

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

JOÃO PAULO RODRIGUES ZAMBRINI

INTEGRAÇÃO DE ESTUDO DE ILUMINAÇÃO E DA
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA EM UM
RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS

NITERÓI
2020

JOÃO PAULO RODRIGUES ZAMBRINI

INTEGRAÇÃO DE ESTUDO DE ILUMINAÇÃO E DA
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA EM UM
RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS

Tese apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Doutor na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2020

JOÃO PAULO RODRIGUES ZAMBRINI

INTEGRAÇÃO DE ESTUDO DE ILUMINAÇÃO E DA
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA EM UM
RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS

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

Z23i Zambrini, João Paulo Rodrigues
Integração de estudo de iluminação e da interpretação
sísmica quantitativa em um reservatório do pré-sal, bacia
de Santos / João Paulo Rodrigues Zambrini ; Wagner Moreira
Lupinacci, orientador. Niterói, 2020.
144 f. : il.

Tese (doutorado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói,
2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.d.33505402877>

1. Reservatórios carbonáticos. 2. Camada pré-sal. 3.
Iluminação. 4. Caracterização de reservatório. 5.
Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Sandra Lopes Coelho - CRB7/3389

INTEGRAÇÃO DE ESTUDO DE ILUMINAÇÃO E DA
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA EM UM
RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS
JOÃO PAULO RODRIGUES ZAMBRINI

Tese apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Doutor na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 25 de junho de 2020.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva (GIECAR /UFF)

Prof. Dr. Cosme Ferreira da Ponte Neto (ON)

Prof. Dr. Luiz Alberto Santos (UFF)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos (UFF)

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

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Alice e Paulo por tudo que fizeram por mim para conseguir chegar a atingir esse grau de Doutor, incentivando, apoiando e estando ao meu lado nas decisões tomadas. À toda minha família que sempre se fez presente e aos amigos que me acompanharam ao longo de toda essa jornada.

Falando em família, um agradecimento especial a LuzK, minha companheira que dá todo apoio e carinho para seguir em frente e a meu futuro filho (Tiago) que, mesmo antes de nascer, já traz alegria e felicidade.

Ao meu amigo e orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci, que ofereceu este caminho. Por toda confiança colocada em mim, pela troca de conhecimentos nesses quatro anos de convivência como orientador – orientando, por todas outras que vieram antes e todas que não de vir.

Aos colegas de trabalho que participaram direta e indiretamente deste trabalho, principalmente à Igor Neves, por toda ajuda prestada e conhecimento passado a mim. Também vale os agradecimentos especiais a Danilo Ferreira, Rafael Cherene e Fernando Vizeu, cujas contribuições para o desenvolvimento deste trabalho foram incontáveis, e ao resto da equipe do projeto. Ao Prof. Dr. Luiz Gamboa, que me ajudou muito com minha mudança para o Rio de Janeiro, me acolhendo como aluno e inquilino.

Aos membros da banca, professores Cleverson, Cosme, Luiz Alberto e Marco Cetale, por aceitarem fazer parte da defesa e contribuir com esta dissertação.

À Petrogal Brasil e ANP pelo programa de PD&I que ajudou a financiar o projeto, a bolsa de estudos e concessão do conjunto de dados. À ANP/BDEP por fornecer os dados públicos utilizados neste doutorado.

Resumo

Desde o início do século XXI, os reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro têm sido um os principais alvos da indústria petrolífera. Esses reservatórios carbonáticos trazem muitos desafios associados, dentre outros, à estrutura interna, profundidade e tipos de fluidos, que impactam diretamente nas áreas de aquisição, processamento, caracterização do reservatório e sua produção. A área de estudo, situada na Bacia de Santos, é um exemplo desses reservatórios complexos, com uma estrutura imensa, repleto de gás e com uma problemática associada, que é presença de um alto teor de CO₂. Essa tese propõe um fluxo de interpretação sísmica quantitativa para a caracterização de reservatórios carbonáticos do pré-sal. O trabalho foi desenvolvido em duas frentes principais e complementares: estudo de iluminação no topo do reservatório e caracterização dos fluidos utilizando integração poço-sísmica. O estudo de iluminação é pioneiro em avaliar em conjunto o impacto das estruturas complexas (multi-z) e a estratificação da camada evaporítica no imageamento do topo da superfície de um reservatório em uma área do pré-sal, propondo também uma metodologia para a confecção de mapas de confiabilidade dos dados sísmicos na região alvo. A caracterização do reservatório foi feita através de análise de perfis dos poços, inversões sísmicas e análise de AVO. A partir dos perfis foi realizado um estudo da sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação às propriedades da rocha e fluidos. Utilizando a inversão pós-empilhamento foi possível determinar regiões porosas promissoras na área de estudo. Através da associação da análise de AVO e inversão pré-empilhamento foram traçados alguns cenários de acumulação de fluidos presentes no reservatório. Esta etapa trouxe novas informações sobre os reservatórios carbonáticos em estudo, bem como a identificação das áreas onde a interpretação sísmica quantitativa é menos confiável a partir da utilização de mapas de iluminação. De maneira geral, o trabalho contribui com novos conhecimentos em diversas áreas da geofísica acerca de reservatórios carbonático, trazendo novas informações para caracterização de reservatórios complexos. A partir deste trabalho que propôs uma análise integrada dos estudos de iluminação com a interpretação sísmica quantitativa, foi possível quantificar a importância de se considerar estruturas multi-z no modelo de velocidade usado para a migração, bem como separar regiões com maiores ou menores concentrações de gás, que podem estar associadas a uma alta concentração de CO₂.

Palavras-chave: reservatórios carbonáticos, pré-sal, iluminação, caracterização de reservatório, inversão sísmica, AVO.

Abstract

Since the beginning of the 21st century, Brazilian pre-salt carbonate reservoirs have been a major target of the oil industry. These carbonate reservoirs bring many challenges associated such as internal structure, depth and types of fluids, which directly impact in the step of acquisition, data processing, reservoir characterization and its production. The study area, located in the Santos Basin, is an example of these complex reservoirs, with a huge structure full of gas that has an associated problem which is the presence of a high CO₂ content. This thesis proposes a quantitative seismic interpretation workflow for characterization of pre-salt carbonate reservoirs. The work was developed on two main and complementary fronts: illumination study at the top of the reservoir and characterization of fluids using well-seismic integration. The illumination study is pioneer in jointly evaluating the impact of complex salt structures (multi-z) and stratifications inside the evaporitic layer in the seismic imaging of the top of the reservoir in a presalt area, also proposing a methodology for conception of reliability maps of the seismic data in the target region. The reservoir characterization was done by well log analysis, seismic inversions and AVO analysis. From the well logs, a sensitivity study for elastic parameters was performed in relation to rock and fluid properties. Using poststack inversion was possible to determine some promising porous regions in the study area. Throughout the association of AVO analysis and prestack inversion, some fluid accumulation scenarios present in the reservoir were traced. This step brought new information about the carbonate reservoir in this study, as well as the identification of areas where quantitative seismic interpretation is less reliable from the use of illumination maps. Overall, the work contributes with new knowledge in several areas of geophysics about carbonate reservoirs, bringing new information for the characterization of complex reservoirs. This work proposed an integrated analysis of illumination studies with quantitative seismic interpretation and was possible to quantify the importance of considering multi-z structures in the migration velocity model, as well as to separate regions with higher or lower gas concentrations, which may be associated with a high concentration of CO₂.

Keywords: carbonate reservoirs, presalt, illumination, reservoir characterization, seismic inversion, AVO.

Sumário

1.	Introdução.....	1
1.1	Projeto PD&I, Dificuldades e Inovações	2
2.	Objetivos	3
3.	Revisão Bibliográfica	5
3.1	Bacia de Santos	5
3.2	Iluminação sísmica	10
3.3	Análise da Amplitude versus offset (AVO) e inversões sísmicas.....	14
3.3.1	Método AVO.....	14
3.3.2	Inversões pós-empilhamento e pré-empilhamento.....	20
3.3.3	AVO e inversões aplicadas em carbonatos	21
4.	Estudo de iluminação	23
4.1	Metodologia e Resultados	23
4.2	Estudo de iluminação para auxílio na seleção da área do estudo com o dado pré-empilhamento	24
4.3	Estudo de traçado de raios sob influência das estruturas complexas do pacote evaporítico	28
5.	Inversão sísmica	43
5.1	Metodologia.....	43
5.2	Estudo das propriedades petro-elásticas usando dados de poços	47
5.2.1	Análise de sensibilidade da impedância acústica com relação à litologia e à porosidade	47
5.2.2	Análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação ao tipo de fluido	61
5.3	Inversão sísmica e análise de AVO	68
5.3.1	Inversão pós-empilhamento	69
5.3.2	Seleção e pré-condicionamento dos dados pré-empilhamento.....	77
5.3.3	Análise de AVO	84
5.3.4	Inversão sísmica pré-empilhamento.....	94
6.	Conclusões.....	113
7.	Bibliografia.....	116

Lista de Figuras

Figura 1: Localização da Bacia de Santos, principais campos de produção e áreas de exploração com ênfase no bloco BM-S-24. _____	5
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007). _____	8
Figura 3: Mapa mostrando as áreas do bloco BM-S-24: prospecto de Júpiter (polígono amarelo), o volume sísmico pós-empilhamento (grid verde), volume sísmico pré-empilhamento (retângulo preto) e poços (círculos pretos). _____	10
Figura 4: Exemplo de um par de raios (incidente - espalhado) interagindo com um ponto M, em uma determinada superfície, e os quatro ângulos associados com o <i>local angle domain</i> : Mergulho (<i>Dip</i>) v_1 , azimute v_2 , ângulo de abertura γ_1 e azimute de abertura γ_2 . O diagrama descreve como se relacionam os ângulos da metodologia LAD com a direção dos raios (Ravve and Koren, 2011). _____	12
Figura 5: Ilustração dos pares de vetores de raio incidentes e refletidos para um determinado ponto M em subsuperfície (Ravve and Koren, 2011). _____	13
Figura 6: Partição da energia quando ocorre a incidência de uma onda compressional. Adaptada de Mavko <i>et al.</i> (2009). _____	15
Figura 7: Análise dos termos G e F na resposta AVO. A curva em negrito representa a sua inclusão. Modificado a partir de Castagna <i>et al.</i> (1984). _____	16
Figura 8: Estimativa do intercepte ($R(0)$) e gradiente (G). Modificado a partir de Castagna <i>et al.</i> (1984). _____	17
Figura 9: Classificação das anomalias de AVO. Modificado a partir de Castagna <i>et al.</i> (1997). _____	18
Figura 10: Respostas AVO para as mudanças de porosidade, tipo de fluido e argilosidade. Modificado de Foster <i>et al.</i> (2010). _____	19
Figura 11: Comparação entre Impedância Acústica contra Impedância Elástica (Connolly, 1999). _____	20
Figura 12: Mapa de <i>hit count</i> confeccionado através do traçado de raios, com o espectro de contagens controlado (entre 2 e 200). Na imagem, o retângulo aponta a região de interesse para análise de dados pré-empilhamento, o polígono limita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços. _____	26
Figura 13: Imagem A mostra uma estrutura multi-z (<i>overhang</i>) formado pela camada de sal. Imagem B mostra o comportamento do trajeto dos raios que atravessam a região de multi-z. Imagem C ilustra os raios que obtiveram sucesso (verde) e os que não foram bem-sucedidos (azul). Imagem D aponta as trajetórias dos poucos raios bem-sucedidos na área. _____	27
Figura 14: Estudo do traçado de raios para um ponto na região selecionada. A imagem A ilustra o trajeto dos raios bem-sucedidos. A imagem B mostra a distribuição e razão dos raios bem-sucedidos (verdes) em relação a todos os possíveis raios (azuis e verdes). _____	28
Figura 15: Ampliação de parte de uma seção sísmica que apresenta estrutura multi-z e as estratificações provenientes das rochas siliciclásticas e da intercalação de sais. Em (A), o atributo de amplitude demonstrando o comportamento que o sal exibe na área; (B) demonstra a mesma região, com as seguinte interpretações: topo do sal em modelo multi-z (Rosa); topo do sal conservador (Roxo); e base do sal (Azul claro. Modificado de Lupinacci <i>et al.</i> (2019). _____	31
Figura 16: Imagem ilustrativa das regiões utilizadas para a confecção do modelo de velocidade, da seção <i>inline</i> 5000. A exibe a porção pós-sal (Amarelo), B a camada de sal	

(Roxo) e C a seção pré-sal (Cinza). No pacote de sal fica evidente as feições de muralha de sal e multi-z.	32
Figura 17: Seção de modelo de velocidade original (inferior) e após o refino da velocidade (superior). O novo volume aponta com clareza as intercalações de anidrita e halita dentro do pacote de evaporitos.	35
Figura 18: Mapa de <i>hit count</i> do cenário 2, utilizando o modelo de velocidade constante (sem estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.	37
Figura 19: Mapa de <i>hit count</i> do cenário 3, utilizando o modelo de velocidade conservador (com estratificações e sem as estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.	38
Figura 20: Mapa de <i>hit count</i> do cenário 4, utilizando o modelo de velocidade realístico (com estratificações e estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.	39
Figura 21: Mapa de valores relativos de <i>hit count</i> , entre os modelos realístico e original, em porcentagem. O polígono representa o bloco BM-S 24, o retângulo a área selecionada dos dados pré-empilhamento e as estrelas brancas apontam a posição dos poços.	40
Figura 22: Espectro do mapa relativo em porcentagem.	41
Figura 23: Imagem relata a distorção e o espalhamento dos raios (refletidos na base do sal) em uma mesma região. Em (A), onde há associação de estratificação do sal e língua de sal (modelo realístico) e em (B) sem a estratificação, mas mantendo as estruturas multi-z (modelo original).	42
Figura 24: Esquema genérico de aplicação da inversão <i>model-based</i> para dados pós-empilhados. Fonte: Modificado de Russell (1988).	46
Figura 25: Fluxograma da metodologia utilizada. Em azul, a etapa de trabalho apenas com dados de poços; em verde, integração de dados de poço com sísmica pós-empilhado; e em vermelho, integração de dados de poço com sísmica pré-empilhado.	47
Figura 26: Perfis do poço 1-RJS-652A. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: variação de litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.	48
Figura 27: Gráfico diagnóstico dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 1-RJS-652A (MRG – marga, FLH – folhelho, SLT – siltito, DOL – dolomita, COQ – coquina e CAL – Calcário microbial).	50
Figura 28: Perfis do poço 3-RJS-683A. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.	51
Figura 29: Gráficos diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-683A (FLH – folhelho, MDS – <i>mudstone</i> e CAL – calcário microbial).	52
Figura 30: Perfis do poço 3-RJS-713. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de	

cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica. _____	53
Figura 31: Gráficos diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-713 (FLH – folhelho, MDS - <i>mudstone</i> , COQ – coquina e CAL – calcário microbial). _____	54
Figura 32: Perfis do poço 3-RJS-732. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica. _____	55
Figura 33: Gráfico diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-732. _____	56
Figura 34: Histogramas da impedância acústica por fácies para o poço 1-RJS-652A. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1. _____	57
Figura 35: Histogramas da impedância acústica por fácies para o poço 3-RJS-683A. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1. _____	58
Figura 36: Histogramas da impedância P por fácies para o poço 3-RJS-713. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1. _____	58
Figura 37: Histogramas da impedância P por fácies para o poço 3-RJS-732. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1. _____	59
Figura 38: PDFs para as fácies utilizando os dados de todos os poços. As PDFs foram estimadas utilizando o kernel gaussiano. Cada gráfico corresponde a uma fácies e em cada um deles a área da PDF é igual a 1. _____	60
Figura 39: PDFs estimadas para todas as fácies. As PDFs foram estimadas utilizando o kernel gaussiano. Cada PDF corresponde a uma fácies e a área da PDF é igual a 1. _____	60
Figura 40: Perfis do poço 3-RJS-683A com os contatos BVE100, gás-óleo (GOC) e óleo-água (OWC) interpretados. _____	62
Figura 41: Perfis cáliper, raios Gamma, ressonância nuclear magnética (TCRM), nêutron (NPHI), RHOB, DT e DTS, saturação de água estimada (Sw) e concentração de CO ₂ do poço 3-RJS-683A. _____	63
Figura 42: Relação impedância acústica (IP) versus razão da velocidade compressional pela velocidade cisalhante (VP/VS) considerando o tipo de fluido no poço 3-RJS-683A. _____	64
Figura 43: Relação impedância acústica (IP) versus razão da velocidade compressional pela velocidade cisalhante (VP/VS) considerando somente a zona saturada com gás do poço 3-RJS-683A com a simulação de diferentes cenários desta zona (saturada com água e com óleo) utilizando as equações de Gassmann. _____	65
Figura 44: Análise de diferentes combinações dos parâmetros elásticos considerando o tipo de fluido no poço 3-RJS-683A. _____	66
Figura 45: Relações entre diferentes parâmetros elásticos considerando somente a zona saturada com gás do poço 3-RJS-683A com a simulação de diferentes cenários desta zona (saturada com água e com óleo) utilizando as equações de Gassmann. _____	67
Figura 46: Comparação das impedâncias acústicas filtradas até 60Hz dos poços (curvas azuis) e as impedâncias acústicas estimadas (curvas vermelhas) para todos os poços da área _____	71

Figura 47: Amplitude sísmica do dado com ganho, resultado da inversão sísmica e a impedância acústica filtrada até 60Hz no poço 3-RJS-732. Esta imagem mostra como a impedância acústica estimada conseguiu representar bem as intercalações de camadas delgadas e possui uma alta similaridade com a impedância acústica filtrada do poço. _____	72
Figura 48: Inline 4035 mostrando a impedância acústica estimada com exagero de 400% na vertical. Na região do poço 1-RJS-652A possui camadas de alta impedância acústica nas proximidades da base do topo do sal, o que é coerente com o perfil deste poço. _____	73
Figura 49: Mapa de impedância acústica sobre a Base do Sal, mostrando uma região central, próxima ao poço 3-RJS-683A, com baixos valores de impedância acústica. _____	74
Figura 50: Mapa de impedância acústica sobre a superfície 35m abaixo da Base do Sal. Nota-se um grande aumento da impedância acústica na região do poço 3-RJS-713, quando comparado com o mapa da Base do Sal. _____	75
Figura 51: Mapa de impedância acústica sobre a superfície de 70m abaixo da Base do Sal. Nota-se um aumento dos valores de impedância acústica em toda a área, quando comparado com o mapa da Base do Sal. _____	76
Figura 52: Mapa da base dos evaporitos (topo do reservatório), com a escala de profundidade em cores. O retângulo em amarelo, situado no centro-oeste da imagem, foi a área selecionada para o estudo com dados pré-empilhamento, e possui uma área aproximada de 137,5 km ² . _	78
Figura 53: Seção <i>inline</i> 4905, onde as linhas amarelas são as <i>crosslines</i> limitantes da área. Na seção é possível identificar (elipse preta) uma estrutura que apresenta um formato e padrões sísmicos similares às feições de <i>build-up</i> . _____	79
Figura 54: Seção <i>inline</i> 5000 com o atributo de impedância acústica sobreposto. Pode-se notar baixos valores deste atributo na região delimitados pela elipse em preto. A linha vermelha representa o gride interpretado como a base do sal. _____	80
Figura 55: <i>Gathers</i> das inlines 4621 a 4625, do dado original (A) e após o pré-condicionamento (B), mostrando o desenho do mute (curva vermelha) aplicado. _____	83
Figura 56: Mapa de máximo residual absoluto de <i>moveout</i> . Os painéis auxiliam no controle de qualidade dos dados pré-empilhamento antes e depois da etapa de pré-condicionamento: (A) é o mapa antes do pré-condicionamento; e (B) após o pré-condicionamento. _____	84
Figura 57: Curva AVO extraída (vermelha) da reflexão referente à base do sal próximo ao poço 3-RJS-683A, no ponto de cruzamento da <i>inline</i> 4623 e <i>crossline</i> 4284. Em verde a curva da aproximação de Aki e Richards (2002). _____	86
Figura 58: Curva AVO extraída (vermelha) da reflexão referente à base do sal próximo ao poço 3-RJS-683A, no ponto de cruzamento da <i>inline</i> 4623 e <i>crossline</i> 4345. Em azul a curva da aproximação de Aki e Richards (2002). _____	86
Figura 59: Mapa da média dos ângulos de incidência da área de estudo, mostrando uma incidência média próxima de 30°. _____	87
Figura 60: Painéis dos empilhamentos parciais após o pré-condicionamento dos dados. Cada <i>angle stack</i> refere-se a uma faixa de ângulos de incidência em graus: 0° -5° (A), 5° -10° (B), 10° -15° (C), 15° -20° (D), 20° -26° (E). A linha fúcsia representa o horizonte interpretado como a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha). _____	89
Figura 61: Gráfico de intercepte por gradiente ilustrando as classes de AVO (SEG positivo). A elipse é a linha de tendência e as cores separam as anomalias de classes I a IV. O polígono tracejado vermelho cerca a nuvem de pontos que pode estar associado à anomalia desejada. _____	90
Figura 62: Gráfico de intercepte por gradiente limitado na região do reservatório. Os polígonos coloridos são tentativas de caracterizar as anomalias de gás no volume sísmico. _	91

Figura 63: Inline 4623 passando pelo poço 3-RJS-386A com os marcadores dos contatos gás-óleo (marcador amarelo) e óleo-água (marcador fúcsia). Nesta imagem apenas as anomalias associadas aos polígonos vermelho e azul da Figura 62 são mostrada	92
Figura 64: Anomalia AVO que pode estar associada à presença do gás.	93
Figura 65: Curvas dos perfis de densidade dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).	95
Figura 66: Curvas dos perfis de impedância acústica dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).	95
Figura 67: Curvas dos perfis de impedância cisalhante dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).	96
Figura 68: Modelo de baixa da densidade (RHOB), <i>inline</i> 4623.	96
Figura 69: Modelo de baixa da impedância acústica (IP), <i>inline</i> 4623.	97
Figura 70: Modelo de baixa da impedância cisalhante (IS), <i>inline</i> 4623.	97
Figura 71: Curvas para o controle de qualidade extraídas dos volumes de inversão e do poço 3-RJS-683A. Em preto, curvas extraídas a partir dos dados do poço; em vermelho, a curva extraída a partir da aproximação de Fatti e, em azul, a curva extraída partir da aproximação de Aki e Richards três termos. Os marcadores são referentes à base dos evaporitos (Fm. Barra Velha), contato gás-óleo (G/O) e óleo-água (O/A).	100
Figura 72: <i>Inline</i> 4623 com os valores de impedância acústica (IP) obtidos da inversão elástica e o perfil do poço 3-RJS-683A para fins de controle de qualidade.	104
Figura 73: <i>Inline</i> 4623 mostrando os valores de impedância cisalhante (IS), com o perfil de impedância cisalhante suavizado do poço para controle de qualidade.	105
Figura 74: <i>Inline</i> 4623 com os valores de impedância acústica (IP) com a aplicação de um filtro de suavização.	106
Figura 75: <i>Inline</i> 4623 com os valores de impedância cisalhante (IS) com a aplicação de um filtro de suavização.	107
Figura 76: <i>Inline</i> 4623 com os valores de VP/VS suavizados.	108
Figura 77: Gráfico diagnóstico de impedância acústica e razão VP/VS no intervalo limitado pelas superfícies Pré-Alagoas e a Base do Sal, na área dos dados pré-empilhamento. A área selecionada em vermelho representa baixa impedância acústica e baixos valores da razão VP/VS, que pode estar associada a alta porosidade e saturada com gás. Já a área selecionada em azul representa baixa porosidade e altos valores da razão VP/VS, que pode estar associada a alta porosidade e saturada com baixas concentrações de gás.	109
Figura 78: <i>Inline</i> 4623 mostrando a análise da inversão elástica na área limitada pelos horizontes Intra-Alagoas (curva amarela) e a Base do Sal (curva branca). As cores em vermelho apresentam baixos valores de impedância acústica e da razão VP/VS, sendo associadas a altas porosidades e concentrações de gás. Já as cores em azul apresentam baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS, sendo associadas a altas porosidades e baixas concentrações de gás.	110
Figura 79: Anomalias associadas a: baixos valores de impedância acústica e da razão VP/VS (vermelho) e baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS (azul). Este resultado mostra alguns <i>trends</i> que indicam uma maior concentração de gás.	111

Figura 80: Composição de mapas de impedância, iluminação, classificação de fácies e anomalias de fluido. A região alvo do estudo de anomalias está delimitada pelo retângulo branco nos três mapas a direita. _____ 112

Lista de Tabelas

Tabela 1: Porcentagem dos diversos tipos de sais encontrados na camada evaporítica. _____	30
Tabela 2: Tabela índice dos modelos utilizados no estudo. _____	34
Tabela 3: Velocidades e densidades dos sais na literatura. _____	36
Tabela 4: Dados estatísticos dos mapas de <i>Hit count</i> . _____	36
Tabela 5: Coeficientes de correlação obtidos na amarração poço-sísmica. _____	69
Tabela 6: Parâmetros utilizados na inversão elástica. _____	99

1. Introdução

A história do petróleo no Brasil remete aos tempos do império, no século XIX, com a extração de betumes nas margens do rio Marau (BA). No final deste mesmo século, as primeiras investidas em perfurações foram realizadas, sem sucesso, em Bofete (SP). O primeiro poço bem sucedido ocorreu apenas no século XX (1939), em Lobato (BA). A descoberta levou o governo a ampliar as campanhas de prospecção em busca de novos poços produtores (Francisco, 2011).

Alguns anos depois, em 1941, o campo de exploração petrolífera de Candeias (BA) foi criado, sendo esse o primeiro campo oficialmente viável de exploração de petróleo do Brasil. Nesta época, todas as campanhas de perfuração eram *onshore* e se manteve assim até a década de 60 (Francisco, 2011).

Em 1968, a Petrobras passou a desenvolver campanhas marítimas, com atuações em águas profundas. Nesta mesma época, na costa de Sergipe, foi feita a primeira descoberta *offshore* no Brasil, com o campo de Guaricema. Seguindo as campanhas na margem continental brasileira, na década de 70 acontecem as primeiras descobertas da Bacia de Campos (RJ), sendo em 1984 descoberto o Campo de Albacora, a primeira acumulação gigante do Brasil. Até os anos 2000, outras jazidas gigantes foram descobertas, tais como os campos de Marlim e de Roncador, ainda na Bacia de Campos (Francisco, 2011). Com a inauguração da plataforma P-50, na Bacia de Campos, o Brasil atingiu, em abril de 2006, a autossuficiência em petróleo (Riccomini *et al.*, 2012).

Seguindo com as campanhas de exploração *offshore*, em 2007 a Petrobras anunciou uma descoberta, na Bacia de Santos, de um reservatório com muito potencial na região que hoje é conhecida como pré-sal. O campo em questão foi Tupi e as análises do teste de formação revelaram a presença de óleo leve (28° API), com volume recuperável entre 5 e 8 bilhões de barris (Barbassa, 2007). Com a revelação e a viabilidade de exploração de um campo tão grande em águas profundas e abaixo de uma espessa camada de sal, diversos outros prospectos na área do pré-sal foram descobertos, tanto na Bacia de Santos quanto nas bacias de Campos e do Espírito Santo, tornando o pré-sal o *play* mais importante atualmente na prospecção de petróleo no Brasil.

O pré-sal tem atraído a atenção das operadoras em âmbito global. Associado a isso, vem a demanda de mais conhecimento sobre os reservatórios, de desenvolvimento de novas tecnologias e de melhoria das técnicas de exploração e produção da indústria do petróleo.

1.1 Projeto PD&I, Dificuldades e Inovações

Esta tese é parte de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), financiado pela empresa Petrogal Brasil SA., com recursos financeiros das cláusulas de investimentos em PD&I pela Lei nº 9.478/1997, que é regulamentado pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustível (ANP), e tem como objetivo estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor de óleo e gás.

A área de estudo é o Prospecto de Júpiter, situado no bloco BM-S-24, na Bacia de Santos, que foi licitado na terceira rodada da ANP em 2001. Este prospecto, para além das complexidades específicas dos reservatórios carbonáticos da Bacia de Santos, tanto no que tange a evolução tectônica-sedimentar que presidiu à deposição e diagénese das formações do pré-sal, tem como agravante a natureza heterogênea dos fluidos presentes. Os poços perfurados na área revelaram uma alta concentração de CO₂ condensado e uma espessa coluna de óleo pesado que podem afetar o padrão de respostas ao nível de atributos sísmicos (Gamboa *et al.*, 2019).

Os reservatórios do pré-sal são de difícil entendimento, principalmente, por dificuldades no imageamento sísmico, sobretudo devido às complexidades estruturais da sessão evaporítica sobreposta. Em algumas regiões da Bacia de Santos, observa-se uma maior complexidade como, por exemplo, nas áreas que abrangem as estruturas de Júpiter e Libra, onde o tectonismo afeta toda a seção sedimentar (pós-sal e pré-sal). Esse fato cria desafios tecnológicos para a visualização e caracterização desses reservatórios devido às bruscas variações laterais e verticais na propagação das ondas sísmicas aliado com a alta heterogeneidade dos carbonatos.

A conjugação de uma série de circunstâncias: águas profundas, espessa e contínua cobertura de evaporitos, distância da costa, complexidade geológica e a pouca quantidade de informação disponível aportou grandes desafios científicos e conceituais necessários à compreensão da gênese, distribuição e caracterização dos reservatórios.

A vasta extensão desta província petrolífera proporciona que as formações dos reservatórios, de natureza essencialmente carbonática, exibam alta variabilidade de fácies e alta heterogeneidade de propriedades petrofísica, condicionadoras das capacidades produtoras dos campos.

Nos últimos anos, novas técnicas de análise dos dados sísmicos, com o desenvolvimento de algoritmos que procuram relacionar as propriedades petro-elásticas das rochas com atributos

sísmicos, têm permitido estabelecer interpretações em que se associam alguns desses atributos às características permo-porosas das litologias presentes na área investigada.

Estas metodologias de análise têm dado resultados positivos em alvos mais superficiais, sendo hoje ferramentas fundamentais na caracterização de reservatórios. Porém, estas metodologias, já consagradas em outros contextos, enfrentam, na área do pré-sal, algumas dificuldades devido à qualidade da sísmica afetada pela conjugação de fatores geológicos e geofísicos.

Além de todas essas implicações para o entendimento dos reservatórios do pré-sal, o Prospecto de Júpiter ainda apresenta um ponto peculiar, que é a grande quantidade de CO₂ identificada nos poços. A presença de CO₂ é muito prejudicial à produção, pois é altamente corrosivo às tubulações e implica em custos maiores e dificuldades para a separação dos gases e a sua reinjeção. Existem diversas teorias da origem do gás em questão, a mais aceita é que seja proveniente do manto e carregado por falhas profundas (Gamboa *et al.*, 2019).

2. Objetivos

Os principais objetivos desse trabalho foram conhecer e controlar a iluminação da área do pré-sal para posterior caracterização dos reservatórios carbonáticos do Prospecto de Júpiter. Para tal, foram utilizados estudos de iluminação sísmica e a integração de atributos elásticos com a avaliação de perfis de poços.

O trabalho foi dividido em três etapas. A primeira foi uma revisão bibliográfica sobre área de estudos, bem como sobre os métodos empregados no trabalho. Na segunda etapa, deu-se início à manipulação dos dados que levou em consideração o controle de qualidade, análise dos dados sísmicos pré- e pós-empilhamento, interpretações, estudo de iluminação, inversão pós-empilhamento e a caracterização dos reservatórios carbonáticos. A terceira etapa abrangeu o trabalho com os dados pré-empilhamento, sendo realizado o pré-condicionamento dos dados e análise de atributos provenientes da iluminação, visando auxiliar no estudo AVO e na inversão elástica, bem como a análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos com relação a mudança de fluido realizado usando perfis de poços.

Dada a importância dos reservatórios do pré-sal, devido ao grande volume de hidrocarbonetos, e a falta de conhecimentos divulgados sobre a qualidade de acurácia dos refletores na área alvo, sobretudo com a ocorrência de estruturas complexas associadas à alternância de sais na camada evaporítica, o estudo de iluminação, pioneiro no pré-sal brasileiro por levar em consideração estruturas multi-z, trouxe grandes contribuições para o entendimento

do traçado de raios em regiões complexas. As informações agregadas foram inseridas de forma a dar confiabilidade para os estudos de AVO e inversão, sendo este o primeiro estudo com dados pré-empilhamento para separação de fluidos no pré-sal brasileiro.

A partir desse trabalho foi possível conhecer melhor as características do reservatório do Prospecto de Júpiter, além de traçar alguns possíveis cenários de acumulações de fluidos para o reservatório, que podem ser utilizados de forma a contornar os problemas causados pelos altos índices de CO₂. Outro produto proveniente desta tese é o artigo intitulado: “The impact of the complex evaporites features’ on the seismic illumination of the underlying rocks: A case study in the Brazilian presalt”, publicado no Journal of Petroleum Science and Engineering (Elsevier). Resultados desta pesquisa também foram utilizados nas seguintes publicações:

Ferreira, D. J. A.; Lupinacci, W. M.; Neves, Igor; Zambrini, J. P. R.; Ferrari, A. L.; Gamboa, L. A. P.; Olho Azul, M. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. AAPG BULLETIN, v. 103, p. 997-1012, 2019.

Lupinacci, W. M.; Viana, R. P. C.; Ferreira, D. J. A.; Neves, I. A.; Zambrini, J. P. R. ; Olho Azul, M.; Ferrari, A. L. ; Gamboa, L. A. P. Impacts of halokinesis in seismic interpretation and generation of the top salt surface in a distal portion of the Santos Basin. Brazilian Journal of Geophysics, v. 37, p. 145-153, 2019.

3. Revisão Bibliográfica

3.1 Bacia de Santos

A Bacia de Santos está localizada na margem continental sudeste do Brasil entre duas áreas relativamente mais altas, o Alto de Cabo Frio e o Alto de Florianópolis (Figura 1). Essa bacia tem uma superfície aproximadamente três vezes maior que a Bacia de Campos e possui uma área de crosta continental atenuada duas vezes mais larga.

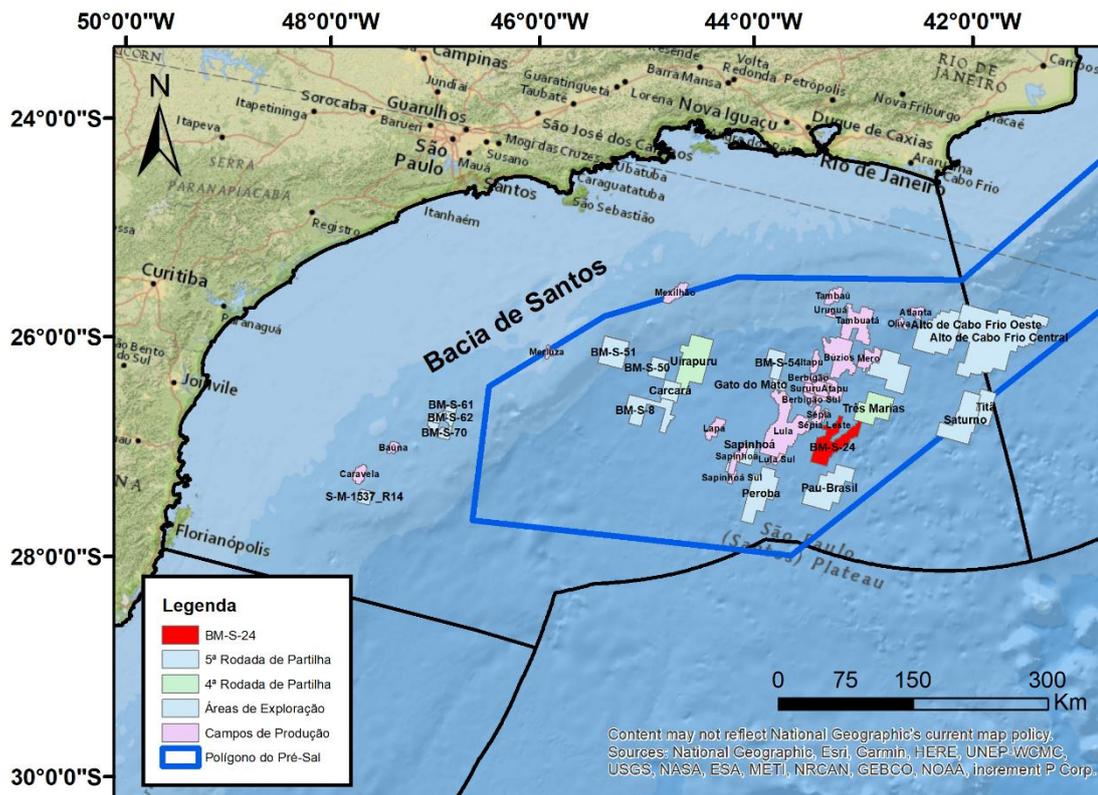


Figura 1: Localização da Bacia de Santos, principais campos de produção e áreas de exploração com ênfase no bloco BM-S-24.

A Bacia de Santos começou a ser explorada na década de 70, mas as incursões exploratórias não tiveram êxito. Nesta época, as bacias de Campos, do Espírito Santo e Potiguar se destacavam por descobertas promissoras. A primeira descoberta da Bacia de Santos foi em 1983, com o poço 1-SPS-20, no Campo de Merluza (Petrobras, 2012). O reservatório se situava em arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu (Cenomaniano-Maastrichtiano) (Chang *et al.*, 2008).

Entre 1985 e 1997 foram descobertos os campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar, Caravela e Caravela do Sul. Em 1998, a bacia já contava com mais de 100 poços. Como os principais alvos exploratórios desta época estavam na Bacia de Campos, a exploração prosseguiu em um ritmo secundário. No ano de 2003, em uma campanha de exploração maior,

foram descobertos campos de gás em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior. Um exemplo desses campos é o Campo de Mexilhão, que se situa a 140 quilômetros da costa de São Paulo (Petrobras, 2012).

A exploração seguiu para as águas ultra profundas com a licitação dos primeiros blocos, realizada pela ANP. No ano de 2007, foi feita a primeira descoberta de petróleo em reservatórios situados abaixo da camada evaporítica na Bacia de Santos (pré-sal), na estrutura então designada como prospecto de Tupi. Esta área, renomeada posteriormente para Campo de Lula, permitiu que fosse considerado o maior campo descoberto no Brasil e, em 2019, foi o campo que mais produziu (Estado de Minas, 2020). Atualmente, estes reservatórios carbonáticos são os alvos principais de produção de hidrocarbonatos no Brasil.

O entendimento da extensão da crosta continental estirada nas margens conjugadas é crucial para a eleição de áreas promissoras nestas regiões. Este conhecimento, aliado à história geológica e à caracterização específica dos sedimentos que preencheram estas bacias, está gradualmente evoluindo através de contribuições provenientes da indústria e da academia.

Como evidenciado em Gamboa *et al.* (2019), a crosta da Bacia de Santos pode ser dividida em duas províncias principais:

- província de crosta continental afinada, onde ocorreram falhamentos da fase rifte;
- província de crosta continental atenuada ou transicional, onde a quantidade de falhamentos e formação de semi-grabens foi intensa durante a fase rifte.

Esta fase rifte foi acompanhada por intrusões magmáticas originando uma assinatura magnética muito semelhante à de uma crosta oceânica. A área estudada neste projeto está situada na província de crosta atenuada.

A estratigrafia mais moderna da Bacia de Santos é descrita por Moreira *et al.* (2007) (Figura 2) e está baseada principalmente em dados obtidos nas partes mais rasas bacia. O embasamento econômico da bacia é caracterizado por derrames basálticos, da Formação Camboriú de idade Neocomiano, e está relacionado com o início do processo de distensão entre as placas Sul-americana e Africana, ainda na fase pré-rifte.

A sedimentação, acima do embasamento, teve início com o preenchimento de um sistema de semi-grabens, sendo composta pelos sedimentos siliciclásticos da Formação Piçarras, sotopostos pelos calcários da Formação Itapema interpretados como depositados em ambiente lacustre (Figura 2).

Nas porções proximais, a Formação Piçarras é composta por conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, que foram depositados em ambientes de leques aluviais. Nas porções mais distais, esta formação é caracterizada por arenitos, siltitos e folhelhos negros com alto teor de carbono orgânico, depositados em ambiente lacustre, desde o estágio inicial até o estágio de máxima atividade da formação dos semi-grabens. Essa unidade, por ter sido depositada em uma época de intensa atividade tectônica, possui geometria em forma de cunha e reflexões divergentes em direção às falhas principais, ocorrendo em toda a bacia (Moreira *et al.*, 2007).

A Formação Itapema foi depositada no estágio final da formação dos semi-grabens, quando as falhas principais diminuam suas atividades tectônicas. Seu limite com a seção inferior (Formação Piçarras) é marcado pela discordância intra-Barremiano, correspondente ao andar local Jiquiá e seu limite superior é a discordância Pré-Alagoas. Esta formação é caracterizada por intercalações de depósitos conglomeráticos de leques aluviais nas porções proximais e por rochas carbonáticas e folhelhos escuros nas partes mais distais. Os carbonatos (*grainstones*, coquinas, *wackestones* e *packstones* bioclásticos), são importantes reservatórios da bacia e os folhelhos são ricos em matéria orgânica. Estes folhelhos foram depositados durante o andar local Jiquiá (Barremiano – Eoaptiano) em ambientes lacustres anóxicos e correspondem às principais rochas geradoras da bacia (Moreira *et al.*, 2007).

A origem da Formação Barra Velha vem sendo alvo de muitas discussões acerca de seu ambiente deposicional e, ainda hoje, existem diversas teorias sobre a formação de seus carbonatos. Dias (2005) defende a hipótese de ambiente deposicional marinho enquanto Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008), Formigli *et al.* (2009) e Gomes *et al.* (2009) relatam um ambiente transicional com influência marinha. Outros autores apontam diversas evidências para um ambiente lacustre, sem incursão marinha, como lagos hiper alcalinos com propensão a evaporação (Wright and Barnett, 2015 e Tedeschi, 2017). Ainda não existe um consenso sob o contexto do ambiente deposicional da formação (Castro, 2019).

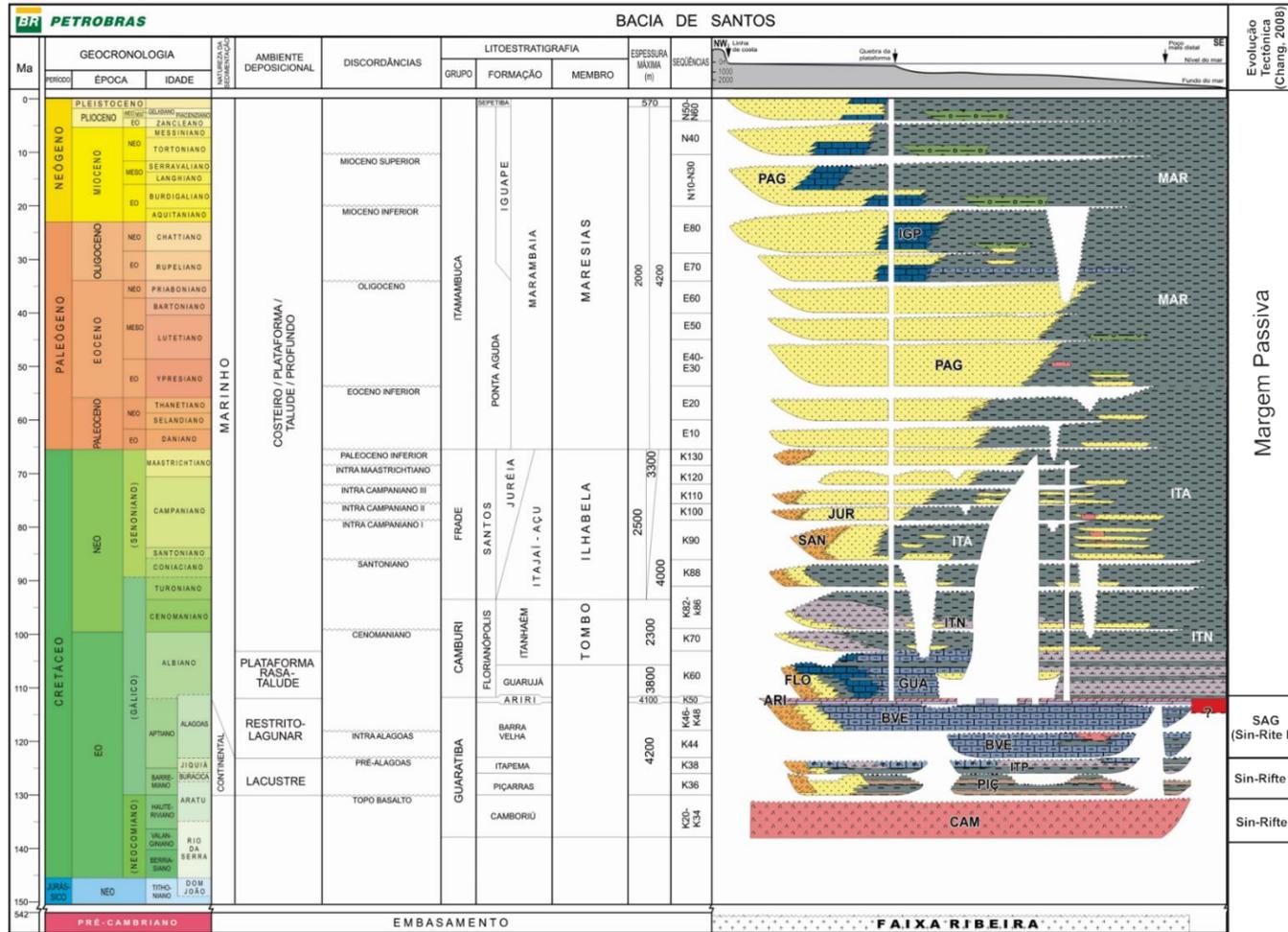


Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

Ainda segundo Castro (2019), o termo “microbialitos” é quase unanimidade nos trabalhos que se referem, de forma geral, às rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha. Seu limite superior é dado pela discordância, que corresponde ao refletor sísmico provocado pelo alto contraste de impedância acústica entre o topo dos carbonatos e a base do sal, podendo ser dividida em porção superior, carbonatos que se estende desde a discordância do Intra-Alagoas até o topo (Fase SAG) e uma porção inferior de carbonatos do rifte superior, entre a Formação Itapema e a discordância do Intra-Alagoas (Buckley *et al.*, 2015 e Wright and Barnett, 2015).

Com a continuação do desenvolvimento da bacia teve início uma expressiva fase evaporítica. As taxas de evaporação eram superiores em relação ao influxo de água, proporcionando a deposição de um espesso pacote de sal, denominado de Formação Ariri. Isto ocorreu durante o Neoptiano, equivalente ao andar local Alagoas Superior. Segundo Dias (1998), a deposição do pacote evaporativo tem um tempo relativamente curto estimado de 0,7 a 1 milhão de anos, o que sinaliza um forte e contínuo processo de subsidência (Moreira *et al.*, 2007).

A perfuração dos primeiros poços em águas profundas interceptando esta seção evaporítica veio demonstrar que a Formação Ariri é composta por espessos pacotes de halita, anidrita, calcilitos, folhelhos e margas, ocorrendo também outros sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita. O limite superior desta formação é dado pela passagem dos evaporitos para os sedimentos siliciclásticos/carbonáticos da fase pós-rifte (Moreira *et al.*, 2007).

Sobrepostos aos evaporitos, foram depositados calcários de águas rasas nas partes proximais da bacia e calcilitos nas partes distais. Acima destes, sedimentos marinhos típicos foram depositados, com alternância entre arenitos grossos nas áreas rasas e folhelhos nas partes profundas. Turbiditos ocorrem nesta sequência e representavam os principais *plays* da bacia, antes das descobertas dos reservatórios do pré-sal.

Os reservatórios do pré-sal são geralmente portadores de óleo leve, variando entre 27 e 30 API, embora ocorram algumas acumulações com concentração de fluidos menos comuns. O Prospecto de Júpiter é um desses casos, onde além de uma capa de gás extremamente rica de CO₂ (79% molar) se registra a presença de condensado sobrepondo-se a uma espessa coluna de óleo pesado (API 18°) (ANP, 2010).

A alta produtividade de alguns poços nos campos já em desenvolvimento na região torna este um *play* muito atrativo para a indústria do petróleo. Neste trabalho, que incide sobre a

estrutura de Júpiter, objeto deste estudo de caso, foram utilizados os seguintes conjuntos de dados: interpretação sísmica dos principais horizontes do pré-sal e da camada evaporítica, volumes sísmico 3D em profundidade pré-empilhamento (*Kirchhoff Prestack Depth Migration*) e pós-empilhamento (*Kirchhoff Poststack Depth Migration*) e quatro poços (Figura 3).

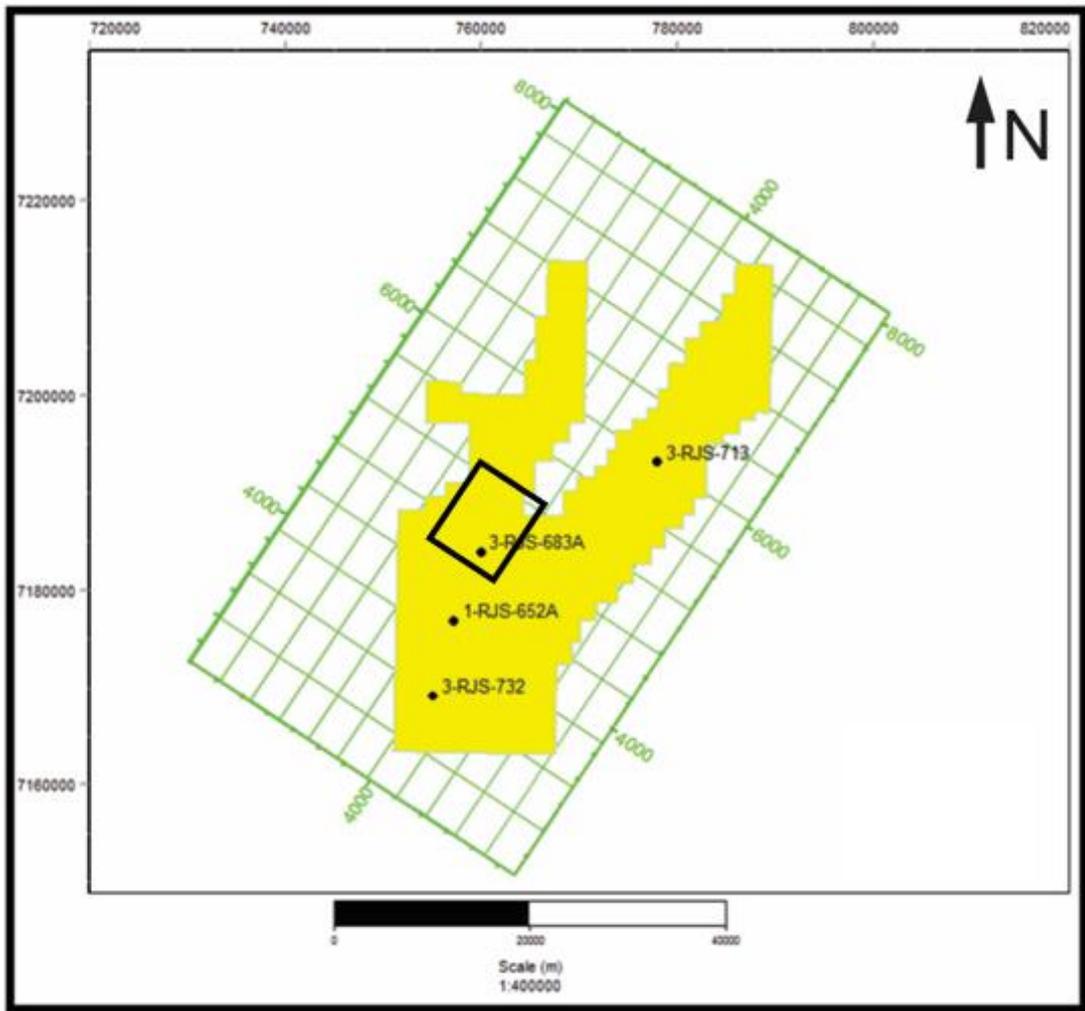


Figura 3: Mapa mostrando as áreas do bloco BM-S-24: prospecto de Júpiter (polígono amarelo), o volume sísmico pós-empilhamento (grid verde), volume sísmico pré-empilhamento (retângulo preto) e poços (círculos pretos).

