de Santos durante o Aptiano. Fonte: modificado de Fetter *et al.* (2018).

Os carbonatos da Fm. Barra Velha são compostos majoritariamente por 3 componentes formados *in situ* — argila, esferulitos calcínicos, micro-cristais de calcita fascicular chamados *shrubs* — e material detrítico retrabalhado (Wright & Barnett, 2015; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020).

Os *shrubs* da Fm. Barra Velha são caracterizados como cristais tabulares arborescentes calcínicos com estruturas convexas de altura de 2 mm e ramificação divergente (Farias *et al.*, 2019). Tais cristais calcínicos crescem a partir do substrato de argilas detríticas, silte de quartzo, mica e feldspato, laminações singenéticas de argilas magnesianas ou peloides intrabasinais de silte a areia. Segundo Gomes *et al.* (2020), fatores como mudanças na química da água do lago, perda de  $CO_2$  por evaporação, entrada de  $CO_2$  no sistema relacionada a magmatismo e atividade hidrotermal podem influenciar a saturação de  $Ca$  e, por consequência, na precipitação dos *shrubs*. Farias *et al.* (2019) afirmam que os *shrubs* podem ocorrer intercalados com esferulitos e os “espaços vazios” entre os agregados de cristais de *shrubs* formando o sistema de poros mais importante da Fm. Barra Velha. Os autores também destacam que, normalmente, são observadas feições de

substituição diagenética de calcita por dolomita romboédrica e quartzo microcristalino e dissolução parcial de cristais internos

Os esferulitos são agregados cristalinos de calcita com forma esférica/subesférica menores que 2 mm e ocorrem de forma associada a argila autóctones ricas em magnésio (Wright & Barnett, 2015). Geralmente ocorrem isolados e/ou amalgamados em protólitos de granulação fina ou são previamente dolomitizados e (menos comumente) silicificados (Farias *et al.*, 2019). Podem estar associados a *shrubs* menores, fragmentos de esferulitos e material detrítico fino e apresentam interrupção do seu crescimento por dissolução/cimentação, recristalização e substituição (Wright & Barnett, 2015; Farias *et al.*, 2019). Os esferulitos podem incorporar materiais do substrato durante seu crescimento, principalmente argila magnesianas, que posteriormente é parcialmente substituída por quartzo e, além disso, a presença de dissolução e/ou degradação de matéria orgânica é bastante comum (Farias *et al.*, 2019). Lima & De Ros (2019) destacam que a presença de argilas ricas em magnésio indica alta alcalinidade para os paleolagos do Pré-sal, alta concentração de sílica e magnésio e baixa quantidade de  $CO_2$ . Wright & Barnett (2015) também pontuam que a dissolução da argila magnesiana associada aos esferulitos pode gerar porosidade secundária.

As argilas — chamadas de laminitos por Moreira *et al.* (2007) e Farias *et al.* (2019) — são compostas por faixas alternadas de carbonatos claros e escuros com vários graus de dolomitização/silicificação, ricos em estruturas orgânicas como filamentos alongados parcialmente mineralizados por magnesita/dolomita (Wright & Barnett, 2015). Os laminitos são compostos por minerais de argila, calcita, dolomita e sílica e geralmente são associados aos momentos de aumento do nível de lago (Gomes *et al.*, 2020). Farias *et al.* (2019) pontuam que estes podem apresentar quantidades variáveis de silte (quartzo, feldspato e mica) e nódulos de sílica microcristalina, muitas vezes substituindo constituintes carbonáticos. Os autores destacam que, em relação à porosidade, podem possuir poros fenestrais, poros entre agregados de calcita microcristalina ou formar poros intercristalinos (entre dolomita e cristais de calcita), formando um sistema poroso bem organizado, de orientação horizontal e reforçado pela dissolução e/ou decomposição da matéria orgânica.

Além das fácies *in situ*, a Fm. Barra Velha apresenta fácies originadas de processos sedimentares que fragmentaram e transportaram material carbonático, as chamadas fácies de retrabalhamento, que também contam com material detrítico (Gomes *et al.*, 2020). Farias *et al.* (2019) as descrevem como sendo basicamente calcarenitos e calcirruditos e são comumente cimentados por calcita, sem presença de lama carbonática ou material micrítico. Costumam estar dispostas em camadas decimétricas entre os agregados de calcita, com clastos ligeiramente dissolvidos e, às vezes, com cimentação dolomítica. Em sua maioria são observadas porosidades interpartícula e intrapartícula e o principal fator de redutor dos poros é a compactação mecânica (Farias *et al.*, 2019).

Os reservatórios da Fm. Barra Velha possuem características bastante particulares, o que dificulta sua caracterização em termos de classificação de fácies, uma vez que não se enquadram em muitos aspectos encontrados nos depósitos lacustres mais clássicos. Por esse motivo, Gomes *et al.* (2020) elaboraram uma classificação bem abrangente de fácies carbonáticas a partir de dados de rocha da Fm. Barra Velha. A classificação foi feita com foco em categorizar as rochas de forma descritiva e propor uma nomenclatura unificada e intuitiva baseada na variação proporcional dos 3 principais elementos presentes nas fácies *in situ* dos carbonatos da Fm. Barra Velha: os *shrubs*, os esferulitos e as argilas. Além disso, foi possível categorizar intervalos dominados por fácies de retrabalhamento e as possíveis variações de tipos de argilas. Devido ao caráter descritivo da classificação e ao fato de ser baseada em características texturais e mineralógicas dos carbonatos, os autores não se propõem a avaliar uma origem microbial ou abiótica para os depósitos da Fm. Barra Velha. Os autores afirmam que a classificação proposta abarca as duas possibilidades de gênese, o que a torna bastante ampla.

Um aspecto importante que ainda é alvo de grande discussão sobre a Fm. Barra Velha é a caracterização quanto ao paleoambiente deposicional lacustre durante o Aptiano. A distribuição dos principais componentes carbonáticos e dos respectivos ciclos de sucessão de fácies identificados na Fm. Barra Velha são dependentes de uma extensa lista de fatores como: influência de comunidades microbiais, profundidade do lago e flutuações do nível de base, balanço evaporação/precipitação, a estratificação do lago, *input* de sedimentos continentais, características químicas da água do lago, influência de magmatismo e/ou atividade

hidrotermal nas proximidades do lago, dentre outras variáveis (Herlinger *et al.*, 2017; Gomes *et al.*, 2020).

Diferentes trabalhos sugerem um controle microbial da precipitação dos carbonatos (Moreira *et al.*, 2007; Muniz & Bosence, 2015; Saller *et al.*, 2016), enquanto outros, consideram uma precipitação química (Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.* 2017; Farias *et al.*, 2019). Já Lima & De Ros (2019), propõem uma origem híbrida considerando aspectos bióticos e abióticos, porém, com uma predominância abiótica. De forma geral, ainda existem desafios a serem superados para entender como esses fatores atuavam no comportamento dos sistemas de lagos de rifte que deu origem a Fm. Barra Velha.

A classificação de fácies carbonática proposta por Gomes *et al.* (2020) permitiu aos autores identificar 2 ciclos básicos de empilhamento de fácies para a Fm. Barra Velha, considerando a distribuição de fácies *in situ* (Figura 6). Os ciclos identificados indicam uma transição ascendente de fácies, sendo o primeiro constituído basicamente de esferulitos na base, evoluindo para *shrubs* no topo; e o segundo contendo *shrubs* na base e terminando com esferulitos no topo. Além disso, cada ciclo possui dois tipos de sucessão de fácies, considerando o conteúdo de argila do intervalo: 1) tipo reservatório (menos de 10% de argila) e 2) tipo não-reservatório (com mais de 10% de argila). Os autores não consideraram as fácies de retrabalhamento na elaboração desses ciclos.

Os autores também identificaram que, de forma geral, nos altos estruturais do embasamento são observadas poucas fácies *in situ* com argila e fácies de retrabalhamento com boas condições permoporosas. Já nos baixos relativos, é visto o aumento de fácies *in situ* e de retrabalhamento argilosas. Assim, interpretaram que a alternância no padrão de empilhamento das argilas, esferulitos e *shrubs* refletem a variação nos níveis dos paleolagos induzidas pelo clima. Além disso, os autores inferem que o intervalo não-reservatório se formou nas partes mais profundas dos lagos e o intervalo reservatório nas partes mais rasas.

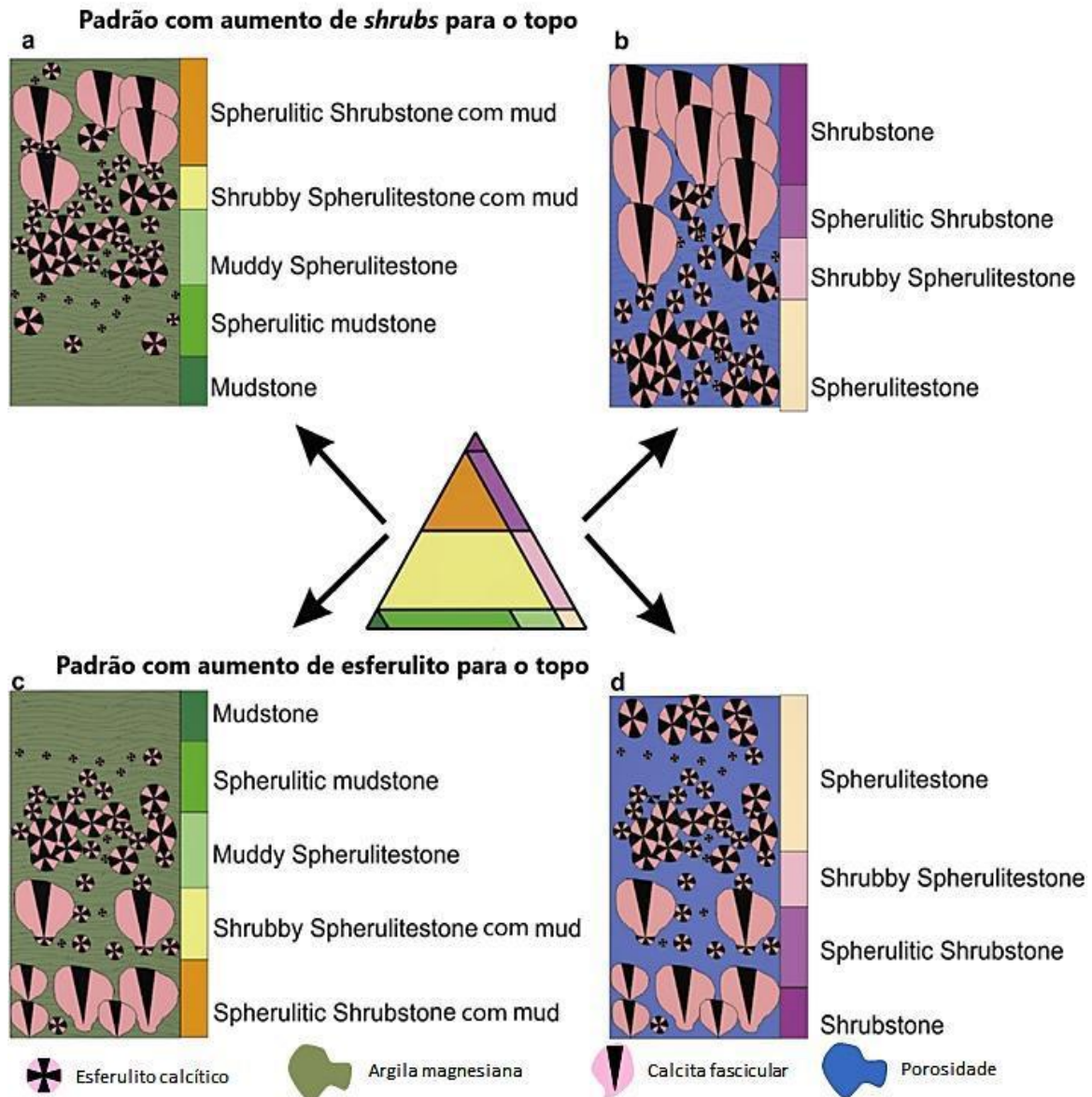


Figura 6: Dois padrões de empilhamento de fácies *in situ* para a Fm. Barra Velha. (a) e (b) correspondem ao padrão de aumento de *shrubs* para o topo. (c) e (d) correspondem ao padrão de aumento de esferulito para o topo. Os empilhamentos (a) e (c) se referem a intervalos não-reservatórios e os empilhamentos (b) e (d) a reservatórios. Fonte: adaptado de Gomes *et al.* (2020) por Carmo (2021).

O trabalho de Gomes *et al.* (2020), além de propor uma classificação de fácies carbonáticas, também caracteriza três possíveis modelos deposicionais conceituais que contemplam diferentes variações climáticas que ditam o comportamento dos lagos da Fm. Barra Velha (Figura 7). Esses modelos levam em consideração a relação entre o transporte de sedimentos detríticos para dentro do lago e as sucessões de fácies carbonáticas observadas nos dados de rocha. Trabalhar com a possibilidade de mais de um modelo deposicional para esses



carbonatos é interessante e facilita a aplicação dos mesmos (e da classificação de fácies que os originaram) em outros compartimentos da seção Pré-sal (na Bacia de Santos ou de Campos), pois considerando que no Aptiano havia um complexo sistema de lagos, as pequenas diferenças de cada lago, individualmente, podem gerar características texturais bastante distintas.

O modelo A (clima úmido a árido com flutuação no nível de lago) consiste em uma adaptação do modelo proposto por Wright & Barnett (2015) onde se observa a predominância dos ciclos de empilhamento de fácies com padrão de aumento de *shrubs* para o topo. O acúmulo de material detrítico se dá por aporte fluvial, num momento de lago mais profundo e menos alcalino, com clima mais úmido, considerando a taxa de precipitação maior que a de evaporação. Nos momentos de clima árido, a taxa de evaporação supera a de precipitação, causando a queda no nível do lago e aumento do pH, levando à precipitação de argilas magnesianas.

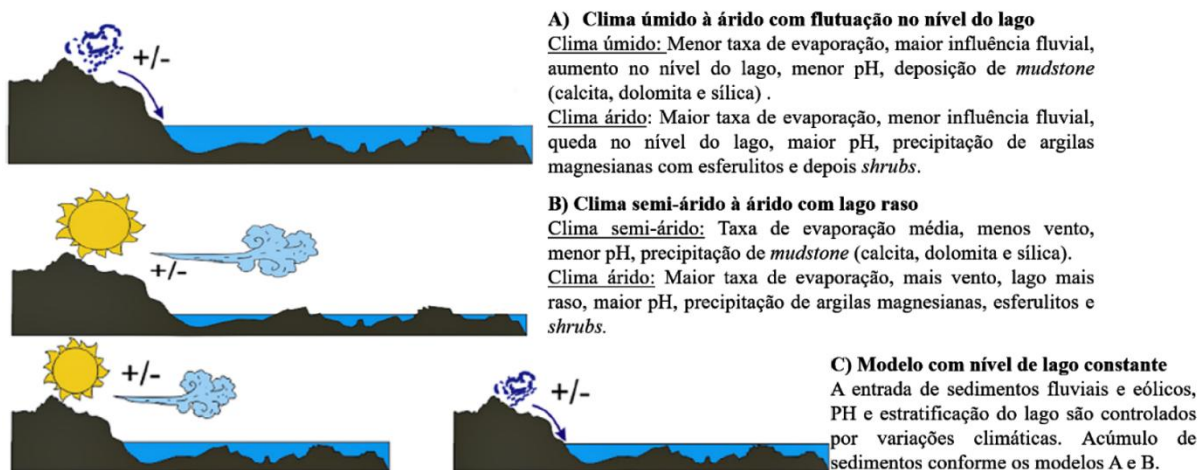


Figura 7: Modelos conceituais para explicar as variações de fácies na Fm. Barra Velha. A) Clima úmido a árido com flutuação no nível de lago. B) Clima semi-árido a árido com lago raso. C) Nível de lago constante. Fonte: modificado de Gomes *et al.* (2020) por Carmo (2021).

O modelo B (clima semi-árido a árido com lago raso) é uma adaptação do modelo proposto por Farias *et al.* (2019), predominando ciclos de padrão de empilhamento de fácies de aumento de esferulitos para o topo e o aporte detrítico no lago raso (e bastante alcalino) ocorrendo por transporte eólico num clima árido. Se considera que nos momentos de clima semi-árido a precipitação e evaporação ocorrem praticamente na mesma proporção e para clima árido há o aumento da evaporação, causando aumento do pH da água do lago.

O modelo C considera um nível de lago constante controlado por um *spill-point* e uma precipitação das fácies carbonáticas similar à observada nos modelos A e B. Fatores como clima (que determinam a variação de um aporte detrítico eólico e fluvial), pH da água e mudanças na estratificação do lago ditam os ciclos de sucessão de fácies observados. Por fim, um apontamento muito importante dos autores é que as variações de fácies em sistemas lacustres alcalinos podem ser tão ou mais influenciadas pelas variações na química da água do que apenas observando as variações no espaço acomodação.

Dando mais detalhe ao que fora proposto por Wright & Barnett (2015), a Figura 8 ilustra o modelo deposicional defendido pelos autores e apresentado por Wright & Rodriguez (2018) para a Fm. Barra Velha. Tal modelo foi construído através da integração de dados sísmicos, isotópicos e petrográficos e os autores sugerem que a precipitação carbonática ocorreu num ambiente lacustre hiper-alcalino e bastante raso. A presença de argilas autigênicas na Fm. Barra Velha, como a estevensita, estaria fortemente associada aos lagos evaporíticos, corroborando com as características do modelo proposto. Vale ressaltar que a formação e posterior dissolução da estevensita associada à esferulitos e *shrubs* foram cruciais para a geração de boas porosidades nos carbonatos do Pré-sal. Além disso, fácies de fan-delta associadas a falhas de pequeno porte em baixos relativos da Fm. Barra Velha foram indicadas como um novo alvo exploratório a ser seguido, apesar de serem estruturas de interpretação bem sutil no dado sísmico.

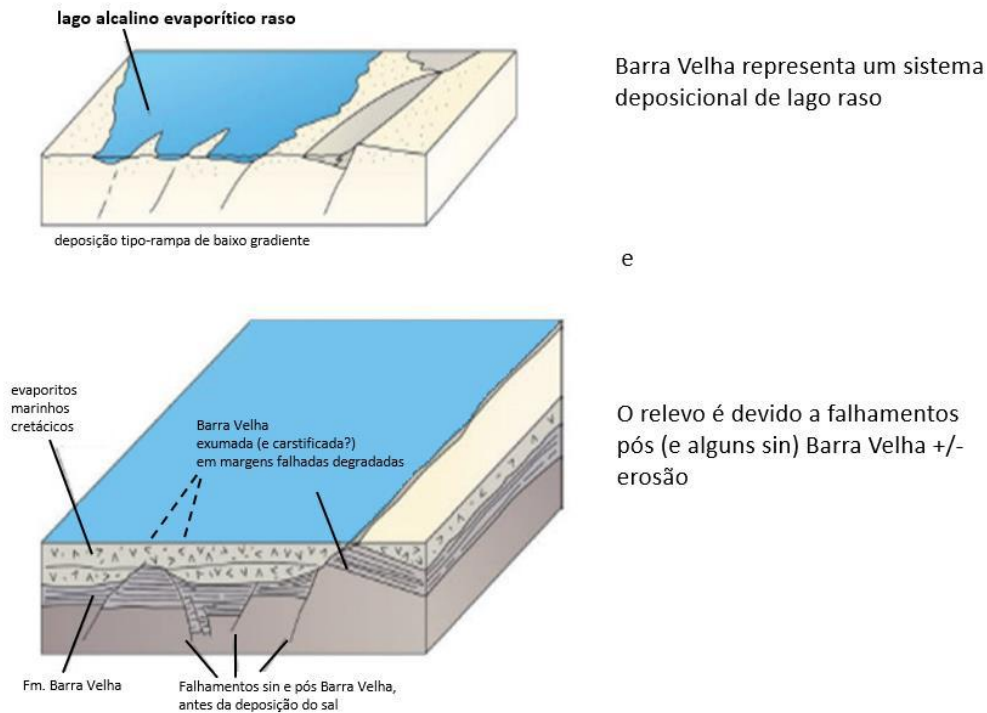


Figura 8: Modelo deposicional da Fm. Barra Velha. Fonte: modificado de Wright & Rodriguez (2018) por Castro (2019).

Contextualizando o modelo deposicional proposto por Farias *et al.* (2019), tais autores propõem um ambiente deposicional lacustre altamente evaporítico com respaldo em dados petrográficos e geoquímicos. Estes defendem que os carbonatos da fase sag representam o estágio inicial/transicional de uma bacia evaporítica fechada na qual houve um aumento progressivo da salinidade que acarretou na posterior formação de sais como halita, anidrita, taquidrita, silvita e carnalita. Nesse contexto, haveria duas fontes de cálcio para o paleolago da Fm. Barra Velha estar saturado em  $CaCO_3$ . A primeira fonte seriam salmouras contendo  $HCO_3$  drenadas internamente e formadas por intemperismo físico e químico de rochas basálticas contemporâneas do embasamento econômico. A segunda seriam salmouras hidrotermais advindas da água do mar infiltrada que reagiu quimicamente em profundidade com os basaltos da barreira vulcânica de Walvis-Rio Grande. Estas salmouras hidrotermais ricas em  $CaCl_2$  foram formadas devido a hiperextensão da litosfera e altos gradientes geotermiais. Assim, o paleolago de alta salinidade se tornou saturado em bicarbonato/carbonato de cálcio devido às águas alcalinas advindas de uma salmoura híbrida (Figura 9). Desta forma, o paleolago da Fm.

Barra Velha se comportou como um lago salino endorreico altamente evaporado, comum em bacias fechadas em configurações de rifte (Farias *et al.*, 2019).

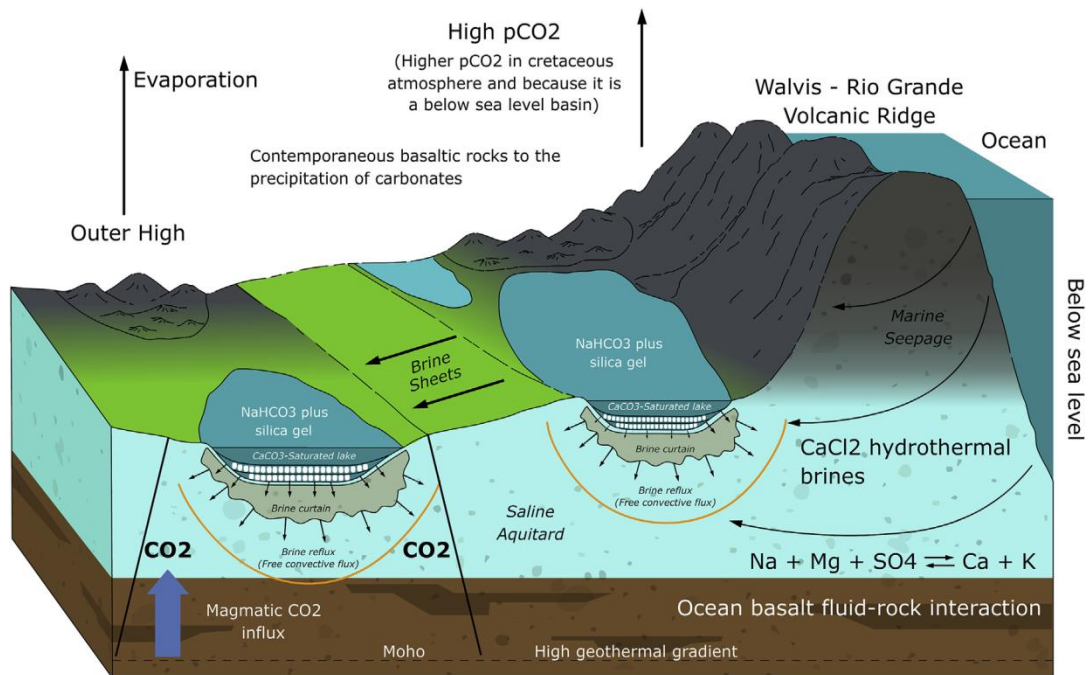


Figura 9: Modelo deposicional para precipitação de carbonatos da Fm. Barra Velha enfatizando a contribuição de salmouras ricas em  $CaCl_2$  através da barreira vulcânica de Walvis-Rio Grande se misturando com águas alcalinas de drenagem na bacia rifte, possibilitando a saturação não uniforme da bacia evaporítica em  $CaCO_3$  em condições hipersalinas. Fonte: Farias *et al.*, 2019.

### 3 Revisão Teórica

Neste capítulo será apresentada uma breve revisão teórica sobre atributos sísmicos – com foco na amplitude sísmica e na impedância acústica – e os processos de pré-condicionamento sísmico e de inversão sísmica. Também serão abordados conceitos básicos a respeito de aprendizagem de máquina, métodos *ensemble*, algoritmos *bagging* e método *random forest*.

#### 3.1 Amplitude sísmica

A resposta sísmica é medida pela reflexão gerada entre duas camadas e pela natureza do pulso sísmico que atinge essa interface (Brown, 1996; Herron, 2011). A equação que define a série de coeficientes de refletividade ( $RC$ ) (considerando incidência normal) é função do contraste de impedância das camadas acima ( $I_{p_1}$ ) e abaixo ( $I_{p_2}$ ) dessa interface (Herron, 2011; Ferreira e Lupinacci, 2018):

$$RC = \frac{I_{p_2} - I_{p_1}}{I_{p_2} + I_{p_1}}. \quad 3.1$$

A Figura 10 ilustra de forma simplificada o modelo convolucional, onde traço sísmico é obtido a partir da convolução da série de refletividade ( $RC$ ) com um pulso sísmico (informalmente chamado de “assinatura da fonte”). Dessa forma, o dado de reflexão sísmica será equivalente à soma dos traços individuais referentes a cada interface de contraste de impedância, levando em consideração as interferências construtivas e destrutivas, conforme ilustra a Figura 11 (Herron, 2011).

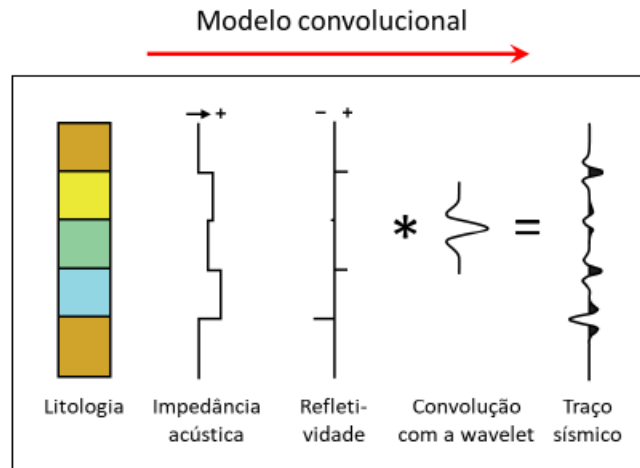


Figura 10: Esquema simplificado mostrando a obtenção do traço sísmico através do modelo convencional.  
 Fonte: adaptado de Herron (2011) por Dias (2020).

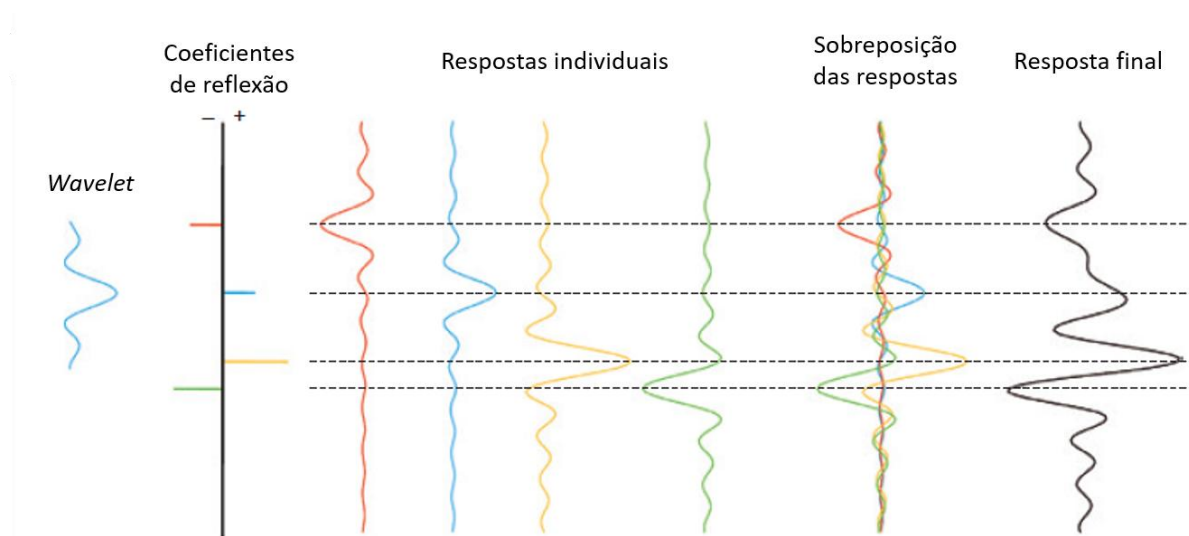


Figura 11: Esquema simplificado da obtenção do traço sísmico final a partir da soma dos traços individuais.  
 Fonte: adaptado de Herron (2011).

Uma vez que a amplitude sísmica se refere a magnitude do traço sísmico — que é função do contraste de impedâncias — a resposta de reflexão sísmica está intrinsecamente relacionada às propriedades elásticas das camadas (Kumar, 2013; Barnes, 2016). Sendo assim, as feições de amplitude sísmica guardam relação com a geologia da subsuperfície, podendo fornecer informações importantes sobre as propriedades das rochas e possíveis fluidos presentes nelas, permitindo até inferir as litologias e os tipos de poros (Herron, 2011).

Barnes (2016) afirma que a amplitude foi o primeiro atributo sísmico a ser desenvolvido e Munyithya *et al.* (2020) complementam que a amplitude sísmica é o atributo mais usado na caracterização de reservatórios, devido a sua relação direta com parâmetros como porosidade e saturação de hidrocarbonetos. Brown (1996) destaca que atributos sísmicos derivados da amplitude podem fornecer informações estratigráficas e de reservatórios. Herron (2011) pondera que uso quantitativo das amplitudes sísmicas deve ser feito de forma cuidadosa para que as reflexões sejam extraídas de forma consistente e precisa.

