

Fábio Júnior Damasceno Fernandes

Inversão estocástica e classificação Bayesiana aplicadas no pré-sal

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Universidade Federal Fluminense - UFF

Departamento de Geologia e Geofísica

Graduação em Geofísica

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci

Niterói

2021

Fábio Júnior Damasceno Fernandes

Inversão estocástica e classificação Bayesiana aplicadas no pré-sal

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Comitê composto pelos seguintes avaliadores:

Wagner Moreira Lupinacci (Orientador)
GIECAR - UFF

a definir

-

Niterói
2021

*"Um leitor vive mil vidas antes de morrer.
O homem que nunca lê vive apenas uma."*

George R. R. Martin;
A Dança dos Dragões (2011)

Agradecimentos

Inicio esta especial seção dedicando um agradecimento imensurável à minha família. Ao meu pai, Fábio, e minha mãe, Sandra, por terem cuidado de mim em todos os momentos da minha vida e terem proporcionado tudo que sempre precisei. Ao meu padrasto e madrasta, Antonio e Cristiane, por serem parte tão importante de mim durante tantos anos. Também agradeço aos meus amados irmãos Ariane e Théo, os quais terei próximos de mim pelo resto da vida.

Acima do aprendizado profissional, está o aprendizado sobre os valores de vida. E com os meus cachorros, eu pude aprender desde cedo o que é amar e proteger. À Luna, minha querida e eterna irmã de quatro patas que me fez companhia desde meus 8 anos e cumpriu sua missão no final de 2019. Ao João, que nos adotou e que enche a casa de amor, alegria e latidos. E à Tuca e Caramelo, os quais tiramos da rua para um lar cheio de carinho e gratidão. E não poderia esquecer das especiais tartarugas cascudas da casa Margarida e Paulinho.

Devo agradecer também a um dos elos mais importantes que construímos em nossas vidas, que são nossos amigos de infância. Aos amigos de Realengo que são Daniel, Filipe, Victor, Júnior, Gabriel, Charles, Leonardo, Lucas, Pedro, João e André, agradeço-lhes demais por todos os momentos que tivemos até aqui. Deixo também os agradecimentos aos meus grandes amigos Bull e Renan, aos quais considero como irmãos da vida e que tenho a certeza que nossos laços serão levados para sempre.

Os amigos construídos na UFF sempre foram uma das melhores válvulas de escape para os momentos de maiores dificuldades que encontrei durante a graduação. Aos queridos Gabriel Ribeiro, Gabriel Quintes, Guilherme, Escobar, Pedro e Natã, meu mais sincero obrigado e desejo-lhes total sucesso em suas carreiras.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Wagner Lupinacci, que é uma das grandes pessoas que fizeram parte de toda a minha construção de conhecimento dentro da graduação. Agradeço-lhe demais por ter acreditado em mim desde o começo de nosso trabalho juntos e ter contribuído tanto no meu desenvolvimento profissional. Hoje, vejo que não poderia desejar uma trajetória melhor dentro de minha graduação. Também presto meus agradecimentos aos companheiros de GIECAR e de projeto Vizeu, Mariana, Tone, Júlia, Malu, Maíra, Igor, Dea, Tuany e Raquel por todas as discussões, trabalhos e conhecimentos compartilhados.

Agradeço à Equinor pelo financiamento do projeto de pesquisa que contribuiu para o desenvolvimento de diversos alunos dentro do grupo GIECAR; à CGG pelos dados sísmicos e ANP/BDEP pelos dados de poços utilizados.

Resumo

Os carbonatos do pré-sal brasileiro são, atualmente, a principal área de produção de petróleo em território brasileiro. A compreensão das características deposicionais e os efeitos diagenéticos que atuaram sobre estas rochas vêm sendo o alvo de diversos trabalhos em âmbito nacional e internacional desde a última década. Por se tratar de uma área altamente complexa, é necessário o uso de todos os tipos de informações disponíveis para a caracterização destes reservatórios. Além disso, é preciso um grande critério na avaliação das melhores metodologias que irão produzir resultados satisfatórios e coerentes com a geologia local. Para isso, este trabalho almeja apresentar um fluxo de trabalho baseado na integração de informações em escala de poço com a sísmica que torna possível a avaliação qualitativa e quantitativa de cenários para a subsuperfície. Para esta avaliação, foi feito uso da inversão sísmica estocástica usando um método *ensemble-based* chamado *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA) e da classificação Bayesiana de fácies para eletrofácies definidas com base em dados de poços da área de estudo. O uso do ES-MDA para a inversão sísmica é relativamente recente e este será o primeiro trabalho em que é feita sua aplicação em dados do pré-sal da Bacia de Santos. Na classificação Bayesiana de fácies foi introduzido um conhecimento geológico na informação *a priori* para que a probabilidade de ocorrência da eletrofácies lamosas seja maior nos baixos estruturais que nos altos. A comparação quantitativa dos resultados da inversão determinística com o da inversão estocástica, através do coeficiente de correlação linear extraído na posição dos poços, mostra uma melhora na média, que passa de 57% no primeiro para 62% no segundo. Também foi feita uma avaliação da influência do número de *ensembles* e de assimilações do ES-MDA na convergência entre o dado original e o dado modelado em um traço, mostrando que a escolha de um número baixo de *ensembles* pode comprometer os resultados quantitativamente. De uma maneira geral, a inversão estocástica e a classificação Bayesiana tiveram um grande sucesso e uma importante contribuição para a análise de três estruturas geológicas de interesse no campo. Estas estruturas foram uma intrusão ígnea no topo da Formação Barra Velha, um *mound* carbonático na mesma formação e um banco de coquinas na Formação Itapema. Através da análise dos resultados de seções sísmicas, foi possível a construção de um pequeno catálogo sísmico com os padrões de comportamento da amplitude, da impedância acústica e da distribuição das eletrofácies nas três estruturas citadas e nas plataformas carbonáticas, depósitos de *debris* e de fundo de lago.

PALAVRAS CHAVE: BACIA DE SANTOS, PRÉ-SAL, CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS, INVERSÃO SÍSMICA ESTOCÁSTICA, CLASSIFICAÇÃO BAYESIANA.

Abstract

Brazilian presalt carbonates are currently the main area of petroleum production in Brazilian territory. The understanding of depositional characteristics and diagenetic effects that have acted on those rocks have been the focus of several national and international works since the last decade. It is necessary to integrate all types of information that are available for the characterization of these reservoirs as it is a highly complex study area. Furthermore, it is necessary to evaluate which are the best methodologies that will reach results that are consistent and coherent with the local geology. Therefore, this work aims to present a workflow based on the integration of information in well logs scale with seismic one which enables a qualitative and quantitative evaluation of the scenarios for subsurface. For that, was used the stochastic inversion using an ensemble-based method called Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation (ES-MDA) and the Bayesian facies classification for the electrofacies that were defined based on well log data of the wells in the study area. The use of ES-MDA algorithm for seismic inversion is relatively new and this work will be the first one to apply it in a dataset of the Santos Basin presalt. In the Bayesian facies classification was introduced a geological knowledge as a prior probability of occurrence that makes the clayey electrofacies prior probability higher in structural grabens than in the horsts. Quantitative comparison of stochastic and deterministic inversions results extracted in well location was done using linear correlation coefficient and it shows an increase of 5% in the average correlation. Deterministic inversion shows an average correlation of 57% while in the stochastic inversion this value is about 62%. Was also done an evaluation of the influence done by the ensemble number and the amount of assimilations on the convergence between original and predicted data. The results show that a small number of ensembles can compromise the results quantitatively. In general, the results of stochastic inversion and Bayesian classification had a great contribution for the analysis of three geological targets in the study area. These three structures were an igneous intrusion in the top of Barra Velha Formation, a carbonate mound in the same formation and a coquinas bank in the Itapema Formation. Through the analysis of the results in some seismic sections was possible to build a small seismic catalogue with the seismic patterns of amplitude, acoustic impedance a facies distribution in the three mentioned structures and in the carbonate platforms, debris and bottom lake deposits. This catalogue can work as a support for geological interpretations and for decision making in the field.

KEYWORDS: SANTOS BASIN, PRESALT, RESERVOIR CHARACTERIZATION, STOCHASTIC SEISMIC INVERSION, BAYESIAN CLASSIFICATION.

Sumário

	Lista de ilustrações	9
	Lista de tabelas	15
1	INTRODUÇÃO	16
2	BACIA DE SANTOS	18
2.1	Geologia regional	19
2.2	Geologia local	21
2.2.1	Formação Itapema	22
2.2.2	Formação Barra Velha	25
2.2.3	Pré-sal	27
3	TEORIA	31
3.1	Teorema de Bayes	31
3.2	Métodos <i>ensemble-based</i>	33
3.2.1	Filtro de Kalman	34
3.2.2	<i>Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation</i>	36
3.3	Decomposição SVD e a pseudoinversa	38
3.3.1	Decomposição em valores singulares	39
3.3.2	Pseudoinversa	42
3.4	Classificação Bayesiana	42
3.4.1	Classificação Bayesiana de fácies	44
3.4.1.1	Estimativa de densidade do <i>kernel</i>	44
4	INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA	47
4.1	Inversão sísmica	47
4.2	Classificação de fácies na sísmica	51
5	METODOLOGIA	57
5.1	Inversão sísmica estocástica	58
5.2	Classificação Bayesiana de fácies	70
5.3	Linguagem de programação <i>Python</i>	75
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	79
6.1	Avaliação quantitativa da inversão estocástica	80
6.1.1	Coeficiente de correlação nos poços	80

6.1.2	Parâmetros do ES-MDA	83
6.2	Caracterização dos reservatórios	85
6.2.1	Seção sísmica 1	86
6.2.2	Seção sísmica 2	95
6.2.3	Linha Arbitrária 1	104
6.2.4	Avaliação nos poços	110
6.3	Padrões sísmicos observados	113
6.4	Perspectivas futuras	113
7	CONCLUSÕES	118
	REFERÊNCIAS	120

Lista de ilustrações

Figura 1 – Localização da Bacia de Santos com alguns de seus campos de petróleo. Fonte: Dias (2020)	18
Figura 2 – Distribuição da produção do pré-sal por campo, com poços das bacias de Santos e Campos. Dos 10 campos mostrados no gráfico, 9 fazem parte da Bacia de Santos. Somente o Campo de Jubarte faz parte da Bacia de Campos. Fonte: ANP (2021)	19
Figura 3 – Localização do Alto Externo (<i>Outer high</i>) e de alguns campos de produção (<i>Production fields</i>) e blocos exploratórios (<i>Exploration areas</i>) destacados. Fonte: Neves et al. (2019)	21
Figura 4 – Estratigrafia com a correlação entre diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos. Adaptado de Castro (2019)	22
Figura 5 – Modelo conceitual da geologia e hidrogeologia do ambiente lacustre mais profundo, correspondente aos depósitos da Fm. Itapema. Modificado de Pietzsch et al. (2018)	23
Figura 6 – Configuração ilustrativa para o padrão de empilhamento da Fm. Itapema durante a ocorrência da discordância Pré-Alagoas. Fonte: Oliveira et al. (2021)	24
Figura 7 – Modelo deposicional para a Fm. Barra Velha de lago evaporítico, hiperalkalino, raso e conectado, onde o relevo sísmico ocorreu devido a falhas sin e pós deposicionais. Modificado de Wright e Rodriguez (2018)	26
Figura 8 – Linhas <i>dip</i> e <i>strike</i> na Bacia de Santos com a Fm. Barra Velha interpretada entre a Base do Sal (horizonte rosa) e a base da sequência carbonática (horizonte azul). Os autores destacam a geometria de truncamento do horizonte azul implicando em um episódio de erosão no início da deposição da Fm. Barra Velha. Fonte: Wright e Rodriguez (2018)	27
Figura 9 – Representação esquemática do sistema hidrotermal associado a falhas afetando o pré-sal da porção norte da Bacia de Campos, com destaque para as diferentes fontes: (B) embasamento; (C) rochas vulcânicas da Fm. Cabiúnas; (R) depósitos da fase rifte; (S) serpentinização do manto superior; (M) rochas máficas intrusivas na fase rifte e sag; (H) alteração hidrotermal com extensiva dolomitização, silicificação e dissolução; (A) fina camada de anidrita. Fonte: Lima et al. (2020)	29
Figura 10 – Partição do espaço amostral Ω em $i = 1, \dots, 7$ eventos A com probabilidade $P(A_i)$ e um outro evento B com probabilidade dada pela equação 3.6.	32

Figura 11 – Decomposição SVD na imagem de um cachorro. No canto superior esquerdo é mostrada a imagem original. No canto superior direito é mostrada a imagem quando $p = 5$. No canto inferior esquerdo é para quando $p = 20$ e no canto inferior direito é no caso em que $p = 100$. Nota-se uma melhora na reprodução da imagem original com um maior número de valores singulares retidos.	40
Figura 12 – Na imagem superior é mostrado o comportamento logarítmico dos valores singulares de \mathbf{S} de acordo com o posto j da matriz. Na imagem inferior é mostrado a soma acumulativa normalizada (energia) dos valores singulares de acordo com o posto j da matriz.	41
Figura 13 – Exemplo de duas funções densidade de probabilidade da verossimilhança das classes w_1 e w_2 com as medidas de x	43
Figura 14 – Exemplo de estimativa de densidade do <i>kernel</i> para amostras de x de valor 0.15 (esquerda), 0.18 (centro) e 0.08 (direita).	45
Figura 15 – Soma do <i>kernel</i> de cada amostra formando o <i>kernel</i> do conjunto de dados x total.	45
Figura 16 – Seção sísmica que corta o Poço G com a impedância acústica resultado da inversão sobreposta. Fonte: Dias (2020)	48
Figura 17 – Um exemplo de resultado da inversão geoestatística; (a) uma realização do modelo, (b) a média das realizações e (c) o desvio padrão das realizações. Fonte: Simm e Bacon (2014)	49
Figura 18 – Solução máxima <i>a posteriori</i> de uma inline do Campo de Sleipner Øst, no Bloco 15/9 da Noruega, mostrando o resultado da inversão Bayesiana linearizada para um dado pré-empilhamento com as velocidades compressional (acima) e cisalhante (meio) e a densidade (abaixo). Fonte: Buland e Omre (2003)	50
Figura 19 – Seção sísmica 2D mostrando a aplicação do método de ES-MDA nos dados do Campo de Norne, Mar da Noruega. a) empilhamento <i>near</i> ; b) empilhamento <i>mid</i> ; c) empilhamento <i>far</i> ; d) porosidade; e) velocidade compressional. Modificado de Liu e Grana (2018)	52
Figura 20 – Interpretação das diferentes rochas carbonáticas e ígneas nos poços e seu <i>crossplot</i> de impedância acústica <i>versus</i> impedância cisalhante. Fonte: Penna et al. (2019)	53
Figura 21 – Mapas de probabilidade de ocorrência de rochas ígneas intrusivas (esquerda) e extrusivas (direita). Fonte: Penna et al. (2019)	54
Figura 22 – <i>Crossplot</i> de porosidade por impedância acústica com o modelo de <i>soft-sand</i> calibrado para os poços 1 (esquerda) e 2 (direita). Fonte: Dvorkin et al. (2014)	55

Figura 23 – Resultado da aplicação da equação que ajusta a impedância acústica (acima) com a porosidade (abaixo) obtida a partir dos dados de dois poços. Fonte: Dvorkin et al. (2014)	56
Figura 24 – Fluxo de trabalho adotado para a interpretação sísmica quantitativa dos reservatórios carbonáticos do pré-sal.	57
Figura 25 – Exemplo de modelo de baixa frequência em uma <i>inline</i> construído a partir dos dados de poços usando a krigagem geoestatística.	59
Figura 26 – Fluxo adotado para a construção das simulações estocásticas espacialmente correlacionadas verticalmente.	60
Figura 27 – Modelo de variograma exponencial (esquerda) utilizado para a construção da matriz de covariância espacial vertical e a correspondente matriz de covariância espacial vertical (direita) truncada nas primeiras 30 amostras para facilitar a visualização.	61
Figura 28 – Matriz R triangular inferior que é resultado da aplicação da decomposição de Cholesky na matriz C mostrada na Figura 27.	62
Figura 29 – Exemplo de três simulações estocásticas espacialmente correlacionada geradas para um dos traços vindos do modelo de baixa frequência mostrado na seção da Figura 25. Em cada <i>plot</i> , o mesmo modelo de baixa é mostrado tracejado em vermelho e a simulação é mostrada em cinza.	62
Figura 30 – Pulso sísmico estimado para a área de estudo com base na amarração dos poços à sísmica.	63
Figura 31 – Exemplo da modelagem direta de uma simulação mostrando a simulação e o modelo de baixa (esquerda), seu coeficiente de reflexão (centro) e a modelagem direta da mesma junto com o dado original (direita).	64
Figura 32 – Exemplo das matrizes C_{md} (acima) e C_{dd} (abaixo) na primeira assimilação (esquerda) e na décima quinta assimilação (direita) para um traço com 169 amostras. Destaca-se o comportamento ruidoso que essas matrizes possuem no início do algoritmo e, conforme vão ocorrendo as assimilações, seu padrão tende a se estabilizar.	66
Figura 33 – Exemplo das matrizes $(C_{dd} + \alpha_j C_d)$ na primeira assimilação (esquerda) e na décima quinta assimilação (direita).	66
Figura 34 – Pseudoinversa da matriz $(C_{dd} + \alpha_j C_d)$ calculada a partir da decomposição SVD truncada e o cálculo da pseudoinversa usando a expressão $V_p S_p^{-1} U_p$	67
Figura 35 – Conjuntos de impedância acústica (acima) e sua modelagem direta em amplitude (abaixo) na primeira iteração (esquerda) e na décima quarta e penúltima iteração (direita).	68

- Figura 36 – Comparação qualitativa entre o dado modelado pelo resultado da inversão estocástica e o traço sísmico original antes da primeira assimilação (acima) e após a penúltima assimilação (abaixo). 69
- Figura 37 – Distribuição *a posteriori* Gaussiana dos valores de impedância para uma amostra escolhida aleatoriamente do volume sísmico com o P10, P50 e P90 destacados. 70
- Figura 38 – Funções de densidade de probabilidade da verossimilhança condicional estimadas usando a estimativa de densidade do *kernel* para as eletrofácies reservatórios 1, reservatórios 2, carbonatos fechados, lamosas e ígneas nas formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita). 72
- Figura 39 – Distribuição *a posteriori* para as eletrofácies reservatório 1, reservatórios 2, carbonatos fechados, lamosas e ígneas nas formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita) usando a probabilidade *a priori* de ocorrência igual a 20% para todas. Os pequenos traços próximos ao eixo x indicam os valores de impedância acústica para as respectivas fácies. 73
- Figura 40 – Matriz de confusão das eletrofácies (acima) e barras de confusão (abaixo) das formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita) para o teste de viabilidade usando a probabilidade *a priori* de ocorrência de cada eletrofácies igual a 20% 74
- Figura 41 – Exemplo da probabilidade *a priori* de ocorrência da eletrofácies lamosas em uma seção. 75
- Figura 42 – Algumas bibliotecas e projetos que dependem da API (*Application Programming Interface*) do *NumPy*, com a *simpeg* sendo um exemplo da área da Geofísica que lida com simulação e estimativa de parâmetros. Fonte: [Harris et al. \(2020\)](#). 77
- Figura 43 – Mapa de amplitudes da Base do Sal, com as localizações dos poços utilizados no fluxo de trabalho e das seções sísmicas escolhidas para avaliação dos resultados. 79
- Figura 44 – Comparação do resultado da inversão estocástica nos poços C (esquerda) e G (direita) em *logplot* e *crossplot*. Nos *logplots*, BdS indica a Discordância informal Base do Sal, DPA indica a Discordância Pré-Alagoas e DPJ indica a Discordância Pré-Jiquiá, com o perfil tracejado em preto sendo o P50 da inversão, o vermelho o P10, o azul o P90 e em magenta o perfil do poço *upscale*. Nos *crossplots*, o eixo x indica a impedância acústica do poço avaliado na mesma taxa de amostragem da inversão e o eixo y o resultado da inversão, com a Fm. Itapema sendo a cor azul claro e a Fm. Barra Velha a cor azul escuro. 81

- Figura 45 – Comportamento do somatório da diferença entre o dado original e o dado predito para os diferentes cenários de número de assimilações ($N_a = 8, 15, 20, 100$) e de *ensembles a priori* ($n_e = 200, 500, 800$). 84
- Figura 46 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo). 87
- Figura 47 – Destaque feito em um intervalo no leste da Seção sísmica 1 que mostra a intrusão ígnea no o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação foi arbitrária. 88
- Figura 48 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal. 90
- Figura 49 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na sísmica 1. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. 91
- Figura 50 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo). Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1. 92
- Figura 51 – Resultado da classificação Bayesiana de fácies na eletrofácies ígnea nos três cenários gerados para a inversão estocástica. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. 95
- Figura 52 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo). 96
- Figura 53 – Destaque feito na Seção sísmica 2 na região da *mound* carbonático com o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação é arbitrária. 98
- Figura 54 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal. 99
- Figura 55 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na Seção sísmica 2. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. 100

- Figura 56 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo pré-sal. Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1. 102
- Figura 57 – Classificação Bayesiana de fácies em três cenários gerados para a inversão estocástica no *mound* da Fm. Barra Velha. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. IGN: ígneas; LAM: lamosas; FEC: carbonatos fechados; RES2: reservatórios 2; RES1: reservatórios 1. 103
- Figura 58 – Linha Arbitrária 1 que passa pelo Poço A, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo). 105
- Figura 59 – Destaque feito na linha Arbitrária 1 na região do banco de coquinas com o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação é arbitrária. 105
- Figura 60 – Linha Arbitrária 1 que passa pelo Poço A, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal. 107
- Figura 61 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na linha Arbitrária 1. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 é visualizado abaixo. 108
- Figura 62 – Linha Arbitrária 1 que passa pelo Poço A, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo pré-sal. Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1. 109
- Figura 63 – Resultado da classificação Bayesiana de fácies nos três cenários gerados para a inversão estocástica no banco de coquinas. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. IGN: ígneas; LAM: lamosas; FEC: carbonatos fechados; RES2: reservatórios 2; RES1: reservatórios 1. 110

Figura 64 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço C e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.	111
Figura 65 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço E e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.	111
Figura 66 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço A e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.	112
Figura 67 – Representação dos padrões sísmicos nas intrusões ígneas, nos <i>mounds</i> da Fm. Barra Velha e nos bancos de coquinas da Fm. Itapema para a sísmica original e atributos selecionados. Dado sísmico com Cortesia da CGG.	114
Figura 68 – Representação dos padrões sísmicos nos depósitos de <i>debris</i> , nas plataformas carbonáticas e nos depósitos de fundo de lago para a sísmica original e atributos selecionados. Dado sísmico com Cortesia da CGG.	115

Lista de tabelas

Tabela 1 – Critérios para a divisão das eletrofácies usando os dados dos poços (DIAS, 2020).	71
Tabela 2 – Tabela mostrando uma comparação do coeficiente de correlação de Pearson para cada método de inversão ao ser comparado com os dados dos poços <i>upscale</i> no domínio do tempo.	82
Tabela 3 – Tabela comparando o coeficiente de correlação do método de inversão estocástica utilizando diferentes parâmetros do número de assimilações e de <i>ensembles</i> com o dado do Poço C.	83

1 Introdução

O pré-sal é a principal província petrolífera do Brasil atualmente. Sua relevância econômica aumenta a cada ano com números que atingiram mais de 70% da produção total de petróleo no Brasil em 2021 (ANP, 2021). Entretanto, apesar dos excelentes números apresentados, esta ainda é uma área que representa grandes desafios para os geólogos, geofísicos e engenheiros de produção. Um dos desafios é a compreensão dos fatores deposicionais e diagenéticos que atuaram sobre as rochas carbonáticas deste intervalo e sua influência sobre as propriedades de reservatórios e os parâmetros elásticos.

Uma das maneiras de analisar o comportamento destes carbonatos é através da interpretação sísmica quantitativa. A interpretação sísmica quantitativa busca compreender a distribuição das propriedades de reservatórios e dos parâmetros elásticos das rochas em subsuperfície. Para isso, é feito o uso de ferramentas como atributos sísmicos, inversões sísmicas, modelagem de fácies, modelos de física de rocha, *upscale* de dados e outras rotinas. O resultado disso é um grande volume de informações que permitem a diminuição das incertezas na tomada de decisões dentro da indústria do petróleo.

Dentre as ferramentas utilizadas na interpretação sísmica quantitativa, uma das mais importantes é a inversão sísmica acústica. Esta importância se dá pelo fato dela possibilitar a passagem de um atributo sísmico de interface (amplitude) para um atributo de camadas (impedância acústica). A impedância acústica pode servir como auxílio ou entrada para diversas outras etapas de fluxos de caracterização de reservatórios, como para a interpretação sísmica, para a classificação de sismofácies, a modelagem de propriedades de reservatório, análises de tipos e fluidos e outros (AVSETH *et al.*, 2005; SIMM; BACON, 2014). Alguns trabalhos recentes publicaram resultados das inversões acústica e elástica aplicadas aos reservatórios do pré-sal como Teixeira *et al.* (2017), Dias *et al.* (2019), Peçanha *et al.* (2019), Penna *et al.* (2019) e Penna e Lupinacci (2021).

As inversões sísmicas acústicas podem ser divididas, basicamente, em determinística e estocástica. As soluções do problema inverso determinístico são formalmente mostradas por Tarantola (2005) e vêm sendo amplamente utilizadas desde então. Entretanto, este tipo de metodologia costuma esbarrar em problemas como a impossibilidade da estimativa de incertezas e no forte enviesamento do resultado pelo modelo de baixa frequência. Para contornar isto, é preferível o uso da inversão estocástica, pois ela é capaz de gerar diversas realizações do modelo que buscam descrever as potenciais variabilidades das rochas em subsuperfície (SIMM; BACON, 2014). Atualmente, existem diversos métodos para a realização da inversão sísmica estocástica (BULAND; OMRE, 2003; SOARES *et al.*, 2007; GRANA *et al.*, 2012; LIU; GRANA, 2018; LIU; GRANA, 2019; KETTEB *et al.*, 2019; CYZ;

AZEVEDO, 2020). O método aplicado por Liu e Grana (2018) para a inversão sísmica estocástica é chamado de *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA). Este método é capaz de contornar o problema da não linearidade do modelo direto nas equações de Aki-Richards (AKI; RICHARDS, 1980) para os maiores ângulos e no domínio da física de rochas (LIU; GRANA, 2018).

É comum o uso do volume de impedância acústica para a classificação de fácies. Mukerji *et al.* (2001) disseminaram a classificação de fácies a partir da impedância acústica utilizando o teorema de Bayes. Com isso, é feita a passagem de um ou mais parâmetros elásticos para algo diretamente relacionado às propriedades de reservatórios e/ou as fácies utilizando a relação entre eles. Alguns trabalhos recentes utilizam esta metodologia para a compreensão da distribuição das fácies em dados do pré-sal (TEIXEIRA *et al.*, 2017; PENNA *et al.*, 2019; MELLO, 2020; PENNA; LUPINACCI, 2020; LEBRE *et al.*, 2021). É importante destacar que estas fácies podem ser litofácies, eletrofácies, unidades de fluxo ou outros, de maneira que a escolha é feita de acordo com aquela que melhor possui capacidade de ser identificada a partir do(s) atributo(s) sísmico(s) escolhido(s).

Nesta monografia, é apresentado um fluxo de trabalho para a interpretação sísmica quantitativa de um campo do pré-sal na Bacia de Santos. Para isso, é realizada a inversão sísmica estocástica utilizando o ES-MDA e, com os volumes de impedância acústica resultado desta etapa, são realizadas classificações Bayesianas de fácies. As fácies foram definidas com base nos dados de nove poços da área de estudo, sendo estas os reservatórios de alta porosidade (reservatórios 1), reservatórios de porosidade média (reservatórios 2), carbonatos de baixa porosidade (carbonatos fechados), lamosas e rochas ígneas. Para a realização de todo fluxo de trabalho, foi utilizada a linguagem de programação *Python* e suas bibliotecas para a ciência de dados.

Um dos objetivos do trabalho é a compreensão da distribuição destas fácies em diferentes estruturas observadas no campo e a elaboração de um catálogo com os padrões sísmicos destas estruturas na amplitude, impedância acústica e distribuição das fácies. As estruturas escolhidas para o estudo são uma intrusão ígnea no topo da Fm. Barra Velha, um *build-up* também na Fm. Barra Velha, um banco de coquinas na Fm. Itapema, plataformas carbonáticas, depósitos de *debris* (retrabalhamento) e de fundo de lago. O outro principal objetivo é a validação da aplicabilidade da inversão estocástica utilizando o ES-MDA e da classificação Bayesiana de fácies aos dados do pré-sal. É importante destacar que este é o primeiro trabalho que aplica a inversão sísmica estocástica utilizando o ES-MDA aos dados do pré-sal e pode servir como base para aplicações futuras.

O presente trabalho faz parte do projeto de PD&I realizado em parceria com a empresa Equinor intitulado: "Caracterização de reservatórios carbonáticos do pré-sal usando multi-atributos sísmicos", com recursos da Lei 9.478, de 06/08/1997, via Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2 Bacia de Santos

Este capítulo tem como objetivo elucidar a importância econômica, exploratória e científica que os reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos possuem. Em um primeiro momento será evidenciado o crescente interesse econômico da exploração de óleo e gás nos reservatórios do pré-sal, seguida de uma contextualização dos eventos geológicos regionais que influenciaram na formação desta bacia e, por fim, algumas hipóteses de processos locais formadores e modificadores das rochas encontradas nas formações Barra Velha (Aptiano) e Itapema (Neobarremiano/Eoaptiano).

Atualmente, os reservatórios do pré-sal são a principal província petrolífera do Brasil e ele está presente, principalmente, na Bacia de Santos. Esta bacia se localiza entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul, na região sudeste da margem continental brasileira (Figura 1). É limitada ao sul pelo Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas, e ao norte pelo Alto de Cabo Frio, onde se inicia a Bacia de Campos. A Bacia de Santos cobre uma área aproximada de 350.000km^2 e esta área é equivalente a quase três vezes o tamanho da Bacia de Campos.

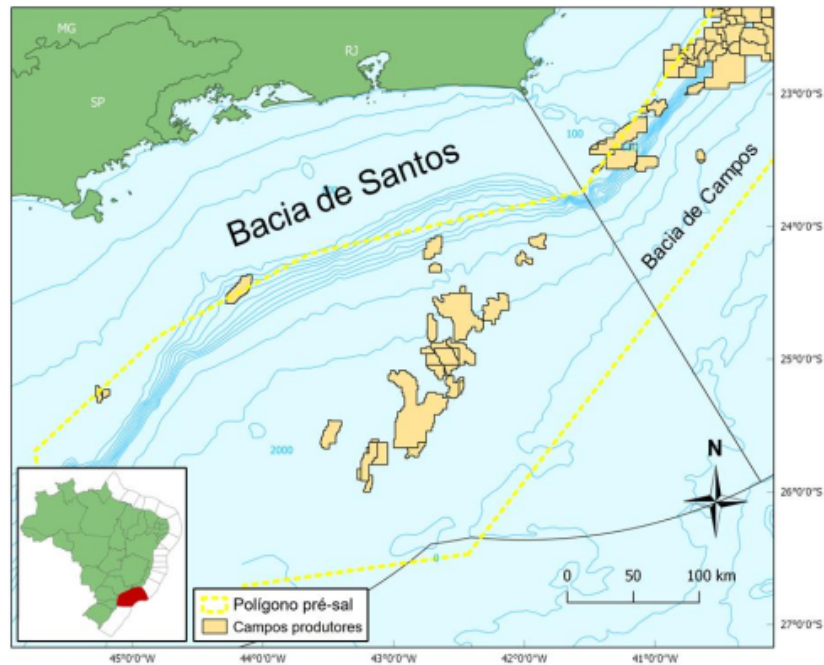


Figura 1 – Localização da Bacia de Santos com alguns de seus campos de petróleo. Fonte: Dias (2020).

A primeira descoberta de hidrocarboneto na província do pré-sal da Bacia de Santos foi feita em 2005 com o Poço 1-RJS-617D. Entretanto, a primeira descoberta comercial de óleo no pré-sal desta bacia foi feita em 2006 com o Poço 1-RJS-628 no Campo de Tupi

(PETERSOHN, 2013). Segundo o Boletim da ANP do mês de maio de 2021 (ANP, 2021), o pré-sal foi responsável por 71,2% do total de petróleo produzido no Brasil, com o Campo de Tupi (Bacia de Santos) sendo o maior produtor com uma quantidade média estimada de 891.017**bb***l/d*. Neste mesmo mês, a Bacia de Santos foi responsável pela produção média de 2.025.108**bb***l/d* de petróleo, o que corresponde a 67% de toda a produção brasileira. Os dois principais campos na Bacia de Santos que contribuíram para estes números foram os campos de Tupi e de Búzios, com uma produção média de 559.070**bb***l/d* (Figura 2).

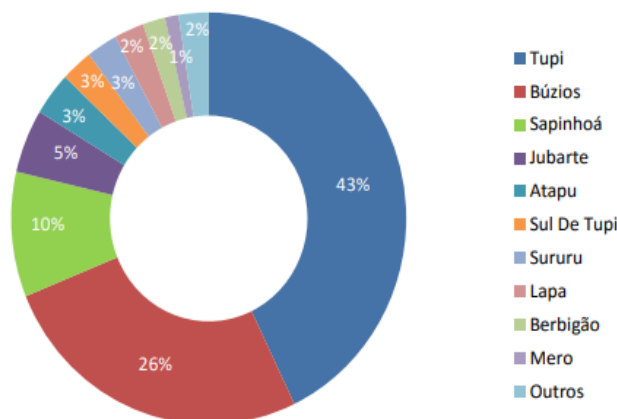


Figura 2 – Distribuição da produção do pré-sal por campo, com poços das bacias de Santos e Campos. Dos 10 campos mostrados no gráfico, 9 fazem parte da Bacia de Santos. Somente o Campo de Jubarte faz parte da Bacia de Campos. Fonte: ANP (2021).

Os números mostram a grande importância que o pré-sal da Bacia de Santos tem para a produção anual de petróleo no Brasil. Além disso, trata-se de uma região com um contexto geológico altamente complexo e que, desde a sua descoberta, pesquisas vêm sendo desenvolvidas buscando uma melhor compreensão dos processos tectônicos, deposicionais e diagenéticos que atuaram sobre estas rochas. Além da grande complexidade geológica, o pré-sal é um intervalo que se encontra soterrado por espessas camadas sedimentares como o sal, o que acaba dificultando o imageamento sísmico da região e a perfuração de poços. Nas próximas seções serão abordados alguns modelos que buscam esclarecer os processos que atuaram sobre as rochas do pré-sal e suas principais implicações para os reservatórios.

2.1 Geologia regional

A Bacia de Santos tem sua origem e evolução associada à ruptura do paleocontinente Gondwana durante o Cretáceo e a consequente formação do Oceano Atlântico Sul. O embasamento cristalino desta bacia foi gerado durante a formação do Gondwana e é caracterizado pela presença de granitos e gnaisses de idade pré-cambriana, pertencendo ao Complexo Costeiro de metassedimentos da Faixa Ribeira (MOREIRA *et al.*, 2007). A

formação do Oceano Atlântico Sul se deu justamente em uma zona de fraqueza primária que segue a tendência atual da Faixa Ribeira (ALMEIDA *et al.*, 2013).

Muniz e Bosence (2015) descrevem uma sequência de eventos tectônicos que culminaram na fragmentação do paleocontinente Gondwana. Estes processos teriam começado com o estiramento e afinamento da crosta continental, desencadeando um rifteamento originado por um processo misto de estiramento litosférico e anomalia termal associada a Pluma de Tristão da Cunha.

Szatmari e Milani (2016) sugerem que o rifte do Atlântico Sul começou a se abrir quase simultaneamente ao longo de todo o seu comprimento após o limite Jurássico/Cretáceo, em torno de 145 Ma, com a taxa de abertura diminuindo em direção ao polo de rotação de Euler. De cerca de 145 a 113 Ma, o rifte do Atlântico Sul permaneceu fechado no noroeste, ao longo da margem equatorial da América do Sul, mas teria se alargado em forma de cunha ao sul, ao longo da margem leste, por rotação no sentido horário sobre um polo de Euler. Segundo os autores, essa rotação teria sido impulsionada por um fluxo do manto ascendente abaixo do rifte. Este fluxo inclui mas não está restrito a plumas como a de Tristão da Cunha.

Uma importante feição para o embasamento da Bacia de Santos é o Alto Externo de Santos, o qual representa um soerguimento do embasamento e que marca uma transição da deposição vulcanoclástica inicial para uma deposição de carbonatos durante o Barremiano e Aptiano (BUCKLEY *et al.*, 2015). Segundo Carminatti *et al.* (2008), falhas de tendência NE-SW definiram a estrutura deste alto antes da deposição dos evaporitos sobre ele. Além disso, o Alto Externo é interpretado como uma área em que a crosta continental sofreu um menor estiramento. Com isso, os fenômenos de subsidência teriam sido mais efetivos em áreas com a crosta continental mais fina, o que auxiliou na manutenção da área como um paleo-alto e o fez permanecer como uma feição positiva ao longo da evolução tectônica. Sendo assim, sua grande elevação ao longo da história geológica influenciou nas espessuras e padrões deposicionais dos pacotes sedimentares depositados na região (GOMES *et al.*, 2009). Essa influência acabou favorecendo a acumulação dos carbonatos do pré-sal ao isolar a região de sedimentos clásticos externos (BUCKLEY *et al.*, 2015). Por isso, a maioria dos campos de produção e blocos exploratórios do pré-sal da Bacia de Santos encontram-se no Alto Externo (Figura 3).

Torsvik *et al.* (2009) mostram um comportamento parecido da fase rifte do lado africano ao que ocorre no lado sulamericano, no qual o rifte utilizou antigas zonas de fraqueza litosféricas para sua formação e apresentam geometrias de bacias *strike-slip* e extensional com a presença de magmatismo em alguns intervalos. Saller *et al.* (2016) apresentam a influência do padrão estrutural da fase rifte da Bacia de Kwanza na estratigrafia do pré-sal desta bacia, com uma grande diferença de fácies presentes nos *horsts* e *grabens*.

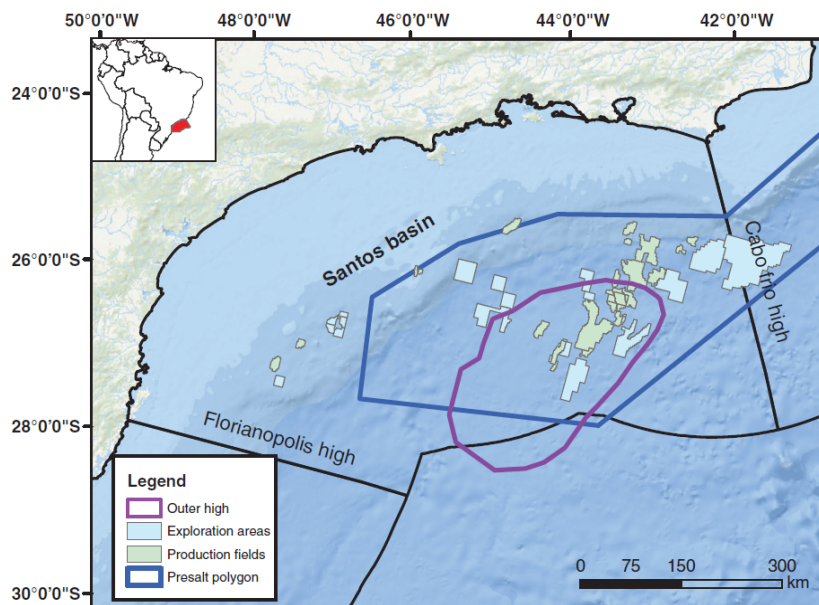


Figura 3 – Localização do Alto Externo (*Outer high*) e de alguns campos de produção (*Production fields*) e blocos exploratórios (*Exploration areas*) destacados. Fonte: [Neves et al. \(2019\)](#).

2.2 Geologia local

O trabalho de [Castro \(2019\)](#) faz uma síntese das diferentes proposições para a evolução tectônica da Bacia de Santos mostradas em diversos trabalhos publicados. Neste trabalho, os estágios de evolução da Bacia de Santos serão os mesmos adotados por [Castro \(2019\)](#), os quais podem ser divididos em: vulcânicas, que corresponde a Formação (Fm.) Camboriú; rifte inferior que compreende as formações Piçarras e Itapema e é limitada no topo pela Discordância Pré-Alagoas; rifte superior que conta com uma parte da Fm. Barra Velha é limitado pelas discordâncias Pré-Alagoas e Intra-Alagoas; fase *sag* que vai da discordância Intra-Alagoas até a Base do Sal (os evaporitos da Fm. Ariri); por último, tem-se a fase de drifte/margem passiva que vai do Topo do Sal até o recente (Figura 4). Uma discordância acrescentada com relação ao trabalho de [Castro \(2019\)](#) é a Discordância Pré-Jiquiá (também conhecida como Discordância Jiquiá-Buracica). Este é um importante horizonte sísmico que pode ser mapeado na área de estudo deste trabalho.

Em sua porção proximal, a Fm. Piçarras (sequência K36) é composta por conglomerados e arenitos polimíticos de leques aluviais, enquanto que as porções lacustres são compostas por arenitos, siltitos e folhelhos talco-estevensíticos. Já a Fm. Itapema (sequência K38) é composta por calcirruditos constituídos por fragmentos de conchas e por folhelhos escuros. Na Fm. Barra Velha estão presentes intercalações de carbonatos e folhelhos (sequências K44 e K46-48). Na Fm. Ariri (sequência K50) foram depositados sais como anidrita e halita. Entretanto, também estão presentes sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita ([MOREIRA et al., 2007](#)).

Tempo (Ma)	Sistema	Estágio	Discordâncias	Formação	Evolução Tectônica				
					Moreira et al. (2007)	Chang et al. (2002, 2008)	Carminatti & Dias (2009)	Wright and Barnett (2015)	Adotado por Castro (2019) e neste trabalho
110	Cretáceo (parte)	Albiano (parte)		Guarujá	Drifte	Margem Passiva			Margem Passiva ou Drifte
				Ariri					Evaporitos
120	Aptiano	Alagoas	Base do Sal	Barra Velha	Pós-Rifte	Sin-Rifte III	Sag	Sag	Sag
			intra-Alagoas						Rifte Superior
130	Barremiano	Buricica	pré-Alagoas	Itapema	Rifte	Sin-Rifte II	Sin-Rifte Superior		Rifte Inferior
			pré Jiquiá	Piçarras					
140	Hauteriviense	Aratu	Topo Basalto	Camboriú		Sin-Rifte I	Sin-Rifte Inferior		Vulcânicas
	Valanginiense	Rio da Serra							
	Berriasiense								

Figura 4 – Estratigrafia com a correlação entre diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos. Adaptado de Castro (2019).

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos é composto pelas rochas geradoras que são os folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade neobarremiana/eoaptiana das formações Piçarras e Itapema. Estas geradoras foram depositadas em uma configuração de ambiente de baixa energia. Os reservatórios são os carbonatos da Fm. Barra Velha e as coquinas da Fm. Itapema. As trapas são associadas aos altos estruturais do embasamento gerados durante a tectônica do início da fase rifte. Esta tectônica também é responsável pela criação das falhas que são rotas de migração para os hidrocarbonetos da rocha geradora até os reservatório. O selo do sistema petrolífero do pré-sal são os sais evaporíticos da Fm. Ariri (MOREIRA *et al.*, 2007).

Nas próximas duas subseções serão abordados modelos deposicionais e sua influência nos padrões de fácies encontrados nas formações Itapema e Barra Velha, respectivamente. Em seguida, com os conhecimentos acumulados em ambas subseções, serão abordados fatores que atuam de uma maneira geral sobre as rochas do pré-sal da Bacia de Santos ou em análogos como a Bacia de Santos e que podem, por exemplo, ocorrer em ambas formações. Nesta última subseção chamada "pré-sal", o foco será nas estruturas em escalas de poço e de sísmica.

2.2.1 Formação Itapema

Como mencionado anteriormente, a Fm. Itapema é limitada em sua base pela Discordância Pré-Jiquiá e no seu topo pela Discordância Pré-Alagoas. A Fm. Itapema foi depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano e estima-se que sua idade seja de aproximadamente 123.1 Ma (milhões de anos). Essa formação é composta por conglomerados e arenitos

de leques aluviais em sua parte proximal e por intercalações de rochas carbonáticas e folhelhos escuros na parte distal. Os carbonatos da Fm. Itapema são identificados como coquinas, que vão desde *rudstones* bivalves a *grainstones*, também com a presença de *floatstones*, *packstones* e *wackestones* com algum conteúdo siliciclástico (MOREIRA *et al.*, 2007).

Muitos trabalhos já publicados sobre as coquinas do pré-sal são referentes à Fm. Coqueiros da Bacia de Campos (GUARDADO *et al.*, 1989; MUNIZ, 2013; THOMPSON *et al.*, 2015; JR *et al.*, 2017). Esta formação pode ser considerada correlata da Fm. Itapema (MOREIRA *et al.*, 2007). Recentemente foram publicados alguns trabalhos que focam no ambiente deposicional e nas fácies encontradas na Fm. Itapema.

Pietzsch *et al.* (2018) mostram e discutem um conjunto de dados geoquímicos e bioestratigráficos para a reconstrução da evolução hidrogeológica do ambiente deposicional lacustre das fase rifte e pós rifte associadas com a deposição dos carbonatos das formações Itapema e Barra Velha. Com as análises realizadas e os modelos gerados, os autores apontam para um cenário ambiental mais úmido e com maior influência de sistemas de drenagem durante a deposição da Fm. Itapema. As respectivas causas destas afirmações são a fauna de ostracodes e a menor concentração de estrôncio observados nos dados analisados. Na Figura 5 é mostrado um modelo conceitual simplificado que ilustra a geologia e hidrogeologia locais à época da deposição da Fm. Itapema.

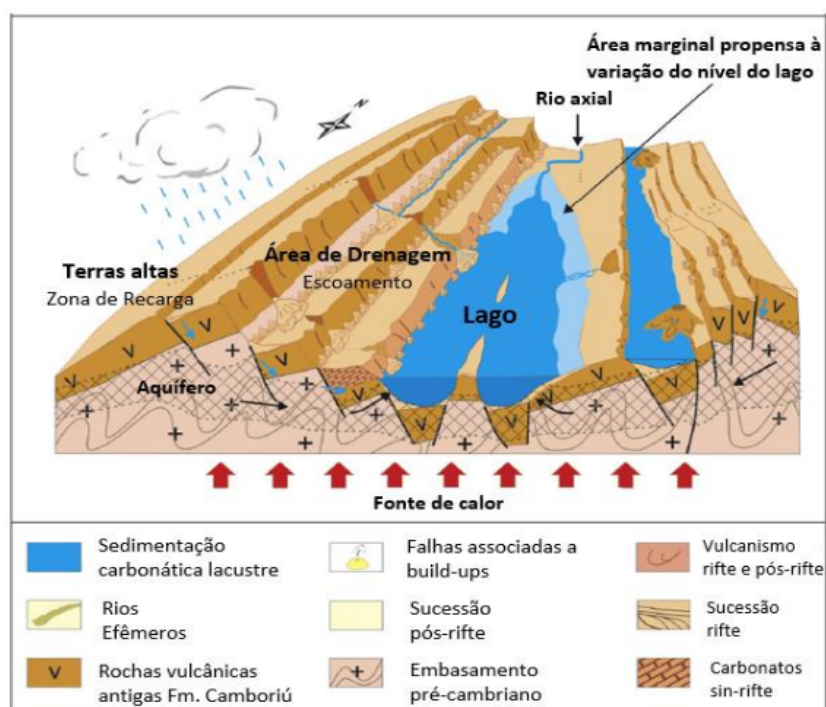


Figura 5 – Modelo conceitual da geologia e hidrogeologia do ambiente lacustre mais profundo, correspondente aos depósitos da Fm. Itapema. Modificado de Pietzsch *et al.* (2018).

Oliveira *et al.* (2021) apresentam, com base em dados sísmicos, de perfis e dados de rocha da Bacia de Santos, uma hipótese para a deposição da Fm. Itapema. Segundo os autores, as coquinas da área de estudo foram depositadas em um período de geração contínua de espaço de acomodação e uma alta taxa de produção carbonática. Essa configuração gerou um padrão de empilhamento caracterizado por clinofórmulas sigmoidais em um contexto retrogradacional induzido por eventos transgressivos rápidos.