3.2 Iluminação sísmica

Iluminação sísmica é o estudo da cobertura abrangida por uma onda sísmica em um determinado refletor, para uma determinada geometria de aquisição e disposição das velocidades das camadas percorridas pela onda (Sheriff, 2002). Os estudos de iluminação podem ser utilizados para diversos fins como, por exemplo, para estimar a área de abrangência durante a aquisição, para ajudar a explicar zonas de sombra ou variações de amplitude que estejam relacionadas com a aquisição, verificar o efeito de diferentes layouts de aquisição sobre uma determinada superfície, melhorar o imageamento em geologias complexas e dar

confiabilidade a estudos de reservatórios (Laurain *et al.*, 2004). Os produtos de estudos de iluminação são utilizados em quase toda a etapa de exploração e produção de hidrocarbonetos, desde projetar uma aquisição visando um alvo específico, imagear alvos em áreas complexas, informação adicional para algoritmos de *machine learning*, até mapas de confiança para interpretações, inversões e outras metodologias de qualificação ou quantificação ligadas à reservatórios.

Além dessas abordagens mais clássicas e rotineiras, existem diversos trabalhos que abordam a iluminação, como estudo de traçado de raios associados a geologias complexas. Vários autores têm estudado as heterogeneidades do sal na Bacia de Santos utilizando estudos de iluminação, como é o caso de Maul *et al.* (2015); Oliveira *et al.* (2015); Borges *et al.* (2015); Jardim *et al.* (2015); Meneguim *et al.* (2015); Gobatto *et al.* (2016); Gonzalez *et al.* (2016b); Borges (2016); Meneguim *et al.* (2016); Yamamoto *et al.* (2016) e Barros *et al.* (2017).

Embora existam diversas metodologias para o estudo de iluminação, neste trabalho foi utilizada uma técnica chamada *Local Angle Domain* (LAD). Trata-se de uma extensão da metodologia de *common angle-domain migration* (CRAM) (Koren *et al.*, 2002, 2007, 2008). A metodologia segue o conceito de imageamento e análise no domínio de ângulo local para modelos tanto isotrópicos quanto anisotrópicos.

Os sistemas de imagem envolvem a interação de dois campos de onda nos pontos de formação da imagem: incidente e espalhado (refletido/difratado). Cada campo de onda pode ser decomposto em ondas ou raios planos locais, indicando a direção da propagação. A direção dos raios (velocidade de fase) incidentes e espalhados podem ser descritos através de seus respectivos ângulos polares, onde cada ângulo inclui as componentes mergulho (*Dip*), azimute, ângulo de abertura e azimute de abertura (Figura 4). Para o estudo de iluminação, leva-se em consideração uma gama de pares de raios representantes (incidentes e espalhados), sendo que cada um deles gera um mapeamento dos dados gravados a partir da aquisição (Ravve and Koren, 2011 - Part 1).

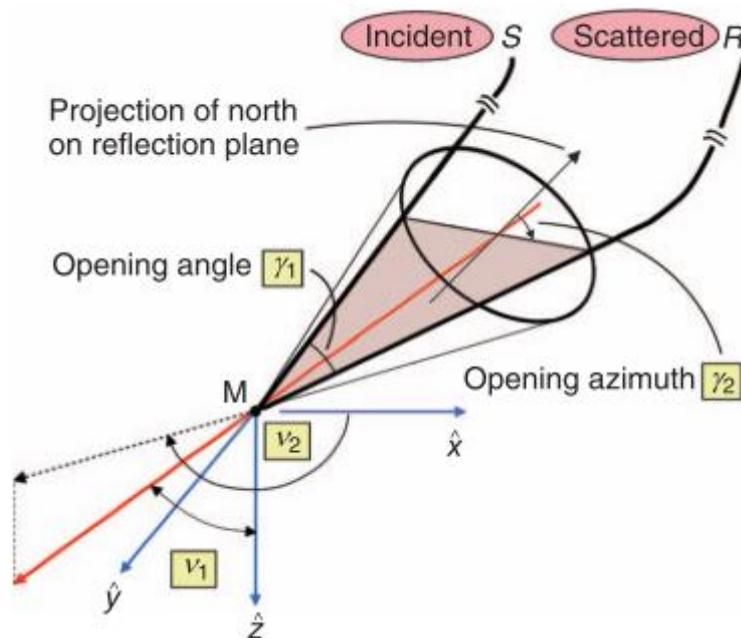


Figura 4: Exemplo de um par de raios (incidente - espalhado) interagindo com um ponto M, em uma determinada superfície, e os quatro ângulos associados com o *local angle domain*: Mergulho (*Dip*) v_1 , azimute v_2 , ângulo de abertura γ_1 e azimute de abertura γ_2 . O diagrama descreve como se relacionam os ângulos da metodologia LAD com a direção dos raios (Ravve and Koren, 2011 - Part 1).

A abordagem utilizada para a confecção dos estudos de iluminação consiste em três estágios principais: traçado de raios, decomposição no domínio *full-Azimuth angle* e imageamento final. O estágio de traçado de raios envolve a emissão de um feixe de raios unidirecionais, partindo dos pontos de imagem (alvo do estudo) até a superfície. Os ângulos de saída são medidos em torno de um determinado local normal à superfície de reflexão. Os atributos de raio, como tempo de trânsito, coordenadas do raio, vetores de vagariedade, fator de amplitude e fase, são armazenados para cada raio. O estágio de decomposição do domínio *full-Azimuth angle* leva em consideração a combinação de pares de raios referentes a incidente e refletidos (ou difratados). Cada par de raios mapeia um evento sísmico específico em um espaço LAD 4D: mergulho e azimute do par de raios normal, ângulo de abertura e azimute de abertura (Figura 5). O termo "par de raios normal" refere-se a uma normal aparente (vetor de mergulho de migração), calculado pela lei de Snell para qualquer modelo de velocidade isotrópico ou anisotrópico, onde são conhecidas as direções dos vetores de vagariedade dos raios incidentes e refletidos. Isso é a normal de uma superfície virtual formada pelos raios incidentes e dispersos (Ravve and Koren, 2011 - Part 2).

Através das informações angariadas no uso desta metodologia, é possível construir diversos mapas de atributos relativos à interação da propagação da onda sísmica com o meio para cada ponto da superfície alvo. Os atributos são:

- CRP (Common Reflection Point) count (Hit count);
- CRP aperture azimuth and distance;
- CRP geometrical spreading;
- CRP offset azimuth and distance;
- CRP phase shift index
- CRP opening angle and azimuth;
- CRP reliability;
- CRP travel time.

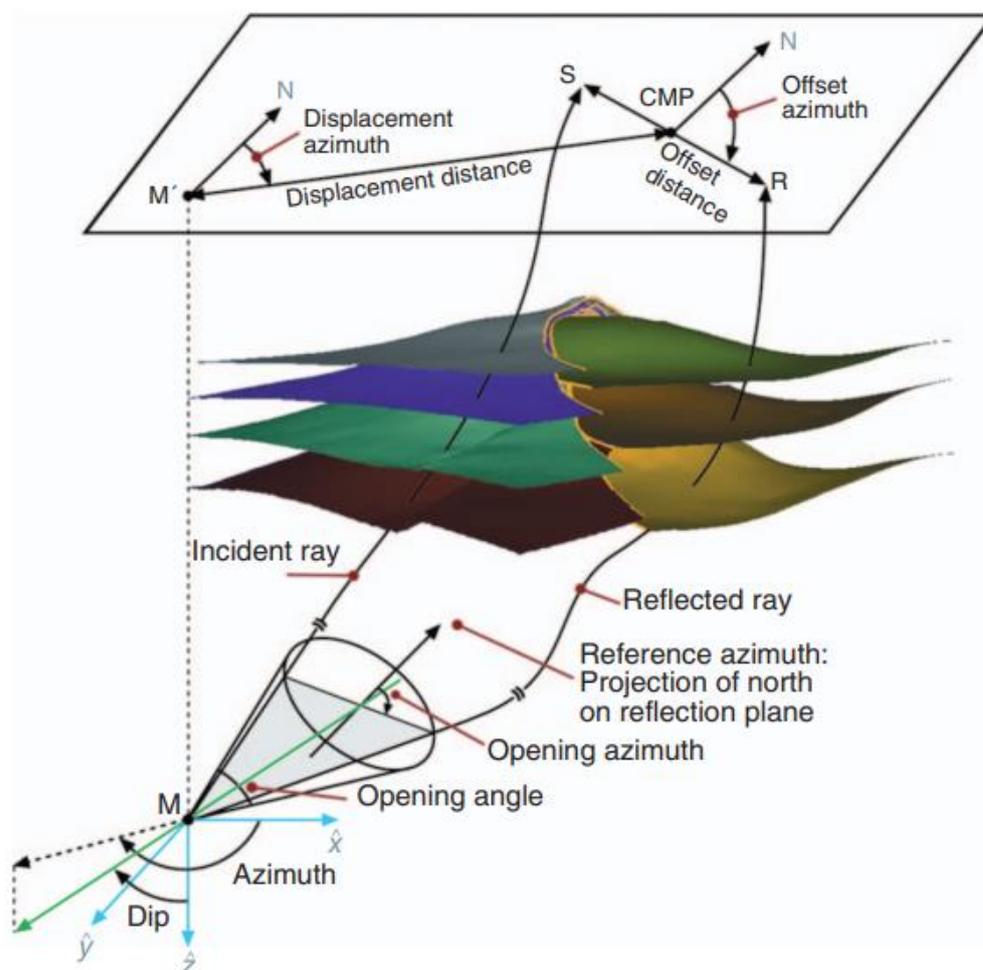


Figura 5: Ilustração dos pares de vetores de raio incidentes e refletidos para um determinado ponto M em subsuperfície (Ravve and Koren, 2011 - Part 2).

3.3 Análise da Amplitude versus offset (AVO) e inversões sísmicas

No início da década de 1970, já era prática comum da indústria petrolífera recorrer à sísmica de reflexão na busca de novas descobertas. A análise dos dados obtidos visava identificar anomalias de amplitude denominadas *bright spots* que, frequentemente, estavam relacionadas às acumulações de gás. O trabalho de Domenico (1975) mostrou que arenitos de alta porosidade saturados com gás tendem a apresentar baixos valores de razão de Poisson e, conseqüentemente, baixos valores de velocidade de propagação das ondas sísmicas, o que justificaria a associação entre as anomalias e a ocorrência de reservatórios com gás.

Nem todas as anomalias são causadas pela acumulação de hidrocarbonetos. Ostrander (1984) apresentou uma metodologia para tentar diferenciar “falsas” anomalias das anomalias associadas a reservatórios usando o AVO. Ele adotou um modelo de três camadas (folhelho-arenito-folhelho) e analisou a resposta sísmica usando as equações simplificadas de Zoeppritz (Koefoed, 1962) para dois casos: arenito saturado com salmoura e arenito saturado com gás. Depois, aplicou suas observações a dados reais e concluiu ser possível determinar a presença ou ausência de gás nos arenitos e comprovou que a teoria AVO pode ser eficiente na descoberta e caracterização de reservatórios. Existe uma ampla bibliografia sobre o assunto (Aki and Richards, 1980; Avseth *et al.*, 2005 e Chopra and Castagna, 2014).

3.3.1 Método AVO

O método AVO analisa a variação da amplitude do sinal sísmico em função do ângulo de incidência quando uma onda sísmica atinge uma interface. A partir da mudança de amplitude ao longo do afastamento (ou ângulo de incidência), muitas vezes, é possível identificar as litologias e o tipo de fluido presente no espaço poroso das rochas.

A Figura 6 ilustra a incidência de uma onda compressional (onda P) na interface entre dois meios com contrastes de impedância acústica. Quando esta onda P (R_P) atinge uma interface com um ângulo de incidência entre os valores zero ($\theta_1 = 0$) e o ângulo crítico ($\theta_1 = \arcsin(V_{P1}/V_{P2})$), ocorrerá a reflexão da onda P (R_{PP}), reflexão da onda S convertida (R_{PS}), transmissão da onda P (T_{PP}) e transmissão da onda S convertida (T_{PS}). Nesta figura, θ_1 , θ_2 , ϕ_1 e ϕ_2 são os ângulos de R_{PP} , R_{PS} , T_{PP} e T_{PS} , respectivamente, V_P a velocidade compressional, V_S a velocidade cisalhante, ρ a densidade e os índices 1 e 2 representam os meios 1 e 2.

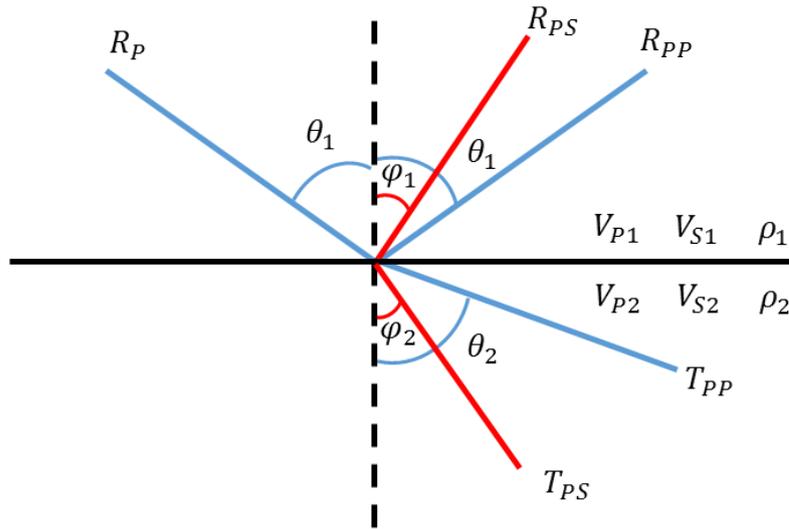


Figura 6: Partição da energia quando ocorre a incidência de uma onda compressional. Adaptada de Mavko *et al.* (2009).

As equações de Zoeppritz (1919) (5.1) fornecem a base teórica para compreensão do AVO. Quando uma onda P incide sobre uma interface, os coeficientes de reflexões e transmissões são funções dos valores das velocidades compressionais (V_{P1} e V_{P2}), cisalhantes (V_{S1} e V_{S2}) e das densidades (ρ_1 e ρ_2) dos meios 1 e 2 e do ângulo de incidência:

$$\begin{bmatrix} R_{PP} \\ R_{PS} \\ T_{PP} \\ T_{PS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \phi_1 & \sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \sin 2\theta_2 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P2}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix}. \quad (5.1)$$

A complexidade dessas equações torna mais difícil uma análise qualitativa e o entendimento do processo AVO. Por esta razão, diversos autores simplificaram as equações de Zoeppritz (Bortfeld, 1961; Richards and Frasier, 1976; Shuey, 1985; Smith and Gidlow, 1987 e Fatti *et al.*, 1994), reescrevendo-as, em geral, como uma função linear de algum parâmetro de interesse (contrastes de velocidades, contrastes de densidades e ângulos). Uma simplificação muito utilizada é a aproximação de Aki e Richard (1980) (5.2), que para a incidência de uma onda P temos:

$$R(\theta_1) \approx \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_P}{V_P} - 4p^2 V_S^2 \frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{1}{2} (1 - 4p^2 V_S^2) \frac{\Delta \rho}{\rho}, \quad (5.2)$$

no qual:

$$p = \frac{\sin \theta_1}{V_{P1}}, \Delta V_P = V_{P2} - V_{P1}, \Delta V_S = V_{S2} - V_{S1}, \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1,$$

$$V_{P1} = (V_{P1} + V_{P2})/2, V_S = (V_{S1} + V_{S2})/2, \rho = (\rho_1 + \rho_2)/2 \text{ e}$$

$$\theta = (\theta_1 + \theta_2)/2 = \theta_1.$$

Outra aproximação também muito utilizada é a de Shuey (1985) (5.3):

$$R(\theta) \approx R(0) + G \sin^2 \theta + F \sin^2 \theta \tan^2 \theta, \quad (5.3)$$

no qual:

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right), \quad G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} - 2 \frac{\Delta V_S^2}{V_P^2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + 2 \frac{\Delta V_S}{V_S} \right) \text{ e } F = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P}.$$

O termo $R(0)$ é o coeficiente de reflexão *zero-offset* conhecido como intercepte, G é o gradiente e F a curvatura.

Os parâmetros $R(0)$, G e F da equação (5.3) são estimados a partir das famílias CMP (*common midpoint*). Uma prática comum é usar apenas os dois primeiros termos ($R(0)$ e G), porque o terceiro termo sofre pouca influência em ângulos menores que 30° , conforme mostra a Figura 7. Por outro lado, estes afastamentos mais longos, que estão diretamente vinculados a densidade, acabam por sofrer mais os efeitos do meio na propagação das ondas sísmicas e, com isto, eles geralmente possuem uma baixa razão sinal-ruído e uma menor resolução quando comparados com os afastamentos curtos.

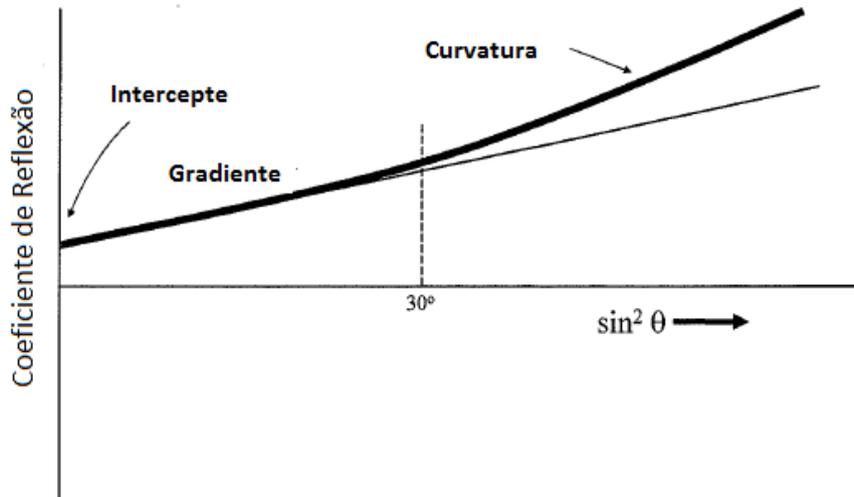


Figura 7: Análise dos termos G e F na resposta AVO. A curva em negrito representa a sua inclusão. Modificado a partir de Castagna *et al.* (1984).

Para análise dos termos $R(0)$ e G é necessário mudar o domínio de afastamento no CMP para ângulo de incidência, desenhar as amplitudes de interesse em função do quadrado do seno do ângulo de incidência e, finalmente, determinar a reta (regressão linear) que melhor se ajusta aos dados, conforme ilustrado na Figura 8. A inclinação da reta determina o valor do gradiente (G) e o coeficiente linear fornece o valor da intercepte ($R(0)$). A partir dos valores de $R(0)$ e G , pode-se calcular diversos atributos AVO como, por exemplo:

- produto AVO ($R(0) \cdot G$);
- contraste da razão de Poisson ($R(0) + G$);
- refletividade normal S ($R(0) - G$).

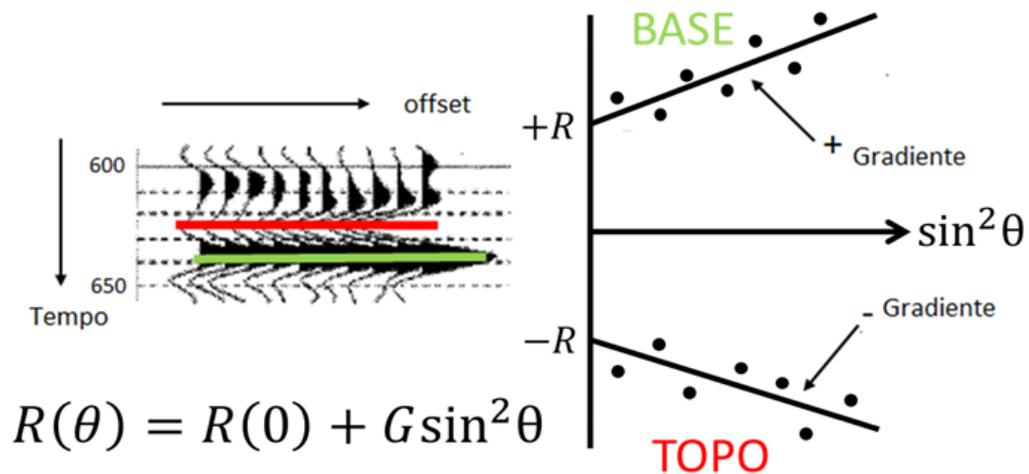


Figura 8: Estimativa do intercepto ($R(0)$) e gradiente (G). Modificado a partir de Castagna *et al.* (1984).

Outro importante aspecto é a classificação das anomalias AVO. Rutherford & Williams (1989) consideraram os efeitos do contraste de impedância na resposta AVO de um arenito saturado com gás num modelo semelhante ao adotado por Ostrander (1984). As anomalias de AVO são classificadas da seguinte forma:

classe I: impedância acústica do reservatório maior do que a camada sobrejacente. Intercepto positivo e gradiente negativo;

classe II: impedância acústica do reservatório aproximadamente igual da camada sobrejacente. Intercepto próximo de zero e gradiente negativo;

classe III: impedância acústica do reservatório menor do que da camada sobrejacente. Intercepto negativo e gradiente negativo (anomalia clássica de AVO);

classe IV: impedância acústica da camada adjacente menor que da camada sobrejacente. Intercepto negativo e gradiente positivo.

Em geral, as anomalias de classe I estão associadas a reservatórios submetidos a alto grau de compactação, com redução das amplitudes em função do afastamento. Para anomalias de classe II, os reservatórios possuem compactação moderada e os valores de refletividade são baixos para os afastamentos mais curtos, podendo ser positivos ou negativos. Este tipo de anomalia é mais difícil de ser visualizada nas seções sísmicas pós-empilhamento. Uma alternativa para visualizá-las é realizar o empilhamento apenas nos afastamentos mais longos.

A classe III é característica de reservatórios mal consolidados. Neste caso, os valores das amplitudes sísmicas são negativos e altos, e se tornam ainda mais negativos com o aumento do afastamento. As anomalias de classe IV, normalmente, também estão associadas com reservatórios mal consolidados, porém, os valores de amplitude aumentam com o afastamento. As classes de AVO com os seus respectivos valores de intercepte e gradiente são mostrados na Figura 9. Nesta figura, também pode-se visualizar como as anomalias AVO aparecem nas famílias CMP.

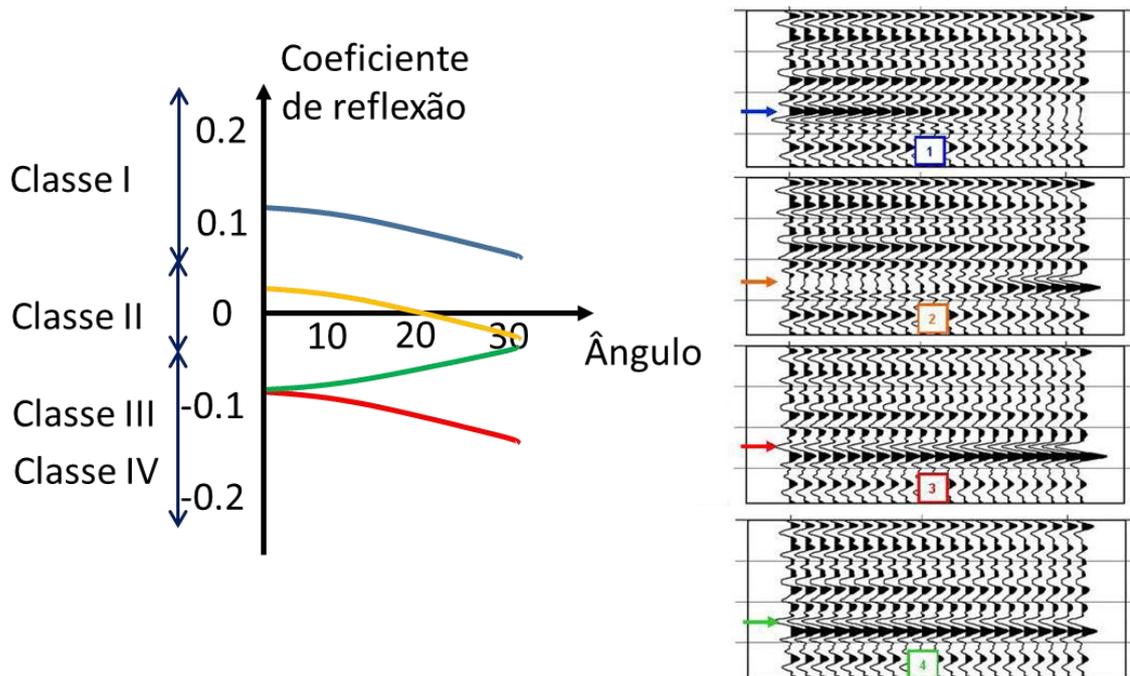


Figura 9: Classificação das anomalias de AVO. Modificado a partir de Castagna *et al.* (1997).

Com a análise dos principais atributos e classificação das anomalias AVO, busca-se compreender melhor as propriedades das camadas para a caracterização do meio. A Figura 10 mostra o efeito das mudanças das propriedades de um reservatório de arenito nas respostas AVO. Este tipo de *template* é construído usando informações dos perfis de poços e auxilia na interpretação do AVO. Este gráfico de interrelação mostra que um aumento na compressibilidade do fluido desloca a resposta AVO para longe da linha de tendência de fluido. Por outro lado, um aumento na porosidade move a resposta AVO paralelamente à linha de tendência do fluido. Os pontos numerados no gráfico de interrelação ilustram os efeitos nas respostas do AVO no topo do arenito com as variações de porosidade e o tipo de fluido presente no poro:

- 1 – AVO classe III no topo do arenito saturado com gás;
- 2 – aumento da porosidade;
- 3 – diminuição da porosidade;
- 4 – substituição do gás por salmoura;
- 5 – diminuição de porosidade do arenito saturado com salmoura.

A linha tracejada marrom representa o efeito do aumento da argilosidade. Neste tipo de *template*, podemos analisar as respostas AVO para todos os cenários que podemos encontrar.

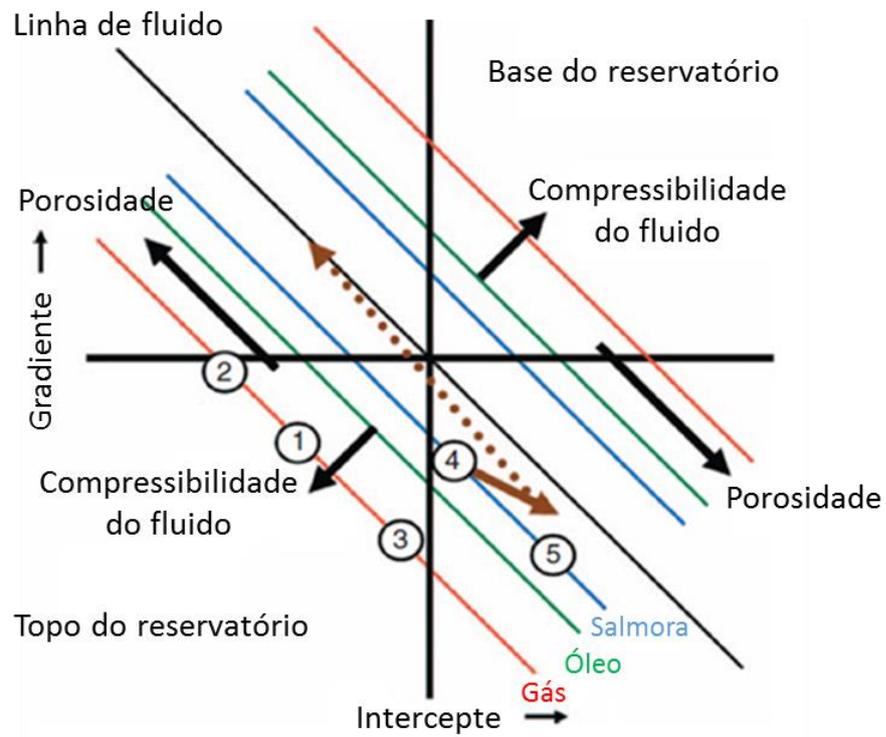


Figura 10: Respostas AVO para as mudanças de porosidade, tipo de fluido e argilosidade. Modificado de Foster *et al.* (2010).

3.3.2 Inversões pós-empilhamento e pré-empilhamento

Outra técnica muito empregada é a inversão acústica, que busca uma estimativa dos valores de impedância das camadas. Este tipo de inversão é aplicado em dados pós-empilhamento. A impedância acústica obtida a partir de um dado de onda P é referida como impedância compressional (I_P). Esta fornece informações importantes sobre o reservatório, mas, em muitos casos, somente a sua utilização provoca muita ambiguidade para diferenciar as litologias e os tipos de fluidos das rochas. Nestes casos, realiza-se uma inversão elástica, aplicada em dados pré-empilhamento, utilizando a impedância compressional em conjunto com a impedância cisalhante (I_S), o que contribui para a diminuição das incertezas para a caracterização de reservatórios.

Connolly (1999) introduziu o conceito de impedância elástica. Este parâmetro deriva da inversão de uma seção empilhada e pode ser considerada extensão da impedância acústica e, portanto, pode utilizar o mesmo formalismo para o cálculo da inversão. A impedância elástica (E) pode ser modelada através do produto de V_P , V_S e ρ (5.7) ponderados por expoentes:

$$E = V_P^a V_S^b \rho^c, \quad (5.7)$$

Os expoentes a , b e c são funções do ângulo. A Figura 11 mostra uma comparação entre a impedância acústica e a impedância elástica para um ângulo de 30° . É fácil notar a semelhança entre as curvas fora do reservatório. Dentro dele, as impedâncias são diferentes, o que pode levar a uma identificação do tipo do fluido presente na rocha.

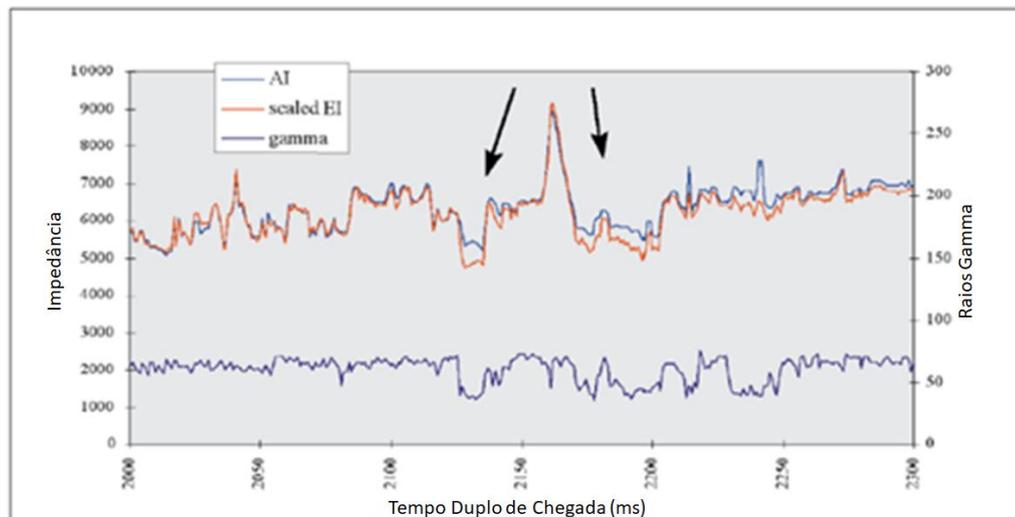


Figura 11: Comparação entre Impedância Acústica contra Impedância Elástica (Connolly, 1999).

3.3.3 AVO e inversões aplicadas em carbonatos

A aplicação da análise AVO na exploração e caracterização de reservatórios carbonáticos tem sido um grande desafio ao longo dos últimos anos. A utilização da técnica nesses reservatórios possui um número maior de dificuldades quando comparado com reservatórios siliciclásticos e estas diferenças precisam ser mais bem compreendidas. A carência de informação sobre a relação entre as propriedades petrofísicas das rochas carbonáticas e as anomalias AVO é uma dessas dificuldades. O entendimento comum é que a presença de fluidos tem pouco ou nenhum efeito sobre os módulos elásticos das rochas carbonáticas. Isto se deve ao fato de que a maioria dos reservatórios carbonáticos possuem altos valores dos módulos elásticos e, sendo assim, estes módulos são praticamente influenciados apenas pela parte sólida da rocha.

Isaac & Lawton (2009) abordaram as dificuldades de se estabelecer um modelo petrofísico para carbonatos e distinguir dolomita e calcário em suas análises. No entanto, Rafavich (1984) mostrou que a porosidade é o principal fator de influência sobre as impedâncias compressional e cisalhante em reservatórios carbonáticos. Li *et al.* (2003) afirmaram que apenas em carbonatos com alta porosidade é possível identificar a presença de gás através da análise AVO. Apesar do cenário pouco favorável à aplicação AVO, soluções têm sido apresentadas por alguns pesquisadores como, por exemplo, Chacko (1989), e a maioria dos problemas foram resolvidos caso a caso.

Um dos trabalhos que possui um grande destaque é a proposta apresentada por Goodway *et al.* (1997). Eles utilizaram os parâmetros de Lamé (λ e μ) e a densidade (ρ) para uma melhor caracterização de litologias e fluidos. Estes parâmetros combinados (4.8) formam interessantes gráficos de interrelação e podem ser obtidos a partir das impedâncias compressional (I_P) e cisalhante (I_S):

$$\begin{aligned}\lambda\mu &= I_P^2 - 2I_S^2, \\ \mu\rho &= I_S^2.\end{aligned}\tag{4.8}$$

Essa abordagem é motivada pelo fato que a incompressibilidade (λ) é sensível ao fluido, enquanto o módulo de rigidez (μ) é sensível ao arcabouço. Ao avaliar as propriedades petrofísicas em folhelhos e arenitos saturados com gás, Goodway *et al.* (1997) observaram que a razão λ/μ é mais sensível às variações das propriedades das rochas do que a razão V_P/V_S , chegando a uma variação de até 110% contra apenas 27%. Eles mostraram que dependendo da

combinação dos parâmetros elásticos (gráficos de interrelação) é possível melhorar a identificação de litologias e presença de fluido.

Avseth *et al.* (2016) utilizaram a inversão AVO simultânea em uma área do Mar da Noruega e demonstraram que várias descobertas comprovadas estavam associadas a fortes anomalias AVO, as quais são armadilhas estruturais. A inversão AVO delineou com sucesso essas descobertas e, a partir de um teste cego, previu corretamente um possível prospecto em um alto estrutural. A análise AVO também deu suporte a identificação de uma trapa estratigráfica em um ambiente graben entre os altos estruturais prolíficos. Porém, esse prospecto acabou não dando certo, pois tratava-se de uma falsa anomalia AVO. A análise pós-perfuração mostrou que um carbonato muito fino e duro acima do alvo tinha criado uma refração que interferiu no horizonte alvo, criando uma falsa anomalia AVO de classe II a III. O intervalo alvo era predominantemente um folhelho macio, espesso, rico em matéria orgânica, que normalmente deveria mostrar uma anomalia AVO de classe IV.

Penna *et al.* (2019) utilizaram a técnica de inversão para classificação de fácies ígneas na região do pré-sal. Através da análise de gráficos correlacionais de impedância da onda P e da onda S foi possível identificar e separar cinco fácies sísmicas: carbonatos porosos, carbonatos não porosos, siltitos, rochas intrusivas e rochas extrusivas. Os resultados mostram que a diferenciação das fácies ígneas é possível utilizando os métodos de inversão, uma vez que apresentam características elástica e acústica únicas.

4. Estudo de iluminação

4.1 Metodologia e Resultados

Como parte do escopo do projeto e com intuito de complementar a interpretação sísmica, foi realizado um estudo de iluminação ao nível da base do sal. Essa etapa teve como um dos produtos a confecção de um mapa de confiabilidade, que foi utilizado como controle de qualidade do imageamento do pré-sal e da classificação de sismofácies, na análise de viabilidade para escolha da área do dado sísmico pré-empilhamento e no estudo da velocidade usada para a migração.

Visando maior confiabilidade no processo de iluminação, utilizaram-se os mesmos parâmetros adotados na migração dos dados sísmicos. Esses dados foram resultantes de uma tomografia TTI (*tilted transverse isotropic*), que leva em consideração parâmetros de mergulho (*DIP*), Azimute (ângulo azimutal), Épsilon e Delta (ambos parâmetros anisotrópicos). Além desses parâmetros, ainda foi necessário calcular os atributos estruturais de mergulho (*DIP*) e Azimute do volume sísmico.

Para completar os dados de entrada do algoritmo, foi construída e organizada uma tabela contendo todos os horizontes mapeados (coluna estratigráfica), de forma que cada interface obedecesse a um processo hierárquico. Esta tabela serve para organizar os truncamentos de horizontes. Isso pode ocorrer por motivos cronológicos-deposicionais ou, como no caso do sal, por efeitos posteriores a deposição.

A primeira abordagem do estudo de iluminação contemplou apenas o horizonte da base da camada de sal (topo da Formação Barra Velha). Este modelo utilizou pontos de referência a cada 16 *inlines* e 16 *crosslines* (ou seja, a cada 200 metros). Os parâmetros usados para a modelagem foram:

- modelo de velocidade de Tomografia TTI;
- modelo de velocidade Azimutal;
- modelo de velocidade *DIP*;
- volume de anisotropia Épsilon;
- volume de anisotropia Delta;
- volume de atributo estrutural *DIP*;
- volume de atributo estrutural Azimute;

- tabela de formações;
- offset inline: 8.000m;
- offset crossline: 550m;
- azimute de aquisição: 303.6°.

A geometria de aquisição, os *offsets* e azimute de aquisição foram obtidos do relatório de processamento. Estas informações são necessárias para um processo de filtragem dos raios conforme a geometria de aquisição, uma vez que o algoritmo calcula todas as possibilidades a partir de um *CRP*.

4.2 Estudo de iluminação para auxílio na seleção da área do estudo com o dado pré-empilhamento

Como um dos resultados da iluminação (Figura 12), foi extraído um mapa de *hit count*, que é o número de raios entre uma fonte e um receptor que obteve sucesso. Além destes, existem raios (refletidos e difratados) que, pela atuação de espalhamento e/ou pelo balanço de impedância entre as camadas, não são captados pelos sensores na superfície e são caracterizados como sem sucesso. Pode-se interpretar o resultado do mapa como a cobertura da uma célula modelada em uma malha de 200m por 200m.

Os resultados apontaram valores entre 2 e 423 traços amostrados nas células ao longo da área. Ao fazer um controle de qualidade do mapa, fica perceptível que esses valores não são representativos. O espectro de contagens aponta uma curva gaussiana, centralizada em torno do valor 98. Para evitar um falseamento na análise dos mapas, restringiu-se o espectro de forma que o valor médio da Gaussiana coincidissem com o valor médio da escala de cores (Figura 12), apontando assim possíveis discrepâncias no *hit count*. Ao analisar o mapa com restrição, com valores variando entre 2 e 200, fica evidente as áreas com maior cobertura (melhor imageadas) e menor cobertura (pior imageadas).

De forma geral, o horizonte da Base do Sal apresenta poucas áreas com baixos valores de cobertura. Essas regiões estão normalmente associadas a mergulhos mais angulados, que alteram fortemente a trajetória dos raios, regiões multi-z (*overhangs*) e muralhas presentes no corpo salino. Uma demonstração da influência da geometria do sal na trajetória dos raios é mostrada na Figura 13.

Na área de estudo existem diversas zonas com feições multi-z no pacote salino, como mostrado na imagem (Figura 13A). Essas regiões afetam o caminho percorrido pelo raio,

fazendo com que, muitas vezes, o raio não retorne à superfície ou ao alcance de algum receptor. As imagens Figura 13B e C ilustram exatamente este fenômeno, no qual de todos os raios que penetram o sal (raios verdes e azuis) na área apontada, apenas alguns poucos acabam por chegar aos receptores (raios verdes). Nesta região, o mapa de *hit count* apresenta cobertura de apenas 34 raios bem-sucedidos em um total de 423 raios, ou seja, cerca de 389 raios não retornaram para nenhum receptor. Além disso, os poucos raios que retornam fazem um caminho muito tortuoso (Figura 13D).

A análise da área selecionada para o estudo dos dados pré-empilhados envolveu diversos aspectos. Para a mesma área, também foi realizado um estudo de iluminação contemplando o mapa de cobertura e estudo dos caminhos dos raios. O trajeto dos raios pode ser analisado na Figura 14A que indica uma leve distorção no caminho percorrido e uma região preferencial de chegada dos raios. Na Figura 14B pode-se averiguar a razão entre raios bem-sucedidos (93 raios verdes) e todos os raios possíveis (423 raios azuis e verdes) na região, segundo as informações da aquisição. Em geral, a área selecionada (Figura 12) possui uma boa iluminação, o que afirma uma maior confiabilidade para os estudos de AVO e a inversão elástica nessa região, realizados com os dados sísmicos pré-empilhamento.

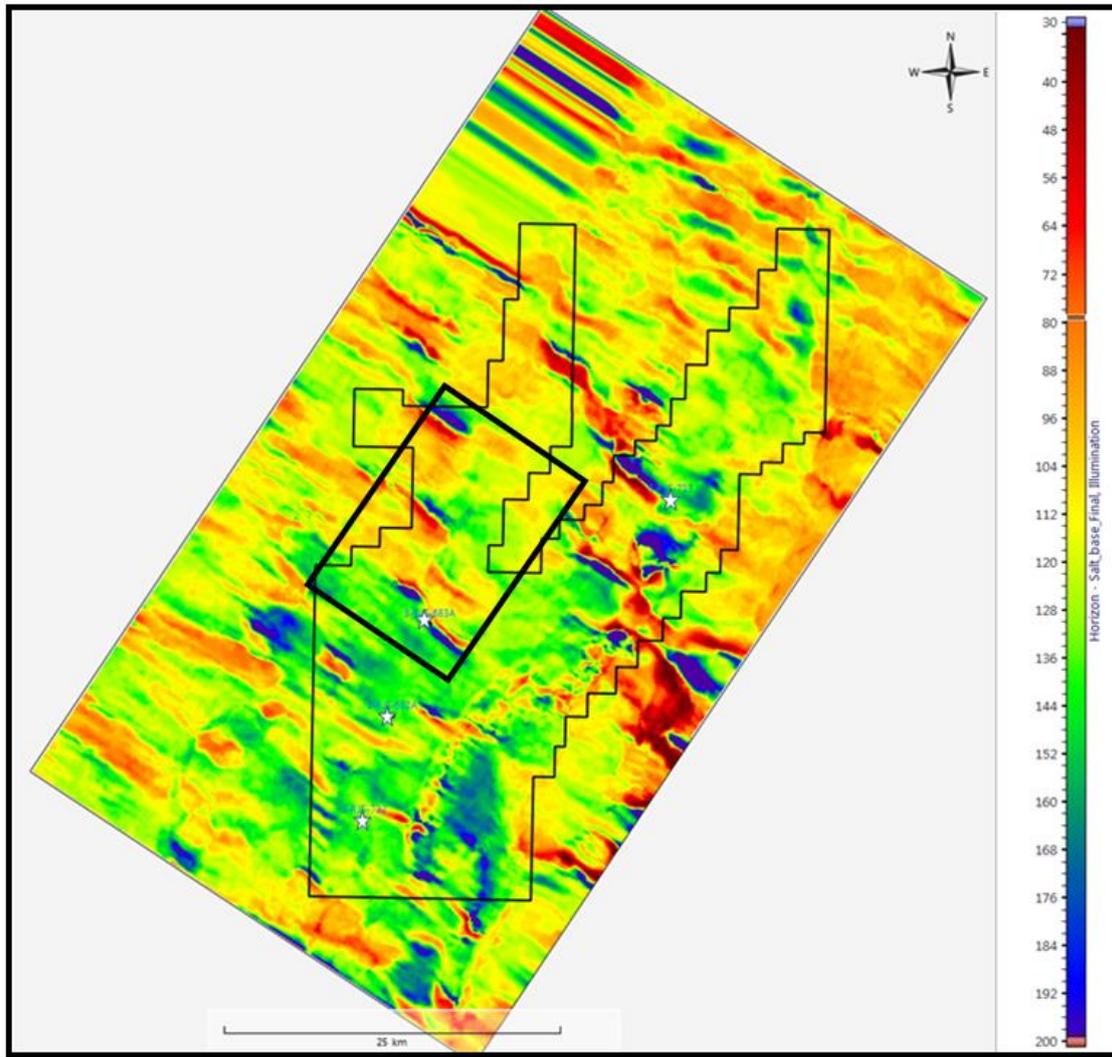


Figura 12: Mapa de *hit count* confeccionado através do traçado de raios, com o espectro de contagens controlado (entre 2 e 200). Na imagem, o retângulo aponta a região de interesse para análise de dados pré-empilhamento, o polígono limita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.

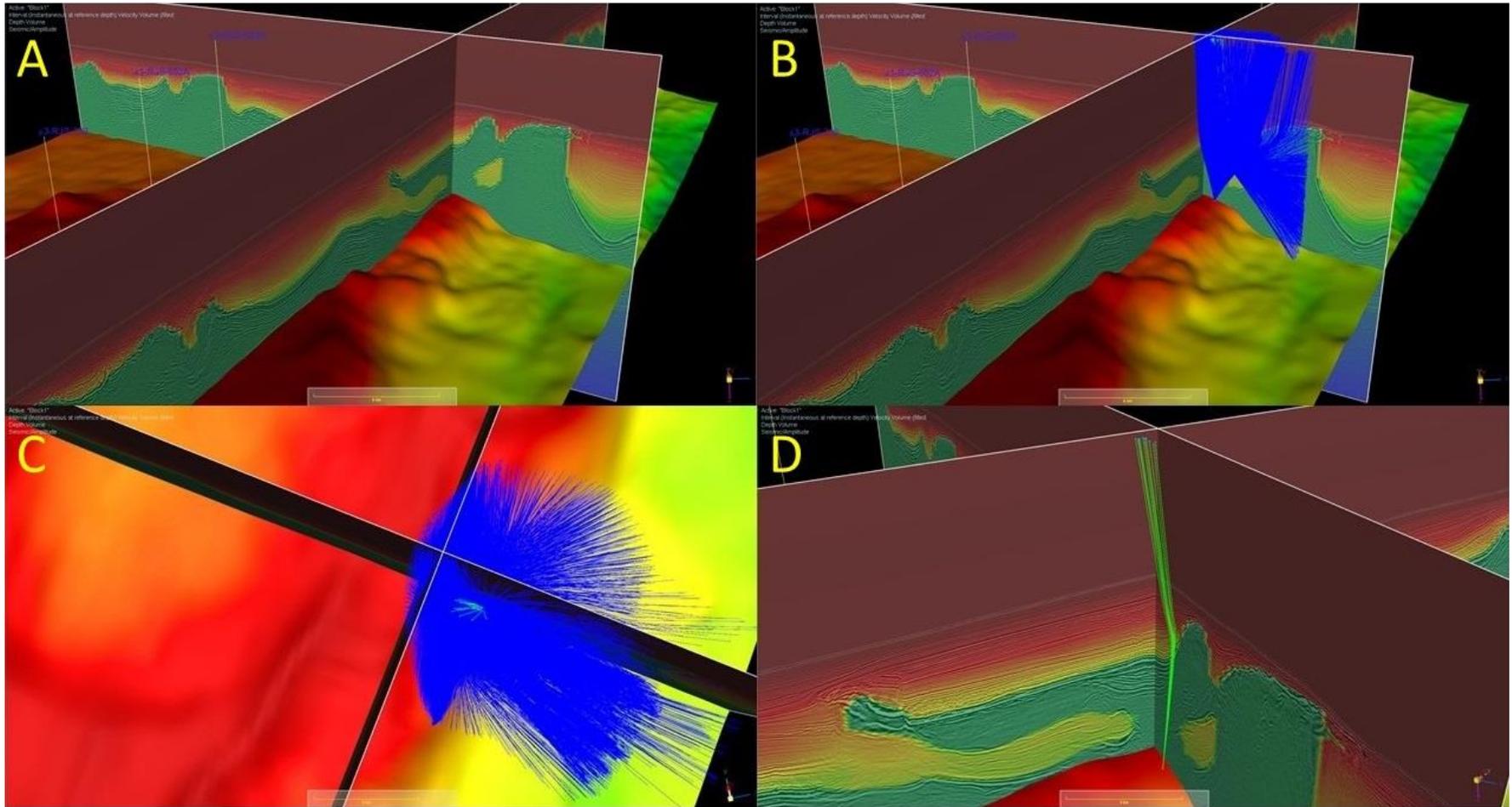


Figura 13: Imagem A mostra uma estrutura multi-z (*overhang*) formado pela camada de sal. Imagem B mostra o comportamento do trajeto dos raios que atravessam a região de multi-z. Imagem C ilustra os raios que obtiveram sucesso (verde) e os que não foram bem-sucedidos (azul). Imagem D aponta as trajetórias dos poucos raios bem-sucedidos na área.

