



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GABRIEL DE SOUZA QUINTES

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D DE BAIXAS REFLETIVIDADES NO PRÉ-SAL DO
CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Niterói, RJ

2022

GABRIEL DE SOUZA QUINTES

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D DE BAIXAS REFLETIVIDADES NO PRÉ-SAL DO
CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

ORIENTADOR: PROF. D.Sc. ROGERIO DE ARAUJO SANTOS

COORIENTADORA: M.Sc. ELAINE MARIA LOPES LOUREIRO

COORIENTADOR: M.Sc. RODRIGO MORELATTO

Niterói, RJ

2022

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

Q7i Quintes, Gabriel de Souza
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D DE BAIXAS REFLETIVIDADES NO PRÉ-SAL
DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS / Gabriel de Souza
Quintes. - 2022.
126 f.

Orientador: Rogerio Santos.
Coorientador: Elaine Loureiro.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)-Universidade
Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2022.

1. Pré-sal. 2. Sistema Petrolífero. 3. Interpretação
Sísmica 3D. 4. Baixas Refletividades. 5. Produção
intelectual. I. Santos, Rogerio, orientador. II. Loureiro,
Elaine, coorientadora. III. Universidade Federal Fluminense.
Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

GABRIEL DE SOUZA QUINTES

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D DE BAIXAS REFLETIVIDADES NO PRÉ-SAL DO
CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Prof. D.Sc. Rogerio de Araujo Santos (Orientador – GGO/UFF)

M.Sc. Elaine Maria Lopes Loureiro (SAG/ANP)

M.Sc. Rodrigo Morelatto (SAG/ANP)

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva (GGO/DOT - UFF)

Niterói, RJ

2022

AGRADECIMENTOS

Gostaria primeiramente de agradecer aos meus pais, William da Silva Quintes e Patricia Costa de Souza, e aos meus avós, que sempre me deram todo suporte necessário para acreditar e alcançar meus objetivos, além de fazerem parte de toda minha caminhada até aqui. Faço também uma menção de gratidão aos meus demais familiares que acompanharam todo o esforço e dedicação.

Deixo também um agradecimento especial aos meus amigos, Gabriel Ribeiro, Fábio Júnior, Guilherme Ramos e Bruna Maia que fizeram parte de toda minha trajetória dentro da Universidade e puderam contribuir sempre de forma significativa tanto na minha vida pessoal quanto profissional. Minha gratidão também aos demais contribuintes que fizeram parte do meu dia a dia dentro da Universidade Federal Fluminense (UFF), como os professores e funcionários, bem como a própria instituição, que conta com uma estrutura acolhedora e excelentes profissionais.

Com enorme carinho, agradeço ao meu orientador, Rogério Santos, e aos meus coorientadores, Elaine Loureiro e Rodrigo Morelato, pessoas sempre solícitas, presentes, competentes e pacientes, que puderam contribuir de forma significativa com meu amadurecimento pessoal e profissional durante esta trajetória. Agradeço também ao Cleverson Guizan Silva, com quem muito aprendi no início da minha graduação tendo-o como professor, e hoje o mesmo retorna para compor a minha banca de avaliação, juntamente com o Rodrigo Morelato e Elaine Loureiro.

Agradeço também a toda equipe ANP, em especial a equipe SAG, à qual pude fazer parte, conhecer grandes pessoas e aprender com todos os membros durante o tempo em que estive presente no órgão.

Como integrante da equipe de Geologia e Geofísica na Origem Energia S.A, agradeço a todos que fazem parte desta, onde tenho a oportunidade diária de aprender um pouco e mirar objetivos cada vez maiores no âmbito profissional.

Em especial, agradeço à Schlumberger pela doação acadêmica das licenças do Petrel, sem o qual este trabalho talvez não fosse viável.

RESUMO

A onda sísmica compressional, quando usada na indústria do petróleo, comumente visa trazer informações das refletividades sísmicas em bacias sedimentares. A amplitude gravada é, de uma forma simples, uma função do pulso emitido artificialmente por meio de fontes mecânico-hidráulicas, convolvido com tais refletividades e contaminadas com ruídos coerentes e aleatórios. Esses últimos são em geral muito bem compreendidos e atenuados no processamento dos dados enquanto os coerentes são mais complexos. Tais ruídos afetam diferentemente cada refletividade, podendo gerar fortes amplitudes provindas de ondas secundárias e contaminar as respostas de ondas primárias, principalmente aquelas associadas a baixas refletividades (amplitudes de fundo ou *background*). Existem duas vertentes conceituais envolvendo o uso de amplitudes de *background* (Santos *et al.*, 2018) e processos de qualificação sísmica (Santos *et al.*, 2019). O objetivo do presente trabalho segue esses dois panoramas: interpretar dados onde se aplica uma qualificação sísmica proporcionando um espectro de amplitudes mais balanceado em todas as frequências e realizar uma modelagem de inversão acústica, definindo a relação de amplitudes entre o dado de entrada e o de saída. Tecnicamente, busca-se maximizar as semelhanças espaciais em cada posição dos dados. Sendo cada resposta sísmica uma combinação entre fatores litológicos e petrofísicos, nas posições onde as respostas não sejam semelhantes, indica-se a possibilidade de fatores petrofísicos atuarem de forma mais acentuada. Assim, tenta-se ressaltar eventos de baixas amplitudes correlatas a baixas refletividades que possam diferenciar o papel de fluidos e rochas. Tais conceitos foram aplicados no Campo de Búzios, Bacia de Santos, para a interpretação de um dado sísmico 3D. A importância do trabalho está fundamentada na possibilidade de se adotar a onda P completa, como indicadora direta de hidrocarbonetos, considerando que a resposta sísmica acústica contenha componentes de respostas elásticas referentes a fluidos controlados por fatores como a permeabilidade e a porosidade das rochas. Como respostas aos objetivos, os resultados trazem de forma efetiva a evidência de elementos essenciais em um sistema petrolífero como possíveis rochas geradoras, rochas reservatórios, rochas selantes, além da possibilidade de identificar as tendências de onde ocorrem ou ocorreram o fenômeno geológico de migração. Com isso, é possível concluir e notar a grande corroboração que a metodologia apresentada tende a trazer com amplitudes de *background*, aos dados convencionais interpretados nos ramos de E&P da indústria do petróleo.

Palavras-chave: Amplitudes de fundo, Atenuação, Bacia de Santos, Baixa refletividade, Campo de Búzios, Interpretação, Pré-sal, Sistema Petrolífero.

ABSTRACT

The compressional seismic wave, when used in the petroleum industry, commonly aims to bring information of seismic reflectivities in sedimentary basins. The recorded amplitude is, in a simple way, a function of the pulse emitted artificially by means of mechanical-hydraulic sources, convolved with such reflectivities and contaminated with coherent and random noise. The latter are generally very well understood and mitigated in the data processing, while the coherent ones are more complex. These noises affect each reflectivity differently and can generate strong secondary wave amplitudes and contaminate primary wave responses, especially those associated with low reflectivities (background amplitudes). There are two conceptual strands involving the use of background amplitudes (Santos et al., 2018) and seismic qualification processes (Santos et al., 2019). The goal of the present work follows these two overviews: to interpret data where seismic qualification is applied providing a more balanced spectrum of amplitudes at all frequencies and to perform acoustic inversion modeling by defining the ratio of amplitudes between the input and output data. Technically, one seeks to maximize the spatial similarities at each position of the data. Since each seismic response is a combination of lithological and petrophysical factors, positions where the responses are not similar indicate the possibility of petrophysical factors acting more strongly. Thus, one tries to highlight events of low amplitudes correlated to low reflectivities that can differentiate the role of fluids and rocks. These concepts were applied in the Búzios Field, Santos Basin, for the interpretation of a 3D seismic data. The importance of this work is based on the possibility of adopting the complete P wave as a direct indicator of hydrocarbons, considering that the acoustic seismic response contains components of elastic responses referring to fluids controlled by factors such as rock permeability and porosity. As answers to the objectives, the results effectively bring evidence of essential elements in a petroleum system as possible source rocks, reservoir rocks, sealing rocks, besides the possibility of identifying the trends of where the geological phenomenon of migration occurs or has occurred. With this, it is possible to conclude and note the great corroboration that the methodology presented tends to bring with background amplitudes, to conventional data interpreted in the E&P branches of the oil industry.

Keywords: Background amplitudes, Attenuation, Santos Basin, Low reflectivity, Buzios Field, Interpretation, Pre-Salt, Petroleum System.

Índice de Figuras

Figura 1: Desenvolvimento da aplicabilidade da decomposição espectral a partir de sua criação. (Adaptado de Khonde e Rastogi, 2013).	18
Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos (Elaboração própria).	21
Figura 3: Migração da exploração de hidrocarbonetos para águas ultra profundas a partir de 2005 (Souza & Sgarbi, 2019, p.15, apud Modificado de ANP, 2015a).	23
Figura 4: Produção de petróleo em milhão de barris/dia na Bacia de Campos e Santos (Souza & Sgarbi, 2019).	24
Figura 5: Bacia de Santos destacada como a principal produtora de Petróleo em outubro de 2021 (ANP, 2021).	24
Figura 6: Bacia de Santos destacada como a principal produtora de gás natural em outubro de 2021 (ANP, 2021).	25
Figura 7: Afastamento das placas Sul-Americana e Africana (Mohriak, 2003).	26
Figura 8: Principais elementos estruturais da Bacia de Santos (ANP, 2017).	27
Figura 9: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).	28
Figura 10: Carta estratigráfica da Bacia de Santos até o topo do sal (Chang et al., 2008).	29
Figura 11: Diferentes proposições de evoluções tectônicas apresentadas por Wright & Barnett (2015) e por Castro (2019) (adaptado de Castro, 2019).	30
Figura 12: Mapa de localização do Campo de Búzios (Elaboração própria).	32
Figura 13: Produção nacional do pré-sal a partir de 2017 (ANP, 2022).	33
Figura 14: Campo de Búzios como maior produtor para o contrato de Cessão Onerosa. (ANP, 2022).	33
Figura 15: Campo de Búzios como maior produtor para o contrato de Partilha de Produção. (ANP, 2022).	33
Figura 16: Propagação e reflexão da onda sísmica em subsuperfície (Simm & Bacon, 2014).	37
Figura 17: Geração de um sismograma a partir da convolução do pulso com o coeficiente de reflexão (RC) (Simm & Bacon, 2014).	38
Figura 18: Diferentes modelos de fases para <i>wavelets</i> (Herron, 2011).	39
Figura 19: Modelo de <i>wavelet</i> de fase zero e padrões de polaridade americana e europeia (Adaptado de Simm & Bacon, 2014).	39
Figura 20: Formas de atenuação de amplitudes. Os mecanismos com * são dependentes da frequência (Liner, 2012).	40

Figura 21: (a) Representação da propagação da onda sem absorção. (b) Atuação da atenuação devido à absorção. (c) Propagação com maior absorção para maior frequência. (Adaptado de Anstey, 1977).	41
Figura 22: Perda progressiva na amplitude de um pulso sísmico durante sua propagação. (Adaptado de Anstey, 1977).	42
Figura 23: Perda de energia conforme o aumento do número de interfaces e a redução do valor do coeficiente de reflexão. (Adaptado de Anstey, 1977).	43
Figura 24: Múltipla de curto caminho representada entre uma interface em (a), e em seis interfaces em (b). (Adaptado de Anstey, 1977).	44
Figura 25: Ilustração da abrangência de áreas cada vez maiores a medida de a distância da frente de onda para a fonte aumenta. (Adaptado de Anstey, 1977).	44
Figura 26: Decaimento das amplitudes devido a refração em interfaces, considerando a terra real. (Adaptado de Anstey, 1977).	45
Figura 27: Padrões de terminações de refletores sismoestratigráficos representando limites superiores e inferiores de unidades distintas (Ribeiro, 2001, pag. 78, apud. Mitchum Jr et al., 1977a).	47
Figura 28: Padrões de configurações de fácies sísmicas mostrados de A até F (Ribeiro, 2001, pag. 78, apud. Mitchum Jr et al., 1977a).	48
Figura 29: Geometria externa típicas de fácies sísmicas (Ribeiro, 2001, pag. 86, apud. Mitchum Jr. et al., 1977a).	50
Figura 30: Classificação dos atributos sísmicos (Barnes, 2016).	52
Figura 31: Aplicação do atributo de variância em uma região com presença de descontinuidades em um <i>depth slice</i> (Elaboração própria).	53
Figura 32: Resultados da aplicação dos atributos <i>dip</i> e <i>azimuth</i> em um <i>depth slice</i> de um dado sísmico de amplitude (Elaboração própria).	54
Figura 33: Resultado da aplicação do <i>Ant-tracking</i> em um <i>depth slice</i> destacando as principais estruturas associadas a falhas e fraturas (Elaboração própria).	55
Figura 34: Aplicação do atributo sísmico TecVA destacando os grandes contrastes de impedâncias acústica e ressaltando as principais heterogeneidades em um <i>depth slice</i> (Elaboração própria).	56
Figura 35: Principais subdivisões de métodos de inversão sísmica <i>post-stack</i> (Azevedo & Soares, 2017).	58
Figura 36: Classificação dos diferentes tipos de horizontes com terminações usados na modelagem (Cannon, 2018).	60

Figura 37: Dados de poços utilizados e área adotada para a realização do presente trabalho (Elaboração própria).....	63
Figura 38: Fluxograma de etapas realizadas em cima do dado original (bruto).	64
Figura 39: Fluxograma das etapas realizadas com os dados de baixas refletividades.	65
Figura 40: Principal zoneamento da Formação Barra Velha e discordâncias (Adaptado de Nunes).....	68
Figura 41: Poços utilizados na correlação de perfis (Elaboração própria).....	69
Figura 42: Gradiente de pressão estática do óleo e da água mostrando a possível zona de transição entre os fluidos para o poço 9-BRSA-1159-RJS.	70
Figura 43: Gradiente de pressão estática do óleo e da água mostrando a possível zona de transição entre os fluidos para o poço 3-BRSA-1063-RJS.	70
Figura 44: Correlação entre respostas de perfis e zonas dos poços 9-BRSA-1159-RJS e 3-BRSA-1063-RJ, valores de <i>gamma-ray</i> foram invertidos com seus limites indo de 150 a 0 gAPI, da esquerda para a direita, respectivamente.	71
Figura 45: Exemplo de amarração do poço 9-BRSA-1159-RJS com o dado sísmico.....	72
Figura 46: Seção sísmica <i>xline</i> 7860 sem interpretação.....	73
Figura 47: Seção sísmica <i>xline</i> 7860 com interpretação das principais discordâncias do pré-sal.....	74
Figura 48: Modelo geológico gerado a partir da <i>xline</i> 7860 após ser interpretada, com exagero vertical de 3.....	75
Figura 49: Seção sísmica <i>inline</i> 9531 antes de ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.	75
Figura 50: Seção sísmica <i>inline</i> 9531 após ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.	76
Figura 51: Modelo geológico gerado a partir da <i>inline</i> 9531 após ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.....	76
Figura 52: Superfície interpretada da base do sal, com exagero vertical x3.....	77
Figura 53: Superfície interpretada da discordância Intra-Alagoas, com exagero vertical x3.	78
Figura 54: Superfície interpretada da discordância Pré-Alagoas, com exagero vertical x3.	79
Figura 55: Superfície interpretada da discordância Pré-Jiquiá, com exagero vertical x3.	80
Figura 56: Superfície interpretada do topo do embasamento, com exagero vertical x3.	81
Figura 57: Superfície interpretada do topo do sal, com exagero vertical x3.....	81
Figura 58: Espectro de frequência do sub volume do pós-sal.....	82
Figura 59: Espectro de frequência do sub volume do pós-sal.....	83
Figura 60: Espectro de frequência do sub volume do pré-sal.	84

Figura 61: <i>Slice 5750</i> após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais representados em 53-1. <i>Slice 5750</i> após a aplicação de atributos e sem qualificação sísmica representado em 53-2.....	85
Figura 62: <i>Depth slice 5200</i> , após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais, mostrando ausência significativa de falhas associadas ao depósito de sal.	86
Figura 63: Domínios estruturais antes e depois da interpretação. 55-B mostra o <i>depth slice 5450</i> , após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais. 55-C mostrando o <i>depth slice 5750</i> , após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais.....	87
Figura 64: Aumento na presença de falhas nos domínios estruturais conforme a profundidade aumenta. 56-D mostra o <i>depth slice 5900</i> , após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais. 56-E mostrando o <i>depth slice 6300</i> , após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais.	88
Figura 65: <i>Crossplot gamma-ray</i> x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.	90
Figura 66: <i>Crossplot DTCO</i> x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.....	91
Figura 67: <i>Crossplot RHOZ</i> x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.....	92
Figura 68: Amplitude PSDM x RHOZ, sem a presença de correlação entre os respectivos parâmetros para o poço 9-BRSA-1159-RJS.....	93
Figura 69: Baixas refletividades x RHOZ, com melhor discriminação entre os respectivos parâmetros para o poço 9-BRSA-1159-RJS.....	93
Figura 70: Baixas refletividades x Velocidade da onda P na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.....	94
Figura 71: Baixas refletividades x Densidade (RHOZ) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.	94
Figura 72: Profundidade x Tempo de trânsito sônico (DTCO) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.....	95
Figura 73: Profundidade x Densidade (RHOZ) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.....	95
Figura 74: Concentração de magnitudes de amplitudes PSDM coincidentes no entorno do valor zero (background remanescente após qualificação sísmica adotada).	96
Figura 75: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de densidade.....	97
Figura 76: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de tempo de trânsito.....	98
Figura 77: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de <i>gamma-ray</i>	98

Figura 78: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de resistividade.....	99
Figura 79: Modelo geométrico sismoestratigráfico mostrando as principais falhas que possam apresentar indícios de selo (amarelo) ou migração (violeta, azul e verde) dentro da Formação Barra Velha.....	100
Figura 80: A-Isócora entre as discordâncias Pré-Jiquia e a Pré-Alagoas, indicando possíveis regiões de cozinhas geradoras e a Figura B, Fácies do modelo DHI dez camadas abaixo da discordância Pré-Jiquiá, ilustrando as texturas associáveis a essas possíveis cozinhas, com os valores mais baixos do indicador DHI de baixas refletividades (baixíssimas permeabilidades).	102
Figura 81: Modelo DHI de baixas refletividades de quatro camadas abaixo da discordância Pré-Jiquiá, indicando possíveis rotas de migração de fluidos.	103
Figura 82: Selos são basicamente indicados por valores baixos (próximos a 1). A entrada e saída não possuem variação consideráveis de respostas sísmicas marcantes, ou seja, pouca variação petrofísica indicada pela onda sísmica (cor bege na figura).	104
Figura 83: <i>Depth Slice</i> -5850 do cubo DHI indicando possíveis retenções de fluidos na textura de cor violeta.	105
Figura 84: Possível reservatório detectado por rotas de fluidos associados às cozinhas geradoras subjacentes.	106
Figura 85: Melhora visual observada no dado qualificado (B), em relação ao dado PSDM ilustrado em (A).	107
Figura 86: Excelente discriminação de refletividades oferecida pelo processo de inversão de baixas refletividades (A) em relação ao dado original (B).	108
Figura 87: <i>Flat spot</i> sugerido no dado DHI de baixas refletividades (A) e confirmado pelo dado sintético de 35 Hz em (B). O sombreado em azul marca a possível posição do contato óleo/água em torno de -5770m, assim como se observou no dado de poço.	109
Figura 88: Detecção de corpos associados a fluidos proveniente das respostas de baixas refletividades.	110
Figura 89: Distribuição de geometria de possível reservatório associado aos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BUZ-1-RJS.	111
Figura 90: Detecção sísmica de baixas refletividades que estariam correlacionadas a geração de fluidos no Jiquiá.	112
Figura 91: Interpretações de superfícies usadas para guiar a criação da geometria do modelo.	112

Figura 92: Geometria do modelo sismoestratigráfico construído, desde a Formação Piçarras até o topo do sal, em 90 camadas sísmicas, comparando o dado de entrada PSDM em <i>slice</i> e o dado qualificado e invertido para baixas refletividades, mostrados na <i>inline</i> e <i>xline</i> , respectivamente.	113
Figura 93: Indícios de possíveis acumulações de fluidos.	114
Figura 94: Possíveis caminhos preferenciais de fluidos direcionando a migração para as respectivas acumulações.	114
Figura 95: Possíveis falhas e fraturas sísmicas, mostradas no <i>slice</i> -5345m da variância sísmica, com alinhamentos na textura bege, e que seriam indutoras de azimutes preferenciais das camadas.	115
Figura 96: Principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância Pré-Jiquiá. Destacam-se as direções preferências em rosa e em laranja.	116
Figura 97: Mesma camada do modelo mostrado na figura 96 anterior, porém agora com um atributo de cor, que busca azimutes preferenciais para diferentes sequências deposicionais.	117
Figura 98: Dado original mostrado em 98-A com atributo, e em 98-B, o ganho de resolução para fácies sutis após a qualificação sísmica e aplicação do atributo de identificação de heterogeneidades.	118

Índice de Tabelas

Tabela 1: Características da modelagem geométrica (Adaptado de Huang <i>et al.</i> , 2015).....	59
--	----

Lista de Variáveis

α	Decaimento da amplitude
t	Tempo
I	Impedância acústica
p	Pressão acústica
σ	Intensidade acústica
V	Velocidade compressional
ρ	Densidade
CR	Coefficiente de reflexão
d	Vetor de dados
m	Parâmetros do modelo
F	Modelo direto
G	Matriz de kernel
n	Ruído adicionado aos dados
λ	Parâmetro de regularização
R^n	Espaço Euclidiano n-dimensional
k	Parâmetro de amostragem do dado sísmico
$s(t)$	Traço sísmico
$r(t)$	Série de refletividade
$w(t)$	<i>Wavelet</i> estacionária
$n(t)$	Ruído
$r_o(t)$	Refletividade do dado original
$r_q(t)$	Refletividade do dado qualificado
$w_1(t)$	<i>Wavelet</i> do dado original
$w_2(t)$	<i>Wavelet</i> do dado qualificado
$s_o(t)$	Traço sísmico do dado original
$s_q(t)$	Traço sísmico do dado qualificado

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
2	BACIA DE SANTOS	20
2.1	Histórico de Exploração.....	22
2.2	Contexto Geológico	25
2.3	Campo de Búzios	32
2.4	Sistema Petrolífero do Pré-Sal	34
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	35
3.1	O Sistema Petrolífero.....	35
3.3	Atenuação Aparente da Onda Sísmica em Subsuperfície.....	40
3.3.1	Absorção.....	41
3.3.2	Efeitos de Múltiplas Internas.....	42
3.3.3	Divergência Geométrica	44
3.4	Ruídos Coerentes e Incoerentes	46
3.5	Sismoestratigrafia	46
3.6.1	Variância.....	53
3.6.2	<i>Dip e Azimuth</i>	53
3.6.3	Detecção de Heterogeneidades Estruturais.....	54
3.6.4	Detecção de Variações de Sismofácies	55
3.7	Qualificação Sísmica	56
3.9	Modelagem Sismoestratigráfica	59
3.10	Propriedades Petrofísicas e suas Influências nas Respostas Sísmicas.....	60
4	MATERIAIS E MÉTODOS	62
4.1	Materiais	62
4.2	Metodologia.....	63
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	68
5.1	Correlação de Poços.....	68

5.2	Interpretação Sismoestratigráfica.....	72
5.3	Análise Espectral dos Dados Sísmicos	82
5.4	Interpretação Estrutural Utilizando Atributos Sísmicos Combinados	84
5.5	Análises de <i>Crossplots</i>	89
5.5.1	Impedância de Poço x Parâmetros Petrofísicos	89
5.5.2	Amplitudes PSDM x Baixas Refletividades.....	92
5.6	Respostas do Modelo de Baixas Refletividades Relacionadas ao Sistema Petrolífero	99
5.6.1	Heterogeneidades Estruturais com Indícios de Migração ou Selo	100
5.6.2	Indicadores de Geração	101
5.6.3	Indicadores de Rotas Migração	102
5.6.4	Indicadores de Selos	103
5.6.5	Indicadores de Retenção	104
5.6.6	Indicadores de Reservatórios.....	105
5.6.7	Continuidade de Texturas de Feições Sismo-Deposicionais.....	106
5.6.8	Continuidade de Texturas de Falhas.....	107
5.6.9	Definição de Contatos Óleo-Água a Partir de Baixas Refletividades	108
5.6.10	Detecção de Corpos Associáveis a Presença de Fluidos	109
5.6.11	Controle de Qualidade de Geometrias de Reservatórios por Anomalias	110
5.6.12	Amarração entre Refletividades Sísmicas e Perfis de Poços.....	111
5.6.13	Correlação entre Entrada e Saídas Atenuadas	112
5.6.14	Diferenciação entre Possibilidade de Fluidos em Zonas Porosas e Zonas Impermeáveis de Decaimento de Impedância “ <i>Pitfalls</i> ”.....	113
5.6.15	Possibilidades de Identificar Zonas de Fraturas Sub Sísmicas.....	115
5.6.16	Identificação de Barreiras de Permeabilidade dos Azimutes	116
5.6.17	Identificação de Sequências Deposicionais e seus Azimutes.....	116
5.6.18	Possibilidade de Identificar Fácies Sutis	117
6	CONCLUSÕES	119

7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	120
----------	--	------------

1 INTRODUÇÃO

O processo de avaliação de uma jazida petrolífera, desde a exploração até o abandono pode envolver, em diversas etapas, a utilização de métodos geofísicos. A sísmica tem papel fundamental, pois sua ampla gama de aplicações vai desde a identificação de alvos de interesse econômico regionais até o conhecimento de propriedades petrofísicas e entendimento da dinâmica de fluidos dentro de um reservatório.

Em um fluxo de interpretação sísmica, frequentemente se faz necessária a utilização de filtros que busquem colocar em evidência informações de interesse implícitas nos dados. Para se atingir tais objetivos, diferentes decomposições do sinal sísmico têm sido consideradas.

Gregory A. Partyka (2019) introduziu o conceito de decomposição do espectro de frequência, e a partir de então, diversas técnicas associada a esta operação começaram a ser expandidas através de variações matemáticas e utilizadas com diferentes objetivos, como ilustra a Figura 1.

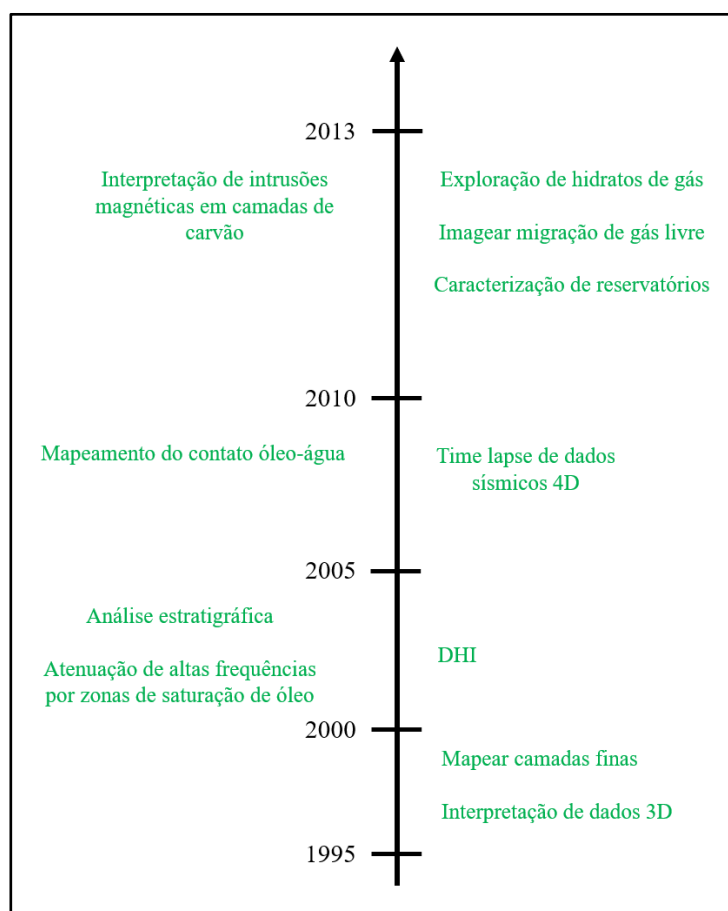


Figura 1: Desenvolvimento da aplicabilidade da decomposição espectral a partir de sua criação. (Adaptado de Khonde e Rastogi, 2013).

Gridley e Partyka (1997) interpretaram um dado sísmico em função de amplitude e fase, a partir de uma decomposição baseada em Transformada de Fourier. No decorrer dos anos, métodos mais robustos foram sendo desenvolvidos, como a Transformada *Wavelet* Contínua (CWT), que de acordo com Chopra and Markfurt (2016) preserva o sinal e permite sua reconstrução através de coeficientes CWT. Outros métodos poderosos foram a Transformada *S*, Distribuição *Wigner-Ville* (WVD) e *Matching Pursuit Decomposition* (MPD) (Khonde & Rastogi, 2013). Posteriormente, outras metodologias também foram desenvolvidas como variações ou combinações dessas técnicas já existentes. Chopra & Markfurt (2015) aplicaram em um volume sísmico 3D de Alberta, Canadá, o uso de componentes de fase de decomposição espectral, o que melhorou a resolução de características geológicas de subsuperfície.

Santos *et al.*, (2018) apresentam a decomposição de amplitudes, para que se incorporem magnitudes associadas a um grupo de eventos conhecidos como *background*, na interpretação de dados pós empilhados, com o intuito de melhor revelar comportamentos geológicos e petrofísicos. Essas amplitudes, que apresentam as baixas magnitudes, representam a maior quantidade de valores das respostas dos dados sísmicos primários (cerca 80 a 90%), e podem ser melhores analisadas quando se obtém as baixas refletividades associadas, com o uso de filtros inversos. Tal decomposição foi aplicada em um dado sísmico 3D *offshore* do Mar do Norte com o intuito de evidenciar como tais magnitudes relativas à eventos primários tendem a agregar na indústria de E&P. Liang *et al.*, (2019) utilizaram o mesmo método apresentado por Santos *et al.*, (2018), porém nomeado agora como decomposição de refletividades. A aplicação foi feita na Bacia de Midland a partir de um traço único e seu sucesso foi confirmado com anomalias de refletividades fracas que antes não eram visíveis passando a serem ressaltadas e mais bem relacionadas aos parâmetros de porosidade dos poços da área (Liang *et al.*, 2019). Santos *et al.*, (2019) retrataram de um novo conceito de qualificação sísmica, com o intuito de realizar atenuações de amplitudes diretamente no domínio T ou P, para evidenciar baixas refletividades. Eles aplicaram tal conceito em um dado sísmico do Campo de Teapot Dome (USA) com o intuito de identificarem fraturas ao decorrer de processos interpretativos durante a E&P. Liang *et al.*, (2021) definiram a decomposição de refletividades como a divisão de suas componentes baseadas nas características de reflexão. Eles aplicaram duas vezes a metodologia nos dados, sendo a primeira para separar as refletividades por suas magnitudes e a segunda para amenizar respostas dos eventos que não são de interesse, deixando então os traços de baixas refletividades como os produtos finais. Como resultado, foi possível detectar e visualizar

melhor o desenvolvimento de porosidades, bem como estabelecer correlações amplitude-porosidade e espessura-porosidade em uma formação carbonática da Bacia de Midland (Liang *et al.*, 2021).

Para SEG Wiki (2019) são oito os principais métodos de decomposição espectral: *Fourier Transform*, *Short-Time Discrete Transform*, *S Transform*, *Continuous-Wavelet Transform*, *Matching Pursuit*, *Empirical Mode Decomposition*, *Winner-Ville Decomposition* e *Synchrosqueezing Transform*. Destacamos dentre estes, o *Matching Pursuit*, que é uma decomposição do traço sísmico em uma expansão linear de formas de onda, o qual foi derivado por Santos *et al.*, (2018) e Liang *et al.*, (2021) para a criação do algoritmo de decomposição de refletividades.

Neste trabalho, iremos analisar respostas de um dado *post stack*, no qual foi aplicado o método de decomposição de refletividades, similar ao descrito por Santos *et al.*, (2018) e Liang *et al.*, (2021), para que seja realizada a interpretação sísmica no pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos. O objetivo é evidenciar respostas de ondas sísmicas primárias associadas a baixas refletividades e que possam estar ocultas por amplitudes oriundas de fortes contrastes de impedância acústica ou ruídos coerentes. A aplicação de filtros que atenuem amplitudes sísmicas até um patamar que inclua sinais de *background*, tende a aumentar a resolução sísmica a partir de uma qualificação que permita ressaltar informações ocultas sobre a geologia e propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade, entre outros fatores estruturais e estratigráficos relacionados a um sistema petrolífero. Tais sinais sísmicos revelados em geral estão imersos em ruídos brancos (Robinson e Treitel, 2020). Todos os estudos das aplicações desses métodos interpretativos, são apresentados na Bacia de Santos, em parte do campo de Búzios, descritos a seguir.

2 BACIA DE SANTOS

Essencialmente marinha, a Bacia de Santos representada na Figura 2, está localizada na região sudeste da margem continental brasileira, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio (23°30'S) e ao sul com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis (28°00'S) (Moreira *et al.*, 2007). A leste é limitada pelo Platô de São Paulo (Souza & Sgarbi, 2019, p. 6, *apud* Gamboa *et al.*, 2008) e se distribui ao longo do litoral que

banha os estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, apresentando uma área aproximada de 350.000 km^2 (Lima & Mohriak, 2013).

Por conter uma das maiores depressões do embasamento na costa brasileira, é possível notar espessuras sedimentares variando de 7 a 10 km nos grandes depocentros (Lima & Mohriak, 2013, p. 367, *apud* Pereira & Macedo, 1990). Além disso, a Bacia de Santos possui uma importante assinatura geológica referente à Formação Camboriú, do Neocomiano superior, que registra o magmatismo formador deste embasamento (Souza & Sgarbi, 2019, p. 6, *apud*. Moreira *et al.*, 2007).

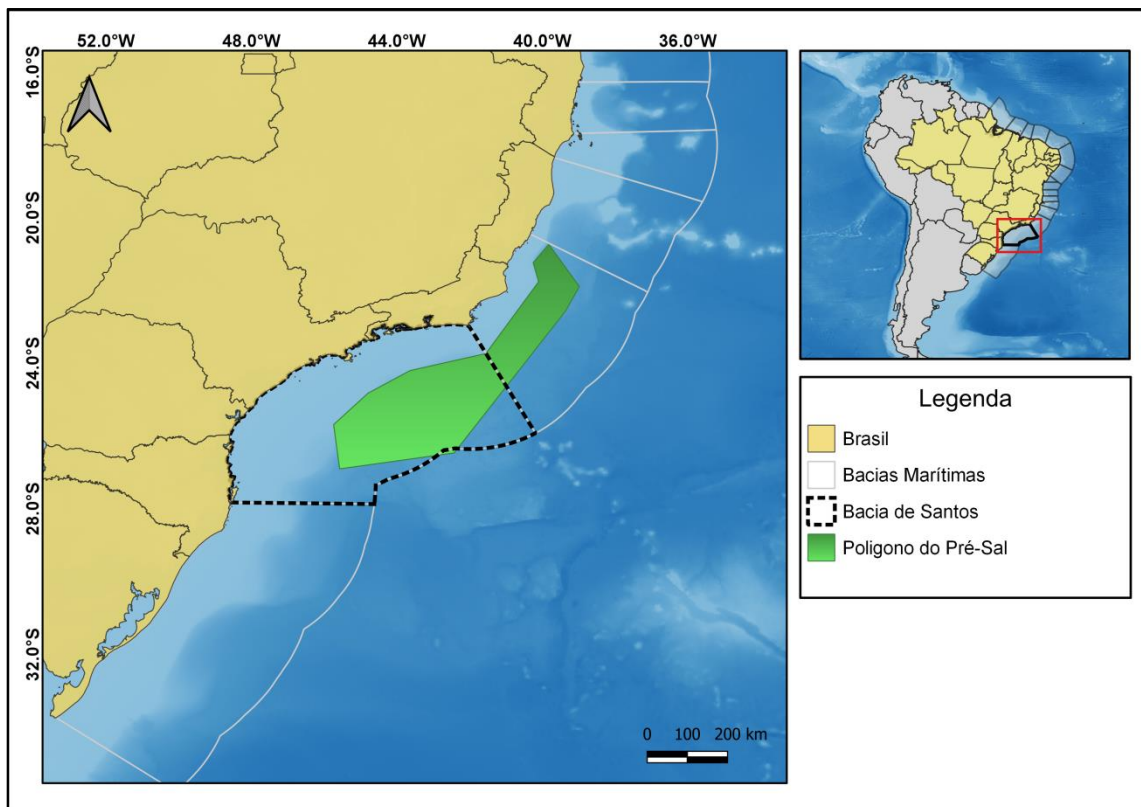


Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos (Elaboração própria).

2.1 Histórico de Exploração

Em busca da autossuficiência energética desde a época do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, foram implementadas as primeiras diretivas para desenvolver atividades de exploração e produção no Brasil (Souza & Sgarbi, 2019, p. 10 e 11, *apud* Mendonça *et al.*, 2004). Com tais atividades iniciadas pela Petrobras na margem leste brasileira nos anos 60 e 70 (Souza & Sgarbi, 2019, p. 4, *apud* Pereira *et al.*, 1986) e com o sucesso na produção da Bacia de Campos nos anos 70, foi direcionada para a Bacia de Santos a expectativa de encontrar grandes reservas de óleo e gás devido a sua similaridade geológica e proximidade geográfica com a Bacia de Campos (Souza & Sgarbi, 2019), porém este anseio não obteve êxito até o início dos anos 80 (Souza & Sgarbi, 2019, p. 4, *apud* Pereira & Macedo, 1990).

Em 1979, com o segundo choque do petróleo em virtude da Revolução Iraniana, houve uma necessidade de aumento na produção nacional e com isso foi criada a política de exploração em contrato de risco (Chang *et al.*, 2008). Passados alguns anos, em 1984 foi descoberto pela Pecten na Bacia de Santos, o campo de gás de Merluza (Souza & Sgarbi, 2019, p. 16, *apud* Pereira & Macedo, 1990) em arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu que datavam do Neoturoniano ao Eosantoniano (Chang *et al.*, 2008). Mais tarde, em 1995, com a aprovação da quebra do monopólio da Petrobras por meio da abertura do Setor Petróleo Brasileiro, a Bacia de Santos começou novamente a ser alvo de empresas estrangeira e da própria Petrobrás. Em 1997, houve a consolidação da nova lei do petróleo e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para fazer a fiscalização e regulamentação de atividades ligadas a exploração e produção (Milani *et al.*, 2001).

A partir de 2005, quando se descobre a viabilidade de exploração de recursos pela Petrobrás abaixo da seção evaporítica aptiana em reservatórios da Formação Barra Velha, no Campo de Parati (Souza & Sgarbi, 2019), é possível notar que as atividades de *upstream* no *offshore* brasileiro, principalmente nas Bacias de Santos e Campos, passaram a ser feitas em lâminas d'água mais profundas, como ilustra a figura 3 (Souza & Sgarbi, 2019).

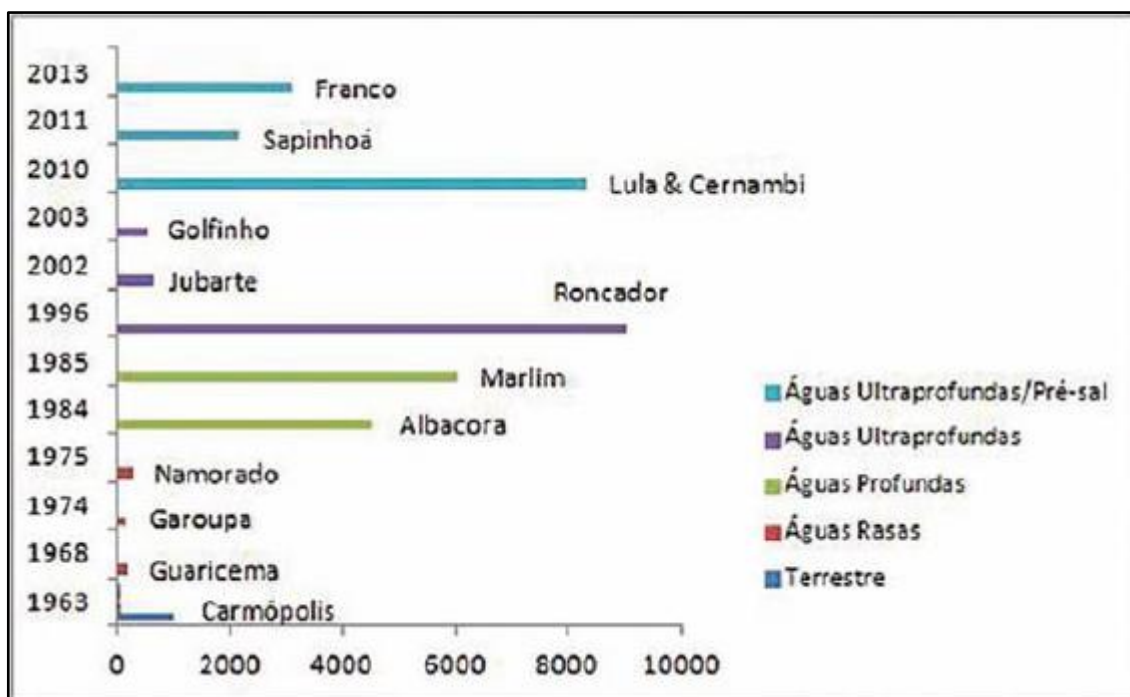


Figura 3: Migração da exploração de hidrocarbonetos para águas ultra profundas a partir de 2005 (Souza & Sgarbi, 2019, p.15, apud Modificado de ANP, 2015a).

Após o sucesso em 2006 do Campo de petróleo em Tupi, que despertou atenção de grandes empresas, muitas descobertas se sucederam, como os Campos de Mero, Búzios, Sapinhoá, Atapu, Itapu, entre outros de grande relevância no cenário nacional (Mello *et al.*, 2021).

Em 2007, hidrocarbonetos leves descobertos em águas ultra profundas no pré-sal aumentaram as expectativas do Brasil em entrar na lista dos maiores produtores de óleo e gás do mundo, diminuindo então a dependência nacional de importações e buscando novamente a autossuficiência energética (Riccomini *et al.*, 2012).

Segundo Souza & Sgarbi (2019, p. 4, *apud* ANP, 2015c), o declínio da produção da Bacia de Campos e o aumento da produção nacional de hidrocarbonetos foi assegurado quando em 2009 houve um aumento na produção da Bacia de Santos (Figura 4). A partir de então, a alta produção dos poços produtores e a qualidade do óleo começaram a atrair as atenções da indústria mundial do petróleo e diminuir os custos do barril, colocando o país em competição com outras regiões produtoras mundialmente (Souza & Sgarbi, 2019, p. 5, *apud* Nogueira e Gaier, 2017).

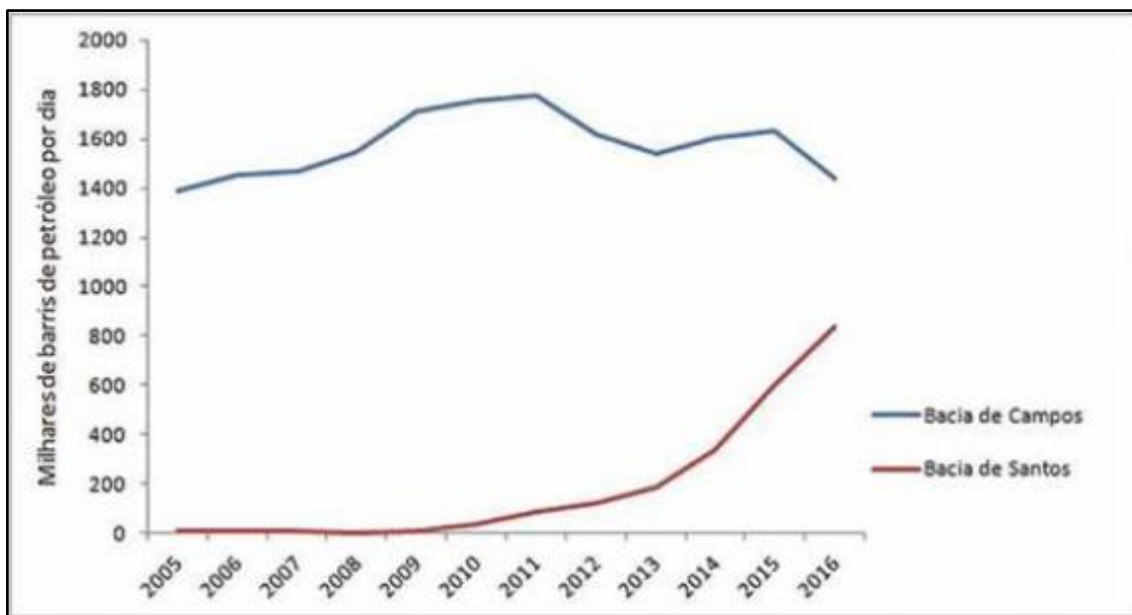


Figura 4: Produção de petróleo em milhão de barris/dia na Bacia de Campos e Santos (Souza & Sgarbi, 2019).

