



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIENCIAS



EDUARDO DE SOUZA DA CUNHA

ANÁLISE DE ATENUAÇÃO SISMICA APLICADA AO CAMPO DE
MARLIM

MONOGRAFIA

CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

Niterói

2022

Eduardo de Souza da Cunha

Análise de atenuação sísmica aplicada ao campo de Marlim

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

Universidade Federal Fluminense - UFF

Departamento de Geologia e Geofísica

Graduação em Geofísica

Orientador: Dr. Rogerio de Araujo Santos

Niterói

2022

Eduardo de Souza da Cunha

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

C972a Cunha, Eduardo de Souza da
Análise de atenuação sísmica aplicada ao campo de Marlim
/ Eduardo de Souza da Cunha. - 2022.
127 f.: il.

Orientador: Rogério de Araujo Santos.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)-Universidade
Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2022.

1. Atenuação sísmica. 2. Qualificação Sísmica. 3.
Sistema Petrolífero. 4. Interpretação sísmica. 5.
Produção intelectual. I. Santos, Rogério de Araujo,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD - XXX

Análise de atenuação sísmica aplicada ao campo de Marlim

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

Comitê avaliador:

Dr. Rogerio de Araujo Santos
(Orientador – UFF)

Dr. Arthur Ayres Neto
(LAGEF - UFF)

Msc. Cleber Salles Goulart
(3R Petroleum)

Msc. Marcos Pimentel Mendes
(3R Petroleum)

Niterói

2022

*“The woods are lovely, dark and deep,
But I have promises to keep,
And miles to go before I sleep,
And miles to go before I sleep.”*

Robert Frost

Stopping by Woods on a Snowy Evening (1922)

Agradecimentos

Agradeço, a meu pai, Eduardo Conceição da Cunha, a minha mãe Miriam de Souza da Cunha e a minha irmã Clara de Souza da Cunha, que sempre acreditaram em mim. Aos meus amigos mais próximos que me incentivaram a me dedicar. Sou grato a todas as experiências que me levaram a tomar o caminho que sigo hoje. Sou eternamente grato as oportunidades de trabalho que eu tive ao longo do tempo.

Destaco a importância da influência de certas pessoas na minha vida, além da minha família, que fizeram com que eu aprendesse a lidar com as mais diversas situações. Agradeço imensamente aos meus antigos colegas de trabalho e amigos de faculdade.

Me considero uma pessoa muito sortuda por encontrar pessoas que contribuem de forma positiva para o meu crescimento. Como Cleber Goulart, meu gestor de estágio, que nunca falha em ter a paciência, conhecimento e disponibilidade para me auxiliar nos mais diversos assuntos.

É imenso impacto deixado pelos professores do curso de graduação, destacando o meu orientador Rogerio Santos, que sempre teve a paciência e simplicidade de um grande sábio para explicar os complexos dos conceitos para seus alunos. Agradeço a toda estrutura da universidade e seus funcionários, que auxiliam na formação de todos os alunos.

Sou muito grato a grande oportunidade de poder trabalhar com grandes profissionais na 3R Petroleum, em que a cada dia aprendo com pessoas incríveis. Mais uma vez expresso o profundo agradecimento a companhia 3R Petroleum que disponibilizou a principal ferramenta de trabalho, o Petrel da Schlumberger. Concomitantemente, foi feito o uso da mesma ferramenta, dentro das instalações da Universidade Federal Fluminense (UFF). Com o direcionamento do Rogerio Santos, orientador, foram desempenhadas as tarefas descritas na seguinte seção. Deixo meus agradecimentos, também a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelos dados utilizados.

Resumo

Uma das maiores motivações iniciais ao se analisar dados sísmicos é gerar produtos que possibilitem o mapeamento de estruturas geológicas e petrofísicas com qualidade. O método sísmico usualmente utilizado na exploração de hidrocarbonetos é o de reflexão da onda P, tanto pela boa penetração das ondas de corpo na subsuperfície terrestre como pela sua abrangência espacial. Um dos problemas enfrentados é existência de ruídos coerentes. A perda de energia da onda sísmica durante a sua propagação é causada, entre outros fatores, por atenuações intrínseca e aparente. Enquanto a primeira é muito estudada e reproduzida em laboratórios, a segunda é pouco tratada nos processamentos de sinais e não são reproduzidas em laboratórios na frequência sísmica. Um dos objetivos deste trabalho é aumentar a razão sinal/ruído (S/R) de um dado já migrado, por meio de técnicas que eliminem fortes amplitudes de ruídos coerentes remanescentes e otimizar a visualização de eventos com foco na petrofísica e então, implementar técnicas já conhecidas para mapear regiões de interesse. Dentre os aspectos petrofísicos mais estudados mundialmente, estão aqueles que buscam indicadores diretos de hidrocarbonetos a partir do dado sísmico. Efeitos de fluidos nas rochas estão, em geral, relacionados a variações sutis de amplitudes, que implicam em baixas refletividades fluídicas imersas em altas refletividades litológicas e ruídos coerentes. A qualificação sísmica, como descrito por Santos et al (2019), será o principal método de processamento para lidar com tais efeitos. Esse método se dedica a atenuar ruídos e sinais sem interesse científico no estudo, todos de alta energia e evidenciar os eventos primários de baixa amplitude relacionados a baixas refletividades, utilizando operadores de níveis de amplitude que melhor se ajustam ao dado para melhorar a visualização de eventos primários que estejam imersos em ruídos coerentes. A partir da qualificação sísmica e posterior inversão, é gerado um cubo DHI em que os elementos do sistema petrolífero como reservatório, selo, migração e retenção podem ser melhor compreendidos. Aqui serão aplicadas técnicas para reduzir o efeito da atenuação sísmica e interpretar dados do campo de Marlim, situado na Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro, Brasil.

Palavras-chave: Atenuação; ruídos coerentes; absorção; Bacia de Campos; sísmica; Marlim; Qualificação sísmica; DHI; Migração de Fluidos.

Abstract

One of the biggest initial motivations when analyzing seismic data is to generate products that allow the mapping of geological and petrophysical structures with quality. The seismic method usually used in the exploration of hydrocarbons is the reflection of the P wave, both because of the good penetration of the body waves in the terrestrial subsurface and because of their spatial range. One of the problems faced is the existence of coherent noise. The energy loss of the seismic wave during its influence is caused, among other factors, by intrinsic and apparent attenuations. While the first is much studied and reproduced in laboratories, the second is little treated in signal processing and is not reproduced in laboratories with seismic frequency. One of the objectives of this work is to increase the signal/noise (S/N) ratio of data already migrated, through techniques that eliminate strong amplitudes of remaining consistent noise and optimize the visualization of events with a focus on petrophysics and then, implement techniques already known to map regions of interest. Among the most observed petrophysical aspects worldwide are those that seek direct indicators of hydrocarbons based on seismic data. Fluid effects on rocks are, in general, related to subtle amplitude variations, which imply low fluidic reflectivities immersed in high lithological reflectivities and coherent noise. Seismic qualification, as described by Santos et al (2019), will be the main processing method to deal with such effects. This method is dedicated to attenuating noise and signals of no scientific interest in the study, all of high energy, and to highlight the primary events of low amplitude related to low reflectivities, using operators of amplitude levels that best fit the data to improve the visualization of events primarily that they are immersed in coherent noise. From the seismic qualification and subsequent inversion, a DHI cube is generated in which the elements of the petroleum system such as reservoir, seal, migration and retention can be better understood. Here, techniques will be applied to reduce the effect of seismic attenuation and interpret data from the Marlim field, located in the Campos Basin, state of Rio de Janeiro, Brazil.

Keywords: Attenuation; signal to noise ratio; absorption; Campos Basin; reflection seismic; marlin; Seismic qualification; DHI; Migration.

Lista de Figuras

Figura 1: Localização da Bacia de Campos limitada pelos Altos de Cabo Frio e de Vitória.	15
Figura 2: Perfil batimétrico do Bacia de Campos indicando o campo de Marlim.	16
Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. Coluna estratigráfica da Bacia de Campos.	17
Figura 4: Coluna estratigráfica da Bacia de Campos).....	18
Figura 5: Produção total acumulada de Petróleo e Gás das dez primeiras bacias.	24
Figura 6: Seção geológica regional da Bacia de Campos.	25
Figura 7: Localização do campo de Marlim na costa do Rio de Janeiro.	26
Figura 8 Carta estratigrafica da Bacia de Campos de destacando o principal reservatório.....	28
Figura 9:Distribuição espacial das fácies sedimentares superficiais da Bacia de Campos.....	29
Figura 10: Produção total de petróleo (bbl) e gás natural (Mm3) do campo de Marlim.	30
Figura 11: Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria da crosta.	32
Figura 12: O decaimento inevitável em amplitude associada com a divergência geométrica	33
Figura 13: Realidade de uma sequência de camadas.	35
Figura 14: O efeito da absorção no domínio do tempo, sobe a suposição de fase mínima.	37
Figura 15: Perda de transmissão através de um número de interfaces..	38
Figura 16: Esquematização da visualização do pulso de energia emitido pela fonte.....	40
Figura 17: Uma camada fina básica definida entre interfaces tendo CR o intermitentes.....	41
Figura 18: Representação dos fatores envolvidos para formação do traço sísmico.	42
Figura 19 Um perfil idealizado, paralelo ao mergulho deposicional.	49
Figura 20: Configurações de reflexão das fácies sísmicas na Bacia de Taranaki	51
Figura 21: Esquema de padrões de configurações geométricas de fácies sísmicas.....	52
Figura 22: Slice -1464 demonstrando a aplicação do atributo de Variância no dado PSDM de Marlim. ...	56
Figura 23: Slice -1464 mostrando o dado original e a aplicação dos atributos Dip e Azimuth no mesmo...57	57
Figura 24: Área do levantamento sísmico de Marlim, R0255_MARLIM_ALTA_RES_1A_PSDM.3D.....	58
Figura 25: Volume sísmico de Marlim.	58
Figura 26: Fluxo de trabalho com os dados de poço.	60
Figura 27: Componentes qualitativos do dado sísmico.....	62
Figura 28: Etapas reproduzidas para chegar no cubo DHI efetivo.	66
Figura 29: Slice 2988 mostrando os poços escolhidos para fazer a correlação estratigráfica.	67
Figura 30: Perfil do poço 7-MRL-16D mostrando a identificação da Formação Carapebus.	68
Figura 31: Perfil do poço 7-MRL-53-RJS mostrando a interpretação da Fm. Ubatuba.	69
Figura 32: Perfil do poço 7-MRL-21D-RJS destacando ARN MARLIM.	70
Figura 33: Gráfico de dispersão entre a porosidade e GR, distribuídos pelo perfil de densidade.	71
Figura 34: Relação entre o perfil sônico, a resistividade e GR destacando os grupos identificados.	71
Figura 35: Relação entre a densidade, GR e perfil sônico compressional.	72
Figura 36: Gráfico de dispersão da Formação Carapebus: DT vs NPHI vs RHOB.	73
Figura 37: Gráfico da relação do perfil de porosidade, raios gama e resistividade.	74
Figura 38: Exemplo de amarração com o poço 7-MRL-25D-RJS.....	75
Figura 39: Extração dos valores (a) PSDM e (B) Qualificado na posição, do poço MRL 16.	76
Figura 40: Realce da distribuição de refletividades negativas do processo de qualificação sísmica	77
Figura 41: Amplitudes PSDM em função das densidades.	78
Figura 42: Melhor correlação entre valores de baixas densidades com as refletividades negativas.	78
Figura 43: A correlação entre valores de baixas magnitudes de GR com refletividades negativas.	79
Figura 44: Dados PSDM possibilidade discriminatória de amplitudes	79
Figura 45: Gráfico de amplitudes em função de DT sônico, agrupados por Rhob	80
Figura 46: Baixas Refletividades distribuídas em função de dt sônico.....	80
Figura 47: Baixas refletividades podem estar associadas a fluidos.....	81
Figura 48: Baixas refletividades podem estar associadas a fluidos.....	81
Figura 49: Comportamento de porosidade efetiva (PHIE).....	82
Figura 50: DT vezes DHI BR em função das próprias baixas refletividades, agrupadas por densidades ...	82

Figura 51: RHOB vezes DHI BR em função das próprias baixas refletividades, agrupadas por DT.....	83
Figura 52: Espectros de potencias dos dados trabalhados.....	84
Figura 53: Inline 705 com os horizontes mapeados	85
Figura 54: Inline 519 comparando o volume original (direita) com o volume qualificado (direita)	86
Figura 55: Interpretação da Fm. Carapebus no volume original (direita) e no volume atenuado a 84 dbs.....	86
Figura 56: Superfície da Fm. Carapebus com exagero vertical em 4x.	87
Figura 57: Inline 655 no volume qualificado (esquerda) e no volume original (direita) interpretada	88
Figura 58: Superfície da Fm. Ubatuba com exagero vertical de 4x.	88
Figura 59: Inline 470 no volume atenuado (esquerda) e no volume original apontando o Marco Azul	89
Figura 60: Superfície do Marco Azul.	89
Figura 61: Superfície do Cretaceo Superior com e 4x o exagero vertical.	90
Figura 62: Superfície do Cretáceo Superior mostrado contra o perfil de velocidade.	90
Figura 63: Interpretação do Topo do Sal com a ajuda da seção de velocidade.....	91
Figura 64: Superfície do Topo do Sal vista com exagero vertical de 4x	91
Figura 65: Slice - 1356 ilustrando as falhas mais influentes no sistema	92
Figura 66: Slice - 1904 apresentando as mesmas falhas.....	93
Figura 67: Slice -4468 apresentando a continuidade azimutal das falhas mapeadas.	93
Figura 68: Cubo efetivo DHI com duas seções transversais.	96
Figura 69: Superfície sísmica em DHI BR, equivalente ao Marco Azul.....	97
Figura 70: Modelo da camada de DHI BR 4 camadas abaixo da discordância.....	98
Figura 71: Selos são basicamente indicados por valores mais baixos (próximos a 1).....	99
Figura 72: Superfície do Marco Azul feita através do volume DHI BR	100
Figura 73: Depth slice próximo ao topo do reservatório das areias Marlim.	101
Figura 74: Possível presença de reservatórios detectados associáveis a fluidos.	102
Figura 75: Realce da importância, ainda que visual apenas, da qualificação sísmica.....	103
Figura 76 Discriminação de refletividades geradas pelo processo de inversão DHI BR	104
Figura 77: Flat spots sugeridos no dado DHI BR (a) e confirmado pelo dado sintético de 15Hz (b)	105
Figura 78: Detecção sísmica de baixas refletividades em Marlim com seção Inline do dado qualificado..	106
Figura 79: Distribuição geométrica e possivelmente petrofísica, de reservatórios Marlim.	107
Figura 80: Detecção sísmica de baixas refletividades dos reservatórios Marlim.	108
Figura 81: Modelo de 50 camadas com terminações proporcionais	109
Figura 82: (a) possibilidade de fluidos acumulados e (b) possíveis rotas alimentadoras.....	110
Figura 83: Conjunção de imagens, modelo sismoestratigrafico com DHI BR.....	111
Figura 84: Principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância do Topo do Cretáceo. .	112
Figura 85: Sobre o mesmo dado mostrado na Figura 84, agrupados por azimutecores de azimutes	113
Figura 86: Comparação entre o dado sísmico full PSDM e uma distribuição sismofaciológica de 84dBs..	114
Figura 87: Inline de amplitude PSDM Full (a) e uma equivalente seção sintética de 15Hz (b)	115

Lista de Tabelas

Tabela 1 Parâmetros de reflexão sísmica utilizados em sismoestratigrafia (Retirado de.....	50
Tabela 2 Parâmetros de aquisição do volume sísmico 3D de Marlim.....	59
Tabela 3 Relação dos poços a serem utilizados.	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
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

Resumo	7
Abstract	8
1 Introdução	12
2 Área de Estudo	14
2.1 Bacia de Campos	14
FASE RIFT	19
TRANSIÇÃO	20
SEQUÊNCIA PASSIVA	21
2.2. Marlim	26
2.2.1 Desenvolvimento sedimentar	27
2.2.2 Desenvolvimento do sistema petrolífero	30
3 Base teórica	31
3.1 Sísmica de reflexão	31
3.2 Divergência Esférica	32
3.3 Coeficientes de Reflexão	34
3.4 Absorção da Onda Sísmica	36
3.5 Perda de Transmissão entre interfaces	37
3.6 Efeito de reflexões múltiplas	39
3.6.1 Múltiplas Internas	42
3.6.2 Atenuação Aparente	43
3.7 Base petrofísica	44
3.8 Sismoestratigrafia	49
3.9 Sistema Petrolífero	53
3.10 Atributos Sísmicos em sistemas petrolíferos	55
3.10.1 Variância	56
3.10.2 Dip e Azimut	56
4 Metodologia	57
4.1 Apresentação dos dados	57
4.2 Procedimentos Operacionais	60
4.2.1 Tratamento dos dados de poço	60
4.3 Qualificação Sísmica	61
4.4 Ruídos Coerente e Incoerentes	62
4.5 Inversão Sísmica	63
4.6 Modelagem Sismoestratigráfica	67
5 Resultados	67

5.1 Correlação estratigráfica	67
5.2 Amarração de Eventos sísmicos com os perfis de poços	74
5.3 Análise de Baixas Refletividades sísmicas correlacionadas a poços.....	75
5.4 Comparação de amplitudes PSDM e Facies BR (qualificado).....	75
5.5 Comparação de amplitudes PSDM com valores de perfis de poços	77
5.6 Análise de Baixas Refletividades e correlação com Perfis	83
5.6.1 Análise espectral	83
5.7 Mapeamento sismoestratigrafico.....	84
5.8 Avaliação estrutural.....	92
5.9 Resultados para posterior investigação	94
5.9.1 Respostas do Modelo de Baixas Refletividades Relacionadas ao Sistema Petrolífero	94
5.9.2 Heterogeneidades Estruturais com Índícios de Migração ou de Selo.....	96
5.9.4 Indicadores de Camadas Impermeáveis	97
5.9.5 Indicadores de Rotas Migração	98
5.9.6 Indicadores de Selos.....	99
5.9.7 Falhas com Índícios de Migração ou Selo.....	100
5.9.8 Indicadores de Retenção de Fluidos	101
5.9.9 Indicadores de Reservatórios.....	102
5.9.10 Continuidade de Texturas de Feições Sismo-Deposicionais	103
5.9.11 Continuidade de Texturas de Falhas entre o Pré-sal e o Pós-sal	104
5.9.12 Definição de Contatos Óleo-Água a Partir de Baixas Refletividades.....	105
5.9.13 Detecção de Corpos Associáveis a Presença de Fluidos	106
5.9.14 Qualidade de Geometrias de Reservatórios por Anomalias	107
5.9.15 Amarração das Correlações com os Perfis de Poços.....	108
5.9.16 Correlação Gráfica entre Entrada e Saídas Atenuadas	109
5.9.17 Diferenciação entre de Fluidos em Zonas Porosas e Zonas Impermeáveis. “ <i>Pitfalls</i> ”	110
5.9.18 Identificação de Zonas de Fraturas Sub Sísmicas.....	111
5.9.19 Identificação de Barreiras de Permeabilidade dos Azimutes.....	112
5.9.20 Identificação de Sequências Deposicionais e seus Azimutes	113
5.9.21 Identificação de Fácies sísmicas sutis.....	114
6 Conclusão.....	116
7 Referências Bibliográficas	117

1 Introdução

Geofísica pode ser definida como qualquer estudo que faça uso de uma ou mais propriedades físicas das rochas para investigar a subsuperfície da Terra. No início do século XIX, em 1807, foi fundada a Sociedade Geológica de Londres, a primeira organização dedicada a entender o sistema terra. Embora alguns tratem a Geofísica como uma subárea da Geologia, e assim resumindo a Geofísica a alguns métodos de exploração de recursos naturais, deve-se entender a Geofísica como uma ciência, que está em constante evolução. De fato, em seus objetivos a Geofísica aproxima-se da Geologia, mas, de acordo com seus métodos, ela está alinhada com a Física. Aqui, temos que considerar que as particularidades do sistema Terra fazem com que a observação dos fenômenos físicos esteja sujeita a uma variável, a escala do tempo geológica, que não encontra paralelo na maioria das observações de laboratório. A geofísica é, portanto, por si só como uma ciência e que se caracteriza pela multidisciplinaridade.

Em 1859 na Pensilvânia, Estados Unidos, nasceu a indústria moderna de óleo e gás que conhecemos hoje. Quando Edwin Drake e James Townsend descobriram petróleo acidentalmente ao fazer uma prospecção em busca de sal. Eles foram os primeiros a desenvolver uma técnica para extração de óleo. Ao longo dos anos a geofísica vem sendo cada vez mais usada e implementada por novas tecnologias para melhorar o nível de detalhe de mapas geológicos e assim extrair informações de grande importância. O presente estudo visa mostrar a utilização de diversas propriedades e fenômenos físicos para caracterizar um fluxo de atenuação de ruídos de dados sísmicos reais 3D do campo de Marlim na bacia de Campos.

O método conhecido como sísmica de reflexão, muito usado na prospecção de hidrocarbonetos, trata os dados registrados em função das propriedades elásticas das rochas que compõem as camadas geológicas para extrair informações que possam ser devidamente processados e utilizados para mapear com o mínimo grau de incerteza todo contexto geológico de uma determinada área. O grande objetivo de todo levantamento sísmico é que o dado registrado reflita perfeitamente todas as estruturas mapeadas e suas petrofísicas. Isso é algo que se acredita ser impossível, dado que o método é indireto e usa ferramentas as quais possuem um erro relativo inerente e por fatores externos aos equipamentos de registro. Tendo isso em mente, se fazem necessários estudos que entendam e corrijam, ou atenuem, esses erros.

De acordo com Santos et al (2019), a qualidade do imageamento sísmico é inversamente proporcional ao nível de ruído dos dados. Considerando que a onda sísmica tem a energia gradativamente absorvida e atenuada ao longo do meio em que se propaga, os efeitos da atenuação provocam uma queda de amplitude e perda do conteúdo de altas frequências do dado, o que pode resultar em dados com baixa resolução e baixa razão sinal-ruído. De acordo com o princípio da causalidade, a presença da atenuação é uma condição suficiente para a presença da dispersão (Aki e Richards, 1980). Corrigir os efeitos de atenuação é um passo crítico no pré-processamento sísmico.

A principal dificuldade relacionada a recuperar a energia perdida pela onda, a partir de modelos dos efeitos da atenuação, consiste em restaurar tal energia para os componentes de alta e baixas frequências, e otimizar a relação sinal/ruído. Num tratamento de dados interpretativo, após uma análise de amplitudes e construindo cenários de atenuação em dados empilhados em todos os offsets (full) a partir de patamares de redução de amplitudes em decibéis, é possível elaborar modelos descritivos de correlação entre a entrada (dado original) e algum dado sísmico com amplitudes reduzidas no tratamento interpretativo, no domínio do tempo ou da profundidade. Esta correlação pode ser realizada por um processo de inversão simples, possibilite aproximarmos respostas de refletividades derivadas da sísmica que, quando calibradas por perfis de poços, podem se aproximar muito das refletividades reais, que é tradicionalmente os objetivos de inversões acústicas e elásticas, estas muito mais complexas, teórica e computacionalmente (Santos et al, 2018).

Nas últimas décadas o avanço tecnológico contribuiu de forma excepcional para o desenvolvimento de diversas áreas do conhecimento. Na área da geofísica não foi diferente. Esses avanços em melhorar técnicas já conhecidas e criar técnicas tem se concentrado na aquisição e processamento, no caso do levantamento sísmico. No entanto, ainda existe uma grande dificuldade em atenuar eventos de alta amplitude relacionados a fenômenos associados à atenuação aparente do sinal sísmico. Incluídos nos efeitos dessa atenuação, estão as múltiplas internas, a conversão da onda P em S e fenômenos de transmissão e espalhamento da energia da onda sísmica.

Eventos ruidosos de altas amplitudes decorrentes da atenuação aparente são de difícil modelagem e atenuação nas etapas de tratamento do sinal sísmico, pois eles são extremamente dependentes da compreensão e representação efetiva em alta resolução das velocidades sísmicas intervalares, que demandam algoritmos de modelagem e operações inversas, como as tomográficas, de altíssima complexidade espacial e difícil representação pelas frequências

sísmicas finais representadas pelo empilhamento de traços sísmicos com respostas de sinais tradicionalmente correlacionáveis a grandes profundidades de investigação geofísica, como as observáveis em bacias sedimentares geradoras de petróleo.

Os depósitos do pós sal em Marlim eram os maiores até a descoberta dos depósitos de pré sal na bacia de Santos. Atingindo uma lâmina d'água de 1050 metros e com seus 257,63 km², o campo de Marlim não alcança nem a metade da extensão do campo de Búzios por exemplo, mas ainda assim apresenta grandes desafios técnicos e científicos para os geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório.

Neste trabalho será analisada a resposta de amplitude sísmica primária a indicadores de petróleo, naturalmente sutis, em seus aspectos relacionados a suas principais geometrias e magnitudes, que possam conduzir à investigação exploratória não somente na construção e resposta do sinal de um reservatório na trapa, mas também a resposta sísmica de outros elementos de um sistema petrolífero integrado, como migração secundária ou terciária, selo, carga e retenção de fluidos.

2 Área de Estudo

2.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos, a mais importante em termos de produção, está localizada na margem sudeste do Brasil. A atividade exploratória na Bacia de Campos começou por volta de 1958, com levantamentos sísmicos de reconhecimento e perfuração do primeiro poço estratigráfico (2-CST-1-RJ). As armadilhas são dos tipos estrutural, misto e estratigráfico, e são frequentes as alterações nas características permoporosas e mudanças repentinas de espessura dos reservatórios (Peres & Arso, 1986).

A estratigrafia da Bacia de Campos é tradicionalmente dividida em três grandes unidades tectônico-sedimentares ou megassequências: Sequência Rifte, Sequência Transicional ou Pós-Rifte e Sequência de Margem Passiva ou Drifte (Winter *et al.*, 2007; Guardado *et al.*, 1989). Alguns autores como Kiang *et al.* 1992, Almeida 1967 e 1969 descrevem a evolução tectônica da margem sudeste brasileira incrementando cada etapa da fase desde o rompimento do Gondwana até o estado atual das placas. É uma ótima forma de entender a dinâmica tectônica que forma as bacias marginais e suas principais falhas

Fazendo parte do conjunto de bacias marginais brasileiras, a Bacia de Campos abrange uma área total de aproximadamente 100 mil km², dos quais apenas 500 km² situam-se na área emersa. A Bacia de Campos situa-se entre a costa norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo, estando compreendida entre os paralelos 21 e 23 sul. Seu limite norte corresponde ao Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo, enquanto seu limite sul com a Bacia de Santos se dá pelo Alto de Cabo Frio (Rangel *et al.*, 1994).

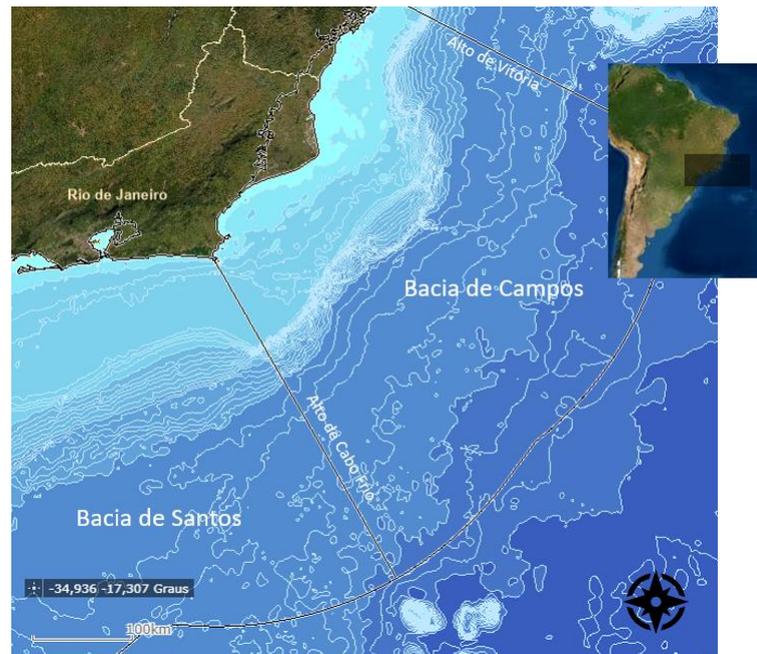


Figura 1: Localização da Bacia de Campos limitada pelos Altos de Cabo Frio e de Vitória.

A oeste pelos afloramentos de rochas ígneas e metamórficas pertencentes à Faixa Ribeira que compõem seu embasamento, e a leste pelo acunhamento dos sedimentos em direção à planície abissal oceânica. Em seguida, são descritos os principais aspectos sedimentares e tectônicos da bacia e, ao final, é apresentada uma síntese evolutiva (Castro e Picolini, 2014).

Nesse contexto esta seção se conterà a prover um entendimento da formação da Bacia de Campos trazendo a luz apenas as principais forças tectônicas para que mais a frente este assunto seja retomado com mais afinco.

Será, então, separado desenvolvimento tectônico da Bacia de Campos em Fase Rift, Fase Transicional e Fase de Sedimentação Marinha como feito por Castro e Picolini (2014), sendo que cada uma atua diferencialmente na atenuação da onda sísmica, em função de seus conjuntos individuais de sedimentos, interfaces de diferentes impedâncias acústicas, compactação e outros fatores.

A Bacia de Campos é considerada de tipo margem divergente e sua evolução relaciona-se a um contexto geotectônico extensivo, que se estabeleceu em razão da separação entre as placas tectônicas da América do Sul e da África. Seu registro geológico data desde o Eocretáceo até os dias atuais (Milani e Thomaz Filho, 2000; Dias *et al.*, 1990).

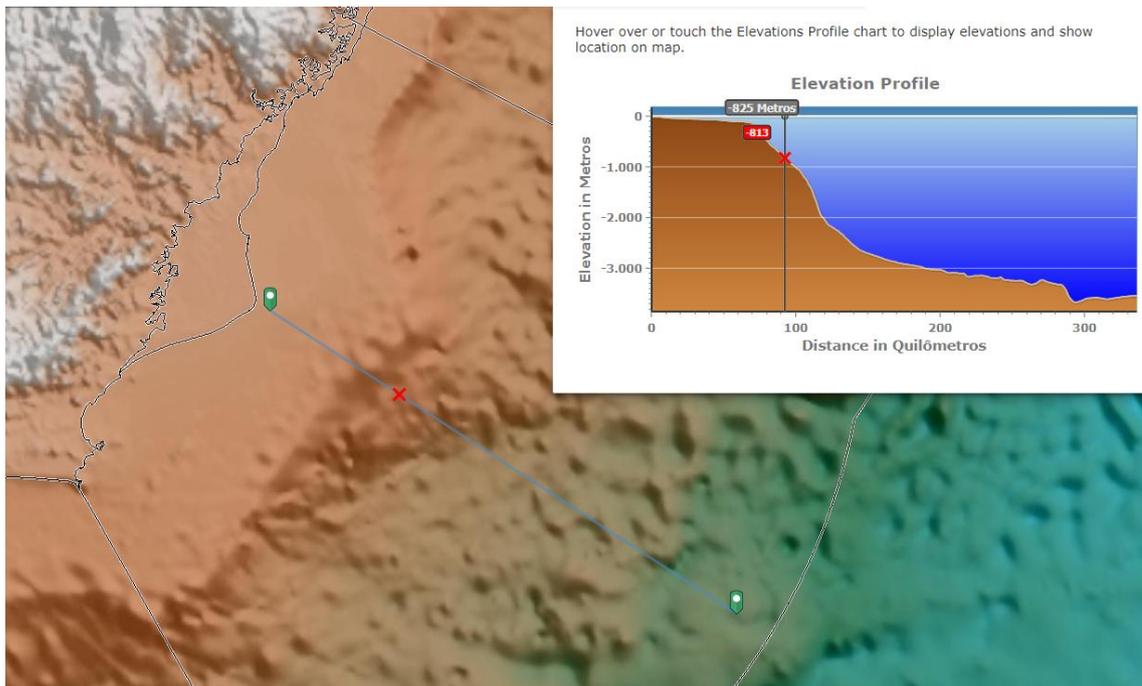


Figura 2: Perfil batimétrico do Bacia de Campos indicando o campo de Marlim. Fonte: CPRM GeoSBG.

O embasamento é segmentado e por falhas normais, antitéticas e sintéticas, falhas transcorrentes e zonas de acomodação que controlam a ocorrência de riftes, horsts e grabens. Desse modo são construídas as compartimentações da bacia. É essencialmente uma dinâmica estrutural bastante complexa.

Na carta estratigráfica são ilustradas as principais estruturas subjacentes a bacia, com destaque para o Alto de Cabo Frio, o Alto Regional de Badejo, os Altos Intermediário e Externo e os Baixos de São João da Barra, Corvina-Parati e Externo.

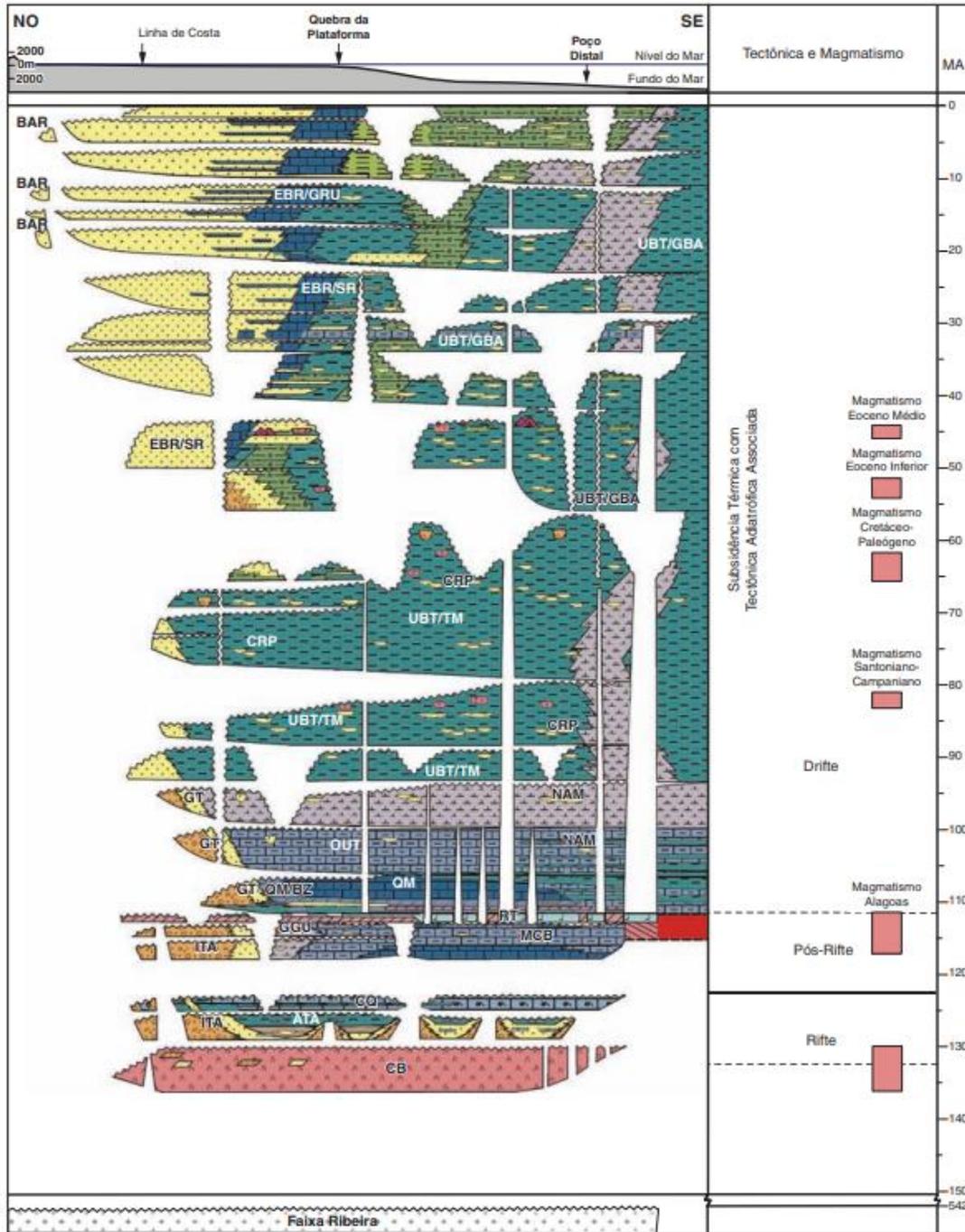


Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. Coluna estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).

Esse contexto resultou no desenvolvimento de três grandes domínios estruturais: distensional (em águas rasas), translacional (em águas profundas) e compressional (em águas ultra profundas) para a sequência mais jovem. Esses domínios são caracterizados por falhamentos normais lístricos com anticlinais de compensação (*rollovers*) associados, sintéticos e antitéticos, estruturas do tipo jangadas, anticlinais relacionados à halocinese, além de falhamentos transcorrentes e inversos (Guardado *et al.*, 1989). Estes falhamentos normais lístricos são de suma importância para a migração do óleo para os reservatórios do pós sal, como será melhor explicado nas seções seguintes.

FASE RIFT

A estrutura de um rift é um meio-graben composto por uma margem flexural e uma falha de borda. Eventos tectônicos em uma bacia rift geram subsidência da capa e soerguimento da lapa. Isso resulta na geração de espaço de acomodação e deposição de sedimentos, formando onlaps, que marcam a evolução do preenchimento da bacia (Kuchle & Sherer, 2010). Essa sequência engloba os andares Aratu, Buracica e Jiquiá, correspondentes ao Eocomiano, e contém rochas da Formação Cabiúnas e do Grupo Lagoa Feia constituídas entre 135 a 118 M.A. Está limitada, inferiormente, por não conformidade com o embasamento Pré-Cambriano e, superiormente, por discordância erosiva com a Sequência Transicional, conhecida como Discordância pré-Alagoas. Essa sequência representa uma fase de subsidência mecânica da bacia e se caracteriza pelo controle direto do arcabouço estrutural do embasamento e por sedimentação continental (Guardado *et al.*, 1989).

Na base, está presente a Formação Cabiúnas, que inclui basaltos toleíticos a subalcalinos e rochas vulcanoclásticas, como brechas e tufos. Esses litotipos se organizam em ciclos métricos com basaltos na base, brechas na porção intermediária e tufos no topo (Mizusaki *et al.*, 1988). Acima dessa unidade, ocorre o Grupo Lagoa Feia, cujas rochas advêm da associação de fan deltas, rios entrelaçados e lagos. Compõe-se de três formações principais: Itabapoana, Atafona e Coqueiros (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Itabapoana é composta por depósitos de leques deltaicos e fluviais, que incluem conglomerados e arenitos maciços, laminados ou com estratificação cruzada, de cor avermelhada, ricos em fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, geralmente compondo ciclos de afinamento com rochas pelíticas no topo. Associados a esses depósitos, são encontrados arenitos de granulometria fina, com laminação horizontal, além de marcas de ondas. Nas áreas marginais são encontrados argilitos e folhelhos avermelhados com marcas de dissecação. Os depósitos lacustres apresentam fácies proximais (calcarenitos bioclásticos, calcilutitos, siltitos e folhelhos) e distais (margas, calcilutitos e folhelhos escuros carbonosos) (Guardado *et al.*, 1989).

As formações Atafona e Coqueiros se caracterizam por fácies semelhantes, onde predominam depósitos lacustres, que apresentam arenitos, siltitos e folhelhos ricos em matéria orgânica. A Formação Atafona apresenta um intervalo de folhelhos, considerado importante gerador de hidrocarbonetos, denominado Folhelho Buracica. A Formação Coqueiros, por sua vez, apresenta o principal intervalo gerador na Bacia de Campos, comumente designado de Folhelho Jiquiá (Mello e Maxwell, 1990; Mello *et al.*, 1995).

Os depósitos lacustres da Formação Coqueiros incluem fácies proximais constituídos de calcirruditos e calcarenitos bioclásticos denominados coquinas, que são considerados importantes reservatórios de petróleo nessa Sequência Rife (Guardado *et al.*, 1989).

TRANSIÇÃO

Início do processo de separação dos dois novos continentes por um centro de espalhamento e formação de um grande golfo com águas muito salinas. Ressecamentos periódicos resultam em precipitação de evaporitos formando grandes depósitos de sal (halita). Neste momento há, também, a ocorrência de rochas carbonáticas com boas condições de se tornarem reservatórios.

Constitui a parte superior do Grupo Lagoa Feia e corresponde à parte superior do Andar Alagoas, de idade entre 118 e 112 M.A. Representa uma fase intermediária entre subsidência termal e mecânica, com sedimentação continental e marinha (Guardado *et al.*, 1989).

Tradicionalmente, é dividida em duas unidades principais: uma inferior, composta por rochas siliciclásticas e carbonáticas pertencentes aos membros Itabapoana, Gargaú e Macabu, e uma superior, composta por rochas evaporíticas, denominada Membro Retiro (Dias *et al.*, 1990).

As formações Itabapoana, Gargaú e Macabu são compostas por fácies proximais e distais que registram deposição por leques aluviais, rios e em mar raso. As fácies proximais incluem conglomerados polimíticos, com fragmentos de basalto, ígneas ácidas e metamórficas. As fácies distais incluem calcários estromatolíticos, laminitos, lamas carbonáticas e fácies retrabalhadas com intraclastos.