Num contexto de exploração de petróleo costuma-se buscar nas linhas sísmicas a anomalias de amplitude. Os atributos de amplitudes podem realçar os DHI's (*direct hydrocarbon indicators*) como *bright-spots*, *flat-spots* e *dim-spots*, efeitos de *tuning* e mudanças de porosidade (Barnes, 2016). *Bright-spots* se referem a reflexões sísmicas com amplitudes bastante fortes que podem ser indicadores de hidrocarbonetos, *dim-spots* podem indicar a presença de gás e *flat-spots* representam um possível contato óleo-água (Barnes, 2016). Além disso, anomalias de baixa frequência observadas nas seções sísmicas também podem estar associadas à presença de reservatórios de óleo e gás (Jesus *et al.*, 2020).

### **3.1.1 Pré-condicionamento: Filtro inverso Q**

A resolução sísmica é um parâmetro importante para a interpretação sísmica, principalmente em contextos de análise quantitativa e, por isso, costuma ser necessário realizar um procedimento de pré-condicionamento para aumentar a resolução do dado sísmico (Chopra & Marfurt, 2007; Simm & Bacon, 2014). Essa é uma etapa essencial para a caracterização de reservatórios e tem como objetivo a remoção de ruídos e o aumento da largura de banda do dado (Wang, 2008; Chopra *et al.*, 2011; Lupinacci *et al.*, 2017). Assim, o dado sísmico pré-condicionado auxilia para que o mapeamento de discordâncias, a identificação de falhas e fraturas e a interpretação quantitativa de feições estruturais e estratigráficas sejam feitos de forma mais assertiva (Chopra & Marfurt, 2007). O pré-condicionamento é frequentemente aplicado no dado sísmico previamente a processos como cálculo de atributos sísmicos, inversão sísmica e classificação de sismofácies (Chopra & Marfurt, 2007; Simm & Bacon, 2014; Ferreira & Lupinacci, 2018). Além disso, estudos recentes corroboram a importância dessa técnica para atingir melhores

resultados em fluxos de trabalho de interpretação sísmica quantitativa quando aplicados em reservatórios carbonáticos (Ferreira & Lupinacci, 2018; Dias *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019; Dias, 2020; Lupinacci *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021).

Durante a propagação de ondas sísmicas, a inelasticidade e heterogeneidade da subsuperfície terrestre produzem os efeitos de atenuação da energia da onda – que é absorvida pelo meio – e de dispersão da velocidade – que modifica a forma do pulso sísmico na qual os diferentes componentes de frequência da onda viajam em velocidades distintas (Wang, 2008). Dessa forma, quanto maior a profundidade que essas ondas atingem, maior a ação desses dois efeitos, resultando numa imagem sísmica com baixa resolução e baixa razão sinal-ruído (Wang, 2008; Herron, 2011). O fator Q é definido como o fator de qualidade da Terra e é inversamente proporcional ao efeito de atenuação sísmica (Wang, 2008). Durante a propagação das ondas sísmicas a Terra funciona como um filtro passa-baixa, no qual há uma perda das componentes de alta frequência da onda (Lupinacci *et al.*, 2017) e, sendo assim, a atenuação sísmica pode ser descrita como o inverso do fator Q:

$$\frac{1}{Q} = \left(\frac{1}{2\pi}\right) \frac{\Delta W}{W} \quad 3.2$$

no qual  $\Delta W$  representa a quantidade de energia dissipada em um ciclo e  $W$  a energia máxima deste ciclo. Trata-se de uma medida adimensional.

A perda de energia de alta frequência pode ser parcialmente recuperada aplicando técnicas de filtragem inversa do fator Q para pré-condicionamento do dado sísmico (Wang, 2008; Braga e Moraes, 2013; Lupinacci *et al.*, 2017). O filtro Q inverso é um procedimento de propagação reversa da onda sísmica que visa compensar a energia absorvida e corrigir a distorção do pulso sísmico e, assim, produzir uma imagem sísmica com maior resolução (Wang, 2008). A medida quantitativa do aumento de resolução após o filtro Q inverso é função tanto do aumento da largura de banda do dado quanto do aumento da razão sinal-ruído. Wang (2008) também destaca que existem diversos algoritmos para aplicar o filtro Q inverso e que a compensação da atenuação das amplitudes e a correção da distorção da fase podem ser feitas de forma separada ou simultaneamente.



O principal problema encontrado na aplicação de algoritmos de filtro Q inverso é a presença de ruídos e a instabilidade da compensação de amplitude em altas frequências em locais distantes da superfície. A fim de suprimir esse problema foi desenvolvido por Braga e Moraes (2013) um algoritmo de filtro Q inverso que opera no domínio da Transformada Wavelet Contínua (*Continuous Wavelet Transform* - CWT) associado a um modelo de atenuação e dispersão bem definido.

Addison (2002) define a transformada *wavelet* como um método que converte uma função (neste caso, um sinal) em um formato que permita que o dado seja visualizado de forma mais objetiva. Antes da aplicação da CWT, é preciso definir qual a *wavelet* a ser usada. Addison (2002) pontua que o pulso sísmico deve ser tão flexível quanto possível e que duas manipulações básicas para adaptar a *wavelet* são a dilatação (*stretch* e *squeeze*) e a translação.

A CWT, na prática, é uma correlação cruzada de um sinal com um grupo de *wavelets* de diversas larguras onde as estruturas coerentes do sinal são identificadas conforme o pulso sísmico é movido através dele com uma determinada escala (Addison, 2002; Dias, 2020). O processo se repete quantas vezes for necessário para identificação dessas estruturas, conforme o exemplo da Figura 12 evidenciando a variedade de escalas que pode ser usada na transformada.

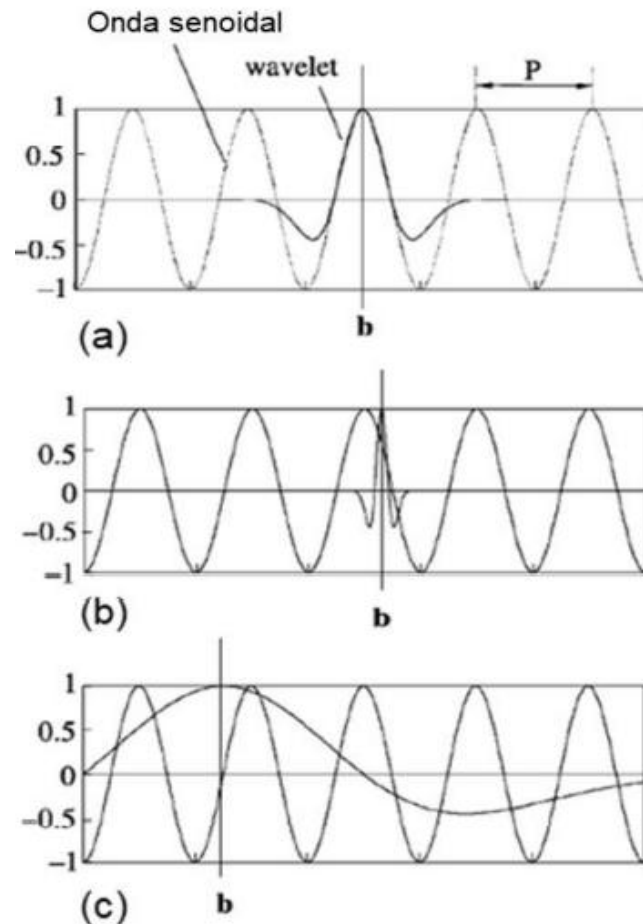


Figura 12: *Wavelets* de escalas variadas “interrogando” um sinal senoidal. (a) A *wavelet* está em fase com o sinal e tem uma boa correlação positiva. A *wavelet* comprimida (b) e a esticada (c) não têm boa correlação com o sinal senoidal. Fonte: adaptado de Addison (2002) por Dias (2020).

A CWT opera no domínio tempo-frequência que permite limitar o ganho dos componentes de alta frequência, evitando a criação de ruídos indesejados de alta frequência (Lupinacci *et al.*, 2017). Essa natureza adaptativa da transformada *wavelet* em relação às escalas permite um melhor controle sobre a resolução sísmica e a estabilidade do filtro Q inverso (Braga e Moraes, 2013). Assim, o traço sísmico corrigido para efeitos de atenuação pode ser reconstruído através da Transformada Inversa da Wavelet Contínua (ICWT) representado por (Addison, 2002):

$$x(t) = \frac{1}{c} \int \int_{s,\tau} T(s,\tau) \Psi_{s,\tau}(t) \frac{ds d\tau}{s^2}, \quad 3.3$$

no qual  $s$  representa a escala,  $\tau$  o tempo de trânsito,  $\Psi$  a wavelet usada e  $c$  uma constante de normalização para balancear a energia da wavelet (Lupinacci *et al.*, 2017).

A *wavelet* de Morlet (1982) foi escolhida para a aplicação da CWT do dado sísmico deste trabalho, sendo uma *wavelet* analítica que representa uma onda plana modulada por uma janela gaussiana (para mais detalhes acerca desta aplicação, ver Dias (2020)). Para um maior detalhamento matemático acerca do uso da CWT e da *wavelet* de Morlet no processo de pré-condicionamento de dados sísmicos com filtro Q inverso, recomenda-se a leitura dos seguintes trabalhos: Addison (2002); Wang (2008); Braga e Moraes (2013); Lupinacci *et al.* (2017) e Dias (2020).

A caracterização sísmica de reservatórios no Pré-sal brasileiro é um grande desafio, uma vez que os alvos exploratórios se localizam em grandes profundidades sob espessas camadas de sal. Com essa motivação, Dias (2020) realizou o pré-condicionamento de um dado sísmico do Pré-sal da Bacia de Santos aplicando o filtro Q inverso pelo método desenvolvido por Braga e Moraes (2013). Foi uma aplicação bem sucedida no que tange a interpretação dos horizontes, gerando um aumento da resolução sísmica vertical e realçando a continuidade lateral dos refletores (Figura 13).

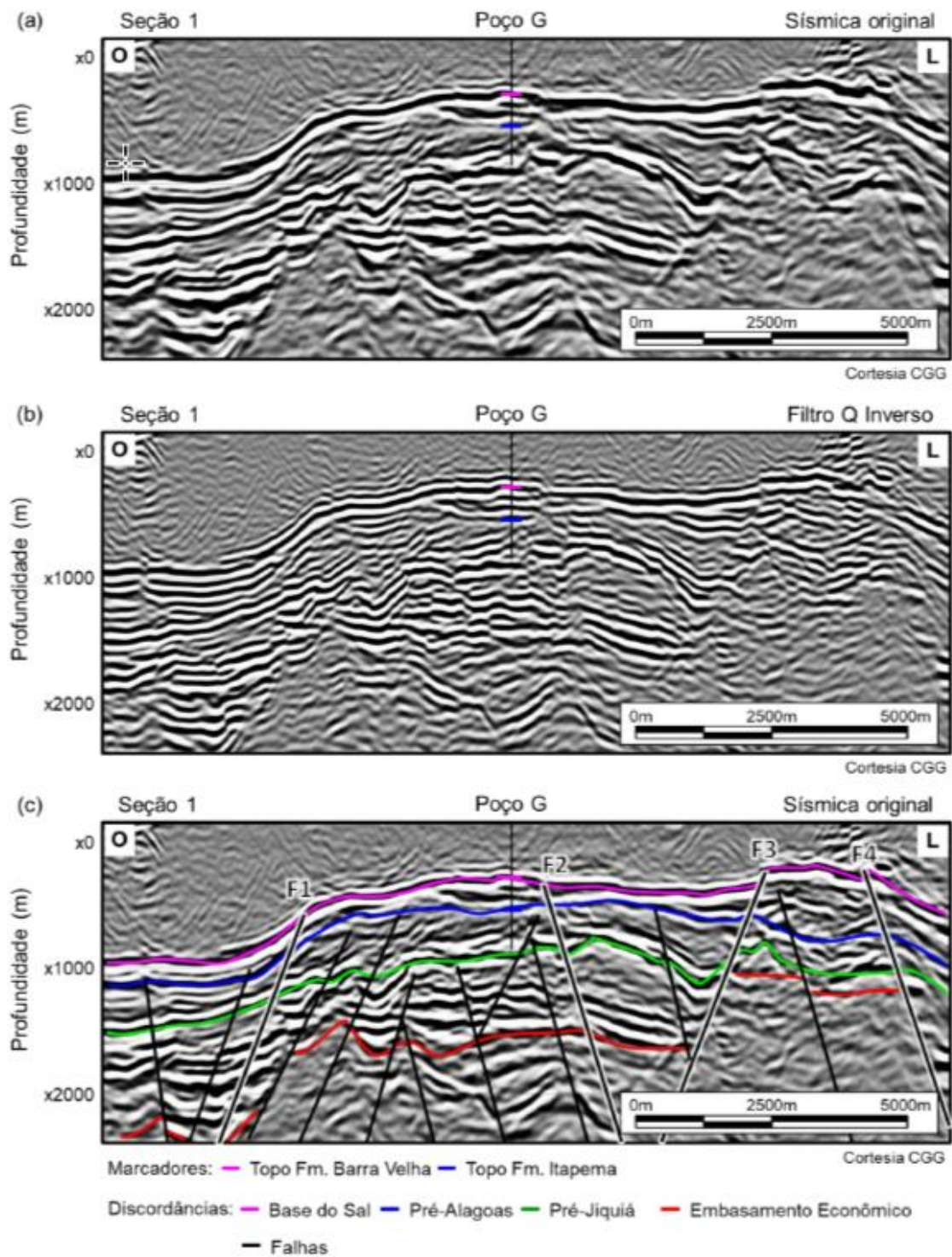


Figura 13: Exemplo de resultado do pré-condicionamento do dado sísmico através da filtragem Q inversa, onde (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa; (c) Sísmica original interpretada. Fonte: Dias (2020).

### 3.2 Inversão acústica

A impedância acústica ( $I_p$ ) pode ser definida como o produto da densidade ( $\rho$ ) e da velocidade ( $V$ ) compressional da rocha, e por isso, é um parâmetro que apresenta relações empíricas com propriedades de rocha como a porosidade (Sancevero *et al.*, 2006):

$$I_p = \rho \cdot V \quad 3.4$$

O fato de a impedância acústica ser uma propriedade de camada e não uma propriedade de interface — como a amplitude sísmica — faz dela uma informação importante a ser utilizada no processo de caracterização de reservatórios (Sancevero *et al.*, 2006; Herron, 2011).

A inversão sísmica consiste no cálculo da impedância acústica a partir do dado sísmico. Ou seja, se considerarmos uma série de refletividade como a derivada de uma função de impedância acústica relativa, esta última pode ser recuperada pela integração da série de coeficientes de reflexão do dado sísmico (Herron, 2011). Assim, o objetivo final da inversão sísmica é reconstruir a distribuição da impedância acústica em subsuperfície a partir da integração de dados de fontes diversas como os dados sísmicos, dados de poços e/ou modelos de velocidade (Sancevero *et al.*, 2006). É um processo que busca fazer o caminho inverso da modelagem sísmica direta transformando o dado sísmico — uma propriedade de interface — para valores de impedância — uma propriedade de camada — ao retirar o efeito do pulso sísmico pelo processo de deconvolução (Figura 14). Sancevero *et al.* (2006) pontuam que a vantagem de realizar a inversão sísmica em estudos de caracterização de reservatórios é o fato de que ela pode auxiliar a fornecer estimativas quantitativas da distribuição de vários parâmetros físicos capazes de caracterizar melhor a geologia em subsuperfície.

O processo de inversão sísmica costuma envolver quatro etapas principais: 1) a criação do modelo de subsuperfície; 2) a extração do pulso sísmico; 3) a aplicação do algoritmo de inversão e 4) a incorporação do modelo de baixa frequência ao resultado da inversão através da aplicação de um fator de escala (Salleh & Ronghe, 1999 *apud* Sancevero *et al.*, 2006). Uma vantagem importante da inversão sísmica é

o auxílio de forma direta na interpretação sísmica, uma vez que este processo tende a melhorar a resolução vertical do dado, facilitando a identificação da continuidade lateral das camadas geológicas (Latimer *et al.*, 2000; Penna & Lupinacci, 2021).

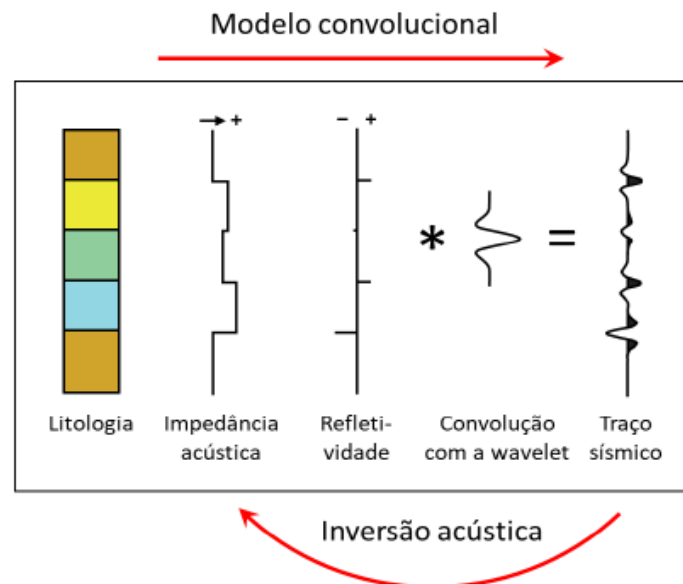


Figura 14: Esquema mostrando o processo de inversão acústica. Fonte: adaptado de Herron (2011) por Dias (2020).

Diante da importância da inversão sísmica para o processo de caracterização de reservatórios no Pré-sal, diversos trabalhos foram recentemente publicados confirmando que, de fato, a impedância acústica é um excelente atributo para caracterizar reservatórios carbonáticos (Ferreira & Lupinacci, 2018; Dias *et al.*, 2019; Dias, 2020) podendo ser usado para classificação de sismofácies (Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021) e modelagem de propriedades petrofísicas, como porosidade (Ferreira e Lupinacci, 2018; Peçanha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020; Penna e Lupinacci, 2020; Ferreira *et al.*, 2021; Penna e Lupinacci, 2021).

### 3.2.1 Inversão acústica *sparse-spike*

Os métodos de inversão *sparse-spike* partem da premissa de que a série de refletividade é esparsa — ou seja, as reflexões podem ser modeladas com menos coeficientes do que o dado sísmico original — e que possui reflexões bem proeminentes (os ditos “*spikes*”) (Latimer *et al.*, 2000). Trata-se de um tipo de inversão determinística que se baseia na minimização da diferença entre o traço

sísmico modelado e o traço original, obtendo uma única solução a partir da escolha de um parâmetro de regularização ( $\lambda$ ). Esse parâmetro deve ser selecionado de forma que gere uma correlação satisfatória entre o traço de impedância acústica gerado e o dado sísmico (Sancevero *et al.*, 2006).

Na inversão *sparse-spike* o cálculo dos coeficientes de reflexão é feito em um processo iterativo com base na minimização da função objetivo que integra as características necessárias para a solução do problema inverso (Sancevero *et al.*, 2006). Assim, o algoritmo de Oldenburg *et al.* (1983) foi construído se baseando na minimização da norma L1 do modelo dos parâmetros ( $\mathbf{m}$ ) (isto é, o modelo da série de refletividade) (Aster *et al.*, 2004):

$$f(\mathbf{m}) = \|\mathbf{d}^{obs} - \mathbf{G}\mathbf{m}\|_2 + \dots + \lambda \|\mathbf{m}\|_1 . \quad 3.5$$

no qual  $\mathbf{d}^{obs}$  equivale ao traço sísmico (vetor dos dados observados) e  $\mathbf{G}\mathbf{m}$  é o traço sintético (vetor do modelo calculado).

Durante a inversão *sparse-spike* a intenção é modelar o dado sísmico como sendo uma convolução do pulso sísmico com a respectiva série de coeficientes de reflexão. Essa relação é estabelecida pelo modelo convolucional (Latimer *et al.*, 2000). Contudo, a solução do problema inverso não é única. Para mitigar esse problema são impostas restrições durante o processo de inversão baseadas em modelos geológicos *a priori* e em dados de poços que fornecem uma tendência geral da variação de impedância acústica na região de estudo, chamado modelo de baixa frequência (Latimer *et al.*, 2000; Sancevero *et al.*, 2006). O algoritmo de inversão *sparse-spike* tende a remover o efeito do pulso sísmico de modo que o resultado é de uma banda mais larga, devido a maior contribuição das altas frequências no dado (Latimer *et al.*, 2000; Sancevero *et al.*, 2006). Assim, a resolução vertical do volume de impedância acústica é maximizada.

A inversão acústica *sparse-spike* tende a resultar em um volume de impedância acústica relativa e o volume final usado para interpretação é composto da soma deste com o modelo de baixa. A Figura 15 ilustra de forma simplificada os resultados de uma inversão *sparse-spike* em um dado modelado.

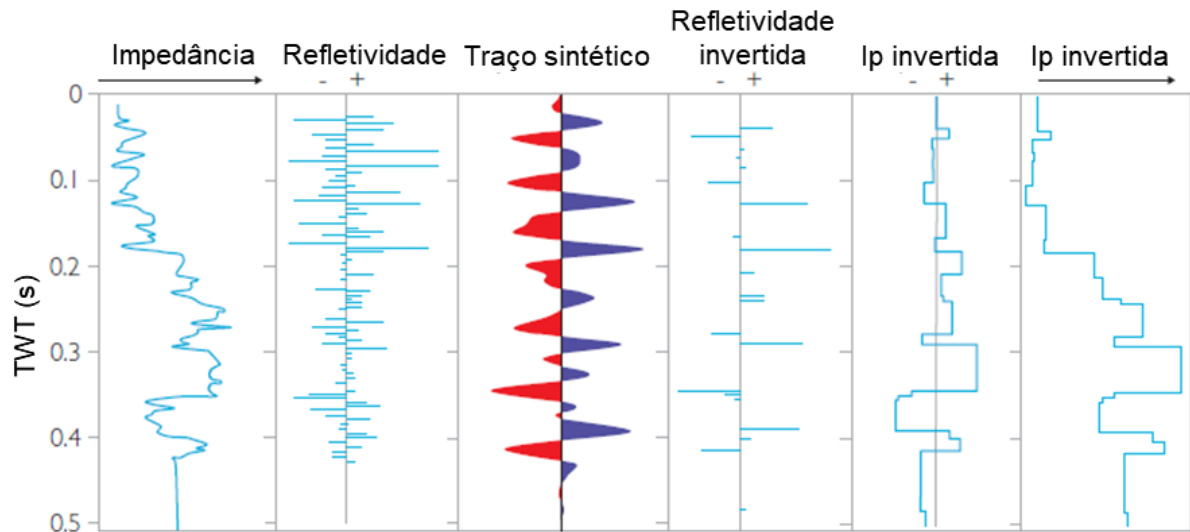


Figura 15: Exemplo da sequência simplificada de processos que envolve a inversão *sparse-spike*. A impedância invertida é uma simplificação blocada da impedância original do poço após a adição do modelo de baixa. Fonte: modificado de Simm & Bacon (2014) por Dias (2020).

O trabalho de Penna e Lupinacci (2021) enfatiza a importância do processo de inversão sísmica durante a caracterização de reservatórios no Pré-sal. Dessa forma, foi realizada uma inversão *prestack* com o método *sparse-spike* para obter os volumes de impedâncias P e S em um reservatório Pré-sal da Bacia de Santos. Esses volumes (Figura 16) foram calculados com o objetivo de serem usados posteriormente numa classificação bayesiana, a fim de calcular a probabilidade de ocorrência de fácies de fluxo decamétricas nas formações Barra Velha e Itapema.



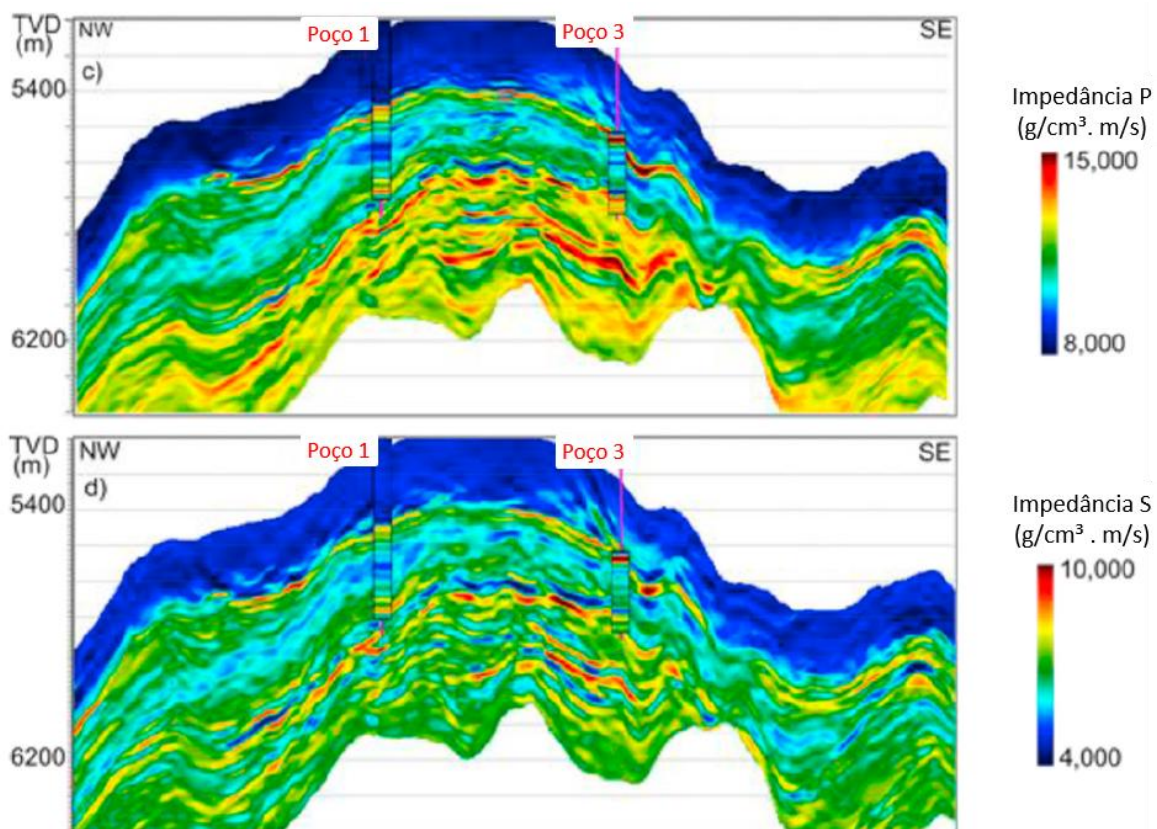


Figura 16: Seção sísmica NW-SE do resultado das impedâncias P e S da inversão *sparse-spike* na seção Pré-sal do Campo de Mero na Bacia de Santos. Fonte: adaptado de Penna e Lupinacci (2021).

### 3.3 Atributos sísmicos

Chopra & Marfurt (2007) definem atributos sísmicos como qualquer medida obtida a partir do dado sísmico com o objetivo de ajudar a visualizar, quantificar e/ou realçar as propriedades específicas da região estudada. Em estudos de geologia e geofísica voltados para caracterização de reservatórios de petróleo, os atributos sísmicos são uma importante ferramenta para auxiliar a interpretação sísmica (Chopra & Marfurt, 2007; Barnes, 2016). O atributo deve responder diretamente à propriedade de interesse e a sua utilização deve auxiliar na interpretação de feições estruturais e deposicionais do local de estudo, na maioria dos casos, contribuindo para a construção de um modelo geológico. Na prática, o atributo sísmico atua como um filtro que remove componentes específicos do sinal sísmico, enquanto realça outros de maior interesse (Barnes, 2016).

Brown (1996) define as informações básicas do dado sísmico sendo o tempo, a amplitude, a frequência e a atenuação. A classificação de atributos por ele proposta considera que, de forma geral, atributos derivados do tempo carregam

características estruturais e atributos derivados da amplitude fornecem informações estratigráficas e de reservatório.

Barnes (2016) define três grandes grupos para classificar os atributos sísmicos: os geológicos, os geofísicos e os matemáticos (Figura 17). Os geológicos fornecem informações estruturais, estratigráficas ou litológicas a partir do dado sísmico e são divididos em: 1) estruturais (como *dip*, azitmute, curvatura), 2) estratigráficos (como *thin-bedthickness* e *reflection spacing*) e 3) litológicos (como impedância acústica, densidade e porosidade). Os atributos geofísicos filtram informações sobre as ondas sísmicas e as respectivas *wavelets* (como amplitude, fase, frequência, largura de banda) e, apesar de serem simples de calcular, podem ser difíceis de serem interpretados em termos geológicos. Os atributos matemáticos buscam calcular medidas estatísticas sobre o dado sísmico, como médias, variâncias e razões e por terem um significado puramente matemático, por vezes não é possível atribuí-los a um sentido geológico.

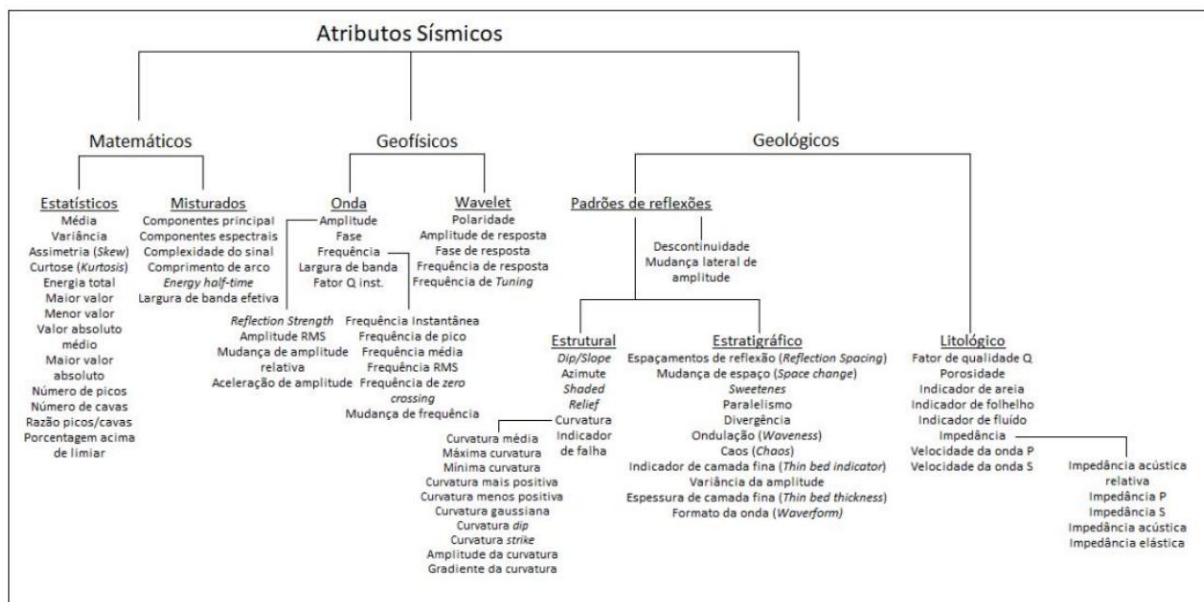


Figura 17: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades. Fonte: adaptado de Barnes (2016) por Jannuzzi (2021).