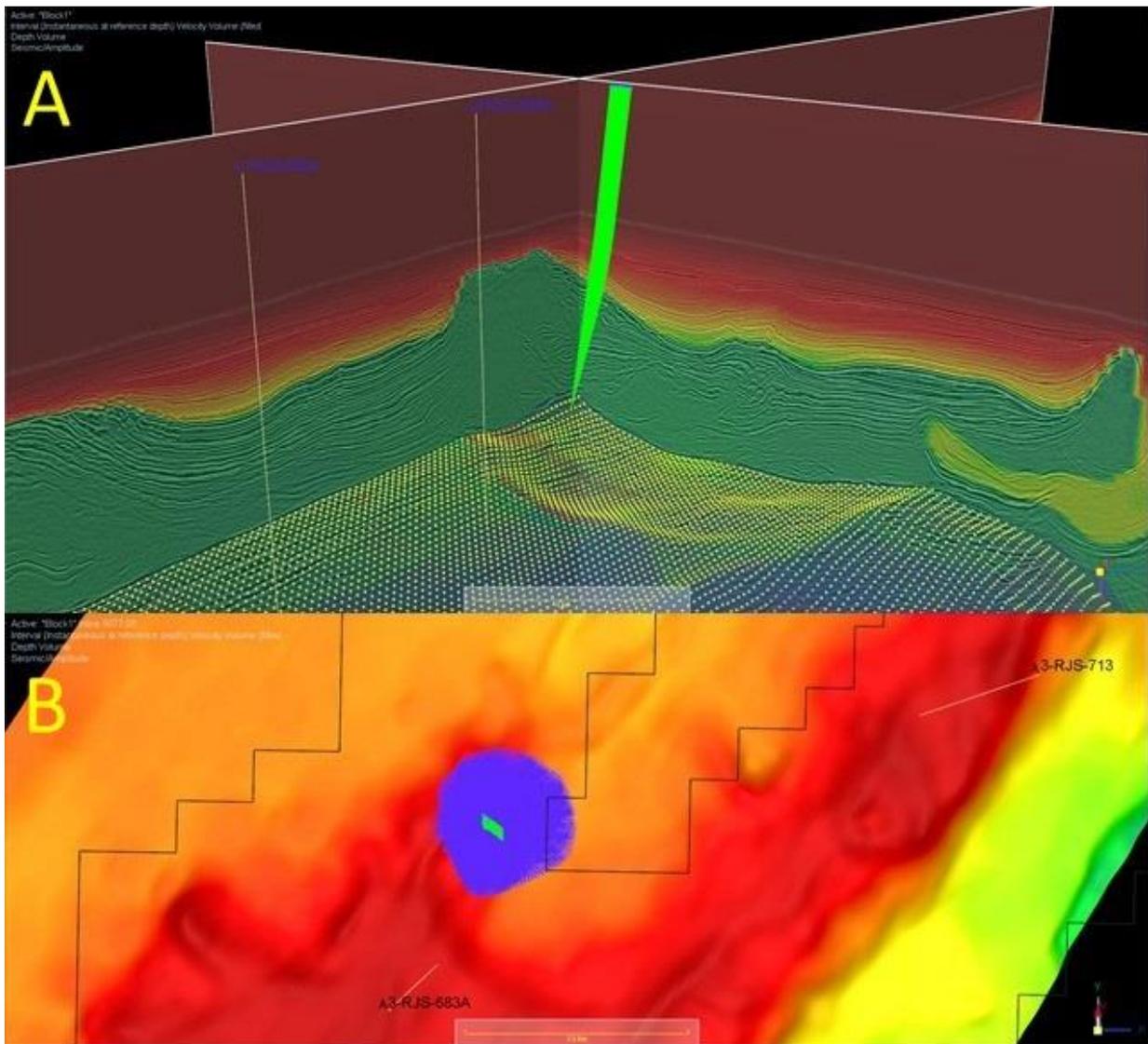


Figura 14: Estudo do traçado de raios para um ponto na região selecionada. A imagem A ilustra o trajeto dos raios bem-sucedidos. A imagem B mostra a distribuição e razão dos raios bem-sucedidos (verdes) em relação a todos os possíveis raios (azuis e verdes).

4.3 Estudo de traçado de raios sob influência das estruturas complexas do pacote evaporítico

Outro estudo de iluminação realizado foi para avaliar o controle de qualidade da velocidade de migração utilizada no processamento, a fim de analisar a confiabilidade dos horizontes sísmicos interpretados. Em outras palavras, é o estudo do impacto que as estruturas complexas, presentes na camada evaporítica, exercem no trajeto dos raios sísmicos. A camada de sal contempla diversos fatores que podem influenciar no traçado dos raios, tais como: feições com truncamento, mergulho acentuado, domos, estruturas multi-z, intercalações de rochas evaporíticas distintas, entre outras.

Existem diversos trabalhos que estudam a interação do traçado de raios no pacote evaporítico utilizando como ponto base a inclusão de estratificação inerente a intercalação de sais, mas nenhum deles estudou o impacto da associação das feições geométricas complexas com a estratificação. Os trabalhos apresentados que tratam deste tema levam em consideração regiões da Bacia de Santos que apresentam geometrias mais comportadas do pacote evaporítico.

Esse ponto de inovação serviu como embasamento em diversas partes do projeto. Os produtos dessa abordagem foram utilizados para ajudar na validação dos resultados de inversão sísmica, mas também nos trabalhos de outros pesquisadores do projeto, como no caso do estudo de classificação de sismofácies. Tanto o estudo de iluminação para controle de qualidade do volume de velocidade de migração, quanto o estudo de classificação de sismofácies, resultaram em artigos publicados em periódicos por Zambrini et al. (2020) e Ferreira et al. (2019). Além desses dois artigos, um terceiro foi publicado (Lupinacci et al., 2019) ilustrando as dificuldades da modelagem e interpretação do horizonte referente ao topo da camada de sal.

Quanto à qualidade do modelo de velocidade, foram verificadas as implicações que sua suavização pode causar na migração dos dados. Para atingir esses objetivos, foram criados quatro cenários distintos. O primeiro é o próprio volume de velocidades utilizado na migração dos dados, chamado de modelo de velocidade original (cenário 1). Os outros três cenários foram desenvolvidos através do refinamento do modelo de velocidade original, variando a velocidade interna da camada dos evaporitos.

Dentre os modelos confeccionados, o mais simples analisa a hipótese de que a camada evaporítica seja homogênea e isotrópica, portanto, com velocidade constante na camada de sal. Este modelo é chamado de velocidade constante (cenário 2). Os outros cenários trabalham com a hipótese de que haja estratificações dentro do sal. Essas estratificações são formadas pela intercalação de anidrita dentro da halita. Existem diversas informações que corroboram a sua existência, como estratificações sísmicas visíveis no volume sísmico dentro do pacote evaporítico e as litologias descritas nos perfis compostos dos poços.

O processo de edição do modelo de velocidade levou em consideração horizontes já interpretados do topo e da base do sal, as velocidades médias da halita e da anidrita extraídas dos perfis de poços e as estratificações nos dados sísmicos. A metodologia foi iniciada com a análise do volume de cada tipo de sal presente nos poços. Para isto, foram gerados os perfis litológicos dos

quatro poços na camada salífera. A partir dessas informações foram calculadas as porcentagens de cada tipo de sal em cada poço e para todos os poços da área (Tabela 1). Pode-se afirmar que a camada de evaporitos é basicamente constituída por halita (82%) e anidrita (14%).

Tabela 1: Porcentagem dos diversos tipos de sais encontrados na camada evaporítica.

Poços	Anidrita (%)	Carnalita (%)	Halita (%)
RJS-652A	32.53	0.00	68.07
RJS-683A	12.18	3.44	84.38
RJS-713	19.17	4.50	76.33
3-RJS-732	11.77	2.19	86.03
Média global	14,07	3,26	82,67

Conhecendo as informações litológicas no intervalo de interesse, avançou-se para o passo seguinte que foi a delimitação da camada associada para mapear as estratificações. Para este estudo, a região selecionada foi a camada dos evaporitos. Os sais são vistos como anomalias e, para mapeá-las, foi necessário delimitar o topo e a base do intervalo de interesse. O limite inferior utilizado foi o horizonte interpretado como sendo a base do sal. Já o limite superior, interpretado como topo do sal, causou alguns problemas na modelagem.

Uma vez que o sal apresenta comportamento plástico e se deforma com a ação, principalmente, gravitacional, gerou na Bacia de Santos feições como *overhangs* (Figura 15), domos e muralhas (Figura 16). Essas estruturas podem apresentar em certas áreas configurações multi-z constituindo um problema para os softwares de interpretação sísmica (Lupinacci *et al.*, 2019).

O software utilizado só permite que as interfaces estejam no formato de *grids*, não aceitando valores multi-z. Portanto, em horizontes como os domos evaporíticos e *overhangs*, o software faz a conversão para *T-surfaces*. Dessa forma, foi utilizado o *grid* do topo do sal interpretado de forma conservadora (ignorando as áreas multi-z), gerando os modelos conservador e constante.

O modelo constante, como já mencionado, foi construído de forma a exibir uma velocidade constante para o pacote do sal. Esta velocidade foi obtida através da média ponderada das velocidades dos evaporitos. O modelo conservador (cenário 3) trabalha de forma a incluir as estratificações nas regiões de anomalias provocadas pela intercalação entre anidrita e halita. Vale

ressaltar que ambos os modelos não levam em conta os efeitos dos *overhangs* e domos de sal. Todos os cenários estão descritos na Tabela 2 como referência.

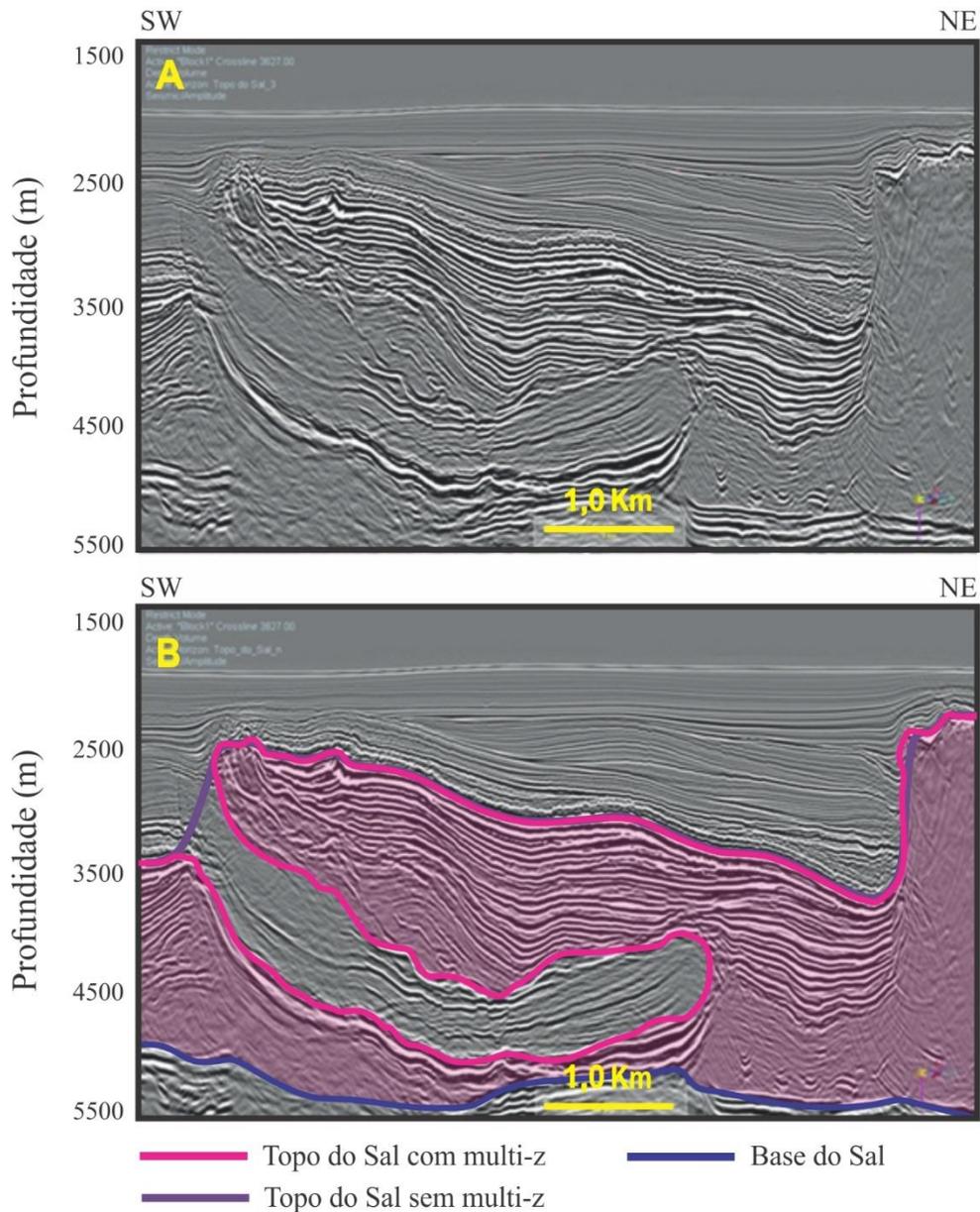


Figura 15: Ampliação de parte de uma seção sísmica que apresenta estrutura multi-z e as estratificações provenientes das rochas siliciclásticas e da intercalação de sais. Em (A), o atributo de amplitude demonstrando o comportamento que o sal exibe na área; (B) demonstra a mesma região, com as seguintes interpretações: topo do sal em modelo multi-z (Rosa); topo do sal conservador (Roxo); e base do sal (Azul claro). Modificado de Lupinacci *et al.* (2019).

Para a confecção do último cenário, o mais realista (cenário 4), foi utilizado um software de modelagem geológica (SKUA), devido à complexidade de trabalhar com uma interface multi-

z. Neste cenário, foi possível delimitar os horizontes de base e topo das camadas e dividi-las em três regiões (Figura 16): pós-sal (A), sal (B) e pré-sal (C). Na região do sal (B) ocorrem estruturas com línguas de sedimentos dentro dos evaporitos e muralhas de sal. Essa delimitação foi necessária, pois nos modelos anteriores, levando em consideração uma interpretação do topo do sal conservadora (sem os efeitos multi-z), os sedimentos intra-salinos acabam por ser considerados como estratificações do sal. Essa hipótese implica em uma grande mudança no modelo de velocidade nas regiões que compreendem essas estruturas, podendo levar a uma conclusão equivocada quanto ao estudo de *ray tracing*.



Figura 16: Imagem ilustrativa das regiões utilizadas para a confecção do modelo de velocidade, da seção *inline* 5000. A exibe a porção pós-sal (Amarelo), B a camada de sal (Roxo) e C a seção pré-sal (Cinza). No pacote de sal fica evidente as feições de muralha de sal e multi-z.

No mapeamento das anomalias provocadas pelas intercalações de sais, a abordagem foi utilizar um ou mais atributos sísmicos como ferramenta de identificação tais como descritos nos trabalhos de Falcão (2014), Gonzalez *et al.* (2016) e Teixeira *et al.* (2017). A partir da identificação dessas anomalias no volume sísmico, as regiões mapeadas com estratificações dentro da camada de sal foram editadas. Os valores originais das velocidades foram trocados por valores esperados para os diferentes tipos de sal presentes na anomalia.

A primeira tentativa de mapear as variações de rochas evaporíticas foi através da inversão acústica dentro da camada do sal, conforme proposto por Teixeira *et al.* (2017). Entretanto, esse método não foi muito efetivo, visto que a área de estudo só possui quatro poços e apenas um possuía

os perfis de densidade e sônico ao longo de toda camada evaporítica. A alternativa foi testar diversos atributos para a identificação e mapeamento das anomalias e, dentre eles, o mais adequado foi o valor absoluto da amplitude do traço sísmico. No pacote salino, este atributo apresentou uma distribuição de valores mais eficaz para discriminar as regiões com estratificações de rochas evaporíticas com maior velocidade, associadas à presença da anidrita.

Após a identificação e isolamento das áreas estratificadas na camada evaporítica, o modelo de velocidade foi alterado nesta região utilizando as velocidades médias da halita (4.500m/s) e da anidrita (5.300m/s), valores que foram obtidos a partir dos perfis sônico (DT) de todos os poços. Para o caso do modelo de velocidade constante, a velocidade utilizada foi de 4.640m/s, obtida a partir da média ponderada das velocidades de todos os sais presentes. Como validação da incorporação das velocidades nas zonas estratificadas (regiões com intercalações de halita e anidrita), foi comparada a porcentagem de anidrita presente nos poços com a porcentagem das estratificações adicionadas nos volumes de velocidade.

As velocidades da halita e anidrita, extraídas dos perfis sônicos, foram comparadas com valores da literatura (Tabela 3). Os valores para a carnalita não puderam ser extraídos dos perfis, pois não há ocorrência com espessura suficiente para que as medidas da ferramenta estivessem estabilizadas. O valor de velocidade da halita, extraída do perfil, é similar aos apresentados na literatura. Quanto a anidrita, o valor inferido através do perfil foi menor que na literatura. Isso se deve ao fato que este sal quase nunca ocorre de forma pura na camada evaporítica, estando sempre associado a outros sais de menor velocidade.

O resultado do refinamento com inclusão das estratificações é mostrado na Figura 17. Comparando a velocidade original da camada do sal com a velocidade refinada (Figura 17), o novo modelo de velocidade do Bloco BM-S-24 consegue representar bem as intercalações de sais presentes na camada evaporítica.

A partir de todos os cenários descritos anteriormente (Tabela 2) foram plotados quatro mapas de *hit count*, um para cada cenário (Figura 12, 18, 19 e 20). Comparando todos os mapas, fica claro uma distinção entre os mapas confeccionados que levaram em consideração as estruturas do sal e os mapas que não as levaram. Os mapas obtidos a partir dos modelos de velocidade constante (Figura 18) e interpretação “conservadora” (Figura 19) apresentaram valores médios de

hit count mais altos, como pode-se notar nestes mapas que apresentam mais cores verdes e azuis do que os outros.

Tabela 2: Tabela índice dos modelos utilizados no estudo.

Modelo	Velocidade no sal	Geometria do topo do sal	Nome do modelo
Cenário 1	TTI original de migração	Multi-z	Original
Cenário 2	Velocidade constante (4.640m/s)	Sem Multi-z	Constante
Cenário 3	Estratificado (halita/anidrita)	Sem Multi-z	Conservador
Cenário 4	Estratificado (halita/anidrita)	Multi-z	Realístico

Extraindo alguns parâmetros estatísticos dos mapas de *hit count* foi possível separá-los em dois grupos. Segundo a Tabela 4, pode-se agrupar, a partir de valores similares, modelos que levam em consideração as estruturas multi-z do pacote de evaporitos, apresentando valores mais baixos de *hit count*, e modelos que não levam em consideração esses fatores, com valores mais altos de *hit count*.

A estatística corrobora a análise visual realizada. Essa diferença ocorre basicamente porque os raios exibem trajetos mais caóticos ao cruzar estruturas multi-z, que intercalam camadas de maior e menor velocidades, alterando fortemente o seu traçado. Além disso, nos modelos conservador e constante, as regiões onde deveria haver rochas clásticas preenchendo as línguas de sal acabam sendo incorporados na camada de sal e recebem velocidades dos evaporitos, aumentando a quantidade de sal onde ele não estaria presente. Estas duas abordagens foram contempladas no estudo devido aos problemas enfrentados ao longo do projeto e por um propósito educativo, mas não correspondem à realidade geológica regional.

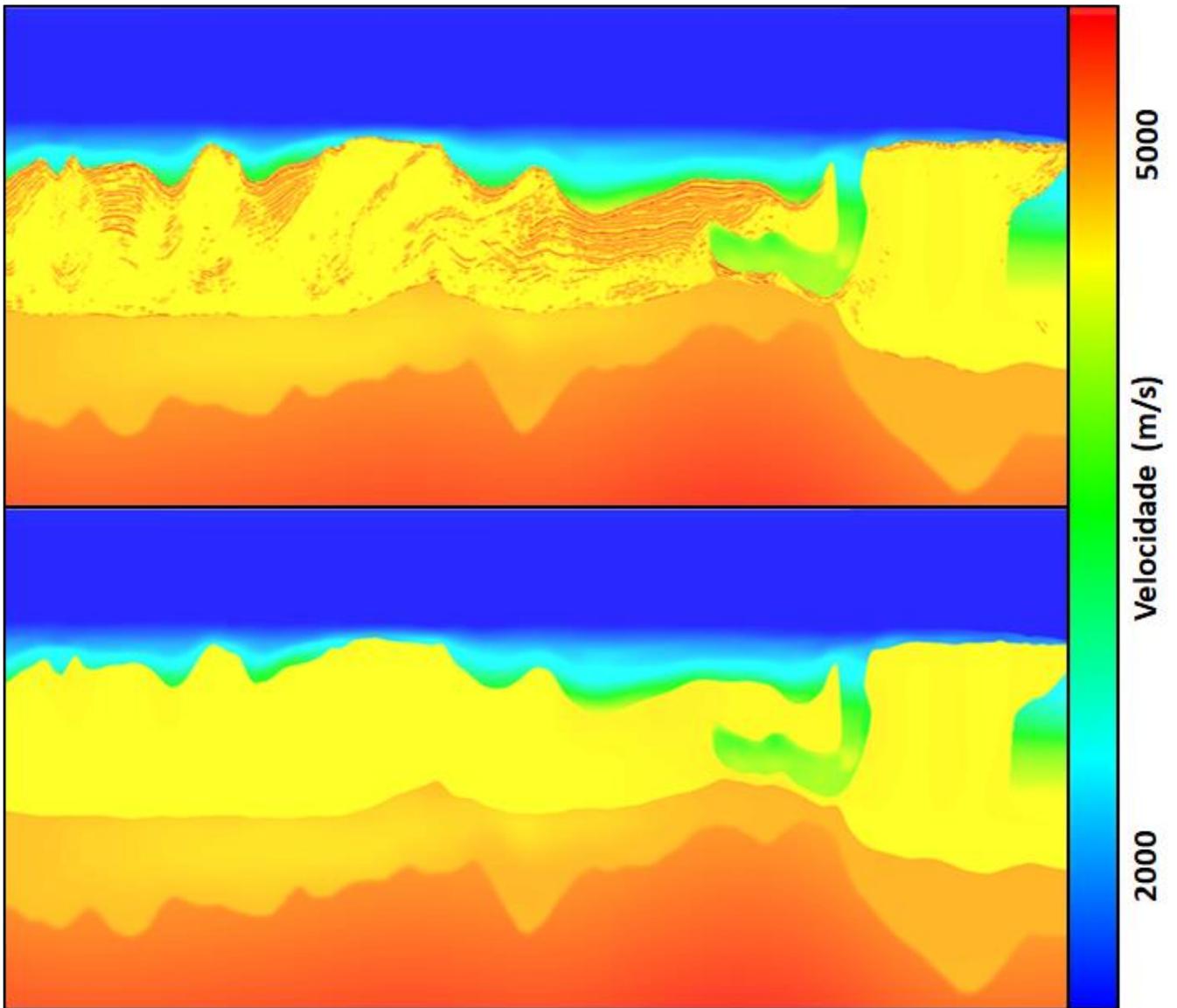


Figura 17: Seção de modelo de velocidade original (inferior) e após o refino da velocidade (superior). O novo volume aponta com clareza as intercalações de anidrita e halita dentro do pacote de evaporitos.

Tabela 3: Velocidades e densidades dos sais na literatura.

Tipo de Mineral	Crain (2001)		Mavko <i>et al.</i> (2009)		Mohriak <i>et al.</i> (2008)		Jones e Davison (2014)	
	VP(m/s)	ρ (g/cm ³)	VP(m/s)	ρ (g/cm ³)	VP (m/s)	ρ (g/cm ³)	VP(m/s)	ρ (g/cm ³)
Anidrita	6096	2,98	5976	2,98	6096	2,98	6500	2,9
Carnalita	3858	1,57	-	-	3908	1,57	3900	1,6
Halita	4549	2,04	4549	2,16	4549	2,03	2,2	4500

Tabela 4: Dados estatísticos dos mapas de *Hit count*.

Dados Estatísticos	Estruturas multi-z		Sem estruturas multi-z	
	Original	Realístico	Conservador	Constante
Mínimo	1	1	3	8
Máximo	423	409	557	575
Média	98,5	98,7	118,3	113,9
RMS	101,3	101,9	122	117
Desvio padrão	23,8	25,3	29,6	26,9

Analisando apenas os cenários que incluem as complexas estruturas salíferas, como os *overhangs*, domos e línguas de sal, sendo eles o original (Figura 12) e o mais realista (Figura 20), eles se apresentam com valores médios de *hit count* muito próximos. Porém, apesar de algumas mudanças serem sutis com a inclusão das estratificações, foi necessário analisar o resultado por regiões. Um mapa exibindo as diferenças relativas, em porcentagem, dos cenários original e mais realístico é mostrado na Figura 21.

O modelo mais realista tem o intuito de ilustrar toda a complexidade da camada salífera. Baseado nesta consideração, foram analisadas, de forma comparativa, as regiões onde o cenário, usando a velocidade da migração sísmica, superestimou ou subestimou os números de raios. As regiões onde o mapa relativo aponta valores positivos (cores frias) significa que o número de raios foi subestimado. Similarmente, em regiões onde os valores são negativos (cores quentes), significa que o número de raios foi superestimado.

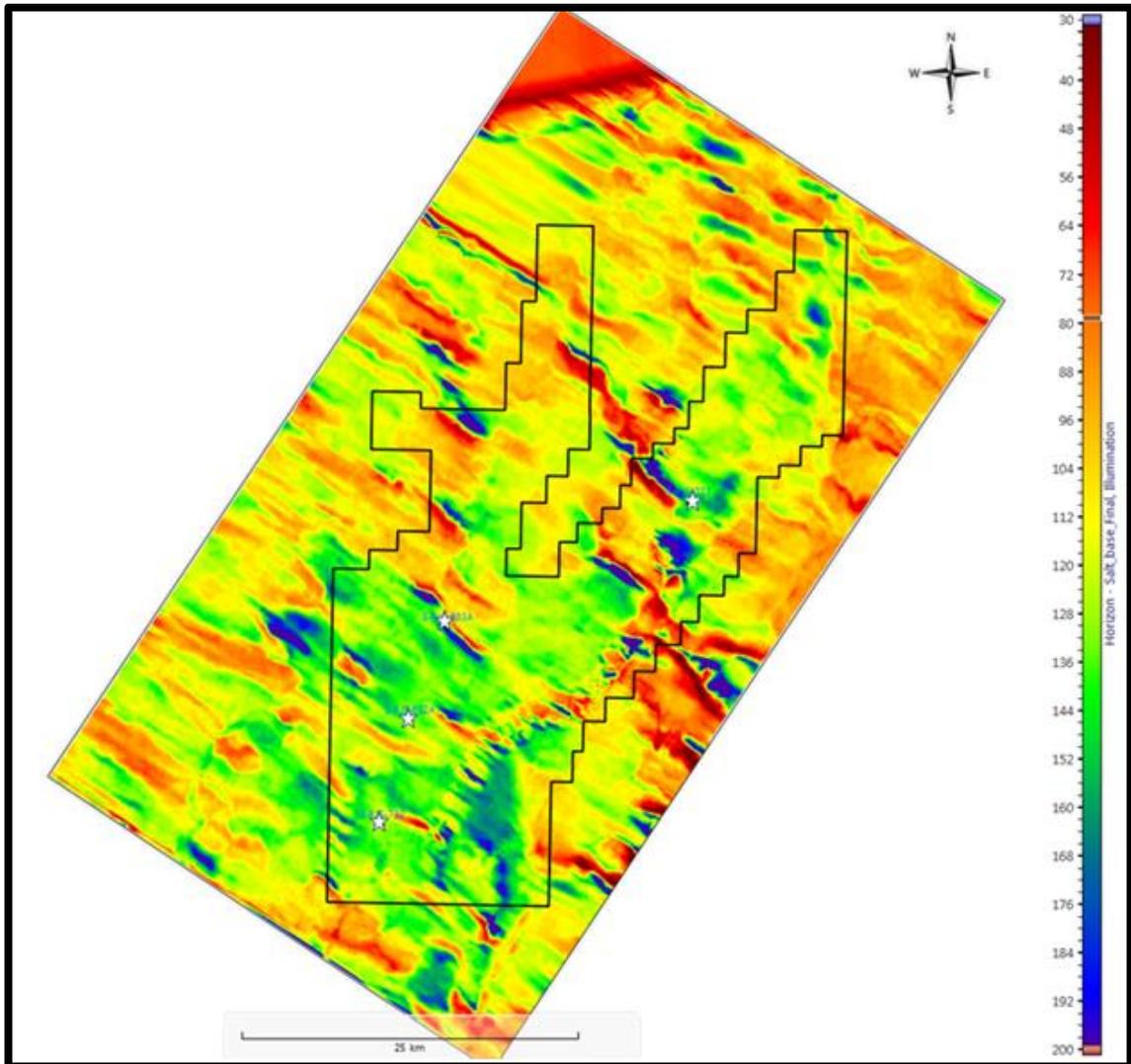


Figura 18: Mapa de *hit count* do cenário 2, utilizando o modelo de velocidade constante (sem estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.

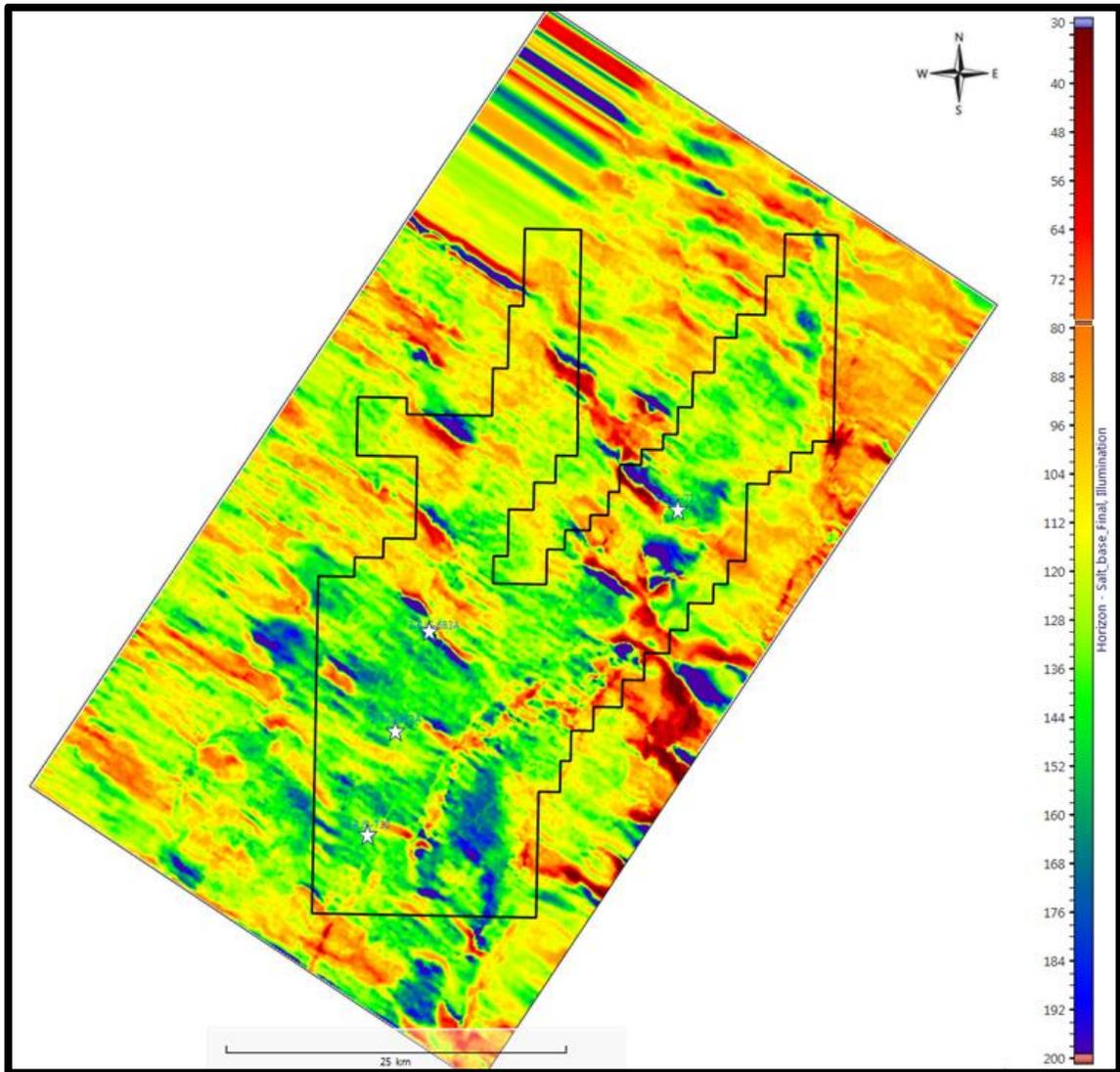


Figura 19: Mapa de *hit count* do cenário 3, utilizando o modelo de velocidade conservador (com estratificações e sem as estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.

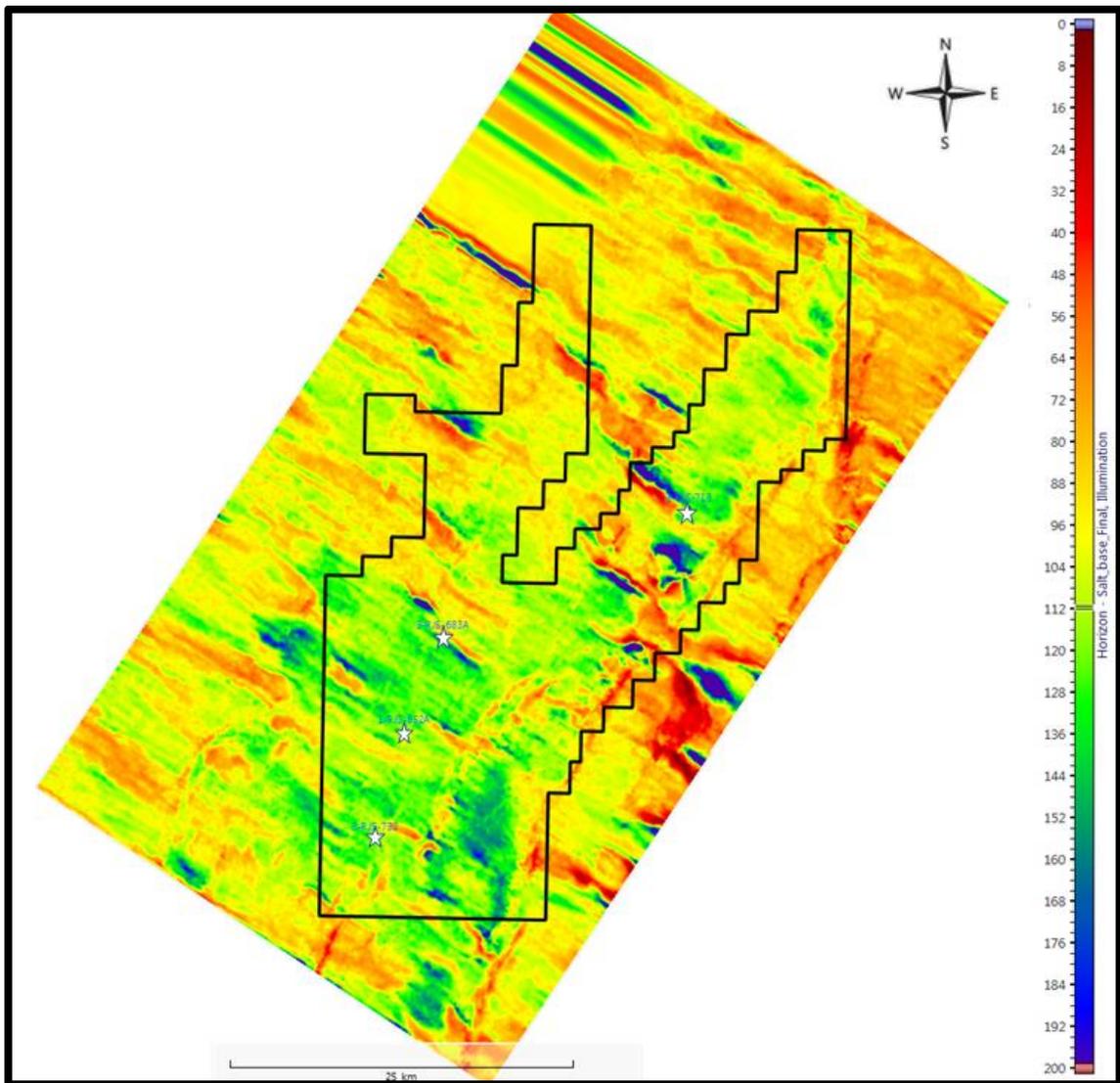


Figura 20: Mapa de *hit count* do cenário 4, utilizando o modelo de velocidade realístico (com estratificações e estruturas multi-z do sal). O polígono preto delimita o bloco BM-S 24 e as estrelas representam os poços.

Na Figura 21 fica nítida uma feição que acompanha a falha de direção SW-NE, demonstrando ser uma região que merece certa cautela no estudo de iluminação, uma vez que superestima o número de raios em mais de 15%.

Além disso, nota-se que a diferença relativa do número de raios entre os dois cenários é bem distribuída ao longo do mapa, mas as diferenças mais perceptíveis ocorrem, de fato, em regiões que superestimam os traçados de raios. O espectro do mapa (Figura 22) aponta uma distribuição gaussiana centrada em zero, com média 0,19% e desvio padrão 6,76%. Isso implica que quase

todos os valores estão entre $\pm 18\%$. Ou seja, o refino do volume de velocidade com inclusão das estratificações exerceu uma variação considerável no mapa de *hit count* em alguns pontos.

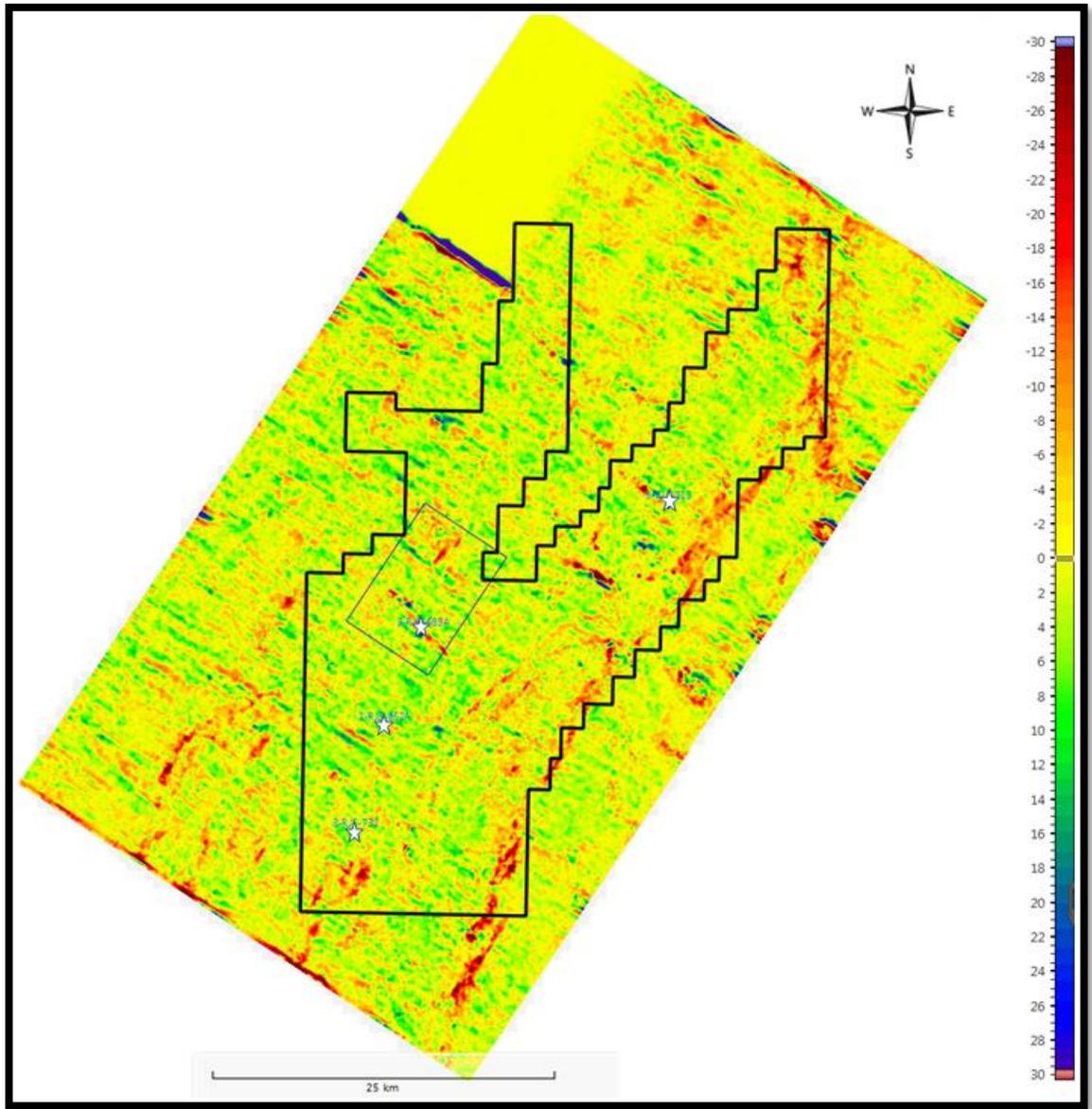


Figura 21: Mapa de valores relativos de *hit count*, entre os modelos realístico e original, em porcentagem. O polígono representa o bloco BM-S 24, o retângulo a área selecionada dos dados pré-empilhamento e as estrelas brancas apontam a posição dos poços.

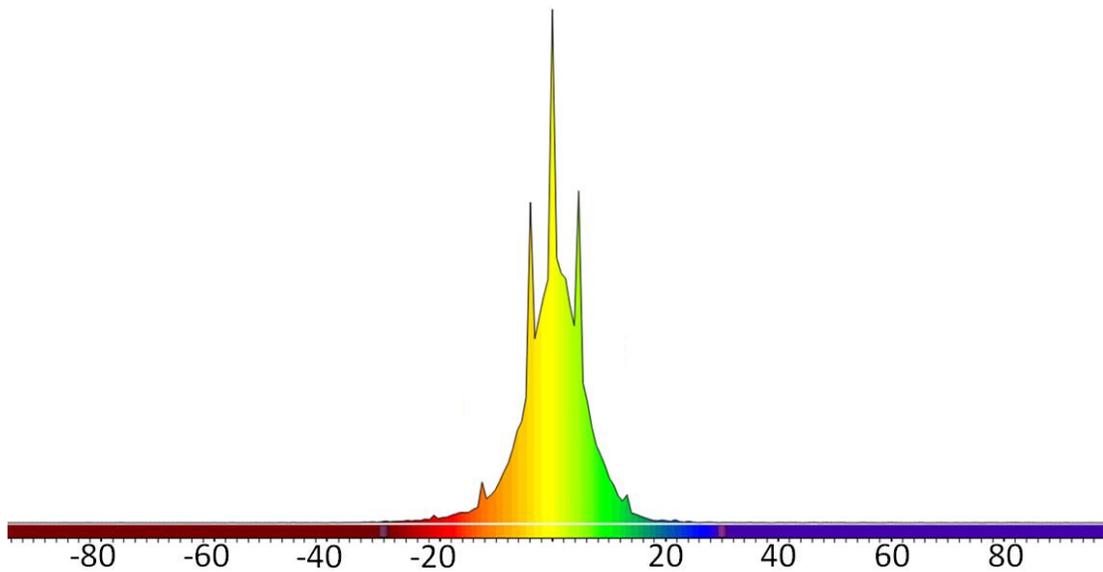


Figura 22: Espectro do mapa relativo em porcentagem.

O que realmente acontece com a inclusão da estratificação é uma pequena mudança no caminho do raio. Se a estratificação interna do sal não estiver associada a uma região de estrutura multi-z ou, eventualmente, uma estrutura que tem o potencial de mudar significativamente a direção do raio, o fenômeno não vai imprimir grandes mudanças no mapa de cobertura. A estratificação se torna um problema considerável quando associada a feições geológicas complexas, tais como: muralhas e domos de sal, mergulhos acentuados, estruturas multi-z e outras. Um exemplo disso pode ser visto na Figura 23, a qual demonstra o padrão de espalhamento dos raios, em uma região de feições complexas, utilizando o modelo realístico (Figura 23A) e original (Figura 23B). A imagem ilustra como o traçado de raios é afetado com a inclusão da estratificação associado a estruturas multi-z. Nesta região, a diferença relativa entre os modelos em questão pode gerar dados superestimados em mais de 10% nos mapas de *hit count*.

Como resultado do trabalho de iluminação, chegou-se à conclusão de que esse estudo é importante para garantir a qualidade do modelo de velocidade usado na migração, tanto de forma regional quanto local. De forma regional, essa análise garantiu a verossimilhança em relação à geologia local e ao teor de suavização utilizada no modelo de velocidade para a migração. Em uma perspectiva local, foi usado para avaliar áreas pontuais e realizar um controle de qualidade na interpretação. Desta maneira, pode avaliar os locais onde os horizontes sísmicos interpretados se apresentam sub ou superestimado.

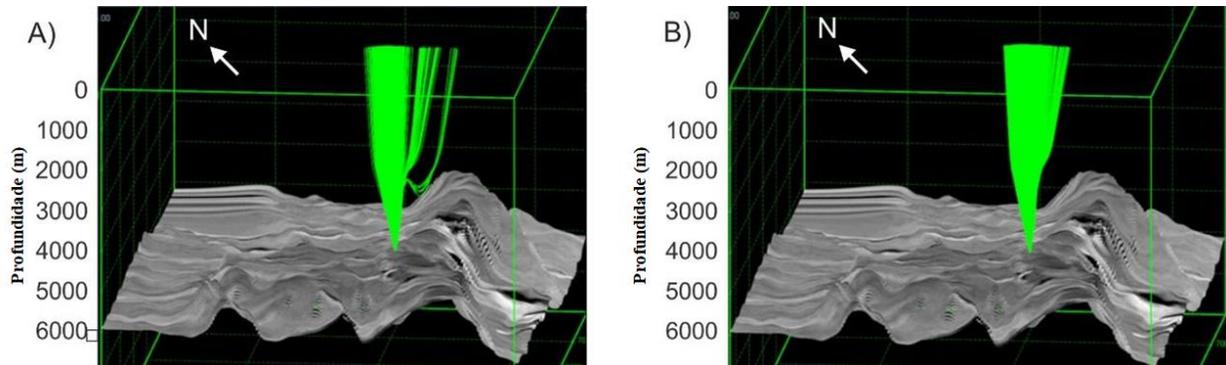


Figura 23: Imagem relata a distorção e o espalhamento dos raios (refletidos na base do sal) em uma mesma região. Em (A), onde há associação de estratificação do sal e língua de sal (modelo realístico) e em (B) sem a estratificação, mas mantendo as estruturas multi-z (modelo original).

Sobre os modelos utilizados nos estudos, ficou evidente a pouca diferença entre o modelo de velocidade original usado com o modelo de velocidade mais realista e a grande diferença que ambos apresentaram em relação aos outros dois cenários, que são os modelos com a interpretação conservadora e velocidade da camada evaporítica constante.

Nas diferenças entre os cenários, as respostas indicam que as estruturas complexas do sal, formadas pela halocinese, são os principais fatores que interferem no traçado do raio. Já as estratificações afetam em menor grau o traçado do raio, gerando apenas zonas de baixa contagem relativa, que podem ser associados em grande parte com muralhas de sal. Isso pode ter ocorrido, pois, notou-se que quanto maior a espessura da camada evaporítica maior a intercalação dos sais. Tanto as estruturas complexas como a estratificação do sal afetam o trajeto dos raios. Quando comparados os fenômenos separadamente, a estratificação aparenta não fazer muita diferença. Entretanto, quando analisados em associação, uma pequena modificação na trajetória de um raio, causado pela estratificação, pode redirecionar o raio para uma estrutura complexa, como um *overhang* ou qualquer feição que evite que o raio retorne e atinja algum receptor. Um caso como este, poderia afetar a interpretação do horizonte em questão e comprometer a confiabilidade de todos os produtos baseados nela.

5. Inversão sísmica

O processo de inversão sísmica de dados processados e migrados pode ser separado com relação aos dados utilizados: pós-empilhamento (inversão acústica) e pré-empilhamento (inversão elástica). Embora cada abordagem utilize um volume sísmico diferente, ambas levam em consideração as informações dos poços disponíveis na área. Para o caso da inversão acústica, apenas os perfis sônico e densidade, já para a abordagem elástica, utiliza-se também o perfil sônico cisalhante.

5.1 Metodologia

Para a caracterização do reservatório foi empregada a metodologia de inversão sísmica. O procedimento foi dividido em duas etapas: conhecimentos das propriedades petro-elásticas (utilizando dados de poços) e mapeamento de anomalias ocasionadas pelas propriedades no reservatório (utilizando dados sísmicos). A primeira etapa foi dividida em análise da sensibilidade da inversão acústica em relação à litologia e porosidade e um estudo de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação ao tipo de fluido. A segunda etapa de classificação e localização das anomalias distribuídas ao longo do reservatório se deu através da análise de AVO e inversão sísmicas. As etapas citadas são complementares e aportam informações importantes para a caracterização do reservatório e seus fluidos.

Utilizando os dados disponíveis de poços, ambas as etapas de estudo de sensibilidade tinham como objetivo conhecer o comportamento das propriedades das rochas da região reservatório em relação à atributos que poderiam ser derivados da sísmica, para ter a possibilidade de um mapeamento das anomalias na área. Baseado nessa hipótese, foram usados os dados dos quatro poços disponíveis.

Os perfis dos poços foram utilizados como calibração e caracterização das anomalias de interesse no reservatório. A partir da filtragem dos dados, que compreende a remoção de dados espúrios e a filtragem de perfis comum a todos os poços, foi feita uma seleção de curvas para as análises das propriedades a serem estudadas. A parte dos perfis, também foi utilizado o calíper para localizar regiões de arrombamento do poço, identificando assim regiões onde a confiabilidade dos dados deve ser colocada em questão.

Algumas restrições foram consideradas para o conjunto de dados disponíveis. Primeiramente, foram utilizados apenas os dados abaixo da Base do Sal (pré-sal) e as profundidades onde existiam informações dos perfis de densidade e sônico compressional. Alguns valores anômalos foram observados no perfil de densidade, chegando a ultrapassar até $4,0 \text{ g/cm}^3$. Essas anomalias, que foram observadas em pontos onde o perfil de cáliper apontava valores mais elevados, ocorrem quando a ferramenta percorre uma região de transição entre duas fases do poço e os valores medidos podem ser referentes ao revestimento do poço e não a formação. Por isso, as profundidades cujos valores do perfil de densidade ultrapassavam $3,2 \text{ g/cm}^3$ foram ajustadas.

Para conhecer o caráter dos dados, foram feitas análises estatísticas e correlações. Em um primeiro momento, visando apenas a inversão acústica, o perfil sônico (DT) teve um papel protagonista. A partir da correlação entre o perfil de impedância acústica e outros perfis, que são relacionáveis com as litologias e/ou porosidade, foram analisados grupos de valores que sejam representativos da variável. Dessa forma, seria possível a identificação das litologias ou porosidade no volume sísmico.