A Formação Retiro é composta, predominantemente, por sedimentos químicos que registram um ambiente com associação de lagunas e planícies de sabkha. As associações minerais mostram um zoneamento de áreas proximais para distais marcado por anidrita, anidrita/halita e anidrita/halita/carnalita/silvita. Essa distribuição é fruto de características físico-químicas deposicionais e da movimentação halocinética (Mohriak *et al.*, 2008).

SEQUÊNCIA PASSIVA

Após a destrutiva fase transicional ocorre a megasequência conhecida como fase marinha, ou pós-rift, a cerca de 100 M.A. De acordo com Mohriak, Carneiro, Almeida & Bartorelli, esta é uma fase mais calma, em termos tectônicos. Como resultado da separação dos dois continentes ocorre a formação de um centro de espalhamento oceânico, com a separação das placas e início da deriva continental, com ambiente marinho inicialmente com águas rasas e quentes. O cenário deste seguimento apresenta um oceano bem desenvolvido, com zonas de fraturas e pontos de vulcanismo. Definem-se também depocentros com acúmulo de sedimentos continentais através de progradações siliciclasticas nas margens continentais.

Essa sequência é o registro de uma fase de subsidência térmica da bacia e sedimentação marinha franca, com restrita halocinese durante o Albiano. A partir do Cenomaniano, a movimentação do sal torna-se fundamental para o desenvolvimento da compartimentação estrutural da seção pós-sal, além de influenciar decisivamente a sedimentação e a formação de estruturas armazenadoras de petróleo (Dias *et al.*, 1990). Segundo Winter *et al.*, 2007, os grupos correspondentes da seção marinha na Bacia de Campos são; Macaé e Campos (Fm. Ubatuba, Carapebus e Emborê) e contém rochas sedimentares de idade Albiano ao Holoceno.

O Grupo Macaé assenta-se concordantemente sobre os evaporitos do Membro Retiro e, tradicionalmente, é dividido nas formações Goitacás, Quissamã, Imbetiba e Outeiro. A Formação Goitacás representa os ambientes proximais caracterizados pela associação de leques aluviais fan deltas, lagunas e praias. Na área norte da bacia, predominam os depósitos de leques aluviais, constituídos de conglomerados polimíticos e arenitos grossos a finos, geralmente cimentados por minerais carbonáticos. Na parte sul da bacia, predominam os depósitos de laguna, caracterizados por calcilitos, arenitos finos e pelitos, além de fácies de praia compostos por arenitos finos a médios, geralmente estratificados ou laminados (Guardado *et al.*, 1989).

A Formação Quissamã é composta por rochas carbonáticas de alta e baixa energia, apresenta um zoneamento ambiental da área proximal, caracterizada por rochas de composição mista siliciclástica-carbonática, para a distal, onde se desenvolveu uma fácies tipicamente carbonática. Segundo Castro e Picolini (2014), os litotipos carbonáticos incluem calcilitos com bioturbação, calcarenitos finos a grossos oolíticos e oncolíticos, derivados de sistemas de barras carbonáticas e interbarras, geralmente definindo ciclos de raseamento para o topo. Folhelhos e margas caracterizam a deposição mais distal dessa sedimentação carbonática. Os calcarenitos oolíticos e oncolíticos, depositados em bancos de águas rasas, são os principais reservatórios de hidrocarbonetos do Grupo Macaé.

A Formação Outeiro posiciona-se estratigraficamente acima da Formação Quissamã e ocorre de maneira discordante na área proximal e concordante na área mais distal. Registra uma sedimentação siliciclástica-carbonática condizente com oceano mais profundo. Suas rochas apresentam uma distribuição da base para o topo composta por calcilitos que gradam para intercalação de calcilitos com margas.

No topo desse membro, predominam folhelhos e margas. Há ocorrência de vazas de microfósseis e conteúdo moderado de matéria orgânica, o que condiz com a subida progressiva e acentuada do nível relativo do mar e melhor circulação das águas em relação à Formação Quissamã (Guardado *et al.*, 1989).

Intercalados a esses sedimentos finos, existem, corpos de arenito, originados por fluxos gravitacionais. Denominado Arenito Namorado, eles são importantes reservatórios de hidrocarbonetos. A ocorrência desses turbiditos evidencia um aumento da subsidência da plataforma e conseqüente incremento na movimentação salífera, que caracteriza a evolução da bacia a partir do Cenomaniano (Dias *et al.*, 1990; Guardado *et al.*, 1989).

Sobreposto às rochas do Grupo Macaé, posiciona-se abaixo do Grupo Campos, composto por rochas depositadas em ambientes proximais (Formação Emborê), marinhos distais (Formação Ubatuba) e depósitos turbidíticos (Formação Carapebus). A ocorrência desses turbiditos deve-se a quedas relativas do nível do mar, associadas possivelmente a: a) reativação tectônica do embasamento, com movimentações de blocos crustais na área da Serra do Mar, b) subsidência térmica da bacia, c) criação de condutos e minibacias associadas à movimentação salífera e d) variações eustáticas globais (Dias *et al.*, 1990).

A passagem do Grupo Macaé para o Grupo Campos, há 93 M.A., é caracterizada por discordância erosiva bem-marcada em quase toda a bacia, especialmente nas áreas proximais (Dias *et al.*, 1990; Guardado *et al.*, 1989).

A Formação Emborê é caracterizada por conglomerados polimíticos e arenitos grosseiros típicos de depósitos de leques aluviais, além de arenitos de contexto de praia, geralmente finos a médios, com estratificação cruzada e laminação marcada por linhas de minerais pesados. Nas posições de paleoborda de plataforma, desenvolveu-se uma plataforma carbonática, denominada Membro Siri, formada por bancos de algas vermelhas, com predomínio de calcirruditos bioclásticos. A Formação Ubatuba é caracterizada por depósitos finos típicos de sedimentação hemipelágica, incluindo folhelhos e margas, que se apresentam ricos em foraminíferos e nanofósseis calcários, muito empregados nas datações dos principais intervalos da bacia.

A Formação Carapebus corresponde a sedimentos arenosos submarinos depositados a partir de fluxos gravitacionais sedimentares (Middleton e Hampton, 1976), principalmente turbiditos. A espessura desses depósitos alcança desde poucas dezenas até centenas de metros. A textura dos sedimentos clásticos abrange desde conglomerados até arenitos muito finos, comumente associados a sedimentos lamosos (pelágicos/hemipelágicos e/ou de correntes turbulentas diluídas de baixa densidade), com depósitos subordinados de escorregamentos e fluxos de detritos (Guardado *et al.*, 1989). Desenvolvem complexos de canais submarinos formados por conjuntos de canais amalgamados ou segregados espacialmente (Moraes *et al.*, 2006). Os complexos de canais são comumente confinados em cânions e/ou em calhas (tectônicas, erosivas, entre outras).

Em regiões com redução significativa de gradiente, como em minibacias, ou quando os sedimentos alcançam o assoalho oceânico além do Alto Externo, é comum o desenvolvimento de complexos de espriamento, aprisionados ou terminais, que são dominados por canais distributários e lobos (Oliveira *et al.*, 2012). De forma subordinada, ocorrem complexos de retrabalhamento por correntes de fundo, que, em geral, tendem a formar intervalos interlaminais, comumente lamosos e intensamente bioturbados (Moraes *et al.*, 2007). O intervalo de tempo que abrange esses sedimentos se estende desde o Neocretáceo, quando as condições de águas profundas foram estabelecidas, até o presente. A Formação Carapebus abrange os principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, incluindo os campos gigantes de Roncador, Albacora, Albacora Leste, Barracuda e o complexo Marlim, que abrange os campos de Marlim, Marlim Sul e Marlim Leste (Bruhn *et al.*, 2003).

Durante o Neomioceno, uma espessa cumha progradante, constituída de margas e folhelhos de ambiente de águas profundas, desenvolveu-se na porção central da Bacia de Campos, dando a essa região o perfil convexo que caracteriza hoje sua fisiografia. Souza Cruz (1995) atribuiu a construção dessa cumha à ação de correntes de fundo, condicionadas pelas mudanças climáticas e paleoceanográficas que acompanharam a glaciação do Continente Antártico.

De acordo com os dados mais atualizados da ANP (dados de 2021 revisados em 2022), a Bacia de Campos é a maior produtora de petróleo e gás do país. Isso reflete num alto grau de investimentos, o que por sua vez proporciona dados cada vez mais refinados.

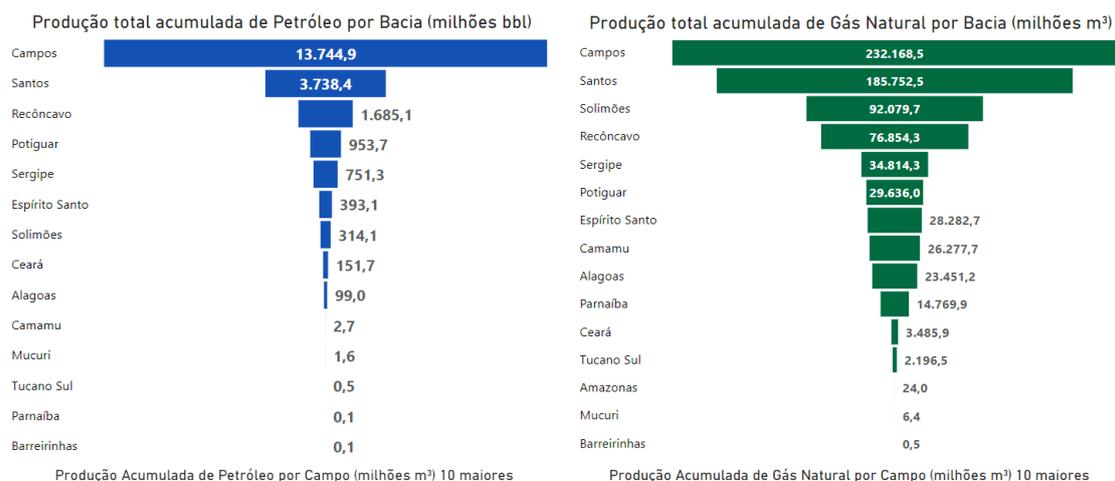


Figura 5: Produção total acumulada de Petróleo e Gás das dez primeiras bacias.

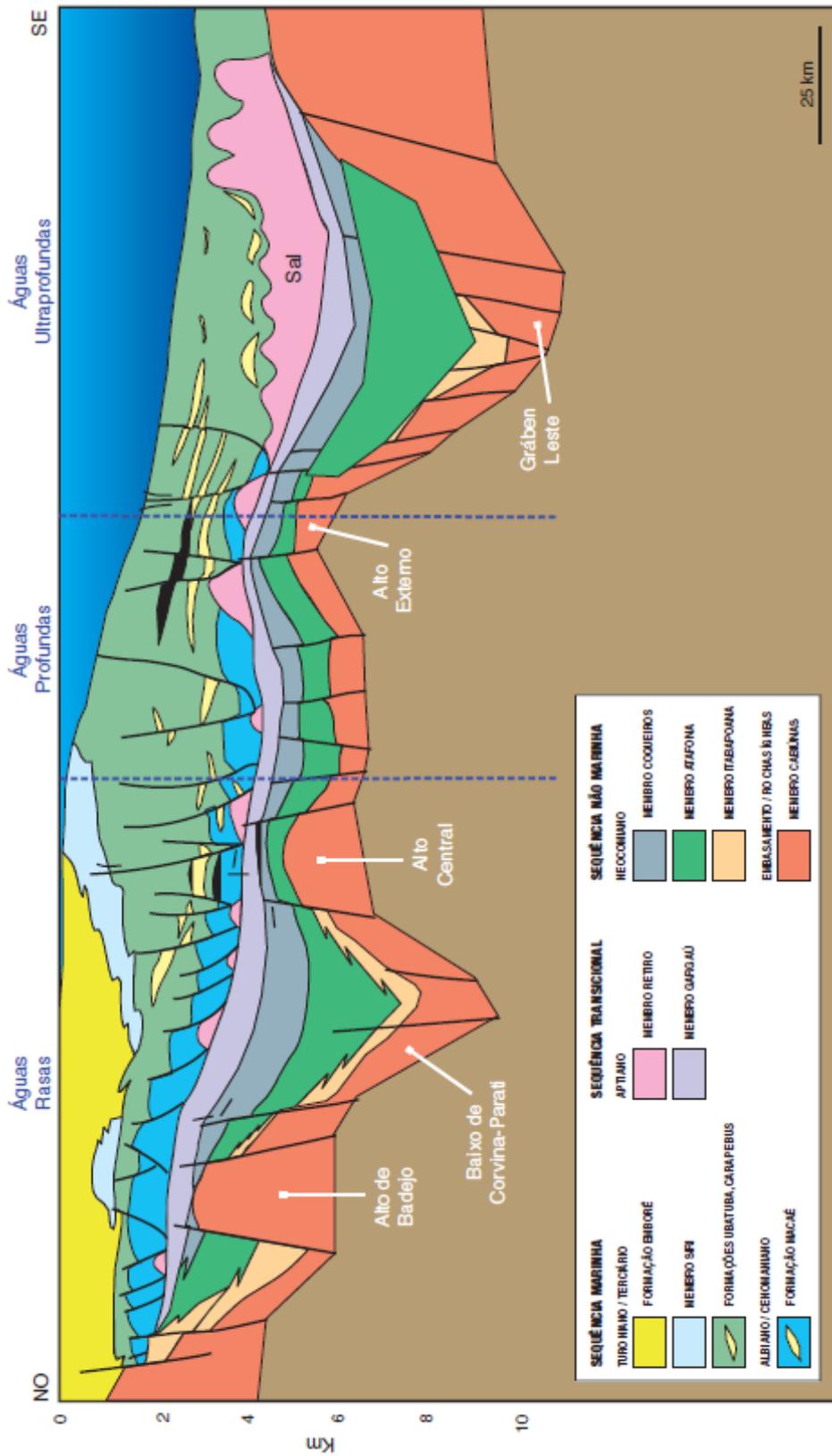


Figura 6: Seção geológica regional da Bacia de Campos (Guardado et al., 2000) mostrando as principais estruturas do embasamento e da tectônica salífera e as principais estruturas do embasamento e da tectônica salífera e as seqüências estratigráficas.

2.2. Marlim

As evoluções tectono-sedimentares das bacias marginais brasileiras estão relacionadas aos mecanismos de distensão, que foram responsáveis pela separação do paleocontinente Gondwana a partir do Mesozoico, que por sua vez refletiu na abertura do Oceano Atlântico Sul, como produto da separação das placas Africana e Sul-Americana (Milani et. al, 2001).

O campo de Marlim situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. A área coberta pelo seu *ring fence* abrange cerca de 257,6 km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 620 e 1050m (P.D.A. ANP, 2016). Inserido nesse contexto, o Complexo de Marlim, que é composto pelo Campo de Marlim e demais acumulações (Marlim Sul e Leste), possui mais de 500 km² de extensão, sendo que Marlim representa 150 km² desse todo (Costa, 2012). As acumulações são consideradas um complexo por possuírem características estratigráficas e estruturais semelhantes. Antes da descoberta do pré-sal, o Complexo de Marlim já foi a maior acumulação petrolífera encontrada em território brasileiro (Bizzi et. al., 1990).

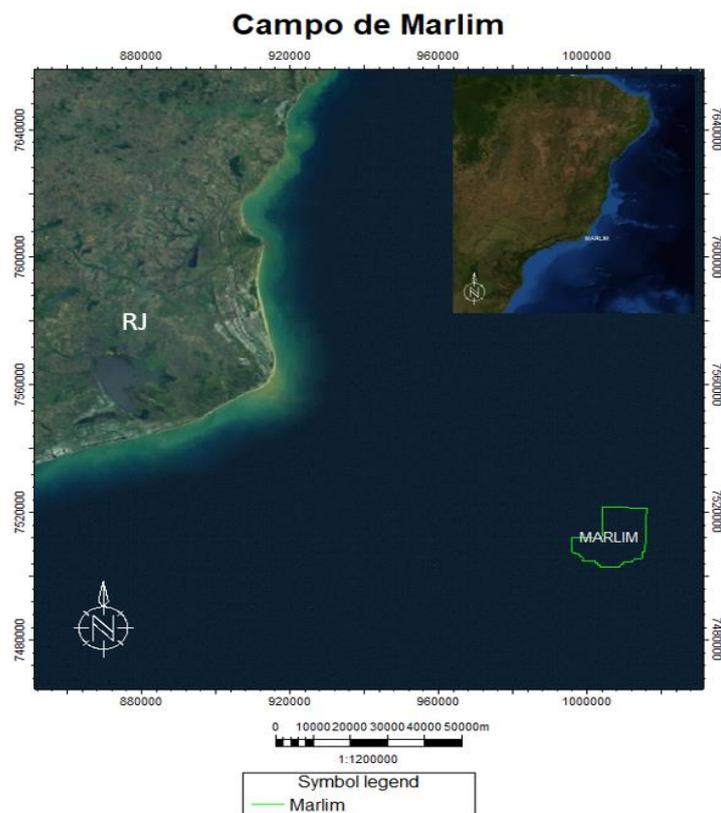


Figura 7: Localização do campo de Marlim na costa do Rio de Janeiro.

2.2.1 Desenvolvimento sedimentar

Outrora considerado um dos campos com maior quantidade de óleo in-place do território brasileiro, o campo de Marlim é alvo de diversos estudos e aplicações de novas tecnologias para melhorar o entendimento do campo e para aumentar a produção. Dentre os trabalhos pioneiros que melhor descrevem o campo destacam-se Guardado et al. (1989), Candido e Cora (1989), Johansen et al. (2011) e Tigre et al. (1990). Peres (1993) apresenta aspectos mais regionais dos turbiditos do Oligoceno, a principal rocha reservatório do campo e de outros reservatórios do pós-sal na Bacia de Campos.

O sistema turbidítico da Bacia de Campos foi instalado durante o Oligoceno Inferior, em que houve um período de alto nível relativo do mar e pouco sedimento era disponibilizado para águas mais profundas, segundo Peres (1993). Como consequência, Gamboa (1986) postula que uma vasta camada de camada pelágica fossilizada foi estabelecida, caracterizando uma seção condensada carbonática denominada Marco Azul, pertencente ao Membro Siri. Essa seção constitui um guia sísmico para os depósitos do Campo de Marlim. O Marco Azul apresenta-se como discordância do Oligoceno Inferior na camada E74 de Winter et al. (2007), sendo de idade Repeliano Superior (Johansen et al. 2011).

O reservatório do campo de Marlim é constituído de arenitos turbidíticos de idade Oligo-Miocênica, abrangendo uma área de 132 km² e atingindo espessuras de até 120 metros. O campo situa-se predominantemente na região de lobos distais do sistema turbidítico. Os corpos arenosos apresentam geometria de blanket, com grande espessura e continuidade lateral, provocadas pela superposição e coalescência de lobos de eventos sucessivos. Predomina as fácies arenito maciço, quase totalmente isento de argilas, de granulometria fina a média, moderadamente selecionado, e de excelentes características permo-porosas.

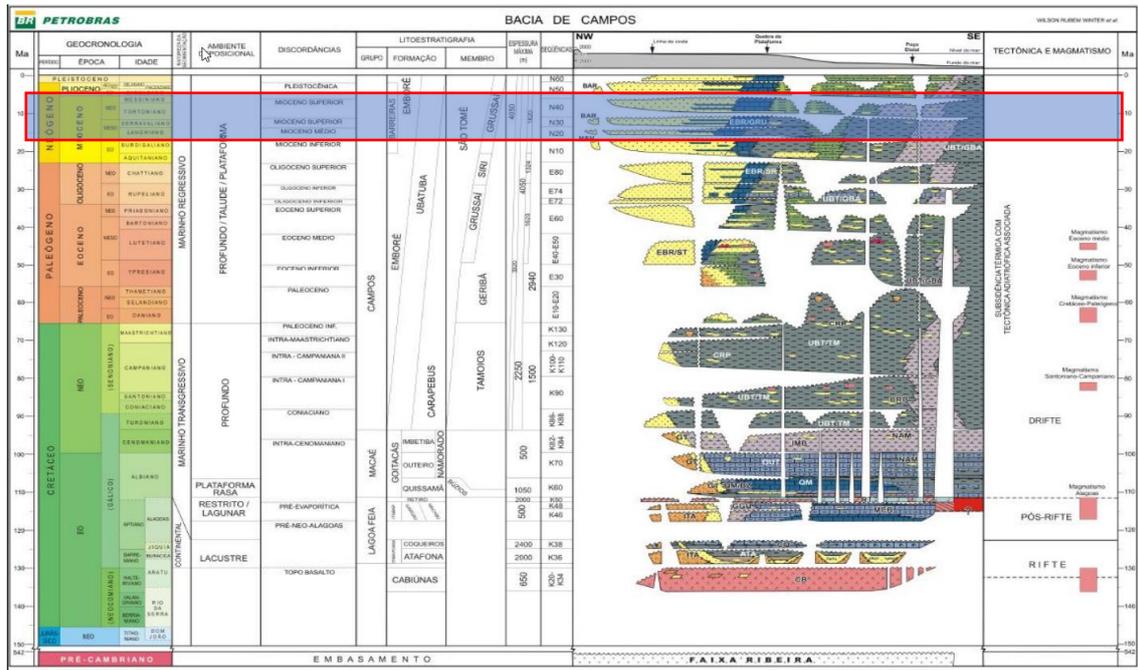


Figura 8: Carta estratigráfica da Bacia de Campos de Winter (2007) destacando o principal reservatório e o Marco Azul.

Posteriormente a esse evento de alto nível relativo do mar houve uma queda expressiva no nível relativo do mar, propiciando que um sistema fluvial dominado por ondas do Parnaíba do Sul fosse instalado. Então, um sistema de delta dominado por ondas foi formado. Devido ao súbito declínio do nível relativo do mar, houve a formação de uma plataforma continental rasa e de alta energia. O aporte de sedimentos fluviais nesse período foi consideravelmente alto.

Próximo ao topo da seção condensada do Marco Azul, aparecem finos corpos de areia interpretados como turbiditos progradacionais, cujas reflexões sísmicas apresentam baixas amplitudes e excelente continuidade lateral, exceto nas regiões onde, devido ao corte parcial do cânion ou por adelgaçamento lateral, estes corpos ficam excessivamente finos (Johansen et al. 2011).

Os reservatórios de Marlim resultaram da sedimentação de corpos turbidíticos, datados do Oligoceno Superior (Chattiano), pertencentes a Formação Carapebus. Estes corpos formaram-se durante a fase drift da Bacia Campos, em sedimentação marinha regressiva, na chamada sequência E80, segundo Winter et al. (2007).

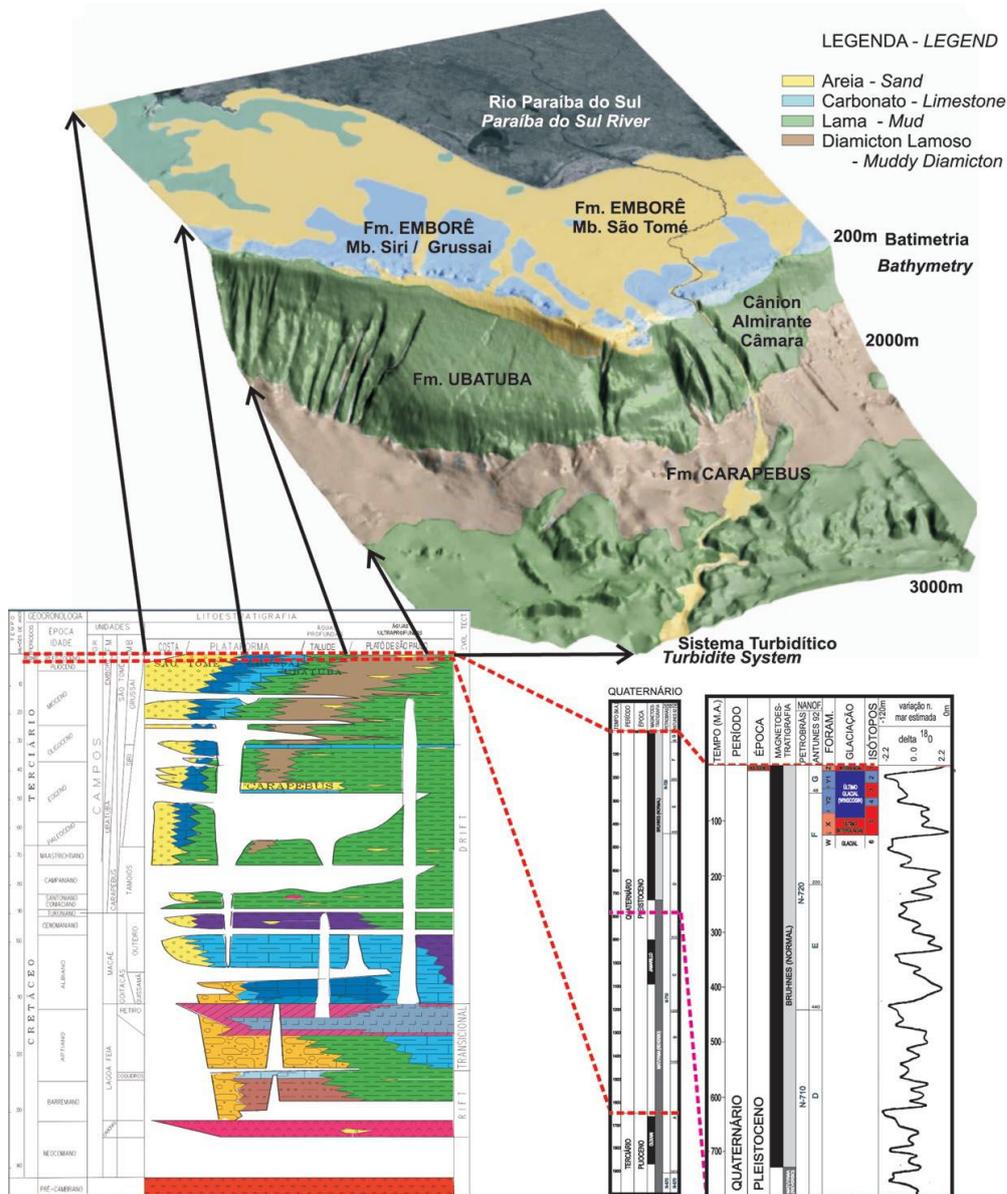


Figura 9: Empilhamento e distribuição espacial das fácies sedimentares superficiais da Bacia de Campos. Notar o sistema turbidítico na desembocadura do Canyon Almirante Câmara, o avelal de diamictos lamosos envolvendo o pé do talude continental (em marrom na carta cronoestratigráfica modificada de Rangel et al. 1994) e a alta frequência de variações do nível do mar no Quaternário. Fonte: Boletim de Geociências - Petrobras · January 2004.

2.2.2 Desenvolvimento do sistema petrolífero

O campo de Marlim foi descoberto em fevereiro de 1985 pelo poço exploratório 1-RJS-219, perfurando em lâmina d'água de 583 metros, que encontrou o reservatório oligo-miocênico com espessura de 55 metros. A produção do campo teve início em 1991, através do chamado “projeto pré-piloto”. Em julho de 1992 foi iniciada a operação do projeto-piloto, constituído por sete poços do Campo de Marlim e três poços de áreas adjacentes.

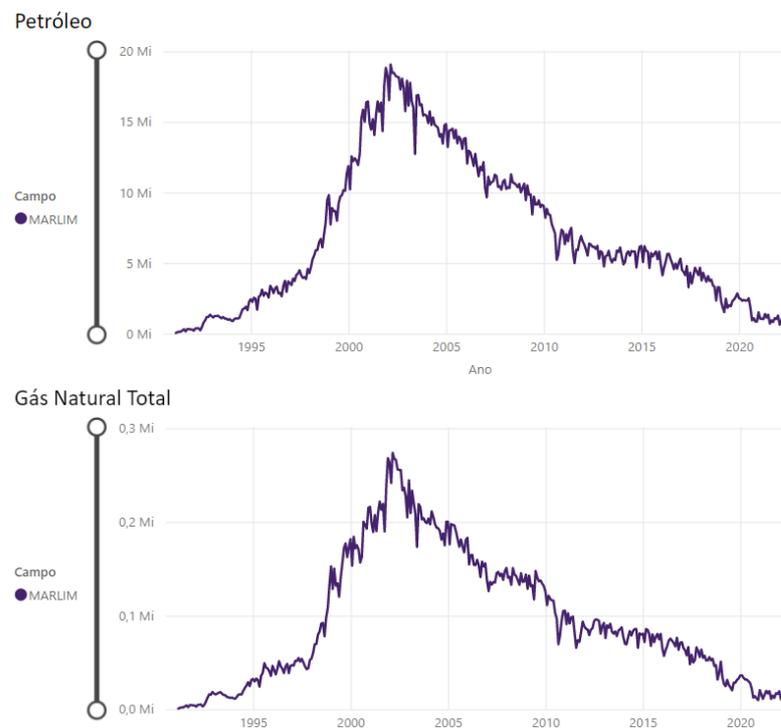


Figura 10: Produção total de petróleo (bb1) e gás natural (Mm3) do campo de Marlim desde o início de sua exploração. Fonte: ANP, dados atualizados em 2022.

3 Base teórica

A principal ferramenta utilizada na prospecção de hidrocarbonetos é a sísmica de reflexão, usando o grande poder de penetração da onda P, por seu alcance azimutal e pela cobertura espacial. Analisando o contexto geológico de uma bacia sedimentar é esperado uma certa complexidade em suas estruturas. Neste estudo, o foco será nas alterações de amplitudes que ocorrem em função da geologia e petrofísica associadas aos elementos do sistema petrolífero e plays analisados. De acordo com Liner (2012) podemos dividir a perda de energia da onda sísmica em fatores de atenuação intrínseca (onda a absorção é o principal) e fatores de atenuação aparente, sendo esta última o foco deste trabalho. Além desses fatores de perdas, existem também outros como divergência esférica, transmissão nas interfaces, espalhamento e efeito das múltiplas reflexões. Estes fatores também serão discutidos nesta seção.

Cada levantamento sísmico possui particularidades com relação à sua relação sinal/ruído e suas causas. O objetivo dessa seção é apresentar a construção das principais teorias que formalizam o pensamento científico deste trabalho, sempre correlacionado com outras ideias. Essa relação de dependência é muito explícita entre a perda de amplitudes de um sinal e os coeficientes de reflexão, descrita a seguir.

3.1 Sísmica de reflexão

O método sísmico é o método geofísico mais utilizado para detecção de reservatórios de hidrocarbonetos em subsuperfície. Com ele, consegue-se a geração de modelos detalhados que fornecem diversas informações, principalmente com relação a geologia local onde pode-se observar reservatórios, recursos minerais e outros tipos de estruturas (YLMAZ, 2001).

Tal método consiste na geração e propagação de uma onda mecânica emitida por uma fonte sísmica com frequências que variam num espectro de frequência conhecido. A partir daí a onda é propagada através das rochas que compõem as camadas geológicas e no percurso sofre perturbações ocasionando em refrações e reflexões que são captadas pelos receptores na superfície. Esse método vem sendo empregado para exploração há algumas décadas, mas nos últimos anos o desenvolvimento de novas tecnologias e o aumento do poder de processamento fizeram com que esse método ficasse ainda mais refinado para o uso comercial.

A seguir, descreve-se alguns importantes efeitos e conceitos de propagação de uma onda sísmica, que possuem alto impacto nas amplitudes registradas.

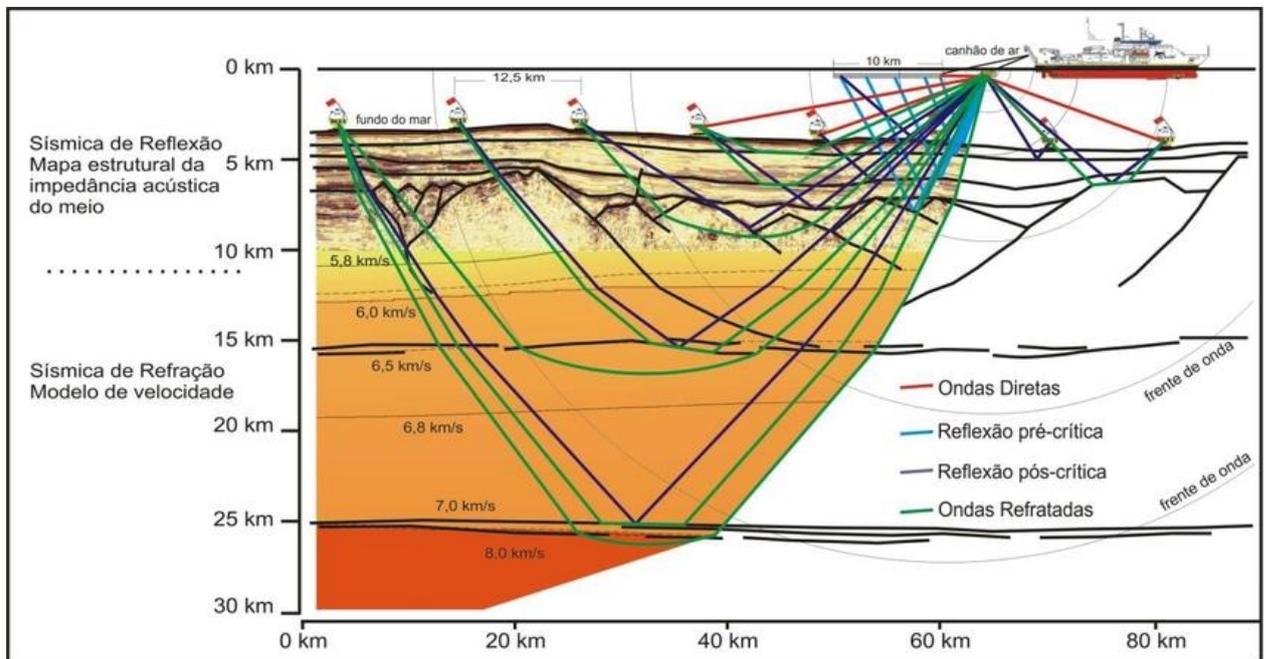


Figura 11: Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria da crosta: Interpretação integrada a sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria (Rigoti, 2015).

3.2 Divergência Esférica

Quando uma fonte emana um pulso de energia acústica no formato de frente de onda propagada em um meio homogêneo e isotrópico, a lei da conservação da energia dita que a intensidade diminui com o inverso do quadrado do raio da onda. Ondas sísmicas, assim como qualquer outro tipo de onda mecânica, transferem energia de um ponto no espaço para outro. Ao ser propagada, sua energia desloca partículas em seu caminho que por consequência interfere nos níveis de pressão do ambiente.

Isso sugere que em um estudo sísmico a amplitude de pressão da onda sísmica poderia ser inversamente proporcional à distância percorrida. Essas definições e articulações algébricas realizadas na tentativa de explicar um fenômeno com definições já constatadas são bem comuns, no entanto, no caso do estudo sísmico algumas das considerações feitas foram equivocadas.

Uma delas foi a ausência da compensação da velocidade sônica que acontece quando uma onda penetra nas camadas geológicas e outra também muito importante é que a onda está sujeita a sucessivas refrações o que leva ao decaimento da amplitude. Apenas o aumento da velocidade que ocorre relacionada ao aumento da profundidade já é a principal razão pela qual a frente de onda não se propaga esfericamente.

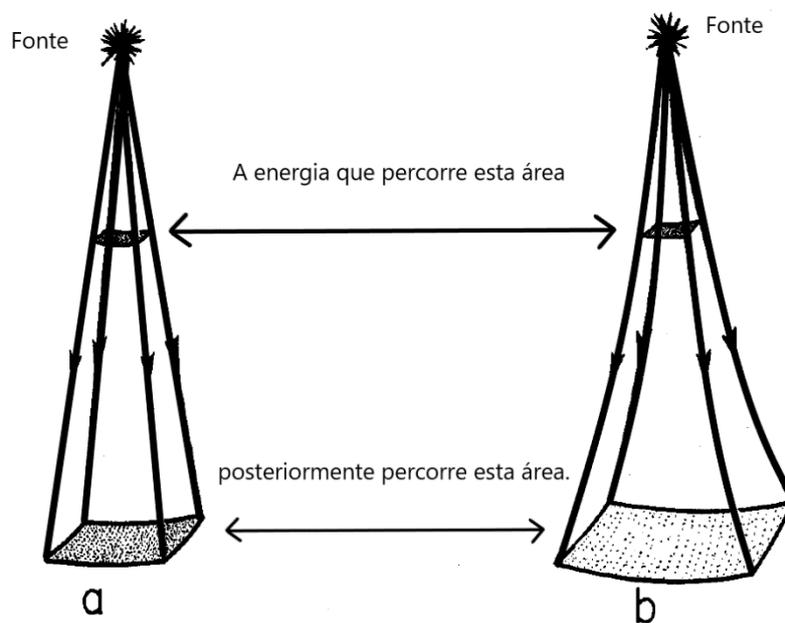


Figura 12: O decaimento inevitável em amplitude associada com a divergência geométrica (a) em material uniforme e em (b) em um material no qual a velocidade aumenta com profundidade (Adaptado de O'Doherty, 1971).

A dispersão geométrica decorrente da propagação da onda em um meio estratigráfico não fornece nenhuma informação acerca do contexto geológico por si só, então faz parte do trabalho corrigi-la. Anstey e O'Doherty (1971), indicam três problemas derivados da divergência esférica: (1) No caso usual em que uma reflexão primária e múltiplas cheguem ao mesmo tempo, mas com diferentes velocidades, não é possível providenciar uma compensação para os dois. (2) Similarmente, compensação com base nas camadas horizontais ordinariamente deixa um excesso de amplitude em refletores mostrando um mergulho forte. (3) A lei assume uma fonte pontual.

Muitos dos trabalhos sísmicos atualmente são realizados com uma fonte variável (arranjo); tais arranjos comportam-se como fontes pontuais a frequências baixas, no entanto podem ser apreciavelmente direcionais (mostrando uma perda menor do que esférica) em frequências mais altas. Devidamente, então, a compensação da divergência para tais fontes devem incluir um termo que varie com a frequência.

3.3 Coeficientes de Reflexão

Como sabemos, a diferença nas propriedades físicas das rochas que formam as camadas geológicas é a razão pela qual podemos diferenciar cada interface. Dentre as propriedades mais influentes das rochas para o estudo sísmico destacam-se a densidade (geralmente quanto maior a densidade maior é a velocidade da onda), a porosidade que tem um efeito similarmente inverso a densidade e a velocidade de propagação de cada onda para cada rocha.

Uma onda acústica que viaja por um meio homogêneo e isotrópico não sofre nenhuma alteração notável de acordo com a lei da conservação de energia. Isso não se aplica a estudos sísmicos, que enfrentam todos os desafios impostos pela geologia. Ao se propagar em um meio estratigráfico a onda passa por diferentes tipos de rochas e fluidos, cada vez em que a onda intercepta uma interface com propriedades físicas diferentes da interface anterior, a onda sofre uma reflexão, como descritas adiante.

A impedância acústica é a produto da velocidade pela densidade de cada material rochoso e fluidos que contenham. A sísmica de reflexão é a resultante dos contrastes da impedância entre 2 materiais vizinhos. Assim, cada camada geológica responde com uma ou múltiplas leituras para impedância, o que pode ser entendido como um refletor (um refletor mostra mais especificamente a intensidade da amplitude).

O coeficiente de reflexão da amplitude de pressão, a uma incidência normal, é dado pela diferença dos valores de impedância dividido pela soma dos valores de impedância. O coeficiente não é nada além do contraste de propriedades entre duas interfaces e assim não é uma medida geológica ou física.

Para fins de cunho sísmico a coluna estratigráfica pode ser representada por uma série de coeficiente de reflexão, identificando e quantificando os contrastes entre as interfaces. Isolando as séries dos coeficientes de reflexão do dado sísmico, pode-se determinar o valor da impedância nas duas primeiras camadas e usar o mesmo princípio para deduzir a densidade das seguintes camadas, em teoria. Caso a velocidade intervalar seja conhecida, então as densidades das camadas podem ser deduzidas.

Um traço sísmico $s(t)$ pode ser visto como uma convolução entre o pulso (wavelet) $r(t)$ e a refletividade (w) somada com um ruído (u), como na equação (1).

$$S(t) = r(t) * w + u \quad (1)$$

O coeficiente de reflexão (CR) limita-se entre $-1 \leq CR \leq 1$. Quando CR é positivo ($I_2 > I_1$) significa que a onda incidente está em fase com a refletida. A situação contrária (R negativo) implica na defasagem da onda refletida em relação a incidente (Sharma, 1997).

$$CR = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (2)$$

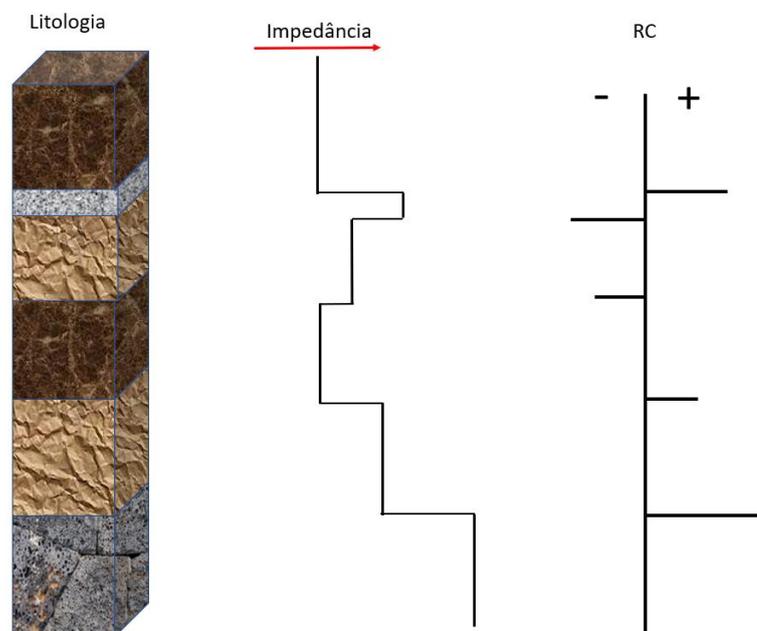


Figura 13: Realidade de uma sequência de camadas (na esquerda) que pode ser descrita em termos de suas amplitudes refletidas (centro) ou por sua correspondente série de coeficientes de reflexão (direita). (Adaptado de O'DOHERTY e ANSTEY, 1971).