Com os avanços tecnológicos e com o auxílio de softwares de interpretação sísmica é possível a utilização de técnicas que possibilitem o estudo combinado de dois ou mais atributos sísmicos, chamada de abordagem multi-atributo (Figura 18) (Taner, 2001; Barnes, 2016). A motivação consiste na ideia de que a interpretação

conjunta de diferentes atributos sísmicos pode ajudar na caracterização mais completa da região de estudo. Essa ideia se sustenta, uma vez que existe uma gama de atributos sísmicos para realçar propriedades distintas do ambiente deposicional e processos diagenéticos como densidade de falhas, presença de fluidos, características permoporosas, entre outras. Porém, Kalkomey (1997) pondera que a análise multi-atributo pode produzir correlações espúrias, caso os atributos utilizados não tenham uma relação direta com a propriedade a ser estimada. Por isso, recomenda-se cautela na escolha dos atributos a serem adotados dentro do fluxograma de caracterização de reservatórios utilizando os mesmos.

A análise multi-atributo pode ser realizada, de forma geral, através de *volume blending*, *crossplotting*, PCA (*principal component analysis*) e por reconhecimento automático de padrões dos dados sísmicos. Segundo Barnes (2016), o reconhecimento de padrões sísmicos automatizado pode ser entendido como uma classificação. Essa classificação pode ser supervisionada – onde o intérprete fornece os padrões sísmicos para o algoritmo encontrar no conjunto de dados sísmicos – ou não-supervisionada – onde o algoritmo reconhece “sozinho” os padrões que representam os dados sísmicos.

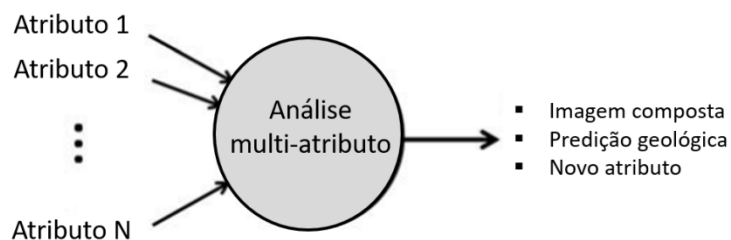


Figura 18: Esquema mostrando o funcionamento da análise multi-atributo onde se combinam dois ou mais atributos sísmicos para produzir uma imagem, prever uma propriedade geológica ou criar atributos sísmicos. Fonte: adaptado de Barnes (2016).

Sismofácies são definidas como um padrão sísmico passível de ser reconhecido e quantificável com um significado geológico intrínseco (Barnes, 2016). O conceito de sismofácies auxilia na interpretação de ambientes deposicionais, permitindo inferir litologia, energia do ambiente, presença de atividade tectônica, entre outras características. Abordagens utilizando algoritmos de aprendizagem de máquina (Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2020) para

classificação – supervisionada e não-supervisionada – de sismofácies tem sido cada vez mais aplicadas em fluxogramas de caracterização de reservatórios.

O trabalho de Jesus *et al.* (2020), por exemplo, propõe uma classificação de sismofácies de reservatórios areníticos a partir de uma rede neural não-supervisionada. Os atributos de impedância acústica, decomposição espectral, frequência dominante e coerência foram utilizados para a classificação. Com os resultados foi possível a classificação em 5 categorias em relação à qualidade do reservatório.

Já os trabalhos de Ferreira *et al.* (2019) e Jesus *et al.* (2019) se dedicaram a caracterizar reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Ferreira *et al.* (2019) realizaram uma análise multi-atributo aplicando um algoritmo de classificação não-supervisionado para mapear fácies carbonáticas da Fm. Barra Velha, pré-sal da Bacia de Santos. Foram utilizados os atributos de amplitude, impedância acústica, envelope e *high resolution Eigen*, possibilitando a caracterização de padrões sísmicos de *build-ups*, *debris* e plataformas carbonáticas agradacionais e progradacionais.

Jesus *et al.* (2019) realizaram uma classificação de fácies multi-atributo focada na identificação de *mounds* carbonáticos no Pré-sal brasileiro (Figura 19). A classificação foi realizada aplicando análise PCA (*Principal Component Analysis*) e uma rede neural não-supervisionada. Os atributos de curvatura e coerência foram utilizados devido a boa resposta em relação a densidade de falhas e fraturas, comumente presentes nas estruturas de *mounds*. A Decomposição Espectral Híbrida (HSD) foi utilizada para identificar anomalias de baixa amplitude, comumente observadas em fácies de baixa energia, como normalmente é o caso das fácies lamosas. Dessa forma, foi possível extrair um *geobody* da fácies do tipo *mound* e inferir as zonas de boa qualidade de reservatório.

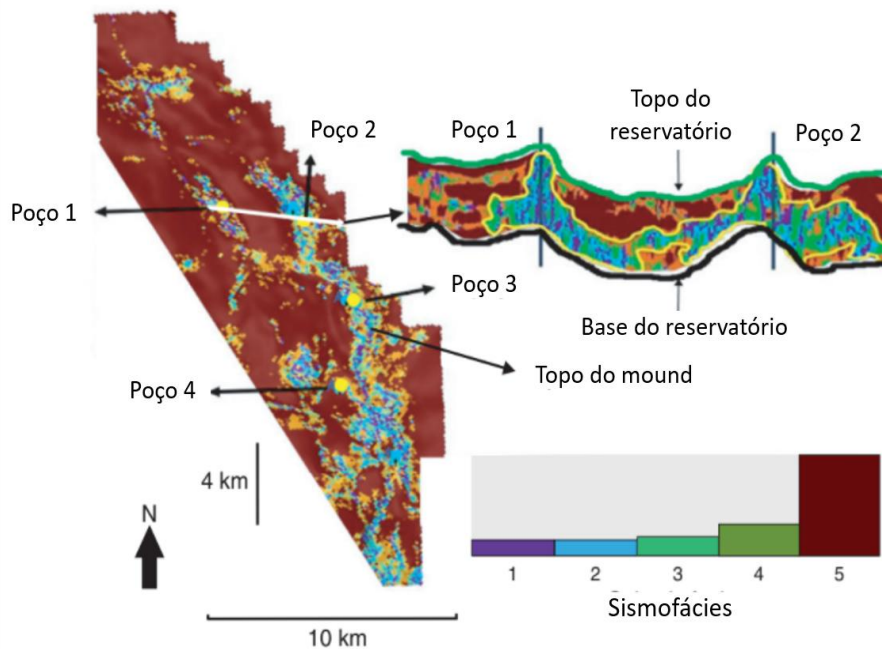


Figura 19: Sismofácies calculadas na análise multi-atributo realçando as feições de mounds carbonáticos. Fonte: modificado de Jesus *et al.* (2019).

### 3.4 Métodos de Aprendizagem de Máquina

Os métodos de aprendizagem de máquina abrangem uma abundância de metodologias para análise de informações com o objetivo de automatizar a construção de modelos analíticos avançados baseados em dados (Holdaway & Irving, 2017). Murphy (2012) define aprendizagem de máquina como um conjunto de métodos que detecta padrões dos dados automaticamente e os utiliza para prever dados futuros. Trata-se de um ramo da ciência da computação que utiliza técnicas estatísticas para identificar relações e estruturas complexas de um determinado conjunto de dados para então reproduzi-las, mesmo quando não há conhecimento do dado *a priori*. Os modelos são construídos com diferentes objetivos como predição, agrupamento ou classificação de dados (Murphy, 2012). Os algoritmos operam por meio de ciclos de aprendizagem originados por diferentes subconjuntos dentro do conjunto de dados total. A natureza iterativa dos algoritmos de aprendizagem de máquina permite que os modelos evoluam de forma independente e obtenham um meio válido e confiável para detectar padrões semelhantes em novos conjuntos de dados (Holdaway & Irving, 2017). Assim, a gama de algoritmos de aprendizagem de máquina atuais permite que os geofísicos construam modelos

com dados cada vez maiores e mais complexos, entregando resultados mais rápidos e precisos (Holdaway & Irving, 2017 - Figura 20).

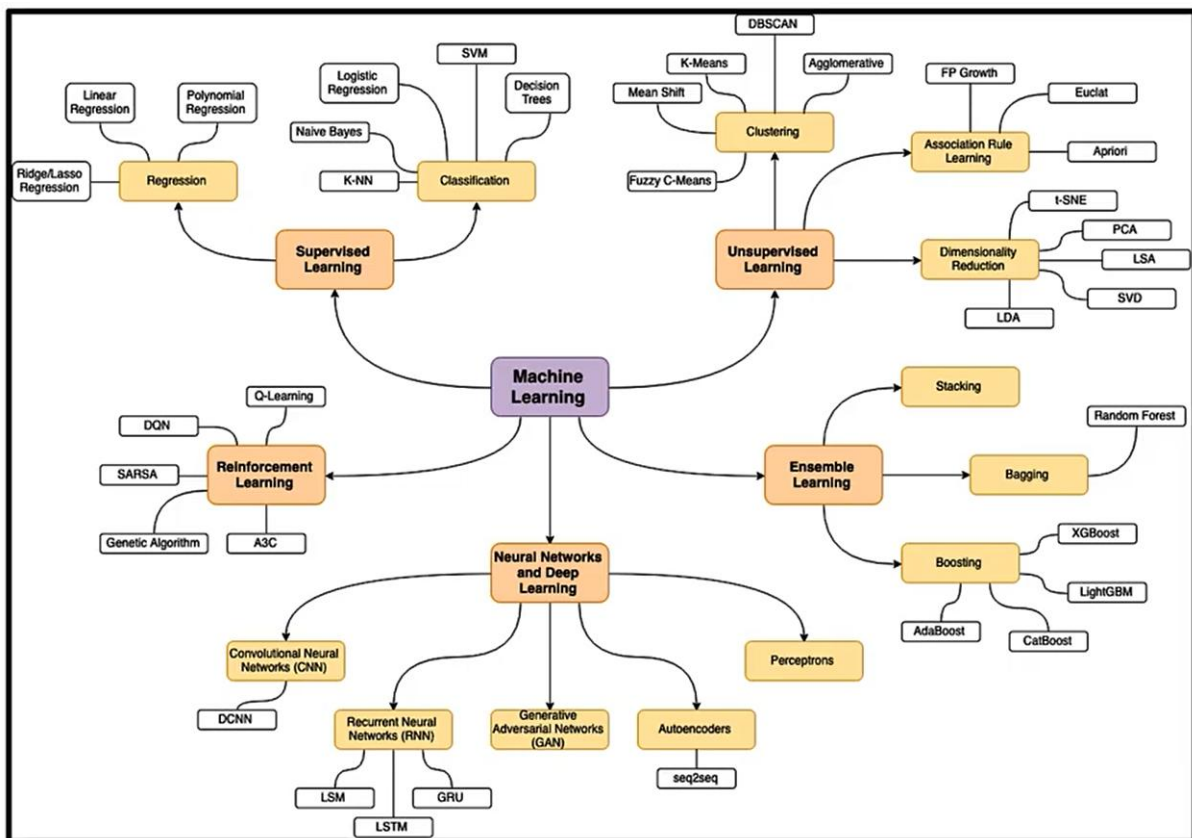


Figura 20: Métodos de aprendizagem de máquina. Fonte: “Machine Learning Webinar series of dGB Earth Sciences”, disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=puF\\_YLQGARQ](https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ).

Segundo Murphy (2012), os algoritmos de aprendizagem de máquina podem ser classificados em dois principais grupos: os supervisionados e os não-supervisionados. Os supervisionados lidam com pelo menos dois conjuntos de dados, o de treino e o de teste. Resumidamente, o algoritmo utiliza o conjunto de treino para “aprender” os padrões daquele *dataset* e, então, realiza as previsões no conjunto de dados de teste. Ou seja, é considerado um método supervisionado, pois o algoritmo “aprende com um professor”, conforme a metáfora usada por Hastie *et al.* (2009). Neste caso, o “professor” é equivalente ao conjunto de dados de treino. Para esses algoritmos é possível aplicar métricas para a avaliação da efetividade das previsões (Hastie *et al.*, 2009). Os algoritmos são considerados não-supervisionados quando não há um dado de treino, apenas o dado de saída. Não há uma variável específica a ser quantificada. Dessa forma, o objetivo do algoritmo é entender quais os “padrões interessantes” no conjunto de dados analisados

(Murphy, 2012). Para os algoritmos não-supervisionados não existe uma medida direta da qualidade da estimativa (Hastie *et al.*, 2009).

O trabalho de Jaglan *et al.* (2020) apresenta uma análise comparativa de resultados que utilizaram de uma gama de *workflows* de aprendizagem de máquina aplicados para estudos de subsuperfície com dados de poços e dados sísmicos. Foram utilizadas técnicas consideradas simples e algoritmos de aprendizado profundo (*deep-learning*). Os autores ressaltam que é importante entender qual o grau de complexidade do problema a ser resolvido para a escolha adequada do método de estimativa. Ou seja, problemas simples costumam requerer soluções simples e problemas complexos requerem soluções mais robustas. Os autores concluíram que o uso de ferramentas de aprendizagem de máquina pode ser bastante útil em aplicações como interpretação sísmica, análise de dados de poços e a integração de dados de poços para inversão sísmica.

#### **3.4.1 Métodos *Ensemble* e algoritmos *bagging***

A essência dos métodos *ensemble* é construir um modelo preditivo complexo, combinando os pontos fortes de diferentes modelos mais simples gerados por algum algoritmo específico (Hastie *et al.*, 2009; Holdaway & Irving, 2017). Ou seja, os métodos *ensemble* combinam as saídas de várias estimativas consideradas fracas, formando uma estimativa com mais acurácia. Esta é a razão pela qual esses algoritmos são considerados robustos.

Neste trabalho, será dada ênfase aos algoritmos *bagging* (também chamados de *bootstrap aggregating*), que são tipos de métodos *ensemble* que consistem na união dos processos de *bootstrapping* e *aggregation* (Breiman, 1994). O *bootstrapping* é um método estatístico de amostragem (Figura 21) que consiste na construção de subconjuntos, a partir dos dados iniciais, de forma aleatória para a futura aplicação de um modelo (Hastie *et al.*, 2009). Este algoritmo cria conjuntos de dados de treinamento de mesmo tamanho em várias combinações a partir do conjunto de dados original. Também é visto como um método estatístico para avaliar a incerteza inerente às estimativas (Holdaway & Irving, 2017). Ao final, as predições do modelo são efetuadas por processos de *aggregation* que têm como objetivo a combinação das simulações individuais feitas anteriormente – por *bootstrapping* – em

uma previsão final ótima considerando todas as saídas possíveis (Hastie *et al.*, 2009).

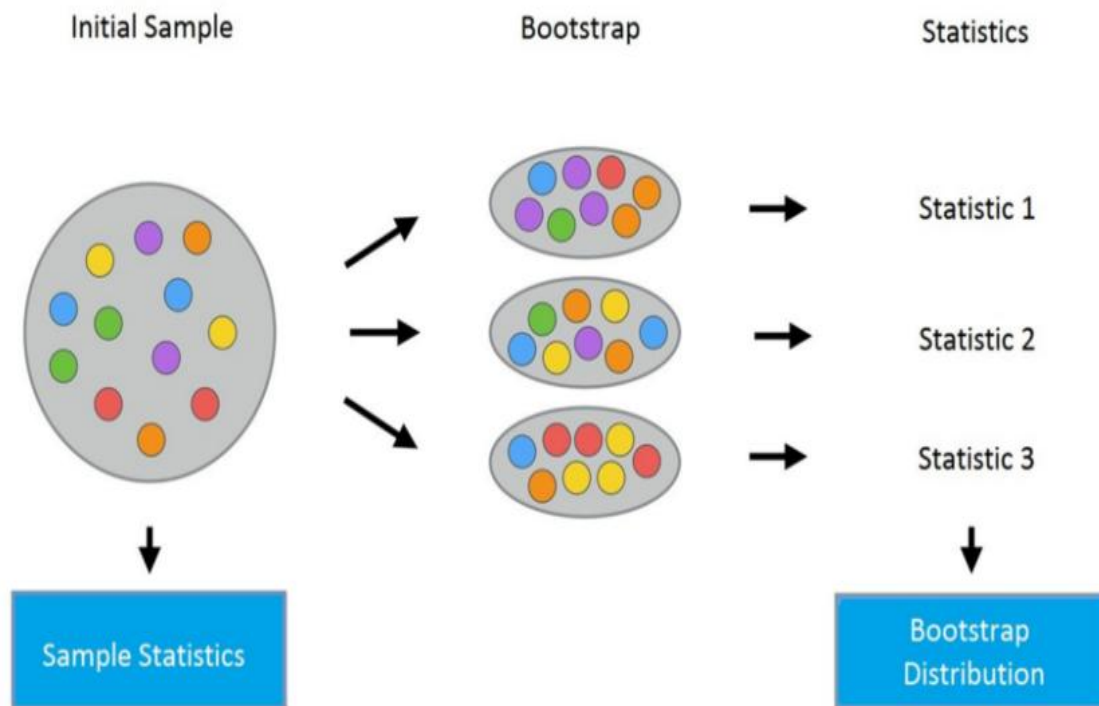


Figura 21: *Workflow* simplificado de como funciona a reamostragem de dados por *bootstrapping*. Fonte: <https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13>.

Portanto, os algoritmos *bagging* são métodos que geram vários modelos de um preditor específico e utiliza essas versões para obter um preditor único final, a partir dos dados de teste. É uma técnica empregada para reduzir a variância de uma função preditiva e funciona bem para situações em que se utilizam “árvores” (onde os dados possuem alta variância) (Hastie *et al.*, 2009). Também melhoram a estabilidade e precisão dos algoritmos usados na classificação estatística e regressão, evitando o *overfitting* do modelo, ou seja, o sobreajuste do mesmo (Breiman, 1994). Em problemas de regressão, a “árvore” de regressão é ajustada diversas vezes às versões re-amostradas (por *bootstrapping*) dos dados de treinamento e, em seguida, uma média dos resultados é calculada. A Figura 22 ilustra de forma resumida o funcionamento dos algoritmos de *bagging*.



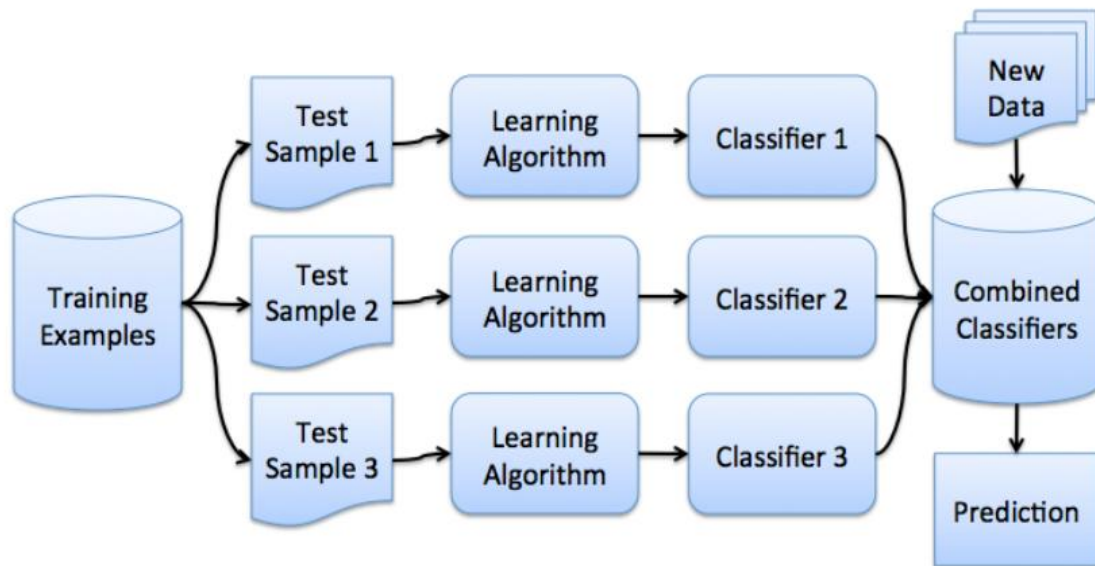


Figura 22: *Workflow* simplificado do funcionamento do algoritmo de *bagging*. Fonte: <https://medium.datadriveninvestor.com/ensemble-techniques-bagging-bootstrap-aggregating-c7a7e26bdc13>.

### 3.2.1.1 Random Forest

O método *random forest* é definido por Breiman (2001) como uma combinação de árvores de decisão, onde cada árvore é composta de um vetor de dados reamostrado de forma independente e aleatória (ou seja, por *bootstrapping*) e que tenha a mesma distribuição para todas as árvores da “floresta”. Os algoritmos de árvores de decisão estabelecem regras para a tomada de decisões, permitindo que se realizem classificações a partir de um conjunto de dados (Holdaway & Irving, 2017). As estruturas hierárquicas são criadas com os “nós” da árvore onde uma condição é verificada em cada nó, até que a árvore inteira seja concluída (Figura 23).

O método *random forest* consiste numa adaptação dos métodos *bagging* onde são criadas diversas “árvores” não-correlacionadas (por isso o uso do termo *random*) e, posteriormente, é calculada sua média (Hastie *et al.*, 2009; Holdaway & Irving, 2017). O processo de *bagging* implícito no método *random forest* atua de forma a garantir a reprodução de parâmetros estatísticos como média e variância dos dados de entrada (ou da “árvore” original), além de trabalhar a redução da variância dos resultados (diminuindo a correlação entre as árvores individuais) sem

aumentar o viés na estimativa (Hastie *et al.*, 2009). É um método considerado simples de treinar e ajustar os parâmetros.



Figura 23: Exemplo esquemático de uma árvore de decisão. Fonte: <https://medium.datadriveninvestor.com/decision-tree-and-random-forest-e174686dd9eb>.

As definições de *random forest* em Breiman (2001) são focadas em classificadores. O autor afirma que os fundamentos são integralmente aplicáveis para o caso de regressores. De uma forma geral, os métodos de regressão (ou quantificação) tem a função de prever uma propriedade específica a partir de um conjunto de dados.

O algoritmo de *random forest* é considerado uma técnica de “*perturb-and-combine*”, que consiste na introdução de aleatoriedade durante criação do conjunto de preditores das árvores (Hastie *et al.*, 2009). A ideia principal do método é que estimativas que adotam uma árvore de decisão individual possuam intrinsecamente alta variância, podendo apresentar *overfitting*. Ao se adicionar a aleatoriedade e aumentar o conjunto de preditores, os erros tendem a ficar mais dissociados e ficam cada vez menores ao calcular a média das previsões (Hastie *et al.*, 2009). Por isso, ao combinar a solução de várias árvores de decisão, os resultados tendem a ter a variância reduzida e o *overfitting* evitado. As árvores são consideradas estimadores não-lineares (Hastie *et al.*, 2009).

O preditor para *random forest* em um ponto  $x$  pode ser definido como (Hastie *et al.*, 2009):

$$f_{\text{rf}}^B(x) = \frac{1}{B} \sum_{b=1}^B T(x; \theta_b) \quad 3.6$$

no qual  $B$  é o número de árvores e  $\theta_b$  caracteriza a  $b$ -ésima árvore aleatória da floresta.

A Figura 24 ilustra de forma simples esse processo, no qual o conjunto de dados total é dividido em: dados de treinamento e dados de teste. A partir dos dados de treinamento são criados diversos subconjuntos de forma aleatória por *bootstrapping* e, então, são formadas as árvores e se iniciam os processos de “decisão” dentro delas. Em seguida, pelo processo de *aggregation*, é feita a etapa de “votação” que corresponde a escolha da solução ótima a partir das árvores individuais. Este representa o modelo complexo final do *random forest*, o qual será aplicado ao conjunto de dados de teste para realizar as estimativas desejadas, tanto de regressão como de classificação. Considera-se um método supervisionado, pois o modelo de *random forest* “aprende” o comportamento de todo o dado a partir de um subconjunto de dados de treinamento, antes de realizar as predições de fato.

Neste trabalho, o método *random forest* será aplicado através do *plugin* de *Machine Learning* do software *OpendTect (dGB Earth Sciences)*. O algoritmo de regressão do *random forest* desse *plugin* é conectado à plataforma *Scikit Learn* e possui dois parâmetros principais de ajuste: o número de estimadores e a profundidade máxima (Figura 25) (Hastie *et al.*, 2009; Zhang & Cai, 2021). O número de estimadores ( $n$ ) equivale ao número de árvores que serão criadas. Quanto maior o ( $n$ ), maior o tempo computacional gasto no processo de predição. O número ótimo de estimadores é aquele no qual as estimativas se estabilizam, ou seja, mesmo aumentando o número de árvores os resultados não apresentam melhora significativa.

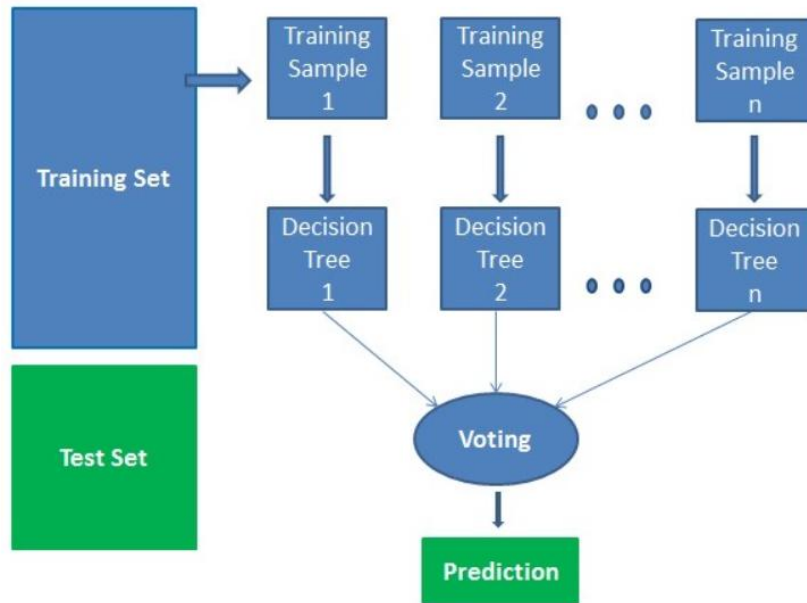


Figura 24: *Workflow* do funcionamento do método *random forest*. Fonte: <https://medium.datadriveninvestor.com/implementation-of-random-forest-7bd04ceceb2>.

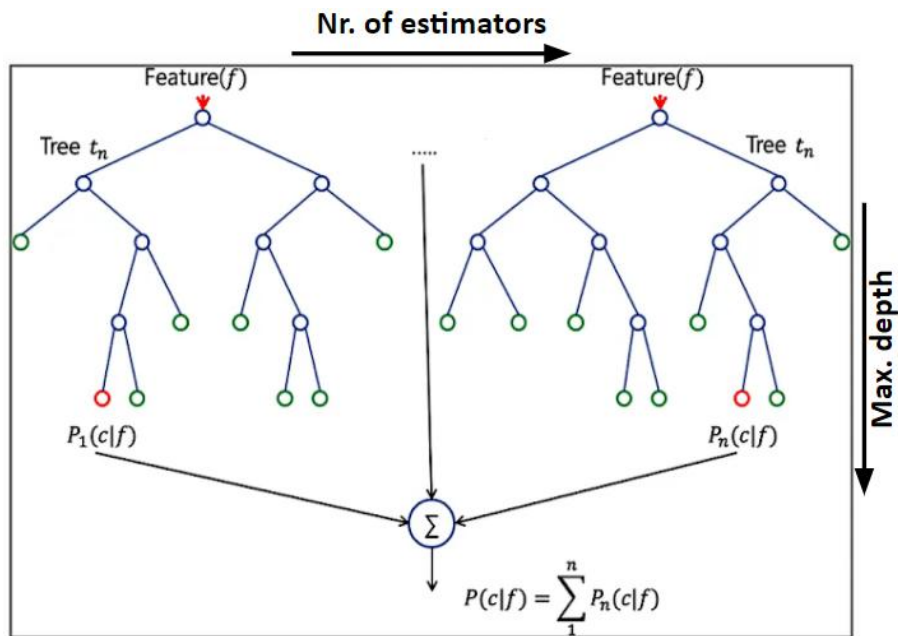


Figura 25: Esquema ilustrando a arquitetura das árvores aleatórias em relação aos parâmetros do método *random forest*. Fonte: “Machine Learning Webinar series of dGB Earth Sciences”, disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=puF\\_YLQGARQ](https://www.youtube.com/watch?v=puF_YLQGARQ).

Já a profundidade máxima tem relação com o parâmetro “*max features*” que define o tamanho do subconjunto dos dados aleatórios a serem considerados para dividir um “nó” interno da árvore (Zhang & Cai, 2021). Em muitos casos, se considera a profundidade máxima como nula e o algoritmo “abre” as árvores de

decisões até o final do dado. Isso corresponde ao algoritmo atingir o número mínimo de amostras para subdivisão dentro do conjunto de dados (ou seja, considera-se o *min\_samples\_split* igual a 2 amostras). Porém, neste trabalho foi necessário estabelecer um número específico de profundidade máxima, que definirá quantas vezes o conjunto de dados será subdividido, ou seja, quantas decisões a árvore aleatória tomará.

A Figura 26 mostra um *workflow* simplificado da implementação de um algoritmo de *random forest*. Para um maior entendimento sobre a implementação deste método para problemas de regressão em *python* consultar a seção de *random forest* da plataforma *Scikit Learn* (<https://scikit-learn.org/stable/>).

As características do método *random forest*, no que tangem a facilidade de aplicação, favorecem o seu emprego para as geociências. Sendo assim, os algoritmos *random forest* vêm sendo utilizados para diversos processos de caracterização de reservatórios como: inversão sísmica em arenitos (Priezzhev & Stanislav, 2018), predição de porosidade a partir de atributos sísmicos em carbonatos do Pré-sal (Zambrini *et al.*, 2020), caracterização de modelos de rochas carbonáticas a partir de dados de poços (Rosid *et al.*, 2018) e estimativa de permeabilidade em rochas carbonáticas (Zhang & Cai, 2021).