Na Figura 6 é mostrado o padrão de empilhamento da Fm. Itapema durante a ocorrência da Discordância Pré-Alagoas apresentado por Oliveira *et al.* (2021). O desenvolvimento desta plataforma carbonática ocorreu durante sete principais estágios de variação de nível de base de quarta ordem. O desenvolvimento das clinofórmulas se deu durante os momentos de relativa estagnação do nível de base e são limitadas por superfícies de regressão máxima. Estas clinofórmulas são, então, ultrapassadas por eventos transgressivos muito rápidos ou quase instantâneos que ocorrem dentro do contexto do rifteamento. Esta subida do nível de base forçam a fábrica carbonática a migrar para cima em direção ao mergulho, formando uma superfície discordante e de alta refletividade entre as fácies de baixa energia acima e os carbonatos desenvolvidos em contexto de água mais rasa abaixo.

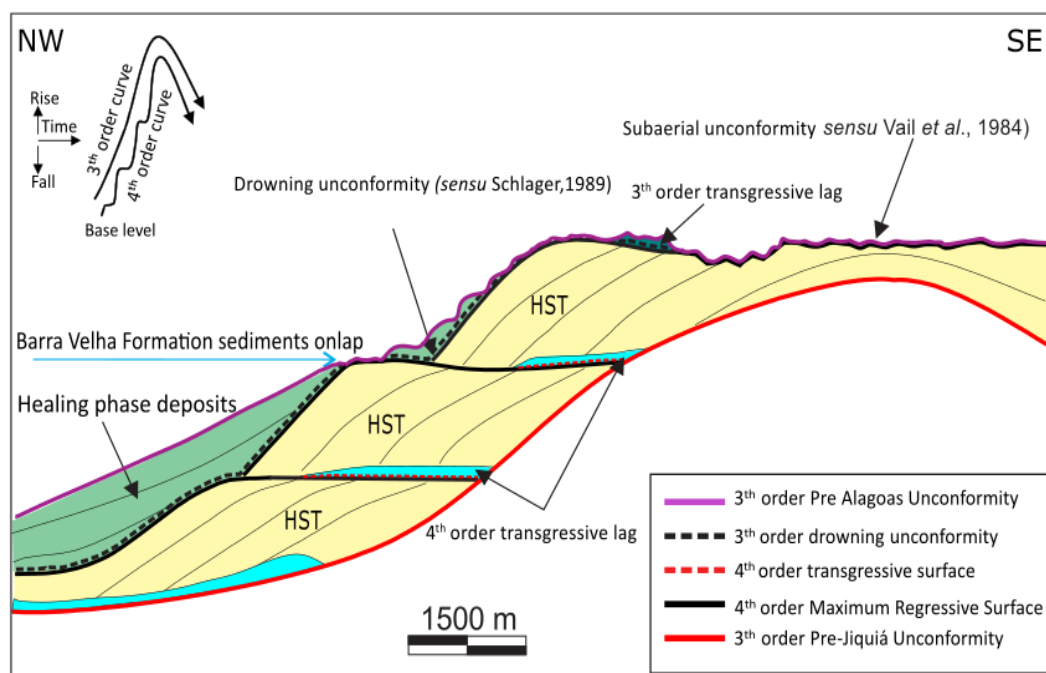


Figura 6 – Configuração ilustrativa para o padrão de empilhamento da Fm. Itapema durante a ocorrência da discordância Pré-Alagoas. Fonte: Oliveira *et al.* (2021).

2.2.2 Formação Barra Velha

A Fm. Barra Velha foi depositada durante o Aptiano da Bacia de Santos e está limitada pelas discordância Pré-Alagoas com a Fm. Itapema e pela Discordância da Base do Sal. Dentro desta formação, é possível dividi-la com base na discordância Intra-Alagoas que separa uma parte inferior, a qual representa a fase rifte superior, da parte superior, a qual pertence à fase *sag* (BUCKLEY *et al.*, 2015). Wright e Barnett (2015) mostram evidências sedimentológicas e mineralógicas de que os carbonatos da Fm. Barra Velha foram depositados em ambiente lacustre, como a ausência de fósseis marinhos, a presença de ostracodes não marinhos com grande tolerância à salinidade e a ausência de gipsita e anidrita.

Existem diferentes modelos deposicionais propostos para a Fm. Barra Velha, como o de Faria *et al.* (2017), no qual estes autores sugerem a presença de plataformas carbonáticas lacustres com base em geometrias sísmicas. Entretanto, Wright e Rodriguez (2018) revisam alguns aspectos sobre os depósitos da Fm. Barra Velha e refutam o modelo de plataforma carbonática lacustre para a Fm. Barra Velha com base em dados sísmicos, isotópicos e petrográficos. Eles destacam que se plataformas carbonáticas lacustres tivessem se desenvolvido e crescido, seria necessário uma fábrica carbonática com difusividade limitada. No entanto, eles afirmam que não existem evidências de fábrica microbial nestes carbonatos. Além disso, nenhuma das descobertas analisadas por eles utilizando conjuntos de dados sísmicos 2D teria atendido aos critérios de Burgess *et al.* (2013) para a presença de uma plataforma carbonática lacustre.

Baseados em um grande volume de dados da Bacia de Santos como amostras petrográficas, dados isotópicos e de perfis de poços, lâminas e seções sísmicas, Wright e Rodriguez (2018) mostram um modelo deposicional para a Fm. Barra Velha (Figura 7). Os autores visitam elementos que mostram que a Fm. Barra Velha não se desenvolveu como uma plataforma carbonática, mas sim como um sistema de um sistema lacustre, evaporítico, hiperalcalino e raso.

É de grande importância destacar que o termo "plataforma carbonática" pode ser associado tanto à gênese de um determinado depósito quanto também à geometria observada em seções sísmicas. Portanto, ao se interpretar uma feição sísmica em forma de plataforma carbonática, não necessariamente está se atribuindo à gênese daquele depósito como em um ambiente de plataforma carbonática. A discussão abordada por Wright e Rodriguez (2018) com relação a essas plataforma está relacionada diretamente a sua gênese. Neste trabalho serão mostradas e discutidas feições sísmicas que possuem a geometria de plataformas carbonáticas e que são identificadas como tal. Outros autores como Ferreira *et al.* (2019), Neves *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021b) utilizam esta mesma nomenclatura para descever feições sísmicas observadas no pré-sal da Bacia de Santos.

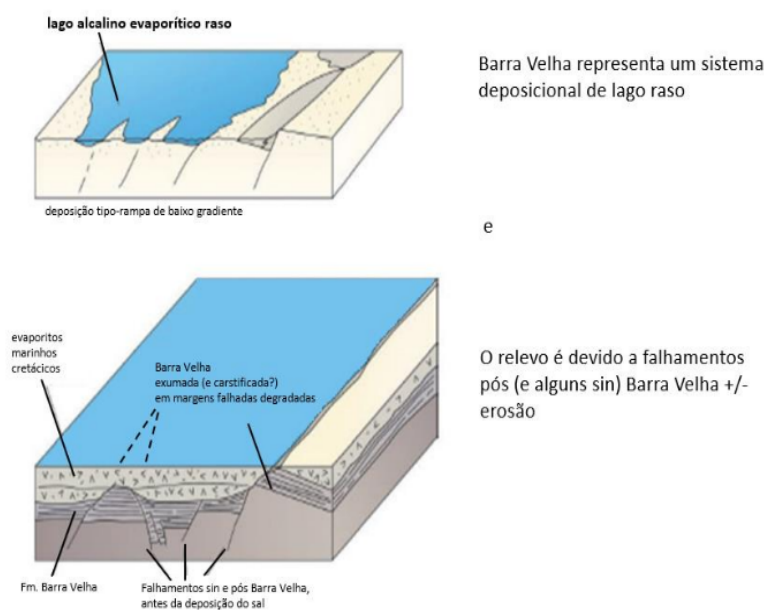


Figura 7 – Modelo deposicional para a Fm. Barra Velha de lago evaporítico, hiperalcalino, raso e conectado, onde o relevo sísmico ocorreu devido a falhas sin e pós deposicionais. Modificado de [Wright e Rodriguez \(2018\)](#).

Segundo [Wright e Barnett \(2015\)](#) e [Gomes *et al.* \(2020\)](#), as principais fácies encontradas na Fm. Barra Velha são dominadas por três principais componentes formados *in-situ*: lama, esferulitos de calcita e *shrubs* de calcita. Além disso, os esferulitos e *shrubs* podem sofrer retrabalhamento e resultar em *grainstones* bem selecionados, que podem possuir excelente qualidade como reservatórios. Apesar da intercalação destas litologias *in-situ* ocorrer em escala decimétrica a métrica, elas também ocorrem em ciclotemas que podem chegar em até seis metros de espessura, de maneira que na base estão presentes as lamas, que são sobrepostas pelos esferulitos que, por sua vez, são sobrepostos pelos *shrubs* ([WRIGHT; RODRIGUEZ, 2018](#)).

[Wright e Rodriguez \(2018\)](#) observam dados sísmicos que sugerem uma deposição em uma configuração de baixo relevo. Além disso, a sequência sísmica associada à Fm. Barra Velha foi identificada como possuindo uma baixa frequência relativamente uniforme, variando de uma alta amplitude para um caráter semi opaco. Geralmente, sua base é marcado por uma discordância que parece truncar a sequência inferior (Figura 7). Segundo [Neves *et al.* \(2019\)](#), a seção da Fm. Barra Velha possui continuidade lateral baixa à moderada e é afetada por falhas normais. Ainda segundo os autores, a presença de padrões sísmicos caóticos são associadas a *build-ups* e *slumps* quando identificados nos altos ou baixos estruturais, respectivamente. O topo da Fm. Barra Velha é mapeado na Discordância Base do Sal que pode ser marcado por um pico positivo de amplitude. Entretanto, locais com a presença de anidrita abaixo da espessura de *tuning* próxima a Base do Sal, esta resposta pode ser ambígua ([SANTOS *et al.*, 2021](#)).

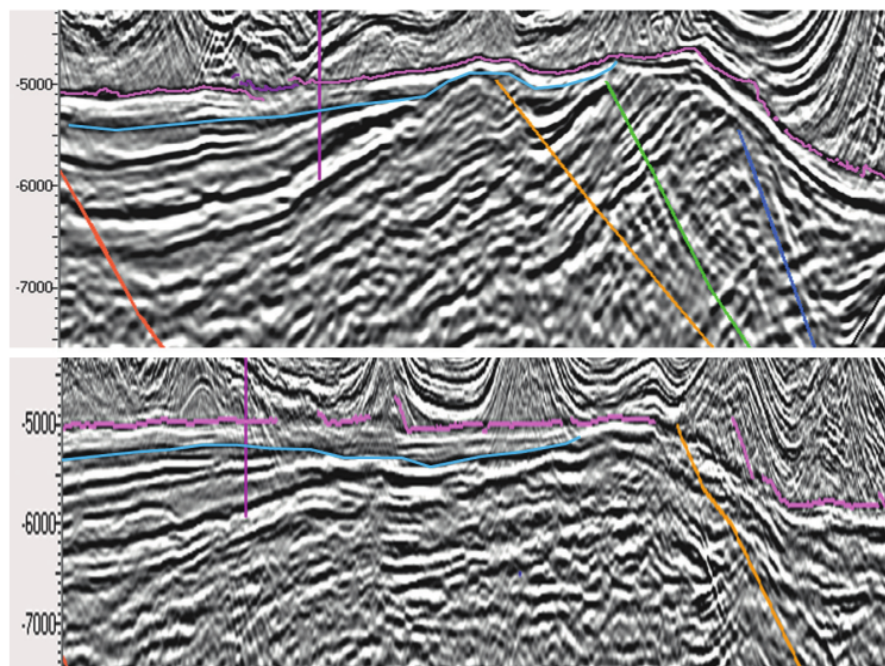


Figura 8 – Linhas *dip* e *strike* na Bacia de Santos com a Fm. Barra Velha interpretada entre a Base do Sal (horizonte rosa) e a base da sequência carbonática (horizonte azul). Os autores destacam a geometria de truncamento do horizonte azul implicando em um episódio de erosão no início da deposição da Fm. Barra Velha. Fonte: Wright e Rodriguez (2018).

Sartorato *et al.* (2020) observaram que um comportamento comum das rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha é o de serem afetadas pelos processos de silicificação e dissolução. Ambos processos podem trazer uma melhoria ou uma piora nas propriedades permo-porosas da rocha nos reservatórios (FATAH, 2020; LEBRE *et al.*, 2021). Eles são associados a um período diagenético multifásico, isto é, podem ocorrer tanto na fase singenética como nas fases eogenética e mesogenética. Com relação às fases da sílica, observou-se que o microquartzo e o megaquartzo são os que mais impactam na qualidade dos reservatórios. Já com relação às feições de dissolução, Sartorato *et al.* (2020) mostram que as maiores feições estão associadas com fraturas e intervalos fortemente silicificados, apesar de sua origem ainda não estar completamente compreendida.

2.2.3 Pré-sal

Existem áreas do pré-sal na Bacia de Santos com características bem particulares, como a presença de intervalos com rochas ígneas intrusivas e extrusivas (PENNA *et al.*, 2019). Zhao *et al.* (2019) propõem que os eventos magmáticos podem ter sido controlados por falhas que são separadas em dois grupos. Um destes grupos tem grande controle sobre o evento magmático do Aptiano, enquanto que a principal classe de falhas que sofreram reativação posterior são importantes na distribuição das rochas ígneas intrusivas

do evento magmático do Santoniano-Campaniano. [Ren et al. \(2019\)](#) argumentam que encontraram na área de Libra boas condições de estudo de metamorfismo de contato entre magmas basálticos e rochas carbonáticas. Os autores identificam auréolas de metamorfismo de contato com base nos poços e observaram que a espessura dessas auréolas aumenta conforme é maior a espessura da intrusão. O efeito disso sobre os parâmetros elásticos da rocha pode ser separado em três intervalos: a intrusão, com altas densidade e velocidade; o carbonato que sofreu metamorfismo de contato, com densidade e velocidade transicionais; carbonatos que não sofreram metamorfismo, com menor densidade e velocidade média. Estas informações são importantes tendo em vista que densidade e velocidade são os parâmetros utilizados para o cálculo da impedância acústica. Essas intrusões não afetam somente os parâmetros elásticos, mas também têm influência sobre as propriedades de reservatório. Em geral, a região sobre metamorfismo de contato sofre uma recristalização que acaba reduzindo sua permoporosidade.

Além das mudanças diretas nos carbonatos do pré-sal associadas às intrusões, acredita-se que a presença de fluidos hidrotermais em Libra esteja associado aos eventos magmáticos do Aptiano e Santoniano-Campaniano ([REN et al., 2019](#)). Foram identificados três tipos de frentes hidrotermais: uma rica em sílica, outra rica em magnésio e outra rica em cálcio. Infere-se que o fluido silicoso atuou antes do fluido rico em cálcio, que por sua vez veio antes do fluido rico em magnésio. Nos perfis de poços é possível identificar a região rica em magnésio com um forte aumento na densidade, que pode chegar a valores maiores do que $2.7g/cm^3$ (os valores médios dos carbonatos são $2.6g/cm^3$ de acordo com [Ren et al. \(2019\)](#)).

[Lima et al. \(2020\)](#) identificam a influência do hidrotermalismo sobre as rochas do pré-sal da porção norte da Bacia de Campos. A evidência para a ocorrência deste hidrotermalismo foi a elevada temperatura de homogeneização de algumas fases de minerais analisadas. Estas temperaturas são maiores do que as esperadas para a história de soterramento da região, o que confirma uma alteração tardia destes reservatórios por fluidos hidrotermais. Os autores destacam que este sistema hidrotermal está associado a presença de grandes falhas na região, fazendo com que estes fluidos venham de diferentes fontes. Esta mistura de fluidos pode estar sofrendo influência do embasamento granítico-gnaissico, da sucessão sedimentar da fase rifte, dos eventos magmáticos do Cretáceo superior e Paleógeno e uma possível ascensão e exumação da astenosfera (Figura 9). As alterações hidrotermais identificadas tiveram grande impacto sobre a porosidade, permeabilidade, heterogeneidade e fraturamento destes reservatórios. Este fraturamento também ocorre no pré-sal da Bacia de Santos, conforme identificado por [Fatah \(2020\)](#) em um poço em que o alto teor de sílica confere um comportamento mais rúptil à rocha e se torna uma zona fraturada identificada a partir de perfis de imagens. Portanto, o trabalho de [Lima et al. \(2020\)](#) é um importante estudo que pode vir a servir como análogo ao que ocorre no pré-sal da Bacia de Santos.

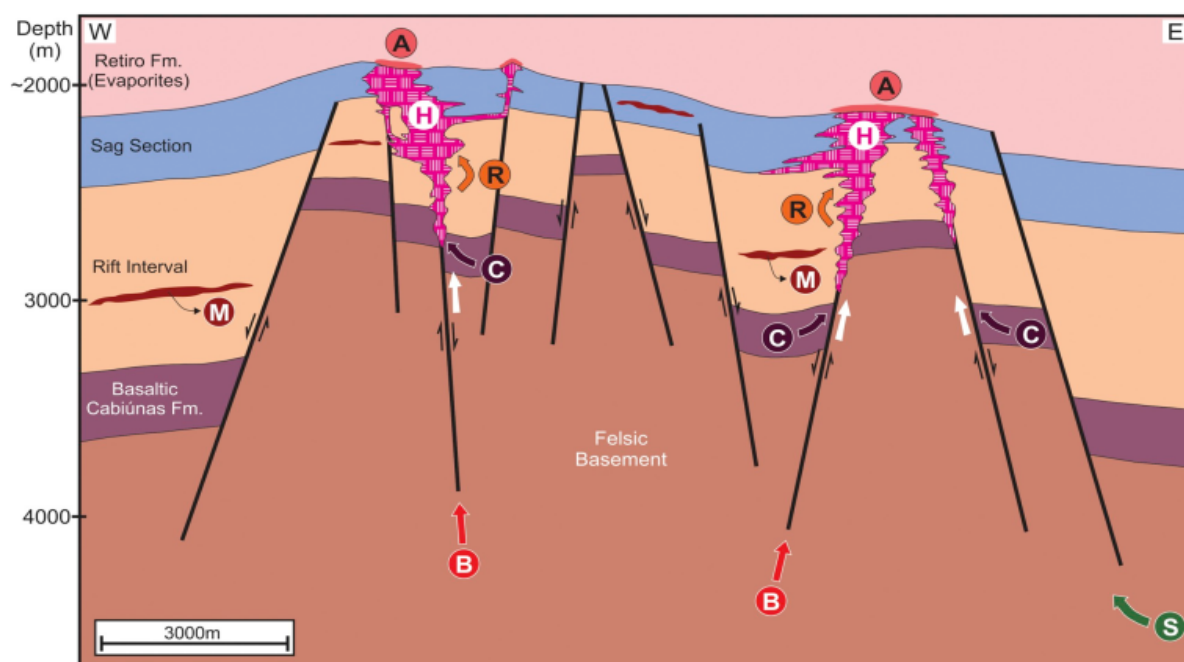


Figura 9 – Representação esquemática do sistema hidrotermal associado a falhas afetando o pré-sal da porção norte da Bacia de Campos, com destaque para as diferentes fontes: (B) embasamento; (C) rochas vulcânicas da Fm. Cabiúnas; (R) depósitos da fase rifte; (S) serpentinização do manto superior; (M) rochas máficas intrusivas na fase rifte e sag; (H) alteração hidrotermal com extensiva dolomitização, silicificação e dissolução; (A) fina camada de anidrita. Fonte: Lima *et al.* (2020).

As características petrofísicas dos reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos são discutidas quantitativamente por alguns autores como Carlotto *et al.* (2017), Castro (2019), Carmo (2021), Lebre *et al.* (2021) e Castro e Lupinacci (2022). Carlotto *et al.* (2017) mostram algumas características petrofísicas do Campo de Mero através de análises feitas no primeiro poço perfurado no campo. De acordo com os autores, a Fm. Itapema pode ser dividida em três intervalos com comportamentos de fácies diferentes. O intervalo inferior, que está na zona de água, é composto por *rudstones* bivalves com dissolução leve a moderada e intensa cimentação por quartzo. O intervalo do meio também é composto por *rudstones* bivalves com dissolução moderada a alta e cimentação por calcita moderada. Já o intervalo superior, que se encontra totalmente na zona de óleo, é composto por *rudstones* bivalves, porém com intensa dissolução e ocasionalmente apresentando karstificação, oncóides e pisóides. Isso confere à esta formação no poço interessantes características permo-porosas, com porosidade média de 15% e permeabilidade que pode atingir 2990 mD. Já na Fm. Barra Velha, os autores dividem o seu intervalo em dois. No intervalo inferior há a predominância de fácies de retrabalhamento com porosidade média e 14% e permeabilidade de até 2540 mD. Já o intervalo superior é dominado por fácies *in-situ* com porosidade média de 10% e permeabilidade de até 353 mD.

Segundo estimativas apresentadas por [Castro \(2019\)](#), o Campo de Búzios possui poços com excelentes propriedades permoporosas, chegando a atingir valores médios de porosidade efetiva de 16% na Fm. Itapema e 15% na Fm. Barra Velha, além de permeabilidades médias de 920 e 750 mD nas respectivas formações nos poços analisados. Com relação ao volume de argila, a autora observa que a Fm. Itapema é, em geral, mais limpa do que a Fm. Barra Velha. Através do *crossplot* de porosidade total com a impedância acústica colorido pelo volume de argila feito em alguns poços de sua área de estudo, a autora observa que um comportamento comum é a grande sobreposição dos valores de impedância acústica para intervalos com altos volumes de argila (entre 40% e 50%) com intervalos de baixa argilosidade (menor que 10%), estando os valores de ambos em um alcance de 10000 à 13000 m/s.g/cm³.

Uma grande revisão bibliográfica sobre o pré-sal da Bacia de Santos foi apresentada por [Castro \(2019\)](#), de forma que é sugerida a leitura deste trabalho para quem busca uma abordagem completa e bem construída sobre diversos trabalhos publicados até o ano de 2019 sobre as rochas carbonáticas do pré-sal. Mais recentemente, foram apresentadas as dissertações de [Carmo \(2021\)](#) e [Lebre \(2021\)](#) em que são discutidas também referências mais recentes sobre trabalhos publicados a respeito dos carbonatos do pré-sal.

Toda esta revisão sobre a Bacia de Santos foi importante para agregar informações que serão úteis para as discussões a partir dos resultados deste trabalho, de forma que irão se buscar alguns paralelos com estas principais referências do pré-sal desta bacia de grande importância exploratória e econômica.

3 Teoria

Esta seção tem por objetivo esclarecer alguns conceitos matemáticos, físicos e estatísticos que são alicerces para o entendimento das etapas metodológicas deste trabalho e suas influências sobre os resultados. Em um primeiro momento, será introduzido um conceito estatístico chamado de teorema de Bayes. O teorema de Bayes é a base dos principais métodos que serão empregados neste trabalho, como a aplicação do *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* para a inversão estocástica e a classificação Bayesiana para a predição de fácies no volume sísmico. Além disso, serão abordados conceitos que estão introduzidos dentro destes dois maiores tópicos, como a decomposição em valores singulares, a pseudoinversa e a estimativa de densidade do *kernel* para a estimativa de funções de densidade de probabilidade não-paramétricas.

3.1 Teorema de Bayes

O teorema de Bayes é uma parte de grande importância deste trabalho. Seu desenvolvimento passa diretamente sobre o conceito estatístico de espaço amostral (Ω), o qual é o conjunto de todos os valores possíveis para uma determinada variável aleatória. O agrupamento de cada elemento dentro deste espaço é chamado de subconjunto ou evento. Existe também o espaço de probabilidade que é composto por três elementos, que são o espaço amostral, os eventos e uma função de probabilidade relacionada a cada um deles. A probabilidade satisfaz três condições chamadas de axiomas de Kolmogorov, as quais são explicadas através da teoria de conjuntos (JACKSON, 2019):

(i) É restrita a valores de 0 a 1:

$$\text{axioma 1 : } P(E) \geq 0, \forall E \in \mathcal{F}. \quad (3.1)$$

(ii) A probabilidade do resultado estar contida no espaço amostral é igual a 1:

$$\text{axioma 2 : } P(\Omega) = 1. \quad (3.2)$$

(iii) A probabilidade da união de eventos disjuntos é igual ao somatório das probabilidades individuais:

$$\text{axioma 3 : Se } \begin{cases} E_1, E_2, \dots \in \mathcal{F}, \\ E_i \cap E_j = \emptyset, \quad i \neq j \\ \end{cases} \quad P\left(\bigcup_{i=1}^{\infty} E_i\right) = \sum_{i=1}^{\infty} P(E_i). \quad (3.3)$$

A partir destes três axiomas, considera-se uma coleção de subconjuntos mutuamente excludentes com a probabilidade da união igual a 1 (Figura 10).

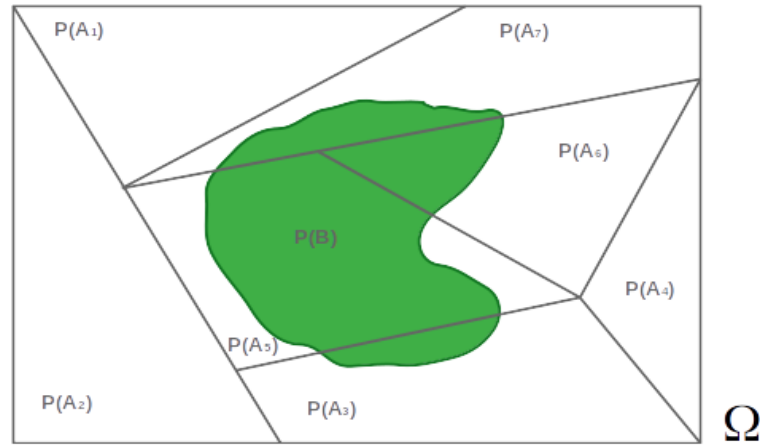


Figura 10 – Partição do espaço amostral Ω em $i = 1, \dots, 7$ eventos A com probabilidade $P(A_i)$ e um outro evento B com probabilidade dada pela equação 3.6.

Na representação mostrada, A_i e B são eventos e $P(A_i)$ e $P(B)$ são as suas respectivas probabilidades, ou seja, o somatório a probabilidade de todos os eventos A_i será igual a probabilidade do espaço amostral:

$$P(\Omega) = P\left(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i\right) = 1, \quad (3.4)$$

então, a probabilidade de ocorrência de B será a probabilidade da intersecção do evento B com os eventos A_i :

$$P(B) = P\left(B \cap \left(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i\right)\right). \quad (3.5)$$

Logo, a equação anterior pode ser reescrita da forma:

$$P(B) = P\left(\bigcup_{i=1}^{\infty} (B \cap A_i)\right). \quad (3.6)$$

Se é conhecida a probabilidade de ocorrência de B ($P(B) > 0$), pode-se escrever a probabilidade condicional $P(A_i|B)$ de que ocorra o evento A_i dado a ocorrência de B como:

$$P(A_i|B) = \frac{P(A_i \cap B)}{P(B)}, \quad (3.7)$$

ou seja, o espaço amostral é reduzido Ω para B . Com isso, toma-se apenas a parcela de A_i contida em B . O mesmo vale para a probabilidade de B dada a ocorrência de A_i , se $P(A_i) > 0$, então:

$$P(A_i \cap B) = P(A_i|B)P(B) = P(B \cap A_i) = P(B|A_i)P(A_i). \quad (3.8)$$

Combinando as equações 3.7 e 3.8, chega-se ao teorema da probabilidade total:

$$P(B) = \sum_{i=1}^{\infty} P(B|A_i)P(A_i), \quad (3.9)$$

e, reescrevendo a equação 3.7, chega-se no teorema de Bayes:

$$P(A_i|B) = \frac{P(A_i)P(B|A_i)}{P(B)}, \text{ se } P(B) > 0, \quad (3.10)$$

no qual $P(A_i)$ é a probabilidade *a priori*, $P(B|A_i)$ é a verossimilhança, $P(B)$ é chamado de evidência e $P(A_i|B)$ pode ser chamado de probabilidade *a posteriori* de ocorrência de A_i dado B . De uma maneira geral, o teorema descreve a probabilidade de ocorrência de um evento dado um conhecimento prévio sobre as condições que permitem a sua geração. Ou seja, o teorema de Bayes pode ser escrito como a probabilidade de um evento A_i ocorrer dado que ocorre B ($P(A_i|B)$).

3.2 Métodos *ensemble-based*

Os métodos *ensemble-based* são utilizados para se referir à uma classe de implementações de Monte Carlo de métodos baseados no Filtro de Kalman (KF) (KALMAN, 1960) na literatura de assimilação de dados. Nas últimas duas décadas, esses métodos foram amplamente estudados e aplicados para a assimilação de dados de problemas de fluxo associados ao ajuste ao histórico do reservatório (EMERICK; REYNOLDS, 2013a). Dentre estes métodos, o mais popular é Filtro de Kalman *Ensemble* (EnKF) introduzido por Evensen (1994). O EnKF vem sendo empregado em diversas áreas científicas ao longo dos anos como na oceanografia (BERTINO *et al.*, 2003), na modelagem atmosférica (WHITAKER *et al.*, 2008), na previsão de chuvas (HOUTEKAMER; MITCHELL, 2001) e na hidrologia (REICHLER *et al.*, 2002). A primeira aplicação com foco para a indústria do petróleo foi apresentada por (NÆVDAL *et al.*, 2002) em estudos de ajuste ao histórico de reservatórios. Desde esta primeira publicação até este momento, diversos trabalhos utilizando métodos *ensemble-based* para ajuste ao histórico de reservatórios foram publicados (SKJERVHEIM *et al.*, 2005; EMERICK; REYNOLDS, 2013b; EMERICK, 2016; NÓBREGA *et al.*, 2018; SILVA *et al.*, 2019).

Estes métodos são algoritmos de assimilação de dados no qual a distribuição de probabilidade dos parâmetros do modelo é representada por um conjunto de realizações do modelo obtidas a partir da assimilação dos dados (LIU; GRANA, 2018). Dentre os métodos *ensemble-based*, tem-se o Filtro de Kalman *Ensemble* (EnKF) (EVENSEN, 2009), o *Ensemble Smoother* (ES) (LEEUWEN; EVENSEN, 1996), o *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA) (EMERICK; REYNOLDS, 2013a) e o método *Ensemble Randomized Maximum Likelihood* (EnRML) (CHEN; OLIVER, 2012). Em todos estes métodos, a distribuição *a priori* dos parâmetros do modelo e a distribuição dos erros das observações são assumidas como Gaussianas. Cada etapa de assimilação dos dados corresponde a um passo de atualização Bayesiana em que a distribuição condicional dos parâmetros do modelo são aproximadas a partir da estimativa da média condicional e da matriz de covariância do conjunto de modelos. Sendo assim, para que a aproximação possua uma precisão razoável, é necessário um número grande de conjuntos de modelos e, a partir disso, o modelo de parâmetros é considerado aproximadamente normal e a modelagem direta não é altamente não linear. As primeiras aplicações dos métodos *ensemble-based* para a solução de problemas inversos geofísicos foram feitas para o *full waveform inversion* (FWI), como em Gineste e Eidsvik (2017) e Thurin *et al.* (2019).

Nas subseções seguintes é feito o desenvolvimento teórico dos métodos *ensemble-based* a partir do Filtro de Kalman e, em seguida, é mostrado o desenvolvimento por trás do método de *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation*.

3.2.1 Filtro de Kalman

O Filtro de Kalman é o melhor estimador linear não tendencioso obtido a partir da combinação do conhecimento das incertezas da predição dos modelos e das medidas (LEEUWEN; EVENSEN, 1996). No *framework* Bayesiano, o Filtro de Kalman pode ser interpretado como o máximo da distribuição *a posteriori* que obedece condições Gaussianas. De acordo com o teorema de Bayes, a função densidade de probabilidade (pdf) *a posteriori* $f_{m|d}(m|d)$ do modelo de parâmetros m dado os dados observados d pode ser expressa em termos da distribuição *a priori* dos parâmetros do modelo $f_m(m)$ e a função de verossimilhança $f_{d|m}(d|m)$ segundo a equação:

$$f_{m|d}(m|d) = \frac{f_{d|m}(d|m)f_m(m)}{f_d(d)}, \quad (3.11)$$

no qual $f_d(d)$ é a distribuição marginal dos dados. Assumindo que a modelagem direta é linear $f \cdot g$ e que a pdf *a priori* do modelo $f_m(m)$ e dos erros de medida $f_e(e)$ são Gaussianas ($f_m(m) = \mathcal{N}(m; \mu_m, C_m)$ e $f_e(e) = \mathcal{N}(e; 0, C_d)$, respectivamente). Então, a pdf

a posteriori $f_{m|d}(m|d)$ é dada por:

$$f_{m|d}(m|d) = \beta \exp \left\{ -\frac{1}{2}(m - \mu_m)^T C_m^{-1} (m - \mu_m) \right\} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2}(Gm - d)^T C_d^{-1} (Gm - d) \right\}, \quad (3.12)$$

e, aplicando a propriedade do produto de exponenciais, tem-se:

$$f_{m|d}(m|d) = \beta \exp \left\{ -\left[\frac{1}{2}(m - \mu_m)^T C_m^{-1} (m - \mu_m) + \frac{1}{2}(Gm - d)^T C_d^{-1} (Gm - d) \right] \right\}. \quad (3.13)$$

Pode-se reescrever a equação 3.13 substituindo os termos pelo ajuste do modelo $O_m(m)$ e o ajuste dos dados $O_d(m)$ que é função do modelo. Sendo assim, a equação fica da forma:

$$f_{m|d}(m|d) = \beta \exp \{ -O(m) \}, \quad (3.14)$$

no qual β é uma constante que normaliza a pdf *a posteriori*, $O(m)$ é a função objetivo que depende de $O_m(m)$ e $O_d(m)$:

$$O(m) = O_m(m) + O_d(m), \quad (3.15)$$

com:

$$O_m(m) = \frac{1}{2}(m - \mu_m)^T C_m^{-1} (m - \mu_m), \quad (3.16)$$

no qual μ_m e C_m representam a média e a matriz de covariância da pdf *a priori*, respectivamente, e:

$$O_d(m) = \frac{1}{2}(Gm - d)^T C_d^{-1} (Gm - d), \quad (3.17)$$

no qual G representa a matriz associada ao operador de modelagem direta, C_d representa a matriz de covariância dos dados.

A equação 3.14 se refere à distribuição *a posteriori* dos parâmetros dado os dados. Para se chegar no seu máximo, ou seja, o máximo *a posteriori* (MAP), busca-se minimizar a função objetivo impondo que o seu gradiente seja igual a zero ($\nabla O(m) = 0$) (TARANTOLA, 2005).

$$m_{MAP} = \operatorname{argmin}_m O(m) = \mu_{m|d}, \quad (3.18)$$

no qual $\mu_{m|d}$ é a média da distribuição *a posteriori*, com respectiva covariância dada por:

$$C_{MAP} = C_m - C_m G^T (C_d + G C_m G^T)^{-1} G C_m. \quad (3.19)$$

Tarantola (2005) mostra que o máximo *a posteriori* pode ser reescrito em função de sua covariância, segundo a equação:

$$m_{MAP} = C_{MAP}(C_m^{-1}\mu_m + G^T C_d^{-1}d), \quad (3.20)$$

a qual pode ser reescrita de maneira que:

$$m_{MAP} = \mu_m + K(d - G\mu_m), \quad (3.21)$$

no qual a matriz K é chamada de ganho de Kalman e é dada por:

$$K = C_m G^T (G C_m G^T + C_d)^{-1}, \quad (3.22)$$

e a covariância correspondente $C_{m|d}$ é dada por:

$$C_{m|d} = C_m - K G C_m. \quad (3.23)$$

O grande problema do Filtro de Kalman está no tratamento de problemas não lineares e/ou de dimensões muito grandes, pois a matriz de covariância se torna inviável de ser calculada. Para superar este desafio, utilizam-se métodos *ensemble-based* como o que será descrito na subseção seguinte.

3.2.2 Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation

Para superar os desafios do Filtro de Kalman no tratamento de problemas não lineares e/ou multi dimensionais, os métodos *ensemble-based* utilizam um conjunto de modelos para aproximar a covariância do modelo com a covariância empírica dos membros do conjunto. Um destes métodos é o *Ensemble Smoother* (ES) (LEEJUN; EVENSEN, 1996), o qual assimila simultaneamente as medidas para atualizar o modelo *a priori* globalmente. Este método difere do EnKF, pois o ES não assimila os dados sequencialmente no tempo. Ao invés disso, o ES computa uma atualização global a partir da assimilação simultânea de todos os dados. No ES, cada membro de conjunto é atualizado usando uma forma similar ao Filtro de Kalman dada por (EMERICK; REYNOLDS, 2013a):

$$m_i^u = m_i^p + \tilde{K}(\tilde{d}_i - d_i^p), \quad (3.24)$$

para $i = 1, \dots, N_e$ com N_e indicando o número de membros de conjuntos *ensembles*, no qual os sobrescritos u e p representam as variáveis atualizadas e prévias, respectivamente. A matriz \tilde{K} denota o ganho de Kalman estimado a partir do conjunto dado por:

$$\tilde{K} = C_{md}^p (C_{dd}^p + C_d)^{-1}, \quad (3.25)$$

no qual C_{md}^p é a matriz de covariância cruzada entre o vetor dos parâmetros do modelo *a priori*, m^p , e o vetor do dado modelado d^p . A matriz C_{dd}^p é a matriz de auto covariância dos dados preditos e tem a dimensão dos dados (N_d por N_d). Já \tilde{d}_i é uma amostra da distribuição Gaussiana multivariada com média \tilde{d}_i e covariância C_d , no qual \tilde{d} é o vetor de dimensões N_d dos dados observados e C_d é matriz de covariância N_d por N_d com os erros de medida do dado observado. Como as matrizes C_{md}^p e C_{dd}^p não podem ser computadas analiticamente devido à não linearidade do operador de modelagem direta, é feita a aproximação destas matrizes usando a covariância empírica do conjunto *a priori*, com as fórmulas dadas por, respectivamente:

$$C_{md}^p = \frac{1}{N_e - 1} \sum_{i=1}^{N_e} (m_i^p - \bar{m}^p)(d_i^p - \bar{d}^p)^T, \quad (3.26)$$

e:

$$C_{dd}^p = \frac{1}{N_e - 1} \sum_{i=1}^{N_e} (d_i^p - \bar{d}^p)(d_i^p - \bar{d}^p)^T, \quad (3.27)$$

no qual:

$$\bar{m}^p = \frac{1}{N_e} \sum_{i=1}^{N_e} m_i^p, \quad (3.28)$$

e:

$$\bar{d}^p = \frac{1}{N_e} \sum_{i=1}^{N_e} d_i^p. \quad (3.29)$$

A equação 3.24 corresponde ao ES. Ela pode ser interpretada com um passo de atualização Bayesiana sob as condições de que o vetor m tem distribuição Gaussiana. Porém, o método utilizado neste trabalho é o ES-MDA. Este método foi apresentado por [Emerick e Reynolds \(2013a\)](#) para melhorar os resultados de estudos de ajuste ao histórico do reservatório. No ES-MDA, os mesmos dados são assimilados diversas vezes, porém com o incremento na covariância nos erros das medidas. Portanto, o algoritmo do ES-MDA consiste em um processo iterativo, no qual em cada iteração é repetida quase que a mesma equação do ES, com a única diferença de que a matriz C_d é substituída por $\alpha_j C_d$, onde $\alpha_j > 1$ é o fator de inflação a cada j -ésima assimilação. [Emerick e Reynolds \(2013a\)](#) mostraram que a assimilação de dados únicos e múltiplos são equivalentes para o caso linear-Gaussiano com $N_e \rightarrow \infty$ se a seguinte condição é atendida:

$$\sum_{j=1}^{N_a} \frac{1}{\alpha_j} = 1. \quad (3.30)$$

Portanto, a escolha mais natural para α é $\alpha_j = N_a$. Entretanto, é possível escolher α_j de uma maneira decrescente. Com isso, começa-se assimilando os dados com um valor maior de α que reduz a magnitude das atualizações iniciais e, então, gradualmente diminui-se α (EMERICK; REYNOLDS, 2013a). Um exemplo disso é quando é o número de assimilações igual a quatro. Sendo assim, tem-se a possibilidade de utilizar tanto a combinação mais simples ($\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = 4.0$) ou uma outra que atenda a condição (como $\alpha_1 = 9.333$, $\alpha_2 = 7.0$, $\alpha_3 = 4.0$ e $\alpha_4 = 2.0$) para o ES-MDA.

O ES é o equivalente à uma única iteração de Gauss-Newton com passo completo e uma matriz de sensibilidade média estimada a partir do conjunto *a priori*. Portanto, quando é feito o ES-MDA, ao invés de se utilizar uma única e grande correção de Gauss-Newton, a atualização do conjunto de modelos *a priori* é realizada iterativamente com múltiplas pequenas correções (LIU; GRANA, 2018). O algoritmo do ES-MDA atualiza cada modelo do conjunto de modelos para minimizar a diferença entre os dados e as previsões do modelo. Portanto, o resultado são múltiplos modelos que honram as medidas e que podem ser explorados através de análises estatísticas. Além disso, o ES tende a ser muito mais rápido que o EnKF e a sua implementação é mais simples.

Como dito anteriormente, a decomposição em valores singulares funcionaria como uma ferramenta para o algoritmo ES-MDA no cálculo da pseudoinversa de Moore-Penrose. A SVD entra justamente substituindo a matriz que será invertida dentro da equação da matriz do ganho de Kalman 3.25 segundo a equação:

$$G = (C_{dd}^p + C_d)^{-1}. \quad (3.31)$$

3.3 Decomposição SVD e a pseudoinversa

Muitos problemas geofísicos lineares possuem a característica de serem deficientes de posto e mal condicionados. Um método importante para contornar este problema é a decomposição em valores singulares (SVD). Este método funciona reparametrizando o problema em um espaço de dados de menor dimensão ao se reter os primeiros N_S valores singulares (ASTER *et al.*, 2004).

Com o avanço das técnicas de *machine learning* e o aumento da capacidade de processamento dos computadores, outras técnicas de redução de dimensionalidade surgiram. Dentre estas técnicas destaca-se o PCA (*Principal Component Analysis* ou Análise de Componentes Principais) (JOLLIFFE, 2005). Neste trabalho, optou-se pelo uso da decomposição SVD devido a sua simples e poderosa aplicabilidade para a solução de problemas inversos.

3.3.1 Decomposição em valores singulares

No SVD, é feita a fatoração da matriz G cujas dimensões são m por n da forma:

$$G = USV^T, \quad (3.32)$$

no qual U é a matriz ortogonal m por m em que as colunas são os vetores de bases unitárias que abrangem o espaço dos dados R^m . A matriz ortogonal V com dimensões n por n possui as colunas representando os vetores de bases unitárias que abrangem do espaço dos parâmetros do modelo R^n . E, por fim, a matriz diagonal S tem dimensões m por n com os elementos na diagonal principal representando os valores singulares do problema (ASTER *et al.*, 2004).

A forma de se obter as matrizes USV^T é relativamente simples sob o ponto de vista matemático. As colunas da matriz U são dadas pelos autovetores de GG^T , as colunas da matriz V são dadas pelos autovetores de G^TG e a matriz diagonal S tem seus elementos iguais às raízes quadradas dos autovalores de G^TG ou GG^T . Estes valores singulares da matriz S são dispostos de maneira decrescente, ou seja, $S_{11} \geq S_{22} \geq \dots S_{\min(m,n)} \geq 0$. Dessa forma, ao se selecionar somente os p valores singulares maiores que zero (o *rank* da matriz G será igual a p), pode-se particionar a matriz S como:

$$S = \begin{bmatrix} S_p & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.33)$$

no qual a matriz S_p é uma matriz p por p diagonal composta pelos valores singulares. Com isso, desenvolve-se a equação de $G = USV^T$ da forma:

$$G = [U_{:,1}, U_{:,2}, \dots, U_{:,m}] \begin{bmatrix} S_p & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} [V_{:,1}, V_{:,2}, \dots, V_{:,n}]^T, \quad (3.34)$$

no qual o símbolo $:$ representa todos os termos da coluna da m , no caso de U , e n , no caso de V . Com isso, pode-se reescrever a matriz G como:

$$G = [U_p, U_0] \begin{bmatrix} S_p & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} [V_p, V_0]^T, \quad (3.35)$$

no qual U_p e V_p representam as p primeiras colunas de U e V , respectivamente, e U_0 e V_0 denotam as últimas $m - p$ e $n - p$ colunas de U e V , respectivamente. Como os termos $m - p$ de U e $n - p$ de V são iguais a zero, a SVD de G pode ser então simplificada da forma:

$$G = U_p S_p V_p^T. \quad (3.36)$$

O resultado destas etapas é um melhor condicionamento do problema e uma diminuição do custo computacional devido à redução de dimensão, quando se utiliza a equação 3.36. Um exemplo de como funciona a decomposição SVD para a redução de dimensão do problema pode ser dado no tratamento de uma imagem, a qual também é uma matriz. Na Figura 11 é possível ver diferentes imagens de um cachorro. Neste caso, a matriz que é feita a decomposição SVD tem dimensões 433 por 549 e, portando, a matriz U tem dimensões 433 por 433 e a matriz V tem dimensões 549 por 549.



Figura 11 – Decomposição SVD na imagem de um cachorro. No canto superior esquerdo é mostrada a imagem original. No canto superior direito é mostrada a imagem quando $p = 5$. No canto inferior esquerdo é para quando $p = 20$ e no canto inferior direito é no caso em que $p = 100$. Nota-se uma melhora na reprodução da imagem original com um maior número de valores singulares retidos.

Ao se analisar as diferentes imagens do cachorro, é possível notar que quando o truncamento das matrizes é feito em um posto baixo ($p = 5$) para se construir a imagem, é extremamente difícil distinguir os elementos presentes na figura. Neste caso, utiliza-se somente as cinco primeiras colunas das matrizes U e V e os cinco primeiros valores singulares de S ($U_5 S_5 V_5^T$). Com isso, tem-se poucos elementos que são capazes de reconstruir a sua foto fielmente, sendo possível observar somente coisas em maior escala, como o fato de haver algo no primeiro plano e um destaque das orelhas. Conforme se aumenta o posto da matriz, é possível distinguir melhor os elementos da imagem, sendo um elemento pequeno como a vara ao fundo sendo distinguível somente quando o posto tem valores em torno de cem.

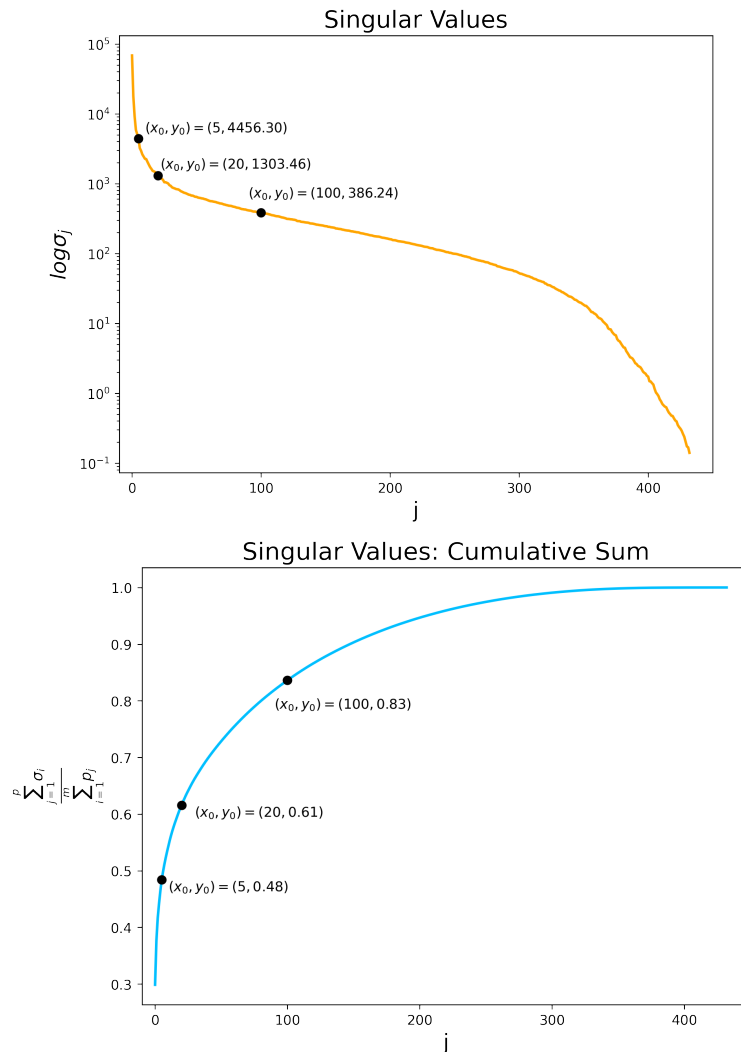


Figura 12 – Na imagem superior é mostrado o comportamento logarítmico dos valores singulares de \mathbf{S} de acordo com o posto j da matriz. Na imagem inferior é mostrado a soma acumulativa normalizada (energia) dos valores singulares de acordo com o posto j da matriz.