Então, um dos objetivos do método sísmico deve ser a determinação da série dos coeficientes de reflexão com todas as suas magnitudes corretas. A determinação detalhada da forma da série dos coeficientes de reflexão é, então, o objetivo de um processo de operação inversa, ou de deconvolução, é que a wavelet gerada fosse um spike e todas as reflexões se referissem a uma refletividade única, individualizadas no tempo de registro, o que é fisicamente não-realizável. O que se objetiva nos tratamentos dos dados, é retirar o efeito das wavelets e recuperar, de forma otimizada, os coeficientes de reflexão.

3.4 Absorção da Onda Sísmica

O objetivo desta seção é prover uma noção do conceito de absorção sísmica para melhor compreender o escopo do trabalho como um todo. Aqui não será feita uma explicação minuciosa de todas as causas, prerrogativas e nuances dos fenômenos causadores da absorção, mas sim um apanhado mais geral do problema. Absorção, mesmo que não seja considerada por muitos pesquisadores e centros de processamento sísmico, como um grande problema, por não ser considerada como a principal fonte de distorção da onda sísmica, ela possui papel muito importante, como uma atenuação intrínseca do material do par rocha-fluido, que deve ser diferenciado do conceito de atenuação aparente, a qual aqui focalizamos.

A propagação de uma onda sísmica na Terra se dá, em essência, como resposta, ou movimento, de partículas a um determinado esforço causado pela energia de tal onda, em uma determinada direção e sentido. Este movimento de partículas está sujeito a gerar atrito em função da fricção exercida em cada contato. Isso faz com que parte da energia cinética das partículas em movimento se transforme em energia térmica. Assim ocorre o que é chamado de absorção, que em termos mais simples, faz com que a onda perca energia cinética.

Este é um tópico bastante estudado por muitos pesquisadores. Anstey (1977), por exemplo, assinala que o pulso sísmico na Terra ocupa uma e estreita faixa de frequências e possui longos comprimentos de onda. Quanto mais longo for esse pulso, menor é a possibilidade de se diferenciar camadas delgadas, ou detectar pequenas feições geológicas, ou ainda fazer medidas diretas de qualquer propriedade de rocha.

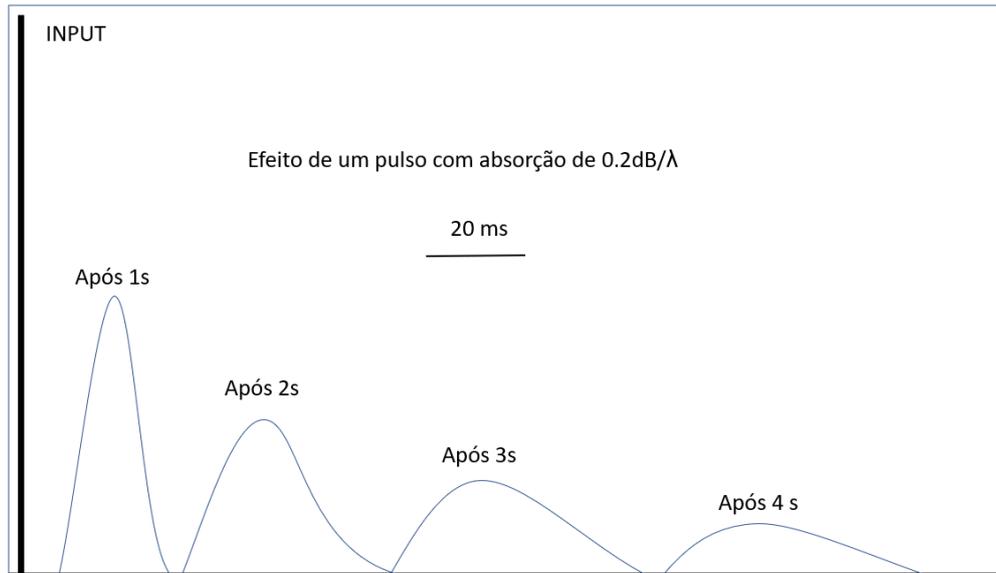


Figura 14: O efeito da absorção no domínio do tempo, sobre a suposição de fase mínima. (Adaptado de O’Doherty, 1971).

3.5 Perda de Transmissão entre interfaces

Esta seção será dedicada a entender a perda de sinal entre interfaces, ou como alguns autores se referem: Two-way transmission loss. Em primeiro lugar, o sinal que é considerado “perdido” seria apenas a parte do sinal refletido que poderia ser captado pelos receptores. Logo, a perda de sinal tem uma relação direta com os coeficientes de reflexão de cada interface. A figura 15 expressa esta relação com apenas algumas informações chave. Nela, são mostradas 3 curvas que exemplificam a perda de sinal em dB para os coeficientes de reflexão de 0.2, 0.1 e 0.05 respectivamente, ao longo do eixo das abscissas é relacionado o número de camadas pelas quais o pulso é transmitido.

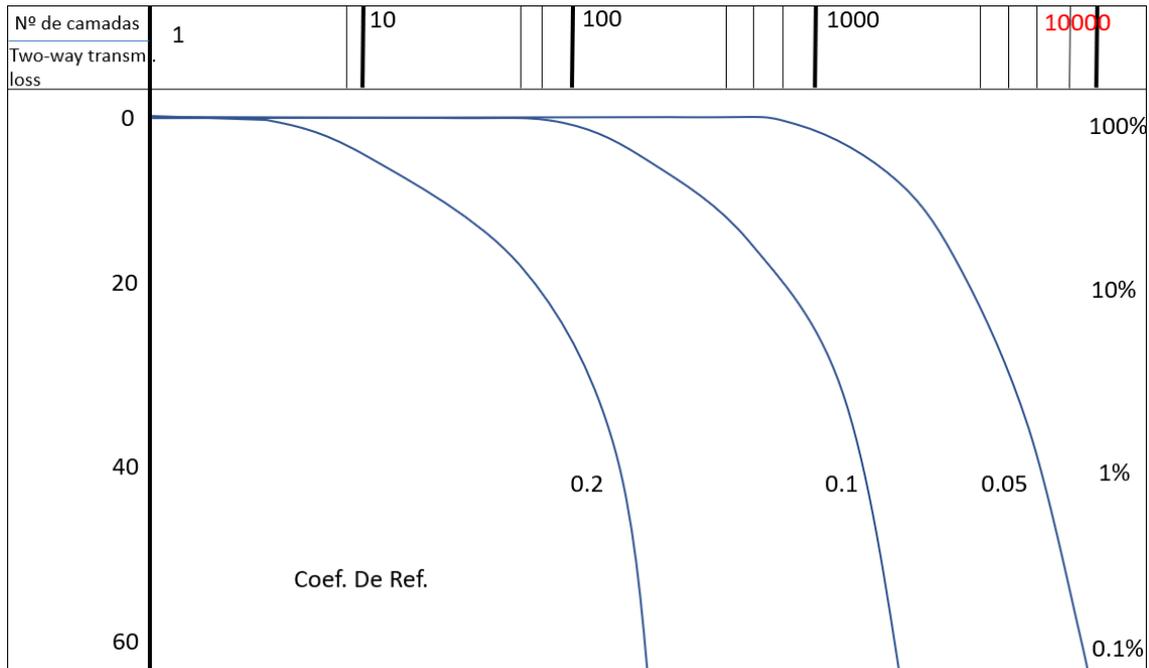


Figura 15: Perda de transmissão através de um número de interfaces exemplificado por três coeficientes de reflexão. (Adaptado de ANSTEY, 1977).

Nesse contexto, o entendimento do fator geológico é crucial para o entendimento da perda de transmissão. No entanto pode-se entender matematicamente essa perda de transmissão entre interfaces com a fórmula (3).

$$\tau_f = \frac{4\rho_1 V_1 \rho_2 V_2}{(\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1)^2} \quad (3)$$

Como ilustrado na figura 15, a perda de sinal é mais severa de acordo com o aumento do número de camadas pelas quais o sinal é transmitido. Então é razoável assumir que em grandes profundidades, ou em áreas muito estratificadas com camadas finas, a perda de energia do sinal representa um grande problema.

3.6 Efeito de reflexões múltiplas

Reflexões sísmicas podem ser classificadas em primárias e secundárias. De uma maneira simples, as reflexões múltiplas podem ser definidas como eventos repetitivos em uma trajetória que apresentam pelo menos uma reflexão descendente. As reflexões primárias são desejadas, pois, a partir delas, podemos obter imagens de boa qualidade da subsuperfície, livres de ruídos. A presença de reflexões múltiplas de curto período no dado sísmico tem mostrado evidências de ser um grande problema e desafio para os geofísicos, pois possui um efeito que deteriora a interpretação, podendo, inclusive, mascarar importantes informações em uma seção sísmica, principalmente aquelas relacionáveis a fluidos (Santos, 2012).

A descrição da propagação de ondas sísmicas através de meios heterogêneos (característica frequente do subsolo) é extremamente complexa, por isso, para se obterem equações que descrevam essa propagação aproximadamente é necessário admitir condições simplificadoras. Uma delas consiste em considerar que o meio heterogêneo pode ser convenientemente modelado por uma sucessão de camadas paralelas, no interior das quais se podem assumir condições de homogeneidade. Uma escolha conveniente da espessura, densidade e propriedades elásticas de cada camada permite fazer uma aproximação realista das condições naturais. Contudo, a mais importante aproximação consiste em admitir que a perturbação sísmica se propaga através de um deslocamento elástico do meio. Apesar de isso não ser verdadeiro nas imediações da fonte sísmica (onde as partículas são deslocadas permanentemente em relação a posição das suas vizinhanças), a partir de uma dada distância é razoável admitir que a amplitude de perturbação diminua a um nível para o qual o meio apenas se deforme elasticamente, permitindo a passagem da onda sísmica.

Uma fonte sísmica emite um pulso que é propagado até uma determinada profundidade, onde encontra um contraste de impedância acústica e então parte da sua energia é refletida, parte é refratada (transmitida) e parte é absorvida pelo meio rochoso. Um refletor consiste na parte refletida da onda, para a qual é necessária precisão nos processos que definam sua posição e geometria. A característica mais importante da onda primária (P) é possuir uma velocidade maior do que as ondas secundárias, e ser de natureza compressional (perturba as partículas na mesma direção de seu movimento).

A onda secundária (S) é mais lenta do que a onda primária e movimenta as partículas perpendicularmente ao seu movimento. Um fato adicional gerador de ruídos coerentes é a conversão de uma onda P em ondas S, refletindo em um alvo adjacente e se tornar onda P novamente (Liner, 2012).

O registro das reflexões pode apresentar a multiplicidade da captação de reflexões, registradas em tempos diferentes, dificultando a identificação das estruturas. Grande parte dos ruídos apresenta valores de amplitude próximos as amplitudes primárias, portanto, de difícil distinção pelos métodos existentes no tratamento destes dados (Houlding, 1994).

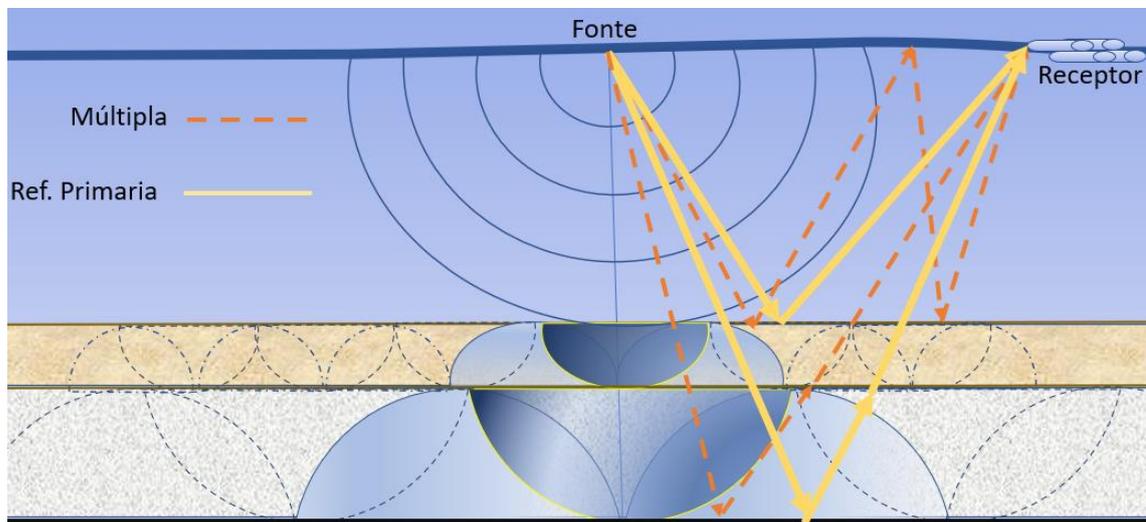


Figura 16: Esquematização da visualização do pulso de energia emitido pela fonte e perspectiva de visão das ondas refletidas.

Neste tipo de ruído, a maior parte da energia transmitida é transportada não pela chegada das ondas primárias, mas pelas múltiplas. Consequentemente, o tempo de chegada da maior parte da energia transmitida é atrasado. É como se a energia fosse retirada do sinal direto e adicionada em outros eventos secundários, gerando uma perda de amplitude em função de uma sequência de coeficientes de transmissão (Anstey, 1977). A energia das ondas acústicas é dissipada a cada nova interface que a onda passa, por todos os efeitos vistos até aqui. O que se observa nos estudos de Anstey e O'Doherty (1977 e 1971), é que a energia das ondas registradas é, em teoria, muito maior do que a esperada.

Como descrito na seção anterior e postulado por O'Doherty (1971), a noção da ocorrência da captação de uma onda secundária está muito ligada ao coeficiente de reflexão e ao número de camadas que em que a onda é propagada. O sinal multirefletido em uma série de camadas delgadas, delimitadas por interfaces de coeficientes de reflexão opostos, é sempre do mesmo sinal do que o pulso transmitido direcionado, e tende a ultrapassá-lo em amplitude (O'DOHERTY, 1971).

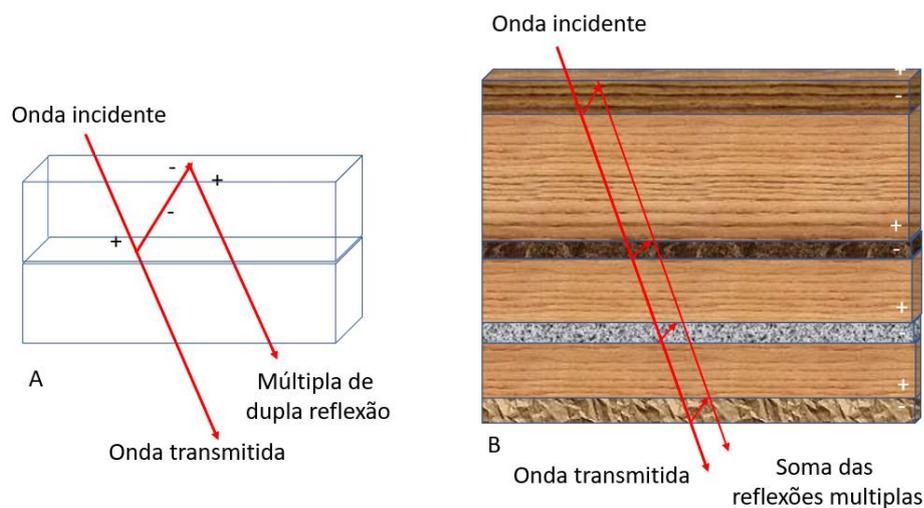


Figura 17: (A) Uma camada fina básica, definida entre interfaces tendo coeficientes de reflexão intermitentes.

Estes eventos são decorrentes de mais de uma reflexão. A intensidade do contraste das impedâncias entre as interfaces envolvidas controla a magnitude das múltiplas geradas, geralmente quanto maior o contraste de impedância mais forte será a múltipla. Isso gera uma situação de perda de razão sinal/ruído no resultado do empilhamento sísmico, uma vez que as diversas múltiplas interferem nas respostas das reflexões primárias e assim podem ser erroneamente interpretadas.

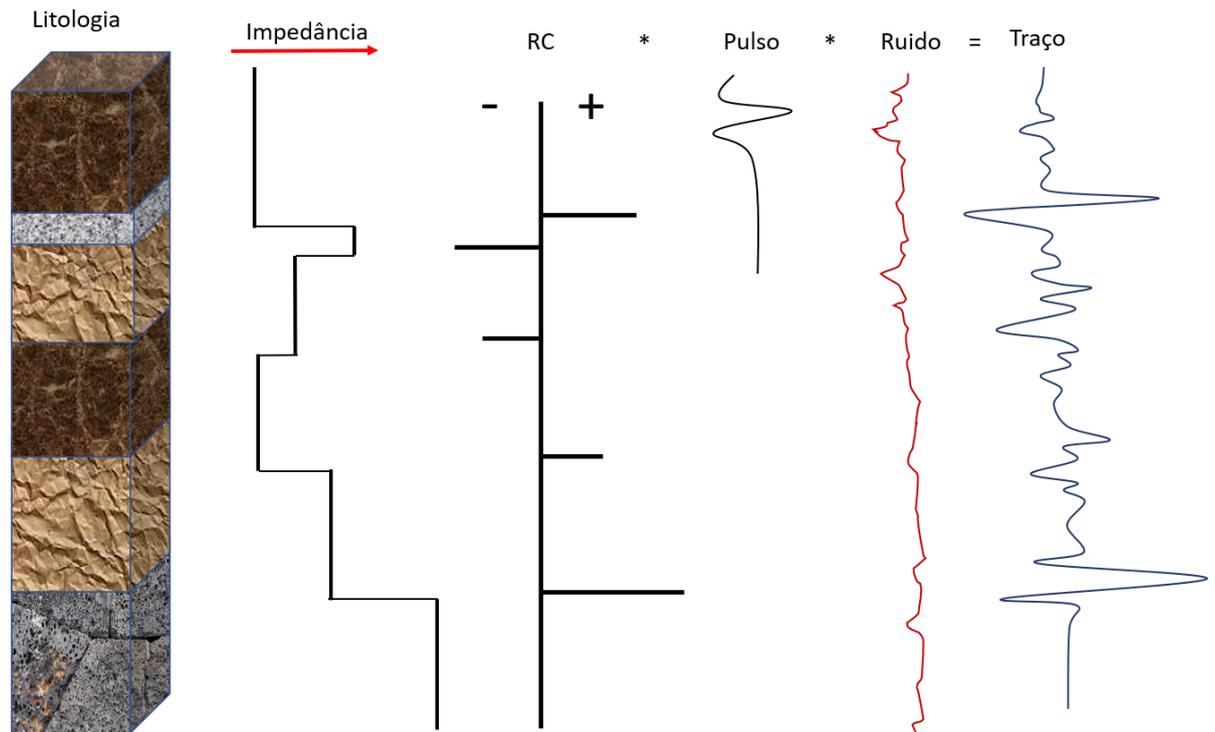


Figura 18: Representação dos fatores envolvidos para formação do traço sísmico. (Modificado de Kearey et. al. 2002).

3.6.1 Múltiplas Internas

Múltiplas internas, também conhecidas como short-path multiple, estão relacionadas ao grau de contraste da estratificação (particularmente dentro de camadas que tem entre 1 e 10 metros de espessura). O volume da energia transmitida é carregado não apenas pelas ondas diretas, mas também pelas múltiplas e o tempo de chegada do volume de energia transmitido é atrasado, é como se a energia fosse retirada do sinal direto e adicionada de volta um pouco depois, e isso tem o efeito de diminuir a perda teórica de amplitude esperada dos coeficientes de transmissão de cada interface (Anstey, 1977).

O efeito da contínua perda de transmissão, referente à passagem da onda através das camadas, possui ênfase nos coeficientes de transmissão de entrada e saída de cada camada, e podem ser confundidos com o efeito de absorção. Esse efeito não está relacionado diretamente a flutuações no domínio da frequência, mas sim ao efeito das múltiplas internas. A resposta no domínio da frequência do sistema de múltiplas internas é uma função estatística da relação entre a espessura de uma camada e o produto dos coeficientes de reflexão que as limita (Anstey, 1977).

Na propagação da onda sísmica por refletores mais fracos, a perda da energia de transmissão entre faces é compensada nas baixas frequências, mas não em altas frequências, pelas múltiplas internas. Essa subclasse de múltiplas é decorrente da rápida sucessão de camadas com, respectivamente, alta e baixa transmissão.

3.6.2 Atenuação Aparente

Fenômenos que impliquem na deformação do campo de onda, conforme uma onda se propague através das camadas podem causar dois tipos de atenuação; atenuação intrínseca – que ocasiona a perda de energia e é atribuída a propriedades físicas da rocha – e atenuação aparente – relacionada a eventos contínuos como reflexão, transmissão e múltiplas internas. A atenuação aparente é diferenciada da atenuação intrínseca principalmente pelo fato de conservar energia cinética.

No entanto, processos relacionados à camada, fazem com que o campo de onda perca amplitude, e a quantidade dessa perda variará com o comprimento de onda e, portanto, com a frequência. Altas frequências no campo de ondas em propagação se atenuam muito mais rápido do que baixas frequências. Por outro lado, múltiplas intracamadas podem reforçar o campo de onda descendente e, assim, reverter parcialmente a atenuação aparente (O'Doherty e Anstey, 1971) e gerar eventos secundários, com energias relevantes, e confundir uma interpretação de eventos primários.

Tal como acontece com a anisotropia, durante um processamento sísmico precisa-se distinguir entre atenuação intrínseca e aparente. A atenuação intrínseca pode ser determinada em uma amostra de material em laboratório e, portanto, representa uma propriedade da rocha. A atenuação aparente é um fenômeno associado à natureza heterogênea da Terra, fenômenos predominantemente relacionados à camada, mas também incluindo espalhamento aleatório em alguma superfície próxima. Nenhuma amostra de rocha levada ao laboratório pôde ser analisada para estimar a magnitude e a natureza da atenuação aparente (Grana, 2022).

Para resumir, uma onda que se propaga em sub superfície com camadas horizontais, experimentará dois tipos de atenuação, atenuação intrínseca do material e um campo de atenuação aparente resultante dos acamamentos. Apenas o campo de atenuação aparente tem uma dependência significativa da frequência nas sequências presentes nos dados sísmicos de exploração (inferiores a 100 Hz). Além disso, tanto a atenuação intrínseca quanto a aparente podem ser funções da direção de propagação e, portanto, anisotrópica (Zhu et al., 2007).

3.7 Base petrofísica

Aqui nesta seção, serão descritos alguns princípios dos perfis de poços que foram utilizados neste trabalho, com principal foco em propriedades petrofísicas

✓ Raios Gama (GR)

As formações geológicas têm elementos radioativos que ocorrem naturalmente, nomeadamente isótopos estáveis de potássio, urânio e tório. A presença do isótopo de potássio (^{40}K) é o mais comum dos três isótopos, ocorre, por exemplo, nas micas, feldspatos, evaporitos etc. O isótopo de urânio (^{238}U) é solúvel e, portanto, está associado a ambientes oceânicos, rios e à presença de matéria orgânica. O isótopo de tório (^{232}Th) está presente em minerais pesados e é muito bom indicador da presença de argilas (Craveiro, 2013). A propagação dos raios gama podem ocorrer de três maneiras; Efeito Compton, Efeito Fotoelétrico e Produção de Pares. Estas interações envolvem atenuação da energia da radiação gama, captura ou absorção do mesmo e formação de um par *electron-positron*, respectivamente.

Assim, a radiação emitida naturalmente pela rocha perderá energia progressivamente devido às colisões com outros átomos. A intensidade dos raios γ detectados dependerá da sua intensidade inicial, do número de colisões e da distância percorrida pelo raio até ao detector (Glover, 2002).

É o perfil mais usado para cálculo de argila e guia litológico básico. Geralmente é assumido que materiais com maior radioatividade são lamitos. No entanto, materiais de alto teor radioativo presentes em meio a matérias com baixa emissão gama podem mascaram a real litologia. É o que ocorre com areias com mica (areias radioativas). Como solução para tais impasses é recomendado analisar o espectrograma do raio gama (gamma ray spectrometry). Essa distinção feita pelos canais de K, U e Th são importantes para distinguir os principais atributos radioativos de uma rocha.

$$Vsh = \frac{GR(\text{lido}) - GR(\text{mín.})}{GR(\text{máx.}) - GR(\text{mín.})} \quad (4)$$

Em que;

Vsh = Proporção de argila na profundidade lida;

GR(lido) = Valor do GR na profundidade lida;

GR(mín.) = Valor mínimo do GR no perfil;

GR(máx.) = Valor máximo do GR no perfil.

✓ Perfil de Densidade (RHOB)

As densidades da matriz sólida da rocha e do fluido contido nela são registradas pelo perfil de densidade (Bulk density). Através do bombardeamento de raios gama sobre a parede do poço a ferramenta mede a atenuação desses raios e compreende essa atenuação radioativa da rocha como um adensamento de átomos e assim é usada essa relação para se calcular a densidade da rocha.

De acordo com Rider (1986), o perfil de densidade pode ser usado quantitativamente. A porosidade (Φ_{dens}) pode ser estimada a partir da curva de densidade, como segue:

$$\Phi_{dens} = \frac{\rho_{mat} - \rho_b}{\rho_{mat} - \rho_f} \quad (5)$$

Em que:

ρ_{mat} = densidade da matriz;

ρ_b = densidade da formação (Bulk)

ρ_f = densidade de fluidos nos poros

✓ Perfil Neutrão (NPHI)

O princípio físico deste perfil consiste em uma fonte de nêutrons que possui pequena quantidade de substância radioativa, como o Plutônio, em íntimo contato com um elemento que tenha nêutrons fracamente unidos, como o Berílio, e um detector (cintilômetro) localizado a uma distância fixa. O perfil neutrão é responsável por medir o teor de hidrogênio contido nas formações, refletindo assim na porosidade. As interações sucessivas dos nêutrons com os átomos da formação causam perda de energia, tendo maior perda de energia ao se colidirem com átomos que apresentam seu mesmo tamanho, no caso o hidrogênio. A diminuição progressiva da energia faz com que o nêutron seja capturado pelo núcleo do átomo, fazendo com que ele fique excitado e emita raio gama de alta energia; essa radioatividade induzida é então medida.

A grande utilidade do perfil neutrão é o registro direto da porosidade da formação e pode ser analisada para compreender a litologia e detecção de zonas de HC. Muitas vezes sendo correlacionada com o perfil de densidade com a finalidade de classificação litológica.

✓ Perfil de Resistividade

As leituras de resistividade da formação são feitas a partir de um arranjo de transmissores e receptores. As curvas de resistividade usadas neste trabalho foram obtidas pelo método de indução. Que consiste na emissão de uma corrente, que provoca a um campo magnético no meio (formação) de direção característica. O seu princípio de funcionamento parte de um transmissor-oscilador responsável por um campo magnético, o qual induz corrente nas formações que gera um campo magnético. Esse campo é medido através da bobina receptora que fica acoplada a um amplificador, sendo o sinal detectado pela bobina proporcional a condutividade da formação (Souza, 1985).

O valor de resistividade e a leitura dos demais perfis fornecem uma percepção de qual fluido está contido no reservatório: óleo, gás ou água. A resistividade da formação é altamente dependente da quantidade de água contida no reservatório, assim como de sua condutividade, além da geometria dos poros. (Alberton, 2014). A unidade de medida da resistividade é expressa por ohm vezes metro (Ωm).

Através da equação de Archie é possível determinar a saturação de água. Considerando um arenito livre de argilo-minerais a expressão para saturação de água (S_w) é:

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (6)$$

Onde:

F = fator de formação

R_w = resistividade da água nos poros da formação

R_t = resistividade da matriz e fluidos nos poros

n = expoente de saturação

✓ Perfil Sônico

O perfil sônico pode ser aplicado em duas vertentes, o perfil sônico compressional e o cisalhante, que estudam dois tipos de onda diferentes – as ondas compressoriais (P-wave) e as ondas cisalhantes. O presente trabalho irá se ater a aplicação da onda compressional. O perfil mede o tempo de trânsito que a onda demora para percorrer uma determinada seção. Conhecendo as propriedades da onda emitida é possível deduzir informações importantes sobre o meio de propagação, como por exemplo a densidade e a porosidade.

Como princípio básico da utilização desse perfil é necessário um transmissor emissor de pulsos sonoros, que se difundem pela formação, ativando sucessivamente os receptores acústicos, que, afastados 1 pé entre si, registram os sinais recebidos da formação (Lima, 2004). A unidade de medição é representada em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{pé}$) de formação e representada na escala de 140-40 $\mu\text{s}/\text{pé}$.

Segundo Wyllie (1958) apud Asquith (1999), a porosidade derivada do perfil sônico (Φ_{sonic}) em arenitos consolidados e carbonatos com porosidade intergranular ou porosidade intercrystalina, é calculada através da seguinte equação:

$$\Phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (7)$$

Onde:

Δt_{ma} = intervalo do tempo de transito da matriz;

Δt_{log} = intervalo de tempo de transito da formação;

Δt_f = intervalo de tempo de transito do fluido.

Em caso de rocha inconsolidada, um fator de compactação (C_p) é adicionado à equação de Wyllie, como demonstrado nas seguintes equações:

$$\Phi_{sonic} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \cdot \frac{1}{C_p} \quad (8)$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} \cdot C}{100} \quad (9)$$

Onde:

C_p = fator de compactação;

Δt_{sh} = intervalo de transito para folhelho adjacente;

C = constante

3.8 Sismoestratigrafia

A sismoestratigrafia é um método de interpretação de dados sísmicos que contribui para entendimento da evolução tectônica e sedimentar de bacias. O avanço nas técnicas de aquisição e processamento de dados sísmicos e a evolução dos conceitos de análise de bacias, promoveram maior difusão da sismoestratigrafia. No Brasil na década de 1960 a Petrobras realizou as primeiras interpretações estratigráficas em seções sísmicas e Fisher et. al (1973) publicaram o primeiro artigo de interpretação sismoestratigráfica detalhada na Bacia Sergipe-Alagoas (Severiano Ribeiro, 2001).

Cada refletor sísmico pode ser considerado como uma resposta aproximada de uma camada depositada a uma determinada profundidade. A geometria de cada refletor seria então moldada pela dinâmica tectônica e sedimentar da região. As terminações de cada refletor poderiam assim serem distinguidas entre onlap, downlap, toplap, truncamento erosivo e terminações concordantes, como ilustrado na figura 19. A identificação desses elementos pode possuir grande importância para entender, principalmente, o movimento de massa das camadas, seus arcabouços e geometrias. Aqui será mostrado que tal identificação pode contribuir também para interpretação de eventos deposicionais e petrofísicos, principalmente no entendimento de reservatórios e migração de fluidos.

A mudança sistemática dos padrões das terminações, marcadas por uma descontinuidade, distingue cada unidade sismoestratigráfica. É importante ressaltar que nem todas as descontinuidades no registro sísmico representarão discordâncias, os limites entre as unidades podem representar eventos deposicionais distintos e subsequentes (Kuchle e Scherer, 2010), e também petrofísicos, como mostrado adiante.

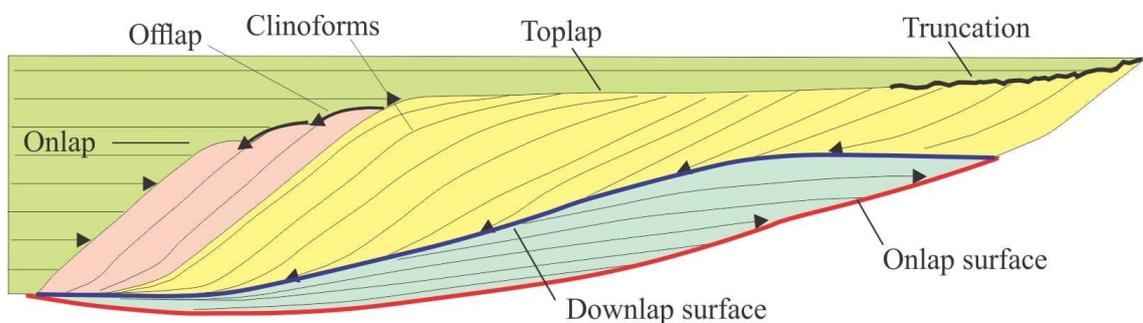


Figura 19 Um perfil idealizado, paralelo ao mergulho deposicional, mostrando as relações geométricas entre os pacotes sedimentares. Superfícies de sobreposição também correspondem a limites de sequência em esquemas estratigráficos de sequência padrão (Mitchum et al., 1977)

A interpretação sismoestratigráfica inclui o conhecimento de facies sísmicas. O reconhecimento das terminações dos refletores em conjunção com a análise da geometria e continuidade de um determinado evento é mapeada como uma facies sísmica. A tabela a seguir sugere uma relação entre os parâmetros sísmicos e a interpretação geológica.

Tabela 1: Parâmetros de reflexão sísmica utilizados em sismoestratigrafia .

Parâmetro de Fácies Sísmicas	Interpretação Geológica
Configuração geométrica das reflexões	Padrão de estratificação Processo deposicional Erosão e paleotopografia Contato de fluídos
Continuidade das reflexões	Continuidade dos estratos Processo Depositional
Amplitude das reflexões	Contraste velocidade/densidade Espaçamento dos estratos Conteúdo fluido
Frequência das reflexões	Espessura dos estratos Conteúdo fluído
Velocidade intervalar	Estimativa de litologia Estimativa porosidade Conteúdo de fluído

Um importante conceito em sismoestratigrafia é o de parassequência, como uma sucessão, relativamente conformável e geneticamente relacionada, de leitos e conjuntos de leitos delimitados por superfícies de inundação marinha e suas superfícies correlatas. As parassequências delimitadoras de superfícies de inundação não são da mesma escala que a superfície transgressiva regional que está associada a uma fronteira de sequência. As parassequências são separadas em padrões de empilhamento, como agradação, progradação e retrogradação. Nesse contexto, a associação de limites de parasequências se relaciona às melhores condições de rochas geradoras nos limites inferiores e importantes selos em seus limites superiores. Pode-se assim individualizar rotas de migração internamente a cada parasequência.

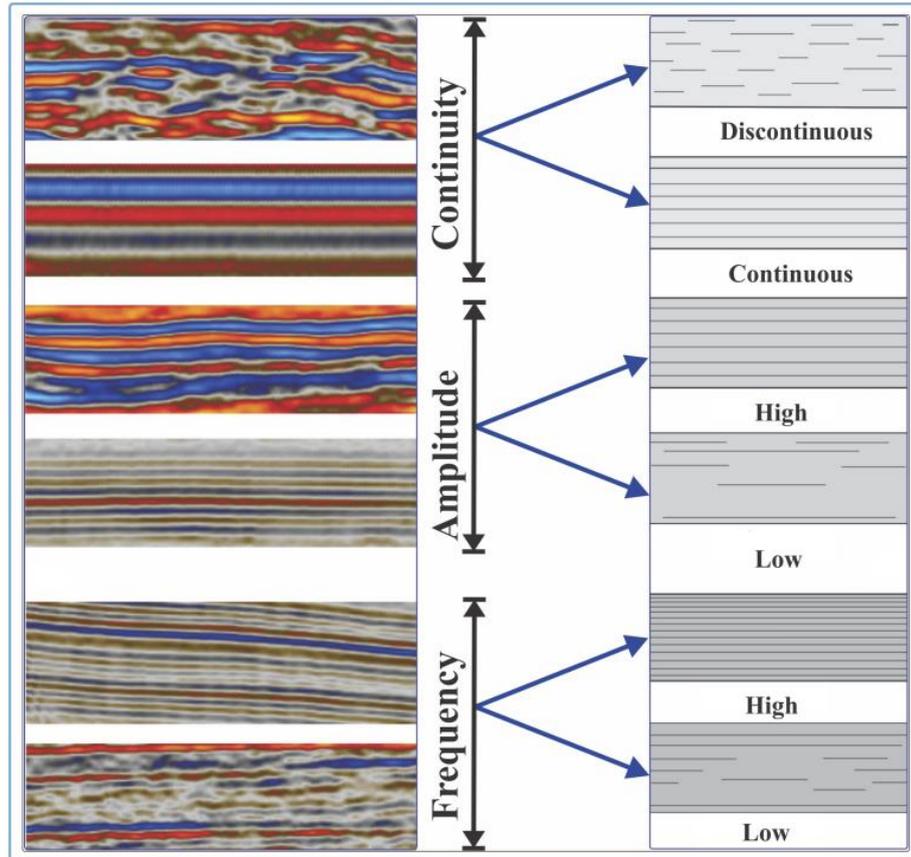


Figura 20: Configurações de reflexão das fácies sísmicas na Bacia de Taranaki (Al-Masgari, 2021).

Genericamente, a interpretação das fácies sísmicas pode ser realizada com base na diversidade das características resultantes de forma, amplitude, frequência e continuidade das reflexões, que existiram em uma determinada sequência (Roksandić, M. 1978). Este processo envolve a escolha e determinação da natureza e orientação das reflexões dentro de cada sequência e os padrões de estratos internos. Tal análise é fundamental na determinação da sequência de sedimentos pela diversidade nos padrões sísmicos que geralmente podem ser mostrados nas seções sísmicas estudadas (Al-Masgari, 2021). Tais padrões internos podem, por vezes, ser violados por outros padrões petrofísicos associados a fluidos, que não respeitem uma determinada sequência estratigráfica, mas sim algum outro padrão hidrostático associado a determinado fluido acumulado, ou que migre em alguma rota pervasiva.

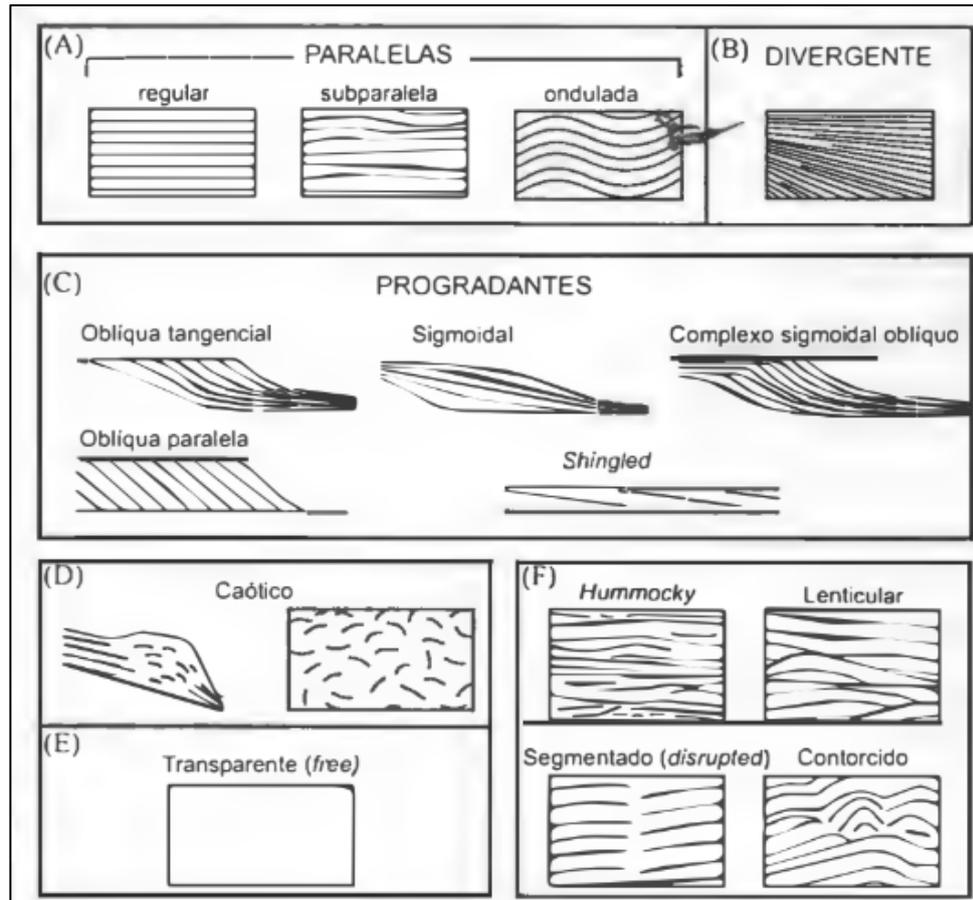


Figura 21: Esquema de padrões de configurações geométricas de fácies sísmicas (Retirado de Severiano Ribeiro, 2001, adaptado de Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R., Sangree, 1977).

Severiano Ribeiro, (2001) define classifica as geometrias internas como segue:

a) **Configurações Paralelas/Subparalelas:** podem indicar taxa de deposição uniforme dos estratos, sobre uma superfície estável ou que tenha sofrido subsidência estável.

b) **Configuração Divergente:** pode representar variação na taxa de deposição e/ou inclinação progressiva do substrato.

c) **Configurações Progradantes:** também ocorrem em áreas de superposição lateral dos estratos, formando assim superfícies inclinadas denominadas cliniformas.