Como previsto, quando a Bacia de Santos começou a elevar potencialmente sua produção em relação às demais, ela se tornou prioridade de investimentos da Petrobrás fazendo com que em 2017 sua produção fosse maior do que a da Bacia de Campos (Souza & Sgarbi, 2019). Atualmente ela ainda vem se destacando como a maior bacia produtora de óleo e de gás natural do país como mostram as Figuras 5 e 6 para os meses de outubro de 2021.

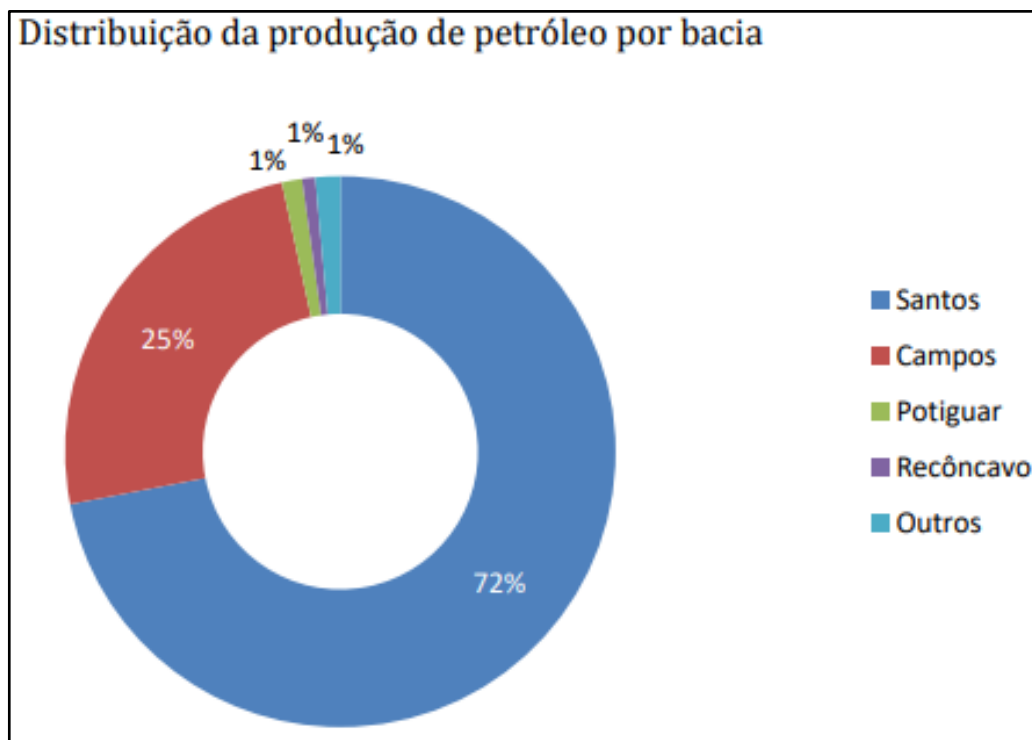


Figura 5: Bacia de Santos destacada como a principal produtora de Petróleo em outubro de 2021 (ANP, 2021).

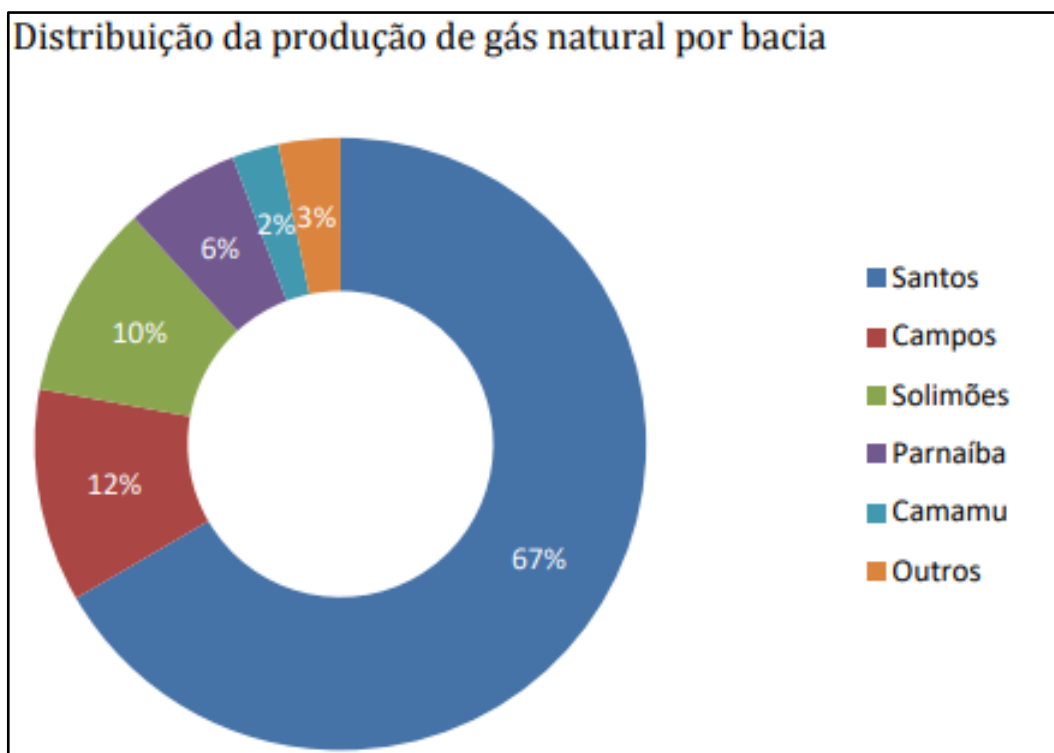


Figura 6: Bacia de Santos destacada como a principal produtora de gás natural em outubro de 2021 (ANP, 2021).

2.2 Contexto Geológico

Assim como as demais bacias inclusas no sistema contínuo de bacias sedimentares de domínio extensional da margem divergente da América do Sul, a Bacia de Santos teve sua gênese relacionada a esforços extensionais na litosfera, que culminaram com a fragmentação do Supercontinente Gondwana no Mesozoico, iniciando o afastamento das placas Sul-Americana e Africana (Figura 7), além da geração e abertura do Atlântico Sul (Milani *et al.*, 2001). Tais esforços, juntamente com discontinuidades oriundas do embasamento, modelaram a geometria da bacia que é delimitada por falhas profundas, característica marcante da tafrogênese (Riccomini *et al.*, 2012). Uma das análises realizadas no presente trabalho visa a compreensão de como estas falhas possam ter controlado depósitos de rochas geradoras e caminhos para a migração de hidrocarbonetos na área de estudo.

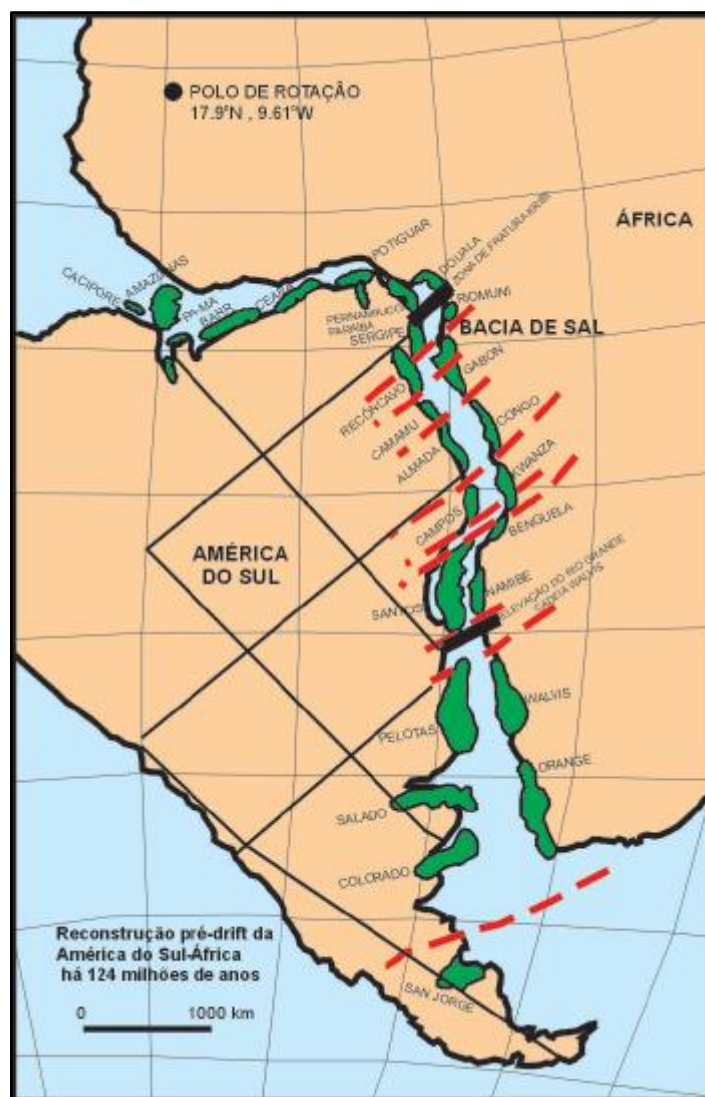


Figura 7: Afastamento das placas Sul-Americana e Africana (Mohriak, 2003).

O arcabouço estrutural da bacia é caracterizado por Freitas *et al.*, (2022), revelando um domínio de falhas normais de direção NNE-SSW, sendo estas afetadas por zonas de transferências. Um segundo domínio reconhecido, está associado a estas transferências, as quais possuem orientações preferenciais de caráter NW-SE e NNW-SSE, e segundo Souza (2008) se estende do topo do embasamento até o fim da fase rifte.

O embasamento cristalino é formado por granitos e gnaisses pré-cambrianos pertencentes ao Complexo Costeiro e por metassedimentos do Cinturão Ribeira, sendo esses aflorantes na região de São Paulo. A charneira de Santos (cretácica), cicatriz do processo de rifteamento (ANP, 2017), é uma feição estrutural importante que condiciona mergulhos do embasamento, suaves a oeste, e a leste, de maior magnitude (Moreira *et al.*, 2007). A Figura 8 a seguir ilustra os principais traços estruturais da Bacia.

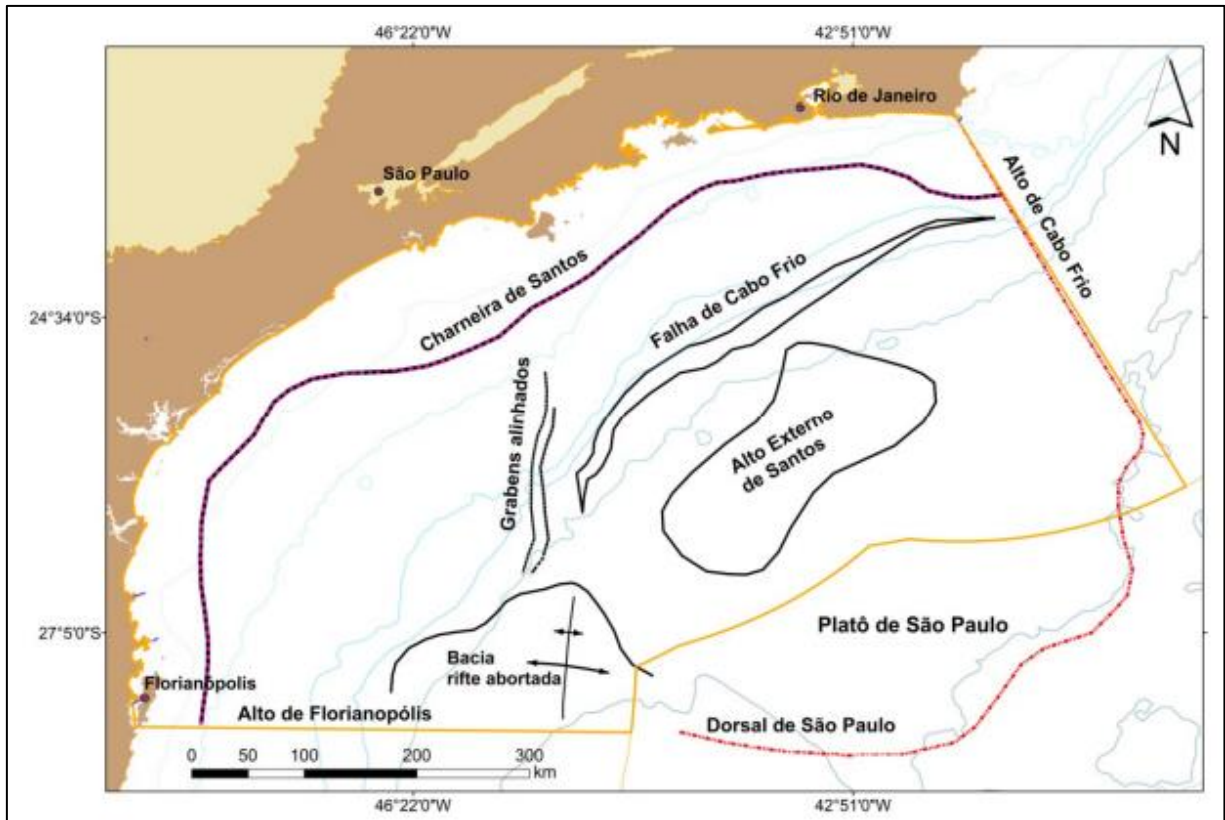


Figura 8: Principais elementos estruturais da Bacia de Santos (ANP, 2017).

Em relação à evolução estratigráfica, Moreira *et al.*, (2007) define que a Bacia de Santos pode ser dividida geologicamente em três Supersequências deposicionais: rifte, pós-rifte (transicional) e drifte, como ilustra a figura 9, a seguir.

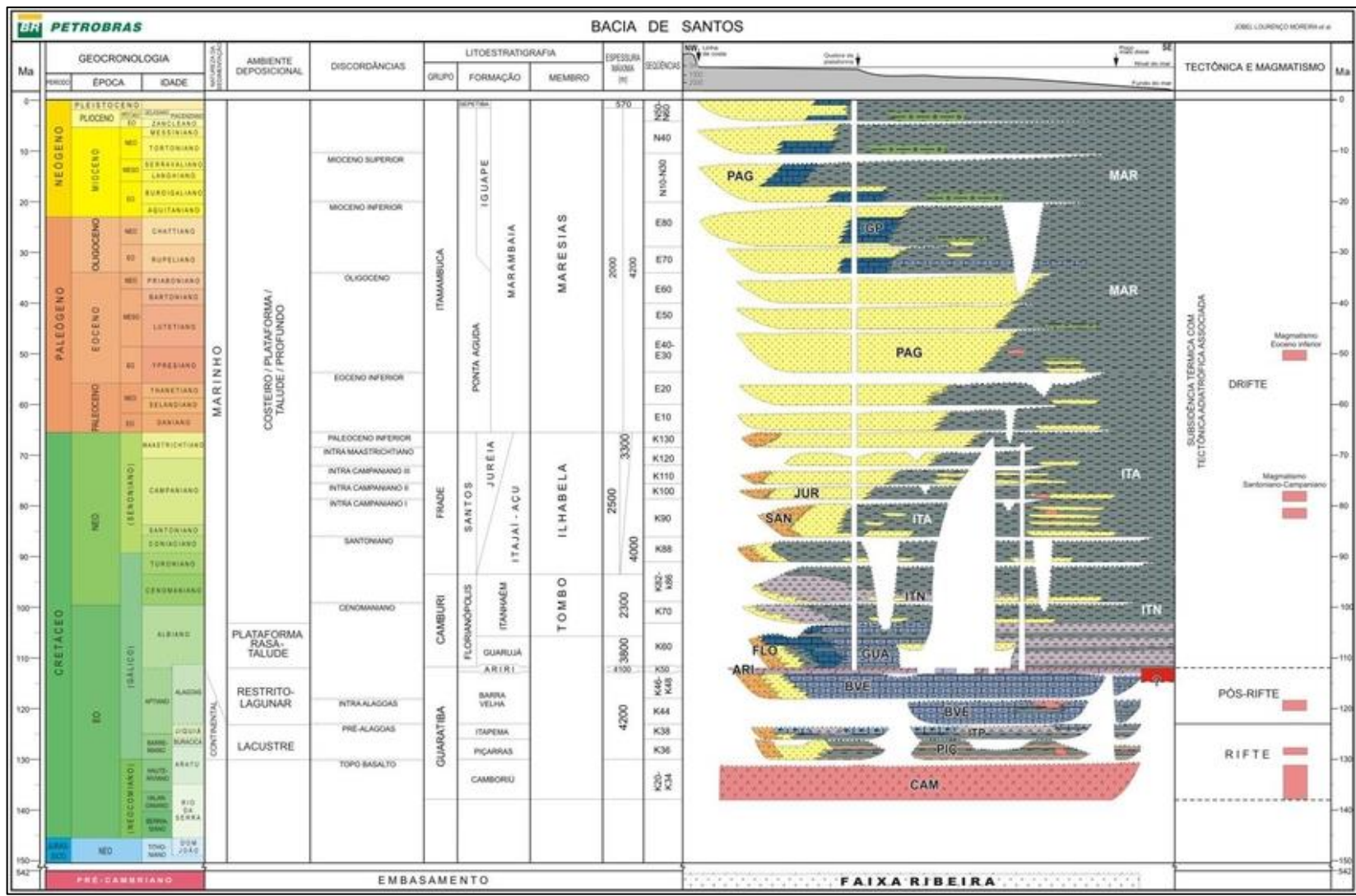


Figura 9: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).

Chang *et al.*, (2008), baseado no modelo de Pereira e Feijó (1994), também definiu fases para a sedimentação da bacia, sendo elas rifte (sin-rifte I e II), sag (sin-rifte III) e margem passiva, respectivamente, como ilustra a figura 10, em um corte da carta estratigráfica que abrange até o topo da seção evaporítica. Porém, apesar da publicação em 2008, a carta desenvolvida por Chang *et al.*, (2008) teve início em um projeto de 2003, sendo então a carta de Moreira *et al.*, (2007) mais recente (Castro, 2019).

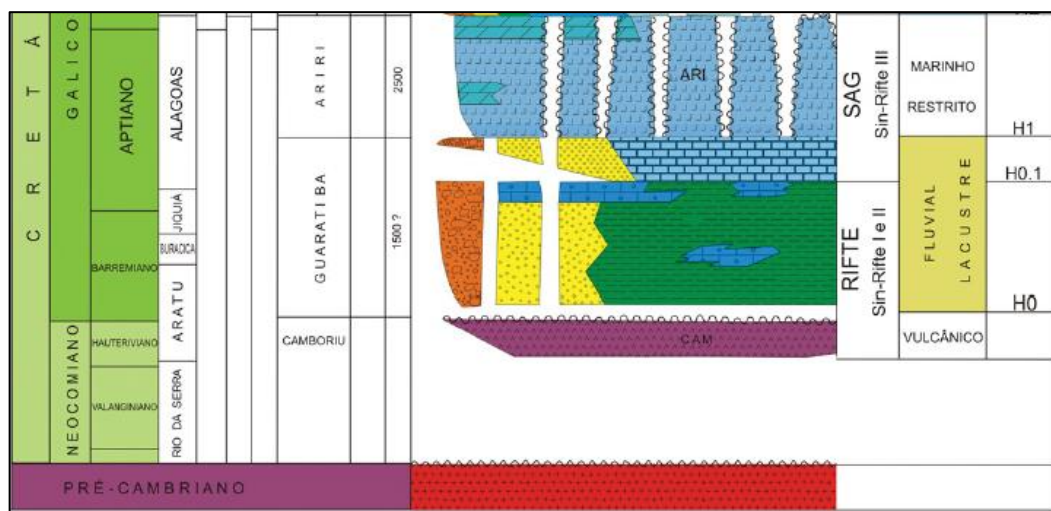


Figura 10: Carta estratigráfica da Bacia de Santos até o topo do sal (Chang *et al.*, 2008).

Em 2009 uma nova divisão foi feita quando Carminatti *et al.*, (2009) propôs a compartimentação da seção pré-sal em sin-rifte inferior, sin-rifte superior e sag (Castro, 2019).

Posteriormente, Wright & Barnett (2015) fazem uma nova sugestão de divisão da Formação Barra Velha, propondo que essa, definida por Moreira *et al.*, (2007) como parte da Supersequência pós-rifte, seja agora existente em duas fases distintas. A primeira, é a rifte, que compreenderia a parte mais profunda do Barra Velha, limitada inferiormente pela discordância Pré-Alagoas e na parte superior pela discordância Intra-Alagoas. A segunda seria a fase sag, caracterizada por quietude tectônica e flexura termal da crosta, tendo sua base na discordância Intra-Alagoas e seu topo na base do sal (Formação Ariri), podendo ser observada na figura 11.

Castro (2019) faz uma divisão das Supersequências a partir do trabalho de Buckley *et al.*, (2015). Tal divisão será adotada no presente trabalho e a partir desta consideração temos quatro segmentações principais, que são definidas como: Rifte inferior, que engloba a base da Formação Camboriú e vai até o topo da Formação Itapema (discordância Pré-Alagoas); Rifte superior, que se estende desta última discordância até a discordância Intra-Alagoas, que corta

a Formação Barra Velha; Sag, com sua base na discordância Intra-Alagoas e topo coincidente com o topo do sal (Formação Ariri). E a última seria a margem passiva ou drift, compreendendo todo o pós-sal. Esta subdivisão, bem como a de Wright & Barnett (2015) podem ser vistas e comparadas pela figura 11 que segue abaixo.

Time (Ma)	System	Stage	Unconformities	Formation	Maximum thickness (m)	Evolução tectônica		
						Wright & Barnett (2015)	Castro (2019)	
110 120 130 140	Cretaceous (part)	Albian (part)		Guaruja	3800		Margem Passiva	
				Ariri	4100			
		Aptian		Alagoas	Barra Velha	4200	SAG	SAG
					Jiquiá		Itapema	Rifte
		Barremian		Buracica	Piçarras		Rifte Inferior	
		Hauterivian		Aratu	Camboriú			
		Valanginian		Rio da Serra				
		Berriasian						

Figura 11: Diferentes proposições de evoluções tectônicas apresentadas por Wright & Barnett (2015) e por Castro (2019) (adaptado de Castro, 2019).

O rifte inferior, segmentada em três sequências deposicionais principais, Formação Camboriú, Formação Piçarras e Formação Itapema, teve início no Hauteriano e se estendeu até o Aptiano (Jiquiá) (Moreira *et al.*, 2007). Nessa fase as falhas possuem orientação principal NE-SW Borghi (2021), sendo elas formadas pela tectônica extensional e pela reativação de falhas do embasamento Pré-Cambriano (Souza & Sgarbi, 2019) que formaram blocos falhados e rotacionados (Milani *et al.*, 2007). A Formação Camboriú é composta por derrames de basaltos e limitada na parte inferior pela discordância com rochas do embasamento Pré-Cambriano. A Formação Piçarras, correspondente a principal rocha geradora do pré-sal da Bacia (Borghi, 2021). É limitada inferiormente pela discordância com a Fm. Camboriú. Na parte proximal é composta por conglomerados e arenitos polimíticos e na distal por arenitos, siltitos e folhelhos lacustres. A Formação Itapema tem como limite inferior a discordância do intrabarremiano ou discordância Pré-Jiquiá. É caracterizada pelas alternâncias entre calcirruditos e folhelhos escuros na porção distal, com confirmação de radioatividade através de dado de poço, sendo análoga a sequência de coquinas presente na Bacia de Campos (Moreira *et al.*, 2007).

O rifte superior, cuja sedimentação se deu no Eoaptiano, tem como base a inconformidade Pré-Alagoas, que separa o andar Alagoas do Jiquiá subjacente (Wright & Barnett 2015). Formado por parte da Formação Barra Velha, é limitado em seu topo pela discordância regional Intra-Alagoas, que se apresenta como um forte refletor sísmico caracterizado pela impedância acústica positiva (Moreira *et al.*, 2007).

A fase sag, que teve seu desenvolvimento durante o Neoaptiano, é marcada principalmente pela presença de duas sequências principais. A primeira delas é a parte superior da Formação Barra Velha, limitada em sua base pela discordância regional Intra-Alagoas e em seu topo pelo contato com a base do sal, marcando a passagem de um ambiente de deposição de clastos e carbonatos para um ambiente de deposição evaporítico. A segunda sequência corresponde a Formação Ariri, que compreende uma camada formada principalmente por halita e anidrita, além da presença de sais solúveis taquidrita, carnalita e possivelmente silvinita (Moreira *et al.*, 2007).

A Supersequência denominada margem passiva ou drift está associada a subsidência termal, tendo sua deposição iniciada no Albiano inferior e se estendido até o recente (ANP, 2017). Formada por três Grupos, Camburi, Frade e Itamambuca, sua base é marcada pela passagem da sequência evaporítica da Formação Ariri para o ambiente de deposição clástica e de carbonatos das Formações Florianópolis e Guarujá, respectivamente. O Grupo Camburi, com sedimentação que durou do Albiano ao final do Cenomaniano, abrange as Formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém. O Grupo Frade é composto pelas Formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu, com suas deposições ocorrendo desde o Cenomaniano até final do Maastrichtiano. O grupo mais recente, Itamambuca, compreende as Formações Ponta Aguda, Iguapé e Marambaia, as quais tiveram seus registros sedimentares datados do Paleoceno (Moreira *et al.*, 2007).

2.3 Campo de Búzios

O Campo de Búzios está localizado em águas profundas na porção central da Bacia de Santos, a cerca de 180 km da costa do município do Rio de Janeiro e apresenta lâmina d'água aproximada de 1.900 metros (ANP, 2016).

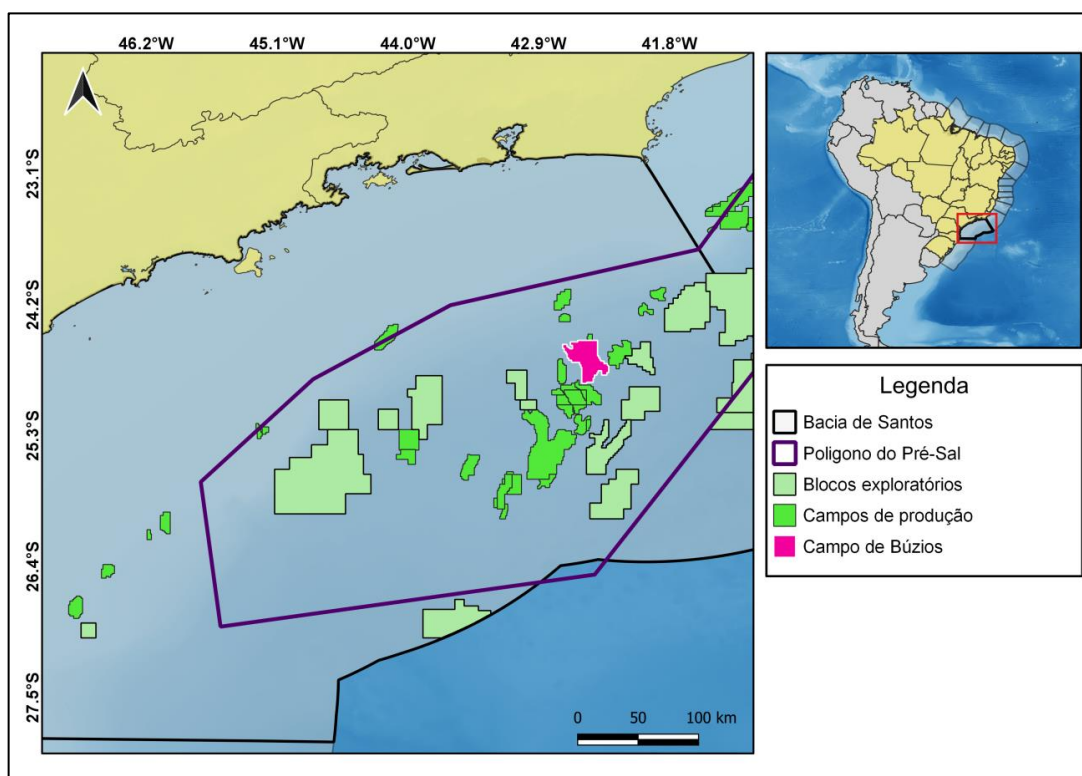


Figura 12: Mapa de localização do Campo de Búzios (Elaboração própria).

Reconhecido como o maior campo de petróleo do mundo em águas profundas, o Campo de Búzios é considerado um campo gigante e é um ativo de classe mundial. Seus reservatórios apresentam espessuras de até 480 metros, com hidrocarbonetos leves, baixo custo de exploração e baixos riscos associados (Petrobras, 2020).

Com sua produção em alta, a partir de julho de 2019 o Campo de Búzios passou a ser o segundo maior produtor nacional de hidrocarbonetos do pré-sal, o que se propaga até os dias atuais, como mostra a figura 13. Atualmente, esse Campo é o maior produtor para os contratos de partilha de produção e da cessão onerosa, o que é ilustrado pelas figuras 14 e 15 (ANP, 2022).

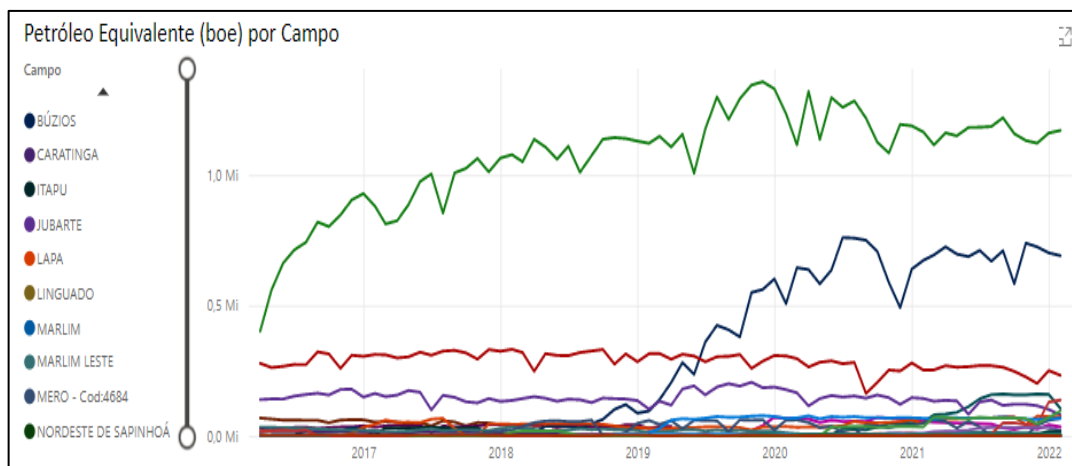


Figura 13: Produção nacional do pré-sal a partir de 2017 (ANP, 2022).

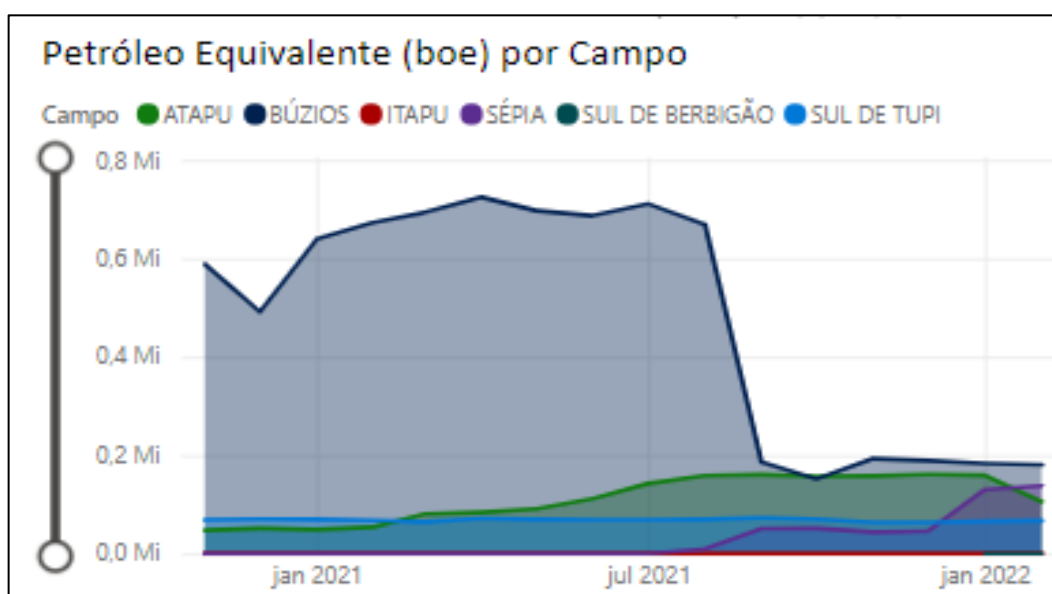


Figura 14: Campo de Búzios como maior produtor para o contrato de Cessão Onerosa. (ANP, 2022).

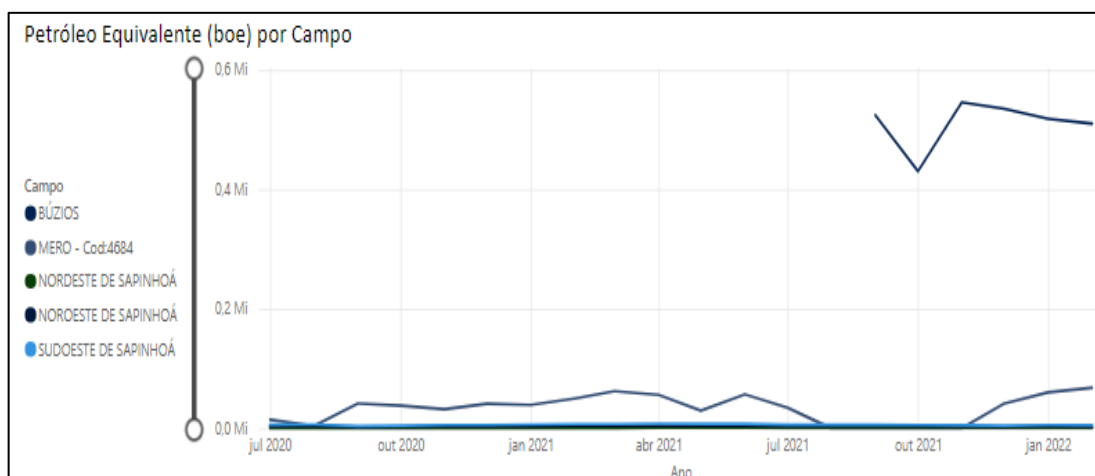


Figura 15: Campo de Búzios como maior produtor para o contrato de Partilha de Produção. (ANP, 2022).

Geologicamente, o Campo de Búzios está inserido no mesmo contexto geral de formação tectono-estratigráfico da Bacia de Santos. Seus reservatórios carbonáticos do pré-sal são formados por coquinas oriundas de bioacumulação da Fm. Itapema e por *mud, spherulites* e *shurbs* da Fm. Barra Velha. Essas últimas são classificações texturais e de fácies apresentadas por Gomes *et al.*, (2020) e adotadas no presente trabalho, devido às incertezas quanto à natureza microbial ou não dos carbonatos da Fm. Barra Velha. De acordo com Petrobras (2020), os reservatórios mencionados possuem excelentes condições petrofísicas de porosidade e permeabilidade.

2.4 Sistema Petrolífero do Pré-Sal

Na Bacia de Santos, o sistema petrolífero da seção pré-sal reconhecido é o Piçarras-Itapema/Barra Velha (ANP, 2017). O intervalo gerador está associado às Formações Itapema e Piçarras, onde a Itapema possui valores de Carbono Orgânico Total (COT) com uma média de 4,29 %, além um Índice de Hidrogênio (HI) médio de 621,74 mg de HC/g COT, superando os 900 mg de HC/g COT em alguns casos. Para a segunda Formação, a Piçarras, a concentração do Carbono Orgânico Total (COT) varia entre 0,44 e 6,76%, enquanto o Índice de Hidrogênio (HI) tem em média 570,11 mg de HC/g COT. Tais informações indicam o predomínio de querogênio do tipo I, mas também com presença do tipo II (Freitas *et al.*, 2021).

Os reservatórios principais são constituídos pelos carbonatos oriundos das Formações Itapema (rifte inferior) e Barra Velha (rifte superior e sag), tendo essas boas condições permoporosas (Petrobras, 2020), o que permite acumular gigantes volumes de óleo, como no Campo de Búzios (ANP, 2017).

Os selos para as rochas reservatórios do *play* pré-sal, na maioria das vezes, estão associados aos evaporitos da Formação Ariri, que apresentam aspectos condicionantes ao fluxo de hidrocarbonetos devido a sua baixa permeabilidade (ANP, 2017). Outro possível selo possui relação com as variações na litologia das próprias sequências reservatório, que ora apresentam intercalações com sedimentos pelíticos (Chang *et al.*, 2008).

A maioria das trapas ou armadilhas estão relacionadas a diápiros e domos de sal (Chang *et al.*, 2008), sendo essas, feições favoráveis a acumulação de hidrocarbonetos em altos estruturais subjacentes (ANP, 2017). De acordo com Chang *et al.*, (2008), mesmo quando

existem possíveis armadilhas estratigráficas, as deformações causadas pela halocinese tornam essas trapas do tipo mista.

Para Chang *et al.*, (2008) as migrações de hidrocarbonetos na seção pré-sal da Bacia de Santos, que se dá por *carrier-bed*, foram condicionadas devido a atuação das falhas oriundas da fase rifte, que compartimentou as principais sequências e direcionou o fluxo para os altos estruturais.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 O Sistema Petrolífero

Milani *et al.*, (2001) definiu o sistema petrolífero como um conjunto de elementos e fenômenos geológicos dependentes do tempo, que devem existir e ter funcionamento síncrono para condicionar acumulações economicamente viáveis de hidrocarbonetos. Os elementos associados são as rochas geradoras, rochas reservatórios, rochas selantes e trapas, enquanto os fenômenos geológicos são a migração e o sincronismo.

Rochas geradoras: São rochas que apresentam quantidades expressivas de matéria orgânica, normalmente com sua gênese relacionada a ambientes anóxicos, preservando moléculas de hidrogênio (H) e carbono (C). Quando submetidas às devidas pressões e temperaturas, irão gerar óleo e/ou gás. Comumente, apresentam-se com granulometria muito fina, a exemplo de folhelhos e calcilutitos, sendo indicadores de ambientes de baixa energia. É considerado o elemento mais importante e fundamental dentro de um sistema petrolífero (Milani *et al.*, 2001).

Rochas reservatórios: Em geral, representadas por arenitos, calcarenitos e conglomerados, são rochas que possuem uma porosidade consideravelmente alta, variando de 5 a 35%. Tais espaços porosos de origem intergranular, dissolução ou fraturamento, serão os locais de acúmulo de hidrocarbonetos até sua extração ou migração. Os materiais relacionados à formação deste elemento, em grande parte dos casos, são areias de antigas dunas, rios, deltas, e outros ambientes, ou então, calcários de antigas planícies carbonáticas, recifes de corais, entre outros (Milani *et al.*, 2001).

Rochas selantes: São rochas que apresentam condições de impermeabilidade e não permite o escape do fluido para zonas de menores pressões. Estão associadas geralmente a materiais de granulometria mais fina, como folhelhos, siltitos e calcilutitos, mas também pode

ser outros tipos de rochas como evaporitos e ígneas, por exemplo. Situam-se geralmente em contato direto, logo acima das rochas reservatórios, permitindo o acúmulo de hidrocarbonetos nestas. Além disso, outros processos e estruturas como alterações diagenéticas, mudança de fácies e falhas podem servir como selos efetivos (Milani *et al.*, 2001).

Trapas ou Armadilhas: Zonas geralmente mais elevadas e relacionadas a menores pressões relativas que seu entorno, nos quais apresentam configurações geométricas preferenciais para acumular hidrocarbonetos. As trapas podem ser estruturais, como por exemplo, os topos de anticlinais, domos salinos e falhas, e podem ser também estratigráficas, quando temos o adelgaçamento de camadas reservatório contra camadas impermeáveis ao seu redor, funcionando estas como barreiras de migração. Um terceiro tipo de trapa existente são as trapas mistas, onde temos situações estruturais e estratigráficas ocorrendo em uma mesma situação de aprisionamento de óleo e/ou gás (Milani *et al.*, 2001).

Migração: Fenômeno geológico relacionado à expulsão de hidrocarbonetos da rocha geradora supersaturada e fraturada, devido a expansão volumétrica proveniente da transformação do querogênio em petróleo. Em geral a migração ocorre através de falhas, fraturas e rochas carreadores, que apresentam permeabilidade suficiente para levar o óleo e/ou gás da cozinha de geração até as rochas reservatórios trapeadas (Milani *et al.*, 2001).

Sincronismo: Para que um sistema petrolífero funcione, todos os elementos e fenômenos mencionados devem ocorrer no *time* ideal, caso contrário, sem a presença síncrona de algum destes no tempo geológico, o acúmulo de hidrocarbonetos tende a não ocorrer. Depois de gerado na rocha rica em matéria orgânica, o petróleo tende a migrar, e para isso as rotas de migração mencionadas devem estar presentes, bem como a rocha reservatório, na qual os hidrocarbonetos serão direcionados. Para que haja a retenção desses fluidos no reservatório, é fundamental a presença de uma ou mais trapas que sejam alvos dessa migração e que essas trapas estejam seladas de maneira adequada para não permitir a continuidade da migração para superfície (Milani *et al.*, 2001).

3.2 Método sísmico de reflexão

O primeiro levantamento sísmico foi realizado na década de 1920, baseado nos métodos de sismologia existentes até então para detecção de terremotos. O método sísmico em geral, diferente da sismologia, utiliza a emissão de pulsos de onda para subsuperfície a partir de fontes artificiais controladas (Kearey *et al.*, 2002). As diferentes propriedades físicas das rochas fazem com que as ondas tenham velocidades de propagação distintas em cada camada. Ao atingir a interface entre dois meios com litologias que se diferem, parte da onda sísmica é refletida e parte continua a se propagar para maiores profundidades, como podemos ver na figura 16 (Luiz & Silva, 1995).

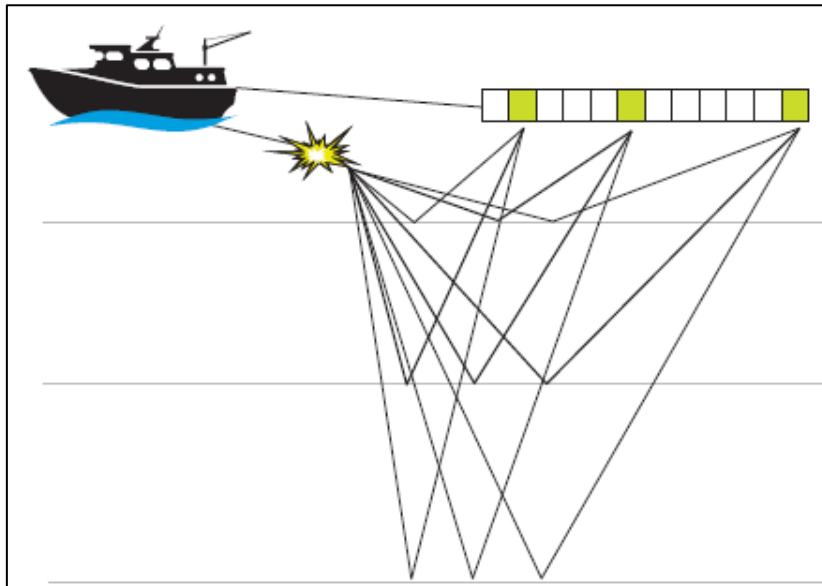


Figura 16: Propagação e reflexão da onda sísmica em subsuperfície (Simm & Bacon, 2014).

Para Herron (2011), a resposta sísmica é oriunda da reflexão gerada em um limite com contraste de impedância acústica (I), sendo esta última obtida pelo produto da velocidade da onda compressional (V) com a densidade (ρ). A equação 1 a seguir ilustra como obter os coeficientes de reflexão (CR) em termos de I , onde o índice 1 é referente a camada acima de uma interface e o índice 2 se refere a camada subjacente a interface.

$$CR = \frac{V_2\rho_2 - V_1\rho_1}{V_2\rho_2 + V_1\rho_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \quad (1)$$

A partir dos coeficientes de reflexão (CR) gerados pela equação 1, para modelar o traço sísmico, precisamos realizar a convolução de um pulso sísmico com a série de coeficientes obtidos, como podemos observar na figura 17 (Simm & Bacon, 2014).