De forma semelhante, a mesma análise foi feita relacionando as propriedades elásticas das rochas do reservatório com o tipo de fluido contido nos poros. Para essa segunda análise, foram feitas diversas correlações entre os parâmetros com a finalidade de localizar anomalias nas rochas ocasionadas pelos fluidos. Os resultados dessa análise são de grande valia para locação de cenários atrativos para novos poços.

A segunda etapa foi focada nos volumes sísmicos pré e pós-empilhamento, utilizando as metodologias de inversão sísmica e AVO conjuntamente com os resultados obtidos nos estudos de sensibilidade. Ela se deu em três instâncias: mapeamento de zonas porosas através da inversão acústica, pré-condicionamento dos dados e classificação e mapeamento das zonas saturadas com gás e óleo.

O método utilizado para ambas as inversões (pré e pós-empilhamento) foi a inversão sísmica baseada em um modelo, *model-based inversion* (Russell, 1988R, Russell and Hampson, 1991 e 2006). Para o caso da inversão pós-empilhamento, o método inicia com um modelo geológico preenchido com os valores de impedância acústica (IP) e um pulso sísmico. A Figura 24 mostra um fluxograma para a realização desta inversão

Estes valores de impedância acústica são modificados gradualmente até os dados sísmicos sintéticos, calculados a partir da impedância acústica, se aproximarem do dado sísmico real, dentro dos limites aceitáveis estabelecidos pelo usuário.

Este método de inversão é amplamente utilizado e uma série de artigos recentes foi publicada, demonstrando sua adequação para a caracterização de rochas carbonáticas (Jalalhosseini et al., 2015; Al-Rahim and Hashem, 2016; Pramudito et al., 2017).

Neste trabalho, o fluxo utilizado sofreu variações quando comparado com o da Figura 24, e seguiu as seguintes etapas:

- conversão dos dados utilizados para o tempo;
- amarração dos poços;
- geração do modelo de baixa frequência da impedância acústica (*background*);
- estimativa do *pulso sísmico*;
- ajustes dos parâmetros (fator de escala, peso e variação máxima do modelo de *background*);
- geração dos volumes de impedância; e,
- conversão dos resultados para profundidade.

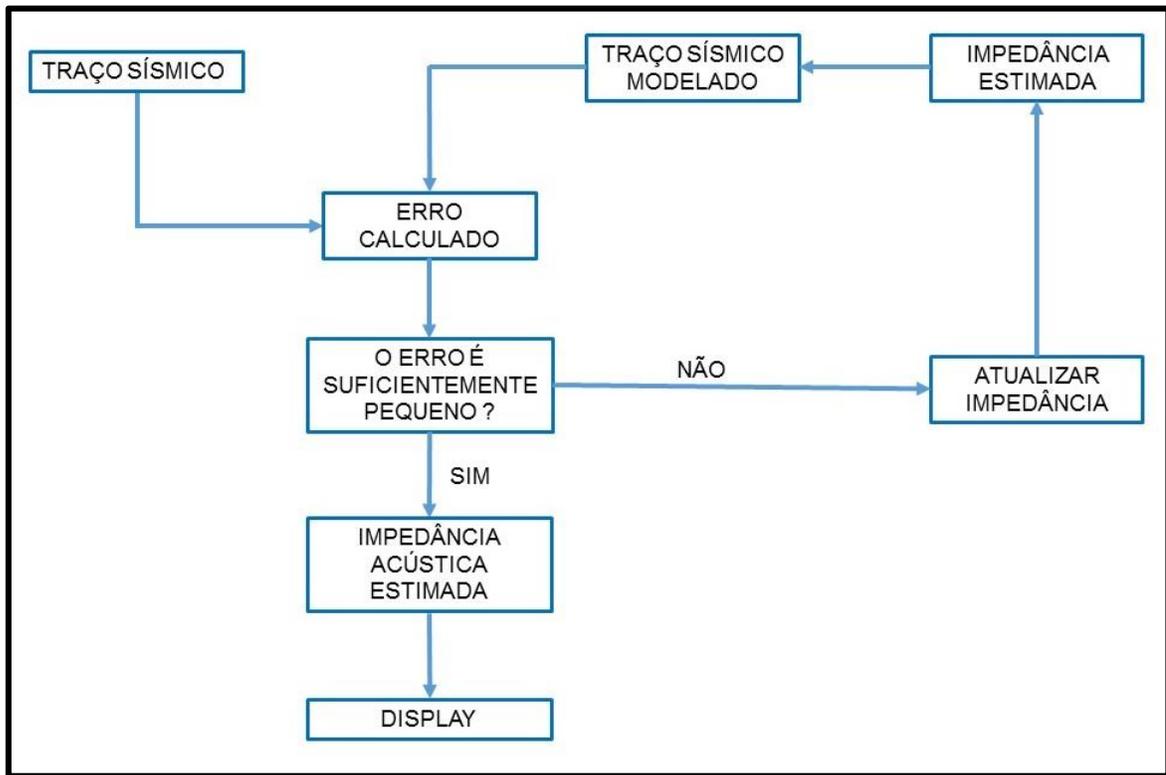


Figura 24: Esquema genérico de aplicação da inversão *model-based* para dados pós-empilhados. Fonte: Modificado de Russell (1988).

Para o caso da inversão pré-empilhamento, a metodologia é basicamente a mesma, mas com a utilização de volumes de impedância acústica, cisalhante (IS) e densidade. O pulso sísmico também pode variar de acordo com a quantidade de empilhamentos parciais criados.

Utilizando o volume de impedância acústica e as informações obtidas através da análise de sensibilidade, foram mapeadas regiões com altos valores de porosidade. Essas informações foram comparadas com informações de profundidade e serviram como apoio para seleção da área de estudo dos dados pré-empilhamento.

No trabalho com os dados pré-empilhados, foi realizada uma análise AVO, para classificar o tipo de anomalia gerada no reservatório, e uma inversão elástica para obter os parâmetros elásticos velocidades compressional e cisalhante. Em ambas as metodologias, a finalidade foi buscar as anomalias relacionadas com as acumulações de diferentes tipos de fluidos na região. Utilizando os conhecimentos da análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação aos fluidos, foi possível mapear cenários relativos a acumulações de gás e óleo.

A metodologia apresentada até essa etapa foi descrita de forma sucinta, e eventuais informações complementares necessárias são abordadas ao longo dos resultados e discussões. O fluxo de trabalho para a caracterização do reservatório em questão está resumido no fluxograma (Figura 25).

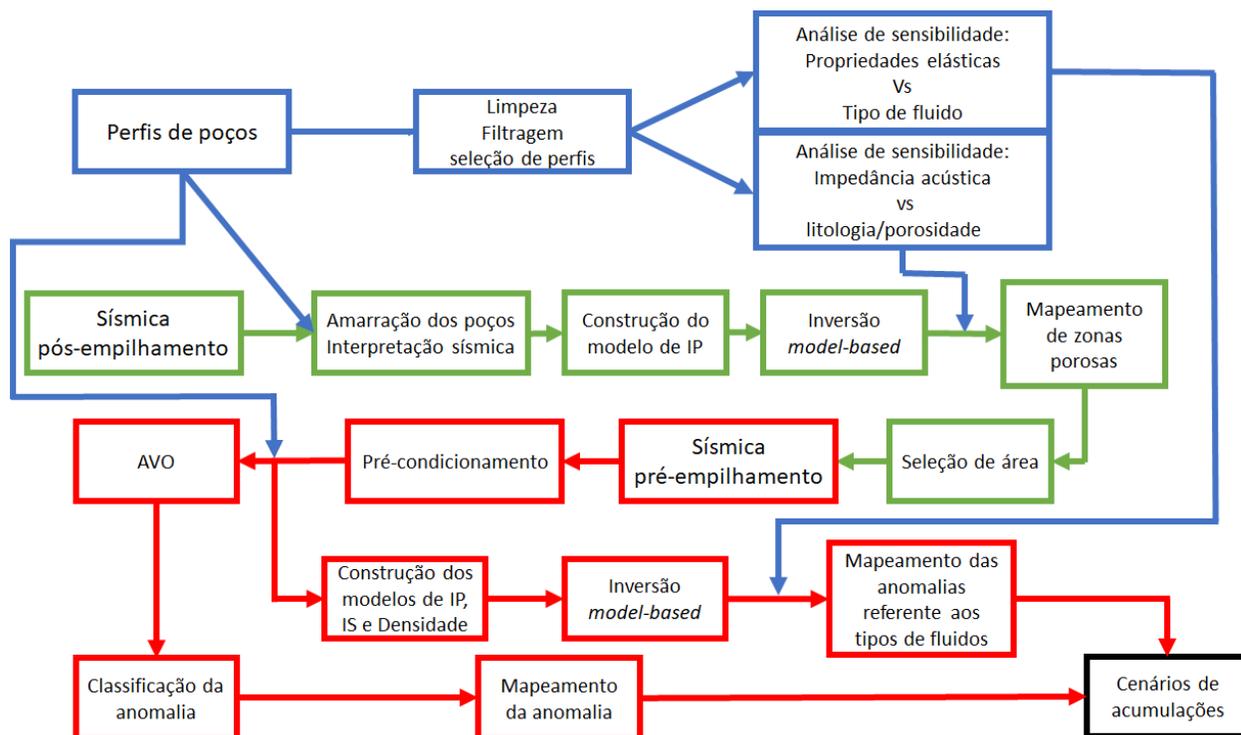


Figura 25: Fluxograma da metodologia utilizada. Em azul, a etapa de trabalho apenas com dados de poços; em verde, integração de dados de poço com sísmica pós-empilhado; e em vermelho, integração de dados de poço com sísmica pré-empilhado.

5.2 Estudo das propriedades petro-elásticas usando dados de poços

5.2.1 Análise de sensibilidade da impedância acústica com relação à litologia e à porosidade

Inicialmente, com os perfis dos poços 1-RJS-652A, 3-RJS-683A, 3-RJS-713 e 3-RJS-732, foi realizada uma análise de sensibilidade da impedância acústica (IP) em relação às variações de litologia e porosidade. Esta análise teve como objetivo auxiliar na interpretação dos resultados da inversão sísmica.

Como os dados de impedância acústica foram analisados com relação à porosidade e litologia, utilizaram-se apenas os intervalos contendo tais informações. O perfil de porosidade escolhido foi a porosidade total obtida do perfil de ressonância nuclear magnética (TCMR).

Durante esse estudo, foi constatado que esse perfil é muito sensível à integridade da parede do poço. Nos locais onde o perfil de cáliper sofria variações, provavelmente causadas por desmoronamentos nas paredes dos poços, a porosidade TCMR apresentava valores anômalos. Logo essas regiões também tiveram que ser descartadas.

Foram observadas algumas diferenças das descrições de fácies presentes nos perfis de litofácies com as informações das amostras laterais descritas nos perfis compostos. Optou-se pela utilização do perfil de litofácies, devido à esparsidade das amostras laterais.

A Figura 26 mostra alguns perfis do poço 1-RJS-652A. O intervalo mostrado engloba três formações: Barra Velha, Itapema e Piçarras. A impedância acústica é maior nos calcários de baixa porosidade da Fm. Barra Velha, que são encontrados na parte superior do intervalo, chegando a valores próximos a 18.000 (m/s) (g/cm³). Os folhelhos da Formação Piçarras, na base do intervalo mostrado, possuem os menores valores de impedância acústica, em torno de 8.000 (m/s) (g/cm³).

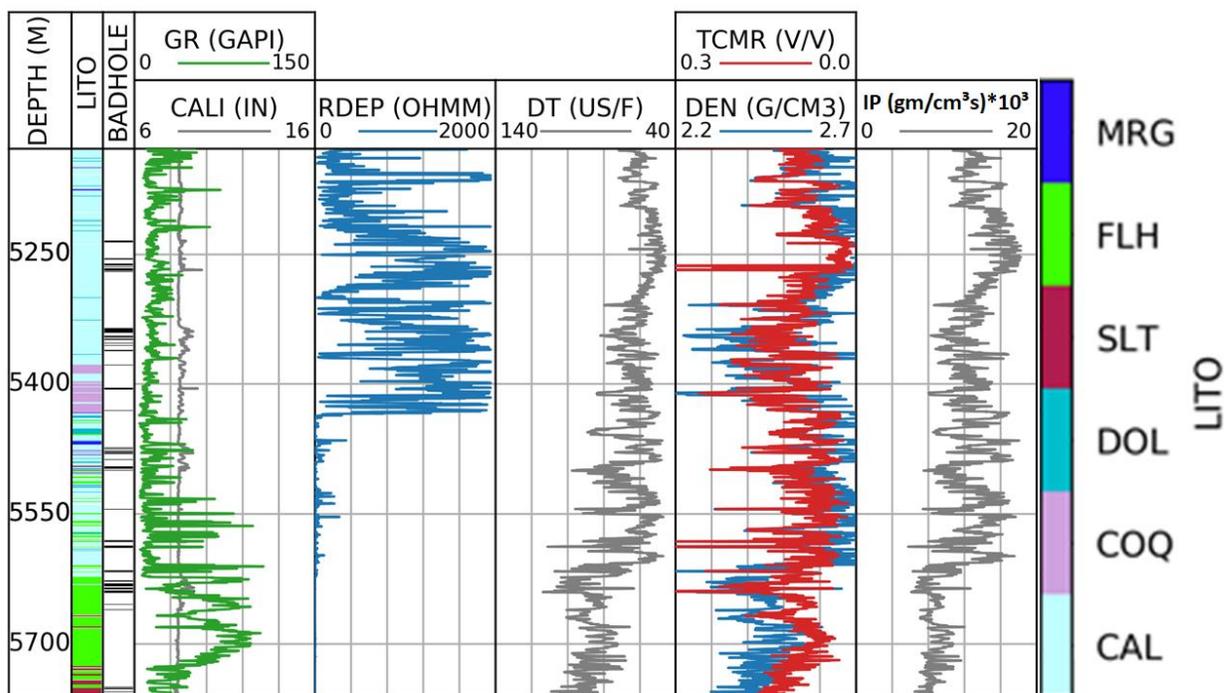


Figura 26: Perfis do poço 1-RJS-652A. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: variação de litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.

Os picos observados no perfil de porosidade TCMR estão relacionados às regiões descartadas, onde o cáliper sofre variações. A boa correlação entre a porosidade e a impedância

acústica no mesmo intervalo pode ser vista com mais clareza nos gráficos diagnósticos da Figura 27. Conforme já esperado, fica claro que a impedância é inversamente proporcional à porosidade. Também pode-se observar duas tendências distintas, uma para os carbonatos e outra para os folhelhos/siltitos. Considerando esses dois grupos litológicos separadamente, há uma boa correlação entre impedância acústica e porosidade. O gráfico diagnóstico da Figura 27B mostra que existe uma grande sobreposição dos diferentes tipos de carbonatos, quando se analisa somente a impedância acústica e a porosidade total.

Os perfis e os gráficos diagnósticos do poço 3-RJS-683A são mostrados nas Figura 28 e 29, respectivamente. Os dados analisados neste poço são provenientes somente da Formação Barra Velha.

Como pode ser visto na Figura 28, esse poço apresentou mais problemas de integridade. Em diversos trechos o diâmetro do poço, medido pelo calíper, apresentou variações maiores que 2 polegadas em relação ao tamanho da broca. Nessas profundidades não só o perfil de porosidade TCMR sofreu alterações, mas também o perfil sônico.

Os folhelhos encontrados no final do intervalo do poço 3-RJS-683A têm valores de impedância altos, similares aos carbonatos, como pode ser visto na Figura 29B. Isto é diferente do que ocorre no poço 1-RJS-652A. Mesmo assim, ocorre uma boa correlação entre a impedância acústica e porosidade.

O poço 3-RJS-713 apresentou divergência entre as interpretações de fácies do perfil composto e das amostras laterais. Os perfis deste poço podem ser visualizados na Figura 30. O intervalo analisado compreende a Fm. Barra Velha e a parte superior da Fm. Itapema (as coquinas abaixo de 5.700m). Diversas amostras laterais entre o intervalo 5.540 m e 5.720 m foram classificadas como folhelho. Porém, o perfil de litofácies classifica esta região como calcário. Como também pode ser observado na Figura 30, as leituras do perfil de raios gama nessas profundidades são consideravelmente superiores às dos calcários que estão acima da profundidade de 5.500 m. Então, passamos a considerar esta região como sendo composta por uma maior presença de folhelhos.

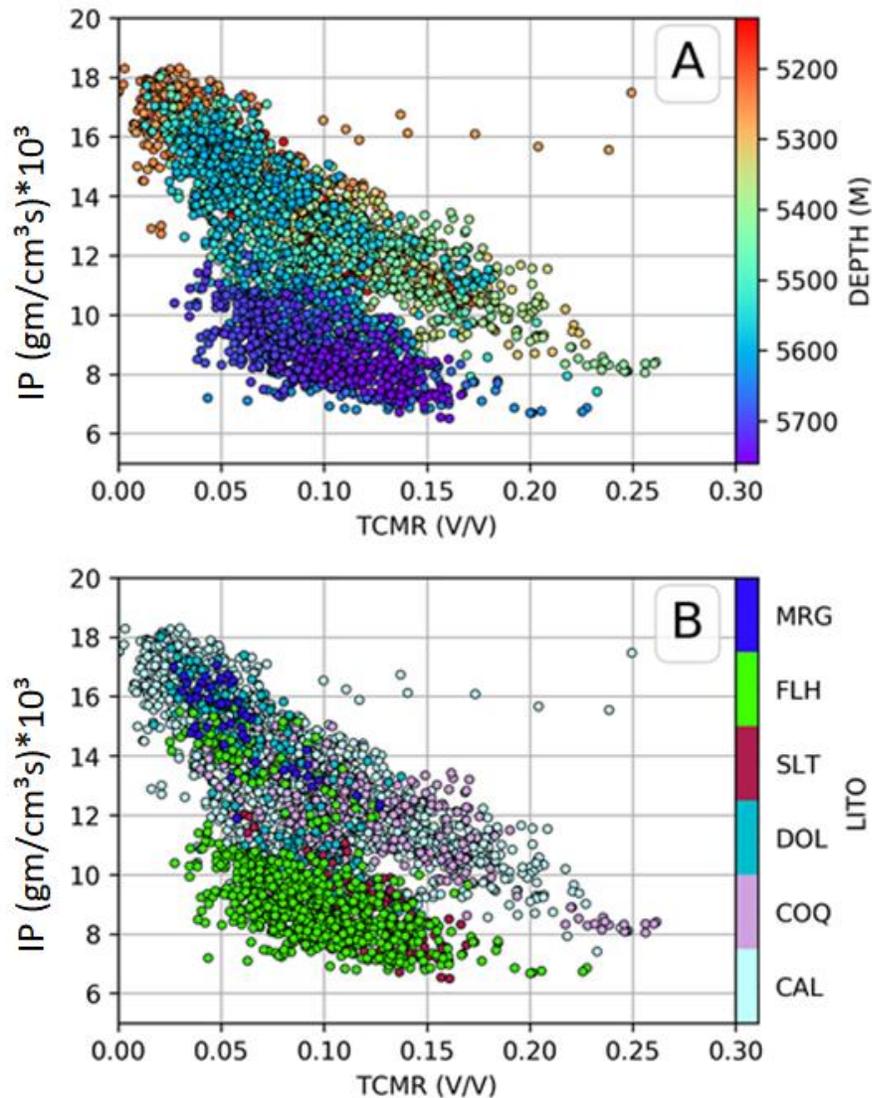


Figura 27: Gráfico diagnóstico dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 1-RJS-652A (MRG – margá, FLH – folhelho, SLT – siltito, DOL – dolomita, COQ – coquina e CAL – Calcário microbial).

Outro problema apresentado no intervalo de 5.500m a 5.700m foi a relação entre impedância acústica e porosidade. Nos gráficos diagnósticos da Figura 31 existe uma região em que a porosidade aumenta com o aumento da impedância acústica, o que não é um comportamento esperado, para os carbonatos. Nesta região também é observado um aumento nos valores do perfil GR. Então, a causa dessas anomalias observadas, baixos valores de porosidade e baixos valores de impedância acústica, podem estar associadas com os folhelhos, podendo ter acontecido algum problema na descrição das amostras laterais que indicam a presença de calcários neste intervalo.

As Figura 32 e 33 são referentes ao poço 3-RJS-732, que compreende o intervalo da Formação Barra Velha e a parte superior da Formação Itapema. Os dados mostram que existe uma excelente correlação entre a impedância acústica e a porosidade total, mas não é possível distinguir entre os calcários, coquinas e folhelhos utilizando essas duas propriedades.

Após essa análise dos perfis dos poços, foi realizado um estudo estatístico dos valores de impedância acústica encontrados nas fácies. Para isto, foram construídos histogramas que relacionam impedância acústica por fácies para cada poço. Os histogramas de impedância acústica para os poços 1-RJS-652A, 3-RJS-683A, 3-RJS-713 e 3-RJS-732 são mostrados nas Figura 34, 35, 36 e 37, respectivamente.

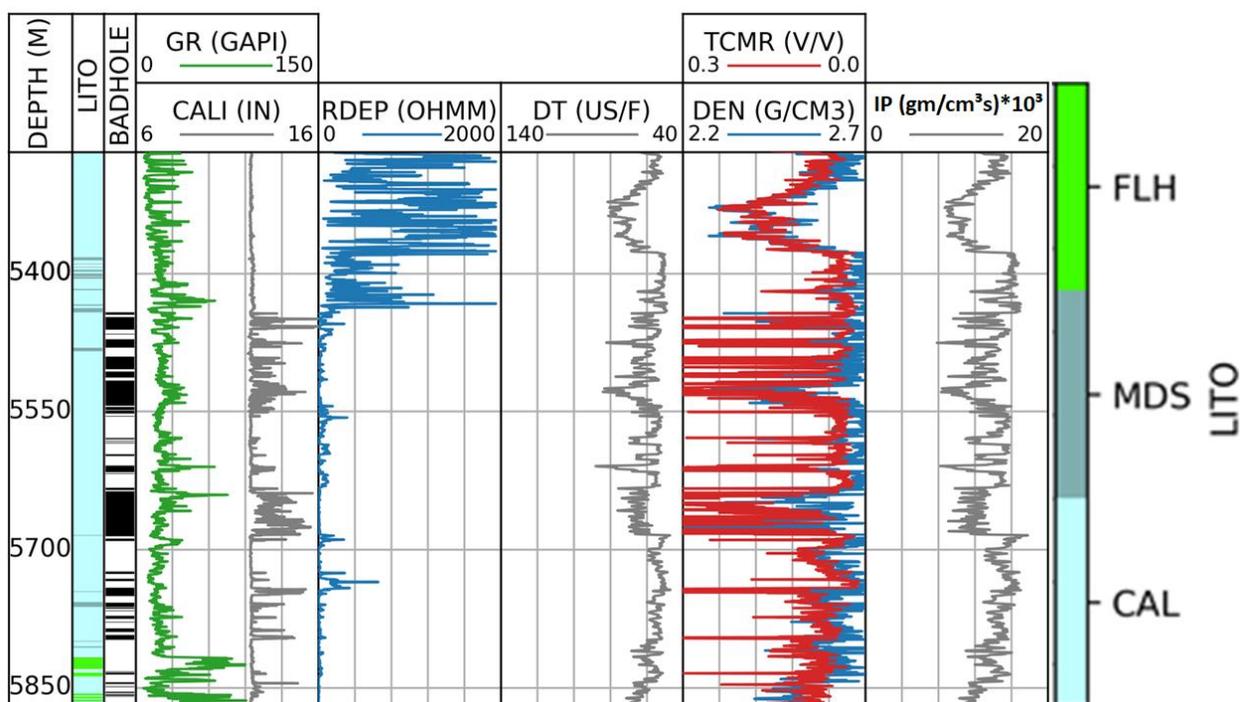


Figura 28: Perfis do poço 3-RJS-683A. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.

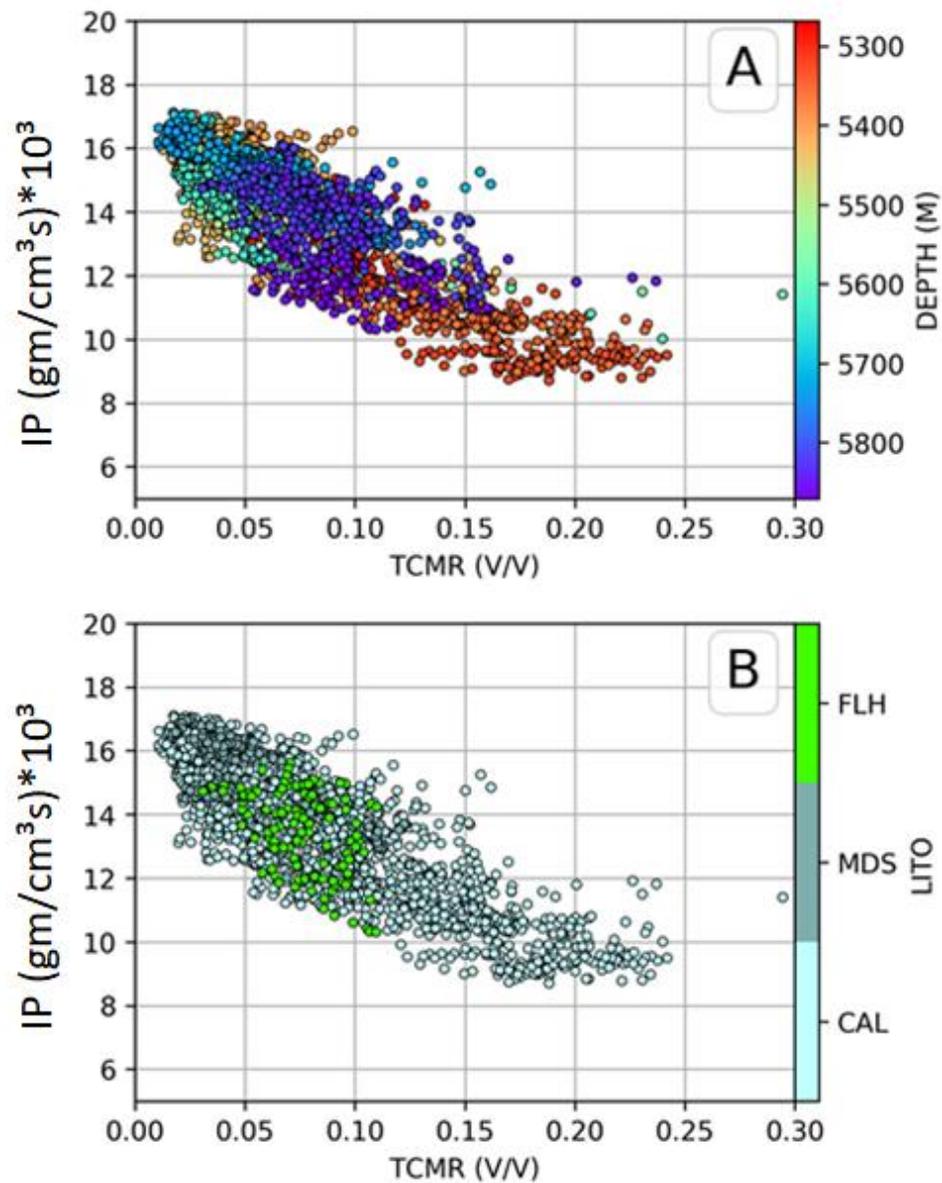


Figura 29: Gráficos diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-683A (FLH – folhelho, MDS – *mudstone* e CAL – calcário microbial).

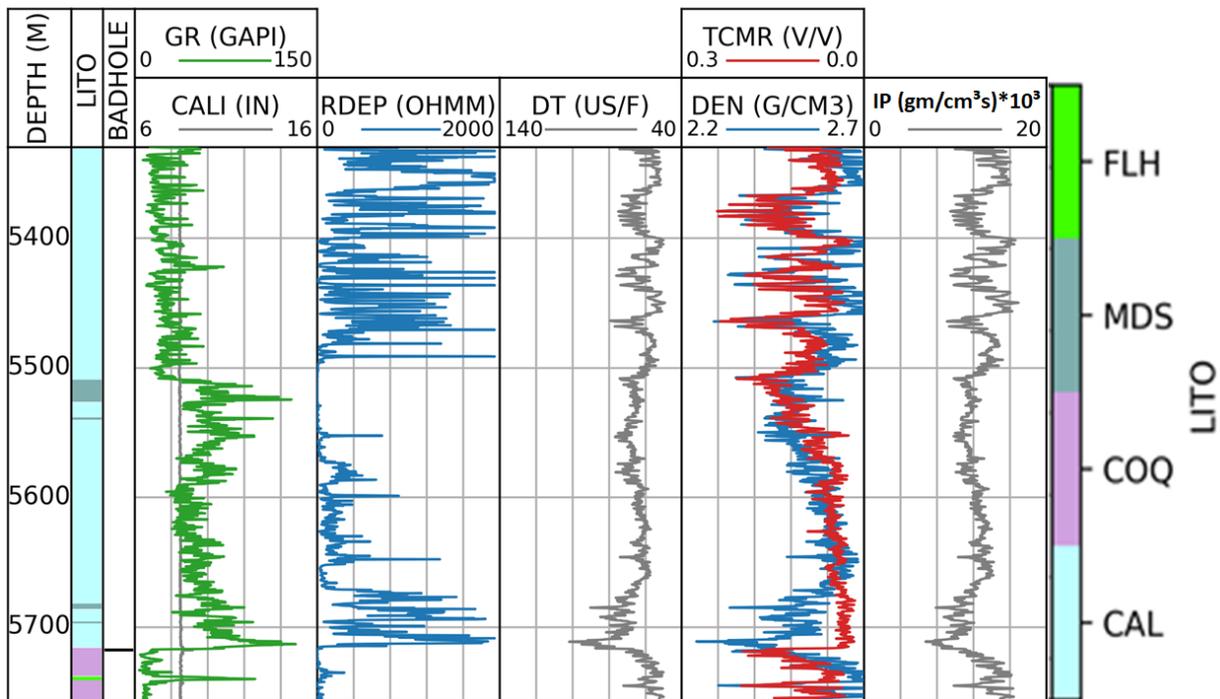


Figura 30: Perfis do poço 3-RJS-713. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.

O poço 1-RJS-652A foi analisado desde a base do sal até o embasamento, apresentando um maior número de fácies (Figura 34). As fácies carbonáticas apresentam uma grande dispersão e sobreposição nos valores de impedância acústica, o que torna difícil a diferenciação entre as fácies com base neste parâmetro.

Essa dispersão pode estar associada à diferença de porosidade, como foi observado nas análises anteriores. As exceções são as margas, que apresentam altos valores de impedância acústica com uma moda bem definida, podendo ser distinguida das demais fácies carbonáticas.

Os folhelhos e siltitos também possuem uma moda bem definida nos seus histogramas, concentrando-se em valores de impedância menores, ao redor de 8.000 (m/s) (g/cm³). As fácies dolomita e folhelho apresentaram uma distribuição bimodal, que pode ser um indício de erros de classificação ou de regiões com características diferentes.

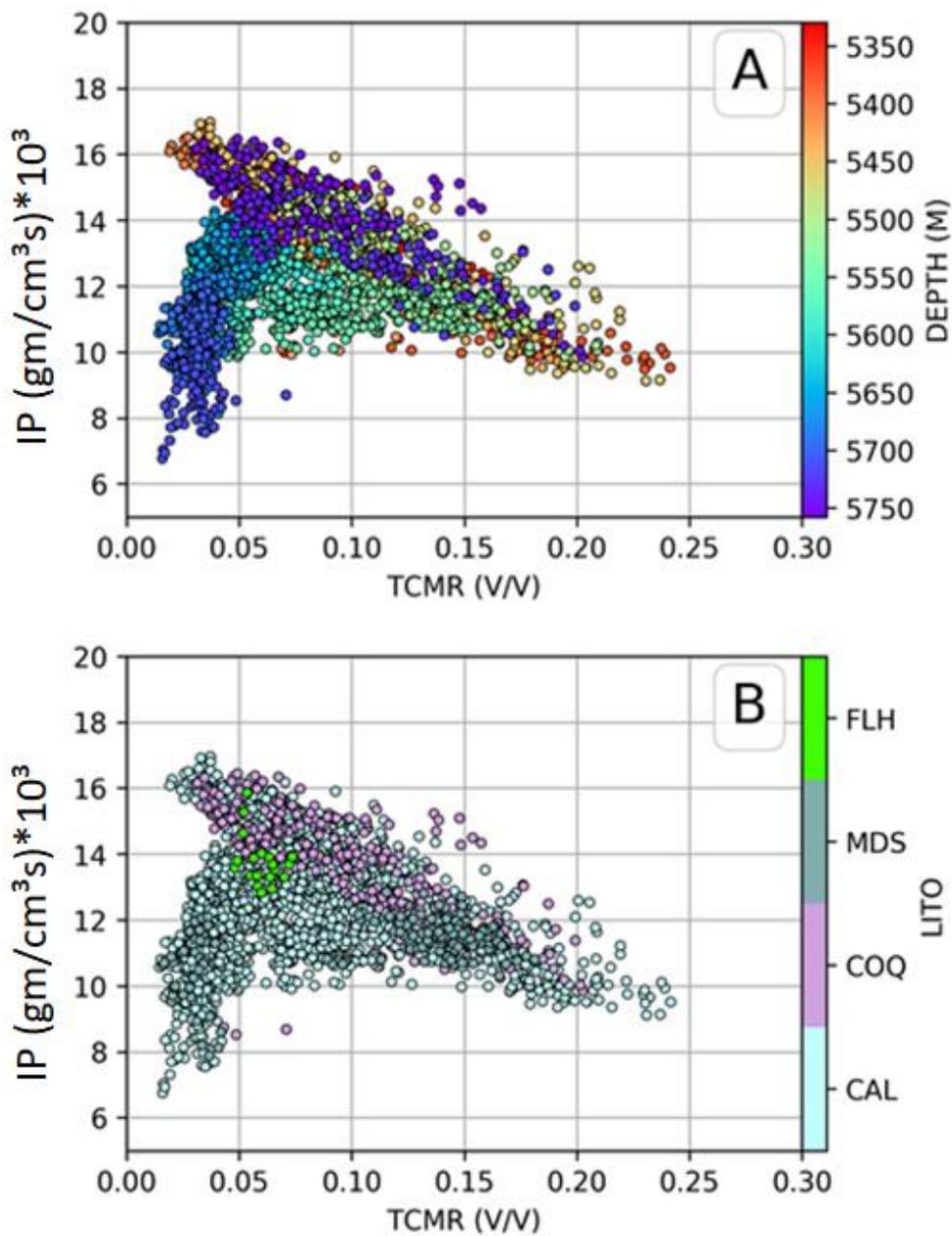


Figura 31: Gráficos diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-713 (FLH – folhelho, MDS - *mudstone*, COQ – coquina e CAL – calcário microbial).

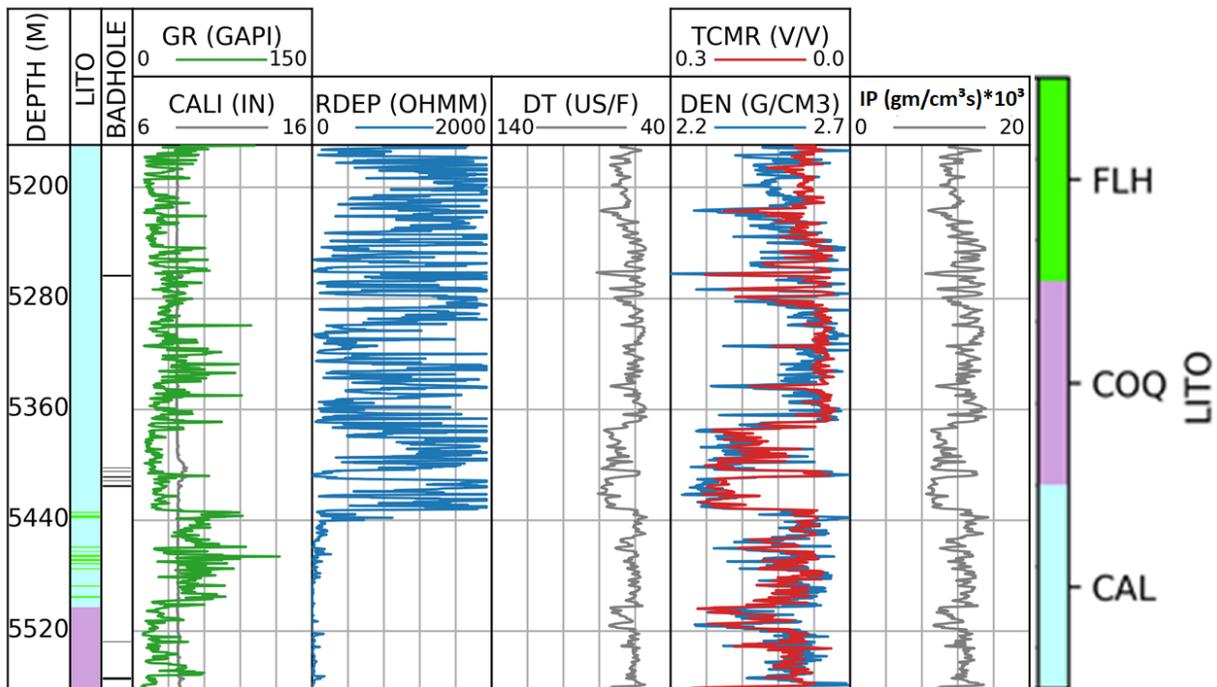


Figura 32: Perfis do poço 3-RJS-732. Os dados estão dispostos da seguinte forma: trilha 1: profundidade; trilha 2: litologia; trilha 3: regiões descartadas devido a variações no perfil de cáliper; trilha 4: raios gama (verde) e cáliper (cinza); trilha 5: resistividade profunda; trilha 6: sônico (DT); trilha 7: porosidade TCMR (vermelho) e densidade (azul); trilha 8: impedância acústica.

Os poços 3-RJS-683A, 3-RJS-713 e 3-RJS-732 apresentaram características semelhantes nos histogramas. Nestes poços também há uma grande dispersão nos valores de impedância dos calcários, o que, provavelmente, está associado com as variações de porosidade.

Diferentemente do observado no poço 1-RJS-652A, os folhelhos dos demais poços apresentam valores de impedância próximos aos dos carbonatos, como já havia sido notado anteriormente. Também é visto que os *mudstones* têm valores diferentes de impedância acústicas nos poços 3-RJS-683A e 3-RJS-713.

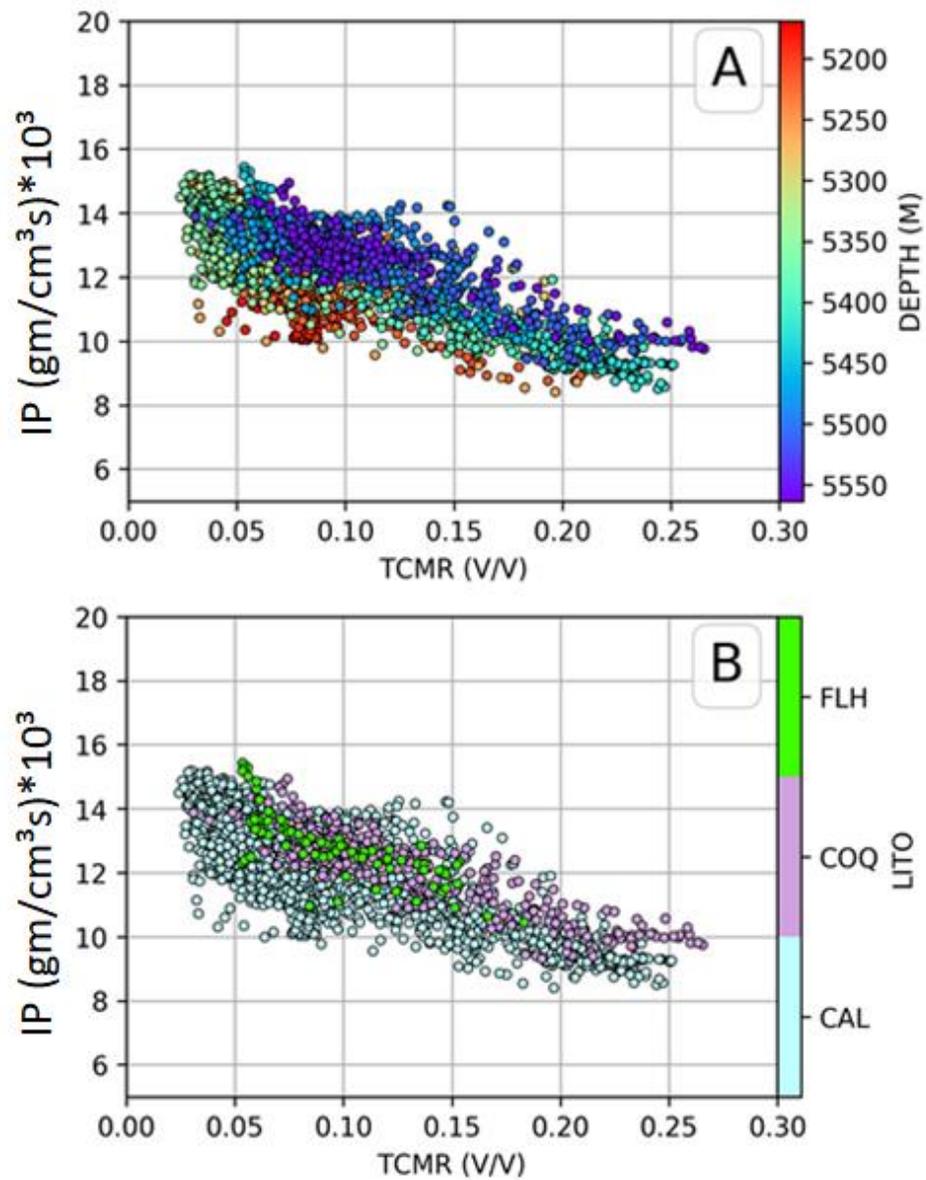


Figura 33: Gráfico diagnósticos dos perfis de porosidade total obtida a partir do perfil de NMR (TCMR) e impedância acústica (IP) com relação à profundidade (A) e a litologia (B) do poço 3-RJS-732.

As funções de densidade de probabilidade (PDFs, do inglês *probability density function*) foram obtidas com a utilização do kernel gaussiano para cada uma das fácies. As PDFs obtidas são apresentadas na Figura 38.

Como já havia sido discutido anteriormente, as distribuições das fácies calcário, coquina, *mudstone* e dolomita têm uma alta variância. Além disso, os *mudstones* e as dolomitas possuem duas modas bem definidas. No caso dos *mudstones*, cada moda corresponde a um poço diferente (3-RJS-683A e 3-RJS-713).

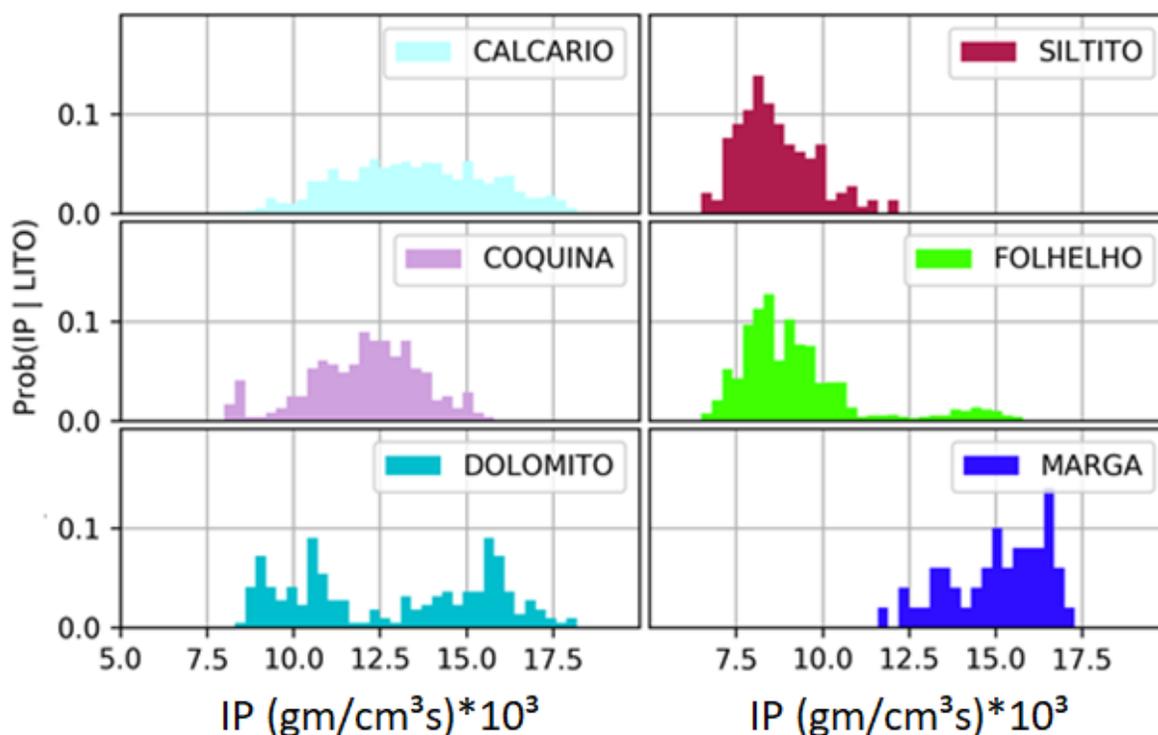


Figura 34: Histogramas da impedância acústica por fácies para o poço 1-RJS-652A. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1.

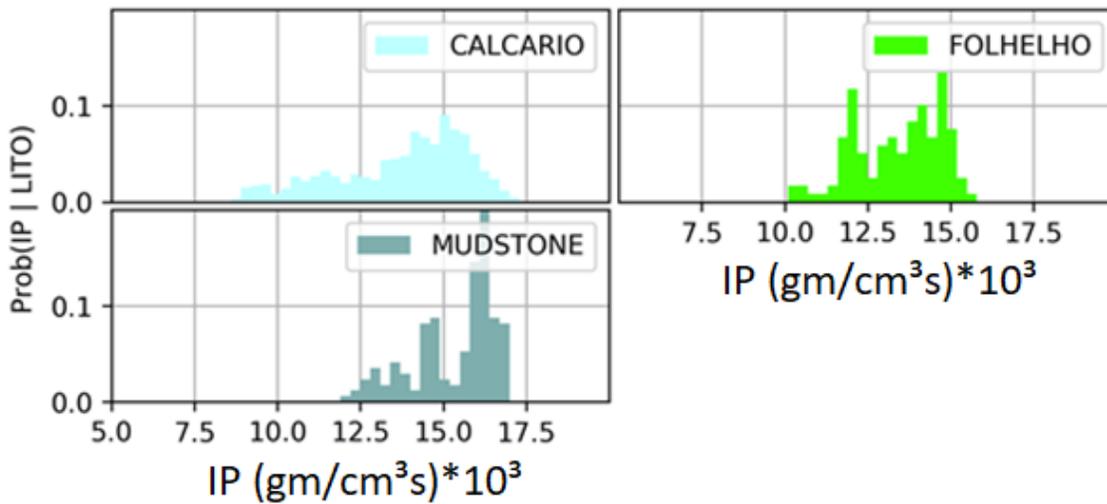


Figura 35: Histogramas da impedância acústica por fácies para o poço 3-RJS-683A. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1.

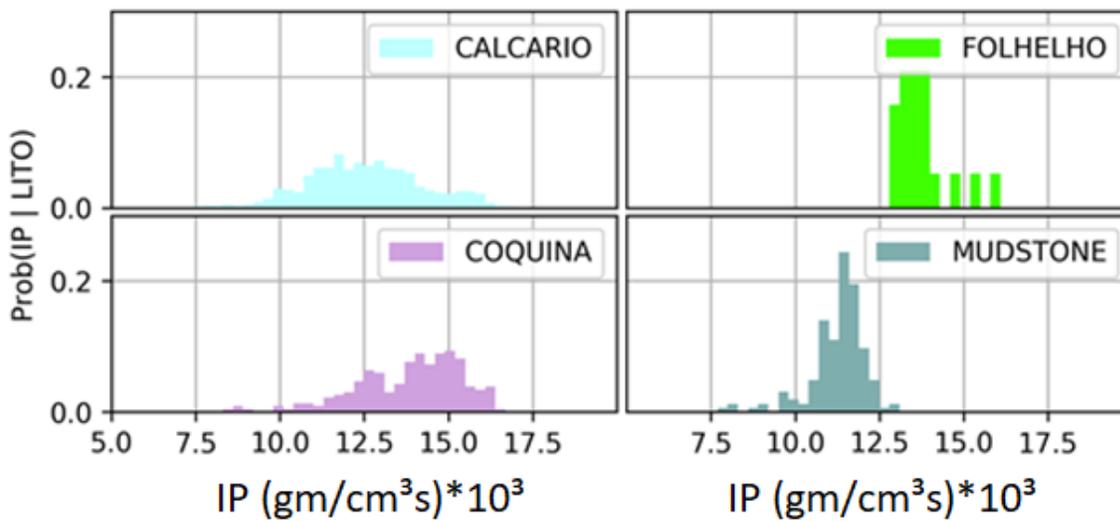


Figura 36: Histogramas da impedância P por fácies para o poço 3-RJS-713. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1.

As distribuições dos folhelhos e siltitos concentram-se em valores de menor impedância acústica quando comparado com as rochas carbonáticas, fato observado em todos os poços.

Os folhelhos possuem duas modas: uma maior, de baixa impedância, encontrada na Formação Piçarras do poço 1-RJS-652A; e, outra moda menor, com maiores valores de impedância acústica, que estão relacionados aos folhelhos presentes na Formação Barra Velha dos poços 3-RJS-683A e 3-RJS-732. Por sua vez, a distribuição das margas concentra-se à direita da escala de impedância acústica.

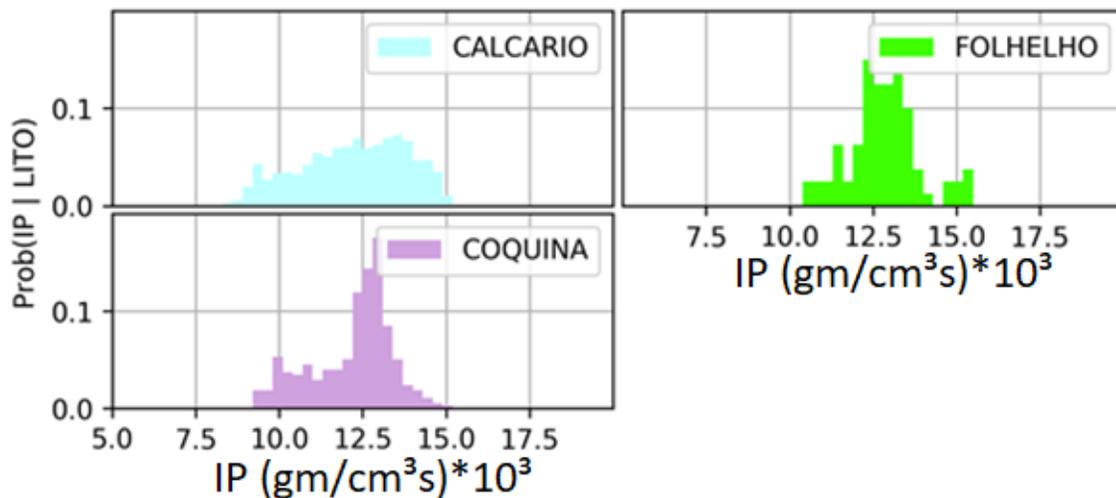


Figura 37: Histogramas da impedância P por fácies para o poço 3-RJS-732. Em cada um dos histogramas a soma das alturas das barras é igual a 1.