# Random Forest: Algorithm Steps

To create training model (RF), many decision trees are needed, for each decision tree, we do following steps:

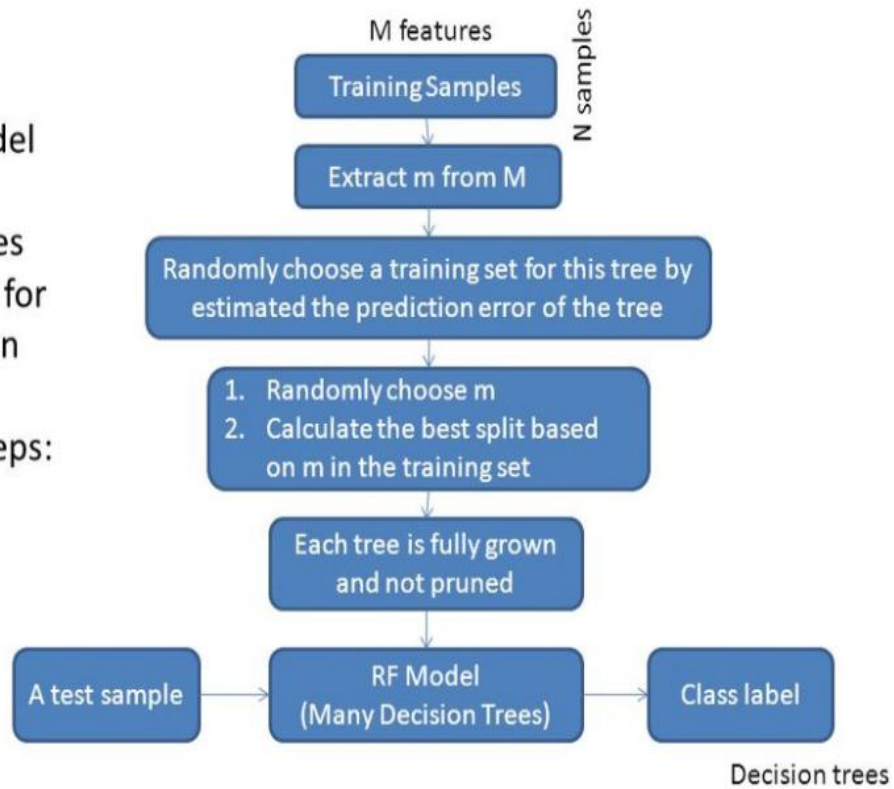


Figura 26: Esquema mostrando de forma simplificada a implementação de um algoritmo de *random forest*.  
Fonte: <https://medium.datadriveninvestor.com/random-forest-algorithm-777e6597bfcc>.

## 4 Materiais e Métodos

A proposta deste trabalho foi baseada na integração de dados no domínio da sísmica e no domínio de poços. Este processo é ilustrado na Figura 27, mostrando as etapas que antecedem a modelagem, previamente realizadas pela equipe do projeto de pesquisa pelo qual este trabalho foi desenvolvido. Assim, os dados disponíveis para a construção e posterior interpretação do modelo 3D de porosidade são exibidos na Tabela 2.

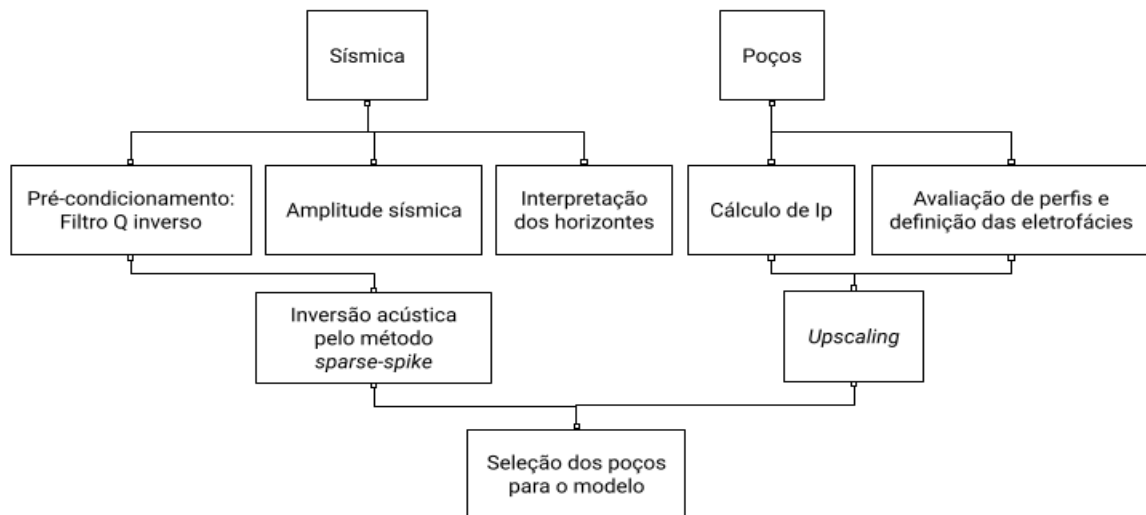


Figura 27: Fluxograma apresentando as etapas que precedem o processo de modelagem 3D de porosidade.

Tabela 2: Dados disponíveis para a construção do modelo 3D de porosidade em ambos os domínios de poço e sísmico.

<b>Domínio do poço</b>
Perfis de porosidade efetiva
Eletrofácies
<b>Domínio da sísmica</b>
Atributo 3D de amplitude sísmica
Atributo 3D de impedância acústica
Falhas interpretadas

## 4.1 Domínio da sísmica

### 4.1.1 Pré-condicionamento do dado sísmico

O pré-condicionamento do dado sísmico foi realizado utilizando o *plugin* InvQ, propriedade da empresa Invision Geophysics, e teve como principal objetivo a recuperação das altas frequências, devido ao efeito de atenuação na seção do Pré-sal, conforme apresentado na dissertação de Dias (2020). Para isso, foi aplicado um filtro Q inverso no dado em tempo, cujo algoritmo foi formulado por Braga e Moraes (2013), baseado na Transformada Wavelet Contínua (CWT) considerando a *wavelet* de Morlet. Os valores do fator Q e do parâmetro de estabilização ( $\lambda$ ) do filtro inverso foram escolhidos experimentalmente, com foco na melhoria da resolução da seção do Pré-sal. Os valores finais dos parâmetros foram  $Q = 180$  e  $\lambda = 20$ . Em seguida, o volume sísmico pré-condicionado gerado foi utilizado para a aplicação de uma inversão do tipo *sparse-spike*. Este fluxo de trabalho e os respectivos resultados podem ser vistos com mais detalhe em Dias (2020).

### 4.1.2 Interpretação dos horizontes sísmicos

Na etapa de interpretação sísmica foram mapeadas as principais discordâncias encontradas na seção Pré-sal da Bacia de Santos: embasamento econômico, discordância Jiquiá-Buracica, discordância Pré-Alagoas e a Base do sal. Foi dado um foco especial à Base do sal e à discordância Pré-Alagoas, que serviram de limites superior e inferior para a modelagem de porosidade. A interpretação foi performada com o dado sísmico em profundidade e a conversão tempo-profundidade foi realizada com o modelo de velocidade originado no processamento sísmico do dado. O pré-condicionamento realizado por Dias (2020) auxiliou de forma decisiva a interpretação dessas discordâncias em nível regional e local.

A discordância Pré-Alagoas marca a transição da Fm. Itapema para Barra Velha e Oliveira *et al.* (2021) apontam que a sua resposta sísmica pode ser diferente de acordo com a variação lateral das litologias presentes. Esse é, de fato, o grande desafio da interpretação sísmica dessa discordância que ora apresenta polaridade positiva, ora negativa, ora *zero-crossing* (Oliveira *et al.*, 2021). Na área de estudo deste trabalho nas proximidades da discordância Pré-Alagoas há uma variedade de rochas, como carbonatos, folhelhos e até mesmo rochas ígneas, reforçando a



dificuldade de um mapeamento regional dessa discordância nas regiões afastadas dos poços.

Karner & Gamboa (2007) descrevem a discordância da Base do sal como uma inconformidade erosional regional bem marcante, que pode ser facilmente mapeada e equivale à base da camada de evaporitos da Fm. Ariri. É caracterizada como um refletor contínuo de forte amplitude positiva.

#### **4.1.3 Inversão acústica: método WSpike**

O volume sísmico de impedância acústica usado neste *workflow* é proveniente da dissertação de mestrado de Dias (2020). A inversão acústica *sparse-spike* foi realizada utilizando o algoritmo WSpike. Este é composto de um filtro de deconvolução no domínio da CWT baseado na obtenção do expoente de Lipschitz pelo cálculo das WTMMML (*Wavelet Transform Modulus Maxima Lines*) (Mallat, 2009). Após a eliminação do efeito da *wavelet*, a informação de refletividade foi reconstruída pela Transformada Wavelet Inversa deste expoente e a impedância acústica relativa foi calculada através da filtragem e integração do traço. O volume de impedância absoluta pode ser obtido através da soma do volume de impedância acústica relativa, multiplicado por um fator de escala ( $a$ ), e do modelo de baixa frequência, conforme ilustrado na Figura 28.

Para a construção do modelo de baixa foi calculado o perfil de impedância acústica ( $I_p$ ) para os nove poços disponíveis da região de estudo (poços A, B, C, D, E, F, G, H e I) usando os perfis de densidade e sônico. Foi escolhido um filtro passa baixa de 8 Hz para suavização dos perfis de  $I_p$  e, em seguida, foi realizada uma interpolação por krigagem geoestatística, aplicando o método do inverso da distância (Azevedo & Soares, 2017). Dessa forma, o modelo de baixa frequência contém informação dentro do intervalo de 0-8 Hz. Para a determinação do fator de escala ( $a$ ) foram analisados os perfis de  $I_p$  dos poços em conjunto com a impedância acústica relativa extraída na região de cada poço e se obteve um fator de escala de 12.000.

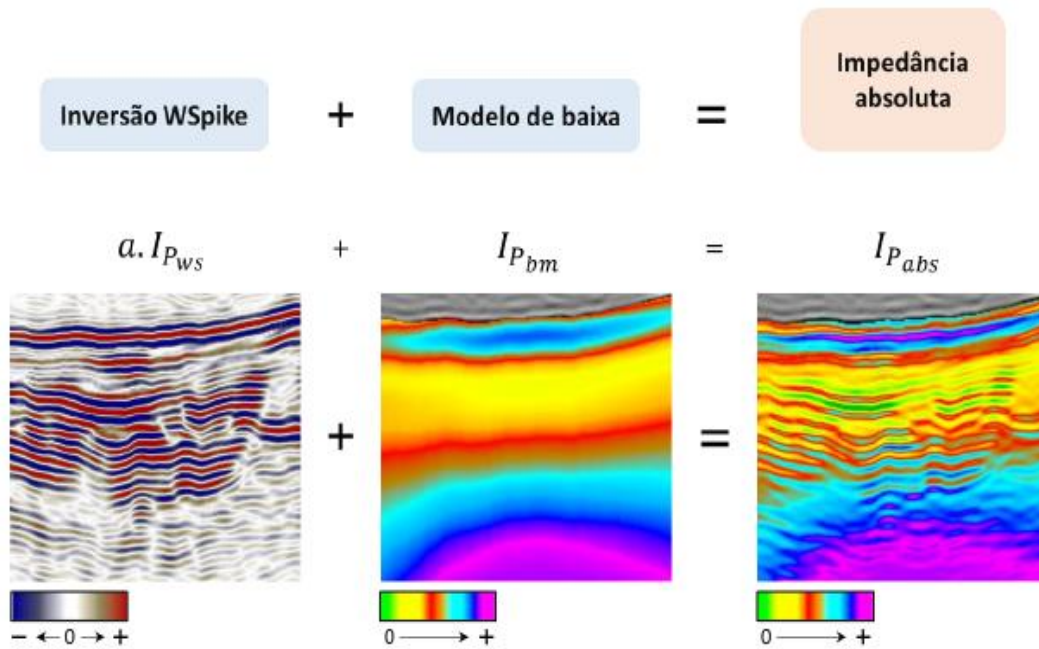


Figura 28: Esquema ilustrando a obtenção do volume final de impedância acústica absoluta. Fonte: Dias (2020).

Vale ressaltar que para este trabalho foi utilizado apenas o volume de impedância acústica absoluta obtido a partir do dado sísmico pré-condicionado. A Figura 29 apresenta uma seção sísmica arbitrária com a impedância acústica passando pelos poços I, F, C, G e E obtida no trabalho de Dias (2020), que dispõe de mais detalhes sobre a metodologia aplicada.

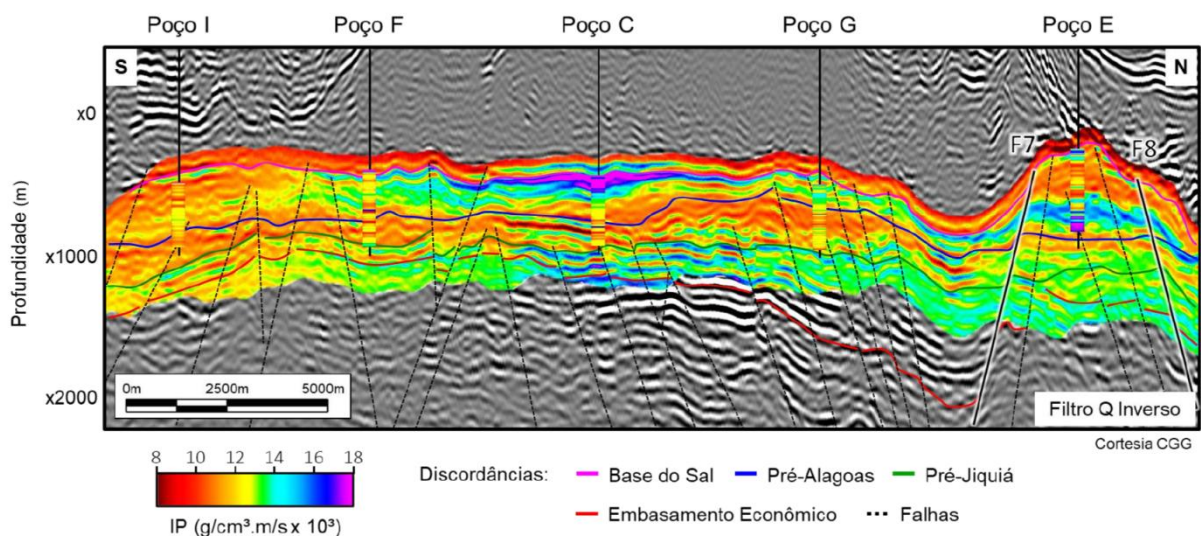


Figura 29: Seção sísmica arbitrária do resultado de impedância acústica, correspondendo ao resultado da inversão acústica que utilizou o dado sísmico pré-condicionado Fonte: Dias (2020).

## 4.2 Domínio do poço

Durante a etapa de avaliação de perfis de poços, foram feitas estimativas de volume de argila ( $V_{cl_{GR}}$ ), de porosidade efetiva ( $\phi$ ) e o cálculo da impedância acústica ( $I_p$ ). Para o  $V_{cl_{GR}}$  foram usados os perfis de Raios Gama (GR) aplicando o método Larionov (1969) para rochas antigas:

$$V_{cl_{GR}} = 0,33(2^{2IGR} - 1), \quad 4.1$$

com  $IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$ , no qual IGR é o índice de raios gama.

Para a estimativa da  $\phi$  foram utilizados majoritariamente os dados advindos da ressonância magnética (RMN). Em locais onde o dado de RMN estava comprometido (por "arrombamento" identificado no perfil de cáliper pela presença de rochas ígneas), a estimativa foi realizada usando o perfil sônico (Wyllie *et al.*, 1958):

$$\phi_{t,s} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad 4.2$$

no qual  $\Delta t$ ,  $\Delta t_{ma}$  e  $\Delta t_{fl}$  são o tempo de trânsito intervalar da formação, da matriz da rocha e do fluido, respectivamente. Os perfis de  $I_p$  foram calculados a partir do produto dos perfis de densidade e velocidade compressional.

Após a avaliação dos perfis de poços foi possível propor uma classificação de eletrofácies para a região de estudo. A Tabela 3 apresenta de forma resumida os critérios adotados para essa classificação, os quais são descritos em detalhes em Dias (2020).

Tabela 3: Resumo dos critérios usados para definição das eletrofácies nos poços da região de estudo. Legenda:  $\phi$  - porosidade efetiva.  $V_{clGR}$  - volume de argila. Fonte: modificado de Dias (2020).

<b>Cutoffs</b>	<b>Eletrofácies</b>
$\phi \geq 12\%$	Reservatório 1
$6\% \leq \phi < 12\%$	Reservatório 2
$\phi < 6\% \ \& \ V_{clGR} < 20\%$	Carbonato Fechado
$\phi < 6\% \ \& \ V_{clGR} \geq 20\%$	Lamosas
Interpretação dos perfis de poço	Ígneas

### 4.3 Upscaling e a integração poço-sísmica

Para que os dados de poços pudessem ser analisados em uma escala mais compatível com a escala do dado sísmico foi feito um processo de *upscaling*, tanto nos perfis de poço como nas eletrofácies interpretadas. O *upscaling* permite que o dado na escala de poço seja visualizado em uma escala maior sem perder suas principais características e, por isso, é uma etapa essencial dentro de um fluxograma de caracterização de reservatórios (Tiwary *et al.*, 2009; Kumar, 2013; Azevedo & Soares, 2017). Para o *upscaling* dos perfis de porosidade foi aplicada uma média móvel aritmética para cada profundidade  $k$  dada por (Liner & Fei, 2006):

$$p_k = \frac{1}{n} \sum_{i=k-h}^{k+h} p_i, \quad 4.3$$

no qual  $n$  é o tamanho da janela da média móvel e o termo  $h = (n - 1)/2$  é chamado de “meia-janela”. A escolha da largura da janela da média móvel foi realizada usando a fórmula da janela de Backus (1962), que pode ser definida em função da velocidade mínima ( $v_{min}$ ) do dado sísmico, da frequência máxima ( $f_{max}$ ), do comprimento de onda mínimo ( $\lambda_{min}$ ) e de  $N$ , sendo um número positivo que define o comprimento da janela como uma fração do comprimento de onda do dado (Liner & Fei, 2006):

$$n \leq \frac{\lambda_{\min}}{N} = \frac{v_{\min}}{Nf_{\max}}, \quad 4.4$$

no qual foi considerado a velocidade cisalhante  $v_{\min} = 2.000$  m/s, frequência máxima de  $f_{\max} = 100$  Hz e  $N=1.5$ , no qual foi escolhida uma janela de 11 metros. Foi utilizada uma taxa de amostragem de 5 metros para os perfis.

Para garantir a eficácia desse processo é importante verificar se o método utilizado reproduz de forma satisfatória a média e a variância dos dados originais (Azevedo & Soares, 2017). A Tabela 4 apresenta a comparação das médias e variâncias da porosidade efetiva da Fm. Barra Velha antes e após o *upscaling* para os poços A, B, C, D, E e F. É possível observar que ambas as propriedades foram preservadas em todos os poços, trazendo confiabilidade quanto a visualização desses dados na escala sísmica. E, por fim, a Figura 30 ilustra o resultado do *upscaling* nos perfis de porosidade efetiva ( $\phi$ ) para os poços F, C, B, A, E e D.

Tabela 4: Comparação das médias e variâncias da porosidade efetiva na Fm. Barra Velha antes e após o *upscaling* para os poços A, B, C, D, E e F.

	Dado original		Pós <i>upscaling</i>	
	Média (%)	Variância	Média (%)	Variância
Poço A	11,17	0,28	11,18	0,16
Poço B	7,15	0,23	7,15	0,16
Poço C	6,38	0,18	6,38	0,14
Poço D	3,48	0,01	3,47	0,004
Poço E	7,93	0,44	7,93	0,31
Poço F	10,96	0,31	10,95	0,18

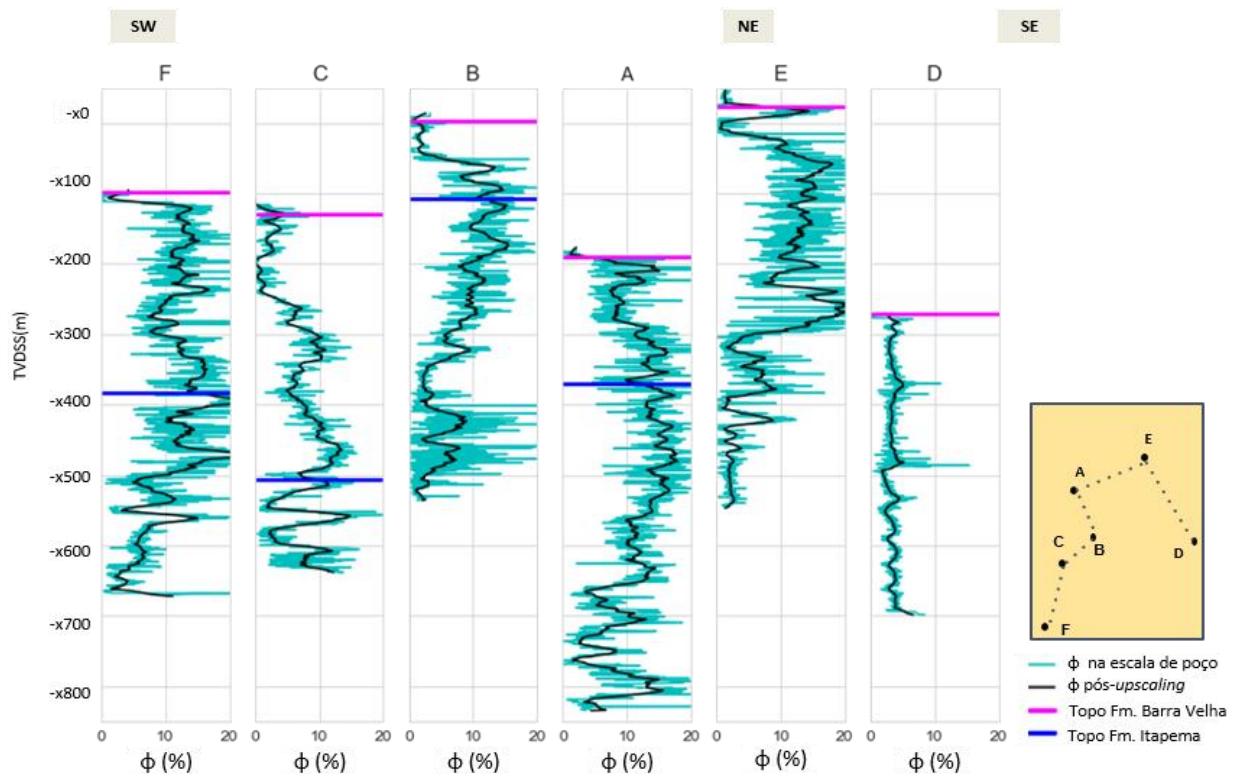


Figura 30: Comparação entre os perfis de porosidade ( $\phi$ ) originais na escala do poço (em azul) e após o *upscaling* (em preto) para os poços F, C, B, A, E e D.

Antes de iniciar o processo de modelagem em si é importante entender qual a relação existente entre os dados de  $I_p$  e a porosidade efetiva ( $\phi$ ) na Fm. Barra Velha na região estudada, que é ilustrada no *crossplot* da Figura 31. Nota-se uma sobreposição de diferentes eletrofácies para o mesmo intervalo de valores de  $I_p$ . No intervalo de  $I_p$  entre 12.500 e 15.000 ( $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ ) encontram-se todas as eletrofácies identificadas. Nos valores de  $I_p$  abaixo de 12.500 ( $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ ) encontram-se apenas as eletrofácies reservatório 1 e reservatório 2, e para  $I_p$  acima de 17.500 ( $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ ), apenas rochas ígneas e carbonatos fechados. Essa sobreposição prejudica a efetividade do processo de modelagem usando apenas a  $I_p$  como *constrain*, uma vez que um mesmo intervalo de  $I_p$ , responde a um intervalo grande de valores de porosidade. Esta heterogeneidade dos valores de  $I_p$  para dados do Pré-sal no que se considera “rochas reservatório” e “não-reservatório” também foi reportado nos trabalhos de Teixeira *et al.* (2017), Castro e Lupinacci (2019), Dias *et al.* (2019), Mello (2020), Penna e Lupinacci (2020); Dias (2020) e Penna e Lupinacci (2021). A incorporação da amplitude sísmica como um *input* de atributo sísmico

secundário no processo da modelagem foi feita visando mitigar essa ambiguidade inerente do dado de  $I_p$  no conjunto de dados da região de estudo.

Após a etapa de *upscaling* ocorre a efetiva integração dos dados de poços e a sísmica, onde são selecionados quais dos nove poços disponíveis irão entrar no modelo como dados de treinamento. Para isso, foi calculada a correlação entre os perfis de  $I_p$  e a impedância acústica extraída do volume sísmico na região dos poços (Tabela 5) através do coeficiente de determinação ( $r^2$ ). Esse processo de escolha é importante para garantir a qualidade da estimativa de porosidade e o critério adotado foi selecionar poços com correlação superior a 0,60, ou seja, poços onde os resultados da inversão acústica possuem maior correlação com os perfis  $I_p$ . Portanto, os poços selecionados para a modelagem de porosidade foram: A, B, C, D, E e F.

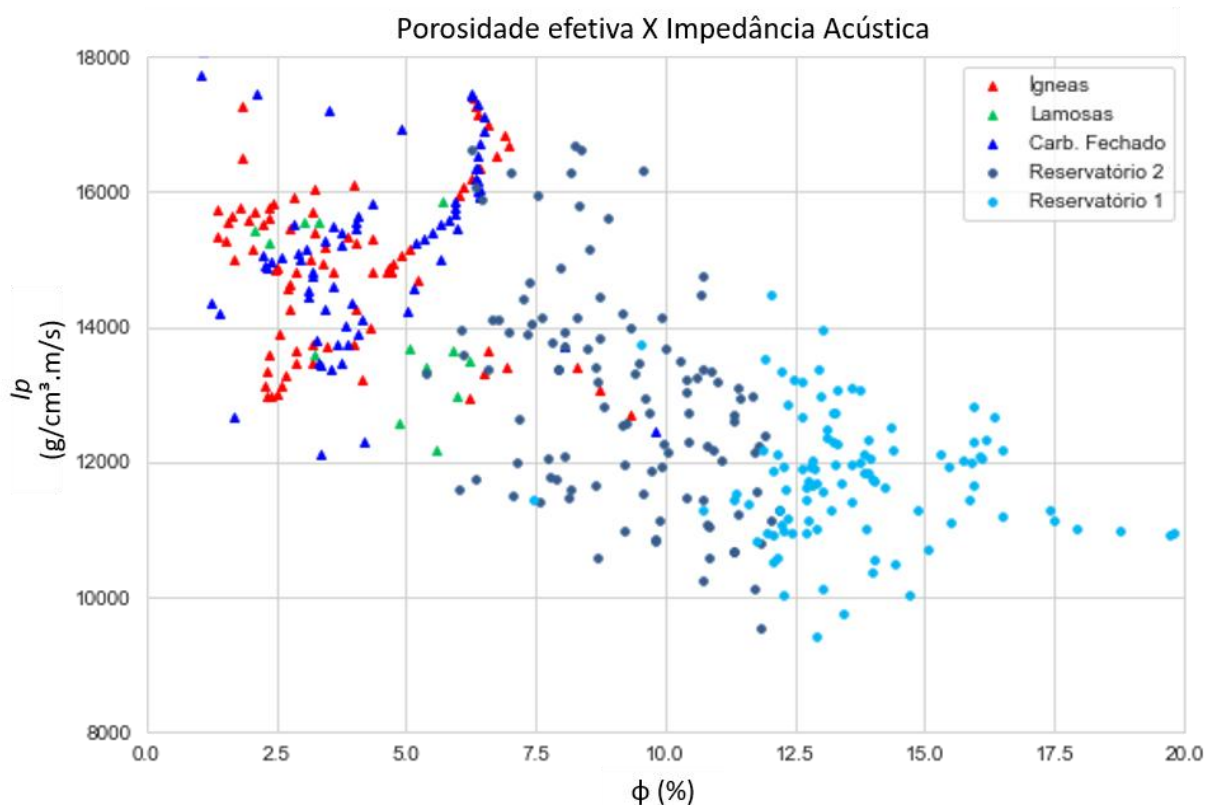


Figura 31: *Crossplot* da porosidade ( $\phi$ ) do poço e da impedância acústica ( $I_p$ ) extraída na região dos poços selecionados para a modelagem na Fm. Barra Velha.

Tabela 5: Correlação entre a  $I_p$  dos perfis de poço e a impedância extraída do atributo sísmico 3D. Os poços com correlação acima de 0,60 foram selecionados para a modelagem.

Poço	Correlação
A	0,73
B	0,88
C	0,96
D	0,63
E	0,69
F	0,71
G	0,16
H	0,33
I	0,49

## 5 Metodologia

Neste capítulo será descrita a metodologia aplicada para a realização de uma modelagem 3D de porosidade na Fm. Barra Velha através da integração de dados de poço e dados sísmicos aplicando técnicas de aprendizagem de máquina adotando o método *random forest*.

### 5.1 Fluxograma para modelagem 3D de porosidade

O fluxo de trabalho para modelagem 3D de porosidade é apresentado de forma simplificada na Figura 32 e compreende três etapas principais: 1) carregamento dos *inputs* no *software*; 2) a definição dos parâmetros para o método *random forest*, e 3) a interpretação numérica e geológica dos resultados.