Estas por sua vez dividem-se em:

-Oblíquas tangenciais: diminuição do mergulho gradualmente na parte inferior.

-Oblíquas paralelas: indica alto suprimento sedimentar, ausência ou pouca subsidência, nível do mar estacionário, águas rasas e alta energia de deposição.

-Sigmoidais: disposição lateral das reflexões em forma de S mergulhando em direção ao oceano e podem indicar baixo suprimento sedimentar, subsidência contínua ou rápida subida do nível do mar em ambiente de baixa energia de deposição.

-Complexo sigmoidal-oblínquo: combinação de padrões sigmoidais e oblínquos e estão associados a ambientes deposicionais de alta energia.

-Shingled é um padrão de pequena espessura com limites superiores e inferiores paralelos, associado a ambientes de águas rasas.

d) **Configurações caóticas**: reflexões descontínuas, desordenadas e discordantes. Este tipo de configuração está associado a estratos com dobramentos, estruturas de escorregamento e feições vulcânicas.

e) **Configurações transparente**: intervalos com ausência de reflexão. Este tipo de configuração pode ser associado a pacotes sedimentares intensamente redobrados ou litologias homogêneas para o método sísmico ou não estratificados, como alguns folhelhos, arenitos espessos, carbonatos maciços, sal, ou corpos ígneos.

f) **Configuração hummocky**: é composta por refletores descontínuos, irregulares, subparalelos de padrão ondulado e com terminações não sistemáticas e podem representar leques turbidíticos de sopé de talude.

3.9 Sistema Petrolífero

Um **sistema petrolífero (SP)** em sua descrição inclui o local da acumulação (*pod*) da rocha geradora ativa, a malha de distribuição natural do hidrocarboneto (caminhos de sua migração) e as ocorrências de petróleo descobertas, que tenham relação genética com tal sistema. A presença de uma ocorrência qualquer de petróleo é a prova de que o sistema petrolífero existe. Em contraste às definições de *play* e prospecto, que definem acumulações comerciais não-descobertas, um **SP** inclui apenas ocorrências de petróleo já descobertas. Caso um poço exploratório encontre qualquer tipo ou quantidade de petróleo, tal petróleo faz parte de um **SP** (Magoon, 1995).

Os elementos estruturais de um sistema petrolífero relacionados a reserva de HC são; rochas geradoras, rochas reservatório, trapas e selantes. Os elementos estruturais estão ligados aos elementos temporais, como migração e sincronismo, de acordo com Milani et al., (2001).

Seguindo as definições de Milani et al., (2001) e Magoon, (1995), os elementos de um sistema petrolífero são:

Rochas geradoras: O elemento mais importante e fundamental para a ocorrência de petróleo em quantidades significativas em uma bacia sedimentar, em algum tempo geológico passado ou presente, é a existência de grandes volumes de matéria orgânica de qualidade adequada acumulada quando da deposição de certas rochas sedimentares que são denominadas de geradoras. Rochas geradoras são normalmente constituídas de material detrítico de granulometria muito fina (fração argila), tais como folhelhos ou calcilutitos, representantes de antigos ambientes sedimentares de baixa energia e que experimentaram, por motivos diversos, explosões de vida microscópica.

De uma maneira geral, rochas sedimentares comuns apresentam teores de Carbono Orgânico Total (COT, teor em peso) inferior a 1%. Para uma rocha ser considerada como geradora seus teores devem ser superiores a este limite de 1% e, muito comumente, situados na faixa de 2% - 8%, não sendo incomuns valores de até 14%; mais raramente, até 24%. O tipo de petróleo gerado depende fundamentalmente do tipo de matéria orgânica preservada na rocha geradora.

Migração: Uma vez gerado o petróleo, ele passa a ocupar um espaço/volume maior do que o querogênio original na rocha geradora. Esta se torna supersaturada em hidrocarbonetos e a pressão excessiva deles faz com que a rocha-fonte se fracture intensamente, permitindo a expulsão dos fluidos para zonas de pressão mais baixa. A trajetória de fluidos petrolíferos, se dá através de rotas diversas pela subsuperfície, até à chegada em um local portador de espaço poroso, selado e aprisionado, apto para armazená-los, constitui o fenômeno da migração. As rotas usuais em uma bacia sedimentar são fraturas em escalas variadas, falhas, charneiras estruturais e rochas porosas diversas (rochas carreadoras), que ligam as “cozinhas” de geração, profundas, com alta pressão, a regiões focalizadoras de fluidos, mais rasas, com pressões menores.

Trapa ou Armadilha: Uma vez em movimento, os fluidos petrolíferos são dirigidos para zonas de pressão mais baixas que os arredores, normalmente posicionadas em situações estruturalmente mais elevadas que as vizinhanças. As configurações geométricas das estruturas das rochas sedimentares que permitem a focalização dos fluidos migrantes nos arredores para locais elevados, que não permitam o escape futuro destes fluidos, obrigando-os a lá se acumularem, são denominadas de trapas ou armadilhas. Elas podem ser simples como um flanco de homoclinais ou domos salinos, ou, mais comumente, como o ápice de dobras anticlinais/arcos/ domos salinos, ou até situações complexas como superposição de dobras e falhas de natureza diversas. Este tipo de aprisionamento, em uma estrutura elevada, é denominado de trapeamento estrutural.

3.10 Atributos Sísmicos em sistemas petrolíferos

Atributos sísmicos são produtos de algoritmos matemáticos desenhados especificamente para extrair do dado sísmico alguma peculiaridade que o correlacione com alguma propriedade análoga à geologia. Geralmente, as vantagens de extrair diferentes atributos sísmicos é revelar informações ocultas nas visualizações básicas dos dados sísmicos, que auxiliem na identificação de prospectos, variações tectônicas e petrofísicas, geometrias, zonas de gás, canais de gás, não conformidades, falhas menores e maiores, conduzindo a uma melhor interpretação geológica e geofísica. No entanto, o conteúdo de informação em dados sísmicos ainda é extremamente mais rico do que o habitualmente explorado, em termos de amplitude, frequência, geometria e textura e ainda há muito mais que pode ser feito (Eastwood, 2002).

3.10.1 Variância

Na análise probabilística, a variância é a medida de como os dados da forma de onda se espalham em torno de seu valor médio. Com base nesta definição estatística, utilizando o algoritmo patenteado introduzido por Van Bemmelen e Pepper (2000). O atributo de variância usando um algoritmo comumente calcula a variância local do sinal sísmico com uma janela multitraço definida. O atributo de variância é um dos melhores atributos estruturais para auxiliar o processo de interpretação da geologia estrutural. Além disso, é importante no caso de haver uma migração vertical de hidrocarbonetos ao longo das falhas para exibi-la claramente, e por esta razão, nós a usamos para melhorar a exibição de descontinuidades e estruturas geológicas como as falhas (Ismail, 2019).

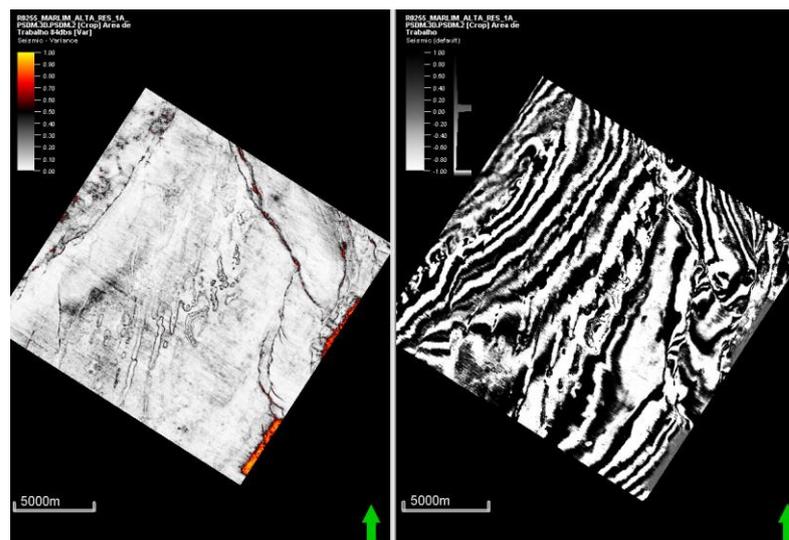


Figura 22: Slice -1464 demonstrando a aplicação do atributo de Variância no dado PSDM de Marlim.

3.10.2 Dip e Azimut

Os atributos Dip e Azimute do Dip são a magnitude e direção, respectivamente, do vetor do gradiente calculado em cada ponto da malha de dados. O atributo Dip ou amplitude dos dados corresponde ao mergulho dos eventos sísmicos. O Dip é útil porque torna as falhas mais discerníveis e pode também indicar possíveis rotas de migração. A amplitude dos dados no atributo Azimute corresponde ao azimute da direção de mergulho máxima da característica sísmica (D.Subrahmanyam, 2008).

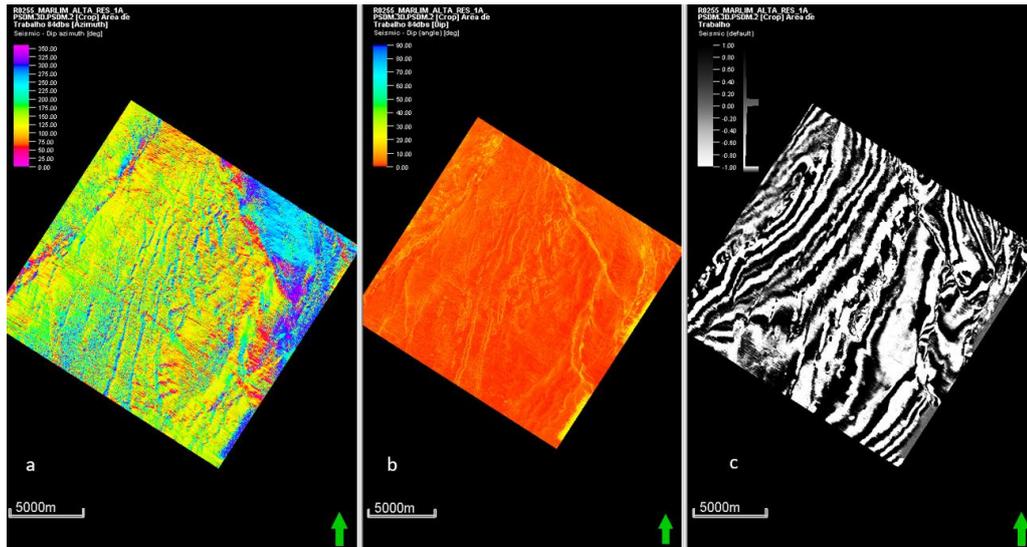


Figura 23: Slice -1464 mostrando o dado original (a), aplicação do atributo Dip no mesmo (b) e o Azimute (a).

4 Metodologia

4.1 Apresentação dos dados

O trabalho se desenvolveu a partir de dados reais de sísmica 3D e dados de poço (i.e. perfis de poço, trajetórias e dados de completação). Destinados a fornecer o principal input para o trabalho, os volumes sísmicos foram recebidos em ótimas condições.

Este estudo contempla dados da Bacia de Campos de lâmina d'água profunda, com dados sísmicos processados especialmente para a seção pós-sal. Os procedimentos a serem documentados foram aplicados meticulosamente ao campo de Marlim, na porção nordeste da Bacia de Campos.

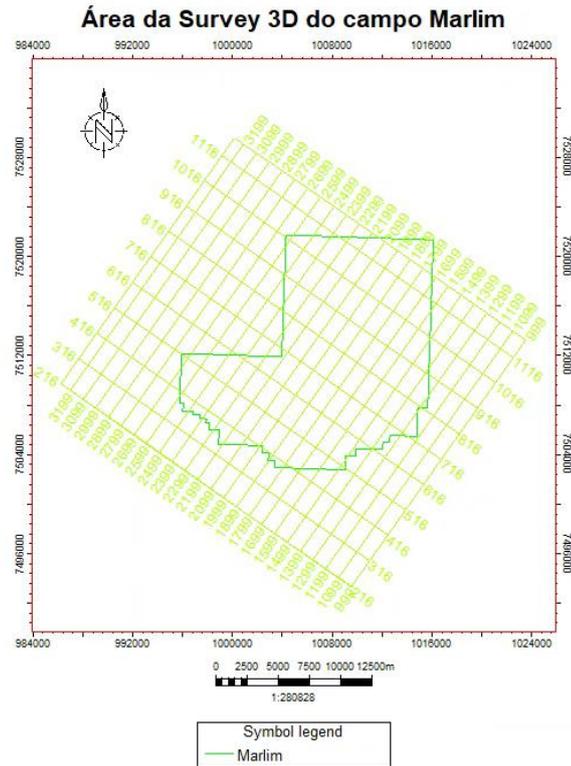


Figura 24: Área do levantamento sísmico de Marlim, R0255_MARLIM_ALTA_RES_1A_PSDM.3D.

O volume sísmico de Marlim é tem um range de amplitudes de 230.47, variado de -114.87 a 115.60. O cubo sísmico compreende 2,271 Inlines e 968 Crosslines.

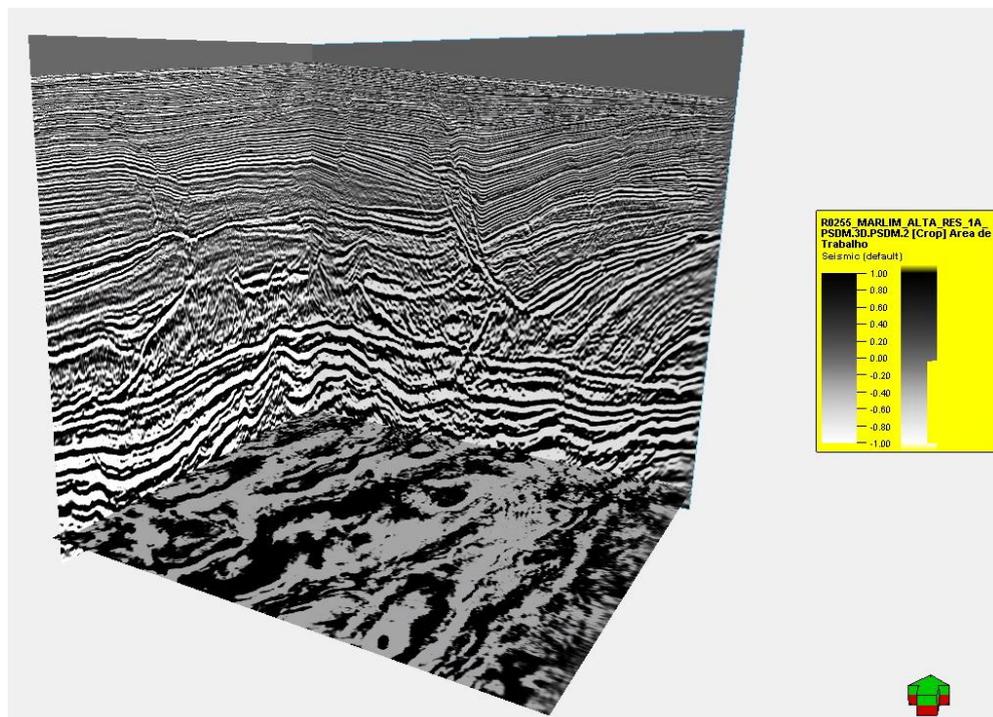


Figura 25: Volume sísmico de Marlim.

PARAMETROS	STATUS
Taxa de amostragem	1 ms
Tamanho do bin (m)	12,5 x 25
Intervalo entre receptores (m)	12,5
Intervalo entre cabos (m)	50
Intervalo de tiro (m)	25
Canais	288

Tabela 2: Parâmetros de aquisição do volume sísmico 3D de Marlim.

Dados de Poços

Como as informações provenientes da perfuração de um poço são dados diretos, i.e. extraídos, diretamente do objeto de estudo, os poços selecionados para realizar o trabalho foram escolhidos com base em sua posição, qualidade dos registros elétricos e profundidade alcançada. As interpretações de formações importantes foram feitas a partir da análise e interpretação das curvas petrofísicas e da documentação dos poços listados.

POÇOS	GRÇALIPER	RESISTIVIDADE	POROSIDADE	DENSIDADE	SONICO COMPR.	PEF	SW
7-MRL-16D-RJS	X	X	X	X	X		
7-MRL-21D-RJS	X	X	X	X			X
7-MRL-23D-RJS	X	X	X	X		X	X
7-MRL-24D-RJS	X	X	X	X		X	X
7-MRL-25D-RJS	X	X	X	X		X	X
7-MRL-32D-RJS	X	X	X	X		X	X
7-MRL-46H-RJS	X	X	X	X	X	X	
7-MRL-53D-RJS	X	X	X	X	X	X	
7-MRL-54-RJS	X	X	X	X	X	X	

Tabela 3: Relação dos poços a serem utilizados.

4.2 Procedimentos Operacionais

Nesta parte do estudo descrevem-se os procedimentos feitos para a qualificação dos dados sísmicos direcionada à interpretação. Em um primeiro momento foi verificada a qualidade do volume sísmico, observando-se todas as Inlines e Xlines, lendo o arquivo de navegação e percebendo-se a resolução geral da sísmica. Após isso, foi feita uma checagem das curvas petrofísicas para o controle de poços que serão de maior utilidade. Houve a necessidade de se fazer splice, e despique em todos os poços usados. O perfil sônico compressional foi disponibilizado em apenas seis poços.

4.2.1 Tratamento dos dados de poço

O fluxo de trabalho inicial com os dados de poço foi o seguinte:

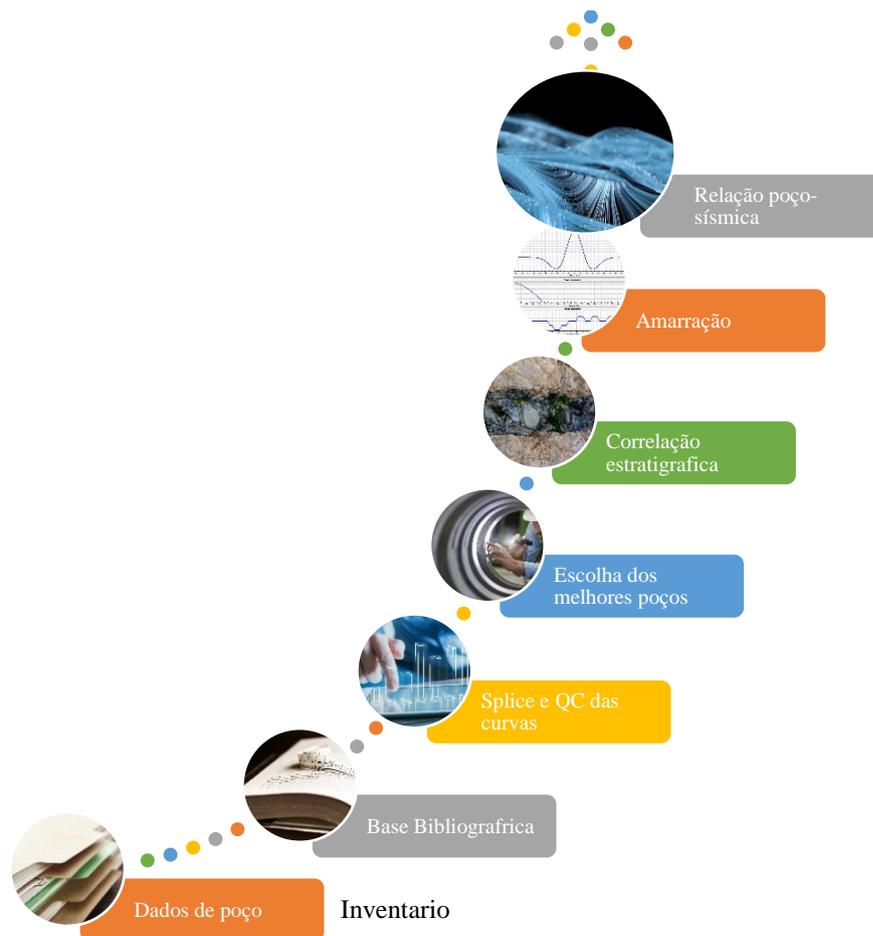


Figura 26: Fluxo de trabalho com os dados de poço.

A interpretação dos perfis de poço constitui uma técnica fundamental na exploração de reservatórios, por permitirem de maneira eficiente a confecção de mapas geológicos e a definição da geometria de corpos em ambientes sedimentares (Schinelli, 2010).

4.3 Qualificação Sísmica

Tarefas interpretativas sísmicas invariavelmente precisa de uma otimização de dados, pois sempre possuem ruídos que contaminam a resposta da onda primária. Uma das mais conhecidas é o condicionamento sísmico, que envolve, em geral, 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, busca qualificar toda as magnitudes existentes nos volumes de dados, principalmente as de background.

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) afirmam que a qualificação suaviza de forma controlada as amplitudes, reduzindo os efeitos de ruídos correlacionados às maiores magnitudes do sinal e melhorando o dado em alguns pontos considerados geologicamente críticos.

Um dos objetivos é interpretar as diferenças obtidas nos dados atenuados com esse processo. O ponto crucial desse método é a possibilidade de interpretar efetivamente um refletor, atribuindo mais do que um nome ao refletor (usando-o quantitativamente), que não tenha muito destaque em meio a ruídos de alta energia. Ruídos coerentes são mais destrutivos para o sinal de um alvo geológico quando o nível de energia do dado de entrada é baixo, ou quando os alvos que causam a reflexão são pequenos. Pode-se estender o sentido da qualificação sísmica, incluindo sinais indesejados (Santos et al, 2019).

Uma qualificação sísmica ideal não deve modificar a fase média dos componentes de frequência, não gerando nenhuma variação de deslocamento de tempo (*phase shift*) em horizontes. Considerando a interpretação de dois traços adjacentes, o processo da qualificação para detecção de heterogeneidades deve analisá-las sob amplitudes globais derivadas de um sinal de entrada em comum, em que os dois traços $S(t)$ são iguais, e se diferenciam na adição dos respectivos ruídos $n(t)$ e $m(t)$ na capacidade de cada componente de frequência perceber efeitos diferenciais nas suas distribuições de amplitude, principalmente os petrofísicos (Santos et al 2019).

Aqui neste trabalho foi realizada a operação de qualificação para 4 diferentes patamares de decomposição de amplitudes em 23 dBs, 42 dBs, 65 dBs e 84 dBs. Optou-se por trabalhar com este último patamar de atenuação, conforme será mostrado adiante

4.4 Ruídos Coerente e Incoerentes

O ruído pode ser dividido em ruído incoerente (aleatório) e ruído coerente. O ruído aleatório inclui a direção temporal e o ruído espacialmente aleatório, que pode estar em qualquer lugar do traço. O tipo direcional de ruído aleatório é mais forte nos maiores tempos de propagação, maiores profundidades, do que nos tempos iniciais, mais rasos, em dados de reflexão. A filtragem passa-banda variante no tempo é geralmente aplicada para atenuar grande parte do ruído temporalmente aleatório. O ruído coerente pode ser indicado como ruído linear, reverberações e múltiplas. Enquanto ruídos incoerentes entram no processo de resposta do sinal registrado como parcela aditiva de amplitudes, o ruído coerente se associa a uma parte da convolução da *wavelet* original, sendo a parte mais contaminante das amplitudes correlacionáveis a baixas refletividades. São ruídos convolucionais e aqui é dada especial atenção aos ruídos causados pela atenuação aparente (Liner, 2012)

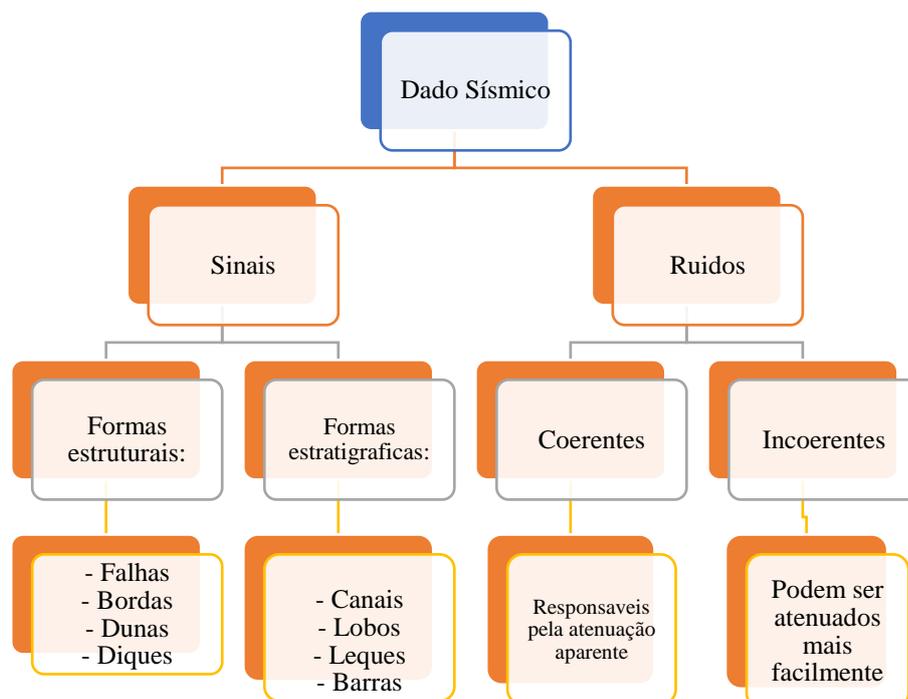


Figura 27: Componentes qualitativas do dado sísmico.

4.5 Inversão Sísmica

Inversão sísmica é um dos meios essenciais para a extração de informações de dados sísmicos correlacionáveis a conceitos petrofísicos, 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).

Qualquer série de coeficientes de reflexão pode ser representada por uma superposição linear dos coeficientes de reflexão, que por sua vez podem ser somadas para formar a série de refletividade individualmente ou em subgrupos divididos por um critério desejado. Por exemplo, a sequência de refletividade pode ser separada em uma série de coeficientes de reflexão acima de um limite e uma outra série composta pelos coeficientes menos restantes. A operação integral na convolução sísmica entre a wavelet e a refletividade é um somatório de eventos, em que cada convulsão é a wavelet multiplicada pelo coeficiente de reflexão (Liang et al, 2021). A convolução direta é entendida pela equação:

$$d = Gm + n \quad (10)$$

Em que \mathbf{d} é o vetor de dados, \mathbf{m} representa os parâmetros, \mathbf{G} é a matriz de modelagem e \mathbf{n} é o ruído. Para considerar a dispersão na solução, é assumido que a refletividade invertida possui uma distribuição característica a qual é afunilada. Baseado nisso, uma função pode ser confeccionada para minimizar simultaneamente a norma L2 da predição e a regularização da norma L1 no modelo dos parâmetros:

$$\min [||d - Gm||_2 + \lambda ||m||_1] \quad (11)$$

Em que λ é o parâmetro regularização. Este esquema de minimização L1 restringido pelos valores absolutos dos parâmetros do modelo em princípio seria dominado por grandes coeficientes de reflexão na solução e, portanto, pode não regular adequadamente pequenos coeficientes de reflexão.

O traço sísmico, nesse exemplo é o vetor de dados (d) usado como dado de entrada na equação (10) e é feita a inversão da matriz G composta pelas reflexões. Com o aumento do fator de regularização λ e assim produz uma solução mais dispersa denominada largos coeficientes de reflexão. Enquanto a diminuição de λ tende a reduzir a restrição de dispersão e amplificar o ruído de inversão. Um fator de regularização adequado para a inversão depende dos dados e do modelo e pode ser determinado empiricamente comparando os resultados invertidos com os perfis dos poços. Em nossa implementação, o parâmetro de inversão deve então ser escolhido com base no critério de que as respostas sísmicas das zonas de interesse sejam bem restauradas após os coeficientes de reflexão invertidos serem separados nas componentes desejadas, o que pode ser validado por testes em dados sintéticos (Liang et al, 2021).

Pela propriedade associativa de convolução, um sismograma original pode ser representado como a soma dos coeficientes de reflexão fortes convolvidos com a wavelet sísmica, adicionados aos coeficientes de reflexão fracos convolvidos com a mesma wavelet. No processo de qualificação sísmica, atenuam-se os eventos de amplitudes mais fortes, e o volume qualificado é a resposta às baixas amplitudes, associáveis principalmente às baixas refletividades, visando observar o comportamento de fluidos, que seriam de baixas magnitudes, a nível do background. Dessa forma, em qualquer que seja o método de inversão, no processo de extração de wavelet, aqui neste estudo considerada como a mesma, tanto para o dado de entrada quanto o dado qualificado, os coeficientes de refletividade obtidos podem ser considerados como efetivos para todos os elementos de um sistema petrolífero, considerando que há uma resposta semelhante na largura de banda de frequência para ambas as refletividades. O modelo convolucional é mostrado nas equações 12 e 13, onde $w_1(t)$ e $w_2(t)$ são *wavelets*, consideradas estacionárias para cada CDP, que se envolvem 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 no dado, $s_o(t)$ representa o traço sísmico do dado original e o $s_q(t)$ o traço sísmico do dado qualificado.

$$s_o(t) = r_o(t) * w_1(t) + n(t) \quad (12)$$

$$s_q(t) = r_q(t) * w_2(t) + n(t) \quad (13)$$

Após as definições mencionadas, realizamos a operações de divisão entre as equações 12 e 13. Essa operação, detalhada a seguir nas equações 14 e 15, 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 refletividades oriundas do dado qualificado.

$$\frac{s_o(t)}{s_q(t)} = \frac{r_o(t) * w_{\pm}(t) + n(t)}{r_q(t) * w_{\pm}(t) + n(t)} \quad (14)$$

$$= \frac{r_o(t)}{r_q(t)} \quad (15)$$

O cubo de baixas refletividades aqui obtido será em muitos momentos do presente trabalho referido como um cubo DHI BR (*Direct Hydrocarbons Indicators em baixas refletividades*). 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, atuando de acordo com 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 16 a seguir, equação de Bortfeld, que estabelece relações entre coeficientes de transmissão e reflexão de ondas P e S com propriedades elásticas.

$$R_{pp} = \underbrace{\frac{\rho_2 V_{p2} \cos \theta_1 - \rho_1 V_{p1} \cos \theta_2}{\rho_2 V_{p2} \cos \theta_1 + \rho_1 V_{p1} \cos \theta_2}}_{\text{Termo fluídico}} + \underbrace{\left(\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}}\right)^2 [V_{S1} + V_{S2}] \left[3(V_{S1} + V_{S2}) 2 \left(\frac{V_{S2} \rho_1 - V_{S1} \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \right) \right]}_{\text{Termo de rigidez}} \quad (16)$$

Termo fluídico

Termo de rigidez

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 (16) e da classificação genética de sistemas petrolíferos proposta por Demaison e Huizinga (1991), Santos *et al.*, (2022) expande os conceitos de que: qualquer cubo DHI, obtido por qualquer processo de inversão sísmica, para ser efetivo, todas as suas respostas sísmicas precisam incluir todos os sinais relacionados aos elementos do sistema petrolífero investigado, de acordo com as definições a seguir.

Cozinha Efetiva – Regiões ao redor de fontes de fluidos 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 na equação (16).

Migração Secundária Efetiva – Caminhos estratigráficos ou de falhas e fraturas que são persuasivos a serem áreas de transporte diagnosticadas pelo fator de fluidez da equação (16).

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 na equação (16).

Reservatório Efetivo – Para aquele de alta impedância acústica absoluta, contendo hidrocarbonetos, o fator de fluidez da equação (16) apresentaria grandes variações. Já reservatórios de baixa impedância absoluta, com ausência de hidrocarbonetos, as variações apresentadas seriam relativamente pequenas e associada ao termo de rigidez.

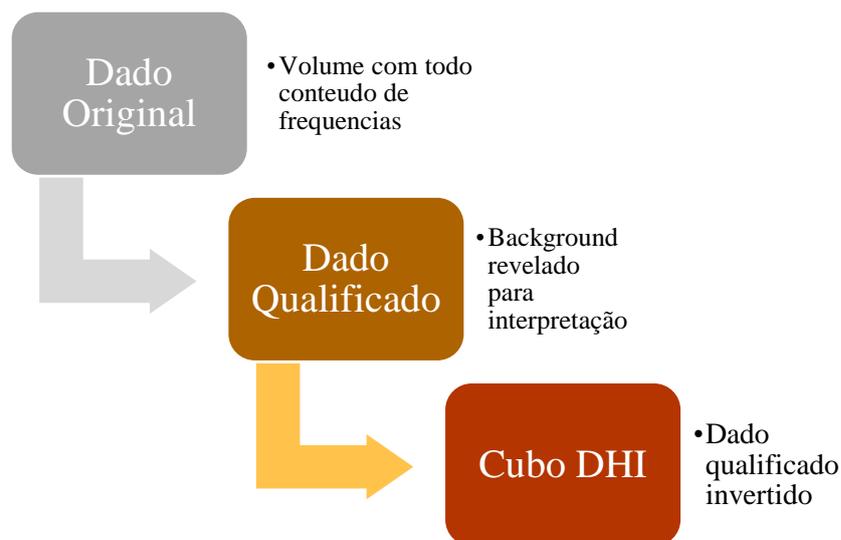


Figura 28: Etapas reproduzidas para chegar no cubo DHI efetivo.

4.6 Modelagem Sismoestratigráfica

Modelagem estratigráfica, 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 sismo estratigráfica, apesar de apresentar os mesmos objetivos, é baseada na aplicação de conceitos relacionados à estratigrafia de sequências 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 e a correlação estratigráfica entre poços.

5 Resultados

5.1 Correlação estratigráfica

Os poços da tabela acima foram escolhidos para dar continuidade no trabalho. O requisito para escolha dos poços foram a qualidade das curvas e a localização dos poços.

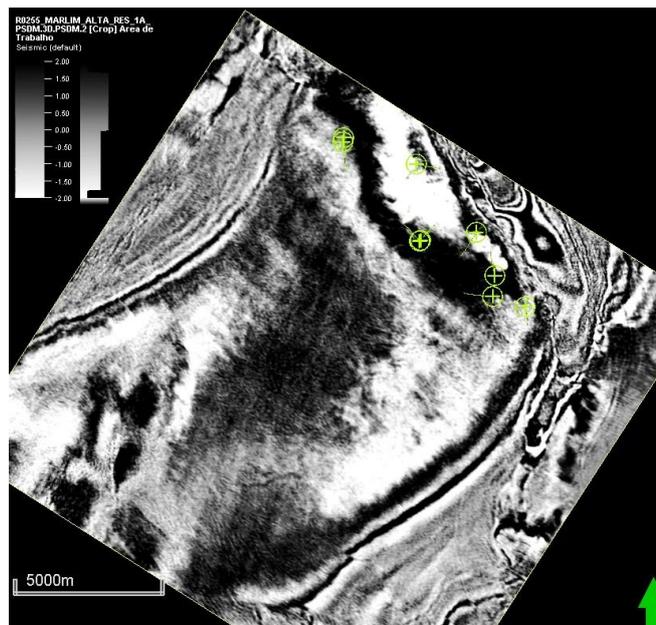


Figura 29: Slice 2988 mostrando os poços escolhidos para fazer a correlação estratigráfica.

Através dos perfis de poços foram mapeados 4 eventos; Fm. Carapebus, Fm. Ubatuba, ARN Marlim, Marco Azul como registrado em documentos do poço MRL-51.

O reservatório Marlim consiste em uma série de lobos submarinos coalescentes, não-confinados, resultando em vasto corpo arenoso maciço e relativamente homogêneo, de granulometria média a fina e porosidade da ordem de 25%, com espessura média de 47 m, praticamente inconsolidados. O reservatório do Campo de Marlim abriga petróleo de densidade entre 17° e 21° API, biodegradado. Nas porções oeste e noroeste do campo, aparecem depósitos de geometria alongada que registram as fácies arenosas ligadas a canais alimentadores dos lobos distais (Milani et al, 2003).

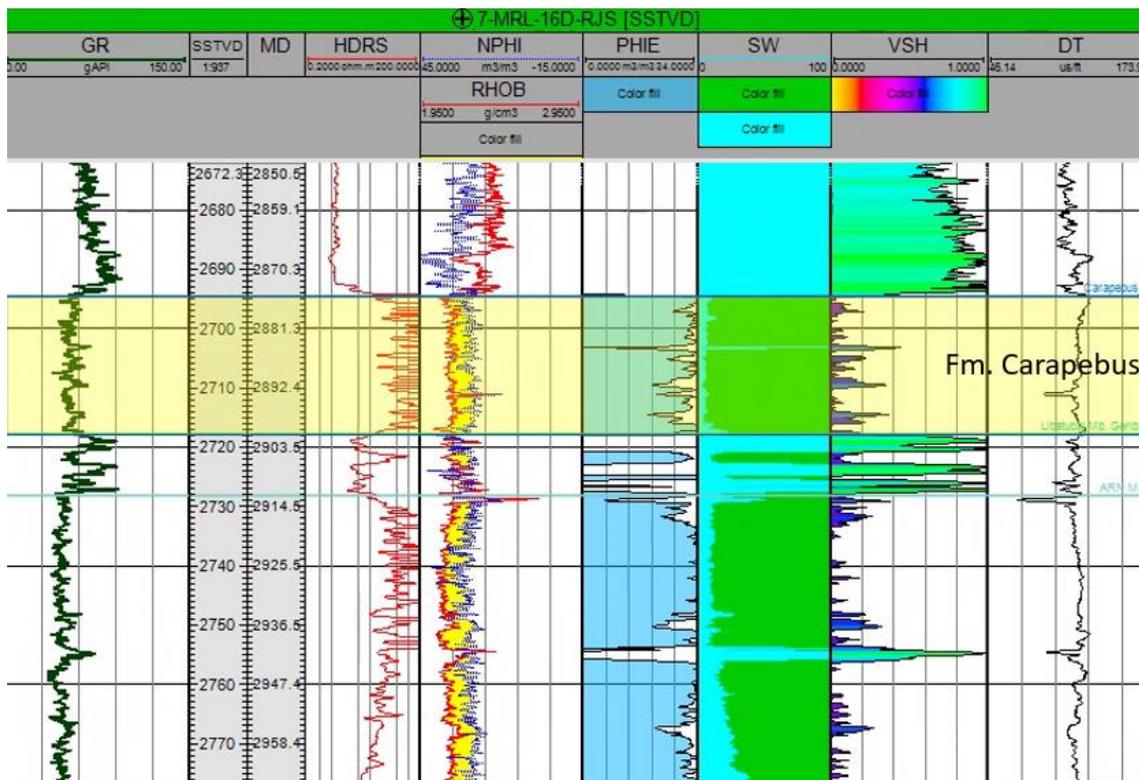


Figura 30: Perfil do poço 7-MRL-16D mostrando a identificação da Formação Carapebus.

Como exemplificado na figura acima, a Formação Carapebus foi identificada através da interpretação da conjuntura dos perfis disponíveis. Apresentando uma leitura de GR no patamar de 50 gAPI, característica básica de arenitos. O cruzamento dos perfis de densidade (RHOB) e porosidade (NPHI) corroborando a ideia e os perfis de resistividade profunda e rasa indicando a presença de fluido.

Subsequente a Fm. Carapebus está situada a Formação Ubatuba. A Formação Ubatuba é caracterizada por depósitos finos típicos de sedimentação hemipelágica, incluindo folhelhos e margas, que se apresentam ricos em foraminíferos e nanofósseis calcários, muito empregados nas datações dos principais intervalos da bacia (Picolini, 2015).

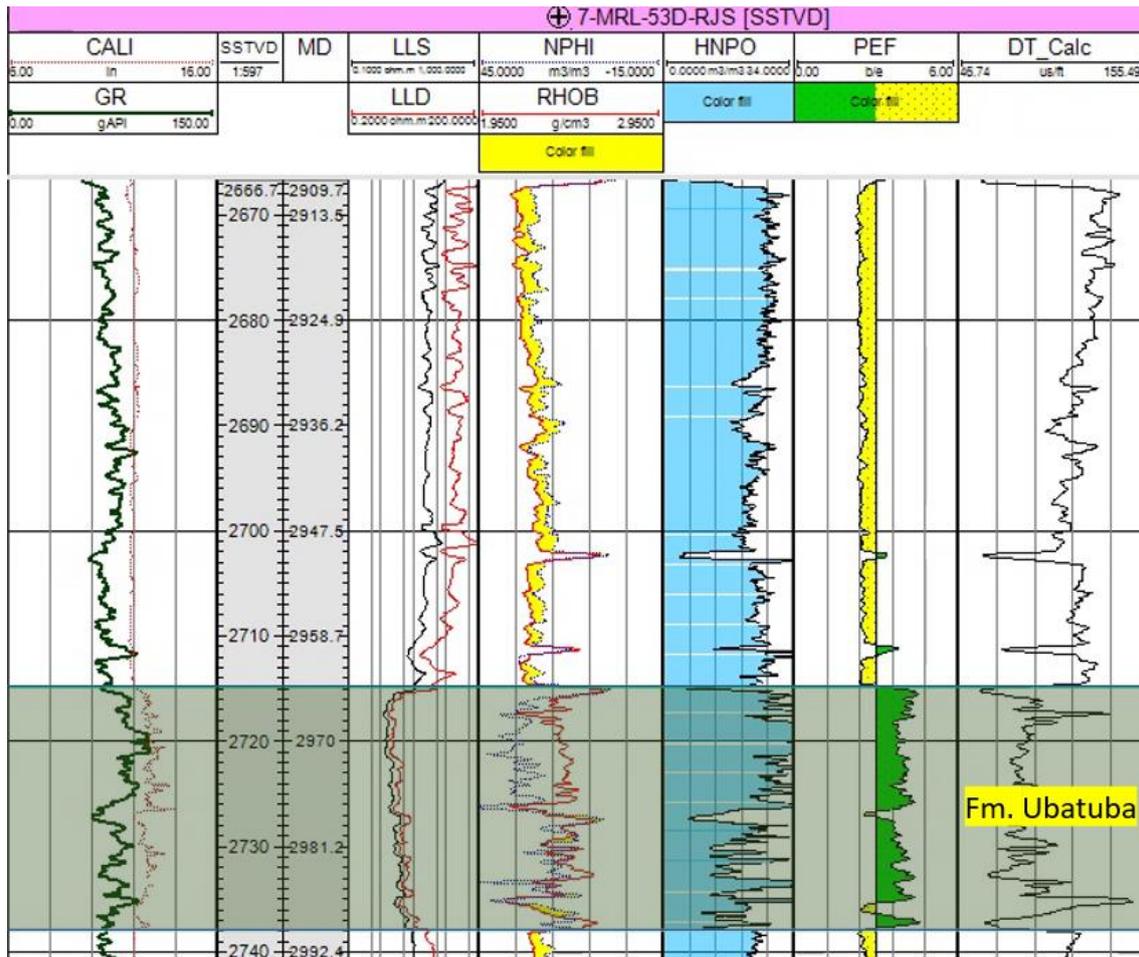


Figura 31: Perfil do poço 7-MRL-53-RJS mostrando a interpretação da Fm. Ubatuba.