A Figura 39 mostra todas as PDFs estimadas em um único gráfico. Essa figura sintetiza bem as discussões realizadas, demonstrando que a impedância acústica tem boa capacidade de discriminar os folhelhos e siltitos dos carbonatos.

Devido à grande sobreposição das PDFs das fácies carbonáticas fica evidente a dificuldade de separá-las usando apenas a impedância acústica. Porém, as análises realizadas mostram uma boa correlação entre a impedância acústica e a porosidade nos carbonatos, principalmente no microbialito e na coquina, no qual possui uma relação inversa quase linear, ou seja, quanto menor a impedância acústica maior a porosidade.

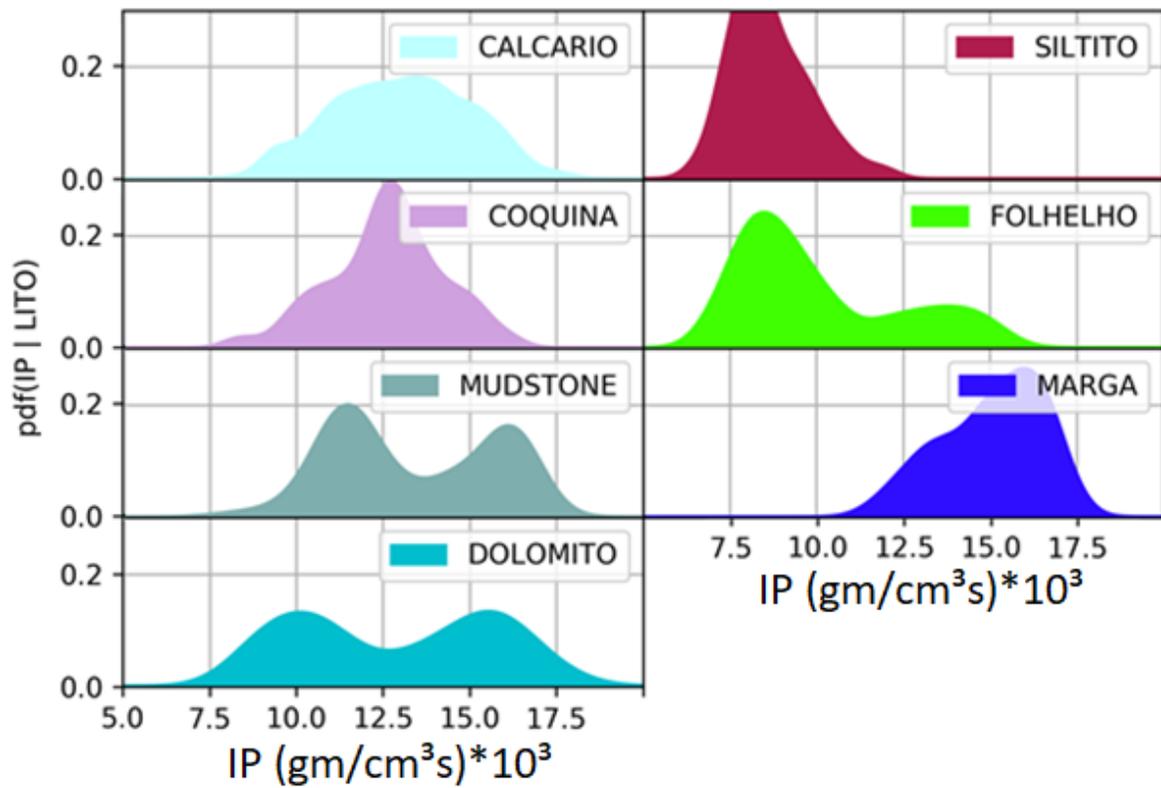


Figura 38: PDFs para as fácies utilizando os dados de todos os poços. As PDFs foram estimadas utilizando o kernel gaussiano. Cada gráfico corresponde a uma fácies e em cada um deles a área da PDF é igual a 1.

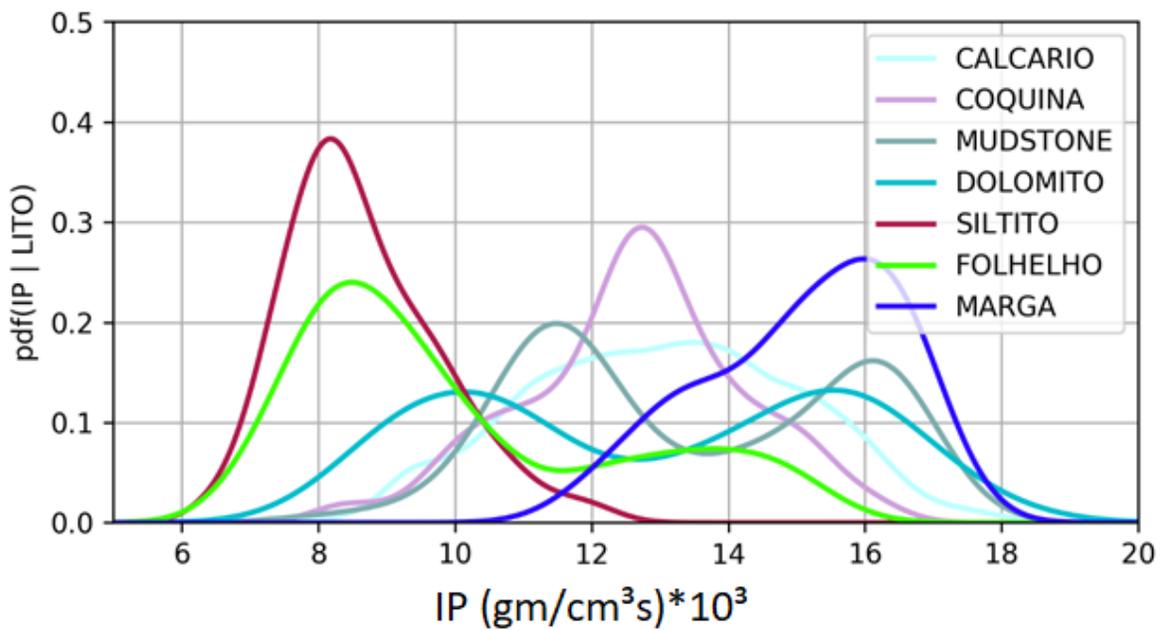


Figura 39: PDFs estimadas para todas as fácies. As PDFs foram estimadas utilizando o kernel gaussiano. Cada PDF corresponde a uma fácies e a área da PDF é igual a 1.

5.2.2 Análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação ao tipo de fluido

As análises de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação ao fluido foram realizadas no poço 3-RJS-683A, pois a região no entorno deste poço foi a selecionada para o estudo de AVO e inversão elástica.

Neste poço, o contato gás-óleo (CGO) foi interpretado na profundidade 5.379m. Para a sua interpretação, foi levado em consideração os valores dos perfis de resistividade que após esta profundidade apresentam uma grande diminuição. Observa-se também que os perfis sônicos compressional (DT) e cisalhante (DTS) sofrem diminuição (maiores velocidades compressional e cisalhante) e aumento do perfil densidade (RHOB). As informações contidas nos relatórios sobre os testes, que indicam a presença de gás ou óleo, também foram levadas em consideração para determinação da profundidade do CGO (Figura 40).

O contato óleo-água (COA) foi identificado na profundidade de 5.444m, no qual os perfis de resistividades se aproximam de zero. Existe um intervalo de incerteza na profundidade deste contato, que pode chegar até 5.478m (Figura 40).

A Figura 41 mostra o cáliber, raios Gamma, porosidade obtida pela ressonância nuclear magnética (TCRM) e nêutron (NPHI), RHOB, DT e DTS, saturação de água estimada (S_w) e concentração de CO_2 para o poço 3-RJS-683A .

A seguir, foram conduzidas algumas análises a respeito do comportamento dos parâmetros elásticos em relação aos diferentes fluidos encontrados. A Figura 42 mostra a separação dos tipos de fluidos, a partir da análise do comportamento da impedância acústica (IP) e a razão da velocidade compressional pela velocidade cisalhante (VP/VS) no poço 3-RJS-683A. Pode-se notar que as três zonas (gás, óleo e água) ficaram bem definidas. Na zona saturada com gás, os valores de VP/VS e de IP são baixos. Já na zona de óleo, os valores de VP/VS são baixos e ocorrem altos valores de IP, enquanto na zona de água os valores de VP/VS são altos e IP possui uma alta dispersão, apresentando tantos valores baixos quanto altos. Este gráfico mostra o grande potencial da utilização da inversão elástica para separar os tipos de fluido nas proximidades deste poço. Se utilizarmos somente os valores de impedância acústica (ou seja, somente a inversão pós-empilhamento) existe muita sobreposição na diferenciação do tipo de fluido.

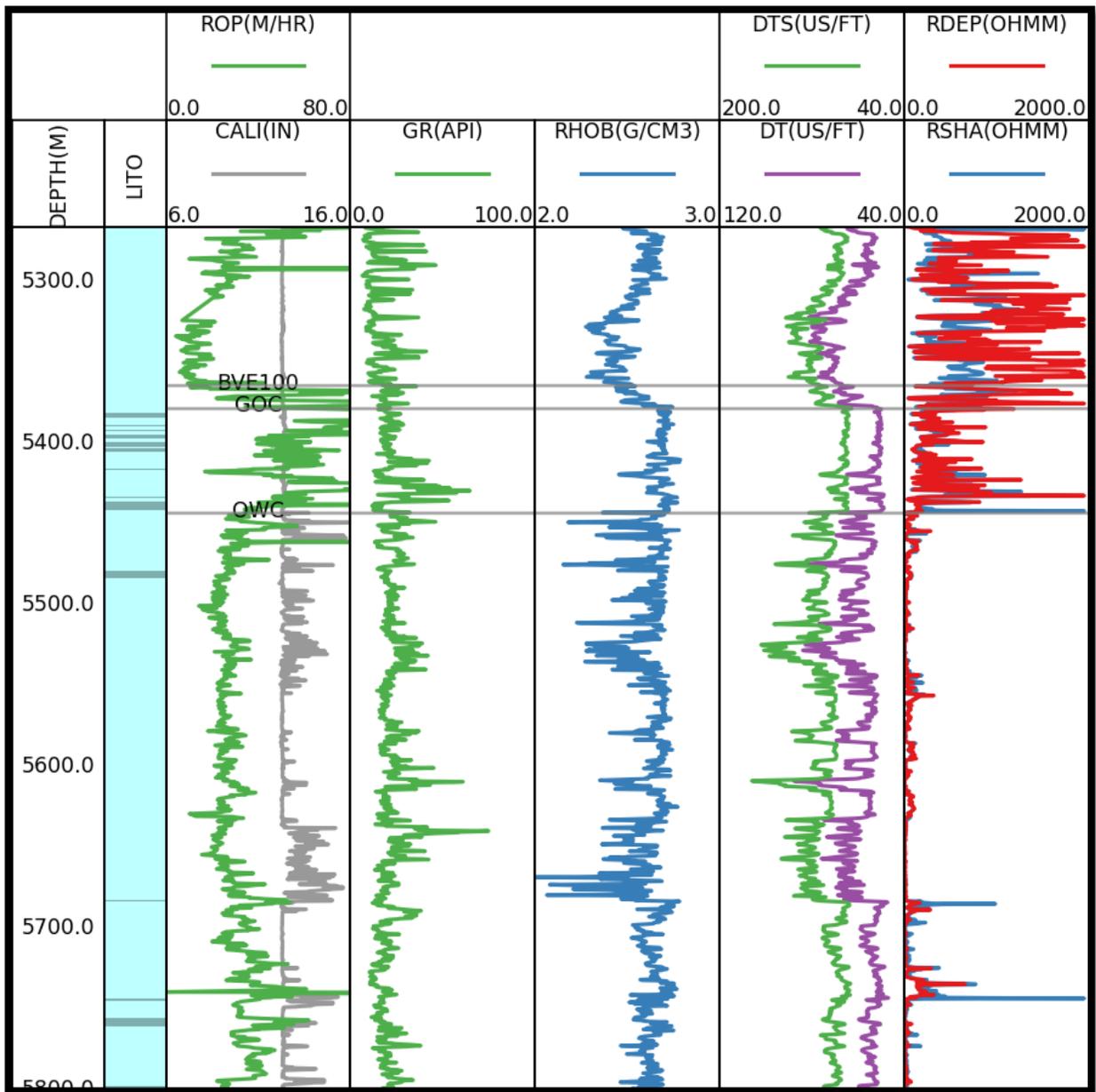


Figura 40: Perfis do poço 3-RJS-683A com os contatos BVE100, gás-óleo (GOC) e óleo-água (OWC) interpretados.

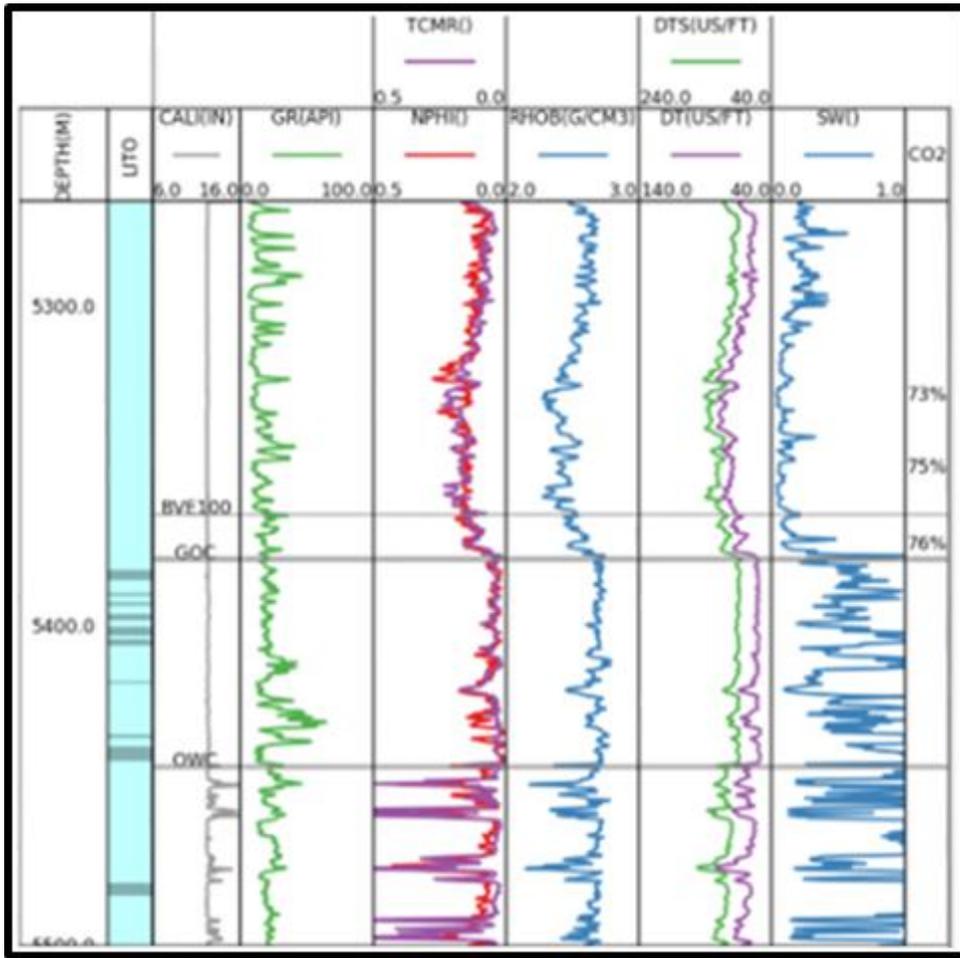


Figura 41: Perfis cáliper, raios Gamma, ressonância nuclear magnética (TCRM), nêutron (NPHI), RHOB, DT e DTS, saturação de água estimada (Sw) e concentração de CO₂ do poço 3-RJS-683A.

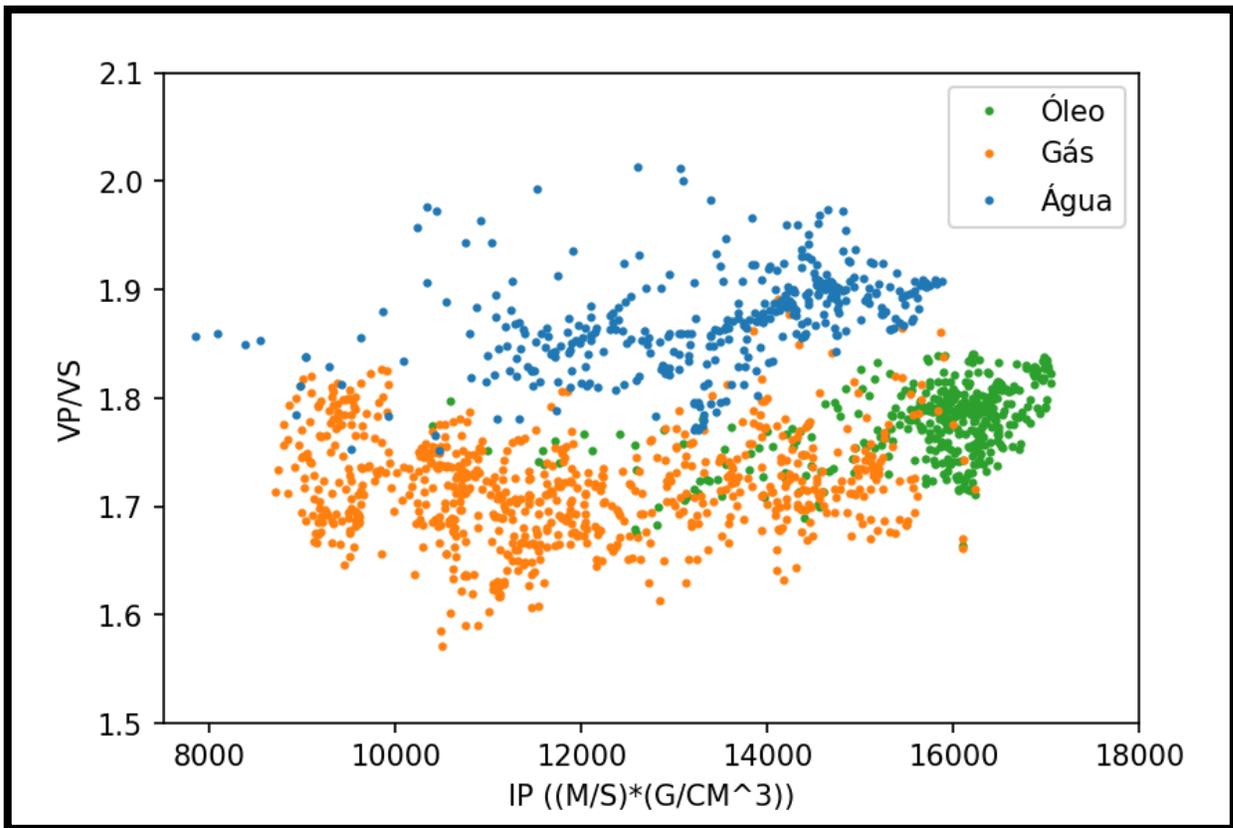


Figura 42: Relação impedância acústica (IP) versus razão da velocidade compressional pela velocidade cisalhante (VP/VS) considerando o tipo de fluido no poço 3-RJS-683A.

Posteriormente, foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos em relação aos diferentes fluidos. Para isso, utilizou-se a equação de Gassmann (Smith *et al.*, 2003) para fazer a substituição de fluidos na zona de gás. Somente a zona de gás foi analisada neste estudo, pois é nela que se encontram as maiores porosidades. As outras zonas, principalmente a de óleo, apresentam baixos valores de porosidade e, por isso, os parâmetros elásticos são pouco dependentes dos fluidos presentes.

A Figura 43 mostra os dados da zona de gás da Figura 42, porém, adicionando duas diferentes condições de saturação obtidas pela substituição de fluido: saturado com óleo e saturado com água. Observa-se que nas regiões de menor impedância acústica (associados a uma maior porosidade) a razão VP/VS apresenta uma maior sensibilidade em relação aos fluidos. Já nas porosidades mais baixas (altas impedâncias acústicas), a influência do fluido diminui, produzindo três nuvens de pontos praticamente superpostas. Também é possível observar que a impedância acústica isoladamente não é um bom indicador de fluido, porém é um bom indicador de porosidade.

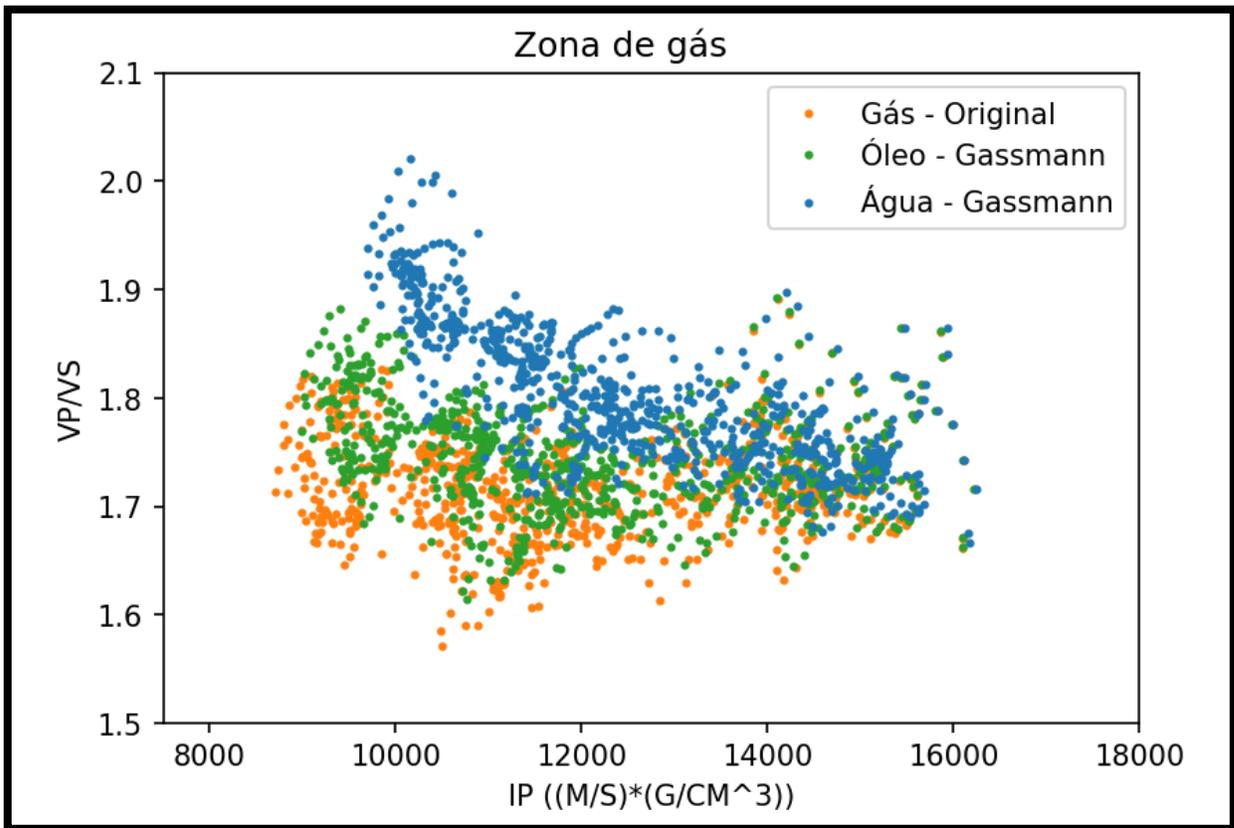


Figura 43: Relação impedância acústica (IP) versus razão da velocidade compressional pela velocidade cisalhante (VP/VS) considerando somente a zona saturada com gás do poço 3-RJS-683A com a simulação de diferentes cenários desta zona (saturada com água e com óleo) utilizando as equações de Gassmann.

Além dos parâmetros elásticos, mostrados nas Figura 42 e 43 com maior detalhe, a mesma análise foi conduzida com outros seis pares de parâmetros elásticos, a fim de identificar se algum deles resultaria em uma melhor discriminação das zonas saturadas com diferentes fluidos.

A Figura 44 mostra o comportamento desses seis pares de parâmetros nas três zonas. Nota-se que alguns pares de parâmetros apresentam relações quase lineares entre si, não sendo assim bons para discriminação de fluidos, já que a informação trazida por eles é praticamente redundante.

Dentre as combinações que envolvem VP/VS e a razão de Poisson (que é dependente da razão VP/VS) podem ser consideradas as que apresentam maior capacidade de discriminação das zonas analisadas, pois produzem três agrupamentos de pontos bem definidos.

Já na Figura 45, foi utilizado mais uma vez a substituição de fluidos de Gassmann na zona de gás. Desse modo é possível isolar a influência de outros fatores, como a porosidade na capacidade dos parâmetros elásticos de diferenciar fluidos, uma vez que, nesse caso, os dados são

todos relativos à mesma zona. Os resultados corroboram o que foi dito anteriormente, porém, mostra que não é possível separar com precisão rochas saturadas com óleo e gás.

As análises feitas nos gráficos de dispersão, quando usadas em conjunto com os dados obtidos através da inversão elástica, se tornam uma poderosa ferramenta na identificação de zonas de interesse no volume de dados sísmicos. Uma vez definidos parâmetros capazes de discriminar diferentes zonas nos gráficos diagnósticos, os mesmos também podem ser utilizados em cubos de propriedades obtidos pela inversão.

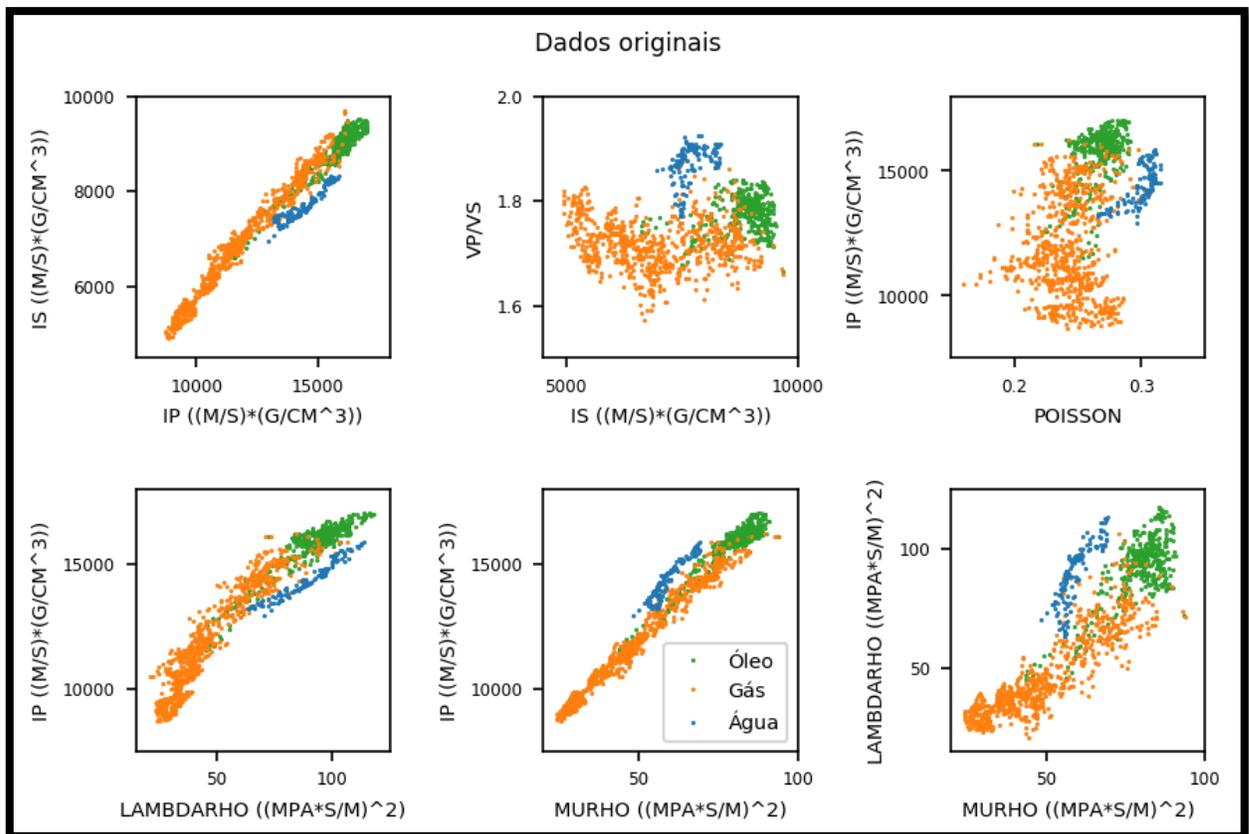


Figura 44: Análise de diferentes combinações dos parâmetros elásticos considerando o tipo de fluido no poço 3-RJS-683A.

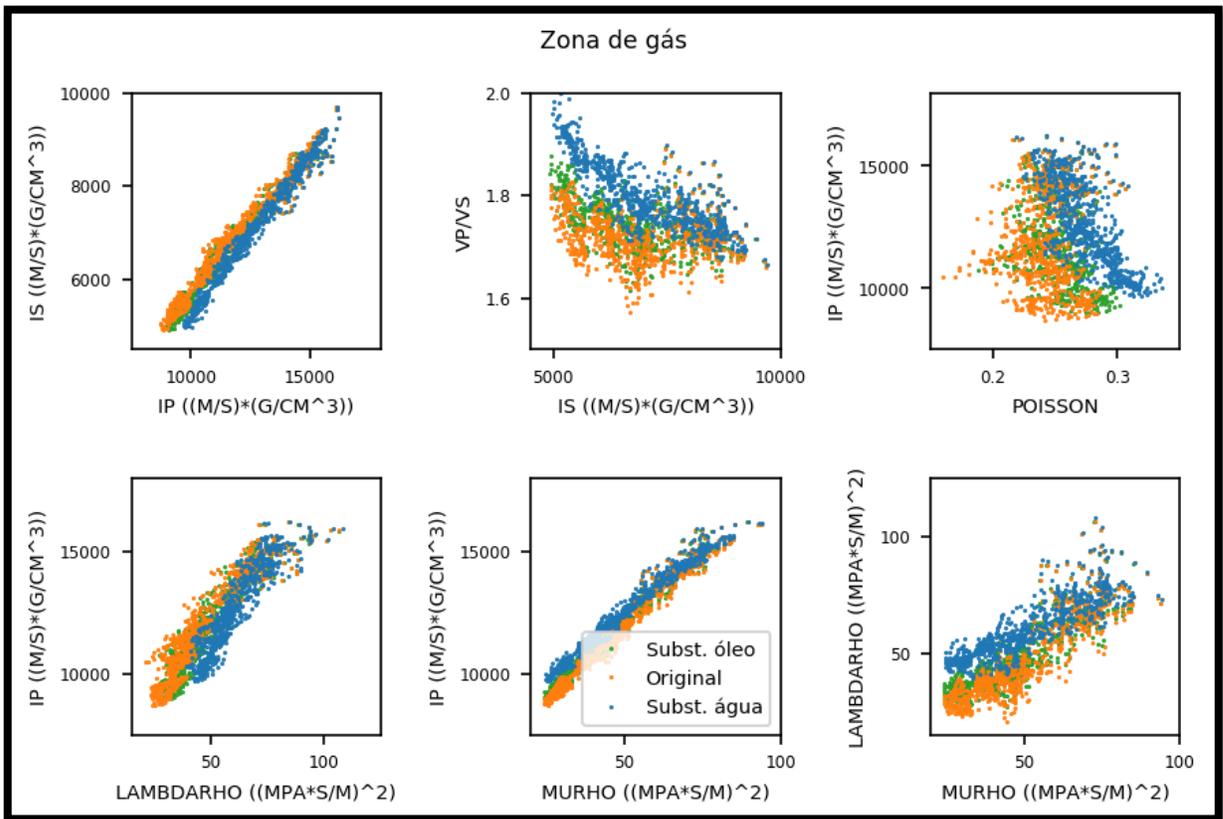


Figura 45: Relações entre diferentes parâmetros elásticos considerando somente a zona saturada com gás do poço 3-RJS-683A com a simulação de diferentes cenários desta zona (saturada com água e com óleo) utilizando as equações de Gassmann.

5.3 Inversão sísmica e análise de AVO

O aumento de capacidade dos meios computacionais registrado nos últimos anos, tem permitido o surgimento de novas técnicas de análise dos dados sísmicos através da exploração de algoritmos, que procuram relacionar as propriedades petro-elásticas das formações rochosas com atributos sísmicos, estabelecendo correlações entre alguns destes atributos com as características permo-porosas e mecânicas das litologias.

Diante dos desafios de caracterizar os reservatórios carbonáticos da seção pré-sal, foi realizado um estudo de atributos sísmicos e inversão acústica em toda a área. A partir da interpretação sísmica e dos resultados dessa inversão, foi selecionada uma área piloto para o uso da técnica de AVO e da inversão elástica.

A inversão acústica teve como objetivo principal identificar as zonas de menor impedância acústica (sendo estas regiões associadas a uma maior porosidade) e utilizar esta propriedade como um dos atributos sísmicos para a classificação de sismofácies. Este atributo foi usado para identificar e separar *build-ups* de plataformas agradacionais/progradacionais e fácies de escorregamento. A partir dos resultados deste trabalho citado, foi publicado o artigo Ferreira *et al.* (2019).

Por sua vez, a análise de AVO e inversão elástica foram usadas com o objetivo principal de identificar e mapear possíveis zonas com maior concentração de gás no entorno do poço 3-RJS-683A e verificar a viabilidade desta técnica na separação de zonas de gás na área, que podem estar associados com uma alta concentração de CO₂.

Como os dados sísmicos pós e pré-empilhamento estavam todos no domínio da profundidade e o software utilizado não realiza inversão neste domínio, houve a necessidade de converter todos os dados utilizados, sendo eles: volumes sísmicos, perfis de poços e horizontes sísmicos; para o domínio do tempo, usando o modelo de velocidade intervalar. Após os processos de inversão, os volumes dos parâmetros elásticos foram convertidos de volta para o domínio da profundidade.

A inversão acústica foi realizada na Formação Barra Velha em toda a área do bloco BM-S-24. Já o estudo de AVO e a inversão elástica também foram realizados nesta formação, porém

apenas na região do entorno do poço 3-RJS-683A, pois não havia estrutura computacional para o estudo na área completa.

5.3.1 Inversão pós-empilhamento

Para a construção do modelo de *background* da impedância acústica, selecionaram-se apenas três dos quatro poços disponíveis. O poço 3-RJS-683A ficou como um controle de qualidade dos resultados, como uma forma de teste cego. Este modelo foi construído com a interpolação das impedâncias acústicas dos perfis de poços filtradas até 20Hz, tendo como guia os horizontes da Base do Sal e da discordância Pré-Alagoas.

Na amarração poço-sísmica, os parâmetros para a geração do modelo de baixa e a inversão sísmica foram ajustados priorizando a região de interesse, que é limitada pelos horizontes guia. A Tabela 5 mostra os coeficientes de correlação obtidos na amarração dos perfis de poços com o dado sísmico.

Tabela 5: Coeficientes de correlação obtidos na amarração poço-sísmica.

Poço	Coefficiente de correlação	Intervalos (ms)	<i>Inline</i>	<i>Crossline</i>
1-RJS-652A	0,56	4560 - 4937	4035	4166
3-RJS-683A	0,7	4706 - 5056	4624	4285
3-RJS-713	0,78	4859 - 5180	6038	3499
3-RJS-732	0,63	4663 - 4986	3424	3957

Os parâmetros da inversão sísmica foram definidos através de uma série de testes em uma área reduzida, sendo selecionados para a aplicação em todo o volume os seguintes valores:

- fator de escala igual a 0,20;
- peso do modelo de *background* 30%;
- máxima variação do modelo de *background* 20%;
- número de interações igual a 100.

As curvas de IP extraídas do modelo, nas posições dos poços, obtidos a partir da inversão e os perfis dos poços de IP, filtrados até 60Hz, são mostradas na Figura 46. Todas as impedâncias

acústicas estimadas na localidade dos poços apresentam uma boa correlação com as impedâncias acústicas calculadas a partir dos perfis de poços, principalmente no poço 3-RJS-732.

No poço 3-RJS-683A, a impedância acústica estimada apresenta-se apenas como uma tendência da impedância acústica calculada no poço. A curva extraída do volume aparenta ter uma frequência menor que a do perfil, como se estivesse suavizada.

A Figura 47 demonstra o resultado da inversão acústica na seção *inline* 3424, linha que contém o poço 3-RJS-732. Na imagem é possível visualizar a boa correlação entre a curva IP filtrada do poço com a seção. Nas regiões com altas estratificações, nota-se que a impedância acústica conseguiu representar bem as intercalações das camadas delgadas. Também é perceptível a alta similaridade da impedância acústica estimada e o perfil de impedância acústica do poço 3-RJS-732, demonstrando o êxito na metodologia.

Na Figura 48 é visualizada a impedância acústica estimada na *inline* 4037 sobreposta pelo perfil impedância acústica do poço 1-RJS-652A. É possível notar como a inversão acústica, mais uma vez, conseguiu representar muito bem as camadas delgadas na proximidade do poço, que possuem altos valores de impedância acústica. Estes altos valores (azul) podem estar associados aos carbonatos com baixa porosidade e a presença de anidrita na saída da camada do sal.

Uma vez que a inversão acústica tenha sido validada, como discutido, foram gerados três mapas em profundidade (*depth slice*), contando a partir da base do sal, para investigar a variação de porosidade. Esses mapas de impedância acústica foram extraídos nas posições da base do sal, e a 35m e 70m abaixo desta superfície (Figura 49, 50 e 51, respectivamente). Essas imagens mostram um aumento da impedância acústica com a profundidade.

É possível notar, a partir da Figura 49, que os poços 3-RJS-683A e 3-RJS-713 foram perfurados em uma área com baixos valores de impedância acústica. Porém, com o aumento da profundidade (Figura 50 e 51), somente a região do poço 3-RJS-683A continua apresentando valores mais baixos de impedância. Esta área também foi identificada, na interpretação sísmica, como sendo possivelmente uma estrutura de *build-ups* carbonático, outro fator que auxiliou na seleção da área para análise de AVO e inversão elástica. Também se nota, nos três mapas, que o poço pioneiro (1-RJS-652) foi perfurado em uma região com altíssimos valores de impedância acústica. Todas estas análises são corroboradas com os perfis de poços, demonstrando a confiabilidade dos resultados obtidos com a inversão sísmica.

Como conclusão, esses baixos valores de impedância acústica, provavelmente, estão associados a regiões com maiores porosidades, pois, como analisado nos perfis de poços, a porosidade apresentou uma boa correlação linear inversa com impedância acústica (Figura 27, 29, 31 e 33).

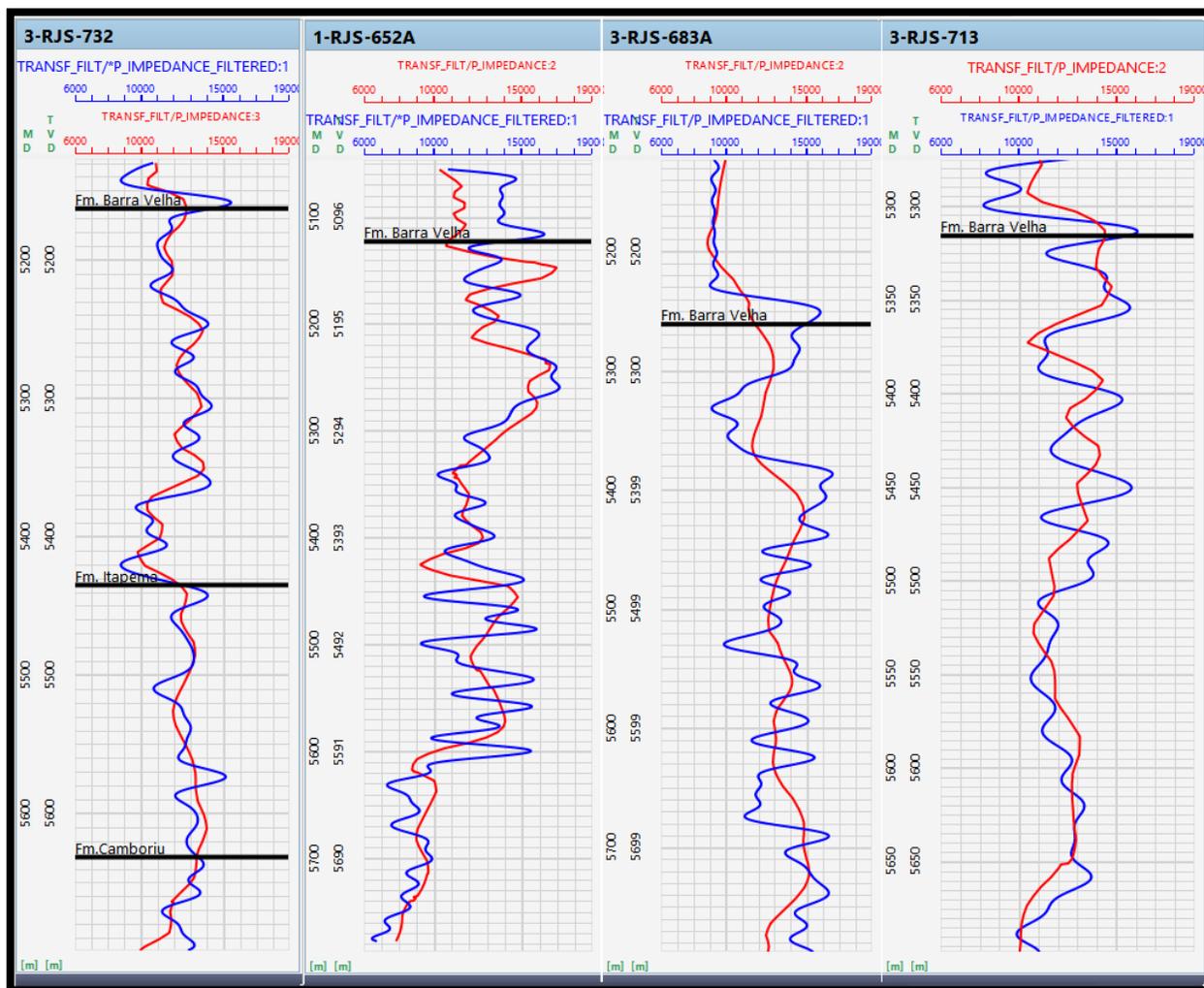


Figura 46: Comparação das impedâncias acústicas filtradas até 60Hz dos poços (curvas azuis) e as impedâncias acústicas estimadas (curvas vermelhas) para todos os poços da área

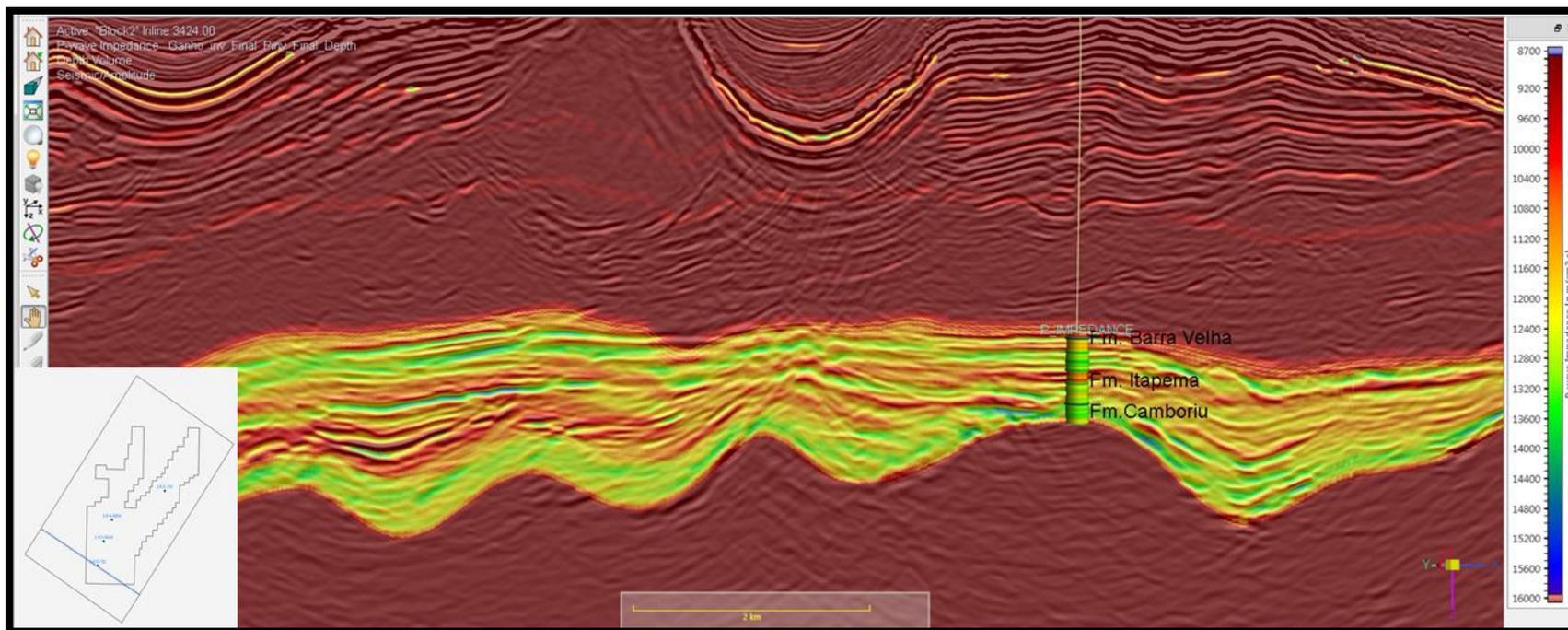


Figura 47: Amplitude sísmica do dado com ganho, resultado da inversão sísmica e a impedância acústica filtrada até 60Hz no poço 3-RJS-732. Esta imagem mostra como a impedância acústica estimada conseguiu representar bem as intercalações de camadas delgadas e possui uma alta similaridade com a impedância acústica filtrada do poço.

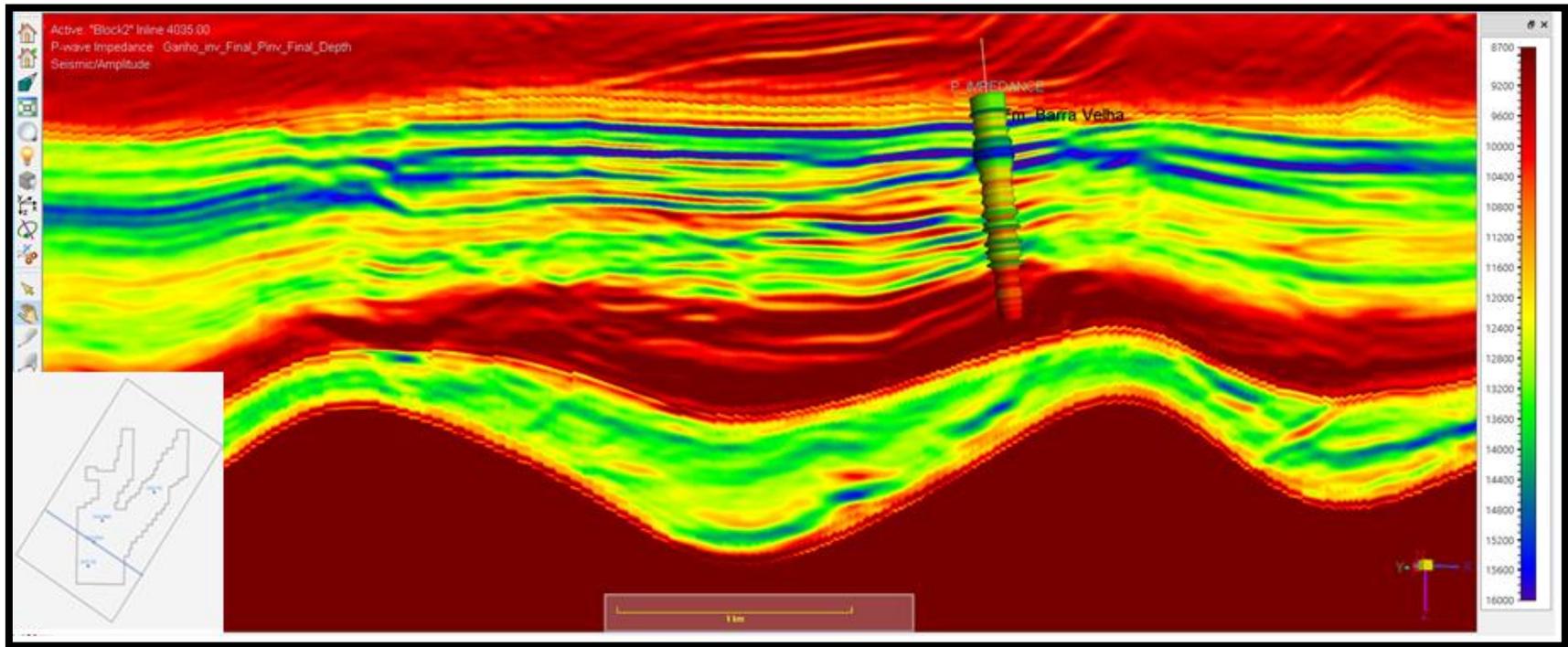


Figura 48: Inline 4035 mostrando a impedância acústica estimada com exagero de 400% na vertical. Na região do poço 1-RJS-652A possui camadas de alta impedância acústica nas proximidades da base do topo do sal, o que é coerente com o perfil deste poço.