Na Figura 12 é possível observar o comportamento dos valores singulares de acordo com o posto da matriz. O gráfico superior na figura mostrada acima apresenta o comportamento de uma rápida diminuição dos valores singulares nos primeiros postos da matriz \mathbf{S} , que é acompanhando por um forte aumento de energia no segundo gráfico. Ao observar no gráfico da soma acumulativa o comportamento dos valores singulares quando $p = 5$, é possível constatar que 48% da imagem é capaz de ser reproduzida ao se utilizar este truncamento. Conforme se aumenta o posto, ocorre um aumento neste percentual até atingir quase 100% em valores próximos a $p = 300$. Entretanto, para muitos problemas geofísicos, não é necessária tal precisão no truncamento, que acabaria reduzindo pouco as dimensões do problema, não resultaria em ganhos computacionais efetivos e a solução continuaria com certa instabilidade. Portanto, assim como no caso da imagem do cachorro

em que o posto $p = 100$ com energia igual a 83% foi capaz de trazer todos os elementos desejados da imagem, em muitos problemas geofísicos esta porcentagem também é o suficiente para lidar com problemas reais e que seria inviáveis computacionalmente sem esta decomposição.

É importante entender que este desenvolvimento da decomposição SVD é necessário para a compreensão da etapa seguinte, que é o cálculo da pseudoinversa ou pseudoinversa de Moore-Penrose (MOORE, 1920; PENROSE, 1955). Quando é realizado o truncamento da matriz apenas para os altos valores singulares, os vetores singulares correspondentes apresentam comportamento suavizado, enquanto que para os menores valores singulares, os vetores singulares correspondentes podem ser altamente ruidosos. Para o caso em que poucos valores singulares são retidos, como exemplo a SVD aplicada na imagem do cachorro mostrada anteriormente, não foi possível reproduzir os detalhes na solução, embora ela fosse altamente estável. Em um caso em que este truncamento seja feito em valores singulares muito pequenos, a solução torna-se instável na presença de ruídos. Sendo assim, a etapa de escolha do local de truncamento é de suma importância para a pseudoinversa.

3.3.2 Pseudoinversa

A decomposição em valores singulares pode ser usada para computar a pseudoinversa de Moore-Penrose de G , devido às suas desejáveis propriedades de inversão identificadas por Moore (1920) e Penrose (1955). Diversas áreas da tecnologia têm utilizado a pseudoinversa nos últimos anos para solucionar problemas físico-matemáticos, como problemas de otimização, análise de dados, soluções equações lineares integrais e outros. Neste trabalho, a pseudoinversa terá um papel importante como ferramenta para a realização da inversão de uma matriz mal-posta durante a aplicação do método de *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation*. Sua equação é dada por:

$$G^\dagger = V_p S_p^{-1} U_p^T, \quad (3.37)$$

no qual G^\dagger é a pseudoinversa, V_p é a matriz V truncada em p , S_p^{-1} é a inversa da matriz diagonal S truncada em p e U_p^T é a transposta da matriz U truncada em p .

3.4 Classificação Bayesiana

A classificação Bayesiana, também chamada de decisão Bayesiana, é uma abordagem estatística fundamental em problemas de classificação. Nela, busca-se estimar a probabilidade de um padrão de variáveis estar relacionado a uma certa classe (DUDA *et al.*, 2001). Portanto, é preciso definir estas classes e suas respectivas probabilidades.

Para introduzir o conceito, pode-se considerar um exemplo simples com duas classes ω_1 e ω_2 e apenas uma variável contínua, chamada de x ($x \in [-\infty, \infty]$). A distribuição das medidas de x amostradas em cada uma das classes pode ser transformada em uma função densidade de probabilidade como mostrado na Figura 13. Esta pdf que é chamada de verossimilhança (ou verossimilhança condicional). A seguir, é mostrado o desenvolvimento do teorema de Bayes para a classificação Bayesiana.

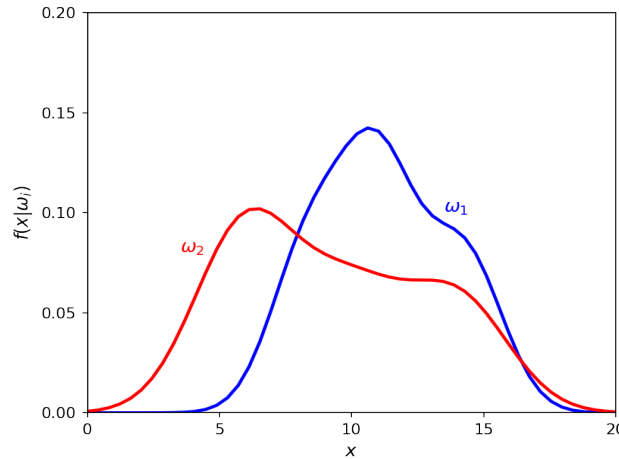


Figura 13 – Exemplo de duas funções densidade de probabilidade da verossimilhança das classes w_1 e w_2 com as medidas de x .

Sabe-se que a probabilidade de ocorrência de um valor x dado que este valor é maior que x_1 e menor que x_2 é dada por:

$$P(x_1 < x < x_2) = \int_{x_1}^{x_2} f(x|\omega_i)dx = F(x_2|\omega_i) - F(x_1|\omega_i), \quad (3.38)$$

no qual $F(x)$ é a função cumulativa dada por:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x)dx. \quad (3.39)$$

Sendo assim, pode-se reescrever o teorema de Bayes como:

$$P(\omega_i|x) = \frac{(F(x_2|\omega_i) - F(x_1|\omega_i))P(\omega_i)}{F(x_2) - F(x_1)}, \quad (3.40)$$

e se, ao tomar $x_2 = x_1 + \Delta x$, então a equação 3.40 pode ser reescrita como:

$$P(\omega_i|x) = \frac{(F(x_1 + \Delta x|\omega_i) - F(x_1|\omega_i))P(\omega_i)}{F(x_1 + \Delta x) - F(x_1)}, \quad (3.41)$$

e, ao se dividir o numerador e denominador por Δx , tem-se:

$$P(\omega_i|x) = \frac{\frac{(F(x_1+\Delta x|\omega_i)-F(x_1|\omega_i))P(\omega_i)}{\Delta x}}{\frac{F(x_1+\Delta x)-F(x_1)}{\Delta x}}. \quad (3.42)$$

Na sequência, tomando o limite de $\Delta x \rightarrow 0$, tem-se que:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\frac{(F(x_1+\Delta x|\omega_i)-F(x_1|\omega_i))P(\omega_i)}{\Delta x}}{\frac{F(x_1+\Delta x)-F(x_1)}{\Delta x}}, \quad (3.43)$$

e é evidente que:

$$P(\omega_i|x) = \frac{f(x|\omega_i)P(\omega_i)}{f(x)}, \quad (3.44)$$

no qual f é a pdf e $f(x) = \sum_{i=1}^2 f(x|\omega_i)P(\omega_i)$ para o caso deste exemplo. Ou seja, a probabilidade *a posteriori* será o produto da verossimilhança com a probabilidade *a priori* normalizado pela evidência, no qual a verossimilhança será dada, justamente, pelas pdf's mostradas na Figura 13 que relacionam x com as duas classes ω_1 e ω_2 .

3.4.1 Classificação Bayesiana de fácies

A classificação Bayesiana de fácies é, basicamente, a aplicação da equação 3.44 ao se substituir as classes ω_i por fácies e x pelo parâmetro elástico, propriedade de reservatório ou perfil que se deseja utilizar para a classificação. Estas fácies podem ser litológicas, eletrofácies, fácies de fluxo e/ou outras, de forma que quanto maior a separação entre as pdfs de cada fácies, melhor tende a ser o resultado da classificação. Dessa maneira, pode-se supor um cenário com quatro fácies em que se utilizará o perfil de impedância acústica para a decisão Bayesiana. Nesta situação, a equação 3.44 pode ser reescrita da forma:

$$P(f_i|Ip) = \frac{f(Ip|f_i)P(f_i)}{f(Ip)}, \quad (3.45)$$

no qual f_i com $i = 1, \dots, 4$ são as quatro fácies e Ip é o perfil ou volume de impedância acústica utilizado.

3.4.1.1 Estimativa de densidade do *kernel*

Ao se considerar uma variável aleatória x com função densidade de probabilidade f , mostrou-se que é possível calcular as probabilidades associadas a x através da equação 3.38. Ao se supor que não se conhece esta função densidade de probabilidade f mas somente um conjunto de dados que são amostras de uma distribuição desconhecida, uma aproximação da função densidade de probabilidade é feita utilizando a estimativa de densidade. De uma maneira geral, esta estimativa pode ser feita de maneira paramétrica

ou não paramétrica. Na abordagem paramétrica, tem-se como um exemplo o caso em que o conjunto de dados é descrito por uma distribuição normal. Ou seja, conhecendo os parâmetros de média e variância, é possível traçar a função densidade de probabilidade para o mesmo. Entretanto, o foco de interesse deste trabalho está nas abordagens não parametrizadas, como é o caso da estimativa de densidade do *kernel* (KDE). Neste tipo de estimativa não se faz nenhuma premissa sobre a forma da distribuição dos dados e a densidade de probabilidade f tende a honrar mais os dados do que abordagens paramétricas (SILVERMAN, 1986). Na Figura 14 é mostrado um exemplo de estimativa da função densidade de probabilidade para um conjunto x de três amostras, onde o *kernel* Gaussiano de cada amostra (0.15, 0.18 e 0.08) é somados e o resultado é a função densidade de probabilidade desta distribuição (Figura 15).

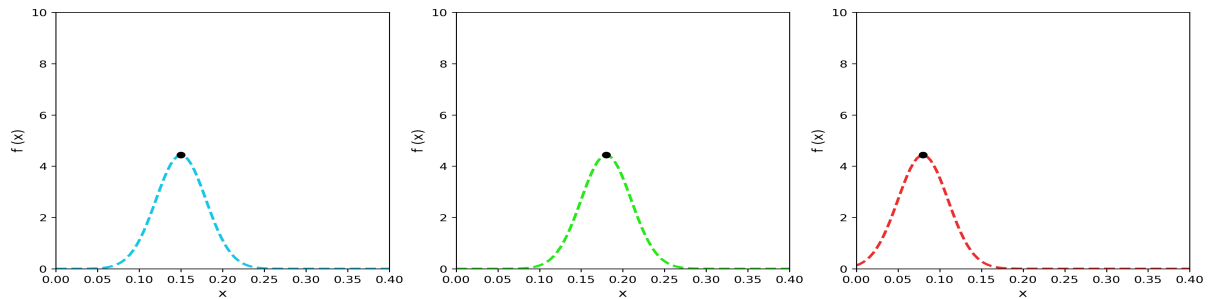


Figura 14 – Exemplo de estimativa de densidade do *kernel* para amostras de x de valor 0.15 (esquerda), 0.18 (centro) e 0.08 (direita).

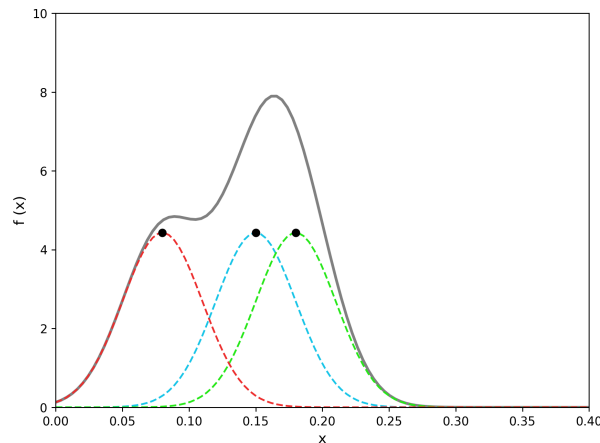


Figura 15 – Soma do *kernel* de cada amostra formando o *kernel* do conjunto de dados x total.

Como dito anteriormente, a função densidade de probabilidade calculada utilizando a estimativa de densidade do *kernel* é dada pela soma da contribuição do *kernel* individual de cada amostras, segundo a equação (SILVERMAN, 1986):

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - X_i}{h}\right), \quad (3.46)$$

no qual n é o número de amostras do conjunto de dados, o *kernel* K determina a forma da distribuição e a largura de banda h determina a largura da janela da distribuição. Como o número de amostras da variável não se altera, os dois parâmetros que devem ser explorados são o tipo de *kernel* K e a largura de banda h .

4 Interpretação sísmica quantitativa

A interpretação sísmica quantitativa consiste na atividade realizada pelo geofísico de reservatórios de buscar compreender a distribuição dos parâmetros elásticos e das propriedades petrofísicas das rochas em subsuperfície. As principais atividades relacionadas à essa área são o pré-condicionamento dos dados sísmicos, a aplicação de atributos, inversões sísmicas, modelagem de fácies e de propriedades de reservatório, uso modelos de física de rocha, integração de dados em diferentes escalas (rocha, perfil e sísmica) e a sísmica 4D.

4.1 Inversão sísmica

Uma das principais etapas deste trabalho é a realização da inversão sísmica estocástica no dado sísmico pós-empilhamento utilizando o algoritmo ES-MDA. A realização da inversão sísmica, tanto em dado pré-empilhamento quanto pós-empilhamento, é uma etapa comum em fluxos de caracterização de reservatórios e vem sendo amplamente utilizada nas bacias sedimentares da margem sul e sudeste brasileira (TEIXEIRA *et al.*, 2017; PEÇANHA *et al.*, 2019; PENNA *et al.*, 2019; DIAS *et al.*, 2019; PENNA; LUPINACCI, 2021). Todo este interesse se dá por ela possibilitar a passagem de um atributo que é relacionado à interface, como a amplitude, para um atributo que está relacionado às camadas, como, por exemplo, a impedância acústica.

As soluções teóricas de problemas de inversão sísmica são formalmente mostradas por Tarantola (2005). Em um primeiro momento, estas soluções adotavam abordagens determinísticas onde se busca a minimização de uma função objetivo, a qual costuma ser dada pela diferença entre o dado original e o dado predito. Porém, as abordagens determinísticas costumam esbarrar na limitação da estimativa de incertezas. Isto ocorre porque, devido à natureza de banda de frequência do traço sísmico ser limitada, existe uma grande quantidade de modelos de impedância que podem ser convertidos para a refletividade e convolvidos com um pulso sísmico que satisfazem os traços originais. Ou seja, a solução do problema inverso não é única e o problema disso é que a inversão sísmica determinística resulta em somente um modelo de impedância acústica para a subsuperfície. Essas abordagens determinísticas funcionam melhor quando as camadas em subsuperfície são razoavelmente espessas e quando o acamamento é suave e com pouca variação lateral, de maneira que o modelo de baixa frequência possui boa confiabilidade até mesmo longe dos poços. Caso contrário, existe um grande potencial de enviesamento do resultado da inversão pelo modelo de baixa e uma suavização que pode resultar em erros no mapeamento da conectividade de reservatórios de espessura fina e, portanto, as estimativas obtidas a partir do mesmo (SIMM; BACON, 2014).

Para contornar este problema, é preferível a utilização do *framework* estatístico para a realização da inversão sísmica. Enquanto a inversão determinística obtém uma solução única, as técnicas de inversão estocástica buscam descrever a potencial variabilidade da solução inversa através de diversas realizações do modelo de subsuperfície. Dado um número suficiente de realizações, a média tende a se aproximar do resultado da inversão determinística (SIMM; BACON, 2014).

Dias (2020) aplicou a inversão determinística em dados do pré-sal da Bacia de Santos utilizando um algoritmo chamado WSpike (Figura 16), o qual se baseia na utilização de um filtro de deconvolução no domínio na Transformada Wavelet Contínua (CWT) para recuperar a série de refletividade. Este é um tipo de inversão do tipo *sparse-spike*, no qual o termo *sparse* se refere a uma solução que contém algumas amostras não-zeros (serão os refletores) e o termo *spike* significa uma onda achatada que se aproxima de um impulso que tem um espectro de potência amplo no domínio da frequência (OLIVEIRA; LUPINACCI, 2013; WANG, 2016). É importante destacar que este é um tipo de inversão sofisticado dentro do grupo das técnicas de inversões determinísticas.

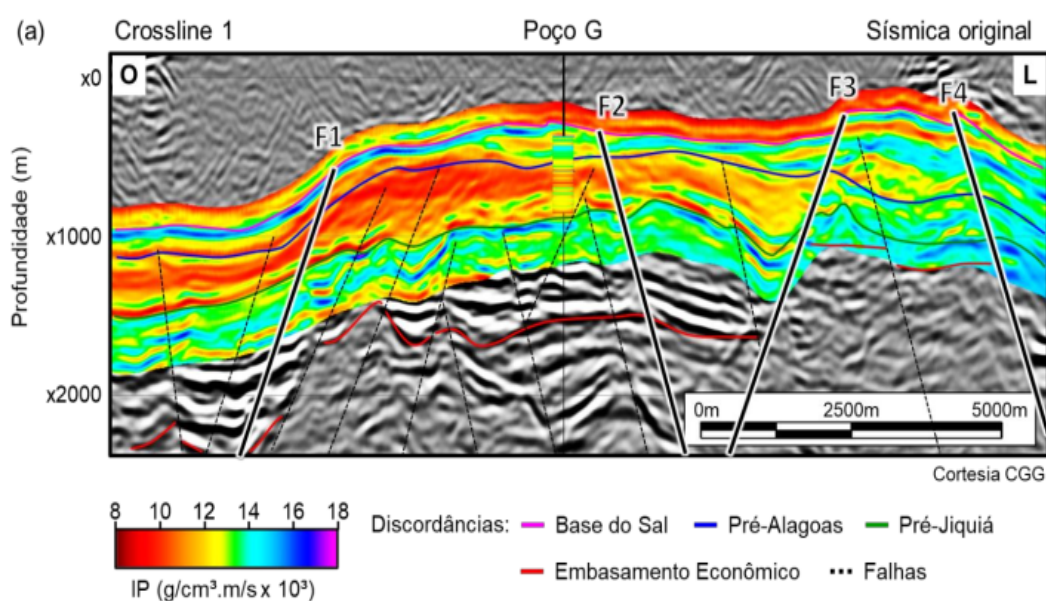


Figura 16 – Seção sísmica que corta o Poço G com a impedância acústica resultante da inversão sobreposta. Fonte: Dias (2020).

A autora observou que a Fm. Itapema nesta seção (limitada pelas discordâncias Pré-Jiquiá e Pré-Alagoas) próxima ao poço está em um grande banco de coquinas condicionado pelo alto do embasamento e as falhas F1 e F2 (DIAS, 2020). O resultado da impedância acústica mostra uma grande homogeneidade neste intervalo com forte continuidade lateral. Como já comentado, este resultado pode estar sendo fortemente influenciado pelo modelo de baixa construído através dos poços da área, o que poderia estar dando uma excessiva continuidade aos refletores que não reflete a realidade.

Com relação aos algoritmos de inversão sísmica estocástica, eles podem ser divididos em dois grupos principais (AZEVEDO; SOARES, 2017). O primeiro grupo é o que aproxima a inversão sísmica como um problema de otimização em um processo iterativo que busca a convergência. Dentro deste grupo está o que é chamado de inversão geoestatística iterativa apresentada por Bortoli *et al.* (1993). Na inversão geoestatística (Figura 17), são utilizados algoritmos de simulações sequenciais estocásticas para se gerar modelos de impedância acústica aleatórios e espacialmente correlacionados. Em seguida a otimização é feita traço a traço buscando aproximar o dado sintético do dado original. A principal limitação está justamente no fato do método ser aplicado traço a traço, o que impossibilita a distinção entre sinal e ruídos (AZEVEDO; SOARES, 2017). Nas últimas décadas estes métodos ganharam força e foram empregados em diversos trabalhos publicados (SOARES *et al.*, 2007; GRANA *et al.*, 2012; LIU; GRANA, 2019; KETTEB *et al.*, 2019; CYZ; AZEVEDO, 2020).

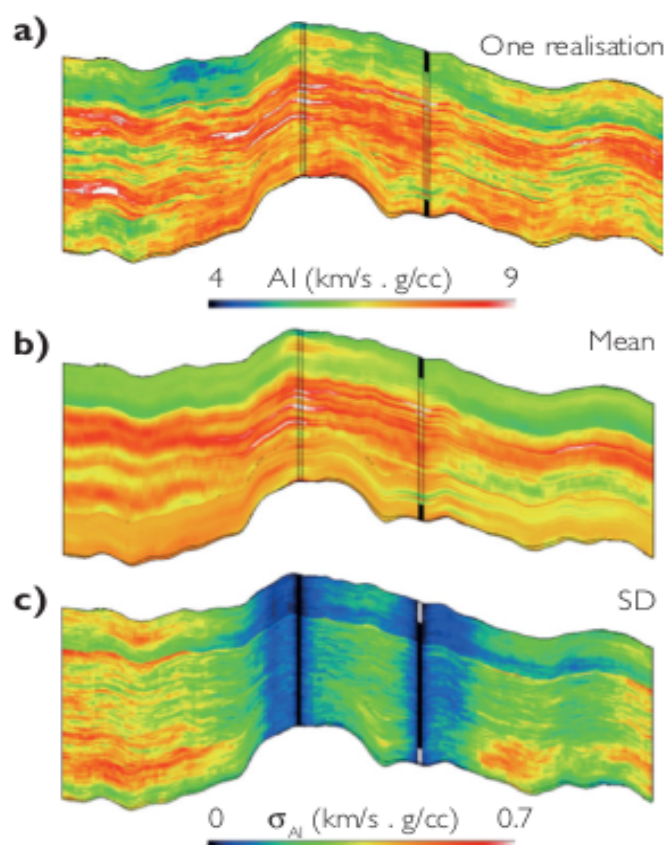


Figura 17 – Um exemplo de resultado da inversão geoestatística; (a) uma realização do modelo, (b) a média das realizações e (c) o desvio padrão das realizações. Fonte: Simm e Bacon (2014).

O segundo grupo é chamado de inversão Bayesiana linearizada. Este tipo de inversão sísmica é baseado em uma solução particular do teorema de Bayes e se assume que tanto os parâmetros quanto as observações e os erros de medida obedecem distribuições Gaussianas.

Ao se assumir isso, pode-se considerar a modelagem direta como linear (BULAND; OMRE, 2003; TARANTOLA, 2005). Na Figura 18 é mostrado um exemplo do resultado da inversão Bayesiana linearizada aplicada a um dado pré-empilhamento Campo de Sleipner Øst, no Bloco 15/9 da Noruega. Os autores destacam que seus resultados na sísmica tiveram boa concordância com os perfis dos poços apesar da alta incerteza. Uma conclusão interessante é que a impedância acústica é o melhor parâmetro estimado enquanto que o resultado da densidade foi considerado muito ruim.

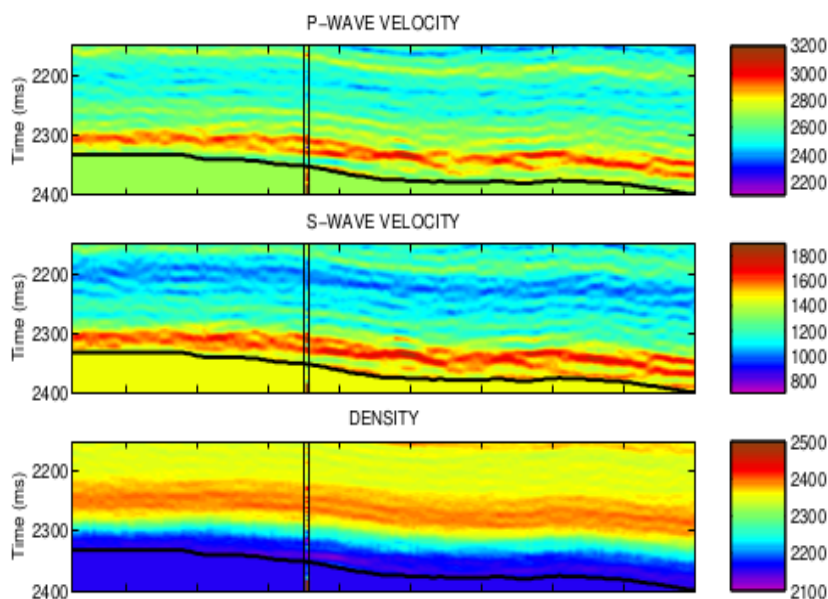


Figura 18 – Solução máxima *a posteriori* de uma inline do Campo de Sleipner Øst, no Bloco 15/9 da Noruega, mostrando o resultado da inversão Bayesiana linearizada para um dado pré-empilhamento com as velocidades compressional (acima) e cisalhante (meio) e a densidade (abaixo). Fonte: Buland e Omre (2003).

Em geral, a linearização da modelagem direta sísmica no *framework* Bayesiano consegue boas aproximações da resposta geofísica. Entretanto, pode enfrentar alguns problemas como nas aproximações das equações de Aki-Richards (AKI; RICHARDS, 1980) para os maiores ângulos de aquisição e no domínio de física de rochas (LIU; GRANA, 2018). Isto ocorre, pois ambos cenários são altamente não lineares. Como não existe uma solução analítica para problemas inversos não lineares, deve-se adotar métodos numéricos. É neste contexto que entram os métodos *ensemble-based* já citados, que são capazes de lidar com a não linearidade do problema direto.

Liu e Grana (2018) utilizaram o ES-MDA para a estimativa conjunta dos parâmetros elásticos de velocidade compressional, velocidade cisalhante e densidade e das propriedades de reservatório de porosidade, volume de argila e saturação em água em alguns poços e em três cubos sísmicos pré-empilhamento do Campo de Norne no Mar da Noruega. A Figura 19 mostra o resultado da inversão para porosidade e velocidade compressional em uma *crossline* com os traços empilhados nos ângulos *near*, *mid* e *far*, além de poços

marcados com os perfis suavizados. Os autores destacam que, de uma maneira geral, o resultado da inversão foi capaz de recuperar as principais feições da área de estudo e do reservatório que está aproximadamente no intervalo entre 2750 - 2800 m (destaca-se que na Figura 19 a seção está em tempo). Os autores também comparam o método com a inversão Bayesiana AVO linearizada proposta por Buland e Omre (2003) utilizando o mesmo conjunto de dados e perfis de poços. Com isso, observou-se que o coeficiente de correlação do resultado da inversão não linear para os três parâmetros elásticos utilizando o ES-MDA comparado com os perfis originais é maior do que da inversão Bayesiana AVO linearizada. Além disso, o erro RMS também reduz utilizando o ES-MDA ao invés da inversão Bayesiana AVO linearizada.

Com o avanço das técnicas de *machine learning* e *deep learning* surgiram trabalhos que utilizam metodologias relacionadas à essa área para a inversão sísmica (DAS *et al.*, 2019; MUSTAFA *et al.*, 2019). Em geral, as técnicas mais utilizadas para a solução deste problema são as redes neurais. Das *et al.* (2019) atinge um valor de correlação de 82% entre o dado invertido e o perfil de um poço no Campo de Volve (Noruega *offshore*) utilizando uma arquitetura simples de uma rede neural convolucional (CNN).

Muitas vezes, o resultado da inversão sísmica não seja a última etapa no fluxo de caracterização de reservatórios. Isto porque, apesar de já se ter passado de um atributo de interface para um atributo de camadas, ainda não foi feita a modelagem da distribuição em subsuperfície das fácies que se relacionam às propriedades de reservatório na área. Estas são importantes informações para a tomada de decisão sobre os investimentos em campos de petróleo. Para isto, uma rotina muito comum é a classificação de fácies a partir de atributos como a impedância acústica.

4.2 Classificação de fácies na sísmica

A classificação de fácies a partir dos volumes de impedância foi disseminada por Mukerji *et al.* (2001) em seus estudos no Mar do Norte. Os cubos dos atributos de impedância acústica e impedância cisalhante foram utilizados para estimar a probabilidade de ocorrência de cada fácies em cada célula do *grid*. Os autores utilizaram três diferentes técnicas para isso e uma delas é semelhante a que é chamada de classificação Bayesiana. A estimativa das pdf's condicionais $P(\text{facies}|I_p, I_s)$ foi feita extraindo a impedância resultado da inversão nos *offsets near* e *far* na localização dos poços e as fácies já conhecidas destes poços. Isso resulta em uma distribuição tri-variada com duas variáveis contínuas (I_p e I_s) e uma categórica (tipo de fácies). Estas distribuições foram estimadas utilizando uma abordagem não paramétrica (estimativa de densidade do *kernel*). Segundo os autores, os resultados foram satisfatórios por não só obter a fácies mais provável, mas como também a probabilidade de cada uma delas, possibilitando uma análise de incertezas.

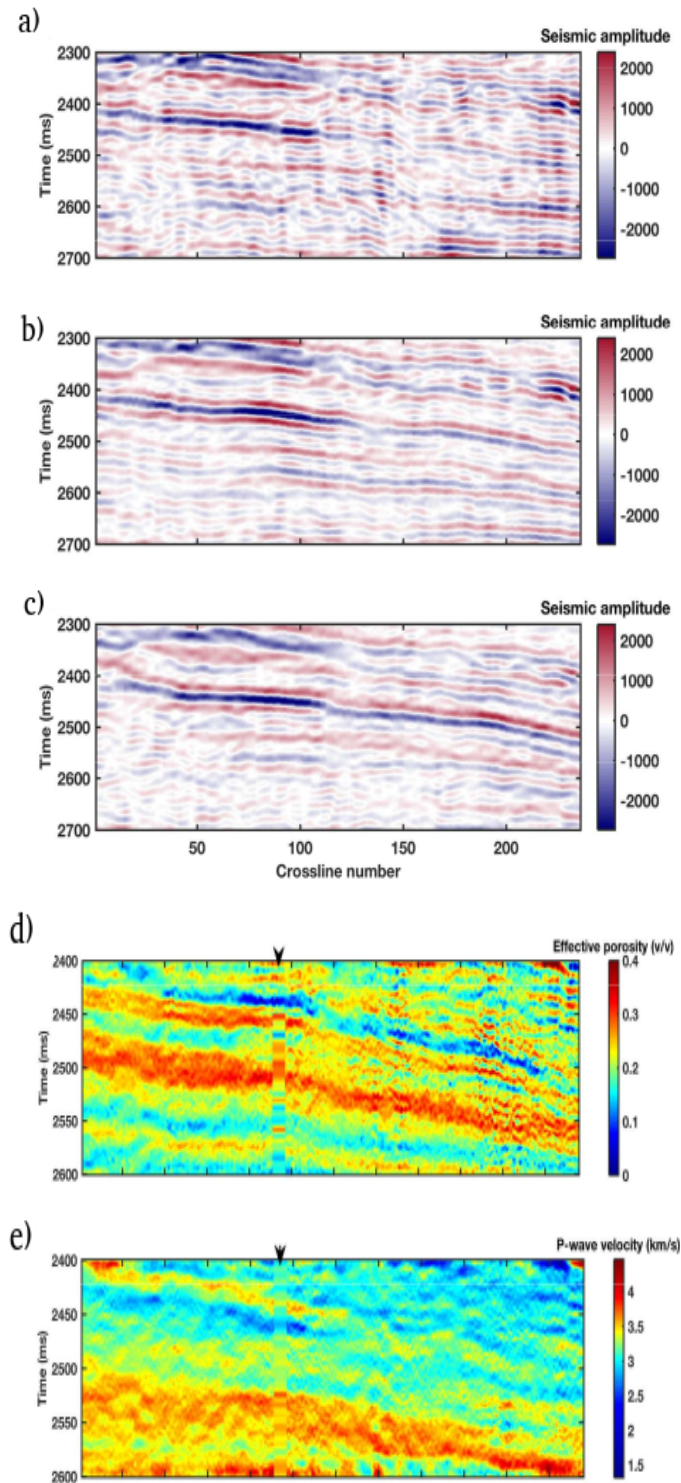


Figura 19 – Seção sísmica 2D mostrando a aplicação do método de ES-MDA nos dados do Campo de Norne, Mar da Noruega. a) empilhamento *near*; b) empilhamento *mid*; c) empilhamento *far*; d) porosidade; e) velocidade compressional. Modificado de Liu e Grana (2018).

Alguns trabalhos vêm sendo publicados aplicando esta metodologia aos carbonatos do pré-sal (TEIXEIRA *et al.*, 2017; PENNA *et al.*, 2019; MELLO, 2020; PENNA; LUPINACCI, 2021; LEBRE *et al.*, 2021). Teixeira *et al.* (2017) apresentaram um uso da classificação Bayesiana 2D para a discriminação de carbonatos de boas porosidades, carbonatos fechados e carbonatos argilosos utilizando os parâmetros elásticos de impedância acústica e razão V_p/V_s gerados a partir da inversão elástica. O primeiro parâmetro se mostrou sensível à porosidade, enquanto que o segundo se mostrou mais sensível à mineralogia, possibilitando uma boa classificação destes três tipos no volume sísmico.

No trabalho apresentado por Penna *et al.* (2019) foi feita a inversão elástica e se dividiu as suas fácies em cinco, sendo três litologias carbonáticas e as rochas ígneas intrusivas e extrusivas. O mapeamento destas rochas ígneas é importante pois elas podem atuar como barreiras de permeabilidade ou corredores preferenciais para o fluxo de fluidos através de sistemas de fraturas. A classificação Bayesiana foi então aplicada utilizando as impedâncias acústica e cisalhante como mostrado na Figura 20. No *crossplot* é possível observar que as rochas ígneas apresentam valores maiores de impedância cisalhante, quando comparadas com os carbonatos. Já a impedância acústica é alta no caso das intrusivas e intermediária no caso das extrusivas, possuindo forte sobreposição aos carbonatos fechados. A Figura 21 mostra mapas de probabilidade de ocorrência dos dois tipos de ígneas próximo à Base do Sal.

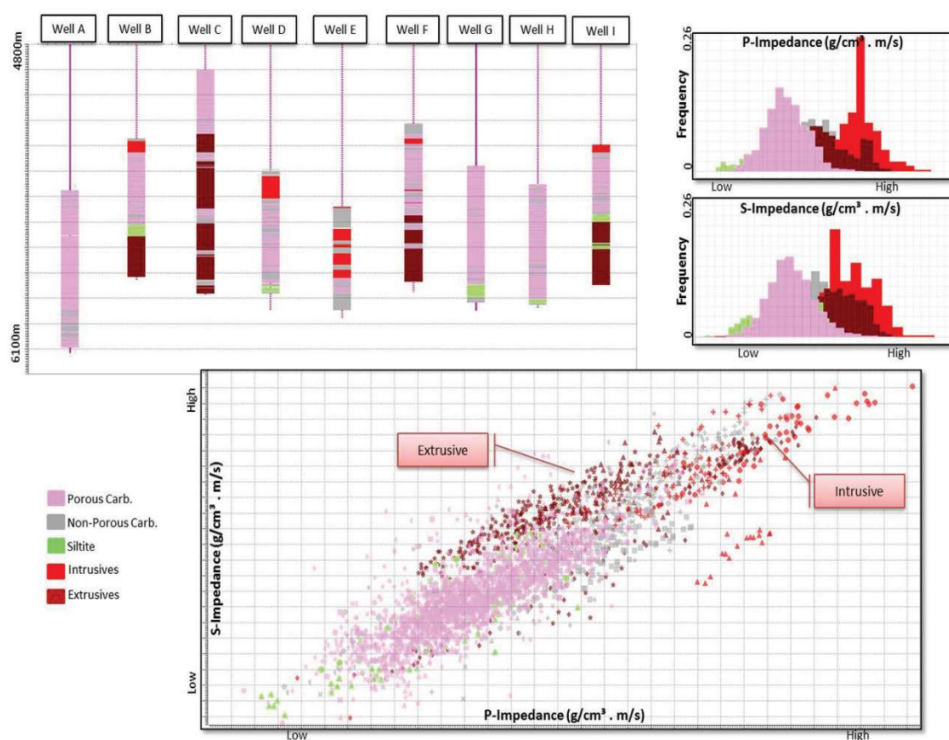


Figura 20 – Interpretação das diferentes rochas carbonáticas e ígneas nos poços e seu *crossplot* de impedância acústica *versus* impedância cisalhante. Fonte: Penna *et al.* (2019).

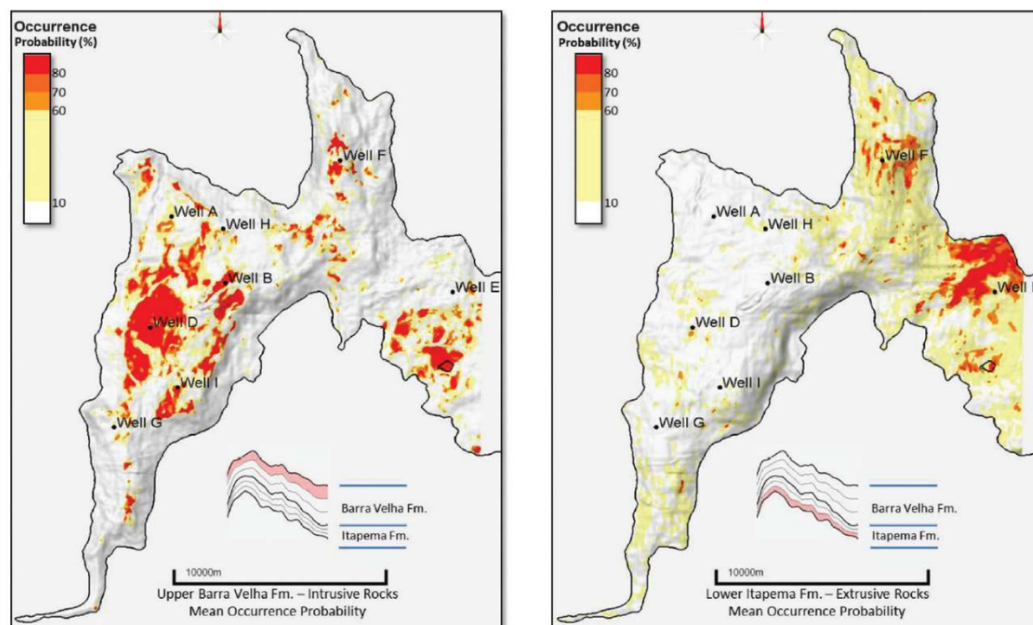


Figura 21 – Mapas de probabilidade de ocorrência de rochas ígneas intrusivas (esquerda) e extrusivas (direita). Fonte: Penna *et al.* (2019).

Algumas abordagens para a classificação de fácies a partir de multi atributos sísmicos que não utilizam o teorema de Bayes, acabam utilizando aproximações de *machine learning* (FERREIRA *et al.*, 2019; JESUS *et al.*, 2019; JESUS *et al.*, 2020). Ferreira *et al.* (2019) utilizaram o algoritmo de *K-means* após a aplicação do PCA (*Principal Component Analysis*) para a classificação não supervisionada de treze fácies sísmicas na Bacia de Santos e, ao se comparar com seus dados de poços, foram capazes de identificar que as fácies com melhores propriedades permoporosas são as associadas aos padrões sísmicos de *buildups*, plataformas carbonáticas e feições de *debris* (retrabalhamento).

Peçanha *et al.* (2019) utilizaram o volume de impedância diretamente para a modelagem de porosidade em seu trabalho no pré-sal da Bacia de Campos. Os autores utilizaram o resultado da inversão acústica determinística como variável secundária para o algoritmo de simulação sequencial gaussiana integrada com cokrigagem co-localizada. O resultado permitiu identificar o banco de coquinas inferior como o principal alvo exploratório das coquinas na região devido à sua boa porosidade efetiva, espessura e *net-pay*.

Um outro caminho comum dentro da caracterização de reservatórios é o uso da física de rochas para estabelecer a relação entre os atributos elásticos e as propriedades de reservatório. O processo de estimativa das propriedades de reservatório a partir dos parâmetros elásticos é chamado de inversão de física de rochas. Dvorkin *et al.* (2014) listam um estudo trazido por Dvorkin e Alkhatir (2004) em que é utilizada uma rotina de física de rochas para se estimar as propriedades de reservatório na seção de impedância. A sua

área de estudo contava com a presença de arenitos friáveis saturados com gás, de forma que somente a impedância acústica era suficiente para discriminá-los dos arenitos com água e com óleo. Na Figura 22 são mostrados os crossplot de porosidade por impedância acústica com uma relação polinomial estabelecida para esses dados *upscale* em dois poços da área de estudo. É evidenciada a boa separação com relação ao fluido poroso, de forma que se utilizou como condicionante do tipo de fluido na seção de impedância o valor de 6 km/s.g/cm^3 . Dessa forma, é resolvida tanto a estimativa de porosidade quanto do fluido. Na Figura 23 é mostrado o resultado dessa modelagem com a seção de impedância acústica e a porosidade obtida a partir destes valores.

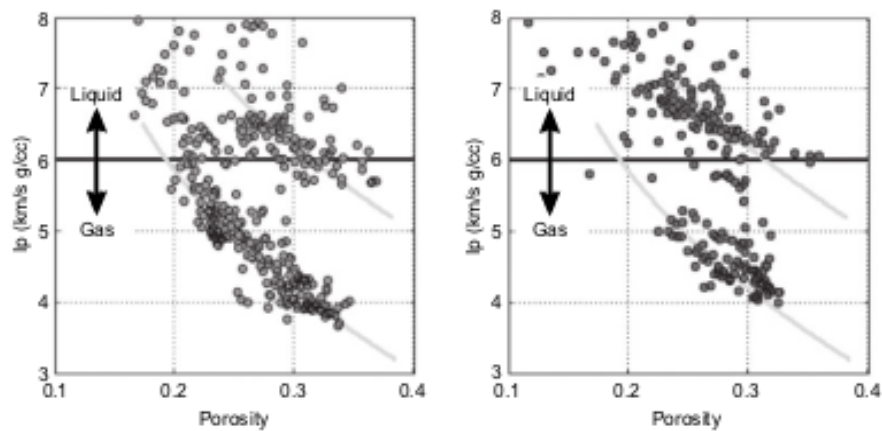


Figura 22 – *Crossplot* de porosidade por impedância acústica com o modelo de *soft-sand* calibrado para os poços 1 (esquerda) e 2 (direita). Fonte: [Dvorkin et al. \(2014\)](#).

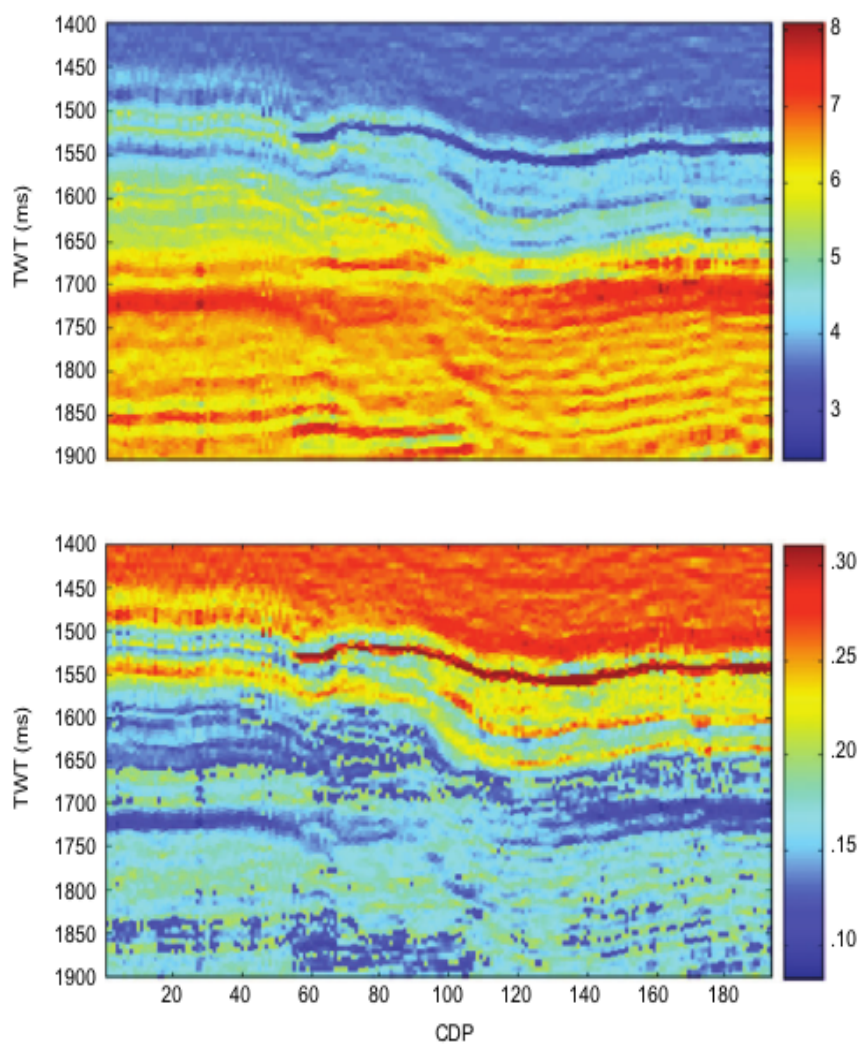


Figura 23 – Resultado da aplicação da equação que ajusta a impedância acústica (acima) com a porosidade (abaixo) obtida a partir dos dados de dois poços. Fonte: Dvorkin *et al.* (2014).

5 Metodologia

O fluxo de trabalho adotado para a interpretação sísmica quantitativa dos reservatórios carbonáticos do pré-sal é mostrado na Figura 24. As caixas azuis representam os dados originais que foram explorados, as caixas verdes representam etapas iniciais do fluxo de trabalho que foram feitas por outros membros do projeto de pesquisa, as caixas rosas representam etapas de construção até o objetivo e as caixas amarelas são consideradas como os principais produtos do trabalho.

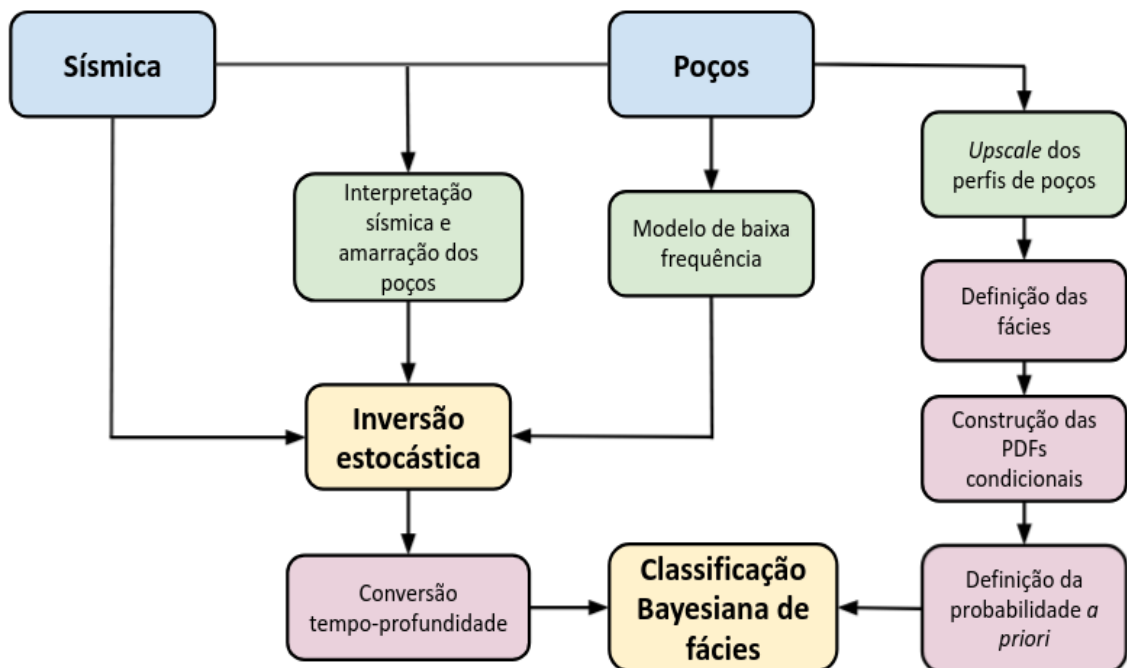


Figura 24 – Fluxo de trabalho adotado para a interpretação sísmica quantitativa dos reservatórios carbonáticos do pré-sal.