Como mostrado no perfil anterior, a Formação Ubatuba foi mapeada diretamente abaixo do arenito da Fm. Carapebus. A leitura de GR no patamar mínimo de 60 gAPI, baixas resistividades, os perfis de densidade e porosidade cruzados, assim como o perfil fotoelétrico com um corte em 4 b/e foram usados para determinar a formação constituída primordialmente de folhelhos e margas. Flutuações bruscas nos perfis de densidade/porosidade e DT podem estar relacionados a localização estrutural do poço. O poço está localizado em uma região de falhas, as quais podem ter transportado outros tipos de materiais.

Nos relatórios finais de completação de alguns dos poços utilizados foi registrada a unidade estratigráfica ARN MARLIM, que relacionando a sísmica é uma camada de arenito espessa abaixo da Formação Ubatuba. Esta formação denominada ARN MARLIM também é um reservatório. Observando o dado sísmico pode-se observar um refletor com características concordantes com traços esperados de um arenito.

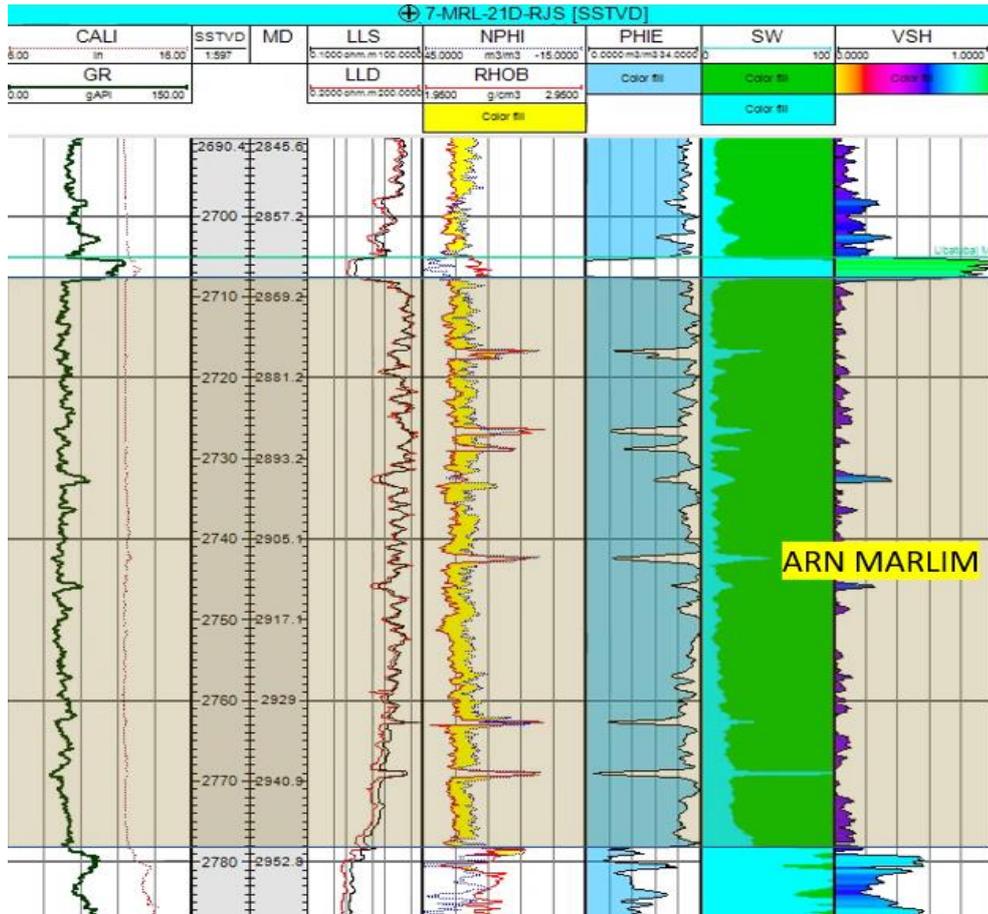


Figura 32: Perfil do poço 7-MRL-21D-RJS destacando ARN MARLIM.

Para abrir uma rota de estudo quantitativo dos dados usados, o poço 7-MRL-16D-RJS foi utilizado como modelo para analisar graficamente os dados porosidade, densidade, resistividade e raio gama.

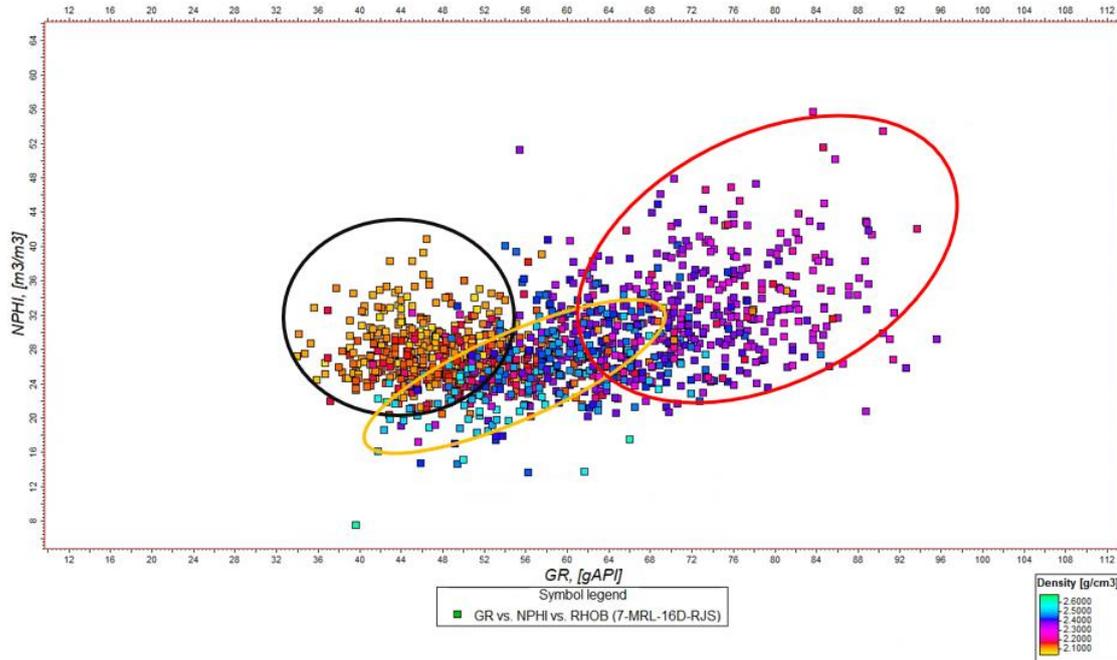


Figura 33: Gráfico de dispersão entre a porosidade e GR, com o perfil de densidade como terceira variável.

Foram interpretados 3 grupos principais. O primeiro, com boa porosidade variando entre 40% e 25% e baixo GR indicando um arenito limpo. O segundo grupo apresenta uma maior dispersão, de acordo com o aumento do GR a porosidade também aumenta levemente formando uma tendência crescente. Esse grupo pode ser interpretado como laminações de materiais densos e porosos. E o terceiro grupo apresenta uma maior radioatividade, maior porosidade e menor densidade do que os outros grupos, o que leva a conclusão de que esta pode ser uma zona de água.

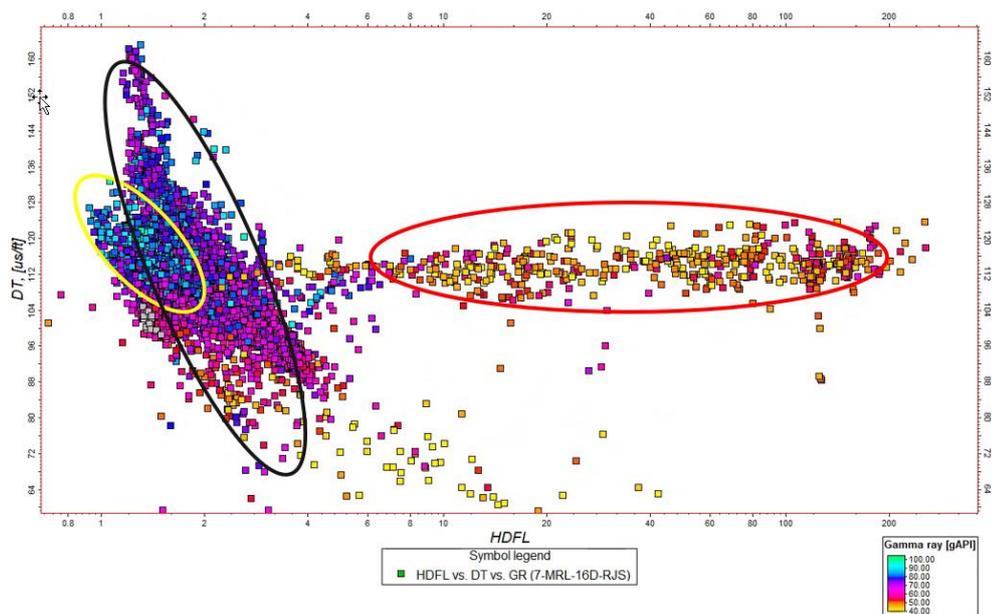


Figura 34: Relação entre o perfil sônico, a resistividade e GR destacando os grupos identificados.

Os grupos vistos na imagem anterior também foram identificados ao relacionar o perfil de resistividade, DT e GR. O gráfico mostra também pontos de baixa radiação com baixíssima radiação e tempo de trânsito, esse padrão pode ser rastreado a carbonatos do Marco Azul, mas essa questão ficara em aberta para futuros estudos.

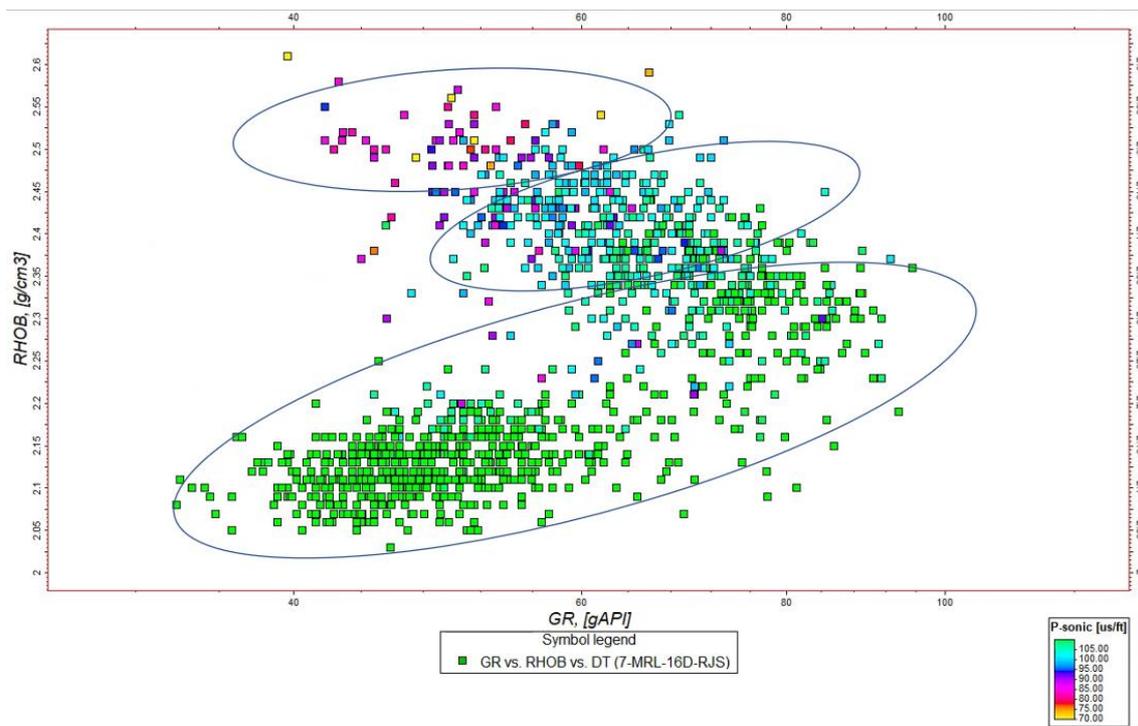


Figura 35: Relação entre a densidade, GR e perfil sônico compressional.

Como identificado anteriormente, existem dados característicos de carbonatos e de acordo com a bibliografia estudada a camada carbonática do Marco Azul pode ter sido atingida pelo poço, porém são necessárias maiores investigações para poder inferir tal conclusão com maior certeza.

Perfis petrofísicos foram analisados somente no intervalo do reservatório com o intuito de entender melhor o tipo de sedimento que o compõe.

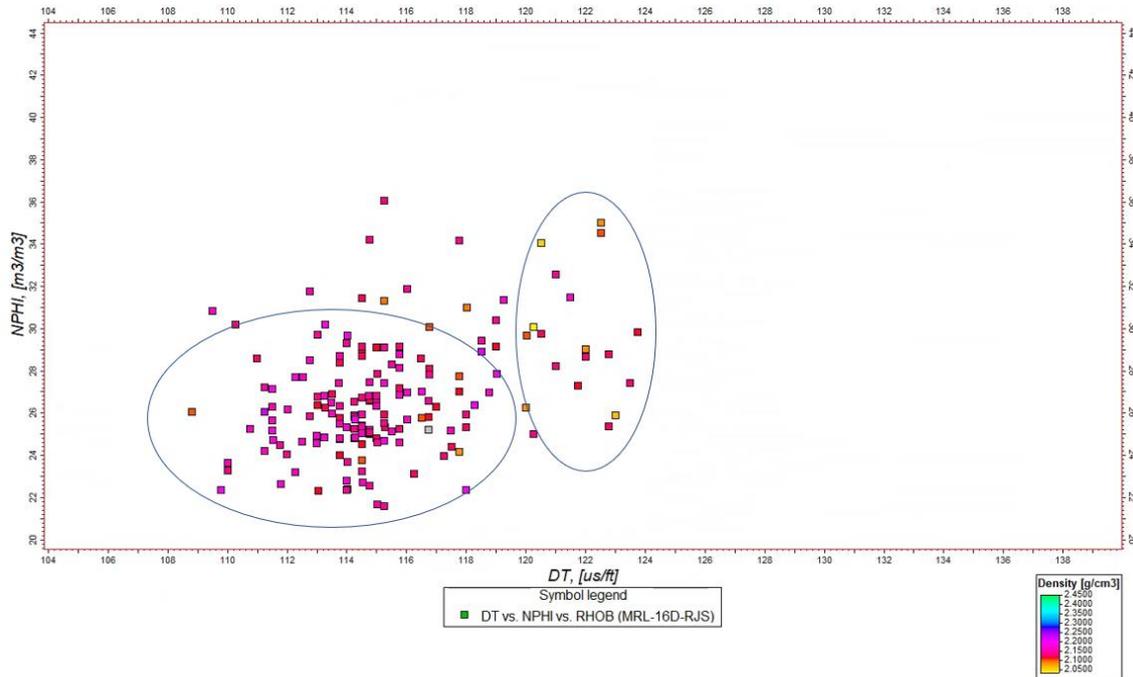


Figura 36: Gráfico de dispersão da Formação Carapebus relacionando o perfil sônico DT com a porosidade NPHI e a densidade como a terceira variável.

O arenito em questão apresentou um tempo de trânsito alto, o que era esperado, DT alto indicando que a onda compressional levou muito tempo para atravessar a formação, o que por sua vez indica que a velocidade compressional nesse intervalo é pequena. Os dados de porosidade revelam que a formação tem um teto de porosidade por volta dos 35 m³/m³. A relação da densidade com esses perfis ajuda a perceber que a formação não apresenta uma densidade muito alta e que os trechos com menor densidade apresentam maior porosidade, indicando um bom reservatório.

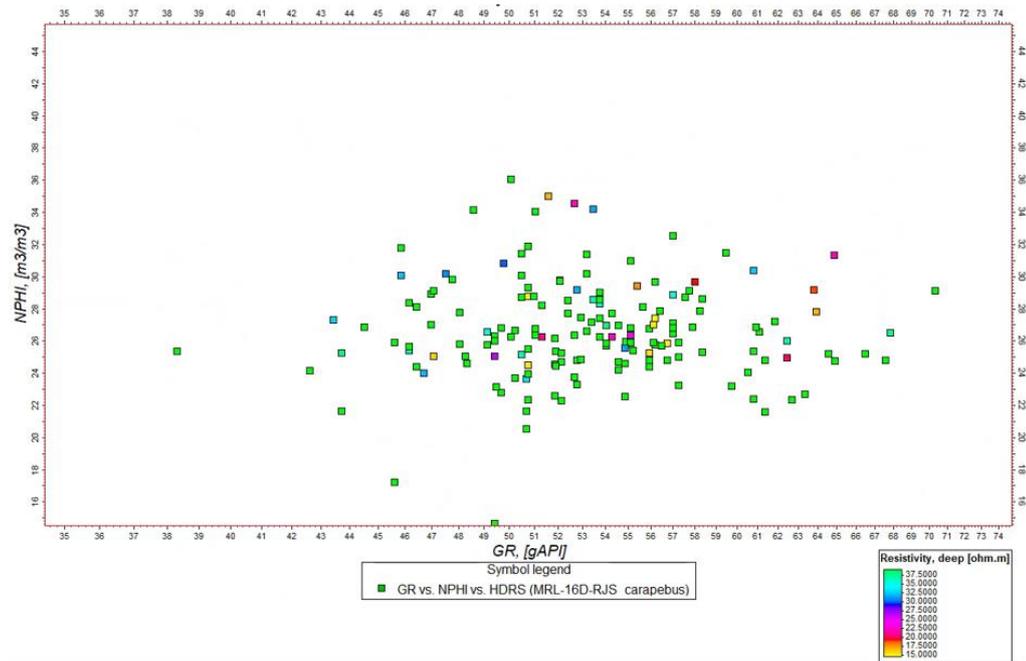


Figura 37: Gráfico da relação do perfil de porosidade, raios gama e resistividade.

Para observar a qualidade do reservatório foi relacionado o perfil de porosidade com GR usando a resistividade como cor. Pode-se ver que existem areias limpas e muito porosas com leituras altas de resistividade sugerindo a presença de fluidos. Há também pontos de menor resistividade, mas observando com cuidado podemos ver que esses pontos não apresentam uma porosidade muito elevada, o que pode indicar cimentação.

5.2 Amarração de Eventos sísmicos com os perfis de poços

De acordo com o estudo da geologia regional e local foi possível entender as principais feições a serem interpretadas tanto na sísmica quanto nos perfis de poço. A partir da interpretação das curvas petrofísicas os principais eventos que se pode identificar foram amarrados a sísmica fazendo a relação profundidade-profundidade (visto que o volume sísmico trabalhado está em profundidade). Os principais eventos que puderam ser identificados foram; Fm. Carapebus e Fm. Ubatuba. Como por exemplo:

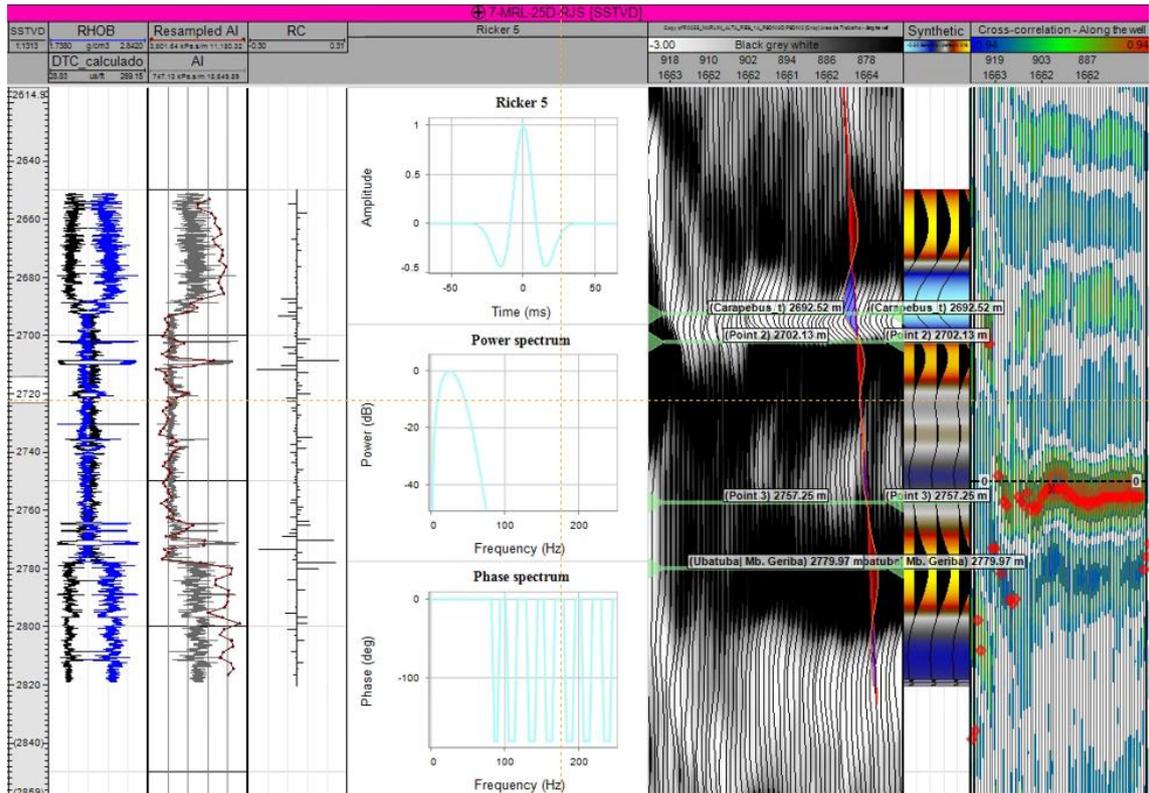


Figura 38: Exemplo de amarração com o poço 7-MRL-25D-RJS.

5.3 Análise de Baixas Refletividades sísmicas correlacionadas a poços

Um dos pontos mais importantes da análise aqui descrita, diz respeito a correlação das baixas refletividades sísmicas e propriedades de perfis de poços, incluindo comparações de respostas das amplitudes de entrada, antes da qualificação sísmica. Operacionalmente, o que se realiza é a extração de propriedades sísmicas na posição dos poços e compara-las entre si, e com as amostras de perfis de poços, buscando relações de correlações e diagnósticos de comportamentos de fluidos e rochas ao longo dos poços.

5.4 Comparação de amplitudes PSDM e Facies BR (qualificado)

Um dos primeiros passos de obtenção de magnitudes de baixas refletividades é a qualificação sísmica (Santos et al, 2019). Aqui neste estudo a exemplificação de propriedades de BR e propriedades de perfis de poços, será através do 7-MRL 16. No ponto de locação (XYZ) do poço, extrai-se as magnitudes de cada valor sísmico (amostrado a 4ms) e transformado em espessuras no processo de PSDM.

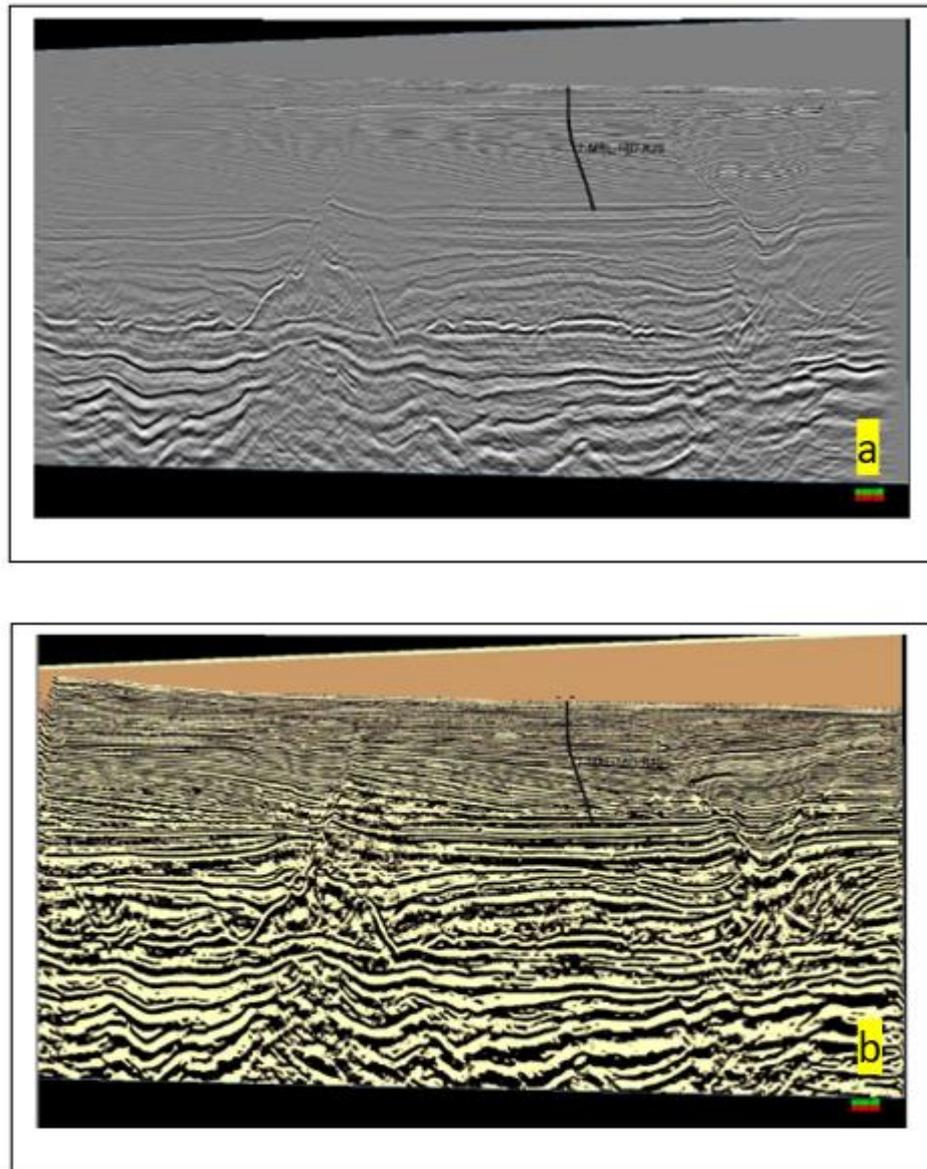
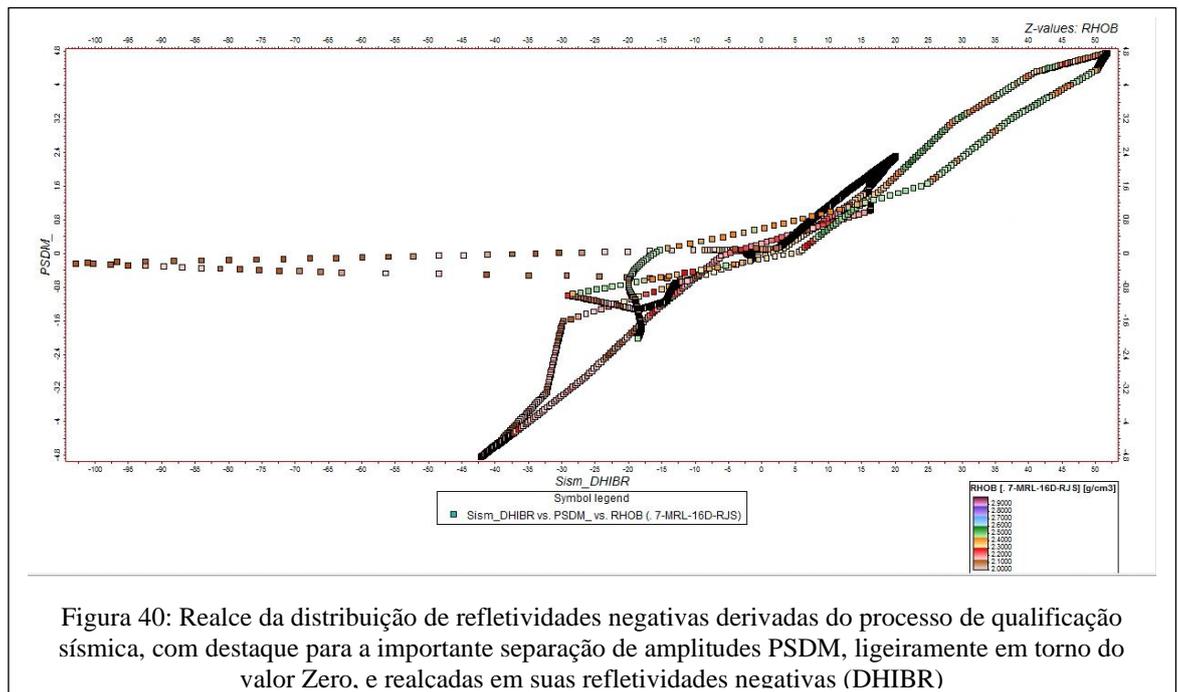


Figura 39: Extração dos valores (a) PSDM e (B) Qualificado na posição, do poço MRL 16. O dado qualificado se mostra muito mais normalizado em suas magnitudes e melhor correlacionado com as refletividades

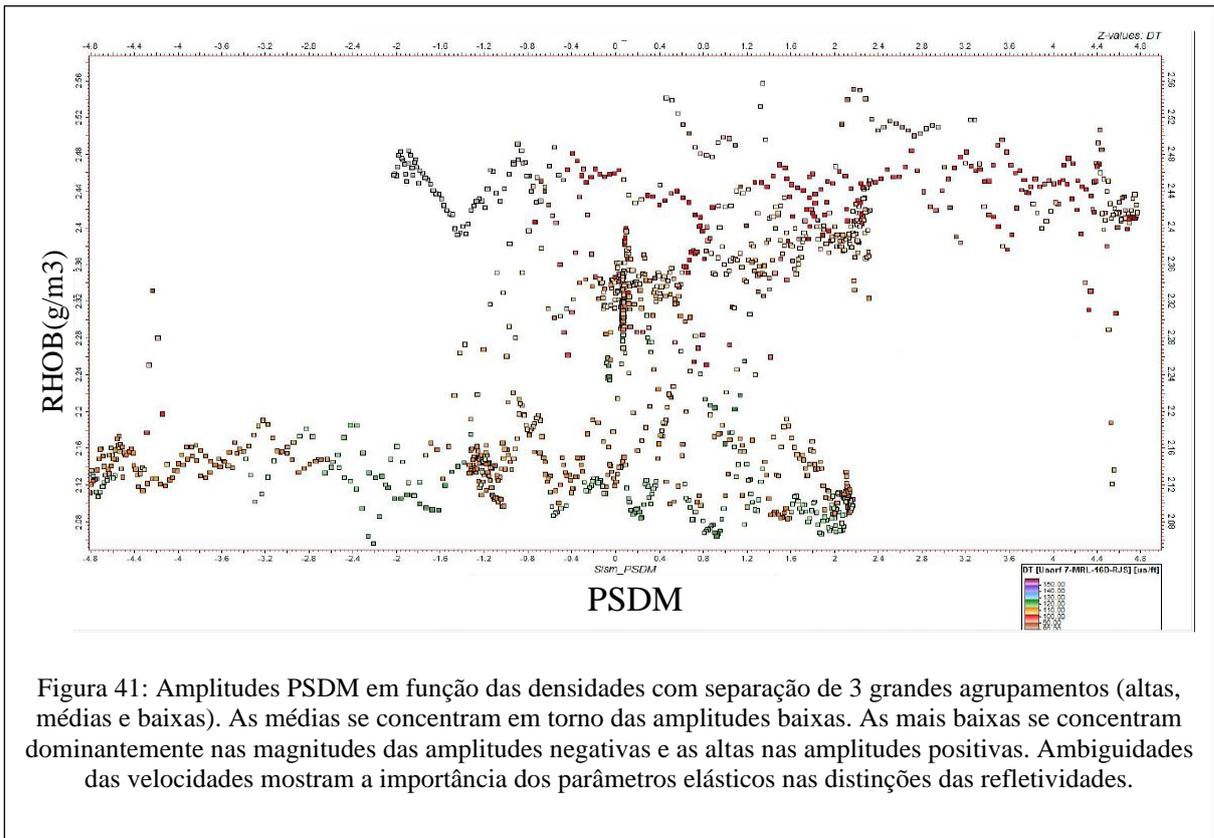
A Figura 39 mostra uma grande concentração de magnitudes de amplitudes PSDM coincidentes no entorno do valor zero (background remanescente após qualificação sísmica adotada). Conforme se caminha no eixo de amplitudes PSDM, para valores modularmente maiores, distinguem-se claramente famílias (ou eventos sísmicos) diferenciais em curvas distintas: cerca de 3 para amplitudes positivas, e cerca de 8 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 BRs que se realçaram no poço após a qualificação sísmica adotada (Facies BR).

A figura 40 mostra um dos grandes benefícios da obtenção das refletividades derivadas do processo de qualificação sísmica. São definidas diversas magnitudes de refletividades negativas identificadas na qualificação e assinaladas nos valores de amplitude PSDM, ligeiramente em torno do valor Zero, algumas positivas, mas a maioria em magnitudes negativas, que podem indicar redução de velocidades, densidades ou porosidades. A distribuição de densidades nos pontos mostrados ilustra a separação evidente de valores bem agrupados.

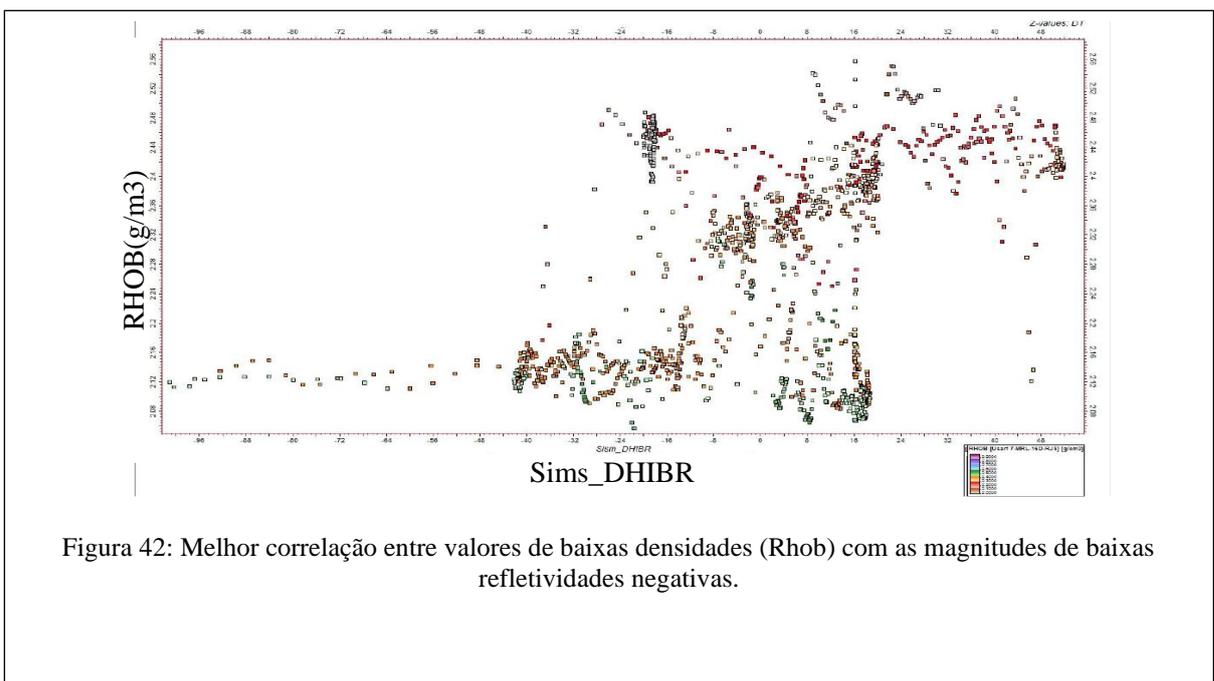


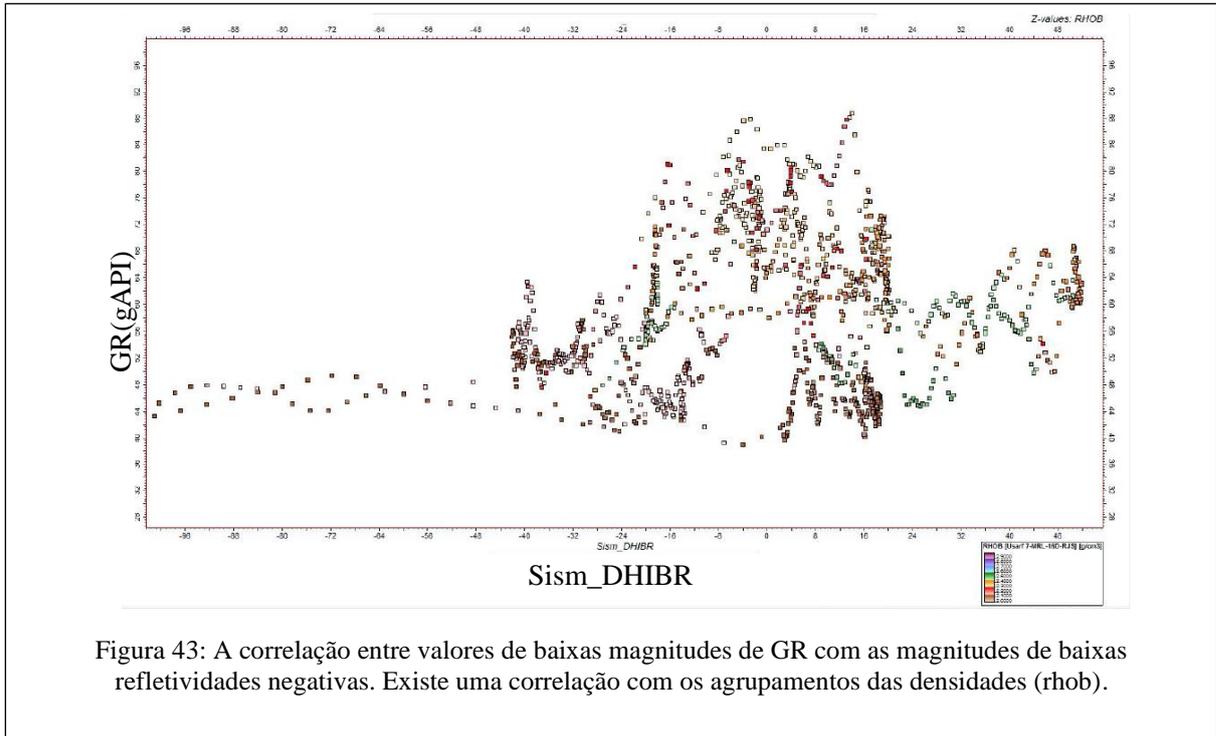
5.5 Comparação de amplitudes PSDM com valores de perfis de poços

Nas exemplificações a seguir, mostram-se análises de valores extraídos no poço 7-MRL 16D, com propriedades de perfis de poços, e pode-se observar o seguinte: quando observada as amplitudes PSDM em função das densidades, há 3 grandes agrupamentos (altas, médias e baixas). As médias se concentram em torno das amplitudes baixas. As mais baixas se concentram predominantemente nas magnitudes das amplitudes negativas e as altas nas amplitudes positivas. Isso mostra a importância dos parâmetros elásticos da onda P no controle das amplitudes e das suas velocidades, e não necessariamente as densidades, como ilustrado na figura 41.