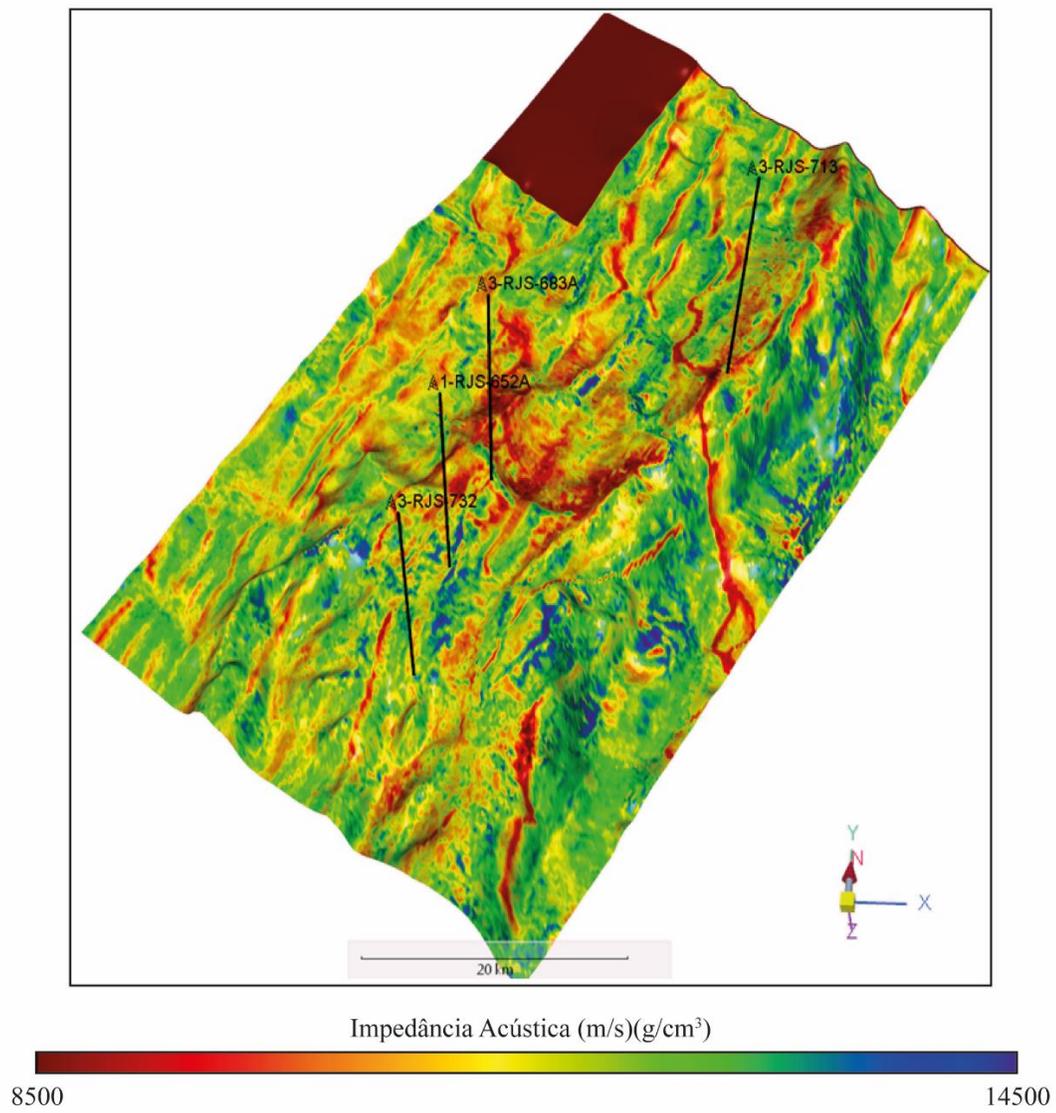


Figura 49: Mapa de impedância acústica sobre a Base do Sal, mostrando uma região central, próxima ao poço 3-RJS-683A, com baixos valores de impedância acústica.

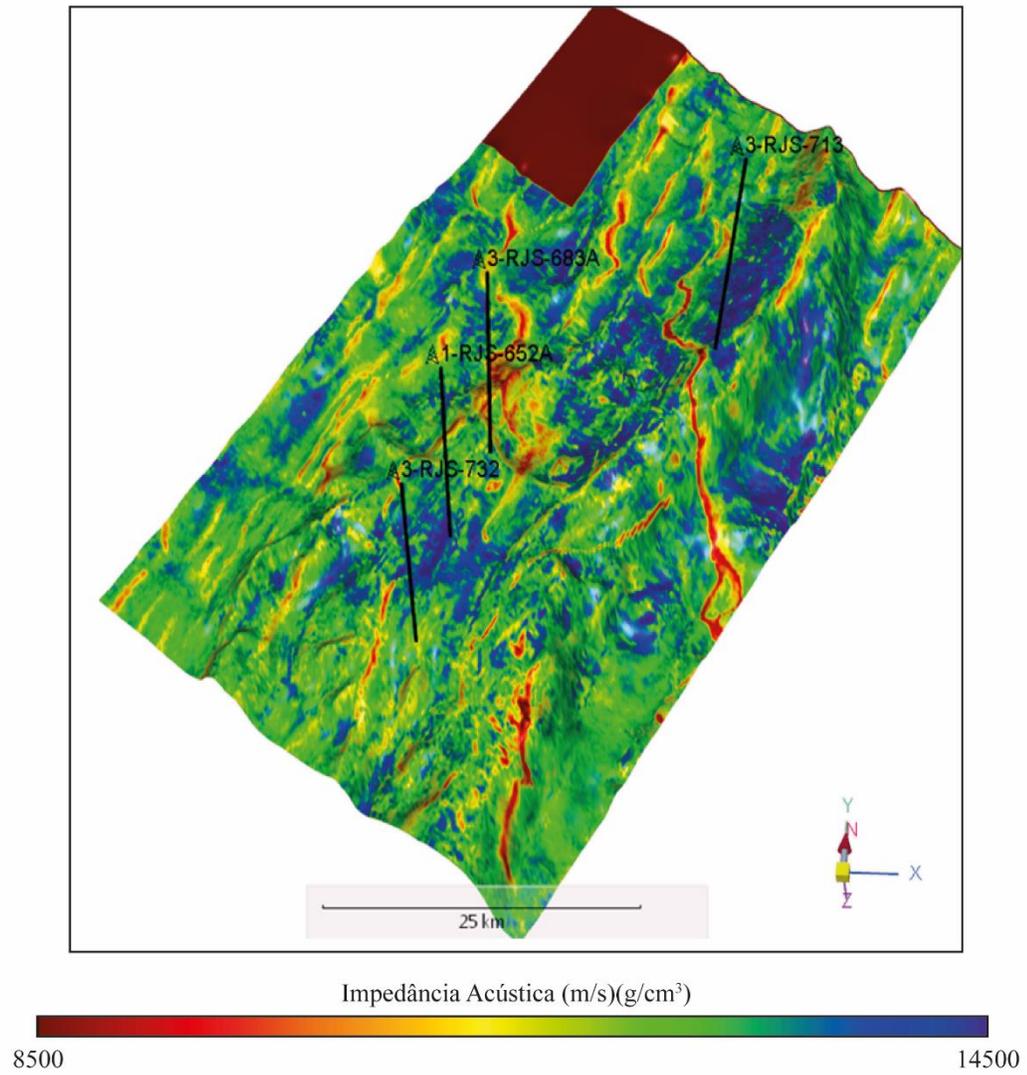


Figura 50: Mapa de impedância acústica sobre a superfície 35m abaixo da Base do Sal. Nota-se um grande aumento da impedância acústica na região do poço 3-RJS-713, quando comparado com o mapa da Base do Sal.

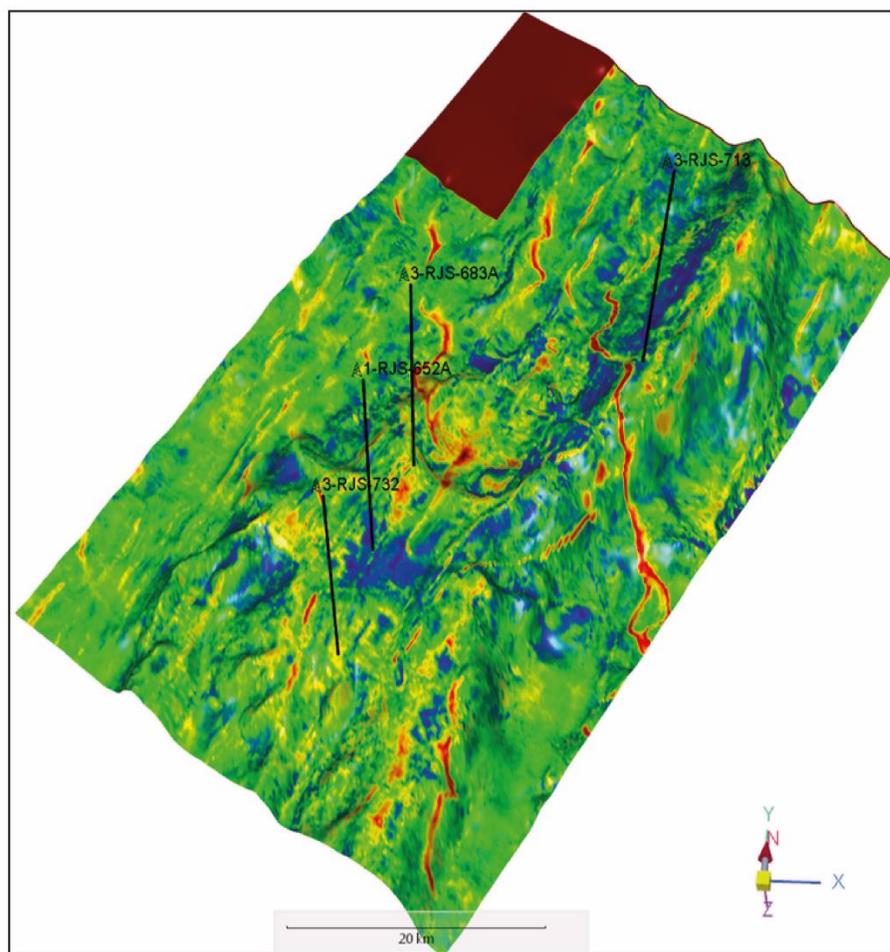


Figura 51: Mapa de impedância acústica sobre a superfície de 70m abaixo da Base do Sal. Nota-se um aumento dos valores de impedância acústica em toda a área, quando comparado com o mapa da Base do Sal.

5.3.2 Seleção e pré-condicionamento dos dados pré-empilhamento

Após as etapas de interpretação sísmica e inversão acústica, foi selecionada uma área para realizar os estudos de AVO e inversão elástica (Figura 52). A área compreende uma região de alto estrutural, que apresenta feições anticlinais cônicas com padrão sísmico interno caótico, como esperado em estruturas do tipo *build-ups*. Essa região conta ainda com um poço de extensão (3-RJS-683A), cujo informativo geológico de poço (IGP) aponta indício de óleo e gás.

A área selecionada está compreendida entre as *inlines* 4400 e 5500 e as *crosslines* 4100 e 4900, englobando uma área de aproximadamente 137,5km². Segundo o mapa de elevação da base do sal (Figura 52), esta área encontra-se localizada na borda centro-oeste do alto estrutural, definida pelo retângulo amarelo.

Os *gathers*, migrados através do algoritmo *Kirchhoff Prestack Depth Migration*, apresentam 79 traços, com *offset* variando de 365 a 8.165m, no domínio da profundidade e com taxa de amostragem de 5m.

A Figura 53 mostra, delimitado pela elipse em preto, o espessamento das seções rifte superior e sag em um alto estrutural. Podemos observar um padrão sísmico caótico, com atenuação de amplitude sísmica, tanto na seção sag quanto na seção rifte superior, apresentando-se de forma similar às feições do tipo *build-up*.

A área de estudo selecionada apresenta, de forma geral, baixos valores de impedância acústica quando comparado com outras regiões como, por exemplo, nas proximidades do poço 1-RJS-652A (poço pioneiro). Lembrando que, segundo a Figura 29, existe uma boa correlação entre a impedância acústica e a porosidade.

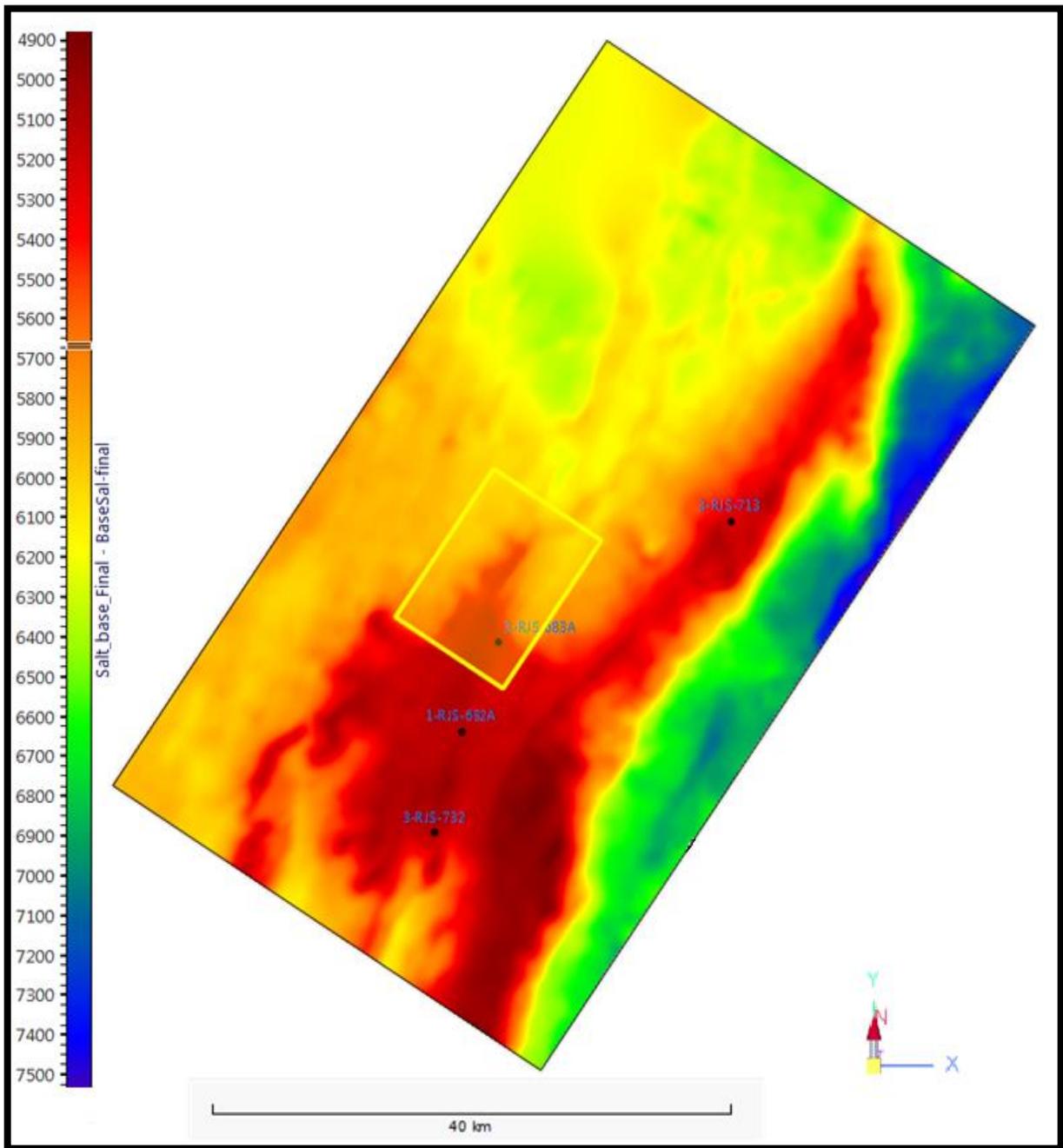


Figura 52: Mapa da base dos evaporitos (topo do reservatório), com a escala de profundidade em cores. O retângulo em amarelo, situado no centro-oeste da imagem, foi a área selecionada para o estudo com dados pré-empilhamento, e possui uma área aproximada de 137,5 km².

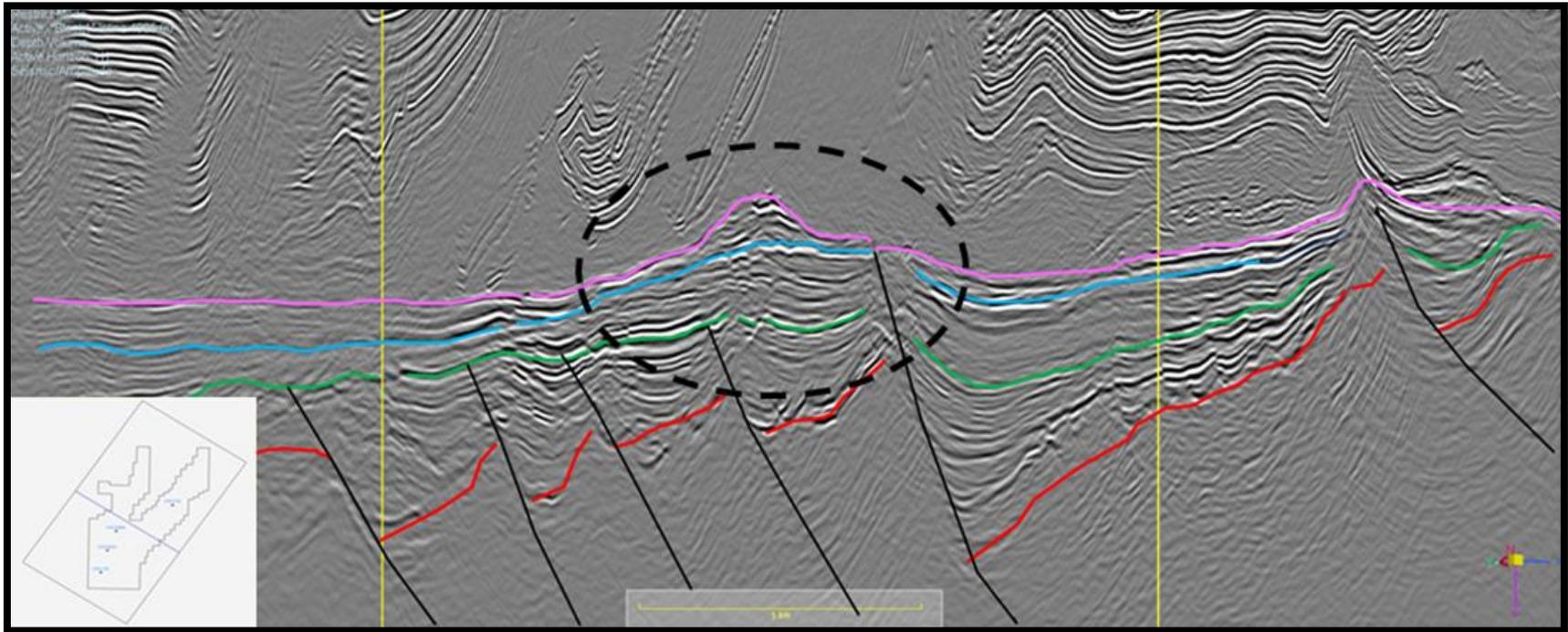


Figura 53: Seção *inline* 4905, onde as linhas amarelas são as *crosslines* limitantes da área. Na seção é possível identificar (elipse preta) uma estrutura que apresenta um formato e padrões sísmicos similares às feições de *build-up*.

Seguindo a estrutura apresentada na Figura 53, o atributo impedância acústica sobre a seção sísmica é mostrado na *inline* 5000, no qual podem-se observar baixos valores nas regiões mais próximas da base do sal, mostrado pela interface vermelha (Figura 54). Isso pode ser um indicativo de região com maior porosidade, que pode estar associada com uma maior quantidade de hidrocarboneto e/ou gás. Adicionalmente, segundo o relatório de acompanhamento geológico, o poço 3-RJS-683A apresenta altas concentrações de CO₂, fato que eleva o interesse de análise na área, uma vez que é um tópico essencial para a exploração deste bloco e de campos similares.

Analisando, através dos mapas de impedância acústica ao longo de toda área do Bloco BM-S-24 (Figura 49), pode-se notar que, na região escolhida, apresentam-se os menores valores de impedância acústica, chegando a se destacar como uma anomalia local. Todos esses fatos fizeram com que a área fosse selecionada para o estudo.

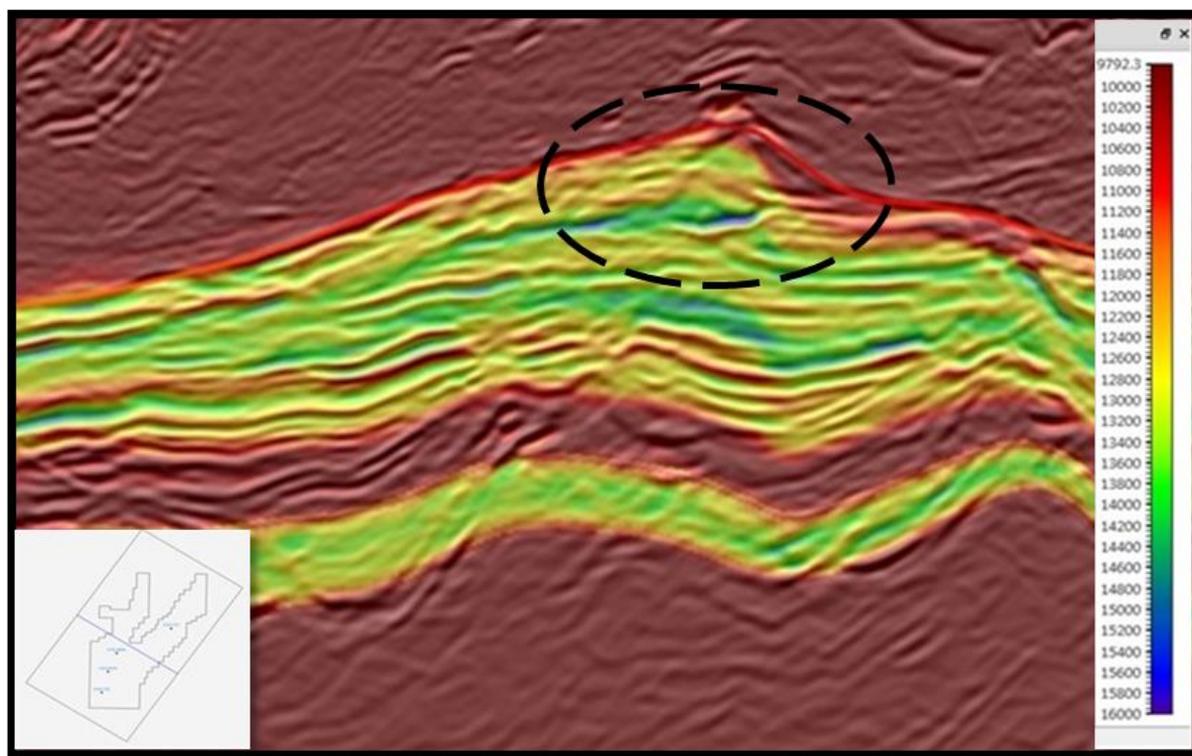


Figura 54: Seção *inline* 5000 com o atributo de impedância acústica sobreposto. Pode-se notar baixos valores deste atributo na região delimitados pela elipse em preto. A linha vermelha representa o gride interpretado como a base do sal.

Após o carregamento dos dados, foi realizado um controle de qualidade verificando a quantidade de traços, posição dos *gathers*, possíveis traços mortos e compatibilidade com o volume

pós-empilhamento e com o poço 3-RJS-683A. Garantido o sucesso do carregamento dos dados, o foco foi o condicionamento do dado para o estudo AVO e a inversão pré-empilhamento.

O condicionamento do dado é um procedimento fundamental para garantir maior acurácia nos resultados AVO e da inversão elástica. Uma análise preliminar nos *gathers* aponta a necessidade de um controle maior da quantidade de ruído do dado e um tratamento na linearização das interfaces de interesse para a análise de AVO.

Baseado nesses pontos, foram testados alguns filtros para compor um fluxo para melhora de resolução na interface da base do sal. As ferramentas testadas nessa etapa foram limitadas as que estão disponíveis no pacote do software EPOS (Emerson). Uma vez que os dados são provenientes de um projeto de cooperação de P&D, acabam por conter algumas restrições de procedimentos e softwares, como neste caso.

Dentre as opções ofertadas para melhoramento do dado, testaram-se os filtros de frequência, refinamento do *normal moveout* (NMO), filtros de correção de amplitude por divergência esférica. Não foi aplicado o filtro de recuperação de amplitude, pois o dado pré-empilhado já havia recebido, durante a etapa de processamento, um tratamento com filtro inverso Q. Nesta etapa, também foi realizada a separação dos *gathers* por faixas de ângulos e um empilhamento parcial (*Partial angle-stack*), para ser usado na amarração do poço e para obtenção dos pulsos sísmicos por faixa de *offset*.

De todos os filtros testados, o fluxo do pré-condicionamento dos dados escolhido foi: *mute*, filtro passa-banda e NMO *tuning*. As demais ferramentas citadas foram descartadas por não causarem melhorias no dado.

O primeiro passo do fluxo de pré-condicionamento dos dados foi a aplicação do *mute* com o objetivo de eliminar a região de *far-offset* afetada pelo estiramento dos lóbulos da amplitude do traço sísmico, causado pela correção NMO. Para selecionar a região de corte foram considerados: um modelo de velocidade intervalar (modelo realístico confeccionado na etapa de iluminação) e um ângulo estimado de reflexão. Ou seja, o *mute* foi aplicado através de critérios baseados em um cálculo de estiramento pela velocidade de migração ou por um ângulo máximo de reflexão, que foi definido como 40° graus. O objetivo para a utilização deste valor foi eliminar a região estirada, mantendo o máximo de traço para os estudos de AVO e da inversão elástica.

O filtro passa-banda ajudou a eliminar alguns ruídos de alta frequência que poluíam o dado. Já o NMO *tunning* melhorou a resolução e a linearidade dos eventos de reflexão, que são os alvos das próximas análises.

Uma das ferramentas que demonstrou uma maior melhora visual foi a restauração da amplitude por divergência esférica, mas foi descartado, pois o resultado da inversão elástica com este filtro aplicado apresentou instabilidades. Algumas ferramentas de processamento de sinal poderiam auxiliar bastante na melhoria da qualidade do dado, tais como o filtro F-K , radon (Liu, 2012) e a transformada *curvelet* (Lupinacci *et al.*, 2017). Porém, estas ferramentas não estão disponíveis na suíte do software contemplado pelo consórcio do projeto.

Ao analisar e comparar as famílias de *Common Depth Point* (CDP) antes e após o pré-condicionamento (Figura 55), foi notado uma melhoria, principalmente, na qualidade da resolução dos refletores. Quanto à linearidade dos eventos, essa é uma questão mais complexa para uma análise visual e, portanto, foi gerado um mapa de máximo residual absoluto de *moveout* (Figura 56). Quanto menor for o residual, mais linear a reflexão se apresenta no *gather*. Em ambos os mapas, fazendo uma análise do espectro, é possível notar que as gaussianas de ambos os mapas estão mais deslocadas para a esquerda, se aproximando dos menores valores.

Nota-se que, após a etapa de pré-condicionamento dos *gather*s (Figura 56B), ocorre um aumento de frequência dos valores mais baixos. Isso pode ser observado pelo deslocamento do valor central da gaussiana para um valor menor indicando que, após a aplicação do fluxo de pré-condicionamento, houve melhoria na linearização dos eventos de reflexão referente à base do sal.

Seguindo esta linha de raciocínio e com uma análise direta dos mapas, é possível identificar as regiões com maior linearidade e os locais onde a ferramenta de *NMO tuning* foi mais efetiva. Quanto mais próximo da cor vermelha, mais linear a reflexão se apresenta. Sendo assim, pode-se notar que as áreas que apresentam a cor azul referem-se aos *gather*s, nos quais o estudo de AVO seria menos confiável e as áreas em vermelho mais confiável.

Ainda, comparando ambos os mapas, é possível delimitar regiões onde houve melhorias com o pré-condicionamento. Isso ocorre, por exemplo, na área próxima ao poço 3-RJS-683A, com o aumento da incidência e tonificação da cor vermelha entre os mapas dos *gather*s originais (Figura 56A) e pós-condicionamento (Figura 56B).

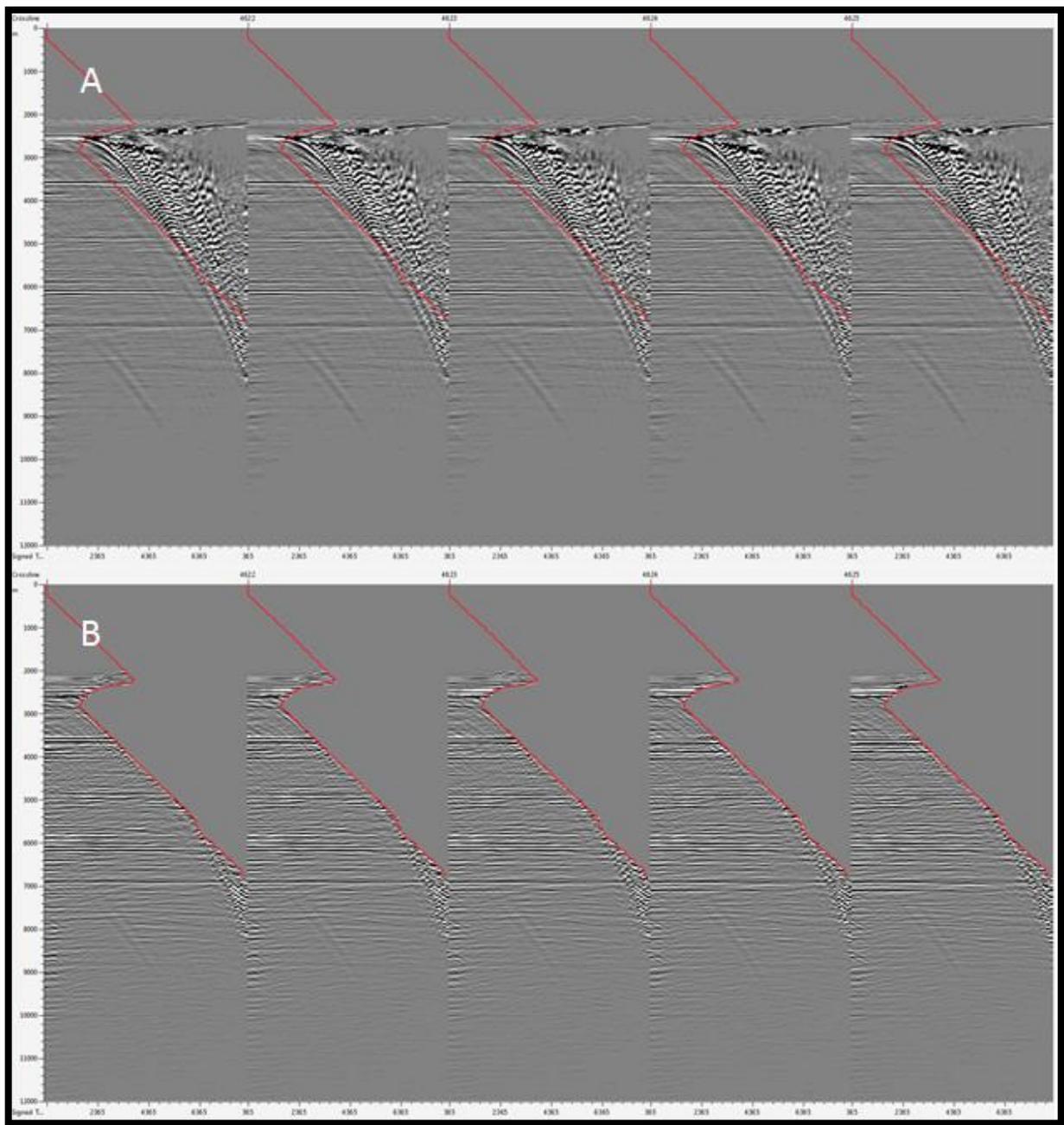


Figura 55: *Gathers* das inlines 4621 a 4625, do dado original (A) e após o pré-condicionamento (B), mostrando o desenho do mute (curva vermelha) aplicado.

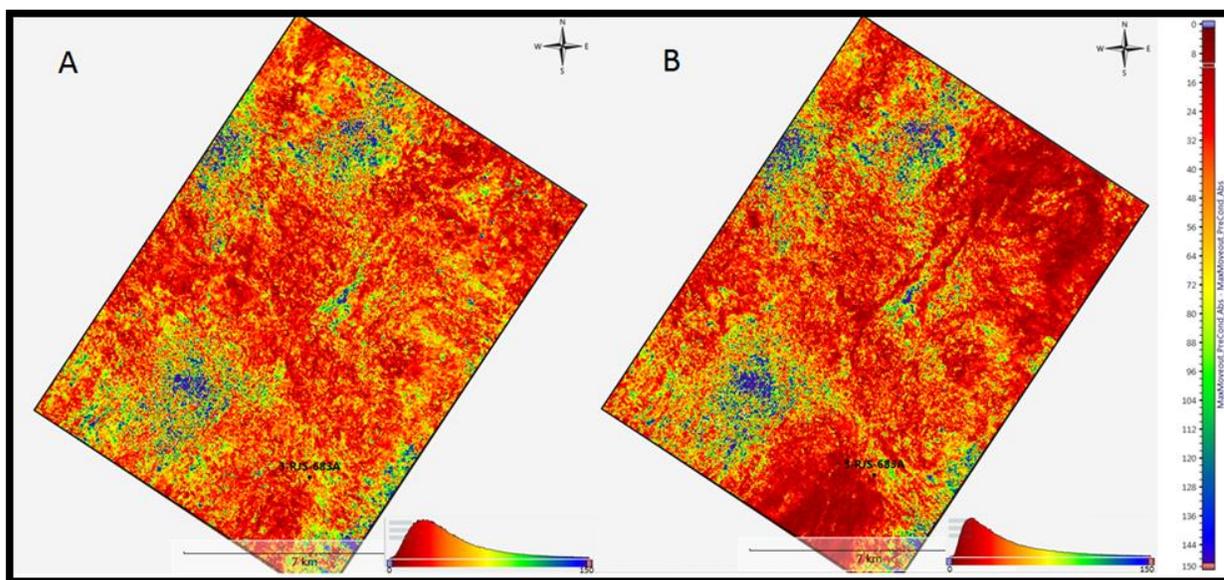


Figura 56: Mapa de máximo residual absoluto de *moveout*. Os painéis auxiliam no controle de qualidade dos dados pré-empilhamento antes e depois da etapa de pré-condicionamento: (A) é o mapa antes do pré-condicionamento; e (B) após o pré-condicionamento.

5.3.3 Análise de AVO

A análise AVO visa identificar mudanças nas amplitudes com relação ao *offset* que possam ser associadas com variações de litologias, porosidades e tipo de fluidos presentes nos poros da rocha. Essa teoria já está muito fundamentada nos reservatórios siliciclásticos, tendo provado sua eficácia na localização de reservatórios com hidrocarbonetos (Rutherford and Williams, 1989; Castagna, 1993; Avseth *et al.*, 2005). Uma vez que reservatórios siliciclásticos, quando comparados com reservatórios carbonáticos, apresentam, normalmente, módulos elásticos mais influenciados pela mudança de fluido, as anomalias AVO podem ocorrer de forma mais pronunciada, o que transforma essa abordagem em uma ferramenta poderosa para localizar reservatórios desta natureza portadores de hidrocarbonetos.

Já em reservatórios carbonáticos, devido a sua heterogeneidade e pouca sensibilidade dos parâmetros elásticos com a mudança de fluido, ainda existem poucos estudos que comprovem a eficácia desta metodologia para fins de caracterização. Por esses motivos, em rochas carbonáticas, muitas vezes é necessário a utilização da integração de metodologias para caracterizar com maior precisão os reservatórios e fluidos neles contidos. Por exemplo, Li *et al.* (2016) utilizaram a análise AVO e a decomposição espectral para a detecção de hidrocarbonetos nesses reservatórios.

A análise AVO, normalmente, inicia-se com o estudo dos dados de poços para verificar qual o tipo de anomalia presente no reservatório. O poço presente na área de estudo é o 3-RJS-683A e, a partir da análise deste poço, verificou-se que a anomalia AVO presente é do tipo II.

Mesmo com alta concentração de CO₂ comprovada neste poço, esta anomalia é difícil de ser detectada nos dados sísmicos, devido ao baixo contraste de amplitude tanto nos *offsets* próximos quanto nos *offsets* distantes (intercepte próximo de zero e gradiente baixo e negativo).

Ao iniciar os estudos, alguns *gather*s foram utilizados para análise a título de interpretação dos resultados preliminares. Um deles se situa na interseção da *inline* 4623 com a *crossline* 4310, onde foi plotada a amplitude pelo *offset* (Figura 57). A primeira observação que foi apontada é que o ângulo máximo obtido após o pré-condicionamento é de aproximadamente 27° graus, sendo um valor bem abaixo do desejado para este tipo de estudo.

A curva de AVO obtida a partir do *gather* extraído é a vermelha e a curva verde foi obtida usando a aproximação de Aki e Richards (2002) de três termos. O gráfico plotado corresponde a uma anomalia do tipo II, que apresenta baixos valores positivos de amplitude para baixos ângulos e decai para um baixo valor negativo em ângulos maiores.

Este mesmo tipo de anomalia foi mapeado em todos os *gather*s analisados próximos da região do poço. Outro exemplo pode ser visto na Figura 58, ao longo da mesma *inline* com a *crossline* 4345, que apresenta o mesmo tipo de anomalia, mas o decréscimo da amplitude é um pouco mais acentuado. Isto indica que a anomalia classe II é representativa da área.

Na primeira análise, foi verificado que a quantidade máxima de ângulos para o estudo estava relativamente baixa, apresentando um ângulo máximo variando entre 27° e 28° graus para a área selecionada. Por ser um dado adquirido há pouco tempo, era esperado que essa faixa de ângulos fosse maior. Visando conhecer mais sobre os dados pré-empilhamento, foi proposto um estudo dos ângulos de incidência, utilizando como base o estudo de iluminação previamente efetuado. Além do mapa de confiabilidade, o estudo de iluminação proporciona diversos outros atributos, como é o caso do *average opening angles*. O resultado pode ser conferido na forma de mapa de ângulos (Figura 59). A partir da observação do espectro no mapa, a média dos ângulos da área ficou em torno de 30° graus (pontos verdes). É possível notar que existem regiões que chegam a apresentar ângulos de 45°, mas são apenas representatividades regionais. Entretanto, este mapa não leva em consideração o corte feito pelo *mute* aplicado no pré-condicionamento. Portanto, os

ângulos máximos obtidos para o estudo, próximos a 27°, são a realidade para o dado em estudo e isso impacta na inversão elástica para obter o volume de densidade confiável.

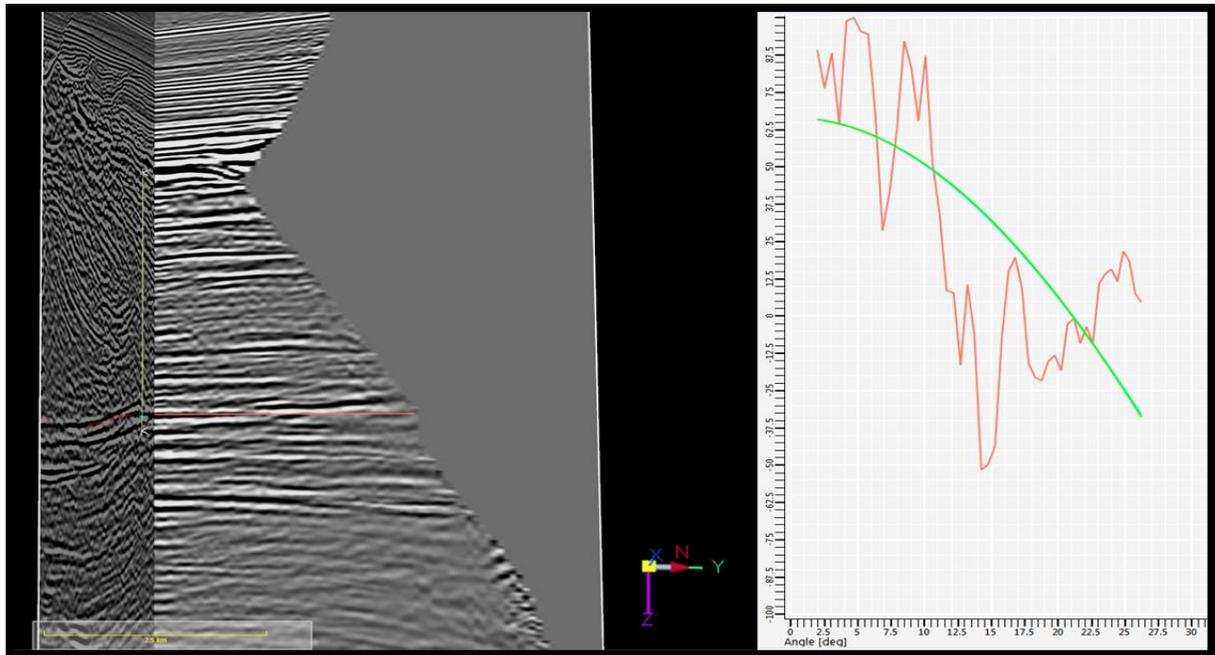


Figura 57: Curva AVO extraída (vermelha) da reflexão referente à base do sal próximo ao poço 3-RJS-683A, no ponto de cruzamento da *inline* 4623 e *crossline* 4284. Em verde a curva da aproximação de Aki e Richards (2002).

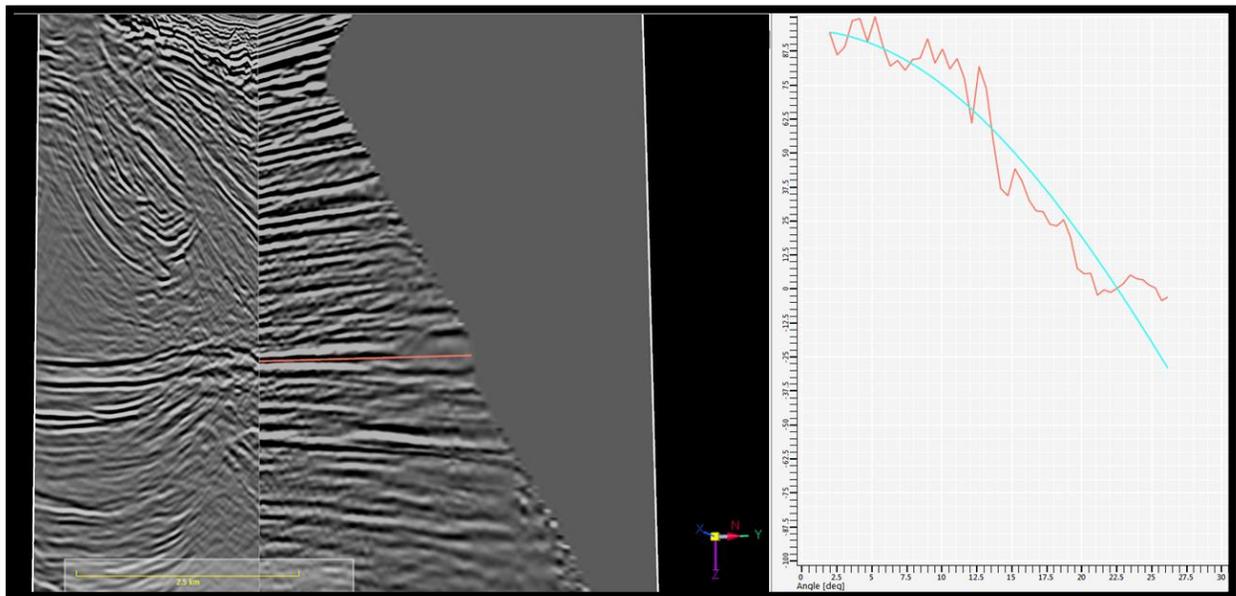


Figura 58: Curva AVO extraída (vermelha) da reflexão referente à base do sal próximo ao poço 3-RJS-683A, no ponto de cruzamento da *inline* 4623 e *crossline* 4345. Em azul a curva da aproximação de Aki e Richards (2002).

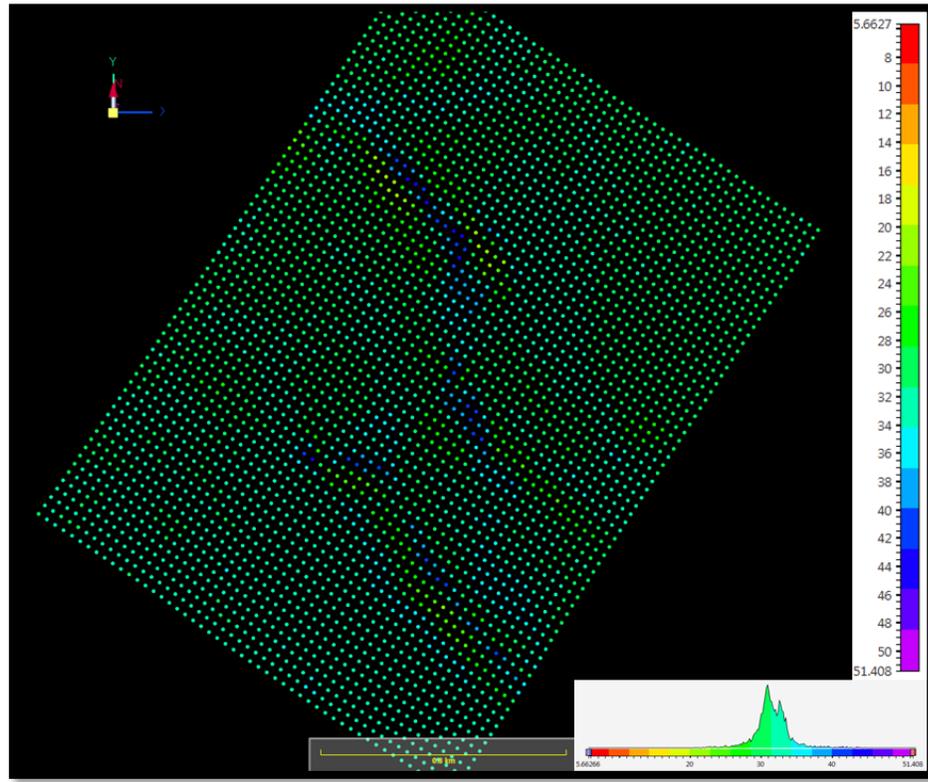


Figura 59: Mapa da média dos ângulos de incidência da área de estudo, mostrando uma incidência média próxima de 30°.

No processo de amarração poço-sísmica foram utilizados os dados pré-condicionados empilhados em faixas de ângulos e empilhamentos parciais. Como já foi mencionado, os maiores ângulos disponíveis, após o *mute*, são próximos a 27°, com alguma pequena variação, dependendo do *gather*. Portanto, os empilhamentos parciais foram separados em cinco faixa de ângulos (Figura 60): 0-5°, 5°-10°, 10°-15°, 15°-20° e 20°-26°, no qual classificamos os dois primeiros grupos como *near offset*, os dois intermediários *mid offset* e o último como *far offset*.

Em seguida, realizou-se uma amarração do poço com cada um dos empilhamentos parciais. A amarração por ângulo serviu para extrair um pulso sísmico para cada empilhamento parcial.

Na Figura 60 é possível observar que a resolução sísmica diminui com o aumento do *offset* (de A para E), principalmente abaixo da camada evaporítica. Isto está associado com os efeitos de propagação da onda, tais como, absorção do meio, divergência esférica, múltiplas, entre outros, que são mais significativos nos traços sísmicos que percorrem uma distância maior. Todos esses fatores influenciam na correlação entre o sintético e a sísmica.

A amarração poço-sísmica foi feita de forma a contemplar todas as seções de empilhamento parciais, ou seja, ela teve como objetivo obter uma maior correlação para todas as faixas de ângulos, com pouca manipulação do dado sintético. Desta forma, assim que as amarrações foram realizadas, os pulsos sísmicos foram extraídos para cada faixa de ângulo. Após a estimativa dos pulsos sísmicos, foi analisado o gráfico diagnóstico do intercepte pelo gradiente, como em Foster *et al.* (2010).

Nesse gráfico diagnóstico é possível delimitar nuvens de pontos associadas a uma anomalia AVO específica (Figura 61). Para a área em estudo, buscou-se anomalias de classe II, no qual está representada pelo retângulo azul. Como o objetivo é encontrar o topo das zonas com uma maior ou menor concentração de gás, a nuvem de pontos a ser mapeada é a que está dentro do polígono vermelho.

Na Figura 61 observa-se que existem diversas combinações de polígonos que podem ser feitas para agrupar pontos a uma determinada nuvem de pontos. Ainda pode-se dizer que a resolução de celsa utilizada neste caso foi pensada em cobrir uma área de pontos similares, o que significa que cada ponto amostrado no diagrama compreende uma certa quantidade de pontos com afinidades entre si. Sendo assim, se faz necessário trabalhar na seleção agrupamentos de pontos que possam representar a anomalia de gás ou uma maior concentração dele. Este trabalho revelou-se difícil e foi requisitado muita cautela. Nesta tese é apresentada uma dessas análises, que consideramos que obteve o maior sucesso (Figura 62).

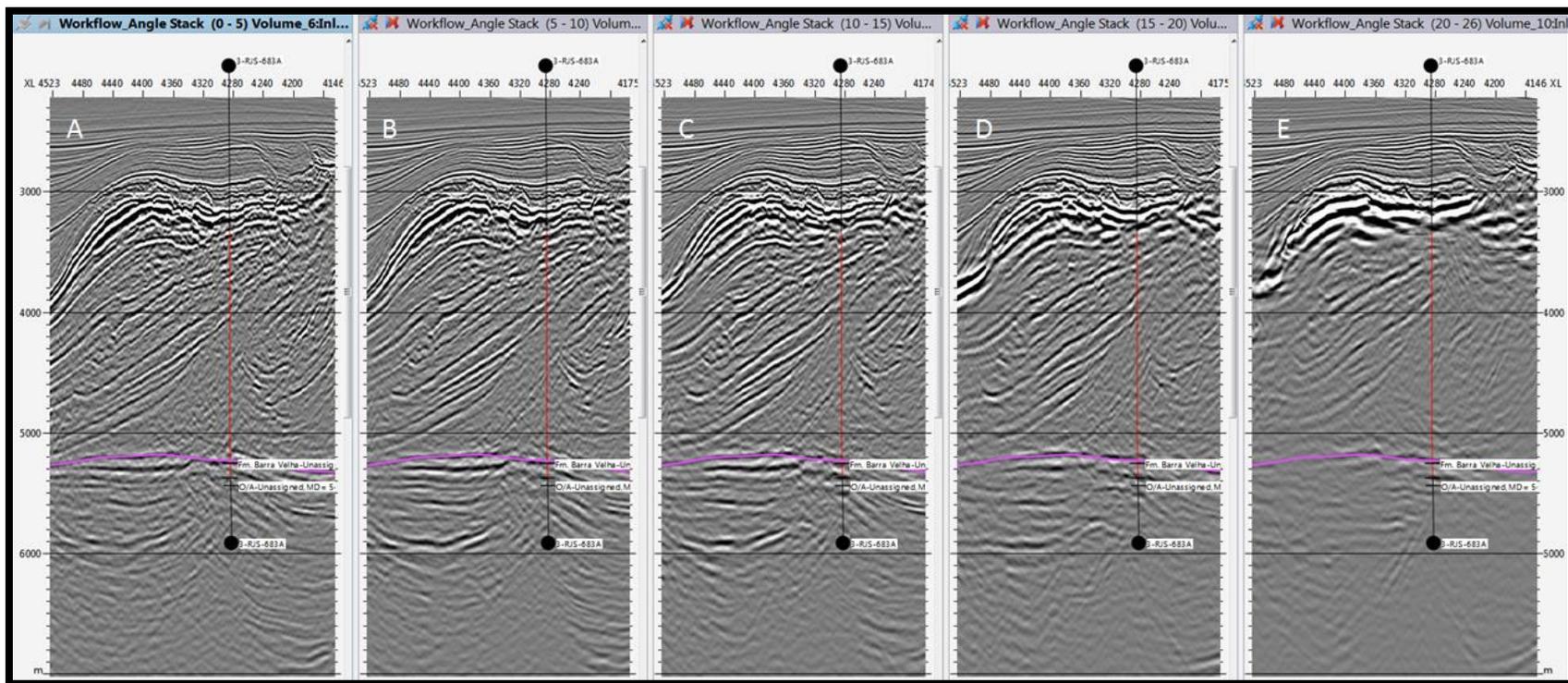


Figura 60: Painéis dos empilhamentos parciais após o pré-condicionamento dos dados. Cada *angle stack* refere-se a uma faixa de ângulos de incidência em graus: 0° -5° (A), 5° -10° (B), 10° -15° (C), 15° -20° (D), 20° -26° (E). A linha fúcsia representa o horizonte interpretado como a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).