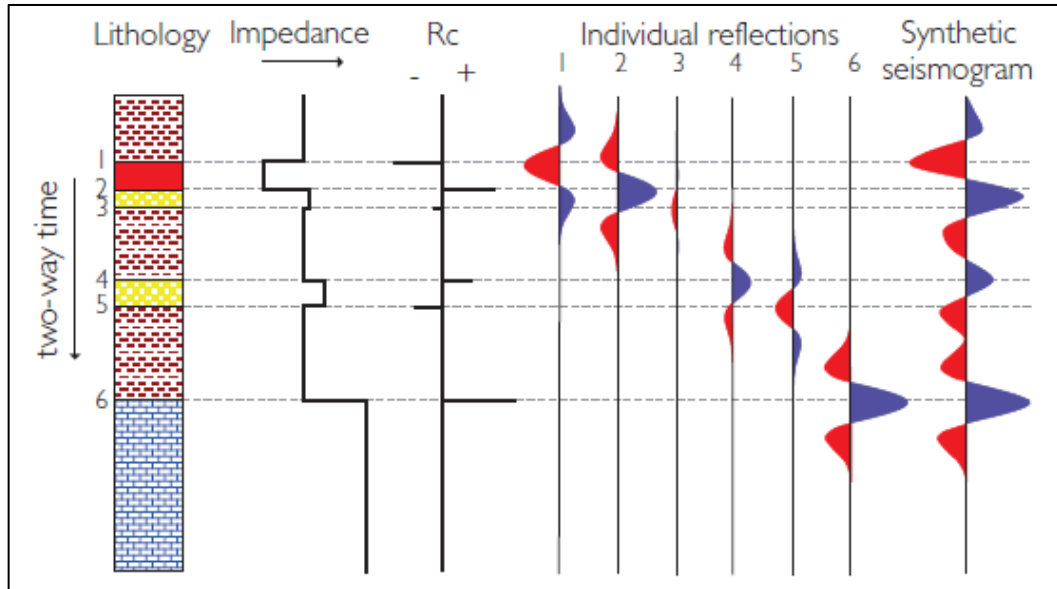


Figura 17: Geração de um sísmograma a partir da convolução do pulso com o coeficiente de reflexão (RC) (Simm & Bacon, 2014).

Outro ponto de grande relevância diz respeito a fase e polaridade da *wavelet* usada para a geração dos sísmogramas. Em geral, apesar dos diferentes modelos de fase mostrados na figura 18, se utiliza a fase da *wavelet* centrada em 0 para representar os eventos geológicos (Herron, 2011). Já a polaridade da *wavelet* pode ser definida de duas formas, como ilustra a figura 19. De acordo com o modelo americano, o aumento da impedância acústica resulta em uma amplitude positiva no sísmograma, enquanto o mesmo aumento no modelo europeu iria ser representado por uma amplitude negativa (Simm & Bacon, 2014).

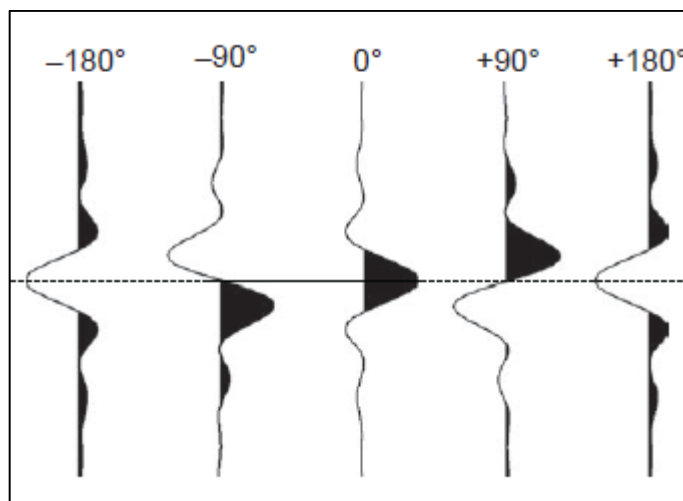


Figura 18: Diferentes modelos de fases para *wavelets* (Herron, 2011).

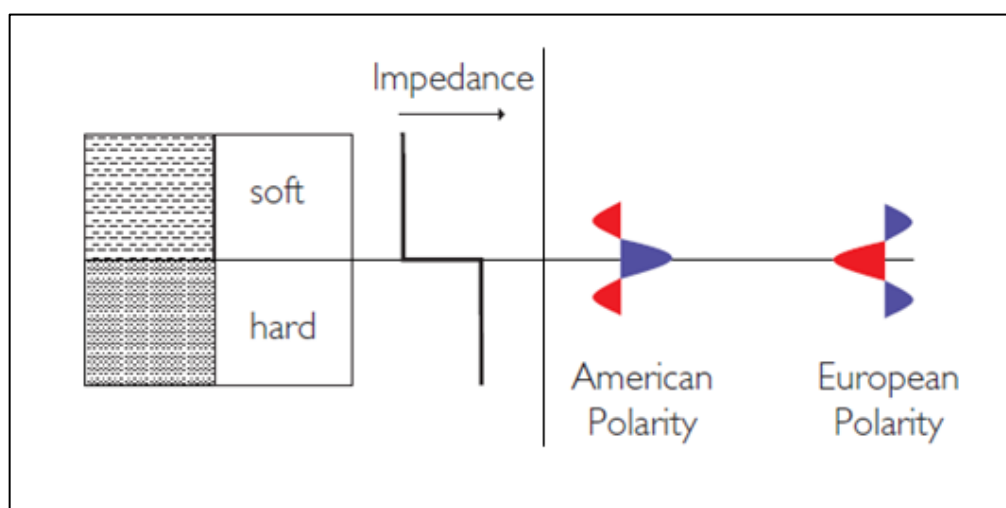


Figura 19: Modelo de *wavelet* de fase zero e padrões de polaridade americana e europeia (Adaptado de Simm & Bacon, 2014).

Um fluxo sísmico convencional envolve etapas básicas que são aquisição, processamento e interpretação dos dados. Quando um levantamento é realizado, eventos provenientes da forma de propagação e atenuação da onda podem acabar aparecendo no produto final como ruídos, podendo mascarar alvos importantes e até mesmo surgirem como falsos alvos. Diante disso, torna-se fundamental entender a área de estudo para fazer a aquisição correta de acordo com as orientações das estruturas que são de interesse. Outro ponto relevante a ser destacado é que as etapas do processamento sísmico devem ser aplicadas com o intuito de fazer as correções necessárias nos dados, aumentando a relação sinal ruído e melhorando a visualização de anomalias em subsuperfície.

3.3 Atenuação Aparente da Onda Sísmica em Subsuperfície

Liner (2012) definiu a atenuação aparente como aquela em que não se tem perda de energia cinética e são dependentes e relacionadas às camadas da terra, diferente da atenuação intrínseca, descritas por modelos de amortecimento (Teoria da constante Q e Teoria do relaxamento). Porém, apesar de não se perder energia na atenuação aparente, ocorre uma redução de amplitudes primárias, que terá relação com o comprimento de onda, ou seja, a frequência. A figura 20 a seguir, nos mostra as principais formas de atenuação aparente da onda, onde nosso principal foco é relacionado aos efeitos de camadas.

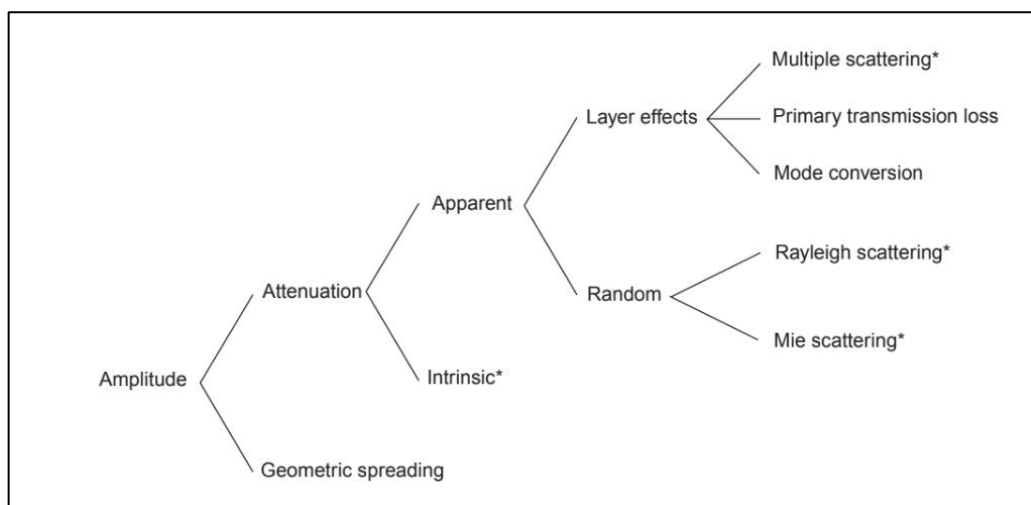


Figura 20: Formas de atenuação de amplitudes. Os mecanismos com * são dependentes da frequência (Liner, 2012).

As ondas sísmicas podem ser definidas como ondas acústicas que se propagam em um material sólido, em geral as rochas. Como em outros mecanismos, tal propagação se passa pela variação entre energias cinética e potencial, onde a primeira reflete o movimento de partículas e esta última, a atuação das forças elásticas do meio (Anstey, 1977).

Apesar de Liner (2012) segmentar os conceitos de atenuação aparente e intrínseca, os conceitos de mecanismos que governam ambas, foram descritos inicialmente por Anstey (1977), e podem ser vistos em mais detalhes a seguir.

3.3.1 Absorção

A absorção, mecanismo que tem como agente dominante o atrito, é uma forma de perda de energia acústica gerada pela transformação de parte dessa energia em calor (figura 21-b). Essa forma de atenuação da onda, mensurada em dB/λ , é mais atuante para as altas frequências, como mostra a figura 21-c, o que diminui a resolução vertical do produto sísmico final (Neto, 2019). Em geral, os maiores valores de absorção estão associados a materiais mal selecionados ou camadas rasas e fraturadas. Em maiores profundidades, o efeito tende a ser menor, tendo em vista que a maior pressão (compactação) e a dilatação de grãos devido a altas temperaturas podem provocar a redução dos movimentos de atrito. Para reservatórios, costuma-se ter respostas compatíveis com baixos valores de absorção, já que existem maiores porosidades e a menor fricção entre grãos (Anstey, 1977).

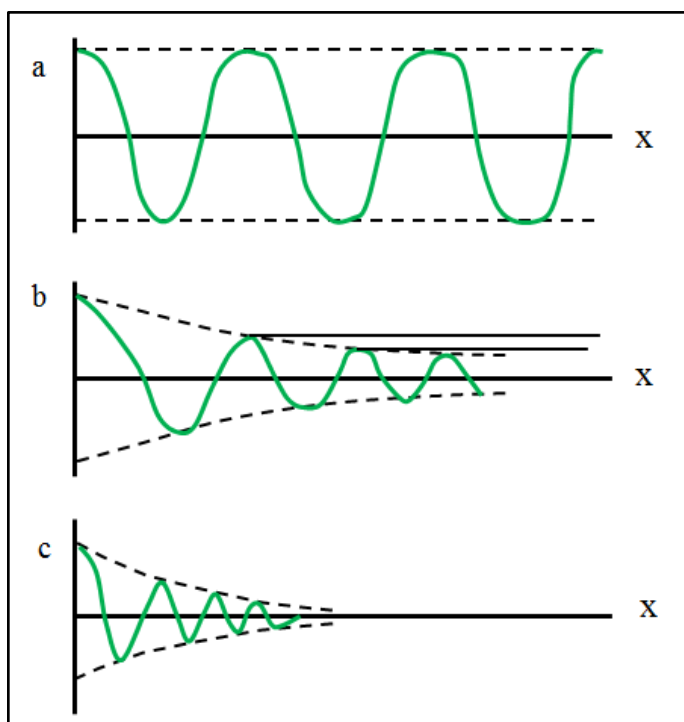


Figura 21: (a) Representação da propagação da onda sem absorção. (b) Atuação da atenuação devido à absorção. (c) Propagação com maior absorção para maior frequência. (Adaptado de Anstey, 1977).

Outro aspecto de grande relevância, o qual podemos notar na figura 22, é que ao perder energia durante a absorção, verificamos uma queda progressiva na amplitude e um alargamento do sinal associado ao pulso sísmico de entrada, a medida em que este se propaga no decorrer do tempo (Anstey, 1977).

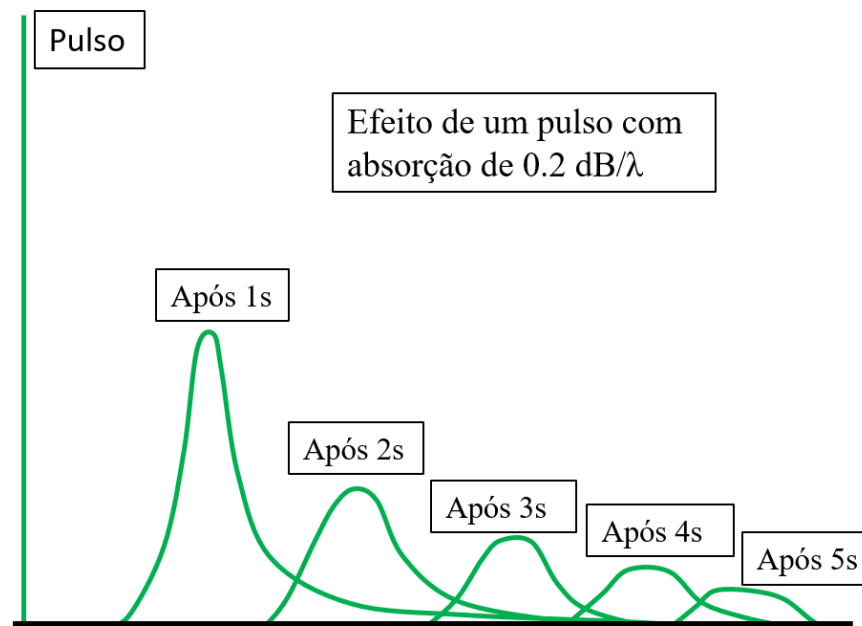


Figura 22: Perda progressiva na amplitude de um pulso sísmico durante sua propagação. (Adaptado de Anstey, 1977).

3.3.2 Efeitos de Múltiplas Internas

Em geral, o aumento na quantidade de interfaces em subsuperfície, até para os menores coeficientes de reflexão, irão gerar uma perda de energia cada vez maior e conseqüentemente uma queda das amplitudes, como podemos ver na figura 23. Tal fato pode ser explicado devido aos coeficientes de transmissão bidirecionais serem multiplicados a cada refletor em que a onda se propaga. Portanto, podemos concluir que as maiores atenuações por esses efeitos possivelmente estarão associadas a grandes estratificações com altos valores de contrastes nos coeficientes de reflexão (Anstey, 1977).

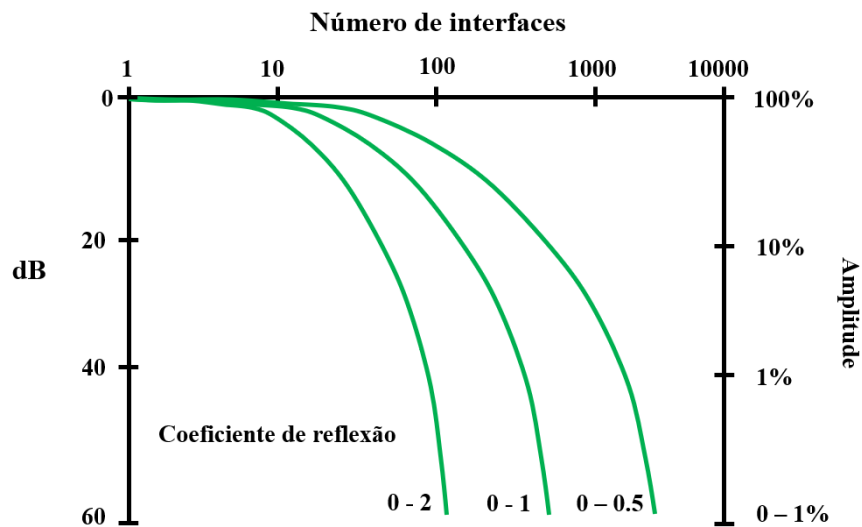


Figura 23: Perda de energia conforme o aumento do número de interfaces e a redução do valor do coeficiente de reflexão. (Adaptado de Anstey, 1977).

Uma característica geológica fundamental, que resulta em grandes perdas de energia nas interfaces, é a alternância sucessiva no sinal dos coeficientes de reflexão, sendo um maior, em que o valor é considerado positivo e outro menor, o qual o valor pode ser ainda positivo, porém de menor magnitude ou então negativo. Quando temos o efeito de uma múltipla de curta trajetória entre dois refletos, ilustrado pela figura 24-a, temos resposta pequena na amplitude associada a essa múltipla e com isso o efeito passa a ser desprezível no sinal sísmico resultante. Porém, para um número considerável de camadas (figura 24-b), as respostas dessas múltiplas são somadas e haverá um pequeno tempo de atraso em sua chegada, tornando as amplitudes relevantes. Diante disso, em cada interface, parte da energia da onda transmitida diretamente é perdida e somada a energia da múltipla, o que diminui a amplitude gerada a partir dos coeficientes de reflexão da onda direta (Anstey, 1977).

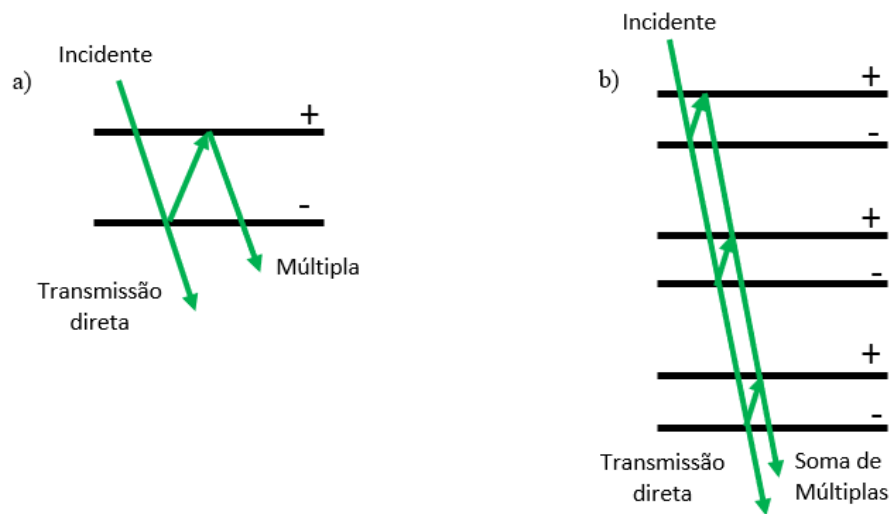


Figura 24: Múltipla de curto caminho representada entre uma interface em (a), e em seis interfaces em (b). (Adaptado de Anstey, 1977).

3.3.3 Divergência Geométrica

Quando passamos a considerar a natureza das ondas como sendo esféricas, ou seja, situação mais próxima a real, notamos que à medida em que a energia é transmitida para subsuperfície a partir da fonte, a frente da onda passa a atuar em áreas cada vez maiores, conforme notamos na figura 25 (Anstey, 1977).

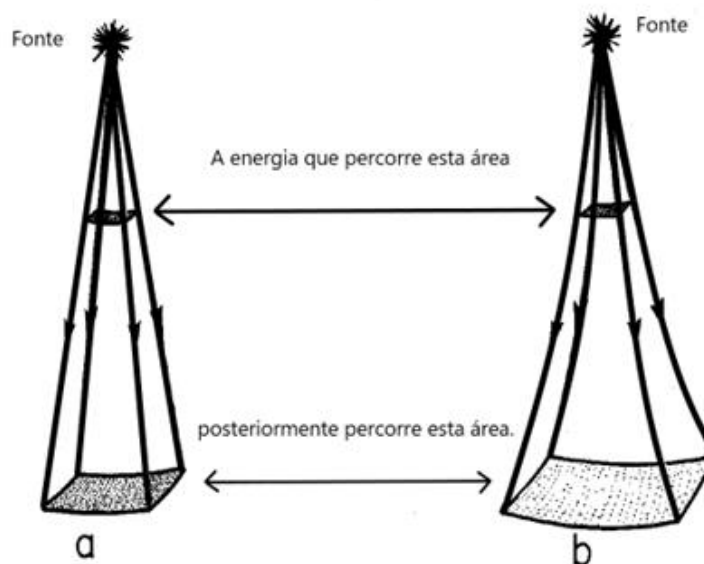


Figura 25: Ilustração da abrangência de áreas cada vez maiores a medida de a distância da frente de onda para a fonte aumenta. (Adaptado de Anstey, 1977).

Uma consequência proveniente de longos caminhos percorridos pelo pulso é a queda no valor da intensidade (Equação 2), sendo essa o fluxo de energia através de uma área, onde seu decaimento acontece de forma proporcional ao inverso do quadrado da distância em relação a fonte. Porém, para o método sísmico, o que importa é mensurar os valores de amplitude. Tais valores possuem relação com o quadrado da intensidade e tem seu decaimento obtido pela segunda potência do inverso da distância (Equação 3), como podemos observar no gráfico da figura 26, isso considerando a terra real, com raios que se curvam devido a refração (Anstey, 1977).

$$\sigma = \frac{1 p^2}{2 I} \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{1}{tv^2} \quad (3)$$

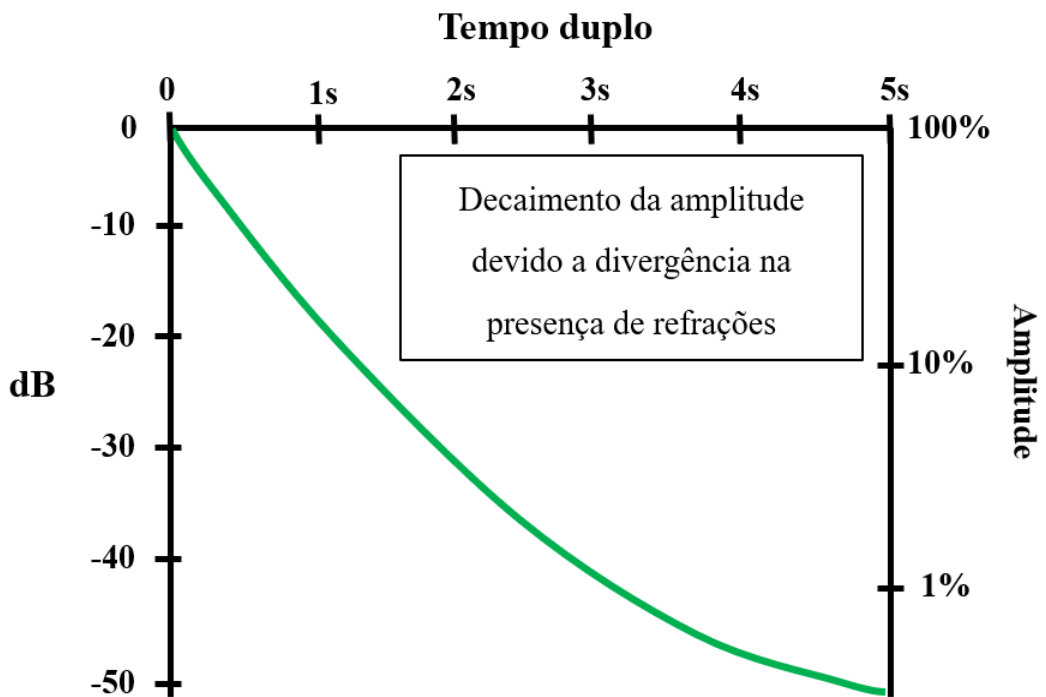


Figura 26: Decaimento das amplitudes devido a refração em interfaces, considerando a terra real. (Adaptado de Anstey, 1977).

3.4 Ruídos Coerentes e Incoerentes

Em geral, temos duas classificações principais para definir os ruídos existentes em um dado sísmico. O primeiro destes ruídos, os aleatórios, podem ser temporais ou espaciais, não tendo uma correlação quando observamos diferentes traços. Os ruídos aleatórios temporais, comumente apresentam maiores efeitos em tempos maiores. A atenuação destes ruídos aleatórios pode ser feita a partir da passagem de um filtro passa-banda variante no tempo e do empilhamento CMP. O segundo tipo de ruído, os ruídos coerentes, estes se relacionam com reverberações, múltiplas e ruídos lineares. Ruídos lineares, em geral, tendem a ser quase que totalmente atenuados nas etapas de deconvolução, empilhamento e migração, porém sempre restam resíduos. Já as reverberações e múltiplas, essas tendem a serem atenuados também em processos como deconvolução *prestack* e *poststacking*, empilhamento e migração *prestack* e *poststacking*, além da discriminação de velocidades e periodicidade (Yilmaz, 2001).

3.5 Sismoestratigrafia

Sismoestratigrafia é o estudo da estratigrafia e de fácies deposicionais, interpretadas a partir de terminações e configurações dos refletores nos dados sísmicos (Mitchum Jr *et al.*, 1977). Tais interpretações são realizadas a fim de melhor compreender a evolução tectono-sedimentar de uma bacia, identificando padrões possivelmente associados a paleoambientes deposicionais.

Dentro do contexto, é de extrema importância se ter o conhecimento sobre discordâncias, que são superfícies de erosão ou não deposição, as quais apesar de não serem superfícies síncronas, delimitam estratos. Esses eventos discordantes possuem um caráter do sinal sísmico representado por refletores fortes, o que facilita a interpretação do arcabouço cronoestratigráfico de uma bacia sedimentar (Ribeiro, 2001).

Outro conceito relevante é o de sequências deposicionais, que de acordo com Mitchum Jr *et al.*, (1977), trata-se de uma unidade estratigráfica delimitada por discordâncias ou conformidade correlativas, além de serem compostas por estratos geneticamente relacionados. Essa definição, quando usada na interpretação sísmica, gerou o conceito de sequências sísmicas, onde estas são pacotes de reflexões concordantes e separados por descontinuidades (Ribeiro, 2001). Da mesma forma que na estratigrafia, quando identificamos superfícies de topo e base no dado sísmico, definimos uma unidade, porém agora chamada de unidade

sismoestratigráfica, que possuem reconhecimento corroborado principalmente pela identificação de terminações de refletores, vistas na figura 27 a seguir (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

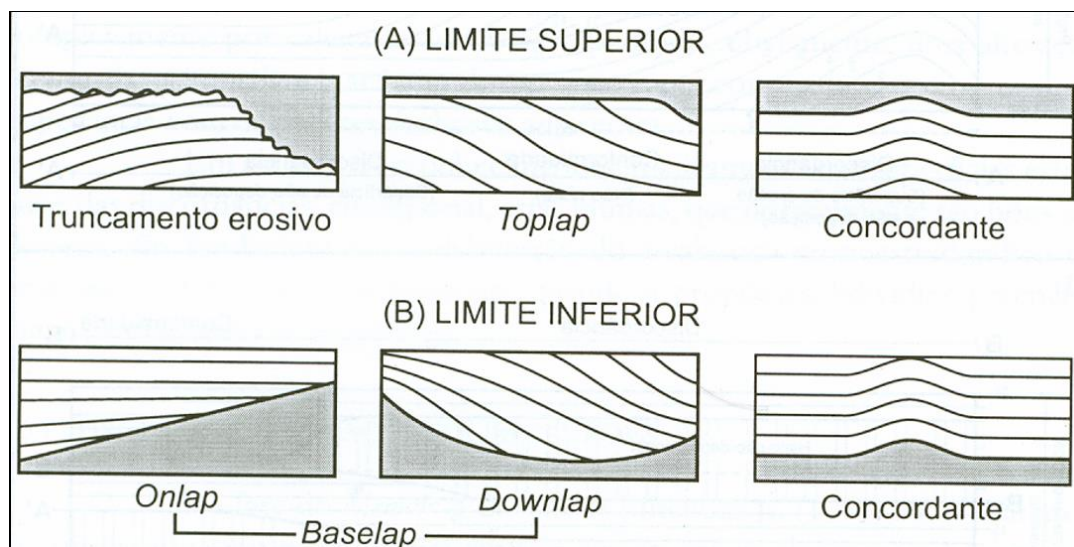


Figura 27: Padrões de terminações de refletores sismoestratigráficos representando limites superiores e inferiores de unidades distintas (Ribeiro, 2001, pag. 78, apud. Mitchum Jr *et al.*, 1977a).

Dentre os limites que definem uma sequência, podemos ter terminações referentes ao limite inferior de uma unidade ou relacionadas ao limite superior, e serão detalhadas a seguir.

Limite Inferior

Onlap: Quando refletores inicialmente horizontais terminando contra uma superfície inclinada ou então, quando refletores inclinados terminam em uma superfície de maior inclinação. Podem ser costeiros, quando ocorre em ambientes costeiros ou fluviais, ou podem ser marinhos, com suas ocorrências associadas aos taludes submarinos (Ribeiro, 2001).

Downlap: Ocorre quando refletores inclinados terminam seus mergulhos contra uma superfície horizontal ou com alguma inclinação (Ribeiro, 2001).

Limite Superior

Toplap: Tem por característica evidenciar um hiato não-deposicional, onde o nível de base é baixo e não permite a continuidade da deposição. É marcado por refletores que terminam de forma assintótica ao limite superior, diminuindo gradualmente sua espessura (Ribeiro, 2001).

Truncamento erosivo: Podem ser erosional ou estrutural, onde o primeiro ocorre quando refletores terminam lateralmente contra uma superfície erosiva que se localiza na parte superior da sequência. O truncamento estrutural é formado por reflexões que incidem

lateralmente contra uma superfície, que pode ser oriunda de fluxo de sal, deslizamento gravitacional, intrusão ígnea, entre outras (Ribeiro, 2001).

Por fim, podemos ter os padrões concordantes, os quais podem ser referentes a ambos os limites de unidades sísmicas, tanto inferiores quanto o superior. A concordância, também conhecida como conformidade, se apresenta de forma que tenhamos comportamentos paralelos das reflexões quando observamos duas sequências adjacentes (Ribeiro, 2001).

De forma a agregar na interpretação sismoestratigráfica, juntamente com as terminações de reflexões descritas, são mostrados a seguir, na figura 28, e depois descritos, os principais padrões de configurações de fácies sísmicas. Uma fácies sísmica é uma unidade tridimensional, composta de reflexões sísmicas cujas características a diferencia das adjacentes. A análise de tais fácies tem por objetivo seu reconhecimento e interpretação dos respectivos conteúdos geológicos associados (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

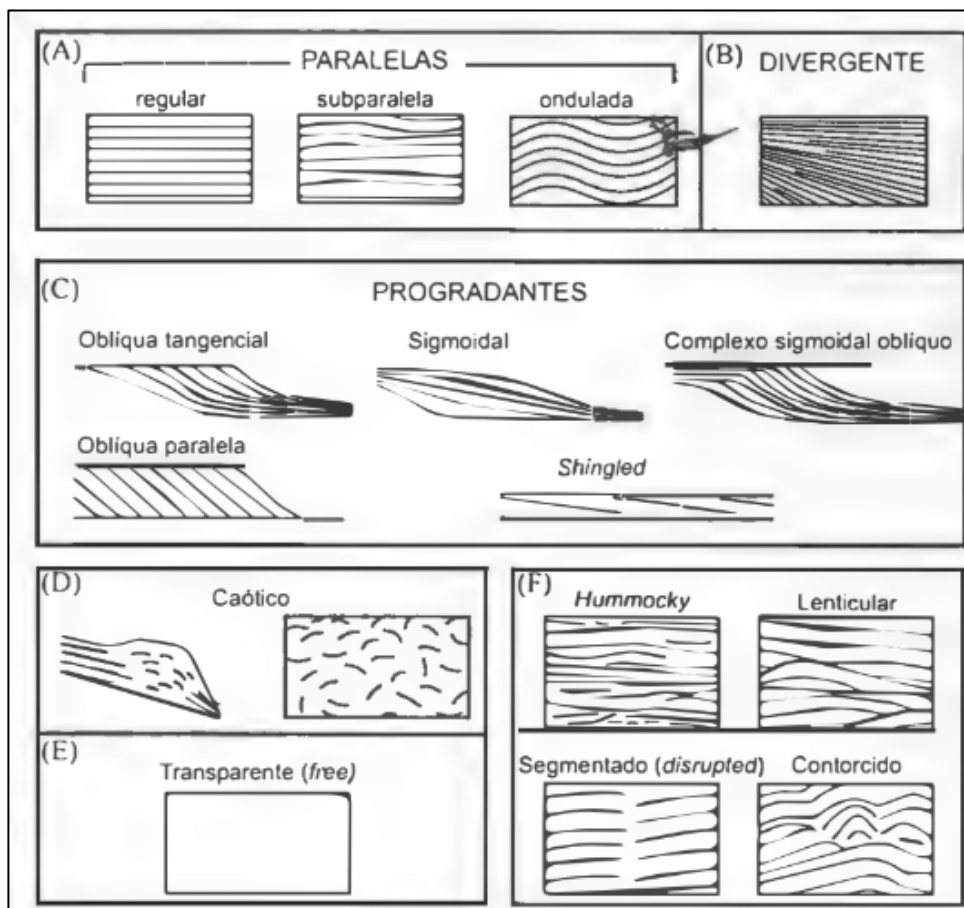


Figura 28: Padrões de configurações de fácies sísmicas mostrados de A até F (Ribeiro, 2001, pag. 78, apud. Mitchum Jr *et al.*, 1977a).

Paralelas e Subparalelas: Indicam uma deposição de estratos a uma taxa uniforme, sobre uma superfície estável ou uniformemente subsidente (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

Divergentes: A configuração pode ser um indicativo da ocorrência de dois fatores isolados, variação em relação a área onde os sedimentos depositam, inclinação progressiva do substrato ou ambos os ocorrendo de forma simultânea (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

Progradantes: Tem sua ocorrência marcada pela sobreposição lateral de estratos, gerando as clinofomas, que são superfícies inclinadas que ocorrem em vários tipos de ambientes. Em geral, estas são diferenciadas em razão da profundidade da lâmina d'água e da variação deposicional (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

Caótico: Padrões desordenados e descontínuos de reflexões, com caráter desordenado, representantes de ambientes de alta energia e com grandes variações (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

Transparente (*Free*): Este padrão em geral é representativo de ambientes com ausência de reflexões, caracterizando algumas litologias homogêneas na escala sísmica, como sal, corpos ígneos, folhelhos, arenitos espessos, entre outros (Mitchum Jr *et al.*, 1977).

E de forma complementar, tanto aos padrões de terminações e fácies de refletores, temos as geometrias externas de unidades sísmicas, onde as principais feições são as de preenchimento, os lençóis, as cunhas, as lentes, os bancos e as montiformas, conhecidas também como *mounds*. Essas variações de geometrias podem ser observadas na figura 29.

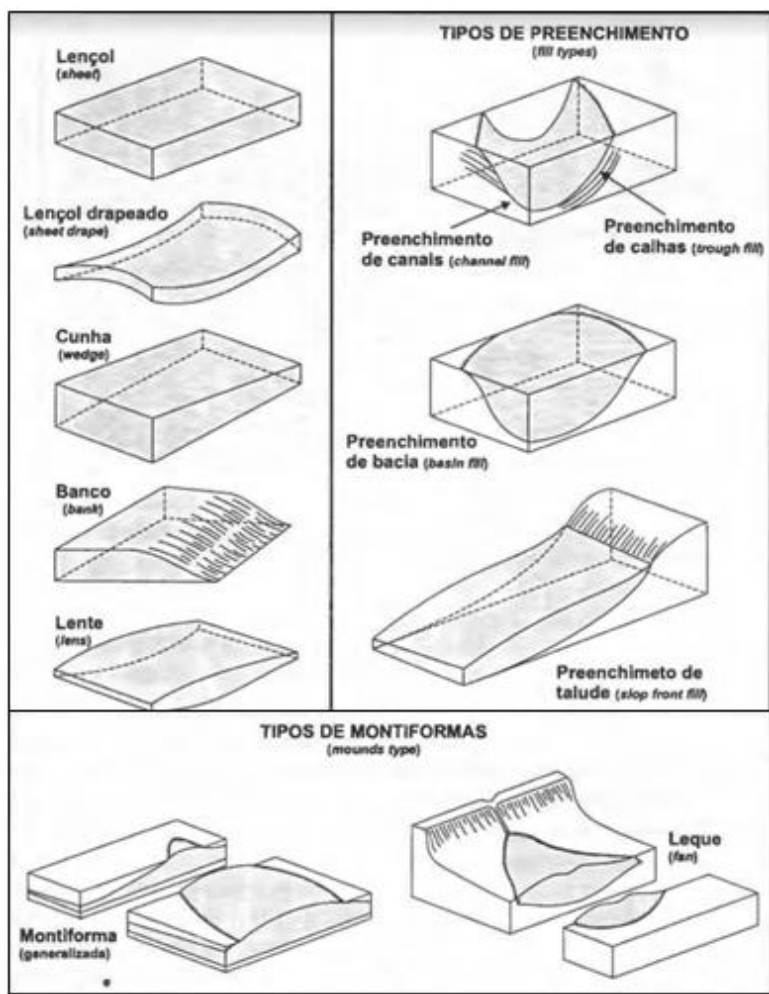


Figura 29: Geometria externa típicas de fácies sísmicas (Ribeiro, 2001, pag. 86, apud. Mitchum Jr. et al., 1977a).

A simoestratigrafia se torna importante neste estudo porque com tais conceitos e controle dos elementos de um sistema petrolífero, é possível otimizar os diagnósticos de existência e possíveis locais de ocorrência de geradoras de hidrocarbonetos, suas rotas de migração (*carrier beds* e justaposição com falhas e fraturas) e ocorrência de reservatórios, efetivamente contendo fluidos, o que pode ser suportado por estudos de atributos sísmicos e inversões acústicas

3.6 Atributos Sísmicos

Amplamente utilizados na indústria do petróleo, os atributos sísmicos, que são subconjuntos de informações contidas nos dados sísmicos de reflexão, têm como objetivo destacar informações implícitas. Em geral são usados na fase de interpretação, para que possam ser identificados padrões semelhantes e quantificadas propriedades de interesse. Eles podem ser *pre-stack* ou *post-stack*, sendo estes últimos gerados por meio de filtros, transformações e estatística, com o intuito de revelar domínios estruturais e estratigráficos. Como mostra a figura 30 a seguir, os atributos podem ser de três tipos, geológicos, geofísicos e matemáticos (Barnes, 2016).

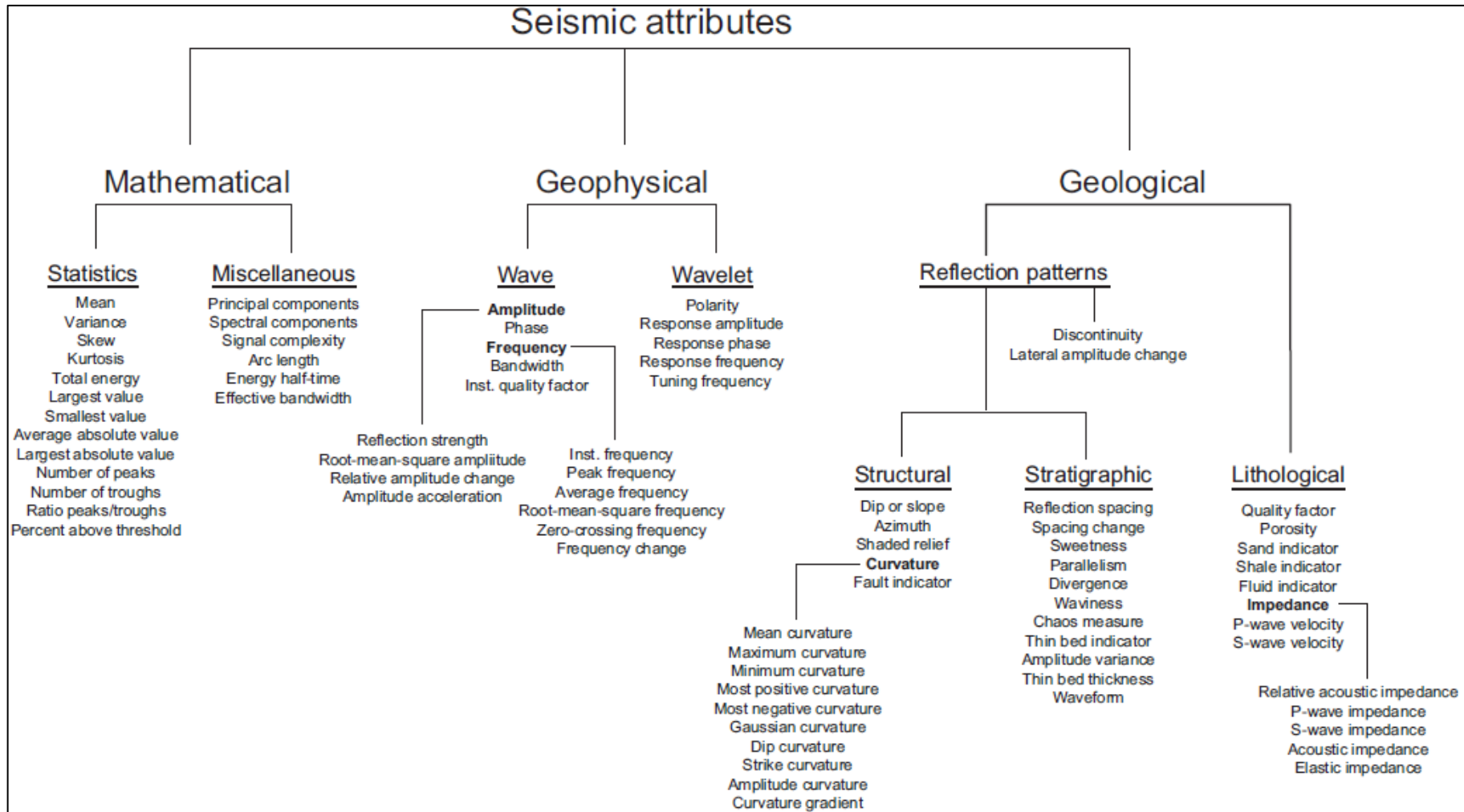


Figura 30: Classificação dos atributos sísmicos (Barnes, 2016).

Os atributos sísmicos descritos a seguir possuem um significado importante no presente trabalho, tendo em vista que eles contribuíram com a identificação de elementos alvos essenciais presentes no sistema petrolífero, como as falhas, bem como suas tendências preferenciais e como elas podem influenciar na migração de hidrocarbonetos. Além disso, tiveram grande importância no controle de qualidade da qualificação sísmica realizada.

3.6.1 Variância

O atributo de variância, assim como o semblance, é um dos algoritmos da classe coerência (Chopra & Markfurt, 2007) e foi classificado por Barnes (2016) como um atributo estatístico. Baseado em medições de semelhanças entre formas de onda, este método busca identificar mudanças abruptas nos traços sísmicos, o que poderia indicar a presença de falhas e fraturas em subsuperfície. Como exemplo, em regiões com camadas mais horizontais e homogêneas, sem um bom conteúdo de falhas, a variância será baixa, já que os traços em geral vão se ajustar bem ao traço médio, enquanto em regiões mais heterogêneas e com grande atuação de falhas terão alta variância devido ao grande desajuste dos traços (Chopra & Markfurt, 2007).

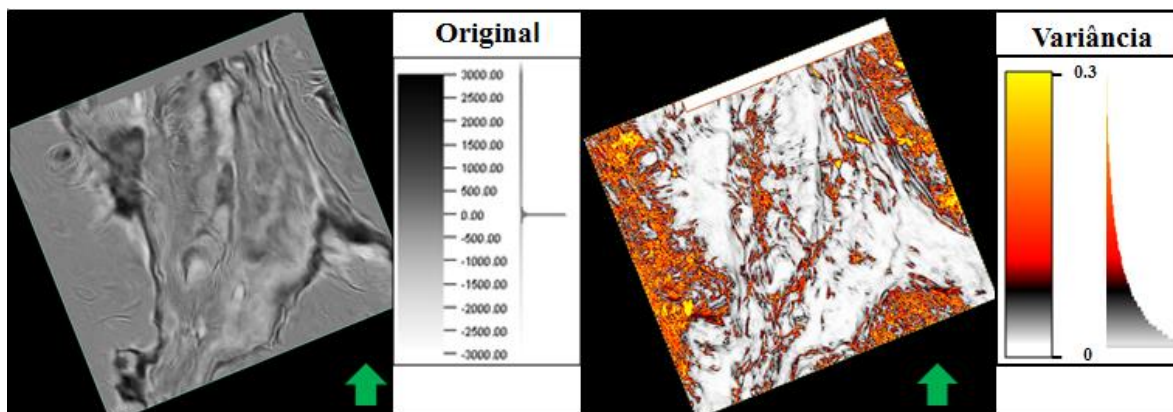


Figura 31: Aplicação do atributo de variância em uma região com presença de descontinuidades em um *depth slice* (Elaboração própria).

3.6.2 Dip e Azimuth

Os atributos *dip* e *azimuth* baseados em reflexões sísmicas, classificados como atributos geológicos estruturais, podem ser considerados um dos mais importantes para a interpretação sísmica 3D. Tais atributos possuem grande aplicabilidade, desde a detecção de falhas sutis até exposição de características estratigráficas. Atualmente, seu maior uso está

concentrado em medições de descontinuidades ou em seu oposto, que seria a identificação da continuidade de estruturas presentes nos dados sísmicos (Chopra & Markfurt, 2007). Enquanto o *dip* é o ângulo em graus que a reflexão sísmica faz com a horizontal, o *azimuth* é o ângulo medido no sentido horário em relação ao norte geográfico da direção do mergulho máximo (Barnes, 2016). Na figura 32 a seguir podemos observar a aplicação dos atributos mencionados em um dado sísmico de amplitude.