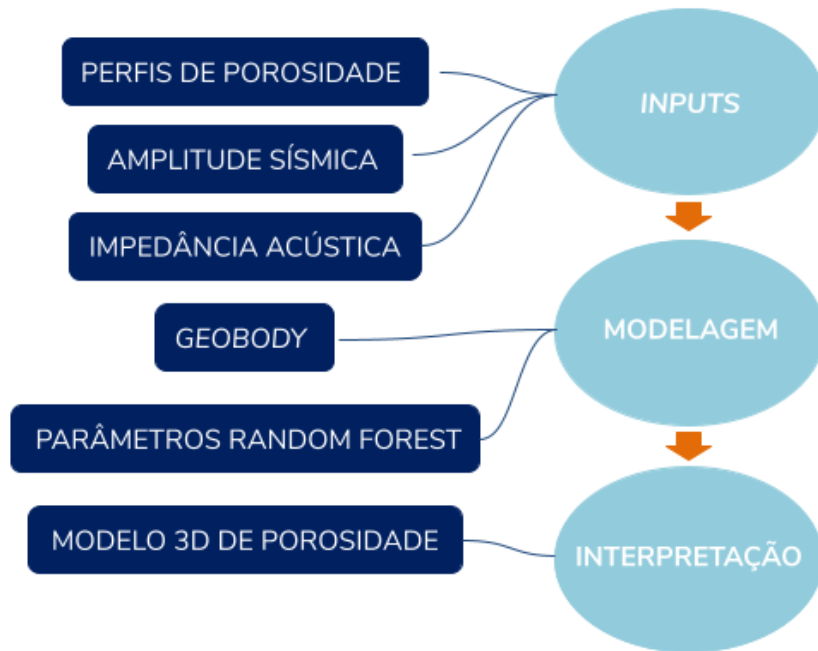


Figura 32: Fluxograma proposto para a modelagem 3D de porosidade aplicando o método *Random Forest* na Fm. Barra Velha.

A partir do momento da definição dos poços a serem considerados no modelo, os atributos sísmicos de impedância acústica e amplitude sísmica foram restringidos entre os horizontes interpretados referentes a Discordância Pré-Alagoas (DPA) e a Base do Sal, caracterizando o *geobody* da Fm. Barra Velha. Os dados de poços também foram restringidos entre as profundidades dos marcadores de topo e base da Fm. Barra Velha.

A modelagem 3D de porosidade foi realizada usando o algoritmo de regressão do método *random forest* (Breiman, 2001) que tem como parâmetros de ajuste os estimadores e a profundidade máxima. Foram realizados diversos testes com combinações de valores para estes parâmetros e ao final foram selecionados para a aplicação 300 estimadores e profundidade máxima de 150.

O processo de modelagem foi feito com os dados sísmicos no domínio do tempo e o volume de porosidade gerado foi convertido para profundidade com o modelo de velocidade originado no processamento do dado sísmico. Assim, foi possível realizar a interpretação numérica dos resultados – através de métricas de validação – e, posteriormente, a avaliação dos resultados nos perfis de poço, nas seções sísmicas e em mapas.

## 5.2 Métricas de validação do modelo

Dentro de um fluxograma de modelagem de propriedades, é importante definir as técnicas a serem utilizadas para a validação numérica do modelo gerado. Dessa forma, essas métricas foram aplicadas aos dados de poços – tanto a porosidade original quanto a modelada. Assim, nesta seção serão apresentadas as métricas escolhidas para avaliar a qualidade da modelagem 3D de porosidade na Fm. Barra Velha: correlação de Pearson, Q-Q *plots* e desvio padrão dos resíduos.

### 5.2.1 Correlação de Pearson

O coeficiente de correlação de Pearson ( $\rho_p$ ) é uma métrica de associação linear entre variáveis (Moore, 2007 *apud* Figueiredo & Silva Junior, 2009). É um parâmetro estatístico adimensional que também pode ser entendido como uma medida da variância compartilhada entre duas variáveis (Figueiredo & Silva Junior, 2009). A correlação de Pearson ( $\rho_p$ ) é dada por (Isaaks & Srivastava, 1989):

$$\rho_p = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \underline{x})(y_i - \underline{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \underline{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \underline{y})^2}} \quad 5.1$$

na qual  $x_i$  e  $y_i$  são as variáveis correlacionadas e  $\underline{x}$  e  $\underline{y}$  suas respectivas médias aritméticas. A correlação pode variar de -1 a 1, onde o sinal indica a direção negativa ou positiva e o valor em si sugere a força da relação entre as variáveis correlacionadas (Figueiredo & Silva Junior, 2009). Quanto mais próximo de zero menos linear a relação entre os dados correlacionados. É uma excelente métrica porque fornece uma medida da semelhança das tendências dos dados correlacionados, o que é bastante aplicável a dados de poços.

### 5.2.2 QQ-plot

O Q-Q *plot* (*Quantile-Quantile plot*), proposto por Wilk & Gnanadesikan (1968), é um gráfico de dispersão no qual é possível analisar se a variável em questão possui uma distribuição pressuposta. Segundo Marden (2004), os Q-Q *plots* são frequentemente utilizados para avaliar os resíduos em relação à distribuição normal em estimativas por regressão.

O termo resíduo ( $r$ ) é usado neste trabalho para designar a diferença entre o valor do dado de porosidade observado nos perfis de poço ( $d_{obs}$ ) e a porosidade calculada na modelagem ( $d_{calc}$ ), sendo representado pela expressão:

$$r = d_{obs} - d_{calc} \quad 5.2$$

Em relação a interpretação do gráfico, quanto mais as amostras se aproximam da reta  $y=x$  (distribuição teórica), mais próximos os dados estão de ter uma distribuição normal (Figura 33). Se as amostras se deslocam muito da reta, a variável analisada apresenta outro tipo de distribuição.

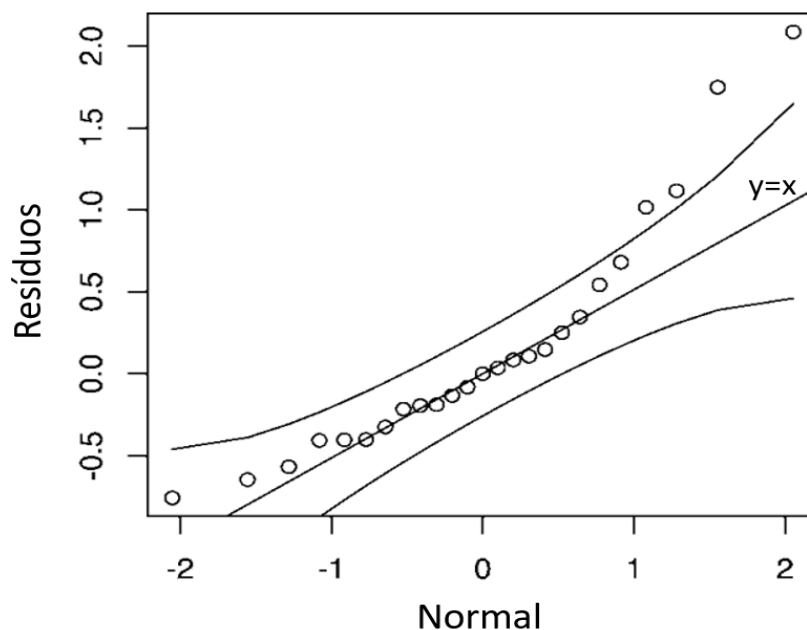


Figura 33: Exemplo de QQ-plot calculado a partir de resíduos de estimativas lineares. Fonte: adaptado de Marden (2004).

### 5.2.3 Desvio padrão

O desvio padrão é um parâmetro importante de ser analisado, uma vez que ele representa o grau de dispersão de um conjunto de dados em relação a sua média (Isaaks & Srivastava, 1989):

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \underline{x})^2}{n}} \quad 5.3$$

no qual  $x_i$  é o  $i$ -ésimo valor da propriedade e  $\underline{x}$  é a média do conjunto de dados. Em relação a interpretação dos valores de desvio padrão, quanto maior o valor referente

a um conjunto de dados, maior é o seu grau de heterogeneidade. E, quanto menor o valor, mais homogênea é a distribuição das amostras (Figueiredo & Silva Junior, 2009).

## 6 Resultados

### 6.1 Resultados preliminares

#### 6.1.1 Simulações

Considerando a metodologia proposta, foram realizadas diversas simulações para modelagem de porosidade adotando os perfis de poços como dado de treinamento e atributos sísmicos como *constrain*, com o objetivo de verificar quais combinações atributos obtiveram os melhores resultados. As performances mais relevantes foram sumarizadas na Tabela 6.

Os critérios para avaliar a qualidade das simulações foram: a) correlação dos resultados com os perfis de poços originais; b) o comportamento visual dos perfis modelados comparando com os originais e c) o comportamento da porosidade modelada em relação a continuidade lateral e vertical ao longo das seções sísmicas. Nesta seção, será dada ênfase a análise do primeiro critério (a), relacionado às correlações. Neste primeiro momento das simulações, a correlação foi calculada através do coeficiente de determinação ( $r^2$ ) e posteriormente foi feita a média das correlações dos poços utilizados em cada simulação.

Inicialmente, a modelagem foi testada considerando apenas o atributo de amplitude sísmica pré-condicionada (Modelo 1) e a impedância acústica (Modelo 2) separadamente (Tabela 6). O Modelo 2 apresentou uma boa correlação média dos poços de 0,77, corroborando com o fato de que a impedância acústica pode ser um bom atributo para estimar porosidade, conforme visto nos trabalhos de Ferreira e Lupinacci (2018), Peçanha *et al.* (2019), Lupinacci *et al.* (2020) e Penna e Lupinacci (2021).

Apesar do resultado do Modelo 2 já ter sido relativamente satisfatório, optou-se por testar uma abordagem de modelagem de porosidade que tivesse mais de um atributo sísmico envolvido. Foram realizados testes onde o atributo de impedância acústica foi combinado com os atributos de amplitude sísmica, coerência, curvatura, entre outros. Os melhores resultados em termos de correlação com os poços foram obtidos ao se combinar a impedância acústica com a amplitude sísmica (em detrimento de atributos estruturais).

Em relação à utilização do dado de amplitude sísmica no fluxograma proposto, foram feitas comparações das performances da modelagem a partir da amplitude sísmica original (Modelo 3) e da pré-condicionada com filtro Q inverso (Modelo 4) como atributos de *input* (Tabela 6). Nos Modelos 2, 3 e 4 foi utilizada a impedância acústica gerada a partir da inversão sísmica com o volume sísmico pré-condicionado.

Tabela 6: Modelos referentes às combinações de atributos testadas durante a etapa de simulações e as respectivas correlações médias dos poços do modelo.

Modelo	Atributos	Correlação média
1	Amplitude sísmica original	0,65
2	Impedância acústica	0,77
3	Amplitude sísmica original e impedância acústica	0,82
4	Amplitude sísmica pré-condicionada e impedância acústica	0,79

Os resultados da Tabela 6 confirmam que, apesar da pouca diferença de resultado, o Modelo 3 apresentou uma melhor correlação entre os dados de poço. Dentre as possíveis causas para isso está o fato do espectro do dado sísmico pré-condicionado ter menos informação de baixa frequência, quando comparado com o espectro da sísmica original (Figura 34). Dessa forma, a amplitude sísmica original pode ter se comportado como um “modelo de baixa” no processo de modelagem ao repor esse conteúdo de baixa frequência ausente na amplitude pré-condicionada e, assim, aumentando a eficácia da estimativa de porosidade na região dos poços. Assim, o Modelo 3 foi escolhido para ser a combinação de atributos do modelo final.

É importante comentar que durante as simulações foi observado que os testes que utilizaram a amplitude sísmica como atributo secundário — Modelos 3 e 4 — geraram resultados mais heterogêneos e menos suavizados nos poços e nas seções sísmicas do que os testes que usaram apenas um atributo — Modelos 1 e 2. Dessa forma, é possível afirmar que a incorporação da informação de amplitude sísmica foi benéfica ao gerar modelos de porosidade com maior resolução e, portanto, facilitando a discriminação de camadas com variação brusca de porosidade.

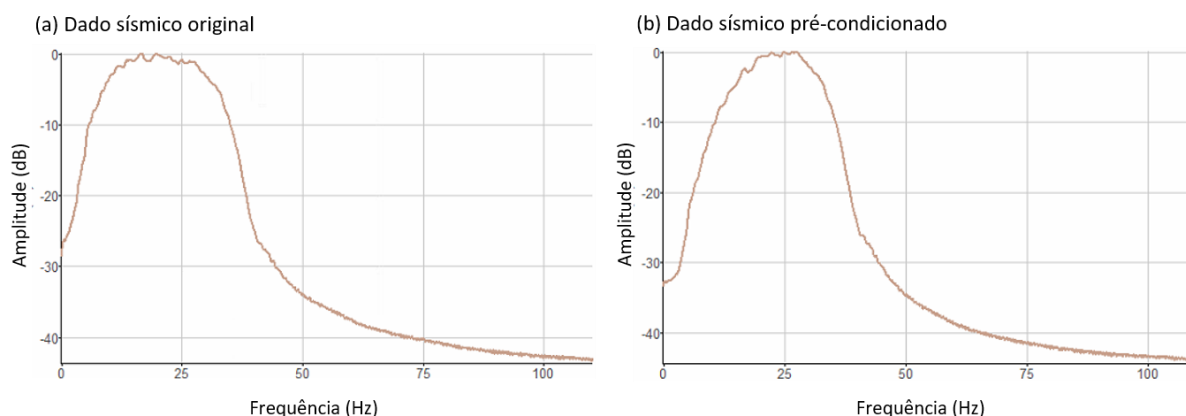


Figura 34: Espectro extraído da seção Pré-sal do (a) dado sísmico pré-condicionado com o filtro Q inverso e do (b) dado sísmico original.

### 6.2.2 Teste-cego

Uma etapa importante durante a fase de simulações de estimativa de porosidade é a escolha do poço para atuar como teste-cego, sendo mais uma forma de validar a qualidade da modelagem. Os poços A, B, C, E e F foram testados como teste-cego a partir do Modelo 3 (Tabela 6), que considera os atributos de amplitude sísmica original e impedância acústica como inputs 3D. Para avaliar o desempenho de cada teste, foi calculada a correlação entre as porosidades original e modelada através do coeficiente de determinação ( $r^2$  - Tabela 7).

Primeiramente, foi observado que os testes-cego para os poços E e F foram considerados ruins, pois estes poços obtiveram uma baixa auto-correlação (0,24 e 0,49, respectivamente – em cinza). Por isso, estes poços foram descartados para o uso como teste-cego na modelagem. Os testes-cego para os poços A, B e C foram considerados promissores, onde a correlação média dos poços destes modelos foi superior a 0,80. As correlações para estes três poços atuando como teste-cego foram respectivamente 0,76, 0,91 e 0,73 (em cinza).

Os principais critérios para a definição do poço para teste-cego foram: 1) a heterogeneidade das eletrofácies dos poços para observar se a modelagem discriminará bem a porosidade de rochas ígneas, rochas lamosas e carbonatos reservatórios; 2) a localização e extensão do dado de poço na Fm. Barra Velha; e 3) o desempenho do poço na modelagem como teste-cego (tanto para o próprio poço-cego como para os restantes do modelo).

Tabela 7: Correlação entre a porosidade medida e a modelada para cada um dos testes-cego realizados.

Poços do modelo	Teste-cego: poço A	Teste-cego: poço B	Teste-cego: poço C	Teste-cego: poço E	Teste-cego: poço F
A	0,76	0,71	0,73	0,64	0,91
B	0,96	0,91	0,92	0,9	0,73
C	0,96	0,94	0,73	-0,37	0,7
E	0,95	0,96	0,91	0,24	0,89
F	0,80	0,78	0,79	0,2	0,49
Correlação média	0,89	0,86	0,82	0,32	0,74

Assim, a partir desses critérios, foi possível decidir qual poço seria escolhido como teste-cego para validação do algoritmo de modelagem 3D de porosidade. Embora o modelo com o poço A como teste-cego tenha uma correlação média de 0,89, ele não foi escolhido por possuir apenas as eletrofácies reservatório 1 e 2. O modelo com o poço C como teste-cego também foi descartado.

Portanto, o poço B foi escolhido como teste-cego para o modelo final. Embora este poço não seja muito extenso, ele cumpre o critério de ter um excelente desempenho na modelagem — com correlação de 0,91 — e de ser heterogêneo, apresentando as eletrofácies de rochas ígneas, carbonatos fechados e reservatórios 1 e 2. Além disso, o poço B se localiza em uma região com uma densidade de poços razoável.

Dessa forma, o modelo final, o qual será apresentado nas próximas seções, foi definido pela utilização dos perfis de porosidade dos poços selecionados previamente como *inputs* em conjunto aos atributos de impedância acústica e amplitude sísmica original (Modelo 3 - Tabela 6), no qual o poço B (Tabela 7) foi escolhido para teste-cego.

## 6.2 Validação numérica do modelo final

Após a realização da modelagem de porosidade com os *inputs* e parâmetros finais definidos nas seções anteriores, foram aplicadas as métricas para a validação



dos resultados. Assim, serão apresentadas nesta seção a análise da correlação de Pearson, dos Q-Q *plots* e do desvio padrão dos resíduos.

### 6.2.1 Correlação de Pearson

A correlação de Pearson foi considerada para validação dos resultados da modelagem de porosidade, pois calcula a similaridade linear entre a porosidade dos perfis de poço e a porosidade modelada (Tabela 8). A maioria dos poços obteve correlação acima de 0,70, considerada uma correlação forte por Dancey e Reidy (2005). O poço D foi o único com correlação fraca, abaixo de 0,40. O poço B, usado como teste-cego, obteve uma excelente correlação de 0,90, dando consistência à modelagem realizada.

Tabela 8: Correlação de Pearson ( $\rho_p$ ) entre a porosidade medida nos perfis e a modelada para cada poço do modelo e o teste-cego (poço B).

Poço	Correlação de Pearson ( $\rho_p$ )
A	0,78
B	0,91
C	0,92
D	0,39
E	0,94
F	0,85
Média	0,80

### 6.2.2 QQ-plot

Os Q-Q *plots* foram calculados em *python* com objetivo de testar a distribuição normal do resíduo da porosidade de cada poço (Figura 35). É possível observar que na maioria dos poços (com exceção do poço A) há a tendência das amostras das bordas se desviarem levemente da reta  $y=x$ , principalmente nos poços B, D e F. Porém, é considerado que, em geral, as amostras do resíduo se ajustam satisfatoriamente à reta  $y=x$  para os poços A, B, C, E e F. O resíduo do poço D foi o único que foi desconsiderada a hipótese de distribuição normal, devido às amostras terem um comportamento bem distinto de uma reta.

## Q-Q plots do resíduo

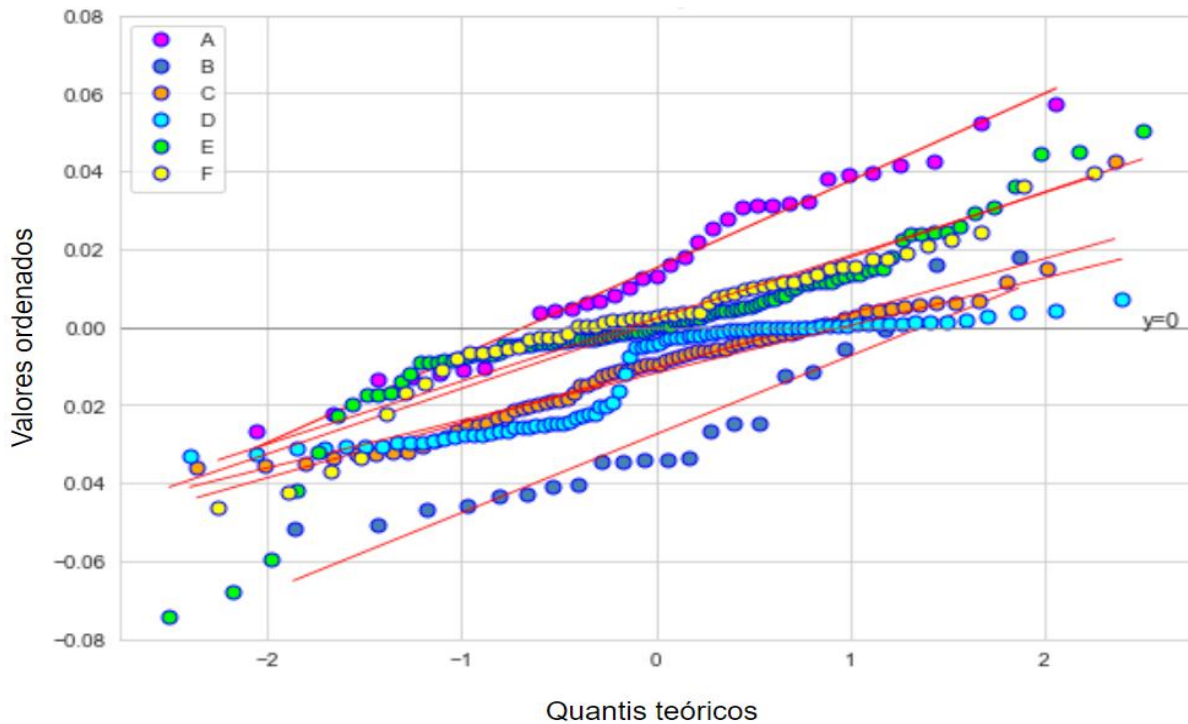


Figura 35: Q-Q plots do resíduo calculado para os poços A, B, C, D, E e F.

### 6.2.3 Desvio padrão

O desvio padrão do resíduo da porosidade, calculado a partir dos dados de poço, chegou ao valor médio de 1,7%. Este desvio padrão médio foi considerado satisfatoriamente baixo para validação do modelo, uma vez que o conjunto de dados disponível apresenta valores de porosidade que variam de 0 até 20%, aproximadamente.

### 6.3 Avaliação do *crossplot*

Para entender melhor o resultado da modelagem de porosidade em relação às eletrofácies da Fm. Barra Velha foi feito o *crossplot* da Figura 36 para verificar o ajuste linear entre as informações das amostras. Observa-se que, de uma forma geral, os resultados da modelagem superestimaram boa parte das porosidades dos carbonatos fechados e rochas ígneas, mostrando uma aparente limitação do método em estimar porosidades baixas bem próximas de zero. Também é possível afirmar que amostras de rochas lamosas apresentaram um bom ajuste linear, indicando que o modelo honrou de forma satisfatória as porosidades originais dessa eletrofácies.

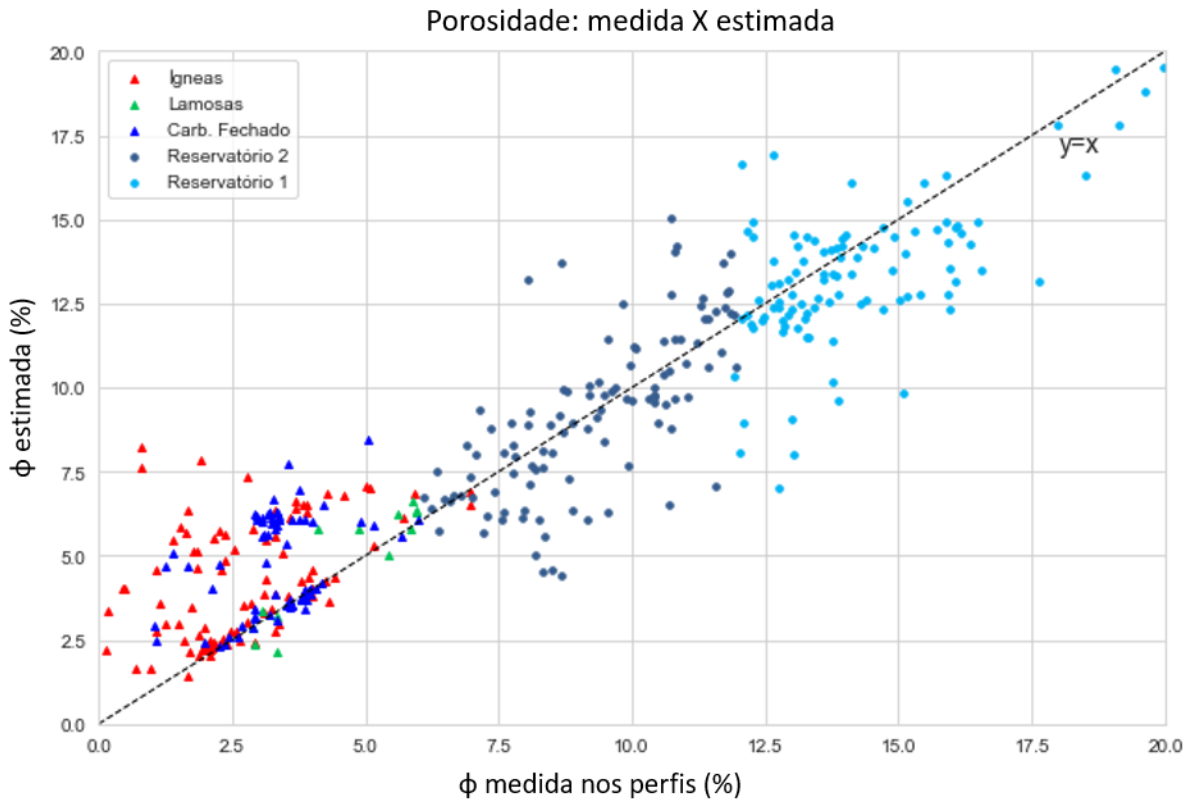


Figura 36: *Crossplot* da porosidade medida nos perfis de poços *versus* a estimada na modelagem 3D na Fm. Barra Velha evidenciando os resultados em relação às eletrofácies.

Em relação às eletrofácies reservatório, as amostras do reservatório 2 apresentaram um melhor ajuste linear quando comparado com o reservatório 1, no qual algumas amostras obtiveram valores subestimados. De uma forma geral, o ajuste linear das eletrofácies reservatório foram satisfatórios, mostrando a robustez do modelo em estimar porosidades de intermediárias a altas. Vale notar que há uma sobreposição de amostras em todas as eletrofácies no intervalo entre 5 e 8 % de porosidade. Por isso, os resultados observados na seção sísmica para esse intervalo de valores devem ser interpretados com cautela. O *crossplot* foi uma ferramenta importante para validação do modelo e, a partir das análises feitas foi possível estabelecer o *cutoff* de 7,5% que separa as eletrofácies reservatório (reservatórios 1 e 2) das não-reservatório (ígnea, lamosa, carbonato fechado). Esse *cutoff* pode ser usado como um guia para interpretação geológica do modelo nas seções sísmicas e mapas.

## 6.4 Perfis de poços

O foco deste trabalho é o estudo dos reservatórios carbonáticos da Fm. Barra Velha. A Figura 37 ilustra os resultados da modelagem de porosidade nos poços do modelo e seus respectivos perfis de eletrofácies, tendo o objetivo de avaliar o ajuste das curvas de porosidade original dos perfis (em preto) e a curva modelada (em lilás). Previamente foi feita uma correlação de poços para identificar marcadores temporais importantes, como a Discordância Pré-Alagoas (DPA) (base da Fm. Barra Velha), a Discordância Intra-Alagoas (DIA), o Marco Lula e a base do sal (considerado topo da Fm. Barra Velha). Os perfis utilizados de forma conjunta para a correlação da DIA e do Marco Lula foram: raios gama (GR), sônico, resistividades rasa, média e profunda, perfis de espectroscopia elementar de captura (ECS) de magnésio (Mg), cálcio (Ca) e sílica (Si), fator fotoelétrico (PEF), densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e razões espectrais de Urânio (U), Tório (Th) e Potássio (K).

Foi identificado o marcador nos poços correspondente a Discordância Intra-Alagoas (DIA - em verde claro), a qual Buckley *et al.* (2015), Wright & Barnett (2015) e Neves *et al.* (2019) consideram que marca a transição de uma fase de um rifte tardio para a fase sag, durante a evolução tectônica da Bacia de Santos. Esse marcador tem uma assinatura característica em várias curvas em quase todos os poços analisados. Também foi possível identificar o Marco Lula (em lilás) que, segundo Wright & Barnett (2017), corresponde a um pacote com cerca de 20,8 a 28,5m, representando uma série de ciclos de raseamento e afogamento em direção ao topo, gerando a assinatura de nove picos nos perfis de GR, ocorrendo em diversos poços ao longo da Bacia de Santos.

A presença de rochas ígneas é observada em 4 dos 6 poços estudados (C, B, E e D), no qual os intervalos próximos ao topo da Fm. Barra Velha são equivalentes a ígneas intrusivas (poços C, B e E). As ígneas do poço D e as da porção basal do poço E são classificadas como extrusivas ou como “ígneas não-identificadas” na descrição do perfil composto. Esses depósitos certamente geraram um impacto na distribuição de porosidade dos carbonatos do Pré-sal na região de estudo. As intrusões de diabásio da porção superior da Fm. Barra Velha dos poços C, B e E, já num contexto de fase sag, apresentam intervalos de eletrofácies de carbonato fechado logo acima e abaixo delas, o que pode indicar a ação de um metamorfismo

de contato causado pelo calor da intrusão ígnea que obliterou a porosidade desses carbonatos. Além disso, a continuidade do intervalo de diabásio entre os poços C e B é possível de ser observada também nas seções sísmicas. Nota-se que a ação da intrusão ígnea nos poços B e D pode ter contribuído para a perda de registro sedimentar que pudesse identificar nos perfis dos poços os marcadores correspondentes a discordância Intra-Alagoas e o Marco Lula (para o poço D).

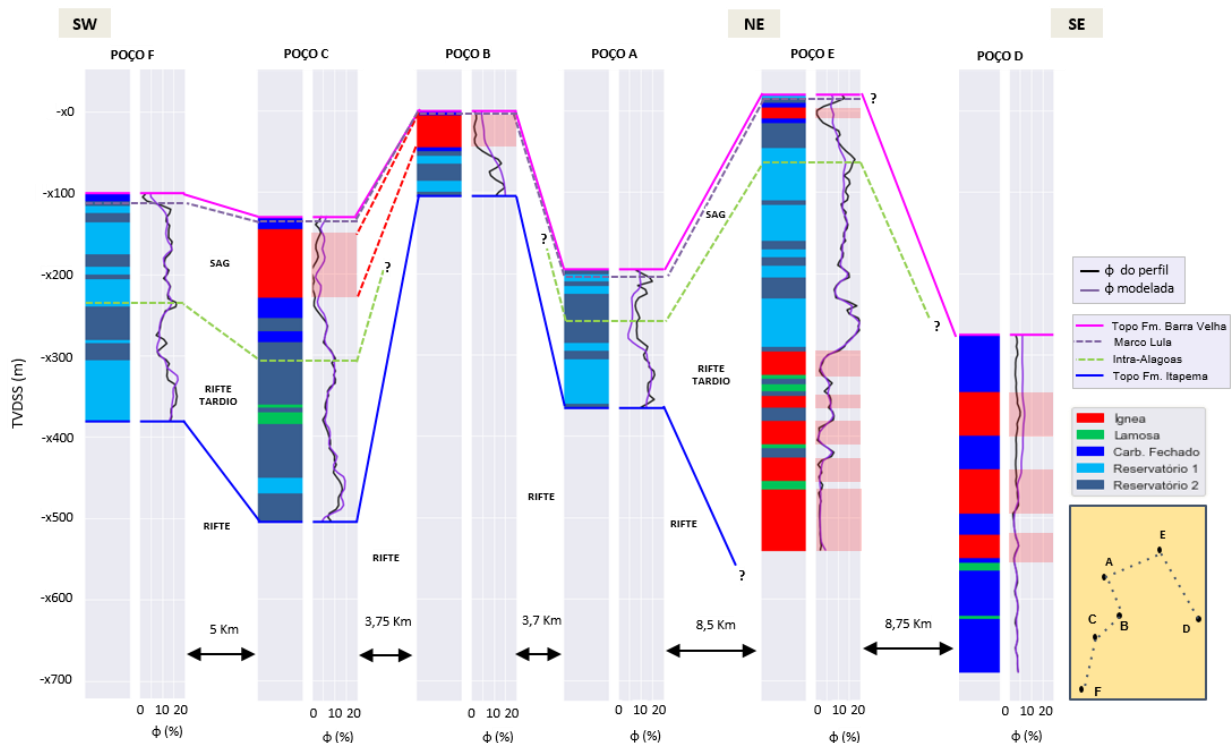


Figura 37: Resultado da modelagem de porosidade (em lilás) e porosidade lida (em preto) nos poços F, C, B, A, E e D e seus respectivos perfis de eletrofácies. Discordâncias identificadas nos poços: Marco Lula e Discordância Intra-Alagoas (DIA). É possível observar a passagem da fase de rifte tardio para fase sag.