Ao limitar a análise do intercepte e gradiente apenas na região delimitada pelos horizontes da base do sal e do Pré-Alagoas, foram selecionadas três nuvens de pontos associadas com a anomalia AVO tipo II. Uma vez selecionados os pontos e classificados em categorias, se faz necessário localizá-los no volume sísmico. Com base na seleção dos três polígonos (Figura 62), quase toda seção ficou destacada, não sendo possível separar e nem identificar qualquer anomalia. Utilizando a ferramenta de opacidade foi possível delimitar uma área que ficou mais concentrada ao redor do poço (Figura 63). Entretanto, ao analisar a Figura 63 nota-se que as regiões destacadas também se encontram em áreas mais profundas, chegando a ultrapassar o contato óleo-água. Para evitar isto, passou-se a analisar apenas as anomalias entre o topo do reservatório e o contato óleo-água, onde seriam esperadas as acumulações de gás e óleo. Como pode ser visto na Figura 64, com a nova abordagem, pode-se encontrar uma anomalia mais coerente

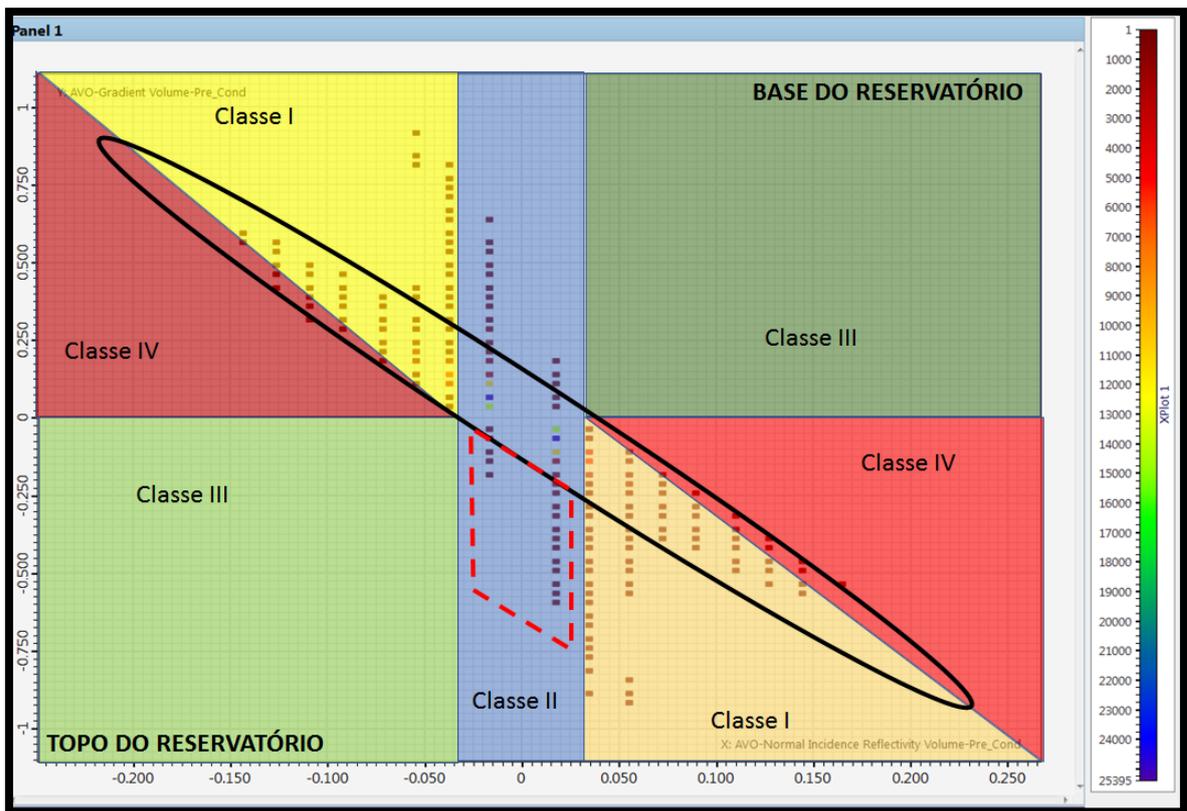


Figura 61: Gráfico de intercepte por gradiente ilustrando as classes de AVO (SEG positivo). A elipse é a linha de tendência e as cores separam as anomalias de classes I a IV. O polígono tracejado vermelho cerca a nuvem de pontos que pode estar associado à anomalia desejada.

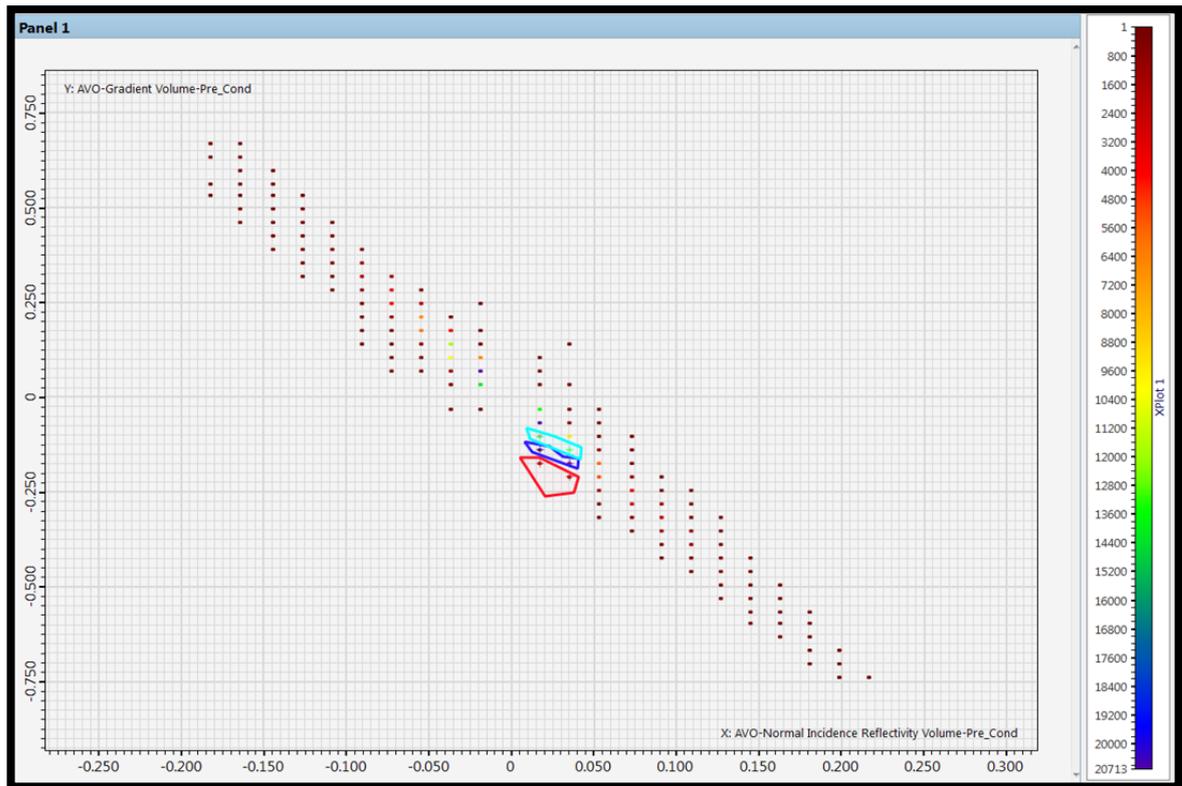


Figura 62: Gráfico de intercepte por gradiente limitado na região do reservatório. Os polígonos coloridos são tentativas de caracterizar as anomalias de gás no volume sísmico.

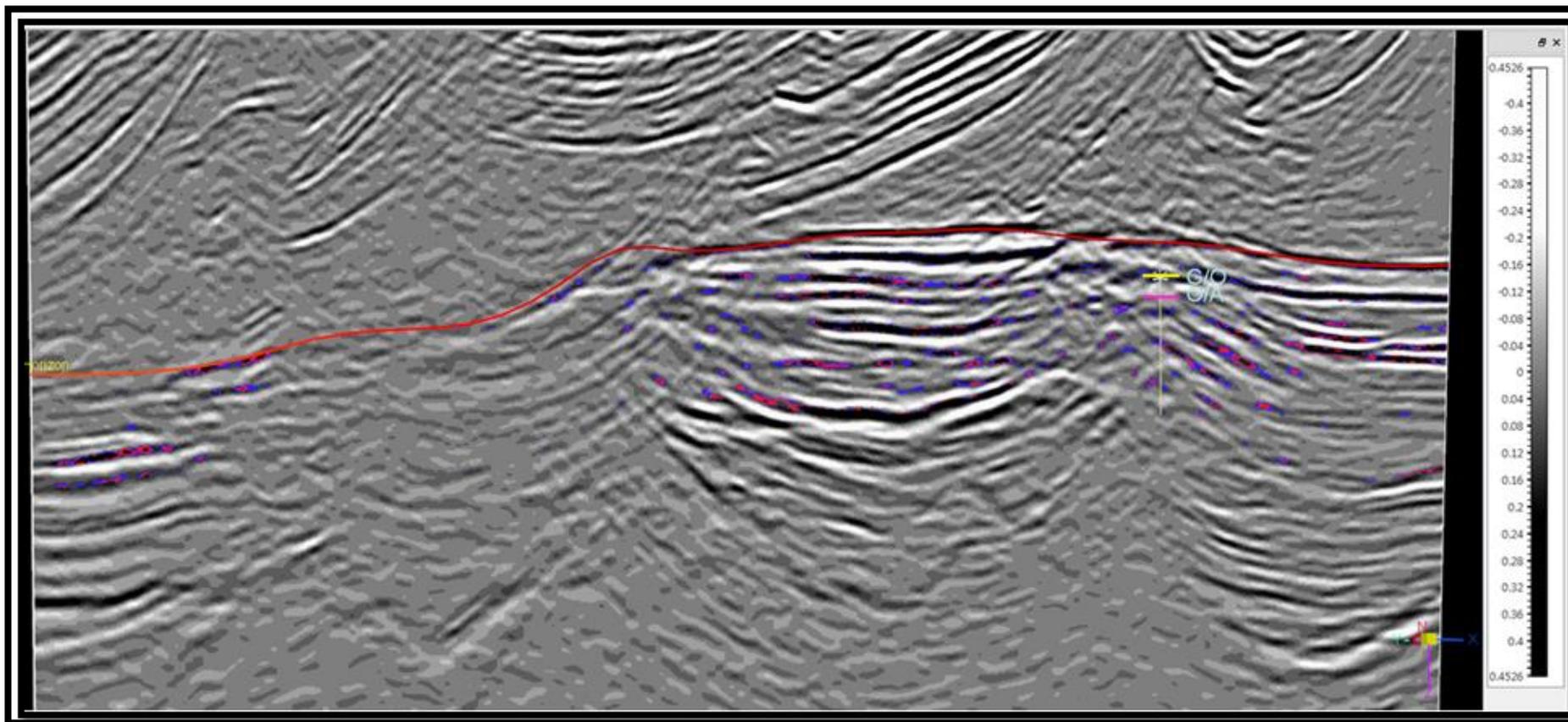


Figura 63: Inline 4623 passando pelo poço 3-RJS-386A com os marcadores dos contatos gás-óleo (marcador amarelo) e óleo-água (marcador fúcsia). Nesta imagem apenas as anomalias associadas aos polígonos vermelho e azul da Figura 62 são mostradas

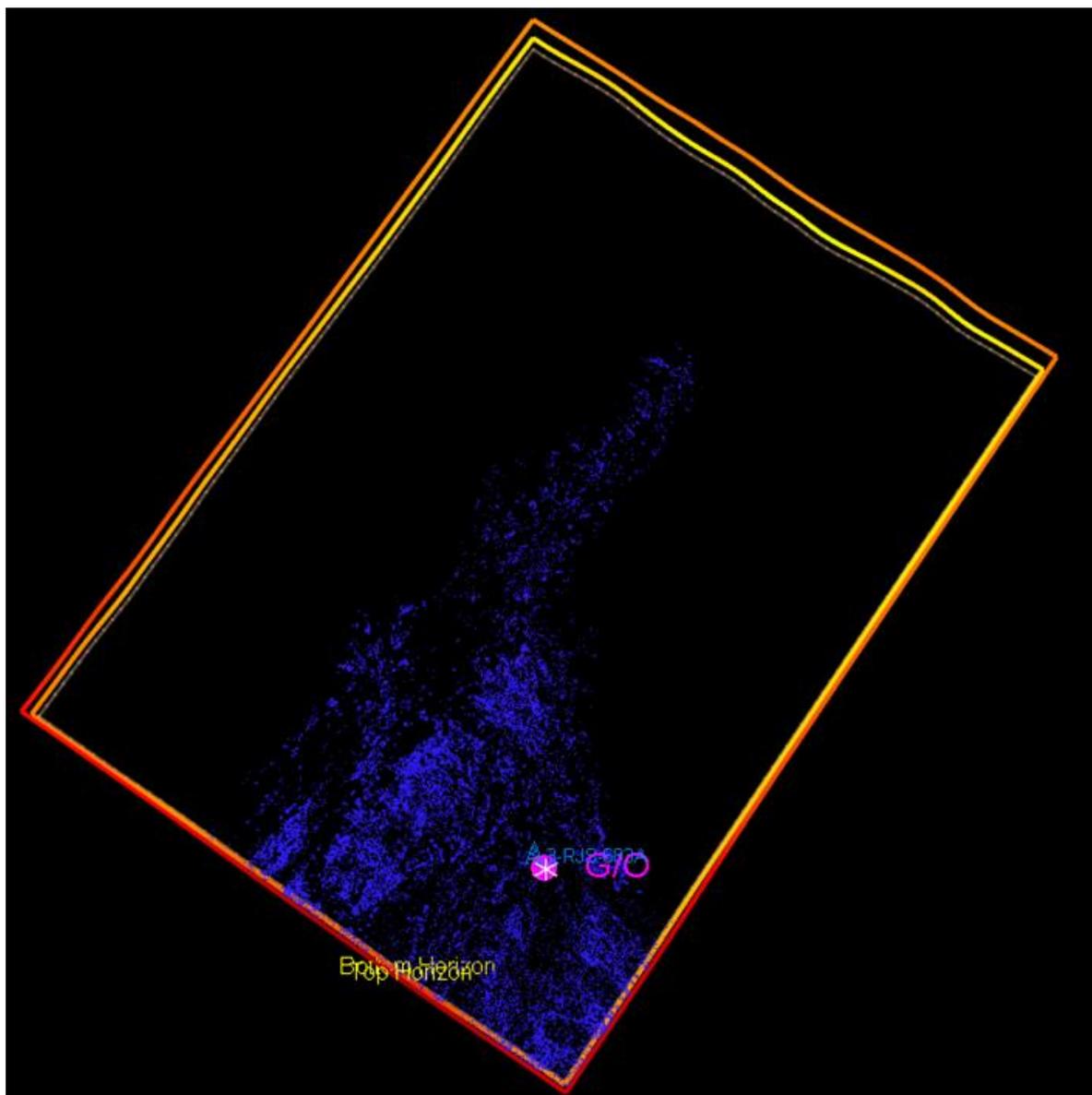


Figura 64: Anomalia AVO que pode estar associada à presença do gás.

5.3.4 Inversão sísmica pré-empilhamento

Para auxiliar a definição de anomalias de gás e óleo na área de estudo, foi realizado a inversão elástica na região do entorno do poço 3-RJS-683A. O passo inicial foi a construção dos modelos de baixa impedâncias acústicas, cisalhante e densidade.

Para isso, foi necessário realizar um novo controle de qualidade dos perfis sônico (DT), sônico cisalhante (DTS) e densidade (RHOB). Primeiro, foi necessário editar os valores espúrios presentes nestes perfis. Em seguida, estes perfis foram filtrados em 20 Hz para criar o modelo de baixa frequência, que é um dos *inputs* para a realização da inversão elástica (Figura 65, 66 e 67).

Os modelos de baixa, confeccionados para a inversão elástica foram construídos para toda a área do projeto usando os quatro poços disponíveis. Isto foi realizado para tentar obter um melhor modelo de baixa, utilizando o máximo de informações de poços disponíveis, uma vez que a área de estudo dos dados pré-empilhamento possui apenas um poço. Posteriormente, estes modelos foram restringidos apenas à área dos dados pré-empilhamento (Figura 68, 69 e 70).

Com os modelos de baixa, os *gathers* pré-empilhamento condicionados e os pulsos sísmicos extraídos, foram iniciados os testes de parametrização para a realização da inversão elástica. Para isto, foi selecionado uma área de 50 *inlines* e todas as *crosslines*. Vale mencionar que este volume restrito contém a *inline* 4623, que intercepta o poço 3-RJS-683A.

A parametrização da inversão, usando a suíte do EPOS (Emerson), leva em consideração diversos fatores associados aos dados de entrada, assim como na inversão acústica. O primeiro é a contribuição que os modelos de baixa exercem na inversão. Para atingir o peso de contribuição adequado foram realizados diversos testes, até que os resultados da inversão apresentassem um caráter que pudesse ser associado com feições geológicas.

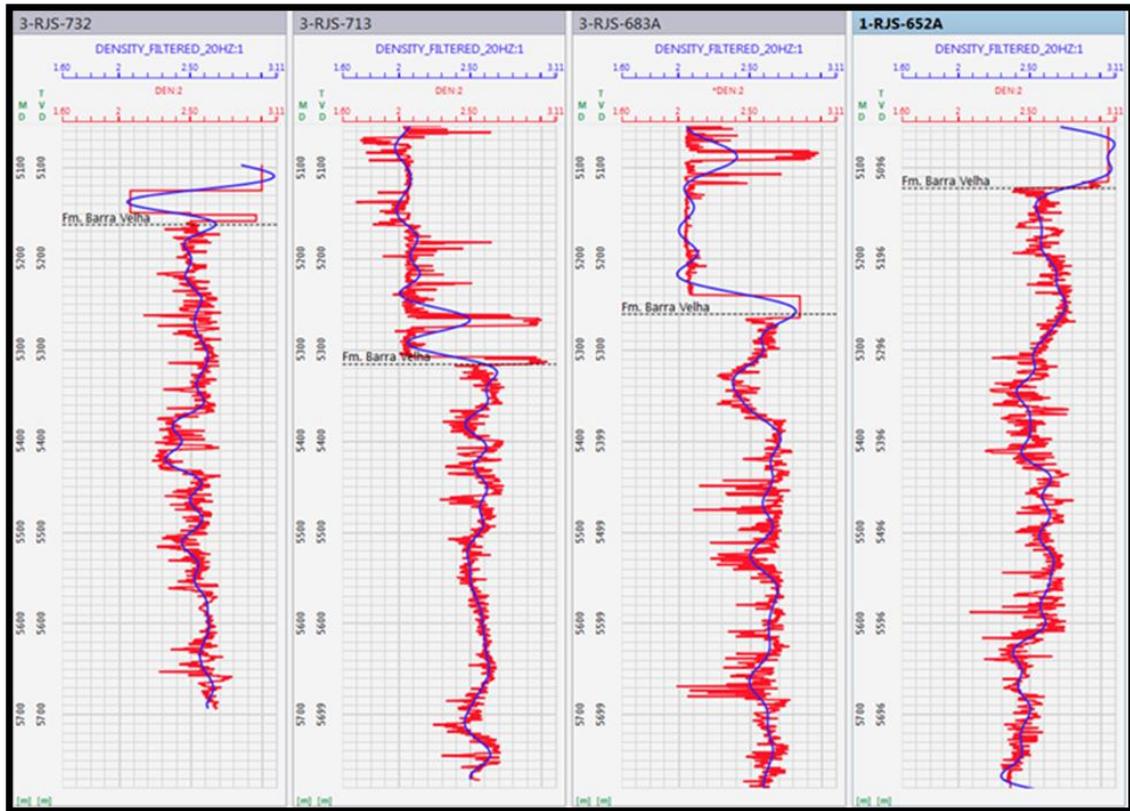


Figura 65: Curvas dos perfis de densidade dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).

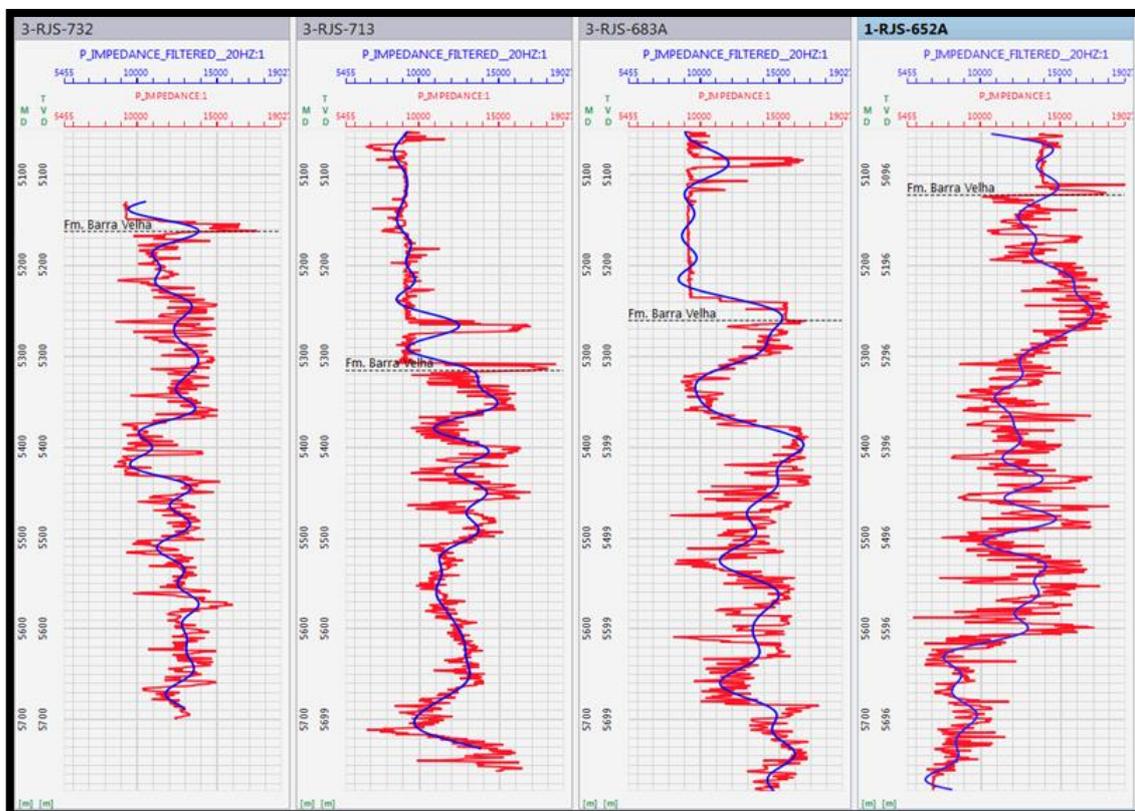


Figura 66: Curvas dos perfis de impedância acústica dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).

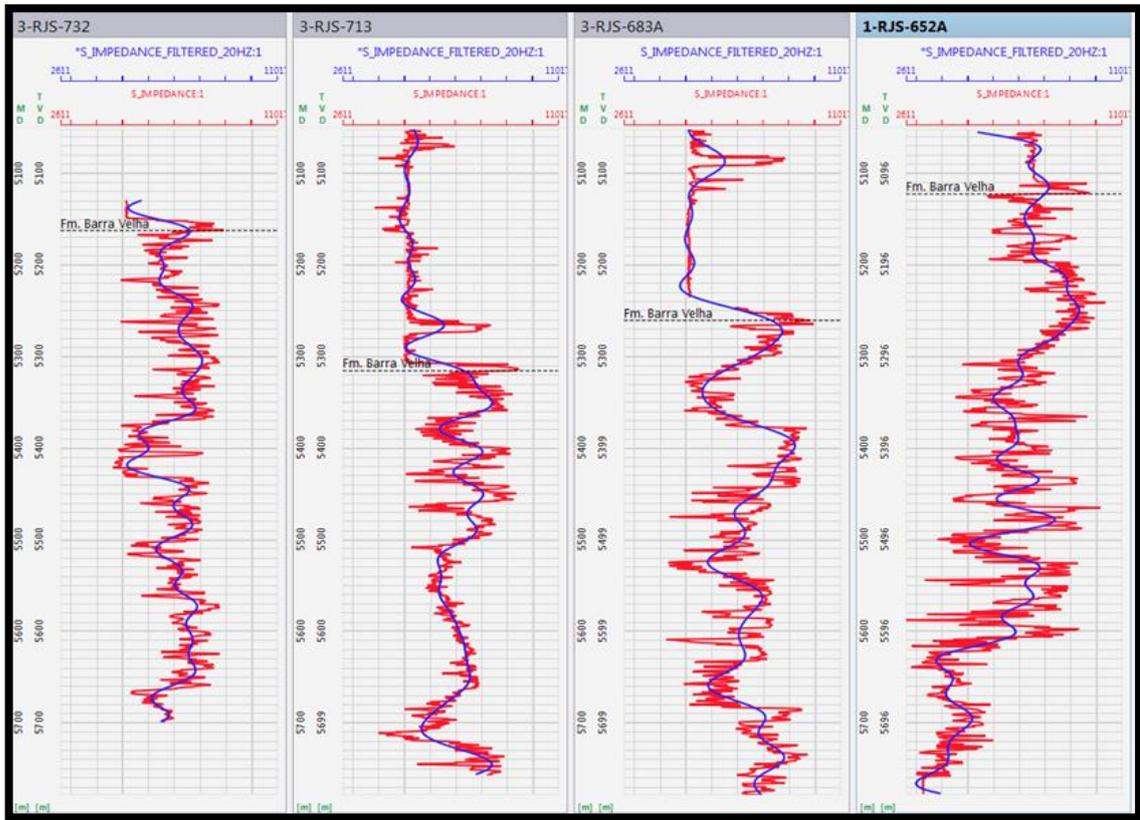


Figura 67: Curvas dos perfis de impedância cisalhante dos poços do projeto. Em vermelho, o perfil editado e em azul, os perfis filtrados em 20Hz. O marcador indica a base dos evaporitos (Fm. Barra Velha).

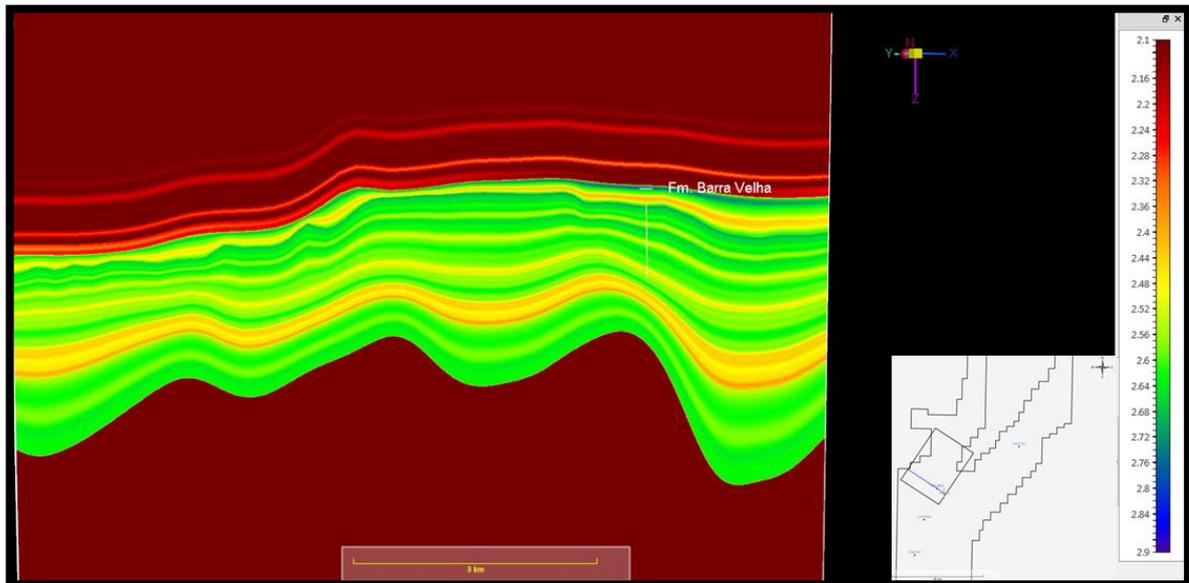


Figura 68: Modelo de baixa da densidade (RHOB), inline 4623.

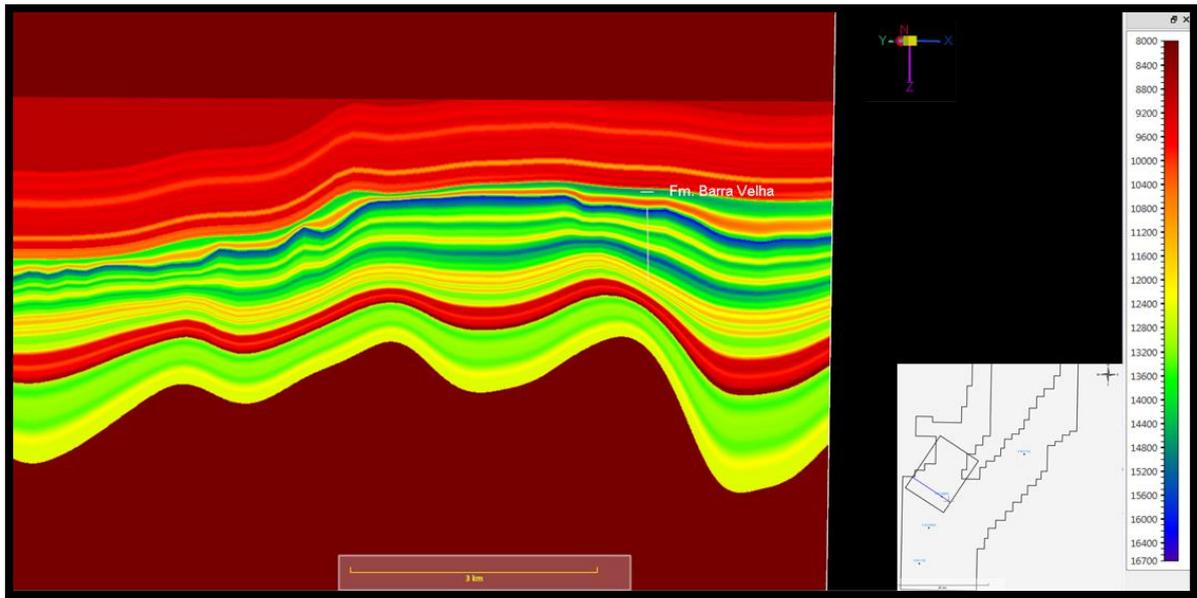


Figura 69: Modelo de baixa da impedância acústica (IP), *inline* 4623.

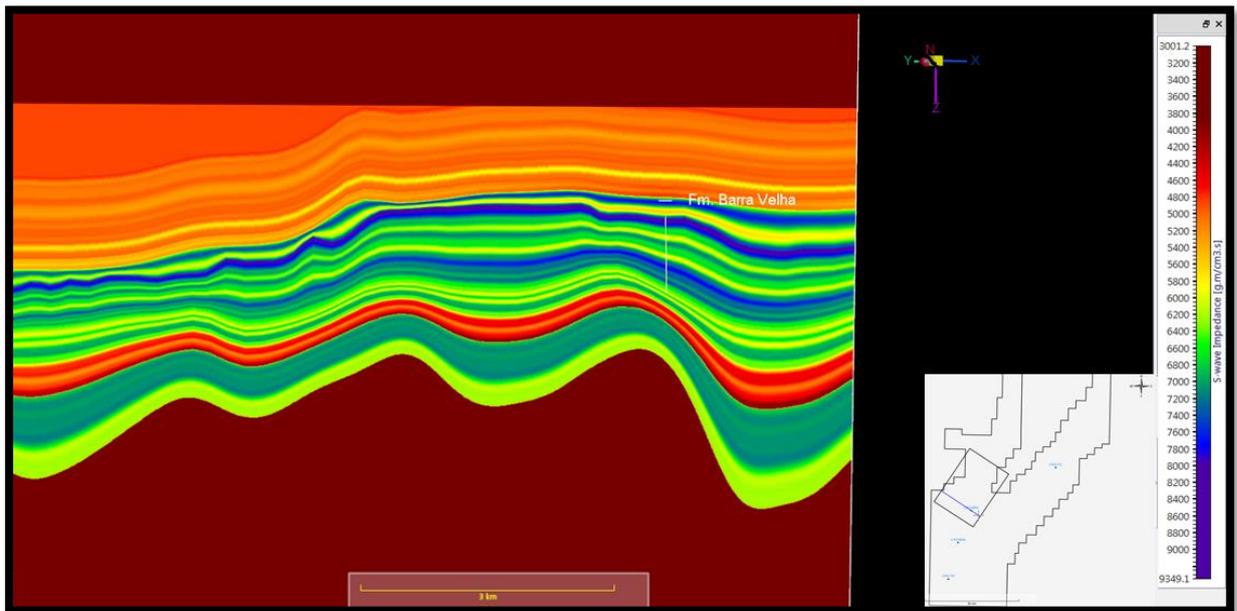


Figura 70: Modelo de baixa da impedância cisalhante (IS), *inline* 4623.

O segundo ponto foi trabalhar com os pulsos sísmicos, uma vez que foram extraídos cinco pulsos sísmicos, uma para cada faixa de ângulos. Nesta etapa, fez-se necessário uma análise do tipo de interpolação entre os pulsos sísmicos e o fator de escala associado a cada uma no processo de inversão (Weiss *et al.*, 2016). O melhor resultado foi obtido usando uma interpolação por média ponderada do espectro de amplitude.

Outro fator que influencia, tanto na qualidade dos resultados quanto no tempo computacional, é o número de iterações do algoritmo. Também relacionada à parametrização da inversão é necessário escolher o range de variação (mínimo e máximo) permitida dos parâmetros impedância acústica (IP), impedância cisalhante (IS) e densidade (RHOB), que foram definidas a partir dos valores presentes nos perfis de poços. Por fim, a inversão elástica foi realizada em um intervalo compreendendo 100m acima e 100m abaixo do intervalo da base do sal e da discordância Pré-Alagoas, respectivamente.

Com os parâmetros selecionados (Tabela 6), foram realizadas três inversões utilizando as aproximações de Aki e Richards (1980) de dois e três termos e de Fatti *et al.* (1994). Para analisar qual o melhor resultado, foram adotados os seguintes procedimentos: análise visual dos volumes gerados e comparação dos perfis de poços com as curvas extraídas dos volumes na mesma posição do poço.

A Figura 71 mostra a comparação das curvas extraídas dos volumes resultantes da inversão elástica com as curvas dos perfis do poço 3-RJS-683A. Para maior compatibilidade, as curvas dos perfis foram filtradas em 30Hz. Ao analisar a figura, só é possível observar as curvas IP e IS das aproximações de Aki e Richards de três termos e Fatti, pois a aproximação de Aki e Richards de dois termos é idêntica à de três termos, já que a única diferença entre elas é o volume de densidade, que não é gerado na aproximação de dois termos. Comparando as curvas de IP e IS, nota-se muita semelhança entre as inversões elásticas, uma vez que elas seguem a mesma tendência e tem praticamente a mesma frequência com pequenas variações na amplitude.

No caso da curva de impedância acústica (IP), na região do gás e óleo, as curvas resultantes da inversão imprimem a mesma tendência do perfil, porém exibindo uma amplitude menor do que os valores do perfil do poço (curva preta). Abaixo do contato óleo-água parece haver uma defasagem na fase entre as curvas obtidas da inversão e do perfil. Como o interesse é o estudo na região dos reservatórios, pode se concluir que o resultado do volume de IP pareceu bem coerente com os valores observados no poço.

Tabela 6: Parâmetros utilizados na inversão elástica.

Parâmetros da Inversão		
Peso do Modelo de <i>Background</i>	40%	
Número de Iterações	230	
Pulso sísmico		
Método de Interpolação	Média ponderada por Espectro de Amplitude	
Pulsos sísmicos	Ângulos	Fator de Escala
	0 - 5	1.25
	5 - 10	1.30
	10 - 15	1.35
	15 - 20	1.40
	20 - 26	1.50
Variação do Modelo de Baixa		
Propriedade	Intervalo	Precisão
IP (g m/cm ³ s)	5300 - 16700	10%
IS (g m/cm ³ s)	3800 - 9300	10%
RHOB (g/cm ³)	2.1 - 2.9	10%

As curvas de IS também apresentam o mesmo comportamento em relação aos tipos de aproximação, ou seja, Aki e Richards e Fatti exibem a mesma tendência. Mas quando comparado com a curva de IS do poço há uma divergência. Nas regiões do gás e do óleo, as curvas resultantes da inversão são um pouco diferentes do perfil, de forma a parecer que estão com alternância de fase. Mas como existem problemas de iluminação do dado e não foi possível

trabalhar no pré-condicionamento dos *gathers* como se deveria e, além disso, na região do dado pré-empilhamento solicitada existe apenas um poço, não há muito como melhorar estes resultados. São limitações impostas pelos dados utilizados.

Ao analisar as curvas de densidades, observa-se que todas são bem diferentes entre si. A curva azul (Aki e Richards) e a curva vermelha (Fatti) não mostraram comportamentos similares. Na região do reservatório, a curva vermelha parece extremamente suavizada, destoando de todas as outras. Já a curva azul, quando comparada com a curva filtrada do poço (preta), exibe uma amplitude de valores muito altos e frequências distintas, gerando uma alternância de fase ao longo do intervalo. Isto ocorreu pelo fato de as informações sobre as densidades estar contida nos *offsets* mais longos. Como temos um ângulo máximo próximo de 27° , torna-se praticamente impossível conseguir um bom resultado dos valores de densidade. Assim, os volumes de densidades foram descartados não sendo utilizados nos estudos seguintes.

Para continuar as análises dos resultados da inversão elástica, foi selecionada a aproximação de Aki e Richards, pois a região do gás possui as curvas que mais se assemelharam aos perfis do poço. Para tal, foi escolhido a aproximação de dois termos, uma vez que foi descartado a modelagem do volume de densidade.

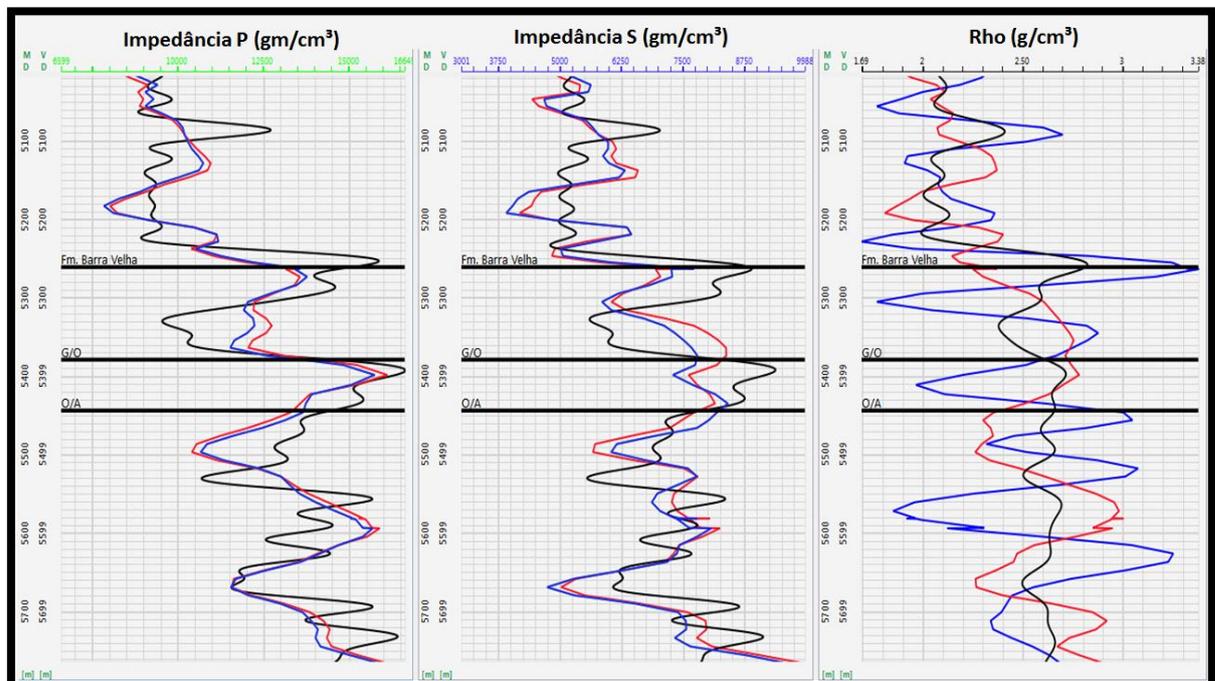


Figura 71: Curvas para o controle de qualidade extraídas dos volumes de inversão e do poço 3-RJS-683A. Em preto, curvas extraídas a partir dos dados do poço; em vermelho, a curva extraída a partir da aproximação de Fatti e, em azul, a curva extraída partir da aproximação de Aki e Richards três termos. Os marcadores são referentes à base dos evaporitos (Fm. Barra Velha), contato gás-óleo (G/O) e óleo-água (O/A).

Com os volumes dos parâmetros elásticos na área dos dados pré-empilhamento, é utilizada a *inline* 4623 como a seção para análise dos resultados já que a mesma intercepta o poço 3-RJS-683A. Ao analisar a curva de IP (Figura 72), verifica-se que os valores variam de 8.000 a 17.000 ($\text{g m/cm}^3 \text{ s}$), o que é condizente com os valores encontrados nos perfis dos poços no Bloco BM-S-24.

Na base do sal, é observado que algumas regiões possuem altos valores de IP, o que pode estar associado com a presença da anidrita. Na Formação Piçarras, nota-se que os valores de IP são baixos, fato que pode estar associado com os folhelhos presentes. Ao analisar a Figura 72, pode-se observar como o resultado da inversão está muito coerente com os valores do perfil IP do poço.

Na Figura 73, o resultado da impedância cisalhante (IS), visualmente, apresenta características similares aos da IP. A faixa de valores de IS está entre 3.000 e 8.700 ($\text{g m/cm}^3 \text{ s}$), o que é coerente com os valores encontrados nos poços. Em comparação com o volume de IP, aparenta uma textura mais rugosa, apresentando mais ruído. Comparando a seção com o perfil de IS filtrado do poço (Figura 73), pode-se observar uma boa similaridade, exibindo menos detalhes do que na curva filtrada do poço, ou seja, uma menor resolução.

Em ambas as seções analisadas (IP e IS) é possível identificar listras referentes à instabilidade do algoritmo de inversão e a presença de ruídos no dado sísmico, principalmente, “sorrisos” de migração. Não foi possível minimizar esses efeitos devido às limitações impostas pelas ferramentas disponíveis. Durante os testes, trabalhando com os parâmetros da inversão elástica, essas listras foram minimizadas ao máximo, mas algumas ainda permaneceram.

Ainda visando a eliminação dessas listras e uma suavização dos eventos, de forma a parecer menos ruidoso, aplicou-se um filtro de suavização nos resultados da inversão elástica, utilizado de forma branda, tentando influenciar o menos possível os resultados e perder o mínimo de resolução. Por isto, os parâmetros selecionados para a suavização foram: três *inlines* por três *crosslines* por três amostras de profundidade (3x3x3). Os resultados podem ser vistos nas Figura 74 e 75.

Utilizando como suporte os estudos realizados com os parâmetros elásticos no poço 3-RJS-683A (Figura 42 e 43), foi possível separar valores desses parâmetros que são associados às regiões de reservatório saturadas com gás, óleo e água. Diversas combinações desses parâmetros foram analisadas, tais como, impedâncias compressional e cisalhante, razão de Poisson, razão das velocidades compressional e cisalhante e os parâmetros de Goodway

(λ - μ - ρ) (Figura 44 e 45). Algumas combinações conseguiram discriminar melhor as zonas saturadas com os diferentes fluidos. Entre essas combinações, vale destacar o gráfico diagnóstico da impedância acústica versus VP/VS. No gráfico da Figura 42, os valores que separam a zona saturada com gás são valores abaixo de 1.85 para VP/VS e, para as maiores porosidades, 12.400(g m/cm³ s) para IP.

Com o objetivo de isolar as regiões mais porosas e diferenciar o tipo de fluido foi realizado um estudo baseado nos volumes de impedância acústica (Figura 74) e da razão VP/VS (Figura 76) suavizados, resultantes da inversão elástica. Este estudo foi realizado no intervalo limitado pelos horizontes Intra-Alagoas e Base do Sal. Foram separadas duas áreas usando o gráfico diagnóstico da Figura 77. Essas duas áreas foram limitadas para valores menores que 12.400 (g m/cm³ s) de impedância acústica e sua diferenciação está nos valores da razão VP/VS onde as cores em vermelho representam os baixos valores de impedância acústica e da razão VP/VS, que estão associadas a altas porosidades e altas concentrações de gás. Já as cores em azul mostram os baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS, sendo associadas a altas porosidades e baixas concentrações de gás.

O resultado desta análise na *inline* 4623 é mostrado na Figura 78. Pode-se perceber que a região do entorno do poço 3-RJS-683A apresenta uma anomalia muito intensa de gás (cor vermelha), o que corrobora as análises dos perfis deste poço. As maiores acumulações mapeadas nesta *inline* estão ao redor do poço, mas existe uma acumulação bastante proeminente na parte esquerda da estrutura. As regiões que estão sem cor (transparente) são representantes de rochas com baixa porosidade, ou seja, uma região ruim do reservatório.

Na Figura 79 são mostradas as anomalias situadas entre a superfície da base do sal e 70 m abaixo dela, associadas a baixos valores de impedância acústica e baixos valores da razão VP/VS (vermelho), e baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS (azul). Notam-se algumas plumas de coloração vermelha que indicam uma maior concentração de gás, principalmente a norte do poço. A noroeste do poço, há outra acumulação de gás bem proeminente, a mesma que pôde ser averiguada na Figura 78. Ainda sobre a Figura 79, é possível ver a heterogeneidade do reservatório a nível de porosidade. A alternância de cor e transparência ilustra exatamente a variação de fácies de alta e baixa porosidade.

A combinação das metodologias descritas, associadas com mapas de iluminação e classificação de fácies, traz maior robustez ao estudo integrando informações pontuais de confiabilidade e litologia (Figura 80). O mapa de anomalias é referente à região do retângulo

branco nos outros mapas, que aponta ser uma área sem grandes problemas de iluminação e com presença de estruturas alvo (*build-ups*). A partir das análises dos dados de perfil e inversões sísmicas, foi possível identificar alguns cenários relacionados à porosidade e ao tipo de fluido no reservatório para identificação e separação de regiões mais porosas e com uma maior concentração de gás (provavelmente, associadas a altas concentrações de CO₂) de regiões de menor concentração de gás. Estas informações podem ser de grande valia para novas perfurações, com intuito de local um poço que atinja áreas com maior concentração de óleo, evitando áreas com maior acúmulo de gás que pode estar associado a uma maior concentração de CO₂.

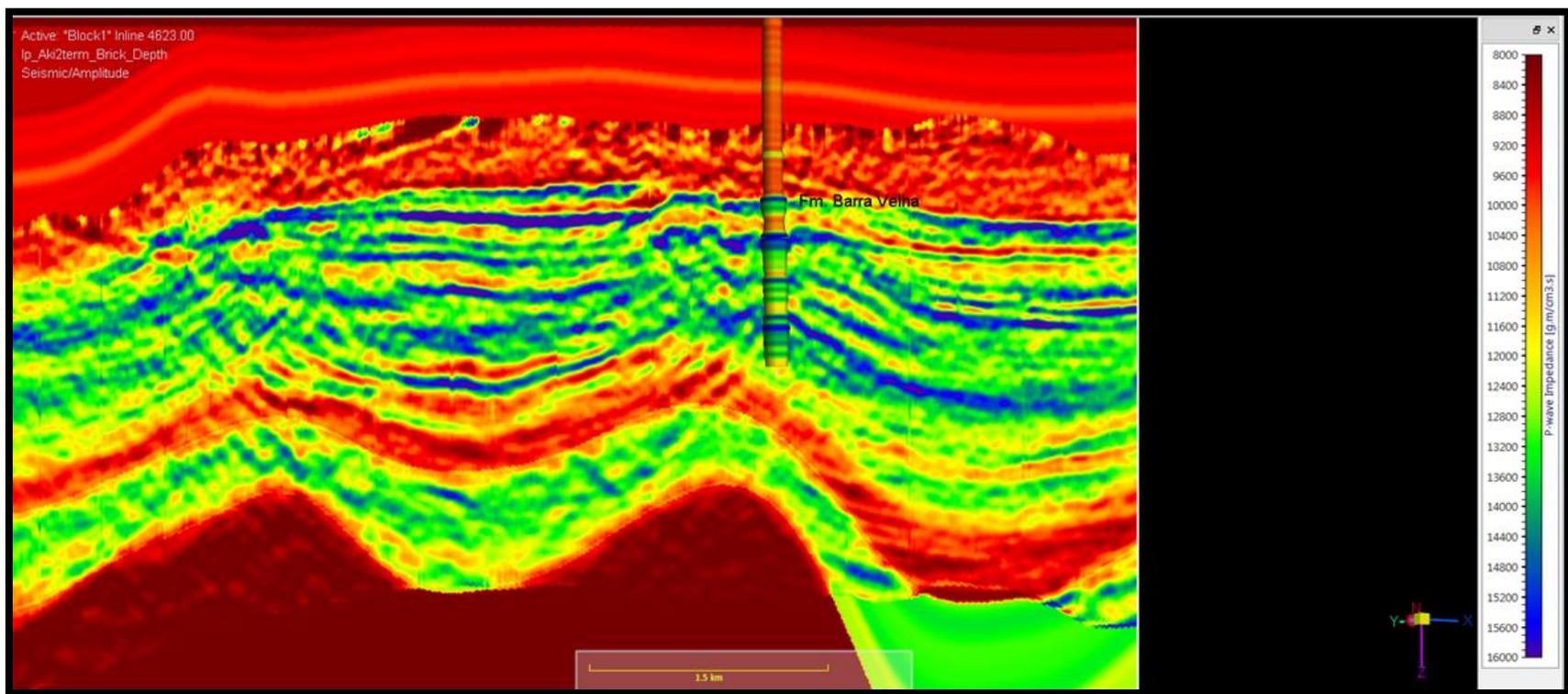


Figura 72: *Inline* 4623 com os valores de impedância acústica (IP) obtidos da inversão elástica e o perfil do poço 3-RJS-683A para fins de controle de qualidade.

