



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
MESTRADO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA DE FÁCIES UTILIZANDO ATRIBUTOS
SÍSMICOS TEXTURAIS E IMPEDÂNCIA ACÚSTICA EM UM CAMPO DO
PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS**

Niterói, RJ
2023

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA DE FÁCIES UTILIZANDO ATRIBUTOS
SÍSMICOS TEXTURAIIS E IMPEDÂNCIA ACÚSTICA EM UM CAMPO DO
PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS**

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

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói, RJ
2023

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA DE FÁCIES UTILIZANDO ATRIBUTOS
SÍSMICOS TEXTURAIS E IMPEDÂNCIA ACÚSTICA EM UM CAMPO DO
PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS**

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

Aprovada em 23 de Março de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Dra. Elita Selmara de Abreu (Petrobras)

Dr. Marcílio Castro de Matos (SISMO/Universidade de Oklahoma)

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/GGO/UFF - Orientador)

Niterói, RJ
2023

Ficha Catalográfica

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha família pelo apoio ao longo de toda a minha formação, especialmente à minha mãe que sempre foi meu maior alicerce.

Ao Eros, por todo o companheirismo que incontáveis vezes me aliviou em situações difíceis ao longo de grande parte da minha trajetória acadêmica.

Aos meus amigos e companheiros da Pós-Graduação, especialmente Tone, Lidia, Thais, Raquel, Jeniffer, Pedrinho e Débora. Realizar um mestrado ao longo de uma pandemia foi provavelmente o maior desafio que já enfrentei, mas o apoio de vocês fez toda a diferença nessa caminhada. Obrigada por cada reunião no meet lá no auge da pandemia para desabafar ou só jogar conversa fora e sentir um pouquinho a presença de vocês, mesmo que distantes. O mestrado não foi nada fácil, mas teria sido muito pior sem o companheirismo de vocês, que por muitas vezes me ajudou a seguir em frente. Obrigada!

Ao meu orientador Wagner Lupinacci por ter me dado a oportunidade e o privilégio de sua orientação. Obrigada pela paciência e conhecimento passado ao longo do mestrado e pelo empenho e motivação em tornar o GIECAR um Grupo de excelência. Você é uma inspiração e um exemplo a ser seguido!

Aos membros da banca que aceitaram contribuir e participar da avaliação dessa dissertação.

Aos colegas do GIECAR, Tone, Fábio, Rafa, Maíra, Igor, Vizeu, Mari, Malu, Raquel, Andrea e Tuany que contribuíram direta ou indiretamente para a realização desse trabalho.

À Invision Geophysics e ao Anderson Peixoto pelo suporte técnico-científico dado ao longo da elaboração desse trabalho.

À Equinor pelo financiamento do projeto de pesquisa que possibilitou a elaboração dessa dissertação e contribuiu enormemente pro desenvolvimento técnico e científico dos alunos envolvidos. À CGG pela disponibilização dos dados sísmicos e à ANP/BDEP pelo fornecimento dos dados de poços utilizados neste trabalho.

Ao DOT/UFF por toda a estrutura e suporte aos alunos de pós graduação, especialmente ao longo da pandemia.

Por último e não menos importante, a todos os cientistas que diariamente lutam contra o negacionismo científico e que ajudaram no desenvolvimento de vacinas e no combate à pandemia: meu muito obrigada!

Dedicatória

Ao meu irmão
Daniel Espíndola Machado
(*in memoriam*)

Epígrafe

“Sempre permaneça aventureiro.
Por nenhum momento se esqueça de que
a vida pertence aos que investigam.
Ela não pertence ao estático;
Ela pertence ao que flui.
Nunca se torne um reservatório,
sempre permaneça um rio.”

Osho

RESUMO

As reservas do Pré-sal possuem grande relevância econômica e representam mais de 70% da produção nacional. A deposição dessas rochas foi controlada por processos complexos que resultaram em carbonatos com grande variação faciológica. Tal heterogeneidade impacta a qualidade do reservatório e gera incertezas nas estimativas de reservas e produção de hidrocarbonetos. Por isso, é pertinente desenvolver metodologias que forneçam modelos preditivos detalhados acerca dos tipos de fácies presentes na região. Esse estudo realizou duas classificações bayesianas em um campo do Pré-sal da Bacia de Santos através da integração de dados de poços e multiatributos sísmicos para a construção de dois volumes de probabilidade de fácies na escala sísmica. A impedância acústica é um atributo sísmico já consolidado na bibliografia em algoritmos de classificação devido à sua boa correlação com a porosidade. No entanto, apresenta certa ambiguidade, principalmente na diferenciação de reservatórios carbonáticos e fácies lamosas no Pré-sal. Por isso, sua utilização aqui é proposta em conjunto com atributos texturais obtidos a partir do método *Grey-Level Co-occurrence Matrix*. Foi realizado um estudo de viabilidade que avaliou quantitativamente diferentes combinações entre os atributos através de métricas estatísticas. Os melhores resultados foram a impedância acústica combinada com a entropia textural (classificação 2A) e a impedância acústica combinada com a entropia textural e energia espectral textural (classificação 3A). As classificações conseguiram representar as distribuições das fácies nas principais estruturas geológicas de interesse presentes no campo: *mound* carbonático, plataforma carbonática, banco de coquinas, *debris* e depósitos de fundo de lago. A metodologia diminuiu o problema da ambiguidade da impedância acústica na discriminação de fácies reservatório e lamosas, evidenciando a utilidade da introdução de atributos texturais para tal fim. Além disso, foi construído um catálogo com as respostas dos atributos e das classificações nas estruturas supracitadas. Por fim, foi realizada uma avaliação da correlação entre os atributos estudados e a porosidade efetiva onde verificou-se que há uma boa correlação entre os atributos texturais e a porosidade *upscale* na Formação Itapema.

Palavras-Chave: Classificação Bayesiana de Fácies, Atributos Sísmicos Texturais, Grey Level Co-occurrence Matrix, Caracterização de Reservatórios Carbonáticos, Pré-sal, Bacia de Santos.

ABSTRACT

The pre-salt reserves have great economic relevance and represent more than 70% of the national production. The deposition of these rocks was controlled by complex processes that resulted in carbonates with great faciological variation. Such heterogeneity impacts the reservoir quality and generates uncertainties in the estimates of hydrocarbon reserves and production. Therefore, it is relevant to develop methodologies that provide detailed predictive models about the types of facies present in the region. This study performed two bayesian classifications in a Pre-salt field in the Santos Basin through the integration of well data and seismic multi-attributes to build two facies probability volumes at the seismic scale. Acoustic impedance is a seismic attribute already consolidated in the literature on classification algorithms due to its good correlation with porosity. However, it presents some ambiguity, mainly in the differentiation of carbonate reservoirs and muddy facies in the pre-salt layer. Therefore, its use here is proposed together with textural attributes obtained from the Grey-Level Co-occurrence Matrix method. A feasibility study was developed that evaluated different combinations of attributes through statistical metrics. This step was quantitatively evaluated through statistical metrics and probability density functions. The best results were acoustic impedance combined with textural entropy (2A classification) and acoustic impedance combined with textural entropy and textural spectral energy (3A classification). The classifications were able to represent the distribution of the facies in the main geological structures of interest present in the field: carbonate mound, carbonate platform, coquina bank, debris and bottom lake deposits. The methodology has decreased the problem of the ambiguity in the discrimination of reservoir and muddy facies, demonstrating the usefulness of introducing textural attributes for this purpose. In addition, a catalog was built with the responses of attributes and classifications in the aforementioned structures. Finally, an evaluation of the correlation between the attributes studied and the effective porosity was developed, where it was verified that there is a good correlation between the textural attributes and the upscale porosity in the Itapema Formation.

Keywords: Bayesian Facies Classification, Seismic Texture Attributes, Gray Level Co-occurrence Matrix, Carbonate Reservoirs Characterization, Pre-salt, Santos Basin.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xvii
1 INTRODUÇÃO	18
2 BACIA DE SANTOS	23
2.1 Evolução Tectono-Estratigráfica	24
2.2 Formação Itapema.....	27
2.3 Formação Barra Velha.....	30
2.4 Fácies Sísmicas do Pré-sal	35
3 ATRIBUTOS SÍSMICOS	38
3.1 Atributos Sísmicos Texturais	39
3.1.1 Um Breve Histórico	39
3.1.2 O Método <i>Grey Level Co-occurrence Matrix</i> (GLCM)	41
3.1.3 Atributos <i>Grey Level Co-occurrence Matrix</i> (GLCM).....	42
3.2 Decomposição Espectral	45
3.3 Impedância Acústica.....	48
4 CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA DE FÁCIES SÍSMICAS.....	53
4.1 Teorema de Bayes	53
4.2 Classificação Bayesiana	54
4.3 Função Densidade de Probabilidade.....	58
5 DADOS E MÉTODOS	60
6. METODOLOGIA.....	64
6.1 Geração de Atributos Sísmicos	65
6.1.1 Entropia Textural.....	66
6.1.2 Decomposição Espectral	66
6.1.3 Energia Espectral Textural.....	67
6.2 Estudo de Viabilidade da Classificação Bayesiana	69
6.3 Classificação Bayesiana	70
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES	72
7.1 Estudo de Viabilidade da Classificação Bayesiana	73
7.1.1 Estudo de Viabilidade 1A	74
7.1.2 Estudo de Viabilidade 2A.....	77
7.1.3 Estudo de Viabilidade 3A	80

7.2 Análise dos Atributos Sísmicos e Classificação Bayesiana.....	82
7.2.1 Seções Sísmicas	82
7.2.2 Mapas Sísmicos.....	101
7.3 Relação entre Porosidade e Entropia Textural	107
7.4 Catálogos de Padrões Sísmicos.....	111
8 CONCLUSÕES	120
9 REFERÊNCIAS.....	124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização da Bacia de Santos, seus campos produtores e delimitação do polígono Pré-sal (Dias, 2020).....	23
Figura 2: Mapa dos principais elementos estruturais regionais da Bacia de Santos. Modificado de Garcia <i>et al.</i> (2012).	24
Figura 3: Seção Pré-sal da carta estratigráfica da Bacia de Santos com as principais discordâncias em destaque. Adaptado de Moreira <i>et al.</i> , 2007 e Wright & Barnett, 2015.	27
Figura 4: Modelo esquemático do ambiente deposicional das coquinas no rift proto-Atlântico. Adaptado de Thompson <i>et al.</i> (2015).....	28
Figura 5: Classificação das taphofacies das coquinas da Formação Itapema baseadas na orientação das conchas e grau de seleção. Modificado de Chinelatto <i>et al.</i> (2020).	29
Figura 6: Interpretação deposicional das taphofacies baseado em Fick <i>et al.</i> , 2018: a e c) condições de tempo bom; b e d) condições de tempestade. Modificado de Chinelatto <i>et al.</i> (2020).....	30
Figura 7: Esquema do modelo deposicional de um extenso lago evaporítico hiperalcalino, raso e conectado proposto por Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018). Verifica-se que o relevo sísmico decorreu de falhas sin e pós-deposicionais. Modificado por Silva (2021).	31
Figura 8: Modelo simplificado da hidrogeologia dos paleolagos onde a Fm. Barra Velha foi depositada. Adaptado de Pietzsch <i>et al.</i> , 2018.	33
Figura 9: Proposta de classificação das fácies da Formação Barra Velha através de diagramas triangulares. Modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020).	35
Figura 10: Configurações internas de reflexões sísmicas (Mitchum Jr. <i>et al.</i> , 1977).	36
Figura 11: Resumo dos padrões sísmicos encontrados no Pré-sal da Bacia de Santos (Modificado de Neves <i>et al.</i> , 2019).....	36
Figura 12: Classificação de atributos sísmicos baseado no seu significado. Modificado de Barnes (2016).	39
Figura 13: Maneiras de gerar os atributos intervalares: a) intervalo guiado por um horizonte e b) região entre dois horizontes (Barnes, 2016).....	39

Figura 14: Ângulos de direção entre pares de pixels que podem ser utilizados na construção da GLCM.	41
Figura 15: Construção da GLCM. a) Imagem 2A com quatro níveis de cinza; b) Discretização dos níveis de cinza da imagem; c) GLCM gerada; d) GLCM normalizada (Modificado de Sahoo & Subudhi, 2019).	42
Figura 16: Classificação não supervisionada de carbonatos através da técnica SOM utilizando atributos GLCM, coerência e banda espectral. A classificação foi capaz de diferenciar as fácies de acordo com a diagênese das rochas. Fonte: Roy <i>et al.</i> (2013).	44
Figura 17: A convolução no domínio do tempo da <i>wavelet</i> Ψ_t com o sinal x_t (Adaptado de Addison, 2002).	47
Figura 18: Classificação de fácies utilizando multiatributos sísmicos, incluindo a decomposição espectral híbrida, em um campo do Pré-sal (Jesus <i>et al.</i> , 2019).	48
Figura 19: Ilustração do processo de inversão sísmica no qual obtém-se a impedância acústica de camadas geológicas a partir da inversão do traço sísmico (Modificado de Herron, 2011).	49
Figura 20: Três cenários de impedância acústica (P10, P50 e P90) obtidos a partir da inversão sísmica estocástica. Fonte: Fernandes (2022).	52
Figura 21: Ilustração do Teorema da Probabilidade Total através do Diagrama de Venn. Espaço amostral Ω dividido em i eventos A com probabilidade $P(A_i)$	53
Figura 22: Distribuição da probabilidade de ocorrência de fácies carbonáticas lamosas em um reservatório do Pré-sal. Fonte: Teixeira <i>et al.</i> (2017).	55
Figura 23: Mapas de probabilidade de ocorrência de fácies ígneas na Formação Barra Velha (intrusivas – à esquerda) e Formação Itapema (extrusivas – à direita). Fonte: Penna <i>et al.</i> (2019).	56
Figura 24: Taxa de acerto da predição de 3 litotipos a partir da classificação bayesiana em cada amostra de três perfis do Pré-sal (Modificado de Mello & Lupinacci 2022).	57
Figura 25: <i>Crossplots</i> entre a impedância acústica <i>versus</i> porosidade efetiva na a) Formação Barra Velha e b) Formação Itapema; Função Densidade de Probabilidade de quatro eletrofácies partir da impedância acústica na c)	

Formação Barra Velha e d) Formação Itapema. Fonte: Modificado de Dias <i>et al.</i> , (2021).....	58
Figura 26: PDF analisada em um intervalo entre a e b.	59
Figura 27: Fluxo de trabalho proposto para a classificação bayesiana de fácies nas formações Itapema e Barra Velha.	64
Figura 28: Espectro de amplitude do dado sísmico indicando as frequências de pico de 16, 24 e 32Hz.	67
Figura 29: Modelo de matriz de confusão para 3 classes.	70
Figura 30: Mapa de amplitudes da Base do Sal com a localização das seções e poços utilizados para a classificação bayesiana de fácies.....	73
Figura 31: Função densidade de probabilidade da impedância acústica P90 através da estimativa de densidade do kernel para as eletrofácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações: a) Itapema e b) Barra Velha.	75
Figura 32: Função densidade de probabilidade da entropia textural através da estimativa de densidade do kernel para as eletrofácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações a) Itapema e b) Barra Velha.	77
Figura 33: Função densidade de probabilidade da energia espectral textural através da estimativa de densidade do kernel para as fácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações a) Itapema e b) Barra Velha.	77
Figura 34: Matrizes de confusão da classificação bayesiana 2A utilizando os atributos impedância acústica P90 e entropia textural nas formações Barra Velha (a) e Itapema (b) e suas respectivas barras de confusão (c) e (d).	80
Figura 35: Matrizes de confusão da classificação bayesiana 3A utilizando os atributos P90, Energia espectral textural e Entropia textural nas formações Barra Velha (a) e Itapema (b) e suas respectivas barras de confusão (c) e (d).	82
Figura 36: Seção sísmica 1 orientada na direção Norte-Sul passando pelo poço C (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b).	86
Figura 37: Seção sísmica 1 que passa pelo poço C com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM.	87

Figura 38: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na seção sísmica 1 passando pelo poço C. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM. 88

Figura 39: Seção sísmica 2 localizada na porção sudoeste do campo, orientada na direção Oeste-Leste passando pelo poço I (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b). 91

Figura 40: Seção sísmica 2 que passa pelo poço I com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM. 92

Figura 41: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na seção sísmica 2 passando pelo poço I. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM. 93

Figura 42: Linha arbitrária orientada na direção Sul-Norte passando pelos poços I, F, C, G e E (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b). 98

Figura 43: Linha arbitrária que passa pelos poços I, F, C, G e E com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM. 99

Figura 44: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na linha arbitrária passando pelos poços I, F, C, G e E. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM. 100

Figura 45: Mapas da classificação extraídos a partir do horizonte Pré-Alagoas, representando o intervalo superior da Formação Itapema: a) classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) classificação

3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica	102
Figura 46: Mapas da classificação equivalente à porção inferior da Formação Barra Velha: a) classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) classificação 3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica.....	104
Figura 47: Mapas da classificação extraídos do horizonte da base de sal, equivalente à porção superior da Formação Barra Velha: a) classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) classificação 3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica.	106
Figura 48: Correlação entre a porosidade efetiva <i>upscale</i> dos perfis e <i>pseudolog</i> da entropia textural.	110
Figura 49: Catálogo da feição <i>mound</i> carbonático com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.	115
Figura 50: Catálogo da estrutura de banco de coquinas com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas. ..	116
Figura 51: Catálogo da feição de plataforma carbonática com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas. ..	117
Figura 52: Catálogo da estrutura de <i>debris</i> com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.	118
Figura 53: Catálogo dos depósitos de fundo de lago com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas. ..	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Critérios para definição das eletrofácies.....	61
Tabela 2: Parametrização do atributo entropia textural obtido pelo método GLCM.....	66
Tabela 3: Parametrização do atributo energia espectral textural obtido pelo método GLCM.....	69
Tabela 4: Resumo dos valores de acurácia obtidos a partir dos atributos disponíveis.	74
Tabela 5: Resumo dos valores de acurácia obtidos na combinação dos atributos texturais com as impedâncias acústicas disponíveis.	78

1 INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos começou a ser explorada com a primeira campanha sísmica em 1969, seguida da perfuração do poço pioneiro em 1971. A primeira descoberta comercial ocorreu no final da década de 70 com os reservatórios turbidíticos do Campo de Merluza, localizados no Pós-sal (Pereira & Macedo, 1994). Porém, apenas no fim da década de 80 foram identificados hidrocarbonetos em rochas carbonáticas rasas (cerca de 300 metros de profundidade) de reservatórios datados do Albiano nos campos de Coral, Estrela do Mar e Caravela (Carminatti *et al.*, 2009). Nessa época, as atividades exploratórias na Bacia de Santos arrefeceram, devido à descoberta de campos gigantes em águas profundas na Bacia de Campos, e foram retomadas com a descoberta de novos prospectos na virada do século como os campos de Uruguá, Atlanta e Mexilhão, também no pós-sal.

O potencial do chamado “*cluster* do Pré-sal” ainda era desconhecido, os desafios exploratórios eram gigantes e, conseqüentemente, não havia comprovação acerca do potencial das jazidas para justificar o investimento. Apenas em 2006, os primeiros poços abaixo da camada de sal foram perfurados, comprovando a existência de um *play* Pré-sal na Bacia de Santos, através da descoberta de carbonatos neo-aptianos do Prospecto de Tupi (Petersohn, 2013). A partir disso, o Pré-sal se tornou rapidamente o principal produtor de óleo e gás do Brasil, com reservas de alto valor comercial e enormes acumulações de excelente qualidade. A produtividade de seus reservatórios passou de 41 mil barris de óleo equivalente por dia em 2010 para 2,9 milhões em abril de 2022, um aumento de 70 vezes na produção e atualmente corresponde a 75% da produção nacional, com produção média dos poços superior a 20 mil boe/dia (ANP, 2022).

Apesar do aumento exponencial da produção ao longo da última década, as rochas carbonáticas do Pré-sal ainda representam um grande desafio exploratório, devido à sua alta complexidade geológica e heterogeneidade faciológica em diferentes escalas das propriedades de reservatório. Até o momento não há um consenso científico sobre a origem e condições deposicionais e diagenéticas que formaram esses carbonatos. Ademais, a

ausência de análogos modernos torna essas rochas raras e dificultam ainda mais seu entendimento.

Uma das primeiras etapas da construção de um modelo da subsuperfície é a identificação dos tipos de fácies e suas distribuições espaciais. Esse processo tipicamente utiliza dados de testemunho e de poços, que representam informações pontuais da área de estudo e, por vezes, não amostram todas as fácies existentes. Sendo assim, o mapeamento dessas fácies em todo o reservatório é um desafio devido à escassez e às diferenças de escalas entre os dados de rocha, perfil e sísmica.

Diante dessas limitações, é oportuna a identificação das fácies através de técnicas automatizadas de reconhecimento de padrões a partir de atributos sísmicos. Como há muita incerteza associada a essa fase, é importante que o algoritmo seja transparente e com fácil interpretação. As técnicas podem ser ou não supervisionadas e cada abordagem tem suas vantagens e limitações. Os processos supervisionados costumam ser mais flexíveis, mas demandam um grande esforço de treinamento do algoritmo que depende de uma base de dados com informações prévias. Conseqüentemente, a aplicação dessa técnica geralmente tem um custo operacional maior e pode não ser possível devido à escassez de dados. Já os métodos não supervisionados apresentam a vantagem de não precisar treinar a rede com informações *a priori*, utilizam apenas os dados de entrada e geralmente são aplicados para estabelecer relacionamento entre atributos e eliminar redundâncias (Kohonen, 1990).

Uma das possíveis técnicas para a predição de fácies é através da abordagem bayesiana proposta inicialmente por Mukerji *et al.* (2001). Essa técnica estabelece uma relação entre as fácies e os atributos sísmicos selecionados para estimar as prováveis distribuições espaciais de cada fácies utilizando conceitos estatísticos básicos. Uma função densidade de probabilidade (PDF) é construída para cada fácies de acordo com a distribuição dos valores de cada atributo e, então, combinada com informações *a priori* para a construção da probabilidade *a posteriori* através do Teorema de Bayes. Em seguida, as probabilidades *a posteriori* são combinadas em um cubo de máxima probabilidade de ocorrência de cada fácies. Uma vantagem dessa abordagem é que ela permite uma atualização da classificação à medida que novas evidências estejam disponíveis.

Os atributos sísmicos tridimensionais são fundamentais na caracterização da subsuperfície, pois são capazes de destacar características específicas do sinal que podem estar associadas com determinadas propriedades de interesse exploracional. Os atributos auxiliam a classificação de maneira robusta e permitem estender as informações obtidas a partir dos poços para todo o volume sísmico (Taner *et al.*, 1979; Brown, 1996; Chopra & Marfurt, 2005, 2007). Por outro lado, alguns atributos convencionais calculados a partir de medidas estatísticas de amplitude de primeira ordem podem não detalhar suficientemente a complexidade da subsuperfície (por exemplo: *dip*, azimute, envelope, fase instantânea entre outros). Dois eventos sísmicos diferentes podem ter a mesma amplitude média, mas com configurações espaciais de amplitude diferentes que representam duas fácies sísmicas distintas (Gao, 2011). A escolha deles deve ser realizada de maneira cautelosa para evitar artefatos e redundâncias e extrair a maior quantidade de informações relevantes da sísmica.

A impedância acústica é uma propriedade de rocha obtida pelo processo de inversão sísmica, que se baseia no princípio de que a impedância de determinada camada geológica está relacionada diretamente com a refletividade da interface entre ela e a camada superior (Sheriff, 2002; Russell, 1988). Segundo Gao (2011), apesar de já ser consagrada nos trabalhos de classificação, os algoritmos de inversão passam por muitas aproximações que tornam a impedância acústica um atributo com média resolução e que não identifica suficientemente a complexa geologia da subsuperfície, que é particularmente o caso dos reservatórios heterogêneos e anisotrópicos do Pré-sal. Isso poderia explicar, parcialmente, porque muitos modelos obtidos a partir da sísmica falham em testes de poços subsequentes. Associado a isso, há o fator ambíguo intrínseco das rochas que tornam ainda mais desafiador relacionar as impedâncias acústicas diretamente com as fácies carbonáticas visto que, em muitos casos, diferentes litologias correspondem a valores similares de impedância acústica. Esse problema vem sendo discutido por alguns autores que propuseram diferentes alternativas para tentar minimizá-lo no Pré-sal (Teixeira *et al.*, 2017; Castro & Lupinacci, 2019; Dias *et al.*, 2019; Penna & Lupinacci, 2020; Dias *et al.*, 2021; Penna & Lupinacci, 2021; Mello & Lupinacci 2022; Fernandes, 2022).

A utilização de atributos de textura apresenta potencial para descrever a complexidade da região de interesse que pode não ser facilmente reconhecida por atributos convencionais. Esses atributos são medidas estatísticas de segunda ordem obtidas pelo método *Grey-Level Co-occurrence Matrix* (GLCM) e consideram as ocorrências de níveis de cinza em pares de pixels em determinada direção, ou seja, analisam não só o padrão de magnitude como também a configuração espacial das amplitudes sísmicas vizinhas em determinada janela do volume. Portanto, a textura é uma propriedade de contexto que só pode ser definida em uma zona tridimensional e não em um ponto de incidência, sendo mais útil para discriminar padrões sísmicos do que atributos convencionais (Gao, 2011).

A análise de textura em imagens foi introduzida por Haralick *et al.*, (1973) e Love & Simaan (1984) foram os primeiros a trazerem esse método para dados sísmicos. Posteriormente, os atributos texturais foram utilizados por diversos autores para análise estratigráfica, interpretação estrutural, caracterização de reservatórios entre outros a partir da amplitude sísmica (Vinther *et al.*, 1995; Gao 1999, 2003, 2004, 2007; Chopra & Alekseev, 2005; Di & Gao, 2014, 2017). Apesar disso, esse conceito ainda está sendo desenvolvido e há pouco reconhecimento na exploração geofísica (Gao, 2011). Os atributos texturais, por serem estatísticos, não são intuitivos quanto os geométricos e, por isso, há dificuldade em “popularizar” essas medidas, mas são muito úteis como entrada em algoritmos de classificação supervisionados ou não (Matos *et al.*, 2011; Marfurt, 2018). Diversos trabalhos utilizaram essas medidas para tal finalidade (West *et al.*, 2002; Gao, 200; Angelo *et al.*, 2009; Yenegu & Marfurt, 2010; Berthelot *et al.*, 2013; Roy *et al.*, 2013; Kumar *et al.*, 2019). Destaca-se que Roy *et al.* (2013) mostraram que a utilização de atributos texturais como entrada em algoritmos de classificação foi quando comparados com classificação utilizando apenas atributos convencionais.

A classificação de fácies e caracterização dos reservatórios do Pré-sal vem sendo tema de diversos trabalhos últimos anos. Teixeira *et al.* (2017), Penna & Lupinacci (2020) e Fernandes (2022) utilizaram atributos sísmicos e uma abordagem bayesiana para classificação de fácies. Jesus *et al.* (2020) e Ferreira *et al.* (2019) realizaram classificação de sismofácies com algoritmos de aprendizagem de máquina através de multiatributos. Já Peçanha *et al.* (2019),

Penna & Lupinacci (2021), Ferreira *et al.* (2021b) e Paiva (2022) realizaram modelagem de propriedades permoporosas através de atributos sísmicos.

O presente trabalho utiliza a Classificação Bayesiana em uma abordagem com multiatributos sísmicos para identificar a distribuição das fácies mais prováveis presentes nas Formações Itapema e Barra Velha em diferentes estruturas de um campo do Pré-sal. As fácies foram previamente definidas como reservatório 1, reservatório 2, carbonato fechado, lamosas e ígneas com base na porosidade efetiva e conteúdo de argila identificado nos perfis. Diferentes combinações entre os volumes de impedância acústica estocástica e os atributos texturais foram avaliados em um estudo de viabilidade para verificar quais combinações performam melhor e a capacidade preditiva do método. Essa avaliação foi feita através das análises das funções densidade de probabilidade (PDFs) e dos parâmetros estatísticos acurácia e matrizes de confusão. Dessa forma, foram realizadas duas classificações: uma utilizando como entrada a impedância acústica e a entropia textural; e a outra combinando os atributos de impedância acústica, entropia textural, além da energia espectral textural. onde constatou-se as vantagens da utilização dos atributos texturais combinados com a impedância acústica. Além da avaliação quantitativa, o desempenho das classificações foi realizado de forma qualitativa em seções e mapas sísmicos. Além disso, um catálogo com padrões sísmicos de diferentes estruturas foi construído para mostrar as respostas da amplitude sísmica, impedância acústica, atributos texturais e distribuição das fácies.

Esse trabalho é parte do projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação intitulado: “Caracterização de Reservatórios Carbonáticos do Pré-sal Usando Multi-Atributos Sísmicos” financiado pela empresa Equinor, com recursos da Lei 9.478, de 06/08/1997, via Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP).

2 BACIA DE SANTOS

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* brasileira, cobre uma área de aproximadamente 350.000km² e apresenta cota batimétrica de até 3000m. Localiza-se na porção sudeste da margem continental passiva brasileira entre as latitudes 23 e 28°S e estende-se desde o litoral Norte de Santa Catarina até o litoral sul do Rio de Janeiro (Carlotto *et al.*, 2017) (Figura 1). O Alto de Cabo Frio, ao Norte, e o Alto de Florianópolis, ao sul, separam a Bacia de Santos das bacias de Campos e Pelotas, respectivamente (Moreira *et al.*, 2007).

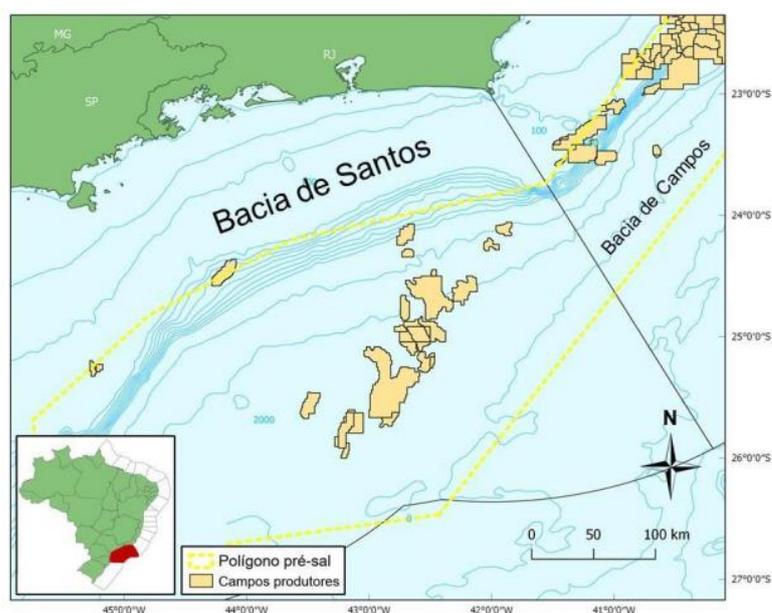


Figura 1: Localização da Bacia de Santos, seus campos produtores e delimitação do polígono Pré-sal (Dias, 2020).

A história evolutiva da Bacia de Santos está associada à fragmentação do paleocontinente Gondwana, durante o Juro-cretáceo, que originou os continentes africano e sul-americano, além do Oceano Atlântico Sul. Segundo Petersohn (2013), a bacia passou pelos estágios de estiramento e afinamento litosférico com a formação do rifte do Atlântico Sul associados a processos de subsidência mecânica, rompimento da crosta continental, implementação da crosta oceânica e, por fim, subsidência termal.

De acordo com Gomes *et al.* (2020), as principais estruturas do arcabouço da Bacia de Santos são o Alto de Cabo Frio localizado ao Norte, a Plataforma de Florianópolis ao sul, a zona de Charneira de Santos a Oeste e o Platô de São Paulo a Leste (Figura 2). Essas feições são importantes para a compartimentação da bacia e sua evolução tectônica. O Platô foi formado devido

à ação tectônica da Pluma de Tristão da Cunha que causou um afinamento crustal durante o processo de rifteamento e apresenta cota batimétrica rasa, em torno de 3500 metros (White & McKenzie, 1988).

Na porção central do Platô está localizado o Alto Externo de Santos, que é uma importante estrutura soerguida do embasamento e alongada na direção NE (Rigoti, 2015). Sua elevação é explicada por se tratar de uma porção da crosta menos estirada e que sofreu menos efeito da subsidência. Tal estrutura favoreceu as altas taxas de sedimentação carbonática ao longo do Aptiano, devido ao isolamento da área em relação aos sedimentos clásticos externos, além de ter influenciado a deposição sedimentar até o Neógeno. Por conta disso, os principais *plays* da seção Pré-sal da bacia de Santos estão localizados nessa região (Carminatti *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2008; Buckley *et al.*, 2015).

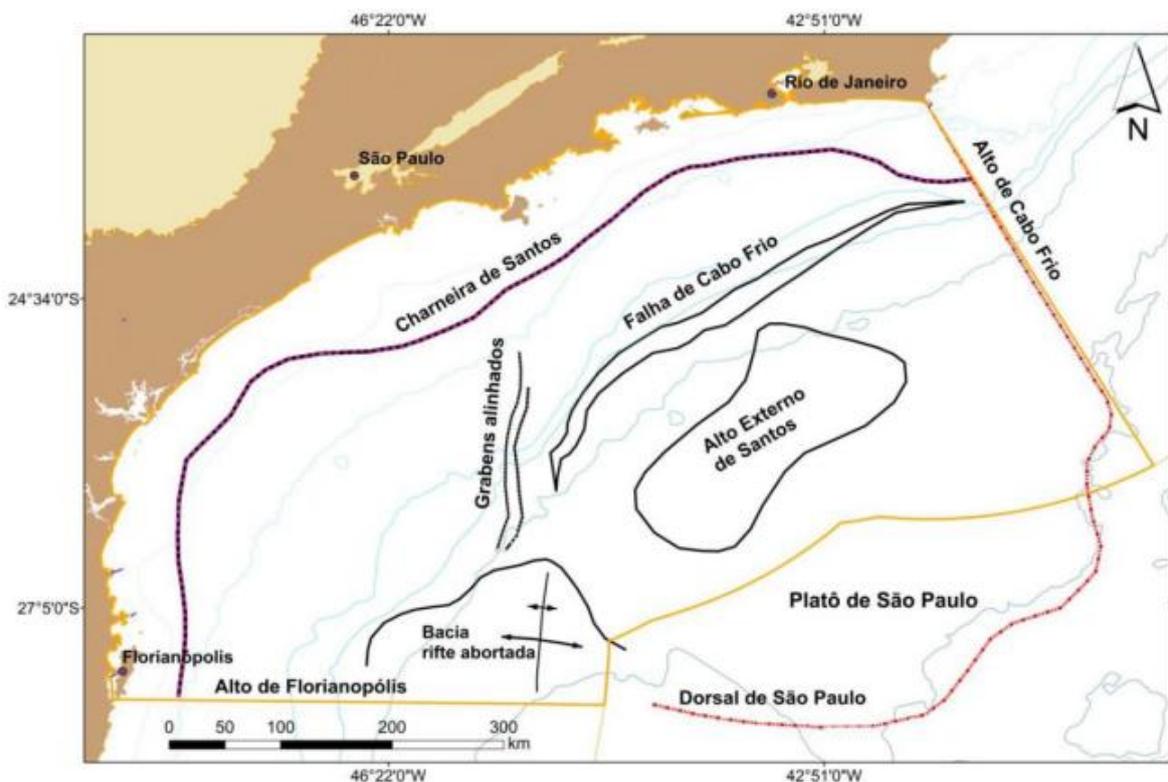


Figura 2: Mapa dos principais elementos estruturais regionais da Bacia de Santos. Modificado de Garcia *et al.* (2012).

2.1 Evolução Tectono-Estratigráfica

As sequências litoestratigráficas estão intimamente ligadas aos eventos tectônicos que ocorreram na bacia. Diversos autores discutiram a evolução tectono-estratigráfica e a divisão das supersequências que compõem a Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007; Chang *et al.*, 2008; Carminatti *et al.*, 2009; Buckley

et al., 2015; Wright & Barnett, 2015). Os trabalhos mais recentes propostos por Buckley *et al.* (2015) e Wright & Barnett (2015) mapearam na sísmica as discordâncias regionais do Pré-sal e dividiram a bacia em rifte inferior, rifte superior, fase *sag* (pós-rifte) e drifte (margem passiva). As grandes discordâncias interpretadas no Pré-sal são a superfície: Embasamento Econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas, Intra-Alagoas e Base do Sal.

O embasamento cristalino da Bacia de Santos, de idade pré-cambriana, é caracterizado por granitos e gnaisses do Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). A fase Rifte da bacia está relacionada com o início do rompimento do continente na direção sul para Norte. Esse processo tectônico deu origem a um sistema de *horsts* e meio grábens limitados por falhas normais controladas por reativação de estruturas geológicas pré-existentes do embasamento cristalino. As falhas geradas nessa época propiciaram posteriores trapas estruturais e rotas de migração para os hidrocarbonetos (Moreira *et al.*, 2007). Com o estiramento litosférico, falhas mais profundas alcançaram o manto anormalmente quente que provocou fusão generalizada e formou a Província Magmática do Atlântico Sul (SAMP), dando origem à Formação Camboriú, embasamento econômico da bacia, composto por basaltos cinza-escuros (Chang *et al.*, 2008).

Sobreposta ao embasamento, foi depositada a formação Piçarras em ambiente continental, composta por conglomerados de leques aluviais e areias na região proximal, além de arenitos, siltitos e folhelhos talco-estevensíticos nas porções distais. Seu limite superior é dado pela discordância Buracica-Jiquiá (ou Pré-Jiquiá), que marca um intenso evento erosivo (Moreira *et al.*, 2007).

Posteriormente, foram depositados os sedimentos da Formação Itapema, também em ambiente continental, constituída por *grainstones*, *wackestones*, *packstones* bioclásticos e folhelhos carbonáticos escuros ricos em matéria orgânica (Moreira *et al.*, 2007). Esses folhelhos e os da Formação Piçarras são as principais rochas geradoras da Bacia de Santos, que apresentam Carbono Orgânico Total (COT) de 2 a 6% e espessuras de 100 a 300m. A discordância Pré-Alagoas, originada devido às variações dos níveis dos lagos da fase rifte que erodiu blocos de falhas soerguidos, representa o limite superior da Fm. Itapema e o fim da fase Rife Inferior (Karner & Gamboa, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett, 2015).

A fase Rife Superior corresponde à porção mais basal da formação Barra Velha, depositado em ambiente lacustre, alcalino, restrito e evaporítico (Wright & Barnett, 2015; 2017). Seus depósitos são caracterizados por laminitos, *shrubs* de calcita e esferulitos de calcita *in situ* que podem sofrer retrabalhamento dando origem a *grainstones* bem selecionados (Wright & Barnett, 2015; Gomes *et al.*, 2020). Essa formação é dividida pela discordância Intra-Alagoas, que representa uma mudança de fase tectônica (Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett, 2015).