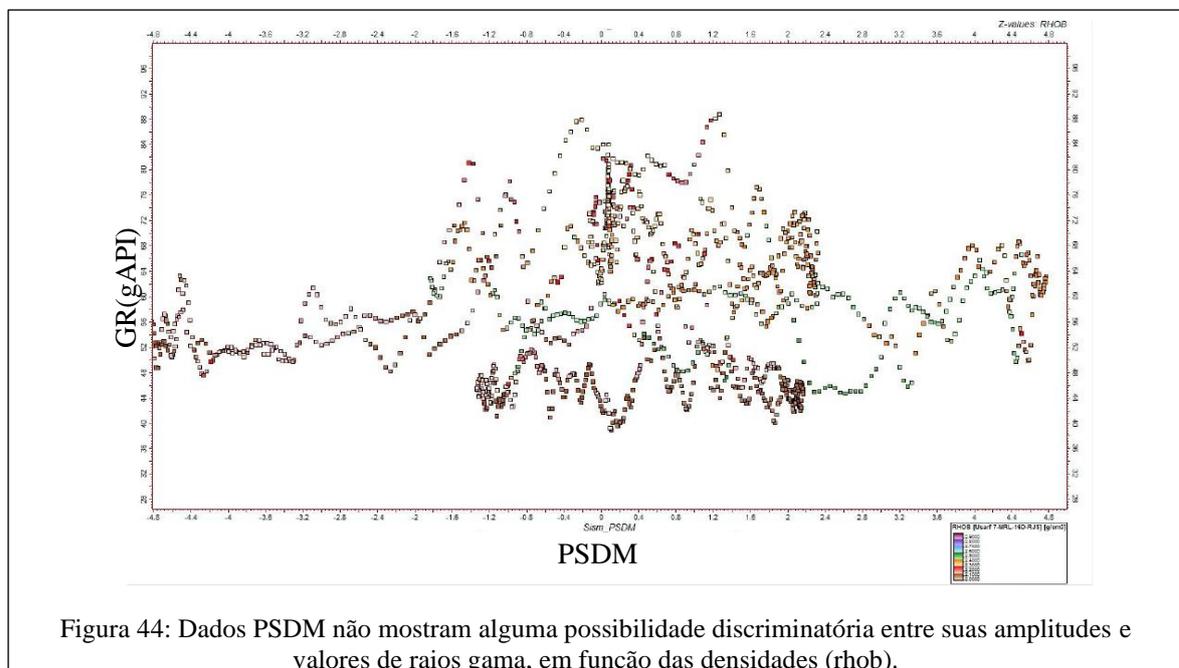


As figuras 40 e 41 mostram a melhoria na discriminação de valores de densidade quando analisadas com as baixas refletividades, separando possíveis efeitos de litologia e fluidos para diferentes eventos de refletividades, indicados pela flutuação das densidades e raios gama.



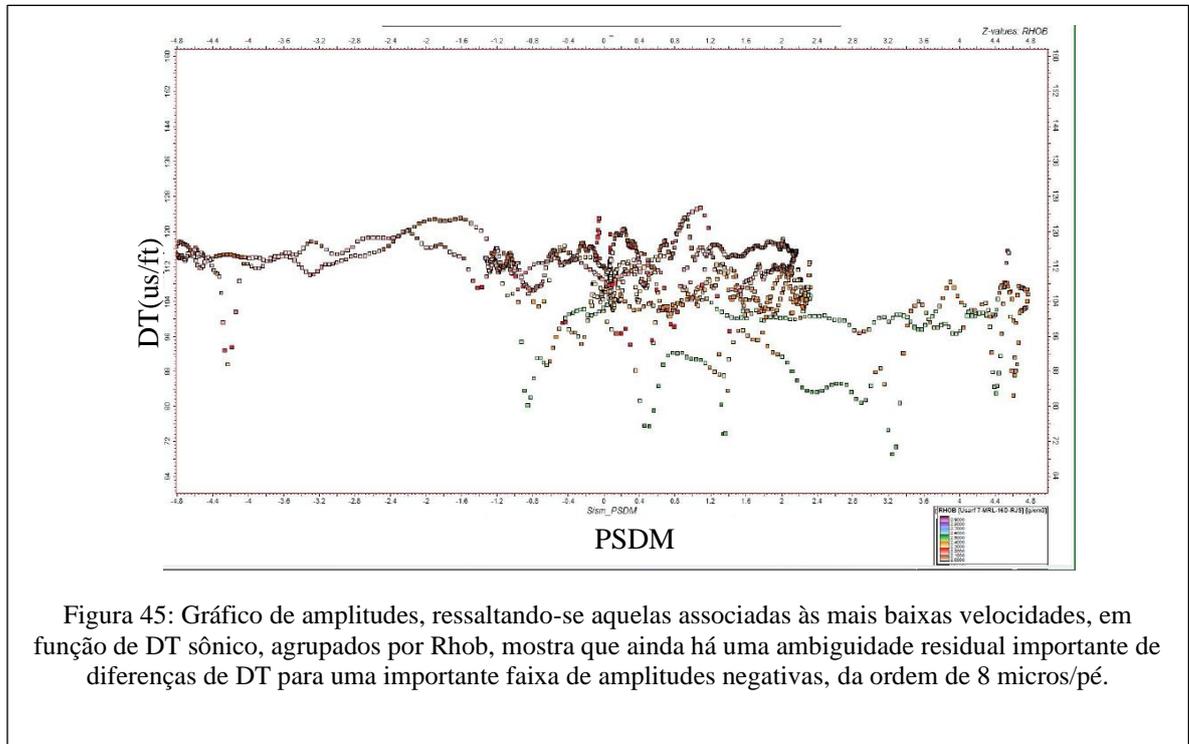


Entretanto, os dados PSDM não mostram essa possibilidade discriminatória. (figura 44), havendo diversas e fortes ambiguidades de respostas.



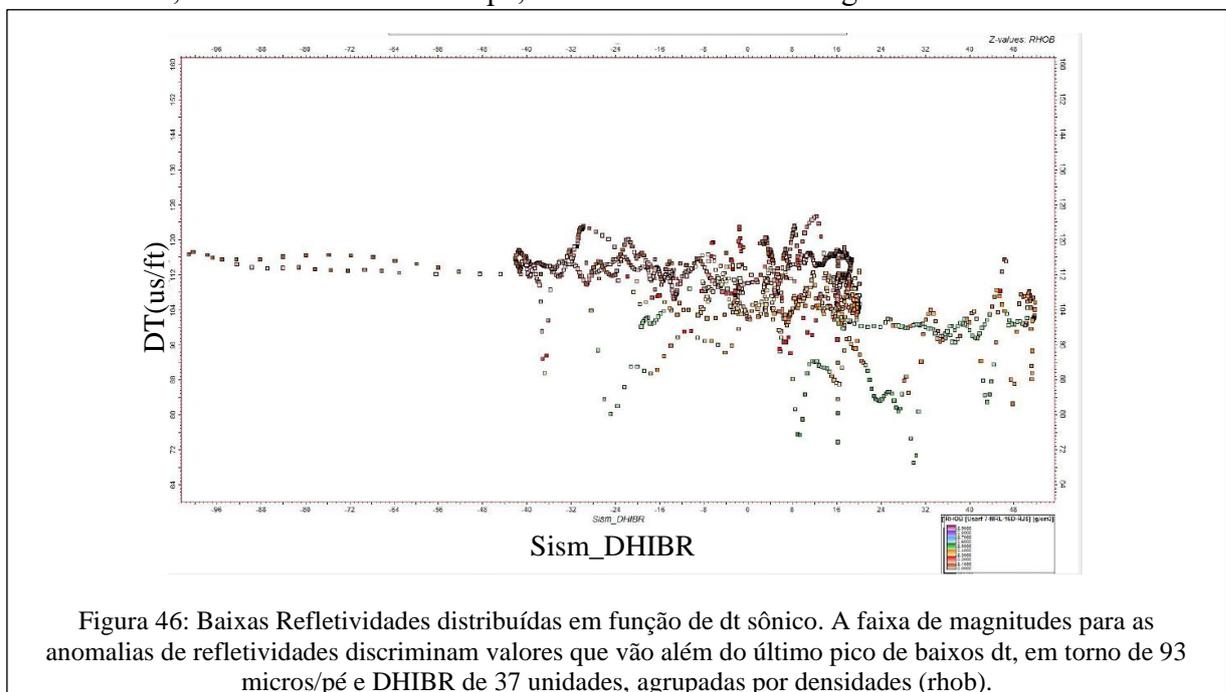
Já o DT mostra alguma chance de o PSDM poder ter um papel importante ao possibilitar a geração de anomalias de amplitude usadas que teriam sido usadas para descoberta e desenvolvimento do campo de Marlim. Porém, quando se analisa as baixas amplitudes,

associadas às mais baixas velocidades, ainda há uma ambiguidade residual importante de diferenças de DT para uma mesma faixa de amplitudes negativas, da ordem de 8 micros/pé.



As figuras 45 e 46 ilustram o impacto das velocidades da onda P e da densidade, nas respostas das baixas refletividades na região do poço 7-MRL-16D

Parte de uma solução nesse sentido pode ser trazida pelas baixíssimas refletividades oriundas da inversão com dados qualificados, extraídas na faixa de magnitudes para as anomalias negativas das refletividades com magnitudes que vão além do último pico de baixos dt, em torno de 93 micros/pé, conforme ilustrada na figura 46.



Nesse sentido investigativo, a figura 47 mostra que baixas refletividades podem estar associadas a fluidos, conforme a distribuição das mais baixas saturações de água (SW) associadas a agrupamentos de baixas densidades

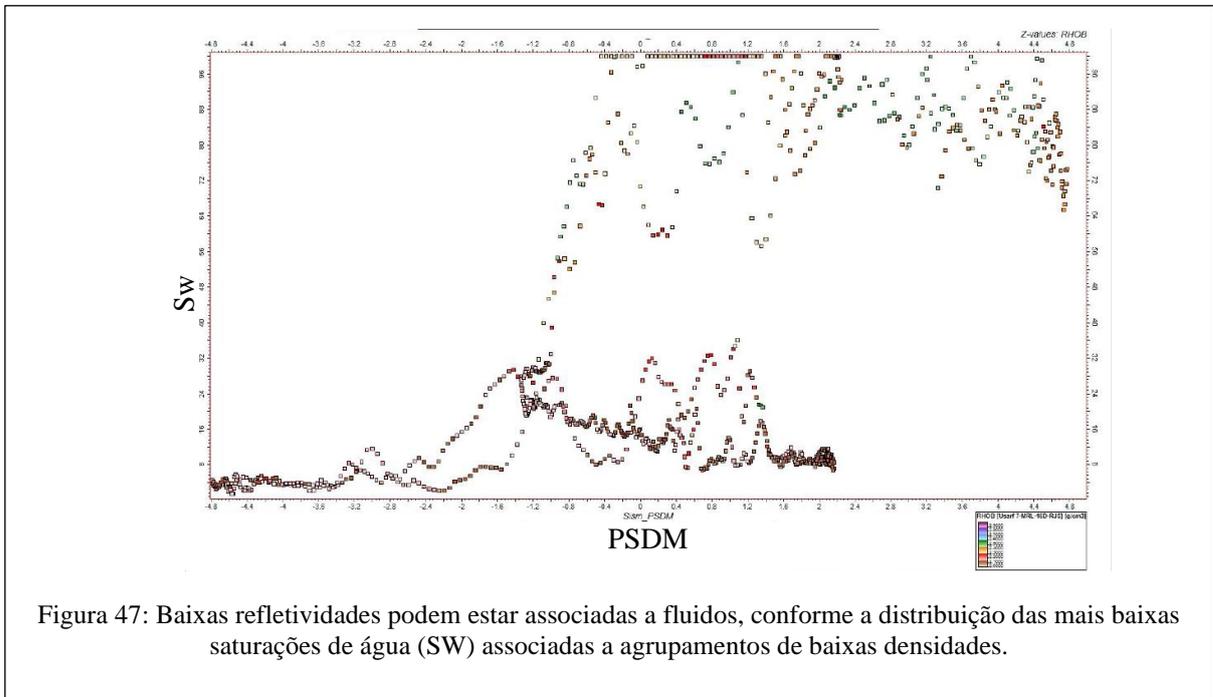


Figura 47: Baixas refletividades podem estar associadas a fluidos, conforme a distribuição das mais baixas saturações de água (SW) associadas a agrupamentos de baixas densidades.

Tal associação, de baixas refletividades com baixíssimas saturações de água, se correlaciona também aos mais baixos volumes de finos nas rochas (VSH), conforme mostra a figura 48.

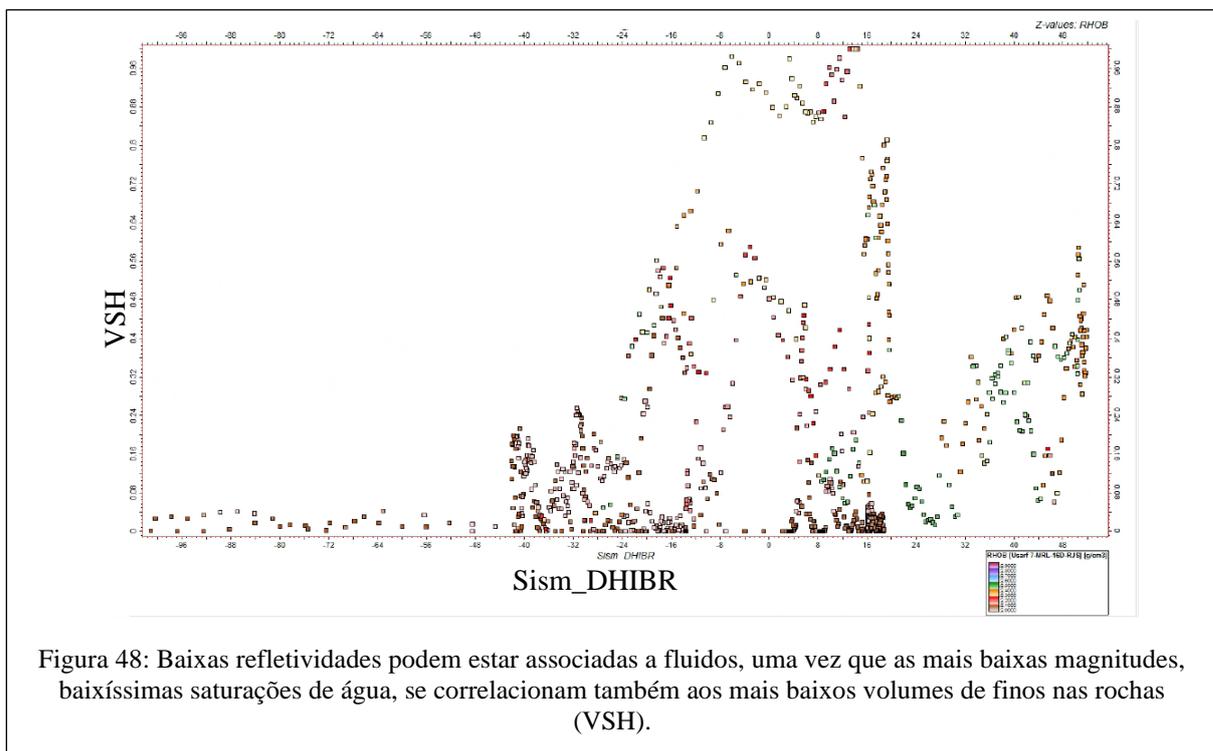
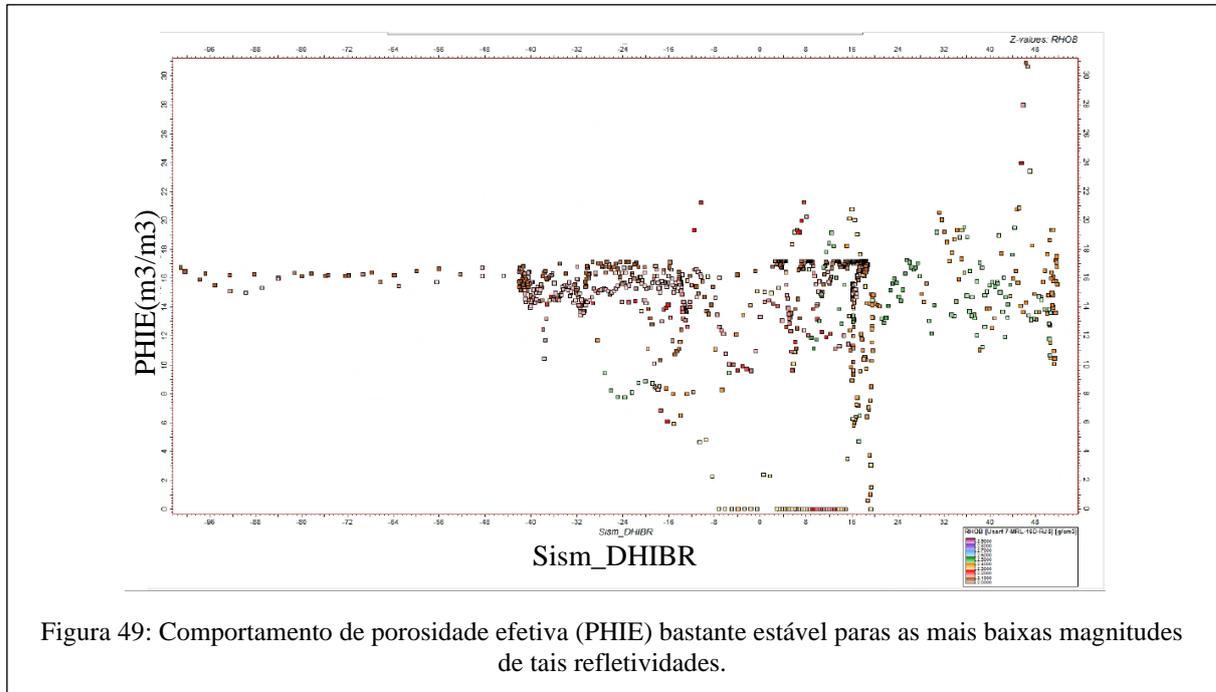
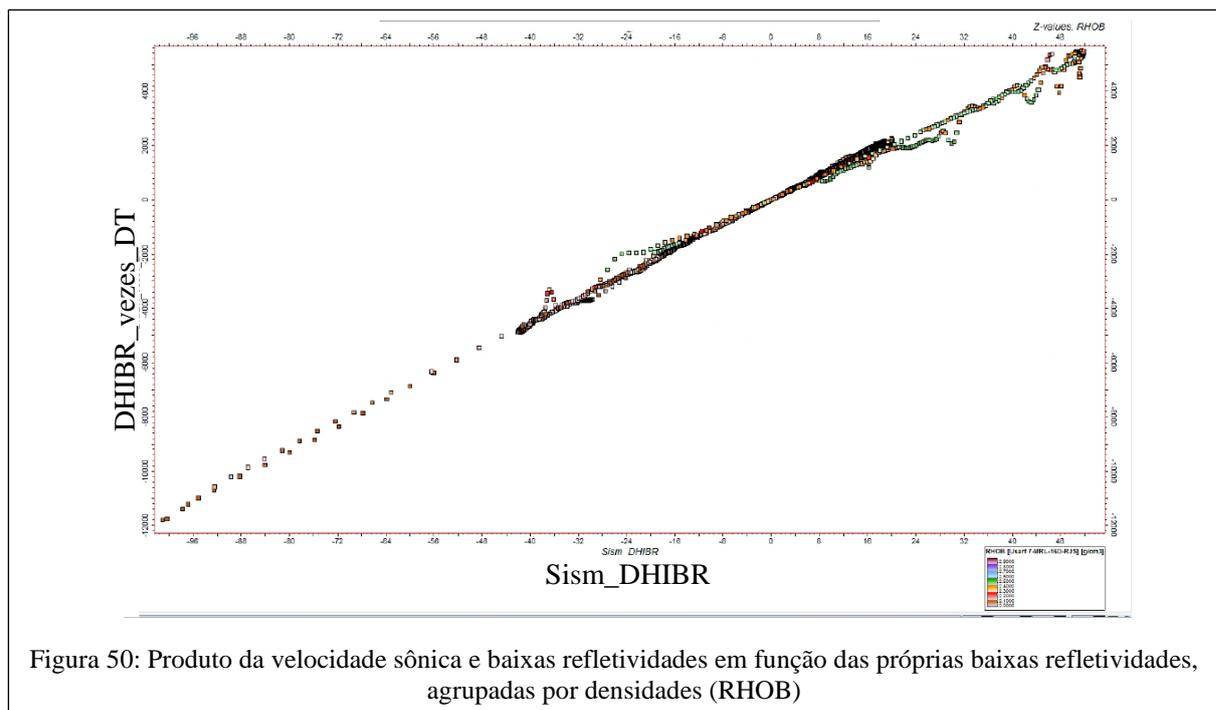


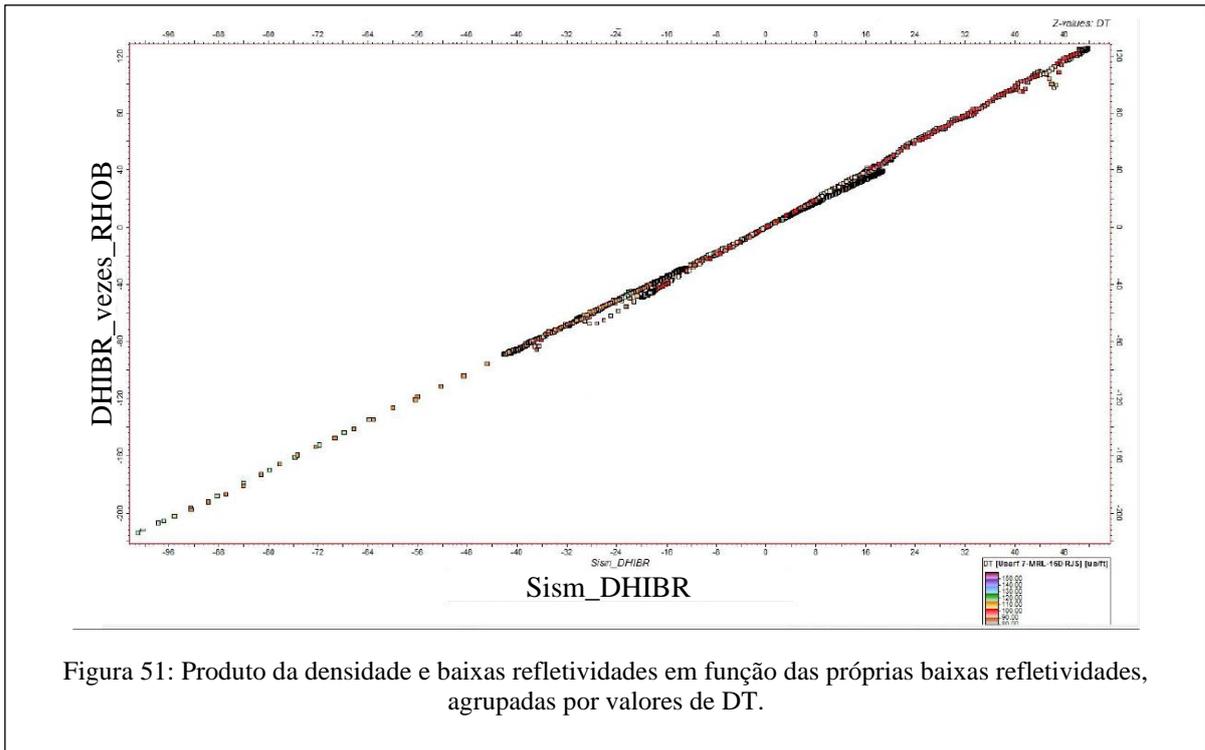
Figura 48: Baixas refletividades podem estar associadas a fluidos, uma vez que as mais baixas magnitudes, baixíssimas saturações de água, se correlacionam também aos mais baixos volumes de finos nas rochas (VSH).

Ainda na análise de baixas refletividades associadas a possíveis fluidos e reservatórios para o poço 7-MRL-16D, a figura 49 ilustra um comportamento de porosidade efetiva (PHIE) bastante estável para as mais baixas magnitudes de tais refletividades.



As figuras 50 e 51 mostram em que refletividades DHIBR, estariam as maiores influências tanto das velocidades sônicas, quanto de densidade, respectivamente.





5.6 Análise de Baixas Refletividades e correlação com Perfis

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.

5.6.1 Análise espectral

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 os espectros de potência em dB das ações de filtros qualificadores

Foram testados 4 parâmetros de entrada no filtro $F(t)$ aplicado ao volume sísmico para qualificá-lo. Tais parâmetros de entrada agem como um amplificador dos eventos mascarados por ruídos. Os parâmetros foram testados a fim de atingir o melhor resultado e uma análise espectral se fez necessária para avaliar os volumes resultantes.

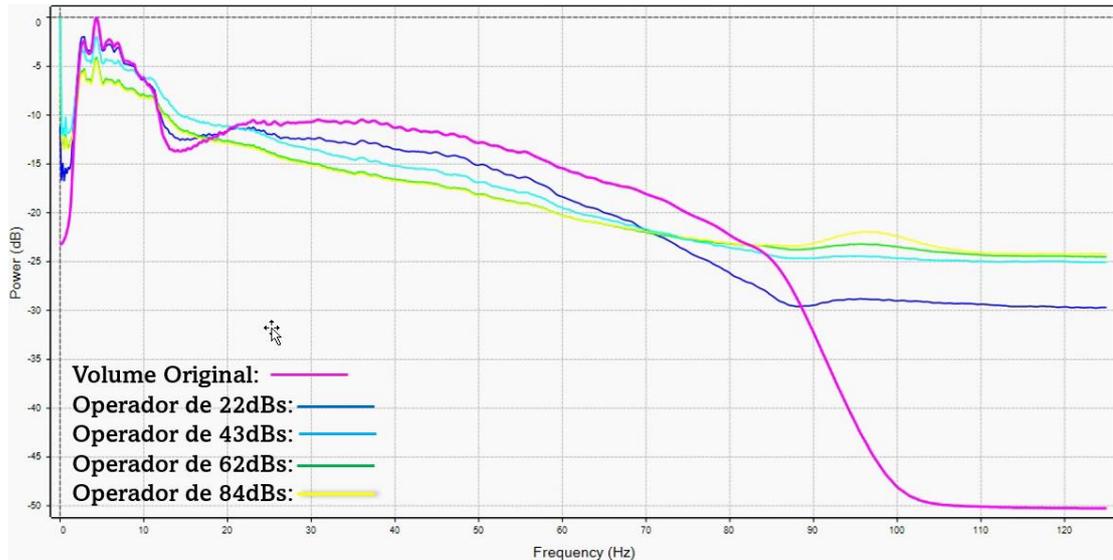


Figura 52: Espectros de potências do dado original (rosa), atenuado com parâmetro de 22 dBs (azul marinho), 43 dBs (azul claro), 62 dBs (verde) e 84 dBs (amarelo).

A ferramenta de análise espectral mostrada relaciona o conteúdo de frequência em Hertz (Hz) com a amplitude em decibéis (dB) de determinado volume. O volume original apresenta o pico de frequência em cerca de 5 Hz e sinal significativo entre 1,5 e 85 Hz. O volume original apresenta ruídos com alta amplitude entre 20 e 55 Hz. Comparando os espectros é possível ver que conforme o parâmetro do operador aumenta, ocorre uma recuperação de amplitudes a partir de 85 Hz.

Enquanto o volume operado a 22dB apresenta um bom ganho nas maiores frequências, o volume de 84 dB possui proporciona um pacote maior de sinal significativo. Isto é, o volume operado a 84 dB revela um conteúdo de eventos primários com maior amplitude entre 20 e 90 Hz aproximadamente. Todos os volumes apresentam o formato característico do dado original, com o pico em aproximadamente 4 Hz e uma súbita variação de amplitude aos 15 Hz. Os volumes suavizam essa queda, principalmente os volumes de 84 e 64 dBs.

5.7 Mapeamento sismoestratigrafico

Destacando a boa qualidade do volume, é possível compreender sem muito esforço as principais discordâncias. A mudança do sistema deposicional e estrutural fica bem evidente nas terminações em onlap e downlap. Por outro lado, o mapeamento dos domos de sal foi bastante desafiador no primeiro momento. Pois existem falhas que encontram o topo do sal e em alguns casos a resolução é perdida, logo temos que interpretar a dinâmica estrutural local e seguir a tendência mostrada por outros refletores.

Como um dos principais resultados desse estudo visa ser um modelo 3D que englobe as formações mais importantes do campo, foram mapeados 5 refletores. Foram eles; Fm. Carapebus (principal reservatório), Fm. Ubatuba, Marco Azul como documentado no Relatório Geológico de Poço do poço 7-MRL-51-RJS, Cretáceo e Topo do Sal.

Algumas dessas formações foram mapeadas para o entendimento do campo, como por exemplo o Topo do Sal, para melhor entender a dinâmica estrutural. E principalmente a migração de óleo por falhas que conectam o principal gerador da Bacia Campos, Folhelho Jiquia pertencente a Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia.

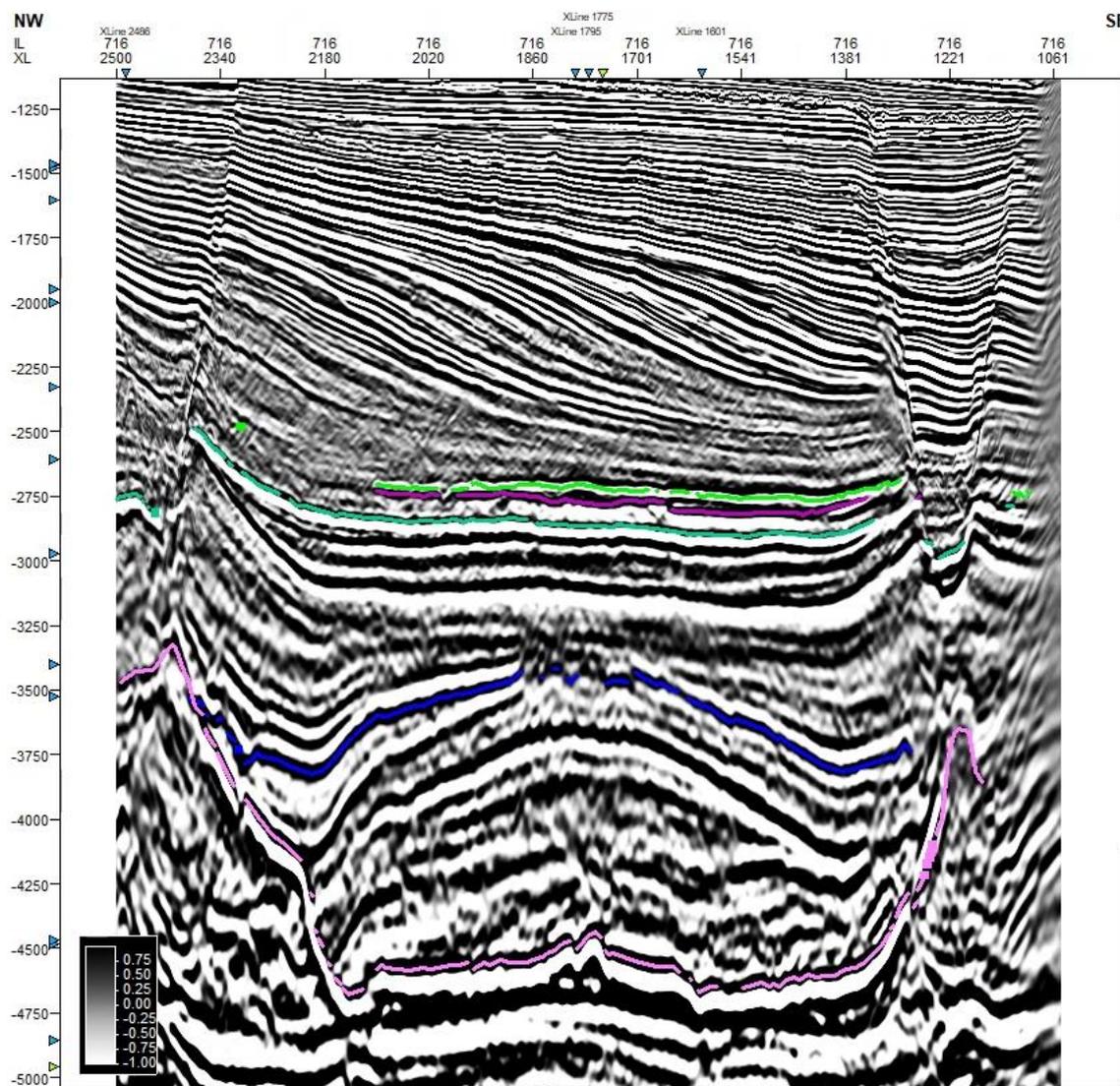


Figura 53: Inline 705 com os horizontes do Topo do Sal (Rosa claro), Cretáceo (Azul), Marco Azul como documentado pelo poço MRL-51-RJS (Verde escuro), Fm. Ubatuba (Rosa escuro), Fm. Carapebus (Verde).

Formação Carapebus

Próximo ao topo da seção condensada do Marco Azul, aparecem finos corpos de areia interpretados como turbiditos, cujas reflexões sísmicas apresentam baixas amplitudes negativas e excelente continuidade lateral, exceto nas regiões onde, devido ao corte parcial dos cânions ou por acunhamentos laterais, estes corpos ficam excessivamente delgados (Johansen et al. 2011). Assim, em determinados segmentos do horizonte sísmico, foi preciso considerar uma continuidade mesmo que a resolução não fosse suficiente para perceber claramente o refletor.

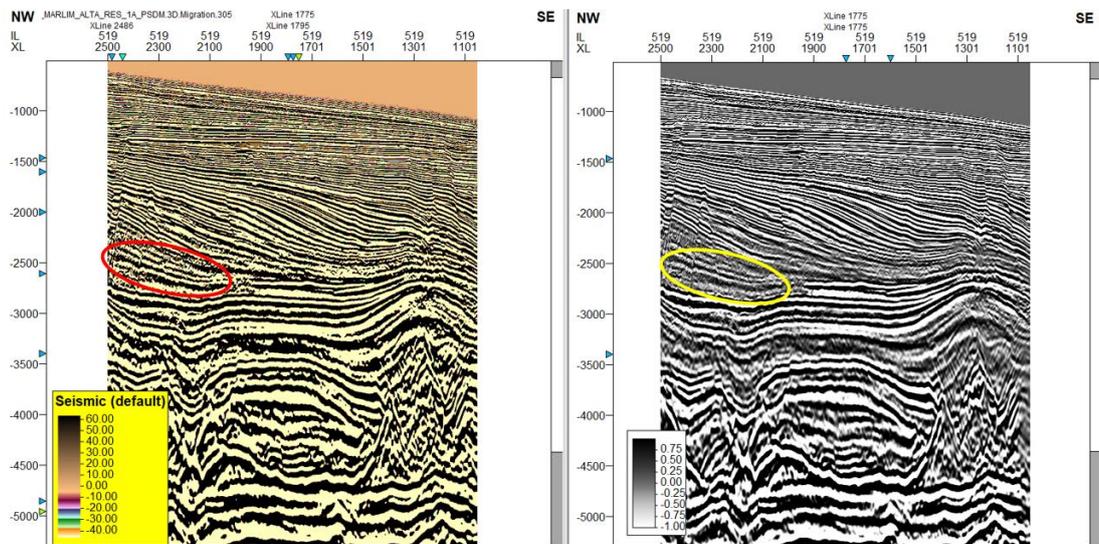


Figura 54: Inline 519 comparando o volume original (direita) com o volume qualificado (direita) e apontando onde houve uma significativa melhora e implicou diretamente na interpretação.

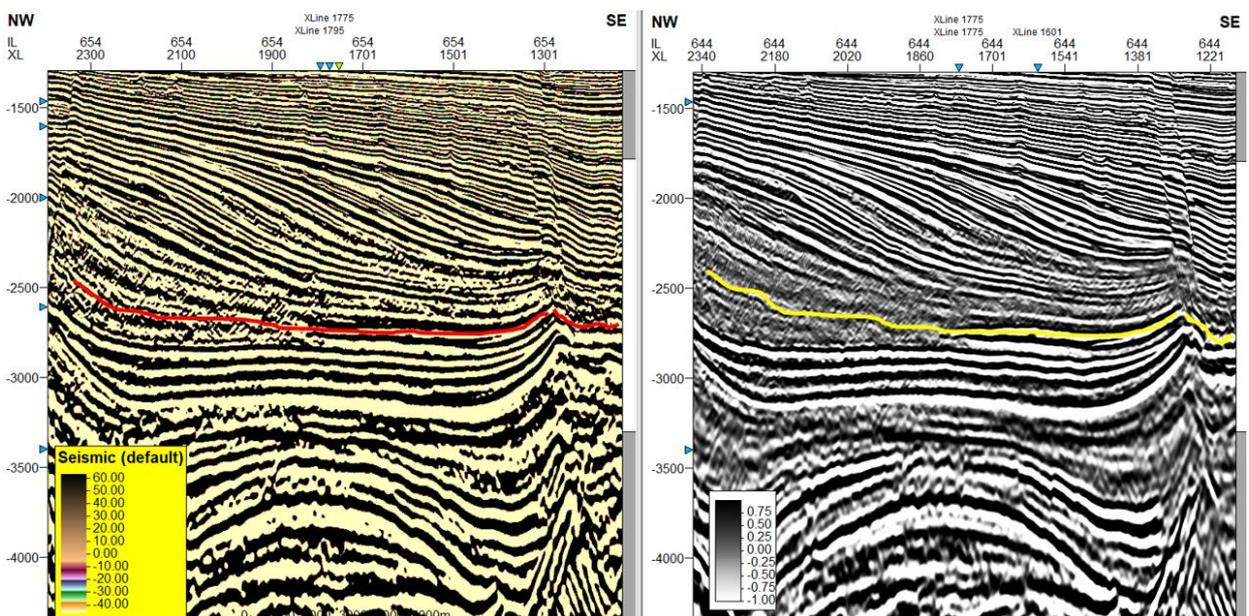


Figura 55: Comparação da interpretação da Fm. Carapebus no volume original (direita) e no volume atenuado a 84 dbs na inline 519.

O mapeamento da Fm. Carapebus se deu a partir da análise sismoestratigráfica das linhas levando em consideração a contribuição da correlação estratigráfica feita anteriormente. O arenito em questão tem uma boa visibilidade ao longo do volume, mas perde amplitude na direção NW. A presença de ruídos foi altamente influente na interpretação da continuidade lateral. O dado qualificado providenciou um melhor destaque em áreas dominadas por ruídos de alta energia, o que por consequência melhorou a qualidade da interpretação.

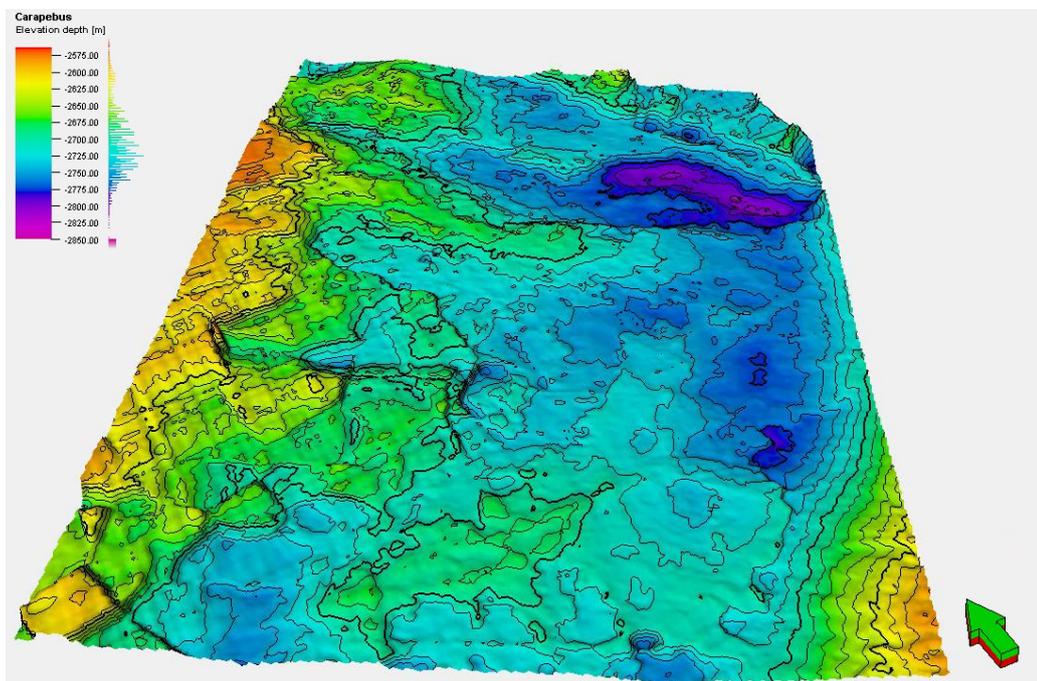


Figura 56: Superfície da Fm. Carapebus com exagero vertical em 4.

Formação Ubatuba

Constatado por poços, a Formação Ubatuba constituída primordialmente de folhelhos fica abaixo da Formação Carapebus.