O trabalho se inicia com a integração dos dados sísmicos e de poços para a construção dos alicerces de todas as etapas seguintes. Os dados de nove poços da área de estudo são utilizados para a construção de um modelo de baixa frequência de impedância acústica usando a técnica de krigagem geoestatística, através do método de inverso da distância (AZEVEDO; SOARES, 2017). Além disso, o uso dos poços junto com o dado sísmico auxiliou na interpretação dos principais horizontes sísmicos na área e a amarração dos poços à sísmica. A etapa de *upscale* dos dados de poço utilizando a média de Backus (BACKUS, 1962; TIWARY *et al.*, 2009) é de grande importância para trazer a informação que está numa escala sônica para escala sísmica. Para ver mais detalhes destas três etapas citadas anteriormente, ver Dias (2020). Com estas informações, já se tem o suficiente para a realização da inversão estocástica utilizando o ES-MDA no domínio do tempo. Com os

volumes de impedância acústica (P10, P50 e P90), que são resultados desta inversão, é feita a conversão tempo profundidade e eles são armazenados.

Do outro lado do fluxo, utilizando os poços e os seus perfis, foi feita a definição das fácies com base em alguns *cutoffs* dos perfis, os quais serão explorados mais a frente. Agora, com cada amostra em profundidade dos perfis dos poços tendo um valor de impedância acústica e sua fácies definida, é feita a construção das pdf's condicionais dos valores de impedância acústica para cada uma destas fácies. E, por fim, é realizada a classificação Bayesiana de fácies nos volumes de impedância em profundidade.

As próximas seções estão divididas em inversão estocástica, classificação Bayesiana de fácies e linguagem Python. Nas duas primeiras, com a revisão conceitual e suas principais aplicações já feitas nos capítulos anteriores, parte-se para descrição das etapas utilizando figuras que fazem parte da construção dos resultados e alguns detalhes importantes para a compreensão das etapas dos algoritmos. Na última seção, são mostradas as principais bibliotecas utilizadas e sua importância para o trabalho.

5.1 Inversão sísmica estocástica

Neste trabalho, é aplicada uma inversão sísmica baseada no ES-MDA. É feita a apresentação de um método de inversão pós-empilhamento em que é construído um conjunto inicial de impedância acústica baseado na informação *a priori* vinda da krigagem (AZEVEDO; SOARES, 2017) e em simulações de Monte Carlo espacialmente correlacionadas (DVORKIN *et al.*, 2014). Com estas simulações é feita a modelagem direta ao se convolver a função refletividade com o pulso sísmico, resultando assim no dado predito para o conjunto inicial. Entra-se com todas estas informações no algoritmo do ES-MDA, em que será avaliada a diferença entre o dado sintético e o dado observado para realizar atualizações no modelo *a priori* até a convergência em um determinado número de iterações. O Algoritmo 1 mostra os passos para a realização da inversão sísmica estocástica traço a traço.

Algoritmo 1: Algoritmo da inversão sísmica estocástica

Entrada: Dado sísmico, modelo de baixa e pulso sísmico

Saída: Volumes de impedância acústica

início

para $x = 1, \dots, N_t$ com N_t igual ao número de traços:
 leitura dos dados;
 geração dos *ensembles a priori* de impedância acústica para o traço x ;
 cálculo do coeficiente de reflexão de cada *ensemble*;
 modelagem direta de todos *ensembles*;
 realização do ES-MDA;
 estatísticas da distribuição *a posteriori*.

fim

Nas próximas páginas são abordados os detalhes de cada etapa do algoritmo ES-MDA implementado. O objetivo disso é tentar tornar o mais visível e didático possível o processo de assimilação dos dados para a atualização dos modelos no método. Portanto, as próximas páginas desta seção serão repletas de figuras e com conteúdo altamente descritivo sobre as entrelinhas do método. É importante destacar que isso é possível graças a todo o fluxo de trabalho ter sido implementado utilizando a linguagem de programação Python e as bibliotecas já citadas, diferente de muitos *softwares* que não costumam explicitar os pormenores metodológicos de seus cálculos.

O começo das etapas da inversão estocástica se dá com a leitura do arquivo *seg* do dado sísmico. A geometria deste arquivo é então analisada para se obter o número de *inlines*, *crosslines* e amostras no tempo. Um breve controle de qualidade através de visualizações em seções é feito para analisar se esta etapa foi realizada corretamente.

Em seguida é feita a construção do modelo de baixa frequência usando a krigagem geoestatística para a área de estudo com base nos dados de poços suavizados em um *range* de frequências de 0-8Hz (ver Dias (2020)). Na Figura 25 é mostrado um exemplo de como se comporta esse modelo em uma *inline* no domínio do tempo. Neste modelo foi feita uma extrapolação para se abranger uma parte do sal acima da Discordância Base do Sal e uma parte da Fm. Piçarras/embasamento abaixo da Discordância Pré-Jiquiá utilizando o modelo de velocidade.

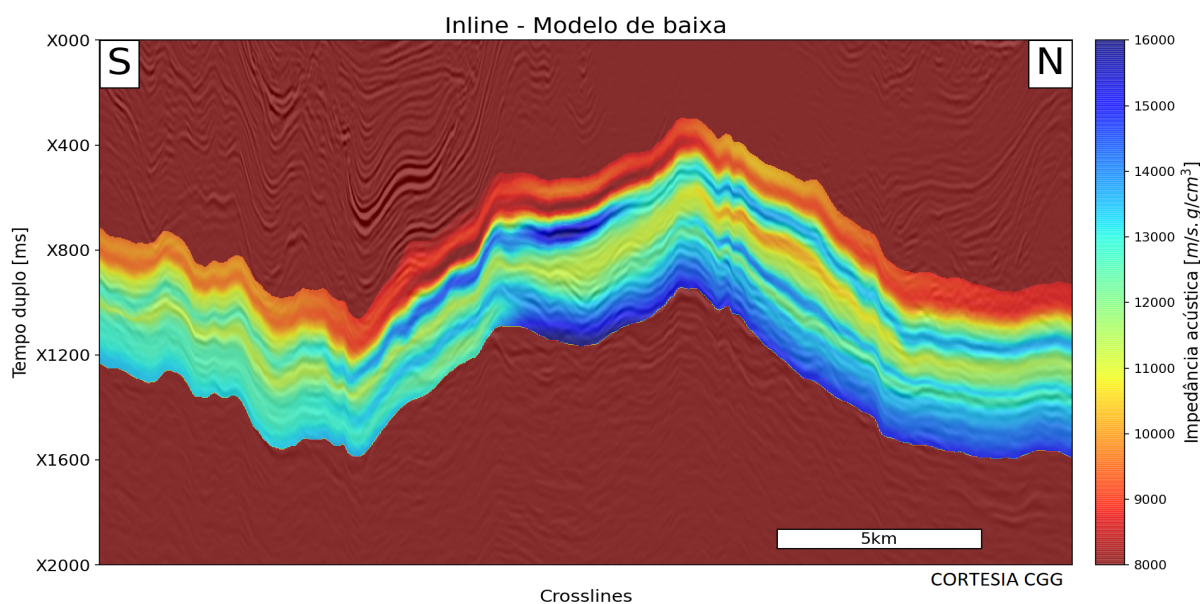


Figura 25 – Exemplo de modelo de baixa frequência em uma *inline* construído a partir dos dados de poços usando a krigagem geoestatística.

Um controle de qualidade é novamente feito para deixar o modelo de baixa frequência com a mesma geometria do dado em amplitude. Nesta etapa, já se tem uma quantidade de traços sísmicos e de modelos de baixa frequência que corresponde ao produto do número

de *inlines* pelo número de *crosslines*. Ao se multiplicar este valor pelo número de amostras por traço, tem-se o número de células que serão trabalhadas.

Estas informações já são suficientes para o início das iterações em todos os traços sísmicos. As próximas etapas que serão descritas são aplicadas individualmente a cada traço para, em seguida, ser feita a passagem para o traço seguinte. Inicia-se então com a geração das simulações de Monte Carlo espacialmente correlacionadas verticalmente (DVORKIN *et al.*, 2014; FERNANDES; LUPINACCI, 2021). Nestas simulações, leva-se em consideração a premissa de que amostras que estão próximas em profundidade possuem boa correlação e, conforme esta distância aumenta, a tendência é que elas se tornem menos correlacionadas. Através disso, é possível a introdução de uma continuidade geológica à simulações que são geradas a partir de valores aleatórios. A Figura 26 mostra as etapas para a construção destas simulações espacialmente correlacionadas.

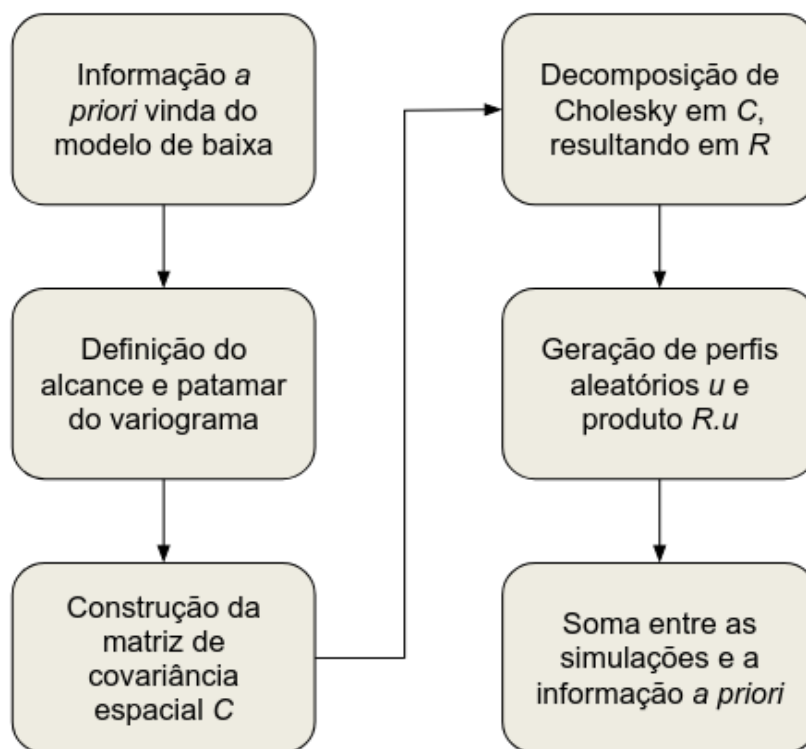


Figura 26 – Fluxo adotado para a construção das simulações estocásticas espacialmente correlacionadas verticalmente.

A geração destas simulações de impedância acústica é detalhadamente abordada por autores como Dvorkin *et al.* (2014). Neste trabalho, é dada ênfase às etapas mais específicas e fundamentais a este caso. Para as simulações, o modelo de baixa servirá como um perfil de média. É então definido o alcance do variograma no qual as amostras perderão sua correlação verticalmente, ou seja, a distância máxima em que um valor de impedância acústica está relacionado a outro. O modelo de variograma exponencial e a correspondente matriz de de covariância espacial construída a partir deste modelo de variograma são

mostrado na Figura 27. Note que variograma está no domínio da amostra e, portanto, deve-se multiplicar as amostras pela taxa de amostragem do dado em amplitude para saber o alcance definido no domínio do tempo. Portanto, para este caso, o alcance do variograma foi definido como 20ms. Este valor está próximo do estimado por [Paiva et al. \(2021\)](#) para a área de estudo, a qual chegou a valores por volta de 22 metros. É importante destacar que a matriz de covariância (chamada de matriz C) carrega esta informação do alcance da forma que a diagonal principal possui a covariância máxima e a partir da quarta amostra (20ms) a covariância espacial é nula. Outros modelos de variograma como o gaussiano e o esférico podem ser usados para a construção da matriz de covariância espacial C ([DVORKIN et al., 2014](#)).

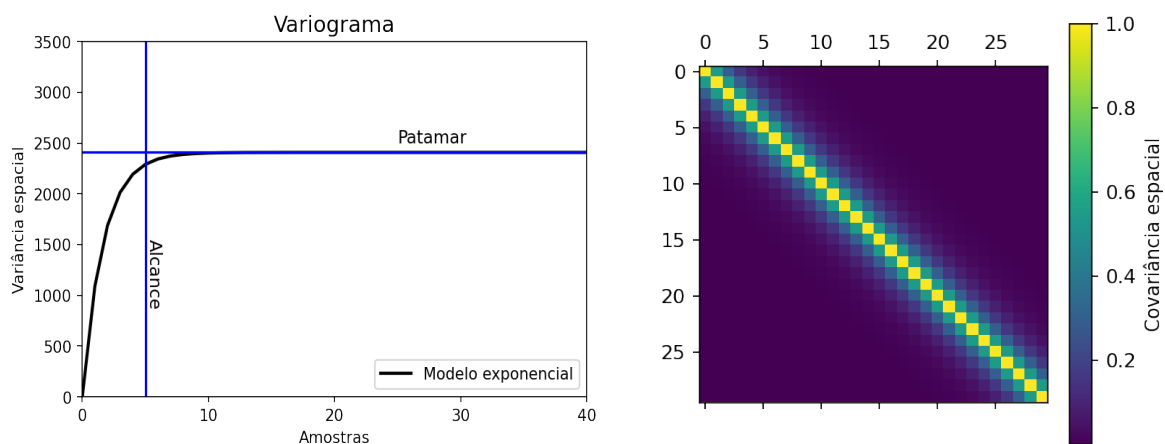


Figura 27 – Modelo de variograma exponencial (esquerda) utilizado para a construção da matriz de covariância espacial vertical e a correspondente matriz de covariância espacial vertical (direita) truncada nas primeiras 30 amostras para facilitar a visualização.

Com a matriz C construída, é aplicada a decomposição de Cholesky sobre ela. É importante destacar que o ajuste de um modelo de variograma é fundamental para se atender a condição da matriz C ser positiva-definida. Caso seja usado um variograma experimental e não um modelo de variograma, esta condição geralmente não é atendida. A decomposição de Cholesky é uma boa técnica para a resolução de sistemas lineares ao decompor a matriz C da forma $C = RR^T$ ([ASTER et al., 2004](#); [TARANTOLA, 2005](#)). Da decomposição, é utilizada a matriz R , que é uma matriz triangular inferior como a mostrada na Figura 28. A matriz R que trará toda a informação de correlação espacial às simulações estocásticas. Ao multiplicá-la por um vetor aleatório chamado de u ($\mathcal{N}(0, 1)$), que é um vetor possui a mesma dimensão dos dados, ela se encarregará de dar peso maior aos valores gerados aleatoriamente que estão mais próximos e dará um peso menor a estes valores conforme a distância vai aumentando. Dessa forma, para a simulação de um valor no tempo t , o valor aleatório gerado na amostra $t+5$ terá uma influência muito pequena sobre o mesmo.

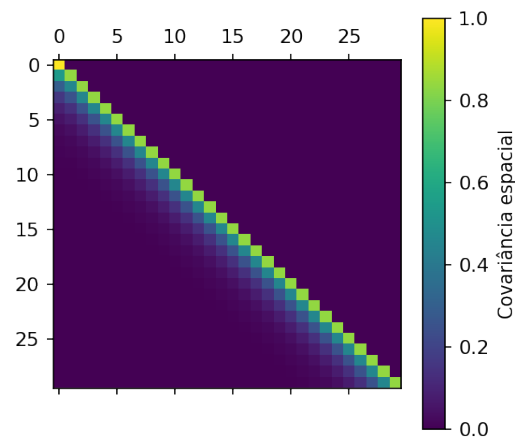


Figura 28 – Matriz R triangular inferior que é resultado da aplicação da decomposição de Cholesky na matriz C mostrada na Figura 27.

O resultado do produto da matriz R pelo vetor aleatório u será uma distribuição espacialmente correlacionada em torno do zero chamada de v . Deve-se então extrair a respectiva tendência vinda do modelo de baixa frequência naquele traço e somar com o vetor v e, assim, obtém-se uma simulação estocástica espacialmente correlacionada verticalmente. Na Figura 29 são mostrados o exemplo de três simulações geradas escolhidas arbitrariamente.

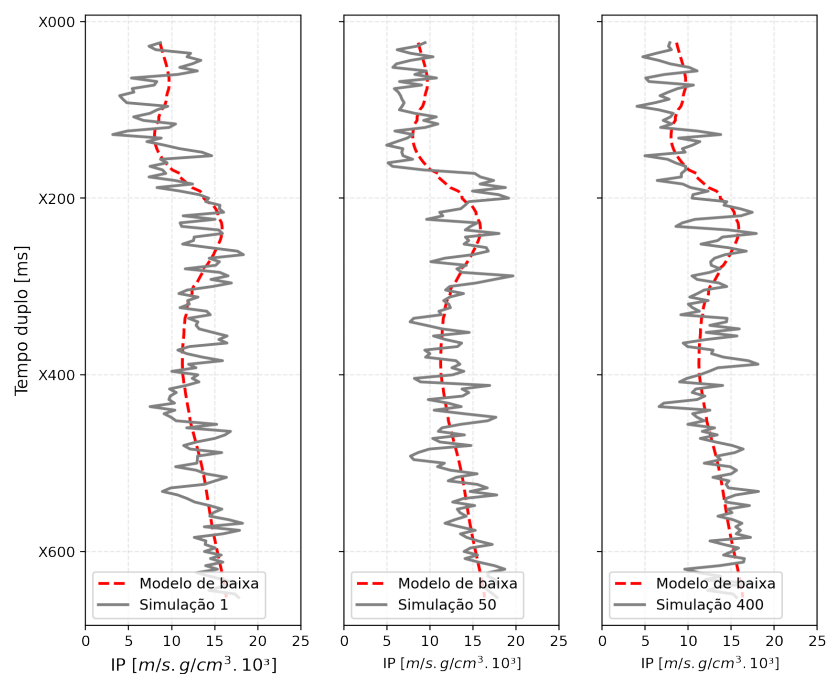


Figura 29 – Exemplo de três simulações estocásticas espacialmente correlacionada geradas para um dos traços vindos do modelo de baixa frequência mostrado na seção da Figura 25. Em cada *plot*, o mesmo modelo de baixa é mostrado tracejado em vermelho e a simulação é mostrada em cinza.

Estas simulações foram geradas utilizando o passo a passo descrito aqui. Para ver mais detalhes matemáticos e estatísticos sobre as etapas, é sugerida a consulta em [Dvorkin et al. \(2014\)](#). É interessante destacar que é possível observar a correlação vertical de 20ms que foi imposta nas simulações de forma que, em geral, pontos próximos possuem valores simulados parecidos. Caso esta correlação fosse maior, seria visto um comportamento muito mais suavizado que o observado neste caso. Neste trabalho, repete-se esse fluxo 500 vezes de forma a gerar 500 simulações estocásticas espacialmente correlacionadas. Em seguida é feita a modelagem direta de todas estas simulações. Primeiro, é calculado o coeficiente de refletividade através da equação:

$$CR = \frac{Ip_2 - Ip_1}{Ip_2 + Ip_1}, \quad (5.1)$$

para, em seguida, ser feita a convolução da refletividade com o pulso sísmico w (Figura 30) estimada para a área de estudo:

$$T = CR * w. \quad (5.2)$$

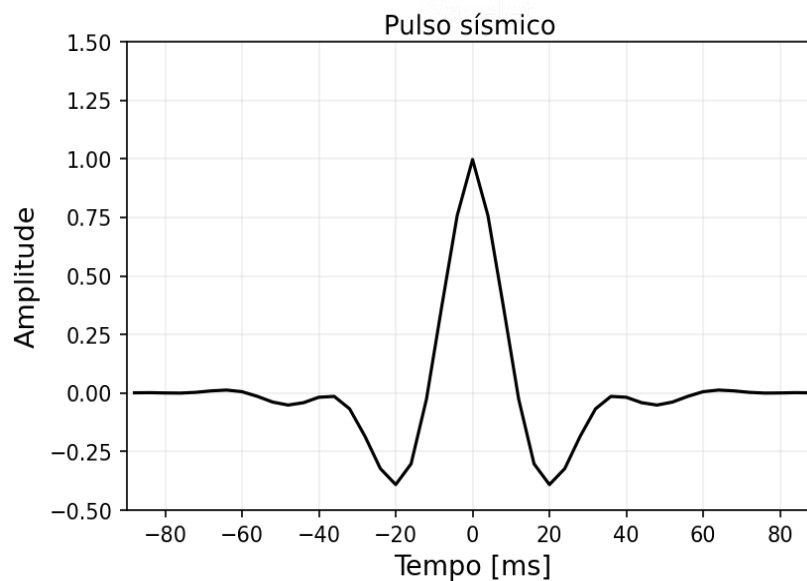


Figura 30 – Pulso sísmico estimado para a área de estudo com base na amarração dos poços à sísmica.

Na Figura 31 é mostrado o resultado dessa modelagem direta em uma simulação. É interessante destacar que no último *track* são mostrados o dado original e o dado modelado a partir desta simulação e estes dois resultados ainda não têm compromisso nenhum de serem iguais. Entretanto, o algoritmo do ES-MDA buscará ajustar o dado modelado ao dado original atualizando o modelo dos parâmetros, o qual corresponde exatamente à simulação de impedância acústica.

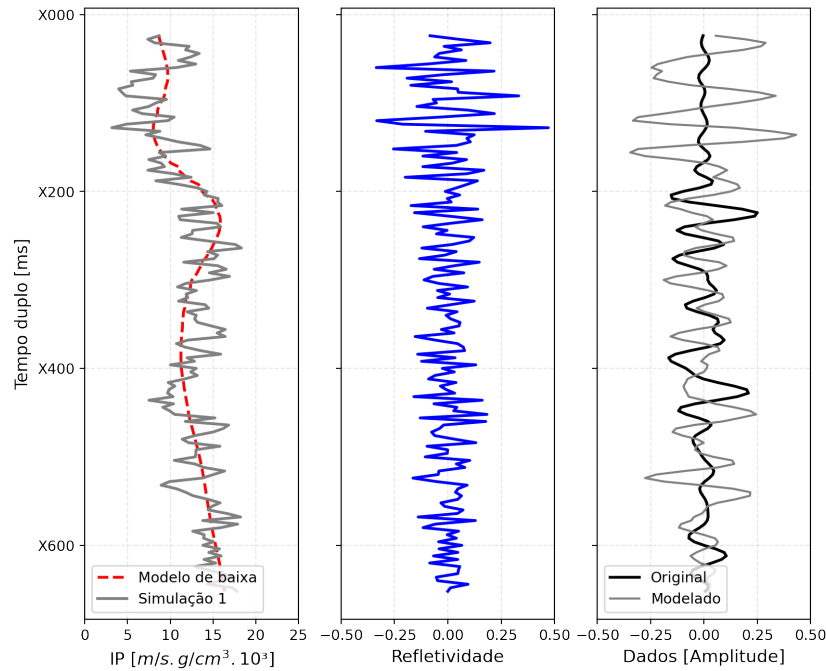


Figura 31 – Exemplo da modelagem direta de uma simulação mostrando a simulação e o modelo de baixa (esquerda), seu coeficiente de reflexão (centro) e a modelagem direta da mesma junto com o dado original (direita).

Com estas etapas feitas, já se tem as entradas para o algoritmo ES-MDA para um traço. O Algoritmo 2 sintetiza as cinco principais etapas do ES-MDA, as entradas e as saídas do algoritmo. As entradas serão: o número de simulações (n_e) que foram feitas para o traço, que neste trabalho foram 500; as simulações de impedância acústica (SIM) de dimensões $n_s \times n_e$, onde n_s é o número de amostras no traço; os traços sintéticos modelados dessas simulações (FM) com as mesmas dimensões de SIM ($n_s \times n_e$); o traço sísmico original a ser ajustado (z) de dimensões $n_s \times 1$; a matriz de covariância dos erros de medida dos dados (C_d) de dimensões $n_s \times n_s$; o pulso sísmico, que deve ter um tamanho menor do que o número de amostras do traço; o número de assimilações (N_a), que definiu-se em um total de 15 para cada traço. A saída do algoritmo é a distribuição *a posteriori* de impedância acústica. Nos próximos parágrafos será feita uma descrição detalhada das etapas dentro do algoritmo.

Dentro do ES-MDA, é iniciada a assimilação dos dados e atualização do modelo de parâmetros. Com o número de assimilações definido em 15, o valor de α para todas iterações é igual a 15. No capítulo dos resultados e discussões serão abordados diferentes cenários para o número de assimilações e de *ensembles* e seus impactos nos resultados da inversão sísmica estocástica. Em toda a seção sobre a teoria por trás do método, foram trazidas as equações em sua forma algébrica. Entretanto, para alguns, a forma vetorial e visual acaba sendo mais intuitiva para a compreensão. Portanto, esta é a abordagem que foi escolhida para ser adotada aqui.

Algoritmo 2: Algoritmo do ES-MDA**Entrada:** n_e, SIM, FM, z, Cd , pulso sísmico, N_a **Saída:** Distribuição *a posteriori* de impedância acústica**início****para** $j = 1, \dots, N_a$ e $i = 1, \dots, n_e$: $p \rightarrow a priori$; $u \rightarrow a posteriori$ 1) cálculo da covariância cruzada entre as simulações *a priori* e o dado modelado $C_{md}^p = \frac{1}{n_e-1}(SIM_i^p - \overline{SIM}^p)(FM_i^p - \overline{FM}^p)^T$ e da auto covariância do dado modelado $C_{dd}^p = \frac{1}{n_e-1}(FM_i^p - \overline{FM}^p)(FM_i^p - \overline{FM}^p)^T$;

2) perturbação da observação de cada dado modelado com

$$FM_i^p = FM_i^p + \sqrt{\alpha_j}Cd^{1/2}r_d \text{ com } r_d \sim \mathcal{N}(0, 1);$$

3) decomposição SVD e a pseudoinversa em $C = (C_{dd}^p + \alpha_j Cd)$;4) filtro de Kalman $\tilde{K} = C_{md}^p(V_p S_p^{-1} U_p)$ no qual p são os primeiros valores singulares maiores que 0.1 de $C = (C_{dd}^p + \alpha_j Cd)$;5) atualização da distribuição *a posteriori* $SIM_i^u = SIM_i^p + \tilde{K}(z - FM_i^p)$ e a modelagem direta de SIM_i^u que resultará em FM_i^u **fim****retorna** SIM_i^u

1) O *loop* principal se inicia com os cálculos da matriz de covariância cruzada empírica entre as simulações e o dado predito, chamada de C_{md} , e a matriz de auto covariância dos dados preditos, chamada de C_{dd} . A primeira etapa para isso é o cálculo da média das 500 simulações para cada amostra do traço das matrizes de entradas SIM e FM , resultando em dois vetores de dimensões $n_s \times 1$ cada (equações 3.28 e 3.29, respectivamente). Com isso, é feita a subtração de cada simulação de SIM e FM pelas suas respectivas médias calculadas, resultando em duas matrizes de mesmo tamanho de SIM e FM . Com essas duas matrizes, já se tem o suficiente para a aplicação do produto matricial mostrado nas equações 3.26 e 3.27 resultando em C_{md} e C_{dd} , ambas de dimensões $n_s \times n_s$. Na Figura 32 são mostrados dois exemplos das matrizes abordadas nesse parágrafo antes da primeira assimilação e na décima quarta assimilação.

2) Perturbar cada dado predito com um vetor aleatório normalmente distribuído com a equação $FM = FM + \sqrt{\alpha_j}C_d^{1/2}r_d$ com $r_d \sim \mathcal{N}(0, 1)$. Esta é uma operação simples, com o produto matricial $C_d^{1/2}r_d$ sendo um produto de uma matriz de dimensões $n_s \times n_s$ com uma de dimensões $n_s \times n_e$, resultando em uma matriz de dimensões $n_s \times n_e$.

3) Fazer a decomposição SVD e a pseudoinversa na matriz $C = (C_{dd} + \alpha_j C_d)$. Evensen (2009) destaca que a matriz C pode ser mal condicionada, o que traz instabilidade para o problema inverso. Portanto, é comum o uso da pseudoinversa de C utilizando a decomposição em valores singulares truncada em casos em que o número de medidas não excede o número de *ensembles*. Nestes casos, é possível trazer estabilidade para o problema inverso e manter uma quantidade necessária de energia dos valores singulares (EMERICK; REYNOLDS, 2013a). A matriz $(C_{dd} + \alpha_j C_d)$ na primeira e última iterações são ilustradas na Figura 33.

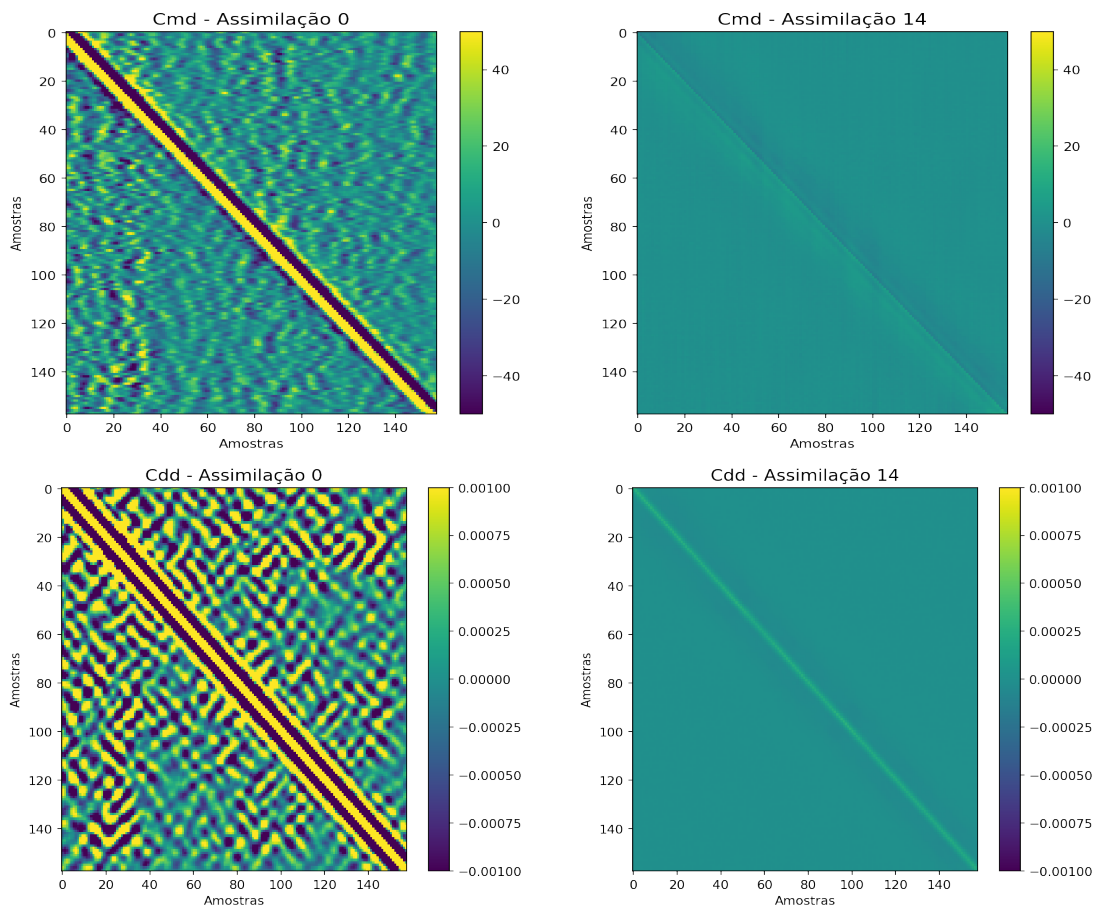


Figura 32 – Exemplo das matrizes C_{md} (acima) e C_{dd} (abaixo) na primeira assimilação (esquerda) e na décima quinta assimilação (direita) para um traço com 169 amostras. Destaca-se o comportamento ruidoso que essas matrizes possuem no início do algoritmo e, conforme vão ocorrendo as assimilações, seu padrão tende a se estabilizar.

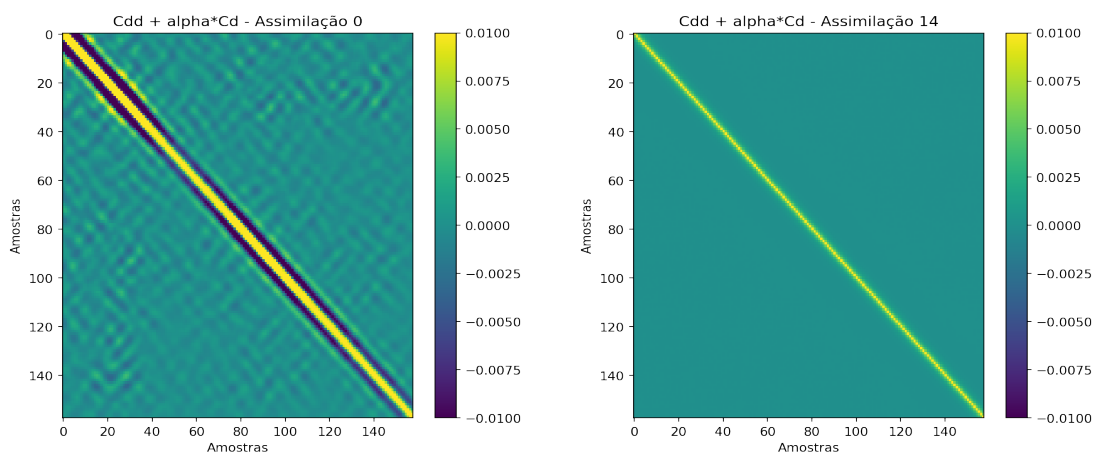


Figura 33 – Exemplo das matrizes $(C_{dd} + \alpha_j C_d)$ na primeira assimilação (esquerda) e na décima quinta assimilação (direita).

É possível observar que, de início, essa matriz apresenta um comportamento altamente instável e que justifica a escolha pela adoção da decomposição SVD truncada para a retenção dos p primeiros valores singulares e o truncamento das matrizes U, S e V em U_p, S_p e V_p .

4) Então é calculado o filtro de Kalman através da equação $\tilde{K} = C_{md}(V_p S_p^{-1} U_p)$. A matriz inversa calculada utilizando a pseudoinversa é apresentada na Figura 34. Como esperado, são matrizes bem postas e com comportamento estável.

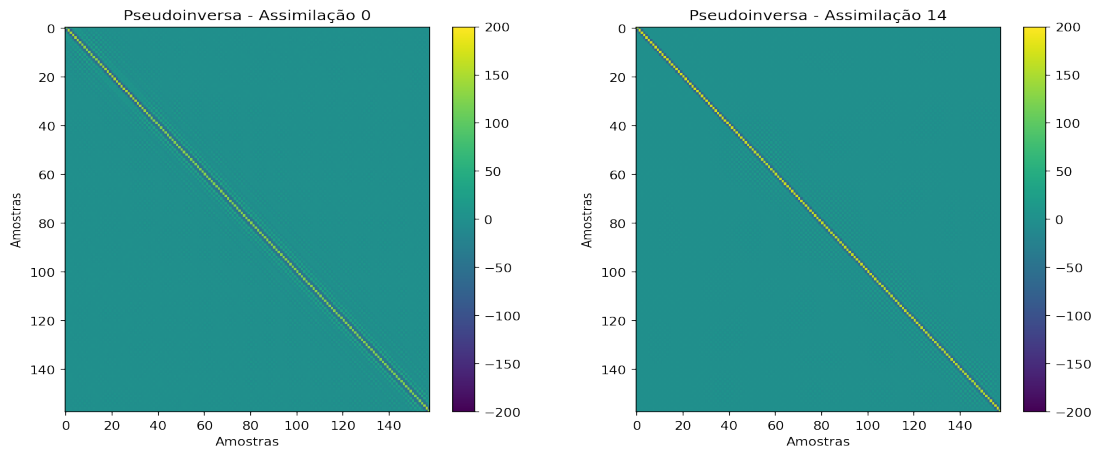


Figura 34 – Pseudoinversa da matriz $(C_{dd} + \alpha_j C_d)$ calculada a partir da decomposição SVD truncada e o cálculo da pseudoinversa usando a expressão $V_p S_p^{-1} U_p$.

5) Com isso, é feita a atualização da distribuição *a posteriori* das simulações de impedância acústica através da equação $m_u = m_a + \tilde{K}(z - FM)$. Com seu resultado, realiza-se a modelagem direta para o cálculo do novo dado predito. Esta distribuição *a posteriori* e sua modelagem direta irão substituir a entradas de *SIM* e *FM* na iteração seguinte e funcionarão como distribuição *a priori* desta nova iteração. Na Figura 35 é mostrado o resultado deste processo em todas simulações *a priori* em um traço. Ou seja, é a própria matriz *SIM* com as simulações de impedância acústica na parte superior e a própria matriz *FM* na parte inferior.

Como esperado para a iteração zero, tem-se as simulações estocásticas de entrada do algoritmo. É possível observar uma clara tendência geral de baixa frequência que é associada ao modelo de baixa. Além dessa tendência, pode-se notar as simulações estocásticas produzindo uma alta frequência à esta matriz. Além disso, seu dado modelado não possui qualquer coerência devido à aleatoriedade destas simulações. Já ao se mostrar o resultado da penúltima assimilação, pode-se notar que a distribuição *a posteriori* de impedância acústica convergiu satisfatoriamente para um resultado que ainda não se sabe se é o correto, pois ainda não foi feita a comparação com o traço sísmico original. Essa comparação com a média desta distribuição *a posteriori* e a correspondente média do dado modelado é ilustrada na Figura 36.

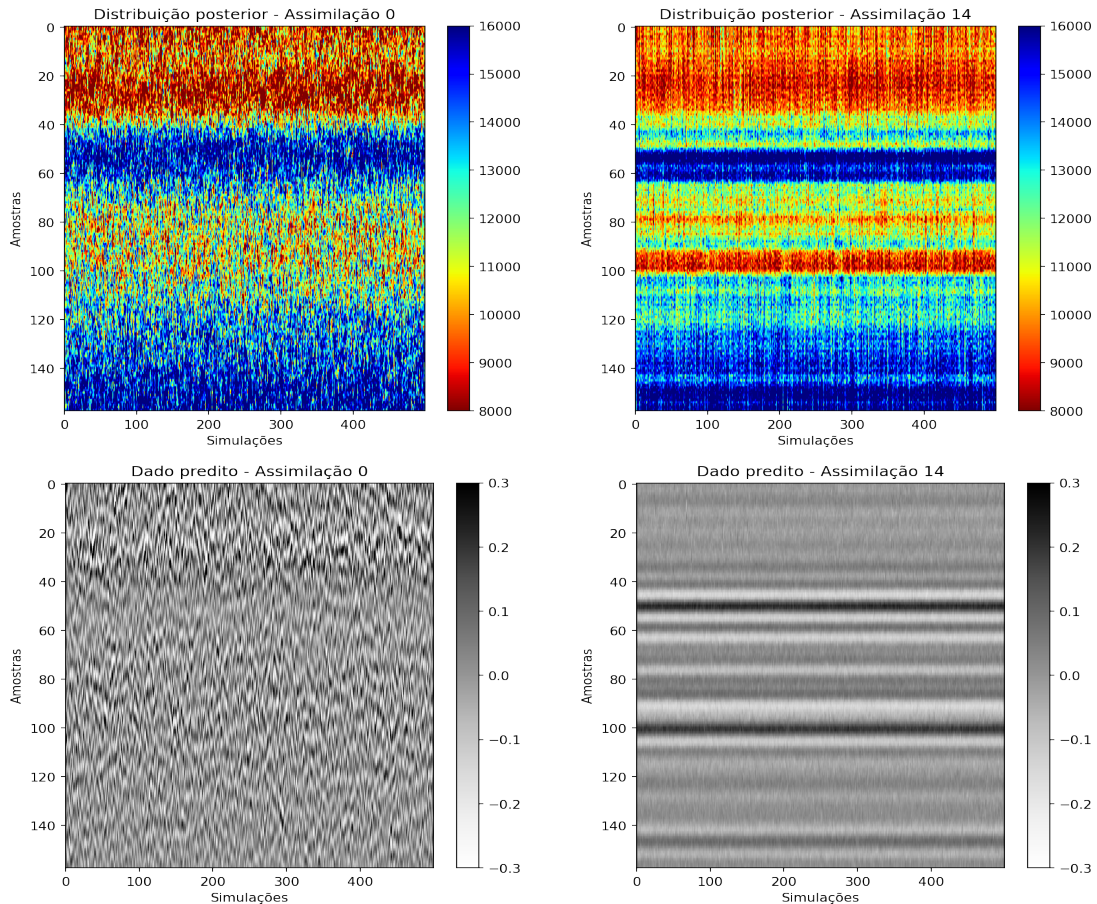


Figura 35 – Conjuntos de impedância acústica (acima) e sua modelagem direta em amplitude (abaixo) na primeira iteração (esquerda) e na décima quarta e penúltima iteração (direita).

Neste momento pode-se, finalmente, considerar que a assimilação dos dados foi um sucesso. Observa-se que na penúltima iteração, a média do traço sísmico modelado possui excelente correspondência com o traço original, enquanto que a média dos parâmetros do modelo sofreram a atualização esperada. Entretanto, ainda não se sabe se o resultado convergiu para a impedância acústica correta da subsuperfície. Neste caso, a melhor maneira de avaliar a confiabilidade do resultado da inversão sísmica é a comparação do impedância acústica vinda da inversão nas coordenadas dos poços com a impedância acústica dos mesmos. Esta análise quantitativa e estatística fará parte dos resultados e discussões.

Outro ponto interessante de análise é que foi visto o resultado da média na Figura 36. Entretanto, foi mostrado que o resultado do algoritmo são diversos traços de impedância acústica que, após a modelagem direta, produzem a resposta do traço original. Ou seja, o resultado é uma distribuição (Figura 37). Sendo assim, qualquer um dos traços de impedância acústica após a assimilação serviria para o objetivo. A escolha pela média se dá para a remoção de ruídos ao se pensar na visualização de um conjunto deles em

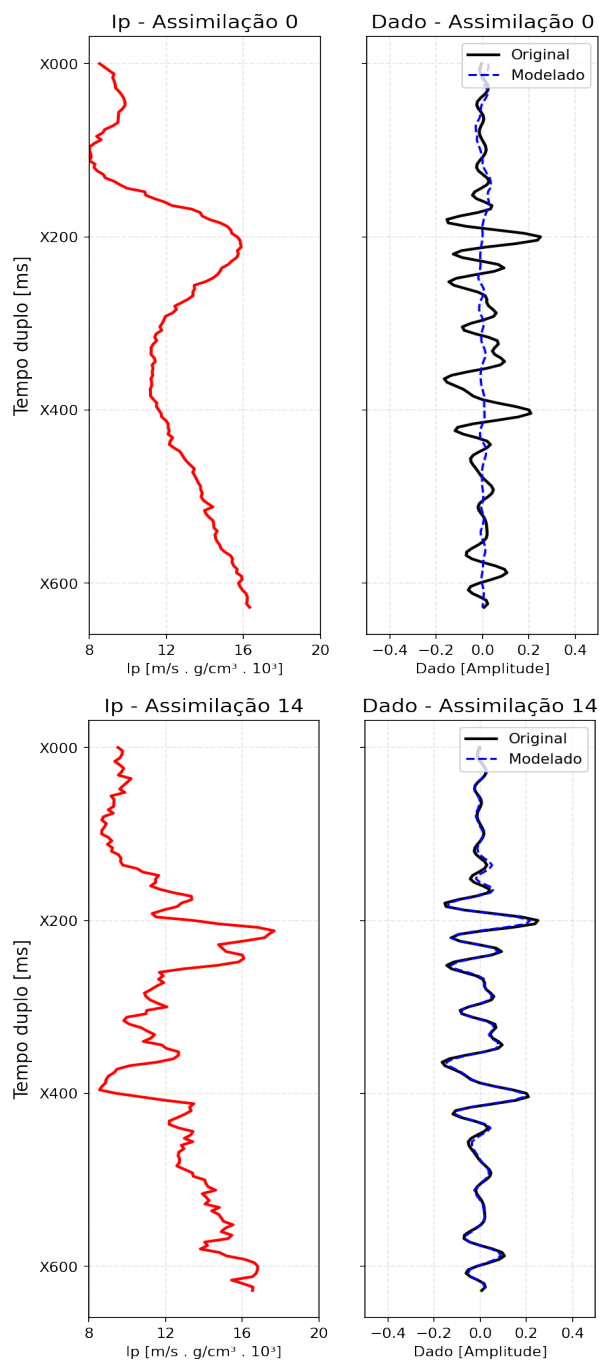


Figura 36 – Comparação qualitativa entre o dado modelado pelo resultado da inversão estocástica e o traço sísmico original antes da primeira assimilação (acima) e após a penúltima assimilação (abaixo).

seções sísmicas. A distribuição *a posteriori*, por ser Gaussiana, terá média, mediana e moda coincidentes. Além disso, é possível o trabalho com diferentes cenários, como a opção de utilizar percentis como o P10 para cenários otimistas e do P90 para cenários mais pessimistas. Destaca-se que os termos otimista e pessimista utilizado estão associados ao se assumir que, para a área de estudo, os maiores valores de impedância acústica estão associados à menores porosidade e vice versa. Será visto que, em geral, esta relação não é tão simples e direta para reservatórios complexos como é o caso dos os carbonatos do pré-sal.

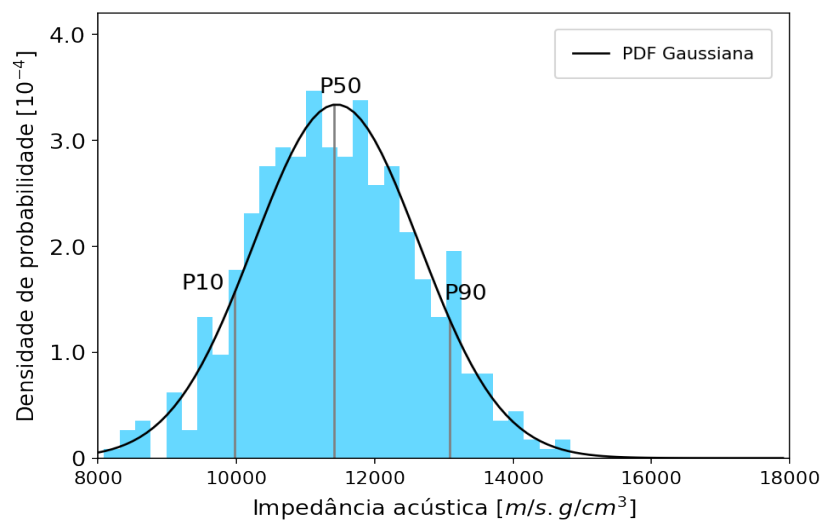


Figura 37 – Distribuição *a posteriori* Gaussiana dos valores de impedância para uma amostra escolhida aleatoriamente do volume sísmico com o P10, P50 e P90 destacados.

As etapas que vêm desde as simulações até a saída do algoritmo ES-MDA são, portanto, repetidas para todos os traços. O volume sísmico para esta área de estudo possui uma quantidade de traços ligeiramente maior que um milhão. O tempo médio de cálculo em cada traço foi de sessenta segundos. Em uma conta simples e sem muita precisão, o tempo computacional até o fim de todo o processo levaria cerca de sete dias. Portanto, em virtude da disponibilidade do recurso de utilizar duas máquinas para esta etapa, optou-se por dividir todo o volume sísmico em dois sub volumes e, com isso, conseguiu-se reduzir este tempo para aproximadamente a metade. É importante destacar que ambas máquinas possuem as mesmas especificações, o que resulta em desempenhos do algoritmo semelhantes.

5.2 Classificação Bayesiana de fácies

A classificação Bayesiana de fácies é a etapa realizada após a inversão estocástica neste trabalho. Sua principal função é a de utilizar as informações que foram construídas

utilizando os perfis de poços e integrá-las com o volume de impedância acústica obtido a partir da inversão sísmica. Através dela, se chega em volumes de probabilidade de cada fácies e, por consequência, o volume de fácies mais provável.

Para isso, será feito uso das eletrofácies, que são definidas como o resultado da combinação de respostas de perfis de poço característicos de uma camada que pode ser diferenciada de outras adjacentes (SERRA; ABBOTT, 1982). Elas são úteis para a separação dos diferentes padrões nos perfis de poços e podem representar suas propriedades permo-porosas avaliadas (TAVARES, 2018).