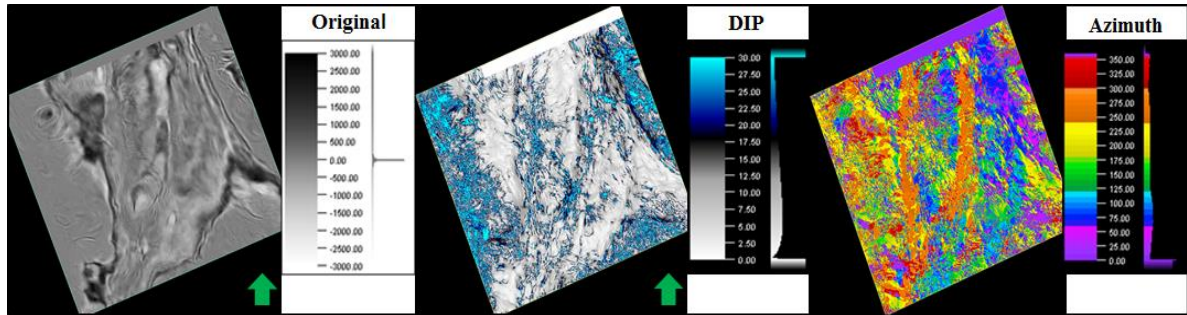


Figura 32: Resultados da aplicação dos atributos *dip* e *azimuth* em um *depth slice* de um dado sísmico de amplitude (Elaboração própria).

3.6.3 Detecção de Heterogeneidades Estruturais

A detecção de heterogeneidades estruturais, determinadas a partir do *Ant-tracking*, produto comercial desenvolvido e patenteado pela Schlumberger, é uma atividade estrutural utilizada para extrair de forma automática em um volume sísmico pré-processado estruturas associadas a falhas e fraturas com grandes detalhes e nitidez, além de eliminar efeitos não relacionados a estes eventos (Pedersen *et al.*, 2022). O algoritmo padrão do *Ant-tracking* é baseado no método de inteligência artificial conhecido inteligência de exames (*swarm intelligence*) (Machado, 2008). Na figura 33, observamos os resultados de melhor resolução na definição de estruturas mal definidas pela variância.

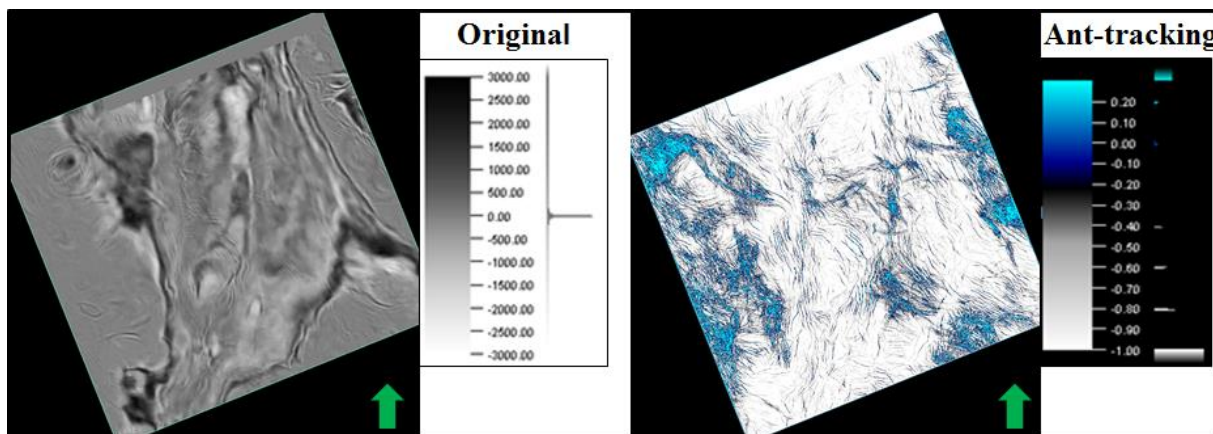


Figura 33: Resultado da aplicação do *Ant-tracking* em um *depth slice* destacando as principais estruturas associadas a falhas e fraturas (Elaboração própria).

3.6.4 Detecção de Variações de Sismofácies

A Técnica Volume de Amplitudes (*TecVA*) é uma ferramenta para obter mapas que representem variações de sismofácies (heterogeneidades) e ressaltem altos contrastes de impedância acústica nos dados sísmicos (Bulhões & Amorin, 2005). No presente trabalho, para a obtenção do *TecVA* foram combinados os atributos amplitude RMS seguido de um fase shift de -90° . A amplitude RMS (*root-mean-square amplitude*), dada pela equação 4, é raiz quadrada da soma das amplitudes quadradas, dividida pelo número de amostras k obtidas quando o intérprete configura a janela de amostragem no software (Schlumberger, 2011).

$$\text{Amp RMS} = \sqrt{\sum_i^n \frac{\text{amp}^2}{k}} \quad (4)$$

O atributo fase shift rotaciona a fase da *wavelet* sísmica do sinal de entrada visando vincular a polaridade sísmica à litologia. Uma rotação de -90° altera o traço de forma em que um pico ou vale no traço original do dado de entrada se torna um *zero cross* no dado de saída (Schlumberger, 2011). Na figura 34 a apresentada, podemos ver o destaque de feições sísmicas quando aplicamos o *TecVA* em relação ao dado original de entrada.

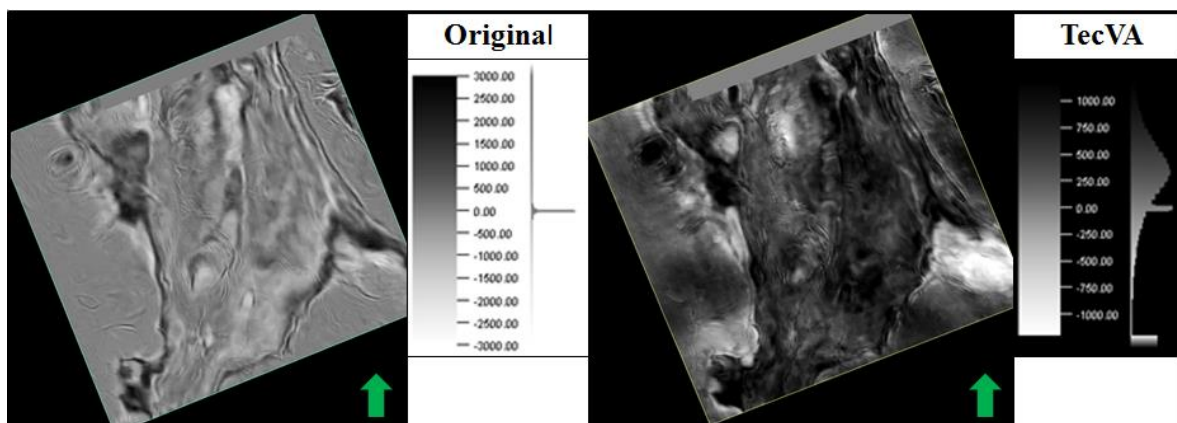


Figura 34: Aplicação do atributo sísmico TecVA destacando os grandes contrastes de impedâncias acústica e ressaltando as principais heterogeneidades em um *depth slice* (Elaboração própria).

3.7 Qualificação Sísmica

O preparo qualitativo de dados para tarefas interpretativas conhecidas como condicionamento sísmico, em geral, envolve o uso de filtros, sejam estáticos, residuais ou outros processos que tendem melhorar a relação sinal-ruído em um dado. Diferentemente do condicionamento, a qualificação sísmica atenua informações específicas, relacionadas a ruídos ou sinais sísmicos indesejados ao objetivo do intérprete. Este procedimento visa melhorar a detecção de heterogeneidades associadas a falhas e fraturas, fácies, texturas e parâmetros petrofísicos (Santos *et al.*, 2019). Ao trabalhar com amplitudes de *background*, Santos *et al.*, (2018) afirma que a qualificação suaviza de forma controlada as amplitudes, reduzindo os efeitos de ruídos correlacionados as maiores magnitudes do sinal e melhorando o dado em alguns pontos considerados geologicamente críticos.

Aqui neste trabalho foi realizada a operação para quatro diferentes patamares de decomposição de amplitudes, 23 dBs, 42 dBs, 65 dBs e 85 dBs. Optou-se por trabalhar com este último, conforme será mostrado adiante.

3.8 Inversão Sísmica

A inversão sísmica é um dos meios essenciais para a extração de informações de dados sísmicos, principalmente em projetos de exploração e produção de hidrocarbonetos. Seu principal objetivo é transformar os dados de reflexão sísmica em visualizações de propriedades quantitativas da rocha e descritivas do reservatório (Pendrel, 2001). As vantagens de realizar tal aplicação em um dado se dá pelo aumento da resolução sísmica convencional, permitindo assim a melhor delimitação de propriedades geológicas e petrofísicas durante a interpretação (Veeken & Silva, 2004).

A equação fundamental para se entender o princípio da inversão sísmica é chamada de modelo convolucional (equação 5), onde o traço sísmico $s(t)$ é oriundo da convolução entre uma série de refletividades $r(t)$ e uma *wavelet* sísmica estacionária $w(t)$, além da adição de um ruído $n(t)$ (Liang *et al.*, 2019).

$$\mathbf{s}(t) = \mathbf{r}(t) * \mathbf{w}(t) + \mathbf{n}(t) \quad (5)$$

A partir de tal equação, podemos então usar diferentes abordagens de modelagem direta ou inversa de acordo com os objetivos propostos. O algoritmo base que simplifica o processo de inversão sísmica, descrito na equação 6, busca mensurar $\mathbf{m} \in \mathbf{R}^n$, que são os parâmetros do modelo, a partir de dados geofísicos observados, $\mathbf{d} \in \mathbf{R}^n$, que são normalmente contaminados por ruídos \mathbf{n} . Um modelo direto representado por \mathbf{F} correlaciona \mathbf{m} e \mathbf{d} (Azevedo & Soares, 2017).

$$\mathbf{d} = \mathbf{F}(\mathbf{m}) + \mathbf{n} \quad (6)$$

Os métodos de inversão podem ser *pre-stack* ou *post-stack* e os dois principais tipos para este último são, a determinística, que corresponde a minimização da diferença entre um traço sísmico modelado e um traço sísmico real (Simm & Bacon, 2014), e a estocástica, que se trata da geração de diversos modelos de propriedades elásticas, como impedância acústica, para a avaliação das incertezas associadas (Azevedo *et al.*, 2012). Cada uma das duas inversões mencionadas possui uma subdivisão como ilustra a figura 35. Dentre as determinísticas temos a inversão de Banda Limitada, *Sparse-Spike*, Baseada em Modelo e Inversão Colorida. A estocástica se subdivide em Inversão Bayesiana e Geoestatística (Azevedo & Soares, 2017).

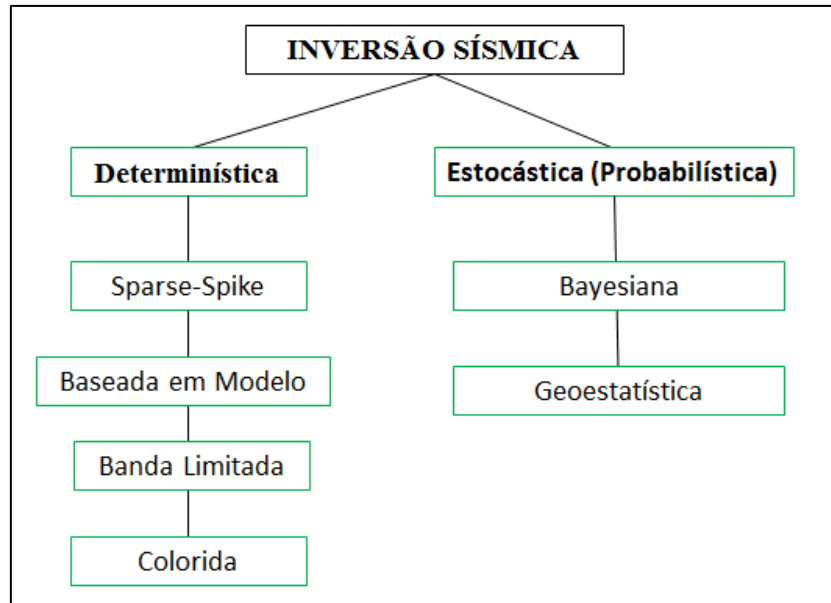


Figura 35: Principais subdivisões de métodos de inversão sísmica *post-stack* (Azevedo & Soares, 2017).

Uma definição de extrema importância é a de regularização, que pode ser considerada qualquer função de probabilidade capaz de descrever adequadamente o comportamento do modelo esperado. Tal operação é usada para minimizar o desajuste dos dados (Wang, 2017).

Outro conceito fundamental quando tratamos de inversão sísmica diz respeito a norma vetorial. Em geral, as normas L1 e L2 são as mais utilizadas durante o processo e atuam como restrição de modelo. A norma L_i de um vetor pode ser definida como na equação 7 a seguir (Wang, 2017).

$$L_i = \| \mathbf{x} \|_i = (\sum_k |x_k|^p)^{1/p} \quad (7)$$

A norma L1 ou $\| \mathbf{x} \|_1$ é dita como a soma dos valores absolutos do vetor de componentes, enquanto a norma L2 ou $\| \mathbf{x} \|_2$ é a raiz quadrada da soma dos quadrados dos componentes (Wang, 2017).

3.9 Modelagem Sismoestratigráfica

A modelagem, de uma forma generalizada, é uma ferramenta que busca reconstruir estruturas de corpos sedimentares de espessuras variáveis, com o intuito de simular e/ou quantificar processos atuantes durante o tempo geológico (Huang *et al.*, 2015). Já a modelagem sismoestratigráfica, apesar de apresentar os mesmos objetivos, é baseada na aplicação de conceitos relacionados à estratigrafia de seqüências em um dado sísmico.

Existem alguns métodos principais, baseados em diferentes fluxos matemáticos, e o que tem correlação com o presente trabalho é o modelo geométrico, apresentado na tabela 1 (Huang *et al.*, 2015). De acordo com Sylvester *et al.*, (2015), este considera a espessura geral e a geometria dos intervalos estratigráficos, não levando em conta a dinâmica sedimentar.

Tabela 1: Características da modelagem geométrica (Adaptado de Huang *et al.*, 2015).

Nome	Abordagem matemática	Vantagens	Desvantagens
Modelo Geométrico	Regras Geométricas Simples	Rápida visualização 2D ou 3D de sequencias estratigráficas em relação a variações na acomodação e suprimento sedimentar	Modela a consequência e não os processos propriamente ditos

A estrutura do modelo é oriunda a partir dos principais níveis sedimentares, que são definidos pelos horizontes sísmicamente interpretados com o auxílio de informações obtidas nos poços (Cannon, 2018). Outro aspecto de suma importância diz respeito ao tipo de contato existente entre os principais horizontes escolhidos. Na sismoestratigrafia, esses contatos, baseados na interpretação de padrões de terminação dos refletores, podem ser guiados através do limite superior ou inferior como referência (seção 3.5).

Já na modelagem, as representações de tais terminações podem ser também no limite superior ou inferior, porém, como mostra a figura 36, as nomenclaturas apresentam uma variação, apesar de compartilharem a mesma ideia conceitual.

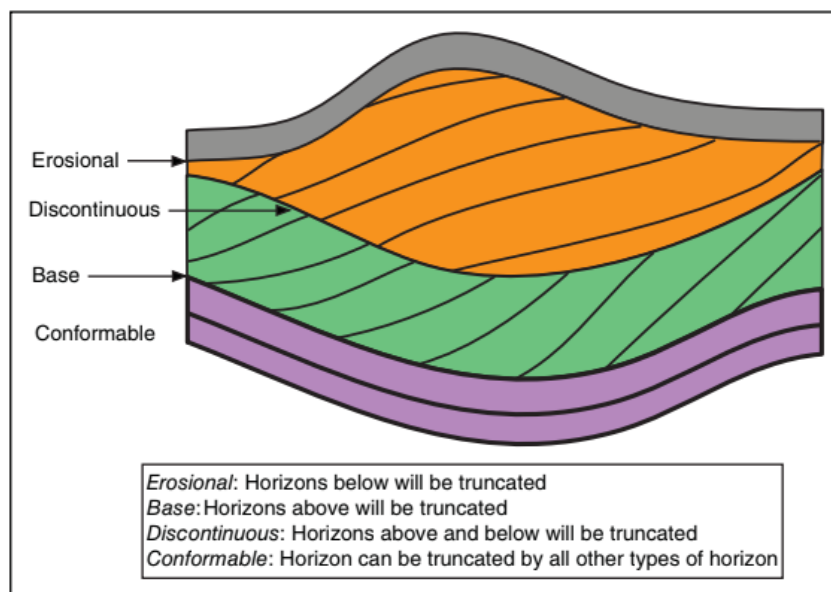


Figura 36: Classificação dos diferentes tipos de horizontes com terminações usados na modelagem (Cannon, 2018).

Aqui neste trabalho, a modelagem sismoestratigráfica foi aplicada para analisar o comportamento de feições sedimentares que podem estar relacionadas à ocorrência de fluidos e diferentes tipos de constantes elásticas, associadas à rigidez e cisalhamento dos materiais.

3.10 Propriedades Petrofísicas e suas Influências nas Respostas Sísmicas

Cannon (2016) define que a petrofísica utilizada na indústria do petróleo, é o estudo onde se busca compreender e caracterizar a interação das propriedades de rochas e fluidos de reservatórios e não reservatórios.

Dentre as principais propriedades petrofísicas que atuam e alteram diretamente as respostas sísmicas, temos os módulos de elasticidade, que medem o tempo de trânsito sônico (DT ou DTCO), e a propriedade de massa, densidade (RHOB ou RHOZ). Isso se deve ao fato de ambos serem medidos através do método sísmico, além de que as refletividades sísmicas são obtidas a partir da impedância acústica, a qual está relacionada a estes dois parâmetros (Cannon, 2016). Outro fator que também possui grande influência é a porosidade, podendo ser obtida do neutrão (NPHI) ou então a partir do NMR, denominada porosidade total (TCMR) ou porosidade efetiva (CMPR). Porém, outros atributos de logs se fazem de extrema importância para compreensão de rochas e fluidos, como o *gamma-ray* (GR), a resistividade

(ILD), permeabilidade (KTIM) e o volume de fluidos livre (CMFF). A seguir serão descritas cada uma das propriedades mencionadas.

Tempo de Trânsito Sônico (DT ou DTCO): Este perfil mede o intervalo de tempo de trânsito que uma onda sônica compressional leva ao viajar dentro de determinada formação, ou seja, ele nos responde a vagarosidade acústica de um intervalo (Cannon, 2016).

Densidade (RHOB ou RHOZ): Conhecida como densidade volumétrica, esta medida é obtida através da razão entre a massa de um intervalo pelo volume do mesmo. Sua relação com a porosidade é inversamente proporcional, quando uma aumenta, a outra tende a diminuir (Varhaug, 2016).

Porosidade Total (TCMR): Quantifica os espaços onde não se tem a matriz ou cimento (poros e fraturas) de uma rocha, sendo uma grandeza referida geralmente em porcentagem (Lima, 2014).

Porosidade Efetiva (CMRP): Constitui-se como a razão entre o volume de vazios (ausência de matriz e cimento) disponíveis para fluidos livres e o volume total de poros da rocha (Lima, 2014).

Gamma-ray (GR): Mensura a radioatividade natural em uma formação, respondendo melhor em litologias com minerais ricos em urânio, tório e potássio (Cannon, 2016).

Resistividade (ILD ou RT): Propriedade elétrica, inversa da condutividade, que é característica física do material e independe da geometria dele. Tal medida se mostra com grande importância na identificação de fluidos em reservatórios.

Permeabilidade (KTIM): Definida como a capacidade de fluxo de um fluido, mensura a competência de um reservatório em conduzir fluidos através dos poros de sua matriz rochosa (Cannon, 2016).

Volume de Fluidos Livres (CMFF): Mensura o índice de fluidos livres dentro de uma formação. Sua medição se dá a partir do tempo de decaimento de um sinal eletromagnético inicialmente emitido para perturbar o eixo de prótons de hidrogênio.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Materiais

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizados alguns dados públicos solicitados à Agência Nacional do Petróleo (ANP). O fluxo de trabalho do projeto, carregamento e interpretação da sísmica 3D e dos poços, foram feitos com o software Petrel, da Schlumberger.

O volume sísmico usado foi o R0302_FRANCO_FLORIM, com dados em profundidade (PSDM). Esse dado, obtido no projeto também nomeado R0302_FRANCO_FLORIM, foi recortado para abranger apenas a área de interesse dentro do Campo de Búzios, como ilustra a figura 37. Além da sísmica, foram utilizados sete poços operados pela Petrobrás para controles de qualidade e aplicação da metodologia, sendo um de exploração, o 3-BRSA-1064-RJS (portador de petróleo), outros cinco especiais, o 9-BRSA-1159-RJS (fechado), 9-BRSA-1191-RJS (produzindo), 9-BUZ-1-RJS (produtor comercial de petróleo), 9-BUZ-4-RJS (produtor comercial de petróleo) e o 9-BUZ-8-RJS (injetor de água), além do 8-BUZ-27D-RJS, reclassificado como injetor de água. Também foram usados os perfis básicos dos poços 9-BRSA-1159-RJS e 3-BRSA-1064-RJS para auxiliar as interpretações. Estes dois últimos podem ter suas localizações observadas na figura 36 a seguir.

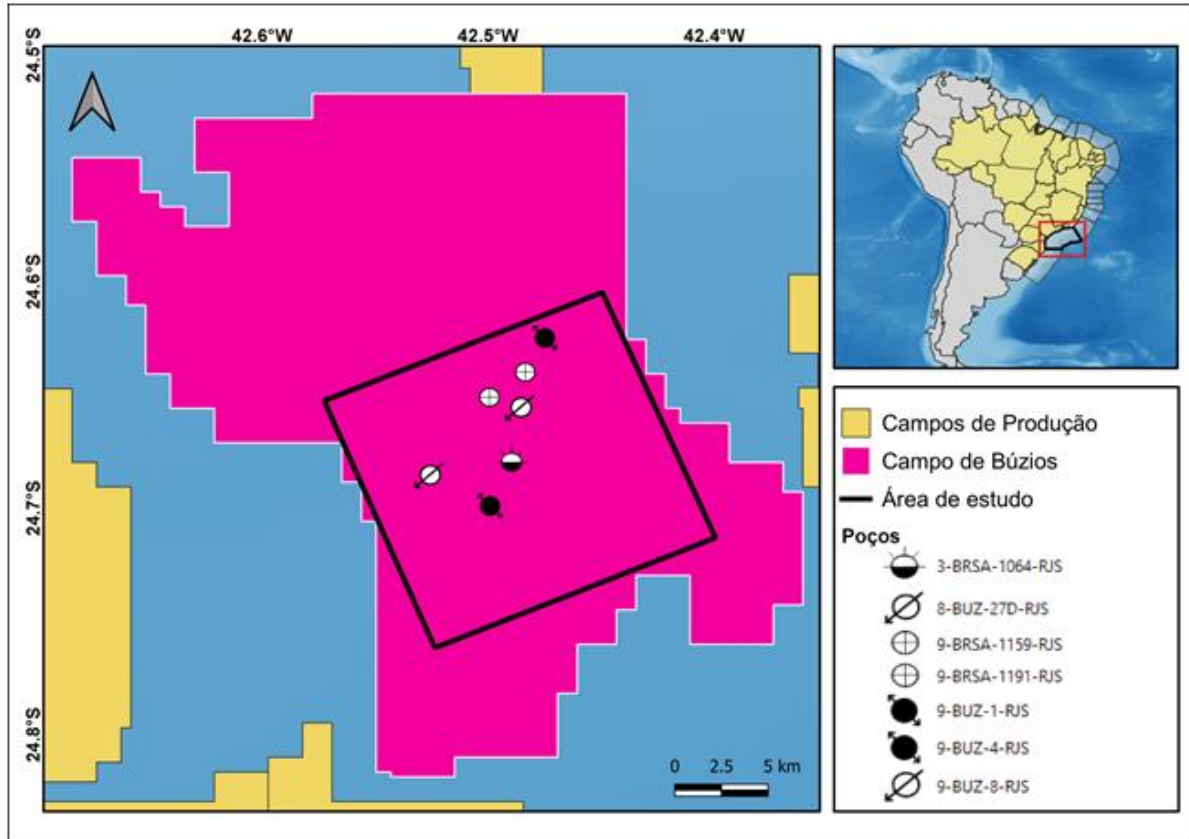


Figura 37: Dados de poços utilizados e área adotada para a realização do presente trabalho (Elaboração própria).

4.2 Metodologia

O fluxo de trabalho adotado para a realização da interpretação dos dados pode ser ilustrado pelas figuras 38 e 39, onde a primeira ressalta os processos feitos no dado bruto e a última mostra as análises realizadas a partir da qualificação sísmica até a modelagem de inversão. Além dos processos interpretativos apresentados, também foi necessário o carregamento dos dados sísmico e dos dados de poços no software, bem como o controle de qualidade do carregamento de ambos, já que um erro neste passo iria invalidar etapas posteriores, como a interpretação.

Inicialmente, nos dados brutos, os principais produtos gerados foram com o objetivo de entender o comportamento das amplitudes sísmicas, compreender e visualizar as principais fases tectônicas e estratigráficas do Campo de Búzios, gerar respostas estruturais para comparação com o dado qualificado e fazer uma boa correlação entre os dados de sísmica e de poços, para posteriormente realizar a modelagem de inversão. As etapas podem ser vistas no fluxograma da figura 38.

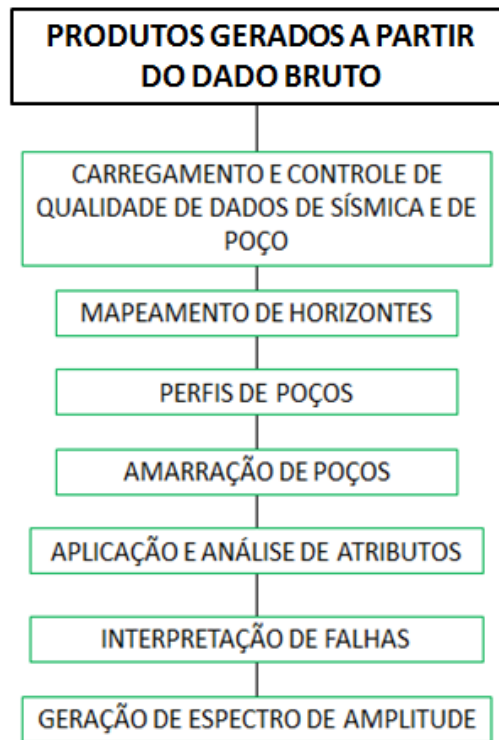


Figura 38: Fluxograma de etapas realizadas em cima do dado original (bruto).

Posteriormente, para obter as baixas amplitudes representativas do *background*, foram inicialmente feitas quatro atenuações (qualificações) no dado original, de 23 dBs, 42 dBs, 65 dBs e 85 dBs, sendo esta última a que apresentou as melhores respostas para o *background* e foi escolhida para dar continuidade no presente trabalho. A partir do dado qualificado, o de 85 dBs, foram gerados alguns subprodutos (figura 39) para posteriores comparações de efetividade e desempenho com o dado bruto, além do auxílio interpretativo.

Após o controle de qualidade e geração de subprodutos no dado qualificado, a partir deste e do dado original, foi realizada a inversão sísmica, obtendo-se como saída um cubo sísmico de baixas refletividades, o qual posteriormente foi utilizado para identificar anomalias sutis e não sutis relacionadas a respostas litológicas e de fluidos.

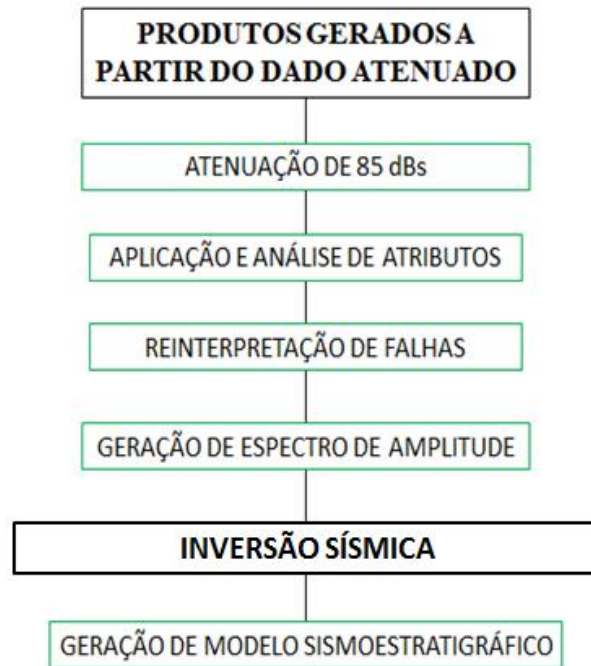


Figura 39: Fluxograma das etapas realizadas com os dados de baixas refletividades.

Depois dos procedimentos mostrados acima, a inversão sísmica pôde ser realizada tendo como uma das entradas o dado qualificado. O princípio de inversão usado está fundamentado pelo conhecimento dos sinais de entrada bem como o sinal de saída desejado, que são as baixas refletividades. O modelo convolucional é mostrado nas equações 8 e 9, onde $w_1(t)$ e $w_2(t)$ são *wavelets*, consideradas estacionárias para cada CDP, que convolvem com os coeficientes de reflexão $r_o(t)$, que é a refletividade do dado bruto e $r_q(t)$, que são as baixas refletividades do dado qualificado, respectivamente. O parâmetro $n(t)$ é o ruído incoerente ao dado, $s_o(t)$ representa o traço sísmico do dado original e o $s_q(t)$ o traço sísmico do dado qualificado.

$$s_o(t) = r_o(t) * w_1(t) + n(t) \quad (8)$$

$$s_q(t) = r_q(t) * w_2(t) + n(t) \quad (9)$$

Após as definições mencionadas, realizamos as operações de divisão entre as equações 7 e 8. Essa operação, detalhada a seguir nas equações 10 e 11, mostra a remoção do efeito das *wavelets*, restando como residual apenas as refletividades $r_o(t)$ e $r_q(t)$, associadas respectivamente as refletividades do dado original e o dado qualificado. Obtidas tais saídas

conhecidas, podemos ter o cubo individual associado as baixas reflexões oriundas do dado qualificado.

$$\frac{s_o(t)}{s_q(t)} = \frac{r_o(t) * w_1(t) + n(t)}{r_q(t) * w_2(t) + n(t)} \quad (10)$$

$$= \frac{r_o(t)}{r_q(t)} \quad (11)$$

O cubo oriundo da análise, para baixas refletividades, aqui obtido será em muitos momentos do presente trabalho referido como um cubo DHI efetivo. Tal nomenclatura é sugerida por Santos *et al.*, (2022) para essas baixas refletividades, pois se trata de um indicador eficaz de todos os elementos do sistema petrolífero. Para definição de tal efetividade, pode-se considerar, entre outras, as respostas sísmicas como definidas por Bortfeld (1961), onde parte da resposta sísmica se deve ao fator de saturação de fluidos e outra parte ao fator de rigidez das rochas. Esses fatores podem ser vistos na equação 12 a seguir, equação de Bortfield, que estabelece relações entre coeficientes de transmissão e reflexão de ondas P e S com propriedades elásticas.

$$R_{pp} = \underbrace{\frac{\rho_2 V_{p2} \cos \theta_1 - \rho_1 V_{p1} \cos \theta_2}{\rho_2 V_{p2} \cos \theta_1 + \rho_1 V_{p1} \cos \theta_2}}_{\text{Termo fluídico}} + \underbrace{\left(\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} \right)^2 [V_{S1} + V_{S2}] \left[3 (V_{S1} + V_{S2}) + 2 \left(\frac{V_{S2} \rho_1 - V_{S1} \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \right) \right]}_{\text{Termo de rigidez}} \quad (12)$$

Onde,

ρ_1 – Densidade da camada 1;

ρ_2 – Densidade da camada 2;

V_{P1} – Velocidade da onda P na camada 1;

V_{P2} – Velocidade da onda P na camada 2;

V_{S1} – Velocidade da onda S na camada 1;

V_{S2} – Velocidade da onda S na camada 2;

A partir da equação 12 e da classificação genética de Damaison e Huizinga (1991), Santos *et al.*, (2022) expande os conceitos do cubo DHI para que as respostas sísmicas deste compreenda sinais relacionados ao sistema petrolífero investigado, de acordo com as definições a seguir.

Cozinha Efetiva – Regiões ao redor de rochas geradoras de hidrocarbonetos que possam ser indicativas de início de uma migração secundária. Para tal identificação, as análises devem ser ponderadas para o fator de fluido e de rigidez.

Migração Secundária Efetiva – Caminhos estratigráficos ou de falhas e fraturas que são persuasivos, e representem área de transporte de hidrocarbonetos pelo fator de fluidez da equação 12.

Selo Efetivo – Condiz com rochas sobrejacentes aos fluidos e que apresentem resistência suficiente para física e hidráulica suficiente para suportar pressões anômalas. As refletividades referentes aos selos são oriundas do fator de rigidez e possuiriam valores absolutos mais baixos nas inversões.

Reservatório Efetivo – Para aquele de alta impedância acústica absoluta, contendo hidrocarbonetos, o fator de fluidez da equação 12 apresentaria as maiores variações. Já reservatórios de baixa impedância absoluta, com ausência de hidrocarbonetos, as variações apresentadas seriam relativamente pequenas e associada ao termo de rigidez.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Correlação de Poços

As interpretações prévias das Formações Barra Velha e Itapema nos perfis de poços foram fundamentadas pela análise dos perfis compostos recebidos da ANP e corroborada pelos marcadores correspondentes aos topos das duas formações mencionadas. Para melhor definição do posicionamento desses topos, foram feitos pequenos ajustes nas posições iniciais dos marcadores a partir das observações de características das eletrofácies. Além disso, interpretações adicionais foram realizadas, como a discriminação do folhelho Jiquiá, que apresenta um conteúdo radioativo significativo e segundo Castro (2019), este faz parte da Formação Itapema. Os principais zoneamentos conhecidos dentro da Formação Barra Velha, como mostrado na figura 40 a seguir, também foram interpretados, onde as principais zonas definidas foram a BVE100, BVE200 e BVE300, respectivamente, do topo para a base.

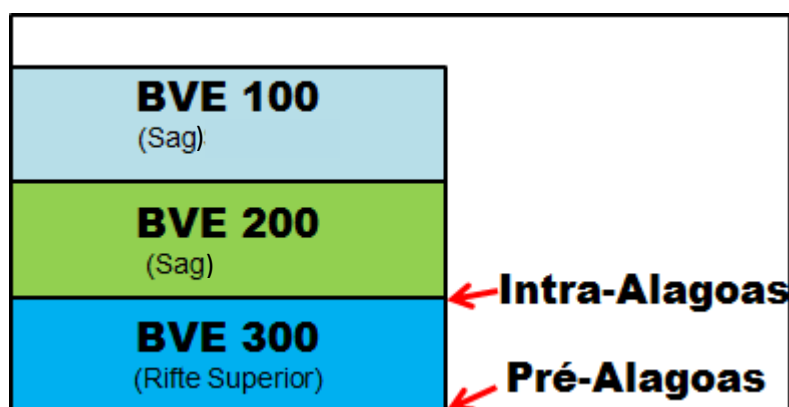


Figura 40: Principal zoneamento da Formação Barra Velha e discordâncias (Adaptado de Nunes).

A partir das interpretações feitas em cada um dos dois principais poços usados em nossa área de estudo, o 9-BRSA-1159-RJS e o 3-BRSA-1064-RJS (figura 41), foi feita uma correlação entre estes (figura 44), a fim de comparar as características de respostas das zonas para pontos geograficamente distintos dentro do campo e se obter uma melhor compreensão de possíveis comportamentos litológicos e de fluidos.

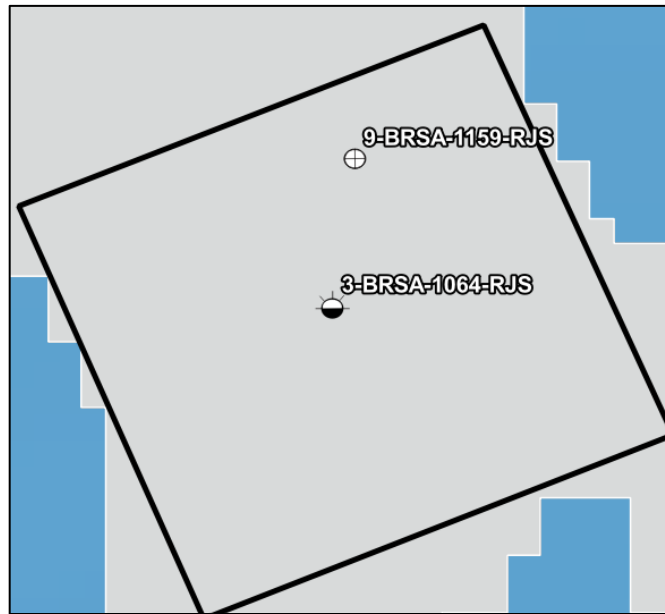


Figura 41: Poços utilizados na correlação de perfis (Elaboração própria).

As interpretações e posterior correlação (figura 44) entre as zonas nos mostram que para a Formação Barra Velha, dentro da área de estudo, as melhores zonas reservatórias são as BVE100 e BVE300, apresentando baixo índice radioativo quando olhamos o *gamma-ray*, uma alta resistividade (RT) se comparadas com as zonas adjacentes, boa permeabilidade (KTIM), além de boas respostas de porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e volume de fluidos livre (CMFF). Para a Formação Itapema é possível observar boas respostas associadas a bons reservatórios quase que em sua totalidade, exceto na sua parte inferior, onde notamos pulsos e maiores variações dos parâmetros petrofísicos.

Outra interpretação possível foi à identificação da zona de transição entre óleo e água, observada nos dois poços a partir do perfil de resistividade e posteriormente foi corroborada por uma análise gráfica. Para o poço 9-BRSA-1159-RJS, notamos uma quebra abrupta da resistividade em torno de 5770 metros de profundidade (figura 44), o que marcaria possivelmente a zona de transição mencionada, sendo afirmada pela quebra do gradiente de pressão estática, mostrada no gráfico da figura 42, tendo como início da zona valores em torno de 5780 metros, bem próximo ao observado no perfil. Para o poço 3-BRSA-1064-RJS, a quebra na resistividade está 5780 metros aproximadamente, com o gradiente de pressão estática marcando o início da zona em torno dos mesmos 5780 metros (figura 43).

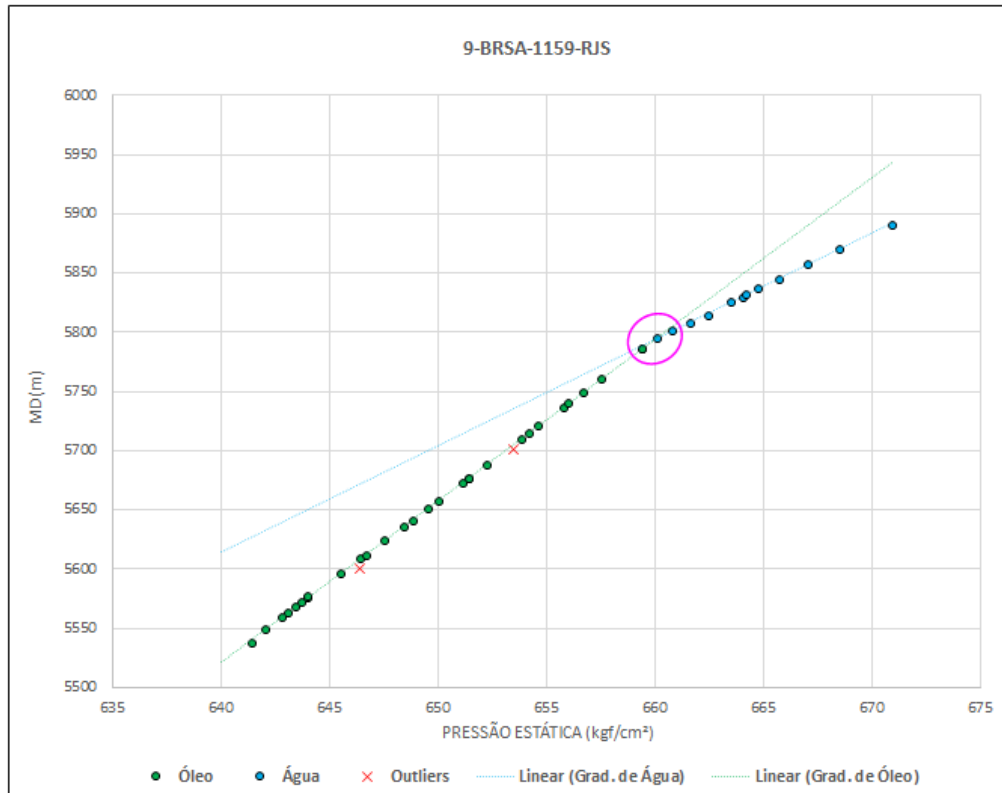


Figura 42: Gradiente de pressão estática do óleo e da água mostrando a possível zona de transição entre os fluidos para o poço 9-BRSA-1159-RJS.

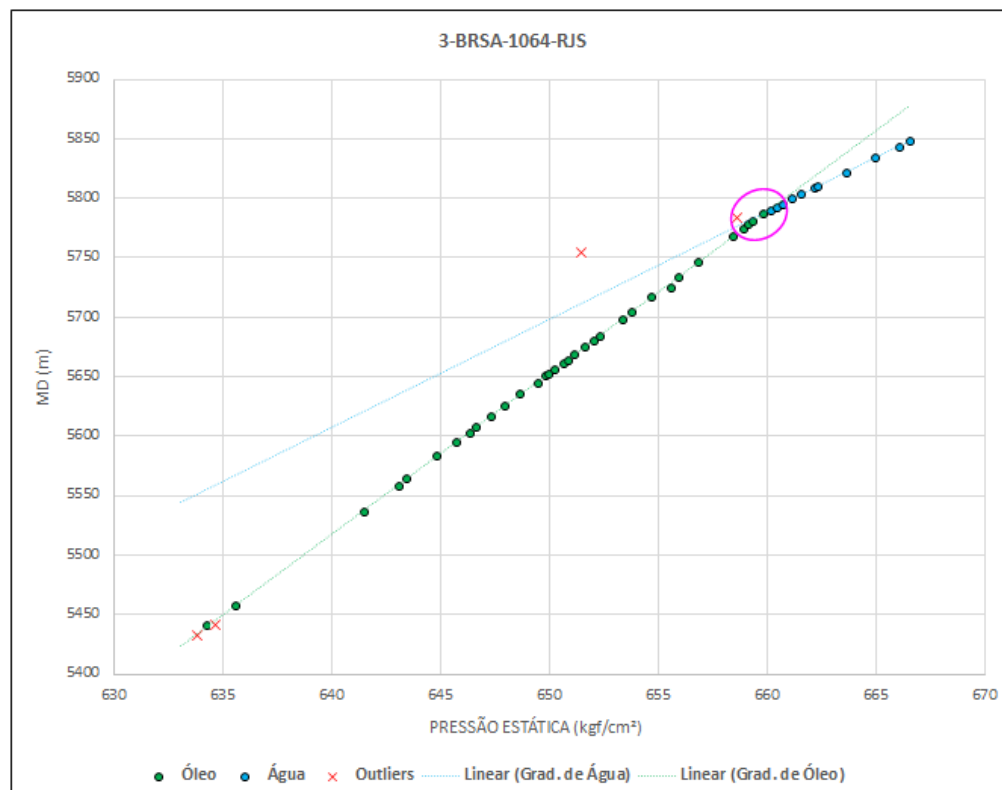


Figura 43: Gradiente de pressão estática do óleo e da água mostrando a possível zona de transição entre os fluidos para o poço 3-BRSA-1063-RJS.