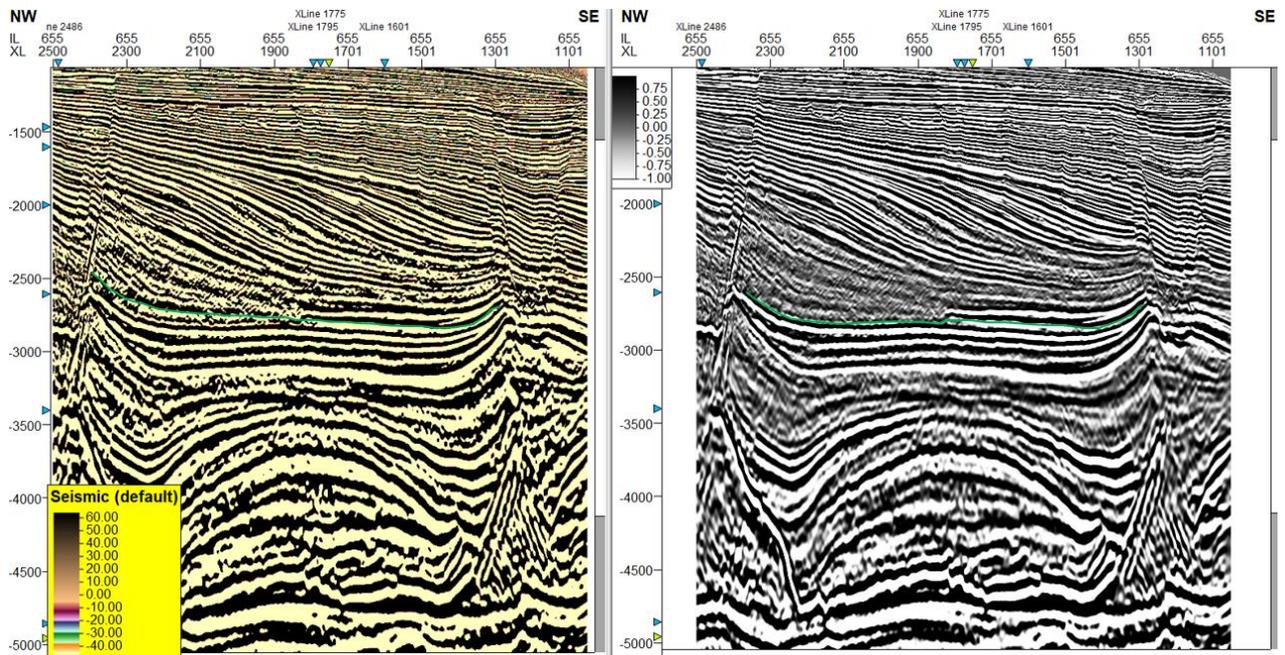


Figura 57: Inline 655 no volume qualificado (esquerda) e no volume original (direita) com a interpretação da Fm. Ubatuba.

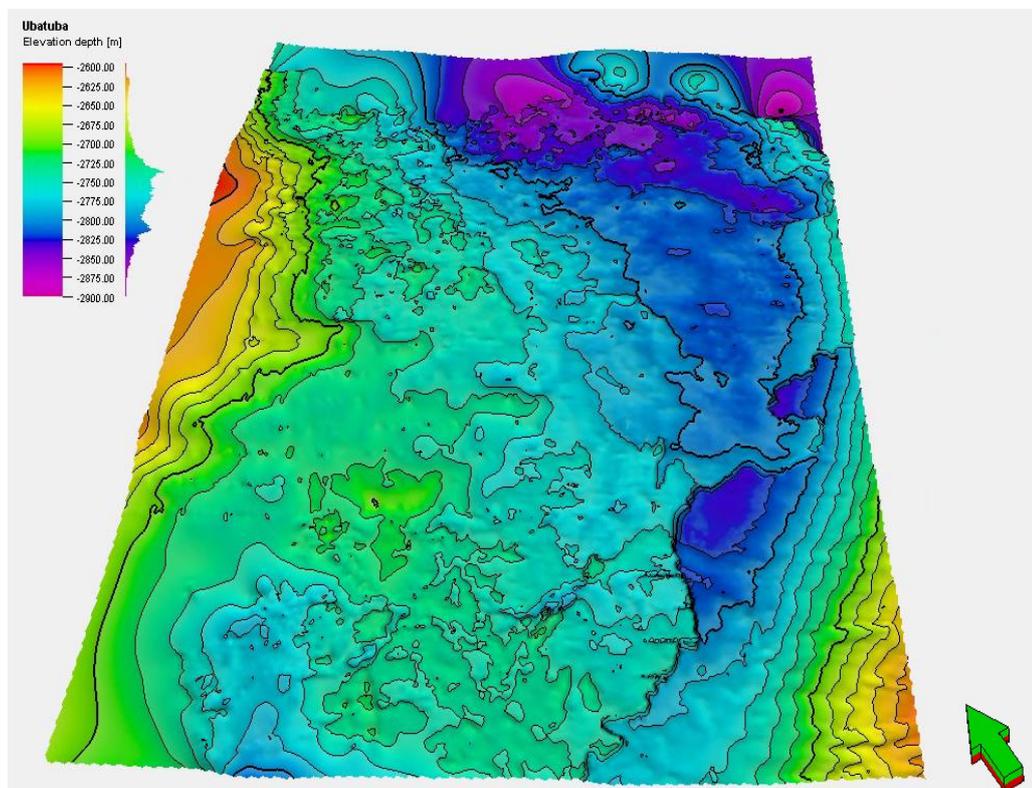


Figura 58: Superfície da Fm. Ubatuba com exagero vertical de 4x.

Marco Azul

Como documentado nos registros do poço 7-MRL-51-RJS, o Marco Azul foi mapeado no refletor de contraste de impedância positivo (pico preto) como demonstrado na figura a seguir.

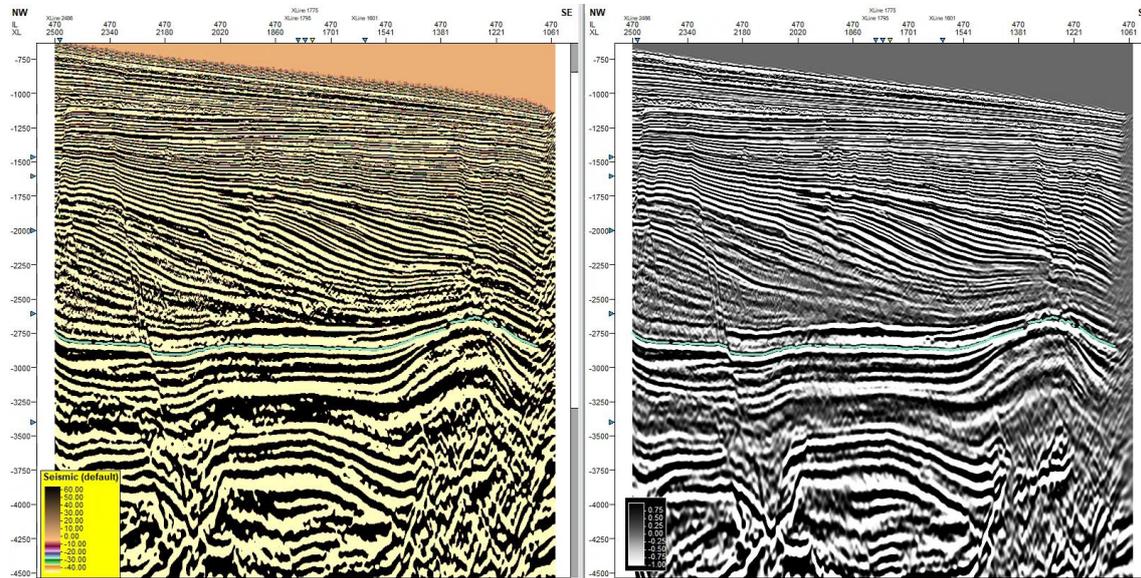


Figura 59: Inline 470 no volume atenuado (esquerda) e no volume original apontando a interpretação do Marco Azul guiada pelos dados de poço.

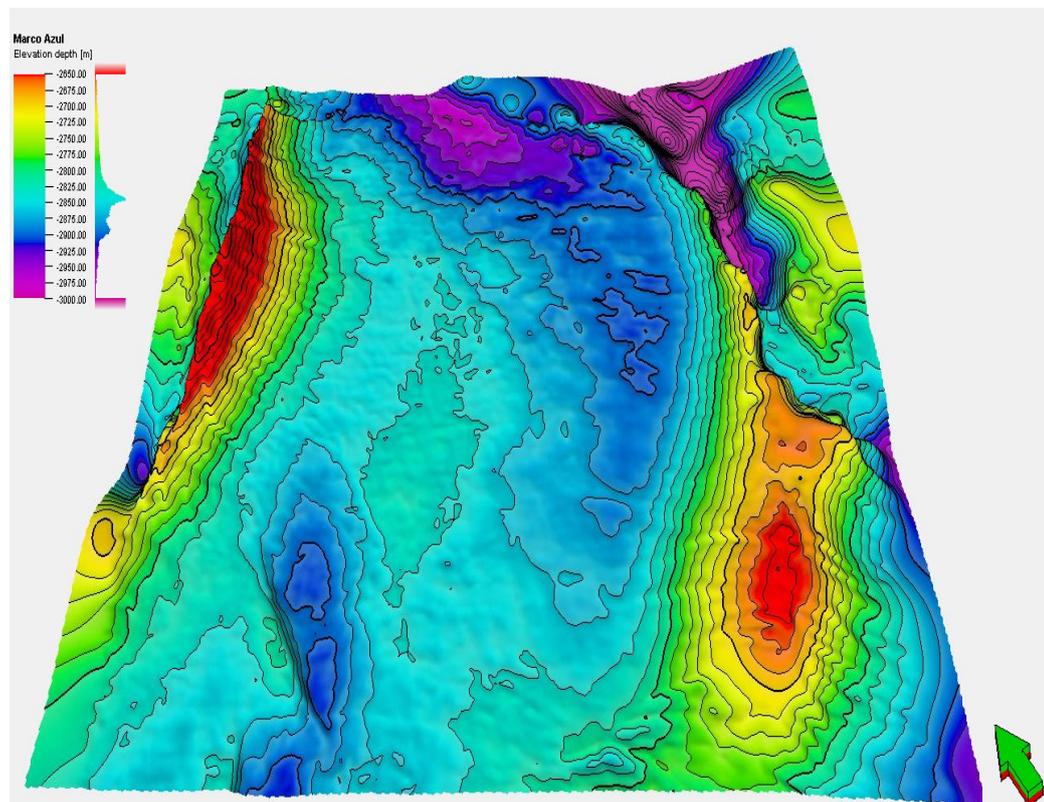


Figura 60: Superfície do Marco Azul.

Cretáceo Superior

Interpretado a -3400 metros com a ajuda da carta estratigráfica. A seção de velocidade também contribuiu para a interpretação.

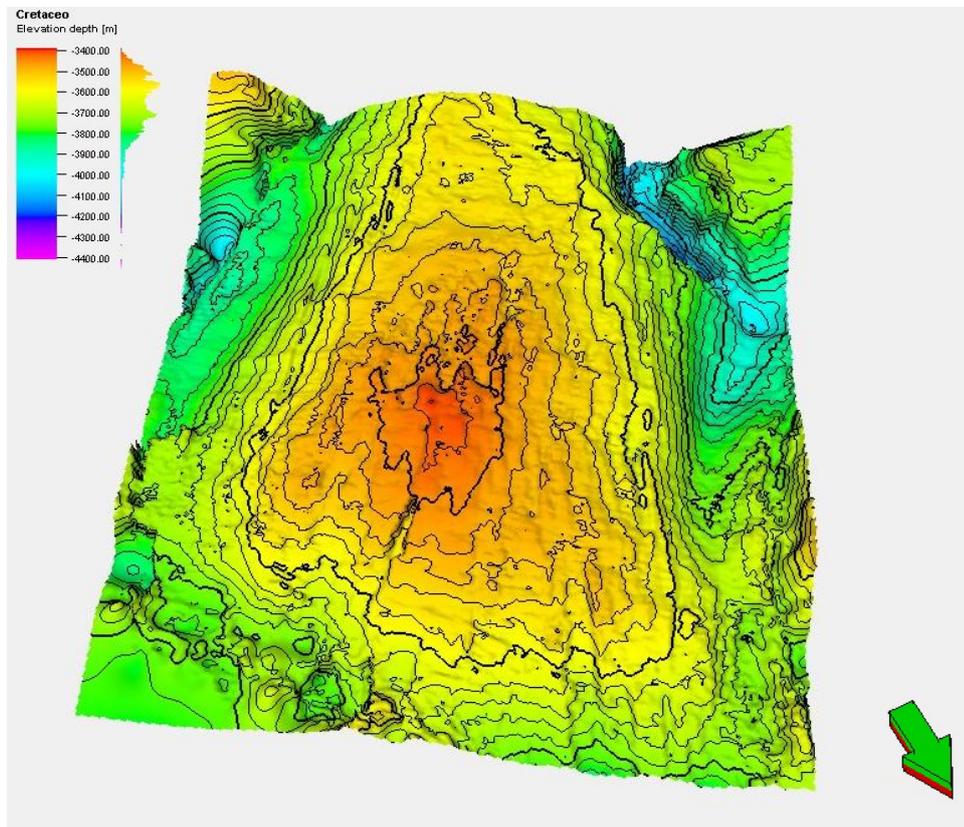


Figura 61: Superfície do Cretaceo Superior com e 4x o exagero vertical.

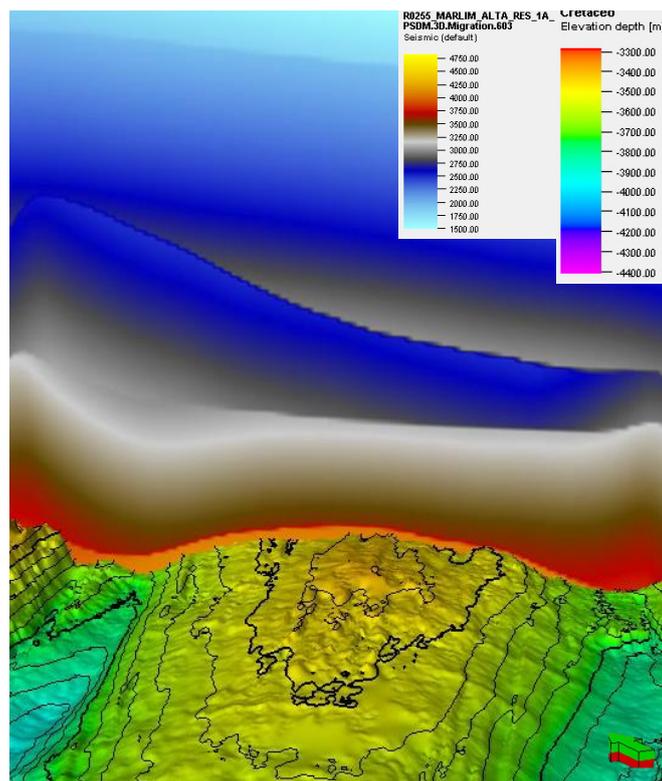


Figura 62: Superfície do Cretáceo Superior mostrado contra o perfil de velocidade.

Topo do Sal

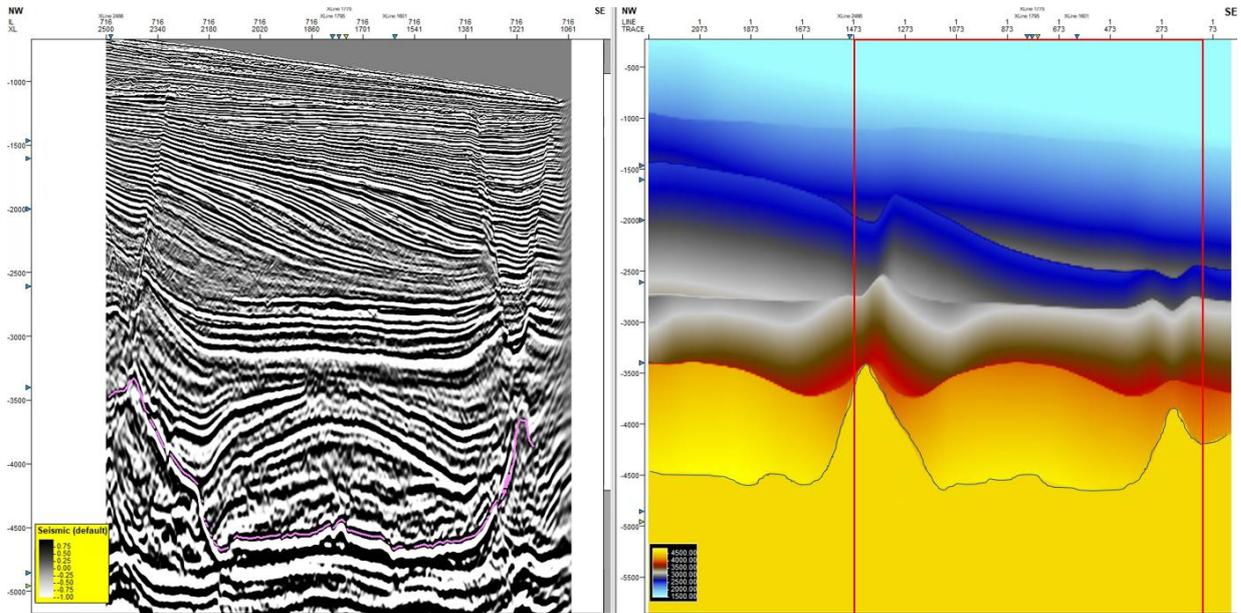


Figura 63: Interpretação do Topo do Sal com a ajuda da seção de velocidade com o retângulo vermelho destacando a área separada para o estudo.

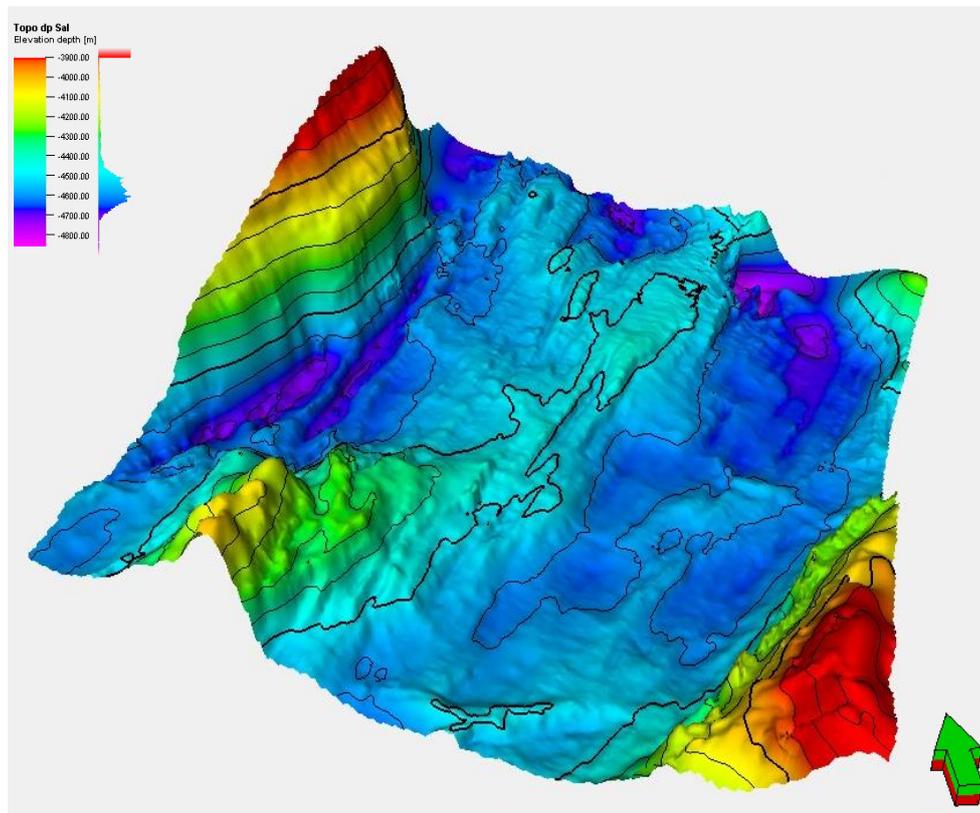


Figura 64: Superfície do Topo do Sal vista com exagero vertical de 4x

5.8 Avaliação estrutural

A aplicação combinada de atributos estruturais contribuiu excepcionalmente para a compreensão da dinâmica estrutural de interesse. O alvo da análise é verificar a influência das falhas no sistema petrolífero. Isto é, mapeando falhas com grandes chances de serem rotas de migração e falhas contínuas ao longo do volume (continuidade azimuthal).

Primeiramente as falhas foram mapeadas no volume original e no volume atenuado. Após encontrar algumas ambiguidades com relação ao comprimento e a continuidade da falha foram aplicados atributos estruturais. A interpretação foi feita combinando o atributo Constant Dip e Variance. É importante ressaltar que esses atributos foram aplicados tanto no volume qualificado quanto no volume original e avaliado individual e concomitantemente.

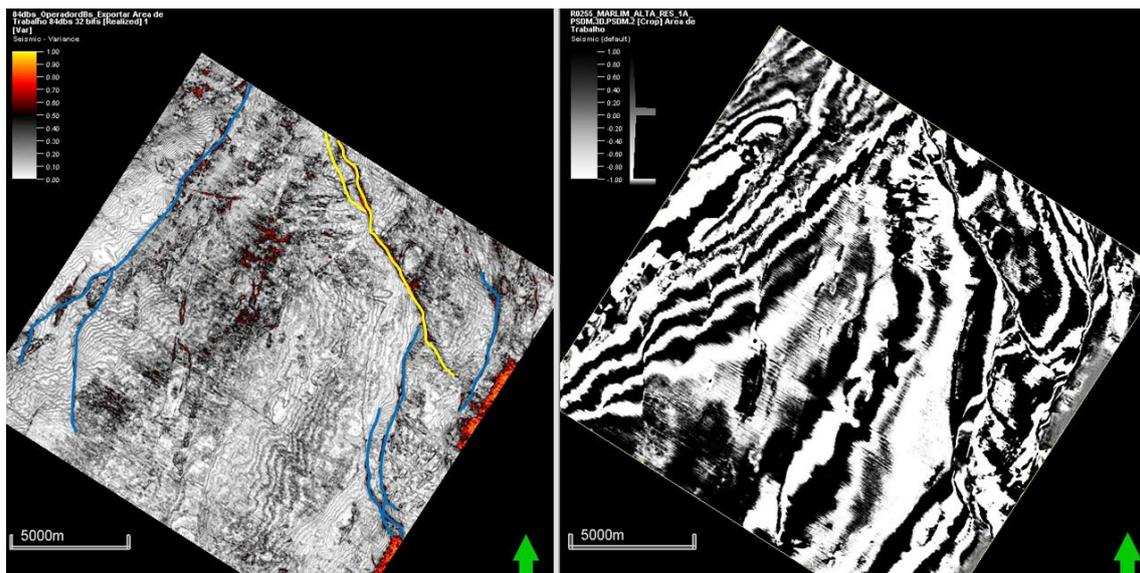


Figura 65: Slice - 1356 ilustrando as falhas mais influentes no sistema comparando o volume de 84dB com o atributo Variance aplicado e o volume original.

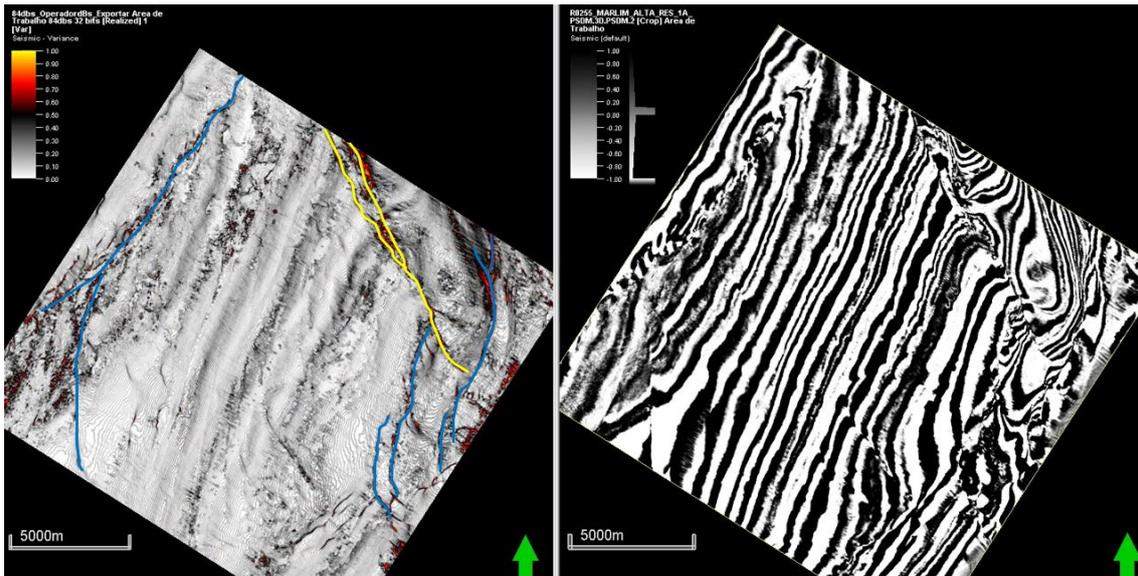


Figura 66: Slice - 1904 apresentando as mesmas falhas.

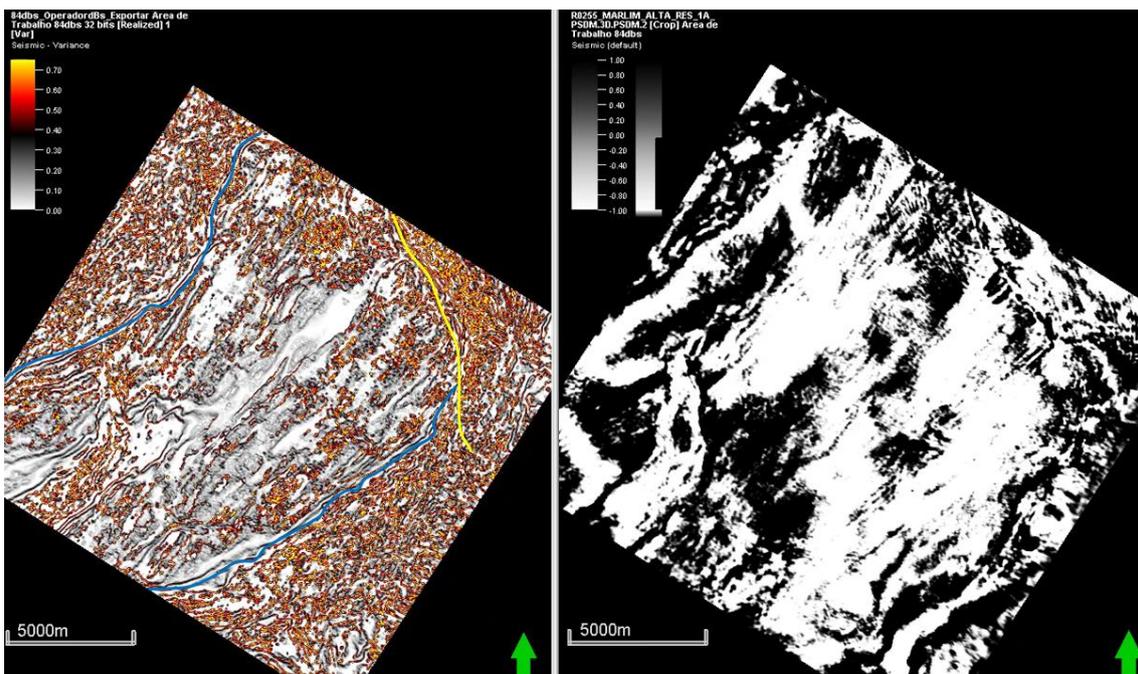


Figura 67: Slice -4468 apresentando a continuidade azimuthal das falhas mapeadas nas imagens anteriores.

A avaliação estrutural feita contribuiu muito para o entendimento do sistema petrolífero. Pode-se inferir que as falhas destacadas cortam as seções de Rift, Transição e a Sequência Passiva. Além disso, o conhecimento prévio da geologia regional proporcionou deduzir que possivelmente essas falhas agem como carreamento de HC.

Os próximos tópicos contemplam a possibilidade de novas linhas de investigação dentro do contexto de avaliação de reservas de petróleo. Com a aplicação da qualificação sísmica (Santos et al., 2019) e cubos DHI efetivos (Santos et al., 2022) elementos importantes do sistema petrolífero foram melhor entendidos.

Tais linhas de investigação se aplicam melhor as fases exploratórias da prospecção de hidrocarbonetos e em análise de riscos e incertezas avaliadas sem a presença de poços, ou com poucos poços.

5.9 Resultados para posterior investigação

5.9.1 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 Marlim, 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 teóricas se direciona mais às fases exploratórias da prospecção de hidrocarbonetos, em avaliações de riscos e incertezas abordadas sem ser necessária a presença de poços, ou áreas com poucos poços, sendo eles distantes de novas áreas a serem avaliadas. Em outras palavras, elas seriam mais indicadas para avaliação de novos plays em novas fronteiras 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.

Uma das contribuições de um cubo DHI efetivo é a interpretação guiada por indicadores diretos de hidrocarbonetos tridimensionalmente, o que facilita o intérprete a ter uma leitura mais contextualizada de todo o sistema (Santos et al, 2022). Aqui neste trabalho, foi realizada uma inversão simples, que pode ser compreendida a partir do conceito de filtros inversos, sendo que a saída desejada da inversão seria a própria entrada, qualificada (atenuada de 84dBs), tal inversão é tratada como DHI BR (baixas refletividades).

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 a migração lateral secundária para montante. Em geral são feições circulares ou semicirculares, com texturas selantes no topo e 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. Aqui neste trabalho, dedicou-se o estudo aos dados do pós Sal e assim não foram investigadas zonas de geração.

5.9.2 Heterogeneidades Estruturais com Índícios de Migração ou de Selo

Aqui neste tópico descreve-se a possibilidade de determinação do comportamento selante de falhas, que pode ser avaliado em função das refletividades observadas nos seus gaps. Para o comportamento de uma falha selante, o conteúdo DHI BR do gap deve se aproximar de 1, ou seja, completamente impermeável. Opostamente, quanto menor o valor de DHI BR no gap, maior a indicação de que tal falha possuiria um importante fator de transmissibilidade, que faria decair a impedância ao longo do gap da falha, podendo indicar a presença de fluidos ou rastros de migração de HC nesses espaços, com possibilidade de maior transmissibilidade, indicando possíveis caminhos de alimentação de fluidos para trapas. Assim, é viável mapear possíveis rotas de migração secundária, atuais ou pretéritas, de acordo com os conceitos apresentados por Santos et al. (2022).

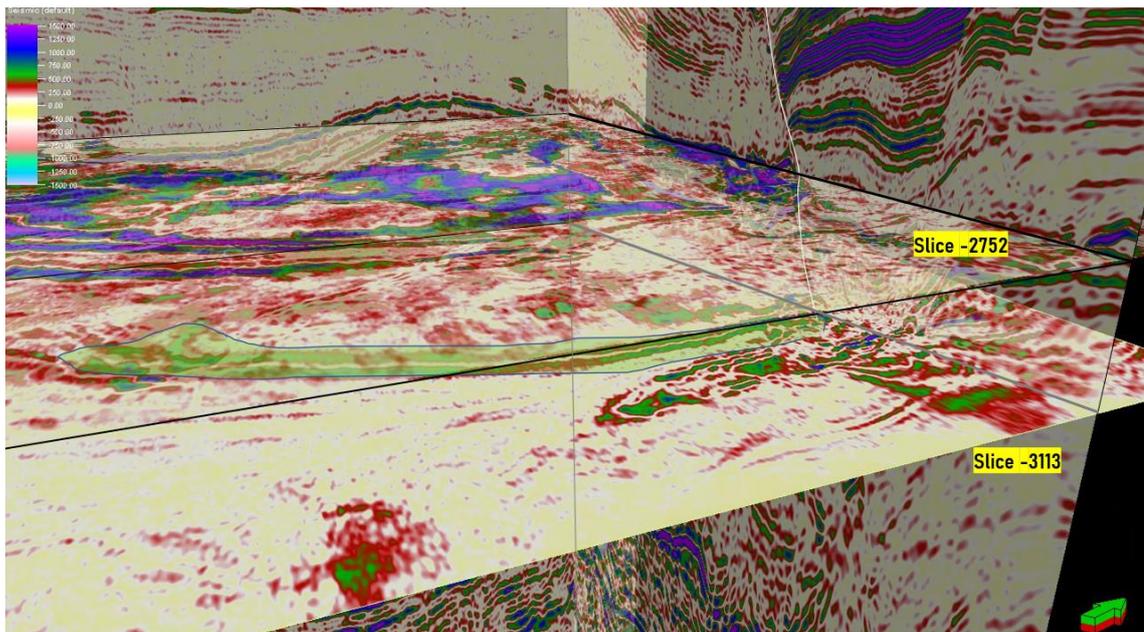
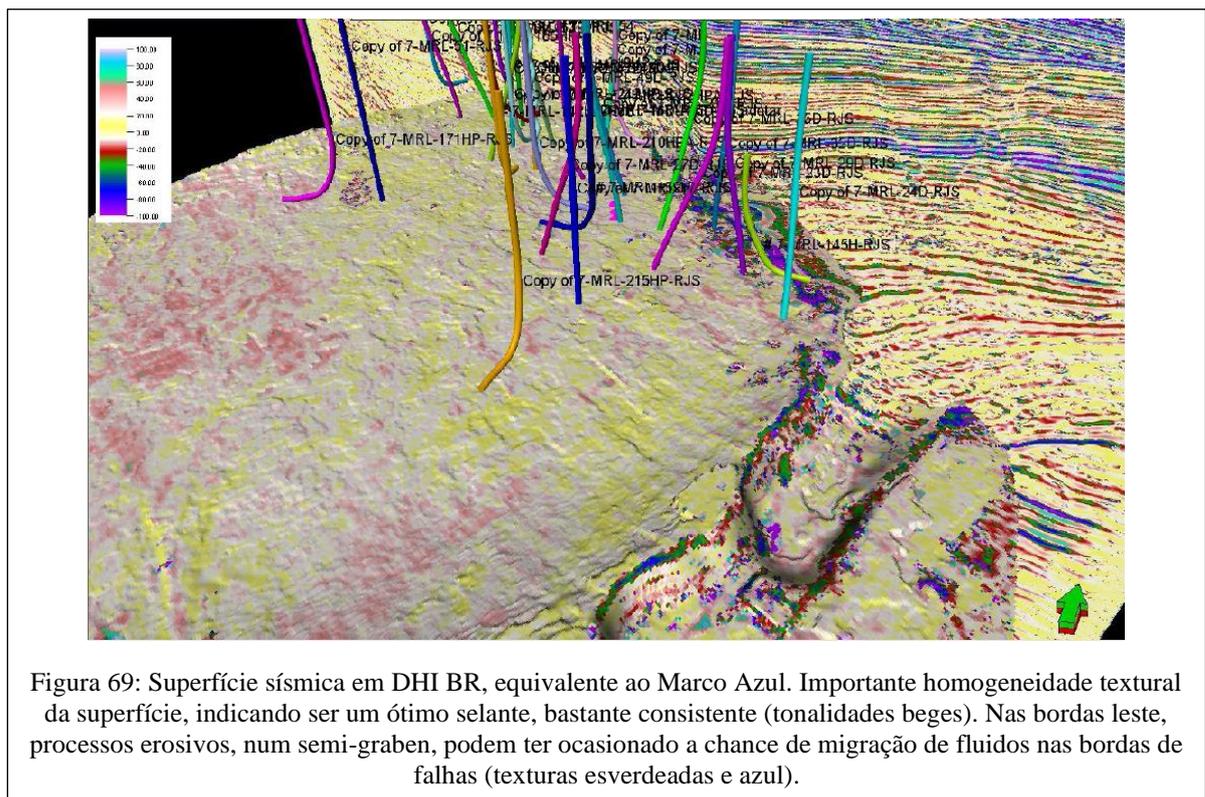


Figura 68: Cubo efetivo DHI com duas seções transversais em -2752 (altura do reservatório) e uma em -3113 e a área desatacada indicando possível migração.

5.9.4 Indicadores de Camadas Impermeáveis

De acordo com as definições propostas por Santos et al. (2019 e 2022) eventos com baixa magnitude de refletividade derivadas dos cubos DHI BR podem indicar camadas de baixíssima permeabilidade e assim, definir a presença de rochas selantes. Tais conceitos foram comprovados ao se mapear estruturas que supostamente são reservatórios e logo acima perceber uma camada com baixa refletividade agindo como selante. Na Figura 69 ilustra-se uma superfície sísmica em DHI BR, equivalente ao Marco Azul. Repare a importante homogeneidade textural da superfície, indicando um ótimo fator de selo, bastante consistente (tonalidades beges). As exceções ocorrem nas bordas leste, onde processos erosivos, num semi-graben, podem ter ocasionado a chance de migração de fluidos nas bordas de falhas (texturas esverdeadas e azul).



O termo de dureza da equação de Bortfeld (1961) demonstrado pela superfície do Marco Azul aparenta uma baixíssima permeabilidade e contribui para ideia de falhas carreadoras de fluido, visto que as bordas da superfície. A mudança do termo de rigidez apenas muda na borda da superfície, onde se encontram falhas.

5.9.6 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 um 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 cubo de DHI efetivo da Figura 71 assinala-se os valores mais baixos (próximos a 1), ou seja, a entrada e saída não teriam variação de respostas sísmicas marcantes, ou seja, pouca variação petrofísica indicada pela onda sísmica (cores bege na figura).

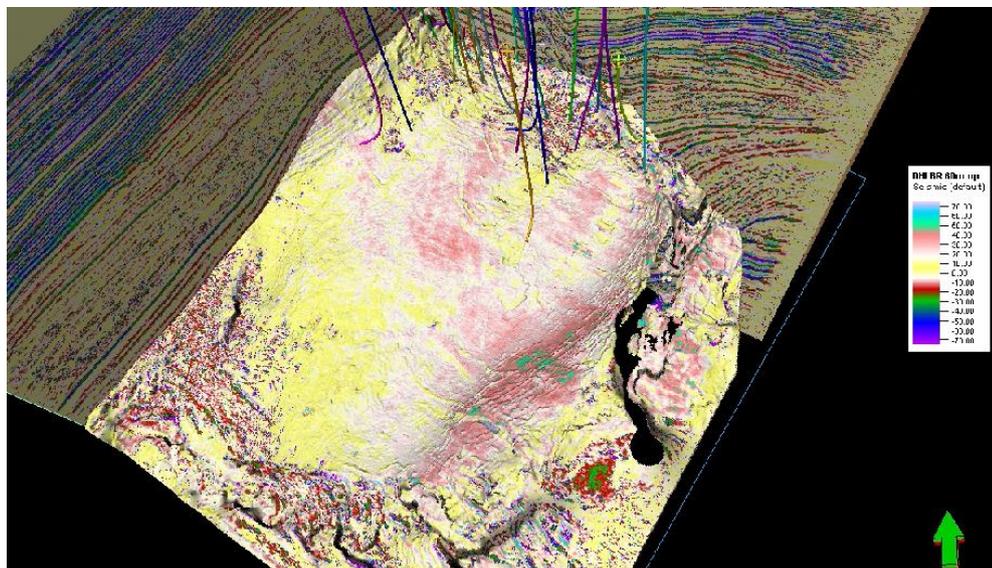


Figura 71: Selos são basicamente indicados por valores mais baixos (próximos a 1): a entrada e saída não possuem variação de respostas sísmicas marcantes, ou seja, pouca variação petrofísica indicada pela onda sísmica (cores bege na figura).

5.9.7 Falhas com Indícios de Migração ou Selo

Uma das contribuições do cubo EDHI é a interpretação guiada por indicadores diretos de hidrocarbonetos tridimensionalmente, o que facilita o intérprete a ter uma leitura mais contextualizada de todo o sistema. Foi analisado o comportamento selante de uma falha pode ser avaliado em função das refletividades observadas nos gaps. Para uma falha selante, o conteúdo DHI do gap deve se aproximar de zero. Ou seja, completamente impermeável. Opostamente, quanto menor o valor de DHI no gap, maior a indicação de que tal falha possuiria um importante fator de transmissibilidade, que faria decair a impedância ao longo do gap da falha, podendo indicar a presença de fluidos ou rastros de migração de HC, nesses espaços com possibilidade de maior transmissibilidade, indicando caminhos de alimentação de fluidos para trapas. Assim, é possível mapear possíveis rotas de migração secundária de acordo com os conceitos apresentados por Santos et al. (2022). A Figura 72 mostra a superfície do Marco Azul feita a partir do DHI efetivo e aponta a predominância da tonalidade amarela esbranquiçada, o que indica a baixa permeabilidade. A leste da superfície, onde pode-se ver a presença de falhas, é observada feições de coloração verde o que sugere a migração de fluidos por essas falhas.

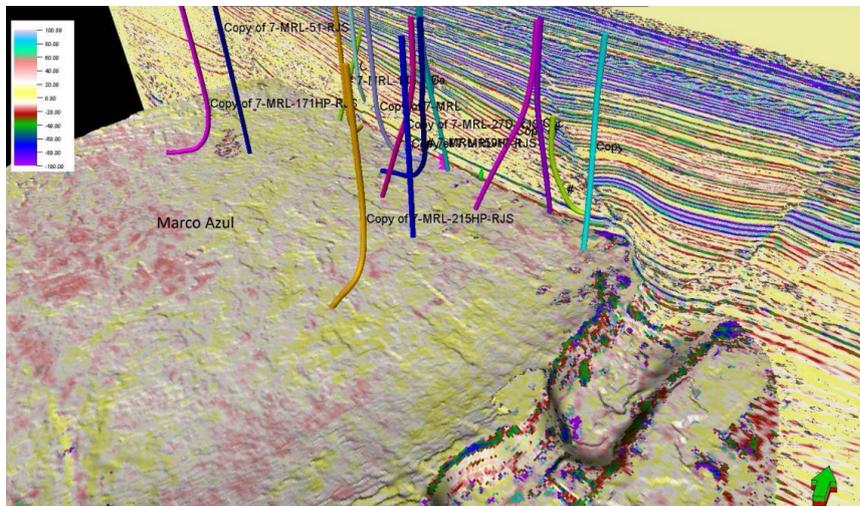


Figura 72: Superfície do Marco Azul feita através do volume DHI BR indicando a migração de fluidos por meio de falhas.