Durante o Aptiano, conforme o continente abria, o vulcanismo basáltico deu origem a cadeia Rio Grande-Walvis *offshore* ao longo do enxame de diques de Ponta Grossa e Namíbia, que serviu como uma barreira entre o rifte e o oceano Atlântico, que estava no processo de abertura ao sul. Como a margem equatorial ainda não tinha sido aberta, nessa época o continente era fechado ao Norte. A barreira impediu a circulação de água marinha e o clima era quente e seco. Sendo assim, as condições foram propícias à intensa evaporação e deposição de uma espessa sequência evaporítica (Thompson *et al.*, 2015; Farias *et al.*, 2019). A fase Sag é marcada por um período de quiescência tectônica e apresenta ampla crosta flexural termal. Essa fase é constituída pela porção superior da Formação Barra Velha e pelos evaporitos da Formação Ariri. A discordância da Base do Sal limita a porção superior da Barra Velha (Wright & Barnett, 2015).

Os reservatórios da seção Pré-sal são as coquinas da Formação Itapema e os carbonatos da Formação Barra Velha. Esse pacote é selado pelos sais da Formação Ariri, compostos por anidrita, halita, carnalita, silvita e taquidrita, que podem alcançar mais de 2000 metros de espessura (Moreira *et al.*, 2007).

Já a fase Drifte da bacia, também conhecido como Pós-sal, é consequência do desenvolvimento da margem passiva. Essa fase é caracterizada pelo estabelecimento de ambientes marinhos e é composta pelos Grupos Camburi, Frade e Itamambuca (Moreira *et al.* 2007).

A Figura 3 mostra a seção Pré-sal da carta estratigráfica da Bacia de Santos com as principais discordâncias e evolução tectônica representadas.

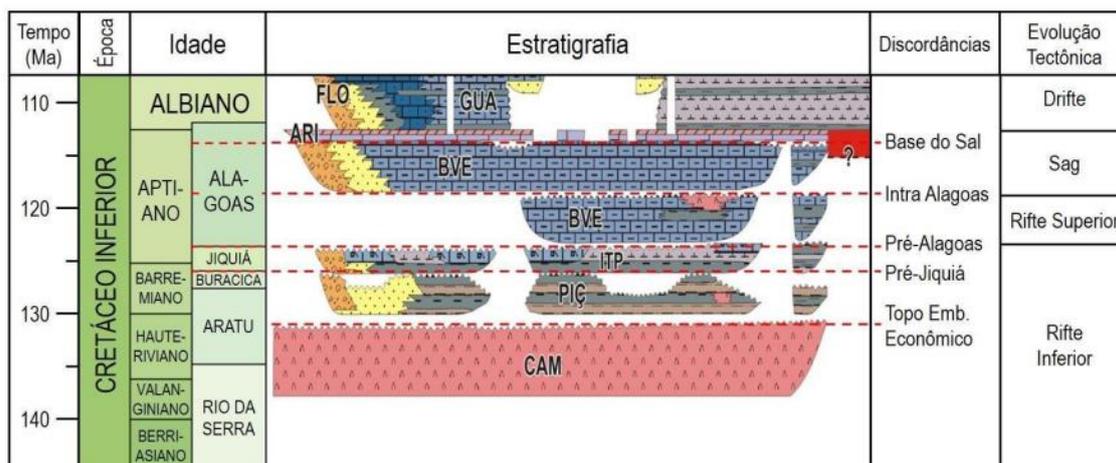


Figura 3: Seção Pré-sal da carta estratigráfica da Bacia de Santos com as principais discordâncias em destaque. Adaptado de Moreira *et al.*, 2007 e Wright & Barnett, 2015.

2.2 Formação Itapema

A Formação Itapema foi depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano durante a fase rifte inferior e é limitada na base pela discordância Buracica-Jiquiá (ou Pré-Jiquiá) e no topo pela discordância Pré-Alagoas. Sua deposição foi influenciada por ciclos de transgressão e regressão: no sistema de trato transgressivo ocorria maior deposição de lamosas, seguida da deposição de coquinas no trato regressivo (Muniz, 2013).

Os carbonatos da Fm. Itapema são constituídos majoritariamente por coquinas que são *rudstones* e *grainstones* de conchas de moluscos bivalves, *wackestones* e *packstones* bioclásticos. Essas rochas foram depositadas em contexto de rifteamento em ambiente lacustre raso, extenso e de alta energia localizados em altos estruturais em condições restritas (Thompson *et al.*, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Chinelatto *et al.*, 2020). Intercalados aos carbonatos, há presença de folhelhos carbonáticos e escuros depositados em porções profundas e distais em condição anóxica que permitiu a preservação da matéria orgânica. Também é constatada a ocorrência de extrusões de rochas vulcânicas e intrusões de diabásios (Moreira *et al.*, 2007; Chang *et al.*, 2008; Herlinger *et al.*, 2017; Penna *et al.*, 2019).

As fácies carbonáticas apresentam grande heterogeneidade lateral e vertical devido à ciclicidade estratigráfica e variação textural associadas às rápidas mudanças de energia do ambiente deposicional. As coquinas destacam-se por serem reservatórios com excelentes condições permoporosas. Sua qualidade é controlada por parâmetros complexos que incluem clima, morfologia

da bacia, aporte de sedimentação siliciclástica e química da água, além de fatores diagenéticos que permitiram o desenvolvimento de porosidade secundária e preservação de parte da porosidade primária em cerca de 300 a 400 metros de coquinas (Thompson *et al.*, 2015; Chinelatto *et al.*, 2020).

Muitos dos estudos das coquinas como reservatório no Brasil estão concentradas na Formação Coqueiros da Bacia de Campos, que é correlata à Fm. Itapema. O modelo deposicional dessas formações consistem em depósitos lacustres localizados em altos estruturais depositados em condições rasas e de alta energia que promoveu abrasão, fraturamento e alto selecionamento das conchas que a compõem. As fácies variam entre praias, barras, bancos bioacumulados e depósitos de tempestade e o ambiente apresenta grande influência tectônica com rampas de baixo ângulo cortadas por falhas normais (Thompson *et al.*, 2015) (Figura 4). Segundo Oliveira *et al.* (2018), a produtividade de bioclastos era predominante em altos do embasamento protegidos da influência de terrígenos. Na margem desse lago, predominavam rochas siliciclásticas de leques aluviais e sedimentos deltaicos. Nas partes mais profundas do lago, foram depositados arenitos bioclásticos por leques gerados por fluxos gravitacionais desencadeados durante tempestades episódicas e atividades tectônicas.

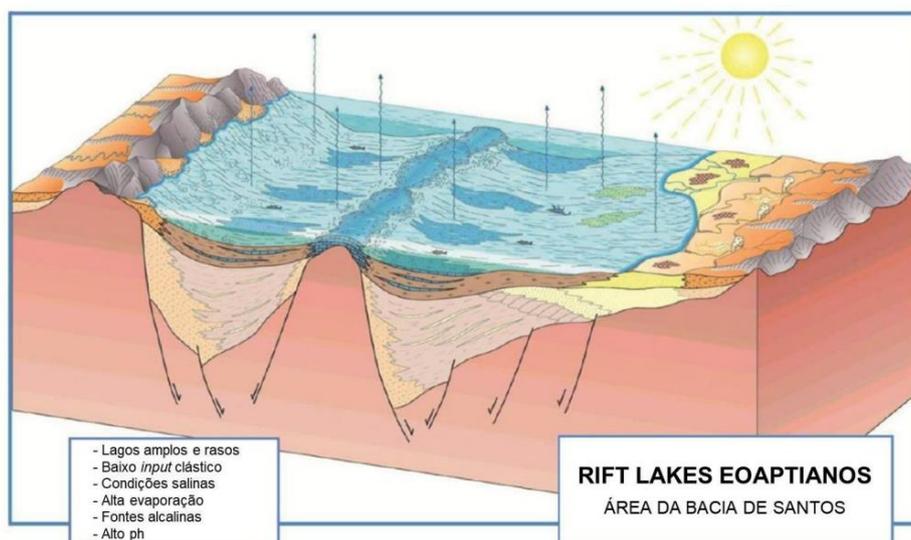


Figura 4: Modelo esquemático do ambiente deposicional das coquinas no rift proto-Atlântico. Adaptado de Thompson *et al.* (2015).

De acordo com Chinelatto *et al.* (2020), os processos deposicionais e diagenéticos impactaram na textura das coquinas, influenciando suas as condições permoporosas. Os autores estudaram esses depósitos aplicando o

conceito de *taphofacies* baseadas na fragmentação e orientação das conchas, nível de seleção, tipo de grão e grau de empacotamento. As *taphofacies* bem selecionadas são constituídas por conchas e fragmentos de conchas. Já as mal selecionadas apresentam peloides e fragmentos de conchas muito pequenos.

Seis *taphofacies* foram descritas e todas apresentam em comum *grainstones* e *rudstones*. A *taphofacie* Tf-1 são bem selecionados com conchas dispostas paralelamente ao acamamento, além de serem densamente empacotadas. A Tf-3, também bem selecionadas, possuem conchas orientadas de forma oblíqua ao acamamento e geralmente bastante dissolvidas. Já a *taphofacie* Tf-5 são bem selecionadas com conchas orientadas aleatoriamente e densamente empacotadas. As *taphofacies* Tf-2, Tf-4 e Tf-6 são semelhantes, respectivamente, as fácies Tf-1, Tf-3 e Tf-5, porém mal selecionadas (Figura 5). As condições permoporosas são boas em todas as *taphofacies*, mas a permeabilidade é menor nas *taphofacies* mal selecionadas.

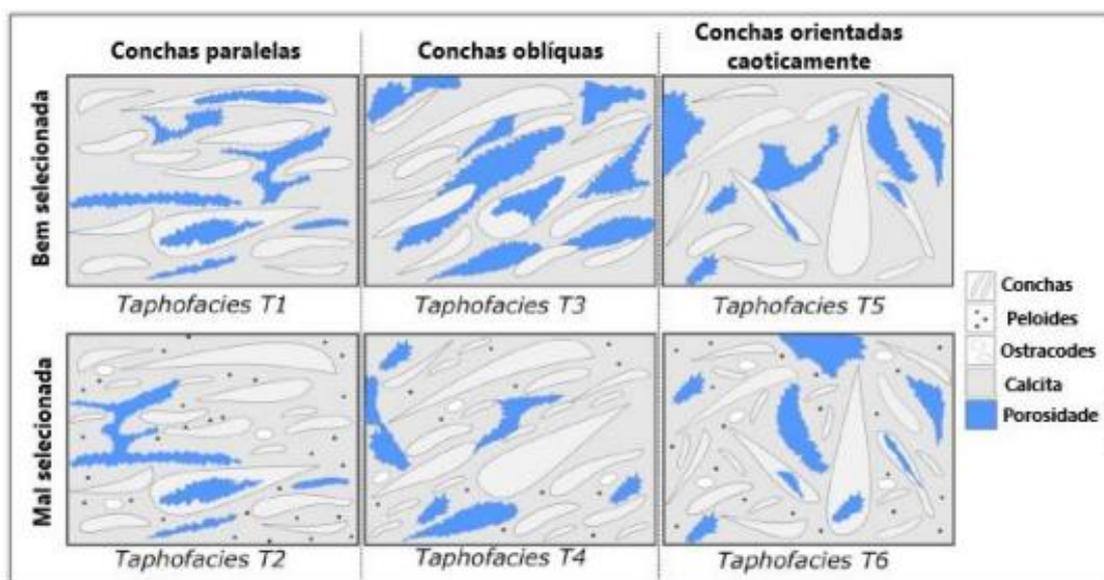


Figura 5: Classificação das taphofacies das coquinas da Formação Itapema baseadas na orientação das conchas e grau de seleção. Modificado de Chinelatto *et al.* (2020).

Com base nas características das *taphofacies*, Chinelatto *et al.* (2020) inferiram as condições em que elas foram depositadas (Figura 6). Durante condições de tempo bom foram depositadas as *taphofacies* Tf-1 e Tf-3 nas zonas de retrabalhamento (*shoreface* e *foreshore*). A Tf-2 ocorre abaixo dessas zonas, onde há presença de peloides. Já as *taphofacies* Tf-5 e Tf-6 foram depositadas em condições de tempestade, quando a zona de retrabalhamento é amplificada

onde, conseqüentemente, as ondas de tempestade erodem e redepositam *taphofacies* depositadas previamente.

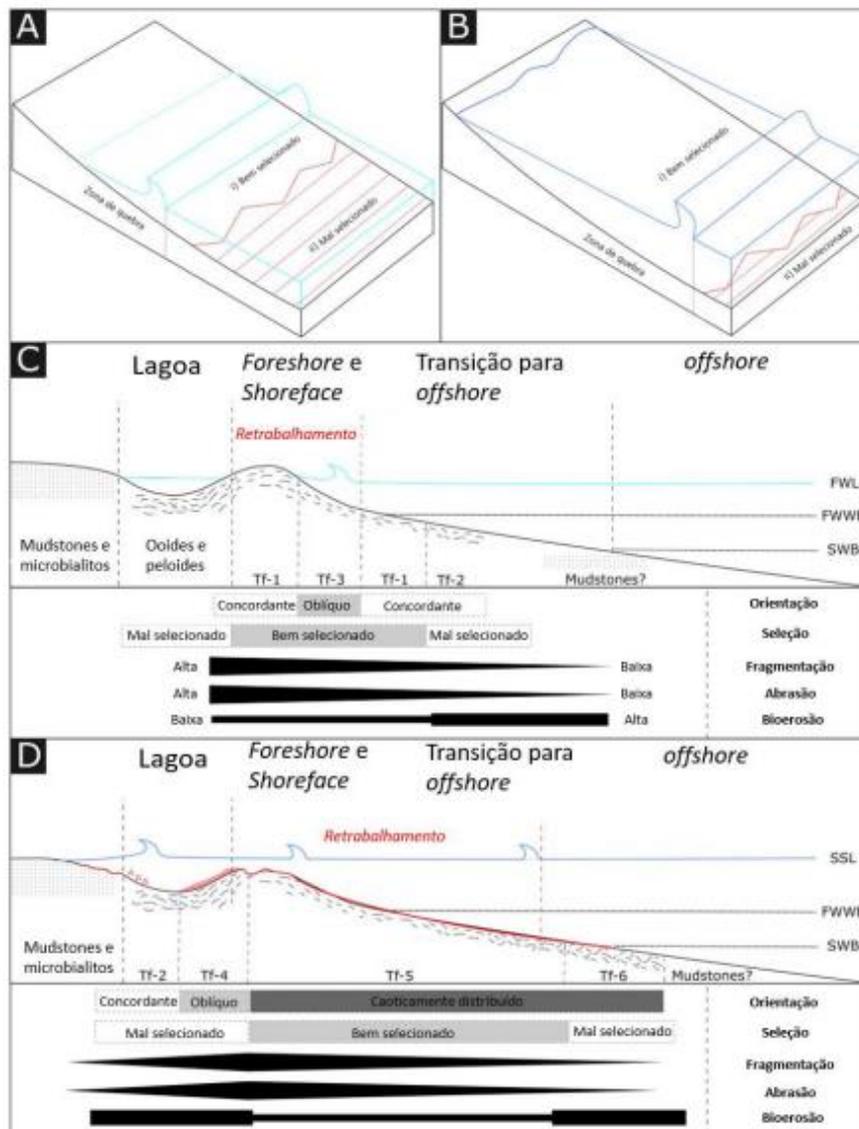


Figura 6: Interpretação deposicional das taphofacies baseado em Fick *et al.*, 2018: a e c) condições de tempo bom; b e d) condições de tempestade. Modificado de Chinelatto *et al.* (2020).

2.3 Formação Barra Velha

A Formação Barra Velha foi depositada discordantemente sobre a Formação Itapema durante o Aptiano (123 a 113Ma) e é dividida pela discordância Intra-Alagoas onde a porção inferior corresponde ao rifte superior e a parte superior pertence à fase *sag*, muito embora essa sequência não seja identificada em toda a bacia. A espessura da formação varia consideravelmente ao longo da bacia podendo atingir mais de 500 metros em certas regiões e menos de 50m em altos de blocos de falha erodidos (Wright & Barnett, 2015;

Buckley *et al.*, 2015). Seu limite inferior corresponde à discordância Pré-Alagoas e o superior é dado pela discordância erosiva regional conhecida como Base do Sal, marcada na sísmica como um pico positivo de amplitude, que marca uma importante mudança paleoambiental onde ocorrem as primeiras incursões marinhas nos lagos (Chang *et al.*, 2006).

A Fm. Barra Velha apresenta enormes produções de óleo e gás e vem sendo objeto de estudo de diversos autores nos últimos anos para esclarecer aspectos incertos da sua evolução. A definição de seu ambiente deposicional é um dos principais alvos de discussão e nesse trabalho foi adotado o modelo definido por Wright & Barnett (2015; 2017) e Wright & Rodriguez (2018) que propuseram que a Fm. Barra Velha foi depositada em plataformas carbonáticas de ambiente lacustre, evaporítico, hiper-alcálico, raso, restrito e conectado como ilustrado na Figura 7.

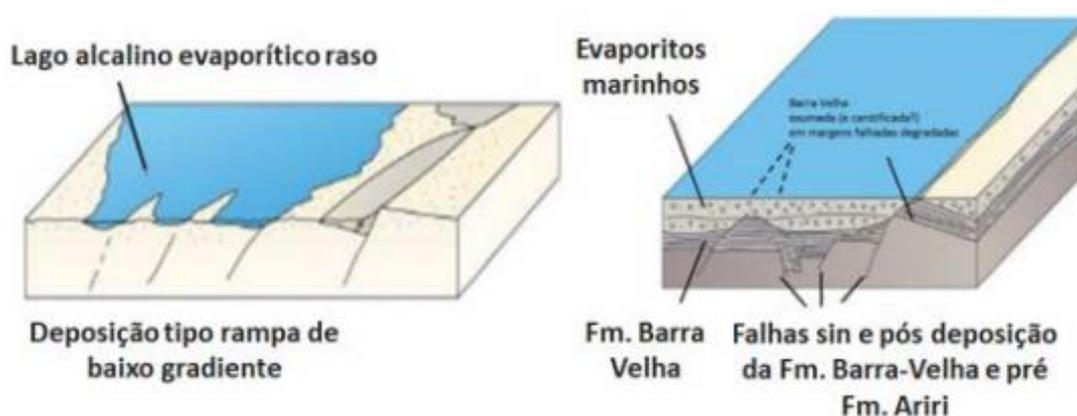


Figura 7: Esquema do modelo deposicional de um extenso lago evaporítico hiperalcálico, raso e conectado proposto por Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018). Verifica-se que o relevo sísmico decorreu de falhas sin e pós-deposicionais. Modificado por Silva (2021).

Wright & Barnett (2015; 2017) evidenciaram, através de um amplo estudo envolvendo a integração de dados em escalas variadas (isotópicos, petrográficos, lâminas, perfis de poços e seções sísmicas), diversos aspectos que indicaram que os carbonatos foram depositados em um ambiente não marinho e exclusivamente lacustre. Os autores destacaram a presença de minerais de argila ricos em magnésio (principalmente estevensita) característicos de ambientes alcalinos, ausência de fósseis marinhos estenohalinos (ex.: braquiópodes, equinodermatas, cefalópode e briozoários) e a presença de ostracodes não marinhos que apresentam grande tolerância à salinidade. Além disso, não foram identificadas feições sedimentares típicas de

ambiente marinho, como correntes de maré ou forte ação das ondas. Outros autores corroboram o aspecto da alta alcalinidade e ausência de influência marinha no sistema (Muniz & Bosence, 2015; Wright & Tosca, 2016; Pietzsch *et al.*, 2018; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). A deposição dos carbonatos lacustres depende de diversos fatores como clima, entrada de água subterrânea ou meteórica, aporte sedimentar continental e química da água que controlam a precipitação abiótica e de minerais argilosos, desenvolvimento microbial e de algas, moluscos e ostracodes (Herlinger *et al.*, 2017).

Pietzsch *et al.* (2018) construíram um modelo simplificado para representar a geologia e a hidrologia dos paleolagos durante a deposição do pacote sedimentar da Fm. Barra Velha (Figura 8). Os autores inferiram, através de modelagem numérica, que o influxo de água nos lagos foi diminuindo ao longo do tempo, tornando-o cada vez mais restrito, desconectado do oceano e com águas mais alcalinas e evaporíticas. Eles discutem, ainda, que as evidências hidrotermais encontradas em carbonatos da Formação Barra Velha possivelmente decorrem de atividade hidrotermal. Porém, ponderam que, apesar de haver muitas falhas, os níveis de água dos paleolagos eram controlados por condutos do fundo do lago responsáveis pela captação e recarga dos aquíferos. Sendo assim, nem todos os depósitos carbonáticos são *build-ups* associados a falhas. Longe dessas zonas, os fluidos foram misturados com o corpo principal de água, o que contribuiu para a composição química dos carbonatos.

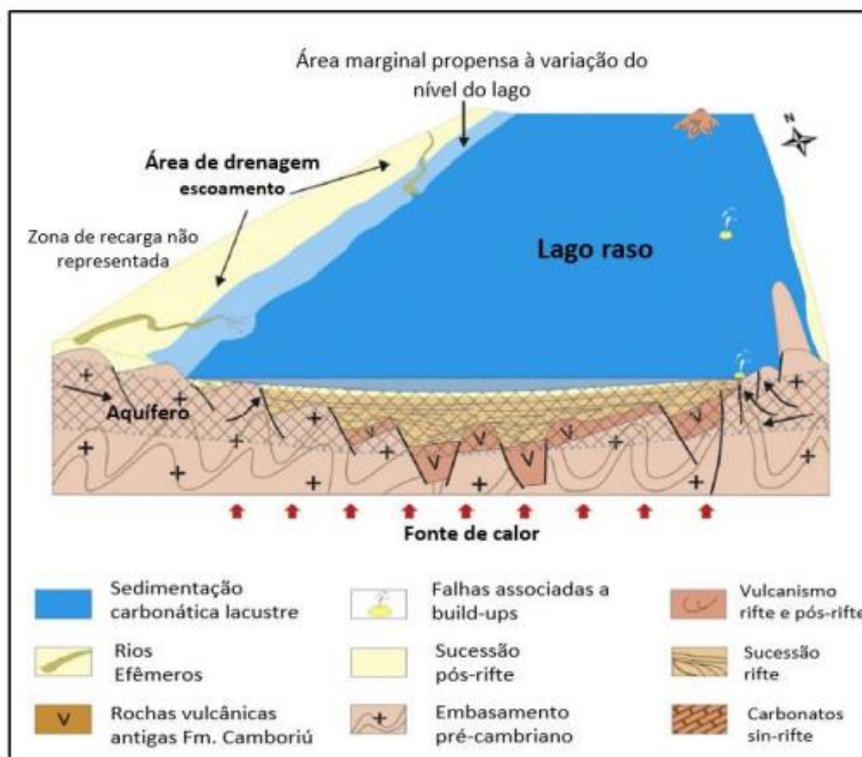


Figura 8: Modelo simplificado da hidrogeologia dos paleolagos onde a Fm. Barra Velha foi depositada. Adaptado de Pietzsch *et al.*, 2018.

Os carbonatos do Pré-sal são afetados por processos diagenéticos complexos que podem influenciar as condições permoporosas dos reservatórios de maneira tanto benéfica como prejudicial (Sartorato *et al.*, 2020). A porosidade secundária é resultado de processos como dissolução por fluidos hidrotermais, dolomitização e fraturamento (Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.* 2017, Lima & De Ros, 2019). A silicificação torna a rocha mais rígida e apresenta um papel importante no processo de fraturamento que, no entanto, pode ser preenchida por cimento (Fatah, 2020; Carmo, 2021). A porosidade pode ser reduzida também pela presença de sedimentos finos.

A dissolução da estevensita influencia grande parte da porosidade secundária observada nas amostras estudadas por Tosca & Wright (2014). Essa argila é facilmente desestabilizada e, conseqüentemente, susceptível à dissolução durante a diagênese, pois apresentam grande sensibilidade às variações de pressão de CO₂ e ao pH da água. Para essas argilas se acumularem, é necessário que a deposição ocorra em um ambiente de baixa energia, abaixo da base de onda, onde estariam protegidas da exposição e retrabalhamento.

Uma das grandes dificuldades em caracterizar as fácies da Formação Barra Velha ocorre devido às suas particularidades que não são encontradas em depósitos lacustres clássicos e à escassez de análogos fidedignos ao seu ambiente deposicional. Os carbonatos apresentam três componentes formados *in situ* (laminitos, esferulitos e *shrubs* de calcita), além de material detrítico retrabalhado (Wright & Barnett, 2015; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020).

Os esferulitos e *shrubs* podem sofrer retrabalhamento em diferentes texturas. Os produtos mais finos podem estar associados às fácies lamosas (*mudstones*) e as mais grossas podem dar origem a *rudstones*, *grainstones*, *packstones* e *wackestone* bem selecionados com ótimas condições permoporosas enquanto reservatórios. (Wright & Barnett, 2015; Wright & Rodriguez, 2018).

Gomes *et al.* (2020) propuseram um esquema abrangente e descritivo para classificação das fácies dos carbonatos da Formação Barra Velha de acordo com suas características texturais e mineralógicas e com base na abundância relativa de cada componente: *mudstones*, esferulitos e *shrubs*. Com essa classificação, é possível também diferenciar o tipo de argila que constitui os *mudstones* (dolomita, calcita, sílica ou argila magnésiana) e especificar as rochas que sofreram retrabalhamento.

Gomes *et al.* (2020) resumem os limites e classificações das fácies presentes na Fm. Barra Velha por conforme ilustrado na Figura 9. Os autores identificaram dois ciclos de empilhamento das fácies *in situ* que refletem a variação nos níveis dos lagos induzidos pelo clima. O primeiro trata-se de uma transição de esferulitos na base gradando para *shrubs* em direção ao topo e o segundo tem um padrão invertido, com *shrubs* na base evoluindo para esferulitos na porção superior. Cada ciclo apresenta dois tipos de sucessão de fácies de acordo com o conteúdo de argila no intervalo, onde fácies com menos de 10% de argila são consideradas reservatórios e, do contrário, não reservatórios. Além disso, os autores pontuam que os reservatórios foram depositados nas partes mais rasas dos lagos e os não-reservatórios nas profundas, o que está de acordo com Neves *et al.* (2019) e foi corroborado posteriormente por Carmo (2021). Os altos estruturais apresentam fácies de retrabalhamento com bons parâmetros de porosidade e permeabilidade e poucas fácies argilosas, ao passo que nos baixos predominam-se fácies argilosas tanto retrabalhadas como *in situ*.

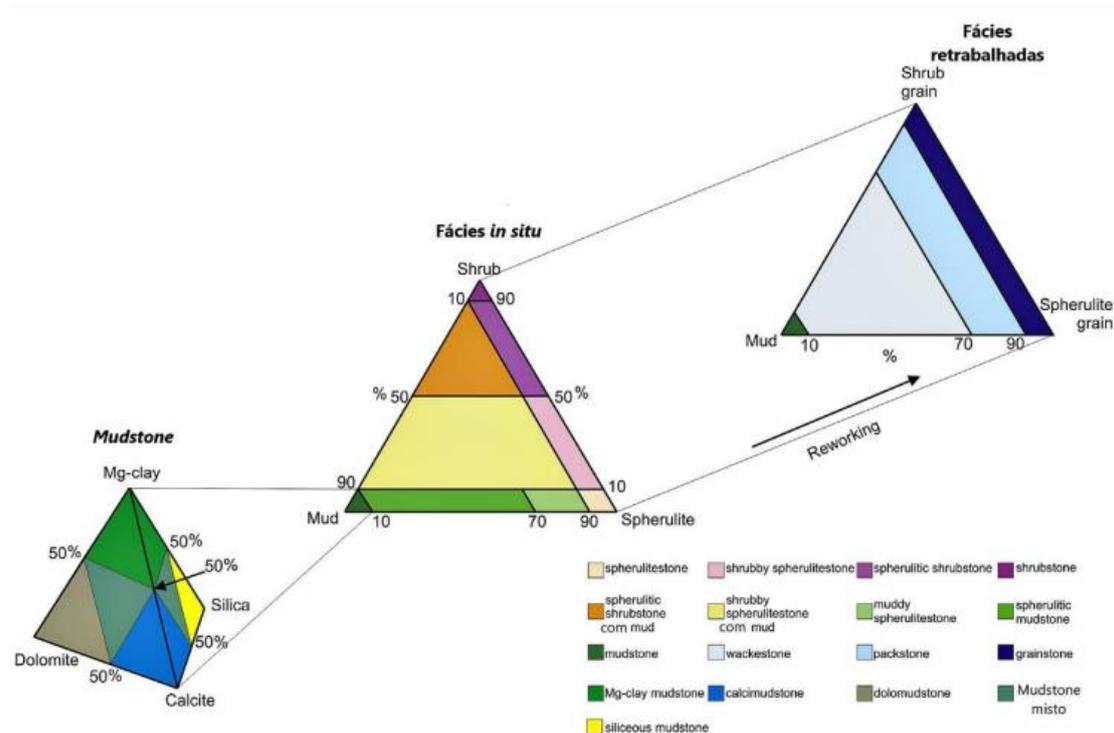


Figura 9: Proposta de classificação das fácies da Formação Barra Velha através de diagramas triangulares. Modificado de Gomes *et al.* (2020).

2.4 Fácies Sísmicas do Pré-sal

As fácies sísmicas são unidades tridimensionais com padrões de reflexões sísmicas que registram variações geológicas que podem ser estratigráficas, litológicas, feições deposicionais, erosivas entre outros (Severiano Ribeiro, 2001). A análise dessas fácies é importante para relacionar eventos sísmicos, identificar padrões e interpretar seus significados geológicos. Os parâmetros sísmicos mais importantes a serem considerados nesse tipo de estudo são a configuração de reflexão, continuidade lateral e vertical, geometria interna e externa, frequência entre outros (Brown & Fisher, 1977; Mitchum Jr. *et al.*, 1977).

Mitchum *et al.* (1977) definiram os principais tipos de padrões sísmicos internos e externos. As configurações internas podem ser paralela, divergente, progradante, caótico, transparente (*free reflection*), *hummocky*, lenticular, segmentado e contorcido e estão resumidos na Figura 10. Em relação à geometria externa, as feições mais frequentes são lençol (*sheet*), cunhas (*wedge*), bancos (*bank*), montiformas (*mounds*) e de preenchimento (*fill types*), que podem ser canais, calhas, bacia e talude.

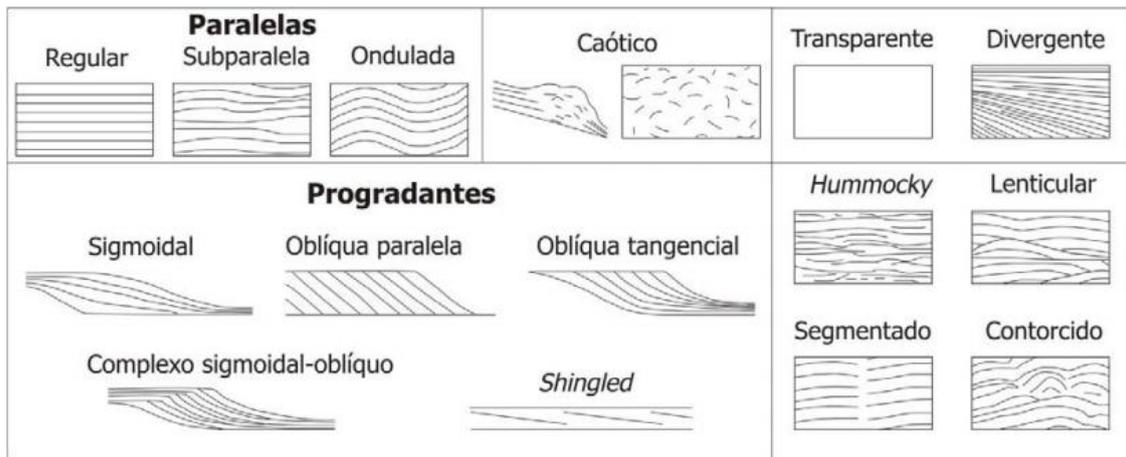


Figura 10: Configurações internas de reflexões sísmicas (Mitchum Jr. *et al.*, 1977).

Neves *et al.* (2019) apresentam os principais padrões sísmicos identificados nos carbonatos do Pré-sal: *debris* (fácies de escorregamento), *build-ups* (ou *mounds* carbonáticos), plataformas carbonáticas, e *bottom lake* (fácies de fundo de lago). Os *debris* são caracterizados por amplitudes sísmicas cliniformes e refletores internos caóticos. As fácies *build-ups* exibem geometria externa em formato cônico e geometria interna com refletores caóticos. Além disso, a feição sísmica em forma de plataforma carbonática apresenta refletores paralelos a subparalelos intercalados com truncamento *onlap* e *downlap*. Já as fácies de fundo de lago têm como característica a ausência de geometria e reflexões internas (Figura 11).

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

Figura 11: Resumo dos padrões sísmicos encontrados no Pré-sal da Bacia de Santos (Modificado de Neves *et al.*, 2019).

Diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos para identificação de fácies sísmicas do Pré-sal através de classificação automática. Ferreira *et al.* (2019) utilizaram um algoritmo para classificação não supervisionada de fácies da Formação Barra Velha através de atributos sísmicos. Com o método, foi possível identificar três fácies sísmicas (*build-ups*, *debris* e plataformas carbonáticas), além de realizar uma avaliação quantitativa da porosidade e permeabilidade de cada fácies sísmica a partir de perfis de poços disponíveis.

Ferreira *et al.* (2021b) realizaram uma classificação baseada em atributos estratigráficos e estruturais integrada à uma análise estatística de permeabilidade e porosidade da Formação Barra Velha no Campo de Búzios. O estudo identificou as fácies sísmicas *build-ups*, *debris* e plataforma carbonática, sendo as duas primeiras frequentemente alinhadas com as falhas e apresentando melhores valores de porosidade e permeabilidade.

Outro importante trabalho foi desenvolvido por Jesus *et al.* (2019) que realizaram uma classificação não supervisionada baseada em multiatributos sísmicos. Com esse fluxo, os autores identificaram e extraíram um *geobody* de *mounds* carbonáticos com boa porosidade no Pré-sal.

3 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Os atributos sísmicos são ferramentas fundamentais para a interpretação e são aplicados para identificar estruturas, feições estratigráficas e propriedades das rochas em subsuperfície para gerar modelos geológicos. Quanto mais fidedigno esse modelo for, maior será o sucesso na exploração e produção da área. O desenvolvimento de tais ferramentas ganhou força na década de 1970 e está atrelado ao avanço tecnológico na aquisição e processamento sísmico e computacional, o que promove melhorias na qualidade das avaliações geofísicas.

Para Taner (2001), um atributo sísmico é qualquer informação extraída do dado sísmico através de operações matemáticas, medição indireta ou análises experimentais. Já para Barnes (2001), o atributo sísmico é como um filtro que destaca determinadas informações do dado sísmico, de acordo com o objetivo de avaliação do intérprete.

Os atributos sísmicos foram classificados por diversos autores a partir de diferentes critérios. Por exemplo, Taner (2001) propôs uma divisão em duas categorias: físicos (associados às propriedades físicas da rocha) e geométricos (em função da continuidade, mergulho e azimute). Posteriormente, Brown (2011) dividiu de acordo com o domínio do dado sísmico (tempo ou profundidade) e do tipo de dado processado (pré ou pós-empilhamento). Já a classificação de Barnes (2016) abrange outras diferenciações e define os atributos de acordo com seu significado geológico, geofísico ou matemático, apresentado na Figura 12.

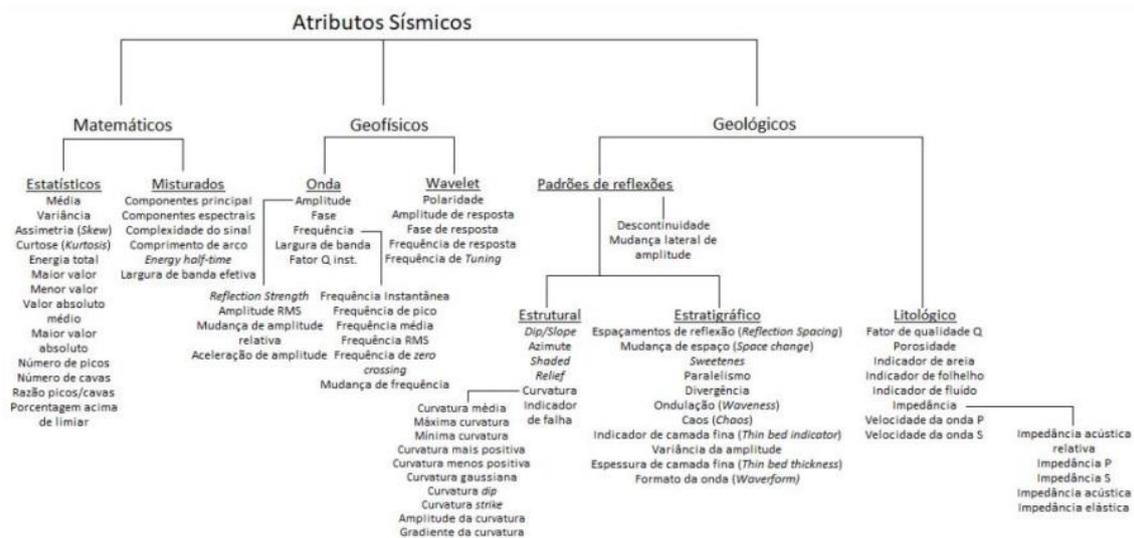


Figura 12: Classificação de atributos sísmicos baseado no seu significado. Modificado de Barnes (2016).

Os atributos sísmicos podem ser gerados em mapas, seções cruzadas ou volumes. Quando gerados em seções sísmicas, geralmente, são extraídos a partir do traço sísmico complexo. Os atributos em mapas, em geral, são mais fáceis de serem interpretados e, por isso, costumam ser o método mais utilizado. Nesse caso, podem ser extraídos em superfície a partir da intersecção de um horizonte ou intervalo, calculados em janelas de tempo ou profundidade, utilizando um ou dois horizontes como referência (Figura 13).

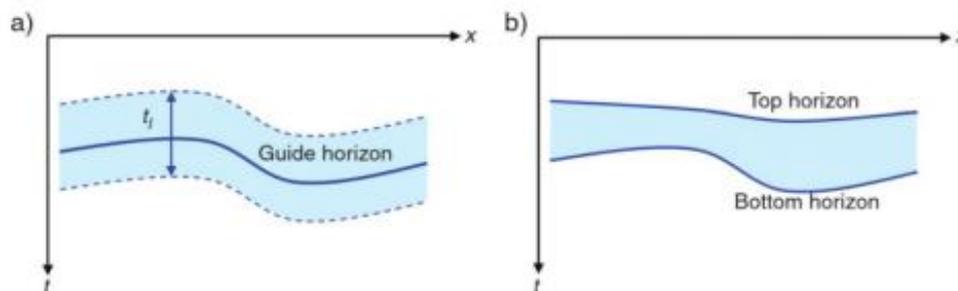


Figura 13: Maneiras de gerar os atributos intervalares: a) intervalo guiado por um horizonte e b) região entre dois horizontes (Barnes, 2016).