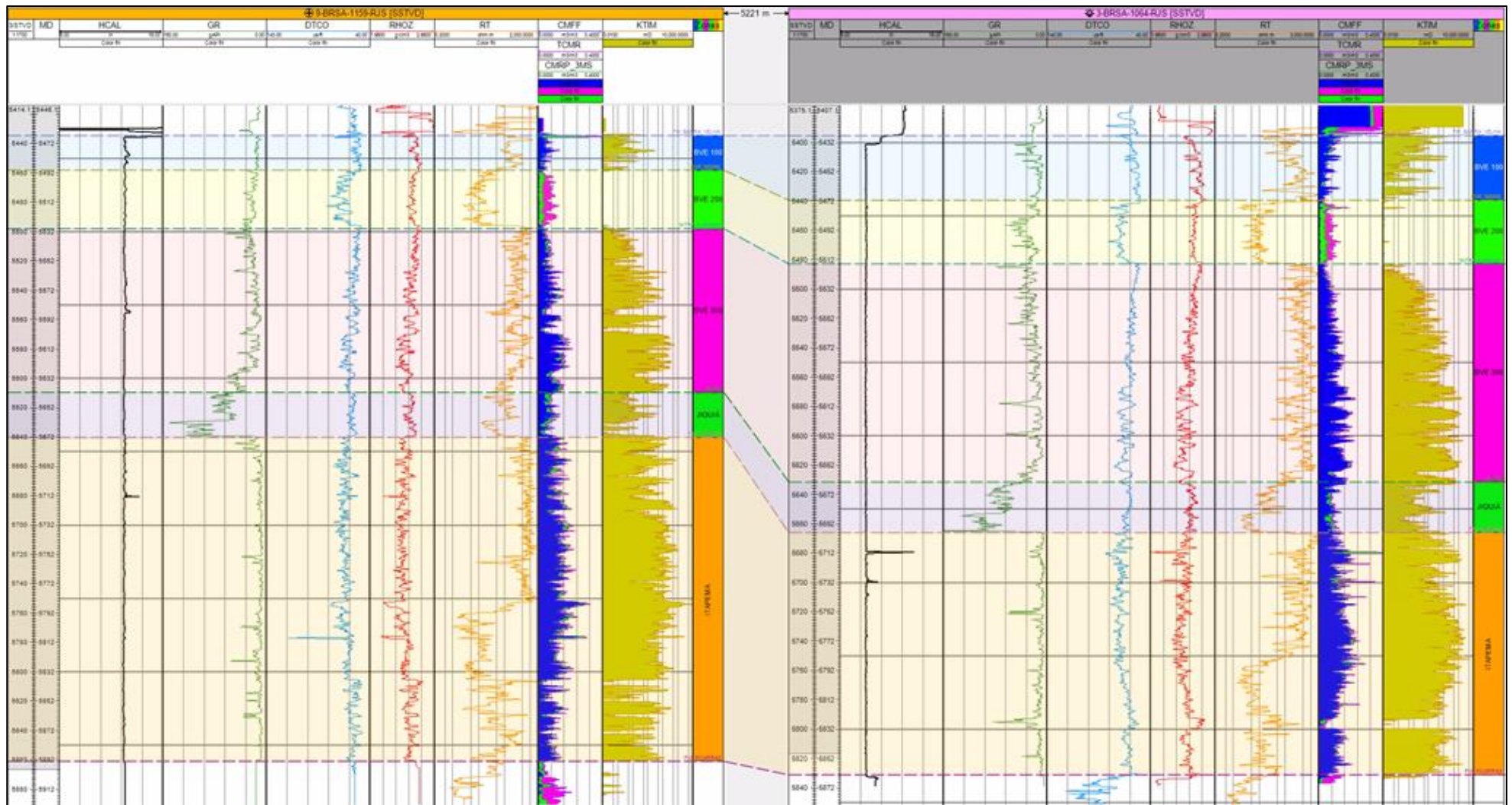


Figura 44: Correlação entre respostas de perfis e zonas dos poços 9-BRSA-1159-RJS e 3-BRSA-1063-RJ, valores de *gamma-ray* foram invertidos com seus limites indo de 150 a 0 gAPI, da esquerda para a direita, respectivamente.

5.2 Interpretação Sismoestratigráfica

Esta seção do presente trabalho teve como objetivo destacar quais e como foram mapeadas as principais discordâncias existentes no pré-sal do Campo de Búzios, bem como seus intervalos de rochas adjacentes, que serviram subsequentemente para a geração do modelo sismoestratigráfico geométrico.

Inicialmente, as reflexões sísmicas discordantes foram niveladas com os marcadores de topo de formações a partir de ajustes feitos durante a amarração do dado sísmico com os dados de poços (Figura 45), onde se buscou definir o caráter do sinal sísmico a partir das respostas dos perfis. Posteriormente, para garantir um maior controle interpretativo, foram feitas análises dos pacotes sedimentares iminentes a essas discordâncias, onde tais intervalos de rochas deveriam apresentar comportamentos representativos da fase tectônica em que foi depositado na bacia.

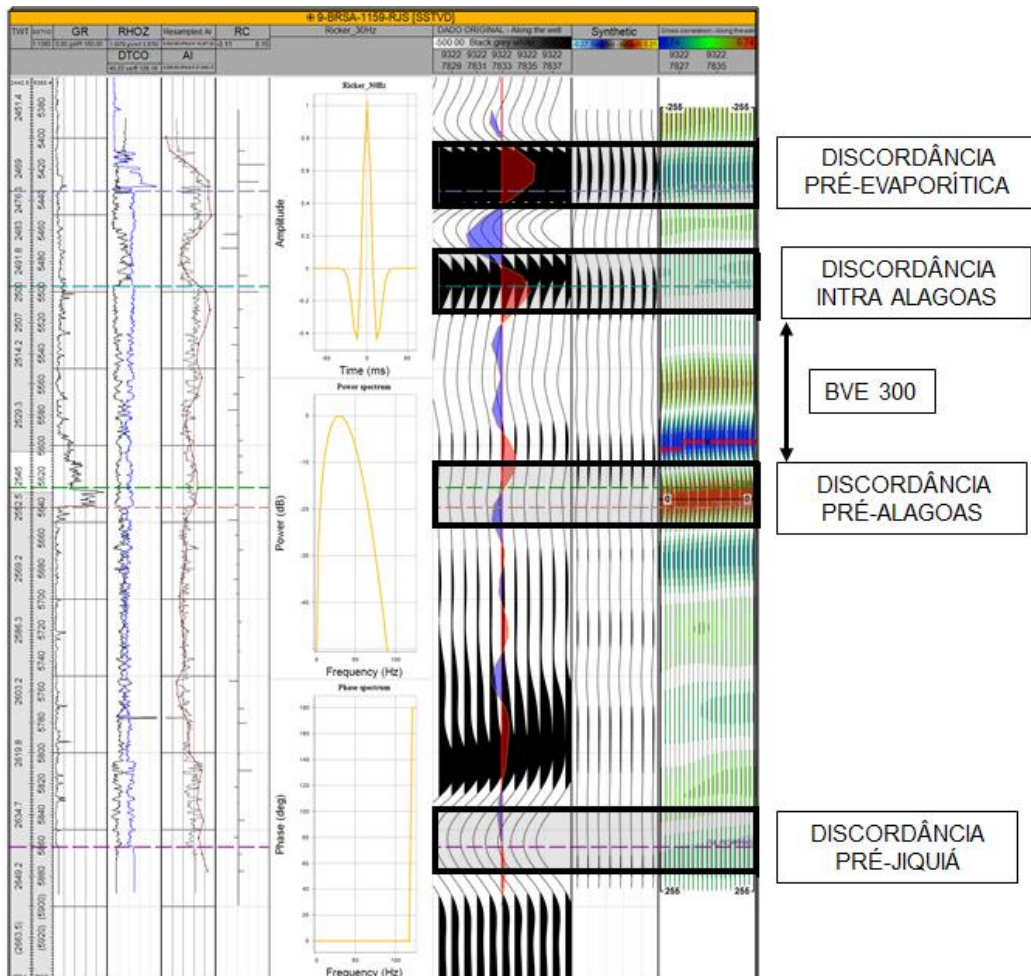


Figura 45: Exemplo de amarração do poço 9-BRSA-1159-RJS com o dado sísmico.

As figuras 46 até 51 nos mostram uma seção sísmica *Inline* e uma *Xline*, que passam por um poço representativo da área de estudo, o 9-BRSA-1159-RJS. Em tais figuras mencionadas, observam-se as seções antes de interpretadas, pós-interpretação e um modelo representativo dos principais pacotes sedimentares presentes e seus respectivos comportamentos tectono-estratigráficos. É possível ver, como esperado, a partir da divisão tectônica usada por Castro (2019) e neste trabalho, que a parte superior da formação Barra Velha (*sag*) mantém uma espessura lateral similar em todos os pontos mapeados. Quando se analisa a parte inferior de tal formação, depositada na fase rifte superior, nota-se que em alguns pontos temos variações laterais de espessuras, em geral um espessamento em direção as principais falhas, sugerindo uma deposição *sin-tectônica*. O mesmo acontece para as formações que compõe a fase rifte inferior, Itapema, Piçarras e Camboriú, que apresentam tais espessamentos aumentando no sentido das falhas.

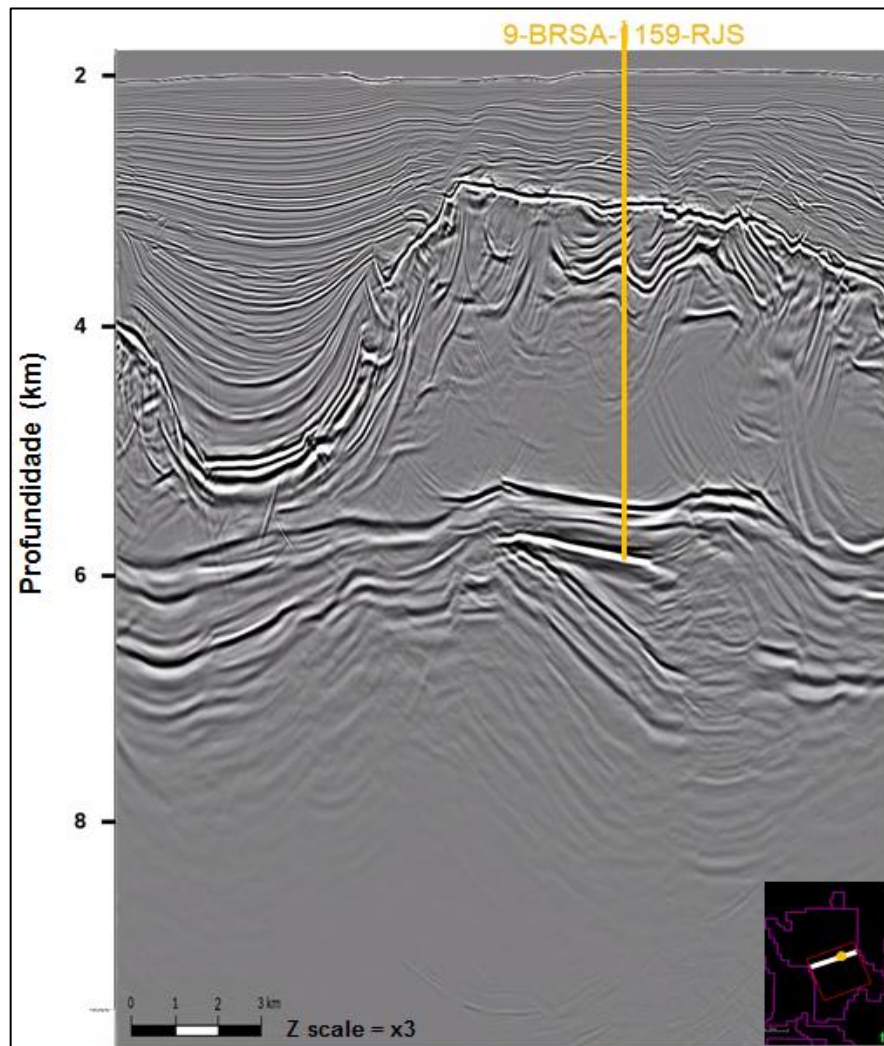


Figura 46: Seção sísmica *xline* 7860 sem interpretação.

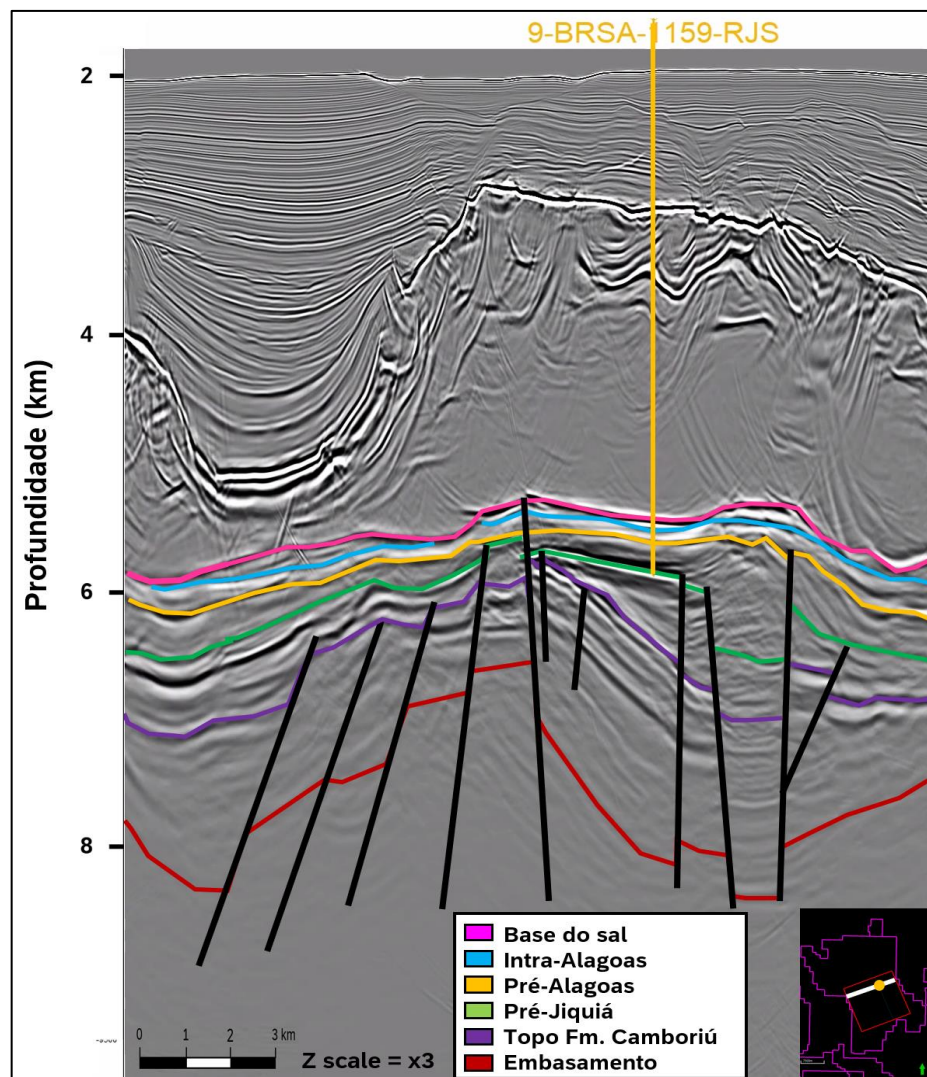


Figura 47: Seção sísmica *xline* 7860 com interpretação das principais discordâncias do pré-sal.

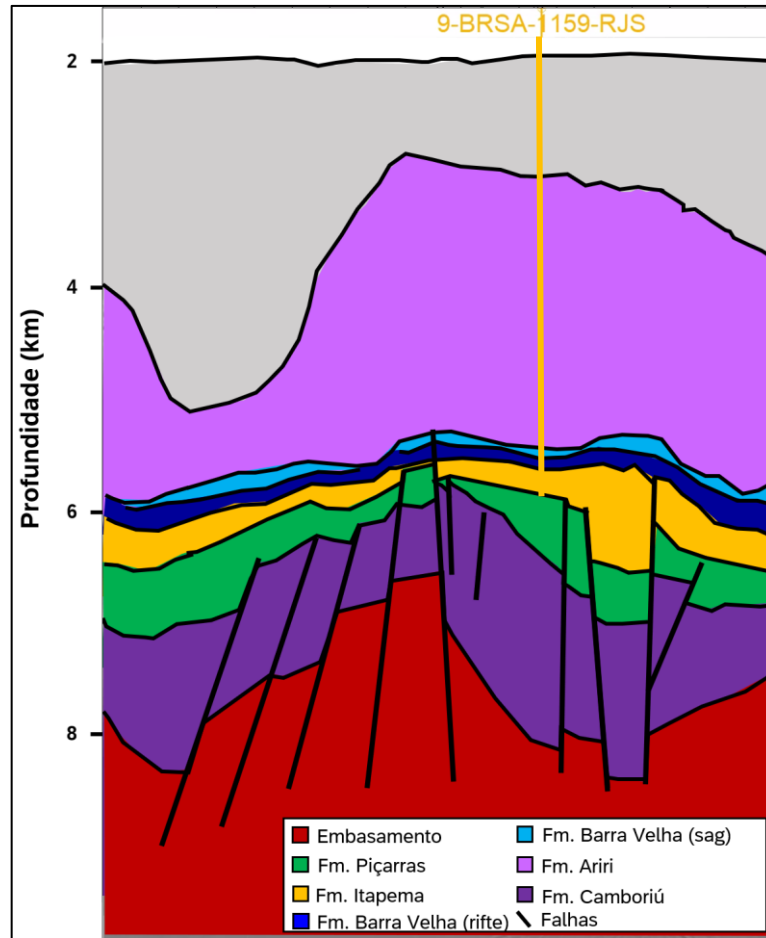


Figura 48: Modelo geológico gerado a partir da *xline* 7860 após ser interpretada, com exagero vertical de 3.

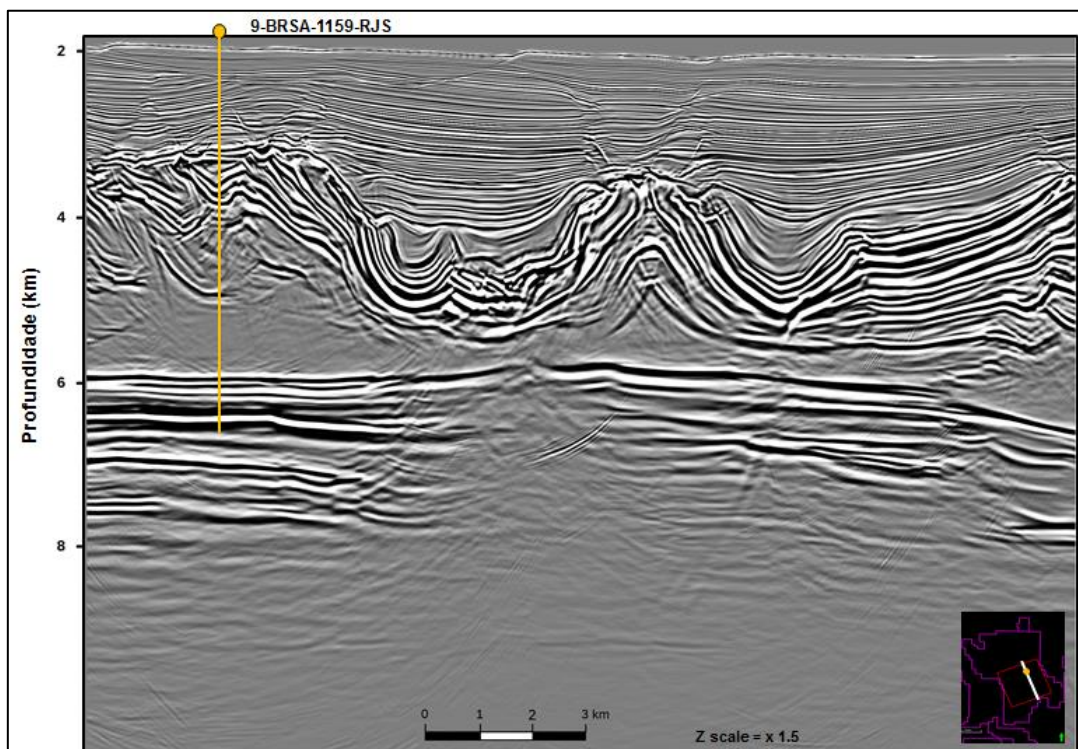


Figura 49: Seção sísmica *inline* 9531 antes de ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.

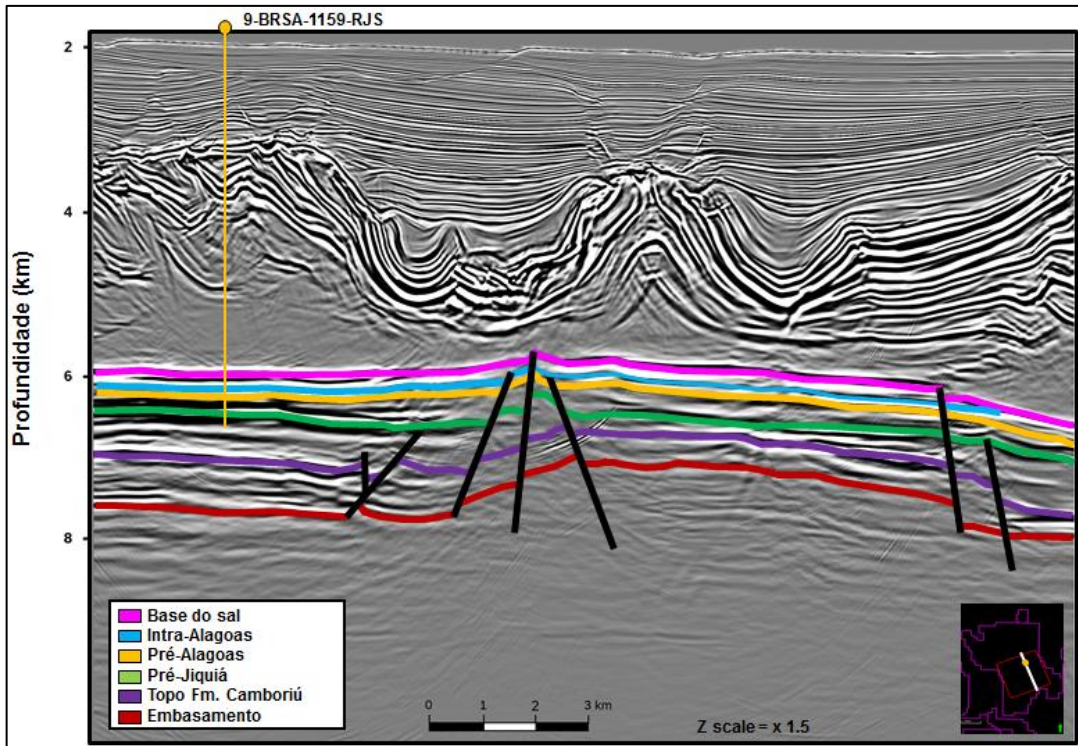


Figura 50: Seção sísmica *inline* 9531 após ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.

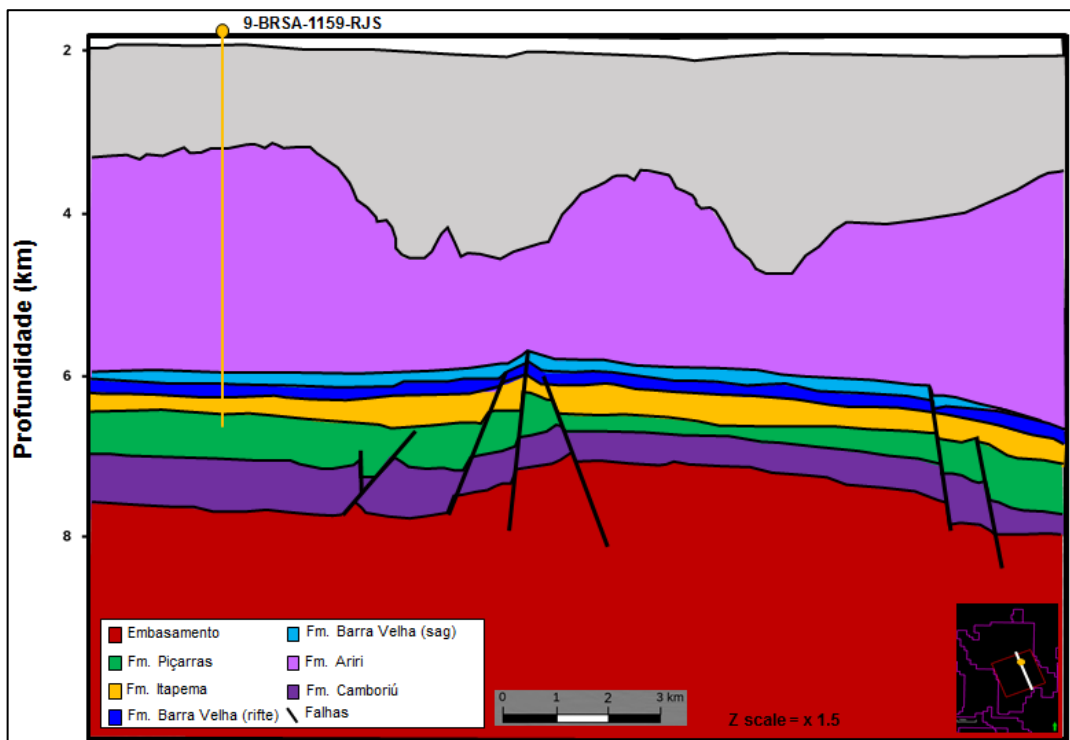


Figura 51: Modelo geológico gerado a partir da *inline* 9531 após ser interpretada, com exagero vertical de 1.5.

A partir das interpretações vistas nas figuras anteriores, a primeira superfície gerada, vista na figura 52, foi feita a partir do mapeamento da base da Formação Ariri ou Topo da Formação Barra Velha, apresentada como um forte refletor de impedância acústica positiva e com seu traço sísmico interpretado em preto. Tal refletor sísmico, marca a passagem de uma sequência sedimentar clástica/carbonática para uma sequência evaporítica, da mais antiga para a mais nova, respectivamente (Moreira *et al.*, 2007).

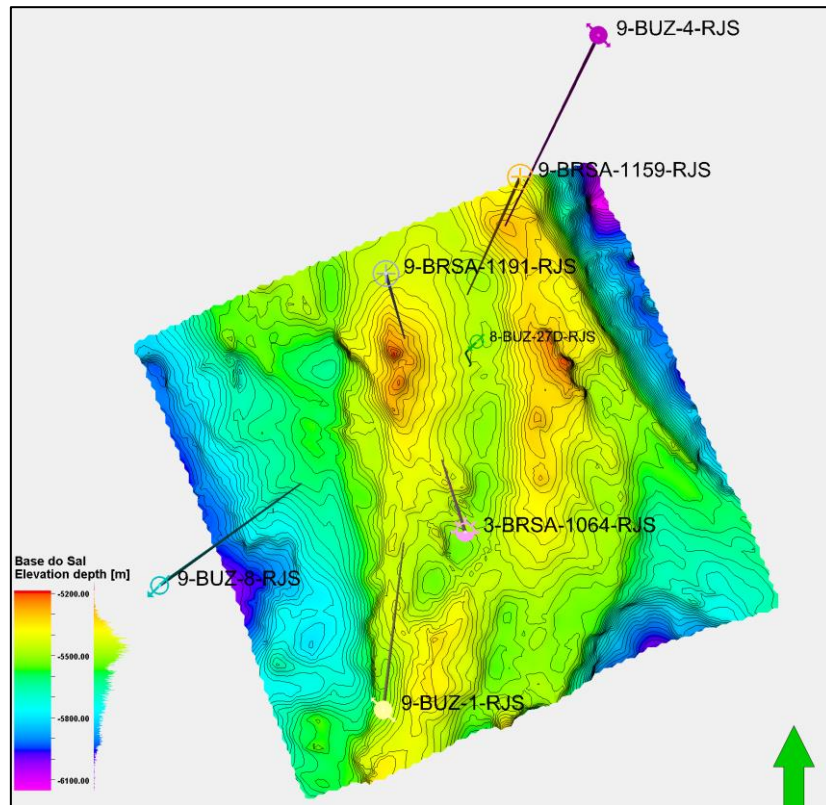


Figura 52: Superfície interpretada da base do sal, com exagero vertical x3.

Outra superfície, como mostra a figura 53, foi resultado do mapeamento da discordância Intra-Alagoas, que segundo Moreira *et al.*, (2007) é um refletor sísmico forte, de caráter regional e com impedância acústica positiva. Esta separa duas fases tectônicas distintas que atuaram dentro da Formação Barra Velha, onde o intervalo sedimentar abaixo se depositou no rifte superior e o intervalo logo acima da discordância, na fase *sag*.

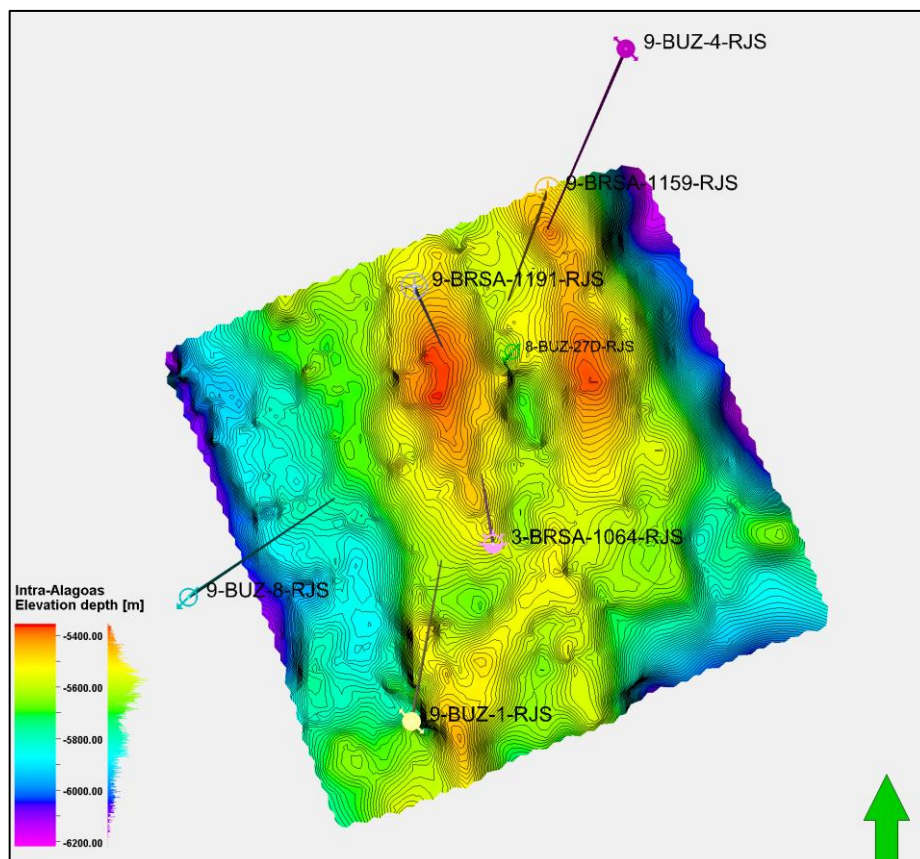


Figura 53: Superfície interpretada da discordância Intra-Alagoas, com exagero vertical x3.

A terceira superfície foi oriunda do mapeamento da discordância Pré-Alagoas (Figura 54), que separa as formações Itapema (rifte inferior) e Barra Velha, sendo a primeira mais antiga e a última mais recente que a discordância mencionada e que inicialmente teve sua deposição associada ao segundo pulso rifte ou rifte superior. É possível notar que as superfícies se tornam mais acentuadas em relação ao seu relevo conforme mais profundas. O refletor sísmico que marca tal discordância, em geral, se apresenta como um refletor preto, definido como um aumento de impedância acústica. Porém, em algumas regiões, esse refletor se apresenta como sendo branco, devido a presença eventual do folhelho Jiquiá no topo da Formação Itapema, gerando um contraste de impedância negativo com os carbonatos mais rígidos logo acima, pertencentes a Formação Barra Velha.

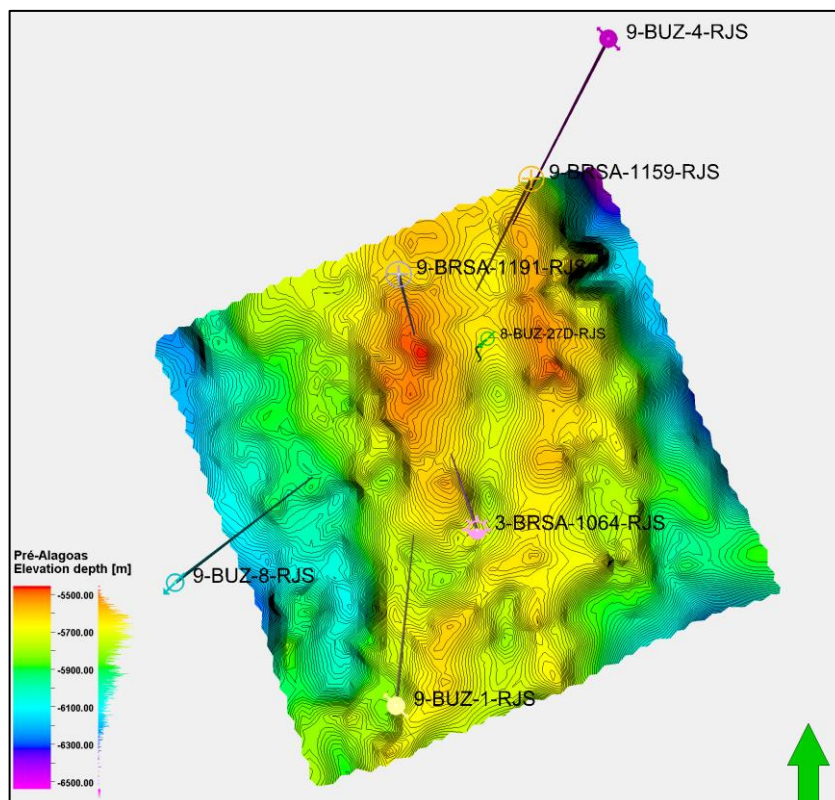


Figura 54: Superfície interpretada da discordância Pré-Alagoas, com exagero vertical x3.

A discordância Pré-Jiquiá, que limita o topo da Fm. Piçarras e a Base da Fm. Itapema foi outra superfície interpretada, vista na figura 55. Apesar de separar duas formações com características de ambientes deposicionais diferentes, tal discordância não segmenta fases tectônicas distintas. Este refletor, em grande parte do dado se mostra representado pela cor branca. Isso se deve ao fato da passagem da formação Itapema, que independente da granulometria dos sedimentos que a geraram, são carbonatos rígidos, enquanto a formação Piçarras é formada por rochas siliciclásticas, de menor rigidez, o que resulta em um contraste de impedância acústica negativa.

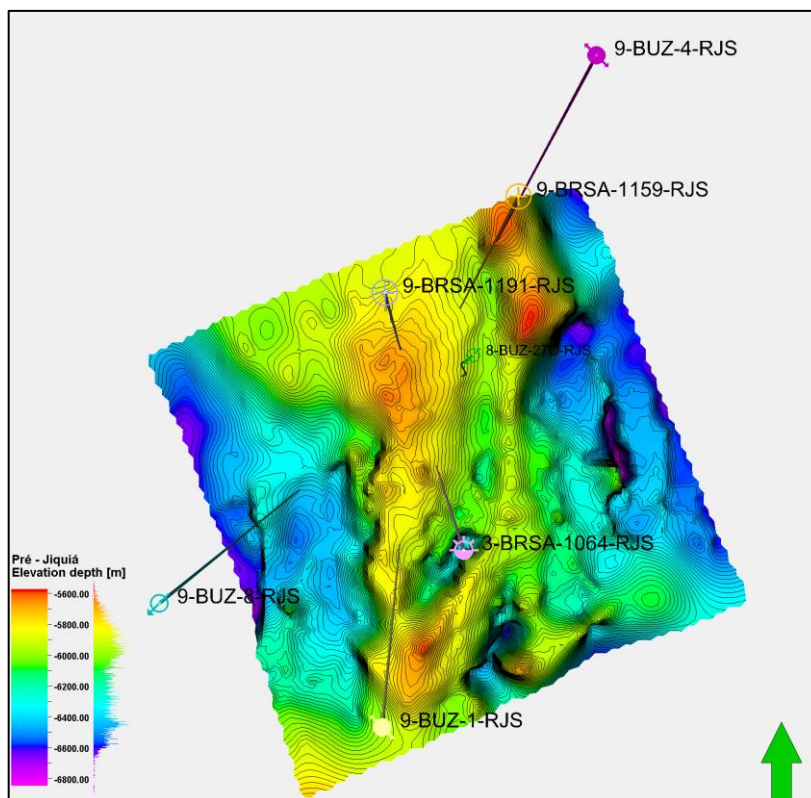


Figura 55: Superfície interpretada da discordância Pré-Jiquiá, com exagero vertical x3.

Além das superfícies mencionadas, também foram geradas as que representam o topo do embasamento (Figura 56) e o topo dos evaporitos (Figura 57). A primeira separa o embasamento cristalino, caracterizado por gnaisses e granitos da Faixa Ribeira, dos basaltos discordantes que vem logo acima (Moreira *et al.*, 2007). Já a segunda superfície marca a passagem do final das deposições dos sais da Formação Ariri para os sedimentos clástico/carbonáticos das formações Florianópolis e Guarujá.

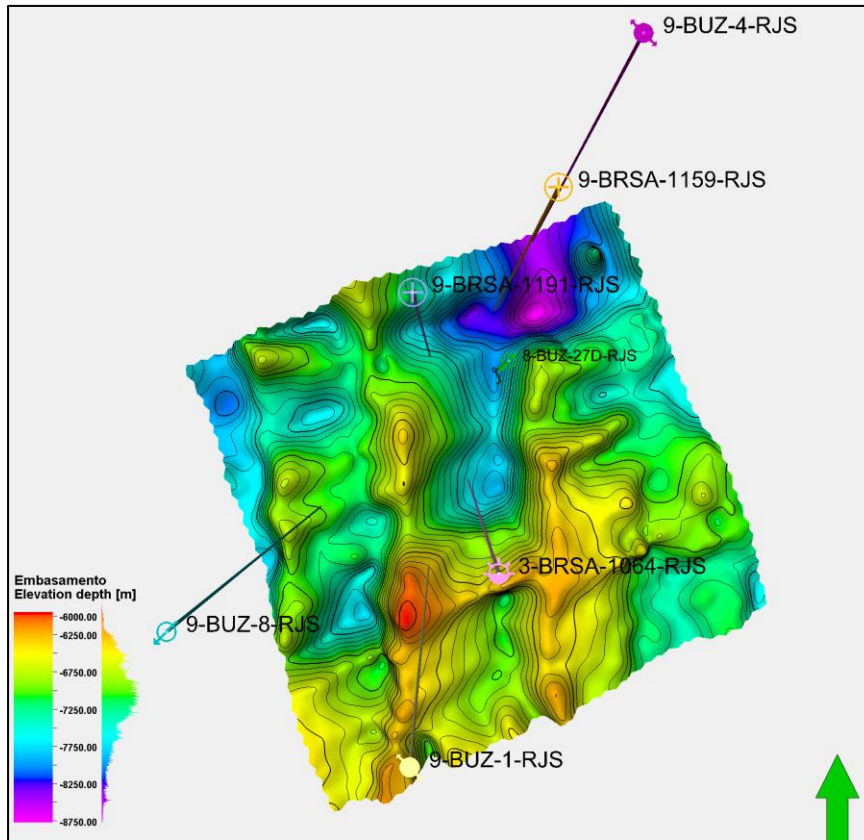


Figura 56: Superfície interpretada do topo do embasamento, com exagero vertical x3.

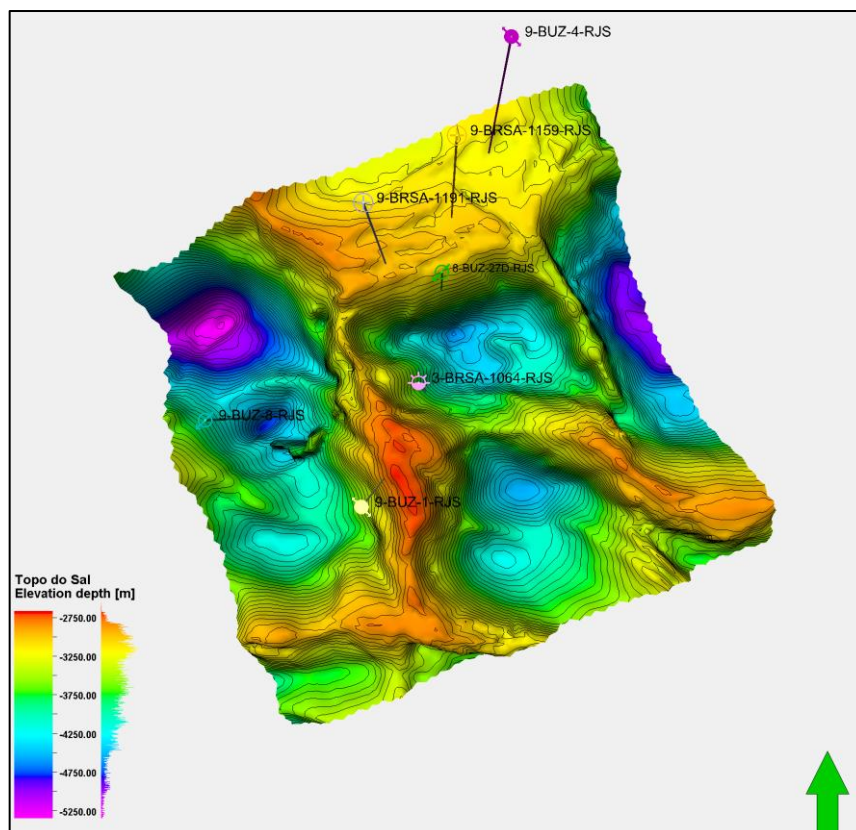


Figura 57: Superfície interpretada do topo do sal, com exagero vertical x3.

5.3 Análise Espectral dos Dados Sísmicos

Para melhor compreensão dos resultados da qualificação sísmica, visando salientar os contrastes de impedância emersos no background, foram utilizados gráficos que correlacionam a frequência em Hz com a potência em dB. Para realizar a extração e posterior análise dos espectros de frequência impactados diferencialmente pela propagação da onda sísmica, o dado sísmico foi segmentado em três sub volumes principais. O primeiro englobou todo o pós-sal, o segundo destacou apenas a camada de sal e o terceiro compreendeu todo o pré-sal. Além disso, para o mesmo filtro $F(t)$ que qualifica o dado, foram utilizados diferentes parâmetros de entrada para comparação de desempenho.

O primeiro espectro, visto na figura 58, é referente ao pós-sal. Uma visão geral mostra uma boa distribuição do conteúdo de frequência no dado. A partir do dado original de entrada, mostrado pela cor vermelha no gráfico, podemos observar que seu pico está em aproximadamente 12 Hz, e que seu sinal significativo se apresenta entre 2 e 75 Hz. É possível notar que conforme as atenuações associadas vão sendo realizadas e seu parâmetro aumenta, há um ganho nas amplitudes e cria-se uma tendência de deslocamento do pico para a direita do gráfico, representado por frequências maiores. Outro ponto relevante, é a grande recuperação de amplitudes e suavização espectral para frequências acima de 75 Hz, principalmente para as saídas de 65 e 85 dBs, representadas pelas cores azul e preto, respectivamente.

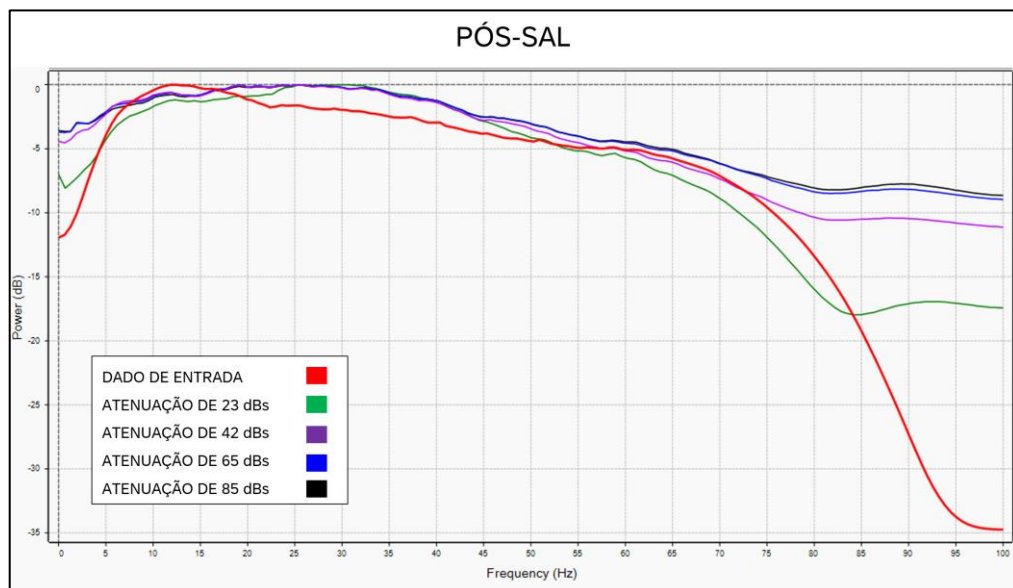


Figura 58: Espectro de frequência do sub volume do pós-sal.

Para a camada de sal, podemos ver a partir do sinal de entrada, mostrado em vermelho na figura 59, que seu pico de frequência está em torno de 9 Hz e o sinal significativo variando de 3 a 21 Hz. Conforme a qualificação é aplicada, o pico de frequência se desloca minimamente para a esquerda. Porém, quando olhamos para as potências acima de 20 Hz, é possível observar uma grande suavização espectral, diminuindo os efeitos de perda dos sinais de altas frequências conforme a profundidade aumenta. Esses resultados podem ser claramente vistos, principalmente para aplicações de 65 e 85 dBs.