Na região dos poços C, B e A é possível verificar que a porosidade aumenta no sentido da base da Fm. Barra Velha. O poço F apresenta porosidade acima de 10% em patamares quase constantes em toda a sua extensão. Os poços E e D se encontram em contexto tectônico distinto dos demais poços e, por isso, não apresentam o mesmo padrão de comportamento de porosidade. Além disso, ambos os poços compreendem apenas registros da Fm. Barra Velha.

O intervalo da Fm. Barra Velha para o poço F é composto majoritariamente por carbonatos das eletrofácies reservatórios 1 e 2, com exceção dos primeiros metros classificados como carbonato fechado. A porosidade se mantém

praticamente constante por toda a extensão do poço. A única exceção é um pequeno decréscimo de porosidade observado em um intervalo de aproximadamente 50 m, classificado como reservatório 2, abaixo da discordância Intra-Alagoas, numa fase de rifte tardio. Na porção basal, a porosidade se mantém alta, chegando próximo de 20%. Fatah (2020) identificou, através de perfis de imagem, que os carbonatos deste poço possuem um intenso grau de fraturamento associado a um expressivo conteúdo de sílica. O processo diagenético de silicificação foi intenso e preencheu parte dos poros dos carbonatos, reduzindo a porosidade dos carbonatos em toda extensão do poço. Fatah (2020) também pontua que a alta concentração de sílica confere um comportamento mais rúptil às rochas, e esta pode ser a causa da alta densidade de fraturas ao redor desse poço. O poço obteve um bom resultado em relação à modelagem, onde o ajuste das curvas originais e modeladas foi satisfatório.

O poço C é marcado por um intervalo de intrusão ígnea de diabásio com aproximadamente 90 m de espessura na porção superior da Fm. Barra Velha e porosidades que chegam a 6%. Em relação aos carbonatos, as descrições das amostras de rocha indicam a presença de silicificação e dolomitização. Possuem porosidade aparente de regular a fechada e algumas amostras na porção basal da Fm. Barra Velha apresentam porosidade do tipo *vug* (Dias, 2020). A presença de sílica e de dolomitização podem estar associadas a processos diagenéticos, que foram mais intensos nas proximidades do intervalo de diabásio onde é observada a eletrofácies de carbonato fechado. Fatah (2020) identificou uma baixa densidade de fraturas neste poço e, assim como no poço F, a diminuição da porosidade está diretamente relacionada com o aumento do conteúdo de sílica e do número de fraturas. Fatah (2020) destaca que neste poço o aumento de porosidade está associado a presença de fraturas abertas. Nota-se um intervalo pouco espesso de rochas lamosas em um contexto de rifte tardio. Trata-se de um poço com porosidades excelentes que aumentam para a base da Fm. Barra Velha e que obteve um ótimo ajuste entre os perfis lidos no poço e os calculados pela modelagem.

O intervalo da Fm. Barra Velha no poço B é pouco espesso, comparado aos demais, chegando a aproximadamente 100 m e se localiza numa região relativamente mais rasa. Em termos de porosidade, a parte basal da formação

apresenta os melhores valores, onde são identificadas eletrofácies de reservatórios 1 e 2. Na porção superior, observa-se a intrusão ígnea de aproximadamente 50 m, o que pode justificar a ausência do registro do Marco Lula para este poço. Fatah (2020) identificou que neste poço há uma baixa densidade de fraturas e que estas coincidem com intervalos de aumento do conteúdo de sílica e de diminuição da porosidade. O poço B foi usado como teste-cego para a modelagem e foi considerado satisfatório o ajuste entre as curvas original e modelada. Conforme mencionado na análise do *crossplot* (6.3 Avaliação do *crossplot*), o algoritmo mostrou alguma dificuldade em estimar porosidades baixas, o que foi observado no intervalo de diabásio deste teste-cego.

O poço A, assim como o poço F, não apresenta rochas ígneas, e toda a sua extensão é composta por carbonatos de eletrofácies reservatórios 1 e 2. É observada uma tendência geral de aumento da porosidade para a porção basal da Fm. Barra Velha com rara presença de fraturas ao redor do poço (Fatah, 2020). Jesus *et al.* (2021) verificaram que o aumento do conteúdo de sílica está diretamente relacionado a menores valores de porosidade e permeabilidade neste poço. Em relação à modelagem, o poço obteve um bom ajuste entre a curva de porosidade original e a estimada pelo modelo.

O poço E foi perfurado numa estrutura de *mound* carbonático que possui, de forma geral, excelentes porosidades. A porção basal do poço é composta de uma intercalação de rochas ígneas, lamosas e carbonáticas. Não é possível afirmar se são ígneas intrusivas ou extrusivas. Carmo (2021) identificou a presença de cimentação, principalmente dolomítica, quartzosa e calcítica, além da intensa silicificação nos carbonatos do poço E, nas porções intermediária e superior da Fm. Barra Velha. Geralmente o aumento do conteúdo de sílica está relacionado à redução da porosidade e permeabilidade. Porém, nos casos em que há o aumento de porosidade, este provavelmente tem relação com a presença de fraturas. Carmo (2021) aponta que, apesar do considerável conteúdo de sílica nesta região, a parte superior da Fm. Barra Velha apresenta excelente permoporosidade e isso pode ter ocorrido devido à dissolução dos carbonatos por fluidos hidrotermais associados aos derrames ígneos que ocorrem por toda a extensão do poço.

Outra possibilidade para esse comportamento no poço E seria o fato de a sílica presente aumentar a rigidez das rochas carbonáticas, tornando-as mais propensas ao fraturamento e então ao incremento de porosidade. A presença de dolomita neste poço não mostrou qualquer relação com a variação de características permoporosas (Carmo, 2021). Foi observado um intervalo pouco espesso de diabásio envolto de carbonatos fechados no topo da Fm. Barra Velha, conforme visto também nos poços C e B. Este poço obteve um ótimo ajuste das curvas de porosidade medida no perfil e a modelada, para todas as eletrofácies observadas, respaldado pelo índice de correlação de Pearson de 0,94.

O poço D apresenta uma intercalação de carbonatos fechados e rochas ígneas por toda sua extensão e intervalos finos de lamosas perto da base. É possível que os carbonatos tenham tido sua porosidade obliterada devido à presença das rochas ígneas e aos processos diagenéticos. Isso corrobora o fato de o poço D não ser um poço produtor. Não foi possível identificar o Marco Lula nem a Discordância Intra-Alagoas neste poço. Apesar de não apresentar intervalos reservatórios, foi um poço importante para a modelagem para fornecer ao algoritmo um *input* considerável de respostas de porosidade de fácies não-reservatórios.

## **6.5 Catálogo de sismofácies da Formação Barra Velha**

Nesta seção serão apresentados os principais padrões sísmicos observados na área de estudo, equivalentes às sismofácies *mound 1*, *mound 2*, plataforma carbonática, fácies debris e rochas ígneas. As sismofácies são caracterizadas pelas respostas dos atributos de amplitude sísmica, impedância acústica e porosidade. O objetivo deste catálogo de sismofácies é auxiliar o intérprete de forma direta na identificação das principais estruturas de interesse exploratório na região do Pré-sal da Bacia de Santos, com foco na identificação do padrão sísmico de porosidade.

Os *mounds* carbonáticos da Fm. Barra Velha, de forma geral, se caracterizam por uma geometria dômica ou cônica com refletores internos caóticos, alinhados em blocos, falhas ou em altos isolados (Ferreira *et al.*, 2021). Essas estruturas de crescimento carbonático estão comumente associadas a uma alta densidade de falhas e fraturas (Jesus *et al.*, 2019). Na região de estudo foram identificadas duas estruturas de *mounds* carbonáticos com geometria e padrões de resposta sísmica ligeiramente distintos, dando origem às sismofácies *mound 1* (



Figura 38) e *mound 2* (Figura 39).

### A feição de *mound 1* (

Figura 38) foi identificada na região do poço E e apresenta uma geometria cônica com refletores internos caóticos, indicando discontinuidades internas e com valores de amplitude de médios a baixos. As respostas de impedância acústica e porosidade indicam que a estrutura do *mound* é atravessada por um evento caracterizado por alta impedância acústica e baixíssima porosidade, equivalentes à intercalação de rochas ígneas e lamosas identificadas na parte basal do poço E. Nota-se também a presença de feições bem delimitadas de baixa impedância acústica e alta porosidade na parte basal, nas quais o poço E não atinge. A parte superior do *mound* apresenta valores baixos de impedância acústica e alta porosidade, indicando um reservatório em potencial.


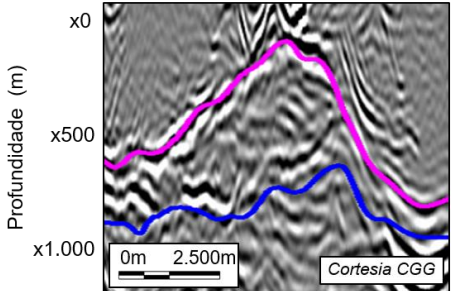
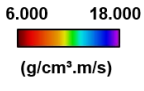
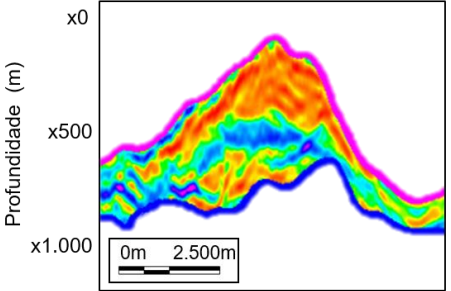
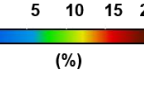
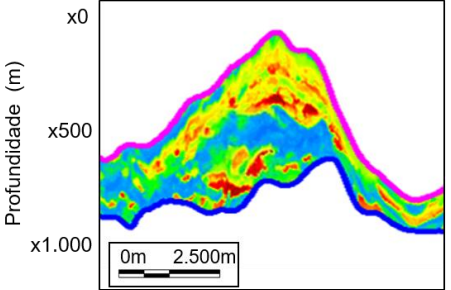
ATRIBUTOS ESTRATIGRÁFICOS	<b>MOUND 1</b>	DESCRIÇÃO
<p><b>AMPLITUDE</b></p>  <p>— Base do sal — Pré-Alagoas</p>	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1.000</p> <p>0m 2.500m Cortesia CGG</p>	<p>Geometria cônica de <i>mound</i> constatado no poço E com refletores internos caóticos e descontínuos com valores médios de amplitude.</p>
<p><b>IMPEDÂNCIA ACÚSTICA</b></p>  <p>(g/cm<sup>3</sup>.m/s)</p>	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1.000</p> <p>0m 2.500m</p>	<p>Feição homogênea com baixos valores na parte superior seguida de evento marcante de alta <math>I_p</math>. Feição heterogênea na parte basal, predominando baixa <math>I_p</math>.</p>
<p><b>POROSIDADE</b></p>  <p>(%)</p>	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1.000</p> <p>0m 2.500m</p>	<p>Feição cônica heterogênea com valores médios a altos, seguida de feição homogênea de porosidade extremamente baixa, equivalente a intercalação de rochas ígneas e lamosas. Parte basal é heterogênea com regiões de alta porosidade bem delimitadas.</p>

Figura 38: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies *mound 1*.

O *mound 2* (Figura 39) foi observado na região do poço I e é caracterizado por uma geometria dômica e refletores internos caóticos e descontínuos com baixa amplitude. Apresenta valores baixos de impedância acústica distribuídos vertical e lateralmente de forma homogênea. A resposta sísmica da porosidade do *mound 2* se comporta de forma distinta da impedância acústica, com feições heterogêneas lateralmente contínuas, onde há intercalação de valores médios e altos. Além disso, a porosidade aumenta progressivamente em direção a porção basal, tendo as melhores características permoporosas de um potencial reservatório carbonático.


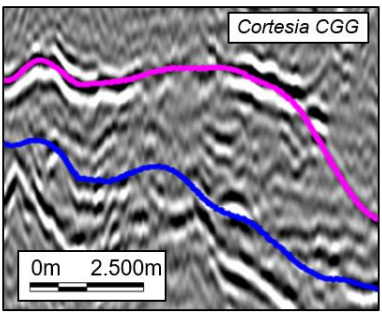

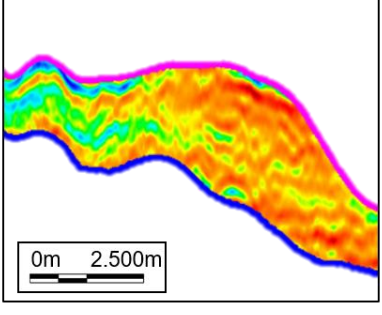
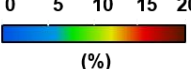
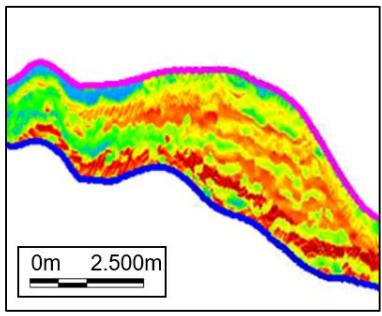
ATRIBUTOS ESTRATIGRÁFICOS	<b>MOUND 2</b>	DESCRIÇÃO
<p><b>AMPLITUDE</b></p>  <p>— Base do sal — Pré-Alagoas</p>		<p>Geometria dômica constatada no poço I com refletores internos ausentes e/ou caóticos com valores intermediários de amplitude.</p>
<p><b>IMPEDÂNCIA ACÚSTICA</b></p> <p>6.000 18.000 (g/cm<sup>3</sup>.m/s)</p> 		<p>Feição relativamente homogênea e lateralmente contínua com valores de <math>I_p</math> baixos/intermediários.</p>
<p><b>POROSIDADE</b></p> <p>0 5 10 15 20 (%)</p> 		<p>Eventos lateralmente contínuos intercalando valores de porosidade médios e altos. Porosidade aumenta progressivamente em direção a porção basal.</p>

Figura 39: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies *mound 2*.

Buckley *et al.* (2015), Ferreira *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021) identificaram no Pré-sal a sismofácies de plataforma carbonática, sendo caracterizada pela

intercalação de refletores paralelos ou sub-paralelos de grande extensão e de caráter agradacional ou progradacional. As plataformas carbonáticas geralmente se formam a partir de altos estruturais e a distribuição de fácies é controlada por fatores como topografia e batimetria do lago (Ferreira *et al.*, 2019). A

Figura 40 mostra a sismofácies de plataforma carbonática, típica da região de estudo. A resposta sísmica indica uma estrutura de geometria tabular e amplitude predominantemente baixa com refletores internos paralelos ou subparalelos. A impedância acústica e a porosidade se comportam de forma semelhante. Na parte superior da Fm. Barra Velha observa-se valores de impedância acústica de médios a altos e uma feição lateralmente contínua de porosidade baixa. A impedância acústica diminui em direção à porção basal e a porosidade aumenta bruscamente, formando uma feição tabular contínua, podendo ser um potencial reservatório.


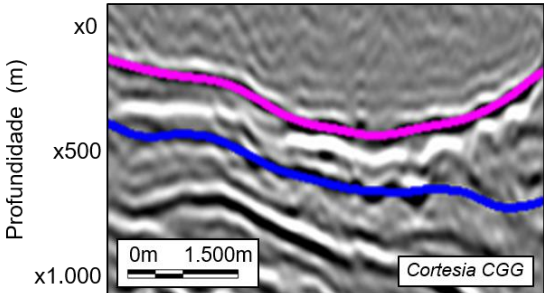

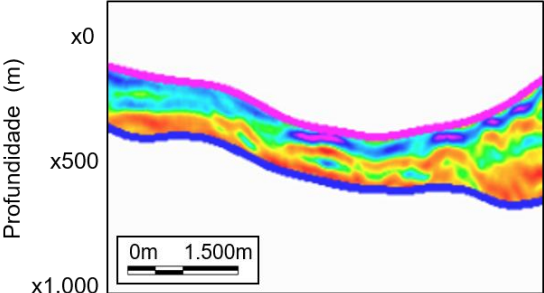

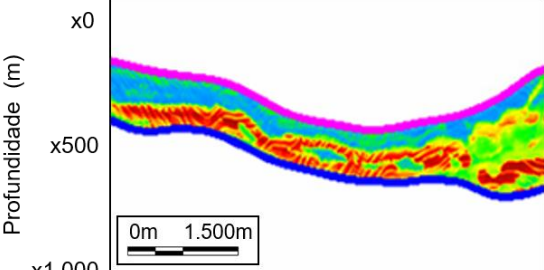
ATRIBUTOS ESTRATIGRÁFICOS	PLATAFORMA CARBONÁTICA	DESCRIÇÃO
<p><b>AMPLITUDE</b></p>  <p>— Base do sal — Pré-Alagoas</p>		<p>Geometria tabular com refletores internos de paralelos a subparalelos e amplitude de moderada a baixa.</p>
<p><b>IMPEDÂNCIA ACÚSTICA</b></p> <p>6.000 18.000 (g/cm<sup>3</sup>.m/s)</p> 		<p>Eventos horizontais contínuos e paralelos onde a <math>I_p</math> diminui em direção a base.</p>
<p><b>POROSIDADE</b></p> <p>0 5 10 15 20 (%)</p> 		<p>Feições tabulares lateralmente contínuas com porosidade aumentando bruscamente em direção a porção basal.</p>

Figura 40: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de plataforma carbonática.

As fácies *debris* da Fm. Barra Velha, em geral, estão associadas ao escorregamento ou retrabalhamento dos carbonatos por exposição subaérea ou ação de correntes durante variações de nível do lago (Ferreira *et al.*, 2019). Além disso, normalmente estão presentes em bordas de falhas e quebras de plataforma. Na região de estudo, as fácies *debris* tem padrão sísmico semelhante ao apresentado na Figura 41.


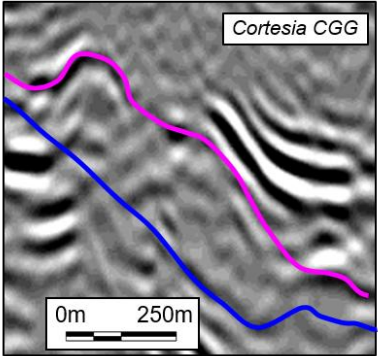
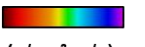
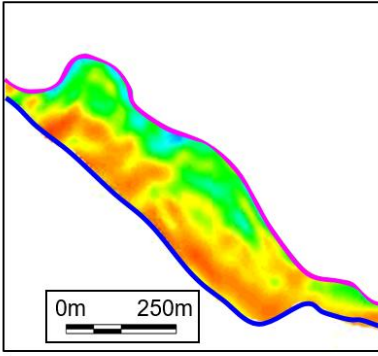
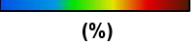
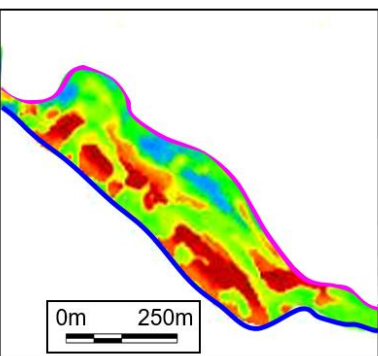
ATRIBUTOS ESTRATIGRÁFICOS	FÁCIES <i>DEBRIS</i>	DESCRIÇÃO
<p><b>AMPLITUDE</b></p>  <p>— Base do sal — Pré-Alagoas</p>		<p>Unidade sísmica com refletores internos caóticos e/ou ausentes de baixa amplitude.</p>
<p><b>IMPEDÂNCIA ACÚSTICA</b></p> <p>6.000 18.000 (g/cm<sup>3</sup>.m/s)</p> 		<p><math>I_p</math> aumenta em direção ao topo, chegando a valores intermediários. Valores de <math>I_p</math> baixos concentrados na porção basal em feição homogênea.</p>
<p><b>POROSIDADE</b></p> <p>0 5 10 15 20 (%)</p> 		<p>Porosidade intermediária e/ou baixa na porção superior e aumenta gradativamente em direção a porção basal de caráter heterogêneo.</p>

Figura 41: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de fácies *debris*.

Caracterizam-se por refletores internos caóticos e/ou ausentes com baixa amplitude que refletem o escorregamento de sedimentos. A região de possível maior

interesse exploratório é a parte basal da fácies *debris* caracterizada por impedância acústica de baixa a intermediária e feições heterogêneas e bem delimitadas de alta porosidade.

Embora as rochas ígneas não sejam alvos exploratórios da Fm. Barra Velha é importante observar suas respectivas respostas sísmicas de amplitude, impedância acústica e porosidade para uma melhor caracterização da região de estudo. Nos poços estudados foram identificadas ígneas intrusivas e extrusivas. A Figura 42 mostra os padrões sísmicos da rocha ígnea constatada no poço C para amplitude, impedância acústica e porosidade. Tal intrusão ígnea é caracterizada por uma feição alongada e contínua horizontalmente, logo abaixo da Base do Sal, limitada por um refletor de amplitude extremamente alta na parte superior e refletor basal contínuo de baixa amplitude. De forma geral, possui valores de impedância acústica extremamente altos e porosidade baixas, não ultrapassando 5%.

ATRIBUTOS ESTRATIGRÁFICOS	ROCHA ÍGNEA	DESCRIÇÃO
<p><b>AMPLITUDE</b></p> <p>— Base do sal — Pré-Alagoas</p>		<p>Intrusão ígnea constatada no poço C. Refletor superior de amplitude extremamente alta e refletor basal de baixa amplitude. Refletores internos delgados paralelos/subparalelos de amplitude baixa.</p>
<p><b>IMPEDÂNCIA ACÚSTICA</b></p> <p>6.000 18.000 (g/cm<sup>3</sup>.m/s)</p>		<p>Valores de <math>I_p</math> predominantemente altos em feição alongada e contínua horizontalmente.</p>
<p><b>POROSIDADE</b></p> <p>0 5 10 15 20 (%)</p>		<p>Feição homogênea alongada horizontalmente e contínua, com valores de porosidade extremamente baixos.</p>

Figura 42: Catálogo de respostas sísmicas para a sismofácies de rochas ígneas.

## 6.6 Seções sísmicas

A Figura 43 apresenta uma seção sísmica arbitrária abrangendo a posição dos poços I, F, H, C, B, G, A, E e D, na qual em (a) é observado o dado sísmico

original com as eletrofácies dos poços e em (b) o resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas e os poços com seus respectivos valores originais de porosidade dos perfis. Os poços I, H e G não entraram no processo de modelagem, porém, por possuírem perfis de porosidade, foram inseridos na seção para uma interpretação mais abrangente da região de estudo.

O alto estrutural principal da região estudada corresponde a uma plataforma carbonática que atravessa os poços I, F, H, C, B, G e A. Já os poços E e D se encontram em contextos estruturais distintos dos demais poços, estando localizados em *horsts*. Nesta seção arbitrária se sobressaem duas estruturas de *mounds* carbonáticos — a SW no poço I e a NE no poço E — com padrões de resposta sísmica e de porosidade ligeiramente distintos. O *mound* do poço E equivale à sismofácies *mound 1* e o do poço I à sismofácies *mound 2*, ambas descritas no catálogo de sismofácies na seção anterior (6.5 Catálogo de sismofácies da Formação Barra Velha).

A Fm. Barra Velha na região do poço I é bastante espessa e possui porosidade de intermediária a alta, chegando a 16%, por toda sua extensão. Os poços I, F e H estão localizados em uma região de alto estrutural herdado do embasamento afetado por falhas. Nota-se próximo ao poço I uma falha que atinge o intervalo basal da Fm. Barra Velha e é possível que ela tenha servido como conduto para fluidos que condicionaram o crescimento do *mound*.

Partindo do poço H até o poço A houve um afinamento da espessura da Fm. Barra Velha. Ao mesmo tempo, observa-se o espessamento da seção rifte do Pré-sal — equivalente às formações Itapema e Piçarras — com falhas que de forma geral não atingem a Fm. Barra Velha. Nota-se a presença do extenso banco de coquinas da Fm. Itapema na região dos poços B, G e A.

O poço C é marcado por uma intrusão de diabásio de aproximadamente 90 m e o modelo permite inferir que essa feição se estende lateralmente por cerca de 3.000 m a NE e 2.500 m a SW, no qual as porosidades variam de 0 a 6%. É observado um espessamento na espessura da Fm. Barra Velha ao redor deste poço. O poço C é cercado por dois *horsts*, um a SW e outro a NE. No *horst* a NE foi perfurado o poço B, no qual é possível observar a continuidade da intrusão ígnea

observada no topo poço C. Ambos os poços também apresentam indícios de metamorfismo de contato devido à intrusão ígnea. Isso auxilia na validação do modelo de porosidade, uma vez que o poço B foi usado como teste-cego e os resultados se mostram coerentes com o que se espera da região de estudo e com o que é observado nos demais poços. A porção basal do poço C atravessa uma feição alongada horizontalmente de alta porosidade (até 15%), que consiste no intervalo de interesse desse poço. A SW do *horst* do poço B também foi modelada uma feição alongada de porosidade alta que não se estende até o poço C.

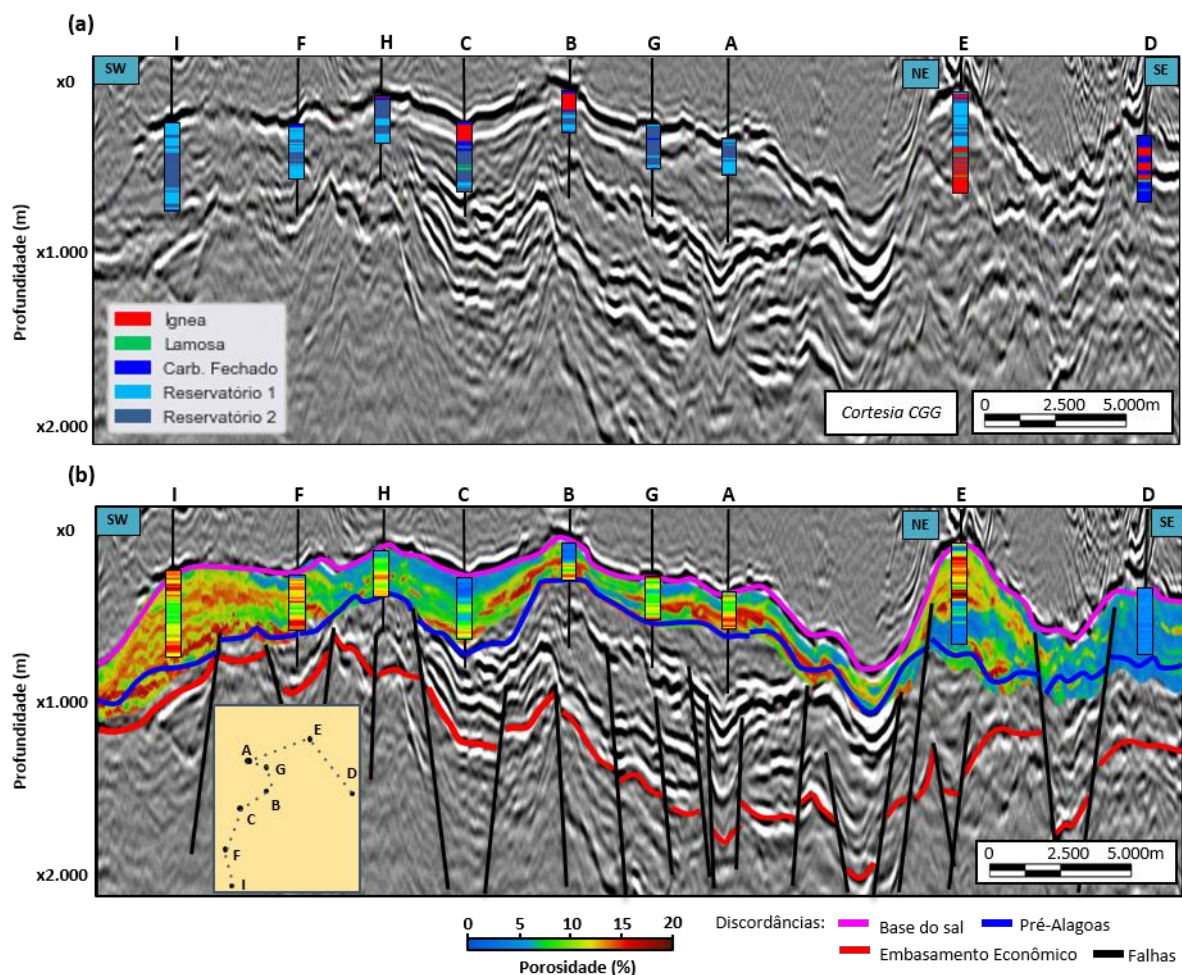


Figura 43: Seção sísmica arbitrária passando pelos poços I, F, H, C, B, G, A, E e D. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização dos poços e suas respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização dos poços com os respectivos valores originais de porosidade dos perfis.