3.1 Atributos Sísmicos Texturais

3.1.1 Um Breve Histórico

A textura de uma imagem é definida como um padrão característico de magnitude e variação de amostras vizinhas em uma determinada imagem ou parte dela. Esse conceito faz um paralelo com os termos cotidianos sensoriais relacionados ao toque que envolvem aspectos como suavidade, rugosidade,

aspereza, regularidade entre outros. Uma determinada textura é dita como áspera, por exemplo, quando sua superfície apresenta proeminentes diferenças de elevação, ao contrário do que ocorre em texturas suaves (Gonzalez & Woods, 2002; Hall-Beyer, 2017). De forma análoga, as texturas sísmicas substituem a elevação por amplitude e a sensação tátil por uma janela de análise orientada ao longo do mergulho local da estrutura. Trata-se de um atributo multi-traço que utiliza métodos estatísticos para classificar a região de uma imagem baseado em padrões de amplitude de reflexão caracterizada pela magnitude e variação de amostras acústicas laterais em uma determinada região de um volume sísmico (Gao, 2003).

O conceito de análise de texturas foi proposto inicialmente por Haralick *et al.*, (1973) para processamento de imagens 2A. O aprimoramento dessa técnica e as novas possibilidades de aplicações acompanharam o avanço tecnológico de processamento e computação gráfica. A partir de meados de 1980, diversos trabalhos de análise textural começaram a ser aplicados na visualização e interpretação de imagens sísmicas (Vinther *et al.*, 1995; Gao 1999, 2003, 2004, 2007; Chopra & Alekseev, 2005; Di & Gao, 2014, 2017).

Apesar de haver muitos trabalhos publicados para análise de textura sísmica, esse é um conceito ainda em desenvolvimento, mas que apresenta grande potencial para discriminar feições que podem não ser facilmente reconhecidas com atributos convencionais (Gao, 2011). Yenegu & Marfurt (2010) apontam que a análise de textura em dados sísmicos é útil para delinear fácies que contenham hidrocarboneto, mas alertam que, ao contrário de atributos estruturais como curvatura e coerência que podem ser interpretados na ausência de dados de poços, os atributos estatísticos GLCM requerem um bom controle de perfis para suas predições. Além disso, Matos *et al.* (2011) e Marfurt (2018) ponderam que os atributos texturais não são intuitivos quanto os geométricos, que acendem estruturas geológicas como falhas e bordas e, por isso, a dificuldade em “popularizar” essas medidas, mas reforça que são atributos muito úteis como entrada em classificações supervisionadas e não supervisionadas.

3.1.2 O Método *Grey Level Co-occurrence Matrix (GLCM)*

O método estatístico mais utilizado para caracterização textural de imagens é a abordagem através da Matriz de Co-ocorrência de Níveis de Cinza (em inglês, *Grey Level Co-occurrence Matrix – GLCM*). A GLCM é uma matriz que corresponde à probabilidade de ocorrência de pares níveis de cinza relacionados espacialmente em determinada região de uma imagem, levando em consideração a distância e direção de encontro entre eles. A quantidade de níveis de cinza estará de acordo com o range do dado sísmico. Um volume de 8 bits, por exemplo, terá 256 níveis de cinza e sua GLCM calculada terá 256 linhas e 256 colunas (65.536 elementos) (Chopra & Alekseev, 2005).

Considerando I uma imagem em escala de cinza, N o número total de níveis de cinza em I e M uma matriz quadrada de ordem N. O elemento $M(i, j)$ é a frequência que um *pixel* de referência de intensidade i está adjacente a um *pixel* vizinho de intensidade j em uma determinada direção. As possíveis direções que podem ser consideradas entre os pares de *pixels* durante as análises das co-ocorrências estão ilustradas na Figura 14.

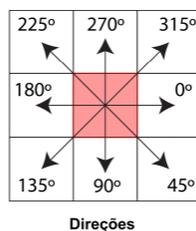


Figura 14: Ângulos de direção entre pares de pixels que podem ser utilizados na construção da GLCM.

A matriz GLCM é baseada no número de co-ocorrências de pares de pixels vizinhos em uma direção previamente estabelecida. Seu algoritmo é descrito a seguir:

1. Definição do número de níveis de cinza, direção e distância entre os pixels analisados.
2. Redimensionamento e discretização da amplitude sísmica de acordo com o número de níveis de cinza definido pelo usuário.
3. Rastreamento de co-ocorrências de pares de *pixels* vizinhos na direção e distância previamente estabelecidas.

4. Normalização da GLCM dividindo a matriz pelo número total de ocorrências obtendo, assim, uma matriz de probabilidade que informa o quão provável é achar pares de amplitudes vizinhas na área em torno no ponto de cálculo.
5. Por fim, as probabilidades são usadas para o cálculo dos atributos baseados na GLCM.

A Figura 15 mostra um exemplo 2A hipotético em que os *pixels* de uma região podem ter valores inteiros de amplitude de 0 a 4 levando em consideração a distância de 1 pixel e ângulo 0° ou 180° entre os pares vizinhos. Cada vez que o algoritmo identificar a ocorrência do par na imagem, a matriz GLCM será atualizada na posição correspondente ao valor dos pixels.

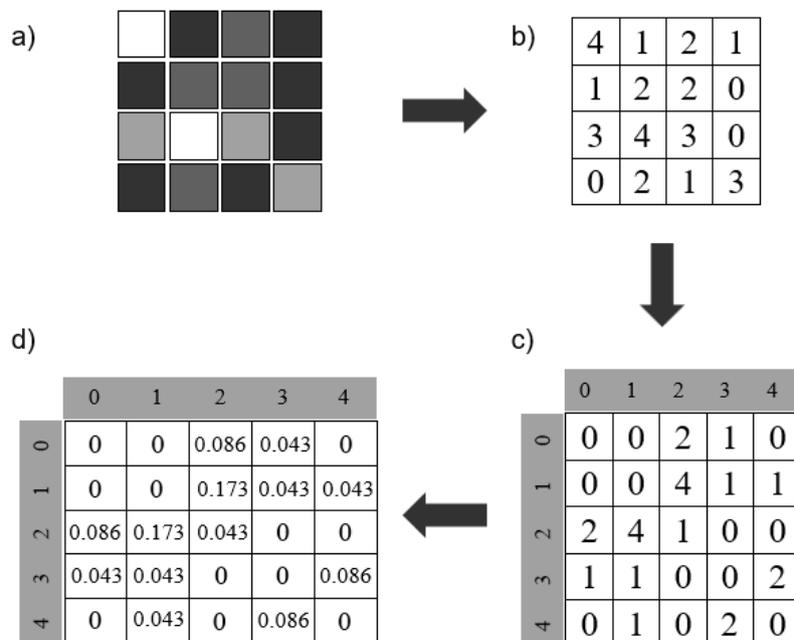


Figura 15: Construção da GLCM. a) Imagem 2A com quatro níveis de cinza; b) Discretização dos níveis de cinza da imagem; c) GLCM gerada; d) GLCM normalizada (Modificado de Sahoo & Subudhi, 2019).

3.1.3 Atributos *Grey Level Co-occurrence Matrix (GLCM)*

Haralick *et al.* (1973) propuseram 14 medidas estatísticas para descrever as texturas, que se dividem nos grupos contraste, ordem e estatística. O grupo contraste é composto pelos atributos de contraste, dissimilaridade e homogeneidade; o grupo ordem, mais importante para esse trabalho, apresenta os atributos entropia, energia e aleatoriedade, esse último proposto por Gao (2003) que medem o quão suavemente os valores das amplitudes sísmicas

variam. Portanto, depende apenas dos valores discretizados da GLCM e não das amplitudes da janela de análise em si. Já o grupo estatística inclui medidas como média, variância, correlação entre outros. No entanto, de acordo com Chopra & Alekeev (2005), entre todas as medidas propostas, quatro atributos se destacam por serem capazes de discriminar as texturas sem redundância: energia, entropia, contraste e homogeneidade.

Nesse trabalho foram utilizados os atributos texturais do grupo ordem: energia e entropia. A energia é uma medida de uniformidade textural da imagem. Quando os *pixels* da imagem forem semelhantes a energia será alta. Ou seja, altos valores de energia GLCM ocorrem quando os valores de amplitude sísmica em uma janela variam suavemente (Chopra & Alekeev, 2005).

Matos *et al.* (2011) destacam que o termo “energia” pode gerar confusão entre os intérpretes sísmicos. O atributo de energia GLCM não tem qualquer relação com o valor da amplitude sísmica em si, mas sim com uma medida da mudança na amplitude sísmica. Por isso, é preferível discriminar explicitamente esse atributo como energia GLCM e não simplesmente como energia.

A energia GLCM é definida matematicamente como:

$$Energia = \sum_i \sum_j P_{i,j}^2, \quad (3.1)$$

Já a entropia mede a desordem de uma imagem, ou seja, quanto mais rugosa a textura de uma imagem, maior será sua entropia (Yenegu & Marfurt, 2010). A entropia máxima ocorre rá quando todas as probabilidades de valores da matriz GLCM forem iguais e, portanto, resultarem de uma distribuição não ordenada de valores de amplitude.

A entropia GLCM é determinada como:

$$Entropia = \sum_i \sum_j P_{i,j} \log P_{i,j}. \quad (3.2)$$

Conforme citado anteriormente, os atributos GLCM se provaram particularmente úteis como *input* na classificação automatizada de fácies (West *et al.*, 2002; Gao, 2007; Angelo *et al.*, 2009; Yenegu & Marfurt, 2010; Matos, 2011; Berthelot *et al.*, 2012; Roy *et al.*, 2013). Dentre esses, destaca-se o artigo de Roy *et al.* (2013) que desenvolveram três fluxos de trabalho para classificação

de fácies carbonáticas definidas de acordo com suas diagêneses. O calcário fechado, fraturado e ocasionalmente silicificado da região de estudo foi caracterizado por alta coerência, refletores contínuos mais espessos, maior amplitude, alta homogeneidade GLCM e baixa entropia GLCM. O intervalo com camadas de *chert* e calcário teve como características sísmicas refletores finos, menor coerência, menor homogeneidade GLCM e maior entropia GLCM. Já o calcário rico em sílica com alta porosidade é caracterizado pela baixa amplitude, baixa coerência, baixa homogeneidade GLCM e alta entropia GLCM.

Nos dois primeiros fluxos de trabalho apresentados em Roy *et al.* (2013), os autores compararam dois diferentes conjuntos de atributos sísmicos na classificação não supervisionada através da técnica *Self-Organizing Map* (SOM). A primeira classificação utilizou como entrada atributos estruturais convencionais e a segunda os atributos texturais GLCM energia, entropia e homogeneidade, além da coerência e banda de frequência espectral (Figura 16). Posteriormente, esse segundo conjunto de atributos foi utilizado também em uma classificação supervisionada com controle de imagens de perfil de poço. Os autores inferiram que os atributos que apresentaram melhor desempenho na classificação foram os texturais GLCM, espectral e coerência por diferenciarem melhor as fácies e confirmaram esse cenário na classificação supervisionada com o apoio dos dados de poços e comparação com a impedância acústica.

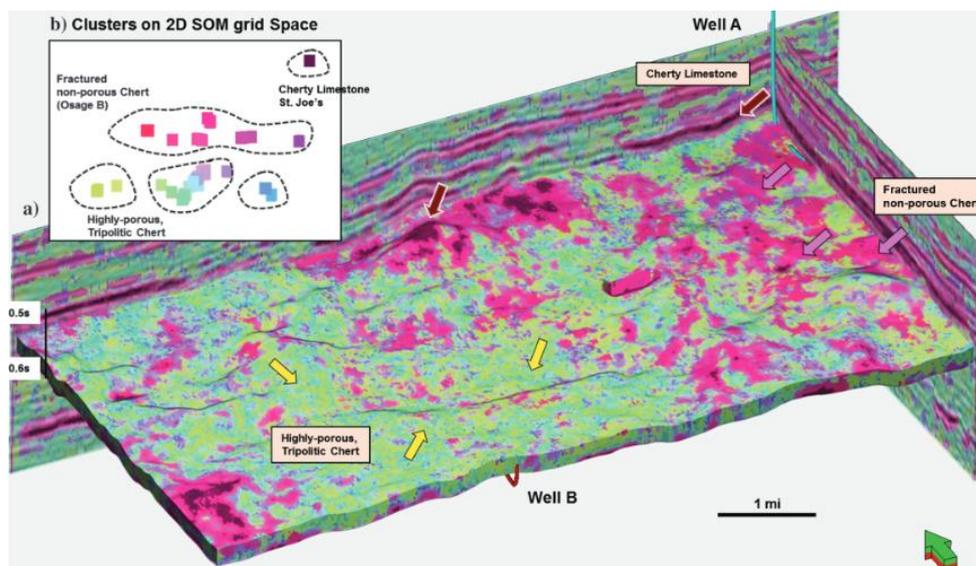


Figura 16: Classificação não supervisionada de carbonatos através da técnica SOM utilizando atributos GLCM, coerência e banda espectral. A classificação foi capaz de diferenciar as fácies de acordo com a diagênese das rochas. Fonte: Roy *et al.* (2013).

3.2 Decomposição Espectral

A decomposição espectral é um método utilizado para descrever os dados sísmicos em função de suas componentes de frequência, através de transformadas tempo-frequência. Essas transformadas são técnicas matemáticas que permitem analisar sinais no domínio da frequência a partir de sua representação no domínio do tempo, possibilitando que cada componente seja analisada separadamente.

O sinal sísmico, conforme vai se propagando no interior da Terra, sofre fenômenos como atenuação e dispersão que afetam a forma do pulso sísmico e o seu conteúdo de frequência (Wang, 2008). A subsuperfície da Terra é um meio inelástico e atua como um filtro passa-baixa, o que causa atenuação do sinal. Outro fenômeno associado a atenuação é a dispersão sísmica, que ocorre devido às componentes de frequência mais alta viajarem mais rapidamente do que as componentes de baixa frequência, provocando mudança na forma do pulso sísmico (Wang, 2008; Lupinacci *et al.*, 2017). Portanto, o sinal sísmico tem o seu conteúdo de frequência variável no tempo, ou seja, sua natureza é não estacionária.

A decomposição espectral é comumente realizada usando técnicas de Transformada de Fourier e Transformada *Wavelet* Contínua. A Transformada de Fourier é baseada na Teoria de Fourier, que considera que qualquer sinal periódico pode ser representado como a soma de uma série de senos e cossenos de frequências diferentes, cada um com sua própria amplitude e fase.

Segundo Oppenheim *et al.*, (1998), no caso de sinais não periódicos, também chamado de sinais não-euclidianos, o método tem como princípio que, à medida que o período se torna infinitamente longo, pode-se considerar os dados como periódicos e utilizar a integral do produto do sinal de entrada $x(t)$ com uma função exponencial $e^{-i\omega t}$, conforme descrito na equação 3.3:

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-i\omega t} dt \quad (3.3)$$

Onde ω é a frequência fundamental. Essa técnica permite obter o conteúdo médio de frequência de um sinal. No entanto, uma de suas limitações

é a impossibilidade de localizar no tempo quando determinada frequência ocorreu.

Para obter informações sobre a distribuição temporal das frequências no sinal, é comum a utilização da técnica Transformada de Fourier Janelada (STFT – *Short Time Fourier Transform*), introduzida por Gabor (1946), que divide o sinal aperiódico em janelas e aplica a Transformada de Fourier em cada divisão, permitindo o registro da frequência contida em cada segmento (Kaiser, 2011). Sua equação é escrita como:

$$X(\omega, \tau) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)h(t - \tau)e^{-i\omega t} dt \quad (3.4)$$

Onde $h(t - \tau)$ é a janela que segmenta a senoide complexa e τ é o parâmetro que determina a posição da janela ao longo do tempo. Diversas janelas podem ser aplicadas nessa técnica e dentre as mais comuns estão a função caixa, sem suavização e as janelas de Hanning, Kaiser e Gaussiana.

Por outro lado, apesar da STFT fornecer informações sobre a distribuição temporal das frequências, ela analisa apenas em um conjunto fixo de escalas temporais. As análises podem ser afetadas por distorções causadas pela segmentação do sinal em janelas e pode não ser adequado para sinais com variações rápidas nas frequências.

Uma alternativa a essa limitação é a Transformada *Wavelet* Contínua (CWT), que utiliza *wavelets* de diferentes tamanhos para analisar o sinal. Ou seja, para frequências diferentes, a forma de onda é dilatada em uma variedade de escalas temporais. Na prática, a resolução de frequência diminui quando a resolução do tempo aumenta e vice-versa (Mallat, 2009). Essa técnica é definida por Addison (2002) como:

$$\Psi(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t)\bar{\Psi}\left(\frac{t-b}{a}\right)dt, \quad a \neq 0, \quad (3.5)$$

no qual $x(t)$ é o sinal sísmico a ser decomposto, $\bar{\Psi}(t)$ é o complexo conjugado da função *wavelet* localizada no tempo e frequência, a é o parâmetro de contração ou dilatação e b é o parâmetro de translação. A Figura 17 mostra o processo da convolução da função *wavelet* de escala fixa com o sinal $x(t)$.

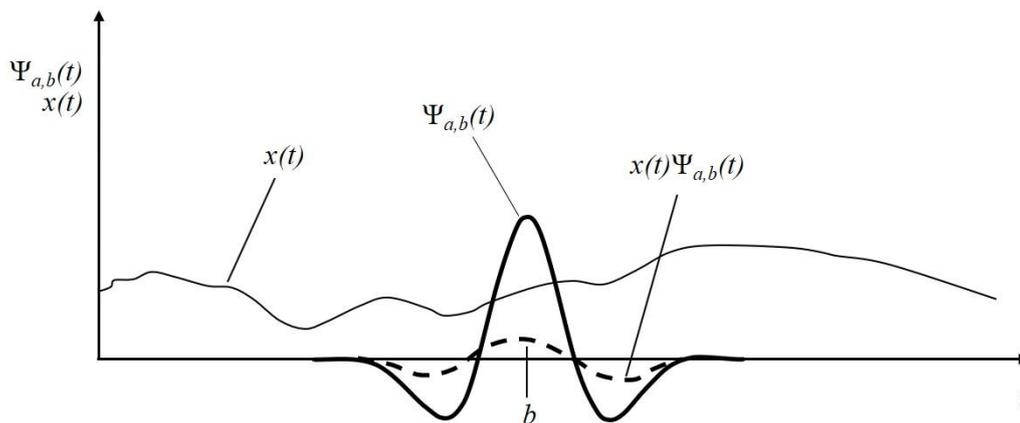


Figura 17: A convolução no domínio do tempo da *wavelet* $\Psi(t)$ com o sinal $x(t)$ (Adaptado de Addison, 2002).

A decomposição espectral pode ser aplicada para estimativa de espessura de camadas (Partyka *et al.*, 1999), detecção de hidrocarbonetos (Castagna *et al.*, 2003; Wang, 2007), caracterização de corpos ígneos (Correia *et al.*; 2019), identificação de barras carbonáticas (Verzi & Suarez, 2004), detecção de hidratos de gás (Oliveira *et al.*, 2010), mapeamento de canais entre outros. A interpretação é facilitada através da mistura de cores vermelho-verde-azul (RGB) onde, normalmente, a banda de frequência mais baixa é representada pela cor vermelha, a intermediária pela cor verde e a banda mais alta pela cor azul. Além disso, os atributos de frequência são amplamente utilizados em algoritmos de classificação.

Jesus *et al.* (2019) identificaram que baixas frequências estão correlacionadas com boas porosidades em *mounds* carbonáticos do Pré-sal. Os autores realizaram uma decomposição espectral híbrida nos dados sísmicos de um campo e utilizaram a banda de mais baixa frequência como *input* em um algoritmo de classificação multiatributo de fácies (Figura 18) e posteriormente extraíram um geobody dos *mounds* carbonáticos da região.

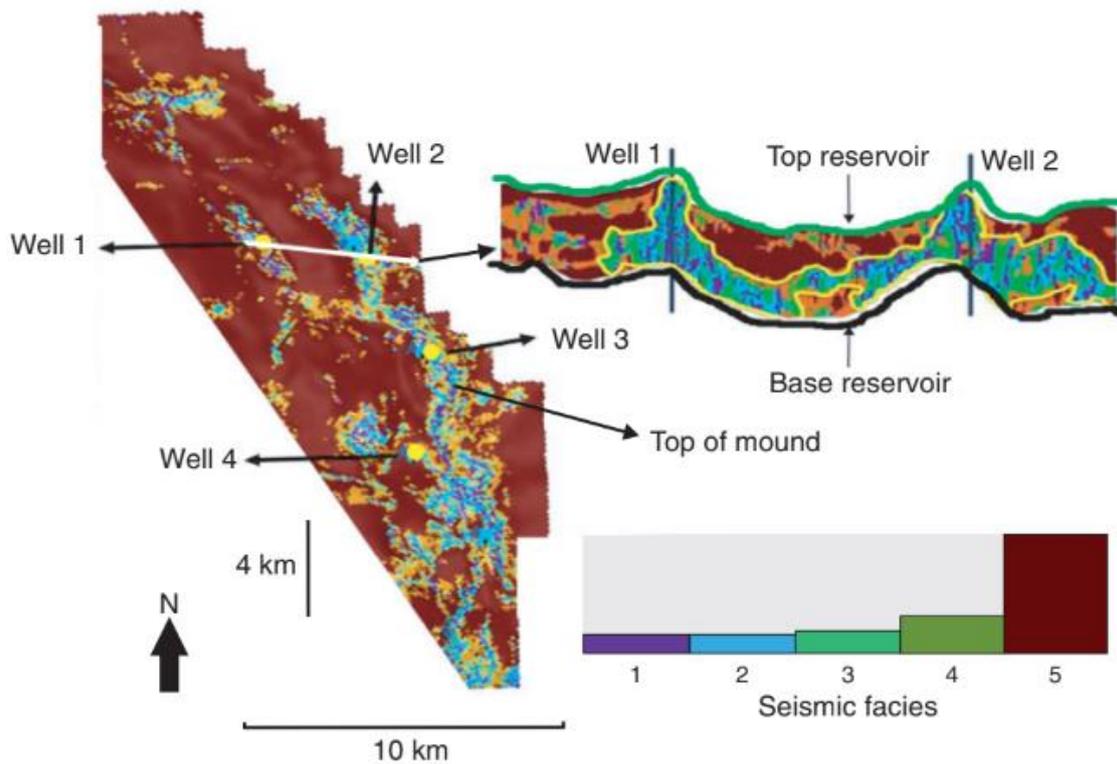


Figura 18: Classificação de fácies utilizando multiatributos sísmicos, incluindo a decomposição espectral híbrida, em um campo do Pré-sal (Jesus *et al.*, 2019).

3.3 Impedância Acústica

A impedância acústica é um importante atributo para a caracterização de reservatórios e vem sendo amplamente utilizado para estimativa de propriedades petrofísicas e classificação de sismofácies em reservatórios carbonáticos do Pré-sal, pois apresenta correlações satisfatórias com porosidade e litologia e facilidade de integração com outros dados (Teixeira *et al.*, 2017; Oliveira *et al.*, 2018; Peçanha *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021; Penna & Lupinacci, 2021).

Esse atributo é obtido a partir da técnica de inversão acústica que é uma das principais etapas utilizadas no fluxo de interpretação sísmica quantitativa e caracterização de reservatórios (Filippova *et al.*, 2011). Tal processo é importante pois transforma um atributo de interface, como amplitude, em uma propriedade de camada, que é o caso da impedância acústica, para a construção de um modelo geológico da subsuperfície (Russel, 1988).

Para isso, a sísmica de reflexão é modelada de forma direta a partir da convolução entre a função refletividade e o pulso sísmico, gerando o traço sísmico que representa propriedades de interfaces geológicas. Além disso, a

inversão promove um aumento da resolução sísmica (Latimer *et al.*, 2000; Hill, 2005; Penna & Lupinacci, 2021). O processo de modelagem direta e inversão acústica do traço está ilustrado na Figura 19.

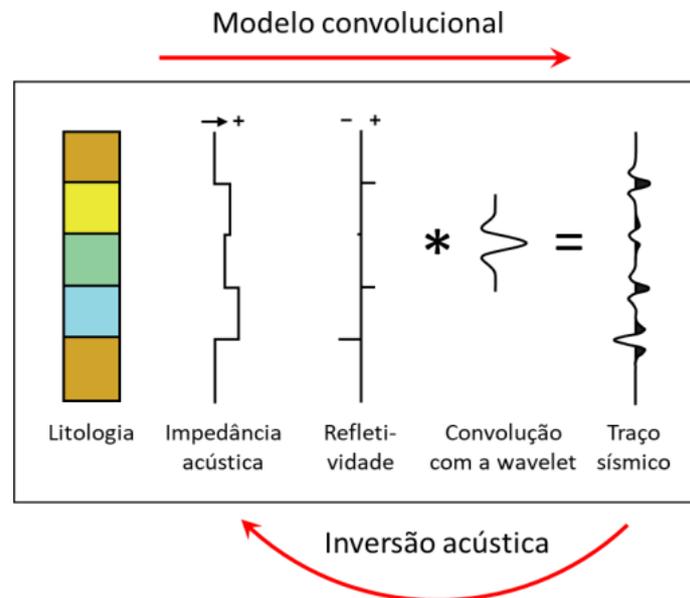


Figura 19: Ilustração do processo de inversão sísmica no qual obtém-se a impedância acústica de camadas geológicas a partir da inversão do traço sísmico (Modificado de Herron, 2011).

Existem diferentes metodologias para a realização da inversão sísmica que dependem do tipo de dado sísmico e técnica empregada. Os primeiros métodos foram baseados em abordagens determinísticas, que se buscam a minimização do erro entre o traço sísmico modelado (dado predito) e o traço real (dado original). No entanto, os métodos determinísticos apresentam uma grande limitação na estimativa de incertezas devido à restrição da banda de frequência do traço sísmico. Sendo assim, seus resultados costumam ser muito influenciados pelo modelo de baixa frequência. Essa técnica é mais adequada quando as camadas em subsuperfície apresentam uma variação lateral suave e são relativamente espessas, de modo que haja confiabilidade no modelo de baixa frequência em toda a área, incluindo regiões distantes dos poços. Do contrário, a inversão em áreas que apresentem camadas delgadas pode gerar modelos muito suavizados e pouco fidedignos à geologia da subsuperfície (Simm & Bacon, 2014).

Para superar esse problema, é recomendável a utilização da abordagem estocástica que utiliza algoritmos estatísticos no processo de inversão. Diferentemente da determinística cuja solução é única e produz apenas um

modelo de impedância acústica, a abordagem estocástica fornece diferentes soluções possíveis, equiprováveis, e tem rigor nas estimativas probabilísticas ao quantificar as incertezas. Na prática, através dela pode-se trabalhar com diferentes cenários geológicos (mais prováveis, pessimistas e otimistas) promovendo, assim, uma melhor caracterização de áreas complexas (Simm & Bacon, 2014; Azevedo & Soares, 2017; Liu & Grana, 2018; Fernandes *et al.*, 2022).

Azevedo & Soares (2017) apontam que existem duas principais técnicas para a inversão sísmica estocástica. A primeira, proposta por Bortoli *et al.*, (1993), combina os princípios da inversão sísmica tradicional com a geoestatística para lidar com a incerteza nos dados e modelos. Para isso, o método utiliza um conjunto de modelos aleatórios de impedância acústica espacialmente correlacionados originados através de simulações sequenciais estocásticas. Posteriormente, a otimização é realizada para ajustar cada traço sísmico ao modelo até alcançar a convergência para a função objetivo. Esse processo é então repetido iterativamente até que o modelo geológico se ajuste aos dados sísmicos de maneira satisfatória. No entanto, uma de suas principais limitações é a dificuldade em distinguir sinais de ruídos devido ao fato de que a técnica é aplicada individualmente em cada traço sísmico.

Outra importante abordagem é a inversão bayesiana linearizada (Buland & Omre, 2003; Tarantola, 2005) que utiliza algoritmos de otimização baseados na teoria bayesiana para encontrar o modelo geológico mais provável. Essa técnica tem como princípio que os dados obedecem a uma distribuição gaussiana e, assim, pode-se considerar a modelagem direta como linear. Para isso, o método começa com a seleção de um modelo inicial como probabilidade *a priori* para representar a incerteza da estrutura geológica em subsuperfície e faz uso de uma probabilidade *a posteriori* para representar a incerteza dos dados sísmicos. Em seguida, utiliza uma aproximação linear para o modelo geológico e um algoritmo iterativo para ajustar os dados sísmicos ao modelo.

Por outro lado, apesar desse método produzir bons modelos, essa técnica pressupõe que o cenário em subsuperfície é linear e que a incerteza e a variabilidade podem ser representadas por uma distribuição Gaussiana. No entanto, os cenários em subsuperfície são não-lineares e possuem relações

complexas entre as variáveis, o que leva a incerteza e variabilidade não-gaussianas (Liu & Grana, 2018).

Por conta disso, foram desenvolvidos os chamados Métodos *Ensemble-based*, uma extensão do método de inversão bayesiana linear, onde são utilizados uma série de modelos iniciais com distribuição de probabilidades para representar suas incertezas. Sendo assim, essa abordagem permite lidar com cenários não-lineares gerando um conjunto de modelos finais para, então, realizar a inversão bayesiana de cada um desses modelos. Dessa forma, é possível explorar uma variedade maior de soluções possíveis e produzir resultados mais precisos (Liu & Grana, 2018).

Um caso particular desses métodos é o *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA), que combina técnicas de assimilação de dados com suavização do conjunto de soluções (*ensemble*). A assimilação de dados é um processo realizado com algoritmos estatísticos bayesianos que inclui informações observacionais em um modelo para ajustar suas previsões, ou seja, ajuda a atualizar o modelo *a priori* para as condições atuais. Já o suavizador do *ensemble* é um método estatístico que utiliza uma série de previsões geradas a partir de diferentes condições iniciais para produzir um modelo final mais preciso, ajudando a reduzir a incerteza associada às previsões (Emerick & Reynolds, 2013; Liu & Grana, 2018).

A técnica, iterativa, gera várias simulações a partir de uma distribuição inicial que são utilizadas para aproximar a distribuição real dos dados. Sendo assim, o método ES-MDA aproveita as vantagens dos dois métodos, ao mesmo tempo em que tenta superar suas limitações, capturando melhor a incerteza associada às previsões e sendo menos sensíveis às suposições de distribuição gaussiana (Emerick & Reynolds, 2013).

Fernandes (2022) utilizou o ES-MDA para a inversão sísmica estocástica de dados sísmicos pós-empilhados do Pré-sal da Bacia de Santos. O autor realizou uma comparação quantitativa com os resultados de uma inversão determinística obtida por Dias (2020), através do coeficiente de correlação de Pearson extraído na posição dos poços e observou uma melhora em média de 57% para 62%. Os resultados na sísmica tiveram boa concordância com os perfis dos poços, conforme observado na Figura 20. Foi realizada uma análise em um traço para avaliar as assimilações do ES-MDA e o número de *ensembles* afetam

a convergência entre os dados originais e os dados modelado. Foi verificado que escolher um número reduzido de *ensembles* pode prejudicar quantitativamente os resultados.

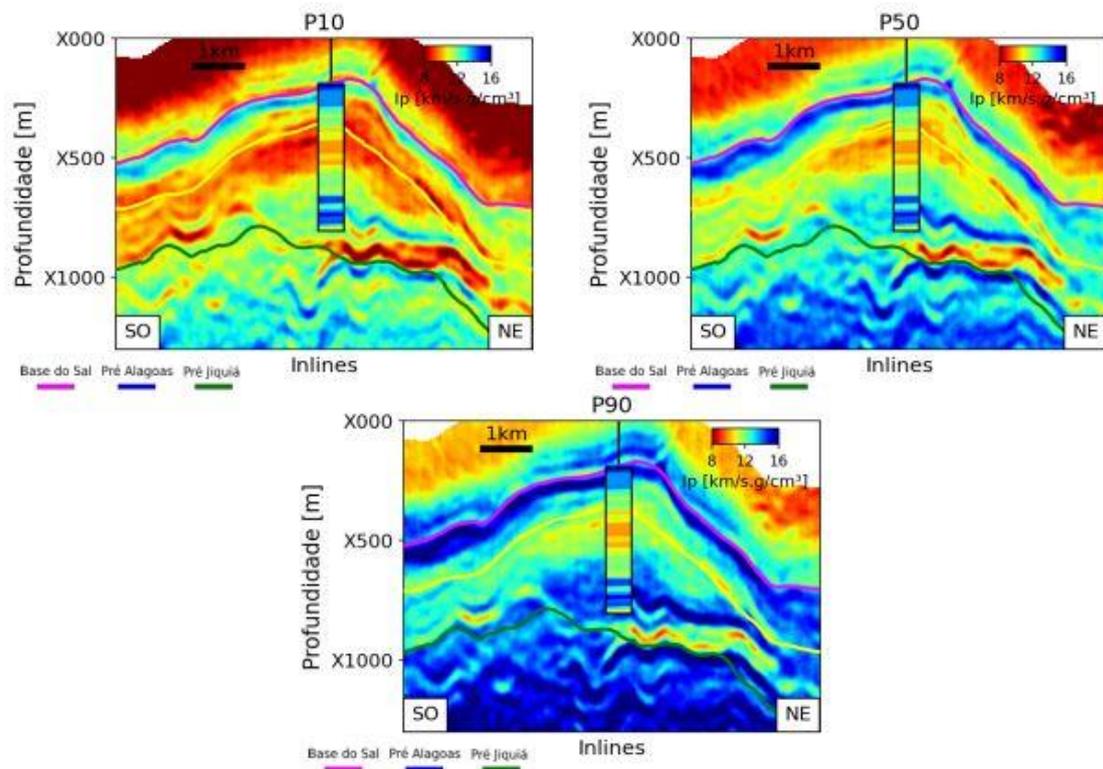


Figura 20: Três cenários de impedância acústica (P10, P50 e P90) obtidos a partir da inversão sísmica estocástica. Fonte: Fernandes (2022).

4 CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA DE FÁCIES SÍSMICAS

4.1 Teorema de Bayes

O Teorema de Bayes, definido pelo matemático Thomas Bayes (1702-1761), trata de variáveis condicionais e descreve a probabilidade de ocorrência de um evento baseado em informações *a priori*. Para entendê-lo, é importante definir alguns conceitos de probabilidade.

Considere um espaço amostral Ω definido como o conjunto de todos os resultados possíveis de eventos aleatórios e mutuamente exclusivos (A_1, A_2, \dots, A_i), onde um evento é um subconjunto do espaço amostral e tem probabilidade de ocorrência diferente de zero. Tem-se, também, que para cada acontecimento B pertencente a Ω , sua probabilidade de ocorrência é descrita como:

$$P(B) = P(A_1 \cap B) + P(A_2 \cap B) + \dots + P(A_i \cap B). \quad (4.1)$$

Portanto, a probabilidade de B é uma média ponderada das probabilidades condicionadas, ou seja, é calculada a partir do conjunto de probabilidades que envolvem esse evento. De maneira formal, a probabilidade de ocorrência de B é chamada Teorema da Probabilidade Total, definida pela equação:

$$P(B) = \sum_i P(A_i) \cdot P(B|A_i). \quad (4.2)$$

e ilustrada na Figura 21.

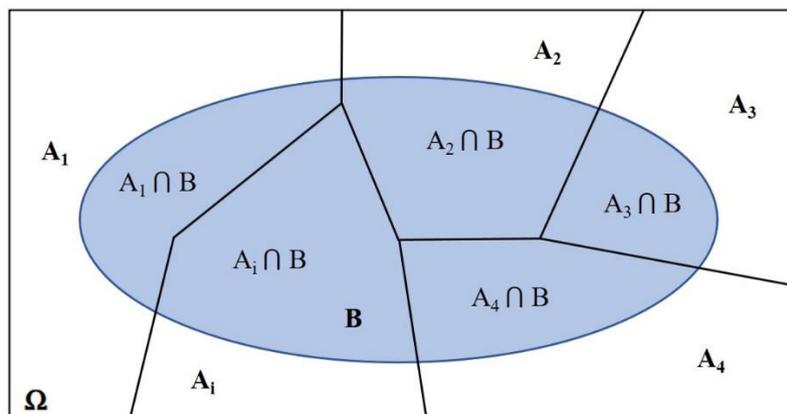


Figura 21: Ilustração do Teorema da Probabilidade Total através do Diagrama de Venn. Espaço amostral Ω dividido em i eventos A com probabilidade $P(A_i)$.

Pelo Teorema da Probabilidade Condicional, considerando a probabilidade de A dado que B já ocorreu, temos que:

$$P(A_i|B) = \frac{P(A_i \cap B)}{P(B)}. \quad (4.3)$$

Como $P(A_i \cap B) = P(A_i|B) \cdot P(B)$, $P(B \cap A_i) = P(B|A_i) \cdot P(A_i)$ e $P(A_i \cap B) = P(B \cap A_i)$, então:

$$P(A_i|B) \cdot P(B) = P(B|A_i) \cdot P(A_i). \quad (4.4)$$

Reescrevendo a equação 4.4, temos a definição matemática do Teorema de Bayes:

$$P(A_i|B) = \frac{P(B|A_i)P(A_i)}{P(B)}, \quad (4.5)$$

no qual $P(A_i|B)$ é a probabilidade *a posteriori* de A_i ocorrer dado o evento B e $P(B|A_i)$ é a probabilidade *a posteriori* de B, também chamada de verossimilhança. Já $P(A_i)$ é a probabilidade *a priori* do evento A_i e $P(B)$ é a probabilidade de ocorrência (evidência) do evento B (ambas probabilidades independentes).

Portanto, o Teorema de Bayes revisa probabilidades definidas preliminarmente de acordo com novas informações. A probabilidade *a posteriori* é atualizada pela incorporação da informação de que um evento sucedeu.

4.2 Classificação Bayesiana

A Classificação Bayesiana é uma técnica estatística que utiliza o Teorema de Bayes para analisar a probabilidade de um objeto pertencer a uma possível classe pré-definida escolhendo a mais provável e informando, também, a probabilidade de sua predição (Witten & Frank, 2005). Ou seja, é uma ferramenta que quantifica o risco envolvido na tomada de determinada decisão. É preciso definir as classes e suas probabilidades e verossimilhanças devem ser conhecidas ou estimadas. Naturalmente, todo modelo preditivo está sujeito a erros e é preferível modelos com maiores precisões.

Dito isto, a estatística bayesiana pode ser aplicada na sísmica com a classificação de fácies (litológicas, eletrofácies, unidades de fluxo, entre outros). A probabilidade de uma classe f_i pode ser categorizada a partir de valores de

atributos sísmicos como, por exemplo, impedância acústica. A equação do Teorema de Bayes, então, assumirá a seguinte forma:

$$P(f_i|I_P) = \frac{P(I_P|f_i)P(f_i)}{P(I_P)} \quad (4.6)$$

onde f_i são as fácies previamente definidas e I_P é o atributo impedância acústica.