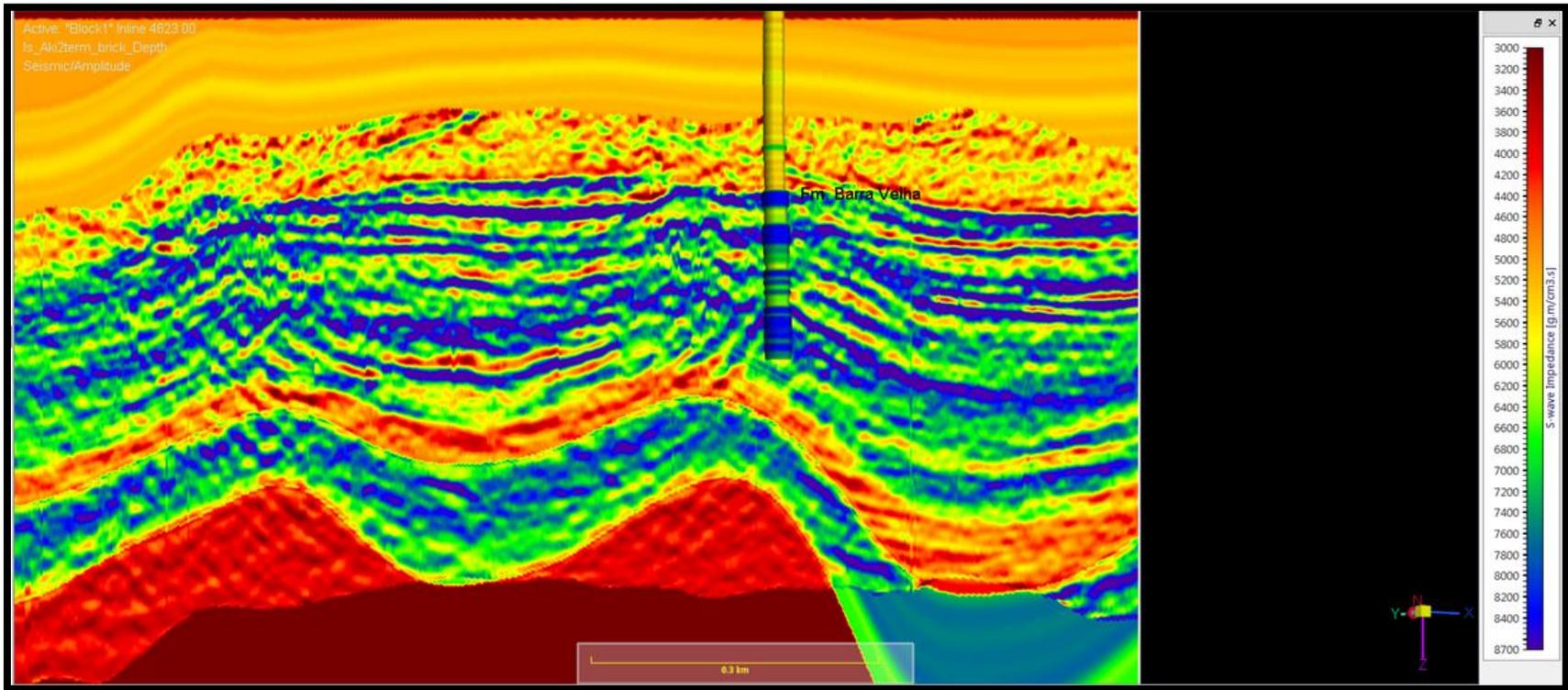


Figura 73: Inline 4623 mostrando os valores de impedância cisalhante (IS), com o perfil de impedância cisalhante suavizado do poço para controle de qualidade.

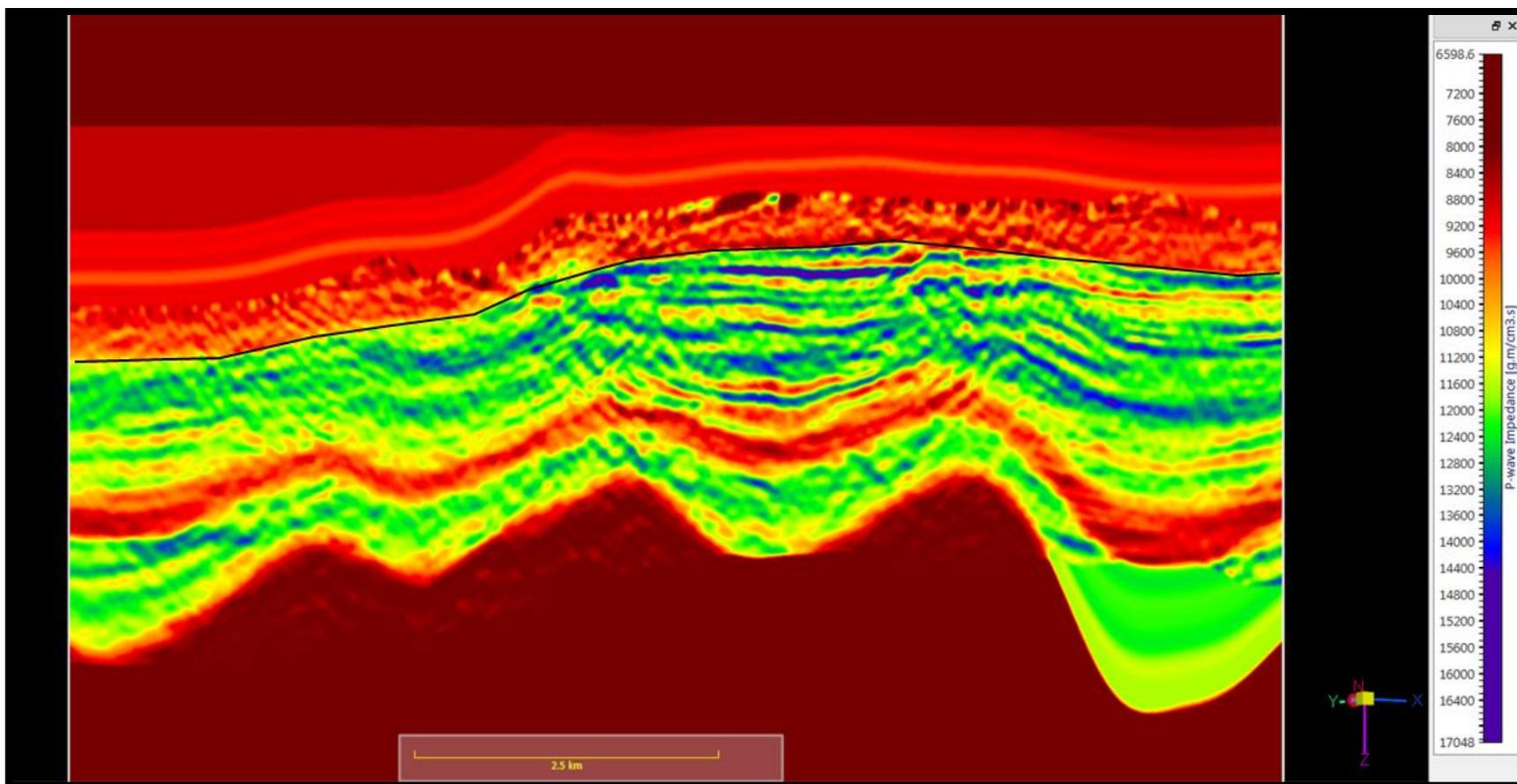


Figura 74: *Inline* 4623 com os valores de impedância acústica (IP) com a aplicação de um filtro de suavização.

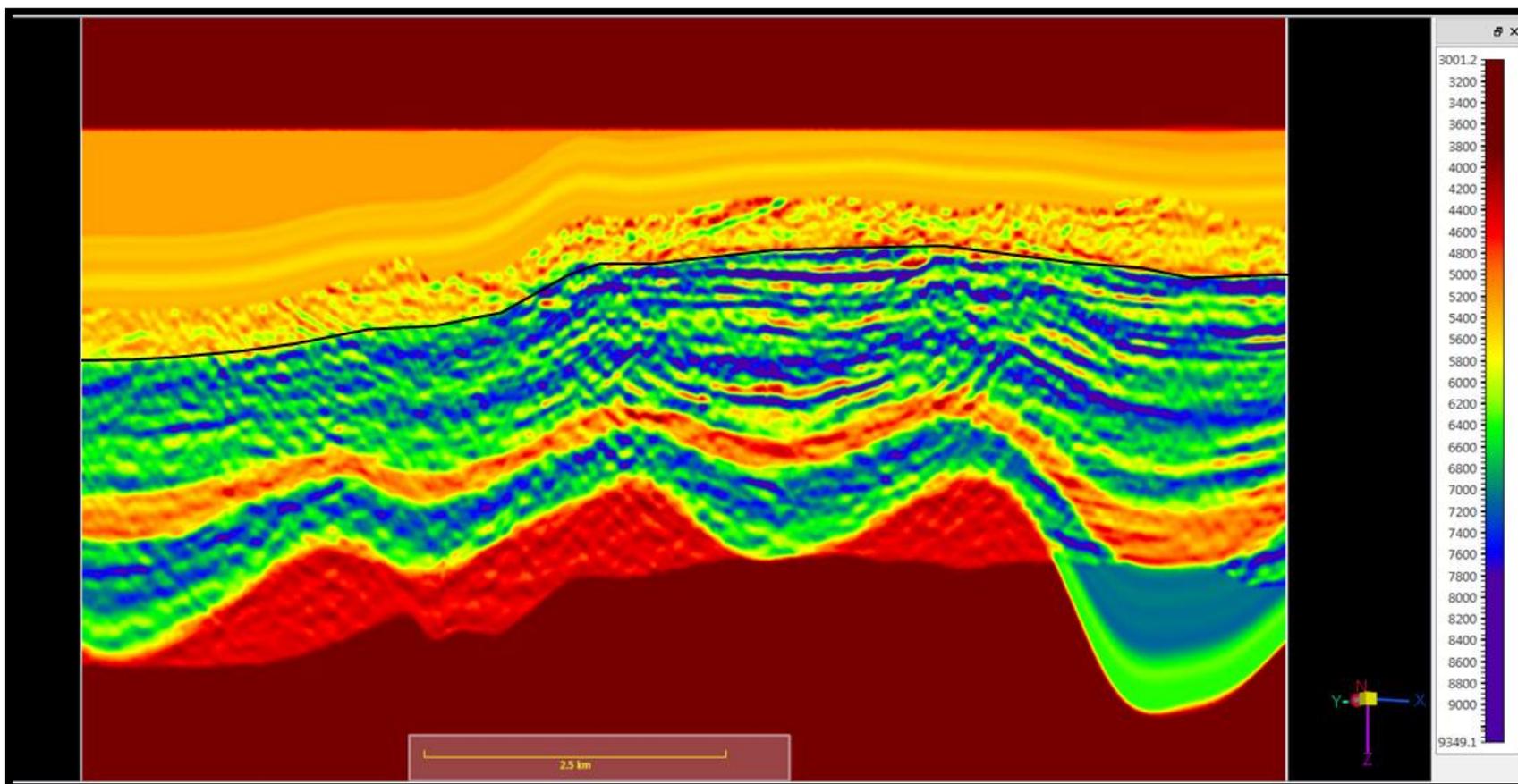


Figura 75: *Inline 4623* com os valores de impedância cisalhante (IS) com a aplicação de um filtro de suavização.

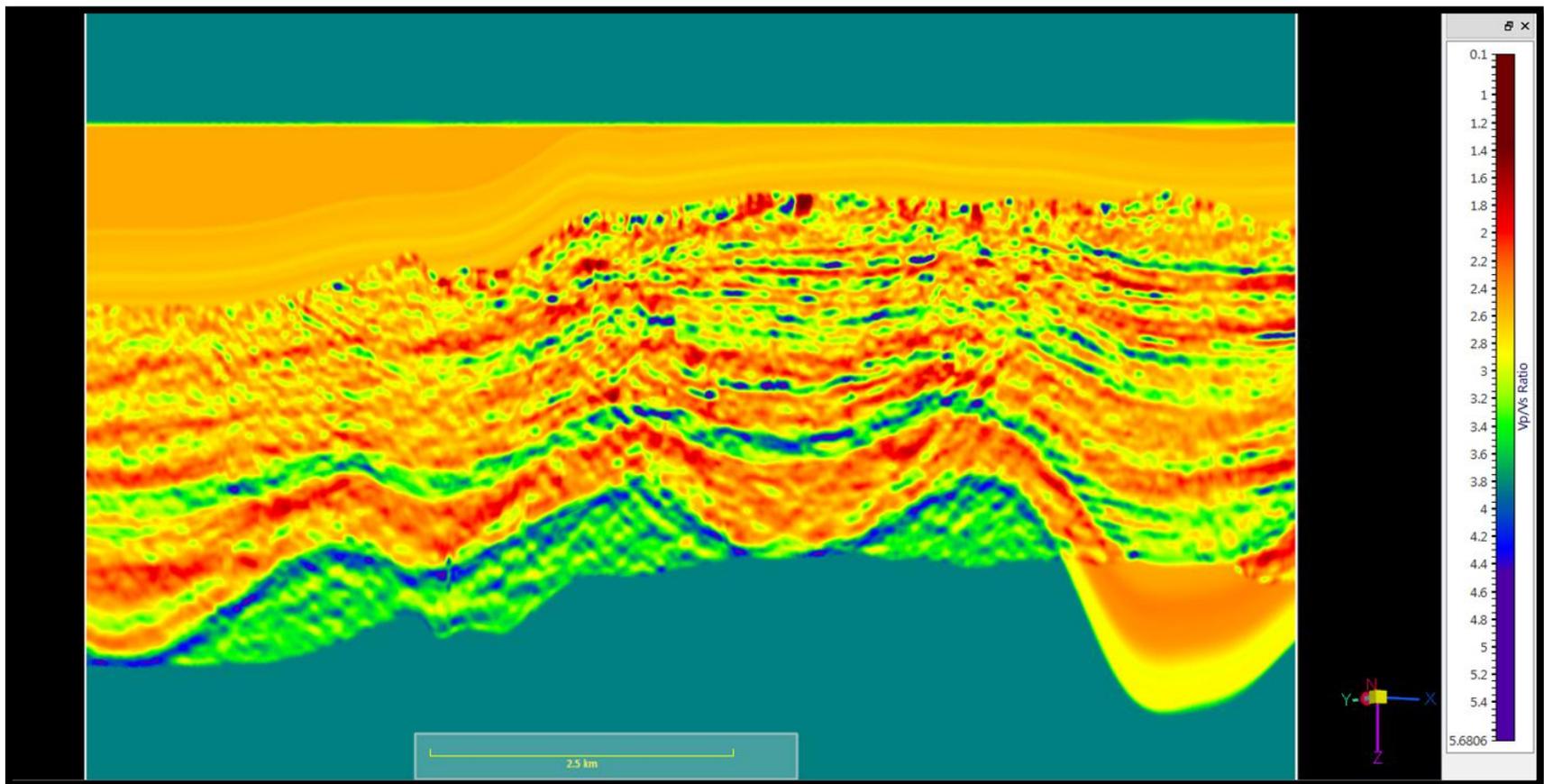


Figura 76: *Inline* 4623 com os valores de VP/VS suavizados.

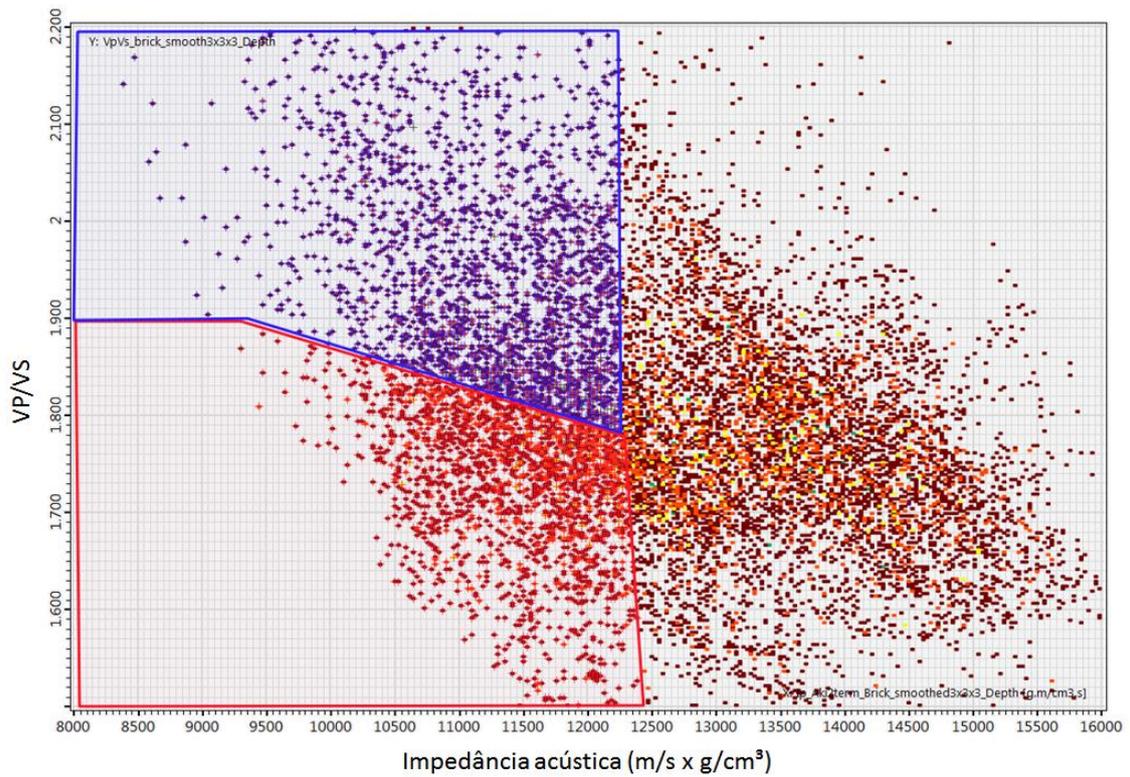


Figura 77: Gráfico diagnóstico de impedância acústica e razão VP/VS no intervalo limitado pelas superfícies Pré-Alagoas e a Base do Sal, na área dos dados pré-empilhamento. A área selecionada em vermelho representa baixa impedância acústica e baixos valores da razão VP/VS, que pode estar associada a alta porosidade e saturada com gás. Já a área selecionada em azul representa baixa porosidade e altos valores da razão VP/VS, que pode estar associada a alta porosidade e saturada com baixas concentrações de gás.

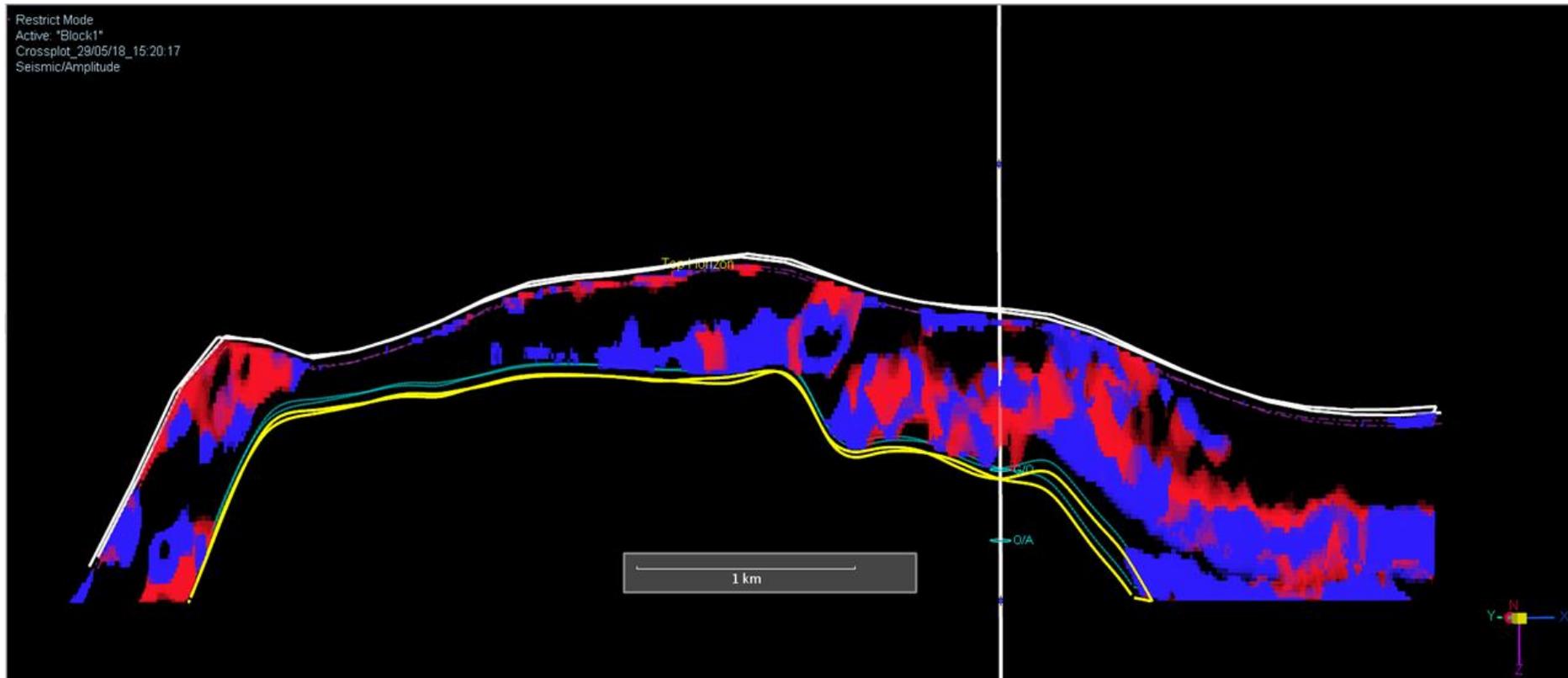


Figura 78: *Inline* 4623 mostrando a análise da inversão elástica na área limitada pelos horizontes Intra-Alagoas (curva amarela) e a Base do Sal (curva branca). As cores em vermelho apresentam baixos valores de impedância acústica e da razão VP/VS, sendo associadas a altas porosidades e concentrações de gás. Já as cores em azul apresentam baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS, sendo associadas a altas porosidades e baixas concentrações de gás.

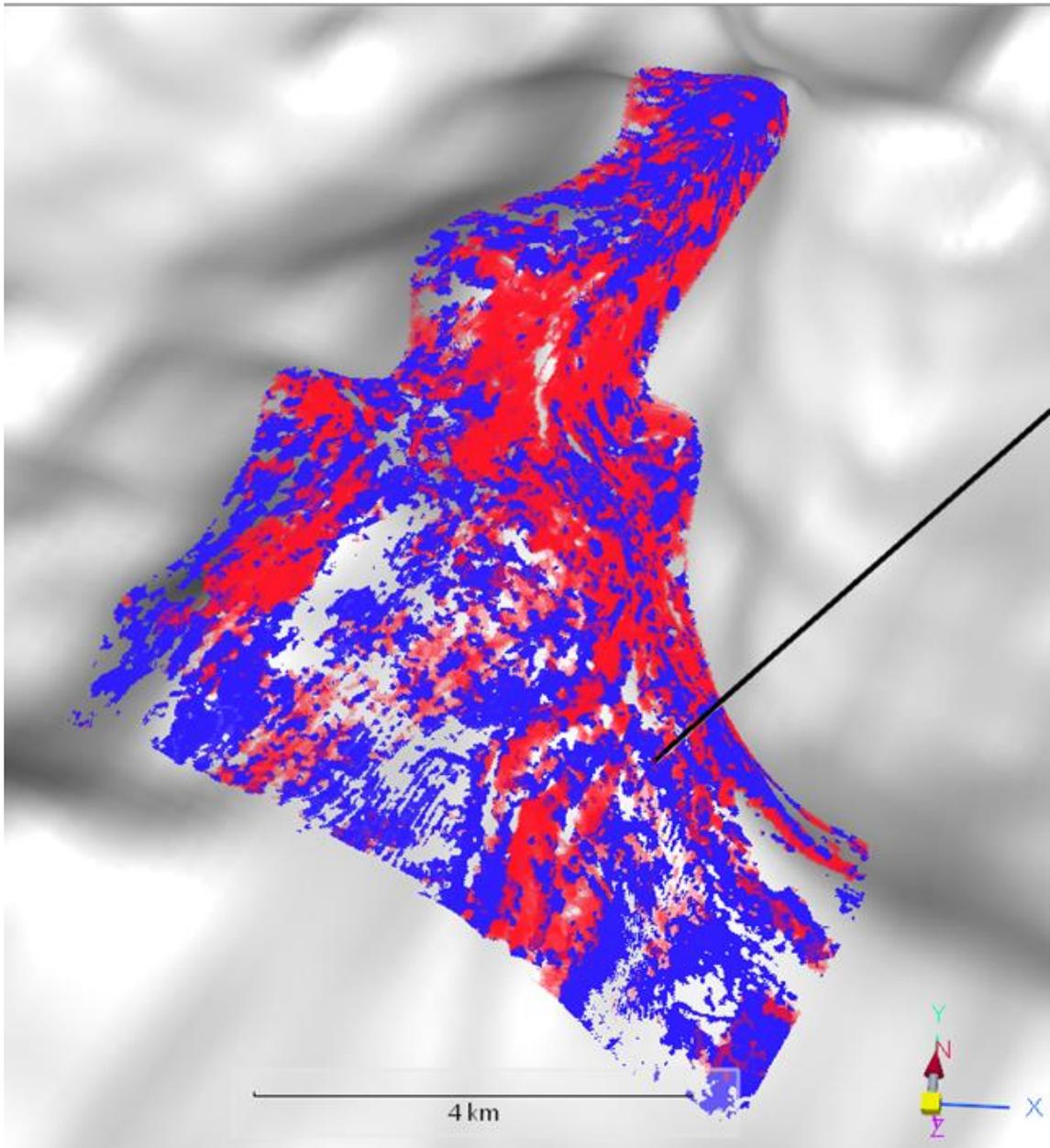


Figura 79: Anomalias associadas a: baixos valores de impedância acústica e da razão VP/VS (vermelho) e baixos valores de impedância acústica e altos valores da razão VP/VS (azul). Este resultado mostra alguns *trends* que indicam uma maior concentração de gás.

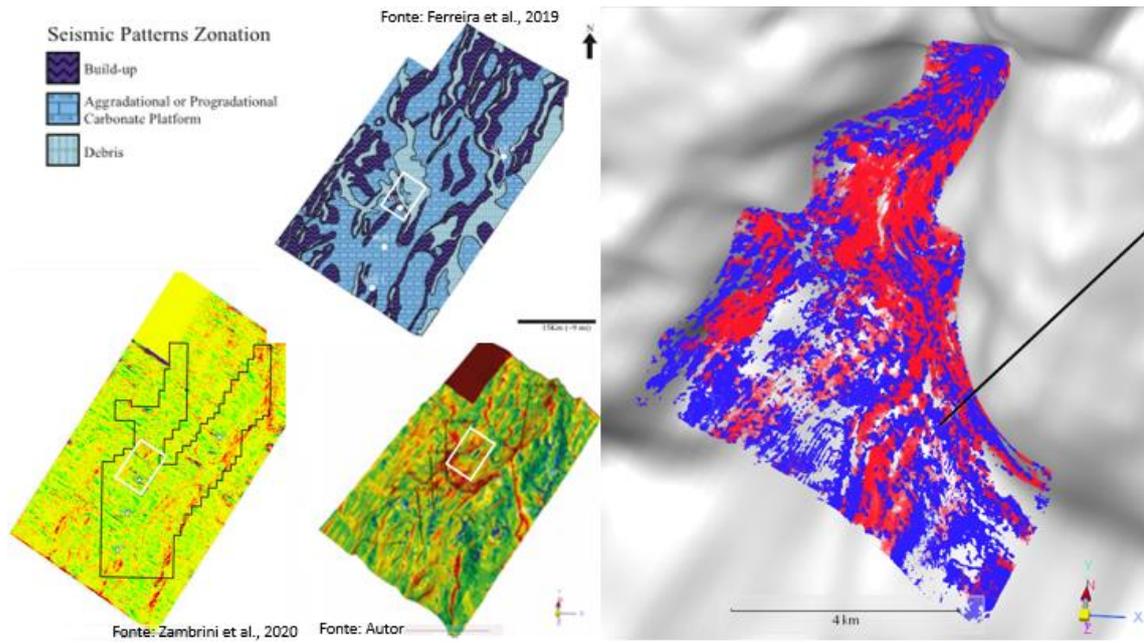


Figura 80: Composição de mapas de impedância, iluminação, classificação de fácies e anomalias de fluido. A região alvo do estudo de anomalias está delimitada pelo retângulo branco nos três mapas a direita.

6. Conclusões

O estudo de iluminação foi extremamente importante para garantir a qualidade do modelo de velocidade utilizado na migração, tanto em âmbito regional quanto local. A análise regional garantiu a verossimilhança em relação à geologia local e ao modelo de velocidade suavizado usado para realizar a migração do dado sísmico. A perspectiva mais local foi utilizada para avaliar áreas específicas e realizar um controle de qualidade na interpretação sísmica realizada pelos intérpretes. Desta maneira, pode-se avaliar regiões onde as informações relativas aos horizontes interpretados apresentam sub ou superestimados.

A comparação entre os modelos de velocidades levando em consideração o multi-z no horizonte do topo do sal, modelo original (cenário 1) e modelo com a inclusão da estratificação (cenário 4), mostrou uma pequena diferença nos valores de *hit counts*. Quando comparados os modelos de velocidade com (cenários 1 e 4) e sem a presença de estruturas multi-z (cenários 2 e 3), apresentaram uma grande diferença de valores de *hit counts*. Este estudo demonstrou que o efeito causado por estruturas complexas da camada de sal (formadas pela halocinese) é um dos principais fatores que interfere no *ray tracing*.

A estratificação do sal impacta no caminho raio de uma forma menos acentuada do que a presença do multi-z, gerando áreas com baixa contagem relativa, que na área de estudo pode ser associado com muralhas de sal (seções espessas de evaporitos). Ambas as feições estudadas relativas à camada de sal (multi-z e estratificação) afetam o trajeto do raio. Ao analisar o efeito dessas estruturas separadamente, a estratificação revelou ter um efeito menor na trajetória do raio. No entanto, ao analisá-las em conjunto, um pequeno desvio na trajetória do raio causado pela estratificação, pode mudar a direção do raio direcionando-o para uma região com multi-z, tais como domo ou língua de sal. Isso pode agir como ponto de difração ou fazer com que o raio não alcance um receptor em superfície, gerando mais incertezas ao dado, principalmente afetando a interpretação do horizonte e todos seus subprodutos.

A inversão acústica foi realizada no intervalo da Formação Barra Velha em toda a área de estudo. O volume de impedância acústica (IP) resultante permitiu um maior entendimento da área, auxiliou na interpretação sísmica e foi um dos atributos usados na classificação de sismofácies. A partir da relação entre porosidade e impedância, explicitada no estudo de sensibilidade, os mapas de *depth slice* do atributo de IP foram fundamentais para auxiliar a escolha da área de estudo com dados pré-empilhamento, localizando regiões alvo (de maior

porosidade) no volume. Também foi possível notar como a inversão acústica conseguiu representar melhor camadas delgadas em relação ao dado diretamente em amplitude sísmica. Por fim, zonas com altos valores de impedância acústica podem estar associados aos carbonatos com baixa porosidade, servindo como discriminante para estudos no reservatório.

O estudo de sensibilidade dos parâmetros elásticos mostrou o grande potencial da utilização da inversão elástica para separar os tipos de fluido na área de estudo. Somente os valores de impedância acústica, obtidos a partir da inversão acústica, mostraram uma grande ambiguidade para a diferenciação do tipo de fluido. Foi observado uma boa separação do tipo de fluido nos gráficos diagnósticos obtidos a partir dos parâmetros elásticos: baixos valores de impedância acústica combinado com baixos valores da razão VP/VS foram associados a presença de gás com alta porosidade e baixos valores de IP e valores intermediários da razão Vp/Vs foram associados a presença de óleo com alta porosidade.

No contexto da avaliação da área de estudo com dados pré-empilhamento, os mapas de *hit count* foram utilizados para localizar regiões com boa confiabilidade em altos estruturais e que tivesse a presença de poço perfurado. Outro fator determinante para a escolha da área para os estudos de AVO e para a realização da inversão elástica foi a existência estruturas do tipo *build-up*, pois normalmente estão associadas com boas condições permo-porosas.

A análise de AVO e a inversão elástica possibilitaram identificar e mapear uma possível zona com maior concentração de gás no entorno do poço analisado. A anomalia de AVO identificada no poço foi classificada como classe II, no qual é uma anomalia difícil de ser visualizada nos dados sísmicos pós-empilhamento, uma vez que apresenta um intercepte próximo de zero.

Com a integração dos estudos de iluminação, da análise de sensibilidade, de AVO e os resultados das inversões sísmicas, foi possível uma maior compreensão e caracterização da área de estudo. Cenários diferenciando os tipos de fluidos com maiores concentrações de gás ou de óleo foram propostos e mapeados. Esses cenários podem ser de grande valia para determinar estratégias de perfuração, principalmente nesta área extremamente complexa. Não foi possível separar regiões ricas em CO₂ de regiões com alta concentração de gás hidrocarboneto tanto a nível de poço quanto no volume sísmico.

Recomendações de trabalhos futuros:

O estudo de iluminação foi desenvolvido em uma área do pré-sal, usando um real conjunto de dados, e foi focado em uma região com muitas estruturas complexas. Para uma

melhor compreensão do assunto, este estudo deve ser realizado em outros prospectos com diferentes seções evaporíticas. Áreas com intercalações de outros tipos de sal (sais de baixa velocidade), com diferentes feições geológicas e com espessura distinta do pacote salino.

Quanto aos cenários criados, seria muito interessante utilizar o modelo de velocidade realístico (cenário 4) em um possível reprocessamento do dado sísmico para fins de comparação com o dado original. Relativo ao reprocessamento, poderiam ser realizadas outros tipos de migração e a utilização de outras ferramentas para melhoramento do dado, isso trará resultados mais robustos nos estudos de AVO e inversões sísmicas.

Recomenda-se que o estudo realizado com o dado pré-empilhamento seja aplicado em toda a área do Bloco BM-S-24 devido a sua eficácia. Também pode ser realizado em um prospecto onde exista uma maior quantidade de poços perfurados e tenha se usado melhores parâmetros de aquisição do dado sísmico.

Por último, realizar um estudo estrutural minucioso sobre as falhas que atingem altas profundidades, que possam se conectar ao manto e ter sido um possível condutor de CO₂. Utilizar esse estudo em associação aos estudos de AVO e inversão para uma melhor caracterização das anomalias de gás e refinamento dos cenários propostos.

7. Bibliografia

Aki, K., Richards, P., 2002. Quantitative Seismology, Second. ed. University Science Books, Sausalito.

Aki, K., Richards, P.G., 1980. Quantitative Seismology, Theory and Methods.

Al-Rahim, A.M., Hashem, H.A., 2016. Subsurface 3D Prediction Porosity Model from Converted Seismic and Well Data Using Model Based Inversion Technique . Iraqi J. Sci. 57, 163–174.

ANP, 2010. Exame e avaliação de dez descobertas e prospectos selecionadas no play do pré-sal em águas profundas na Bacia de Santos, Brasil. Agência Nac. do Petróleo, Gás Nat. Bicom bustíveis 105.

Avseth, P., Janke, A., Horn, F., 2016. AVO inversion in exploration-Key learnings from a Norwegian Sea prospect. Lead. Edge 35, 405–414. <https://doi.org/10.1190/tle35050405.1>

Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., 2005. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics to Reduce Interpretation Risk, First. ed, Geological Magazine. Cambridge University Press, Cambridge, New York, Melbourne. <https://doi.org/10.1017/S0016756806233053>

Barbassa, A.G., 2007. Análise da Área Tupi, Fato Relevante. Petrobras. URL <http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ArquivosExibe.asp?site=&protocolo=140478> (accessed 5.25.20).

Barros, P., Amaral, P.J., Girardi, T., Martini, A., Maul, A., González, M., 2017. Salt-focused inversion in the Santos Basin. SBGf Congr. 1147–1151. <https://doi.org/10.1190/sbgf2017-223>

Borges, F., 2016. Combining seismic and well data to achieve better depth prediction: A case study in Campos Basin, Brazil. 157th. SPWLA (The Soc. Petrophysicists Well-Log Anal. Annu. Symp.

Borges, F., Apoluceno, D., Selbach, H., Maul, A., Lima, G., 2015. Thickness- based approach

for evaporites seismic velocities in Campos Basin. 14th Int. Congr. Brazilian Geophys. Soc.

Bortfeld, R., 1961. Approximations To the Reflection and Transmission Coefficients of Plane Longitudinal and Transverse Waves. *Geophys. Prospect.* 9, 485–502. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1961.tb01670.x>

Buckley, J.P., Bosence, D., Elders, C., 2015. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Geol. Soc. Spec. Publ.* 418, 175–191. <https://doi.org/10.1144/SP418.13>

Carminatti, M., Wolff, B., Gamboa, L., 2008. New Exploratory Frontiers In Brazil. 19th World Petroleum Congress, Madrid, Spain.

Castagna, J.P., 1993. Offset-Dependent Reflectivity—Theory and Practice of AVO Analysis. Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802624>

Castagna, J.P., Batzle, M.L., Eastwood, R.L., 1984. Relationships between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. 1984 SEG Annu. Meet. SEG 1984 50, 582–584. <https://doi.org/10.1190/1.1894108>

Castagna, J.P., Swan, H.W., 1997. Principles of AVO crossplotting. Lead. edge.

Castro, T.M., 2019. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no campo de búzios, bacia de santos. Universidade Federal Fluminense.

Chacko, S., 1989. Porosity identification using amplitude variations with offset: examples from south Sumatra. *Geophysics* 54, 942–951. <https://doi.org/10.1190/1.1442737>

Chang, H.K., Assine, M.L., Corrêa, F.S., Tinen, J.S., Vidal, A.C., Koike, L., 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Rev. Bras. Geociências* 38, 29–46. <https://doi.org/10.25249/0375-7536.2008382s2946>

Chopra, S., Castagna, J., 2014. AVO. Society of Exploration Geophysicists.

Connolly, P., 1999. Elastic impedance. Lead. Edge (Tulsa, OK) 18. <https://doi.org/10.1190/1.1438307>

Crain, E.R., 2001. Crain's Petrophysical Handbook. URL <https://www.spec2000.net/index.htm> (accessed 5.25.20).

Dias, J.L., 2005. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. Bol. Geociências da Petrobrás 13, 7–25.

Dias, J.L., 1998. Análise sedimentológica e estratigráfica do Andar Aptiano em parte da Margem Leste do Brasil e no Platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Domenico, S.N., 1975. Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir. World Pet. Congr. Proc. 1975-May, 235–245.

Estado de Minas, 2020. Campo de Lula permanece em 2019 como maior produtor de petróleo do Brasil. URL https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2020/01/22/internas_economia,1116187/campo-de-lula-permanece-em-2019-como-maior-produtor-de-petroleo-do-bra.shtml (accessed 5.25.20).

Falcão, L., 2014. O Sal Estratificado e sua Importância na Modelagem de Velocidades para fins de Migração Sísmica. Universidade Federal Fluminense.

Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., Levitt, P.R., 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. GEOPHYSICS 59, 1362–1376. <https://doi.org/10.1190/1.1443695>

Ferreira, D.J.A., Lupinacci, W.M., Neves, I.D.A., Zambrini, J.P.R., Ferrari, A.L., Gamboa, L.A.P., Azul, M.O., 2019. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 103, 997–1012. <https://doi.org/10.1306/10261818055>

Formigli, J.F., Pinto, A.C.C., Almeida, A.S., 2009. Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development -The Way Ahead. Houston, Texas.

Foster, D.J., Keys, R.G., Lane, F.D., 2010. Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics* 75. <https://doi.org/10.1190/1.3467825>

Francisco, M.L., 2011. Uma comparação entre os regimes de taxaço sobre o petróleo: concessão e partilha [WWW Document]. URL https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/18565/18565_5.PDF (accessed 5.25.20).

Gamboa, L., Ferraz, A., Baptista, R., Santos Neto, E. V., 2019. Geotectonic controls on CO₂ formation and distribution processes in the Brazilian pre-salt basins. *Geosci.* 9, 1–14. <https://doi.org/10.3390/geosciences9060252>

Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., Teixeira, L., Boechat, J.B., González, M., González, G., 2016. Refining velocity model within the salt section in Santos Basin: an innovative workflow to include the Existing Stratification and its Considerations. *SEG Tech. Progr. Expand. Abstr.* 5328–5333. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13685489.1>

Gomes, P.O., Kildonk, B., Miken, J., Grow, T., Barragan, R., 2009. The Outer High or the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift structures. *AAPG Search Discov. Artic.* #10193.

Gonzalez, M., Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., Gonzalez, G., Oliveira, L., Menguim, T., Amaral, P.J., 2016a. Proposed Workflow to Incorporate Stratification within Salt Section Using Velocity and Seismic Attributes. *Third EAGE/SBGf Work.* 1–5.

Gonzalez, M., Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., Gonzalez, G., Oliveira, L.C., Menguim, T., Amaral, P.J., González, M., Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., González, G., Oliveira, L.C., Menguim, T., Amaral, P.J., 2016b. Proposed workflow to incorporate stratification within salt section using velocity and seismic attributes. *3rd EAGE/SBGf Work. 2016 Quant. Seism. Interpret. Lacustrine Carbonates* 32–36. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600050>

Goodway, W., Chen, T., Downton, J., 1997. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical Parameters; “Lambda-Rho”, “Mu-Rho”, and “Lambda/Mu fluid stack”, from P and S inversions. s.l., s.n., pp. . 67th Annu. Int. Meet. Soc. Explor. Geophys 183–186.

Isaac, J.H., Lawton, D.C., 2009. AVO analysis of carbonates. CREWES Res. Rep. 21.

Jalalalhosseini, S.M., Eskandari, S., Mortezaadeh, E., 2015. The technique of seismic inversion and use of the relation between inversion results and porosity log for predicting porosity of a carbonate reservoir in a south iranian oil field. Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff. 37, 265–272. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.580326>

Jardim, F., Maul, A., Falcão, L., González, G., 2015. Estimating amplitude uncertainties through illumination studies for a Pre-Salt reservoir. 14th Int. Congr. Brazilian Geophys. Soc. <https://doi.org/10.1190/sbgf2015-160>

Jones, I.F., Davison, I., 2014. Seismic imaging in and around salt bodies. Interpretation 2, SL1–SL20. <https://doi.org/http://library.seg.org/>

Koefoed, O., 1962. Reflection and transmission coefficients for plane longitudinal incident waves. University of Delft.

Koren, Z., Ravve, I., Bartana, A., Kosloff, D., 2007. Local angle domain in seismic imaging. 69th Eur. Assoc. Geosci. Eng. Conf. Exhib. 2007 Secur. Futur. Inc. SPE Eur. 2007 5, 3031–3035. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201401932>

Koren, Z., Ravve, I., Ragoza, E., Bartana, A., Kosloff, D., 2008. Full-azimuth angle domain imaging. 78th Annu. Int. Meet. SEG, Expand. Abstr. 2221–2225. <https://doi.org/10.1190/1.3059327>

Koren, Z., Xu, S., Kosloff, D., 2002. Target-oriented common reflection angle migration. 72nd Annu. Int. Meet. SEG, Expand. Abstr. 1196–1199.

Laurain, R., VINJE, V., STRAND, C., 2004. Simulated migration amplitude for improving

amplitude estimates.

Li, Y., Downton, J., Goodway, B., 2003. Recent applications of AVO to carbonate reservoirs in the Western Canadian Sedimentary Basin. *Lead. Edge* 22, 670–674.

Li, Y., Zhang, L., Wang, D., Shi, S., Cui, X., 2016. Hydrocarbon detection for Ordovician carbonate reservoir using amplitude variation with offset and spectral decomposition. *Interpretation* 4, SN11–SN30. <https://doi.org/10.1190/INT-2015-0135.1>

Liu, D., 2012. Comparison of Pre-stack Noise Suppression Techniques for AVO Analysis 79.

Lupinacci, W.M., Peixoto de Franco, A., Oliveira, S.A.M., Sergio de Moraes, F., 2017. A combined time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of poststack seismic data. *GEOPHYSICS* 82, V1–V6. <https://doi.org/10.1190/geo2015-0470.1>

Lupinacci, W.M., Viana, R.P.C., Ferreira, D.J.A., Neves, I.D.A., Zambrini, J.P.R., Azul, M.O., Ferrari, A.L., Gamboa, L.A.P., 2019. Impacts of halokinesis in seismic interpretation and generation of the top salt surface in a distal portion of the Santos Basin. *Rev. Bras. Geofis.* 37, 1–9. <https://doi.org/10.22564/rbgf.v37i2.1997>

Maul, A., Jardim, F., Falcão, L., González, G., 2015. Observing amplitude uncertainties for a Pre-Salt reservoir using illumination study (Hit-Maps). 77th EAGE Conf. Exhib. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201412921>

Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2009. *The Rock Physics Handbook*. Cambridge University Press, Cambridge. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753>

Meneguim, T., Mendes, S.C., Maul, A., Falcão, L., González, M., González, G., 2016. Refinamento do modelo de reservatórios a partir da caracterização das estratificações salíferas baseada em atributos sísmicos, Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos. 48º Congr. Bras. Geol.

Mohriak, W., Szatmari, P., Anjos, S.M.C., 2008. *Sal - Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras*, Primeira E. ed. Editora Beca, São Paulo.

Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., Pinheiro, M.A.P., Machado, M.A.P., 2007. Bacia de Santos. Bol. Geociencias da Petrobras 15, 531–549.

Oliveira, L.C., Falcão, L., Maul, A., Rosseto, J.A., González, M., González, G., 2015. Geological velocity approach in order to obtain a detailed velocity model for the evaporitic section, Santos Basin. 14th Int. Congr. Brazilian Geophys. Soc. <https://doi.org/10.1190/sbgf2015-273>

Ostrander, W.J., 1984. Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. Geophysics 49, 1637–1648. <https://doi.org/10.1190/1.1441571>

Penna, R., Araújo, S., Geisslinger, A., Sansonowski, R., Oliveira, L., Rosseto, J., Matos, M., 2019. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. Lead. Edge 38, 11–19. <https://doi.org/10.1190/tle38010011.1>

Petrobras, 2012. Projeto de Avaliação de Impactos Ambientais Resultantes da Atividade de Perfuração de Poços de Petróleo na Bacia de Santos e Pelotas (PAI). <https://doi.org/10.1017/cbo9781139061667.004>

Pramudito, D., Meidiana, T., Alfianto, A.D., Rizki Nurhadi, D., 2017. How to Build New Interpretation Concept using Dynamic Data: A case Study in Carbonate of Upper Cibulakan, North West Java Basin, Indonesia. IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 62, 1–7. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/62/1/012016>

Rafavich, F., Kendall, C.H.S.C., Todd, T.P., 1984. The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. Geophysics 1622–1636.

Ravve, I., Koren, Z., 2011. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part I: Directional and reflection image gathers. Geophysics 76. <https://doi.org/10.1190/1.3511352>

Ravve, I., Koren, Z., 2011. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging: Part 2 - Local angle domain. Geophysics 76. <https://doi.org/10.1190/1.3549742>

Riccomini, C., Sant'Anna, L.G., Tassinari, C.C.G., 2012. Pré-sal: geologia e exploração. Rev. USP 0, 33. <https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i95p33-42>

Richards, P.G., Frasier, C.W., 1976. Scattering of elastic wave from depth-dependent inhomogeneities. *Geophysics* 441–458.

Russell, B., Hampson, D., 2006. The old and the new in seismic inversion. *Can. Soc. Explor. Geophys. Rec.* 31, 5–10.

Russell, B., Hampson, D., 1991. Comparison of poststack seismic inversion methods, in: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1991*. Society of Exploration Geophysicists, pp. 876–878. <https://doi.org/10.1190/1.1888870>

Russell, B.H., 1988. Introduction to seismic inversion methods, *Introduction to seismic inversion methods*.

Rutherford, S.R., Williams, R.H., 1989. Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics* 54, 680–688. <https://doi.org/10.1190/1.1442696>

Sheriff, R.E., 2002. *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics* Title. SEG.

Shuey, R.T., 1985. A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics* 609–614.

Smith, G.C., Gidlow, P.M., 1987. WEIGHTED STACKING FOR ROCK PROPERTY ESTIMATION AND DETECTION OF GAS. *Geophys. Prospect.* 993–1014.

Smith, T.M., Sondergeld, C.H., Rai, C.S., 2003. Gassmann fluid substitutions: A tutorial. *GEOPHYSICS* 68, 430–440. <https://doi.org/10.1190/1.1567211>

Tedeschi, L.R., 2017. Lower Cretaceous climate records and the correlation between marine and lacustrine settings (Europe and South America). University of Oxford.

Teixeira, L., Gobatto, F., Maul, A., Cruz, N.M., Laquini, J., Gonçalves, C., 2017. Rock Physics and Seismic Inversion to identify stratification within salt section supporting velocity , facies

modeling and geomechanical analysis. Fifteenth Int. Congr. Brazilian Geophys. Soc. 1–6.

Weiss, Y., Mouliere-Reiser, D., Malkin, A., Grinberg, N., Canning, A., 2016. Interpolating wavelets, in: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016. Society of Exploration Geophysicists, pp. 3641–3645. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13850578.1>

Wright, V.P., Barnett, A.J., 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geol. Soc. Spec. Publ.* 418, 209–219. <https://doi.org/10.1144/SP418.3>

Yamamoto, T., Maul, A., Born, E., Gobatto, F., Campos, M.T., González, M., 2016. Incorporação de Estratificações Salíferas Através do Modelo de Velocidade em um Projeto da Bacia de Santos. VII Simpósio Bras. Geofísica.

Zambrini, J., Lupinacci, W.M., Gamboa, L.A.P., Neves, I.D.A., Cherene, R., Azul, M.O., 2020. The impact of the complex evaporites features' on the seismic illumination of the underlying rocks: A case study in the Brazilian presalt. *J. Pet. Sci. Eng.* 191, 107177. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107177>

Zoeppritz, K., 1919. VIIb. Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen. [VIIb. On reflection and transmission of seismic waves by surfaces of discontinuity].