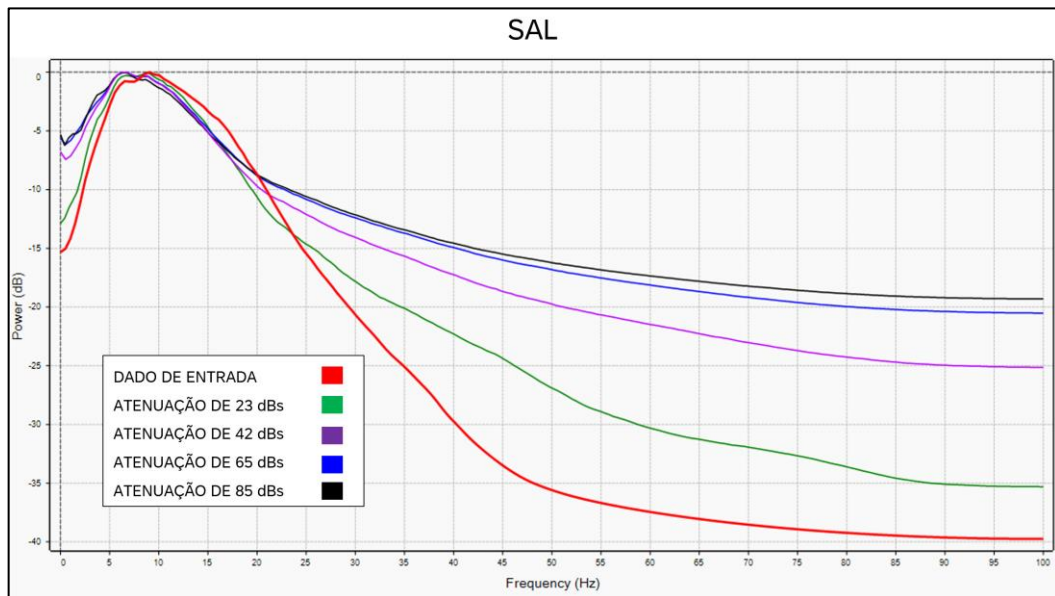


Figura 59: Espectro de frequência do sub volume do pós-sal.

Em nosso principal alvo de estudo, o pré-sal, o sub volume sísmico de entrada tem seu espectro apresentado pela curva vermelha, vista na figura 60. Seu range de frequências significativas varia de cerca de 2 a 17 Hz e seu pico está em 6 Hz. É possível notar que ocorre uma perda das frequências entre 17 e 21 Hz quando comparamos a seção pré-sal com a camada de sal. Este efeito mostra como a energia, principalmente associada a frequências mais altas, tende a diminuir conforme o aumento da profundidade. Além disso, o grande contraste de impedância acústica entre camadas evaporíticas de alta velocidade e outras camadas subjacentes ou sobrejacentes, faz com que boa parte da energia da onda que se propaga seja refletida nessas interfaces e com isso menor energia sísmica chega ao pré-sal. Conforme o filtro de atenuação para altas amplitudes foi sendo aplicado no dado, pode-se perceber que a energia para algumas frequências foi recuperada e a suavização amplificada espectral é bem característica. Esta última observação ocorre a partir do intervalo do objetivo do estudo, que no dado de entrada iria até 17 Hz no pré-sal e após o filtro, quando analisamos a curva preta relativa a 85 dB, passou a atingir para cerca de 25 Hz. Quando olhamos para os

picos dos dados filtrados e relação ao dado original, não se nota nenhum deslocamento considerável, o que afirma que o dado qualificado possui fase equivalente ao dado de entrada.

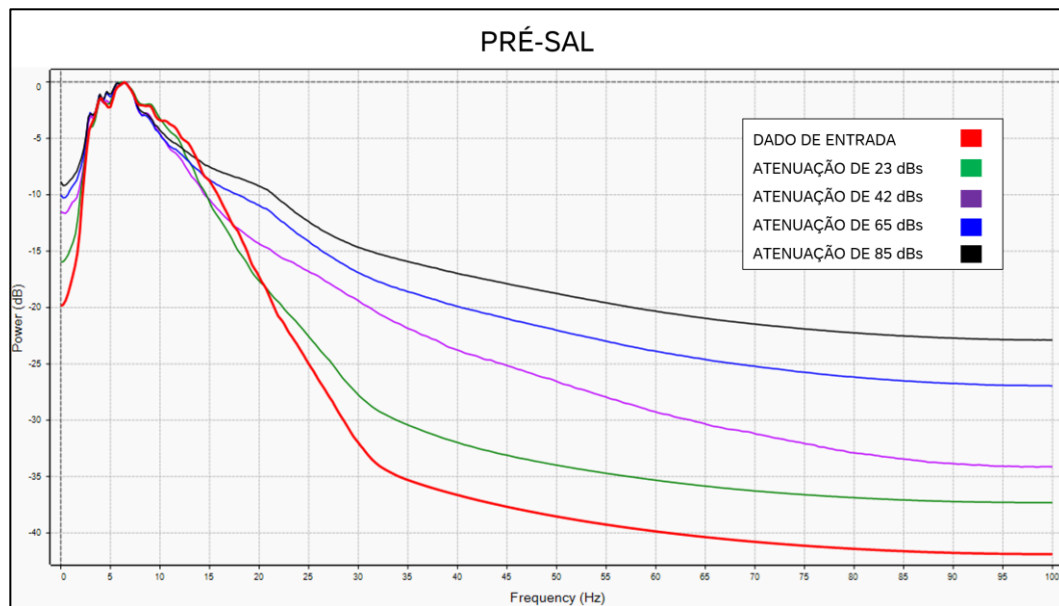


Figura 60: Espectro de frequência do sub volume do pré-sal.

5.4 Interpretação Estrutural Utilizando Atributos Sísmicos Combinados

Para ilustrar inicialmente resultados estruturais, mostra-se na figura 61, a comparação entre os atributos combinados depois e antes de realizada a qualificação sísmica, respectivamente. Essa comparação foi importante, pois permitiu fazer um controle de qualidade da operação realizada a partir do dado original. Como podemos observar, a figura 61-2 mostra o *depth slice* 5750, com o dado de entrada sendo o original, após a aplicação dos atributos e sem a qualificação sísmica. Neste, é possível observar algumas zonas de maior concentração de fraturas e uma tendência suavizada no alinhamento de estruturas. Ao observar a figura 61-1, onde foram aplicados os mesmos atributos sísmicos estruturais da figura 61-2, para o slice 5750 e com os mesmos parâmetros de *input*, porém agora para o dado qualificado, notamos um ganho considerável na resolução estrutural. É possível notar de forma explícita, uma maior definição dos principais componentes estruturais dentro da área de estudo, bem como suas direções predominantes, além das zonas fraturadas. Portanto, é possível afirmar que a qualificação foi realizada de forma adequada e com parâmetros controlados.

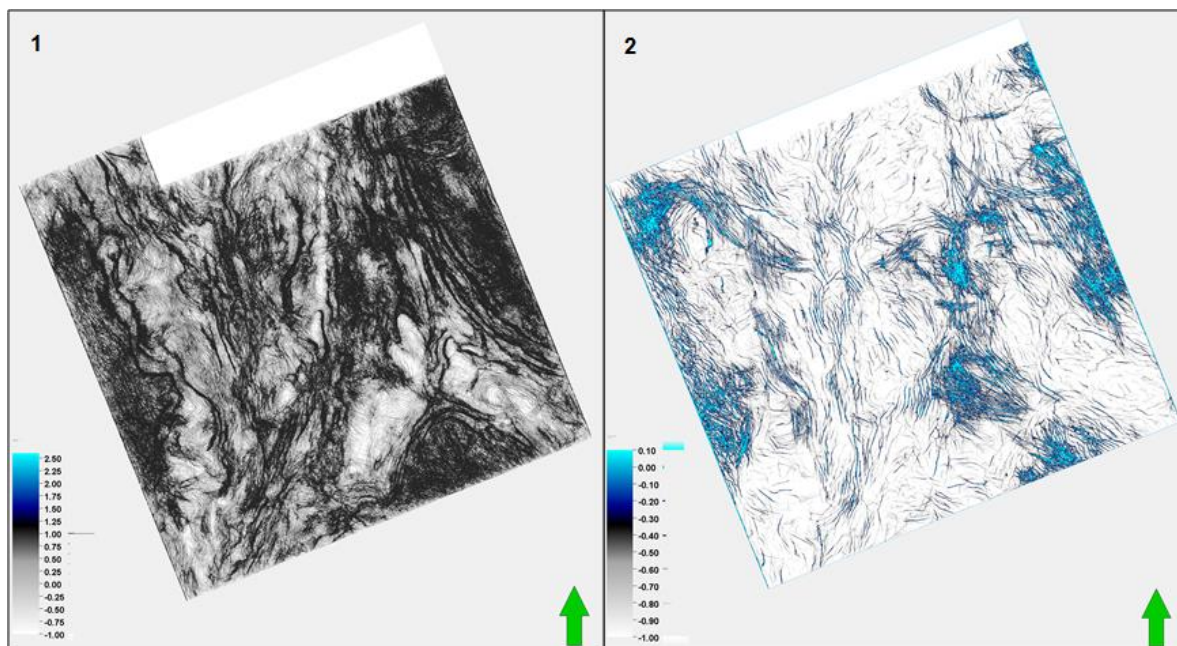


Figura 61: *Slice* 5750 após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais representados em 53-1. *Slice* 5750 após a aplicação de atributos e sem qualificação sísmica representado em 53-2.

Depois de feito o controle de qualidade, analisamos os resultados. As próximas imagens que seguem, 62, 63 e 64, revelam a atuação de falhas e fraturas observadas em *depth slices*, dos mais rasos (mais recentes geologicamente), para os mais profundos (mais antigos). Tais imagens mencionadas são apresentadas em duas versões, uma anterior, representadas pelas letras A, B, C, D e E, e uma posterior a interpretação de estruturas.

Na figura a seguir, a 62, temos um corte no cubo sísmico em 5200, que contempla os evaporitos da Formação Ariri, apresentada como parte da fase tectônica sag atuante na Bacia de Santos. É possível notar que as falhas se fazem praticamente ausente, devido à menor atividade tectônica e por conta das propriedades reológicas intrínsecas dos sais.

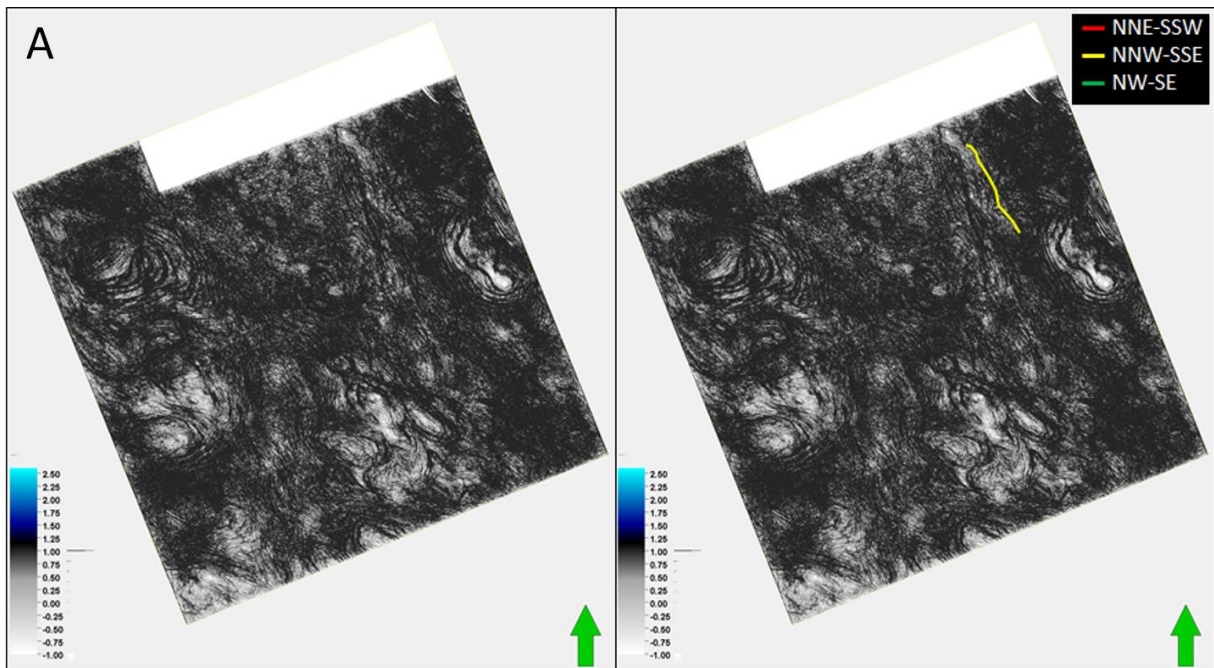


Figura 62: *Depth slice* 5200, após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais, mostrando ausência significativa de falhas associadas ao depósito de sal.

Quando se analisa as respostas sísmicas estruturais dentro dos reservatórios carbonáticos, é possível identificar através das figuras 63-B (*depth slice* 5450) e 63-C (*depth slice* 5750), bem como em suas interpretações, o aumento na presença de falhas, sendo as dominantes de sentido NNE-SSW, mostradas em vermelho. Além destas, observam-se outras duas tendências, uma NNW-SSE, interpretada em amarelo e uma NW-SE, interpretadas em verde. As interpretações obtidas corroboram não só com as definições e entendimentos estruturais, mas também com o controle de qualidade da qualificação mais uma vez, sendo um indicativo de que as informações não se tratam de contaminações ruidosas, já que as estruturas principais mencionadas por Freitas *et al.*, (2022) se fazem nos mesmos domínios.

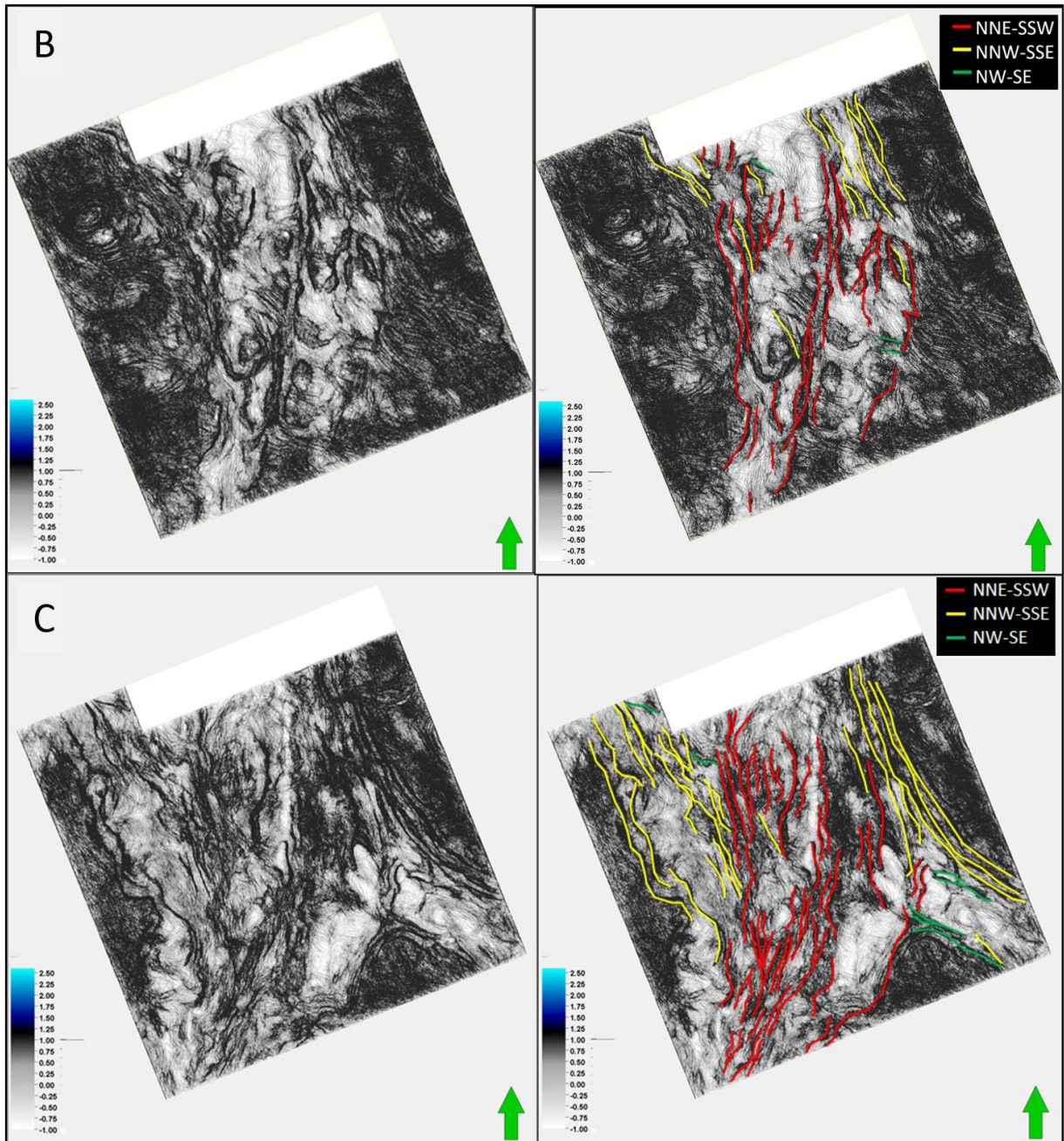


Figura 63: Domínios estruturais antes e depois da interpretação. 55-B mostra o *depth slice* 5450, após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais. 55-C mostrando o *depth slice* 5750, após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais.

Os resultados mostrados na figura 64 continuam a afirmar nossas principais tendências de estruturas dentro da área de estudo. Porém, agora é possível notar que quando saímos das litologias carbonáticas, representadas pelas Formações Barra Velha e Itapema, a presença de falhas e fraturas se intensifica de forma abrupta, mostrando um controle maior de falhas que se originam desde o embasamento e muitas vezes se propagam apenas até a Formação Camboriú ou Piçarras.

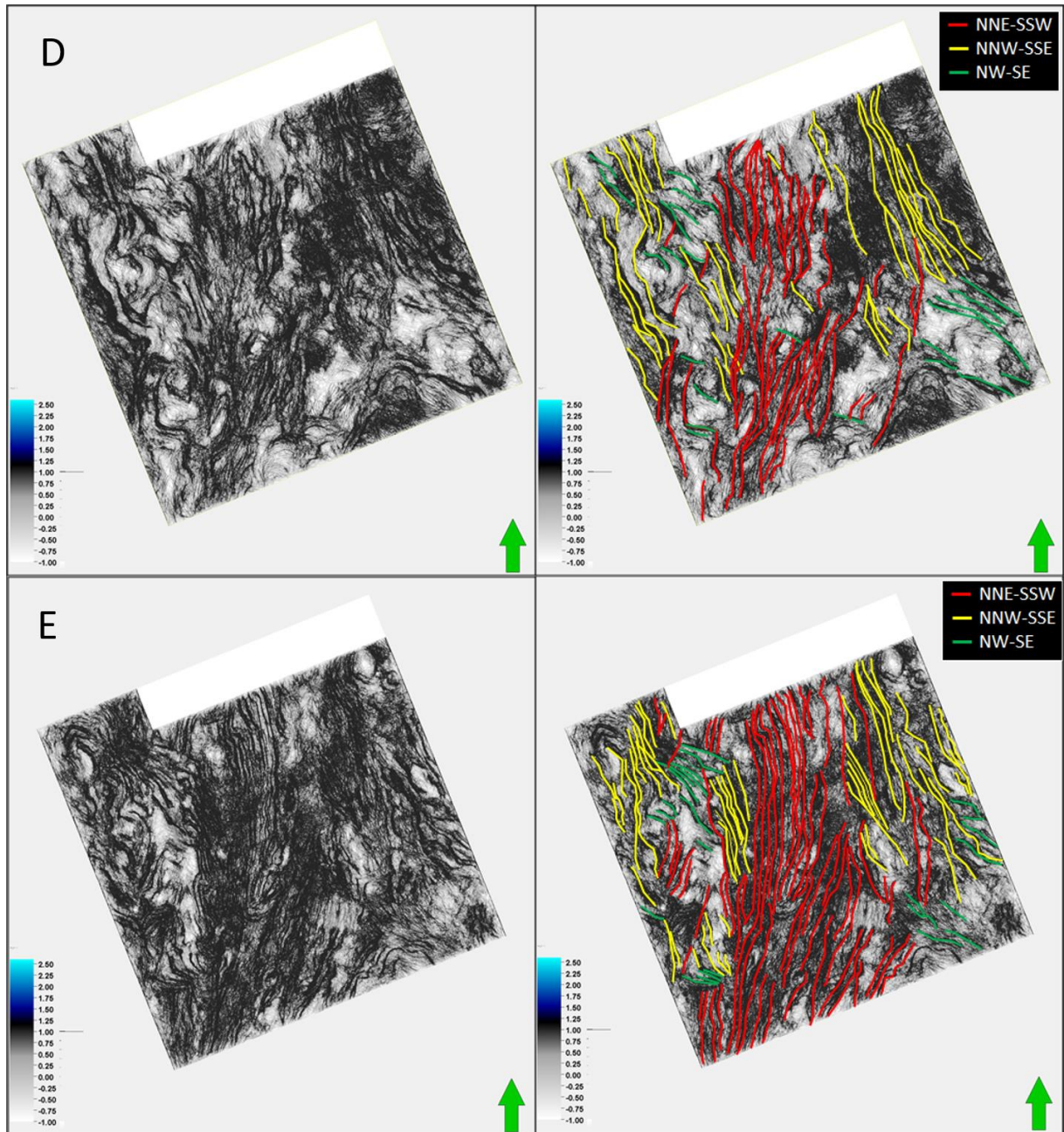


Figura 64: Aumento na presença de falhas nos domínios estruturais conforme a profundidade aumenta. 56-D mostra o *depth slice* 5900, após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais. 56-E mostrando o *depth slice* 6300, após qualificação sísmica e aplicação de atributos estruturais.

Definidas as principais orientações, temos então que possivelmente, de acordo com Freitas *et al.*, (2022), nossas falhas interpretadas em vermelho são do tipo normal, relacionadas a fase rifte, da mesma forma que as falhas interpretadas em amarelo e em verde se correlacionam a atuações de transferências.

5.5 Análises de *Crossplots*

Os *crossplots* realizados no presente trabalho foram com o intuito de tentar trazer informações referentes às propriedades físicas de rochas e fluidos, observadas no poço 9-BRSA-1159-RJS, e suas possíveis relações com as respostas de amplitudes do dado bruto e das baixas refletividades, oriunda da inversão sísmicas, realizada após a qualificação. Operacionalmente, o que se realiza é a extração de propriedades sísmicas na posição dos poços e as compara entre si e com as amostras de perfis de poços, buscando correlações e diagnósticos de comportamentos de fluidos e rochas.

5.5.1 Impedância de Poço x Parâmetros Petrofísicos

Na figura 65 a seguir, foi plotada a impedância acústica de poço junto ao *gamma-ray* para observar o comportamento das formações Barra Velha e Itapema segundo esses parâmetros. Além disso, mesmo estando incluso na Formação Itapema, o folhelho Jiquiá foi plotado separadamente para observamos como e quais parâmetros mais o influencia. Podemos notar que o folhelho Jiquiá (verde) tem forte influência na resposta do *gamma-ray*, em geral acima de 45 gAPI, devido as altas radioatividades que tais materiais finos tendem a possuir. Em relação a impedância, seus valores são intermediários, nem tão altos e nem tão baixos quando observamos toda a distribuição presente na correlação. A formação Itapema, plotada sem o folhelho Jiquiá e definida pelos pontos roxos, apresentam de uma forma geral baixos valores associados a radioatividade, o que os caracterizam como carbonatos relativamente limpos e com qualidade para serem possíveis bons reservatórios. Ao olharmos os pontos em azul, referente à formação Barra Velha, observamos uma tendência principal associada a baixos teores radioativos, menores que 25 gAPI, assim como o Itapema. Tais respotam possivelmente caracterizam as zonas BVE 100 e BVE 300, que segundo os perfis de poços apresentaram melhores condições para serem bons reservatórios. Uma segunda e pequena tendência observada para o Barra Velha nos mostra pontos que apesar de possuírem uma resposta não tão elevada para o *gamma-ray* ainda se mostram mais expressivas que as da tendência principal. É possível associar essas respostas, acima de 25 gAPI, à zona BVE 200, que apresenta uma tendência observada também através dos perfis de possuir um conteúdo de argilosidade mais significativo que o BVE 100 e 300. De uma forma geral, os pontos estão

distribuídos de forma a não mostrar uma relação direta entre respostas de impedância e *gamma-ray*.

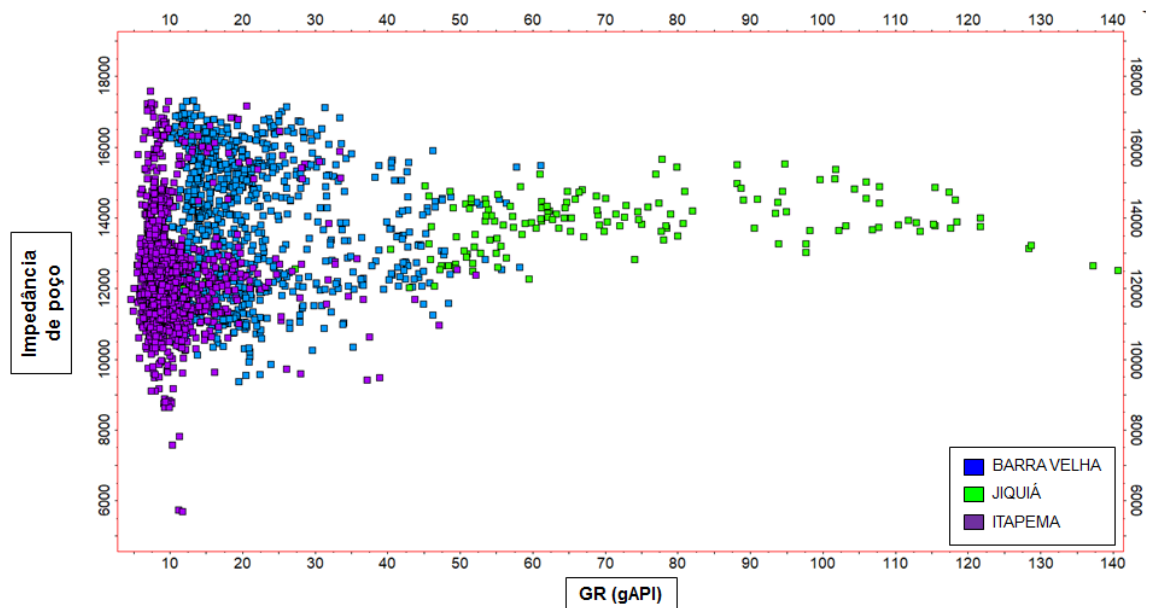


Figura 65: *Crossplot gamma-ray x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.*

O segundo *crossplot* (figura 66) estabelece uma relação entre a impedância acústica observada no poço e o tempo de trânsito, conhecido também como vagarosidade. De uma forma generalizada, é possível notar uma relação que se aproxima à uma exponencial entre os parâmetros plotados. As formações Barra Velha e Itapema, bem como o folhelho Jiquiá que faz parte desta última, apresentam um decaimento da impedância conforme aumentamos o tempo de trânsito. Apesar da tendência geral, a Formação Itapema (roxo) apresenta um *trend* único e comportado para todo o *range* de impedância, assim como o folhelho Jiquiá (verde), porém com este último se limitando apenas a valores de impedância maiores que 12000. Quando analisamos as respostas da Formação Barra Velha notamos a existência de duas tendências que se diferenciam mais conforme o DTCO aumenta. A primeira apresenta sua forma acompanhando as características observadas na Formação Itapema e no folhelho Jiquiá, enquanto a segunda possui um comportamento discordante de todas outras, aparentemente sugerindo que tal zona precisaria de maiores variações no tempo de trânsito para acompanhar as mesmas oscilações de impedância do que as demais tendências.

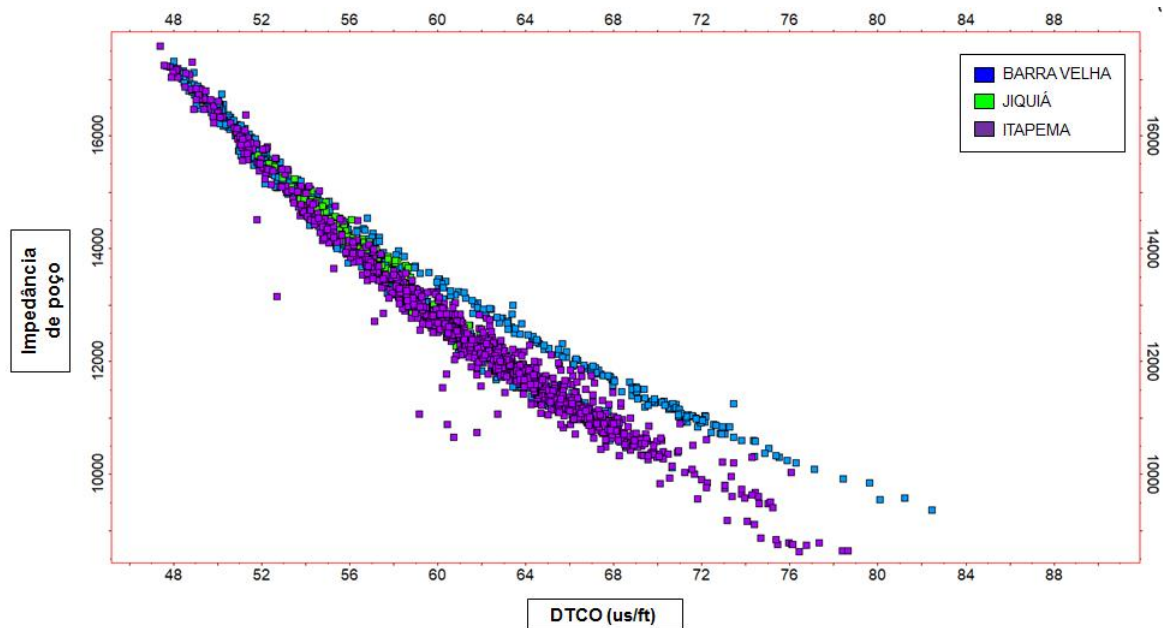


Figura 66: *Crossplot* DTCO x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.

A próxima correlação, entre densidade ($RHOZ$) e impedância de poço, observada na figura 67, nos mostra uma relação mais linear, porém com segmentações similares ao que se observou para o DTCO x impedância. A formação Itapema, assim como uma das tendências da Barra Velha, se mostra com respostas no mesmo *trend*. O folhelho Jiquiá se comporta de forma concordante com as mencionadas anteriormente, porém, quando analisamos e comparamos seus maiores valores de densidade com as da Formação Itapema e o trend superior do Barra Velha no *crossplot*, o Jiquiá se mostra com menores valores de impedância acústica. Uma segunda e anômala disposição de pontos vista para a Barra Velha também poderia ser aproximada a partir de uma reta, porém com coeficiente angular consideravelmente maior do que as retas que ajustariam as demais tendências já discutidas. Esse grupo de pontos apresenta de uma forma geral uma sensibilidade maior na correlação, de modo que a impedância se mostra mais variável para pequenas mudanças de densidade se comparada as demais classes de pontos. A maior inclinação e sensibilidade da impedância possivelmente pode ter relação com zonas de fluidos dentro dos carbonatos densos, onde uma pequena redução de densidade devido a influencia ao fluido presente causaria uma queda mais acentuada na impedância acústica observada do que em zonas sem fluidos.

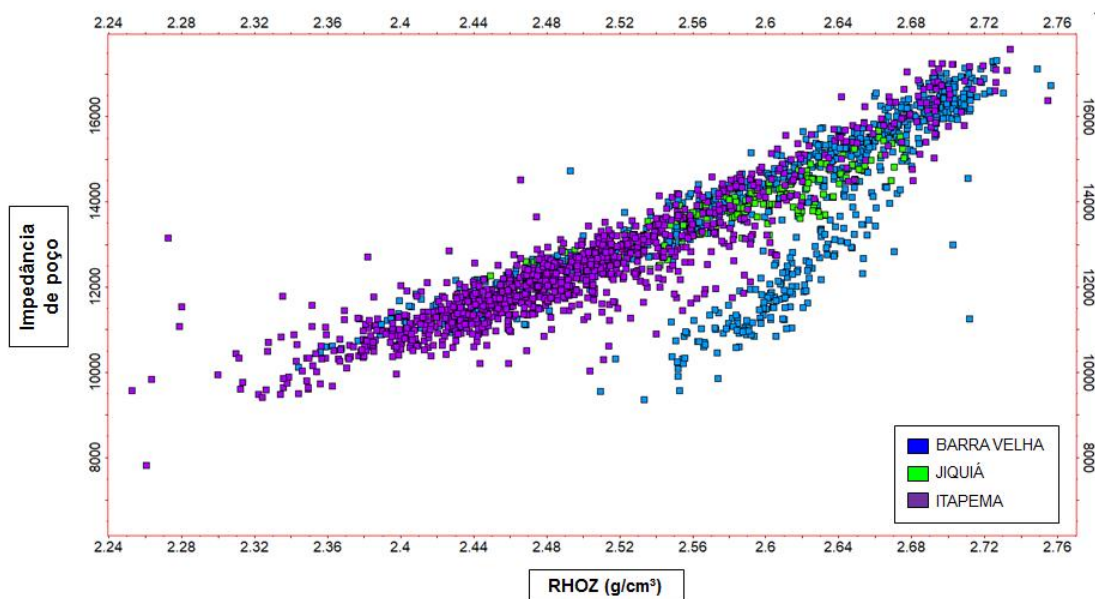


Figura 67: *Crossplot* RHOZ x impedância de poço para o poço 9-BRSA-1159-RJS separando tendências por cores.

5.5.2 Amplitudes PSDM x Baixas Refletividades

Diferente das correlações anteriores, que nos mostravam informações de parâmetros associados apenas ao poço, as próximas figuras, de 68 a 78, nos traz *crossplots* com informações efetivas do dado sísmico, tanto do cubo associado ao dado bruto (amplitudes psdm) quanto do cubo de inversão sísmica (baixas refletividades), que ora serão analisados entre si e ora serão avaliados juntos a propriedades petrofísicas do poço 9-BRSA-1159-RJS.

A figura 68 mostrada a seguir, para amplitudes PSDM e densidade, revela dois grupos principais, um para densidades mais baixas, num geral abaixo de 2.3 g/cm^3 e uma para maiores valores de densidade, acima de 2.45 g/cm^3 . Apesar de ser possível visualizar esses distintos grupos, a maioria deles apresenta instabilidade, com grande dispersão dos pontos. A Figura mostra a dificuldade de correlação entre valores de densidade (RHOZ) com as amplitudes PSDM, que é mais bem compreendida na faixa do *background* das amplitudes.

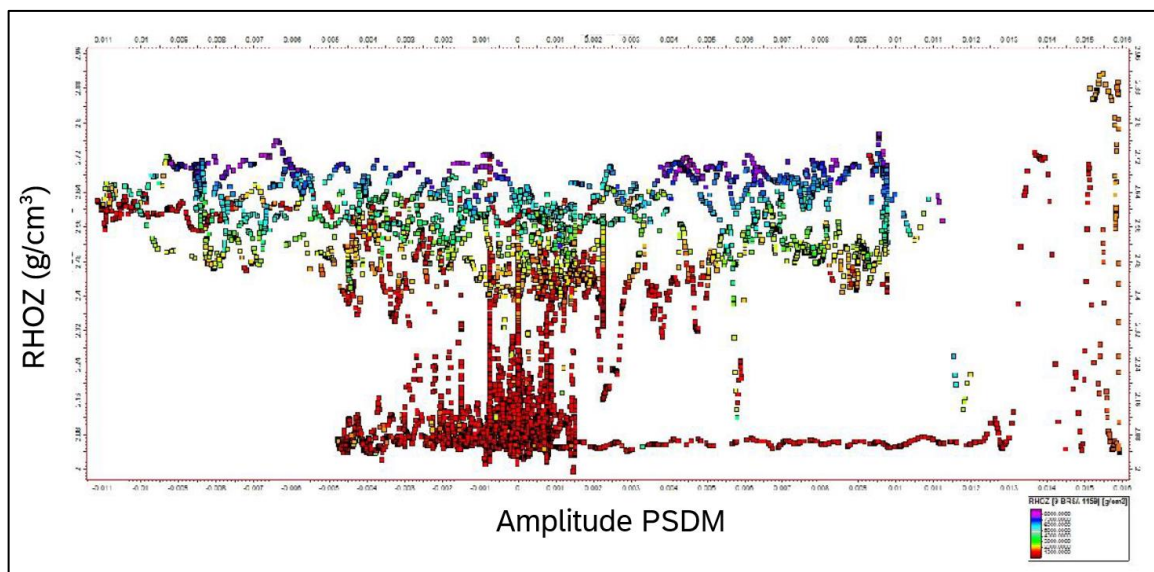


Figura 68: Amplitude PSDM x RHOZ, sem a presença de correlação entre os respectivos parâmetros para o poço 9-BRSA-1159-RJS.

Quando compara-se os mesmos valores de densidade (RHOZ), porém agora plotados juntos as baixas refletividades, na figura 69, observa-se uma melhor discriminação dos valores de densidade, separando possíveis efeitos de litologias e fluidos para diferentes eventos.

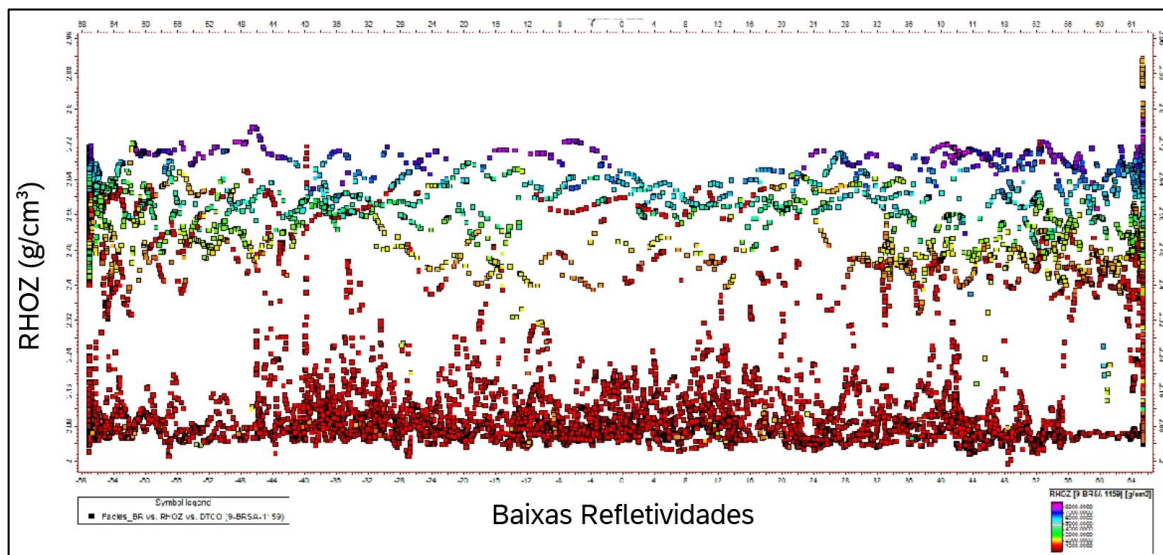


Figura 69: Baixas refletividades x RHOZ, com melhor discriminação entre os respectivos parâmetros para o poço 9-BRSA-1159-RJS.

As figuras 70 e 71 mostram, respectivamente, o impacto das velocidades da onda P e da densidade nas respostas das baixas refletividades para a região do poço. Nota-se uma relação direta entre ambos os parâmetros com as refletividades, sendo a densidade mais bem comportada ao longo de sua trajetória.

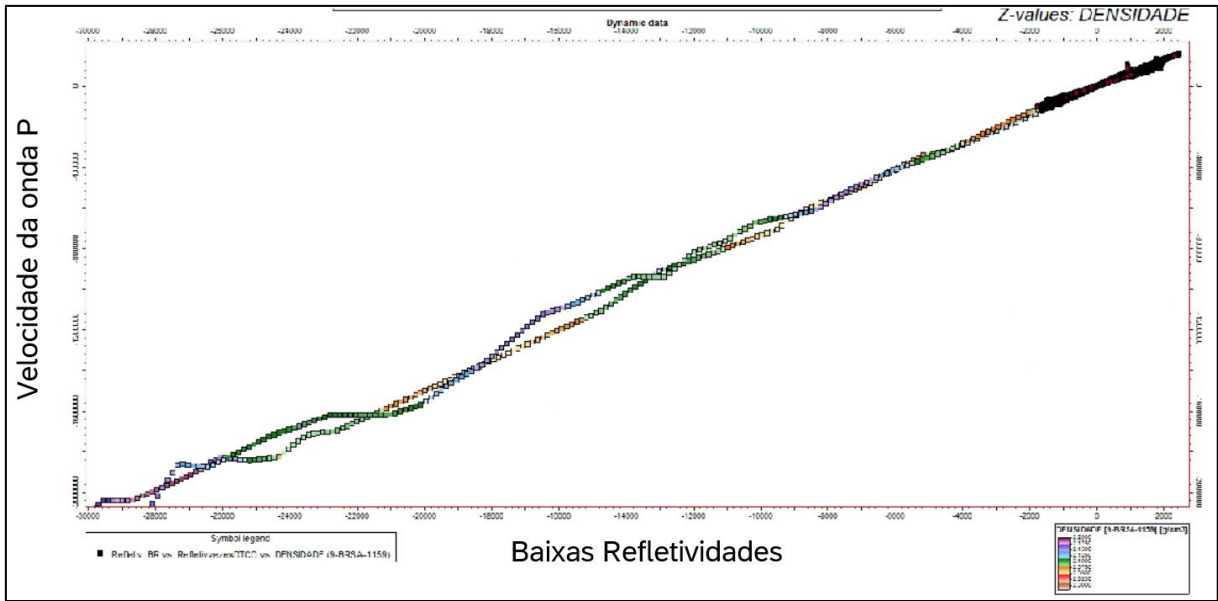


Figura 70: Baixas refletividades x Velocidade da onda P na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.

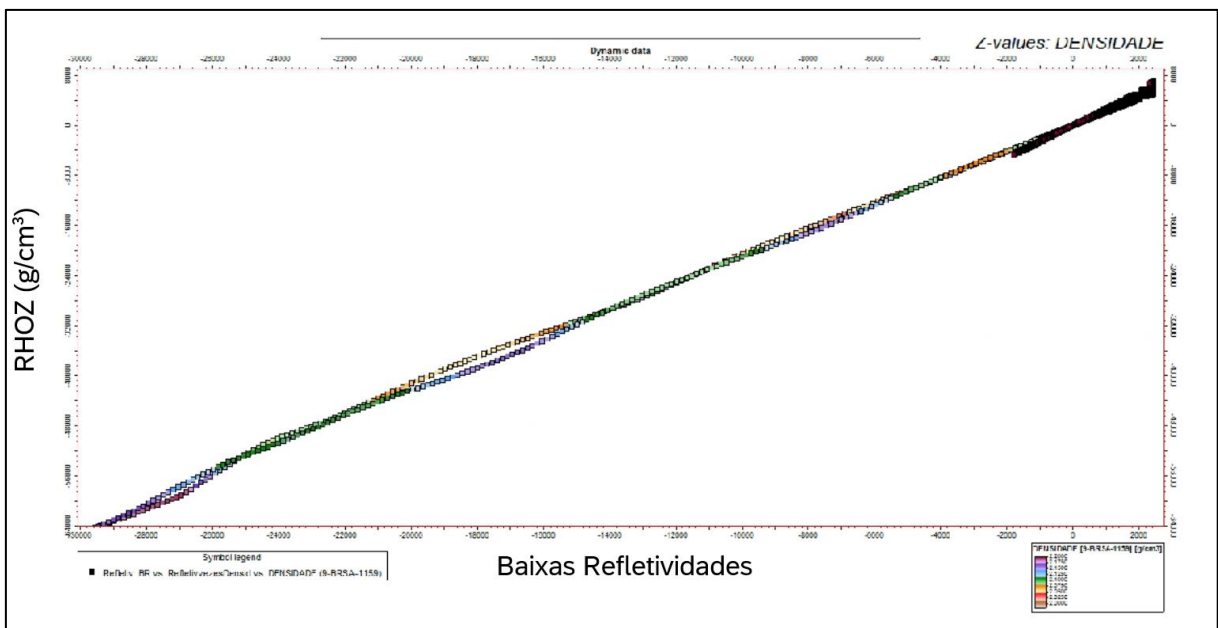


Figura 71: Baixas refletividades x Densidade (RHOZ) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.

Já as figuras 72 e 73, mostradas a seguir, ilustram as respostas dos perfis sônico e de densidade, respectivamente, ao longo da trajetória do poço, correlacionadas as suas profundidades. Observa-se que as respostas de DTCO possui uma boa sensibilidade, destacada pela presença dos evaporitos. Quando olhamos as densidades, estas destacam a diferenciação existente entre o sal e as litologias presentes logo abaixo dele.