Recentemente, diversos autores vêm utilizado a estatística bayesiana para classificação de fácies no Pré-sal. Teixeira *et al.* (2017) aplicaram esta técnica em escala sísmica para diferenciar reservatórios carbonáticos de boa porosidade dos não reservatórios caracterizados como carbonatos cimentados e fácies argilosas utilizando a impedância acústica, sensível à porosidade e a razão V_p/V_s , sensível à mineralogia. A partir da classificação bayesiana 2A, os autores geraram um modelo de probabilidade de distribuição de fácies carbonática lamosa no reservatório (Figura 22).

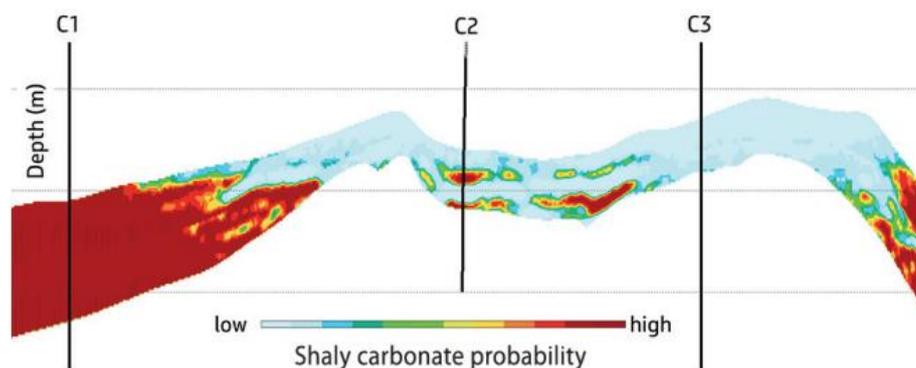


Figura 22: Distribuição da probabilidade de ocorrência de fácies carbonáticas lamosas em um reservatório do Pré-sal. Fonte: Teixeira *et al.* (2017).

Além disso, Penna *et al.* (2019) realizaram uma inversão elástica em dados *pré-stack* e utilizaram os volumes de impedância acústica e impedância cisalhante em um algoritmo de classificação bayesiana para classificação de cinco fácies litológicas: três carbonáticas e duas ígneas. A partir da análise de *crossplots* $I_P \times I_S$, os autores conseguiram diferenciar as rochas intrusivas das extrusivas baseado no comportamento da impedância acústica que era mais alto no primeiro caso. Por fim, geraram mapas de probabilidade de ocorrência de rochas ígneas intrusivas na parte superior da Formação Barra Velha e extrusivas na Formação Itapema para auxiliar no entendimento das barreiras de permeabilidade dos reservatórios (Figura 23).

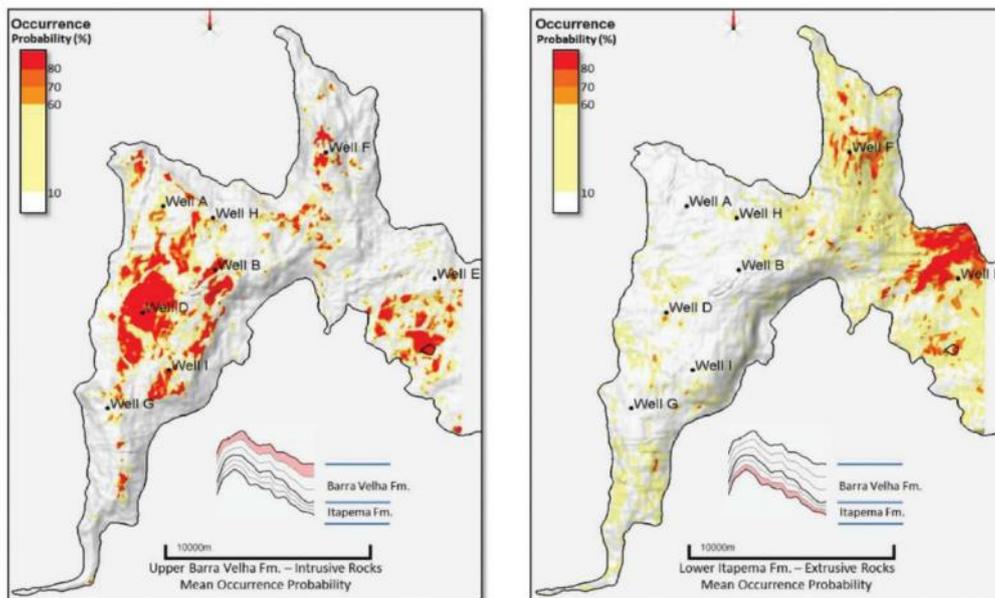


Figura 23: Mapas de probabilidade de ocorrência de fácies ígneas na Formação Barra Velha (intrusivas – à esquerda) e Formação Itapema (extrusivas – à direita). Fonte: Penna *et al.* (2019).

Mello & Lupinacci (2022) aplicaram essa abordagem em escala de perfil em cinco poços do Campo de Búzios para quantificar as probabilidades de ocorrência de até seis litotipos de rochas carbonáticas. Os autores compararam três diferentes metodologias para classificação bayesiana utilizando parâmetros elásticos e analisou os resultados quantitativamente através de medidas de erro, confrontando os litotipos interpretados a partir dos poços e os previstos na classificação. A Figura 24 mostra a taxa de acerto de três litotipos classificados em três dos poços analisados. Os resultados apresentados alcançaram até 90% de acerto, se mostraram satisfatórios e foram utilizados para a calibração entre parâmetros elásticos e petrofísicos de forma empírica. Além disso, os autores filtraram os perfis na banda sísmica e obtiveram resultados semelhantes, o que sugere que a metodologia pode ser aplicada em escala de campo.

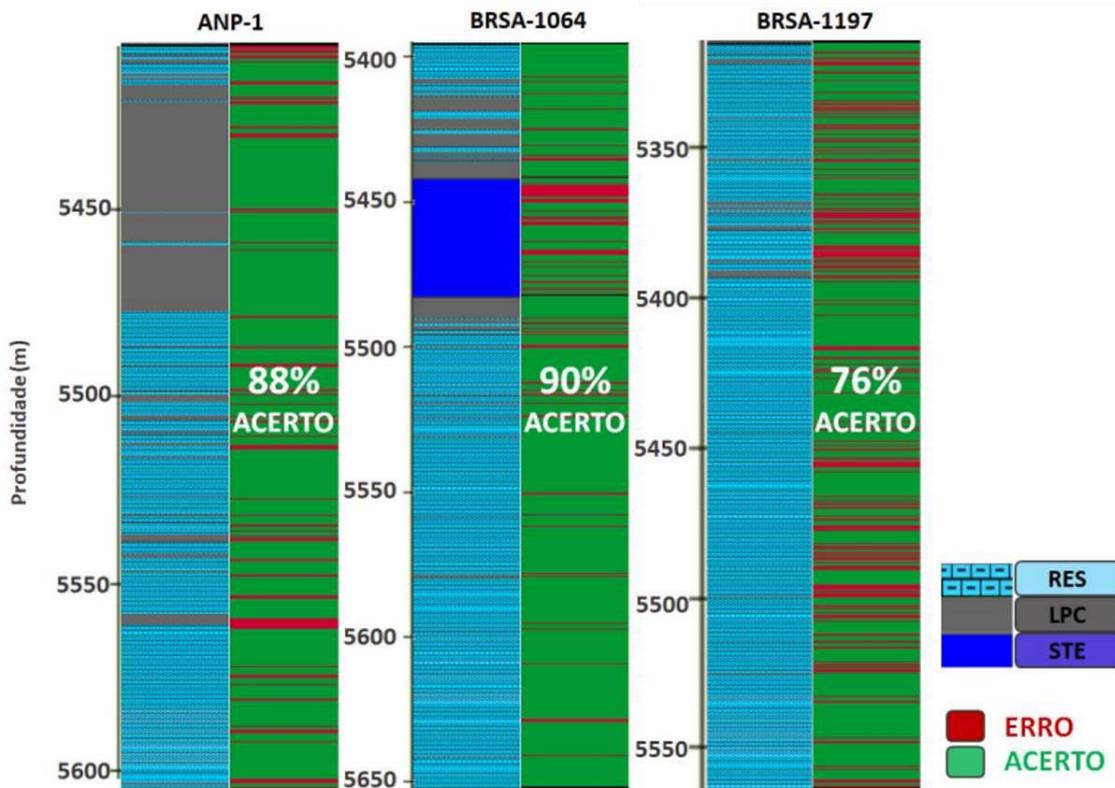


Figura 24: Taxa de acerto da predição de 3 litotipos a partir da classificação bayesiana em cada amostra de três perfis do Pré-sal (Modificado de Mello & Lupinacci 2022).

Dias *et al.*, (2021) fizeram um estudo para entender a relação entre a impedância acústica e a porosidade efetiva em eletrofácies definidas no Pré-sal da Bacia de Santos. Para isso, foram utilizados dados de poço com *upscale* para análise de *crossplots* e funções densidade de probabilidade (PDFs) (Figura 25). Os autores verificaram uma boa correlação entre reservatório, carbonato fechado e ígneas com a porosidade efetiva, mas apontaram uma grande sobreposição entre reservatório e lamosas, visto que ambas as eletrofácies apresentam os mesmos valores de impedância acústica. Esse problema gera um grande desafio para a classificação de fácies e modelagem de porosidade que tenham como entrada apenas a impedância acústica. Outros autores também mostraram que a presença das lamosas atrapalham as análises da impedância acústica nos reservatórios (Teixeira *et al.* 2017; Castro & Lupinacci, 2019; Fernandes, 2022). Para contornar este problema, Teixeira *et al.* (2017) e Fernandes (2022) sugerem a incorporação de informações *a priori* relacionada na localização dessas fácies lamosas.

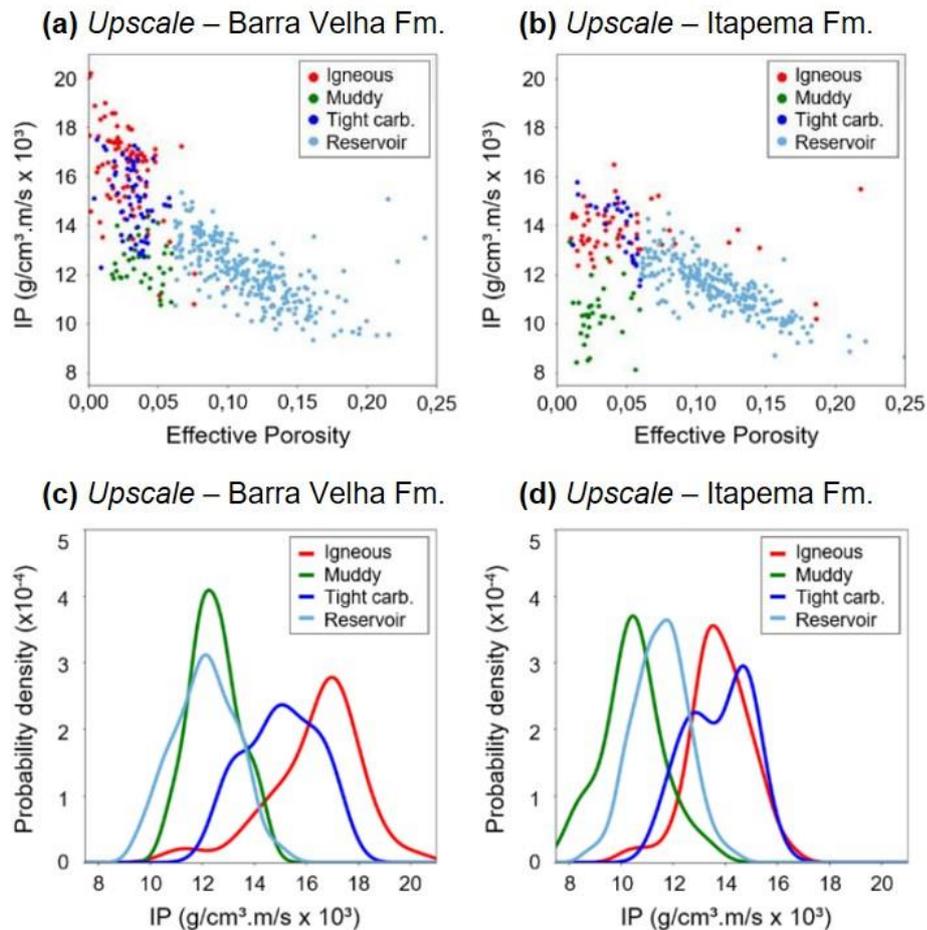


Figura 25: *Crossplots* entre a impedância acústica *versus* porosidade efetiva na a) Formação Barra Velha e b) Formação Itapema; Função Densidade de Probabilidade de quatro eletrofácies partir da impedância acústica na c) Formação Barra Velha e d) Formação Itapema. Fonte: Modificado de Dias *et al.*, (2021).

4.3 Função Densidade de Probabilidade

A Função Densidade de Probabilidade (PDF) é uma função aproximada f que modela a distribuição desconhecida de um conjunto de dados possíveis de determinada variável contínua aleatória X , através de uma estimativa de densidade (Figura 26). Cada classe amostrada pode ser descrita como uma PDF que é dada pela sua integral ao longo de um intervalo $[a, b]$ e a área completa sob a função é igual a 1:

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x)dx, \text{ para qualquer } a < b. \quad (4.7)$$

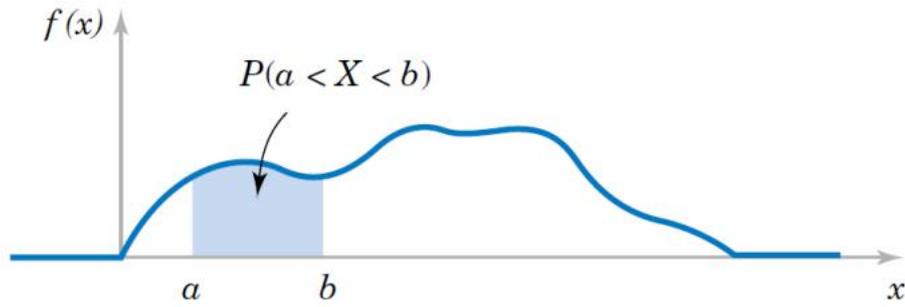


Figura 26: PDF analisada em um intervalo entre a e b.

Os algoritmos de classificação bayesiana utilizam estimadores de função de densidade que podem ser tanto paramétricos como não paramétricos. Os paramétricos analisam dados que assumem um comportamento de distribuição específico. Um exemplo clássico são os conjuntos de amostras descritas pela média e variância que parametrizam uma distribuição normal. Já os estimadores não paramétricos utilizam uma abordagem de análise de dados que não assume um padrão de comportamento distribucional específico preliminarmente e tende a honrar mais os dados (Parzen, 1962).

Silverman (1986) definiu uma função densidade de probabilidade através da Estimativa de Densidade *Kernel* (KDE), dada pelo somatório da contribuição individual do *kernel* de cada amostras de acordo com a equação:

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - X_i}{h}\right), \quad (4.8)$$

no qual K é um *kernel* qualquer que determina a configuração da distribuição dos dados, n é o número de amostras e h é a largura da janela que controla a influência dos vizinhos em um *kernel*.

5 DADOS E MÉTODOS

O cubo sísmico utilizado nesse estudo compreende uma área de cerca de 680km² de um campo do Pré-sal da Bacia de Santos com 1025 *inlines* na direção S-N e 1061 crosslines na direção O-E. Trata-se de um dado confidencial que foi processado pela empresa CGG e é do tipo pré-empilhado migrado em profundidade (PSDM). Além do volume sísmico, foram utilizados dados de nove poços fornecidos pela ANP.

A construção desse trabalho se baseia na integração entre os dados de perfis e sísmicos para a construção de um modelo de distribuição de probabilidades de ocorrência de determinadas eletrofácies a partir da classificação bayesiana. Algumas etapas anteriores à construção da classificação foram realizadas por membros da equipe do projeto no qual o presente trabalho foi desenvolvido e serão descritas a seguir.

Os dados de perfis foram utilizados na definição de eletrofácies, no mapeamento dos principais horizontes sísmicos da área, na amarração poço-sísmica, na construção do modelo de baixa frequência para a impedância acústica. Cinco eletrofácies foram definidas de acordo com as respostas de perfis à ocorrência de determinadas litologias identificadas nos poços e em trabalhos anteriores no Pré-sal (Teixeira *et al.*, 2017; Penna *et al.*, 2019; Penna & Lupinacci, 2021). Segundo Serra & Abbott (1982), eletrofácies é um termo utilizado para descrever a combinação de respostas de perfis de poço que são características de uma determinada camada e que a permitem ser diferenciada de outras camadas adjacentes.

O valor de corte mínimo usado para definir os reservatórios foi de 6%, sendo que eles foram divididos para a identificação dos carbonatos com os melhores valores de porosidade efetiva (acima de 12%). Foram representados, também, os carbonatos com baixos valores de porosidade, além daqueles com alto conteúdo de argila ($V_{cl_{GR}}$ acima de 20%). Ademais, há alta ocorrência de rochas ígneas na região. Portanto, as eletrofácies definidas foram: Reservatório 1, Reservatório 2, Carbonato Fechado, Lamosa e Ígnea.

A eletrofácies ígnea foi determinada a partir dos perfis compostos, que definiram os intervalos de ocorrência dessas rochas, e interpretações dos perfis geofísicos. Já as demais fácies foram estabelecidas de acordo com a porosidade

(φ) e volume de argila (Vcl_{GR}). Para a porosidade, foi utilizado principalmente o perfil de porosidade efetiva oriundo da ressonância magnética (RMN). Porém, em alguns locais onde notou-se arrombamento do cáliber, a estimativa foi realizada a partir do perfil sônico de acordo com a equação Wyllie *et al.* (1958):

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}, \quad (5.1)$$

no qual Δt , Δt_{ma} e Δt_{fl} são os tempos de trânsitos na formação, na matriz da rocha e no fluido, respectivamente.

Para a estimativa do volume de argila, foi utilizado o método de Larionov (1969) a partir do perfil de Raios Gama para rochas antigas:

$$Vcl_{GR} = 0,33[2^{2,0*IGR} - 1], \quad (5.2)$$

no qual IGR é o índice de raios gama:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (5.3)$$

Com base nesses cálculos, os critérios para definição de cada eletrofácies são resumidos na Tabela 1.

Tabela 1: Critérios para definição das eletrofácies.

Eletrofácies	Critérios
Reservatório 1	$\varphi_e > 12\%$
Reservatório 2	$6\% \leq \varphi_e \leq 12\%$
Carbonato Fechado	$\varphi_e < 6\%$ e $Vclay < 20\%$
Lamosa	$\varphi_e < 6\%$ e $Vclay > 20\%$
Ígnea	Interpretação dos Perfis

Como este trabalho é focado nas formações Itapema e Barra Velha, onde estão presentes os principais reservatórios da seção Pré-sal, as discordâncias mapeadas durante a interpretação sísmica foram o Embasamento Econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas e Base do Sal. Para a amarração, foram estimados pulsos sísmicos no entorno dos poços tendo como limites as discordâncias Pré-Jiquiá (inferior) e Base do Sal (superior), que obtiveram uma correlação média de 70,6%. Estas discordâncias também foram limitadoras nas etapas da inversão sísmica e classificação Bayesiana de fácies, ao passo que a superfície Pré-Alagoas identifica a passagem da Formação Itapema para a Formação Barra Velha.

Além disso, Dias (2020) utilizou os perfis de impedância acústica dos poços, suavizados através de um filtro passa-baixa de 0-8Hz para a construção de um modelo de baixa frequência. Para isto, foi utilizada uma técnica de krigagem geoestatística baseada no inverso da distância (Azevedo & Soares, 2017). Posteriormente, Fernandes (2022) utilizou o método de inversão estocástica *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA) para as estimativas dos volumes de impedância acústica (Figura 25). Tal algoritmo utiliza o modelo de baixa frequência e realiza modelagem direta com simulações de Monte Carlo espacialmente correlacionadas (Liu & Grana, 2018). A partir deste método de inversão, foram obtidos volumes de percentis (P10, P50 e P90) e, assim, é possível trabalhar com diferentes cenários (otimista, mais provável e pessimista), assumindo que valores maiores de impedância estão associados a menores porosidades. No entanto, se tratando de reservatórios complexos como os do Pré-sal, essa relação não é direta dessa forma. Para informações mais detalhadas deste algoritmo, ver Liu & Grana (2018) e Fernandes (2022).

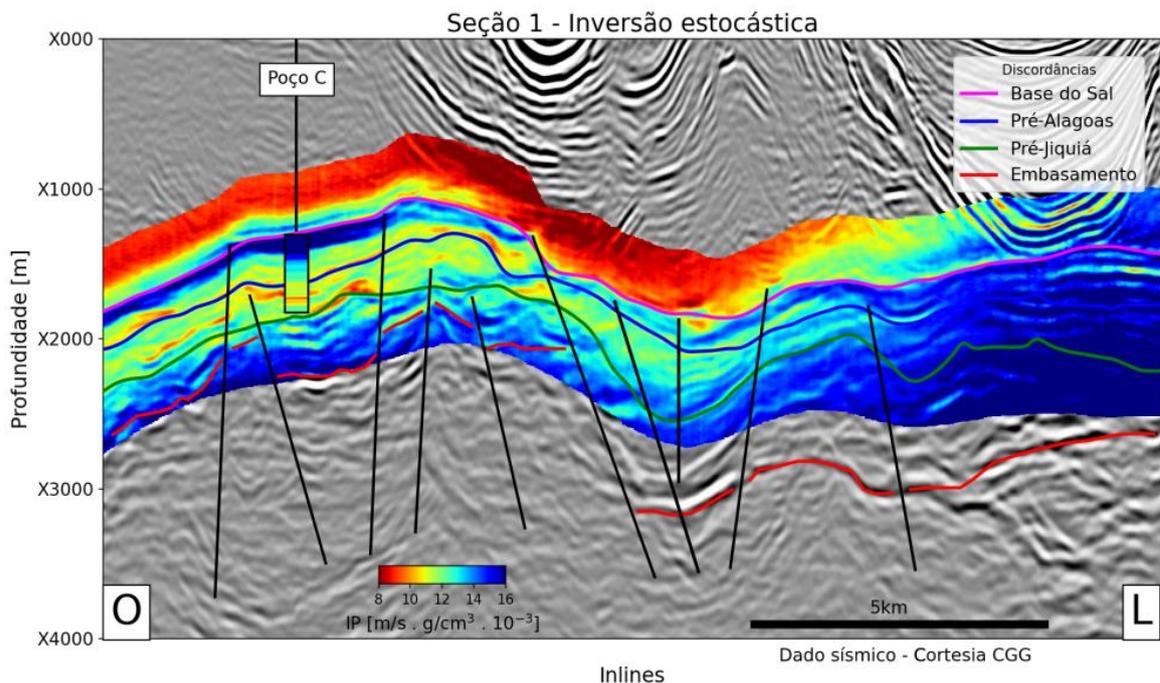


Figura 25: Seção sísmica com o resultado da impedância acústica P50 obtida a partir da inversão estocástica mostrando excelente correspondência entre a impedância do poço e da sísmica. Fonte: Fernandes (2022).

Para realizar a integração dos dados, uma etapa importante do fluxo foi o *upscale* dos dados dos poços e das eletrofácies para a escala sísmica. Para isso, foi utilizada a média móvel de Backus (1962) definida em função da velocidade

sísmica mínima do dado sísmico (2000m/s), com uma frequência de corte de 100Hz, na taxa de amostragem definida em 5m (compatível com a do volume sísmico), em uma janela de 11 metros. A Figura 26 mostra um exemplo do *upscale* nos perfis de um dos poços da área de estudo. Esse processo associado a um controle de qualidade que verifica se a média e a variância dos dados originais são mantidos após o redimensionamento, garante que os dados dos poços sejam analisados em uma escala maior sem prejudicar suas características mais importantes (Tiwary *et al.*, 2009; Azevedo & Soares, 2017).

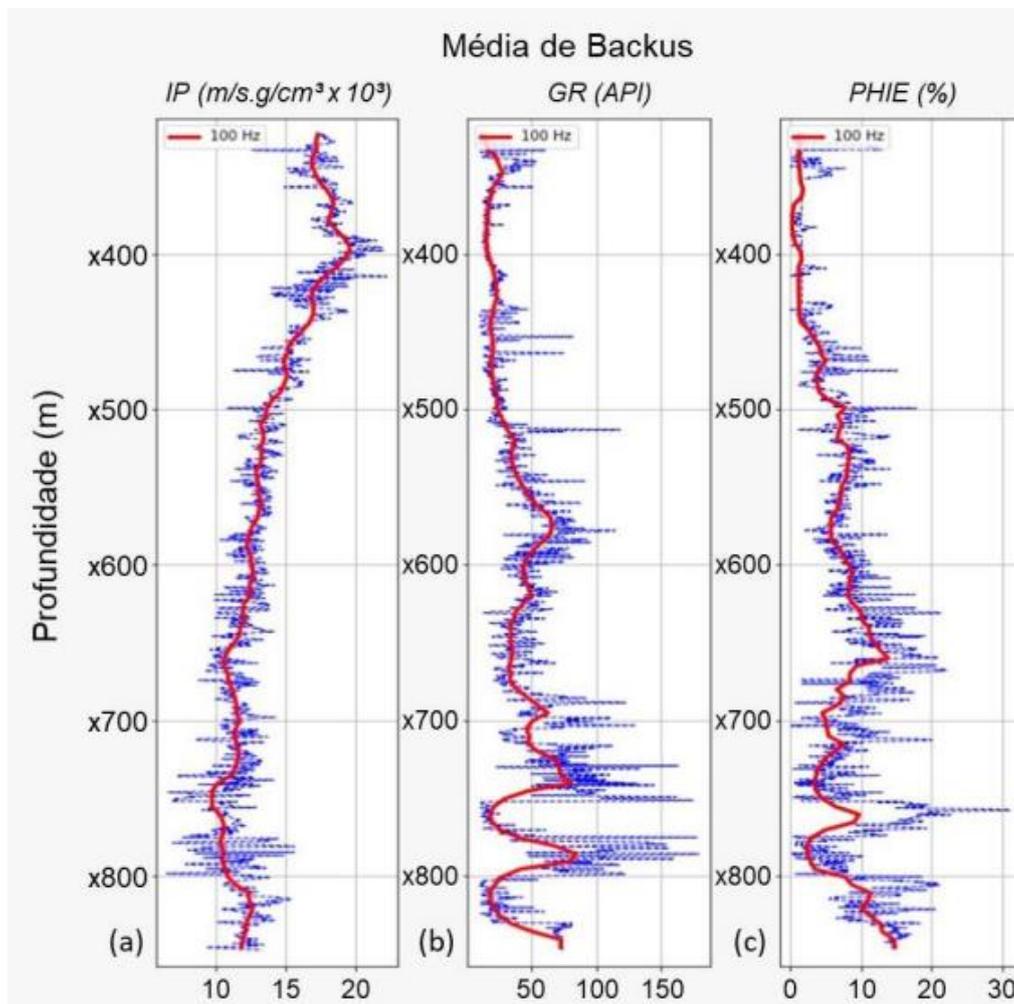


Figura 26: Exemplo do *upscale* aplicado em um poço na área utilizando a média móvel de Backus (linha vermelha) no Perfis de (a) impedância acústica (Ip); (b) raios gama (GR); c) Porosidade efetiva (PHIE).

6. METODOLOGIA

A metodologia proposta nessa dissertação é baseada na integração de dados sísmicos e de poços descritos no capítulo anterior, para gerar uma classificação bayesiana de fácies pré-definidas identificadas nas formações Itapema e Barra Velha. A Figura 27 mostra de forma resumida o fluxo de trabalho adotado. As caixas em azul correspondem às etapas realizadas por outros membros da equipe e foram descritos no capítulo 5. As caixas verdes foram desenvolvidas nessa dissertação e envolvem três etapas principais: 1) Testes de parâmetros e geração dos atributos sísmicos texturais; 2) Estudo de viabilidade do classificador de acordo com os atributos utilizados; 3) Classificação bayesiana das fácies no volume; e 4) Interpretação dos resultados.

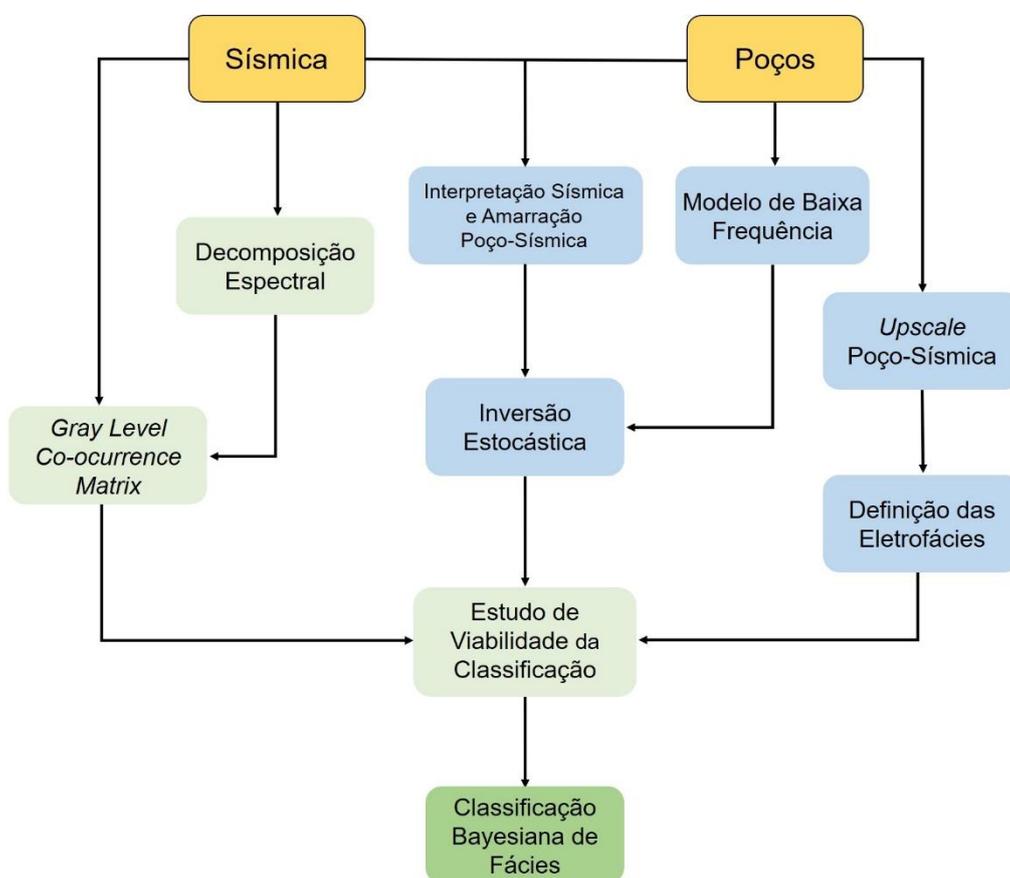


Figura 27: Fluxo de trabalho proposto para a classificação bayesiana de fácies nas formações Itapema e Barra Velha.

Em relação aos atributos gerados, propõe-se a utilização de atributos texturais obtidos a partir da técnica estatística GLCM, pouco utilizados até então em estudos de classificação de fácies do Pré-sal. Os atributos calculados foram

a entropia textural e energia espectral textural, que foi gerado sobre o atributo de frequência de 16Hz, obtido a partir da decomposição espectral do dado sísmico.

Para o estudo de viabilidade da classificação bayesiana, foram analisados os parâmetros estatísticos acurácia, matriz de confusão e funções densidade de probabilidade. As combinações mais promissoras, posteriormente, foram utilizadas como *input* em um algoritmo de classificação bayesiana desenvolvido na linguagem de programação *Python*. Então, foram construídos volumes de probabilidade de ocorrência de cada fácies e o volume de fácies mais provável. As fácies definidas e descritas no capítulo 5 são as ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2. É um desafio, portanto, definir um *set* de atributos que seja satisfatório para fácies tão diversas nas escalas de perfis de poços e sísmica.

Também, foi desenvolvido um catálogo dos principais padrões sísmicos encontrados no Pré-sal, com suas respectivas classificações e respostas dos atributos analisados. Para complementar a interpretação, foi realizado um estudo comparando a relação entre o atributo entropia textural e impedância acústica com a porosidade efetiva na posição dos poços que alcançaram a Fm. Itapema.

6.1 Geração de Atributos Sísmicos

Nessa etapa do fluxograma, com os horizontes de topo e base da área definidos, foram realizados testes com medidas de diferentes grupos Grey Level Co-occurrence Matrix (GLCM) no *software Opendtect*, variando suas parametrizações, para avaliar as respostas mais representativas de cada atributo na região. De uma maneira geral, a maioria das medidas GLCM apresentou resultados semelhantes, com destaque para os atributos entropia e energia.

Como já mencionado na revisão teórica, os atributos texturais GLCM são difíceis de serem avaliados qualitativamente, mas são muito úteis como entrada em algoritmos de classificação automática de fácies (West *et al.*, 2002; Gao, 2007; Angelo *et al.*, 2009; Yenegu & Marfurt, 2010; Matos, 2011; Berthelot *et al.*, 2012; Roy *et al.*, 2013). Apesar disso, os atributos ajudaram a acender estruturas como *mounds* carbonáticos, banco de coquinas e plataformas carbonáticas, na primeira análise qualitativa. Tais atributos também apresentaram os resultados quantitativos mais promissores, uma boa correlação com a porosidade, além de

resolverem bem o problema de sobreposição entre os reservatórios e as fácies lamosas. Suas parametrizações serão descritas a seguir.

6.1.1 Entropia Textural

A entropia textural foi gerada a partir do cubo de amplitude sísmica orientada com *dip-steering* para considerar os altos mergulhos da área de estudo e a natureza multi-traço dos atributos GLCM. Alguns testes foram realizados tanto em tempo quanto em profundidade para encontrar os melhores parâmetros para a área variando a janela vertical, meia janela horizontal e o tamanho da matriz GLCM.

Os parâmetros que melhor definiram as fácies sísmicas e que apresentaram os melhores resultados estão resumidos na Tabela 2. Em relação ao tamanho da janela vertical da entropia textural foram encontrados três parâmetros satisfatórios, sendo dois em profundidade e um no tempo: 30m, 80m e 32ms. Os de 80m e 32ms produziram resultados mais suaves e apresentaram melhores métricas na parte quantitativa do fluxo de trabalho. Porém, os de 30m estão no limite da resolução sísmica para as fácies de reservatório e representaram melhor sua heterogeneidade. Além disso, a meia janela escolhida foi de 150m e o tamanho da GLCM foi de 5 *bits*, ou 32x32.

Tabela 2: Parametrização do atributo entropia textural obtido pelo método GLCM.

Entropia Textural	
Parâmetro	Valor
Janela Vertical	30m
Meia Janela	150m
GLCM Size	32x32

6.1.2 Decomposição Espectral

O volume sísmico no domínio do tempo foi decomposto em bandas de frequência através da técnica Transformada *Wavelet* Contínua (*Continuous Wavelet Transform* - CWT). Para isso, foi utilizada a *wavelet* de Morlet, caracterizada por ser dilatável, cujas larguras são adaptáveis durante a transformação (Addison, 2002). Esta técnica otimizou a visualização dos dados e promoveu uma resolução satisfatória deles, possibilitando a análise da frequência através de diferentes tempos.

A escolha das frequências a serem consideradas na decomposição obedeceu às frequências de pico encontradas no espectro de amplitude gerado a partir de uma transformada de Fourier (Figura 28). As frequências que melhor representaram região de estudo foram 16Hz, 24Hz e 32Hz.

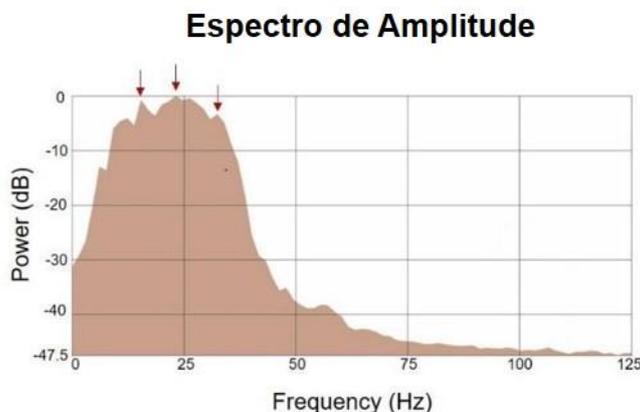


Figura 28: Espectro de amplitude do dado sísmico indicando as frequências de pico de 16, 24 e 32Hz.

6.1.3 Energia Espectral Textural

Os atributos de energia e de entropia textural são medidas inversamente proporcionais com uma correlação de cerca de 85%. Por conta disso, propõe-se aqui uma abordagem diferente para o uso da energia textural, afim de reduzir possíveis redundâncias na classificação devido ao uso de atributos com alta correlação linear.

A energia espectral textural foi inspirada em dois importantes trabalhos desenvolvidos na classificação de fácies carbonáticas. Roy & Marfurt (2013) utilizaram atributos texturais GLCM de frequência na classificação de fácies calcáreas supervisionadas e não supervisionadas. Jesus *et al.* (2019) identificaram que baixas frequências estão correlacionadas com boas porosidades em *mounds* carbonáticos em reservatórios do Pré-sal.

Sendo assim, a aplicação do atributo de energia espectral textural GLCM consistiu no cálculo do atributo de energia textural sobre a frequência de pico de 16Hz, que foi gerado no domínio do tempo e convertida para profundidade através de um modelo de velocidade. A melhor parametrização foi gerada com janela vertical em profundidade de 30m, de 4 *bits* e meia janela lateral de 150m (

Tabela 3). Posteriormente, uma média móvel orientada com o *dip-steering* foi aplicada para suavizar o atributo.

Tabela 3: Parametrização do atributo energia espectral textural obtido pelo método GLCM.

Energia Espectral Textural	
Parâmetro	Valor
Janela Vertical	30m
Meia Janela	150m
GLCM Size	16x16

6.2 Estudo de Viabilidade da Classificação Bayesiana

O estudo de viabilidade consistiu na análise de métricas para verificar a capacidade do método em prever a probabilidade de ocorrência das eletrofácies definidas no capítulo 5, de acordo com os atributos testados. Com isso, os atributos que melhor performaram quantitativamente foram utilizados como *input* para as classificações. Esta etapa foi realizada separadamente nas Formações Itapema e Barra Velha.

Existem diversos indicadores de avaliação que têm como objetivo medir o quão longe o modelo está da classificação “perfeita”. Uma das medidas utilizada foi a acurácia, definida como a razão entre os acertos de um modelo e o total de amostras, ou seja, indica o quanto o algoritmo acertou na sua classificação. No entanto, esse parâmetro representa uma média global dos acertos e não fornece informações sobre os erros associados a cada classe.