Nota-se que os poços H e B se posicionam em regiões de bordas de falhas e ocorre uma diminuição da porosidade na região ao redor deles, a SW e a NE, podendo representar fácies debrís e retrabalhados. Além disso, a NE do poço A é

possível observar fácies de escorregamento com valores de porosidade de até 15%, em feição alongada horizontalmente na porção basal da Fm. Barra Velha. De forma geral, a região de extensa plataforma carbonática do poço I ao poço A é pouco afetada por falhas no intervalo da Fm. Barra Velha.

A região entre os poços A e E marca a transição para um contexto deposicional distinto do anteriormente descrito. O poço E foi perfurado numa estrutura de *mound* condicionada por duas falhas normais, na qual observa-se o aumento da espessura da Fm. Barra Velha. Esse *mound* se caracteriza por feições de alta porosidade (acima de 15%) na porção basal da Fm. Barra Velha, próximas à discordância Pré-Alagoas, seguida pela intercalação de rochas ígneas, lamosas e carbonáticas com porosidade de até 9%, constatadas no poço E, conforme mencionado anteriormente. Na seção sísmica é possível observar a continuidade lateral dessa região de porosidade fechada que atravessa o *mound*. Aparentemente, a porção superior do *mound* é dominada por porosidades excelentes. Este comportamento de alta porosidade, associada a *mounds* carbonáticos intensamente fraturados no Pré-sal da Bacia de Santos, também foi reportado nos trabalhos de Ferreira *et al.* (2019), Jesus *et al.* (2019), Dias (2020) e Ferreira *et al.* (2021). É proposto que as falhas que condicionam a estrutura do *mound* possam ter sido condutos de fluidos hidrotermais que geraram dissolução dos carbonatos e, assim, aumento da porosidade.

O poço D está localizado numa região fechada em termos permoporosos, dominada por rochas ígneas e carbonatos fechados afetados por falhas, e apresentando porosidades que não ultrapassam 6%. É possível inferir que, nesse caso, a presença de falhas associadas às rochas ígneas atuou como fator redutor de porosidade desses carbonatos, tornando a região não atrativa em termos exploratórios.

A Figura 44 mostra a *crossline* (de orientação W-E) do poço A. É possível observar dois domínios tectônicos distintos da região, sendo a oeste uma região dominada pela estrutura de plataforma lacustre e a leste a continuação para sul da estrutura de *mound* carbonático, intensamente falhado, vista no poço E (Figura 43). Diferentemente da seção anterior, nesta seção foi interpretada a discordância Jiquiá-Buracica.



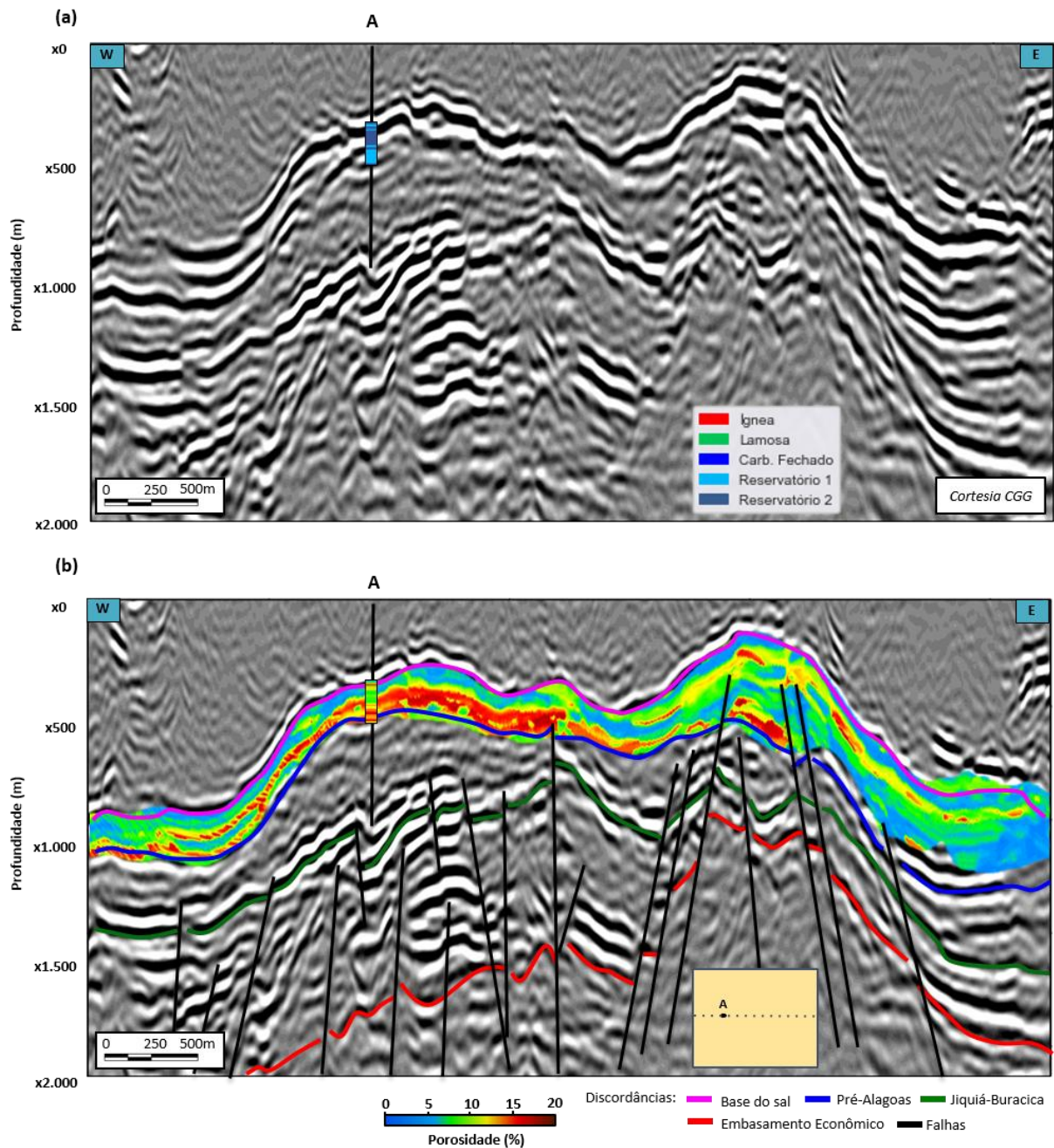


Figura 44: *Crossline* de orientação W-E passando pelo poço A. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização do poço e as respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização do poço com os respectivos valores originais de porosidade do perfil.

Nas proximidades do poço A, na região de plataforma, a tendência dos altos valores de porosidade na parte basal da Fm. Barra Velha se mantém, inclusive na quebra de plataforma a O desse poço. A porosidade dessa região de quebra de plataforma provavelmente é oriunda de sedimentos retrabalhados. Apesar da região não ser afetada por muitas falhas, nota-se a presença de uma falha de grande

magnitude, próxima ao poço A, que corta do embasamento econômico até a base da Fm. Barra Velha. Tal falha alcança uma estrutura lateralmente contínua de porosidade bem alta, que se estende até a localização do poço A. É possível inferir que a ação de fluidos hidrotermais advindos dessa falha possa ter contribuído para o aumento de porosidade, através de processos de dissolução mineral. O modelo também indica que a porção superior da Fm. Barra Velha concentra baixas porosidades. É importante ressaltar que os relatórios de perfuração do poço A informam que o seu alvo principal são as coquinas da Fm. Itapema. Para esse poço, os reservatórios carbonáticos da Fm. Barra Velha são objetivos secundários.

Na porção E, mais afastada do poço A, se observa uma estrutura de *mound* carbonático com mais detalhe, sendo a mesma estrutura observada no poço E (Figura 43). Trata-se de uma região intensamente falhada, formada a partir de um alto estrutural herdado do embasamento econômico, e que apresenta grande heterogeneidade nos valores de porosidade. As baixas porosidades são provenientes das rochas ígneas intrusivas (diabásio) e/ou extrusivas (basaltos) que atravessam o *mound*. As falhas presentes na região teriam servido de conduto para fluidos hidrotermais e para o magma. Nota-se também que foram modeladas altas porosidades (ultrapassando 15%) na porção basal da Fm. Barra Velha.

A Figura 45 apresenta uma seção arbitrária de orientação predominantemente S-N, atravessando os poços F, M, C, K e R. Os poços M, K e R estão indicados em azul, porque se localizam na área de estudo, mas os dados não estão presentes nesse trabalho. A inclusão da localização desses poços na presente análise visa obter um indicativo qualitativo da porosidade na região onde estão presentes.

O poço F, conforme descrito anteriormente, se localiza numa região onde o embasamento econômico é relativamente menos profundo e a Fm. Barra Velha apresenta porosidade de moderada a alta por toda a extensão do poço. Nota-se que o modelo indica uma feição de porosidade excelente (de até 18%) na porção basal da Fm. Barra Velha e que se estende lateralmente, sendo afetada por uma falha herdada do embasamento, a oeste do referido poço. Nesse caso, a presença dessa falha teria contribuído de forma positiva para a geração de porosidade,

possivelmente pela ação de fluidos hidrotermais que provocaram a dissolução mineral, gerando porosidade secundária.

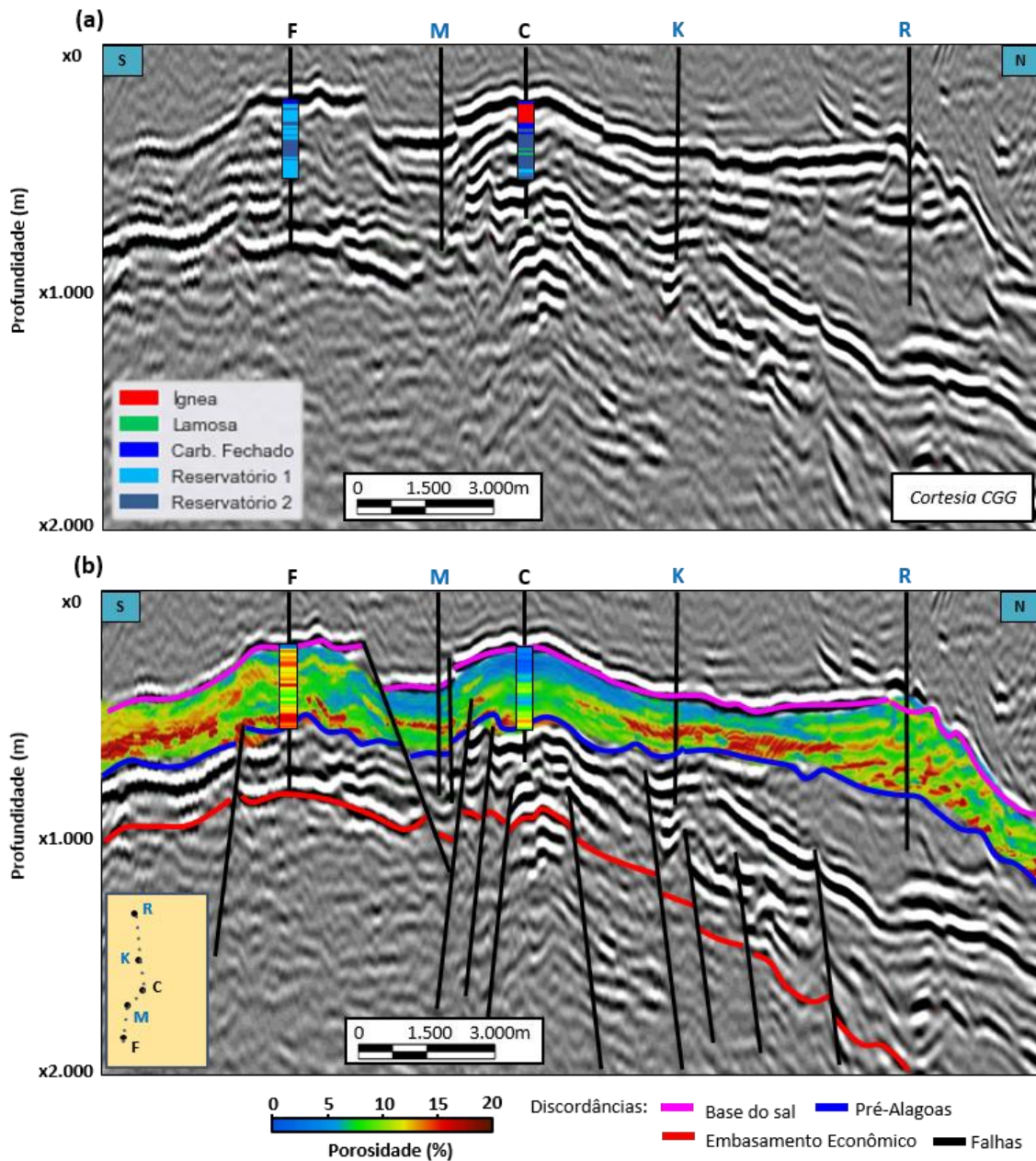


Figura 45: Seção sísmica arbitrária de orientação S-N passando pelos poços F, M, C, K, R. (a) Dado sísmico original (amplitude) com a localização dos poços e suas respectivas eletrofácies. (b) Resultado da modelagem de porosidade na Fm. Barra Velha com a interpretação das principais discordâncias e falhas. Localização dos poços com os respectivos valores originais de porosidade dos perfis. Poços M, K e R (em azul) não estão presentes na base de dados do trabalho.

O poço M se localiza num bloco de falha relativamente baixo, bastante afetado por falhas que atingem a seção Pré-sal em vários níveis. Nessa região o modelo indicou uma feição bem pouco espessa de porosidade alta, numa porção

intermediária da formação, que se estende lateralmente por aproximadamente 700 m. Observando o padrão de resposta sísmica e o resultado do modelo de porosidade na região dos poços M, C e K é possível inferir que a camada de diabásio presente na parte superior do poço C pode se estender até os arredores do poço M e do poço K. Assim, foi modelada uma feição alongada e extensa horizontalmente, logo abaixo da Base do sal, com porosidades baixas, de até 6%. Também é possível que essa porosidade baixa nos arredores dos poços M e K representem carbonatos que tiveram sua porosidade obstruída pela intrusão ígnea do poço C em função de metamorfismo de contato.

O poço K apresenta, abaixo da feição de baixa porosidade considerada extensão da rocha ígnea do poço C, um aumento brusco de porosidade. Trata-se de uma feição alongada horizontalmente na porção basal da Fm. Barra Velha com porosidade de moderada a alta, que ao total possui aproximadamente 5.000 m de extensão lateral. Assim, o modelo sugere que esta feição pode ser de interesse exploratório.

O poço R foi perfurado numa estrutura dômica semelhante ao *mound* observado no poço I, porém de menor magnitude. O modelo de porosidade para essa região apresenta pequenas feições isoladas de alta porosidade (acima de 15%), conforme se aproxima da porção basal da Fm. Barra Velha. Vale ressaltar que nessa região se observa a continuação da resposta sísmica referente às coquinas da Fm. Itapema também vista no poço A (Figura 44), na qual há um espessamento da seção rifte do Pré-sal. Vale observar que, de forma geral, o resultado do modelo de porosidade se mostrou coerente com a localização dos poços sem dados disponíveis, uma vez que M e K são poços exploratórios.

## **6.7 Mapas de porosidade**

Para complementar a análise geológica do modelo de porosidade foram gerados três mapas. Estes têm como objetivo melhor entender a distribuição espacial da porosidade em diferentes intervalos da Fm. Barra Velha.

É importante frisar que, quanto mais distante dos poços, mais difícil a interpretação dos resultados do modelo, uma vez que a maioria dos poços está localizada em altos estruturais. Dessa forma, a interpretação deve ser feita com

cautela, pois não há informações de poço sobre a distribuição de porosidade nos baixos estruturais. Assim, a interpretação dos mapas será feita com foco nas regiões onde há uma maior densidade de poços – consequentemente, nos altos estruturais – uma vez que, quanto mais perto dos poços, maior a acurácia do modelo. Vale lembrar que, no *crossplot* de  $\phi$  versus  $Ip$  (Figura 31), foi observada uma sobreposição de valores de impedância acústica para as eletrofácies reservatório e não-reservatório, sendo esta uma ambiguidade inerente do modelo e que deve ser considerada, principalmente na análise dos resultados em mapa.

O primeiro mapa (Figura 46) foi extraído 60 m acima do horizonte interpretado como a Discordância Pré-Alagoas, representando a porção basal desta formação. Foi observado que esta porção concentra regiões de ótimas características permoporosas (acima de 15%) no alto estrutural principal da região de estudo, correspondendo à plataforma no qual os poços I, O, F, H, M, C, B, L, K, P, G, A e R se localizam. Na região ao redor dos poços D e J são observados os menores valores de porosidade, chegando a até 5%, tornando possível inferir a extensão do padrão de comportamento de baixa porosidade observado no poço D, seja pela presença de ígneas ou de carbonatos fechados.

60 m acima da Disc. Pré-Alagoas

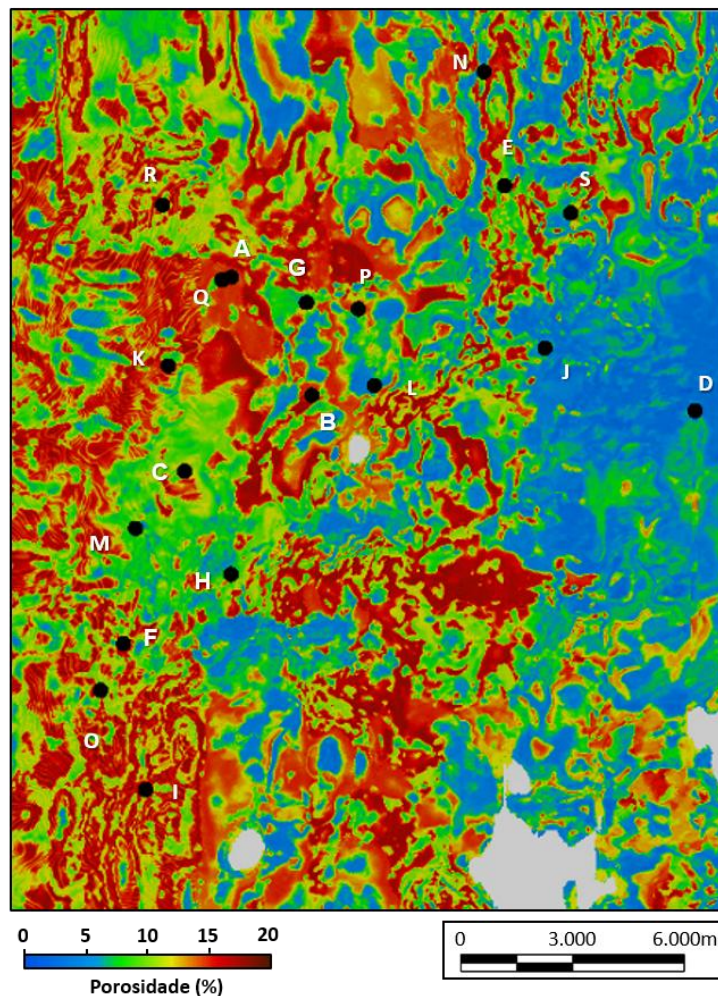


Figura 46: Mapa de porosidade 60 m acima da Discordância Pré-Alagoas, equivalente à parte basal da Fm. Barra Velha contendo a localização de todos os poços da região de estudo.

O segundo mapa de porosidade (Figura 47) foi feito 100 m abaixo do horizonte interpretado da Base do Sal, equivalente a um intervalo intermediário da Fm. Barra Velha. Os primeiros 100 m apresentam a distribuição de porosidade ligeiramente diferente da porção basal. É notável a feição de alta porosidade (acima de 15%) na região dos poços B, K, G e A. Trata-se de uma área com pouca espessura para a Fm. Barra Velha, significando um padrão de porosidade similar ao mesmo observado no mapa anterior (Figura 46).

## 100 m abaixo da Base do Sal

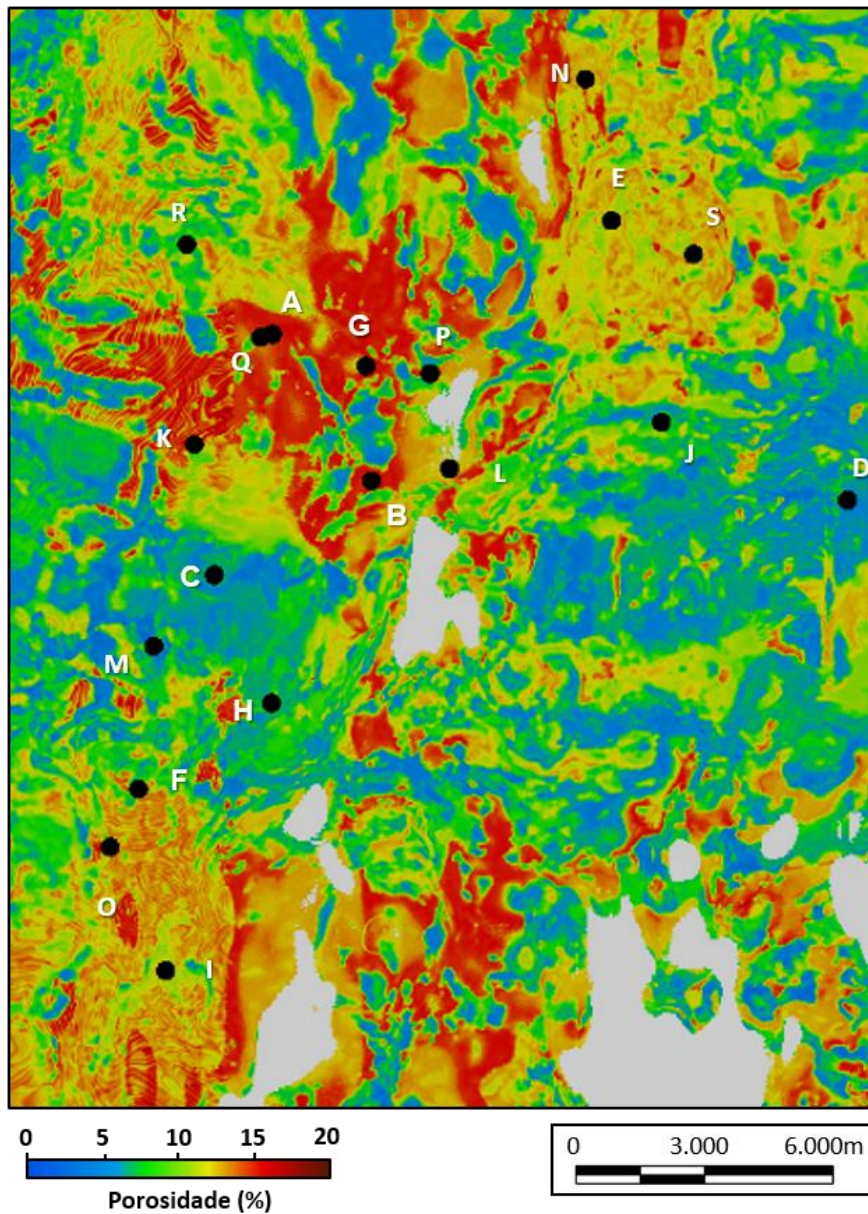


Figura 47: Mapa de porosidade 100 m abaixo da Base do Sal, equivalente a uma seção intermediária da Fm. Barra Velha, contendo a localização de todos os poços da região de estudo.

Nesta porção intermediária já é possível observar uma área de porosidade de baixa a moderada ao redor do poço C, que pode corresponder a um intervalo de carbonatos próximo ao início da camada de diabásio. Nota-se também o comportamento da porosidade semelhante para os *mounds* do poço I e poço E, com porosidades de 10 a 14%, que atingem um raio de aproximadamente 3.000 m ao

redor desses poços. A região do poço D se mantém relativamente fechada, mas com valores que chegam a 9% num raio de 1.500 m.

O terceiro mapa de porosidade (Figura 48) equivale ao horizonte interpretado da Base do Sal, no topo da Fm. Barra Velha. A porção superior desta formação é majoritariamente dominada por porosidades de baixas a moderadas. Foi modelada uma região extensa de baixa porosidade (até 5%) em um raio de 3.000 m em torno do poço C, e é possível inferir que, conforme interpretado nas seções sísmicas, a intrusão ígnea identificada neste poço se estende até a região do poço B, e pode se estender também até os poços M e K. A região dos poços D e J se mantém fechada, com baixa porosidade. As pequenas regiões com porosidade destoante, chegando a 14%, acompanham o *trend* de uma falha de grande magnitude que separa o contexto regional de plataforma carbonática lacustre (na porção a oeste) da estrutura de *mound* (na porção a leste).



## Base do Sal

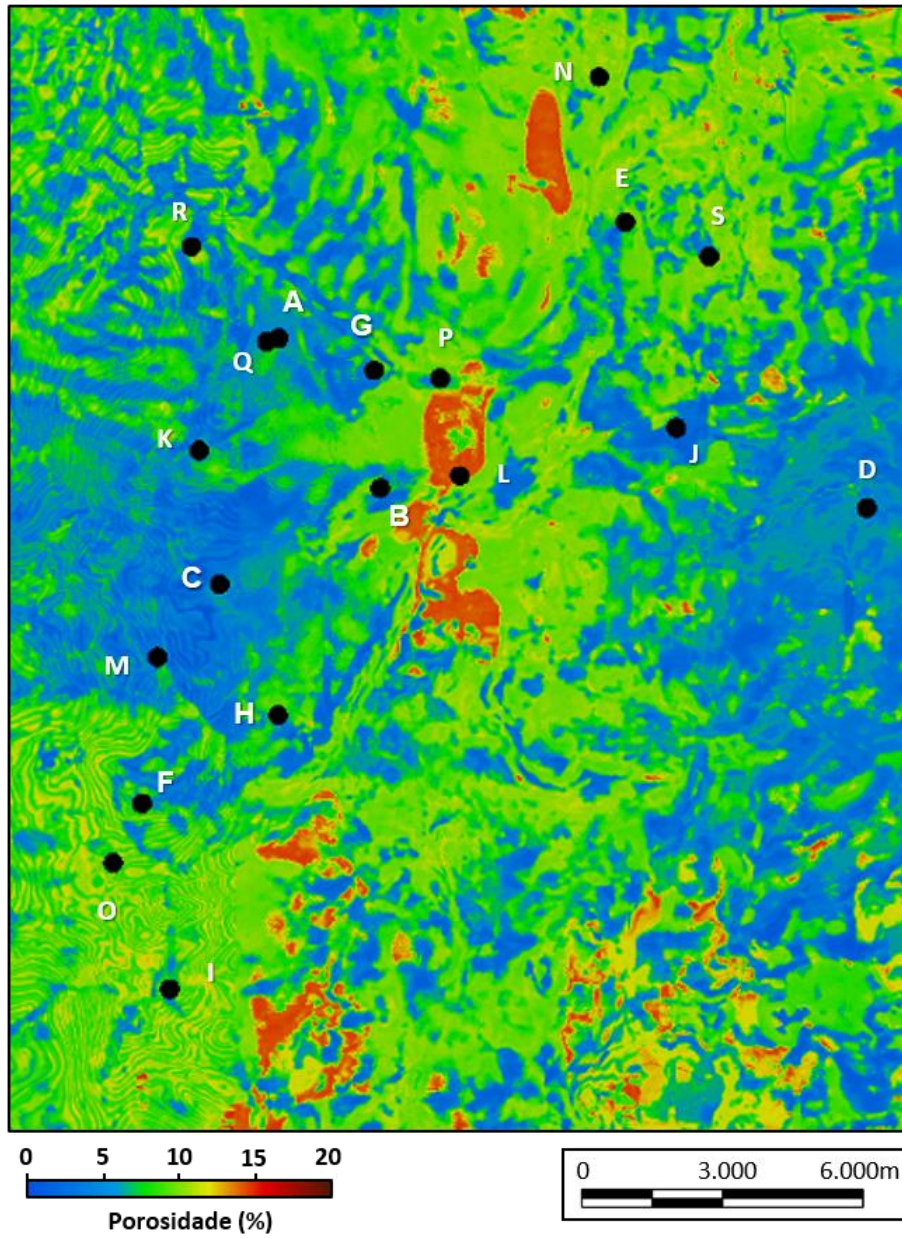


Figura 48: Mapa de porosidade da Base do sal, parte superior da Fm. Barra Velha contendo a localização de todos os poços da região de estudo.

## 7 Discussão

### 7.1 Modelagem de porosidade

A proposta deste trabalho foi realizar a modelagem de porosidade considerando como *input* 1D os perfis de porosidades e *inputs* secundários (3D) os atributos sísmicos. Uma abordagem similar foi aplicada com êxito em trabalhos recentes sobre modelagem de propriedades permoporosas em carbonatos (Ferreira e Lupinacci, 2018; Peçanha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020; Penna e Lupinacci, 2021).

Vale ressaltar o grande peso do dado de poço no algoritmo da modelagem utilizada neste trabalho, o que justifica o cuidado na seleção dos poços para o modelo. O melhor resultado, em termos de correlação, foi obtido pela combinação de um atributo de interface — amplitude sísmica — com um atributo de camadas — impedância acústica. A adição do atributo de amplitude sísmica no fluxograma de modelagem visou diminuir a ambiguidade da sobreposição de valores de impedância acústica para um intervalo extenso de porosidades, fato observado no *crossplot* da Figura 31. Os resultados para essa hipótese foram inconclusivos, uma vez que foram observados nos mapas altos valores de porosidade em baixos estruturais, onde geralmente se espera um conteúdo de carbonatos lamosos com baixa porosidade. Ainda assim, o atributo de amplitude sísmica auxiliou na geração de um modelo de porosidade com maior resolução vertical, comparado aos modelos testados na fase de simulações, apenas com o atributo de impedância acústica, o que facilitou a interpretação das seções sísmicas. A combinação de atributos sísmicos utilizada neste trabalho se provou efetiva e gerou um ótimo ajuste das porosidades original e modelada, bem como obteve ótimos resultados em relação às métricas de validação do modelo.

O uso do método *random forest* para estimativa de porosidade em reservatórios carbonáticos foi observado com êxito nos trabalhos de Rosid *et al.* (2018), Zambrini *et al.* (2020) e Zhang & Cai (2021). Neste trabalho, o método foi eficaz para a predição de porosidade em carbonatos, uma vez que os resultados obtidos pelo modelo tiveram respaldo nos dados originais de perfil de poço. Além disso, os resultados corroboram com a interpretação estratigráfica e estrutural das

seções sísmicas do Pré-sal da Bacia de Santos na região estudada. De forma geral, foi avaliado que houve uma dificuldade do algoritmo *random forest* em estimar porosidades extremamente baixas, próximas de zero, e isso refletiu diretamente na estimativa de porosidade das rochas ígneas e carbonatos fechados, os quais obtiveram valores superestimados, em alguns casos.