As eletrofácies definidas neste trabalho foram baseadas em *cutoffs* nos perfis *upscale* de porosidade e volume de argila para quatro eletrofácies e nas informações de perfis e do perfil composto para a definição dos intervalos de ocorrência de rochas ígneas nos nove poços da área de estudo (DIAS *et al.*, 2021). As eletrofácies são: reservatórios de alta porosidade (reservatórios 1), reservatórios de porosidade média (reservatórios 2), carbonatos de baixa porosidade (carbonatos fechados), lamosas e rochas ígneas, as quais foram definidas com base nos critérios mostrados na Tabela 1. A escolha por esta divisão nos reservatórios tem por objetivo distinguir as melhores áreas do campo com valores de porosidade efetiva considerados excelentes para os carbonatos do pré-sal, que são os reservatórios 1. Além disso, é comum a presença de carbonatos de baixas porosidades e rochas com alto conteúdo de argila no pré-sal, de maneira que estes dois casos são contemplados, respectivamente, pelas eletrofácies chamadas de carbonatos fechados e lamosas (TEIXEIRA *et al.*, 2017; PENNA *et al.*, 2019; DIAS, 2020; DIAS *et al.*, 2021; LEBRE *et al.*, 2021; LEBRE, 2021; PENNA; LUPINACCI, 2021).

Tabela 1 – Critérios para a divisão das eletrofácies usando os dados dos poços (DIAS, 2020).

Eletrofácies	Critério
Ígneas	Perfis e perfil composto
Lamosas	$\phi_e < 6\%$ e $V_{clay} > 20\%$
Carbonato fechado	$\phi_e < 6\%$ e $V_{clay} < 20\%$
Reservatório 2	$6\% \leq \phi_e \leq 12\%$
Reservatório 1	$\phi_e > 12\%$

As pdf's da verossimilhança condicional das eletrofácies foram construídas através da estimativa de densidade do *kernel* usando os dados dos perfis de poços *upscale* na taxa de amostragem de 5m para as formações Barra Velha e Itapema (Figura 38). Para a estimativa da largura de banda do *kernel*, utilizou-se o método de Scott (SCOTT, 2014). Na Fm. Barra Velha, é possível observar uma boa separação das eletrofácies ígneas, carbonato fechado e reservatório 1 das demais, além de uma sobreposição muito grande entre as lamosas e os reservatórios 2 na faixa de impedâncias acústicas intermediárias, entre 10500-14500 m/s.g/cm³. Já na Fm. Itapema, o comportamento se mostra, de uma maneira

geral, com maiores sobreposições entre as pdf's. As ígneas dominam os maiores valores de impedância acústica, enquanto há uma grande sobreposição entre os reservatório 1 e lamosas nos menores valores. Com isso, pode-se esperar uma boa identificação das rochas ígneas, carbonatos fechados e reservatórios 1 na Fm. Barra Velha, com uma maior taxa de confusão entre as eletrofácies lamosas e reservatórios 2. Já na Fm. Itapema, espera-se uma confusão entre as eletrofácies lamosas e os reservatórios 1 e uma dificuldade na identificação das ígneas de impedância acústica menor que 16000 m/s.g/cm³.

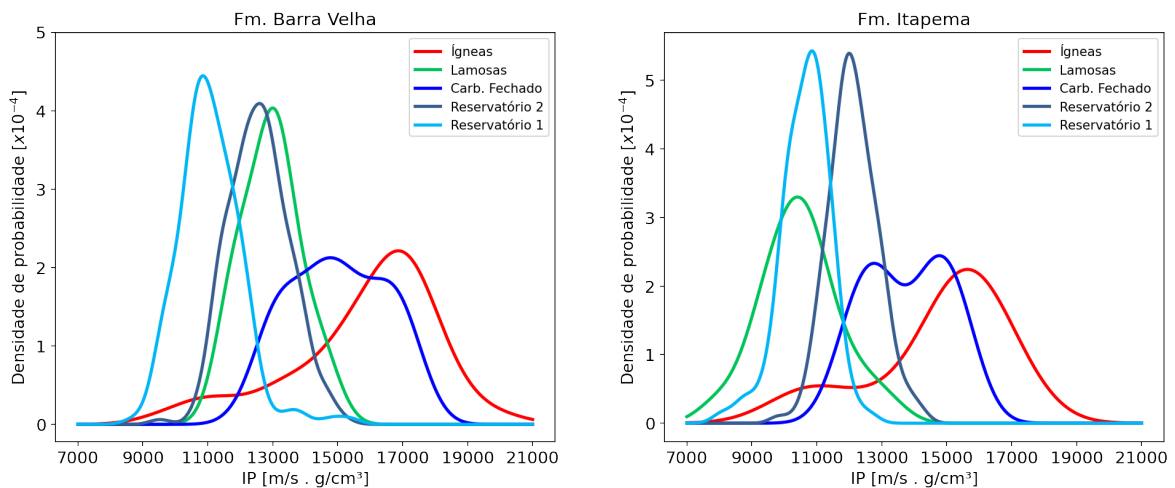


Figura 38 – Funções de densidade de probabilidade da verossimilhança condicional estimadas usando a estimativa de densidade do *kernel* para as eletrofácies reservatórios 1, reservatórios 2, carbonatos fechados, lamosas e ígneas nas formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita).

Como visto na seção sobre a fundamentação teórica do teorema de Bayes, a distribuição *a posteriori* irá depender da verossimilhança e da probabilidade *a priori* de ocorrência das fácies naquele local. A escolha mais simples para a probabilidade *a priori* é a de que a chance e ocorrência de todas eletrofácies são iguais. Com isso, a distribuição *a posteriori* será totalmente influenciada pelas pdf's das verossimilhanças. Portanto, citando um exemplo simples com a Figura 38, teria-se um local com valor de impedância acústica de 11000 m/s.g/cm³ na Fm. Itapema classificado como reservatório 1 pois sua densidade de probabilidade é maior do que das lamosas e do reservatório 2 nestes valores. Entretanto, é possível observar que as lamosas também possuem uma alta taxa de ocorrência com este valor de impedância acústica. Este problema pode ser melhorado ao introduzir conhecimento geológico na classificação Bayesiana através da probabilidade *a priori*. Portanto, se a probabilidade *a priori* de ocorrência das lamosas for ligeiramente maior do que a dos reservatório 1 neste local, seria possível identificá-lo como uma lamosa. As distribuições *a posteriori* de cada fácies para as duas formações considerando a probabilidade de ocorrência *a priori* de cada uma delas igual a 20% são ilustradas na Figura 39.

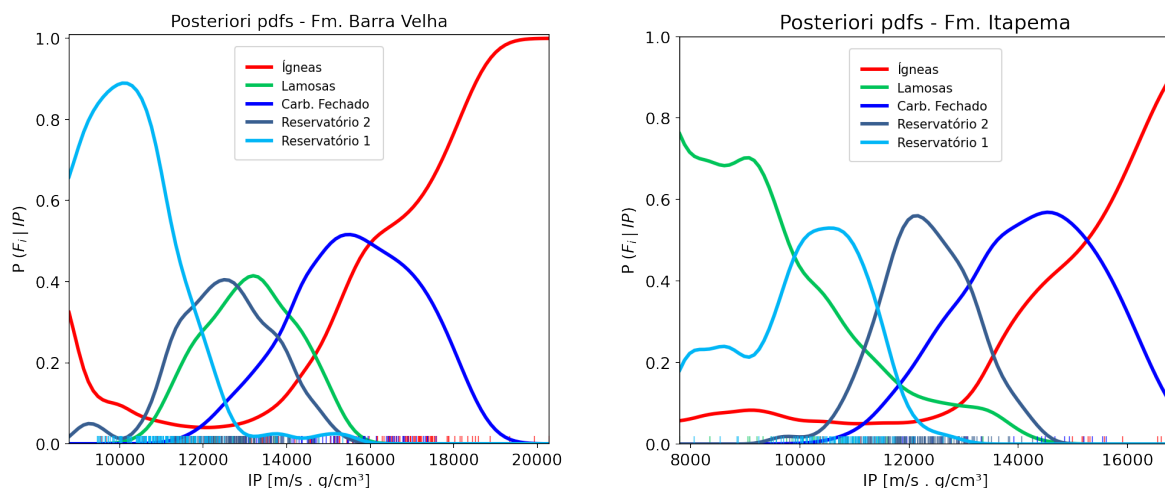


Figura 39 – Distribuição *a posteriori* para as eletrofácies reservatório 1, reservatórios 2, carbonatos fechados, lamosas e ígneas nas formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita) usando a probabilidade *a priori* de ocorrência igual a 20% para todas. Os pequenos traços próximos ao eixo x indicam os valores de impedância acústica para as respectivas fácies.

Antes da aplicação da classificação Bayesiana de fácies no volume de impedância acústica vindo da inversão estocástica, foi feito um estudo de viabilidade utilizando os próprios dados dos 9 poços. A taxa de acertos calculada na Fm. Barra Velha foi de 55% e na Fm. Itapema foi de 67%. O resultado das principais confusões é apresentado na Figura 40 através da matriz de confusão e das barras de confusão, que são uma forma alternativa de visualização do problema. A análise das confusões é uma forma eficiente de avaliar a capacidade preditiva que se tem ao realizar a classificação Bayesiana e verificar os principais problemas esperados que foram destacados anteriormente pela sobreposição das pdf's da verossimilhança condicional.

Com relação às ígneas, em ambas formações, a taxa de acertos foi maior que 50%, apresentando uma confusão dominante com os carbonatos fechados. Já as lamosas tiveram uma classificação aceitável na Fm. Barra Velha, porém uma péssima taxa de acertos na Fm. Itapema, com uma grande confusão com os reservatórios 2. Este foi exatamente a questão destacada anteriormente ao evidenciar a problemática do uso deste tipo de informação *a priori* na identificação desta eletrofácies na formação. Os carbonatos fechados tiveram uma classificação ruim em ambas formações, com uma taxa de acertos menor que 50% e uma confusão considerável com as ígneas e com reservatórios 2. Já com os reservatórios 2, o resultado da classificação na Fm. Barra Velha foi o pior para este intervalo, com uma confusão considerável com as lamosas. Os reservatórios 1 apresentaram resultados bons em ambas formações, estando com taxas de acertos de 75%. O pior resultado observado foi o da identificação das lamosas da Fm. Itapema, onde ocorreu uma grande confusão com os reservatórios 1.

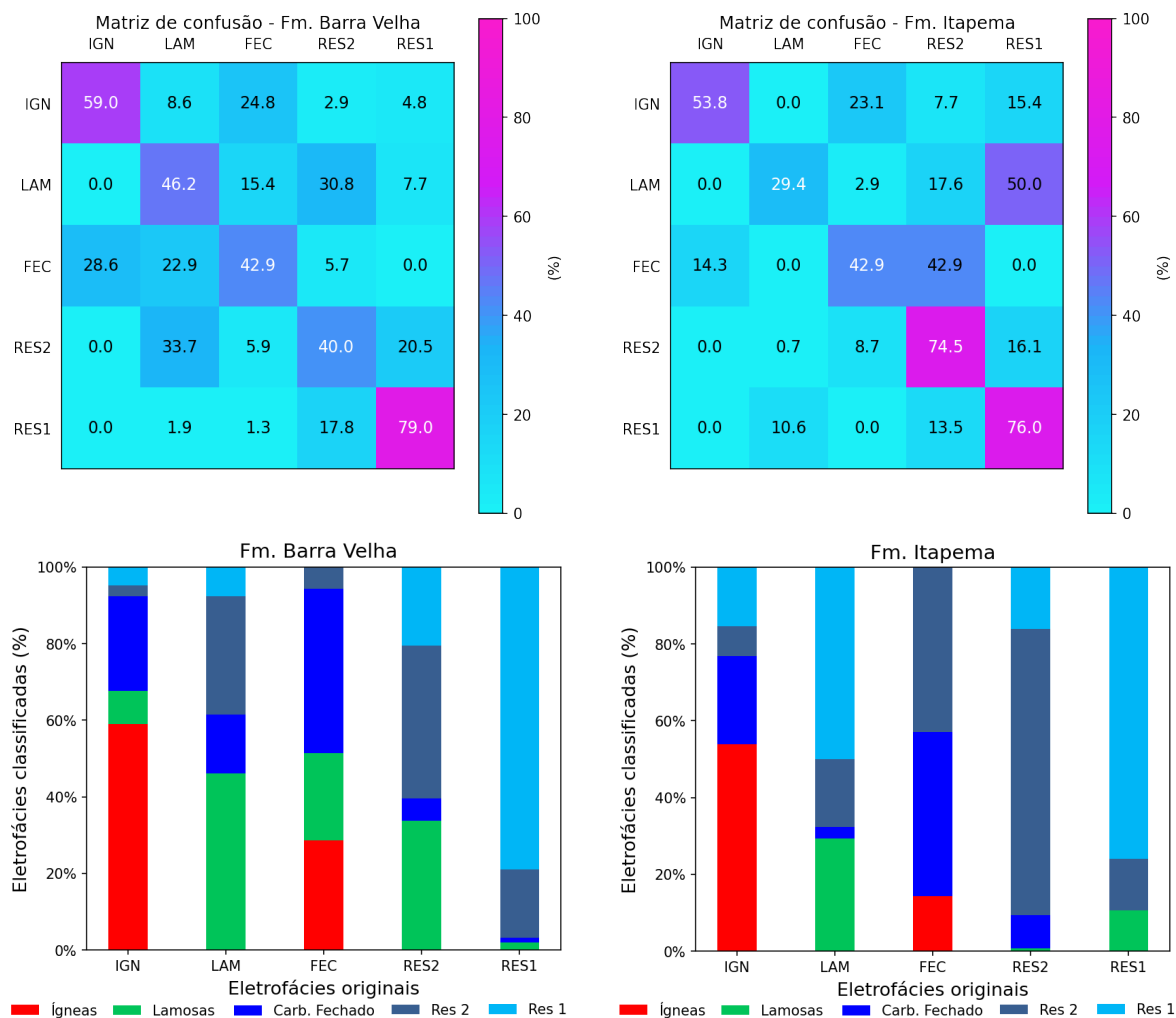


Figura 40 – Matriz de confusão das eletrofácies (acima) e barras de confusão (abaixo) das formações Barra Velha (esquerda) e Itapema (direita) para o teste de viabilidade usando a probabilidade *a priori* de ocorrência de cada eletrofácies igual a 20% .

Esta análise foi incluída como metodologia e não nos resultados pois, como comentado, este é apenas um estudo de viabilidade para avaliar a capacidade preditiva, a taxa de acertos e as principais confusões esperadas na classificação Bayesiana. Neste momento, pode-se ver que a utilização de uma informação *a priori* tão simplificada e sem um conteúdo geológico torna os resultados ruins. Ao se passar isto para o volume de impedância acústica, o resultado tenderia a ser ruim e pouco confiável. Portanto, tomou-se a decisão de trazer algo um pouco mais sofisticado e geológico para a construção da informação *a priori*, que é um multiplicador da probabilidade de ocorrência da eletrofácies lamosas com relação à profundidade das discordâncias (Figura 41). Teixeira *et al.* (2017) adotaram uma estratégia semelhante para a solução do problema citado. Nesta estratégia, as menores profundidades da Discordância Pré-Alagoas (altos estruturais da Fm. Barra Velha) terão uma alta probabilidade de ocorrência dos reservatórios 1 e 2 e chance zero de

ocorrências das lamosas. Já nas maiores profundidades da Pré-Alagoas (baixo estrutural), a probabilidade de ocorrência de lamosas será dominante, enquanto que a dos reservatórios será igual a zero. O comportamento será o mesmo para a Fm. Itapema, com as menores profundidades da Discordância Pré-Jiquiá tendo chance zero de ocorrência de lamosas (altos estruturais da Fm. Itapema). Esta é uma consideração geológica aceitável, pois, segundo [Faria et al. \(2017\)](#), os altos estruturais da Bacia de Santos já eram paleoaltos no momento da deposição do pré-sal.

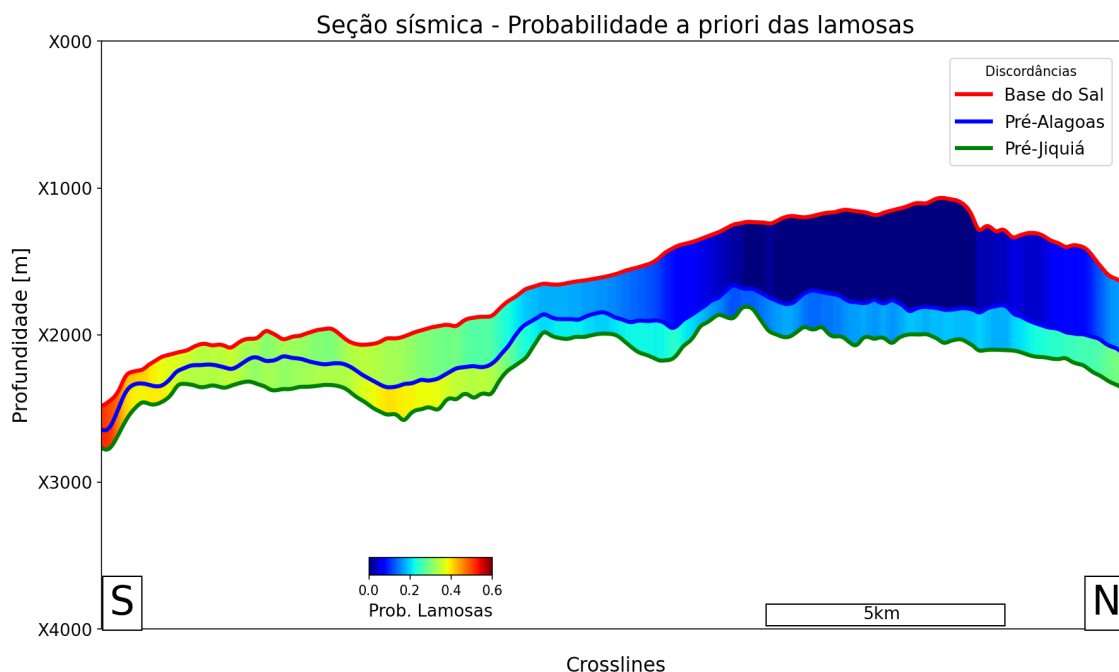


Figura 41 – Exemplo da probabilidade *a priori* de ocorrência da eletrofácies lamosas em uma seção.

5.3 Linguagem de programação *Python*

De acordo com [Lee \(2011\)](#), a ciência da computação não difere do que já fazemos desde nosso nascimento, que é a busca por padrões. Desde que nascemos, nós assistimos e ouvimos nossa família e aprendemos a como reagir a determinadas situações e tudo isso é feito através da busca por padrões. Na ciência da computação ocorre algo muito semelhante. Nossos primeiros programas criados são baseados em alguns poucos padrões que reconhecemos em nosso aprendizado primário como programadores. E a evolução se baseia justamente na aplicação destes padrões abstratos e no aprendizado de outros de acordo com as novas situações que encontramos.

Neste trabalho, a linguagem de programação *Python* ([ROSSUM; JR, 1995](#)) foi utilizada para a realização da maioria das etapas do fluxo. O *Python* é uma linguagem de programação de alto nível, interpretada, imperativa, orientada a objetos, funcional,

de tipagem dinâmica e forte. Sua projeção teve a filosofia de enfatizar a importância do esforço do programador sobre o esforço computacional. A prioridade nesta linguagem é a legibilidade do código sobre a sua velocidade ou expressividade. Este é um dos motivos do aumento do interesse sobre ela com o passar do tempo. Além disso, a linguagem possui recursos poderosos de suas funções *built-in*, como também de bibliotecas e *frameworks* desenvolvidos por terceiros.

Bibliotecas desenvolvidas por terceiros foram de suma importância para este trabalho. Diversas rotinas que levariam um grande custo de tempo ao programador são realizadas em uma ou duas linhas de código e com um funcionamento extremamente otimizado para uma menor demanda computacional. Algumas dessas distribuições e onde elas estão inseridas dentro do fluxo de trabalho são tratadas a seguir.

Os dados de nove poços da área de estudo foram transformados em um único arquivo no formato CSV e carregados utilizando uma biblioteca chamada *pandas* (MCKINNEY, 2010). Esta é uma biblioteca que trabalha com a classe de *Dataframes* e que é amplamente utilizada na ciência de dados, devido à sua capacidade de manipulação de dados, indexação integrada e acessibilidade para a leitura de arquivos de formatos como csv, texto, xml e outros.

Por trás da biblioteca *pandas* está um dos mais poderosos pacotes para a computação científica utilizando o *Python*, que é o *NumPy* (HARRIS *et al.*, 2020). O *NumPy* é uma biblioteca de código aberto, desenvolvida pela comunidade e ela traz todo o poder computacional das linguagens C e Fortran para a linguagem *Python*. Sua funcionalidade básica são os *arrays*, que são estruturas de dados que armazenam e acessam eficientemente vetores multidimensionais, os quais também são conhecidos como tensores. Existe todo um ecossistema de bibliotecas e projetos para diversas funções de processamento de sinais, de imagens, inferência Bayesiana, análises matemáticas e outros que estão vinculados à API (*Application Programming Interface*) do *NumPy* (Figura 42). Portanto, é evidente a contribuição que este pacote tem em todas as etapas deste trabalho. Além da manipulação de *arrays* que ocorre em todo o *workflow*, da biblioteca *NumPy* também são utilizados métodos para a realização de operações com matrizes, geração de números pseudo aleatórios, cálculos estatísticos e alguns outros.

Um dos mais importantes pacotes dentro da *NumPy* é a *SciPy* (VIRTANEN *et al.*, 2020), a qual traz rotinas eficientemente implementadas para problemas numéricos. Neste trabalho, ela é exaustivamente utilizada para interpolações na etapa de conversão dos dados de poços do domínio da profundidade para o do tempo, a fim de realizar uma primeira análise quantitativa após a inversão estocástica.

Para a leitura dos dados sísmicos, foi utilizado um pacote desenvolvido pela Equinor chamado *seggyio* (KVALSVIK, 2019). A *seggyio* utiliza os *arrays* do *NumPy* como tipo primário, com objetivo de dar poder e flexibilidade para a resolução de problemas em todos os

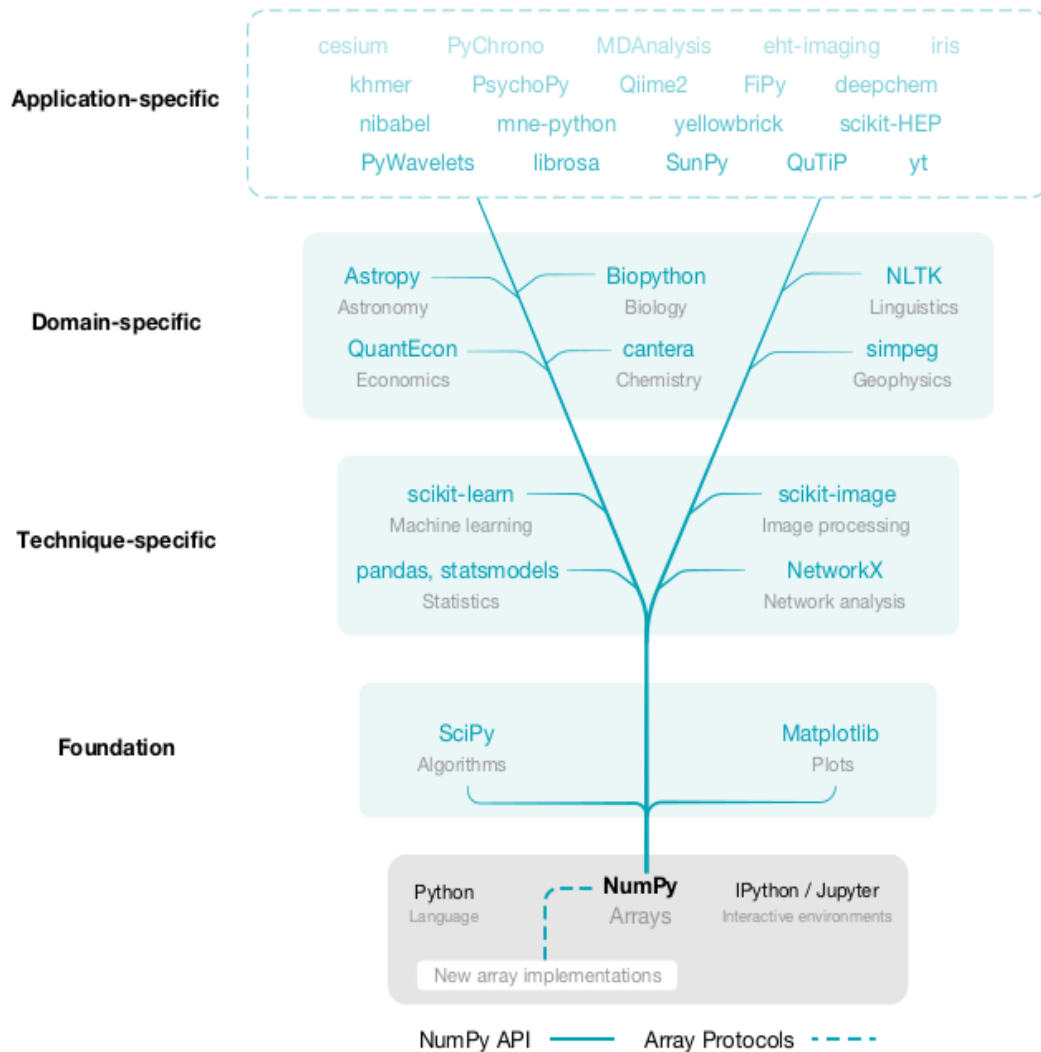


Figura 42 – Algumas bibliotecas e projetos que dependem da API (*Application Programming Interface*) do *NumPy*, com a *simpeg* sendo um exemplo da área da Geofísica que lida com simulação e estimativa de parâmetros. Fonte: [Harris et al. \(2020\)](#).

domínios e possui capacidade de suportar a escrita de grandes arquivos. Portanto, ela também é utilizada para escrever os arquivos no formato SEG Y que contém os resultados da inversão estocástica e da classificação Bayesiana de fácies.

E todas essas bibliotecas citadas foram utilizadas para produzir e analisar estatisticamente os resultados deste trabalho. Entretanto, ainda é necessário a visualização dos seus produtos. Para isso, é feito uso da *matplotlib* ([HUNTER, 2007](#)), que é uma biblioteca simples para a criação de visualizações estáticas, animadas e interativas no *Python*. Esta biblioteca permite gerar imagens de qualidade extremamente elevada e utilizar recursos muito valiosos para facilitar as análises.

Por último, é utilizado outro pacote que faz parte do ecossistema da *NumPy* que é a *scikit-image* ([WALT et al., 2014](#)). Esta é uma coleção de algoritmos para o processamento

de imagens. Utilizou-se, especificamente, o módulo de filtros deste pacote para a suavização do resultado da inversão estocástica usando um filtro Gaussiano multidimensional, quando necessário.

Sendo assim, como já comentado, a programação é uma arte de aplicar padrões que já são conhecidos para a resolução de novos problemas. Porém, conhecer e aprender novos padrões é fundamental para o desenvolvimento e evolução de quem está envolvido nesta área. Portanto, é evidente que a forma como a inversão atualmente é feita está sob constante evolução conforme novos conhecimentos são adquiridos e novas tecnologias são lançadas. Um dos recursos que podem facilitar o entendimento do processo à quem deseja se aprofundar é uma interface gráfica. Por vezes, pessoas dentro do meio acadêmico não possuem grande familiaridade e apreço com linhas de comando. Sendo assim, uma interface gráfica poderia proporcionar um incentivo a novos estudantes em investigar o método e replicá-lo em seus respectivos conjuntos de dados. Pensando nisso, foi iniciada a construção de uma interface gráfica durante o desenvolvimento deste trabalho utilizando a *PyQt5* (PYQT, 2012). A *PyQt5* é um empacotador da linguagem *Python* para o *framework* multiplataforma *Qt*. Espera-se que o desenvolvimento desta interface alcance um nível aceitável para o seu compartilhamento com a comunidade acadêmica.

Novos recursos podem ser implementados visando uma melhora de desempenho e tempo de processamento dos algoritmos aplicados neste trabalho. Um exemplo de melhoria acessível e altamente poderoso é o uso de *multithreading* (multiprocessamento). Isso porque o *Python*, pelo padrão de seu funcionamento chamado GIL (*Global Interpreter Lock*) impede que os códigos sejam rodados em múltiplos núcleos simultaneamente. Portanto, para se ter múltiplas tarefas sendo executadas ao mesmo tempo, é necessário o uso de bibliotecas que auxiliem nesta função. Além desta melhoria citada em que se busca fazer uso da máxima capacidade do processador (CPU), outra importante melhoria possível é a de uso de placas de vídeo (GPU). As GPUs são unidades de processamento que levam grande vantagem em aplicações com cálculos matemáticos de dimensões elevadas e com alto grau de dependência entre eles devido à sua arquitetura com diversos núcleos.

6 Resultados e Discussão

Com a realização das etapas descritas na metodologia deste trabalho obteve-se os resultados que serão analisados e discutidos nesta seção. A Figura 43 mostra a localização de nove poços e as seções sísmicas que serão debatidas neste trabalho em um mapa da amplitude sísmica da base do sal. Para isso, foram selecionadas duas *crosslines* e uma seção arbitrária que corta importantes estruturas observadas no campo. A primeira *crossline* cruza o Poço C no sentido Oeste-Leste (Seção sísmica 1), a segunda cruza o Poço E no sentido Oeste-Leste (Seção sísmica 2) e a seção arbitrária cruza o Poços A com sentido Sudoeste-Nordeste (Linha arbitrária 1).

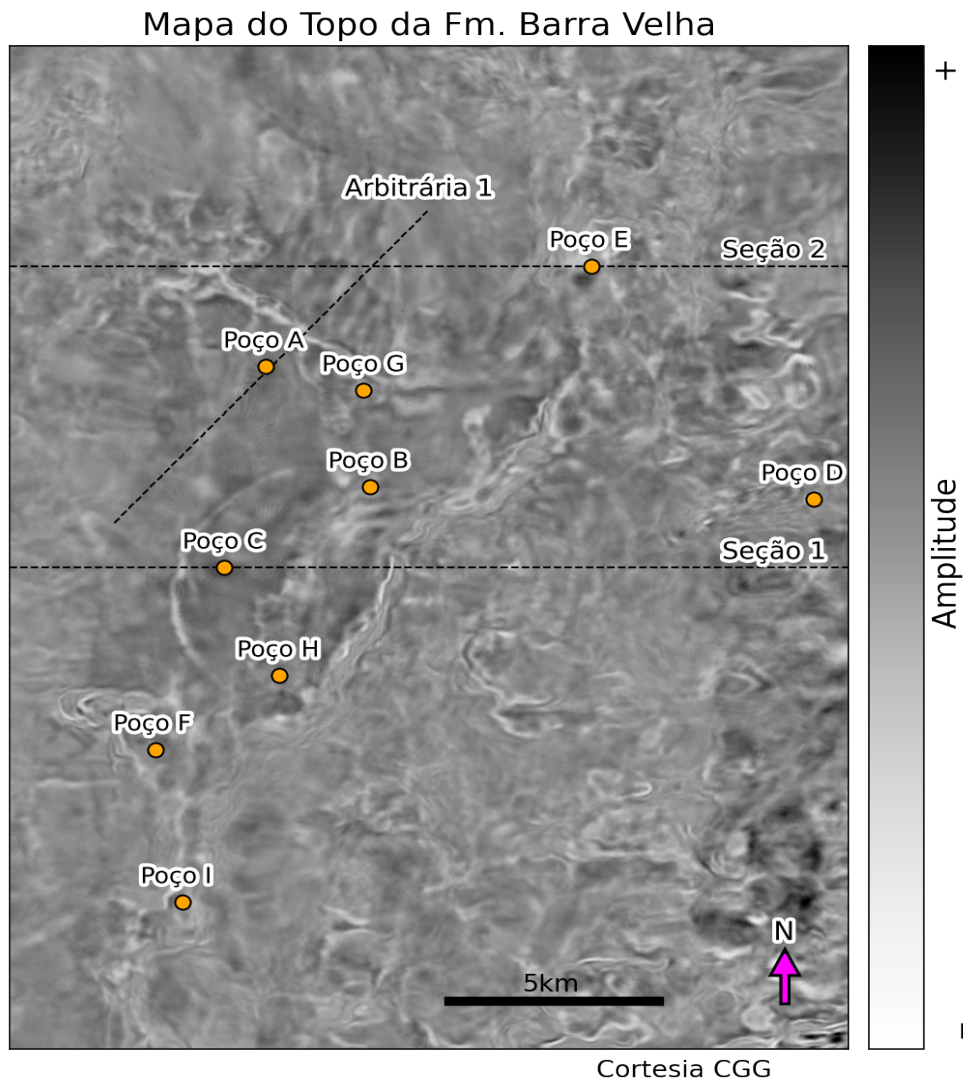


Figura 43 – Mapa de amplitudes da Base do Sal, com as localizações dos poços utilizados no fluxo de trabalho e das seções sísmicas escolhidas para avaliação dos resultados.

A escolha por estas seções se deu pelo fato de cada uma ser capaz de evidenciar certas particularidades interessantes da área de estudo. A Seção sísmica 1 corta um intervalo de rochas ígneas intrusivas na parte superior da Fm. Barra Velha na proximidade da Base do Sal, que é um fator de desafio para avaliar capacidade da inversão sísmica de identificar e delimitar este corpo de alta impedância acústica em uma área que geralmente já é marcada por uma reflexão positiva. A Seção sísmica 2 corta uma estrutura de *mound* na Fm. Barra Velha e uma intercalação entre rochas ígneas intrusivas e extrusivas nesta mesma formação. Já a linha Arbitrária 1 será importante para a caracterização de uma região de um banco de coquinas da Fm. Itapema e seus diferentes níveis.

6.1 Avaliação quantitativa da inversão estocástica

6.1.1 Coeficiente de correlação nos poços

Em um primeiro momento, é feita uma avaliação quantitativa do resultado da inversão estocástica para, em seguida, mostrar e discutir os resultados nas seções sísmicas citadas anteriormente. Na Tabela 2 é mostrada uma comparação quantitativa através do coeficiente de correlação Pearson (ou linear) no domínio do tempo dos perfis de impedância acústica *upscale* dos poços com os resultados da inversão estocástica e da inversão determinística feita por Dias (2020) na área de estudo. O coeficiente de correlação de Pearson mede o grau e a direção de correlação entre duas variáveis. Em geral, valores acima de 50% para o coeficiente são considerados como uma correlação aceitável.

De uma maneira geral, o resultado da inversão estocástica teve um resultado melhor em uma maior quantidade de poços, sendo em seis casos contra três da inversão determinística. Com isso, ao se tomar a média dos coeficiente de correlação em todos os poços, tem-se um valor médio de 62% para a inversão estocástica contra 57% da inversão determinística. Nos poços com um coeficiente de correlação melhor para a inversão determinística, a diferença entre os valores não passou de 6% (poços C, D, H). Ao se tomar o cenário contrário, pode-se observar que em alguns poços a inversão estocástica obteve uma performance razoavelmente melhor, como é o caso dos poços B (diferença de 25%), E (diferença de 9%) e I (diferença de 19%). Estes números estão refletidos na média geral citada anteriormente, mostrando o ganho que se teve ao realizar a inversão estocástica. Os dois cenários extremos dos resultados da inversão estocástica para uma análise mais criteriosa são apresentados na Figura 44. Ou seja, são mostrados os casos em que se obteve o melhor resultado (Poço C) e o pior resultado (Poço G).

No Poço C é observado que o alto coeficiente de correlação está associado à excelente tendência que o P50 possui com relação ao perfil do poço *upscale*. É possível notar uma grande quantidade de valores que caem dentro de uma margem de ± 1000 m/s.g/cm³ com relação ao ajuste ideal em ambas formações. Além disso, o resultado da inversão foi

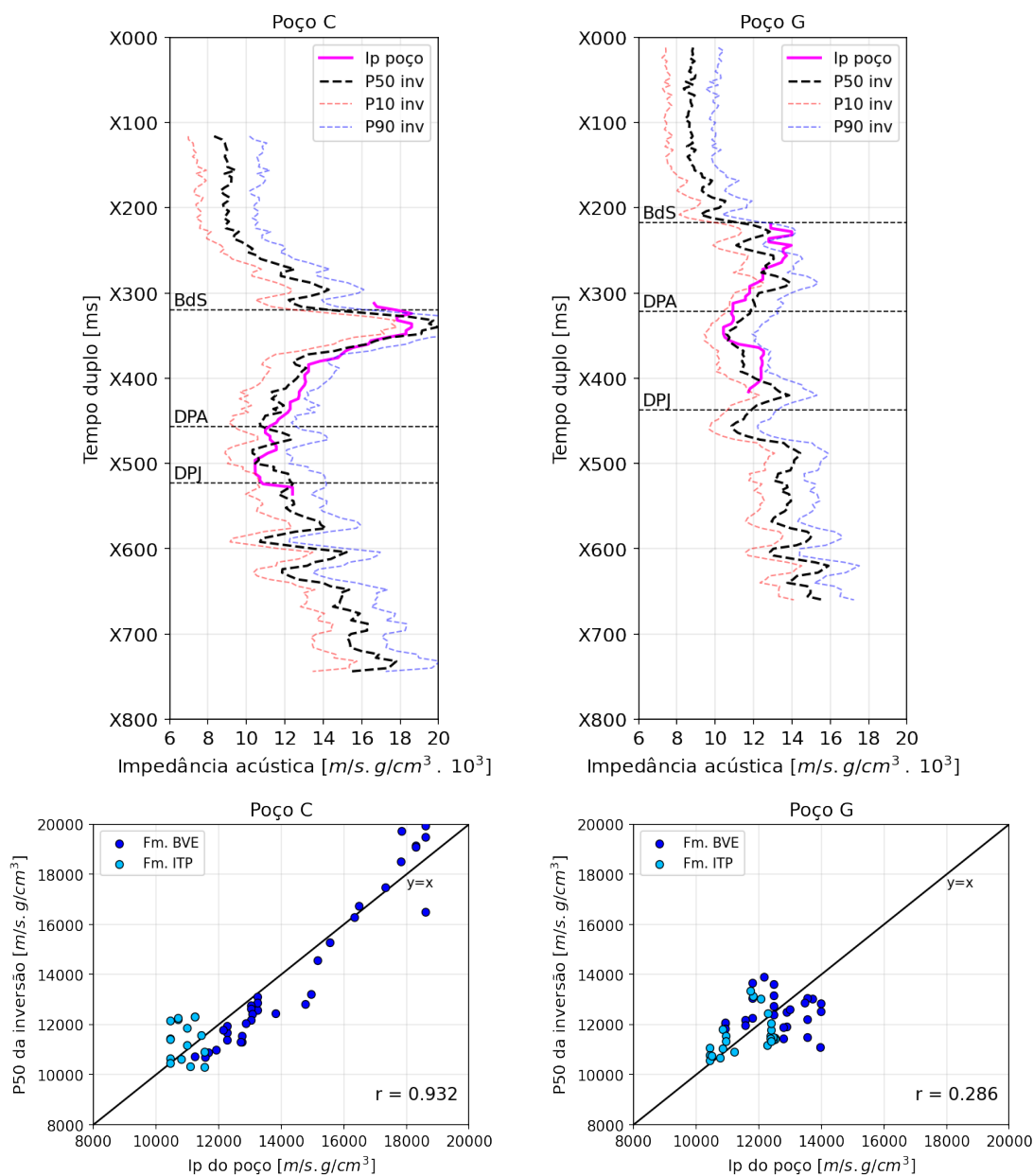


Figura 44 – Comparação do resultado da inversão estocástica nos poços C (esquerda) e G (direita) em *logplot* e *crossplot*. Nos *logplots*, BdS indica a Discordância informal Base do Sal, DPA indica a Discordância Pré-Alagoas e DPJ indica a Discordância Pré-Jiquiá, com o perfil tracejado em preto sendo o P50 da inversão, o vermelho o P10, o azul o P90 e em magenta o perfil do poço *upscale*. Nos *crossplots*, o eixo x indica a impedância acústica do poço avaliado na mesma taxa de amostragem da inversão e o eixo y o resultado da inversão, com a Fm. Itapema sendo a cor azul claro e a Fm. Barra Velha a cor azul escuro.

Tabela 2 – Tabela mostrando uma comparação do coeficiente de correlação de Pearson para cada método de inversão ao ser comparado com os dados dos poços *upscale* no domínio do tempo.

Coeficiente de correlação do método de inversão		
Poço	Estocástica	Determinística
A	64 %	63 %
B	66 %	41 %
C	93 %	94 %
D	43 %	49 %
E	71 %	62 %
F	69 %	66 %
G	29 %	27 %
H	45 %	49 %
I	77 %	58 %

muito satisfatório em estimar a impedância acústica do corpo de alto I_p no topo da Fm. Barra Velha neste poço. Todo este comportamento está refletindo no alto coeficiente de correlação destas variáveis calculado.

Já no Poço G, o cenário é um pouco diferente. Na parte inferior da Fm. Itapema (aproximadamente X350-X400 ms), o resultado se mostrou bem ruim e com uma péssima correlação, sendo estes os pontos em azul claro no *crossplot* com valores no poço de pouco mais de 12000 m/s.g/cm³. Nos tempos menores que X750 ms até a Discordância Pré-Jiquiá, a correlação se mostrou muito boa com os pontos caindo muito próximo à reta do ajuste ideal. Esta tendência segue para o intervalo inferior da Fm. Barra Velha (Discordância Pré-Alagoas-X280 ms). Entretanto, em tempos menores que X280 ms, a correlação se perde completamente, gerando a principal nuvem de pontos que se viu da Fm. Barra Velha se afastando muito do ajuste ideal e com uma tendência ruim. Isto reflete no baixo coeficiente de correlação calculado para o Poço G.

Esta análise visual é importante para se entender que o coeficiente de correlação é apenas uma das formas de se estimar a qualidade do dado estimado. O baixo coeficiente de correlação estimado no Poço G está muito influenciado pela forma como está se comportando os dados da inversão com relação aos dados do poço, mas não tanto pela diferença de impedância acústica. Esta diferença de impedância se mantém razoavelmente

baixa para a Fm. Itapema e aumenta um pouco na Fm. Barra Velha, ultrapassando o patamar dos ± 2000 m/s.g/cm³ em alguns poucos tempos.

Um outro problema que esta análise está sujeita é com a amarração sísmica-poço que irá servir para a conversão profundidade-tempo dos dados de poço. No Poço G, é possível notar que aparentemente há um deslocamento vertical (em tempo) de seus dados com relação à inversão. A aplicação de um deslocamento de +10 ms nos tempos do poço resultaria em uma grande melhora no coeficiente de correlação, apesar de não resolver o evidente problema do resultado na parte superior da Fm. Barra Velha. Além do deslocamento vertical, a amarração também influencia no estiramento ou achatamento deste perfil, que acaba por alterar também o resultado. No Poço G, a amarração sísmica-poço atingiu um coeficiente de correlação de 76.3%.

Portanto, esta análise apresentada é extremamente sutil e sensível pelos diversos fatores apresentados, como a escolha do método para a avaliação da qualidade da inversão, a qualidade do dado sísmico, a amarração poço-sísmica, a quantidade de amostras disponíveis para a análise estatística e outros. Para o primeiro fator, é possível a avaliação de outras formas de cálculo de qualidade dos resultados, como o erro *root-mean squared* (RMSE). Para a amarração sísmica-poço, o possível a se fazer é revisitar esta etapa e avaliar possíveis problemas encontrados. Para a questão da quantidade de amostras, não é possível evitar o problema por ele estar diretamente associado ao dado original em amplitude.

6.1.2 Parâmetros do ES-MDA

Um dos outros fatores de influência no resultado da inversão estocástica são os parâmetros do ES-MDA. Especificamente, os parâmetros influentes são o número de simulações (*ensembles*) e o número de assimilações. Na Tabela 3 são mostrados os resultados do coeficiente de correlação da inversão com os dados do Poço C para os cenários com 200, 500 e 800 simulações e para o número de assimilações igual a 8, 15 e 20.

Tabela 3 – Tabela comparando o coeficiente de correlação do método de inversão estocástica utilizando diferentes parâmetros do número de assimilações e de *ensembles* com o dado do Poço C.

	$N_a = 8$	$N_a = 15$	$N_a = 20$
$n_e = 200$	0.912	0.899	0.949
$n_e = 500$	0.938	0.932	0.952
$n_e = 800$	0.942	0.941	0.945

Pode-se observar que o resultado com maior correlação com o perfil upscalado do Poço C é o com 500 *ensembles* e 20 assimilações. Entretanto, a diferença é bem sutil para outros casos que demandariam um menor custo computacional. Por exemplo, a diferença do uso de 15 assimilações ao invés de 8 é de aproximadamente 0.26s por traço para 500 *ensembles*. Foi observado um comportamento fortemente ruidoso em todos os casos de 200

ensembles. Sendo assim, é importante que o geofísico saiba ponderar entre a precisão de seus resultados e a demanda computacional que eles terão. Neste trabalho, o equilíbrio foi alcançado com um número razoável de *ensembles* (500) e de assimilações (15). Liu e Grana (2018) obtiveram um bom resultado com apenas 3 assimilações, de forma que o ganho com uma quantidade maior que esta foi quase irrelevante.

Na Figura 45 é mostrado o comportamento do somatório da diferença entre o dado original e o dado modelado pela média dos *ensembles* a cada iteração para os cenários com 200, 500 e 800 *ensembles* em um traço escolhido. Por ser um processo estocástico, esta diferença na primeira iteração não é de grande relevância. Os fatores mais importantes são a estabilização da curva de diferença e que este valor de convergência seja o menor possível.

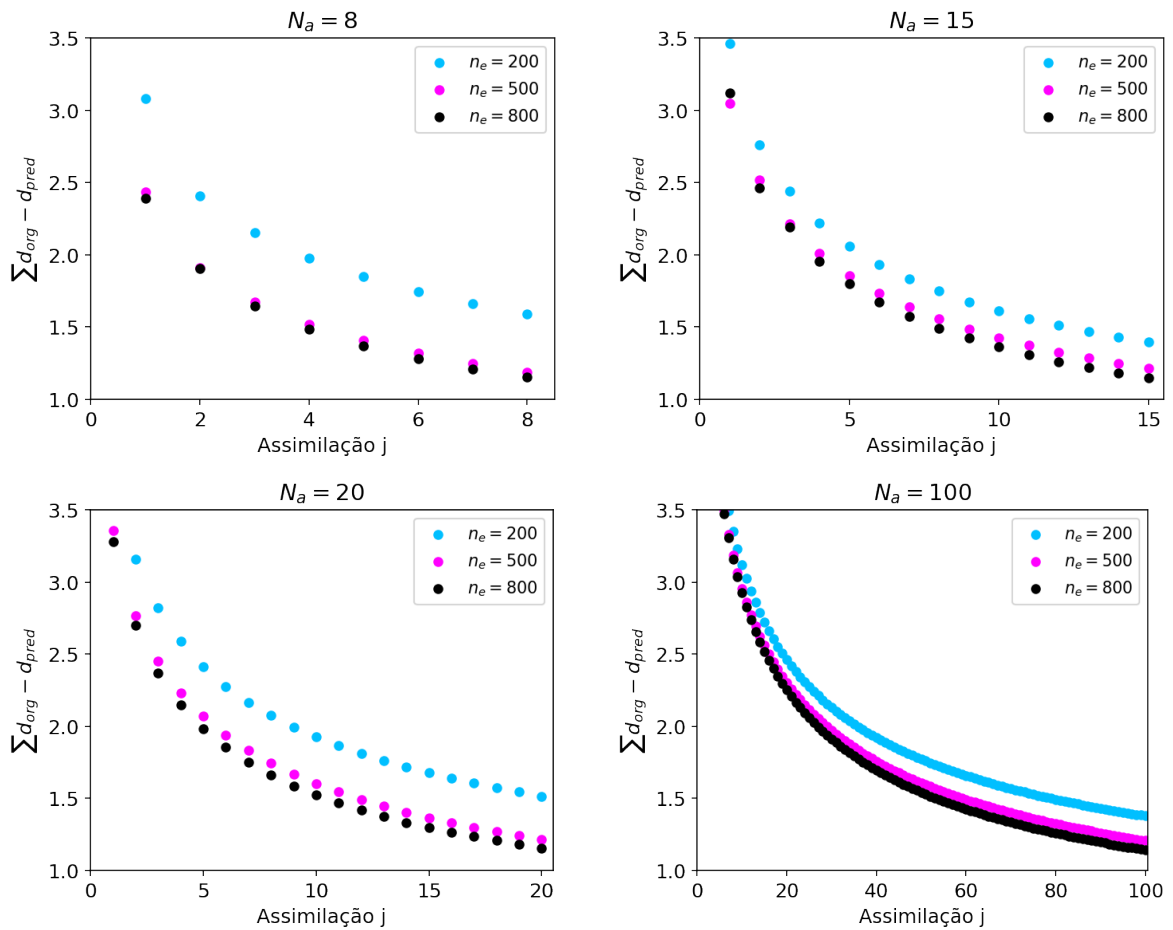


Figura 45 – Comportamento do somatório da diferença entre o dado original e o dado predito para os diferentes cenários de número de assimilações ($N_a = 8, 15, 20, 100$) e de *ensembles a priori* ($n_e = 200, 500, 800$).