Para complementar a acurácia, foi utilizada a matriz de confusão, que é uma tabela intuitiva que permite visualizar o desempenho de um classificador, determinando a porcentagem de acertos das classes analisadas (Monard & Baranauskas, 2003). Cada linha representa uma classe identificada pelo classificador e cada coluna representa a classe esperada. Este é um método de avaliação mais robusto, pois fornece dados sobre quais classes estão sendo confundidas. Considerando, por exemplo, um modelo de classificação composto por 3 classes. Os elementos da diagonal principal representam os acertos do algoritmo e os demais, os erros. O elemento a_{33} , por exemplo, classifica corretamente a classe 3. Já o elemento a_{12} confunde a classe 1 com a classe 2. Então, a matriz de confusão será construída como apresentada na Figura 29.

		CLASSES ESPERADAS		
		CLASSE 1	CLASSE 2	CLASSE 3
CLASSES PREVISTAS	CLASSE 1	a_{11}	a_{12}	a_{13}
	CLASSE 2	a_{21}	a_{22}	a_{23}
	CLASSE 3	a_{31}	a_{32}	a_{33}

Figura 29: Modelo de matriz de confusão para 3 classes.

Os testes foram realizados para classificações 1A, 2A e 3A, onde a dimensão varia de acordo com a quantidade de atributos utilizados. No estudo 1A, os atributos foram experimentados individualmente como referência para posteriormente avaliar o impacto da introdução de outros atributos nos parâmetros quantitativos. Também foram avaliadas de forma individual as funções densidade de probabilidade (PDFs) de cada atributo, afim de verificar possíveis confusões entre as fácies investigadas. Os testes multidimensionais foram realizados com diferentes combinações entre os atributos GLCM e impedância acústica.

6.3 Classificação Bayesiana

A probabilidade de ocorrência de uma classe f_i pode ser categorizada a partir de valores de atributos sísmicos. A classificação bayesiana calcula a probabilidade de um ou mais atributos originarem cada fácies. Nesse trabalho foram realizadas duas classificações multiatributos.

A equação do Teorema de Bayes assume a seguinte forma na classificação 2A:

$$P(f_i|I_P, E_T) = \frac{P(f_i)P(I_P, E_T|f_i)}{P(I_P, E_T)}. \quad (6.1)$$

E tal forma na classificação 3A:

$$P(f_i|I_P, E_T, E_{ET}) = \frac{P(f_i)P(I_P, E_T, E_{ET}|f_i)}{P(I_P, E_T, E_{ET})}, \quad (6.2)$$

no qual f_i são as eletrofácies previamente definidas, I_P é o atributo impedância acústica, E_T o atributo entropia textural GLCM e E_{ET} é o atributo energia espectral

textural GLCM. Além disso, $P(f_i)$ é a probabilidade *a priori* de ocorrência de cada fácies, que foi considerada equiprovável nessa classificação.

O resultado final da classificação, também chamada de distribuição *a posteriori*, depende das PDFs e da probabilidade *a priori* de ocorrência das fácies naquele local. Nesse trabalho, foi assumido que cada fácies tem probabilidade de ocorrência de 20%, ou seja, equiprovável. Apesar de ser a abordagem mais simples, é a mais eficiente para identificar a vantagem de se introduzir atributos texturais em conjunto com a impedância acústica, pois assim a distribuição *a posteriori* será influenciada apenas pelas PDFs dos atributos.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos a partir da realização do fluxo de trabalho proposto nessa pesquisa são explanados e discutidos nesse capítulo. As análises apresentadas são focadas nas formações Itapema e Barra Velha de um campo da Bacia de Santos, onde estão depositados os reservatórios carbonáticos da área de estudo.

A Formação Itapema é limitada em sua base pela Discordância Jiquiá-Buracica e os dados de poços identificam a presença de bancos de coquinas compostas por *rudstones* bivalves e *grainstones*, além de margas e de folhelhos em ambiente de fundo de lago. O limite superior é dado pela Discordância Pré-Alagoas com posterior deposição da Formação Barra Velha, onde identificou-se os padrões sísmicos de plataformas carbonáticas, *mounds* carbonáticos compostos por esferulitos, *shrubs*, laminitos e carbonatos retrabalhados em fácies *debris* comprovados pelos perfis de poços.

O limite superior da Formação Barra Velha é dado pela Base do Sal. Além disso, há ocorrência de rochas ígneas extrusivas e intrusivas em ambas as formações, que frequentemente ocasionou metamorfismo de contato e reprecipitação de minerais que obliterou os poros dos carbonatos no entorno. O campo apresenta *horsts* e *grabens* controlados por falhas normais com direção preferencial NE-SW. Nos altos estruturais, há tendência de espessamento da Fm. Itapema em algumas áreas e, em outras, da Fm. Barra Velha.

Inicialmente, são apresentados os resultados quantitativos obtidos através do estudo de viabilidade e, em seguida, as análises qualitativas dos atributos sísmicos e das classificações em seções e mapas. Além disso, ao final do capítulo será apresentado um estudo preliminar comparativo das respostas dos atributos texturais e impedância acústica com a porosidade.

A Figura 30 mostra um mapa de amplitude da discordância Base do Sal com a localização dos nove poços estudados e as seções sísmicas selecionadas para a análise dos resultados dos atributos sísmicos e classificações bayesianas. A primeira seção sísmica escolhida foi uma *inline* no sentido Norte-Sul, que passa pelo poço C, situado na borda de um banco de coquinas e que apresenta rochas ígneas intrusivas na porção superior da Formação Barra Velha. A segunda seção é uma *crossline* que passa pelo poço I, localizado em

um importante *mound* carbonático e cruza o campo no sentido Oeste-Leste. Além disso, foi utilizada uma linha arbitrária passando pelos poços I, F, C, G e E que corta o principal alto estrutural do campo e passa por outro importante *mound* carbonático ao Norte da região.

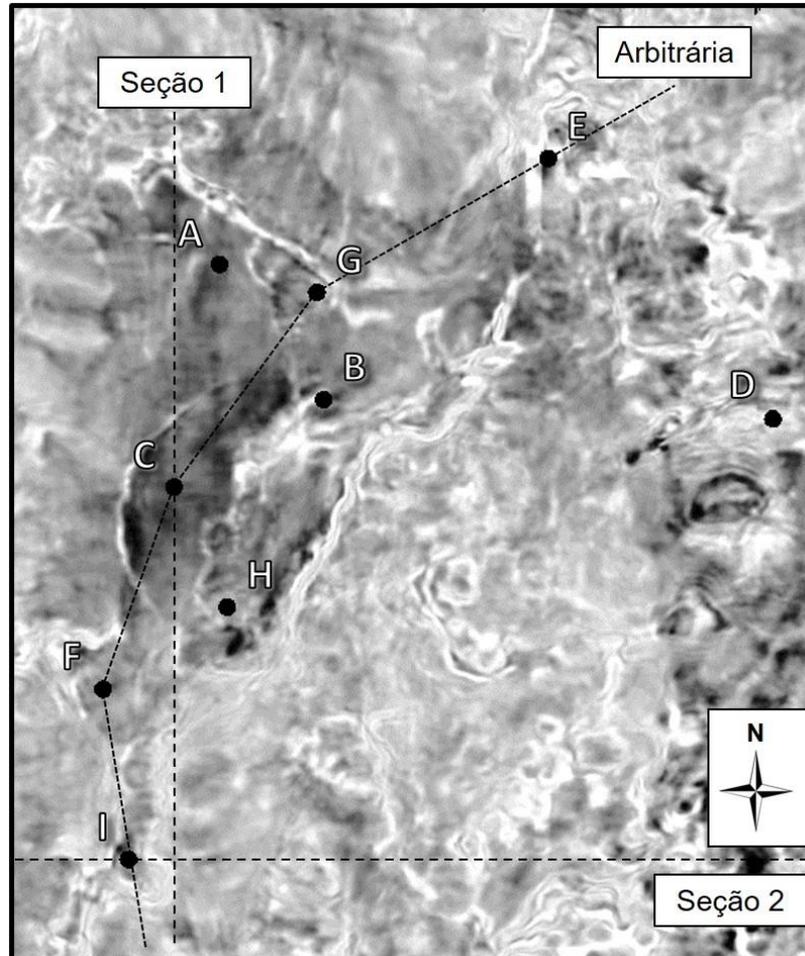


Figura 30: Mapa de amplitudes da Base do Sal com a localização das seções e poços utilizados para a classificação bayesiana de fácies.

7.1 Estudo de Viabilidade da Classificação Bayesiana

Inicialmente, foram realizados testes para avaliar quantitativamente a capacidade preditiva da classificação bayesiana ao utilizar diferentes combinações entre os dados de impedância acústica disponíveis e os atributos texturais GLCM gerados. Os critérios utilizados foram acurácia, análise das funções densidade probabilidade de cada variável e desempenho da matriz de confusão.

Os testes serão apresentados de acordo com a quantidade de atributos utilizados. Inicialmente, são explanados os resultados do estudo de viabilidade utilizando cada atributo individualmente (1A) para verificar, posteriormente, o

impacto quantitativo da combinação dos atributos texturais junto com a impedância acústica nos testes 2A e 3A.

Os atributos foram extraídos nas posições dos nove poços e amostrados a cada 5 metros, mesma escala das eletrofácies que foram definidas e explanadas no capítulo 5.

7.1.1 Estudo de Viabilidade 1A

Os primeiros testes realizados foram 1A, ou seja, utilizando apenas um atributo como entrada na avaliação quantitativa. Foram testados os volumes de impedância acústica obtida pela inversão estocástica (P10, P50 e P90) extraídos nas posições dos poços, os perfis de IP medidos por ferramentas *wireline* ao longo de cada poço que posteriormente foram upscalados, além dos atributos texturais entropia e energia espectral. A Tabela 4 sumariza as acurácias de cada atributo para cada formação. Nota-se que os atributos texturais apresentam baixos valores de acurácia e a impedância acústica estocástica P90 é a que melhor performa em ambas as formações e foi utilizada nas análises posteriores. A impedância acústica *upscale* (IPUPS) foi extraída diretamente do poço e está demonstrada para fins de referência, logo, espera-se uma acurácia mais alta.

Tabela 4: Resumo dos valores de acurácia obtidos a partir dos atributos disponíveis.

Acurácias 1A		
Atributo	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
IPUPS	0.67	0.58
P10	0.50	0.47
P50	0.59	0.52
P90	0.59	0.57
Energia	0.49	0.43
Entropia	0.29	0.32

Com as fácies definidas nas posições dos poços e as amostras em profundidade assumindo um valor para cada atributo, foram construídas as funções densidade de probabilidade condicional para cada variável. A interpretação das PDFs foi realizada apenas no cenário 1A, ou seja, onde o classificador utilizou cada atributo de forma isolada, visto que os cenários multiatributos apresentam uma maior dificuldade na interpretação das PDFs de forma conjugada.

A Figura 31 ilustra as funções densidade de probabilidade da impedância acústica nas formações Itapema e Barra Velha. É possível verificar uma boa separação das fácies ígneas e reservatório 2 na Formação Itapema. As fácies reservatório 1 e lamosas apresentam sobreposição e dominam a faixa de impedância acústica mais baixa. Já o carbonato fechado tem uma curva bem espaçada, que eventualmente sobrepõe todas as outras fácies. Portanto, em uma classificação bayesiana utilizando apenas a impedância acústica P90 como entrada, é esperado uma boa identificação das ígneas e reservatório 2 e uma certa dificuldade para diferenciar reservatório 1 das lamosas.

Na Formação Barra Velha, o range da impedância acústica é maior que na Formação Itapema, com ígneas alcançando até 23.000 m/s.g/cm³. É importante lembrar que a impedância acústica obtida pela inversão estocástica utilizada é a P90, logo, os valores de impedância no presente trabalho tendem a ser mais altos do que as observadas em trabalhos que adotam inversões determinísticas. As curvas dos reservatórios se sobrepõem nos valores mais baixos e estão separadas das demais fácies até valores de impedância em torno de 12.000 m/s.g/cm³. Há uma grande sobreposição entre as fácies ígneas, carbonato fechado e lamosas na faixa de impedância intermediária, em torno de 15.000-19.000 m/s.g/cm³. Sendo assim, espera-se uma boa diferenciação entre reservatórios e não reservatórios até valores de impedância em torno de 12.000 m/s.g/cm³, mas considerável confusão entre ígneas, carbonato fechado e lamosas a partir de 16.000 m/s.g/cm³.

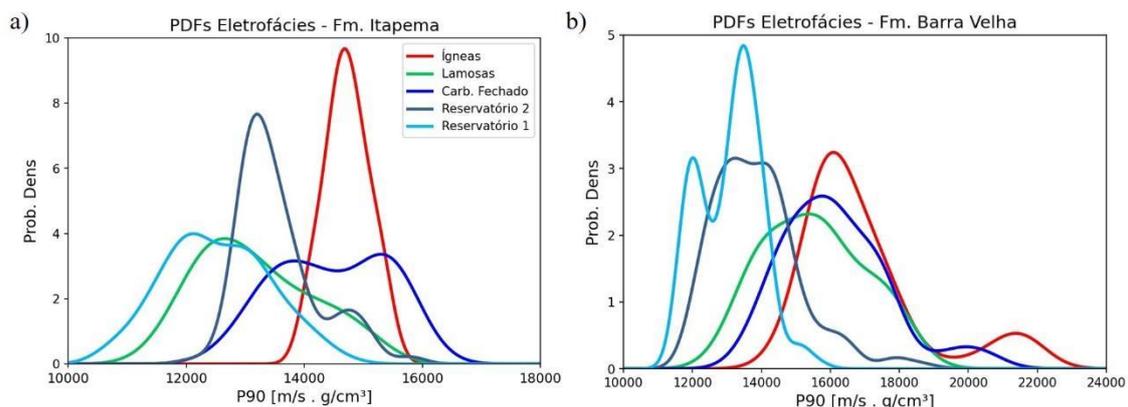


Figura 31: Função densidade de probabilidade da impedância acústica P90 através da estimativa de densidade do kernel para as eletrofácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações: a) Itapema e b) Barra Velha.

A questão da ambiguidade da impedância acústica em relação às fácies argilosas e carbonatos foi também abordada e discutida em outros trabalhos do Pré-sal (Teixeira *et al.*, 2017; Castro, 2019; Penna *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2020; Lebre *et al.*, 2021; Fernandes & Lupinacci, 2022). Castro (2019) identificou, através de *crossplots* entre porosidade e impedância acústica de poços do Campo de Búzios, que intervalos com alta argilosidade no Pré-sal apresentam faixa de impedância acústica semelhantes aos intervalos carbonáticos com baixa argilosidade. Já Teixeira *et al.* (2017) e Fernandes & Lupinacci (2022) utilizaram um gradiente de probabilidade *a priori* de ocorrência da fácies lamosas e considerou, nos altos estruturais, uma menor probabilidade *a priori* de ocorrência de lamosas e maior para os reservatórios. O cenário oposto foi utilizado para os baixos estruturais. No presente trabalho, os atributos texturais foram testados na tentativa de diminuir o problema da ambiguidade quando se utiliza apenas a impedância acústica para a classificação de fácies.

As PDFs construídas através da entropia textural estão ilustradas na Figura 32. Na Formação Itapema, observa-se que as ígneas coincidem tanto com reservatórios e não reservatórios, mas estão mais restritas numa faixa intermediária de valores, entre 3 e 4,5. No entanto, é importante pontuar que há uma baixa ocorrência de amostras de fácies ígneas na Formação Itapema e que, portanto, não são estatisticamente representativos. Os reservatórios se sobrepõem na faixa mais baixa de valores, mas estão razoavelmente bem separados das lamosas, que por sua vez apresentam sobreposição com o carbonato fechado na faixa de entropia de valores mais altos. O problema da confusão das lamosas com os reservatórios nessa formação é parcialmente resolvido utilizando a entropia textural.

Já na Formação Barra Velha, as PDFs estimadas apresentam sobreposição principalmente entre as fácies reservatórios e as fácies lamosas no range entre 1 e 3,5. De 3,5 até 6, todas as fácies se sobrepõem quase completamente. Portanto, numa classificação hipotética utilizando apenas a entropia textural na Formação Barra Velha, haveria grande confusão na identificação das fácies com uma diferenciação um pouco melhor entre os reservatórios e as lamosas em comparação às demais.

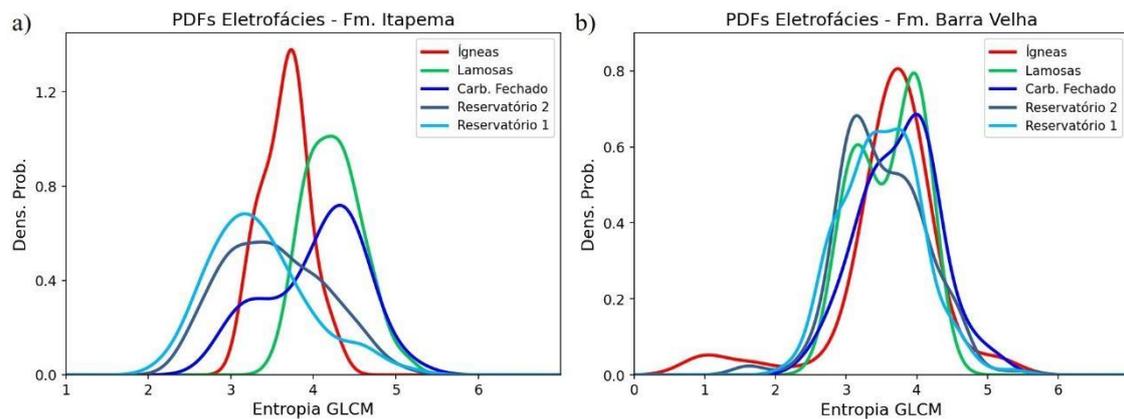


Figura 32: Função densidade de probabilidade da entropia textural através da estimativa de densidade do kernel para as eletrofácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações a) Itapema e b) Barra Velha.

A Figura 33 ilustra as PDFs construídas a partir da energia espectral textural, que apresentam comportamento bimodal em ambas as formações. Na Formação Itapema, as fácies reservatório 1 apresenta um alto range de valores, mas uma boa parte deles está concentrada nos valores mais altos de energia e a partir de 0,5 não é confundida com nenhuma outra fácies. Pode-se esperar uma confusão entre carbonato fechado, ígneas, lamosas e uma parte das fácies reservatório 2 em torno de 0,25 e 0,4.

Já na Formação Barra Velha, as fácies ígneas e lamosas estão bastante sobrepostas e uma parte das fácies reservatórios e carbonato fechado conseguem se diferenciar um pouco melhor das demais.

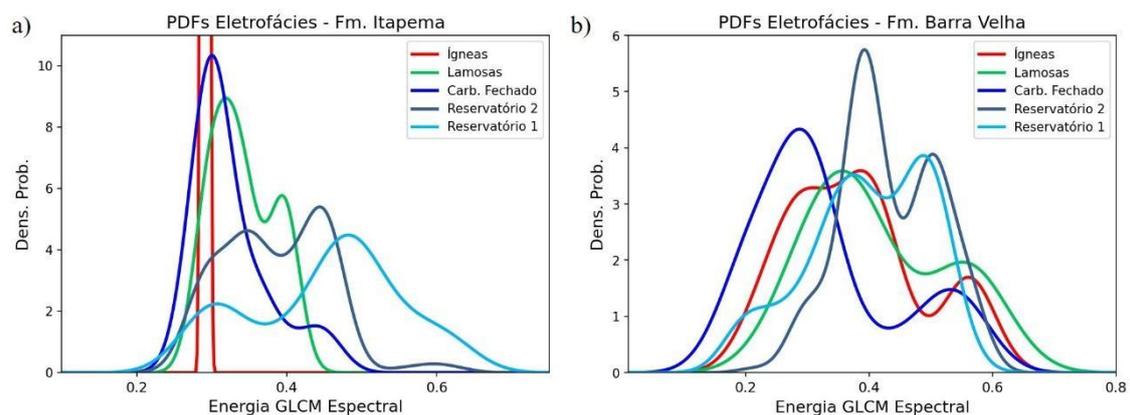


Figura 33: Função densidade de probabilidade da energia espectral textural através da estimativa de densidade do kernel para as fácies ígneas, lamosas, carbonato fechado, reservatório 1 e reservatório 2 nas formações a) Itapema e b) Barra Velha.

7.1.2 Estudo de Viabilidade 2A

Os valores de acurácia dos testes realizados combinando dois atributos estão sumarizados na Tabela 5. Como referência, foi utilizada a impedância

acústica *upscale* dos perfis de poços que demonstrou uma acurácia de 69% combinado com a entropia textural e a energia espectral textural na Formação Itapema e 62% com entropia e 71% com energia espectral textural na Formação Barra Velha. A impedância acústica invertida escolhida para dar prosseguimento à classificação foi a estocástica P90, que na Formação Itapema apresentou acerto de 63% quando combinada com a entropia textural e 62% com a energia espectral textural. Já na Formação Barra Velha, os valores de acurácia foram 62% com a entropia textural e 64% com a energia espectral textural.

Tabela 5: Resumo dos valores de acurácia obtidos na combinação dos atributos texturais com as impedâncias acústicas disponíveis.

Acurácias 2A				
	Fm. Itapema		Fm. Barra Velha	
	Entropia	Energia Espectral	Entropia	Energia Espectral
IP UPS	0.69	0.69	0.62	0.71
P10	0.56	0.62	0.55	0.58
P50	0.62	0.65	0.62	0.62
P90	0.63	0.62	0.62	0.64

É importante reforçar que duas classificações foram realizadas: a primeira utilizando os atributos entropia textural e a impedância acústica, e a segunda adicionando o atributo energia espectral textural. Por conta disso, haveria grande dificuldade na visualização e interpretação das PDFs conjugadas para cada classificação. Portanto, as PDFs foram analisadas apenas de forma individual para cada atributo mostradas no tópico 7.1.1.

Além das acurácias, também foram geradas matrizes de confusão para avaliar quais fácies foram confundidas entre si. A avaliação foi realizada combinando os atributos entropia textural e a impedância acústica P90. As matrizes estão na Figura 34, assim como as barras de confusão, que são uma alternativa à visualização das confusões. Em geral, tal combinação apresenta mais acertos na Formação Itapema do que na Formação Barra Velha. As fácies ígneas apresentaram 100% de acerto na Formação Itapema porque existem poucos poços com identificação de rochas ígneas que alcançam tais profundidades. Na Formação Barra Velha, a taxa de acerto dessas fácies é de quase 65% e a confusão ocorre com lamosas e um pouco com carbonato fechado.

A partir das PDFs da entropia no estudo 1A, foi verificada a sobreposição entre lamosas e carbonato fechado na Formação Itapema, mas o desempenho da matriz mostra que essa questão foi bem resolvida. A classificação das fácies lamosas teve um resultado excelente na Formação Itapema com 85% de acerto, mas na Formação Barra Velha apresentaram certa confusão com a fácies ígneas e com as fácies reservatórios. Os carbonatos fechados apresentam uma boa taxa de acerto de quase 67% na Formação Itapema, apesar de ter alguma confusão com reservatório 2 e fácies lamosas. Já na Formação Barra Velha, o acerto cai para 56% e a confusão é maior com as fácies lamosas e um pouco com os reservatórios 1 e 2 (RES1 e RES2) e ígneas.

Em relação aos reservatórios da Formação Itapema, a RES2 acerta em 66% das amostras e confunde com lamosas e carbonatos fechados. A RES1 apresenta 50% de acerto, mas a confusão maior é com RES2. Já na Formação Barra Velha tem um excelente resultado para a RES1 com quase 85% de acerto, ao passo que o RES2 tem a pior taxa com 45% de acerto. Apesar disso, a confusão é majoritariamente com a RES1.

É importante ressaltar que em relação à Formação Barra Velha, as PDFs da impedância acústica no estudo 1A apresentaram maior confusão entre ígneas, carbonato fechado e dificuldade para diferenciar as fácies lamosas do RES2. A entropia apresentou grande confusão entre todas as fácies, com diferenciação um pouco melhor dos carbonatos das fácies RES1, RES2 e lamosas em comparação às demais. Apesar do desempenho da matriz nessa formação não ter sido tão boa quanto na Formação Itapema, a combinação entre os três atributos restringiu as confusões e observa-se pouca confusão entre fácies reservatório e não reservatório.

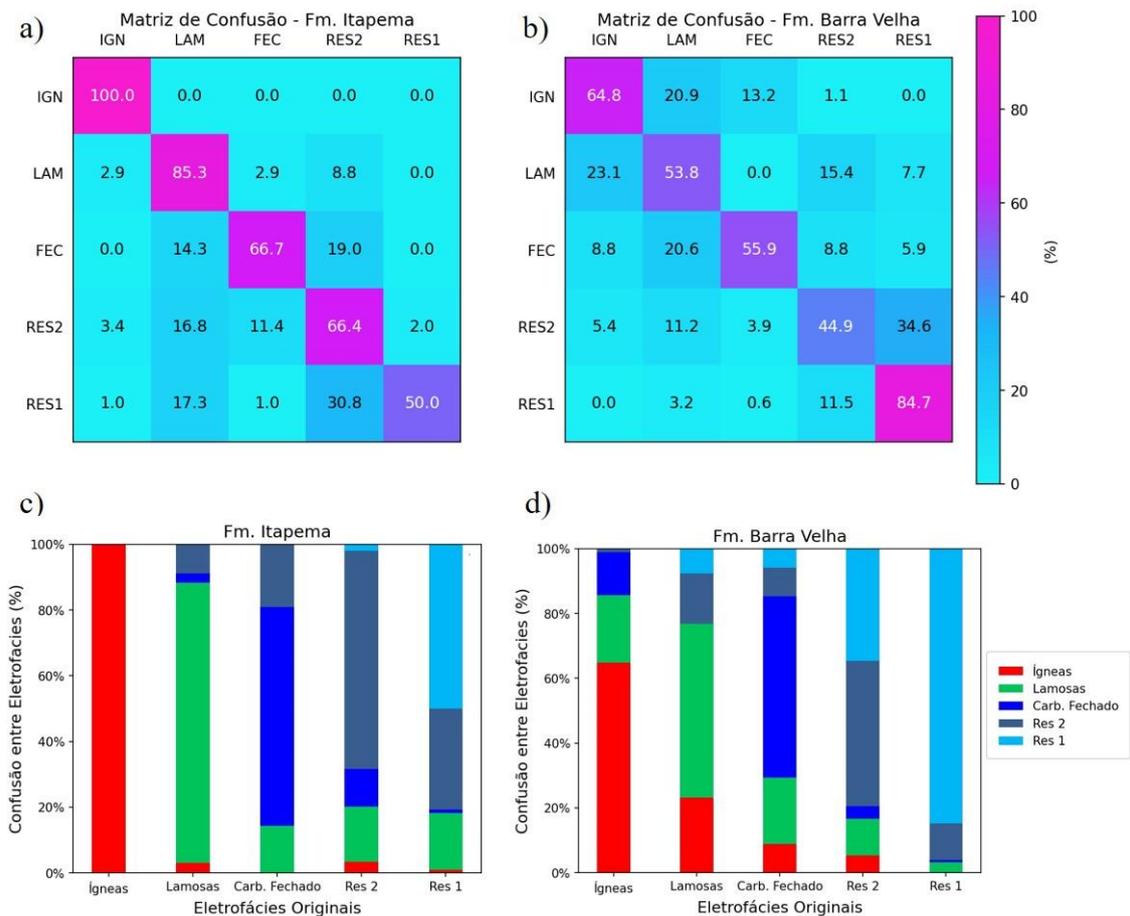


Figura 34: Matrizes de confusão da classificação bayesiana 2A utilizando os atributos impedância acústica P90 e entropia textural nas formações Barra Velha (a) e Itapema (b) e suas respectivas barras de confusão (c) e (d).

7.1.3 Estudo de Viabilidade 3A

A partir da introdução da energia espectral textural na combinação anterior, obteve-se acurácia de 0,72 na Formação Itapema e 0,65 na Formação Barra Velha. As melhores taxas de acerto para a maioria das fácies ocorrem com os três atributos combinados, como mostrado na Figura 35.

As fácies lamosas e carbonatos fechados apresentam excelentes taxas de acertos nas duas formações, sendo que o carbonato fechado confunde um pouco com as lamosas na Formação Barra Velha. Já os reservatórios mantêm o comportamento de se confundirem principalmente entre si nas duas formações, mas com uma pequena confusão do reservatório 2 com fácies lamosas na Formação Barra Velha e com fácies lamosas e carbonato fechado na Formação Itapema. O pior resultado dessa combinação é em relação às ígneas da Formação Barra Velha: apenas 43% de acerto e maior confusão com fácies lamosas e carbonato fechado.

Percebe-se que a combinação dos três atributos resolveu o problema anteriormente verificado a partir da análise das PDFs da impedância acústica, no qual as fácies reservatório 1 e lamosas estão sobrepostas, dificultado suas diferenciações. Portanto, com o ótimo desempenho da matriz de confusão, verifica-se que a introdução da energia espectral textural é uma excelente alternativa, especialmente para a Formação Itapema. A avaliação das matrizes mostra que a utilização combinada dos três atributos favorece um cenário de pouca confusão entre as fácies reservatórios das demais, visto que fácies não reservatório são mais confundidas com outras fácies que também não são reservatório, ao passo que os reservatórios se confundem mais entre si. Esse resultado é muito promissor, pois diminui o risco de classificar lamosas como reservatórios, que são fácies extremamente distintas em termos de porosidade e de permeabilidade. Logo, pode-se esperar um cenário mais realista e assertivo em relação aos reservatórios na classificação 3A. Apesar disso, o desempenho do classificador para as fácies ígneas da Formação Barra Velha piorou consideravelmente e é esperada uma maior confusão com fácies lamosas e carbonato fechado.

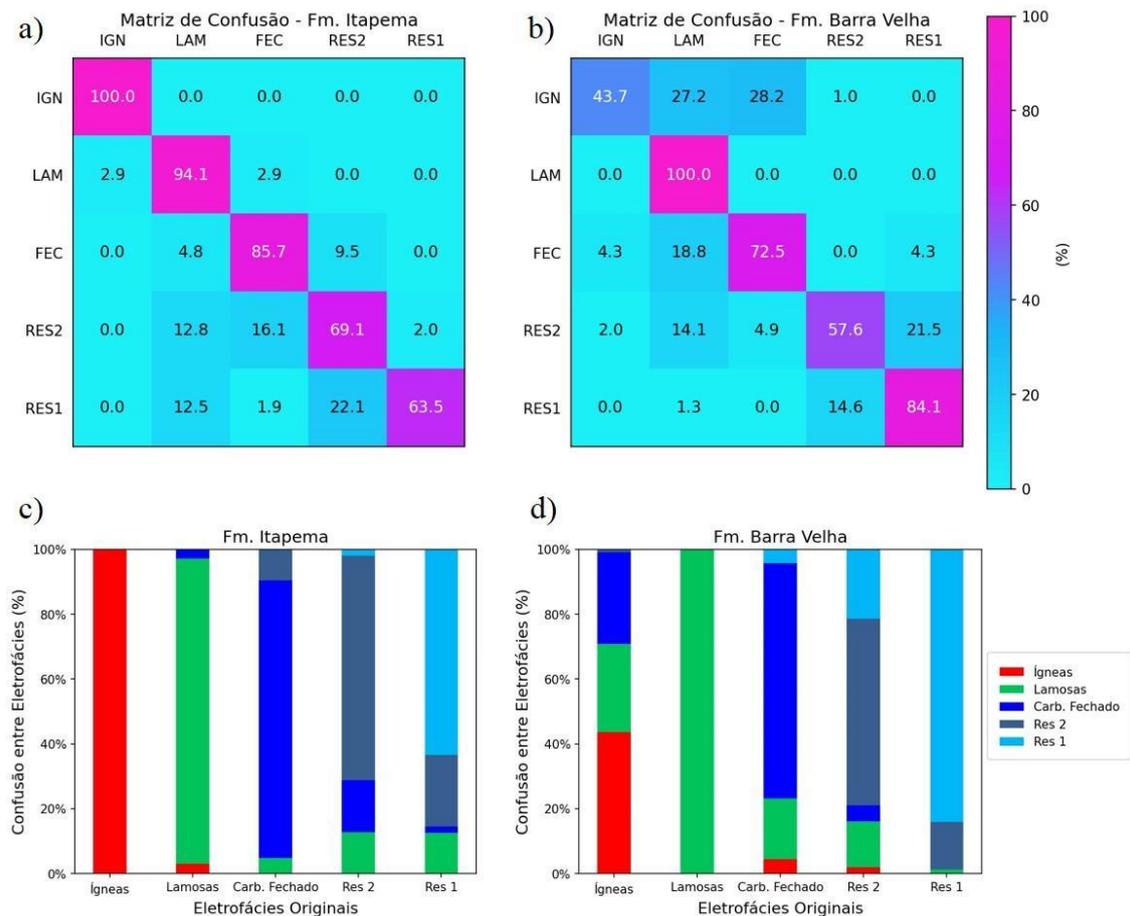


Figura 35: Matrizes de confusão da classificação bayesiana 3A utilizando os atributos P90, Energia espectral textural e Entropia textural nas formações Barra Velha (a) e Itapema (b) e suas respectivas barras de confusão (c) e (d).

7.2 Análise dos Atributos Sísmicos e Classificação Bayesiana

Para analisar as respostas dos atributos sísmicos e as classificações realizadas, foi realizada a análise qualitativa de três seções sísmicas que passam por importantes estruturas do campo. Além disso, foi feita a interpretação da classificação em três mapas: discordância Pré-Alagoas, horizonte representando a porção inferior da Formação Barra Velha e horizonte da Base do Sal.

7.2.1 Seções Sísmicas

Seção Sísmica 1

A Figura 36-a apresenta a amplitude sísmica da seção sísmica 1, uma *inline* de direção Norte-Sul localizada na porção central do campo e que passa pelo poço C, localizado na margem Oeste de um extenso banco de coquinas, com sua interpretação abaixo, na Figura 36-b. A Figura 37 ilustra a resposta dos

três atributos sísmicos utilizados na classificação na seção sísmica 1 – impedância acústica (Figura 37-a), entropia textural (Figura 37-b) e energia espectral textural (Figura 37-b). O resultado da classificação bayesiana 2A e 3A de fácies nas formações Itapema e Barra Velha com as fácies do Poço C são ilustrados na Figura 38. A classificação mostrada na Figura 38-a utilizou os atributos impedância acústica e entropia, enquanto a classificação da Figura 38-b utilizou, também, a energia espectral textural.

A interpretação da linha mostra uma ocorrência intensa de falhas normais que exercem grande controle estrutural na região. É possível observar duas falhas de grande rejeito ao sul do poço que provocaram o rebaixamento do graben. Essas falhas foram geradas durante o processo de rifteamento e influenciaram especialmente o embasamento, que controlou a sedimentação de toda a sucessão acima ao longo do Pré-sal (Carminatti *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2009), isolou a estrutura dos sedimentos clásticos (Buckley *et al.*, 2015) e ainda atuaram como condutores de fluidos hidrotermais (Paiva, 2022).

A Formação Itapema apresenta um padrão sísmico tipicamente caótico, com coquinas progradando na direção Norte-Noroeste. Essa formação apresenta grande variação de espessura condicionada pela distribuição das falhas, de modo que a porção localizada no *horst* vai espessando em direção à uma proeminente falha normal, e no gráben ao sul afina chegando a ser menos espessa do que a Formação Barra Velha.

As respostas dos atributos mostram a alta heterogeneidade da seção. O intervalo inferior da Formação Itapema, ao redor do poço C, apresenta intercalação entre valores de impedância acústica baixos e intermediários e de entropia textural intermediários e altos. Frequentemente, valores mais altos de entropia estão relacionados com uma maior intercalação de fácies. A energia espectral textural tem um comportamento quase inverso ao da entropia, mas com uma menor resolução. Devido ao seu aspecto espectral e por não ter uma correlação com a geologia local, esse atributo é difícil de ser avaliado qualitativamente e está sendo apresentado apenas de forma ilustrativa.

Ambas as classificações apresentam um resultado qualitativo semelhante. Na Formação Itapema, há uma intercalação entre as fácies reservatório e lamosas, que por sua vez podem estar sendo superestimadas pelo método, pois o poço mostra uma intercalação considerável com os reservatórios.

Esta região é interpretada como um ambiente lacustre favorável à deposição de finos e sedimentos retrabalhados vindos da plataforma carbonática. Trabalhos apontam que a deposição dessas fácies ocorreu em períodos de clima úmido, onde os lagos eram mais profundos devido a maiores taxas de precipitação (Muniz & Bosence, 2015; Wright & Barnett, 2015; Gomes *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021b).

A identificação de fácies lamosas na Formação Barra Velha vem sendo objeto de estudo no Pré-sal devido à dificuldade em diferenciá-las dos reservatórios carbonáticos, visto que a impedância acústica apresenta valores semelhantes que podem estar associados a ambas as fácies (Teixeira *et al.*, 2017; Castro, 2019; Penna *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2020; Lebre *et al.*, 2021; Fernandes & Lupinacci, 2022). As lamosas identificadas na classificação realizada por Fernandes (2022) teve apenas a impedância acústica como entrada e não foi capaz de identificar as fácies finas sem uma ponderação na distribuição da probabilidade *a priori* de acordo com a profundidade. A taxa de acerto das classificações desenvolvidas nesse trabalho em relação às eletrofácies presentes no poço mostra a efetividade da escolha dos atributos como entrada no método.

A Formação Barra Velha apresenta sismofácies plano-paralelas a progradacionais com uma geometria externa típica de plataforma carbonática no *horst* na Figura 36. No entorno do poço, a impedância acústica tem uma tendência de aumento da base para o topo, onde chega ao seu pico máximo próximo à Discordância Base do Sal, devido à presença de um corpo ígneo que foi identificado no poço. Nessa região também há fortes refletores relacionados à ocorrência de rochas ígneas que apresentam grande extensão lateral. A entropia textural apresenta intercalação de camadas com valores baixos e médios.

As classificações foram capazes de diferenciar que na base da Formação Barra Velha há um predomínio de reservatórios e no topo de não reservatórios. O calor das rochas ígneas intrusivas possivelmente causou metamorfismo de contato e reprecipitação de minerais nos carbonatos com consequente obliteração dos poros, gerando a fácies carbonato fechado identificado no poço. No entanto, a classificação 2A mostra uma grande presença de fácies lamosas intercaladas às ígneas e carbonato fechado na extensão lateral, o que é um

problema de confusão do classificador já identificado pela matriz de confusão. Por outro lado, a presença da energia espectral textural aumenta a ocorrência de ígneas, apesar de prejudicar a geometria horizontalizada esperada para este tipo de depósito por causa da presença do dado espectral.

Outras regiões da seção são avaliadas, apesar de não haver poços para fins de comprovação das eletrofácies. Indo em direção Norte do poço C, há uma queda nos valores de entropia textural e impedância acústica, que gerou a classificação de fácies reservatórios, associadas ao banco de banco de coquinas presente nessa região. Essa grande extensão é mais conservadora em termos de porosidade na classificação 3A, onde é identificada grande intercalação com o reservatório 2. Essa diferença ocorre a partir da introdução do atributo energia espectral textural, que tem uma baixa resolução e gera uma confusão maior entre os reservatórios.