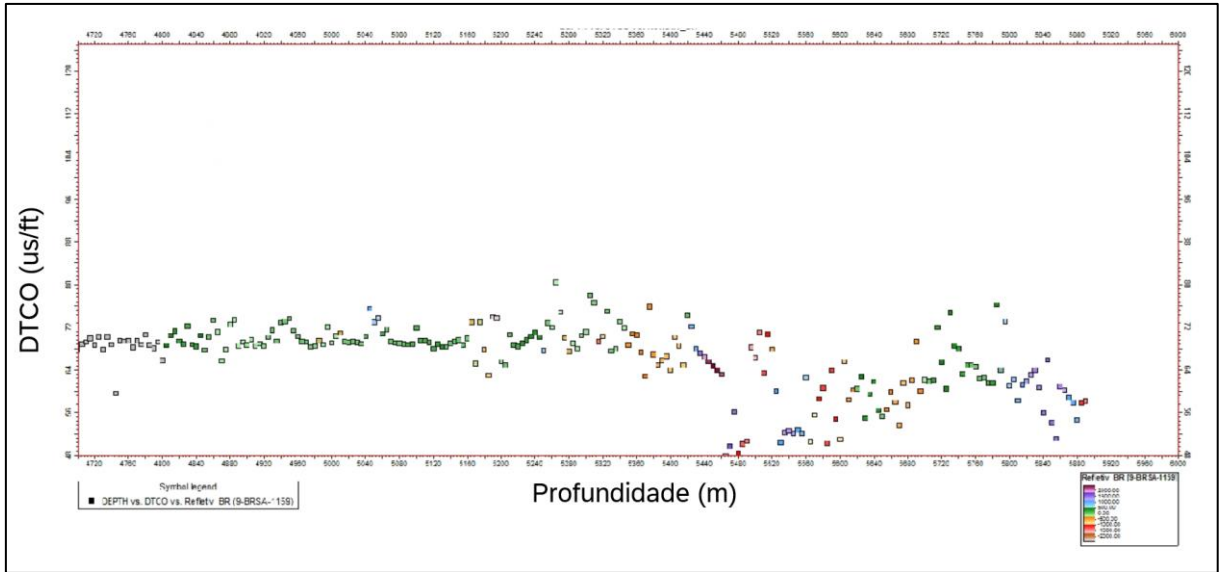


Figura 72: Profundidade x Tempo de trânsito sônico (DTCO) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.

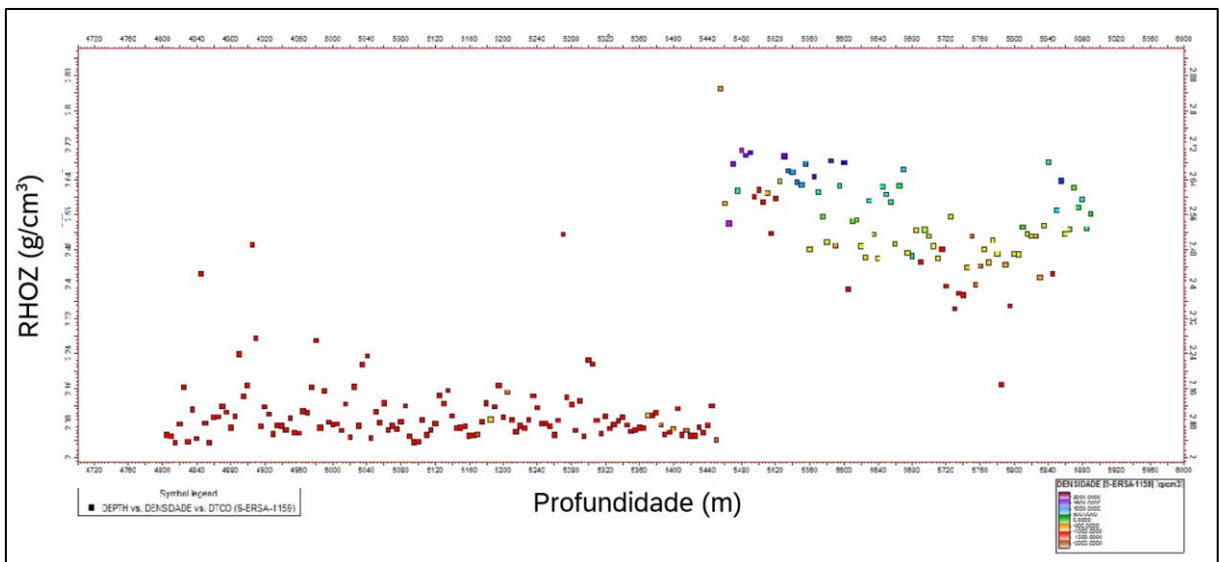


Figura 73: Profundidade x Densidade (RHOZ) na região do poço 9-BRSA-1159-RJS.

Diferente das figuras anteriores, as próximas destacam correlações entre os dados sísmicos. As análises são feitas a partir do cubo de baixas refletividades plotado contra as amplitudes sísmicas do dado bruto original, referenciado no *plot* como amplitudes PSDM. Além disso, os parâmetros petrofísicos foram colocados como atributos de cor para que se possa obter maiores informações de possíveis anomalias.

A Figura 74 mostra uma grande concentração de magnitudes de amplitudes PSDM coincidentes no entorno do valor zero (background remanescente após qualificação sísmica adotada). Conforme se caminha no eixo de amplitudes PSDM, para valores modularmente maiores, distinguem-se claramente famílias (ou eventos sísmicos) diferenciais em curvas

distintas: cerca de três para amplitudes positivas, e cerca de oito para amplitudes negativas. Muitas dessas diferenciações se referem a efeitos de *wavelet* para eventos positivos e/ou negativos, com seus recíprocos nas magnitudes opostas. Adiante será mostrada cada relação das baixas refletividades que se realçaram no poço após a qualificação sísmica adotada.

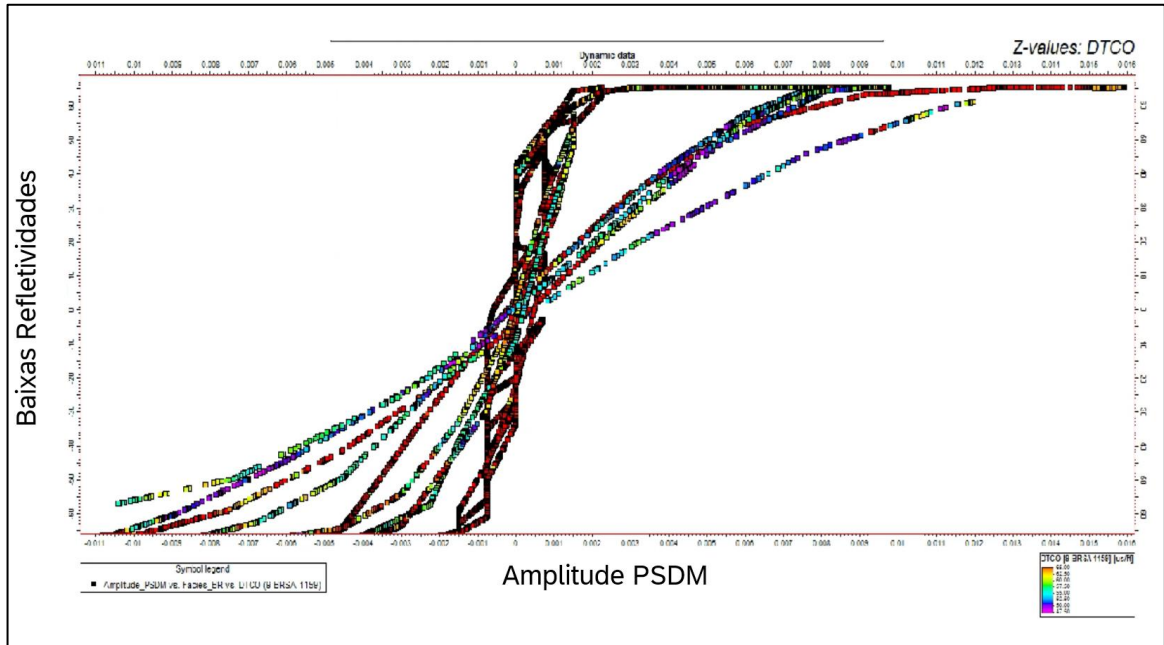


Figura 74: Concentração de magnitudes de amplitudes PSDM coincidentes no entorno do valor zero (background remanescente após qualificação sísmica adotada).

A primeira correlação, mostrada na figura 75, mostra tendências principais que se restringem ao *background* de refletividades e se distribuem por todo intervalo de amplitudes. Além desse grupo principal, constata-se anomalias de refletividades negativas e que estão restritas ao *background* de amplitudes. Como característica padrão, notamos que as densidades apresentam valores intermediários, destacados em verde, em toda anomalia constatada.

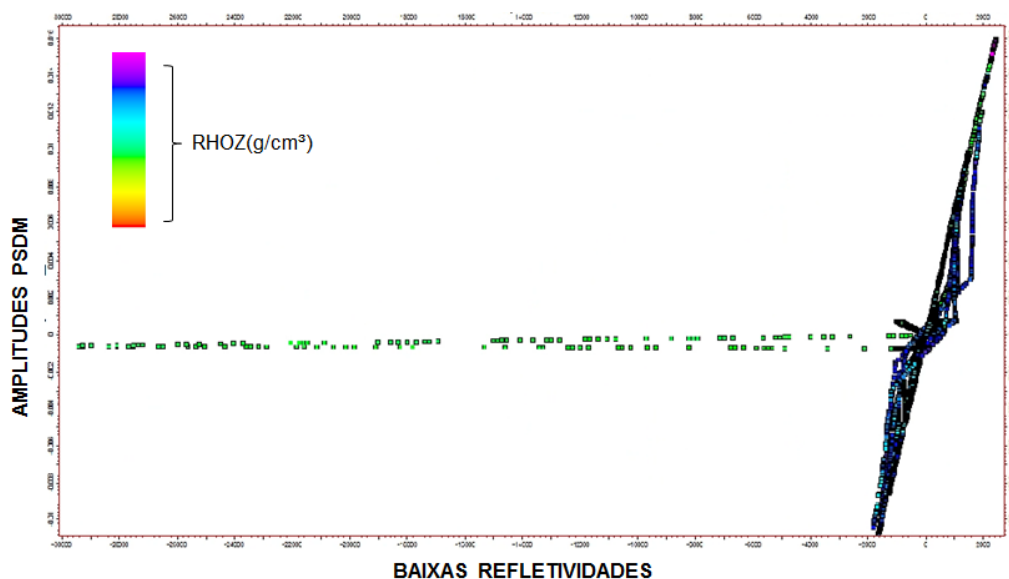


Figura 75: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de densidade.

Assim como observado na figura 75, notamos os mesmos padrões de respostas sísmicas nas correlações das figuras 76, 77 e 78, porém o que as diferenciam são os parâmetros petrofísicos usados como atributo adicional. Na figura 76, observamos que as anomalias se mostram com um padrão também para o tempo de trânsito, destacadas em vermelho, indicando que tais valores se associam a baixas velocidades sísmicas. A figura 77 indica o mesmo para o *crossplot* colorido com o *gamma-ray*, que apresentam valores variando de intermediário abaixo nas anomalias, sendo possível indicador de menor conteúdo de argilidade. Por fim, as resistividades da figura 78, também padronizadas como uma cor única para a anomalia, se apresentam com valores expressivamente altos. A partir de tais respostas, tem-se a possibilidade desta anomalia ser diretamente proveniente de reservatórios com fluidos dentro de alguma formação. Tal fato é baseado nas respostas vinculadas a boas características para um possível reservatório, constatada por baixo GR (baixa argilidade), alto DTCO (aumento de porosidade), além da possibilidade da resposta de um fluido resistivo, geralmente hidrocarbonetos, já que os valores de resistividade para a anomalia foram elevados.

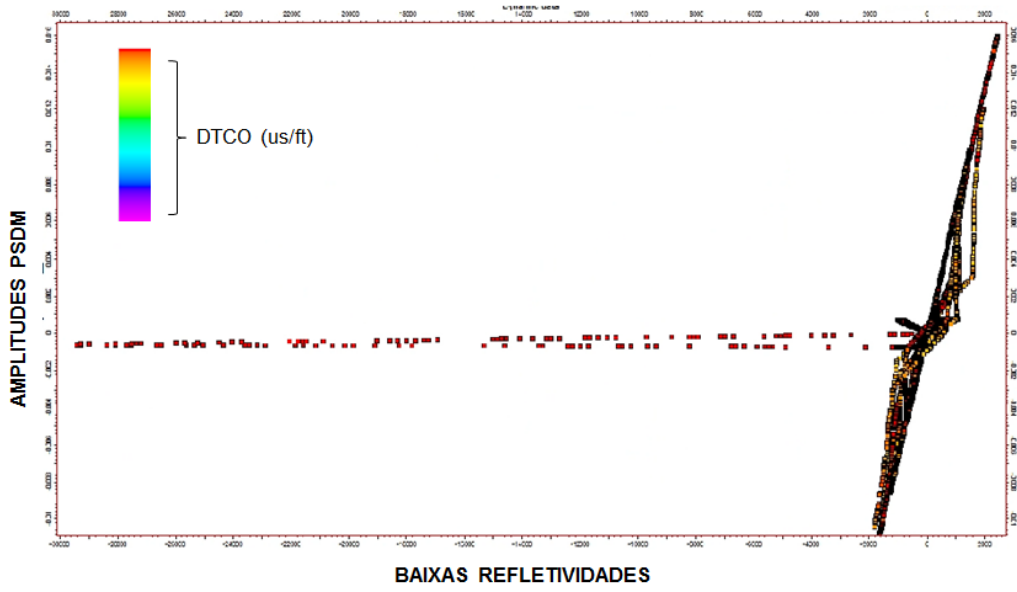


Figura 76: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de tempo de trânsito.

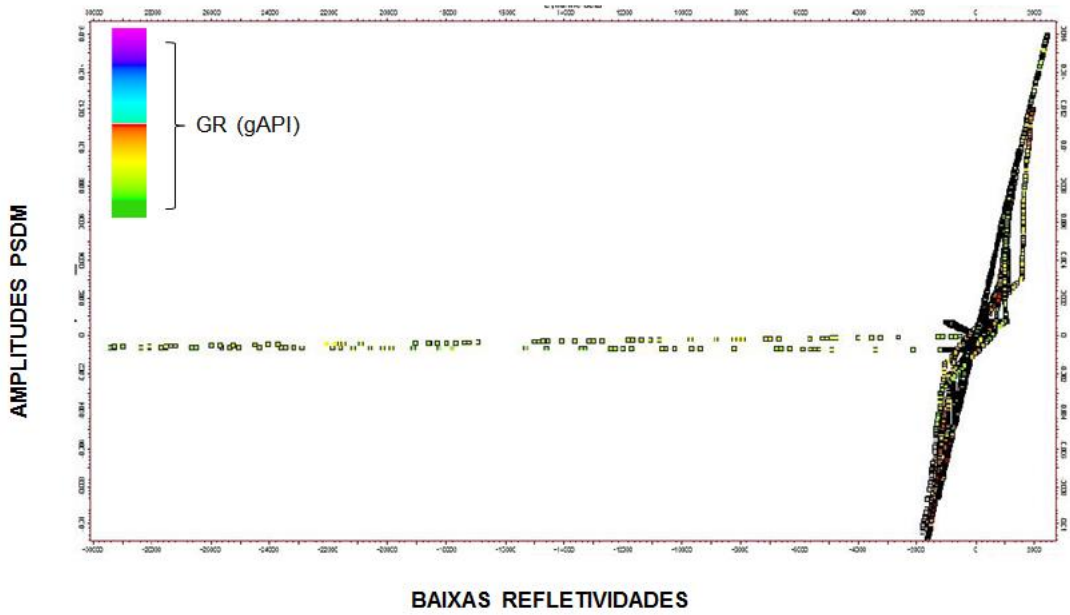


Figura 77: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de *gamma-ray*.

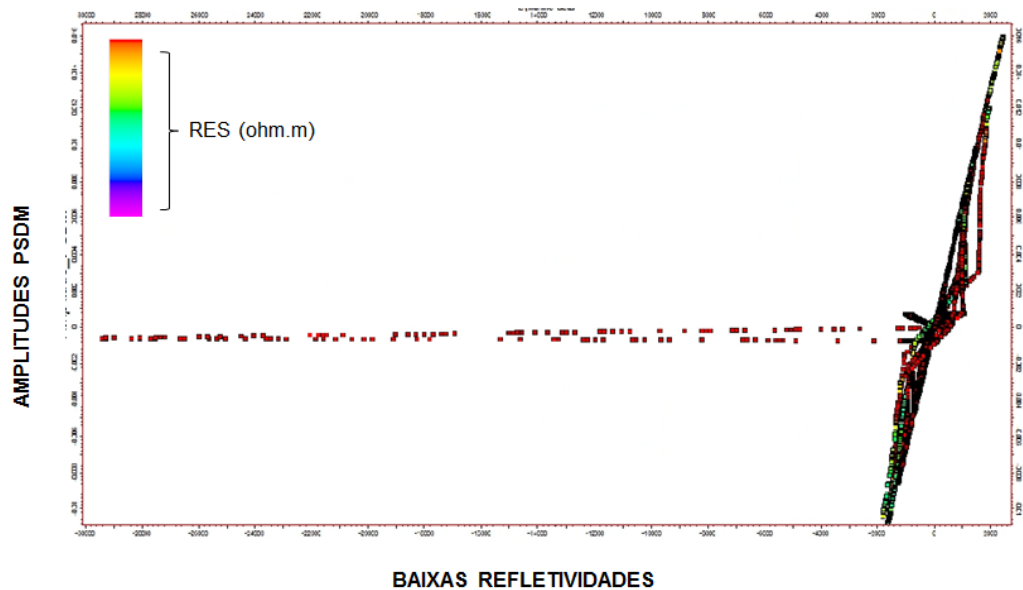


Figura 78: Amplitude PSDM x Baixas refletividades, com atributo de resistividade.

5.6 Respostas do Modelo de Baixas Refletividades Relacionadas ao Sistema Petrolífero

Os tópicos a seguir se dedicam a estabelecer possibilidades de novas tendências investigativas para análise de elementos de sistemas petrolíferos, aplicadas no Campo de Búzios, com a adoção dos conceitos de qualificação sísmica (Santos *et al*, 2019) e de cubos de DHI efetivos (Santos *et al*, 2022).

A indicação dessas novas tendências se direciona mais às fases exploratórias da prospecção de hidrocarbonetos, em avaliações de riscos e incertezas abordadas sem a presença de poços, ou com poucos poços e distantes de novas áreas a serem avaliadas. Em outras palavras, elas seriam mais indicadas para avaliação de novos plays em novas áreas exploratórias, mas que podem perfeitamente serem indicadas para análises de prospectos e definição de condições internas de reservatórios em fases mais avançadas de produção de petróleo.

5.6.1 Heterogeneidades Estruturais com Indícios de Migração ou Selo

Dentro do escopo de análise de cubos de DHI efetivos (Santos *et al.*, 2022), a avaliação do comportamento selante de uma falha pode ser analisada em função das refletividades observadas nos *gaps*. Para uma falha selante ao longo de ambos os lados do plano de falha, o conteúdo DHI do *gap* deve se aproximar de zero, ou seja, completamente impermeável ao longo de todo plano de deslocamento de camadas sedimentares. Opostamente, quanto mais negativo for o valor de DHI, maior a indicação de que tal falha possuiria um importante fator de transmissibilidade de fluidos que faria decair a impedância ao longo da falha, podendo indicar a presença de retenção de fluidos unilateralmente ou rastros de migração de hidrocarbonetos, sugerindo a rotas de alimentação de fluidos para trapas. Podemos observar essas respostas na figura 79, onde temos alguns lineamentos estruturais aparentes, ora com baixa impedância sugerindo migrações (violeta, azul e verde) e ora com valores próximos a zero (amarelo), tendendo essas estruturas a serem impermeáveis.

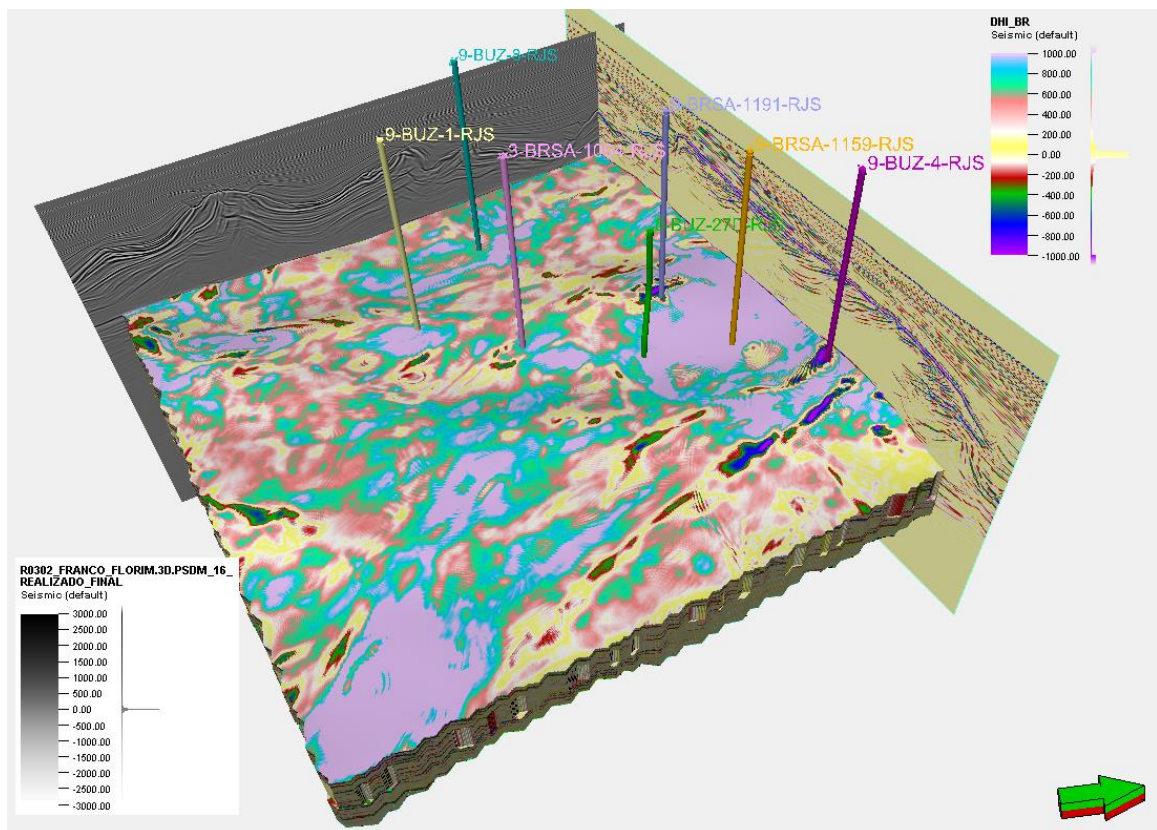


Figura 79: Modelo geométrico sismoestratigráfico mostrando as principais falhas que possam apresentar indícios de selo (amarelo) ou migração (violeta, azul e verde) dentro da Formação Barra Velha.

5.6.2 Indicadores de Geração

Quando se analisa a presença de geradores mais evidentes sismicamente com cubos de DHI efetivos (Santos *et al.*, 2022), há uma forma indicadora desse comportamento gerador, acompanhado do início do processo de migração secundária, que é associável a migrações evidenciadas por anomalias geograficamente oriundas dos possíveis baixos deposicionais locais das geradoras (cozinhas). Muitas vezes, tais corpos geradores apresentam anomalias de DHI circulares, associados a depósitos de sedimentos finos geradores, com papel selante em seus depocentros, iniciando então a migração lateral para montante. Essas feições circulares, quando próximas a reservatórios (porosidades) subjacentes, podem evidenciar o início da migração secundária de curta distância ou mesmo discretas migrações a jusante, em função da pressão interna dos fluidos gerados. A figura 80-A mostra a espessura entre as discordâncias Pré-Jiquiá e a Pré-Alagoas, que podem indicar as melhores oportunidades de existências de cozinhas geradoras e a figura 80-B mostra as texturas associáveis a essas possíveis cozinhas, representadas pelos valores mais baixos do indicador do DHI de baixas refletividades (baixíssimas permeabilidades).

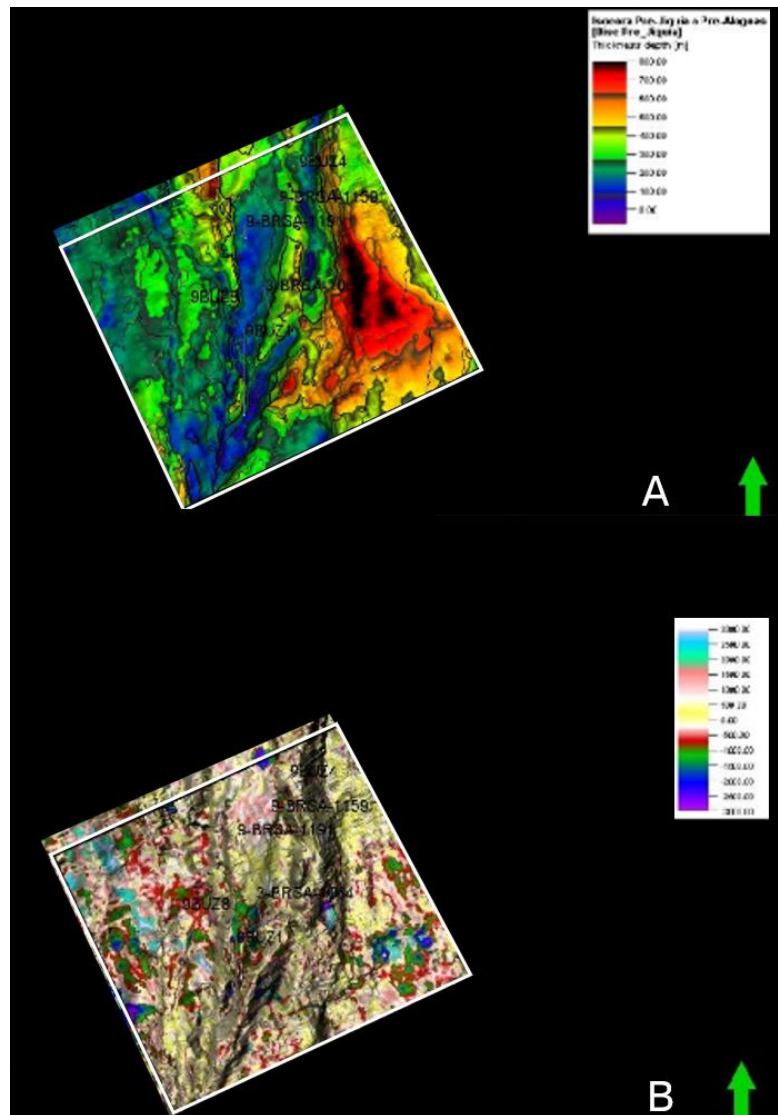


Figura 80: A-Isócora entre as discordâncias Pré-Jiquia e a Pré-Alagoas, indicando possíveis regiões de cozinhas geradoras e a Figura B, Fácies do modelo DHI dez camadas abaixo da discordância Pré-Jiquiá, ilustrando as texturas associáveis a essas possíveis cozinhas, com os valores mais baixos do indicador DHI de baixas refletividades (baixíssimas permeabilidades).

5.6.3 Indicadores de Rotas Migração

Rotas de migração de hidrocarbonetos é um dos temas mais estudados nas geociências de petróleo, uma vez que, obtendo-se indicadores de caminhos dos fluidos, reduzem-se imensamente as incertezas e riscos exploratórios e de desenvolvimento da produção. Santos *et al.*, (2022) mostram que evidências sísmicas de rotas de fluido não significam certeza de que o fluido analisado estaria migrando no momento temporal da aquisição. Entretanto, tal fato evidencia fortemente que, se algum fluido migrou para reservatórios, tal migração possui grande probabilidade de ter acontecido preteritamente por tal rota indicada pelo DHI efetivo.

O momento provável da migração pode ser elucidado por estudos complementares de geoquímica e restaurações estratigráficas e tectônicas, indicando as chances dos tipos de fluidos, se em janelas de gás ou óleo e suas prováveis profundidades, seus soterramentos, remobilização, rotação e deformação de camadas e planos de falhas. A figuras 81 exibe o modelo DHI de baixas refletividades quatro camadas abaixo da discordância Pré-Jiquiá. As texturas em violeta são associáveis ao início da migração, com valores negativos e baixíssimos do indicador DHI. Essa imagem sugere que a migração de fluidos em uma cozinha pode ocorrer inicialmente para jusante, e posteriormente migrar, nas bordas das impermeabilidades, para montante, fora da área onde os selos das geradoras não permitam tal migração.

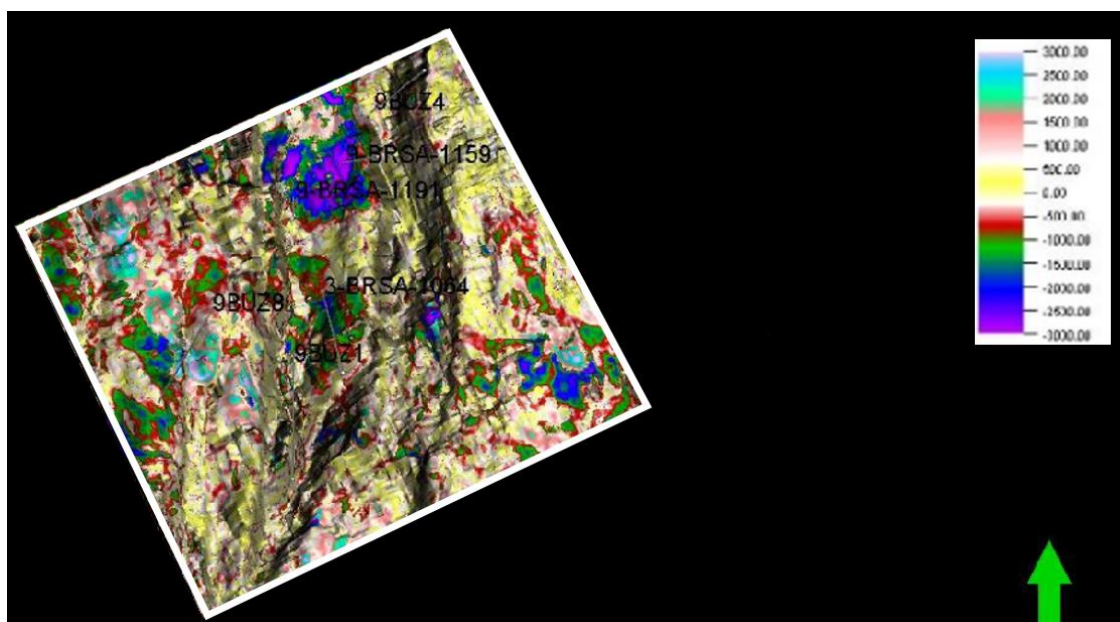


Figura 81: Modelo DHI de baixas refletividades de quatro camadas abaixo da discordância Pré-Jiquiá, indicando possíveis rotas de migração de fluidos.

5.6.4 Indicadores de Selos

Baixas magnitudes de refletividades derivadas de cubos de DHI efetivos (Santos *et al.*, 2019 e 2022) podem indicar a presença de materiais sedimentares ou vulcânicos de baixíssima permeabilidade. Tais materiais atuam como eficazes barreiras de permeabilidade a diferentes fluidos, onde os menos densos conseguiriam escapar por menores permeabilidades e por densidades de fraturas regionais. Já a migração de fluidos mais densos do que gases, devido a maiores viscosidades, perderiam a capacidade de uma potencial migração pervasiva, ficando retidos por barreiras de permeabilidade diferenciais para cada fluido existente nas

bacias. Para estes mais densos, as maiores chances de migração seriam camadas carreadoras de maior permeabilidade e, ainda, as falhas com maior potencial de transmissibilidade aos diferentes tipos de fluidos presentes. Para ilustrar texturas associadas a selos ou impermeabilidades mais acentuadas, no modelo do DHI efetivo da Figura 82, assinala-se os valores mais baixos (próximos a 1), ou seja, a entrada e saída não teriam variação de respostas sísmicas marcantes, revelando pouca variação petrofísica indicada pela onda sísmica (cores bege na figura).

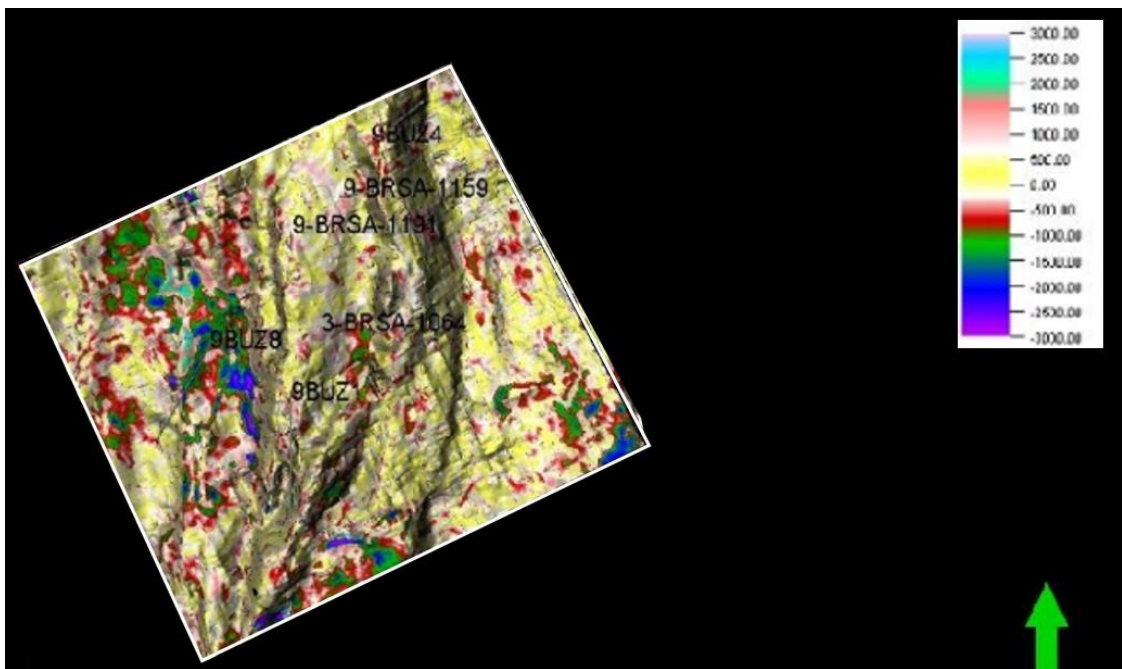


Figura 82: Selos são basicamente indicados por valores baixos (próximos a 1). A entrada e saída não possuem variação consideráveis de respostas sísmicas marcantes, ou seja, pouca variação petrofísica indicada pela onda sísmica (cor bege na figura).

5.6.5 Indicadores de Retenção

A presença de materiais sedimentares ou cristalinos que sirvam de selo e mais especificamente contribuam para a retenção da coluna de fluidos, pronunciando acumulações efetivas de hidrocarbonetos ou mostrando as incertezas e riscos de escapes de fluidos, podem ser indicadas pelas refletividades derivadas de um cubo DHI efetivo (Santos *et al.*, 2022). Em termos de magnitudes de refletividades, uma boa retenção seria aquela indicada por baixos valores, porém, associada a espessuras adjacentes de selos homogêneos e impermeáveis, indicados sísmicamente por valores de refletividades próximos a zero. Um apoio geocientífico importante a essa determinação de potencial selante das camadas, suportadas pela sísmica 3D,

pode ser estabelecida por algoritmos que definam coerência sísmica geométrica entre traços (Variância, Coerência, Semblance, entre outros). A Figura 83 a seguir ilustra as texturas que podem sugerir retenção de fluidos, seguindo o mesmo princípio textural descrito conceitualmente para selos, porém agora para um *depth slice* de baixas refletividades a uma profundidade de – 5850m em Búzios. Por associação de conceitos geológicos ou petrofísicos, abaixo ou lateralmente a um importante selo, sugere-se a presença de um grande volume de fluidos, tendo uma forte indicação de retenção pronunciada pelas texturas na cor violeta.

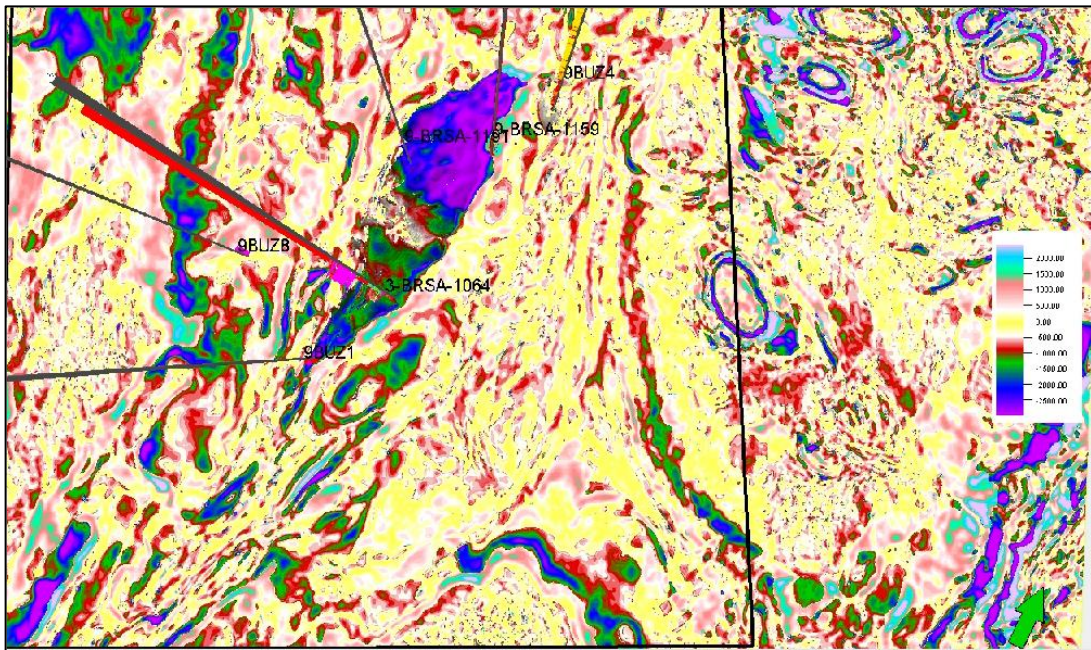


Figura 83: *Depth Slice* -5850 do cubo DHI indicando possíveis retenções de fluidos na textura de cor violeta.

5.6.6 Indicadores de Reservatórios

A indústria de petróleo tem uma tradicional afirmativa que ela perfura poços para fluidos (hidrocarbonetos) e não para reservatórios, que podem ser portadores apenas de água, considerados como poços secos. Nessa lógica construtiva, observa-se que a maioria dos estudos exploratórios são direcionados para prospectos, que incluem a presença e o detalhamento de reservatórios, mas que não se aprofundam ao senso de presença de hidrocarbonetos no interior desses, utilizando fortemente os conceitos de AVO, o que depende muito da presença de diferentes matrizes geológicas hospedeiras. Mesmo que estudos atuais preservem todos os conceitos de modelos deposicionais, fácies, petrofísica de reservatórios e outros conceitos Geocientíficos, Santos *et al.*, (2022) mostram a importância da inclusão do conceito de plays que descrevam as trajetórias de possíveis fluidos,

hidrocarbonetos ou não, que atinjam e alimentem possíveis reservatórios, identificando geograficamente as regiões dos reservatórios onde ocorram tais alimentações e para onde esses fluidos poderiam ter migrado internamente ou ser acumulado pelas retenções e trapas. A figura 84 ilustra a possível presença de reservatórios detectados por sementes oriundas de indicadores de fluidos nas cozinhas geradoras e próximas aos reservatórios do Campo de Búzios.

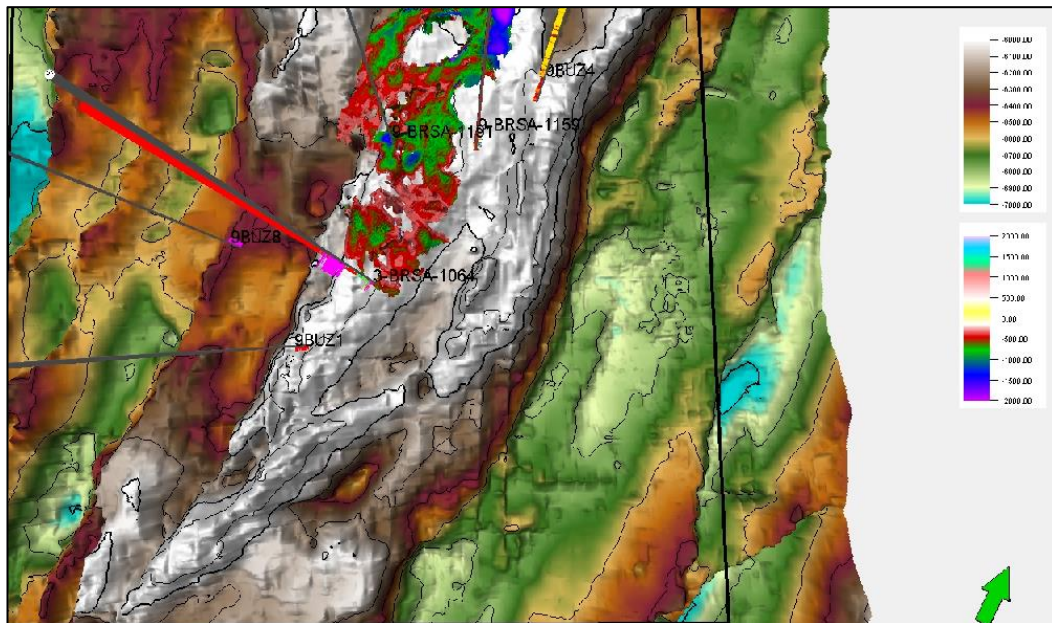


Figura 84: Possível reservatório detectado por rotas de fluidos associados às cozinhas geradoras subjacentes.

5.6.7 Continuidade de Texturas de Feições Sismo-Deposicionais

O processo de qualificação sísmica como aqui mostrado, traz o enorme benefício de atenuar eventos coerentes, que são associados ao conceito de atenuação aparente da onda sísmica (perdas por transmissão, múltiplas internas e conversão de modo de propagação). A partir daí, tem-se melhoras significativas na visualização de reflexões associadas a conceitos sísmo estratigráficos de continuidades estruturais e deposicionais associáveis a reflexões, com maior equilíbrio de amplitudes, propiciadas pela ausência de ruídos coerentes que são atenuados pela qualificação. Isso possibilita verificar também as terminações dos eventos, como em movimentos de *onlap*, *downlap*, *toplap*, *baselap* e outros. O maior ganho técnico em termos de definição de reservatórios (prospectos exploratórios), se relaciona à melhor conciliação entre geometrias de camadas e a preservação das melhores relações de amplitudes para cada possível ambiente deposicional, associado a cada tipo de trato de sistemas sugeridos

pelos dados sísmico, sugerindo por exemplo, ambientes de melhores condições de formação de geradoras de hidrocarbonetos, rotas de migração e de diferentes tipos de reservatórios. A Figura 85 ilustra a importância, mesmo visual, da qualificação sísmica, que oferece diferenças de amplitudes muito mais acuradas e diferenciadas do dado PSDM para o filtrado pela atenuação de amplitudes no patamar de 85dBs. A confiabilidade visual induz a conceitos mais claros de modelos deposicionais e tectônicos, e abre-se a perspectiva visual de correlação de amplitudes com a presença de fluidos.

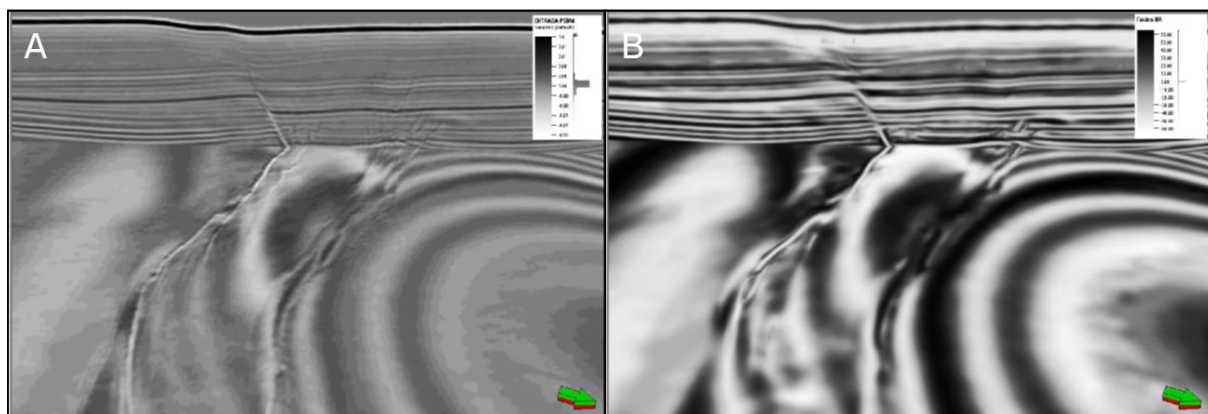


Figura 85: Melhora visual observada no dado qualificado (B), em relação ao dado PSDM ilustrado em (A).

5.6.8 Continuidade de Texturas de Falhas

Como descrito neste trabalho, o processo de qualificação sísmica, também mostrado em Santos *et al.*, (2019), adiciona a possibilidade de se atenuar ruídos coerentes associáveis a erros de migração sísmica de falhas, causando difrações e reflexões falsas, com fortes amplitudes, que distorcem espacialmente o imageamento do plano verdadeiro da falha. Atenuar tais ruídos é um fator muito importante na solução da verdadeira existência de falhas que possam segmentar retenções de fluidos na base do sal, possibilitando condições petrofísicas de forma a conectar migrações de fluidos e os conduzirem para reservatórios estratigraficamente superiores, por exemplo, os do pós sal. Isso abre novas oportunidades exploratórias e novos plays, com menor custo operacional para um novo prospecto, que objetive um reservatório cujo fluido tenha migrado a partir de uma geradora do pré-sal e que consiga atravessar as camadas impermeáveis dos sais. A Figura 86 mostra a excelente discriminação de refletividades oferecidas pelo processo de inversão para obter as baixas refletividades (com dados qualificados) em relação ao dado original PSDM. O dado invertido

mostra a possibilidade de se distinguir materiais quanto a seus módulos de rigidez e cisalhamento.