Nota-se que a metodologia adotando somente 200 *ensembles a priori* possui sempre uma maior dificuldade de se ajustar corretamente ao dado original. Isto está muito associado ao já comentado comportamento ruidoso que este resultado possui. Já com relação aos

casos de 500 e 800 *ensembles*, observa-se uma proximidade muito grande entre eles, de maneira que ambos são capazes de produzir resultados razoáveis e muito melhores que com 200. Mostra-se também um caso extremo do número de assimilações ($N_a = 100$) para destacar o equilíbrio que o fator de inflação traz para o método, de maneira que mesmo com um número extremamente elevado de iterações, não foi capaz de se obter um resultado melhor que com as quantidades de iterações menores. Uma abordagem futura para esta análise é a utilização de mais de um traço em diferentes locais do campo para a construção do gráfico, evitando assim um enviesamento local.

6.2 Caracterização dos reservatórios

O foco deste trabalho está nas formações Itapema e Barra Velha, onde estão presentes os reservatórios da seção pré-sal da área de estudo. Portanto, é importante o mapeamento das principais discordâncias que limitam estas duas formações. A Fm. Itapema é limitada em sua base pela Discordância Pré-Jiquiá (ou Jiquiá-Buracica) e é onde se encontram os bancos de coquinas que são reservatórios de interesse na área de estudo. Em seu topo, esta formação é limitada pela Discordância Pré-Alagoas que marca o início da deposição da Fm. Barra Velha, com a presença de rochas reservatório carbonáticas e limitada em seu topo pela Base do Sal. Comprovados pelos dados de poços, as rochas reservatório encontradas nesta área do pré-sal são as coquinas (*rudstones* bivalves) e *grainstones* intercalados com margas e folhelhos na Fm. Itapema. Na Fm. Barra Velha, tem-se os *mounds* e plataformas carbonáticas constituídos pelas fácies de *shrubs*, esferulitos, laminitos e carbonatos retrabalhados.

Estruturalmente, os reservatórios contam com *horsts* e *grabens* condicionados por falhas normais de direção preferencial NE-SW. Por vezes, a Fm. Itapema possui uma maior espessura e em outras a Fm. Barra Velha é quem sofre um espessamento. Além disso, é uma área de estudo que conta com a presença de rochas ígneas intrusivas e extrusivas que podem ocorrer em ambas formações definidas como reservatórios. As três seções que serão analisadas (Seção sísmica 1, Seção sísmica 2 e Linha Arbitrária 1) irão cortar *horsts*, onde estarão localizados os poços, e irão abranger as regiões dos *grabens*. Desta maneira, elas serão úteis para avaliar a capacidade da metodologia de inversão sísmica estocástica e da classificação Bayesiana de fácies em modelar cenários que estão em um contexto deposicional e diagenético diferente dos poços.

Ao analisar cada seção individualmente, o foco estará na avaliação qualitativa e quantitativa do resultado como um todo. Ou seja, serão avaliadas as áreas dos reservatórios, os baixos estruturais, a ocorrência das rochas ígneas e outros aspectos. Já para a elaboração do catálogo sísmico, será dado um foco nas estruturas que possuem maior interesse exploratório no campo e que, conseqüentemente, são onde os poços estão localizados.

6.2.1 Seção sísmica 1

A Seção sísmica 1 que corta o Poço C e sua interpretação é ilustrada na Figura 46. Essa é uma *crossline* na parte central do campo de direção Oeste-Leste com estruturas que atingem a escala quilométrica tanto vertical quanto horizontal. A polaridade da escala de cores apresentada é com os picos positivos sendo representados pelo preto e os picos negativos pelo branco. A seção sísmica mostra o forte controle estrutural que as falhas exercem sobre a área de estudo, de maneira que duas falhas normais profundas separam o *horst* na parte oeste de outro no leste por um *graben* bem destacado na parte central da seção, que possui um grande espessamento do pacote da fase rifte neste intervalo marcado.

Na interpretação sísmica é possível observar que na região do poço existe uma intensa ocorrência de falhas normais de grandes rejeitos que compartimentaram a estrutura de altos e baixos observada. A Fm. Itapema possui pouca espessura no Poço C e está localizada à oeste de um importante banco de coquinas do campo, de forma que é esperada nesta formação a presença de fácies lamosas de ambiente deposicional mais profundo que o banco intercaladas com sedimentos retrabalhados. Na Fm. Barra Velha próxima ao Poço C, é possível observar refletores com padrão progradante sigmoidal-oblínquo com terminações de *onlap* contra a Discordância Pré-Alagoas próximos a uma falha localizada à leste do poço. Oliveira *et al.* (2021) descrevem este comportamento de sedimentos da Fm. Barra Velha terminando em *onlap* contra a Discordância Pré-Alagoas em regiões de bancos de coquinas da Fm. Itapema. Além disso, esta geometria de plataforma carbonática foi destacada na Fm. Barra Velha por autores como Ferreira *et al.* (2019), Neves *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021a). De acordo com as interpretações apresentadas por (FERREIRA *et al.*, 2021a), as plataformas carbonáticas são caracterizadas por intercalações de refletores paralelos a sub-paralelos e que possuem uma variação litológica razoável.

Segundo Faria *et al.* (2017), os principais fatores de influência sobre as plataformas carbonáticas do pré-sal que os autores analisaram são a taxa de deposição carbonática e as variações do nível do lago. No modelo defendido pelos autores, a taxa de sedimentação carbonática foi de 0,08 mm/ano na Bacia de Santos, resultando em uma plataforma carbonática de aproximadamente 100 metros de espessura. Já as variações do nível do lago representam o principal fator para a geração de espaço de acomodação e no controle da deposição das fácies nas diferentes profundidades, sendo estas variações importantes controles na distribuição lateral das fácies carbonáticas.

A delimitação de corpos ígneos intrusivos no pré-sal não é simples utilizando somente a amplitude. De acordo com a interpretação apresentada por Omosanya *et al.* (2016) de intrusões ígneas ocorridas no microcontinente Jan Mayen (mar da Noruega-Groenlândia), elas são rochas com reflexões fortemente positivas, caracterizados por diques e soleiras, em forma de pires ou de tigela. Além disso, as soleiras ocorrem, comumente, associadas a falhas e que podem funcionar na reativação e segmentação vertical das mesmas.

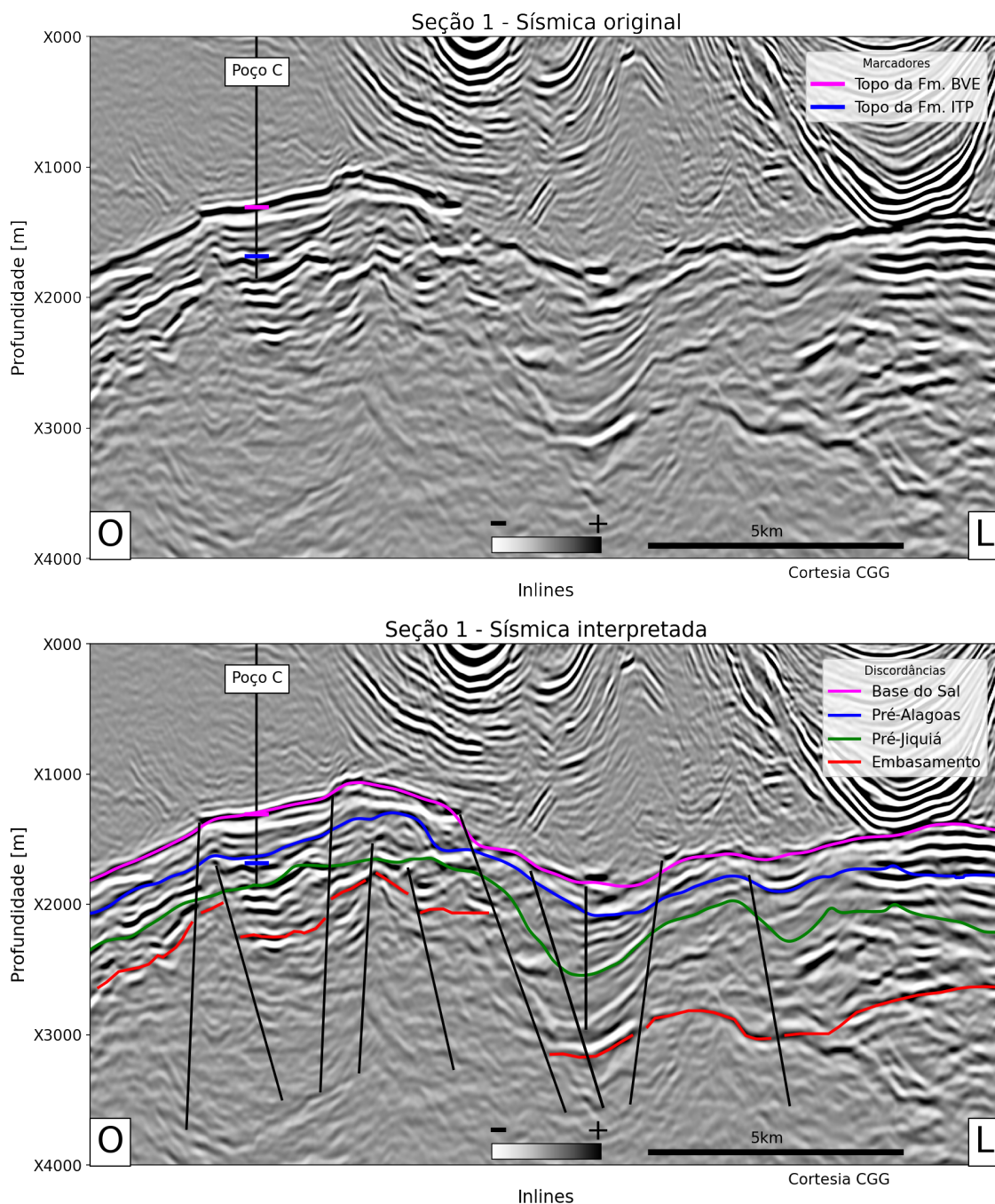


Figura 46 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo).

É dado um foco na região próxima ao Poço C e à intrusão ígnea através da Figura 47. Além disso, são mostradas algumas interpretações feitas a partir do dado em amplitude e da estruturação do reservatório. É importante destacar que esta é apenas uma interpretação e, como todas elas, está sujeita a alterações. Na Fm. Itapema, destaca-se o intervalo em que é propício a deposição de finos em um ambiente de lago mais profundo que o banco de coquinas em períodos de aumento do nível de base e de sedimentos retrabalhados em períodos de estabilização do mesmo (OLIVEIRA *et al.*, 2021). Na Fm. Barra Velha, a parte carbonática abaixo da ígnea possui uma geometria de plataforma carbonática progradante posicionada sobre o alto estrutural. De acordo com Ferreira *et al.* (2021b), esta é a configuração de uma região estruturalmente propícia a deposição de fácies carbonáticas como os *shrubs* e esferulitos. A extensão e espessura da rocha ígnea intrusiva próxima a Base do Sal são difíceis de prever a partir somente da amplitude, de maneira que a impedância acústica e a classificação Bayesiana podem exercer uma importante contribuição para este fim. Em amarelo, é destacada a falha normal profunda que pode ter servido como conduto para o fluxo de magma chegar até o topo da Fm. Barra Velha.

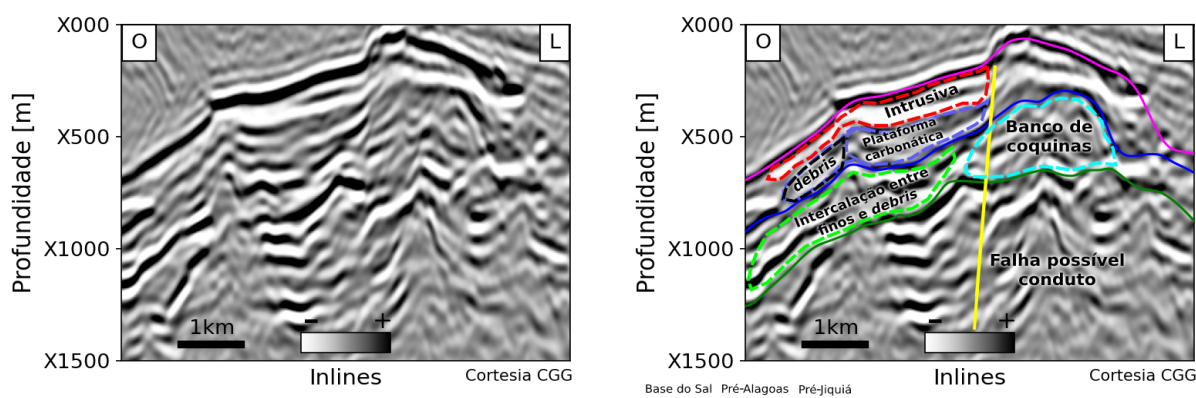


Figura 47 – Destaque feito em um intervalo no leste da Seção sísmica 1 que mostra a intrusão ígnea no o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação foi arbitrária.

As amostras laterais do Poço C na Fm. Itapema descrevem fácies do tipo *grainstones* que sofreram silicificação, dolomitização e recristalização, que estão intercalados com folhelhos e carbonatos lamosos. As estimativas de volume de argila e porosidade efetiva mostram dois espessos folhelhos que dominam mais da metade do intervalo desta formação no poço, ratificando o tipo de fácies esperada na sísmica. As amostras laterais da Fm. Barra Velha são dominadas por *shrubs* silicificados e dolomitizados, com a presença de algumas brechas carbonáticas que são indicativos de exposição subaérea (DIAS, 2020). No topo desta formação está uma rocha ígnea intrusiva (diabásio) com espessura de aproximadamente 85m, que compromete a qualidade das propriedades permoporosas das rochas carbonáticas que entram em contato com este corpo, fazendo com que o comportamento geral da porosidade seja o de diminuição em direção ao topo.

O resultado do P50 da inversão sísmica na Seção sísmica 1 é apresentado na Figura 48. A parte oeste da seção, que é onde o Poço C está localizado, mostra que a correlação visual do resultado da inversão que anteriormente foi analisada quantitativamente no domínio do tempo (Figura 44) também se mantém boa com o dado em profundidade. Um importante controle de qualidade da inversão sísmica no pré-sal é a estimativa da impedância acústica na janela de amostras que fazem parte da camada de sal. Nota-se que o resultado se manteve razoável em boa parte deste intervalo ao apresentar valores de impedância acústica próximos ao de sais como a halita (aproximadamente 9200 m/s.g/cm^3) (JUSTEN *et al.*, 2013).

Na parte da Fm. Itapema próxima ao poço pode-se observar um predomínio de valores de impedância acústica médios (tons verdes e ciano), com algumas camadas com impedância acústica mais baixa (tons de vermelho), que ocorrem principalmente na porção inferior desta formação e acompanham a direção mergulho da Discordância Pré-Jiquiá. Estes intervalos podem estar associados à fácies lamosas de baixa impedância que são distais ao banco de coquinas destacado anteriormente. No banco de coquinas, onde geralmente se encontram as melhores propriedades permoporosas na Fm. Itapema, nota-se uma variação em torno de $11000\text{-}12000 \text{ m/s.g/cm}^3$ na impedância acústica.

Na Fm. Barra Velha, a impedância acústica estimada mostrou-se ligeiramente inferior a encontrada no poço. Porém, o método foi capaz de identificar muito bem o intervalo de alta impedância (tons de azul) na parte superior desta formação. Além disso, é possível observar uma grande continuidade para oeste desta alta impedância acústica que segue o mergulho abaixo junto à Base do Sal. Esta continuidade de alta impedância acústica não é observada para leste além da região do banco de coquinas, indicando que possivelmente a intrusão ígnea não ocorreu nessa área. Na região de plataforma carbonática da Fm. Barra Velha abaixo da rocha ígnea é possível observar uma intercalação de valores médios e baixos de impedância acústica, que podem estar associados a mudança no tipo de sedimentos encontrados causada por variações no nível de base do lago durante sua deposição. O segundo alto estrutural à leste da seção está próximo a área do Poço D, que é um intervalo com a presença muitas rochas ígneas de acordo com as amostras laterais. O resultado disso foi uma dominância de valores de impedância próximos e maiores à 16000 m/s.g/cm^3 .

Dias (2020) analisou esta mesma *crossline* em uma janela deslocada para oeste e seus resultados se mostraram ligeiramente parecido em ambas formações. A autora identificou valores de impedância parecidos no banco de coquinas da Fm. Itapema à leste do Poço C, porém com uma menor resolução. Em seu trabalho, a mesma atribuiu ao que chamou de falha F6 como possível conduto para a intrusão de diabásio observada no topo da Fm. Barra Velha. Neste trabalho, esta falha F6 foi a falha destacada em amarelo na Figura 47.

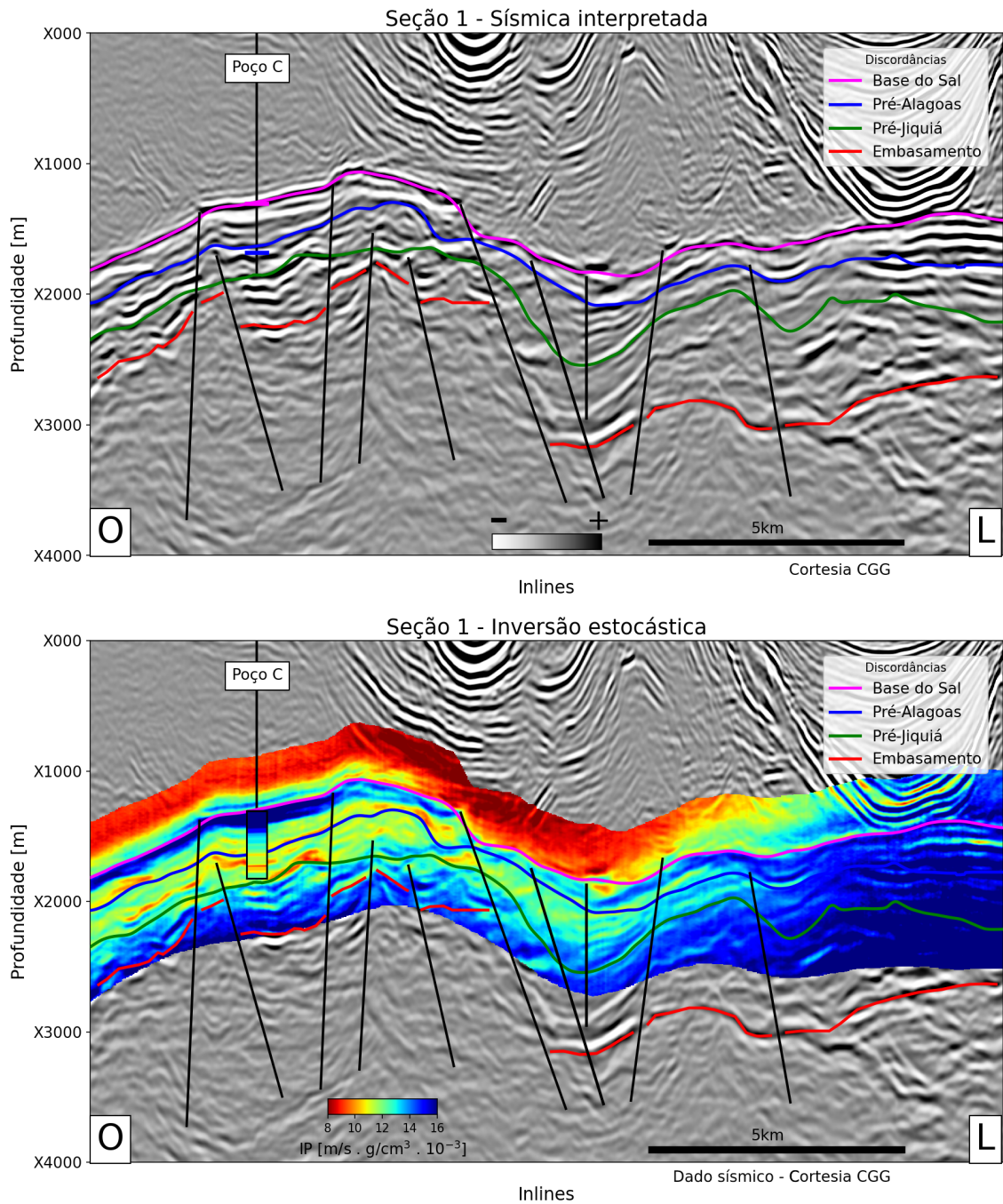


Figura 48 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal.

Os percentis P10, P50 e P90 da inversão sísmica estocástica (Figura 49) mostram que a impedância acústica na rocha ígnea se mantém alta nestes três cenários. Com isso, é possível se estabelecer um cenário mais otimista (P10), em que a extensão deste corpo de alta impedância é menor e, por consequência, compromete menos as propriedades dos reservatórios carbonáticos. Destaca-se que a unidade anotada nesta figura (km/s.g/cm^3) é a mesma adotada na figura da seção completa ($\text{m/s.g/cm}^3 \cdot 10^{-3}$). Um dos outros cenários é o médio e mais realista, que é o P50 mostrado e discutido anteriormente. O último cenário é o mais pessimista, no qual esta alta impedância se estende por uma área grande. Posteriormente, serão mostradas as probabilidades de ocorrência das rochas ígneas nesta seção para os três cenários. No cenário do P10, somente este intervalo destacado da seção possui um valor médio de impedância acústica de 10232 m/s.g/cm^3 . No P50, esta média atinge valores de 11452 m/s.g/cm^3 . Já no P90, os valores de impedância estimados são relativamente altos e alcançam uma média de 12733 m/s.g/cm^3 .

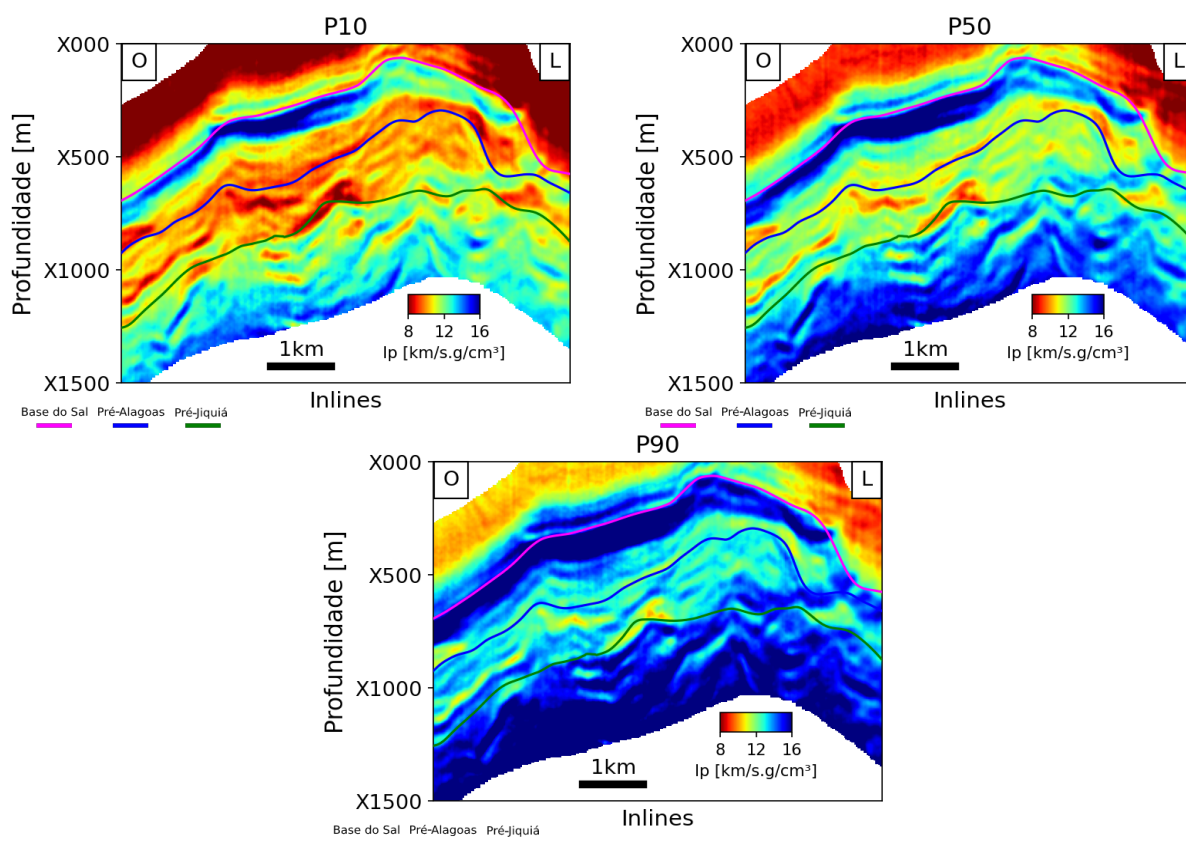


Figura 49 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na sísmica 1. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo.

A classificação Bayesiana de fácies utilizando o P50 na Seção sísmica 1, no intervalo do pré-sal que compreende as formações Itapema e Barra Velha comparada com as eletrofácies originais do Poço C, é apresentada na Figura 50. As rochas ígneas são representadas pelo vermelho, as lamosas pelo verde e os carbonatos fechados, reservatório 2 e reservatório 1 pelos três tons de azul mostrados na paleta de cores.

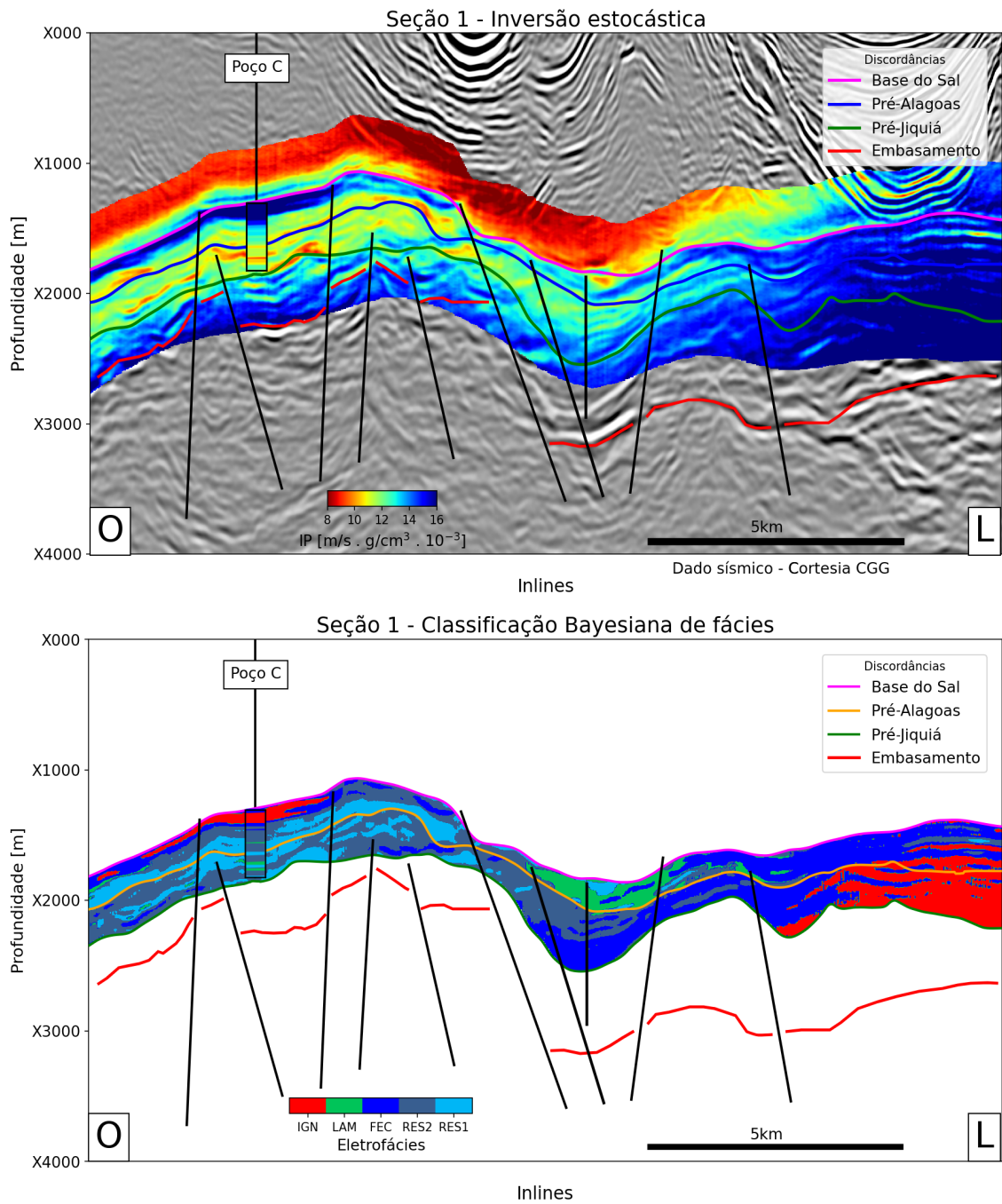


Figura 50 – Seção sísmica 1 que passa pelo Poço C, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo). Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1.

Na Fm. Itapema, o banco de coquinas foi caracterizado como reservatórios 1 e 2, o que está de acordo com o esperado. Na porção leste da Seção sísmica 1 ocorre uma dominância de rochas ígneas e carbonatos fechados. Apesar da grande quantidade de rochas ígneas, observa-se que elas terminam em uma geometria que se assemelha a extrusões. De acordo com [Omosanya et al. \(2016\)](#), a geometria das ígneas extrusivas são horizontalizadas, acamadadas, paralelas às camadas e com basaltos em almofada. Entretanto, estas ígneas podem estar sendo tanto subestimadas quanto superestimadas devido ao fato desta fácies ter propriedades elásticas semelhantes a carbonatos fechados encontrados no pré-sal, como também constatado por [Penna et al. \(2019\)](#).

Ainda na Fm. Itapema, o método não foi capaz de identificar as lamosas que estão presentes no Poço C (Figura 50). Esta é uma dificuldade bem comum no pré-sal e que era esperada nesta formação devido à sobreposição entre as pdf's já discutida. Além disso, apesar de se ter considerado esta área como depósitos de ambiente mais profundo que o banco de coquinas, ela ainda pode ser classificada como estando no alto estrutural. Portanto, apesar da abordagem apresentada para as probabilidades *a priori* introduzir um conhecimento geológico da área, ela não foi capaz de acertar nesta ocasião. O resultado disso é que as áreas de baixa impedância (cores laranja e vermelho), que foram interpretadas na inversão estocástica como potenciais fácies lamosas mais profundas ao banco de coquinas, foram erroneamente caracterizadas como reservatórios 1. Este é exatamente o tipo de confusão que se espera para estas eletrofácies na Fm. Itapema, conforme anteriormente mostrado através da matriz de confusão (Figura 40).

Na Fm. Barra Velha o resultado se mostrou, de uma maneira geral, bem satisfatório. Na base desta formação na proximidade do Poço C, que possui uma geometria sísmica de plataforma carbonática, a metodologia classificou como reservatórios 1 um intervalo que era reservatórios 2. Na parte superior desta formação, imediatamente abaixo da rocha ígnea, a classificação foi um sucesso ao identificar um intervalo de reservatórios 2, que se segue em direção ao mergulho das camadas. A identificação da rocha ígnea intrusiva no topo da Fm. Barra Velha foi muito bom, mostrando a extensão do corpo em direção à oeste sofrendo um afinamento e terminando, à leste, próximo à falha que indica o possível conduto para a intrusão. Além disso, pode-se ver a presença de carbonatos fechados em torno de toda ígnea que podem estar associados ao metamorfismo de contato ocorrido nas rochas encaixantes. [Ren et al. \(2019\)](#) caracterizam o comportamento de carbonatos do pré-sal que entram em contato com rochas ígneas intrusivas. Segundo os autores, a espessura da auréola de metamorfismo de contato é positivamente relacionada com a espessura da intrusão. Ou seja, quanto maior a espessura da rocha ígnea intrusiva, maior a espessura dos carbonatos que sofreram metamorfismo por consequência da maior capacidade de transmissão de calor. Além das auréolas de metamorfismo de contato, os mesmos autores destacam a presença de auréolas de metamorfismo hidrotermal que têm relação com os fluidos percolantes associados à própria intrusão.

Continuando na Fm. Barra Velha em direção à leste, pode-se observar que o *graben* na parte central da seção está preenchido, em maioria, por lamosas. Este é um comportamento esperado para este depósitos de fundo de lago e mostra o resultado da informação *a priori* geológica que foi aplicada. Na parte leste é possível observar a classificação de eletrofácies ígneas com uma forma que se assemelha à derrames de basalto. Entretanto, a maior parte deste intervalo é dominado pelos carbonatos fechados.

Um dos reservatórios de interesse da Fm. Itapema no campo são os bancos de coquinas, pois são onde as melhores propriedades permoporosas são encontradas nesta formação. Estes bancos são os intervalos de maior espessura desta formação e, portanto, é possível se realizar um ajuste na probabilidade *a priori* para incorporar esta informação. Ou seja, é viável a realização de uma ponderação nesta probabilidade *a priori* de maneira que nos locais onde a espessura da Fm. Itapema for maior que um valor de corte, a probabilidade de ocorrência de lamosas é zero e a dos reservatórios é grande. Por outro lado, quando esta espessura for menor, a probabilidade de ocorrência das lamosas irá dominar sobre a dos reservatórios. Este tipo de condicionante junto à já apresentada neste trabalho pode trazer um ganho importante para a caracterização do reservatório de maneira a incorporar, além de característica estrutural em maior escala do campo, um aspecto local.

As probabilidades *a posteriori* de ocorrência das rochas ígneas na seção em análise na Seção sísmica 1 são apresentadas na Figura 51. No cenário do P10, a probabilidade de ocorrência das ígneas só atinge valores maiores que 60% em uma pequena parte do corpo próximo a Base do Sal, de maneira que as probabilidades dominantes neste intervalo são as de 10-60%. O valor médio da probabilidade de ocorrência das ígneas na seção foi estimado em 14,4%. Já no P50, observa-se um aumento na faixa de valores maiores que 60%, com alguns intervalos indicando uma probabilidade de ocorrência maior que 80%. Através desta análise, nota-se que a extensão do corpo classificado como ígnea na Figura 50 abrange valores de probabilidade de ocorrência em um alcance de 10-60%, evidenciando um aumento da incerteza na identificação da geometria do corpo em direção ao mergulho a oeste. A média de probabilidade neste cenário foi de 21,9%. No P90, observa-se que estimou valores altos de probabilidade de ocorrência em toda geometria marcada na sísmica como possível extensão da intrusão. Entretanto, devido aos altos valores de impedância acústica, surgiram diversos intervalos carbonáticos com uma probabilidade de ocorrência entre 10-60% no restante do intervalo das Fm. Itapema e Barra Velha. O reflexo disto é uma média de 36,8% da probabilidade de ocorrência das ígneas. Portanto, esta análise dos três cenários pode ser considerada um sucesso para a avaliação do potencial de extensão da intrusão e, por consequência, sua capacidade de influência sobre os carbonatos adjacentes. Além disso, não se observa nos percentis valores de probabilidade de ocorrência maiores que 60% na direção leste à falha levantada como conduto, ratificando o sentido preferencial da intrusão como sendo em direção ao mergulho.

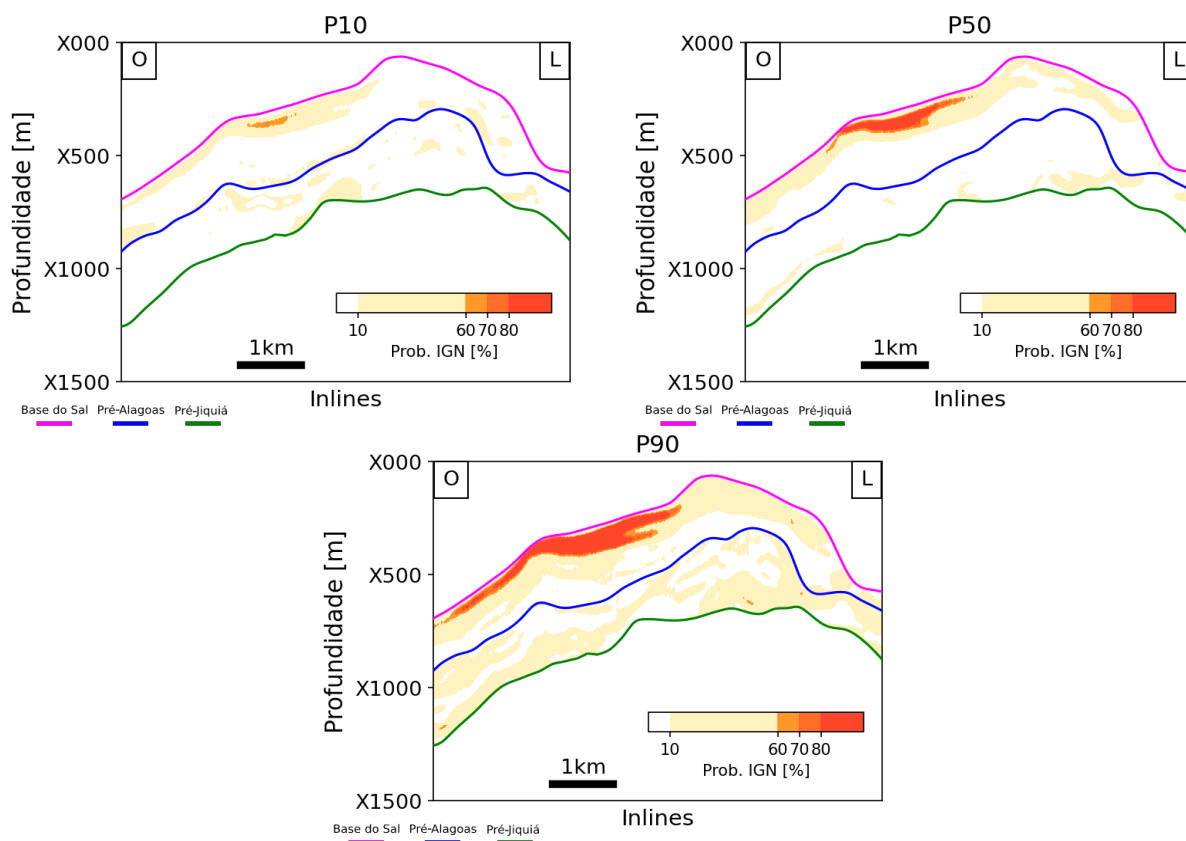


Figura 51 – Resultado da classificação Bayesiana de fácies na eletrofácies ígnea nos três cenários gerados para a inversão estocástica. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo.

6.2.2 Seção sísmica 2

A Seção sísmica 2 que corta o Poço E e sua interpretação são apresentadas na Figura 52. Esta é uma *crossline* que corta a parte norte do campo. No poço, pode-se observar que o alvo foi uma estrutura do tipo *mound* na Fm. Barra Velha, visto que o mesmo não perfurou a Fm. Itapema. Em alguns trabalhos, os *mounds* carbonáticos são chamados de *build-ups* pelos seus autores (FERREIRA *et al.*, 2019; NEVES *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2021a). Segundo Jesus *et al.* (2019), os *mounds* carbonáticos são corpos cônicos de relevo pronunciado e que são difíceis de serem mapeados na sísmica devido a ambiguidades em seus limites e a presença poucas reflexões internas. Ferreira *et al.* (2021a) consideram os *mounds* como os melhores reservatórios no intervalo do pré-sal.

Na área do Poço E, a transição dos sais da Fm. Ariri para os carbonatos da Fm. Barra Velha é marcada por um pico negativo na amplitude devido a presença de uma camada de anidrita neste local. Na interpretação sísmica, é possível observar a presença de uma importante zona de falhas normais que possuem direção N-S, as quais soergueram a área, sendo este um dos intervalos estruturalmente mais elevados do campo. A parte oeste da seção corta uma parte do banco de coquinas será analisada na linha Arbitrária 1.

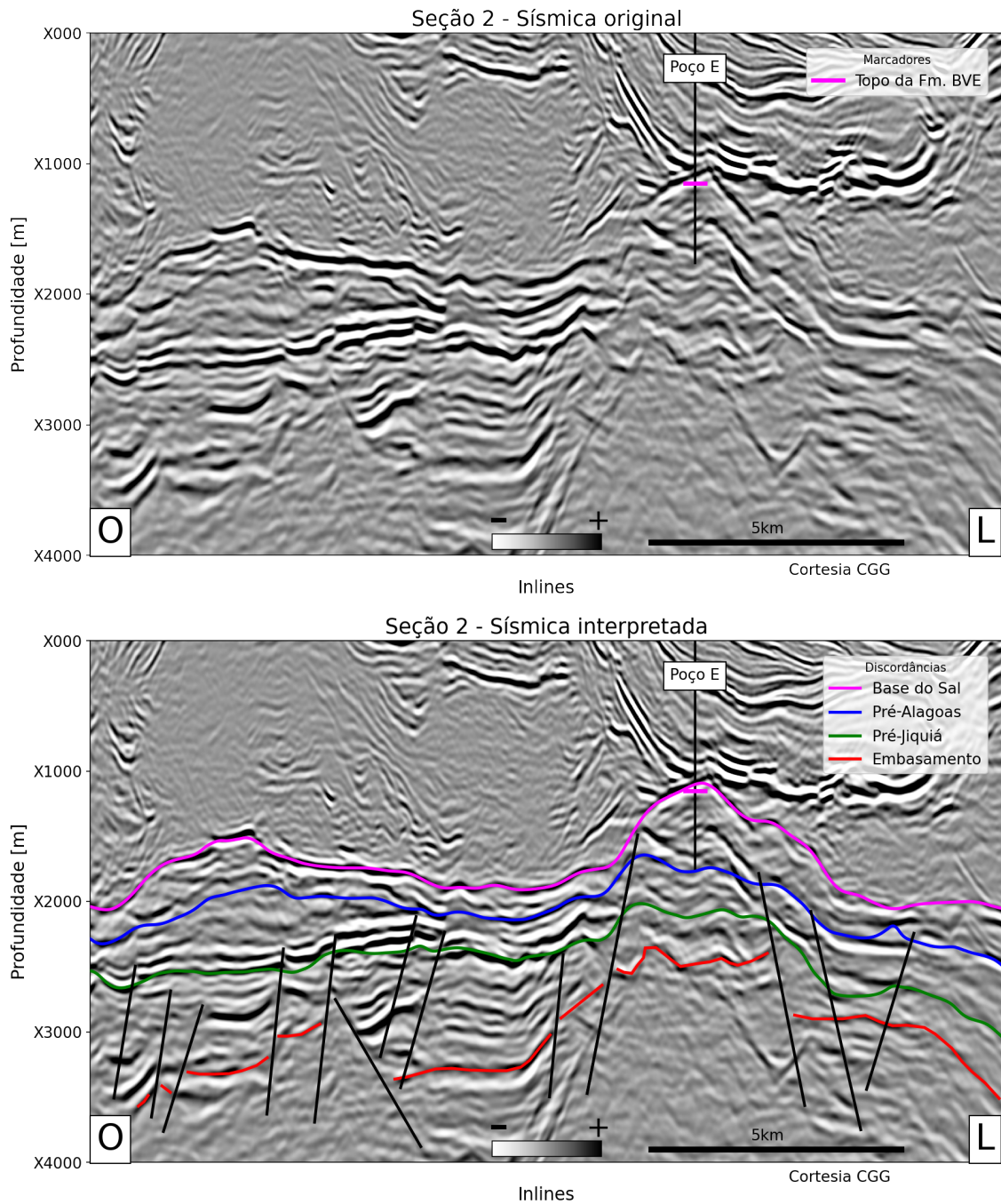


Figura 52 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo).

O *mound* onde o Poço E foi perfurado maiores espessuras da Fm. Barra Velha no flanco leste quando comparado ao oeste. Este flanco leste é onde se encontra uma importante falha de direção N-S no campo. Internamente, o padrão sísmico do *mound* apresenta-se como caótico principalmente em sua parte superior, e segue em direção ao mergulho à leste. [Ferreira et al. \(2019\)](#) identificaram este tipo de padrão sísmico em *mounds* carbonáticos no pré-sal da Bacia de Santos, com a amplitude apresentando uma geometria externa cônica bem marcada e com a presença de refletores internos com padrão caótico. Os mesmos autores atribuíram que um comportamento típico da impedância acústica neste tipo de feição é o de valores baixos a médios variando da base para o topo. Além do *mound*, outra feição de interesse associada a ele na seção são os depósitos de *debris* (retrabalhamento). Ainda no alto estrutural a leste do *mound*, o padrão cônico é perdido, dando lugar a refletores com padrão interno caótico que podem estar associados a reservatórios de sedimentos retrabalhados. Na parte inferior do *mound* é identificada a presença de algumas reflexões positivas fortes, que estão associadas à presença de uma grande intercalação entre corpos ígneos intrusivos e extrusivos observados no poço. Também é notada a presença de um pequeno *mound* na Fm. Barra Velha sobre o banco de coquinas na parte oeste da seção.

Um zoom na região do *mound* carbonático é apresentado na Figura 53. O padrão cônico é bem marcado no ponto mais alto da estrutura, porém em sua base ocorrem duas fortes reflexões de contraste de impedância acústica positivo, que estão associadas aos corpos ígneos. Os resultados de [Ferreira et al. \(2021b\)](#) mostram a presença de *shrubs* e esferulitos em *mounds* da Fm. Barra Velha do Campo de Búzios. No flanco L-NE do *mound* apresentado pelos autores, é estimado um grande volume de fácies de retrabalhamento e que terminam no baixo estrutural, onde os laminitos são dominantes. Este tipo de arranjo possui boa semelhança com o *mound* deste trabalho. Neste caso, o flanco leste da estrutura possui um padrão sísmico com refletores internos caóticos, que podem estar associados aos sedimentos retrabalhados.

As amostras laterais do Poço E são detalhadamente descritas por [Carmo \(2021\)](#). O intervalo inferior da Fm. Barra Velha é dominado por diabásios com a ocorrência de algumas finas camadas de basaltos, com a presença de laminitos acima deles e seguidos de novas camadas intercaladas de ígneas intrusivas e extrusivas. [Wright e Barnett \(2015\)](#), [Muniz e Bosence \(2015\)](#), [Gomes et al. \(2020\)](#) e [Ferreira et al. \(2021b\)](#) atribuíram a formação de laminitos aos momentos em que o lago estaria relativamente mais profundo nos períodos de clima mais úmido, quando a taxa de precipitação se sobrepunha à de evaporação. O intervalo superior da Fm. Barra Velha contém a presença *shrubs* que podem ocorrer silicificados, esferulitos, com pouca amostras dolomitizadas, além de outra intrusão de diabásio que gerou um metamorfismo de contato próximo à Discordância da Base do Sal ([CARMO, 2021](#)).

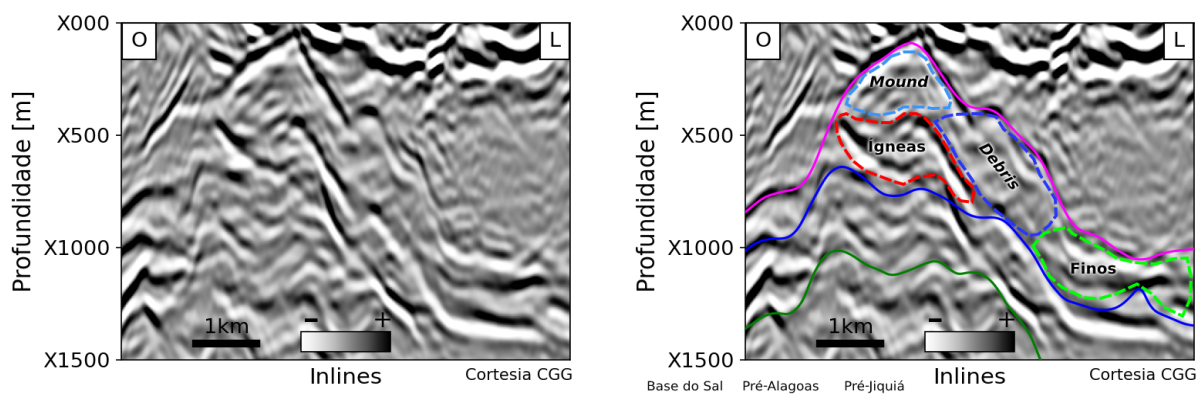


Figura 53 – Destaque feito na Seção sísmica 2 na região da *mound* carbonático com o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação é arbitrária.