Já a região do gráben há intercalação entre valores baixos e médios de impedância acústica e energia espectral textural. As classificações apresentam ocorrência majoritária de reservatórios com intercalação com fácies lamosas. Porém, é possível que o volume de reservatórios esteja sendo superdimensionado, visto que se trata de um baixo estrutural, ambiente propício para depósitos de finos.

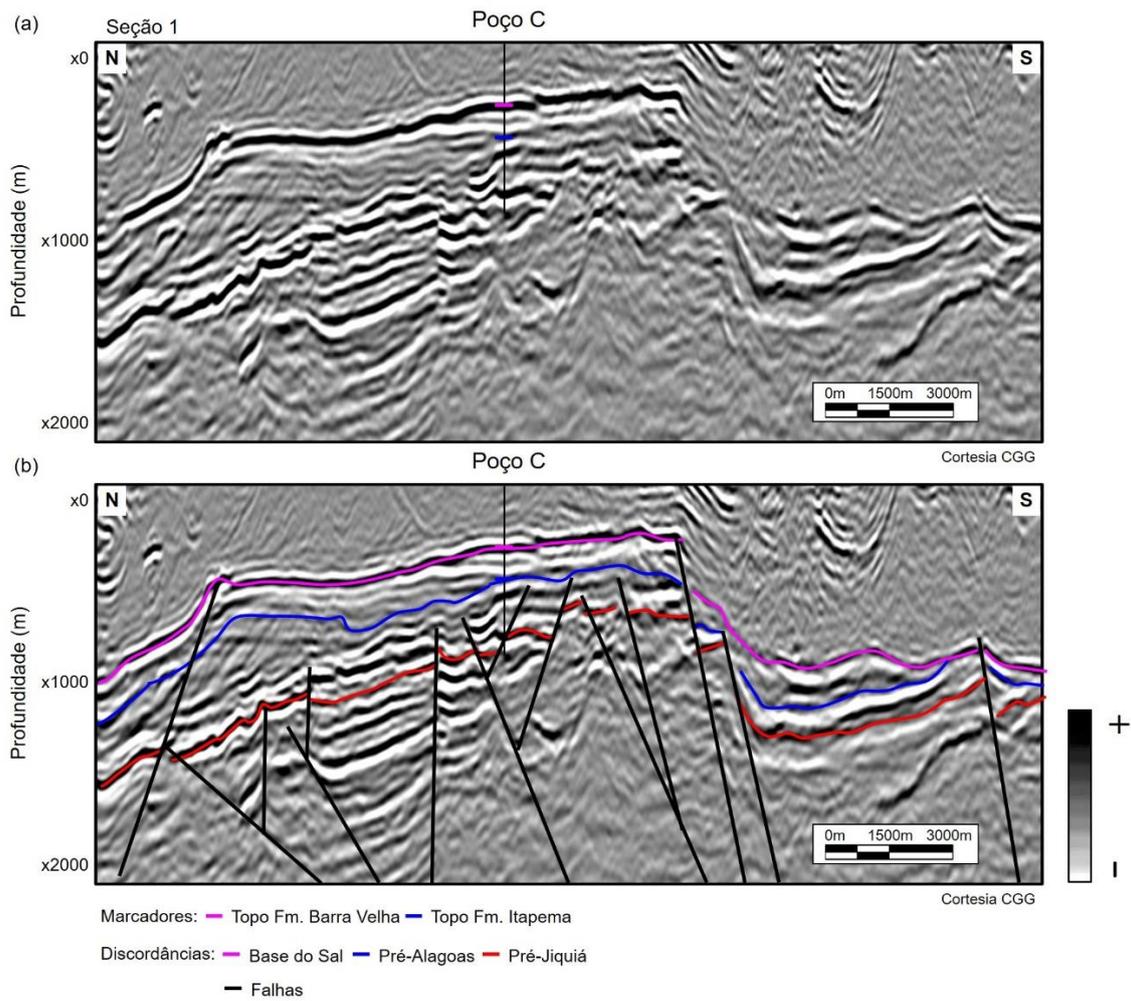


Figura 36: Seção sísmica 1 orientada na direção Norte-Sul passando pelo poço C (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b).

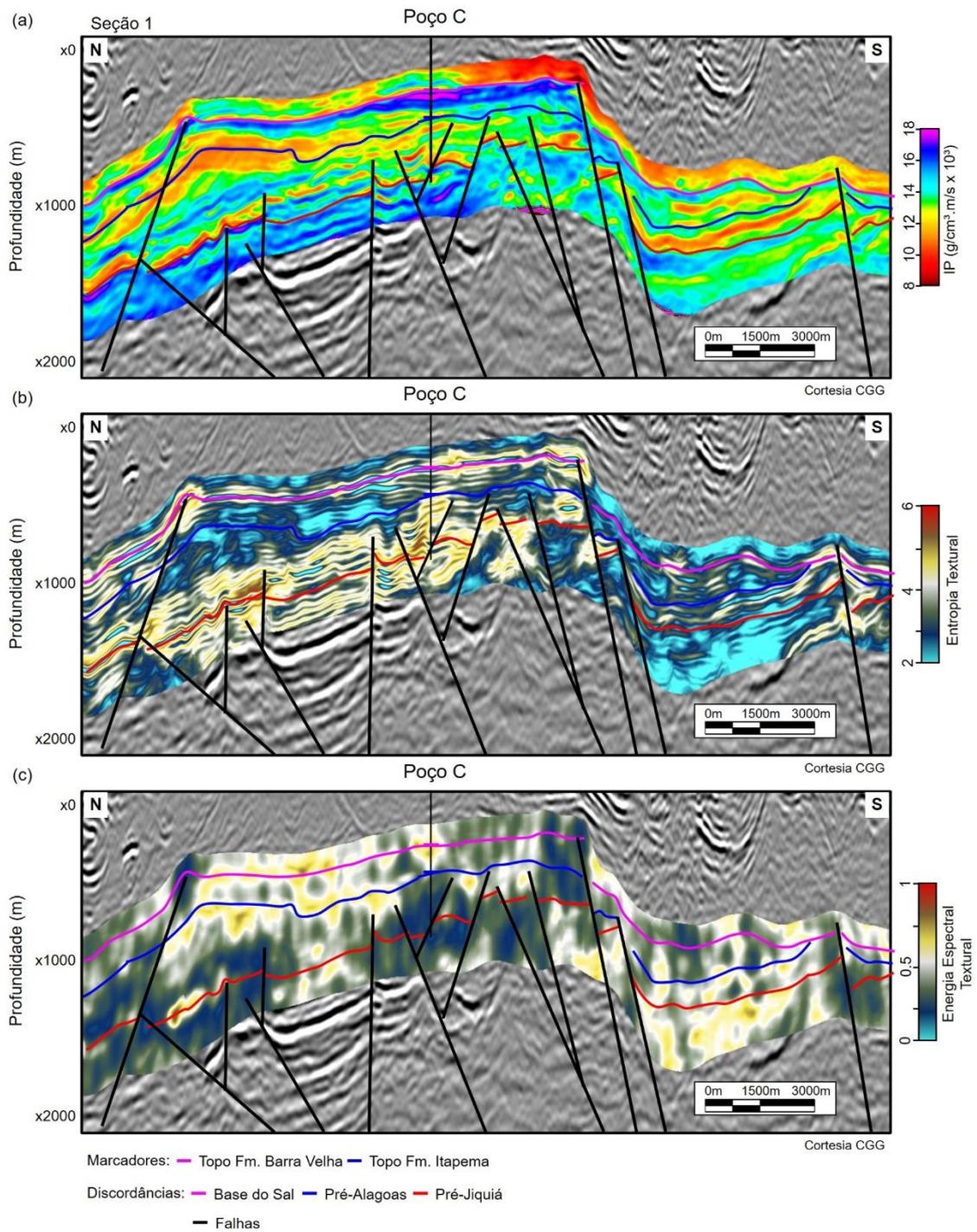


Figura 37: Seção sísmica 1 que passa pelo poço C com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM.

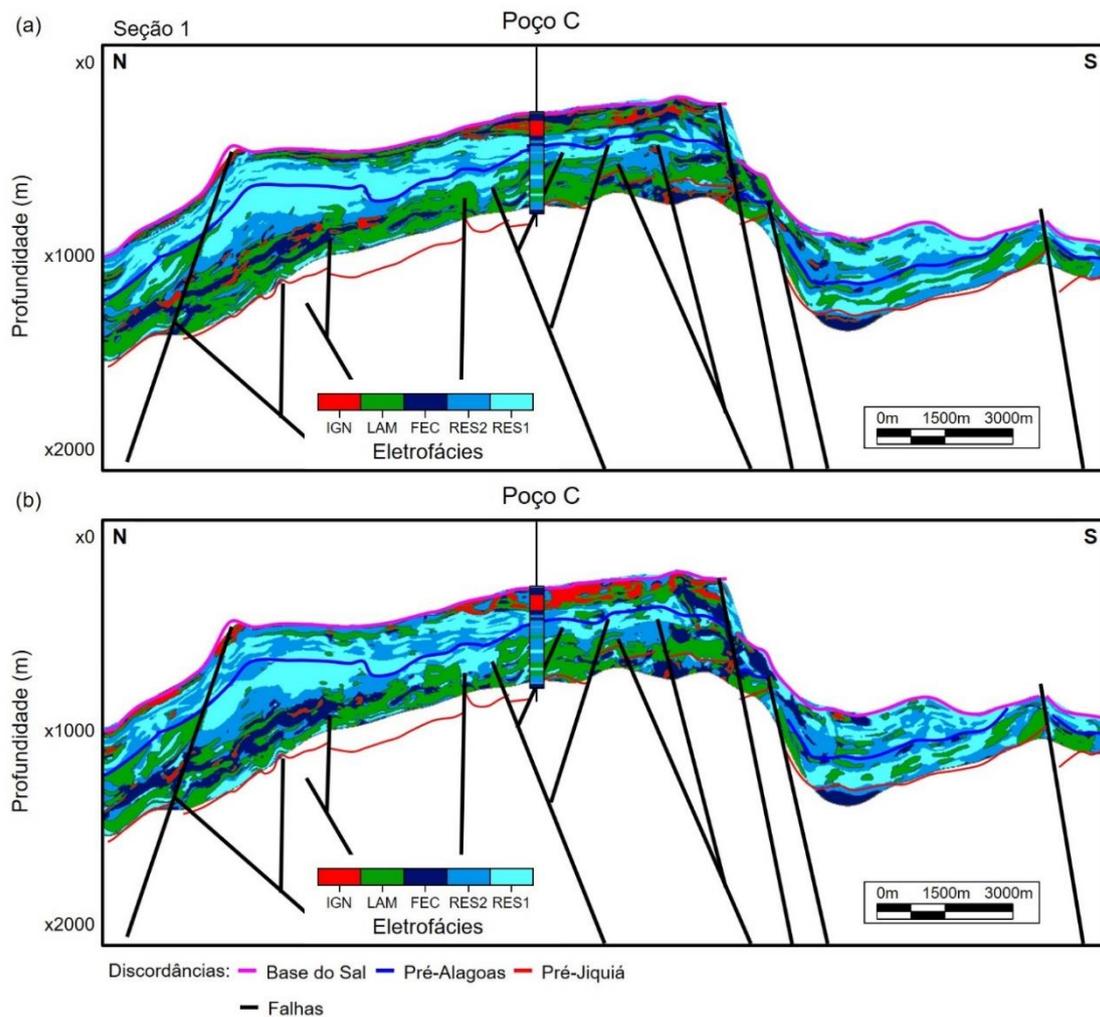


Figura 38: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na seção sísmica 1 passando pelo poço C. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM.

Seção Sísmica 2

A Figura 39-a ilustra a seção sísmica 2, uma *crossline* com orientação Oeste-Leste que passa pelo poço I, localizado a sudoeste do campo, com sua respectiva interpretação na Figura 39-b. As respostas dos atributos impedância acústica e entropia textural da seção 2 estão apresentadas na Figura 40. Já as classificações estão ilustradas na Figura 41.

Ambas as formações apresentam espessuras variadas ao longo da seção sísmica, sendo a Formação Itapema a mais espessa. O poço I foi perfurado em um importante *mound* carbonático caracterizado por refletores internos descontínuos de baixa amplitude e caóticos, geometria externa cônica, assim como identificado e definido por Jesus *et al.* (2019). Ferreira *et al.* (2019), Neves

et al. (2019), e Ferreira *et al.* (2021b). O desenvolvimento do *mound* pode estar relacionada com atividade hidrotermal que forneceu fluidos através das falhas para seu crescimento. No Pré-sal, os *mounds* são considerados reservatórios com excelentes condições permoporosas. Além disso, há um baixo estrutural condicionado pela ocorrência de falhas que afetam até a Formação Barra Velha na porção Leste da seção.

O flanco Oeste do *mound* tem maior espessura quando comparado com o Leste e apresenta refletores internos caóticos, que podem ser interpretados como depósitos de *debris*, ou seja, trata-se de fácies de retrabalhamento por ação de ondas formadas a partir do colapso de parte do *mound*. Essa configuração é semelhante à descrita por Ferreira *et al.* (2021b) no Campo de Búzios. Os autores descreveram ainda que os *mounds* são predominantemente formados por *shrubs* e esferulitos e que seus flancos estão associados a fácies retrabalhadas, que terminam no baixo estrutural onde predominam os laminitos.

As respostas dos atributos são bastante heterogêneas ao longo de toda a linha sísmica e há uma brusca diferença de comportamento da impedância acústica longitudinalmente. A porção Oeste da seção, em geral, apresenta intercalação vertical entre valores baixos e médios lateralmente contínuos, e intermediário a alto na porção Leste, indicando uma piora nas condições permoporosas nessa direção.

Já a entropia textural varia ao longo da Formação Itapema. A região no entorno do poço apresenta uma tendência de diminuição em direção ao topo da formação. Nas porções central e Leste da seção, há um predomínio de valores médios a altos, apesar de haver algumas ocorrências de valores baixos.

Na base da Formação Itapema, próximo à Discordância Pré-Jiquiá, há um forte refletor negativo que se estende do Oeste até a região central da seção, e que está associado a uma baixa impedância acústica e entropia textural intermediária a alta. Como resultado, as classificações mostram uma grande presença de lamosas na base do *mound* que se estende até a porção central da seção. O poço I não alcança a profundidade dessa fácies e, portanto, não é possível fazer uma análise qualitativa comparativa para avaliar o acerto do classificador. Porém, essa classificação é coerente com o refletor sísmico negativo e que corresponde ao folhelho Jiquiá.

Indo em direção ao topo da Formação Itapema, há intercalação entre valores baixos e médios de impedância acústica e a entropia textural assume valores baixos. Ambas as classificações apresentam uma boa correlação qualitativa com as eletrofácies do poço e mostram intercalação dos dois tipos de reservatórios, com um cenário um pouco mais conservador na classificação 3A, onde tem maior ocorrência do reservatório 2 tanto lateralmente quanto verticalmente. A impedância acústica apresenta valores semelhantes nessa região, que correspondem tanto a reservatórios quanto a lamosas. Por outro lado, mais uma vez, a entropia textural foi capaz de dar respostas diferentes à essas fácies, tornando o classificador mais eficiente em detectar a predominância dos reservatórios e a ocorrência de fácies lamosas na sua base.

A Formação Barra Velha apresenta sua espessura máxima na região do *mound* carbonático. Em seu cume, os valores de impedância acústica são baixos e a entropia textural é bem marcada por valores também baixos. As classificações novamente apresentam ocorrência de reservatórios, com um maior otimismo em relação à porosidade na classificação 2A, visto que a energia espectral textural tem uma baixa resolução e confunde mais os reservatórios na classificação 3A.

Indo em direção à Leste da seção, há um aumento da impedância acústica em direção ao topo da Formação Barra Velha e valores intermediários de entropia textural, com algumas lentes de baixo valores. A parte basal é classificada como reservatório com alta porosidade nas duas classificações, mas no topo da formação há uma divergência: a classificação 2A mostra ocorrência predominante de fácies lamosas e carbonato fechado, enquanto na classificação 3A há ígneas. Essa confusão é esperada pelas análises quantitativas e como trata-se de um baixo estrutural com menor interesse exploratório, não há poços nessa região para confirmar as fácies existentes.

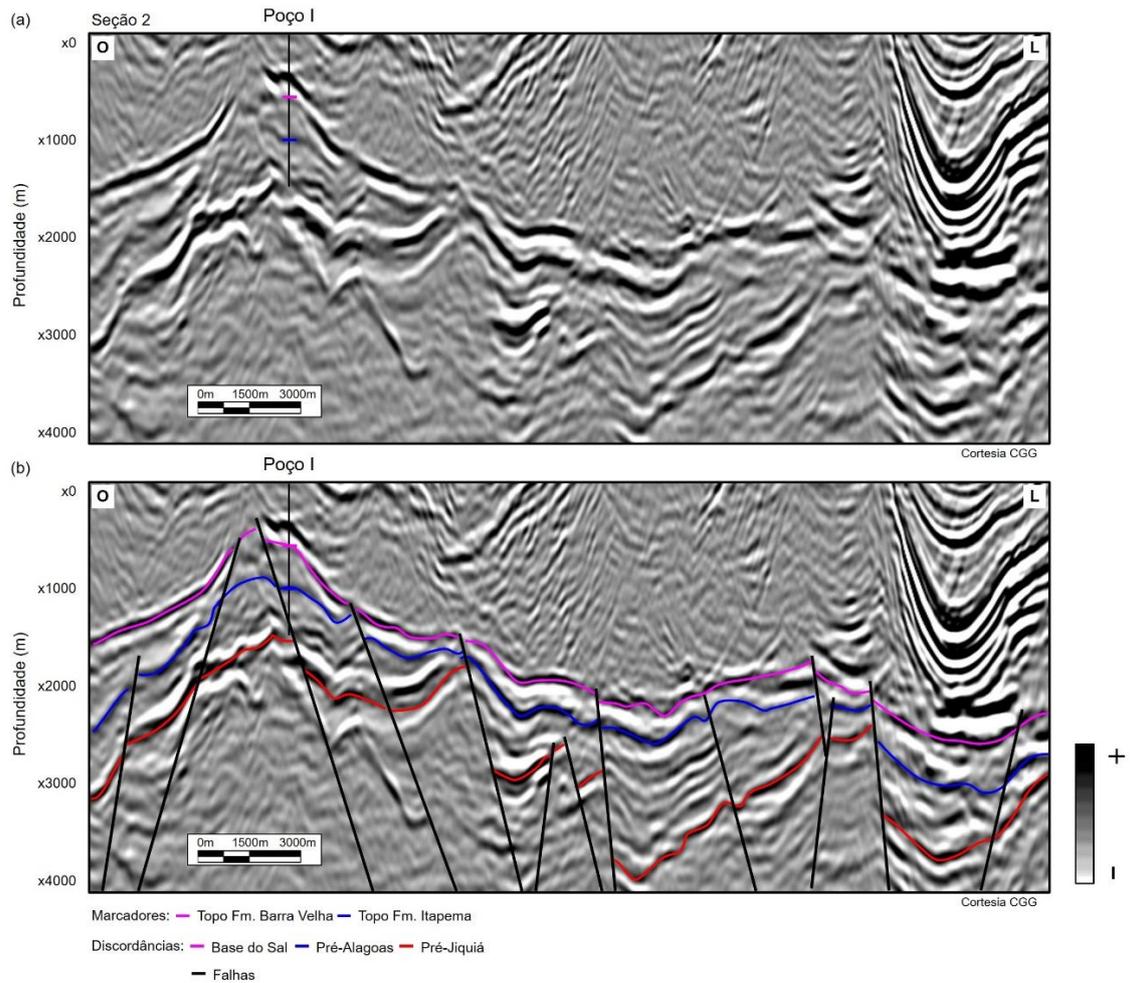


Figura 39: Seção sísmica 2 localizada na porção sudoeste do campo, orientada na direção Oeste-Leste passando pelo poço I (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b).

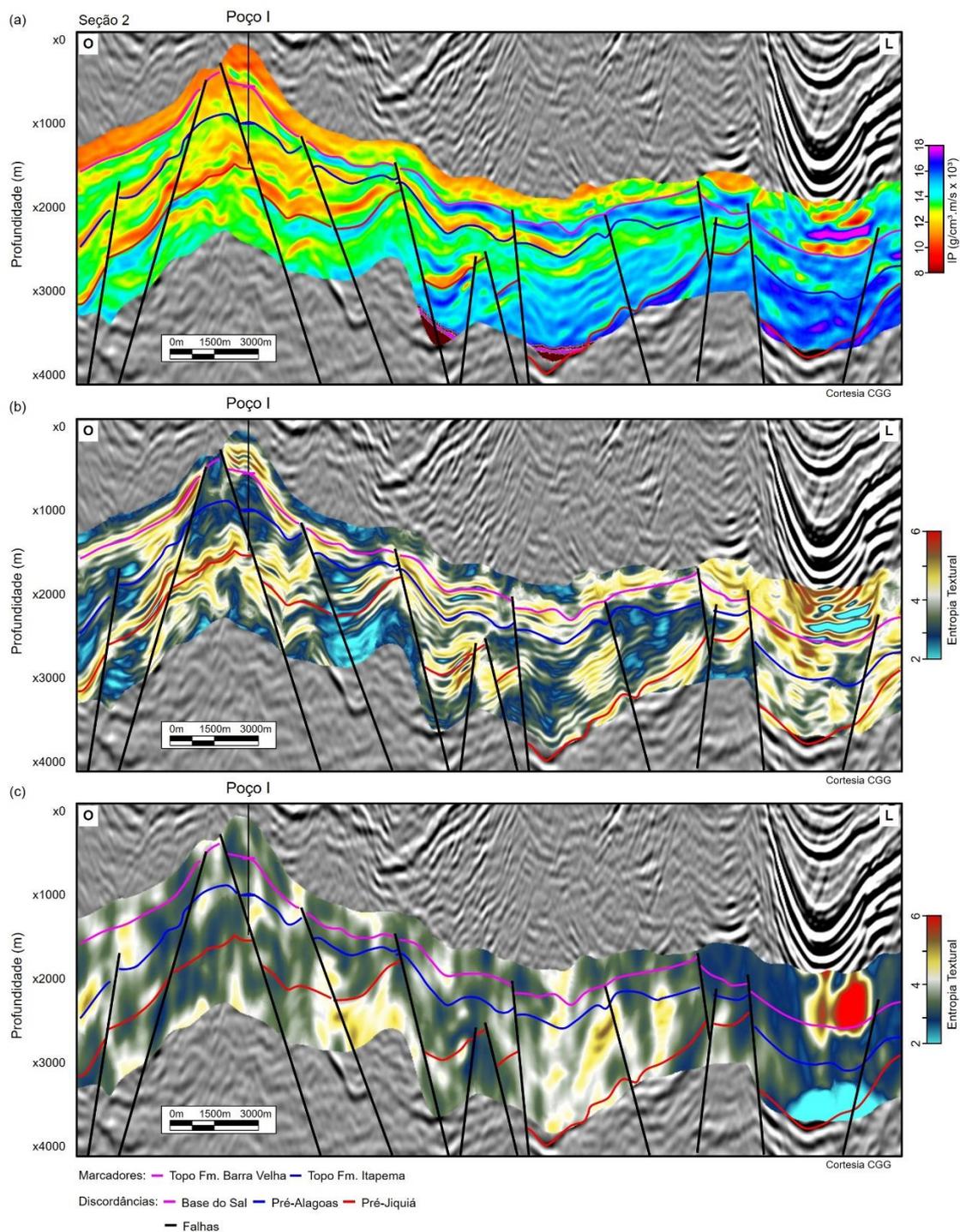


Figura 40: Seção sísmica 2 que passa pelo poço I com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM.

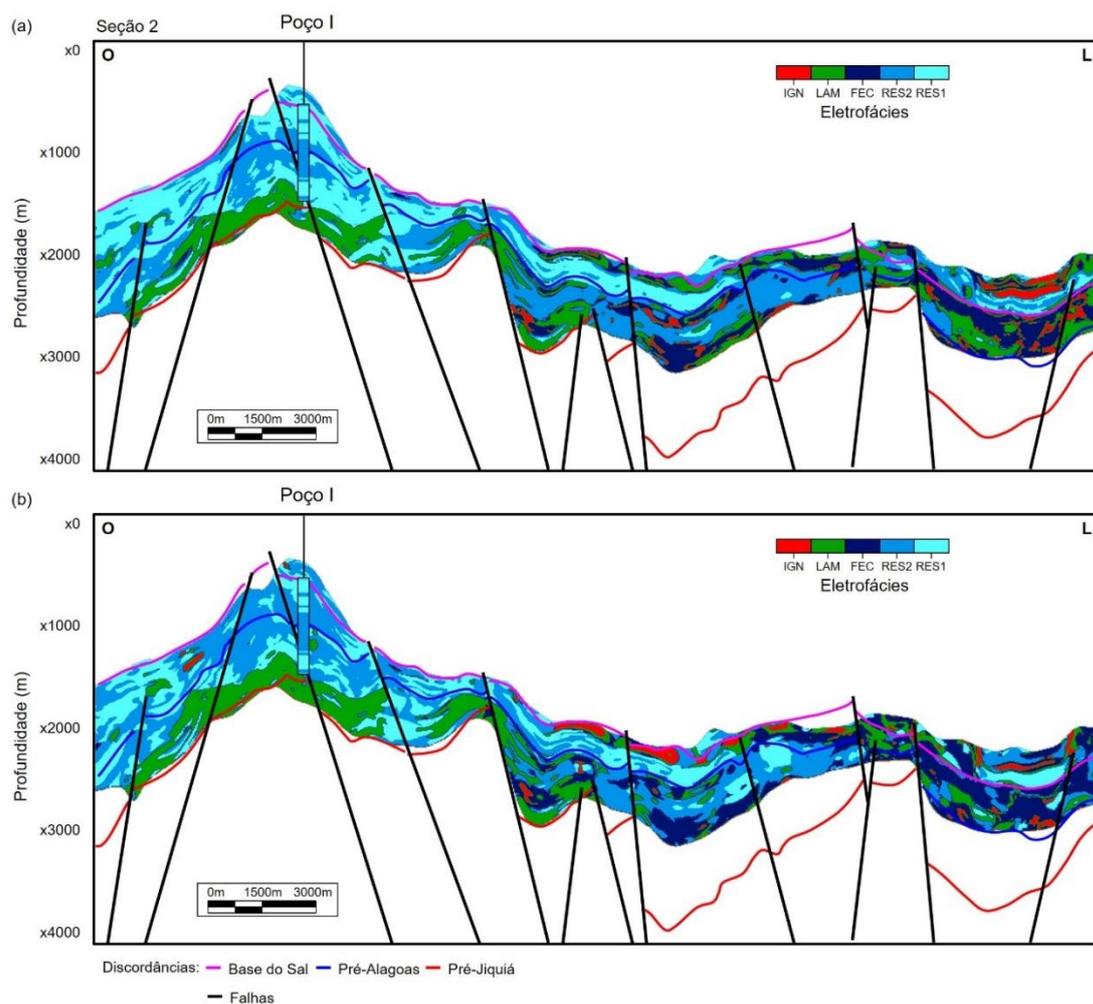


Figura 41: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na seção sísmica 2 passando pelo poço I. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM.

Seção Sísmica 3

A terceira seção sísmica é uma linha arbitrária de orientação Sul-Norte que passa pelos poços I, F, C, G e E ilustrada na Figura 42 com sua amplitude sísmica e respectiva interpretação. A Figura 43 mostra as respostas dos atributos sísmicos e a Figura 44 apresentam os resultados da classificação 2A e 3A.

Essa seção perpassa o alto estrutural mais importante da área de estudo. O isolamento desse alto pode ter sido condicionado pelas falhas geradas durante o processo de rifteamento que propiciou as condições adequadas para a deposição dos carbonatos, e deu origem à principal plataforma carbonática da região sem a influência da sedimentação siliciclástica. Já o poço E, localizado ao

Norte, está configurado em um contexto estrutural diferente, onde a ocorrência de falhas normais de alto rejeito gerou um *horst*, que contém uma feição do tipo *mound* carbonático.

A Formação Itapema apresenta variação de espessura ao longo da seção com afinamento na região dos poços F e C. As respostas dos atributos sísmicos, novamente, são bastante heterogêneas ao longo da seção. Ao Sul, a impedância acústica apresenta valores baixos na base e no topo da Formação Itapema, no entorno do poço I, com predominância das cores vermelho e amarelo e uma camada no meio intercalada com valores ligeiramente mais altos. Os valores baixos de impedância acústica, como já observado em outros trabalhos do Pré-sal e discutidos aqui, apresentam uma ambiguidade e podem estar associados tanto a bons reservatórios quanto a fácies lamosas. Portanto, a impedância acústica sozinha não é capaz de diferenciar bem essas fácies e a camada de baixa impedância acústica na base, próxima à Discordância Pré-Jiquiá, geralmente corresponde a folhelhos configurando, portanto, fácies não reservatório.

Dentro desse contexto, os atributos texturais mais uma vez são capazes de diferenciar estas fácies. Nessa região, a entropia textural apresenta valores mais altos na base da Formação Itapema com diminuição em direção ao topo. Vale ressaltar que tal poço foi perfurado até a Formação Barra Velha e não é possível avaliar qualitativamente a correspondência entre as eletrofácies do poço e a classificação bayesiana. No entanto, as classificações foram eficazes em diferenciar as fácies e detectaram a presença de fácies lamosas na base e reservatórios no topo nessa região. Além disso, o uso da energia espectral na classificação 3A causa um pessimismo em relação ao reservatório 1 e classifica mais reservatório 2 devido à sua baixa resolução.

Indo em direção ao poço F, há camadas com valores ligeiramente maiores de impedância acústica que no poço I, com alternância entre as cores alaranjada e verde, e valores baixos no topo da Formação Itapema. Já a entropia textural apresenta intercalação entre valores médios e altos. Sendo assim, espera-se uma intercalação maior entre as fácies nessa região. Qualitativamente, ambas as classificações são bem semelhantes e nenhuma delas detectou a ocorrência de carbonato fechado. Isso provavelmente superestimou a ocorrência de fácies lamosas na região do poço, visto que foi identificado nas matrizes de confusão

que o método tende a confundir as fácies não reservatórios. O mesmo comportamento dos atributos e classificações é estendido lateralmente até o poço C, localizado mais ao Norte, onde há intercalação entre as cores amarelo e verde de impedância acústica, com camadas com menores valores no topo da formação e valores altos de entropia textural com a classificação predominantemente mostrando ocorrência de fácies lamosas.

Já na região do poço G, a Formação Itapema é mais espessa e apresenta um banco de coquinas. A impedância acústica continua assumindo o mesmo padrão de comportamento, com alternância entre valores médios e baixos. A entropia textural é bem marcada com valores altos na base, constantemente associados a uma alternância maior de fácies, e baixos no topo, onde comumente ocorre uma predominância de reservatórios. As classificações mostram, novamente, a ocorrência de fácies lamosas na base da formação com uma pequena confusão com carbonato fechado. Indo em direção ao topo, há intercalação entre reservatórios e a classificação 2A qualitativamente acerta bem em relação ao poço com presença majoritária de reservatório 1 no topo. Outra vez, é observado que a classificação 3A é mais pessimista em relação ao reservatório 1.

O poço E foi perfurado em um *horst* que apresenta um contexto tectônico diferente dos demais poços. A impedância acústica apresenta valores consideravelmente mais altos em toda a extensão da Formação Itapema. Já a entropia textural apresenta intercalação entre valores baixos e intermediários. As classificações mostram majoritariamente a presença de carbonato fechado com alguma ocorrência de ígneas na classificação 2A e reservatório 2 na 3A. No entanto, como o poço E não foi perfurado até a Formação Itapema, não é possível fazer uma correlação visual entre a resposta das classificações e das eletrofácies do *upscale*.

A porção da Formação Barra Velha localizada no alto estrutural é caracterizada por uma geometria de plataforma carbonática progradante com refletores paralelos a sub-paralelos, assim como identificado por Ferreira *et al.* (2019), Neves *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021a).

De acordo com Faria *et al.* (2017), a deposição da plataforma carbonática teve como principais fatores de controle a variação do nível de lago, que controlava o espaço de acomodação e a deposição das fácies, e a taxa de

deposição carbonática. O nível de base dos paleolagos era definido principalmente pela taxa de precipitação, de modo que nos períodos úmidos, a plataforma sofria afogamento, tornando o ambiente propício para a deposição de finos e carbonatos com menor porosidade (Wright & Barnett, 2015; Gomes, *et al.*, 2020), como pode ser observado na base da Formação Barra Velha. Já em períodos áridos os lagos eram mais rasos, favorecendo a deposição de fácies de maior energia que também apresentam maior porosidade (Wright & Barnett, 2015; Wright & Rodriguez, 2018),

A Formação Barra Velha também apresenta variação de espessura ao longo da seção e sofre um maior afinamento nos poços C e G. Novamente, os atributos sísmicos se comportam de forma bastante heterogênea. A região do poço I apresenta baixos valores de impedância acústica na sua base intercaladas na porção central por valores intermediários que voltam a ser baixos novamente no topo. A entropia textural tem uma resposta majoritariamente baixa. As classificações mostram uma excelente correspondência com as eletrofácies definida no poço, com intercalação entre os dois reservatórios. Novamente, a classificação 3A tende a ser mais conservadora para o reservatório 1 e classifica mais reservatório 2.

Indo em direção ao poço F, a impedância acústica apresenta valores intermediários com uma camada um pouco mais alta na porção central, que pode estar associada a carbonatos com a porosidade mais baixa e uma camada de baixa impedância acústica mais próxima ao topo. A entropia textural assume valores médios a altos nessa região. As classificações na posição do poço apresentam uma boa correspondência com as fácies com a ocorrência majoritária de reservatórios, apesar de provavelmente haver um pouco de confusão ao Norte com fácies lamosas. O poço F mostra que há uma grande intercalação entre as duas fácies reservatório, e como já observado anteriormente, a entropia textural tende a ser de média a alta em regiões com ocorrência de diferentes fácies. Outra vez, a classificação 3A estima ocorrência maior de reservatório 2.

Já no entorno do poço C, a impedância acústica tem uma tendência de aumento em direção à Base do Sal, que apresenta valores muito altos correspondentes à uma intrusão ígnea identificada no poço. A entropia textural apresenta intercalação entre valores baixos e médios. As classificações foram

eficientes em identificar que a porção inferior nessa região é mais constituída por reservatórios e a superior por não reservatórios. Há uma pequena ocorrência de fácies lamosas no poço que foi identificada nas classificações com certo deslocamento em sua posição. A classificação 2A confundiu parte do corpo ígneo com fácies lamosas, apesar de ter identificado uma extensão lateral maior que na classificação 3A, que por sua vez não confundiu com fácies lamosas, mas sim com reservatório 2.

O poço G foi perfurado na porção mais fina da Formação Barra Velha e tem valores intermediários tanto de impedância acústica quanto de entropia textural. Diferente do comportamento observado até então de entropia textural média geralmente associada a uma maior intercalação de fácies, dessa vez observa-se no poço uma maior homogeneidade na ocorrência de reservatório 2 que as classificações não foram tão eficientes em identificar, pois em ambas há um predomínio de reservatório 1.

Por fim, a área em que o poço E foi perfurado corresponde a um *mound* carbonático e é mais alto estruturalmente. Assim como o *mound* localizado no sul do campo, onde foi perfurado o poço I, essa estrutura apresenta uma geometria externa cônica e um padrão interno com reflexões caóticos na parte superior. Porém, a porção inferior há fortes refletores positivos que foram identificados no poço como rochas ígneas intrusivas e extrusivas intercaladas. Associada a elas, há altos valores de impedância acústica e intercalação entre valores médios e baixos de entropia textural. Já na porção superior do *mound*, a impedância acústica assume valores baixos a intermediários e a entropia textural tem intercalação entre valores baixos e altos.

A abordagem de classificação 2A gerou uma intercalação majoritária entre ígneas e carbonato fechado na base do *mound*, com certa ocorrência de fácies lamosas, como identificado no perfil *upscale*. Já a classificação 3A subestimou a ocorrência de ígneas, confundindo-as com fácies lamosas. Esse poço possui amostras laterais que foram descritas por Carmo (2021) que verificou a ocorrência predominante de diabásios com pequenas intercalações com basaltos, seguidos de algumas amostras de laminitos e outras intercalações entre rochas ígneas intrusivas e extrusivas. Na porção superior próxima à Base do Sal, há intercalação entre reservatórios bem identificada nas duas classificações cujas amostras laterais foram descritas por Carmo (2022) como

shrubs e esferulitos. No topo, próximo à Base do Sal, volta a ter uma pequena intrusão ígnea que provocou metamorfismo de contato e reprecipitação de minerais, gerando carbonato com baixa porosidade que foram identificadas como não reservatórios nas classificações.

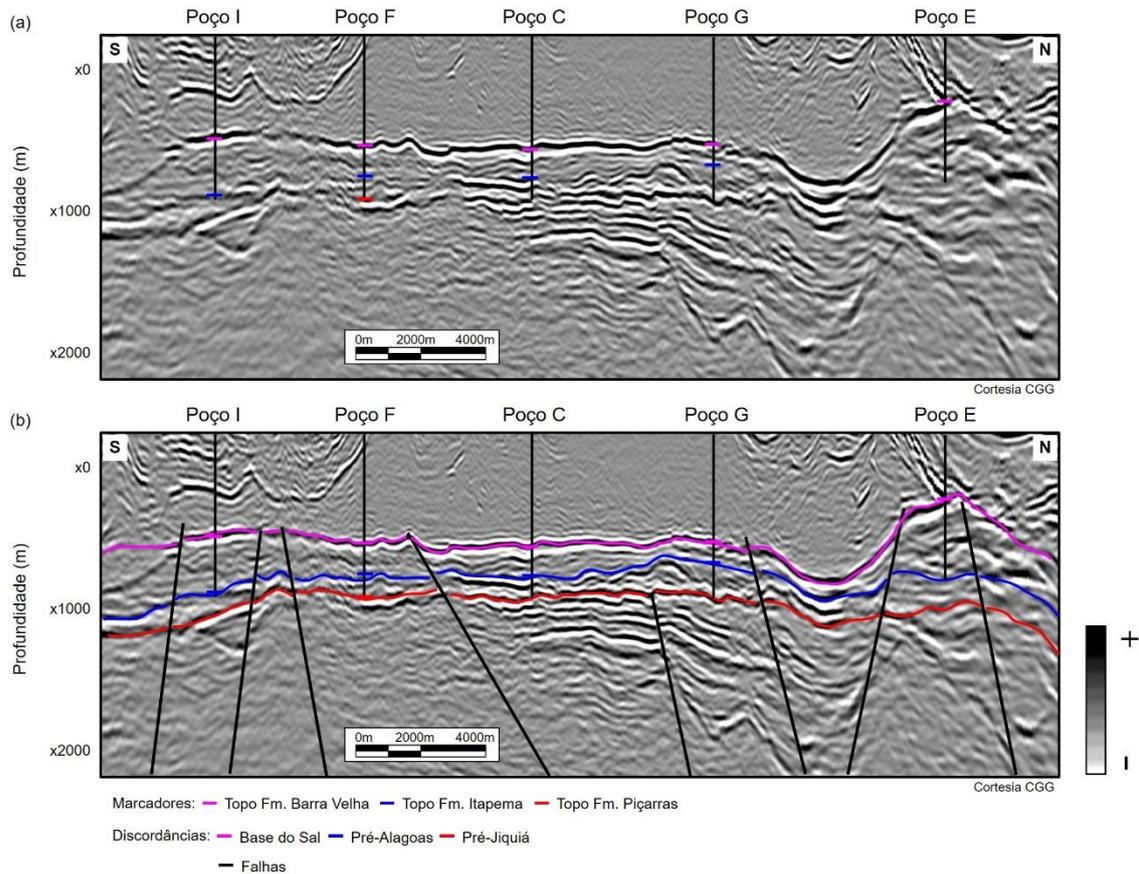


Figura 42: Linha arbitrária orientada na direção Sul-Norte passando pelos poços I, F, C, G e E (a) e sua respectiva interpretação com os horizontes mapeados, marcadores e falhas (b).