## 7.2 Sismofácies da Formação Barra Velha

O catálogo de sismofácies foi importante para auxiliar a caracterização sísmica da região do estudo, identificando padrões sísmicos de interesse exploratório, como os *mounds* carbonáticos, plataformas carbonáticas e fácies *debris*. As características das sismofácies identificadas neste trabalho estão em consonância com diversas publicações recentes para a Fm. Barra Velha, no Pré-sal da Bacia de Santos (Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Neves *et al.*, 2019; Barreto *et al.*, 2021; Ferreira *et al.*, 2021; Silva *et al.*, 2021).

O presente trabalho se diferencia dos anteriormente publicados ao propor um catálogo das principais sismofácies do Pré-sal com foco nas respostas sísmicas de porosidade. Através do catálogo também foi possível identificar o ganho de resolução do modelo de porosidade em comparação ao atributo de impedância acústica. O modelo de porosidade apresenta feições mais heterogêneas e, portanto, mais realistas quando se trata de rochas carbonáticas. Dessa forma, o atributo de amplitude sísmica foi essencial no processo de modelagem para garantir um aspecto mais realístico para o modelo.

Ambos os *mounds* carbonáticos do catálogo apresentaram valores intermediários a baixos de amplitude, baixa impedância acústica e porosidade de intermediária a alta. O catálogo também permitiu a identificação de uma estrutura bastante semelhante ao *mound* 1, na qual foi perfurado o poço R. Porém, não há dados do poço disponíveis para maiores interpretações. Ambas as feições de *mound* mapeadas se encontram em altos estruturais. A sismofácies de plataforma carbonática apresentou amplitude de moderada a baixa, impedância acústica baixa e porosidade alta nas porções basais da Fm. Barra Velha. São encontradas em regiões mais planas em altos estruturais, apresentando feições alongadas horizontalmente. As fácies *debris* apresentaram valores baixos de amplitude e impedância acústica e porosidade alta na parte basal da Fm. Barra Velha. Podem

ser interpretados como resultado de retrabalhamento de fácies carbonáticas em momentos de descida do nível relativo do lago e se localizam em bordas de falha e bordas de plataforma, conforme observado nos arredores do poço A.

Outro diferencial do catálogo proposto neste trabalho, em relação aos trabalhos mencionados anteriormente, é a caracterização de sismofácies para rochas ígneas, neste caso, uma intrusão de diabásio. A sismofácies de rocha ígnea apresentou o padrão de impedância acústica extremamente alta e porosidade baixa, próxima de zero, e uma feição alongada e contínua horizontalmente.

### **7.3 Interpretação do modelo**

Para a interpretação do modelo de porosidade foi considerado um modelo deposicional lacustre, com ambiente propício à precipitação carbonática, no qual se desenvolveu uma extensa plataforma e duas estruturas marcantes de *mounds*, uma no extremo S e outra a NE. Em toda região da plataforma houve a tendência geral das melhores condições permoporosas da Fm. Barra Velha se localizarem na sua porção basal. Já na região dos *mounds*, a porosidade se manteve semelhante em toda extensão da estrutura, com a exceção do *mound* do poço E, no qual é atravessado por intervalos de rochas ígneas e lamosas que diminuem drasticamente a porosidade.

Por outro lado, na região de plataforma, de uma forma geral, a Fm. Barra Velha apresenta sedimentação bem contínua, não sendo muito afetada por falhas, comportamento típico de depósitos da fase sag. Entretanto, foram observados alguns casos onde falhas do embasamento atingiram a porção basal da formação — fase rifte tardio — na qual estão associadas áreas de altas porosidades. Uma das hipóteses para explicar esse fenômeno é que as falhas funcionaram com condutos de fluidos hidrotermais que geraram a dissolução dos carbonatos, ocasionando um aumento da porosidade. Nas regiões de *mounds* é possível que as falhas tenham tido a função importante de fornecer fluidos que facilitassem o crescimento carbonático destas estruturas. Essa ambiguidade das falhas servirem como conduto de fluidos hidrotermais e/ou para intrusões ígneas, ora beneficiando a porosidade através da dissolução mineral, ora prejudicando a porosidade através da cimentação de poros, é algo que merece uma atenção especial em futuros estudos petrográficos e geoquímicos, não sendo foco desse trabalho.

A variação vertical e lateral de porosidade observada no modelo pode ser interpretada como resultado das variações do nível relativo do paleolago da Fm. Barra Velha. Alguns trabalhos na região do Pré-sal evidenciam a influência das variações do nível de base dos lagos no padrão de empilhamento de fácies carbonáticas e em aspectos texturais e petrofísicos dessas rochas (Wright & Barnett, 2015; Wright & Rodriguez, 2018; Farias *et al.*, 2019; Gomes, *et al.*, 2020). Numa escala regional, é interpretado que na região de estudo o registro da Fm. Barra Velha representa um ciclo de afogamento do lago na região da plataforma carbonática. Dessa forma, a porção basal mais porosa corresponde a fácies de alta energia, precipitadas em um momento de lago raso e/ou exposição da plataforma, gerando também fácies de retrabalhamento observadas nas bordas da plataforma (Wright & Barnett, 2015; Wright & Rodriguez, 2018). Nos momentos de subida do nível relativo do lago e afogamento da plataforma, diminuindo a energia do ambiente, se formariam carbonatos com porosidade menor e com mais presença de finos por precipitação ou podendo haver mais influência de material siliciclástico fino, trazido em suspensão pelas correntes induzidas pelo vento (Muniz & Bosence, 2015; Wright & Barnett, 2015; Gomes, *et al.*, 2020).

Essa dinâmica sedimentar original foi intensamente influenciada por intrusões de diabásio, que afetam os carbonatos na porção superior da Fm. Barra Velha, alterando as porosidades através da percolação de fluidos hidrotermais, ora beneficiando-as, ora prejudicando-as. Vale ressaltar que foi considerado um modelo de lago raso para a Fm. Barra Velha, como sugerido por Gomes *et al.* (2020). Dessa forma, ao se constatar que houve aumento do nível relativo do lago na região de estudo, trata-se apenas de uma variação local.

## 8 Conclusões

A integração de dados de perfis de poços e dados sísmicos se mostrou uma ferramenta importante e fundamental para um maior entendimento acerca do registro sedimentar da Fm. Barra Velha, na Bacia de Santos. Foi possível a caracterização da qualidade dos reservatórios carbonáticos em termos de porosidade, bem como a identificação de rochas ígneas presentes em muitos intervalos dentro desta formação.

A combinação de atributos que gerou o melhor resultado de porosidade para Fm. Barra Velha foi da impedância acústica — um atributo de camada — com a amplitude sísmica original — um atributo de interface. A adição do atributo de amplitude no fluxograma de modelagem de porosidade provou ser eficiente e contribuiu para um melhor ajuste numérico do modelo nos poços e para uma boa resolução do modelo nas seções sísmicas e mapas. Além disso, foi notada uma melhora nos resultados do modelo ao se utilizar a amplitude sísmica original, ao invés do dado pré-condicionado. A amplitude sísmica original funcionou como um “modelo de baixa” para a modelagem, repondo as baixas frequências perdidas após o pré-condicionamento e melhorando o ajuste com os dados de poço.

Este trabalho ressalta a importância das técnicas de aprendizagem de máquina para a caracterização da heterogeneidade de reservatórios carbonáticos do Pré-sal. As métricas usadas para validação do modelo — correlação de pearson, Q-Q *plots*, desvio padrão dos resíduos e *crossplots* — e a própria interpretação geológica constataram que a parametrização considerada para o algoritmo de *random forest* neste trabalho foram suficientes para uma estimativa realista da porosidade da Fm. Barra Velha. A boa performance do poço usado como teste-cego trás solidez aos resultados estimados, principalmente nas regiões ao redor dos poços do modelo.

Foi possível fazer uma análise dos resultados da modelagem de porosidade levando em consideração a distribuição das eletrofácies da área de estudo: reservatório 1 (com porosidade acima de 12%) reservatório 2 (com porosidade entre 6 e 12%), carbonatos fechados (com porosidade menor que 6%), rochas lamosas e rochas ígneas. As eletrofácies de carbonatos fechados e ígneas tiveram seus

valores superestimados pela modelagem em algumas amostras. As eletrofácies de reservatório 2 e lamosas obtiveram os melhores ajustes aos dados originais. É importante lembrar que há uma ambiguidade inerente entre a relação do atributo de impedância acústica com a porosidade, no qual o mesmo intervalo de  $I_p$  pode estar associado a eletrofácies reservatórios e não-reservatórios. Por isso, o modelo deve ser interpretado com cautela nos baixos estruturais, uma vez que não existem poços que calibrem estas regiões. Vale ressaltar que, quanto mais distante dos poços, menor a confiança do modelo.

A análise integrada das respostas de amplitude sísmica, impedância acústica e porosidade permitiu a identificação e a caracterização das sismofácies do tipo *mound* carbonático, plataformas carbonáticas, fácies *debris* e rochas ígneas. As sismofácies mais porosas estão associadas aos valores de impedância acústica de baixos a moderados. O catálogo de sismofácies foi uma ferramenta importante para entender o padrão de respostas sísmicas para fácies porosas da área de estudo.

A modelagem 3D de porosidade permitiu uma interpretação em escala regional da Fm. Barra Velha na região estudada através de seções sísmicas e mapas em diferentes profundidades desta formação. Com exceção das regiões de *mounds* carbonáticos, reservatórios carbonáticos com porosidades excelentes se concentram na porção basal da Fm. Barra Velha em regiões de plataforma lacustre e nas quebras de plataforma, onde se observaram fácies de retrabalhamento. Na região central da plataforma carbonática se observou a diminuição da espessura da Fm. Barra Velha, quando comparado com as regiões de *mounds* carbonáticos. Foi constatado que poucas falhas atingiram os sedimentos da Fm. Barra Velha ao longo da plataforma carbonática da área de estudo. Também foi possível avaliar a extensão lateral da intrusão ígnea do poço C e das regiões com ígneas e carbonatos fechados ao redor do poço D.

As variações verticais e laterais de porosidade observadas no modelo foram interpretadas como fruto da variação relativa dos níveis de água do paleolago da Fm. Barra Velha. Dessa forma, foi interpretado que a Fm. Barra Velha representa um ciclo de afogamento da plataforma carbonática em escala regional, no qual a porosidade tende a diminuir em direção ao topo da formação. A presença de ígneas, posteriormente, interferiu diretamente nessa dinâmica. A marcante intrusão ígnea

observada na região de estudo atuou como um fator redutor de porosidade nos carbonatos circundantes a esta devido a metamorfismo de contato. Por outro lado, fluidos hidrotermais podem ter contribuído de forma positiva para a geração de porosidade secundária na porção basal dos carbonatos da Fm. Barra Velha através da dissolução do conteúdo de sílica. Este processo pode ter ocorrido nas poucas regiões onde foram observadas falhas vindas do embasamento, atingindo a porção basal da Fm. Barra Velha, e nas áreas de *mounds* carbonáticos.

A análise da porosidade modelada nas áreas de poços sem dados disponíveis foi bastante importante, em nível qualitativo, para entender se o modelo poderia fazer sentido em um contexto exploratório. Recomenda-se a incorporação dos dados desses poços, futuramente. Por fim, a metodologia proposta para a modelagem 3D de porosidade, atualizando atributos sísmicos através do método *random forest*, foi efetiva em caracterizar potenciais reservatórios carbonáticos da Fm. Barra Velha na região de estudo.

Como continuidade deste trabalho, sugere-se a realização de uma classificação automática de sismofácies multi-atributo usando algoritmos de classificação de aprendizagem de máquina como *K-means*, SOM (*Self-organized maps*), PCA (*Principal component analysis*), MLP (*Multi-Layer-Perceptron*) e redes neurais supervisionadas ou não-supervisionadas. Os atributos de amplitude sísmica, impedância acústica e porosidade seriam os *inputs* e o objetivo final seria individualizar as áreas de *mounds* carbonáticos, plataformas carbonáticas, fácies debris e ígneas.



## 9 Referências

- ANP, 2021. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Setembro 2021/Número 133.
- Addison, P. S. (2002). The illustrated wavelet transform handbook: Introductory theory and application in science, engineering, medicine and finance. *Napier University*, 6–14. ISBN 0750306920.
- Almeida, F. F. M. (1967). Origem e Evolução da Plataforma Brasileira. Rio de Janeiro. *DNPM-DGM, Boletim 241*, 36 p..
- Aster, R. C.; Borchers, B.; Thurber, C. (2012). Parameter estimation and inverse problems, 2nd ed.: *Academic Press*. ISBN 0123850487
- Azevedo, L., & Soares, A. (2017). Geostatistical methods for reservoir geophysics. *Switzerland: Springer*.
- Backus, G. (1962). Long-wave elastic anisotropy reduced by horizontal layering. *Journal of Geophysical Research*, 67, 4427–4440.
- Braga, I. L. S.; Moraes, F. S. (2013). High-resolution gathers by inverse Q filtering in the wavelet domain. *Geophysics*, 78, no. 2, V53–V61, doi: 10.1190/geo2011-0508.1.
- Barnes, A. E. (Ed.). (2016). Handbook of poststack seismic attributes. *Society of Exploration Geophysicists*.
- Barreto, D. R. (2021). Seismic Facies Classification in Presalt Carbonate Reservoirs of the Barra Velha Formation in the Búzios Field, Santos Basin. *In 2nd SEG Latin America Virtual Student Conference*.
- Breiman, L. (1994). Bagging predictors. *Machine learning*, 24(2), 123-140.
- Breiman, L. (2001). Random forests. *Machine learning*, 45(1), 5-32.
- Brown, A. R. (1996). Seismic attributes and their classification. *The leading edge*, 15(10), 1090-1090.
- Buckley, J. D.; Bosence, D. W.; Elders, C. F. (2015). Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, 418, p 1–17.

- Cainelli, C. & Mohriak, W.U. (1999). Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin. *Episodes*. Vol 22, n3.
- Cardoso, R. de A. (2007). Evolução termo-tectônica da plataforma continental do estado do Rio de Janeiro. *Dissertação de Mestrado, Observatório Nacional (ON)*.
- Carminatti, M.; Wolf, B.; Gamboa, L. A. P. (2008). New exploratory frontiers in Brazil. *In: 19th World Petroleum Congress, Madrid*.
- Carminatti, M.; Dias, J. L.; Wolf, B. (2009) From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. *In: Offshore Technology Conference, Houston, TX, OTC 20124*.
- Carmo, M. C. do (2021). Reconhecimento de eletrofácies carbonáticas e interpretação deposicional e diagenética, com base em dois poços do Pré-sal da Bacia de Santos. *Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF*.
- Carlotto, M. A., da Silva, R. C. B., Yamato, A. A., Trindade, W. L., Moreira, J. L. P., Fernandes, R. A. R., ... & da Silva-Telles Jr, A. C. (2017). Libra: A newborn giant in the Brazilian Presalt Province.
- Carvalho, M.D., Praça, U.M., Silva-Telles, A.C., Jahnert, R.J., Dias, J.L., (2000). Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. *In: Gierlowski-Kordesch, E.H., Kelts, K.R. (Eds.), Lake Basins through Space and Time, AAPG Studies in Geology, vol. 46, pp. 245–256*.
- Castro, R. D. de; Picolini, J. P.; (2015). Principais aspectos da geologia regional da Bacia de Campos. *Geologia e Geomorfologia - Caracterização Ambiental Regional Da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste. Elsevier, Capítulo 1, p. 1-12*.
- Castro, T. M., (2019). Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. *Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF*.

- Castro, T. M.; Lupinacci, W. M., (2019). Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. *16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and EXPOGEF*.
- Chaboureau, A. C., Guillocheau, F., Robin, C., Rohais, S., Moulin, M., & Aslanian, D. (2013). Paleogeographic evolution of the central segment of the South Atlantic during Early Cretaceous times: Paleotopographic and geodynamic implications. *Tectonophysics*, 604, 191-223.
- Chang, H. K., Tinen, J., Fernandes, F. L., Correa, F., Assine, M. L., Vidal, A., ... & Koike, L. (2006). Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos. *Relatório de pesquisa (ANP/UNESP/LEBAC)*.
- Chang, H. K., Assine, M. L., Corrêa, F. S., Tinen, J. S., Vidal, A. C., & Koike, L. (2008). Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2 suppl), 29-46.
- Chinelatto, G. F., Belila, A. M. P., Basso, M., Souza, J. P. P., & Vidal, A. C. (2020). 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*, 116, 104317.
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers*.
- Chopra, S., Misra, S., & Marfurt, K. J. (2011). Coherence and curvature attributes on preconditioned seismic data. *The Leading Edge*, 30(4), 386-393.
- Cordani, U. (2004). Fernando de Almeida e a "Sua" Plataforma Brasileira. *Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Beca, 165-175.
- Dias, R. M.; Lupinacci, W. M.; Castro, T. M.; Santos, M. A. C. (2019). Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field Santos Basin. *First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production*, doi: 10.3997/2214-4609.201982009.

- Dias, R. M. (2020). Aumento de resolução através do uso do Filtro Q Inverso e da Inversão Acústica em reservatórios carbonáticos do Pré-sal da Bacia de Santos. *Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF*.
- Esmaeilzadeh, S., Afshari, A., & Motafakkerfard, R. (2013). Integrating Artificial Neural Networks Technique and Geostatistical Approaches for 3D Geological Reservoir Porosity Modeling with an Example from One of Iran's Oil Fields. *Petroleum science and technology, 31(11), 1175-1187*.
- Faria, D. L. de P., dos Reis, A. T., & de Souza Jr, O. G. (2017). Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modeling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology, 88, 676-695*.
- Farias, F., Szatmari, P., Bahniuk, A., & Franca, A. B. (2019). Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin—Genesis and tectonic implications. *Marine and Petroleum Geology, 105, 251-272*.
- Fatah, T. Y. A. (2020). Análise de zonas de fraturas através de perfis de imagem em poços do Pré-sal da Bacia de Santos. *Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF*.
- Fernandez, R. O., Santos, A. J. dos (2017). Bacia de Santos: Sumário Geológico e Setores em Oferta. *ANP: Superintendência de Definição de Blocos*.
- Ferreira, D. J. A., & Lupinacci, W. M. (2018). An approach for three-dimensional quantitative carbonate reservoir characterization in the Pampo field, Campos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin, 102(11), 2267-2282*.
- Ferreira, D. J., Lupinacci, W. M., Neves, I. A., Zambrini, J. P. R., Ferrari, A. L., Gamboa, and L. A. P., Olho Azul, M. (2019). Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin, 103, 997-1012*.
- Ferreira, D. J. A., Dias, R. M., and Lupinacci, W. M. (2021). Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 201, 108441*.

- Fetter, M., Penteado, H., Madrucci, V., & Spadini, A. (2018). The paleogeography of the lacustrine rift system of the pre-salt in Santos Basin, Offshore Brazil. *In Annual Convention and Exhibition, AAPG*.
- Figueiredo Filho, D. B., & Silva Júnior, J. A. (2009). Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson ( $r$ ). *Revista Política Hoje*, 18(1), 115-146.
- Freitas, V. A. de; Moraes, R. de (2019). Bacia de Santos: Sumário Geológico e Setores em Oferta. *ANP: Superintendência de Definição de Blocos*.
- Garcia, S. F. M., Danderfer Filho, A., Lamotte, D.F. e Rudiewicz, J.L. (2012). Structural modeling based on sequential restoration of gravitational salt deformation in the Santos basin (Brazil). *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier BV, v. 35, n. 1, p. 337–353.
- Gomes, P. O., Kilsdonk, B., Minken, J., Grow, T., & Barragan, R. (2008). The outer high of the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: pre-salt exploration outbreak, paleogeographic setting, and evolution of the syn-rift structures. *In AAPG International Conference and Exhibition (pp. 15-18)*.
- Gomes, J. P., Bunevich, R. B., Tedeschi, L. R., Tucker, M. E., & Whitaker, F. F. (2020). Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, 113, 104176.
- Guardado, L. R., Spadini A. R., Brandão J. S. L., Mello M. R. (2000). Petroleum system of the Campos Basin. *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73*, p. 317–324.
- Hastie, T., Tibshirani, R. & Friedman, J. (2009). The elements of statistical learning. (2nd edition). *New York: Springer series in statistics*.
- Herlinger, R., Zambonato, E. E., & De Ros, L. F. (2017). Influence of diagenesis on the quality of Lower Cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, 87(12), 1285-1313.
- Herron, D. F. (2011). First Steps in Seismic Interpretation. *Geophysical Monograph Series, SEG*, c.3, p 21–34. doi: 10.1190/1.9781560802938.ch3.

- Holdaway, K. R., & Irving, D. H. (2017). Enhance Oil and Gas Exploration with Data-Driven Geophysical and Petrophysical Models. *John Wiley & Sons*.
- Isaaks, E. H., & Srivastava, M. R. (1989). Applied Geostatistics. [S.l.]: Oxford University Press. ISBN 9780195050134.
- Jaglan, H., Kocsis, G., Lakhlifi, A., & De Groot, P. (2020). Experiences with Machine Learning and Deep Learning Algorithms for Seismic, Wells and Seismic-to-Well Applications. In *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition (Vol. 2020, No. 1, pp. 1-5)*. European Association of Geoscientists & Engineers.
- Jannuzzi, J. (2021). Aplicação e análise de atributos para a interpretação sísmica 3D no pré-sal do novo campo de Jubarte, Parque das Baleias, Bacia de Campos. *Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal Fluminense (UFF)*.
- Jesus, C., Azul, M. O., Lupinacci, W. M., and Machado, L. (2019). Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. *Interpretation*, 7(2), T467-T476.
- Jesus, C.; Lupinacci, W. M.; Takayama, P.; Almeida, J.; Ferreira, D. J. A. (2020). An approach to reduce exploration risk using spectral decomposition, prestack inversion, and seismic facies classification. *AAPG BULLETIN*, v. 104, p. 1075-1090.
- Jesus, I. L.; Lebre, M. B. S.; Carmo, M. C. do; Fatah, T. Y. A.; Freire, A. F. M.; Gamboa, L.A. P.; Lupinacci, W. M. (2021). Analysis of Silica Content and Acoustic Impedance on the Porosity and Permeability in the Barra Velha Formation, Santos Basin. *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and EXPOGEF*.
- Kalkomey, C. T. (1997). Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties. *The Leading Edge*, 16(3), 247-251.
- Karner, G.D. & Driscoll, N.W. Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian margins, insights from quantitative basin modelling. *Geological Society, London, Special Publication*, 153, p 11–40, 1999.

- Karner, G. D. & Gamboa, L. A. P. (2007). Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. *Geological Society, London, Special Publications, 285*, p 15–35.
- Kattah, S. (2015). Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified. *Offshore Technology Conference*.
- Kidwell, S.M., (1991). The stratigraphy of shell concentrations. In: Allison, P.A., Briggs, D.E.G. (Eds.), *Taphonomy, Releasing the Data Locked in the Fossil Record*. Plenum Press, New York, pp. 211–290.
- Kumar, D. (2013). Applying Backus averaging for deriving seismic anisotropy of a long-wavelength equivalent medium from well-log data. *Journal of Geophysics and Engineering, 10*(5), 055001.
- Larionov, V. V. (1969). Radiometry of boreholes. *Nedra, Moscow, 127*.
- Latimer, R. B.; Davidson, R.; van Riel, P. (2000). An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. *The Leading Edge, 19*(3), 242–256. doi:10.1190/1.1438580.
- Lima, B. E. M. & De Ros, L. F. (2019). Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology, 383*, 55-81.
- Liner, C. L., & Fei, T. W. (2006). Layer-induced seismic anisotropy from full-wave sonic logs: Theory, application, and validation. *Geophysics, 71*(6), D183-D190.
- Lupinacci, W. M.; Franco, A. P.; Oliveira, S. A. M.; Moraes, F. S. (2017). A combined time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of post-stack seismic data. *Geophysics, 82*, no. 1, V1–V6, doi:10.1190/GEO2015-0470.1.
- Lupinacci, W. M.; Gomes, L. M. S.; Ferreira, D. J. A.; Bijani, R.; Freire, A. F. M. (2020). An integrated approach for carbonate reservoir characterization: a case study from the Linguado Field, Campos Basin. *Brazilian Journal of Geology, (4)*:1- 12, doi: 10.1590/2317-4889202020190103.
- Mallat, S. (2009). Wavelet Zoom. A Wavelet Tour of Signal Processing: The Sparse Way. Ch. 6, p.205–261. doi:10.1016/b978-0-12-374370-1.00010-0.

- Marden, J. I. (2004). Positions and QQ plots. *Statistical Science*, 606-614.
- McKenzie, D. (1978). Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary science letters*, 40(1), 25-32.
- Mello, V. L. (2020). Classificação de Rochas Carbonáticas do Pré-sal com Relação à Composição Mineralógica a partir de Parâmetros Elásticos. *Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - Universidade Federal Fluminense*.
- Mohriak, W. U. (2004). Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da América do Sul. *Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. Beca Produções Culturais Ltda., São Paulo, 17, 293-318.
- Moore, D. S. (2007), *The Basic Practice of Statistics*. New York, Freeman.
- Moreira, J. L. P., Madeira, C. V., Gil, J. A. & Machado, M. A. P. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 15(2), 531-549.
- Muniz, M. C., & Bosence, D. W. J. (2015). Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418(1), 221-242.
- Munyithya, J. M., Ehirim, C. N., Dagogo, T., & K'orowe, M. O., 2020. Seismic amplitudes and spectral attribute analysis in reservoir characterisation, 'MUN' onshore Niger delta field. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 2257-2267.
- Murphy, K. P. (2012). *Machine Learning: A Probabilistic Perspective*. London: Massachusetts Institute of Technology.
- Neves, I. D. A., Lupinacci, W. M., Ferreira, D. J. A., Zambrini, J. P. R., Oliveira, L. O. A., Olho Azul, M., ... & Gamboa, L. A. P. (2019). Presalt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, 7(4), SH33-SH43.
- Oliveira, L. C. de, Rancan, C. C., Sartorato, A. C. L., Farias, F. A., & Pereira, E. (2021). Drowning unconformities on presalt carbonate platforms—Examples



- from the Itapema Formation (Lower Cretaceous), Santos Basin, offshore Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 577, 110570.
- Peçanha, A. A., Lupinacci, W. M., Ferreira, D. J. A. & Freire, F. A. M. (2019). A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 183, p. 106451-106462.
- Penna, R., & Lupinacci, W. M. (2020). Decameter-Scale Flow-Unit Classification in Brazilian Presalt Carbonates. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 23(04), 1420-1439.
- Penna, R., Lupinacci, W. M. (2021). 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. *Marine and Petroleum Geology*, 124, 104829.
- Pereira, M. J. Sequências deposicionais de 2<sup>a</sup>/3<sup>a</sup> ordens (50 a 2,0 Ma) e tectonoestratigrafia no Cretáceo de cinco bacias marginais do Brasil. Comparações com outras áreas do globo e implicações geodinâmicas. *Tese de Doutorado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 271p, 1994.*
- Priezzhev, I. & Stanislav, E. (2018). Application of machine learning algorithms using seismic data and well logs to predict reservoir properties. *In 80th EAGE Conference and Exhibition 2018 (Vol. 2018, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.*
- Rosid, M. S., Haikel, S., & Haidar, M. W. (2019). Carbonate reservoir rock type classification using comparison of Naïve Bayes and Random Forest method in field “S” East Java. *In AIP Conference Proceedings (Vol. 2168, No. 1, p. 020019). AIP Publishing LLC.*
- Sancevero, S. S., Remacre, A. Z., & Portugal, R. D. S. (2006). O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. *Revista Brasileira de Geofísica*, 24, 495-512.
- Saller, A.; Rushton, S.; Buambua, L.; Inman, K.; McNeil, R.; Disckson, J.A.D. (2016) Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *AAPG Bulletin*, 100, p 1135–1164.

- Silva, R. C., Lupinacci, W. M., Farías, M. de L. A. G., Rincon, G., Moriss, M. (2021). Construction of a Tectono-Stratigraphic Model of the Wildcat Prospect, Santos Basin. In *2nd SEG Latin America Virtual Student Conference*.
- Simm, R.; Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511984501.
- Szatmari, P., & Milani, E. J. (2016). Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. *Marine and Petroleum Geology*, 77, 567-596.
- Taner, M. T. (2001). Seismic attributes. *CSEG recorder*, 26(7), 48-56.
- Teixeira, L.; Cruz, N.; Silvany, P.; Fonseca, J. (2017). Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. *The Leading Edge*, 36(11), 931–937. doi:10.1190/tle36110931.1.
- Thompson, D.L., Stilwell, J.D., Hall, M., (2015). Lacustrine carbonate reservoirs from early cretaceous rift lakes of western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and west Africa. *Gondwana Res.* 28 (1), 26–51.
- Tiway, D. K.; Bayuk, I. O.; Vikhorev, A. A.; Chesnokov, E. M. (2009). Comparison of seismic upscaling methods: From sonic to seismic. *GEOPHYSICS*, 74(2), WA3–WA14. doi:10.1190/1.3054144.
- Wang, Y. (2008). *Seismic inverse Q filtering*. Blackwell Publishing Ltd. ISBN: 978- 1-405-18540-0.
- Wright, V. P., & Barnett, A. J. (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418(1), 209-219.
- Wright, V. P., & Barnett, A. J. (2017). Critically Evaluating the Current Depositional Models for the Pre-Salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil. *AAPG Search and Discovery*, Article #51439.
- Wright, V. P., & Rodriguez K. (2018). Reinterpreting the South Atlantic pre-salt 'microbialite' reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model. *First Break*, 36, p 71–77.

- Wilk, M. B., & Gnanadesikan, R. (1968). Probability plotting methods for the analysis for the analysis of data. *Biometrika*, 55(1), 1-17.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., & Gardner, G. H. F. (1958). An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 23(3), 459-493.
- Zambrini, J., Gonçalves, F., Lafferriere, F., Ducros, M., Martins, V. (2020). Plataforma de geociências para automação da predição de propriedades de reservatório usando IA: estudo de caso em um campo do pré-sal da Bacia de Santos. *Technical Paper. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020*.
- Zhang, Z., & Cai, Z. (2021). Permeability Prediction of Carbonate Rocks Based on Digital Image Analysis and Rock Typing Using Random Forest Algorithm. *Energy & Fuels*, 35(14), 11271-11284.
- Zou, C., Zhao, L., Xu, M., Chen, Y., & Geng, J. (2021). Porosity prediction with uncertainty quantification from multiple seismic attributes using random forest. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 126(7), e2021JB021826.