O P50 da impedância acústica na Seção sísmica 2 é apresentado na Figura 54. Nota-se uma correlação visual ligeiramente pior que na seção analisada anteriormente, porém que ainda pode ser considerada satisfatória. Aparentemente, há um deslocamento vertical da sísmica com relação ao poço que pode estar sendo causado pelo modelo de velocidade aplicado na conversão tempo-profundidade. Um deslocamento vertical de cerca de 50 metros para cima proveria uma correlação qualitativa melhor do Poço E com o resultado da inversão. Nesta seção, o controle de qualidade básico da inversão também é atingido satisfatoriamente na parte oeste. Entretanto, na porção leste próxima ao poço, foram estimados valores de impedância baixos em um local geologicamente complexo que os sedimentos pós-sal são separados dos do pré-sal por espessuras pequenas da Fm. Ariri. Apesar do resultado ruim no sal, este fator não comprometeu a estimativa de impedância acústica no *mound*. A inversão foi capaz de identificar o corpo de alta impedância acústica (tons de azul) no intervalo inferior do poço, com a estimativa de valores de impedância acústica em torno de 12000 m/s.g/cm^3 acima das ígneas e valores ainda mais baixos na parte superior da formação, que possuem boa continuidade lateral na direção de mergulho para os dois flancos. A rocha ígnea no topo da Fm. Barra Velha possui cerca de 25 metros de espessura e, de acordo com os estudos de resolução vertical apresentados por Dias (2020) para a área de estudo, esta espessura está em uma escala que não é possível de ser identificada diretamente pela amplitude sísmica. Os sedimentos de retrabalhamento no flanco leste do *mound* foram identificados com valores ligeiramente altos de impedância acústica ($12000 - 15000 \text{ m/s.g/cm}^3$). Na parte oeste da seção se encontra uma parte do banco de coquinas e nota-se que nesta área ocorre uma clara variação vertical da impedância acústica que passa de valores altos (aproximadamente 15000 m/s.g/cm^3) próximos à base, para valores médios (aproximadamente 13000 m/s.g/cm^3) na porção imediatamente superior e que chegam a atingir valores baixos ($10000 - 12000 \text{ m/s.g/cm}^3$) na porção superior da Fm. Itapema.

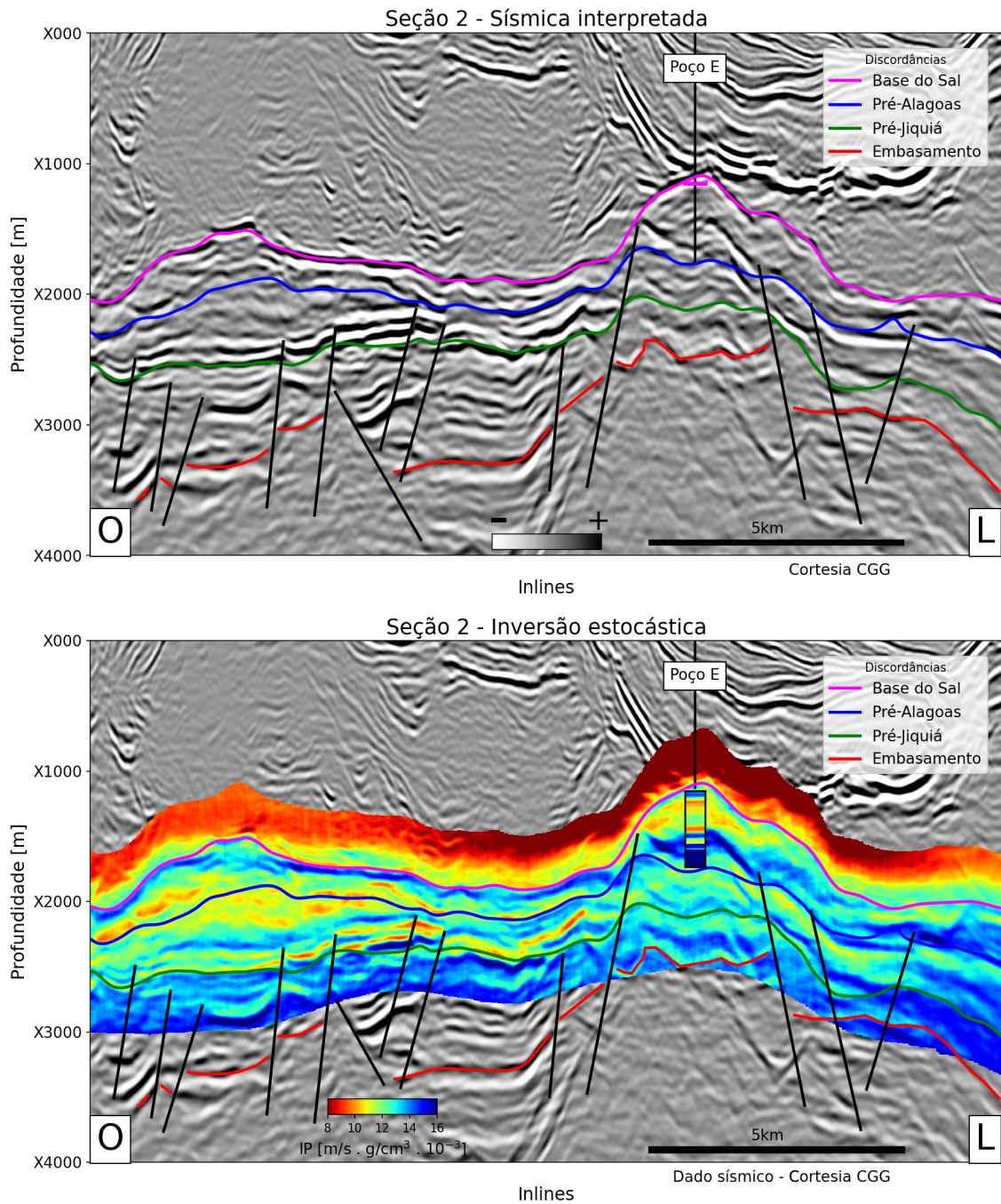


Figura 54 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal.

Os percentis P10, P50 e P90 resultantes da inversão estocástica com um foco no *mound* da Seção sísmica 2 são mostrados na Figura 55. No P10, observa-se um grande domínio dos baixos valores de impedância acústica no *mound*, com uma transição para valores médios na região dos depósitos de retrabalhamento. Neste cenário, as altas impedâncias acústicas no intervalo das ígneas não foram bem identificadas, com os valores sendo subestimados. A média de I_p nesta seção é de 10188 m/s.g/cm^3 . No P50, o espectro de valores no *mound* varia de 10000 m/s.g/cm^3 à 12000 m/s.g/cm^3 . Nos *debris* são estimados valores altos que podem ser um indicativo de reservatórios ruins nesta estrutura. Novamente, as altas impedâncias acústicas das ígneas intrusivas e extrusivas na base da Fm. Barra Velha não foram bem identificadas na parte central do corpo, sendo estimados valores altos somente nos flancos do corpo. O resultado neste cenário são valores médios de I_p de 11842 m/s.g/cm^3 . No P90, as altas impedâncias acústicas estimadas produzem uma média de 13594 m/s.g/cm^3 . Com estes altos valores, é provável que a classificação Bayesiana das eletrofácies seja dominada por ígneas, carbonatos fechados e, por vezes, reservatórios 2.

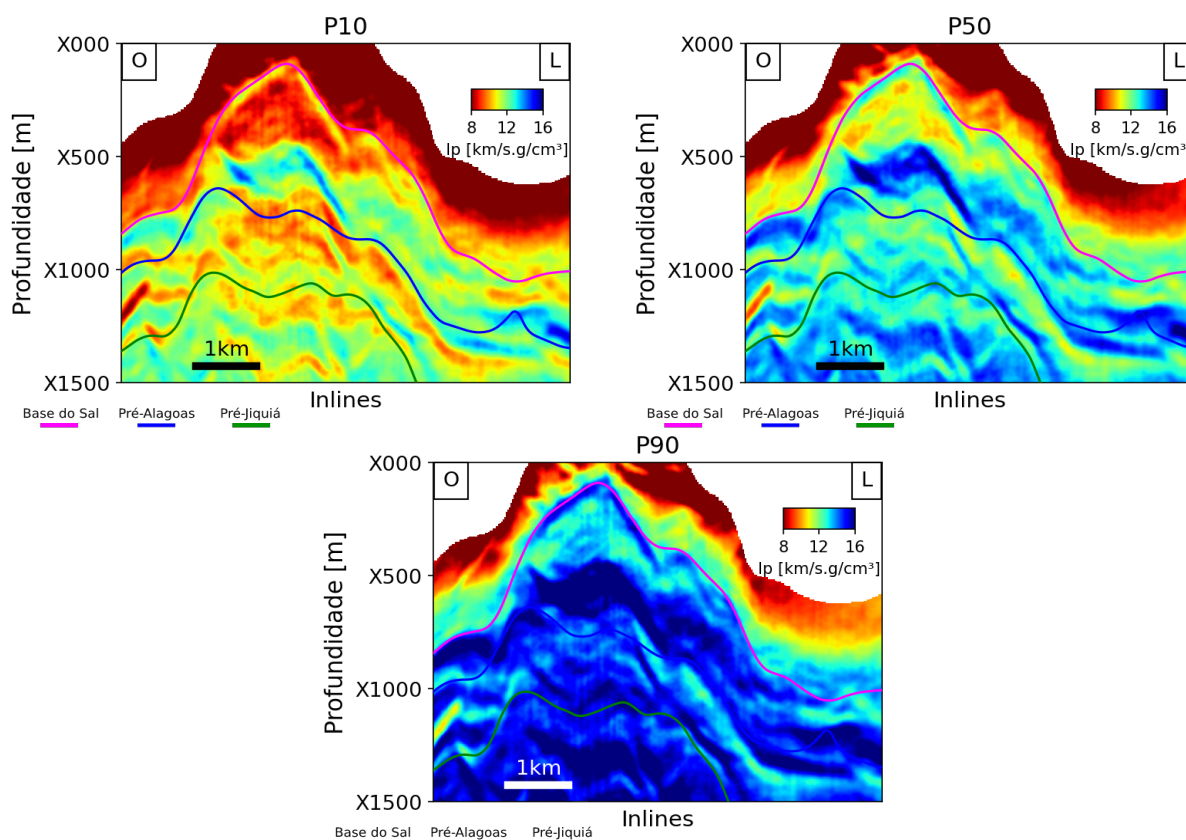


Figura 55 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na Seção sísmica 2. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo.

A classificação Bayesiana de fácies na Seção sísmica 2 a partir do P50 da impedância acústica é apresentada na Figura 56. Na Fm. Itapema, não é possível se ter um controle da qualidade da inversão com os dados do Poço E devido ao fato do poço não ter perfurado

esta formação. Entretanto, observa-se um grande predomínio de carbonatos fechados na parte leste da seção e alguns pequenos corpos ígneos. Uma hipótese é que estes corpos ígneos podem estar sendo subestimados neste intervalo devido à dificuldade na identificação de corpos extrusivos de baixa impedância acústica causada pela sua sobreposição da sua pdf com a dos carbonatos fechados (Figura 39). À oeste do *mound* foi identificada uma intercalação entre os carbonatos fechados nas maiores impedâncias acústicas estimadas e as lamosas nas menores.

O banco de coquinas da Fm. Itapema na parte oeste da seção pôde ser caracterizado de uma maneira satisfatória, apesar de não ter um poço exatamente neste seção para a ratificação. A parte inferior do banco foi caracterizada com a presença de reservatórios 2 e carbonatos fechados. A parte média do banco é representada por reservatório 2 e a parte superior pelos reservatórios 1 com boa continuidade lateral. Sendo assim, nota-se um aumento de porosidade nas coquinas em direção ao topo. Este comportamento pode estar associado a fatores como a energia do ambiente deposicional das coquinas, mas também pode ter relação com os fatores diagenéticos que atuaram sobre estas rochas.

A Fm. Barra Velha, que foi o alvo do Poço E, apresentou dificuldade de identificação na sísmica das rochas ígneas observadas no poço. Isto ocorreu devido aos baixos valores de impedância acústica estimados nesta área na inversão estocástica, de maneira que a confusão foi feita, principalmente, com carbonatos fechados. Entretanto, a parte carbonática do *mound*, acima das rochas ígneas, teve uma excelente classificação dos reservatórios 1, a qual é a eletrofácies que possui ótimas características permoporosas. A extensão desta eletrofácies ocorre tanto para leste quanto para oeste do poço, mostrando boa continuidade lateral nestas direções. No leste, os reservatórios 1 continuam até a parte superior dos depósitos de retrabalhados e são classificados como reservatórios 2 a medida que avançam para o baixo estrutural até atingir a porção mais baixa, dando lugar para um predomínio das lamosas e dos carbonatos fechados.

Alguns autores identificaram o padrão sísmico de *mounds* nos carbonatos do pré-sal (WRIGHT; BARNETT, 2015; WRIGHT; RODRIGUEZ, 2018; FERREIRA *et al.*, 2019; JESUS *et al.*, 2019; NEVES *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2021a; FERREIRA *et al.*, 2021b). Ferreira *et al.* (2019) corroboram o que trabalhos prévios dizem sobre este tipo de estrutura, os quais falam sobre os *mounds* serem observados associados a regiões de falhas em altos locais ou em altos isolados, com a presença de *shrubs* como sua litologia associada. Este é um caso semelhante ao deste trabalho, em que se tem uma falha N-S associada ao *mound* e com as amostras laterais indicando um predomínio de *shrubs* na estrutura. A partir de um estudo estatístico de porosidade e permeabilidade feito nos *mounds* do Campo de Búzios, Ferreira *et al.* (2021a) mostram que estas estruturas, junto com os *debris*, são os melhores reservatórios no campo, com porosidades de aproximadamente 11-12% e permeabilidades de 600-704mD.

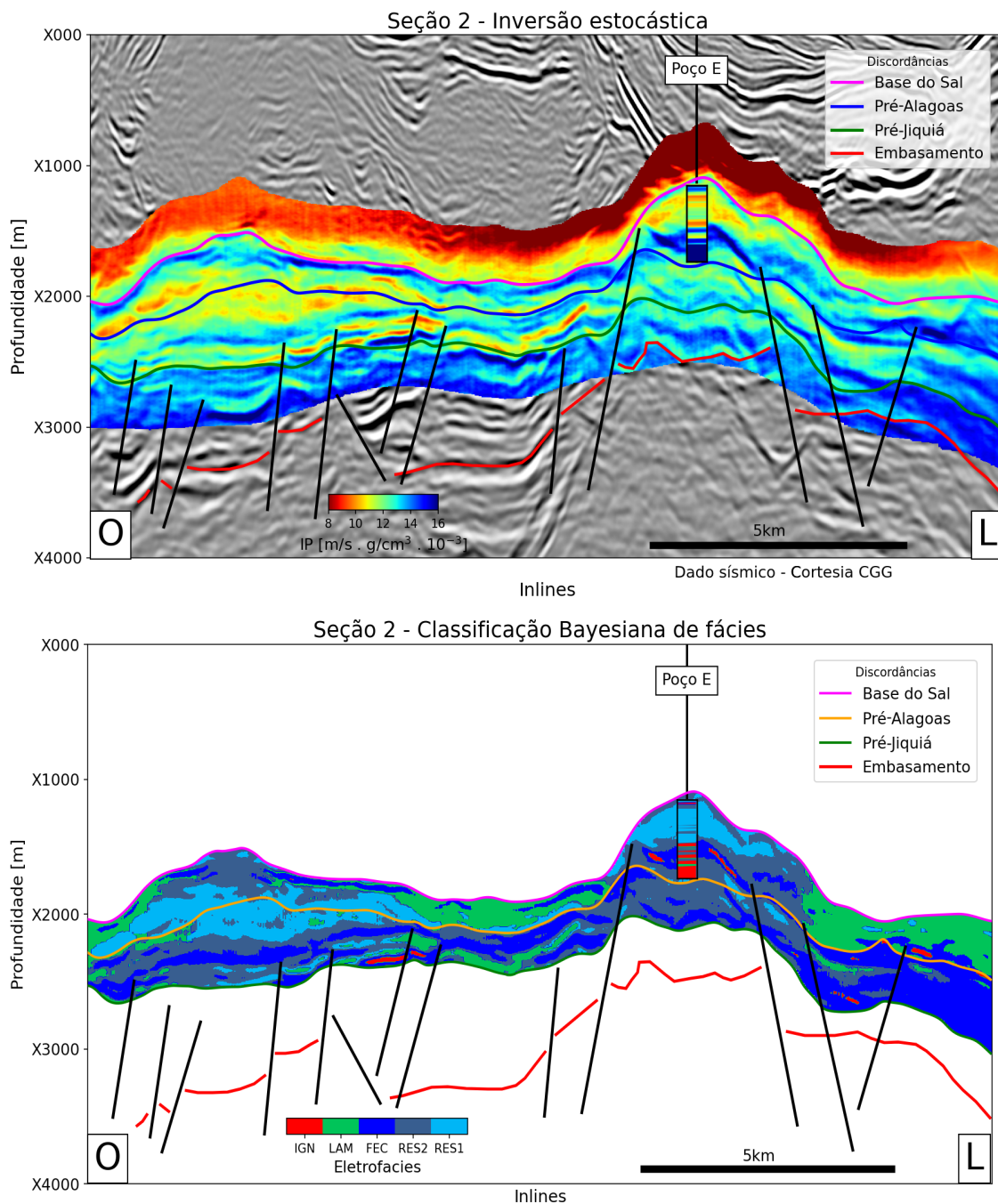


Figura 56 – Seção sísmica 2 que passa pelo Poço E, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo pré-sal. Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1.

A classificação Bayesiana nos percentis P10, P50 e P90 de impedância acústica é apresentada na Figura 57. Observa-se que o único cenário que foi capaz de identificar com sucesso a presença da ígnea na Fm. Barra Velha foi o P90. No P10 não se classificou rochas ígneas e no P50 a sua forma foi subestimada. Um resultado interessante de ser destacado é que em todos cenários o *mound* foi classificado como reservatório. Nos P10 e P50, a estrutura foi modelada como reservatório 1, os quais possuem excelente potencial permoporoso. No P90, a estrutura foi classificada como reservatório 2 e que, portanto, ainda é de interesse exploratório. Sendo assim, esta análise que parte de um cenário otimista para um pessimista foi capaz de identificar o *mound* como um reservatório em todos eles, o que diminui a incerteza quanto a exploração do mesmo. Além do *mound*, os *debris* à leste também foram identificados, majoritariamente, como reservatório 1 e 2 nos P10 e P50. Os carbonatos fechados dominaram nesta estrutura no P90, porém houve uma parte também identificada como reservatório 2.

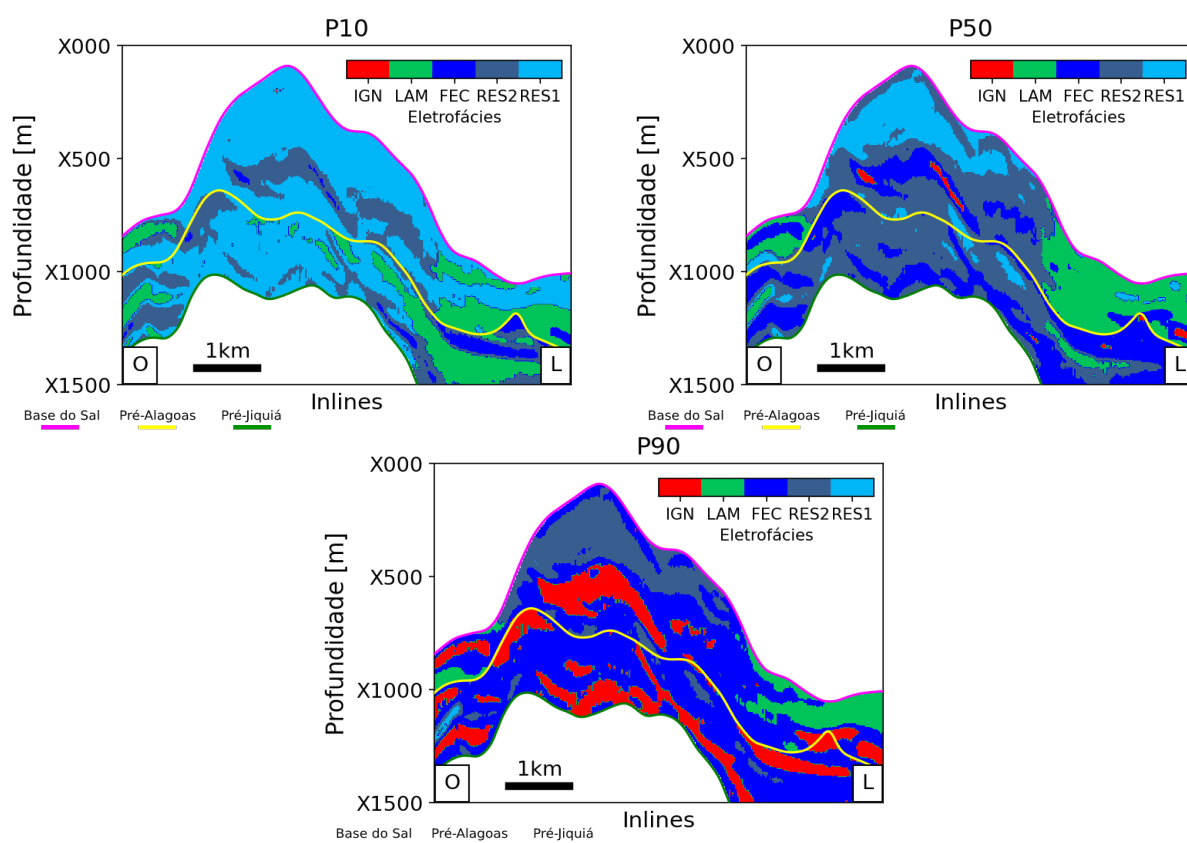


Figura 57 – Classificação Bayesiana de fácies em três cenários gerados para a inversão estocástica no *mound* da Fm. Barra Velha. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. IGN: ígneas; LAM: lamosas; FEC: carbonatos fechados; RES2: reservatórios 2; RES1: reservatórios 1.

O objetivo principal de análise desta seção foi analisar o *mound* carbonático para três cenários. Portanto, não se deu muita ênfase aos fatores que podem estar dificultando na identificação das rochas ígneas nesta parte do campo. A baixa impedância acústica

estimada pode estar associada à presença de ígneas extrusivas nesta seção, as quais podem ser um outro fator dificultante para esta classificação. Em geral, ígneas extrusivas possuem valores de impedância acústica menores que as intrusivas que estão associados ao tipo resfriamento que sofreu. Na classificação Bayesiana apresentada neste trabalho, os valores intermediários de impedância são dominados pelos carbonatos fechados (ver Figuras 38 e 39).

6.2.3 Linha Arbitrária 1

A linha Arbitrária 1 que corta o Poço A e sua respectiva interpretação são ilustradas na Figura 58. Como já mencionado, o objetivo da escolha desta seção sísmica para análise é a presença do banco de coquinas na Fm. Itapema, que é a formação alvo deste poço. O Topo da Fm. Barra Velha é marcado por um forte pico positivo de amplitude em quase toda extensão do intervalo, enquanto que o Topo da Fm. Itapema é marcada por um pico negativo de baixa amplitude.

Segundo [Neves et al. \(2019\)](#), a Fm. Itapema tem seu limite superior em uma superfície de inundação máxima e é marcada por um ciclo de afogamento de segunda ordem em direção ao topo. Já em terceira ordem, esta formação pode ser dividida em dois ciclos de afogamento em direção ao topo. Os autores discutem que o tectonismo da fase rifte exerceu um importante papel durante a deposição desta formação. [Oliveira et al. \(2021\)](#) também observam este padrão em um ciclo de quarta ordem, de maneira que, segundo os autores, o desenvolvimento das clinofomas do banco se dá nos momentos de estabilização do nível de base após eventos de rápida subida do mesmo, que foram causados por eventos de subsidência tectônica. Com isso, o banco de coquinas apresenta um padrão de *backstepping* ao longo de sua evolução. Esta afirmação possui boa correlação com o padrão observado no banco de coquinas deste trabalho, de maneira que, na Figura 59, é possível observar uma retrogradação do mesmo em direção ao topo. [Barnett et al. \(2021\)](#) mostram uma seção sísmica na Bacia de Santos após a inversão elástica em que identificam a parte superior do banco de coquinas com impedâncias menores que a parte inferior. Esta parte superior está associada aos melhores reservatórios. Segundo os autores, mudanças laterais na impedância acústica dentro das clinofomas em bancos de coquinas podem indicar variações laterais de fácies associadas a ambientes de diferentes energias.

As amostras laterais do Poço A descritas no perfil composto mostram a Fm. Itapema dominada por coquinas com a presença de alguns *mudstones*. Estas coquinas podem ocorrer silicificadas e contar com a presença de *vugs*. A parte inferior do Poço A é marcada pela presença de *rudstones* bivalves e pelitos híbridos, com ocorrência de dolomita e níveis de silicificação. As partes intermediária e superior são dominadas por *rudstones* bivalves. Na Fm. Barra Velha, as amostras laterais descrevem calcários que também podem ocorrer silicificados.

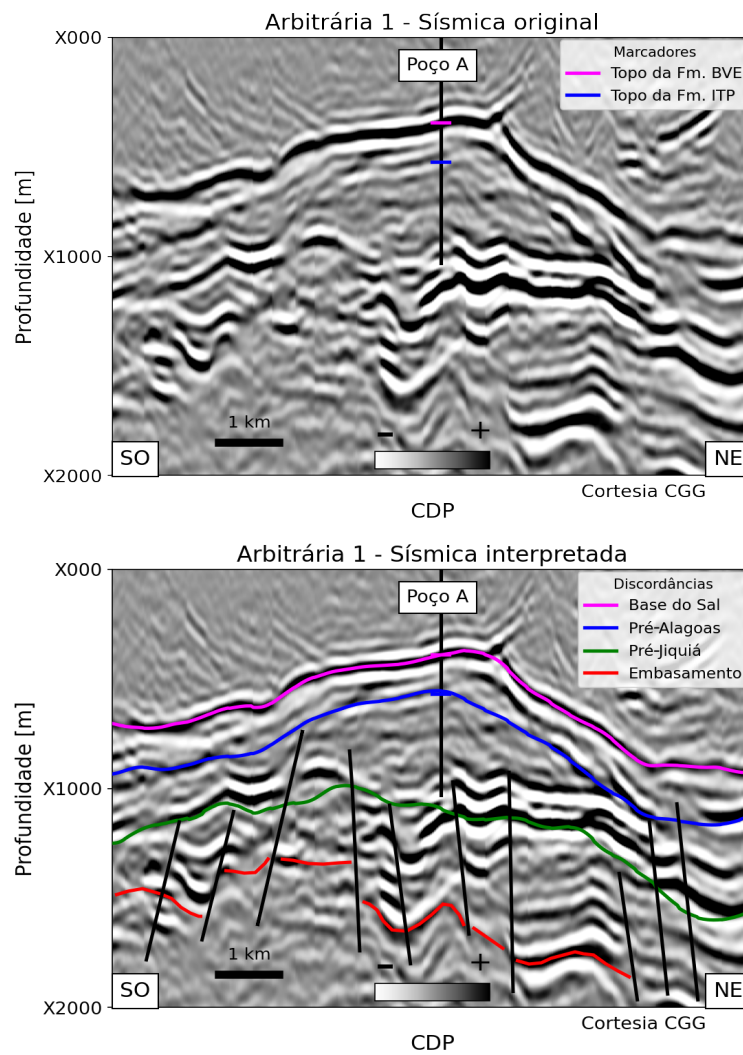


Figura 58 – Linha Arbitrária 1 que passa pelo Poço A, com o dado sísmico e os marcadores do poço (acima) e a interpretação das discordâncias e das principais falhas no intervalo do pré-sal (abaixo).

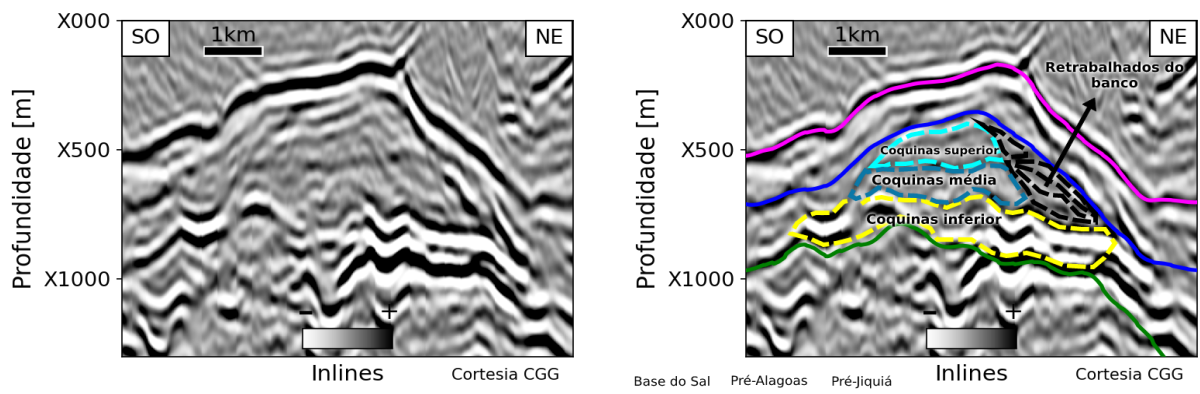


Figura 59 – Destaque feito na linha Arbitrária 1 na região do banco de coquinas com o dado original (esquerda) e o dado interpretado (direita). A escolha das cores da interpretação é arbitrária.

O P50 da impedância acústica na linha Arbitrária 1 é apresentado na Figura 60. Qualitativamente, o resultado da inversão estocástica comparado ao do Poço A possui excelente correspondência em ambas formações. O intervalo de sal, como controle de qualidade, apresentou valores típicos para halita exceto em locais próximos à Discordância da Base do Sal, onde valores altos de impedância acústica foram estimados em reflexões que podem estar associadas à presença de anidrita. Na Fm. Itapema, o intervalo inferior do Poço A tem propriedades de reservatório ruins, que podem ser associadas a altos valores de impedância acústica nos carbonatos e que são possíveis de observar sua extensão para sudoeste e nordeste. Já a parte intermediária desta formação é representada por valores médios de impedância acústica (aproximadamente 13000 m/s.g/cm^3). O intervalo superior da Fm. Itapema é onde se encontram os melhores reservatórios que possuem excelente potencial permoporoso e valores de impedância acústica médios/baixos (aproximadamente $9500\text{-}11000 \text{ m/s.g/cm}^3$), que são observados com boa extensão lateral na inversão no sentido da seção. Nesta mesma formação, foram estimados intervalos com valores de impedância acústica baixos próximos à Discordância Pré-Jiquiá e na porção nordeste, em uma parte distal do banco de coquinas, que podem estar associados às fácies lamosas. A Fm. Barra Velha também apresentou um resultado satisfatório, com valores estimados de impedância acústica médios próximos à Discordância Pré-Alagoas e altos próximos à Base do Sal. Este corpo de alta impedância acústica próximo à Base do Sal possui uma aparente continuidade lateral que se estende por toda seção, ora mais intenso, ora menos.

A análise dos percentis da inversão estocástica na linha Arbitrária 1 (Figura 61) mostra que a parte superior do banco de coquinas possui os menores valores de impedância nos três cenários. Esta baixa impedância não deve ser sempre considerada como um indicador direto de bons reservatórios. A confusão ocorre devido às baixas impedâncias que também são características das rochas lamosas, como é o caso do corpo de baixa impedância identificado próximo à Discordância Pré-Jiquiá. Próximo a essa discordância, em geral, as baixas impedâncias podem estar associadas a não reservatórios. Nesta janela de observação, a média dos valores de I_p são 10755 , 12023 e 13355 m/s.g/cm^3 no P10, P50 e P90, respectivamente.

A classificação Bayesiana das eletrofácies a partir P50 da impedância acústica na linha Arbitrária 1 é apresentado na Figura 62. A base da Fm. Itapema próxima ao Poço A é identificada com a presença de carbonatos fechados, sendo este o intervalo com as piores porosidades. Esta piora na parte inferior de bancos de coquinas pode estar associada à processos de cimentação ocorridos neste intervalo. A parte intermediária do banco de coquinas é caracterizada como reservatórios 2, que são reservatórios com porosidades boas. Já a parte superior do banco de coquinas é onde foram encontrados os melhores reservatórios. Sendo assim, são observados três níveis claros do banco de coquinas, sendo o inferior com propriedades permoporosas ruins, o intermediário com propriedades boas e o superior com excelente potencial exploratório.

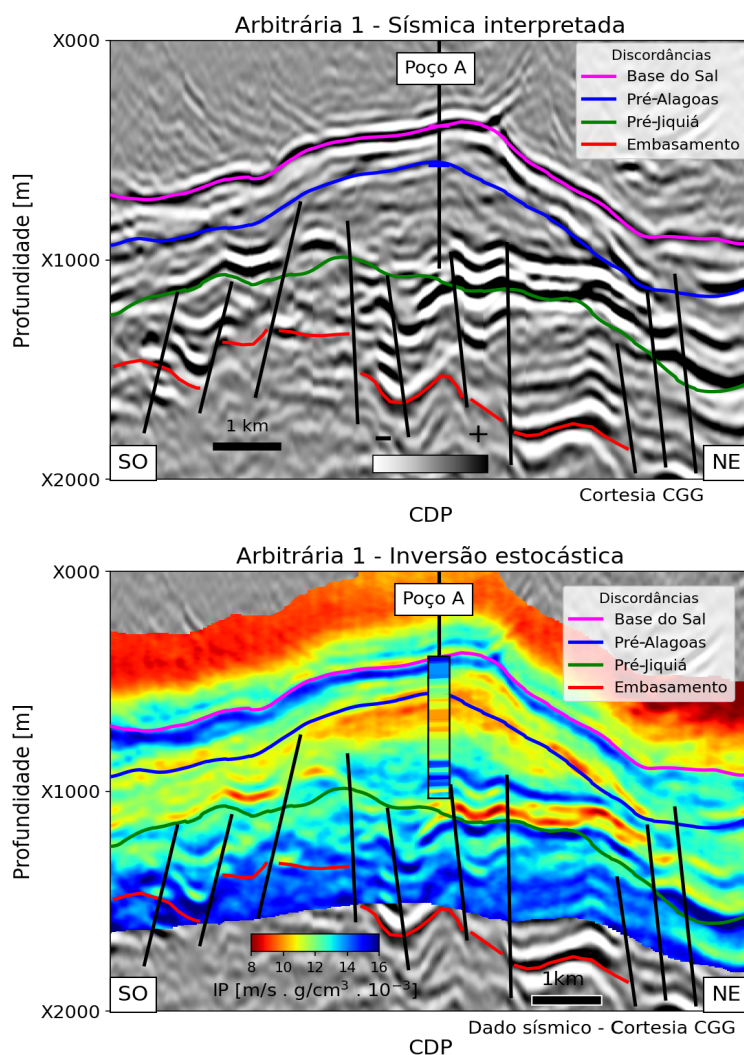


Figura 60 – Linha Arbitraria 1 que passa pelo Poço A, com o dado sísmico interpretado (acima) e o resultado (P50) da inversão estocástica (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo do pré-sal.

Na Fm. Barra Velha, é observado a presença de reservatórios 1 e reservatórios 2, com uma fina camada de carbonatos fechados que se estende para sudoeste e nordeste na seção. A correlação visual do resultado com o Poço A se mostra muito satisfatória, sendo capaz de identificar na classificação Bayesiana inclusive a fina de reservatórios 2 presente no poço. Os baixos estruturais nos flancos do banco de coquinas são dominados pela presença de lamosas.

A classificação Bayesiana nos percentis P10, P50 e P90 é apresentada na Figura 63. No P10 ocorreram muitas eletrofácies lamosas na parte superior do banco de coquinas. Isso ocorreu, pois os valores de impedância estimados estão no *range* somente das lamosas na Fm. Itapema. Na classificação do P90 surgiram rochas ígneas que não são observadas no Poço A. Apesar disso, este cenário foi modelado com um aumento da porosidade em direção ao topo do banco de coquinas. O resultado do P50 se mostrou excelente

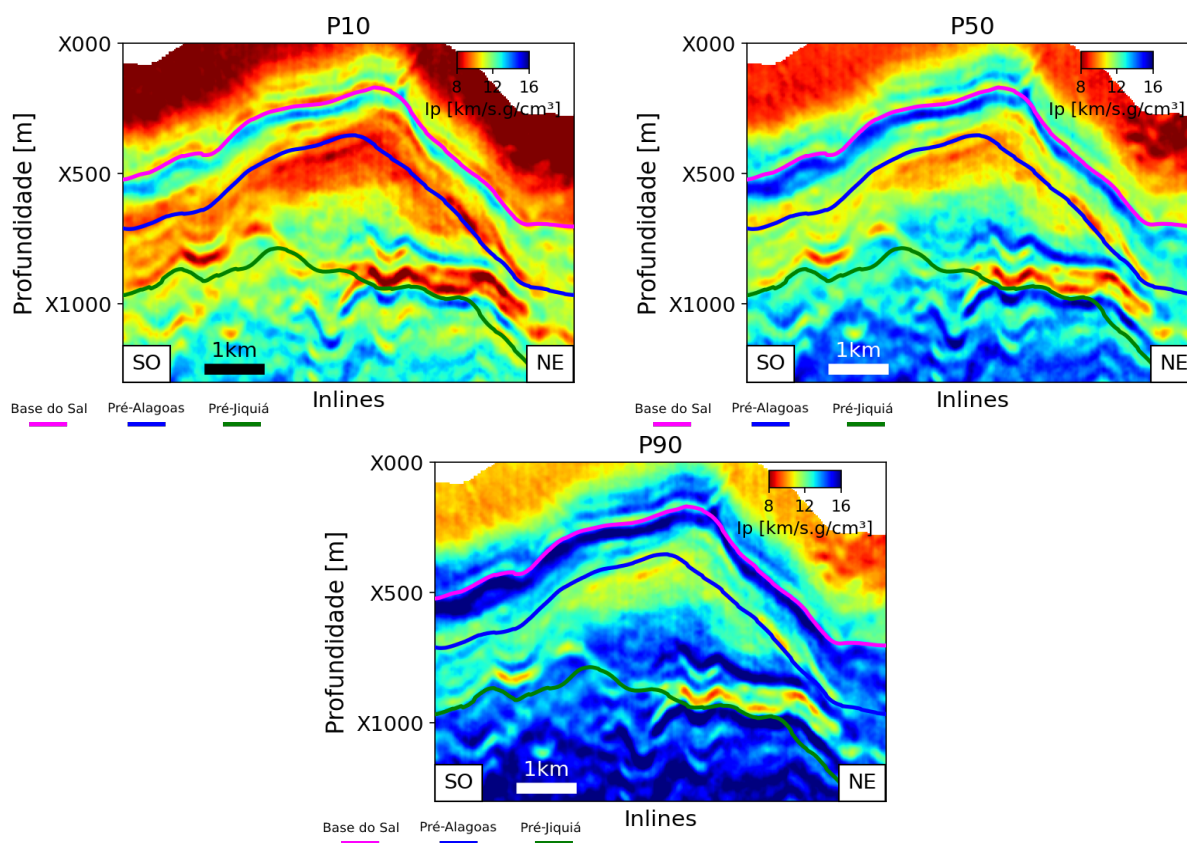


Figura 61 – Os três cenários gerados para a inversão estocástica na linha Arbitrária 1. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 é visualizado abaixo.

com relação ao esperado, de maneira que nas coquinas inferiores ocorrem os carbonatos fechados e reservatórios 2, na parte intermediária do banco de coquinas estão presentes os reservatórios 2 e na parte superior do banco de coquinas os reservatórios 1. As boas porosidades dos reservatórios 1 também ocorrem no flanco nordeste do banco na Fm. Itapema.

A classificação Bayesiana no P50 mostrou o comportamento esperado para o banco de coquinas, com uma melhora nas propriedades de reservatórios em direção ao topo. Esta melhora também foi observada por autores como [Barnett *et al.* \(2021\)](#) e [Oliveira *et al.* \(2021\)](#) em bancos de coquinas na Bacia de Santos. A presença dos melhores reservatórios na parte superior da formação pode estar associada à energia do ambiente deposicional e/ou aos fatores diagenéticos que atuaram sobre estas rochas. Fatores como a presença de dolomita e a silicificação podem estar causando uma piora na porosidade e na permeabilidade e um conseqüente aumento nos valores de impedância acústica estimados. A melhora na qualidade do reservatório em direção ao topo pode estar indicando uma influência menor destes fatores na parte superior do banco de coquinas.

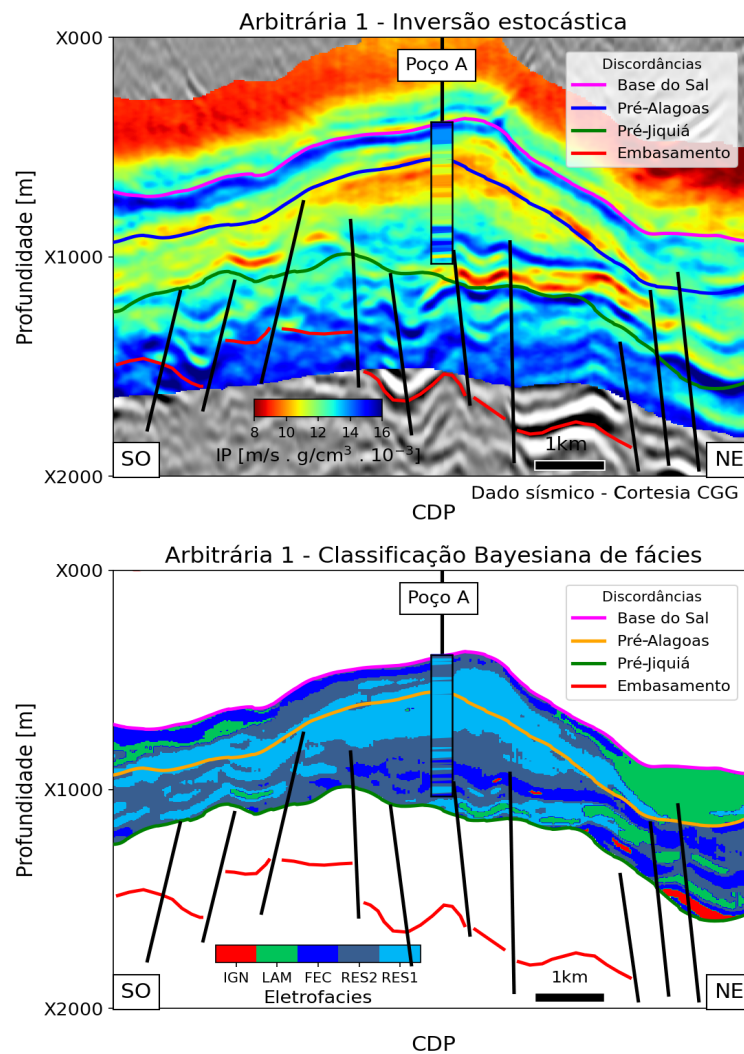


Figura 62 – Linha Arbitrária 1 que passa pelo Poço A, com o P50 da inversão estocástica (acima) e o resultado da classificação Bayesiana das eletrofácies (abaixo), ambas com as discordâncias interpretadas e as principais falhas no intervalo pré-sal. Note que a cor da Discordância Pré-Alagoas foi modificada para não comprometer sua visualização com o azul dos carbonatos fechados. As abreviações são: IGN para ígneas; LAM para lamosas; FEC para carbonato fechado; RES2 para reservatório 2; RES1 para reservatório 1.

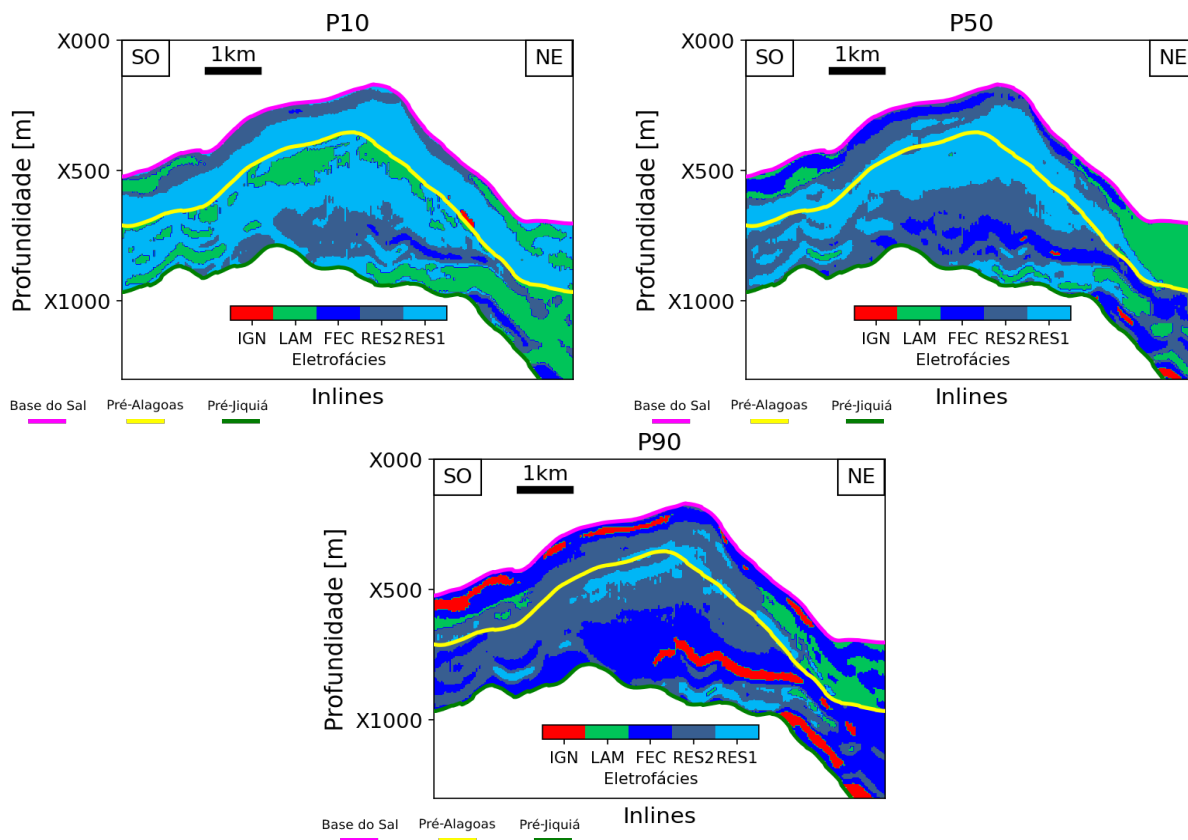


Figura 63 – Resultado da classificação Bayesiana de fácies nos três cenários gerados para a inversão estocástica no banco de coquinas. O P10 é mostrado acima na esquerda, o P50 acima na direita e o P90 abaixo. IGN: ígneas; LAM: lamosas; FEC: carbonatos fechados; RES2: reservatórios 2; RES1: reservatórios 1.

6.2.4 Avaliação nos poços

A visualização dos Poços C, E e A e as eletrofácies extraídas do volume de fácies nas coordenadas dos poços são mostradas, respectivamente, nas Figuras 64, 65 e 66. Além disso, são mostradas as matrizes de confusão entre as eletrofácies e a estatística da acurácia do resultado no intervalo das formações Itapema e Barra Velha.

O resultado do Poço C apresenta uma correlação visual aceitável, com uma excelente delimitação da rocha ígnea no topo do intervalo e os carbonatos fechados em seu entorno associados a um metamorfismo de contato. A taxa de acertos na rocha ígnea foi de 94% e que só não foi maior devido a um deslocamento vertical, que pode ser observado ao se comparar os dados originais e o classificado. Nota-se uma grande, porém aceitável, confusão entre os reservatórios e a não identificação das lamosas. Esta dificuldade na identificação das lamosas ocorreu devido à condicionante geológica *a priori* imposta na classificação Bayesiana. Analisando a matriz de confusão deste poço, observa-se que a metodologia aplicada superestimou o volume de reservatórios na classificação do P50. A acurácia calculada para este poço foi de 53,85%.