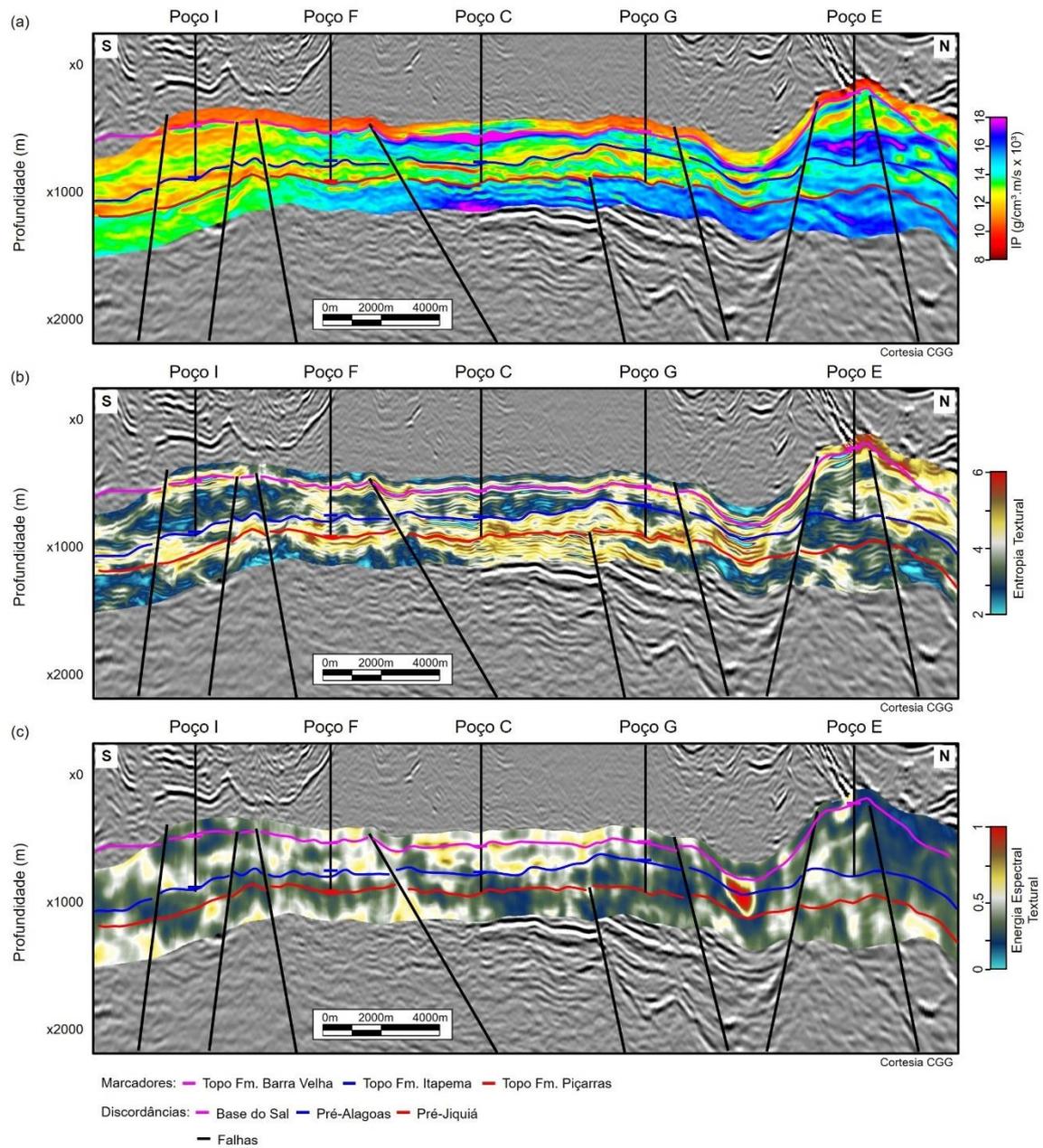


Figura 43: Linha arbitrária que passa pelos poços I, F, C, G e E com os atributos sobrepostos. (a) Resultado da Impedância Acústica; (b) Resultado da Entropia Textural GLCM; (c) Resultado da Energia Espectral Textural GLCM.

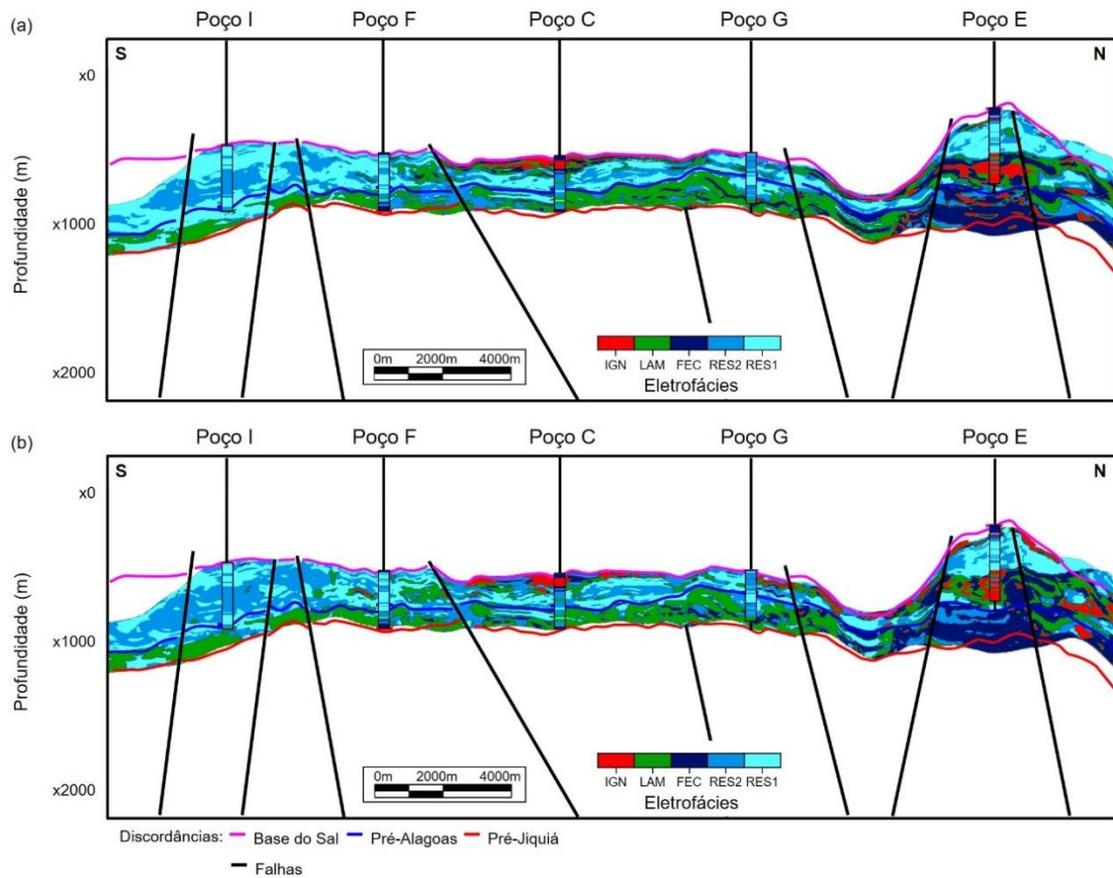


Figura 44: Resultado das classificações bayesianas das fácies gerados na linha arbitrária passando pelos poços I, F, C, G e E. As abreviações das Eletrofácies são: IGN – ígneas, LAM – lamosas, FEC – carbonato fechado, RES2 – Reservatório 2 e RES1 – Reservatório 1. (a) Classificação utilizando os atributos impedância acústica e entropia textural GLCM; (b) Classificação utilizando os atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural GLCM.

7.2.2 Mapas Sísmicos

Além das seções sísmicas e catálogos das principais feições da região, foram extraídos mapas em diferentes discordâncias para melhor compreensão da distribuição das probabilidades de ocorrência de cada fácies no intervalo Pré-sal. Vale lembrar que as classificações são baseadas nos dados de poços e a maioria deles está perfurada nos altos estruturais. Com isso, não há confiabilidade suficiente sobre a distribuição das eletrofácies nos baixos estruturais. Portanto, a interpretação dos resultados será focada nas regiões próximas aos poços.

Os mapas das classificações 2A e 3A extraídos na porção superior da Formação Itapema estão ilustrados na Figura 45. Novamente, a abordagem Bayesiana 2A utilizou os atributos entropia textural e impedância acústica (Figura 45a) e a classificação 3A usou, além dos atributos supracitados, a energia espectral textural (Figura 45b).

Ambas as classificações apresentam comportamentos semelhantes e heterogêneos. É notório que a Leste da área, onde está localizado o poço D, predominam-se as fácies não reservatório com alta distribuição de carbonato fechado. Esse poço foi perfurado somente até a Formação Barra Velha, e nele há uma grande ocorrência de rochas ígneas que provavelmente obliterou os carbonatos no seu entorno através do metamorfismo de contato e reprecipitação dos minerais. O mesmo processo pode ter ocorrido na região nordeste da área, visto que o poço E também apresenta rochas ígneas na porção inferior da Formação Barra Velha.

Por outro lado, a Oeste do campo, há grande ocorrência dos reservatórios 1 e 2. O poço A está perfurado em um importante banco de coquinas cujo reservatório foi o melhor identificado na Formação Itapema em ambas as abordagens. Nos dois cenários, a estimativa mostra presença argilosa em torno dos poços C, H, F e I. Esse é um resultado esperado, pois esses poços estão posicionados em uma porção distal ao banco de coquinas.

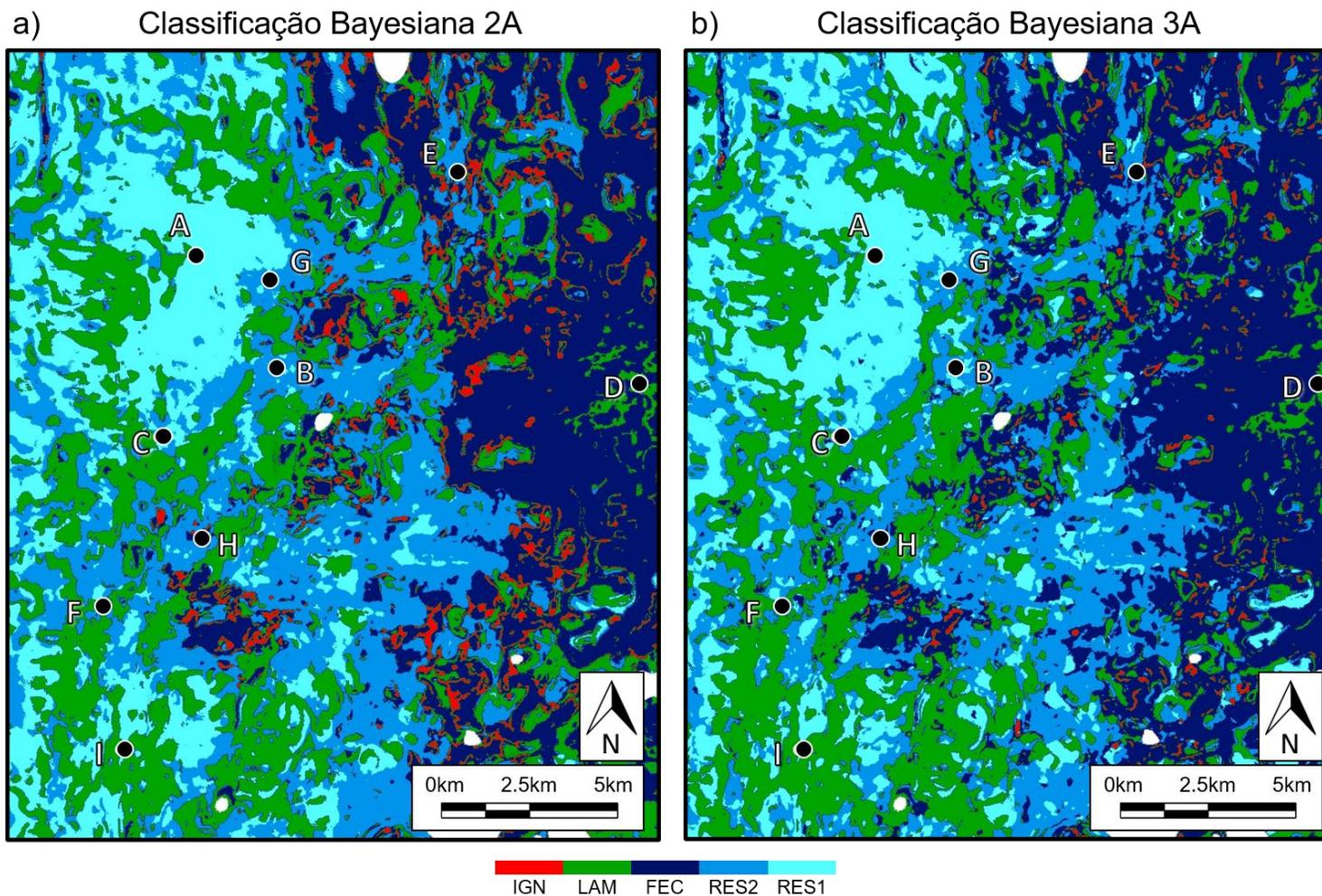


Figura 45: Mapas da classificação extraídos a partir do horizonte Pré-Alagoas, representando o intervalo superior da Formação Itapema: a) Classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) Classificação 3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica

A Figura 46 ilustra o mapa de fácies na porção inferior da Formação Barra Velha, 30m acima da discordância Pré-Alagoas. Novamente, percebe-se como a utilização dos atributos texturais trazem maior heterogeneidade à classificação.

O alto estrutural da região passa pelos poços A, G, B, C, H, F e I e os reservatórios dominam a maior parte da área, mas é observado que a classificação 3A apresenta menor proporção de reservatório 1 quando comparado com a classificação 2A. A região no entorno do poço H foi classificada majoritariamente como fácies lamosas, mas é possível que seja um erro do método e que se trata de carbonatos com baixa porosidade, visto que há ocorrência de rochas ígneas no topo desse poço que podem ter afetado termicamente esses depósitos.

A Leste da área, próximo ao poço D, há um predomínio de fácies ígneas, também identificadas nos poços e carbonatos fechados, que provavelmente sofreram recristalização e reprecipitação de minerais.

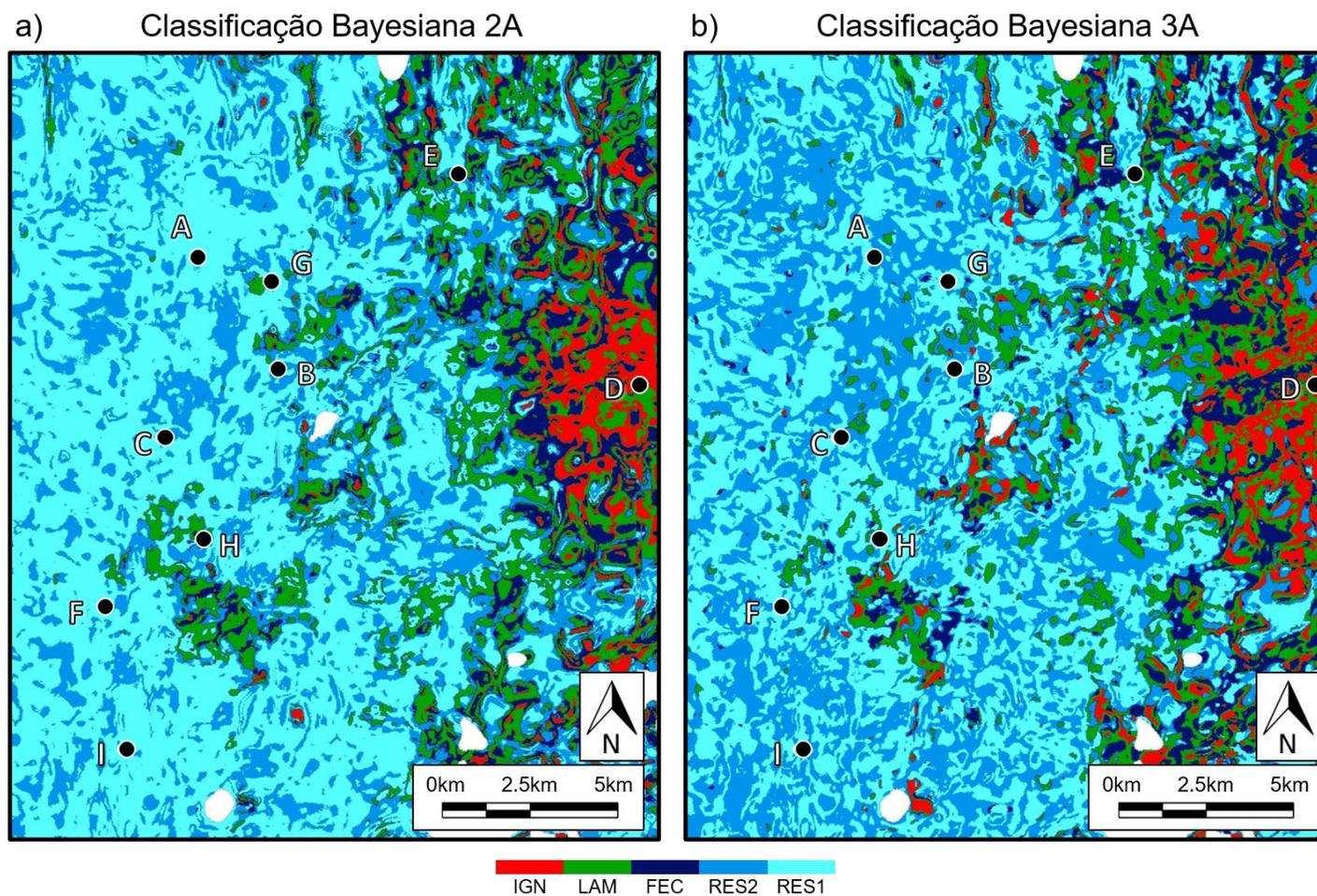


Figura 46: Mapas da classificação equivalente à porção inferior da Formação Barra Velha: a) Classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) Classificação 3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica.

Os mapas com as classificações das fácies no horizonte Base do Sal estão ilustrados na Figura 47. É notório que em ambas as classificações há um predomínio de reservatórios na maior parte da área, mas, novamente, há uma ocorrência maior de reservatório 2 nas regiões central, centro-Norte e sudoeste na classificação 3A quando comparada com a classificação 2A

Segundo as classificações, os poços em áreas com melhores propriedades de reservatório são a extensão entre os poços F e I e o poço E que, apesar da ocorrência de ígneas, está localizado em um *mound* com uma boa espessura de carbonatos com ótimos valores de porosidade. A região central da área, apesar de ter grande ocorrência de reservatórios, trata-se de um baixo estrutural sem cobertura de poços, logo, não é tão confiável para as interpretações.

As fácies não-reservatório foram classificadas principalmente em torno dos poços C e D e há certa ocorrência no *mound* onde foi perfurado o poço E, corroborado pelos dados de poço. O poço C apresenta uma grande presença de diabásio em seu topo. As fácies carbonato fechado identificadas nessa região e no entorno do poço D sofreram metamorfismo de contato e reprecipitação de minerais devido às intrusões. Por outro lado, os poços mostram que há um corpo ígneo maior que se estende do poço C, até os poços B e H e que não foram identificados no horizonte da Base do Sal. As fácies lamosas identificadas em ambas as classificações no entorno do poço C podem ser um erro do método e provavelmente trata-se de rochas ígneas e carbonatos fechados. Já na classificação 3A, há ocorrência de RES2 onde seria esperado carbonato fechado. A região no entorno do poço C foi classificada como fácies reservatórios na porção inferior da Formação Barra Velha, portanto, há uma piora da porosidade da sua base para o topo.

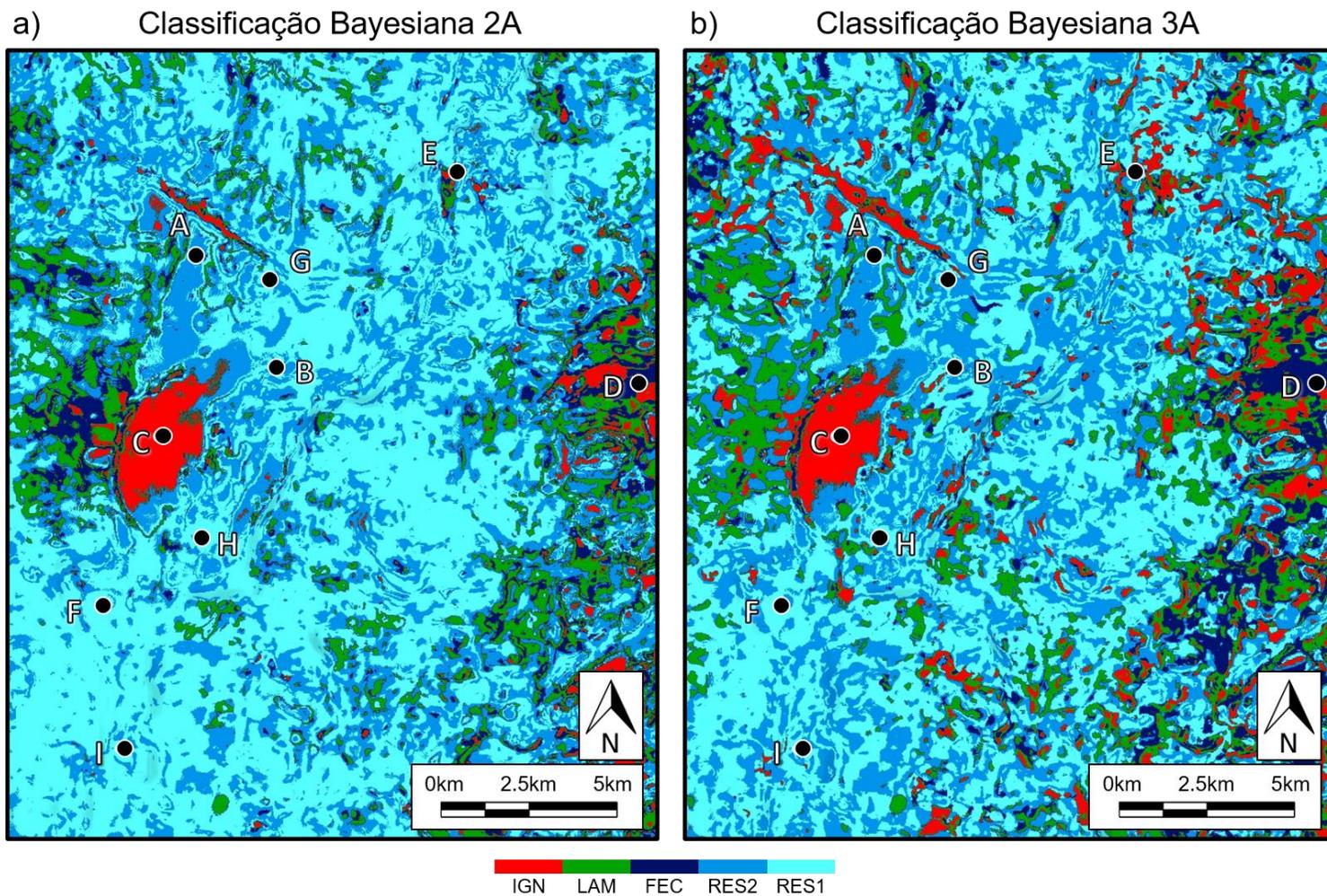


Figura 47: Mapas da classificação extraídos do horizonte da base de sal, equivalente à porção superior da Formação Barra Velha: a) Classificação 2A utilizando os atributos entropia textural e impedância acústica e b) Classificação 3A utilizando entropia textural, energia espectral textural e impedância acústica.

7.3 Relação entre Porosidade e Entropia Textural

Uma das etapas deste trabalho foi a realização de um estudo sobre a relação entre a entropia textural e a porosidade efetiva. Foram plotadas curvas de pseudo-logs nas posições dos poços afim de comparar qualitativamente o comportamento da entropia textural e impedância acústica com a porosidade efetiva *upscale* nas duas formações.

Para a análise da porosidade foram utilizados os perfis dos poços F, H, C, B, G e A, que são os poços que atingem a Formação Itapema. Os atributos impedância acústica e entropia textural foram extraídos na posição dos poços e plotados com a porosidade efetiva *upscale*, tendo como *background* a entropia textural ao lado das respectivas fácies. O objetivo é avaliar o ajuste das curvas de entropia textural em relação à porosidade efetiva e comparar com a curva de impedância acústica. A Figura 48 apresenta a correlação entre os poços da área de estudo com a identificação da discordância Pré-Alagoas, que representa o topo da Formação Itapema, e da Base do Sal, que corresponde ao topo da Formação Barra Velha.

Na Formação Itapema é observada uma tendência geral de aumento da porosidade em direção ao topo, associada a uma diminuição da entropia textural e da impedância acústica. A entropia apresenta resolução maior que a impedância acústica e é capaz de identificar melhor as variações de porosidade, como foi evidenciado, principalmente, nos poços F, H, C e A, apesar de eventuais defasagens.

Nas regiões da Formação Itapema que ocorre uma maior variação de fácies e a entropia tende a ser mais alta. Considerando que a definição de entropia textural é justamente a desordem de uma imagem, é possível associar que os altos valores nessas regiões estão relacionados à uma frequente intercalação de fácies. Na base da maioria dos poços predominam as fácies não reservatório intercaladas ao reservatório 2. Há ocorrência de fácies lamosas na porção inferior da Formação Itapema em quase todos os poços, com exceção do A. Os poços F, H, B e A apresentam carbonato fechado e há presença de fácies ígneas na base do poço H.

Em direção ao topo da Formação Itapema predominam-se os reservatórios 1 e 2 em todos os poços e o poço C apresenta, também,

intercalação com as fácies lamosas. Nessa porção da formação, a entropia textural apresenta valores baixos e uma boa correlação com a porosidade, principalmente, nos bancos de coquinas, como evidenciado nos poços H, B, G e A, que são os que atingem essa estrutura.

Já na Formação Barra Velha, a entropia textural apresenta um comportamento mais heterogêneo e a correlação com a porosidade não é tão eficaz. A tendência geral da porosidade efetiva nessa formação é de diminuição em direção ao topo, com ocorrência de fácies não reservatório próximo à Base do Sal. A maioria dos poços apresenta intercalação de fácies reservatórios 1 e 2, principalmente, na porção inferior da formação. Em três dos poços (B, C e H) constata-se a presença de fácies ígneas na parte superior, que foram classificadas como diabásio. Associadas a tais rochas, há presença de carbonato fechado, o que indica metamorfismo de contato e reprecipitação de minerais.

A entropia textural e a porosidade possuem uma boa correlação nas porções mais basais, com exceção do poço C. Porém, diferente do que ocorre na Formação Itapema, essa correlação começa a ser perdida nas porções superiores dos poços onde há fácies ígneas ou carbonatos altamente fraturados, conforme ocorre nas regiões superiores dos poços F, C e A.

Ocorre que na Formação Itapema há ocorrência de apenas uma sismofácies correspondente a reservatórios, que são as fácies de banco de coquinas. Essas fácies possuem um padrão sísmico bem marcado na entropia textural, representado por valores baixos. Além disso, a Formação Itapema é limitada na base, ocasionalmente, por fácies ígneas extrusivas, seguida pelo folhelho Jiquiá e evolui para o ambiente carbonático onde a porosidade vai aumentando para o topo. A rápida intercalação de fácies na base da sequência gera uma resposta sísmica característica bem destacadas pelo atributo textural, com valores marcadamente mais altos.

Além disso, a entropia textural não serviu apenas para distinguir os carbonatos porosos do banco de coquinas das fácies não-reservatório adjacentes. A variação de porosidade interna desse depósito também é bem evidenciada pelo atributo, como pode ser constatado principalmente nos poços F, H, G e A e pode ser associadas com os rápidos eventos de afogamentos e raseamentos dos paleolagos, como demonstrado por Barnett *et al.* (2020). Essas

súbitas alterações no comportamento da porosidade, por vezes, não são identificadas pela impedância acústica, mas sim por pequenas variações na amplitude sísmica que são capturadas pela discretização do atributo textural.

Por outro lado, o mesmo cenário de boa correlação entre a entropia textural e a porosidade efetiva não ocorre na Formação Barra Velha. Neste intervalo, diversas fácies sísmicas podem estar associadas com as fácies reservatórios, como são o caso dos *mounds*, plataforma carbonáticas e *debris*. A variação interna da textura sísmica dessas fácies nem sempre está correlacionada de forma direta com a porosidade. Sendo assim, uma diminuição da porosidade pode não estar associado com um aumento da entropia textural, como demonstrado no topo dos poços F, C e A.

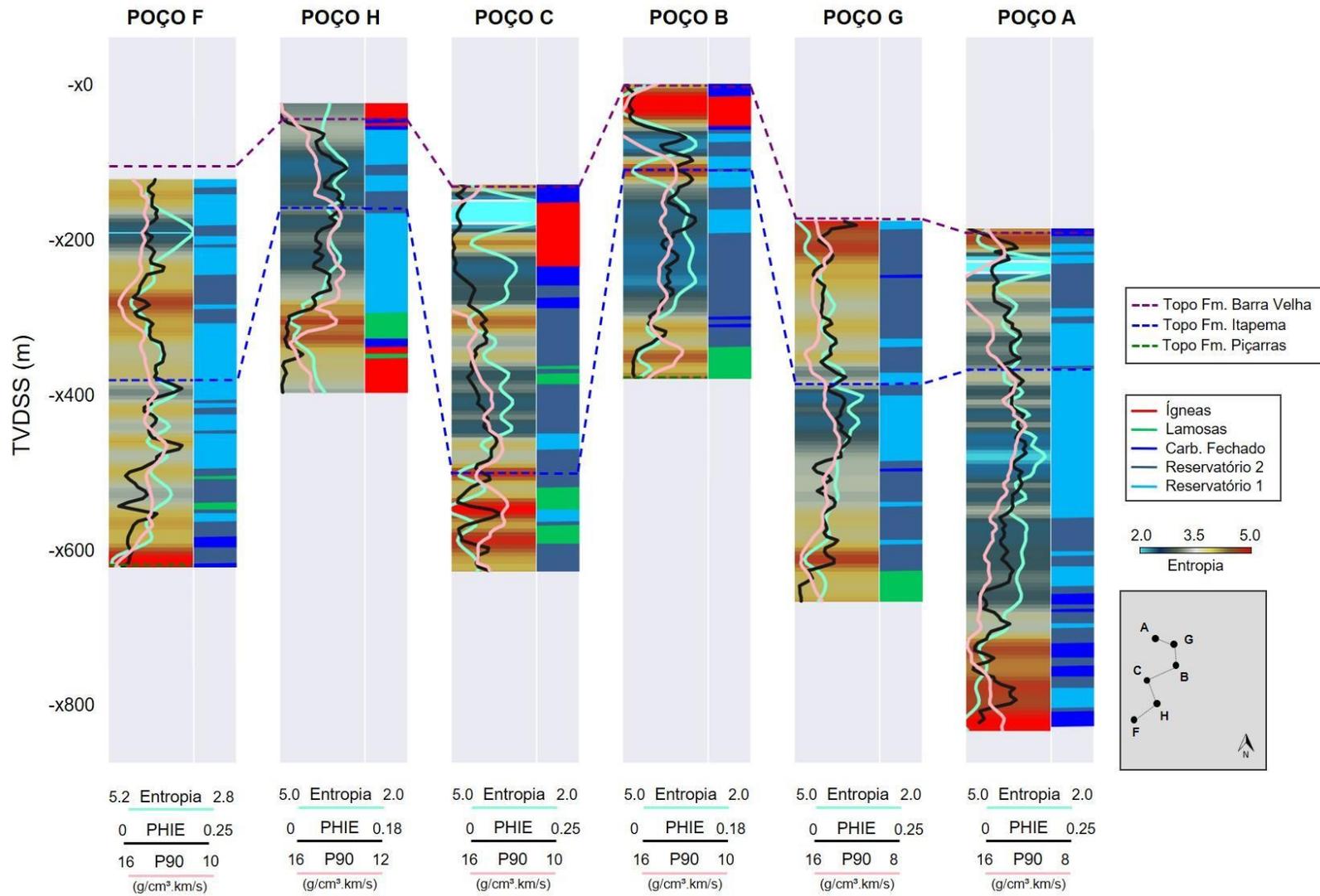


Figura 48: Correlação entre a porosidade efetiva *upscale* dos perfis e pseudo-*log* da entropia textural.

7.4 Catálogos de Padrões Sísmicos

A partir das respostas dos atributos sísmicos utilizados e das classificações bayesianas, foi elaborado um catálogo com os principais padrões sísmicos de interesse exploratório identificados na área de estudo e discutidos nas seções apresentadas anteriormente. Os padrões caracterizados são *mound* carbonático (Figura 49), banco de coquinas (Figura 50), plataforma carbonática (Figura 51), *debris* (Figura 52) e depósitos de fundo de lago (Figura 53), de acordo com as respostas da impedância acústica, entropia textural, energia espectral textural, além das classificações com as abordagens 2A e 3A. Esse resumo tem como objetivo servir como um guia para interpretação das principais estruturas identificadas no Pré-sal da Bacia de Santos.

Uma construção de catálogos semelhantes também foi realizada por recentemente por outros autores na região do Pré-sal (Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Neves *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021b; Barreto *et al.*, 2021; Silva *et al.*, 2021; Fernandes, 2022; Paiva, 2022). Por exemplo, Neves *et al.* (2019) utilizaram a amplitude sísmica para identificar as sismofácies *build-ups*, *debris*, plataformas carbonáticas e fundo de lago. Já Ferreira *et al.* (2019) trouxeram uma maior robustez e caracterizaram as estruturas *build-ups*, plataformas carbonáticas e *debris* através de multiatributos sísmicos (amplitude sísmica, coerência, envelope e impedância acústica). Outros atributos foram abordados no catálogo desenvolvido por Ferreira *et al.* (2021b), que utilizaram a impedância acústica, amplitude RMS, *local flatness* e componente principal de mergulho na caracterização também de *build-ups*, plataformas carbonáticas e *debris*.

Diferentemente dos trabalhos anteriormente citados que utilizaram atributos sísmicos “convencionais”, aqui são estudados atributos texturais geralmente utilizados como entrada em algoritmos de classificação e poucas vezes apresentados de forma qualitativa, devido à sua dificuldade de interpretação. Esses atributos sísmicos trazem um ganho de resolução quando comparadas com classificações que utilizam apenas a impedância acústica e atuam de forma complementar, sendo por vezes capazes de superar as ambiguidades inerentes da impedância acústica quando se trata da diferenciação entre reservatórios e não reservatórios. Por outro lado, a energia

espectral textural de fato não possui um aspecto que dê a possibilidade de inferir um significado geológico a partir de suas respostas, mas foi bastante útil quantitativamente demonstrado no estudo de viabilidade, que complementou os outros dois atributos sísmicos e elevou consideravelmente as taxas de acerto da classificação bayesiana.

A análise qualitativa dos atributos mostra um certo padrão na identificação das respostas das classificações. Baixa impedância acústica associada a baixa ou média entropia textural, geralmente resulta em fácies reservatório. Baixa impedância acústica combinada com alta entropia textural tende a classificar fácies lamosas. Já valores altos tanto de impedância acústica quanto de entropia textural estão associadas a fácies ígneas. Além disso, alta impedância acústica combinada com média entropia textural classifica fácies não reservatório.

O catálogo do *mound* carbonático, onde foi perfurado o poço E, é apresentado na Figura 49. Como já observado anteriormente, essa feição está localizada em um alto estrutural condicionado por falhas normais, é caracterizada por uma geometria externa cônica, refletores internos caóticos com amplitudes descontínuas e é associada a falhas e fraturas. A impedância acústica apresenta altos valores na porção basal da estrutura devido à ocorrência de intrusões ígneas e há predomínio de valores mais baixos bem marcados na porção superior do *mound*. Os valores de entropia textural são majoritariamente baixos, com aumento nas regiões onde há contato dos carbonatos com as intrusões ígneas e com o sal. Já a energia espectral textural tem intercalação entre valores baixos e intermediários, sem definição dos refletores. Em relação às classificações, ambas apresentam um comportamento geral semelhante: fácies não reservatório na porção basal da estrutura e porção superior dominada por reservatórios. A ocorrência de fácies lamosas provavelmente é um erro do classificador que tende a confundir as fácies não reservatório entre si. A diferença entre elas é que a classificação 3A tem uma maior proporção de fácies reservatório 2.