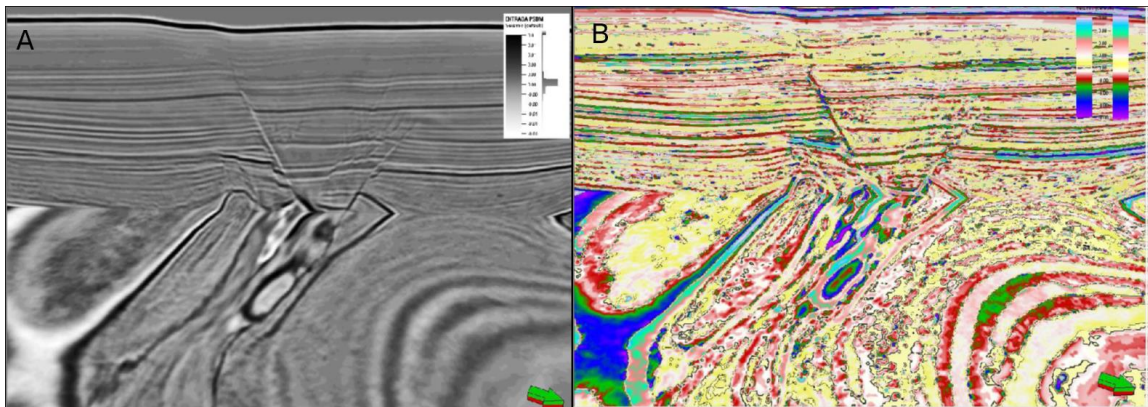


Figura 86: Excelente discriminação de refletividades oferecida pelo processo de inversão de baixas refletividades (A) em relação ao dado original (B).

5.6.9 Definição de Contatos Óleo-Água a Partir de Baixas Refletividades

Por muitas vezes, contatos óleo/água e gás/água ou mesmo gás/óleo, são de difíceis percepções visuais sísmicas. O processo de qualificação de amplitudes, seguido por processos de inversão que retire o efeito das *wavelets* e que gerem algum cubo de DHI efetivo (Santos *et al.*, 2022), produzem refletividades sísmicas bastante associadas a eventos primários, principalmente sem os fortes contaminantes ruídos coerentes derivados da atenuação aparente (Liner, 2012). Tais contatos por muitas vezes geram *flat spots*, que são anomalias de amplitudes que indicam discriminação sísmica de contato predominantemente horizontal para fluidos de densidades diferentes. Esses *flat spots*, vistos na figura 87, são os melhores indicadores quando se geram sísmicas sintéticas, com *wavelets* em torno de 25Hz e 35Hz para o Campo de Búzios, a partir das refletividades derivadas dos processos de qualificação e inversão acústica combinados.

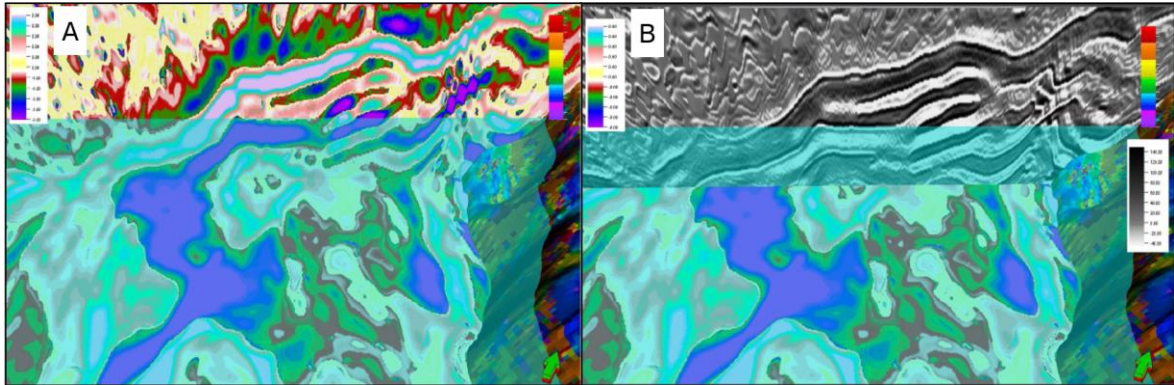


Figura 87: *Flat spot* sugerido no dado DHI de baixas refletividades (A) e confirmado pelo dado sintético de 35 Hz em (B). O sombreamento em azul marca a possível posição do contato óleo/água em torno de -5770m, assim como se observou no dado de poço.

5.6.10 Detecção de Corpos Associáveis a Presença de Fluidos

Cubos de DHI efetivos (Santos *et al.*, 2022) são aqueles capazes de serem indicadores de possível presença de fluidos para todos os elementos de um sistema petrolífero. Em geral, anomalias associáveis a fluidos se mostram como *flags* de amplitudes, que são variações por muitas vezes posicionadas em regiões de charneiras estruturais, regiões de falhas, fraturas e anticlinais. Em geral, fluidos buscam a migração através de regiões de alívio de pressão, formando alinhamentos que podem ser estruturais, associados à justa posição de falhas e fraturas, e ao longo de corpos sedimentares cujos modelos deposicionais se justificam por continuidades de permo-porosidades, que se alinham ao longo de regiões com condições de alívio de pressões e aceleram as migrações segundo anisotropias deposicionais e petrofísicas internas, formando camadas carreadoras (*carrier beds*). Quando tais *flags* sísmicos se mostram conectados espacialmente, abrem-se cenários interpretativos que possibilitam examinar e avaliar possíveis rotas de migração. Em geral, tais rotas são disparadas a partir de cozinhas geradoras de hidrocarbonetos ou iniciadas a partir de *sweet spots* próximos a possíveis cozinhas, que indiquem pontos espaciais de regiões concentradas de passagem de fluidos. A figura 88 mostra uma detecção sísmica, a partir das baixas refletividades, que possivelmente estariam correlacionadas a reservatórios com hidrocarbonetos, e zona ou bloco com a presença de água, proveniente do poço injetor 9-BUZ-8-RJS, dominante em azul e lilás, na parte oeste da área de estudo.

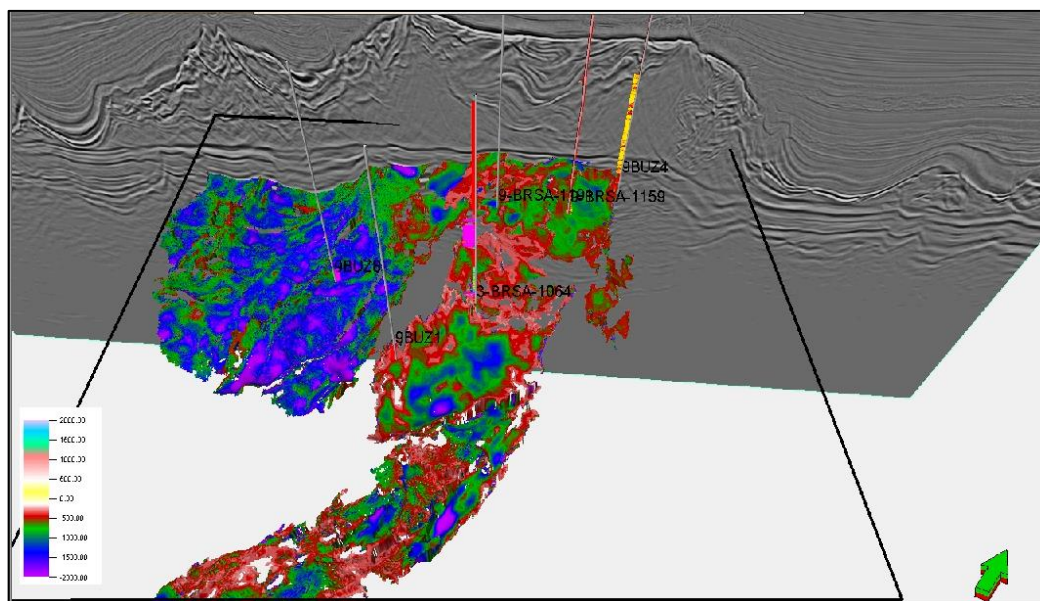


Figura 88: Detecção de corpos associados a fluidos proveniente das respostas de baixas refletividades.

5.6.11 Controle de Qualidade de Geometrias de Reservatórios por Anomalias

Uma das grandes limitações ou riscos de elementos de sistemas petrolíferos se relaciona à geometria de uma determinada trapa, associada à efetiva presença de reservatórios. Por vezes, a dúvida em relação à formação de uma trapa efetiva é oriunda de problemas de imageamentos causados por velocidades sísmicas não corretas durante as fases de processamento, que possam distorcer a formação de altos estruturais e gerar falsas estruturas e/ou falsos fechamentos estruturais e estratigráficos. Entretanto, quando existem informações de cubos de DHI efetivos, Santos *et al.*, (2022) mostram que eles podem dar indicações de grandes possibilidades de existência de geometrias de trapeamento pela concordância de anomalias de amplitude e/ou impedâncias conformantes com possíveis geometrias de trapas. Ou seja, possíveis altos estruturais, sem correspondência de anomalias de impedâncias ou amplitudes é um ponto a ser fortemente avaliado, pois pode ser razão para um *pitfall* a respeito de presença de hidrocarbonetos. Dessa forma, a conciliação de possíveis fechamentos de trapas com anomalias de amplitude, em todas as magnitudes, passa a ser uma forte indicação de sucesso exploratório. A figura 89 a seguir mostra a distribuição geométrica e possivelmente petrofísica, de reservatórios com fluidos perfurados pelo poço 3-BRSA-1064-RJS e 9-BUZ-1-RJS, controlada estruturalmente pelas mesmas feições da discordância Pré-Jiquiá.

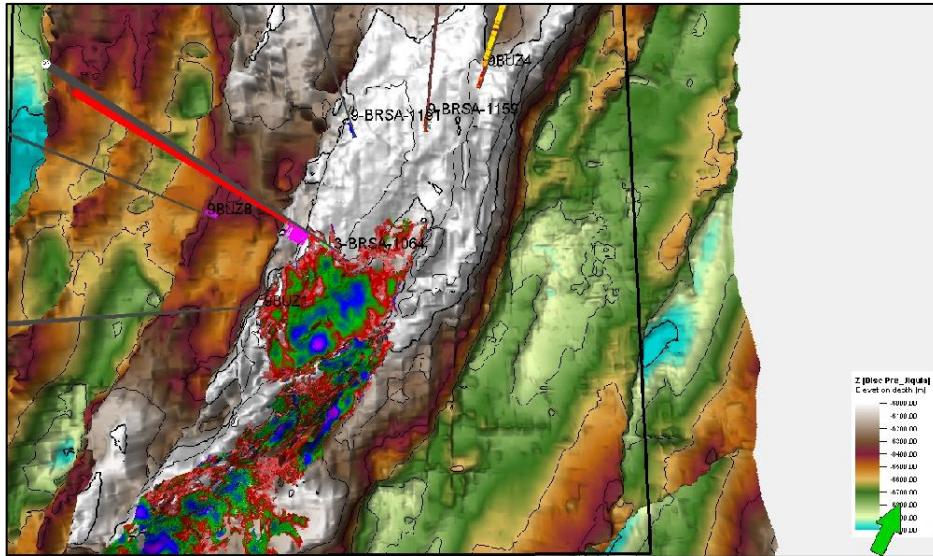


Figura 89: Distribuição de geometria de possível reservatório associado aos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BUZ-1-RJS.

5.6.12 Amarração entre Refletividades Sísmicas e Perfis de Poços

A amarração, ou ajuste, de perfis de refletividades obtidos nas posições de poços existentes numa determinada área, pode servir de balizamento para controle de qualidade de inversões que produzam DHIs efetivos. Tradicionalmente conhecidos como testes cegos, é comum realizar inversões sem influência numérica de poços, a partir de seus perfis tradicionais tais como sônicos (P e S) e densidades, e posteriormente obter-se a conciliação entre tais refletividades e as respostas de perfis. A grande vantagem desse procedimento operacional e técnico, mostrada em Santos *et al.*, (2022), é que as inversões não sofreriam a influência da informação de tendências das observações de poços, obtidos em outra escala de amostragem, bem mais acurada do que a sísmica, servindo então para verificar a qualidade das inversões. Com a operação de qualificação sísmica, conforme descrita anteriormente, aumentam-se as chances de otimização da resposta de inversões acústicas, pois nela, ruídos coerentes, que são uma das maiores fontes de distorções das inversões com poços, são atenuados previamente e tornam as refletividades sísmicas mais coerentes com as informações oriundas de poços, principalmente aquelas relacionadas à presença de fluidos que dominem a resposta sísmica. A figura 90 ilustra uma detecção sísmica de baixas refletividades próxima à base do Jiquiá, que estariam correlacionadas à geração de hidrocarbonetos. A partir dessa detecção, que conceitualmente estaria vinculada à fase inicial de migração secundária de fluidos, poderia servir como semente para perseguir novas detecções perseguindo possíveis

rotas, mergulho acima ou lateralmente, conduzindo às acumulações para reservatórios do Alagoas e confirmados pelas amarrações com perfis de poços, conforme ilustrados nas figuras 44 e 45.

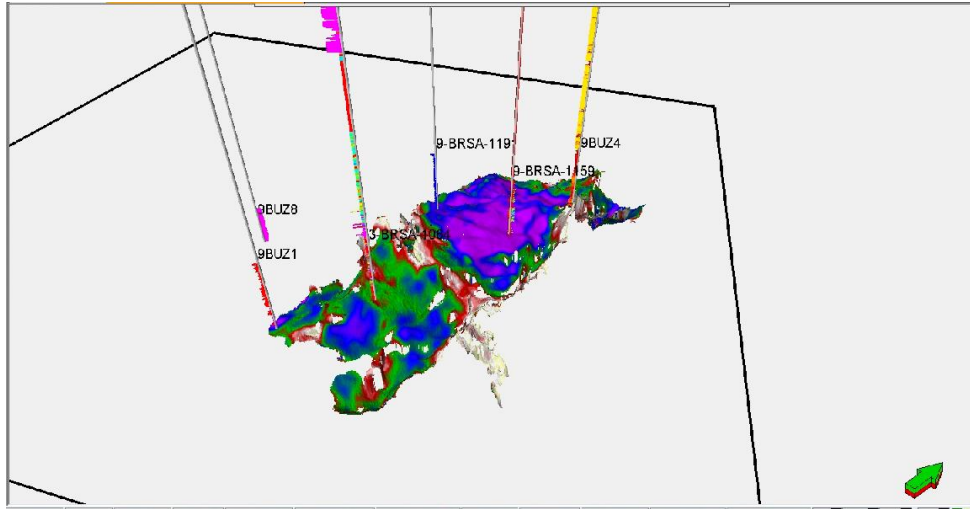


Figura 90: Detecção sísmica de baixas refletividades que estariam correlacionadas a geração de fluidos no Jiquiá.

5.6.13 Correlação entre Entrada e Saídas Atenuadas

Uma das formas mais tradicionais em análises de dados sísmicos é aquela que mostra a qualidade do efeito de um determinado filtro ou processo, após a sua aplicação, através de imagens de seções sísmicas 2D's, antes e depois, indicando o ganho de qualidade de cada operação de processamento. Aqui neste trabalho, além dessa forma tradicional de se mostrar efeitos operacionais de algum processo, é introduzida a formulação de controle tridimensional de efeitos de filtragem de qualificação sísmica (Santos *et al.*, 2019), a partir de modelos sismoestratigráficos. A vantagem em se olhar aspectos tridimensionais do sinal sísmico, a partir de tais modelos, é o ganho de percepção visual e espacial de benefícios com o aumento de resolução após cada processo, dando noção de maior acurácia em terminações sismoestratigráficas e percepção de melhor balanceamento de amplitudes.

	Topo_Sal_Menos_1000m - Superfície Topo Sal		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	10
	Superfície Topo Sal - Superfície Base Sal		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	25
	Superfície Base Sal - Superfície DIA		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	10
	Superfície DIA - Superfície Topo Jiquia (Disc Pre Alagoas)		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	15
	Superfície Topo Jiquia (Disc Pre Alagoas) - Superfície Topo Piçarras (Dsic Pre_Jiquia)		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	20
	Superfície Topo Piçarras (Dsic Pre_Jiquia) - Base_modelo_Quintas		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers:	10

Figura 91: Interpretações de superfícies usadas para guiar a criação da geometria do modelo.

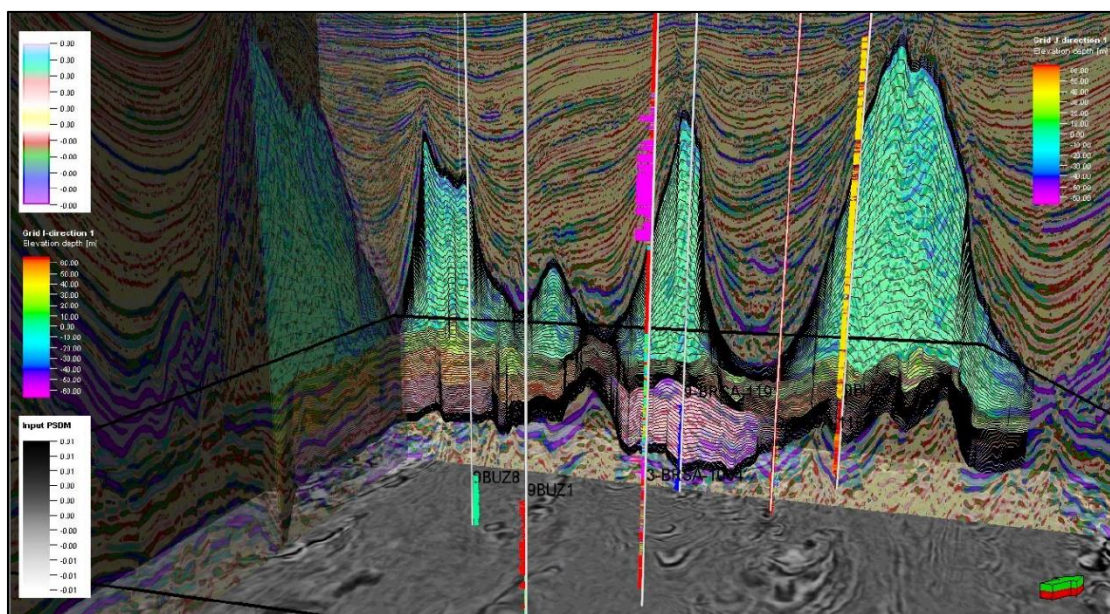


Figura 92: Geometria do modelo sismoestratigráfico construído, desde a Formação Piçarras até o topo do sal, em 90 camadas sísmicas, comparando o dado de entrada PSDM em *slice* e o dado qualificado e invertido para baixas refletividades, mostrados na *inline* e *xline*, respectivamente.

5.6.14 Diferenciação entre Possibilidade de Fluidos em Zonas Porosas e Zonas Impermeáveis de Decaimento de Impedância “Pitfalls”

Uma das principais razões para ocorrências de *pitfalls* ou falsos positivos, relacionados à presença de fluidos em determinados reservatórios, deve-se a ambiguidades do método sísmico, que registra respostas de corpos sedimentares que possuam baixas impedâncias absolutas e que, quando comparadas às suas encaixantes de mais alta impedância, geram refletividades relativas negativas. Tais *pitfalls*, seriam gerados pela indução interpretativa de associar tais baixas refletividades negativas a fluidos. Essas refletividades seriam exclusivamente relacionadas a fatores litológicos (rigidez) e não devido aos fluidos contidos nos poros. Geralmente são litologias de granulação fina, conhecidas como “folhelhos de baixa” (impedância). Tais folhelhos, ou outras litologias, quando superpostos por materiais de maior impedância absoluta, criam cenários de incertezas que precisam ter análises mais profundas, de forma a reduzir os riscos de prospecção, guiados pelas ambiguidades das respostas sísmicas. Santos *et al.*, (2022) mostram que uma forma de redução de tais incertezas é analisar se, na vizinhança de qualquer corpo de baixa impedância, a resposta de um modelo de DHI efetivo possa mostrar a existência de indicadores de migração de fluidos, alimentando

tais corpos sedimentares, ou que haja indicadores que sugiram escapes em regiões de prováveis perdas de selo. A figura 93 a seguir ilustra a indicação sísmica de possibilidades de fluidos acumulados, e 94, as possíveis rotas alimentadoras, marcada por continuidade nas texturas.

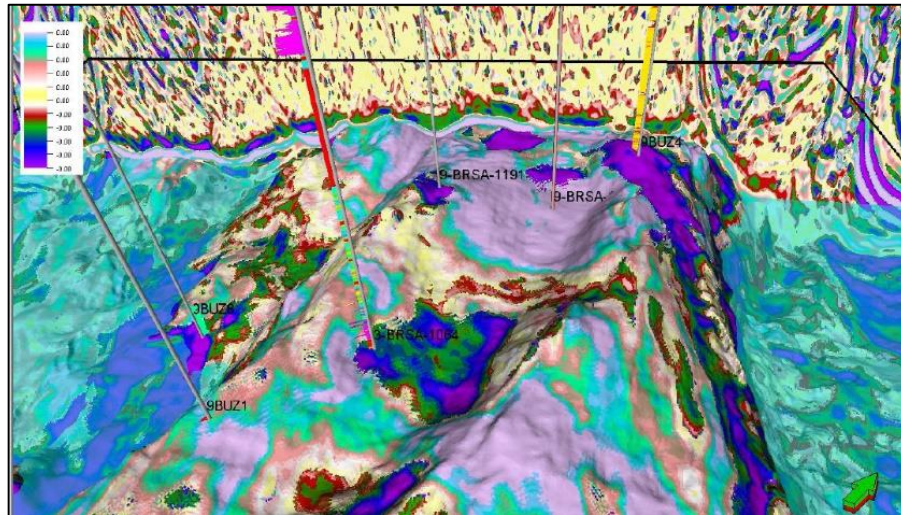


Figura 93: Indícios de possíveis acumulações de fluidos.

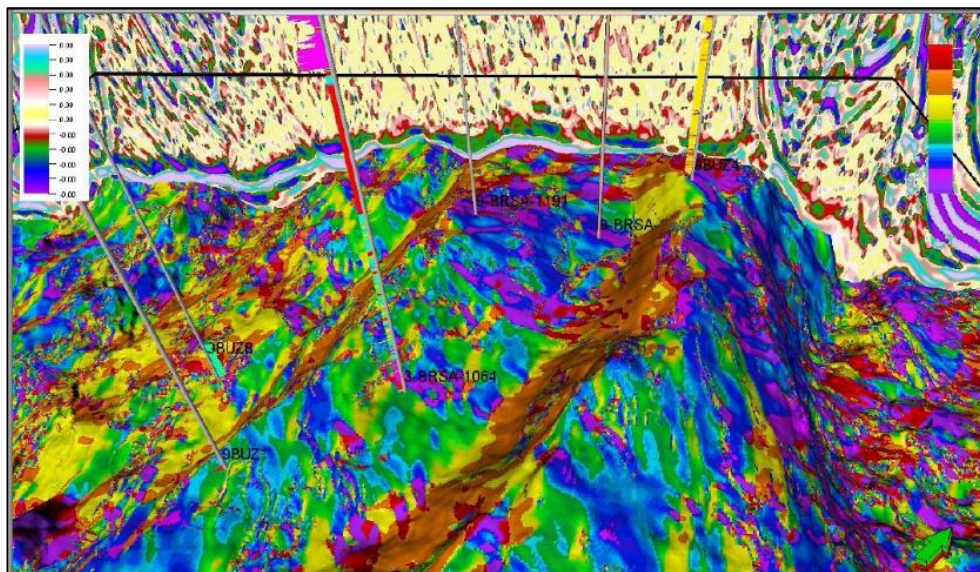


Figura 94: Possíveis caminhos preferenciais de fluidos direcionando a migração para as respectivas acumulações.

5.6.15 Possibilidades de Identificar Zonas de Fraturas Sub Sísmicas

Quando se analisa dados sísmicos sob aspectos de indicadores de heterogeneidades estruturais, falhas ou zonas de fraturas, Santos *et al.*, (2022) mostra que uma forma de identificação de zonas de fraturas sub sísmicas, é representar tais fraturas de forma agrupada, em zonas cujas densidades possam ser representadas pelo envelope de tal zona e acentuadas por DHI's efetivos, que possam indicar a transmissão de fluidos. Primeiramente, são estabelecidos métodos de diagnósticos para estruturas tectônicas e se busca visualmente associações estruturais correlacionáveis a regiões que possam estar geograficamente organizadas de modo a transmitir fluidos em possíveis rotas de migração, ou indicadores de baixo potencial selante.

Uma vez definido o padrão de fraturas nas regiões entre geradores e reservatórios, em rotas possíveis de migração, pode-se adotar uma superposição visual de tais padrões. A figura 95 ilustra uma conjunção de imagens em que as possíveis falhas e fraturas sísmicas seriam indutoras de azimutes preferenciais das camadas. Esses azimutes, quando cruzados entre si, por sua vez podem indicar a dominância de diferentes tipos de fluidos, em função de suas densidades (grau API).

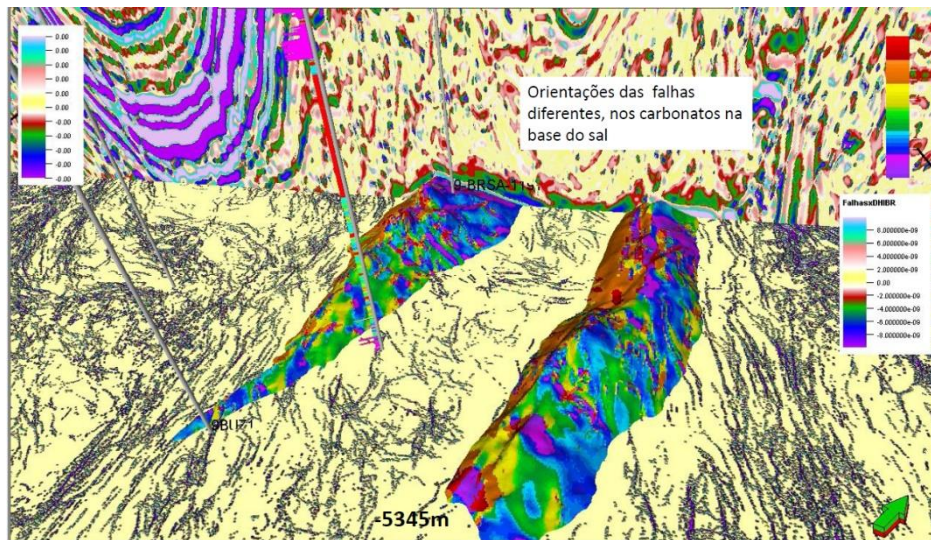


Figura 95: Possíveis falhas e fraturas sísmicas, mostradas no *slice* -5345m da variância sísmica, com alinhamentos na textura bege, e que seriam indutoras de azimutes preferenciais das camadas.

5.6.16 Identificação de Barreiras de Permeabilidade dos Azimutes

Santos et al (2022) mostra que é possível sugerir barreiras de permeabilidade associadas a rotas de migração, para diferentes fluidos, a partir de análises técnicas que sugira azimutes dos mergulhos das camadas, aqui associados a possíveis rotas de migração individualizadas. Na figura 96 a seguir, ilustra-se alguns ensaios que demonstram o potencial de tais barreiras serem indicadas por um cubo de DHI efetivo. Pode-se observar, a partir da diferenciação de texturas, as principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância Pre-Jiquiá, onde se ressaltam as zonas de falhas a oeste (em rosa), e as orientações em laranja, associadas a possíveis zonas de fraqueza e charneiras tectônicas que podem ser usadas por fluidos em permeabilidades diferenciais em tais direções.

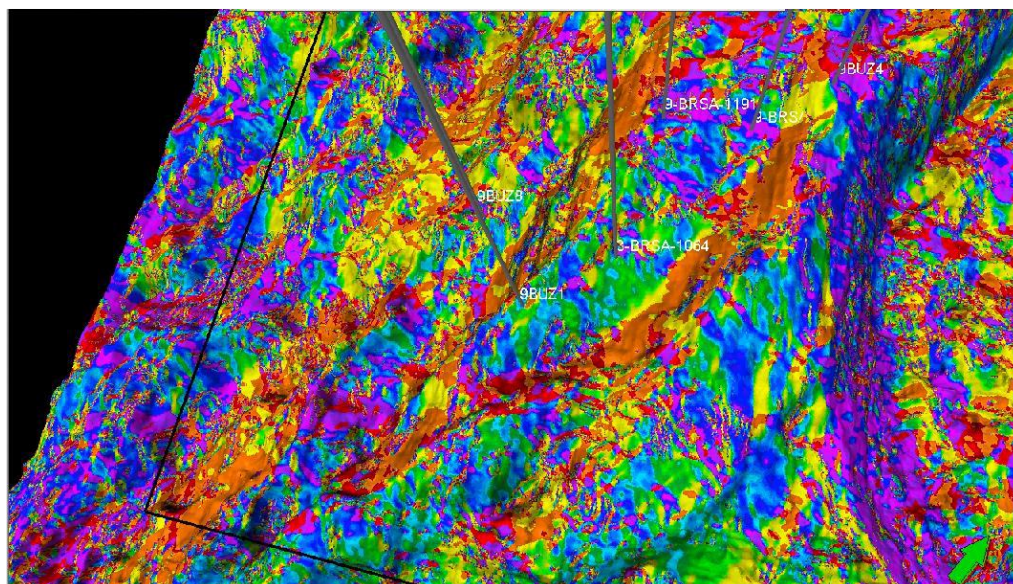


Figura 96: Principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância Pré-Jiquiá. Destacam-se as direções preferências em rosa e em laranja.

5.6.17 Identificação de Sequências Depositionais e seus Azimutes

A análise sísmica de comportamentos estruturais de camadas sedimentares é um dos pontos mais importantes quando se estuda as possibilidades de rotas de migração. Tais rotas são controladas por permeabilidades internas às camadas sedimentares que por sua vez são controladas pelos seus mergulhos e, principalmente, pelos seus azimutes dominantes. O mesmo indicador de comportamentos anisotrópicos sísmicos, visto no item anterior, pode ser observado de uma forma complementar, apenas alterando a escala e paletas de cores. Considerando que cada paleta é uma forma de agrupamento de valores diferenciados por

cores, um mesmo conjunto de dados pode oferecer indicadores em função de cada congregado de cores. Santos *et al.*, (2022) mostram que é possível sugerir, com baixas refletividades, as principais direções e sentidos de rotas de migração efetivas, com azimutes individualizados, e que possam indicar barreiras de permeabilidade que conduziriam fluidos em direções preferenciais. A Figura 97 ilustra o mesmo conjunto de dados mostrado anteriormente na figura 96, porém, agora agrupado segundo cores de azimutes mais associados deposições com seus comportamentos associados ao controle tectônico das camadas.



Figura 97: Mesma camada do modelo mostrado na figura 96 anterior, porém agora com um atributo de cor, que busca azimutes preferenciais para diferentes sequências deposicionais.

5.6.18 Possibilidade de Identificar Fácies Sutis

Uma das vantagens da qualificação sísmica é a obtenção de um espectro com amplitudes mais balanceadas entre todas as frequências recuperáveis na banda sísmica de prospecção de petróleo. Santos *et al.*, (2019) mostra que tal qualificação abre a expectativa de rastreamento de feições sutis com reflexões associadas a pequenas modificações faciológicas, que podem ser associadas a presença de diferentes fluidos de hidrocarbonetos, mas também podem ser devido a variações litológicas sutis, em função de pequenas variações na rigidez das rochas. Toda qualificação sísmica deve buscar a preservação da fase equivalente ao do dado de entrada, para que se garanta que não sejam introduzidos artefatos derivados da diferenciação de rastreamento de uma mesma fase de cada evento e amplitude, para a entrada e para a saída da qualificação. Ou seja, qualquer variação sutil, deve honrar o conceito de que

ela seja oriunda da flutuação real de fácies (fluídica ou litológica), quando comparado o dado de entrada e o de saída qualificada. Variações sutis de fácies sísmicas são de extrema importância na prospecção de hidrocarbonetos, pois muitas vezes as variações sísmofaciológicas são de diferenças de impedâncias muito pequenas, que geram baixíssimas amplitudes, mas que podem guardar informações de importantes volumes de hidrocarbonetos. Aqui na figura 98-B, são ilustradas as flutuações sutis, observadas pelos dados qualificados com a aplicação de um atributo de identificação de heterogeneidade. Nota-se um ganho relevante de informações, principalmente associadas a menores contrastes de impedância acústica, se comparado ao dado original de entrada, mostrado na figura 98-A, com o mesmo atributo e parâmetros aplicados.

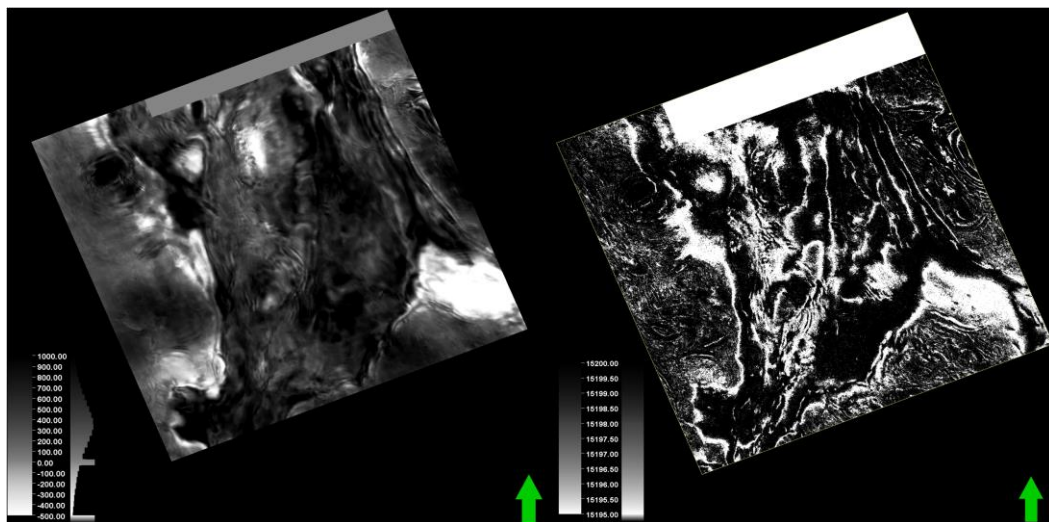


Figura 98: Dado original mostrado em 98-A com atributo, e em 98-B, o ganho de resolução para fácies sutis após a qualificação sísmica e aplicação do atributo de identificação de heterogeneidades.

6 CONCLUSÕES

A partir dos métodos tradicionais usados para a interpretação sísmica, juntamente com a nova tendência investigativa, baseada em uma qualificação sísmica e posterior inversão e obtenção de baixas refletividades, é possível assegurar maiores informações, tanto de respostas de rigidez para diversas rochas associadas ao sistema petrolífero, quanto de cisalhamento de diferentes fluidos existentes no espaço poroso. Como consequência, isso traz maior confiabilidade para possíveis perfurações e volumetrias em plays onde existam grandes áreas exploratórias com menor quantidade de dados de poços. Por outro lado, em fases mais avançadas de produção de hidrocarbonetos, a metodologia de análise sísmica mostrada no presente trabalho pode trazer um melhor entendimento dos comportamentos dos fluidos em reservatórios, permitindo criar diretrizes de intervenções de forma a se obter fatores de recuperação de hidrocarbonetos maiores, o mais economicamente possível.

É possível notar que a qualificação sísmica ressalta algumas informações não tão evidentes no dado original com todas as amplitudes. Um ganho expressivo é a maior diferenciação de refletividades derivadas de contrastes sutis, imersos no *background* de amplitudes, onde em geral se encontram muitas das respostas sísmicas associadas a camadas sedimentares, falhas e zonas de fraturas relacionadas a evidências de fluidos, permitindo melhorar a definição e resolução destas estruturas, principalmente se houver o complemento de atributos.

Quando se observa as respostas de densidade e velocidade sônica P nos principais poços usados como suportes para interpretação, nota-se que ambas possuem forte relação com as baixas refletividades associadas ao dado sísmico. As mais negativas magnitudes de refletividades nas regiões dos poços estão diretamente ligadas às flutuações dos valores de densidade, velocidades sônicas e aumento da porosidade. Por outro lado, as respostas sísmicas de refletividades mais próximas ao zero e também as de maiores magnitudes positivas, correspondem a litologias mais plásticas e mais rígidas, respectivamente, e se correlacionam com as propriedades petrofísicas que fazem flutuar a densidade e velocidade, diminuindo assim porosidade e possivelmente a permeabilidade.

De uma forma geral, é possível observar que os objetivos propostos no presente trabalho foram alcançados com êxito, mostrando que as baixas refletividades tendem a agregar de forma significativa na indústria do petróleo, independente se em uma fase inicial de exploração ou em uma fase mais desenvolvida de produção.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, **Búzios - Plano de Desenvolvimento Aprovado**, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/buzios.pdf>>. Acesso em 20/03/2022.

ANSTEY, N. A., **Seismic Interpretation: The Physical Aspects**. Boston (International Human Resources Development Corp.). Springer Science+Business Media Dordrecht, 1977.

AZEVEDO, L., SOARES, A., **Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics**. Springer, 2017.

BARNES, A. E., **Handbook of Poststack Seismic Attributes**. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, 2016.

BULHOES, E., AMORIM, W. N., **Princípios da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA)**. 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, 2005.

CALDAS, M. F., ZALÁN, P. V., **Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil**. B. Geociências, Petrobras, Rio de Janeiro, v.17, n. 2, p.227-248, 2009.

CANNON, S., **Petrophysics: A Practical Guide**. Wiley-Blackwell, Edition 1, United Kingdom, 2016.

CANNON, S., **Reservoir Modelling: A Practical Guide**. John Wiley & Sons, United Kingdom, 2018.

CASTRO, T. M., **Avaliação dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brasil, 2019.

CHANG, H. K., ASSINE, M. L. CORRÊA, F. S. TINEN, J. S., VIDAL, A. C., KOIKE, L., **Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.** Revista Brasileira de Geociências, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46, 2008.

CHOPRA S., MARFURT, K. J., **Enhancing interpretability of seismic data with spectral decomposition phase componentes.** New Orleans Annual Meeting, SEG, Resumo Expandido, p. 1976-1980, 2015.

CHOPRA S., MARFURT, K. J., **Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization.** Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, v. 2, s. 9, 2007.

CHOPRA S., MARFURT, K. J., **Spectral decomposition and spectral balancing of seismic data.** The Leading Edge, SEG, p. 176-179, 2016.

FERNANDEZ, R. O., **Bacia de Santos.** Superintendência de Definição de Blocos, 15ª Rodada DE Licitações de Petróleo e Gás, ANP, Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

FREITAS, V. A., VITAL, J. C. S., RODRIGUES, B. R., **Source rock potential, main depocenters and CO₂ occurrence in the pre-salt section of Santos Basin, southeast Brazil.** Journal of South American Earth Sciences 115, 2022.

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

HERRON, D. A., **First Steps in Seismic Interpretation.** Society of Exploration Geophysicist, v.8, s.3, Tulsa, Oklahoma, 2011.

HUANG, X., GRIFFITHS, C.M., LIU, J., **Recent development in stratigraphic forward modelling and its application in petroleum exploration.** Australian Journal of Earth Sciences, p.903-919, 2015.

KEAREY, P., BROOKS, M., HILL, I., **An introduction to geophysical exploration.** Blackwell Science Ltd, United Kingdom, 2002.

KHONDE, K., RASTOGI, R., **Recent Developments in Spectral Decomposition of Seismic Data (Techniques and Applications): A Review.** 10th Biennial International Conference & Exposition, Kochi, 2013.

LIANG, C., CASTAGNA, J., BENADENTOS, M., **Reflectivity decomposition: theory method, synthetic example and application in the Midland Basin.** International Exposition and 89th Annual Meeting, SEG, p. 3299-3302, 2019.

LIANG, C., CASTAGNA, J., BENADENTOS, M., **Reflectivity decomposition: Theory and application.** Tools, techniques and tutorials, SEG, p. B7-B23, 2021.

LIMA, J. V., MOHRIAK, W., **Análise Regional Geofísica e Geologica das Estruturas Profundas na Bacia de Santos.** 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brasil, p. 367-370, 2013.

LIMA, O. A. L., **Propriedades Físicas das Rochas – Bases da Geofísica Aplicada.** Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, RJ, 2014.

LUIZ, J. G., SILVA, L. M. C., **Geofísica de prospecção.** Universidade Federal do Pará, Cejup, v.3, 1995.

MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V., GAMBOA, L. A. P., **Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, exploração, resultados e perspectivas.** Brazilian Journal of Geophysics, v. 13(3), p. 351-396, 2000.

MITCHUM, R., M., VAIL, P., R., SANGREE, J., B., **Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 6. : stratigraphic interpretations of seismic reflection patterns in depositional sequences.** AAPG Mem 26: p.117-133, 1977.

MOHRIAK, W. U., **Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira.** Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, CPRM, Brasília, p. 87-94, 2003.

MOREIRA, J. L. P., MADEIRA, C. V., GIL, J. A., MACHADO, M. A. P., **Bacia de Santos**. B.Geociências, Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p.531-549, 2007.

NUNES, A. B., **Correlação entre NMR e Cromatografia Avançada na Avaliação de Formações do Andar Alagoas da Bacia de Santos, Campo de Búzios**. Petrobras.

PEDERSEN, S. I., RANDEN, T., SONNELAND, L., STEEN, Ø., **Automatic fault extraction using artificial ants**. SEG Technical Program Expanded Abstracts : 512-515, 2002. <<https://doi.org/10.1190/1.1817297>>

PENDREL, J., **Seismic Inversion – The Best Tool for Reservoir Characterization**. Jason Geosystems Canada, 2001.

PETROBRAS, **Avançamos no desenvolvimento do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos**. 2020. <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/avancamos-no-desenvolvimento-do-campo-de-buzios-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>

RIBEIRO DA SILVA, S. F. C., FIGUEIREDO, J. J. P., COELHO, P. H., BORGHI, L., **Evolução Tectonoestratigráfica da Formação Barra Velha na Área dos Campos de Lapa e Sapinhoá, Bacia de Santos – Brasil**. Revista Geociências, UNESP, São Paulo, v. 40, n. 1, p. 55-69, 2021.

RIBEIRO, H. J. P. S., **Estratigrafia de Sequências – Fundamentos e aplicações**. Brasil, 2001.

RICCOMINI, C., SANT'ANNA, L. G., TASSINARI, C. C. G., **Pré-sal: Geologia e Exploração**. Revista USP, São Paulo, n.95, p.33-42, 2012.

ROBINSON, E. and TREITEL, S., 1980. Geophysical Signal Analysis. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs ISBN 0-13-352658=5.

SANTOS, R. A., SILVA, J. R. B., ALVES, E. C., ALVARENGA, M. V. S., **Geoscientific Interpretation of Seismic Data: Revealing the Unknown Background**. Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 2018.

SANTOS, R. A., SILVA, J. R. B., ALVES, E. C., ALVARENGA, M. V. S., **Seismic Data Qualifying for Fracture Detection Along E&P Interpretation Processes**. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brasil, p. 19-22, 2019.

SANTOS, R. A., SILVA, J. R. B., ALVES, E. C., **Following Fluids using Effective DHI Seismic Volumes**. 9th Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, Brasil, 2022.

SCHLUMBERGER, **Petrel Geophysics**. 2011.

SEGWIKI, **Spectral Decomposition**. Society Exploration Geophysics, 2019.
<https://wiki.seg.org/wiki/Spectral_decomposition>

SIMM, R., BACON, M., **Seismic Amplitude: Na Interpreter's Handbook**. Cambridge University Press, New York, United States of America, 2014.

SOUZA, Iata Anderson de. **Falhas de transferência da porção norte da Bacia de Santos interpretadas a partir de dados sísmicos: sua influência na evolução e deformação da bacia**. 156 f. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, 2008. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/102986>>

SOUZA, L. S., SGARBI, G. N. C., **Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural**. Boletim de Geología, Universidad Industrial de Santander, v. 41, n.1, 2019.

SYLVESTER, Z., CANTELLI, A., PIRMEZ, C., **Stratigraphic evolution of intraslope minibasins: Insights from surface-based model**. Boletim AAPG, v. 99, n. 6, p. 1099-1129, 2015.

VARHAUG, M., **Basic Well Log Interpretation**. Oilfield Review, 2016.

VEEKEN, P. C. H., DA SILVA, M., **Seismic inversion methods and some of their constraints**. First break, EAGE, v. 22, 2004.

WANG, Y., **Seismic Inversion - Theory and Applications**. John Wiley & Sons, United Kingdom, 2017.

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

YILMAZ, O., Seismic Data Analysis – Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v. 1, 2001.