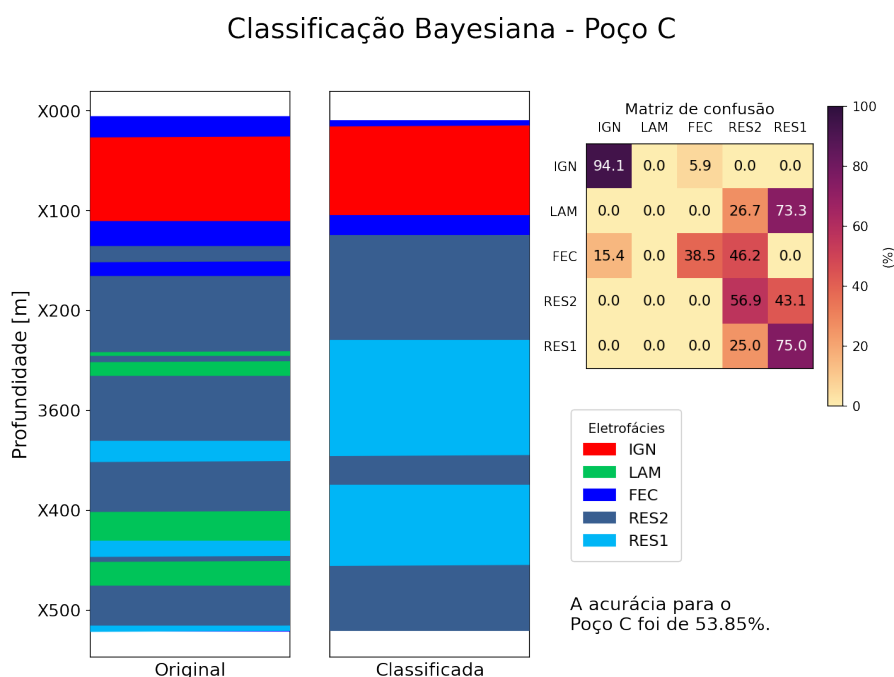


Figura 64 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço C e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.

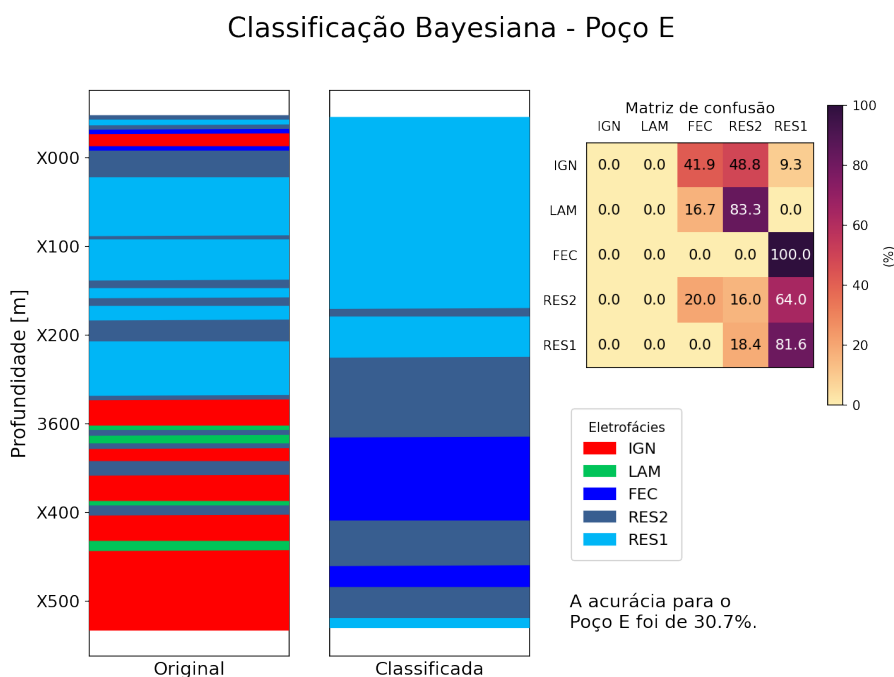


Figura 65 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço E e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.

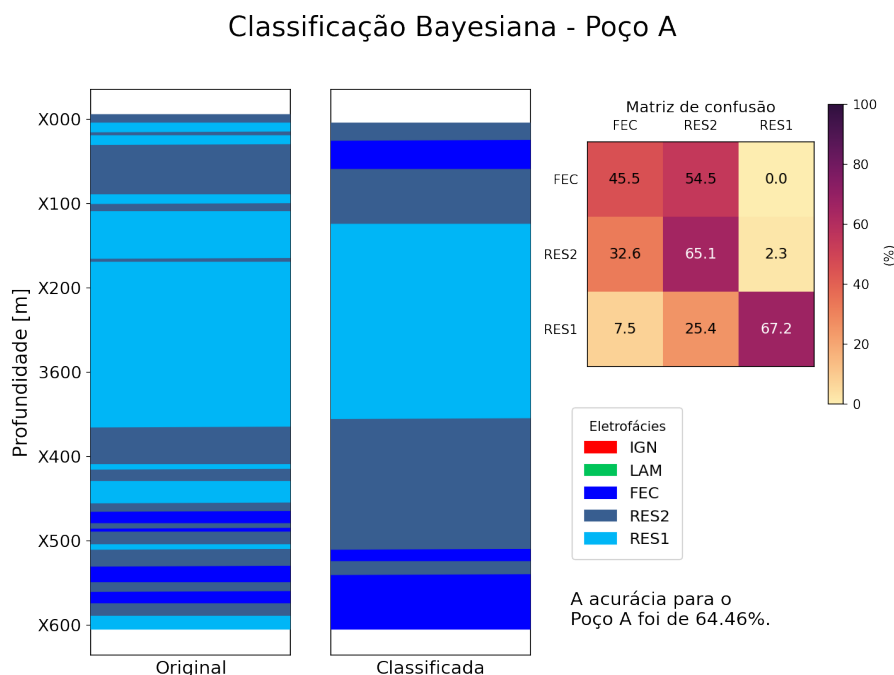


Figura 66 – Resultado que mostra as eletrofácies originais do Poço A e a extraída do volume classificado na posição do poço. Além disso, é mostrada a matriz de confusão e a acurácia estimada neste intervalo.

No Poço E, nota-se a clara dificuldade na classificação das rochas ígneas intrusivas e extrusivas e uma confusão destas com reservatórios 2 e carbonatos fechados. A confusão entre as ígneas e os carbonatos fechados é esperada na Fm. Barra Velha (Figura 40). Já a confusão das ígneas com os reservatórios 2 não é comum e pode estar associada aos baixos valores de impedância acústica estimados no P50. De uma maneira geral, o resultado se mostra muito ruim e apenas os reservatórios 1 na parte carbonática do *mound* obtiveram uma classificação aceitável. O reflexo deste comportamento foi uma acurácia ruim de apenas 30,7% neste poço.

O Poço A apresentou um resultado muito interessante na identificação dos reservatórios na maior parte do intervalo mostrado. Apesar da diferente resolução, o comportamento da classificação Bayesiana neste poço foi semelhante ao do dado observado. Este comportamento é da transição de carbonatos fechados nas coquinas inferiores, para reservatórios 2 na parte intermediária e reservatórios 1 na parte superior. A principal confusão entre as eletrofácies observada neste poço foi entre os carbonatos fechados e os reservatórios 2. A estatística mostra que a acurácia encontrada no Poço A foi de 64,46%. Esta foi a maior taxa de acertos observada entre os três poços destacados nessa seção.

É importante destacar que todas estas taxas de acerto estão sendo prejudicadas por fatores como a resolução sísmica, a sobreposição das pdf's de verossimilhança condicional e a defasagem da sísmica, mesmo em profundidade. Apesar do *upscale* dos perfis dos poços ter sido corretamente realizado usando a média de Backus, existem espessuras

de eletrofácies nos três poços que são muito difíceis de serem classificadas corretamente, devido ao baixo conteúdo de altas frequências da sísmica original e da inversão. Além disso, a grande sobreposição das pdf's dificulta a identificação das fácies e isto não tende a ser completamente resolvido com um modelo geológico *a priori*. Também é possível adicionar a complexidade geológica do pré-sal como um fator dificultante para a aplicação das metodologias apresentadas.

6.3 Padrões sísmicos observados

Com todos os resultados apresentados e as discussões, foi feita a construção de um catálogo sísmico que busca evidenciar os principais padrões das feições de interesse observados nas Seções sísmicas 1, 2 e na linha Arbitrária 1 (Figura 67). Outros padrões que não foram intensamente discutidos neste trabalho, mas que são igualmente importantes para áreas de depósitos carbonáticos são os de plataformas carbonáticas, depósitos de *debris* e depósitos de fundo de lago. O catálogo construído para estas estruturas que estão presentes em outros locais do campo onde são mais evidentes e características é apresentado na Figura 68.

Esta construção de um catálogo com o padrão sísmico para áreas do pré-sal foi feita por alguns autores até o momento (FERREIRA *et al.*, 2019; NEVES *et al.*, 2019; FERREIRA *et al.*, 2021b; FERREIRA *et al.*, 2021a). Ferreira *et al.* (2019) constroem seu catálogo sísmico para os atributos pós-empilhamento de amplitude, impedância acústica, envelope e coerência em *build-ups*, plataformas carbonáticas e *debris*. Já Neves *et al.* (2019) montam seu catálogo sísmico somente para a amplitude sísmica nas estruturas de *build-ups*, *debris*, plataformas carbonáticas e depósitos de fundo de lago. Ferreira *et al.* (2021b) apresentam um catálogo com o padrão sísmico no Campo de Búzios (Bacia de Santos) com as mesmas estruturas abordadas por Neves *et al.* (2019) e também usando a amplitude. Entretanto, seus resultados e discussões abordam as distribuições das fácies de retrabalhamento, *shrubs*, esferulitos e laminitos nestas quatro feições sísmicas. O catálogo construído por Ferreira *et al.* (2021a) aborda os padrões sísmicos dos *build-ups*, *debris* e plataformas carbonáticas utilizando atributos sísmicos como *local flatness*, amplitude RMS, componente principal de mergulho e impedância acústica.

6.4 Perspectivas futuras

Este trabalho pode servir como base para algumas linhas de pesquisa possíveis de serem desenvolvidas e aprimoradas. Dentre os próximos passos alcançáveis, estão alguns associados à continuação do fluxo atual, como a modelagem de porosidade a partir dos volumes de impedância acústica e de fácies utilizando inversões de física de rochas, modelos empíricos ou métodos geoestatísticos.

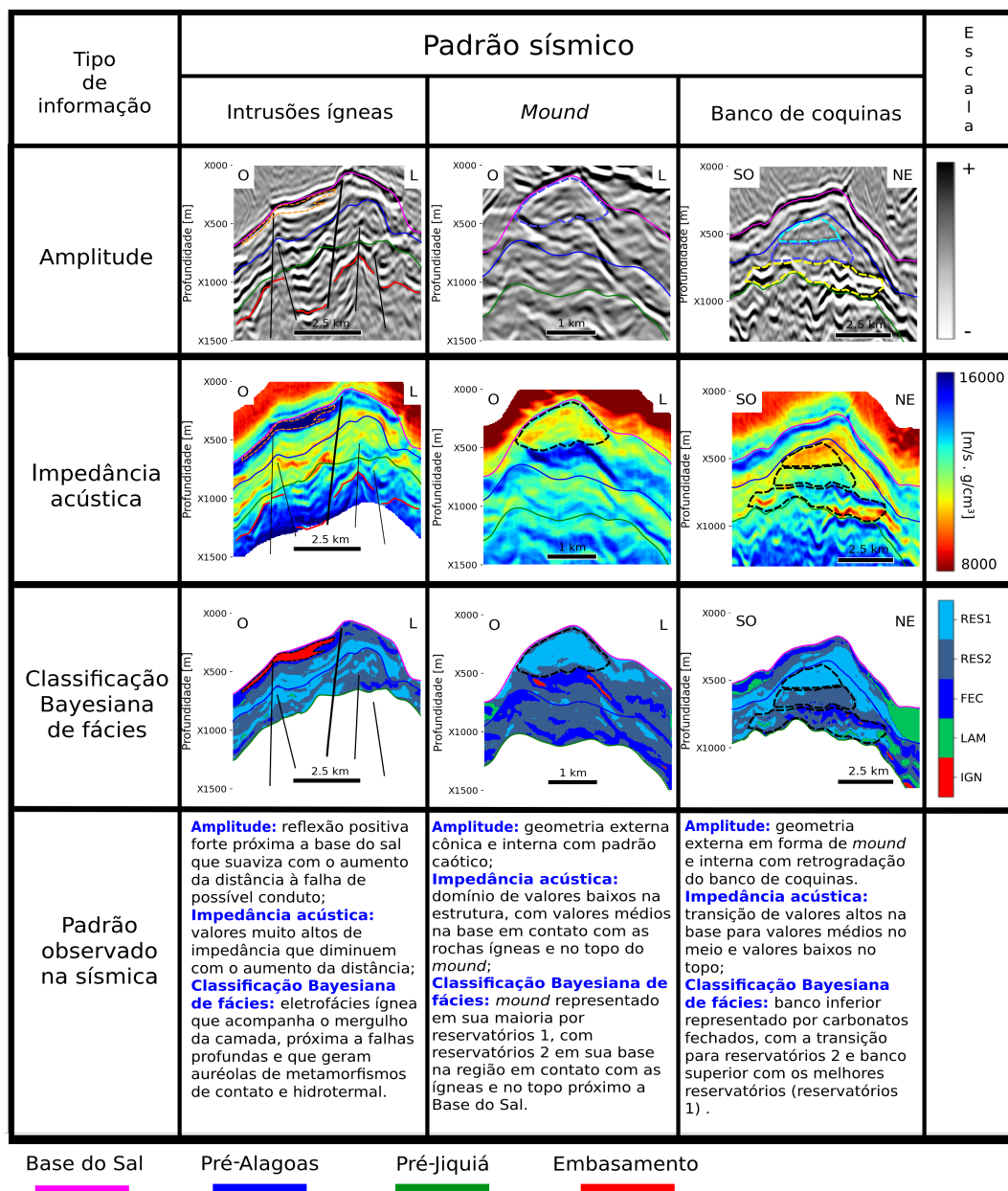


Figura 67 – Representação dos padrões sísmicos nas intrusões ígneas, nos *mounds* da Fm. Barra Velha e nos bancos de coquinas da Fm. Itapema para a sísmica original e atributos selecionados. Dado sísmico com Cortesia da CGG.

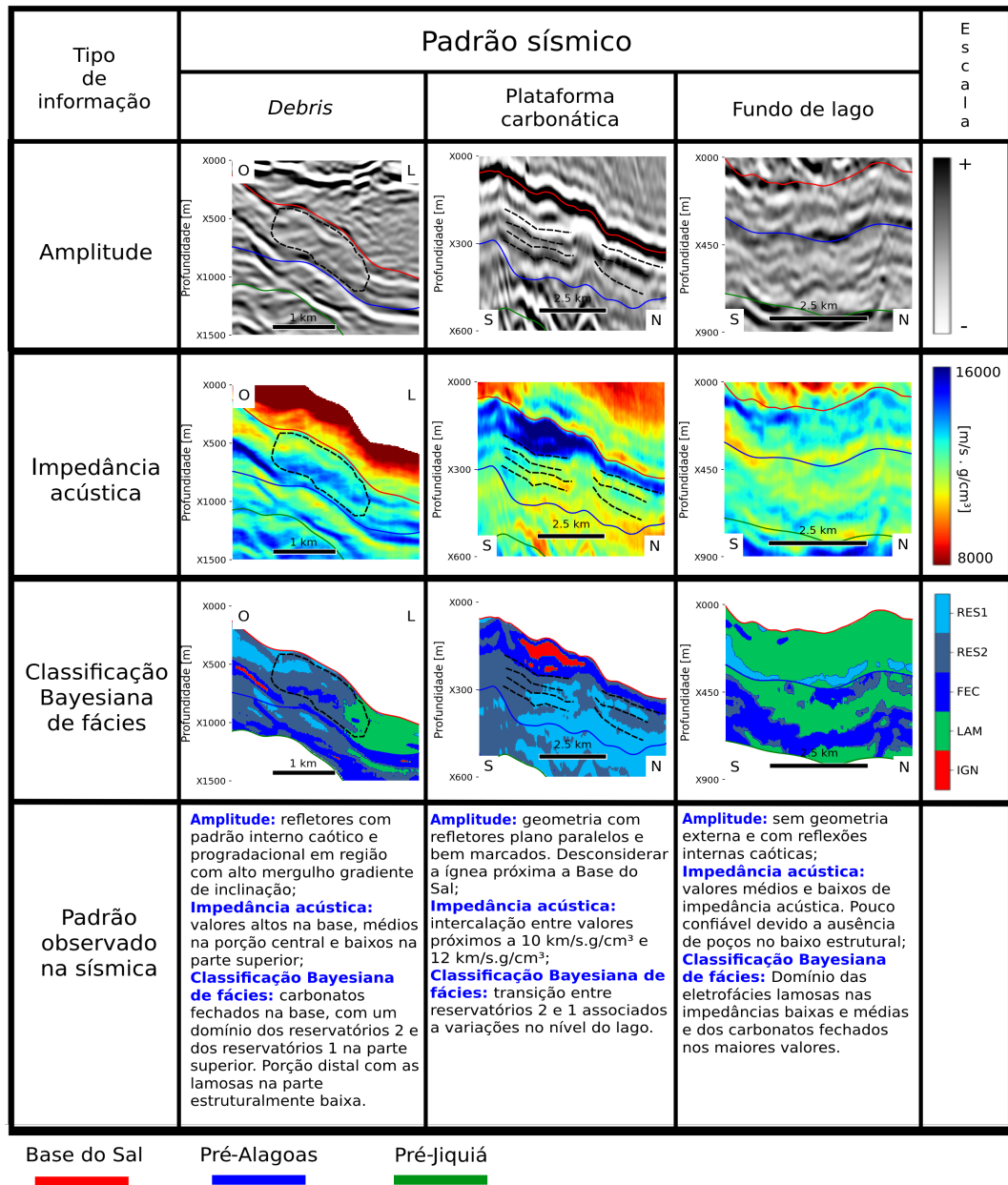


Figura 68 – Representação dos padrões sísmicos nos depósitos de *debris*, nas plataformas carbonáticas e nos depósitos de fundo de lago para a sísmica original e atributos selecionados. Dado sísmico com Cortesia da CGG.

Outros passos são associados a melhoria das etapas apresentadas, como o desenvolvimento do ES-MDA para a inversão elástica, para a abordagem conjunta de propriedades de reservatórios e parâmetros elásticos, como mostrada por [Liu e Grana \(2018\)](#) ou para uma melhoria de resolução vertical no processo de inversão sísmica.

Essa melhoria de resolução vertical na inversão sísmica estocástica é viável. Isto ocorre, pois no *framework* estatístico é possível fazer a reamostragem do dado sísmico para uma escala maior. Ou seja, pode-se, por exemplo, passar de uma taxa de amostragem de 4ms para 2ms. Com isso, é possível mapear com maior resolução o atributo de impedância acústica. Entretanto, para isso é necessário que a modelo *a priori* tenha também um conteúdo de alta frequência para agregar este tipo de informação ao modelo. E, em geral, a krigagem geoestatística não seria capaz de nos agregar este tipo de informação. Portanto, este aumento da taxa de amostragem é feito, em geral, quando temos um modelo *a priori* que tenha sido obtido a partir de um modelo geológico e estratigráfico da área de estudo ([SIMM; BACON, 2014](#)). Entretanto, é fato que a tendência do tempo computacional gasto para a realização da inversão estocástica é de dobrar com um aumento da taxa de amostragem como o exemplificado.

Além disso, este modelo geológico serviria como entrada para a classificação Bayesiana de fácies. Este conteúdo geológico supervisionado por um intérprete como informação *a priori* para o algoritmo de classificação traria um ganho elevado ao modelo de fácies no volume sísmico e permitiria uma melhor caracterização das áreas de estudos.

Para tirar o viés das pdf's de verossimilhança causado pelos altos estruturais associados aos melhores reservatórios, uma alternativa é a geração de pseudo-poços nos baixos estruturais. Autores como [Dvorkin et al. \(2014\)](#) e [Fernandes e Lupinacci \(2021\)](#) mostram as etapas para a geração de pseudo-poços espacialmente correlacionados. Com estes pseudo-poços, as pdf's da verossimilhança das eletrofácies poderiam apresentar uma separação melhor e, por consequência, uma menor confusão entre elas.

Em casos em que há disponibilidade de volumes sísmicos parcialmente empilhados, é possível a realização da inversão elástica e o uso de atributos como a razão V_p/V_s , impedância cisalhante, diferença entre impedância acústica e cisalhante e outros atributos para a realização da classificação Bayesiana em mais de uma dimensão. Uma combinação entre I_p e a razão V_p/V_s poderia trazer benefícios para a diferenciação entre eletrofácies como as lamosas e os reservatórios 1 e 2.

É válida a tentativa de aplicação e desenvolvimento de outros algoritmos de inversão estocástica e sua aplicação a dados do pré-sal. Sabe-se que estas inversões são caras computacionalmente e que, muitas vezes, são empregadas somente na academia e não no dia a dia da indústria do petróleo. Portanto, é de grande importância que sejam avaliados e mostrados os benefícios que este tipo de abordagem traz para a caracterização do reservatório. [Azevedo e Soares \(2017\)](#) mostram diversas maneiras de otimização da

função objetivo na inversão geoestatística. A metodologia apresentada por [Liu e Grana \(2019\)](#) utiliza um otimizador muito comum em fluxos de *machine learning* para a função objetivo, que é o ADAM (*Adaptative Moment Estimation*). O desenvolvimento destes tipos de algoritmos no *Python* traz perspectivas interessantes para trabalhos acadêmicos futuros.

7 Conclusões

Este trabalho mostrou um fluxo para a integração de informações nas escalas de poço e sísmica para a caracterização dos reservatórios carbonáticos do pré-sal de um campo na Bacia de Santos usando a linguagem de programação *Python*. O fluxo de trabalho apresentado possibilitou uma estimativa e avaliação da qualidade e distribuição dos reservatórios nas formações Itapema e Barra Velha na área de estudo.

Para a realização da inversão sísmica estocástica, foi escolhido o algoritmo *Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation* (ES-MDA). Este é o primeiro trabalho que utiliza este algoritmo para a inversão sísmica em dados do pré-sal da Bacia de Santos. Optou-se por mostrar de maneira bem detalhada e visual as principais etapas do algoritmo, que vão desde a construção das simulações estocásticas de impedância espacialmente correlacionadas até a distribuição *a posteriori* do modelo após a assimilação dos dados. Esta abordagem visual agregada à teoria pode auxiliar na aplicação do fluxo a outros conjuntos de dados e o desenvolvimento de melhorias.

Com a distribuição *a posteriori* de impedância para todos os traços sísmicos, é possível se extrair informações estatísticas e utilizá-las para etapas posteriores. Neste trabalho, os percentis P10, P50 e P90 da distribuição *a posteriori* foram utilizados para a classificação Bayesiana das eletrofácies ígneas, lamosas, carbonatos fechados, reservatórios 2 e reservatórios 1. Estas eletrofácies foram definidas a partir da informação dos perfis de nove poços disponíveis na área de estudo. Os dados dos nove poços também foram utilizados para a construção das funções de densidade de probabilidade da verossimilhança condicional nas formações Itapema e Barra Velha. A partir do teorema de Bayes, foi avaliada a taxa de acertos nos próprios poços e foi feita a construção da matriz de confusão. Na Formação Itapema, a eletrofácies lamosas apresentou grande confusão com os reservatórios 1 e os carbonatos fechados com as ígneas, com acurácia de 67%. Na Formação Barra Velha, a acurácia foi de 55%, com uma grande confusão entre as eletrofácies lamosas e os reservatórios 2. Dado a baixa taxa ocorrência das lamosas nos altos estruturais, onde os poços estão posicionados, optou-se por incluir na probabilidade *a priori* uma ponderação com relação a profundidade das discordâncias Pré Jiquiá e Pré Alagoas. Com isso, nos altos estruturais, a probabilidade de ocorrência dos reservatórios domina sobre a das lamosas e nos baixos estruturais o comportamento é o inverso.

A avaliação quantitativa da inversão acústica estocástica através do coeficiente de correlação linear com o perfil do poço *upscale* mostrou que houve um ganho na qualidade do resultado, quando comparado ao da inversão acústica determinística. Na inversão estocástica, a média da taxa de acertos foi de 62% contra 57% da inversão determinística.

Isto está refletido do resultado encontrado em alguns poços, como é o caso do Poço B, em que o coeficiente de correlação saiu de 41% na inversão determinística para 66% da inversão estocástica. Nos três poços em que a inversão determinística apresentou melhores resultados, a diferença no coeficiente de correlação não passou de 6%. No Poço G, onde ambas metodologias de inversão apresentaram resultados ruins, a estocástica leva vantagem por estar no *framework* estatístico e o resultado não ser único. Dessa maneira, a maior parte do perfil do poço ficou entre o P10 e o P90 da inversão. Com isso, estes dois cenários extremos (P10 e P90) são capazes de trazer uma informação quantitativa e importante para a avaliação do potencial de erro da inversão sísmica estocástica.

Também foi avaliada a sensibilidade do resultado ES-MDA com relação aos parâmetros de entrada. Estes parâmetros são o número de *ensembles a priori* e o número de assimilações. Esta é uma análise importante, pois os mesmos estão diretamente relacionados ao tempo computacional gasto para a inversão. O resultado mostrou que um número baixo de *ensembles*, como o caso com 200, produz um resultado satisfatório do coeficiente de correlação, porém se torna ruidoso na seção sísmica. Com relação ao número de assimilações, observou-se que ele possui baixa influência na diferença entre o dado original e o dado modelado em um traço escolhido aleatoriamente. Isto está relacionado à influência do fator de inflação do ES-MDA presente na equação. Portanto, a combinação razoável encontrada foi de 500 *ensembles a priori* e 15 assimilações.

Três seções sísmicas foram escolhidas para a interpretação geofísica dos resultados. A Seção sísmica 1 foi escolhida pela presença de uma rocha ígnea intrusiva próximo a discordância Base do Sal na Formação Barra Velha, a Seção sísmica 2 pela presença de um *mound* carbonático na Fm. Barra Velha e a linha Arbitrária 1 para a identificação dos diferentes níveis de um banco de coquinas na Fm. Itapema. A interpretação da Seção 1 mostrou que a identificação da intrusão ígnea foi bem satisfatória, quando comparada a sua ocorrência no Poço C. Essa intrusão ígnea tem uma boa continuidade lateral para oeste na seção em direção ao mergulho abaixo. A leste do poço, essa ígnea possui uma continuidade menor e que pode estar associada a presença de uma falha que foi, possivelmente, o conduto para a intrusão. Na Seção sísmica 2 observou-se uma dificuldade na identificação de um intervalo de intercalações entre rochas ígneas intrusivas e extrusivas no Poço E. Na parte superior da Fm. Barra Velha, foi identificado satisfatoriamente os bons reservatórios 1 encontrados no poço no *mound* carbonático. A linha Arbitrária 1 identificou três níveis nas coquinas com diferentes características permoporosas. No intervalo inferior se encontram os carbonatos fechados, na parte média do banco de coquinas estão presentes os reservatórios 2 e a parte superior são os reservatórios 1. Com isso, foi construído um catálogo sísmico com o padrão sísmico observado na amplitude, impedância acústica e nas fácies para as três feições que foram alvos do estudo e para outras que são comuns no pré-sal, que são as plataformas carbonáticas, os *debris* e os depósitos de fundo de lago.

Referências

- AKI, K.; RICHARDS, P. G. *Quantitative seismology*. [S.l.: s.n.], 1980. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 50.
- ALMEIDA, J. *et al.* Pre-rift tectonic scenario of the Eo-Cretaceous Gondwana break-up along SE Brazil–SW Africa: insights from tholeiitic mafic dyke swarms. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 369, n. 1, p. 11–40, 2013. Citado na página 20.
- ANP. Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural: maio de 2021. In: . [S.l.]: Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 9, 16 e 19.
- ASTER, R. C.; THURBER, C. H.; BORCHERS, B. Parameter estimation and inverse problems. Academic Press, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 61.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. *Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk*. [S.l.]: Cambridge university press, 2005. Citado na página 16.
- AZEVEDO, L.; SOARES, A. *Geostatistical methods for reservoir geophysics*. [S.l.]: Springer, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 49, 57, 58 e 116.
- BACKUS, G. E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. *Journal of Geophysical Research*, Wiley Online Library, v. 67, n. 11, p. 4427–4440, 1962. Citado na página 57.
- BARNETT, A. J. *et al.* Seismic characterization and origin of clinoforms in lacustrine depositional environments: a case study from the Cretaceous of the South Atlantic. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 509, n. 1, p. 127–145, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 104 e 108.
- BERTINO, L.; EVENSEN, G.; WACKERNAGEL, H. Sequential data assimilation techniques in oceanography. *International Statistical Review*, Wiley Online Library, v. 71, n. 2, p. 223–241, 2003. Citado na página 33.
- BORTOLI, L.-J. *et al.* Constraining stochastic images to seismic data. In: *Geostatistics Tróia'92*. [S.l.]: Springer, 1993. p. 325–337. Citado na página 49.
- BUCKLEY, J.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 418, n. 1, p. 175–191, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 25.
- BULAND, A.; OMRE, H. Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 68, n. 1, p. 185–198, 2003. Citado 5 vezes nas páginas 10, 16, 17, 50 e 51.

- BURGESS, P. M. *et al.* Methods for identification of isolated carbonate buildups from seismic reflection data. Identification of Isolated Carbonate Buildups from Seismic Reflection Data. *AAPG bulletin*, GeoScienceWorld, v. 97, n. 7, p. 1071–1098, 2013. Citado na página 25.
- CARLOTTO, M. A. *et al.* Libra: A newborn giant in the Brazilian Presalt Province. AAPG Special Volumes, 2017. Citado na página 29.
- CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. In: ONEPETRO. *19th World Petroleum Congress*. [S.l.], 2008. Citado na página 20.
- CARMO, M. C. Reconhecimento de eletrofacies carbonáticas e interpretação deposicional e diagenética, com base em dois poços do pré-sal da Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 29, 30 e 97.
- CASTRO, T. M. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 9, 21, 22, 29 e 30.
- CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, p. 109679, 2022. Citado na página 29.
- CHEN, Y.; OLIVER, D. S. Ensemble randomized maximum likelihood method as an iterative ensemble smoother. *Mathematical Geosciences*, Springer, v. 44, n. 1, p. 1–26, 2012. Citado na página 34.
- CYZ, M.; AZEVEDO, L. Direct Geostatistical Seismic Amplitude Versus Angle Inversion for Shale Rock Properties. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, IEEE, v. 59, n. 6, p. 5335–5344, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 49.
- DAS, V. *et al.* Convolutional neural network for seismic impedance inversion. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 84, n. 6, p. R869–R880, 2019. Citado na página 51.
- DIAS, R. M. Aumento de resolução através do uso do filtro Q inverso e da inversão acústica em reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos. In: . [S.l.]: Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2020. Citado 12 vezes nas páginas 9, 10, 15, 18, 48, 57, 59, 71, 80, 88, 89 e 98.
- DIAS, R. M. *et al.* Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field, Santos Basin. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production*. [S.l.], 2019. v. 2019, n. 1, p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 47.
- DIAS, R. M. *et al.* Understanding the Relationship between Acoustic Impedance and Porosity in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin using Probability Density Functions (PDF). In: BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 November*. [S.l.], 2021. Citado na página 71.

DUDA, R. O.; HART, P. E.; STORK, D. G. Pattern classification, isbn: 0-471-05669-3. *John Wiley & Sons*, 2001. Citado na página 42.

DVORKIN, J.; ALKHATER, S. Pore fluid and porosity mapping from seismic. *First break*, European Association of Geoscientists & Engineers, v. 22, n. 2, 2004. Citado na página 54.

DVORKIN, J.; GUTIERREZ, M. A.; GRANA, D. *Seismic reflections of rock properties*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2014. Citado 10 vezes nas páginas 10, 11, 54, 55, 56, 58, 60, 61, 63 e 116.

EMERICK, A. A. Analysis of the performance of ensemble-based assimilation of production and seismic data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 139, p. 219–239, 2016. Citado na página 33.

EMERICK, A. A.; REYNOLDS, A. C. Ensemble smoother with multiple data assimilation. *Computers & Geosciences*, Elsevier, v. 55, p. 3–15, 2013. Citado 6 vezes nas páginas 33, 34, 36, 37, 38 e 65.

EMERICK, A. A.; REYNOLDS, A. C. History-matching production and seismic data in a real field case using the ensemble smoother with multiple data assimilation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. [S.l.], 2013. Citado na página 33.

EVENSEN, G. Sequential data assimilation with a nonlinear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, Wiley Online Library, v. 99, n. C5, p. 10143–10162, 1994. Citado na página 33.

EVENSEN, G. *Data assimilation: the ensemble Kalman filter*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 65.

FARIA, D. L. d. P.; REIS, A. T. dos; JR, O. G. de S. 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*, Elsevier, v. 88, p. 676–695, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 25, 75 e 86.

FATAH, T. Y. A. Análise de zonas de fraturas através de perfis de imagem em poços do pré-sal da Bacia de Santos. In: . [S.l.]: Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

FERNANDES, F. J. D.; LUPINACCI, W. M. Pseudo-wells generation by spatial-correlated stochastic simulations. *1st SEG Latin America Virtual Student Conference*, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 116.

FERREIRA, D. J. A.; DIAS, R. M.; LUPINACCI, W. M. 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*, Elsevier, v. 201, p. 108441, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 86, 95, 101 e 113.

FERREIRA, D. J. A. *et al.* Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, v. 124, p. 104828, 2021. Citado 5 vezes nas páginas 25, 88, 97, 101 e 113.

- FERREIRA, D. J. A. *et al.* Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, v. 103, n. 4, p. 997–1012, 2019. Citado 7 vezes nas páginas 25, 54, 86, 95, 97, 101 e 113.
- GINESTE, M.; EIDSVIK, J. Seismic waveform inversion using the ensemble Kalman smoother. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *79th EAGE Conference and Exhibition 2017*. [S.l.], 2017. v. 2017, n. 1, p. 1–5. Citado na página 34.
- GOMES, J. *et al.* Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, v. 113, p. 104176, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 97.
- GOMES, P. O. *et al.* 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: CITESEER. *AAPG International Conference and Exhibition*. [S.l.], 2009. p. 15–18. Citado na página 20.
- GRANA, D. *et al.* Stochastic inversion of facies from seismic data based on sequential simulations and probability perturbation method. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 77, n. 4, p. M53–M72, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 49.
- GUARDADO, L.; GAMBOA, L.; LUCCHESI, C. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing atlantic type basin: Part 1. *AAPG Special Volumes*, 1989. Citado na página 23.
- HARRIS, C. R. *et al.* Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, set. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-020-2649-2>>. Citado 3 vezes nas páginas 12, 76 e 77.
- HOUTEKAMER, P. L.; MITCHELL, H. L. A sequential ensemble Kalman filter for atmospheric data assimilation. *Monthly Weather Review*, American Meteorological Society, v. 129, n. 1, p. 123–137, 2001. Citado na página 33.
- HUNTER, J. D. Matplotlib: A 2D graphics environment. *Computing in Science & Engineering*, IEEE COMPUTER SOC, v. 9, n. 3, p. 90–95, 2007. Citado na página 77.
- JACKSON, B. Probability (Lecture Notes). School of Mathematics, Queen Mary University of London, 2019. Citado na página 31.
- JESUS, C. *et al.* Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. *Interpretation*, Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum . . . , v. 7, n. 2, p. T467–T476, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 54, 95 e 101.
- JESUS, C. *et al.* An approach to reduce exploration risk using spectral decomposition, prestack inversion, and seismic facies classification. *AAPG Bulletin*, v. 104, n. 5, p. 1075–1090, 2020. Citado na página 54.
- JOLLIFFE, I. Principal component analysis. *Encyclopedia of statistics in behavioral science*, Wiley Online Library, 2005. Citado na página 38.

JR, R. H.; ZAMBONATO, E. E.; ROS, L. F. D. Influence of diagenesis on the quality of Lower Cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, Society for Sedimentary Geology, v. 87, n. 12, p. 1285–1313, 2017. Citado na página 23.

JUSTEN, J. C.; JR, E. A. V.; SOUZA, I. A. e. A. L. de. Análise das propriedades elásticas de rochas e minerais evaporíticos. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS AND BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013*. [S.l.], 2013. p. 1154–1158. Citado na página 89.

KALMAN, R. E. A new approach to linear filtering and prediction problems. 1960. Citado na página 33.

KETTEB, R.; DJEDDI, M.; KICHE, Y. Modeling of porosity by geostatistical methods. *Arabian Journal of Geosciences*, Springer, v. 12, n. 8, p. 1–12, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 49.

KVALSVIK, J. Before Machine Learning: handling seismic data with Python and segyio. In: European Association of Geoscientists & Engineers. *81st EAGE Conference and Exhibition 2019*. [S.l.], 2019. v. 2019, n. 1, p. 1–4. Citado na página 76.

LEBRE, M. B. S. Analysis of flow facies in the pre-salt interval of the Santos Basin. Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 71.

LEBRE, M. B. S. *et al.* Electrofacies versus Flow Units in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin: Which is the Best Approach for Estimate Petrophysical Properties? In: BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 November*. [S.l.], 2021. Citado 5 vezes nas páginas 17, 27, 29, 53 e 71.

LEE, K. D. *Python programming fundamentals*. [S.l.]: Springer, 2011. Citado na página 75.

LEEUWEN, P. J. V.; EVENSEN, G. Data assimilation and inverse methods in terms of a probabilistic formulation. *Monthly Weather Review*, v. 124, n. 12, p. 2898–2913, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.

LIMA, B. E. M. *et al.* Deep-burial hydrothermal alteration of the Pre-Salt carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil: evidence from petrography, fluid inclusions, Sr, C and O isotopes. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, v. 113, p. 104143, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 9, 28 e 29.

LIU, M.; GRANA, D. 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, 2018. Citado 9 vezes nas páginas 10, 16, 17, 34, 38, 50, 52, 84 e 116.

LIU, M.; GRANA, D. Accelerating geostatistical seismic inversion using TensorFlow: A heterogeneous distributed deep learning framework. *Computers & Geosciences*, Elsevier, v. 124, p. 37–45, 2019. Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 49 e 117.

- MCKINNEY Wes. Data Structures for Statistical Computing in Python. In: WALT Stéfán van der; MILLMAN Jarrod (Ed.). *Proceedings of the 9th Python in Science Conference*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 56 – 61. Citado na página 76.
- MELLO, V. L. Classificação de rochas carbonáticas do pré-sal com relação à composição mineralógica a partir de parâmetros elásticos. Dissertação de Mestrado no Programa DOT-UFF, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 53.
- MOORE, E. H. On the reciprocal of the general algebraic matrix. *Bull. Am. Math. Soc.*, v. 26, p. 394–395, 1920. Citado na página 42.
- MOREIRA, J. *et al.* Santos Basin. *Bol. de geociências da Petrobras*, v. 15, p. 531–549, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 19, 21, 22 e 23.
- MUKERJI, T. *et al.* Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 66, n. 4, p. 988–1001, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 51.
- MUNIZ, M.; BOSENCE, D. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 418, n. 1, p. 221–242, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 97.
- MUNIZ, M. C. *Tectono-stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian continental rift carbonates in southern Campos Basin, Brazil*. Tese (Doutorado) — Royal Holloway, University of London, 2013. Citado na página 23.
- MUSTAFA, A.; ALFARRAJ, M.; ALREGIB, G. Estimation of acoustic impedance from seismic data using temporal convolutional network. In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2019*. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 2019. p. 2554–2558. Citado na página 51.
- NÆVDAL, G.; MANNSETH, S. T.; VEFRING, E. H. Near-Well Reservoir Monitoring Through Ensemble Kalman Filter. 2002. Citado na página 33.
- NEVES, I. d. A. *et al.* Presalt reservoirs of the Santos basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum . . . , v. 7, n. 4, p. SH33–SH43, 2019. Citado 9 vezes nas páginas 9, 21, 25, 26, 86, 95, 101, 104 e 113.
- NÓBREGA, D. V. D.; MORAES, F. S. de; EMERICK, A. A. Data assimilation of a legacy 4D seismic in a brown field. *Journal of Geophysics and Engineering*, Oxford University Press, v. 15, n. 6, p. 2585–2601, 2018. Citado na página 33.
- OLIVEIRA, L. C. de *et al.* Drowning unconformities on presalt carbonate platforms—Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous), Santos Basin, offshore Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Elsevier, p. 110570, 2021. Citado 6 vezes nas páginas 9, 24, 86, 88, 104 e 108.
- OLIVEIRA, S. A. M.; LUPINACCI, W. M. L1 norm inversion method for deconvolution in attenuating media. *Geophysical Prospecting*, European Association of Geoscientists & Engineers, v. 61, n. 4, p. 771–777, 2013. Citado na página 48.

- OMOSANYA, K.; HARISHIDAYAT, D.; JOHANSEN, S. Seismic interpretation and characterization of igneous rocks in Jan Mayen Microcontinent, Norwegian-Greenland Sea. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS AND AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM *International Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, 3-6 April 2016*. [S.l.], 2016. p. 149–149. Citado 2 vezes nas páginas 86 e 93.
- PAIVA, M. L. C. *et al.* Spatial Correlation Analysis of Acoustic Impedance and Effective Porosity after Upscaling in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin. In: BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 November*. [S.l.], 2021. Citado na página 61.
- PEÇANHA, A. A. *et al.* A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 183, p. 106451, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 16, 47 e 54.
- PENNA, R. *et al.* Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The leading edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 38, n. 1, p. 11–19, 2019. Citado 9 vezes nas páginas 10, 16, 17, 27, 47, 53, 54, 71 e 93.
- PENNA, R.; LUPINACCI, W. M. Decameter-Scale Flow-Unit Classification in Brazilian Presalt Carbonates. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, OnePetro, v. 23, n. 04, p. 1420–1439, 2020. Citado na página 17.
- PENNA, R.; LUPINACCI, W. M. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in brazilian presalt carbonate. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, v. 124, p. 104829, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 16, 47, 53 e 71.
- PENROSE, R. A generalized inverse for matrices. In: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS. *Mathematical proceedings of the Cambridge philosophical society*. [S.l.], 1955. v. 51, n. 3, p. 406–413. Citado na página 42.
- PETERSOHN, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. *ANP–Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis–Seminário Técnico*, 34p, 2013. Citado na página 19.
- PIETZSCH, R. *et al.* Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Elsevier, v. 507, p. 60–80, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 23.
- PYQT. PyQt Reference Guide. 2012. Disponível em: <<http://www.riverbankcomputing.com/static/Docs/PyQt4/html/index.html>>. Citado na página 78.
- REICHLE, R. H.; MCLAUGHLIN, D. B.; ENTEKHABI, D. Hydrologic data assimilation with the ensemble Kalman filter. *Monthly Weather Review*, v. 130, n. 1, p. 103–114, 2002. Citado na página 33.
- REN, K. *et al.* Using Wireline Logging and Thin Sections to Identify Igneous Contact Metamorphism and Hydrothermal Influence on Presalt Limestone Reservoirs in Libra Block, Santos Basin. In: ONEPETRO. *Offshore Technology Conference Brasil*. [S.l.], 2019. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 93.

ROSSUM, G. V.; JR, F. L. D. *Python reference manual*. [S.l.]: Centrum voor Wiskunde en Informatica Amsterdam, 1995. Citado na página 75.

SALLER, A. *et al.* Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *Aapg Bulletin*, v. 100, n. 7, p. 1135–1164, 2016. Citado na página 20.

SANTOS, T. R. C. *et al.* Proposition of a Catalog to show the Seismic Responses of the Main Presalt Reservoirs Unconformities of the Santos Basin. In: BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 November*. [S.l.], 2021. Citado na página 26.

SARTORATO, A. C. L.; TONIETTO, S. N.; PEREIRA, E. Silicification and dissolution features in the brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling. In: *Rio Oil & Gas Expo and Conference*. [S.l.: s.n.], 2020. Citado na página 27.

SCOTT, D. W. Kernel density estimation. *Wiley StatsRef: Statistics Reference Online*, Wiley Online Library, p. 1–7, 2014. Citado na página 71.

SERRA, O.; ABBOTT, H. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, OnePetro, v. 22, n. 01, p. 117–131, 1982. Citado na página 71.

SILVA, T. M.; BARRETO, A.; PESCO, S. Uncertainty Quantification in Reservoir History Matching Using the Ensemble Smoother. In: SBC. *Anais Estendidos da XXXII Conference on Graphics, Patterns and Images*. [S.l.], 2019. p. 223–229. Citado na página 33.

SILVERMAN, B. W. *Density estimation for statistics and data analysis*. [S.l.]: CRC press, 1986. v. 26. Citado na página 45.

SIMM, R.; BACON, M. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 10, 16, 47, 48, 49 e 116.

SKJERVHEIM, J.-A. *et al.* Incorporating 4D seismic data in reservoir simulation models using ensemble Kalman filter. In: ONEPETRO. *SPE annual technical conference and exhibition*. [S.l.], 2005. Citado na página 33.

SOARES, A.; DIET, J.; GUERREIRO, L. Stochastic inversion with a global perturbation method. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *EAGE Conference on Petroleum Geostatistics*. [S.l.], 2007. p. cp–32. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 49.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, v. 77, p. 567–596, 2016. Citado na página 20.

TARANTOLA, A. *Inverse problem theory and methods for model parameter estimation*. [S.l.]: SIAM, 2005. Citado 6 vezes nas páginas 16, 35, 36, 47, 50 e 61.

TAVARES, M. *Litofacies, electrofacies and petrofacies in the characterization of an Albian carbonate reservoir using data mining and artificial intelligence*. Tese (Doutorado) — PhD Thesis, UENF/CCT/LENEP, Macaé, RJ, Brazil, 2018. Citado na página 71.

- TEIXEIRA, L. *et al.* Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 36, n. 11, p. 931–937, 2017. Citado 6 vezes nas páginas 16, 17, 47, 53, 71 e 74.
- THOMPSON, D. L.; STILWELL, J. D.; HALL, M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. *Gondwana Research*, Elsevier, v. 28, n. 1, p. 26–51, 2015. Citado na página 23.
- THURIN, J.; BROSSIER, R.; MÉTIVIER, L. Ensemble-based uncertainty estimation in full waveform inversion. *Geophysical Journal International*, Oxford University Press, v. 219, n. 3, p. 1613–1635, 2019. Citado na página 34.
- TIWARY, D. K. *et al.* Comparison of seismic upscaling methods: From sonic to seismic. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 74, n. 2, p. WA3–WA14, 2009. Citado na página 57.
- TORSVIK, T. H. *et al.* A new scheme for the opening of the South Atlantic Ocean and the dissection of an Aptian salt basin. *Geophysical Journal International*, Blackwell Publishing Ltd Oxford, UK, v. 177, n. 3, p. 1315–1333, 2009. Citado na página 20.
- VIRTANEN, P. *et al.* SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python. *Nature Methods*, v. 17, p. 261–272, 2020. Citado na página 76.
- WALT, S. Van der *et al.* scikit-image: image processing in Python. *PeerJ*, PeerJ Inc., v. 2, p. e453, 2014. Citado na página 77.
- WANG, Y. *Seismic inversion: Theory and applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. Citado na página 48.
- WHITAKER, J. S. *et al.* Ensemble data assimilation with the NCEP Global Forecast System. *Monthly Weather Review*, v. 136, n. 2, p. 463–482, 2008. Citado na página 33.
- WRIGHT, P.; RODRIGUEZ, K. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt ‘microbialite’ reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model. *First Break*, European Association of Geoscientists & Engineers, v. 36, n. 5, p. 71–77, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 9, 25, 26, 27 e 101.
- WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 418, n. 1, p. 209–219, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 25, 26, 97 e 101.
- ZHAO, J. *et al.* Fault Activity and its Influences on Distribution of Igneous Rocks in Libra Block, Santos Basin: Semi-Quantitative to Quantitative Assessment of Fault Activity Based on High-Resolution 3D Seismic Data. In: ONEPETRO. *Offshore Technology Conference Brasil*. [S.l.], 2019. Citado na página 27.