O padrão sísmico banco de coquinas está ilustrado na Figura 50, onde foi perfurado o poço I. Essa estrutura apresenta geometria externa cônica e refletores internos de baixa amplitude. A impedância acústica apresenta valores baixos com alguma intercalação com intermediários. A entropia textural tem valores médios a altos na base da estrutura que transicionam para baixos em

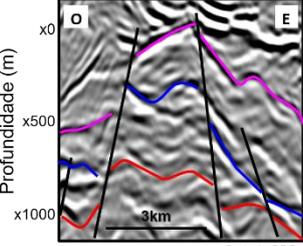
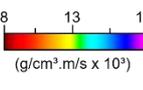
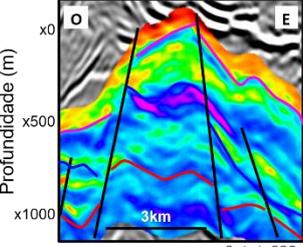
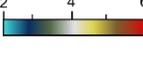
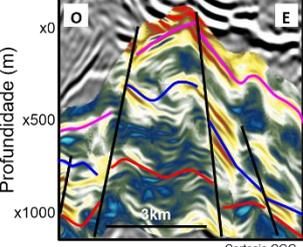
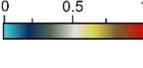
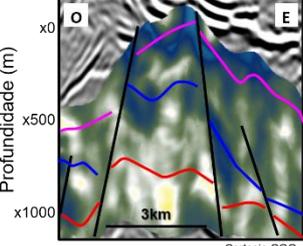
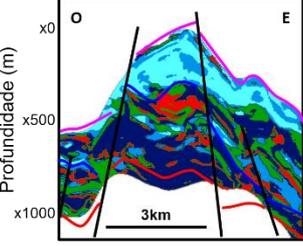
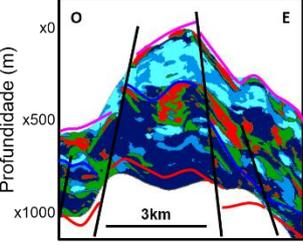
direção ao seu topo. A energia espectral textural tem intercalação de valores baixos e intermediários sem definição dos refletores. As classificações novamente apresentam resultados semelhantes: fácies lamosas na base da estrutura e reservatórios no topo e a classificação 3A novamente tem uma maior proporção de fácies reservatório 2. É importante ressaltar que a classificação das fácies lamosas na base do banco ocorreu devido à entropia textural que foi bem marcada nessa região com valores mais altos, enquanto que a impedância acústica apresentou os mesmos valores encontrados nos reservatórios.

O catálogo da plataforma carbonática é apresentado na Figura 51. Essa feição é caracterizada por extensos refletores paralelos a subparalelos, progradacionais e amplitude sísmica moderada. Tanto a impedância acústica quanto a entropia textural apresentam valores baixos e lateralmente contínuos em quase toda a estrutura, com exceção próximo à Base do Sal, onde ocorrem rochas ígneas. A energia espectral textural apresenta valores intermediários a altos e sem definição dos refletores. As classificações mostram um predomínio de reservatórios com maior ocorrência de reservatório 2 na classificação 3A. No topo da Formação Barra Velha, há ocorrência de lamosas na classificação 2A e reservatório 2 na 3A que provavelmente são uma confusão do método, visto que nessa região há ocorrência de rochas ígneas.

A Figura 52 mostra a sismofácies *debris*, caracterizadas por refletores progradacionais, caóticos e com alto mergulho e baixa amplitude. Ferreira *et al.*, (2019) pontuam que essa feição geralmente é encontrada em bordas de plataformas e está associada ao escorregamento e retrabalhamento de fácies carbonáticas em momentos de variação do nível relativo dos paleolagos. A impedância acústica apresenta valores baixos e intermediários e a entropia textural apresenta valores baixos na porção central da estrutura e intermediários a altos na base e no topo. Já a energia espectral textural apresenta intercalação entre valores baixos e intermediários novamente sem definição dos refletores. As classificações mostram ocorrência de fácies lamosas na porção basal da estrutura com evolução para reservatório no topo.

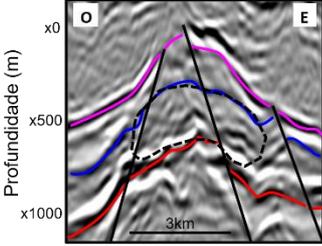
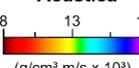
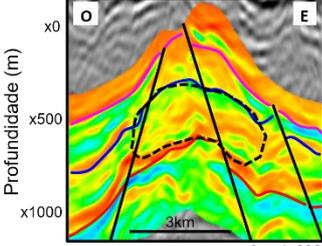
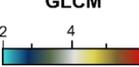
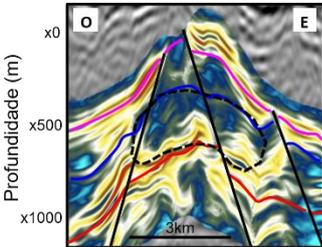
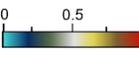
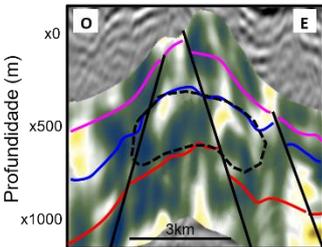
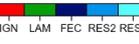
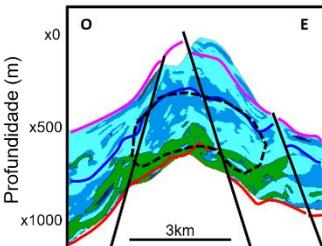
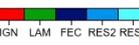
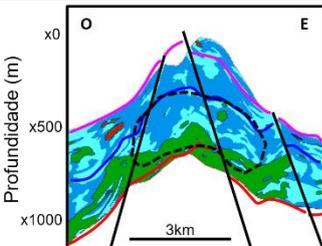
O catálogo dos depósitos de fundo de lago é apresentado na Figura 53. Essa estrutura não possui geometria externa definida e seus refletores internos são caóticos. A impedância acústica apresenta intercalação entre valores baixos e médios. A entropia textural é alta na base e diminui em direção ao topo da

estrutura, enquanto que a energia espectral textural intercala valores baixos e intermediários sem uma definição de refletores. As classificações mostram fácies lamosas na base intercaladas com reservatórios, mas há pouca confiabilidade devido à ausência de poços nos baixos estruturais, onde normalmente tais depósitos são encontrados.

Tipo de Informação	Mound Carbonático	Descrição
<p>Amplitude</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Feição com geometria externa cônica e refletores internos caóticos, descontínuos e valores médios de amplitude.</p>
<p>Impedância Acústica</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Ocorrência de altos valores de impedância acústica na região basal da estrutura associado a intrusões ígneas e predomínio de valores baixos na porção superior.</p>
<p>Entropia Textural GLCM</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Intercalação majoritária entre valores intermediários e baixos. Ocorrência de valores médios a altos nos contatos entre carbonatos e ígneas e carbonatos e sal.</p>
<p>Energia Espectral Textural GLCM</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Intercalação de valores baixos e intermediários. Refletores sem definição e continuidade lateral.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 2A</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Presença majoritária de eletrofácies não reservatório com destaque às ígneas e carbonato fechado na porção basal do mound. A ocorrência de lamosas é decorrente de uma confusão do método. Porção superior da estrutura dominada por reservatórios com alta porosidade. Ocorrência de não reservatórios na base do sal, novamente com confusão das lamosas.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 3A</p> 	 <p>Profundidade (m) x0 x500 x1000</p> <p>3km</p> <p>Cortesia CGG</p>	<p>Presença majoritária de eletrofácies não reservatório com destaque às ígneas e carbonato fechado na porção basal do mound. Menor confusão entre lamosas e ígneas. Porção superior da estrutura dominada por reservatórios. Ocorrência de não reservatórios na base do sal com menor confusão entre lamosas, carbonato fechado e ígneas.</p>

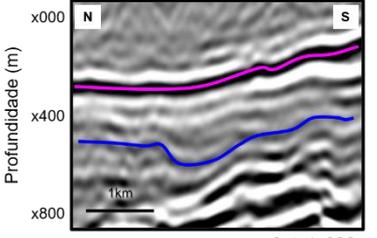
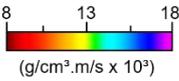
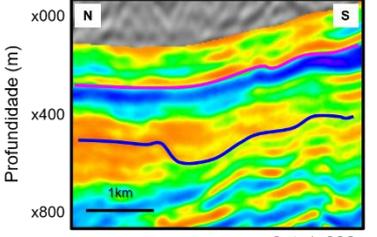
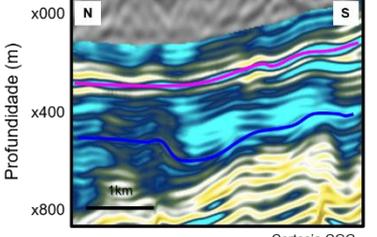
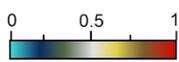
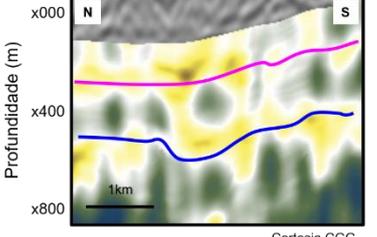
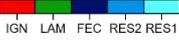
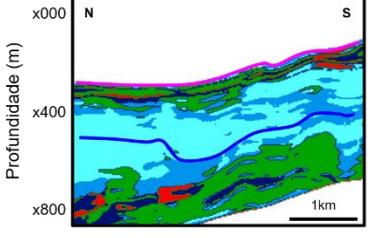
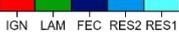
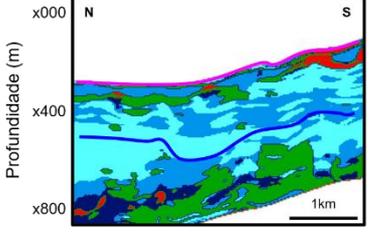
Base do Sal Pré-Alagoas Pré-Jiquiá Falhas

Figura 49: Catálogo da feição mound carbonático com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.

Tipo de Informação	Banco de Coquinas	Descrição
<p>Amplitude</p> 		<p>Geometria externa cônica e refletores internos caóticos e com baixa amplitude.</p>
<p>Impedância Acústica</p> <p>(g/cm³.m/s x 10³)</p> 		<p>Predomínio de valores baixos com alguma intercalação com valores intermediários.</p>
<p>Entropia Textural GLCM</p> 		<p>Valores intermediários a altos na base e com transição para baixos no topo da estrutura.</p>
<p>Energia Espectral Textural GLCM</p> 		<p>Intercalação de valores baixos e intermediários. Refletores sem definição e continuidade lateral.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 2A</p> 		<p>Classificação de lamosas na porção basal da banco e intercalação de reservatórios 1 e 2 no topo, com predomínio dos carbonatos com porosidade intermediária.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 3A</p> 		<p>Classificação de lamosas na porção basal da banco e predomínio de reservatório 2 no topo, com ocorrência de reservatório 1.</p>

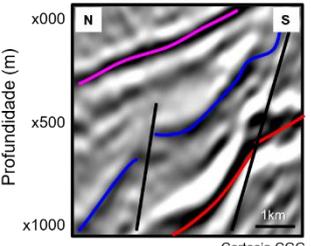
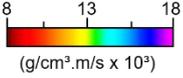
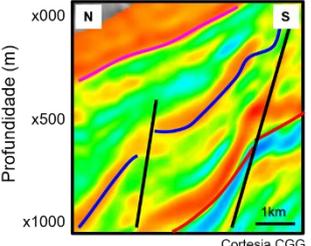
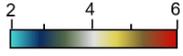
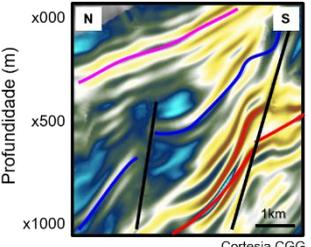
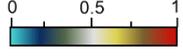
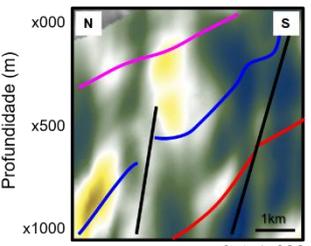
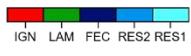
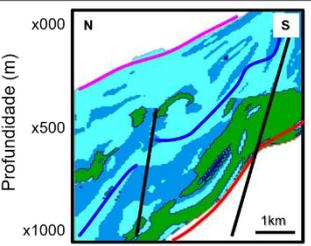
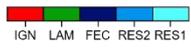
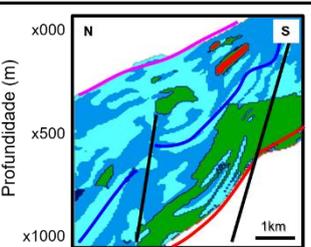
Base do Sal Pré-Alagoas Pré-Jiquiá Falhas

Figura 50: Catálogo da estrutura de banco de coquinas com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.

Tipo de Informação	Plataforma Carbonática	Descrição
<p>Amplitude</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Geometria externa tabular, refletores internos paralelos a subparalelos, caráter progradacional e amplitude sísmica moderada. Desconsiderar os fortes refletores próximos à base do sal pois correspondem a intrusões ígneas.</p>
<p>Impedância Acústica</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Valores baixos de impedância acústica em quase toda a estrutura. Os valores altos na base do sal correspondem às rochas ígneas presentes nessa região.</p>
<p>Entropia Textural GLCM</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Predomínio de baixos valores de entropia em toda a estrutura.</p>
<p>Energia Espectral Textural GLCM</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Predomínio de valores intermediário a altos. Refletores sem definição e continuidade lateral.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 2A</p> 	 <p>1km</p>	<p>Predomínio de reservatório 1 e alguma intercalação com reservatório 2. A ocorrência de lamosas no topo é decorrente de uma confusão do método.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 3A</p> 	 <p>1km</p>	<p>Intercalação entre reservatórios 1 e 2. A ocorrência de lamosas no topo é decorrente de uma confusão do método.</p>

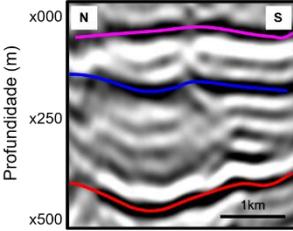
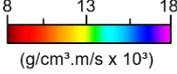
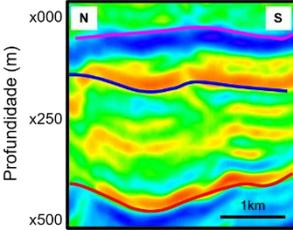
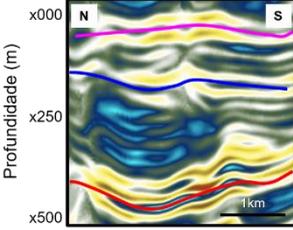
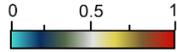
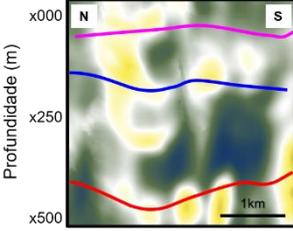
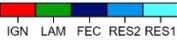
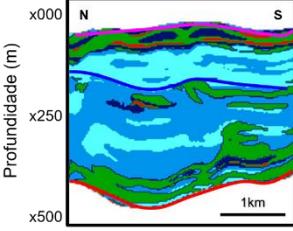
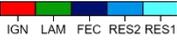
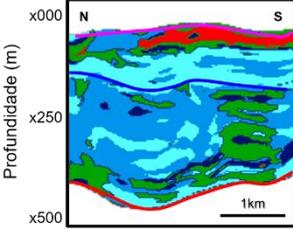
Base do Sal Pré-Alagoas Pré-Jiquiá

Figura 51: Catálogo da feição de plataforma carbonática com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.

Tipo de Informação	Debris	Descrição
<p>Amplitude</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Feição com refletores progradacionais com alto mergulho e padrão interno caótico com baixa amplitude.</p>
<p>Impedância Acústica</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Intercalação entre valores baixos e intermediários de impedância acústica.</p>
<p>Entropia Textural GLCM</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Predomínio de valores intermediários a altos nas porções basal e superior e valores baixos na região central da estrutura.</p>
<p>Energia Espectral Textural GLCM</p> 	 <p>Cortesia CGG</p>	<p>Intercalação entre valores baixo e intermediários. Refletores sem definição e continuidade lateral.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 2A</p> 		<p>Ocorrência de lamosas na porção mais basal da estrutura com evolução para reservatório 2 e reservatório 1 no topo.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 3A</p> 		<p>Ocorrência de lamosas na porção mais basal da estrutura com evolução para reservatório 2 e reservatório 1 no topo.</p>

Base do Sal Pré-Alagoas Pré-Jiquiá Falhas

Figura 52: Catálogo da estrutura de *debris* com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.

Tipo de Informação	Fundo de Lago	Descrição
<p>Amplitude</p> 		<p>Sem geometria externa definida. Refletores internos caóticos.</p>
<p>Impedância Acústica</p> 		<p>Intercalação entre valores baixos e intermediários.</p>
<p>Entropia Textural GLCM</p> 		<p>Valores intermediários a altos na base e baixos em direção ao topo.</p>
<p>Energia Espectral Textural GLCM</p> 		<p>Intercalação entre valores baixo e intermediários. Refletores sem definição e continuidade lateral.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 2A</p> 		<p>Classificação de lamosas na base e intercalação entre reservatórios. Pouca confiabilidade devido à ausência de poços nos baixos estruturais.</p>
<p>Classificação Bayesiana de Fácies 3A</p> 		<p>Classificação de lamosas na base e intercalação entre reservatórios. Pouca confiabilidade devido à ausência de poços nos baixos estruturais.</p>

Base do Sal Pré-Alagoas Pré-Jiquiá

Figura 53: Catálogo dos depósitos de fundo de lago com as respostas e descrições dos atributos sísmicos estudados e classificações bayesianas.

8 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou um fluxo com técnicas avançadas para duas classificações de fácies nas formações Itapema e Barra Velha de um campo do Pré-sal da Bacia de Santos, através da integração de dados em escala de poço e de sísmica. As fácies, definidas com base em dados de poços, foram as ígneas, lamosas, carbonatos fechados, reservatórios 2 e reservatórios 1. As classificações utilizaram a abordagem estatística bayesiana através de um algoritmo desenvolvido na linguagem de programação *Python* e tiveram como entrada a impedância acústica combinada com atributos sísmicos texturais, que são pouco explorados em trabalhos acadêmicos do Pré-sal até então. A classificação 2A utilizou os atributos impedância acústica e entropia textural e a classificação 3A refere-se aos atributos impedância acústica, entropia textural e energia espectral textural. A partir dessa metodologia foi possível obter um melhor entendimento do comportamento dos atributos e da distribuição das fácies na região.

Os atributos texturais foram gerados no software *OpenDtect* através da técnica *Grey-Level Co-occurrence Matrix* (GLCM) e a impedância acústica foi obtida pelo processo de inversão sísmica estocástica com a técnica ES-MDA, desenvolvida pelo grupo de trabalho. A escolha dos atributos utilizados nas classificações foi analisada quantitativamente em um estudo de viabilidade através dos parâmetros estatísticos acurácia, matriz de confusão e funções densidade de probabilidade (PDFs). O objetivo foi avaliar o impacto da introdução dos atributos texturais nas classificações. A acurácia da impedância acústica foi de 59% na Formação Itapema e subiu para 63% no estudo 2A e 72% no 3A. Já na Formação Barra Velha, os valores de acurácia foram 57% na avaliação 1A, 62% na 2A e 65% na 3A. Em relação às taxas de acerto das fácies, os destaques foram as lamosas que apresentaram acerto na Formação Itapema de 85% na classificação 2A e 94% na 3A, enquanto que na Formação Barra Velha as taxas foram de 53% na 2A subindo para 100% na classificação 3A. Já as fácies reservatório 1 da Formação Itapema tiveram 50% de acerto na abordagem 2A e 63% na abordagem 3A, ao passo que na Formação Barra Velha os classificadores de ambas abordagens acertam cerca de 84%. Vale ressaltar que a confusão majoritária das fácies RES1 é com RES2 e não com as fácies

lamosas. Portanto, foi demonstrado que adicionar atributos de textura nas classificações melhorou consideravelmente as taxas de acerto e foram particularmente úteis na diferenciação de fácies reservatório das fácies lamosas. Houve um ganho quantitativo considerável quando comparado ao estudo 1A, que avaliou cada atributo individualmente. Por outro lado, as ígneas na Formação Barra Velha são as fácies mais prejudicadas na classificação 3A, com 43% de acerto e grande confusão com lamosas e carbonato fechado.

Ambas as classificações (2A e 3A) apresentaram alta resolução e grande heterogeneidade. Apesar da classificação 3A ter demonstrado melhores resultados quantitativos comparado com a classificação 2A, qualitativamente a distribuição das fácies de ambas foi semelhante. O que chama mais atenção é que a classificação 3A tende a ser mais conservadora em relação às fácies reservatório e tende a classificar mais reservatório 2, que apesar de terem bons valores de porosidade, não são tão altos quanto às fácies reservatório 1. A confusão entre os reservatórios nesse cenário está associada à baixa resolução do atributo energia espectral textural.

Foram escolhidas três seções sísmicas que representam importantes estruturas identificadas no campo para a interpretação dos resultados dos atributos e das classificações. Os atributos texturais são complexos e geralmente utilizados apenas como entrada em algoritmos de classificação, houve um esforço para analisar suas respostas qualitativamente.

A primeira seção mostra a ocorrência de fácies lamosas na base da Formação Itapema associada a valores baixos de impedância acústica e intermediários a altos de entropia textural, evidenciando que a introdução desse atributo é capaz de diferenciar as fácies reservatório das lamosas. Indo em direção ao seu topo há ocorrência de reservatórios até próximo à Base do Sal, onde há ocorrência de fácies ígneas. No entanto, as eletrofácies presentes no Poço C mostram que há certa confusão dos classificadores com outras fácies não reservatório.

Na seção 2 foram identificados bons reservatórios no *mound* carbonático localizado na porção Leste da linha associados a valores baixos de impedância acústica e de entropia textural. A abordagem 3A é mais conservadora em relação aos reservatórios, tendo classificado mais RES2 do que RES1. Na base da Formação Itapema há ocorrência de lamosas nas classificações que

correspondem a um aumento nos valores de entropia textural, mas o poço não alcança essa profundidade para fins de comprovação da eficiência do classificador. Em direção a Leste da seção, há uma mudança abrupta no comportamento dos atributos que é refletido nas classificações com uma maior ocorrência de fácies não reservatório.

A linha arbitrária cruza o alto estrutural do campo que está separado de um *mound* carbonático e passa pelos poços I, F, C, G e E. Os atributos e as classificações são bastante heterogêneos nessa seção. Na base da Formação Itapema há ocorrência de fácies lamosas ao longo de quase todo o alto estrutural. A impedância acústica é intercalada entre valores baixos e intermediários ao longo da Formação Itapema com exceção da região onde está localizado o *mound* carbonático ao Norte do campo, cujos valores de impedância acústica são altos. A entropia textural também apresenta heterogeneidade com um predomínio de valores mais altos ao longo de toda a Formação Itapema. Já na Formação Barra Velha, a impedância acústica e a entropia textural apresentam valores baixos a intermediários associados a intercalação entre as fácies reservatório 1 e 2 ao longo de toda a seção, exceto no *mound* do Norte, que identifica a presença de fácies ígneas que provavelmente obliteraram os carbonatos ao redor. Além disso, há certa ocorrência de fácies lamosas que provavelmente são consequência de uma confusão do método. Próximo à Base do Sal, há ocorrência de fácies não reservatório no entorno do poço C e do poço E, que estão associados a valores altos de impedância acústica.

Os mapas de classificação ajudaram a entender a distribuição das fácies reservatório e não reservatório ao longo de diferentes profundidades da seção Pré-sal. Os mapas foram extraídos na Discordância Pré-Alagoas (topo da Formação Itapema), na porção inferior da Formação Barra Velha e na Discordância Base do Sal. Foi observado que a porção Leste da área de estudo é dominada por não reservatórios, mas sua proporção vai diminuindo nos níveis mais rasos da seção Pré-sal, em direção ao topo da Formação Barra Velha. Já a porção Oeste é classificada majoritariamente como RES1 e RES2, com considerável ocorrência de lamosas no topo da Formação Itapema. Além disso, foi identificada um extenso corpo ígneo ao redor do poço C no topo da Formação Barra Velha.

Além disso, foi realizado um estudo preliminar comparativo entre a entropia textural e a impedância acústica em relação à porosidade efetiva na posição dos poços. Foi identificada uma maior sensibilidade da entropia textural às variações da porosidade efetiva quando comparada à impedância acústica, principalmente na Formação Itapema. Isso mostra que as medidas texturais apresentam um grande potencial a ser explorado na avaliação de propriedades de reservatório.

Por fim, foi construído um catálogo com as principais estruturas identificadas na área de estudo, seus respectivos padrões sísmicos e as respostas da amplitude, impedância acústica, entropia textural, energia espectral textural e as classificações das fácies. Os padrões observados foram *mound* carbonático, banco de coquinas, plataforma carbonática, depósitos em *debris* e depósitos de fundo de lago.

9 REFERÊNCIAS

- 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.
- Angelo, M. S.; M. C. Matos; K. J. Marfurt. (2009) Seismic texture segmentation and clustering analysis to delineate reservoir geometry: 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1107–1111.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural: Rio de Janeiro, 140, 34p, 2022.*
- 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.
- Barnes, A. (2001). *Seismic attributes in your facies*.
- Barnes, A. (2016). *Handbook of poststack seismic attributes*. Society of Exploration Geophysicists.
- Barnett, A.; Fu, L.; Rapasi, T.; Scotellaro, C.; Guha, J.; Cabolova, A.; Domingues, A. (2020). Seismic characterisation and origin of clinoforms in lacustrine depositional environments: a case study from the Cretaceous of the South Atlantic. *Geological Society, London, Special Publications*. 509. SP509-2019. 10.1144/SP509-2019-148.
- Barreto, D. R.; Silva, R. C.; Lupinacci, W. M. (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.
- Berthelot, A.; Solberg, A.; Gelius, L. J. (2013). Texture attributes for detection of salt. *Journal of Applied Geophysics*, 88, 52-69. doi: 10.1016/j.jappgeo.2012.09.006.
- Bortoli, L. J.; Alabert, F.; Haas, A.; Journel, A. G. (1993). Constraining stochastic images to seismic data. In *Geostatistics Troia '92* (ed. Soares, A.) Dordrecht: Kluwer, 325–337.
- Brown, A. R. (1996). Seismic attributes and their classification. *The leading edge*, 15(10), 1090-1090.

- Brown, A. R. (2011). Interpretation of three-dimensional seismic data, 7a edição, AAPG Memoir 42.
- Brown, L. F.; Fisher, W. L. (1977). Seismic-stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. In: Payton, C.E. (Ed.) 1977. Seismic stratigraphy applications to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26:213-248.
- 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.
- Buland, A.; Omre, H. (2003). Bayesian linearized AVO inversion. Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, v. 68, n. 1, p. 185–198.
- 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.
- Castagna, J.; Sun, S.; Siegfried, R. (2003). Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. The Leading Edge. 22. 120-127. 10.1190/1.1559038.
- 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.

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.; Alexeev, V. (2005). Application of texture attribute analysis to 3A seismic data. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 767-770. doi: 10.1190/1.2144439

Chopra, S.; Marfurt, K. J. (2005). Seismic Attributes: A Historical Perspective. *The Leading Edge*, 15, 1090-1090. doi: 10.1190/1.2098670

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*.

Correia, U. M. C., Honório, B. C. Z., Kuroda, M. C., Melani, L. H., & Vidal, A. C. (2019). Geometric characterization of igneous intrusions: 3-D seismic insights from the Campos Basin, SE Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 102, 725-739

Di, H.; Gao, D. (2014). Gray-level transformation and Canny edge detection for 3A seismic discontinuity enhancement. *Computers & Geosciences*, 72, doi: 10.1016/j.cageo.2014.07.011.

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*.

Dias, R. M.; Fernandes, F. J. D.; Vizeu, F.; Santos, T. R. C. S.; Gamboa, L. A. P.; Freire, A. F. M.; Lupinacci, W. M. (2021). Understanding the Relationship between Acoustic Impedance and Porosity in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin using Probability Density Functions (PDF). *17th International Congress of the Brazilian Geophysical*.

- Emerick, A. A.; Reynolds, A. C. (2013). Ensemble smoother with multiple data assimilation. *Computers & Geosciences*, Elsevier, v. 55, p. 3–15.
- 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) - Universidade Federal Fluminense.
- Fernandes, F. J. D. (2022). Inversão estocástica e classificação Bayesiana aplicadas no Pré-sal. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica), Universidade Federal Fluminense.
- Fernandes, F. J. D.; Lupinacci, W. M. (2022). An Approach to Seismic Facies Classification in Pre-Salt Carbonate Reservoir. Third EAGE Conference on Pre Salt Reservoir. doi: 10.3997/2214-4609.202288012.
- 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, 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.; Lupinacci, W. M. (2021b). 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.
- Ferreira, D. J. A.; Dutra, H. P. L.; Castro, T. M.; Lupinacci, W. M. (2021a). Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. *Marine and Petroleum Geology*, v. 124, p. 104828, 2021.

Fick, C.; Toldo JR., E. E.; Puhl, E. (2018). Shell concentration dynamics driven by wave motion in flume experiments: insights for coquina facies from lake-margin settings. *Sediment. Geol.* 374, 98–114.

Filippova, K.; Kozhenkov, A.; Alabushin, A. (2011). Seismic inversion techniques: Choice and benefits. *First Break*. 29. 103-114.

Gabor, D. (1946). Theory of Communication. *Journal of the Institution of Electrical Engineers*, 93, 429-441.

Gao, D. (1999). 3-D VCM seismic textures: A new technology to quantify seismic interpretation: 69th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, p. 1037 – 1039.

Gao, D. (2003). Volume texture extraction for 3A seismic visualization and interpretation: *Geophysics*, 68, 1294–1302.

Gao, D. (2004). Texture model regression for effective feature discrimination: Application to seismic facies visualization and interpretation: *Geophysics*, v. 69, p. 958 – 967.

Gao, D. (2007). Application of three-dimensional seismic texture analysis with special reference to deep-marine facies discrimination and interpretation: Offshore Angola, West Africa. *AAPG Bulletin*, 91, 1665–1683

Gao, D. (2011). Latest developments in seismic texture analysis for subsurface structure, facies, and reservoir characterization: A review. *The Leading Edge*, 15, 1090-1090. doi: 10.1190/1.3553479.

Garcia, S. F. M.; Danderfer Filho, A.; Lamotte, D.F.; 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., Mincken, 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.

- Gonzalez, R. C.; Woods, R. E. (2002) Digital Image Processing. 2nd Edition, Prentice Hall, Upper Saddle River.
- Hall-Beyer, Mryka. (2017). GLCM Texture: A Tutorial v. 3.0 March 2017. 10.13140/RG.2.2.12424.21767.
- Haralick, R.M.; Shanmugam, K.; Dinstein, I. (1973). Textural features for image classification. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, SMC-3, 6, 610-621.
- 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.
- Hill, S. J. (2005). Inversion-based thickness determination. The Leading Edge, 24:5, p. 477-480, doi: 10.1190/1.1926799.1.
- Jesus, C.; Azul, M. O.; Lupinacci, W. M.; 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.
- Kaiser, G. (2011). A Friendly Guide to Wavelets. doi:10.1007/978-0-8176-8111-1.
- Karner, G. D.; Gamboa, L. A. P. (2007). Timing and origin of the South Atlantic presalt sag basins and their capping evaporites. Geological Society, London, Special Publications, 285, p 15–35.
- Kohonen, T. (1990). The Self-Organizing Map. Proceedings of the IEEE, 78, 1464-1480. doi:10.1109/5.58325.
- Kumar, P.; Omosanya, K.; Sain, K. (2019). Sill Cube: An automated approach for the interpretation of magmatic sill complexes on seismic reflection data. Marine and Petroleum Geology, 100, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2018.10.054.
- 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.

Lebre, M. B. S.; Fernandes, F. J. D.; Vizeu, F.; Jesus, I. L.; Freire, A. F. M.; Gambôa, L. A. P.; Lupinacci, W. M. (2021). Electrofacies versus Flow Units in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin: Which is the Best Approach for Estimate Petrophysical Properties?. 17th International Congress of the Brazilian Geophysical.

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.

Liu, M.; Grana, D. (2018). Stochastic nonlinear inversion of seismic data for the estimation of petroelastic properties using the ensemble smoother and data reparameterization. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 83, n. 3, p. M25–M39.

Love, P. L.; Simaan, M. (1984). Segmentation of stacked seismic data by the classification of image texture. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 480-482. doi: 10.1190/1.1894051.

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.

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.

Matos, M. C.; Yenugu, M.; Angelo, S. M.; Marfurt, K. J. (2011). Integrated seismic texture segmentation and cluster analysis applied to channel delineation and chert reservoir characterization. *GEOPHYSICS*, 76, P11-P21.

Marfurt, K.J. (2018). *Seismic Attributes as the Framework for Data Integration Throughout the Oilfield Life Cycle*.

Mello, V. L.; Lupinacci, W. M. (2022). Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109962.

Mitchum Jr. R.M.; Vail P. R.; Sangree, J. B. (1977). *Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphy interpretation of seismic*

reflection patterns in depositional sequences. In: Payton CE (ed) Seismic Stratigraphy.

Monard, M. C.; Baranauskas, J. A. (2003). Conceitos sobre aprendizado de máquina. Sistemas inteligentes-Fundamentos e aplicações, v. 1, n. 1, p. 32.

Moreira, J. L. P.; Madeira, C. V.; GIL, J. A.; Machado, M. A. P. (2007). Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15(2), 531-549.

Mukerji, T.; Jørstad, A.; Avseth, P.; Mavko, G.; Granli, J. R. (2001). Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics. GEOPHYSICS, 66(4), 988-1001.

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.

Neves, I. D. A.; Lupinacci, W. M.; Ferreira, D. J. A.; Zambrini, J. P. R.; Oliveira, L. O. A.; Olho Azul, M.; Ferrari, A. L.; Gamboa, L. A. P. (2019). Pre-salt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. Interpretation, 7(4), SH33–SH43. <https://doi.org/10.1190/INT-2018-0237.1>.

Oliveira, S.; Vilhena, O.; Costa, E. (2010). Time–frequency spectral signature of Pelotas Basin deep water gas hydrates system. Marine Geophysical Researches. 31. 89-97. 10.1007/s11001-010-9085-x.

Oliveira, L.; Pimentel, F.; Peiro, M.; Amaral, P.; Christovan, J. (2018). A seismic reservoir characterization and porosity estimation workflow to support geological model update: Pre-salt reservoir case study, Brazil. First Break. 36. 75-85. 10.3997/1365-2397.n0122.

Oppenheim, A. V.; Schafer, R. W.; Buck, J. R. (1998). Discrete-Time Signal Processing. 2nd Edition, Prentice-Hall, Inc., Upper Saddle River, New Jersey.

Paiva, M. L. C. (2022). Modelagem 3A de porosidade em reservatórios carbonáticos do Pré-sal na Formação Barra Velha, Bacia de Santos, usando atributos sísmicos e o método Random Forest. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF.

Partyka, G.; Gridley, J.; Lopez, J. (1999). Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization. The Leading Edge, 18, 353-360.

Parzen, E. (1962). On Estimation of a Probability Density Function and the Mode. The Annals of Mathematical Statistics, 33, 1065-1076. <http://dx.doi.org/10.1214/aoms/1177704472>.

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.; Araujo, S.; Geisslinger, A.; Sansonowski, R.; Oliveira, L.; Rosseto, J.; Matos, M. (2019). Carbonate and Igneous Rock Characterization Through Reprocessing, FWI Imaging and Elastic Inversion of a Legacy Seismic Data Set in Brazilian Pre-salt Province. *The Leading Edge* 38 (1) 11-19. <https://doi.org/10.1190/tle38010011.1>.

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). 3A modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. *Marine and Petroleum Geology*, 124, 104829.

Pereira, M. J. (1994). Seqüências deposicionais de 2ª/3ª ordens (50 a 2,0 Ma) e tectonoestratigrafia no Cretáceo de cinco bacias marginais do Brasil. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 271p.

Petersohn, E. (2013). Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p.

Pietzsch, R.; Oliveira, D. M.; Tedeschi, L. R.; Neto, J. V. Q., Figueiredo, M. F.; Vazquez, J. C.; De Souza, R. S. (2018). Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 507, 60-80.

Rigoti, C. A. (2015). Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria. Dissertação de mestrado - Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 134.

Roy, A.; Dowdell, B. L.; Marfurt, K. J. (2013). Characterizing a Mississippian tripolitic chert reservoir using 3A unsupervised and supervised multiattribute seismic facies analysis: An example from Osage County, Oklahoma. *Interpretation*, 1, SB109-SB124.

Russell, B. H. (1988). An introduction to seismic inversion methods: Course Notes Series. 2. Society of Exploration Geophysicists doi: 10.1190/1.9781560802303.

Sartorato, A.C.N., Tonietto, S.N., Pereira, E. (2020). Silicification and dissolution features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3A geological modeling. In Rio Oil & Gas Expo and Conference.

Serra, O.; Abbott, H.T. (1982). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. SPE 9270, 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas.

Severiano Ribeiro H. J. P. (2001). Estratigrafia de Sequências: Fundamentos e Aplicações. São Leopoldo: Editora Unisinos. 428 p.

Sheriff, R.E. (2002). Encyclopedic dictionary of applied geophysics.

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.

Silva, R. C. (2021). Construção de um modelo tectono-estratigráfico com foco no reservatório carbonático do Pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF.

Silverman, B.W. (1986) Density Estimation for Statistics and Data Analysis. Chapman & Hall, London. <http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4899-3324-9>.

Simm, R.; Bacon, M. (2014). Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511984501.

Tarantola, A. (2005). Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation. 10.1137/1.9780898717921.

Taner, M. T. (2001). Seismic attributes. CSEG recorder, 26(7), 48-56.

Taner, M.; Koehler, F.; Sheriff, R. (1979). Complex seismic trace analysis. Geophysics, 44(6), p.1041-1063.

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.

- Tiwary, 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.
- Tosca, N. J.; Wright, V. P. (2014). The Formation and diagenesis of Mg-clay minerals in lacustrine carbonate reservoirs. In Adapted from oral presentation given at 2014 AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas.
- Verzi, H., Suarez, M. (2004). Application of Spectral Decomposition to the Definition of Carbonated Bodies in the Middle Member of Quintuco Formation (Lower Cretaceous), Central Neuquén Basin, Argentina. AAPG International Conference 2004, Mexico.
- Vinther, R.; Mosegaard, K.; Kierkegaard, K.; Abatzis, I.; Andersen, C.; Vejbaek, O.; If, F.; Nielsen, P. (1995). Seismic texture classification: A computer-aided approach to stratigraphic analysis. Society of Exploration Geophysicists Expanded Abstracts, 65th Annual International Meeting, 95, 153-155.
- Wang, Y. (2007). Seismic time-frequency spectral decomposition by matching pursuit. *Geophysics*. 72. V13-V20. 10.1190/1.2387109.
- Wang, Y. (2008). *Seismic inverse Q filtering*. Blackwell Publishing Ltd. ISBN: 978-1-405-18540-0.
- West, B. P.; May, S. R.; Eastwood, J. E.; Rossen, C. (2002). Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks. *The Leading Edge*, 21(10), 1042-1049.
- White, R. S.; Mckenzie, D. P. (1989). Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, 94: 7685–7729.
- Witten, I.H.; Frank, E. (2005). *Data mining: Practical machine learning tools and techniques*. 2nd Edition, Morgan Kaufmann Publisher, Burlington.
- 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.
- Wright, P.; Tosca, N. (2016). A geochemical model for the Formation of the pre-salt reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for understanding reservoir distribution. *AAPG Search and Discovery*, article, 51304.
- 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.
- Yenegu, M.; Marfurt, K. J. (2010). Seismic texture analysis for reservoir prediction and characterization: *The Leading Edge*, 29, 1116–1121, doi: 10.1190/1.3485772.