5.9.8 Indicadores de Retenção de Fluidos

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 sismicamente por valores de refletividades próximos a zero. Um apoio geocientífico importante a essa determinação de potencial selante de camadas, suportadas pela sísmica 3D, pode ser estabelecida por algoritmos que definam coerência sísmica geométrica entre traços (Variança, Coerência, Semblance etc.). A Figura 73 ilustra as texturas que podem sugerir retenção de fluidos, que segue o mesmo princípio textural descrito conceitualmente para selos, num depth slice de baixas refletividades próximo ao modelo do topo das areias Marlim. Por associação de conceitos geológicos ou petrofísicos, a região com transmissibilidade é uma feição associada a falhamentos, em tons lilás, a NE do cluster de poços aqui analisado.

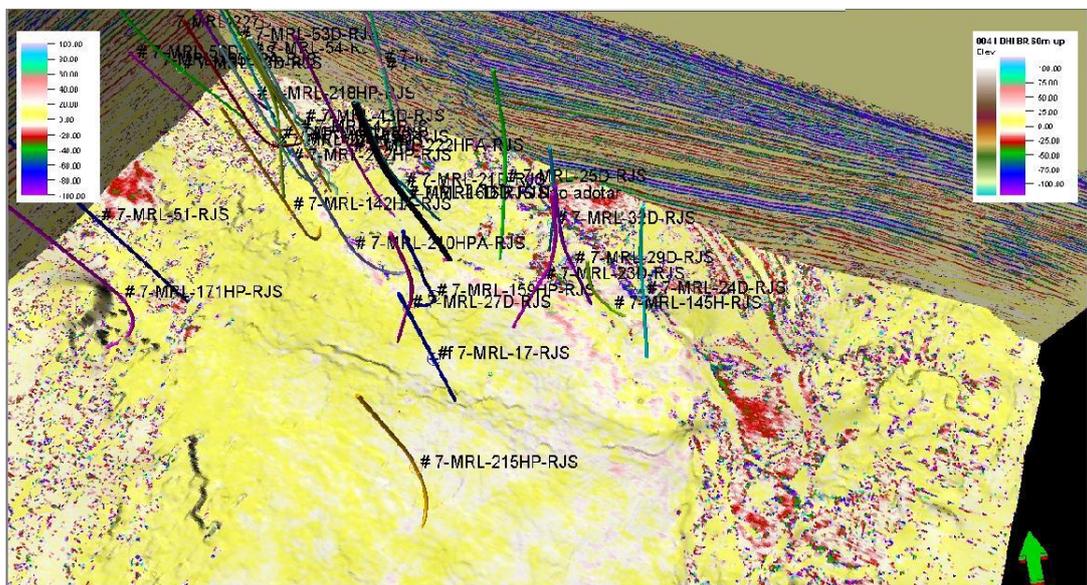


Figura 73: Depth slice próximo ao topo do reservatório das areias Marlim, com texturas que sugerem possibilidade de retenção de fluidos (bege com ausência de tons lilás), e que segue o mesmo princípio textural descrito conceitualmente para selos. Por associação de de conceitos geológicos ou petrofísicos, a região com transmissibilidade é uma feição associada a falhamentos, em cores lilas.

5.9.10 Continuidade de Texturas de Feições Sismo-Deposicionais

O processo de qualificação sísmica como aqui mostrado, traz o benefício de incluir a atenuação de eventos coerentes associados ao conceito de atenuação aparente da onda sísmica (perdas por transmissão, múltiplas internas e conversão de modo de propagação). Essa atenuação otimiza a visualização de reflexões associadas a conceitos sismoestratigráficos de continuidades estruturais e deposicionais associáveis a reflexões, com maior equilíbrio entre amplitudes, propiciadas pela ausência de ruídos coerentes que são atenuados pela qualificação. Isso possibilita verificar também as terminações dos refletores e o maior ganho técnico sísmico, 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 ambiente deposicional, associado a cada tipo de trato de sistemas sugeridos pelos dados sísmicos, sugerindo por exemplo, ambientes de melhores condições de formação de geradoras de HC, rotas de migração e de diferentes tipos de reservatórios. A Figura 75, ilustra a importância, mesmo visual, da qualificação sísmica, que oferece diferenças de amplitudes muito mais balanceadas e diferenciadas em relação ao dado PSDM (a), para o filtrado pela atenuação de amplitudes no patamar de 84 dBs (b). A confiabilidade visual induz a conceitos mais claros de modelos deposicionais e tectônicos, e abre a perspectiva visual de correlação de amplitudes com a presença de fluidos.

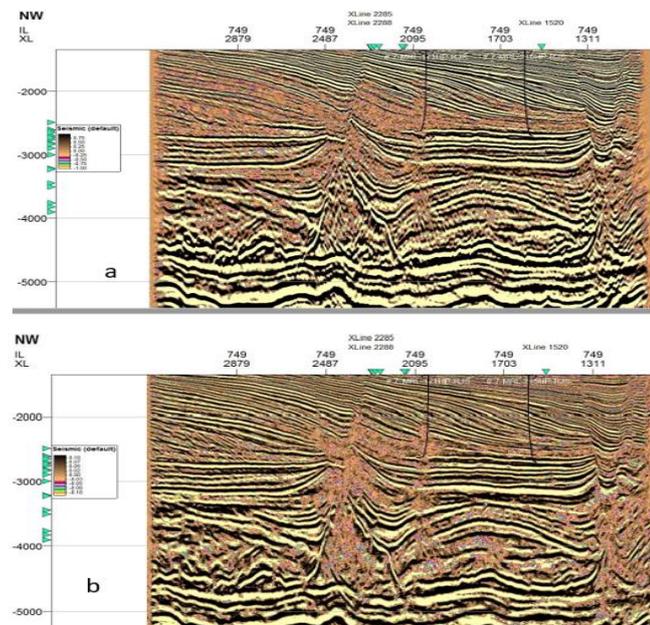


Figura 75: Realce da importância, ainda que visual apenas, da qualificação sísmica, que oferece diferenças de amplitudes muito mais acuradas e diferenciadas em relação ao dado PSDM (a) para o filtrado pela atenuação de amplitudes no patamar de 84 dBs(b).

5.9.11 Continuidade de Texturas de Falhas entre o Pré-sal e o Pós-sal

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 imageamentos 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 76, mostra a excelente discriminação de refletividades geradas pelo processo de inversão DHI BR em texturas (tons verde azulados) de indicadores de migração de janelas de sal onde o fluido poderia migrar pela base do sal (a) e pelo topo do sal (b).

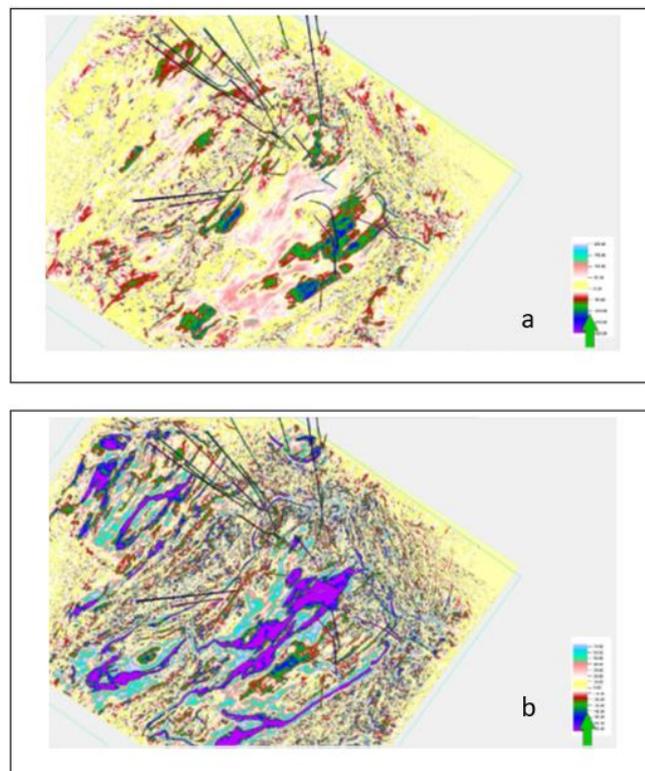


Figura 76 Discriminação de refletividades geradas pelo processo de inversão DHI BR em texturas (tons verdes azulados) de indicadores de migração de janelas de sal onde o fluido poderia migrar pela base do sal (a) e pelo topo do sal (b).

5.9.12 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 sísmicamente, principalmente em dado com todos os offsets (full). O processo de qualificação de amplitudes, seguido por processos de inversão que retirem o efeito das *wavelets* e que gerem algum cubo de DHI efetivo (Santos *et al.*, 2022), produzem refletividades sísmicas bastante associáveis a eventos primários, principalmente sem a contaminação de ruídos coerentes de altas amplitudes relativas, derivadas de eventos descritos pela 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* são os melhores indicadores obtidos neste estudo, realçados quando se geram sísmicas sintéticas efetivas, sugerindo a presença atual de fluidos ou de rastros de presença de fluidos pretérita. Neste estudo para Marlim, por um processo de qualificação sísmica e simples inversão acústica, criando um cubo de refletividades BR, gerou-se um cubo sintético, com *wavelet* de 15 Hz. Junto a outras falhas, existem mais outros flat spots, sugerindo rotas de migração de fluidos, em camadas mais jovens do que as do reservatório Marlim. A Figura 77 mostra flat spots sugeridos no dado DHI BR (a) e confirmado pelo dado sintético de 15Hz (b) em zoom numa seção vertical.

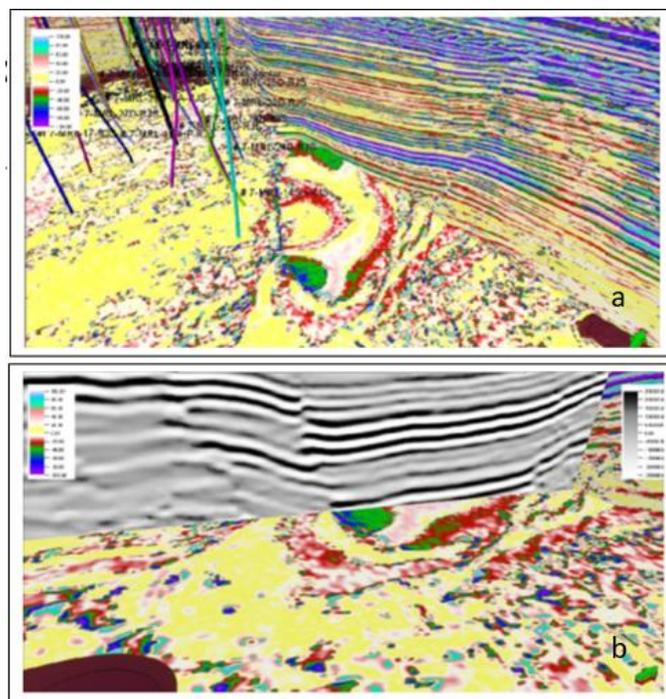
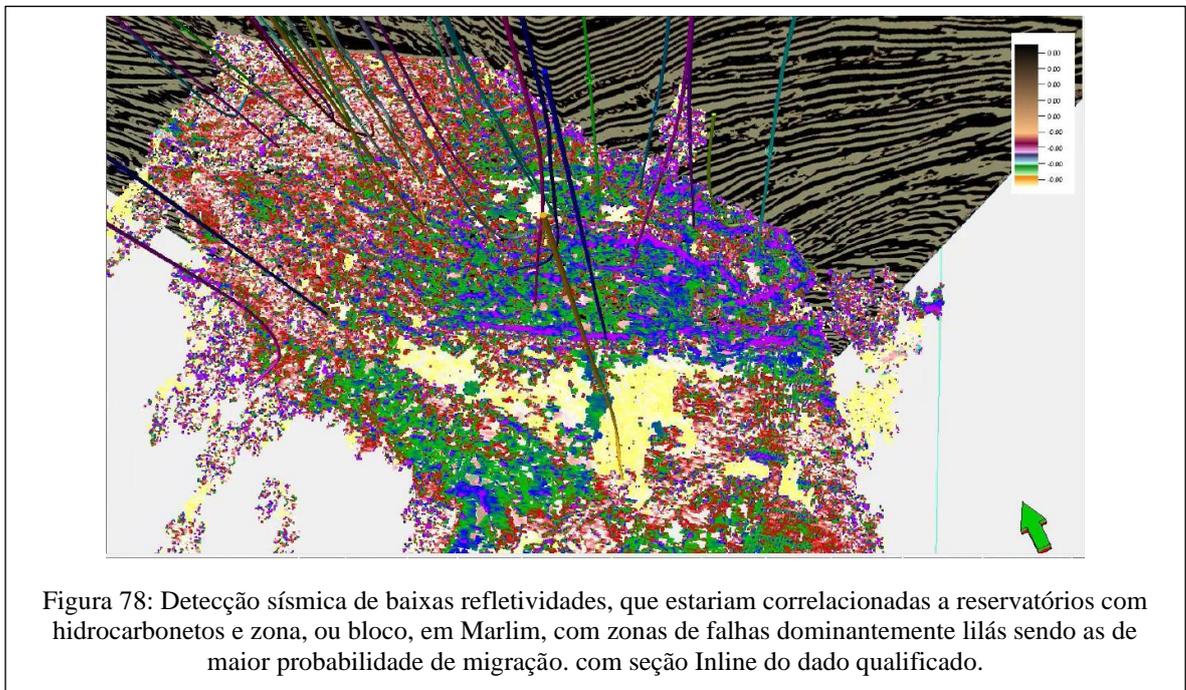


Figura 77: Flat spots sugeridos no dado DHI BR (a) e confirmado pelo dado sintético de 15Hz (b) em zoom numa seção vertical.

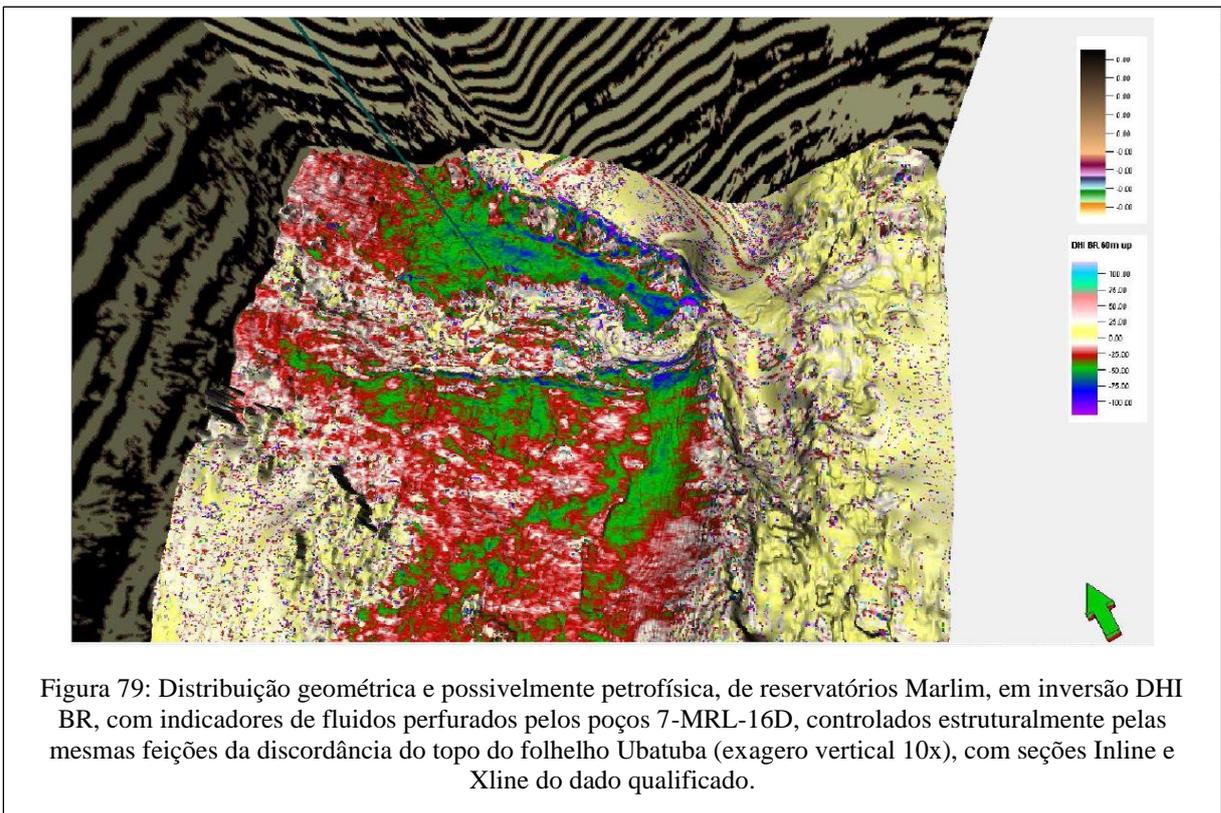
5.9.13 Detecção de Corpos Associáveis a Presença de Fluidos

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 cujas 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. A Figura 78 ilustra uma detecção de amostras sísmicas de baixas refletividades, que estariam correlacionadas a reservatórios com hidrocarbonetos e zona, ou bloco, em Marlim, com zonas de falhas predominantemente lilás sendo as de maior probabilidade de migração.



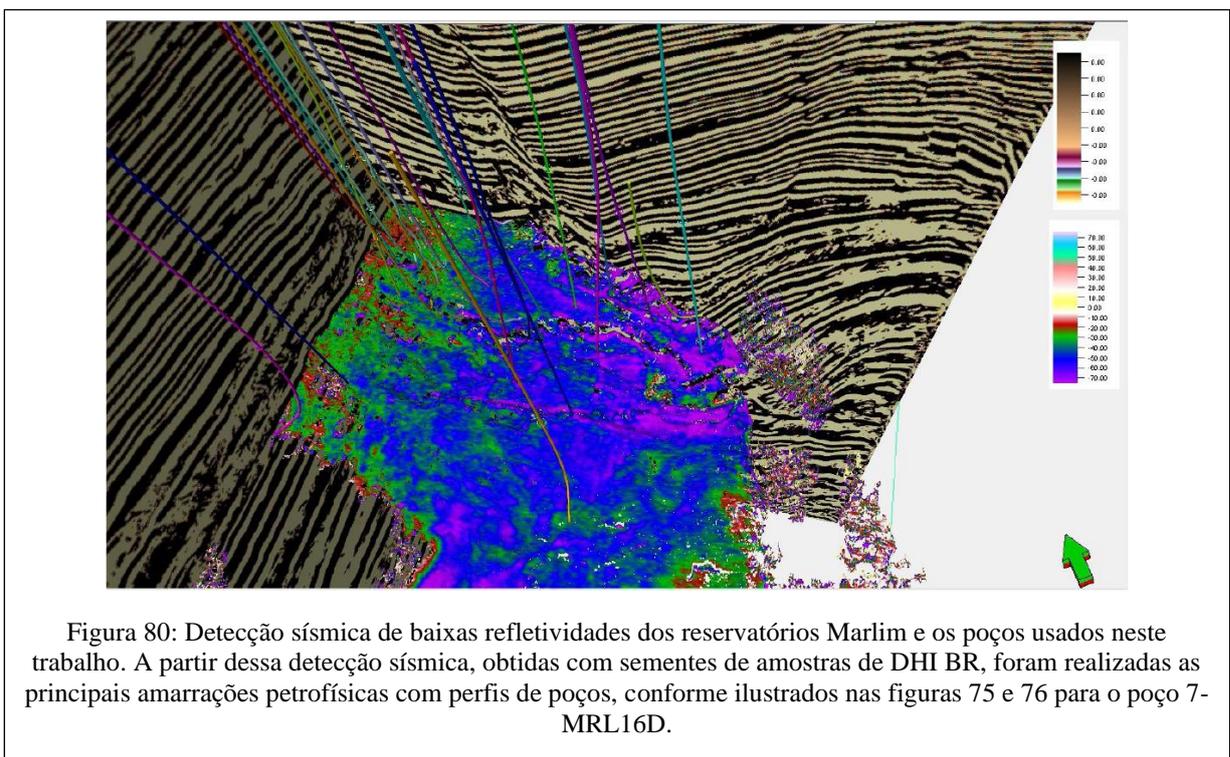
5.9.14 Qualidade de Geometrias de Reservatórios por Anomalias

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 e fluidos. 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



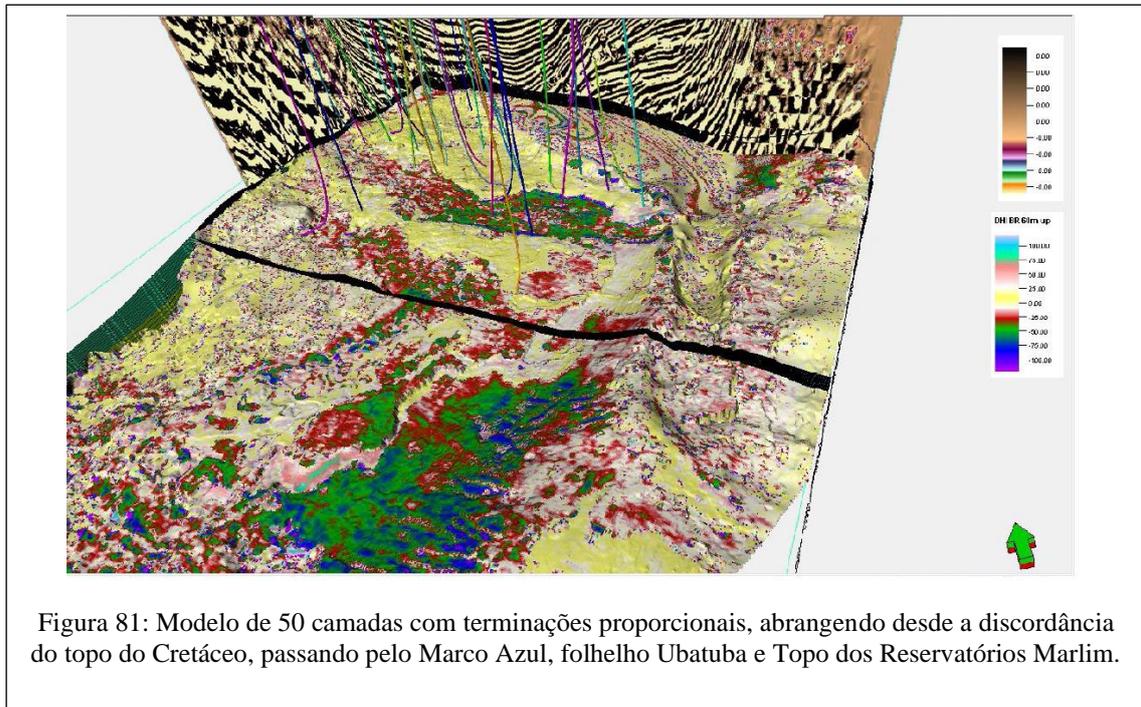
5.9.15 Amarração das Correlações com os Perfis de Poços

A amarração, ou ajuste, de perfis de refletividades e de poços 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 80 ilustra uma detecção sísmica de baixas refletividades dos reservatórios Marlim e os poços usados neste trabalho. A partir dessa detecção sísmica, obtidas com sementes de amostras de DHI BR foram realizadas as principais amarrações com perfis de poços, conforme ilustrados nas figuras 76 e 77 para o poço 7-MRL16D.



5.9.16 Correlação Gráfica 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, 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.



5.9.17 Diferenciação entre de Fluidos em Zonas Porosas e Zonas Impermeáveis. “Pitfalls”

Uma das principais razões de *pitfalls* (falsos positivos) é relacionada à presença de fluidos em determinados reservatórios está relacionado a ambiguidades do método sísmico, que são associadas a corpos sedimentares que possuam baixas impedâncias absolutas e que, quando comparadas às suas encaixantes de mais alta impedância absoluta, geram refletividades negativas. Tais *pitfalls* seriam gerados pela indução interpretativa errônea de associar tais baixas refletividades negativas a fluidos. Tais 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, quando superpostos por materiais de maior impedância absoluta, cria cenários de incertezas que precisam ter análises mais profundas para reduzir o risco de prospecção induzida pelas ambiguidades das respostas sísmicas. Santos (2022) mostra que uma forma de redução de tais incertezas é analisar se, na vizinhança de qualquer corpo de baixa impedância, a resposta de um DHI efetivo possa mostrar que existe indicadores de migração de fluidos que possam alimentar tais corpos sedimentares, ou que haja indicadores de migração que sugiram escapes de fluidos em regiões de prováveis perdas de selo. A figura 82 ilustra a indicação sísmica de possibilidade de fluidos acumulados (a) e possíveis rotas alimentadoras (b), conforme as direções preferenciais observadas nas tonalidades dominantes do atributo azimuth do mergulho sísmico das amostras do dado qualificado.

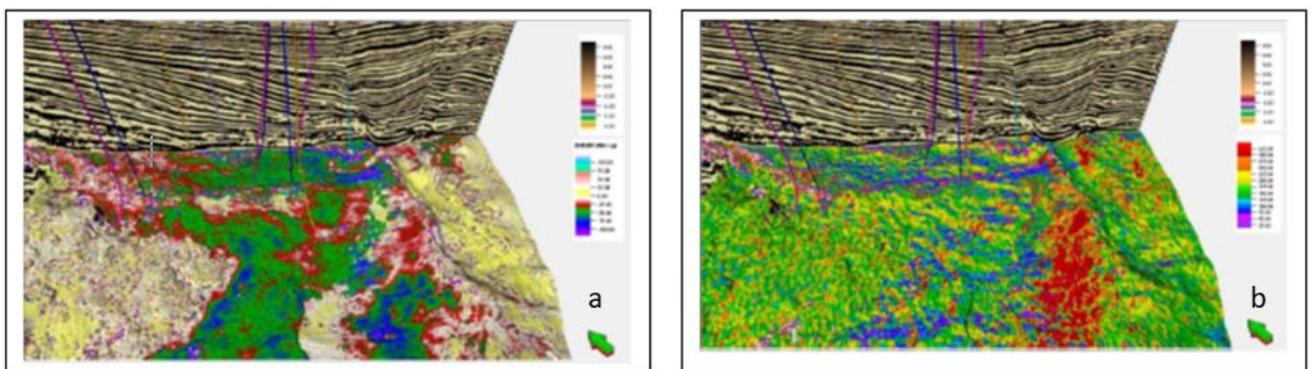
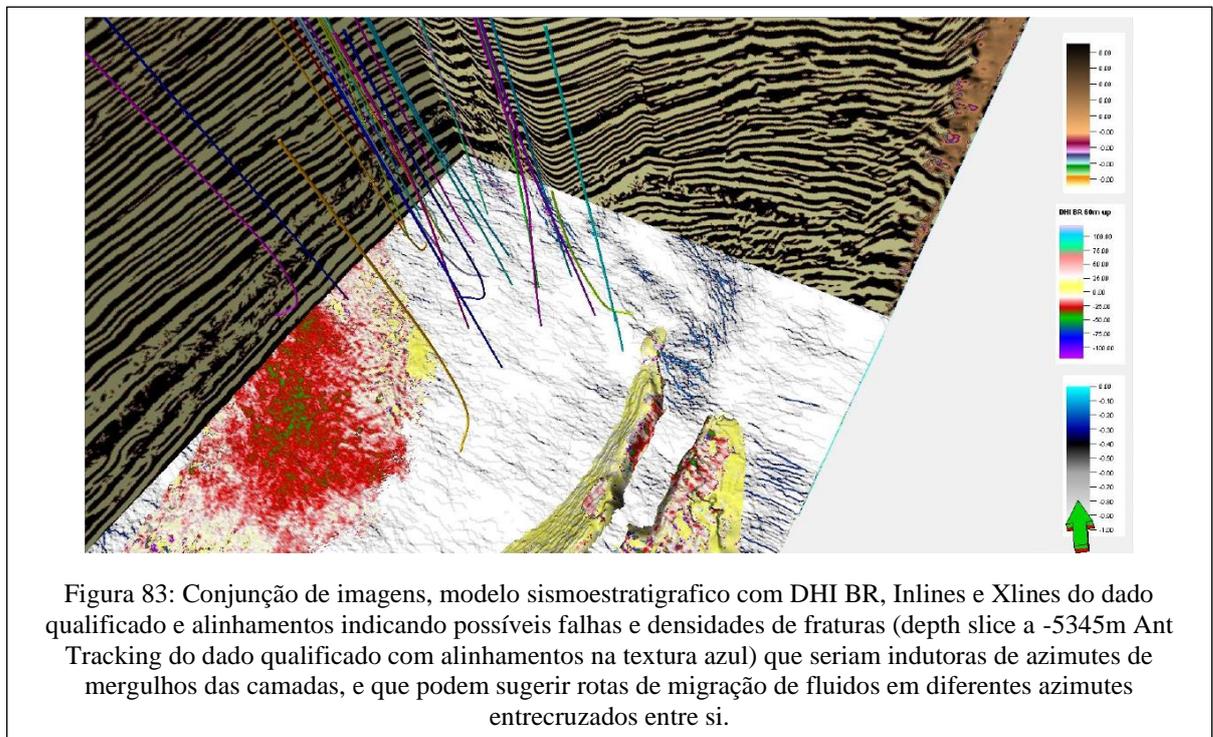


Figura 82: (a) à esquerda, ilustra a indicação sísmica de possibilidade de fluidos acumulados e (b) possíveis rotas alimentadoras (b), conforme as direções preferenciais observadas nas tonalidades dominantes do atributo azimuth do mergulho sísmico das amostras do dado qualificado.

5.9.18 Identificação de 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 DHIs 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 e algum cubo de DHI efetivo. A Figura 83 ilustra uma conjunção de imagens em que as possíveis falhas e densidades de fraturas (depth slice a -5345m Ant Tracking do dado qualificado com alinhamentos na textura azul) seriam indutoras de azimutes de mergulhos das camadas, que podem sugerir rotas de migração de fluidos em diferentes azimutes entrecruzados entre si, e que por sua vez podem indicar dominância de diferentes tipos de fluidos, em função de seus graus API (densidade).



5.9.19 Identificação de Barreiras de Permeabilidade dos Azimutes

Quando se analisa um cubo de DHI efetivos avaliando a possibilidade de identificação de barreiras de permeabilidade a diferentes fluidos associados a HC, de diferentes densidades APIs ou gás. Outro importante fator para que se analise elementos de sistemas petrolíferos é a individualização ou identificação de lençóis de água ou águas de formação, que se diferenciem dos fluidos de HC. Santos et al (2022) mostra que é possível se sugerir barreiras de permeabilidade (associadas a rotas de migração associadas) a diferentes fluidos a partir de análises técnicas que se sugira azimutes dos mergulhos das camadas, aqui associados a possíveis rotas de migração individualizadas e que possam indicar barreiras de permeabilidade. Ilustram-se aqui alguns ensaios que demonstram o potencial de tais barreiras serem indicadas por um cubo de DHI efetivo. A Figura 84 ilustra as principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância do Topo do Cretáceo, a partir do azimuth dos mergulhos sísmicos do dado qualificado, onde se ressaltam zonas com orientações predominantemente NW-SE (tonalidades lilás a amarelo), porém mostra-se uma importante direção de mais baixa frequência espacial, em laranja-vermelho de direção NE-SW, que aparentemente acompanha os principais charneiras estruturais e podem ser rotas de migração de fluidos mais leves que se cruzam com as demais rotas citadas na área. Isso sugere a possibilidade de existência de barreiras de permeabilidade em função do tipo de fluido existente em função de seus graus API.

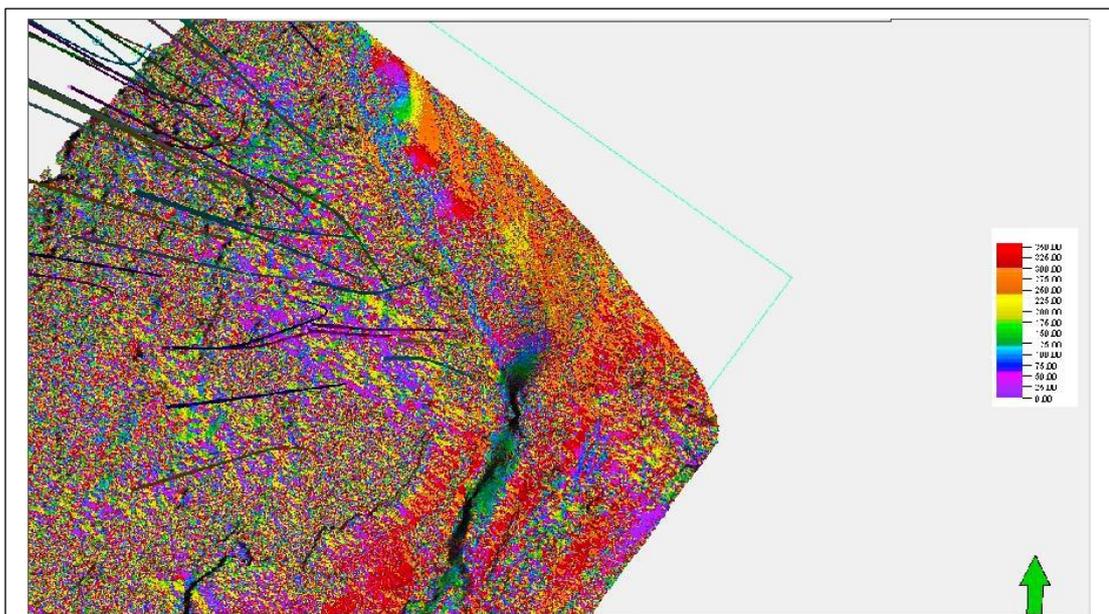


Figura 84: Principais direções de anisotropias sísmicas próximas à discordância do Topo do Cretáceo, a partir do azimuth dos mergulhos sísmicos do dado qualificado. Ressaltam-se zonas com orientações predominantemente NW-SE (tonalidades lilás a amarelo), porém mostra-se uma importante direção de mais baixa frequência espacial, em laranja-vermelho de direção NE-SW.

5.9.20 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 variando-se a escalas de cores de paletas. Ou seja, considerando que cada paleta é uma forma de agrupamento de valores diferenciados por cores, um mesmo conjunto de dados pode oferecer indicadores diferenciados em função de cada agrupamento. 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 85 ilustra o mesmo tipo de dado mostrado anteriormente na Figura , agora agrupado segundo cores de azimutes mais associados a comportamentos estruturais de controle tectônico das camadas. As texturas mais claras se associariam aos eixos dos canais dos reservatórios Marlim, controlados por feições tectônicas laterais (marrom), por onde há indicadores locais de migração de fluidos e rompimentos de plataformas restritas, indicando possibilidade de deposição de sedimentos clásticos talude abaixo, na direção SE.

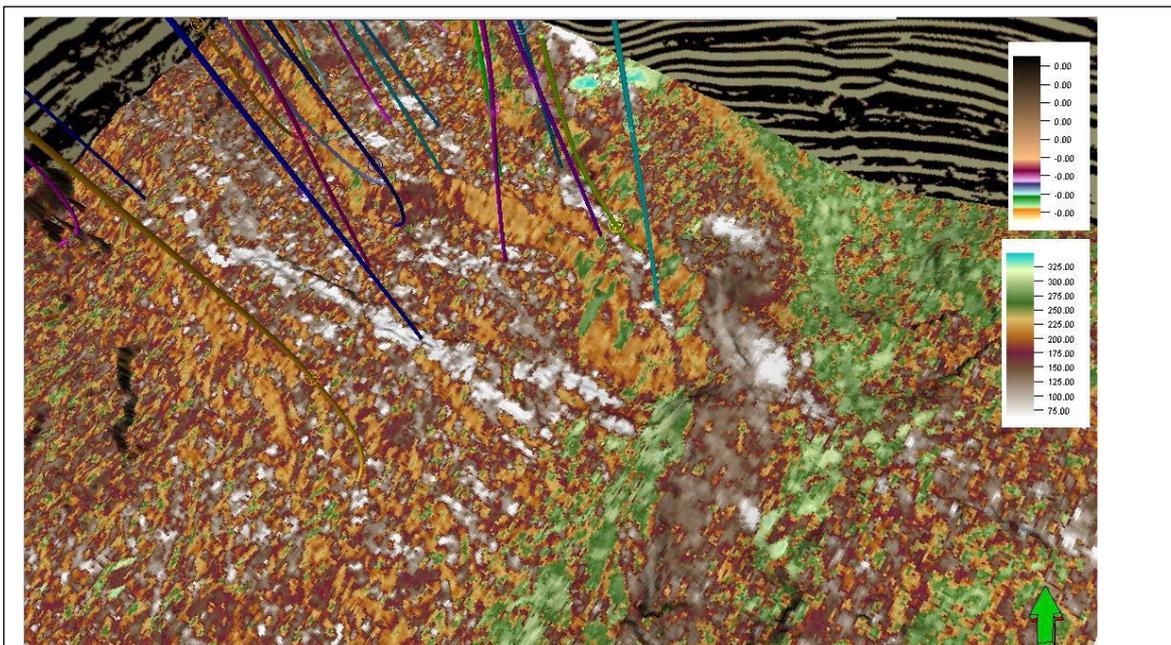


Figura 85: Sobre o mesmo tipo de dado mostrado anteriormente na Figura 84 , agora agrupado segundo cores de azimutes mais associados a comportamentos estruturais de controle tectônico das camadas. As texturas mais claras se associariam aos eixos dos canais dos reservatórios Marlim, controlados por feições tectônicas laterais (marrom) por onde há indicadores de locais de migração de fluidos e rompimentos de plataformas locais.

5.9.21 Identificação de Fácies sísmicas 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 à 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 de uma 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, por muitas vezes, as variações sismofaciológicas são de pequeníssimas diferenças de impedâncias, que geram baixíssimas amplitudes, mas que podem guardar informações de importantes volumes de hidrocarbonetos. Aqui são ilustradas as flutuações sutis observadas pelos dados qualificados para a área de estudo no Campo de Marlim. A Figura 86 mostra uma comparação entre o dado sísmico full PSDM (a) e uma distribuição sismofaciológica de um dado qualificado com atenuação de 84 dBs (b). O patamar de amplitudes em tons verdes está na faixa de corte de magnitudes que podem inferir a presença de fluidos a partir das baixas refletividades.

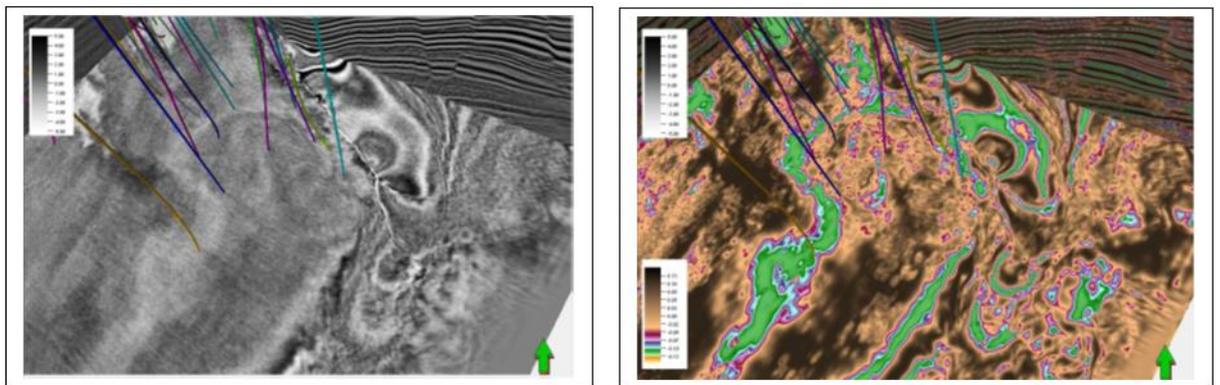


Figura 86: Comparação entre o dado sísmico full PSDM (a) e uma distribuição sismofaciológica de um dado qualificado com atenuação de 84 dBs (b). O patamar de amplitudes em tons verdes está na faixa de corte de magnitudes que podem inferir a presença de fluidos a partir das baixas refletividades.

5.27 Seções Sintéticas com Wavelet 15 Hz.

Sísmica sintética é uma ferramenta de grande importância nas investigações geocientíficas voltadas para petróleo. Um dos pontos mais importantes das seções sintéticas se relaciona a modelagem de refletividades derivadas de inversões acústicas. Nossas de um cubo de DHI efetivo (Santos et al, 2022), as refletividades devem representar, otimamente, as respostas dos sinais sísmicos a todos os efeitos causados pelos diferentes elementos de cada sistema petrolífero. Quando tais refletividades se mostram sem a presença de ruídos coerentes, mas elas se aproximam das reais respostas sísmicas a efeitos petrofísicos, como as respostas de fluidos. Dentre as respostas mais tradicionais de tais indicadores de fluidos, estão aquelas associadas a flat spots, em geral associados à presença de gás, mas por muitas vezes também associadas a óleo. Operacionalmente, a resposta sintética deve sempre ser comparada aos dados de entrada, e por essa razão, deve ser observada em regiões onde ocorram as maiores diferenças entre entrada e sintético, tais como as possíveis respostas da propagação da onda sísmica em regiões de fluidos. Um importante fator é buscar um ponderador de amplitudes, que aproxime as magnitudes médias entre entrada e saída. A Figura 87 ilustra uma Inline de amplitude PSDM Full (a) e uma equivalente seção sintética de 15Hz (b), gerada a partir das baixas refletividades, com aplicação de um filtro mediano para atenuar ruídos espaciais de baixas amplitudes. Com esse sintético, abre-se a oportunidade de realçar a presença de flat spots, que apontam as prováveis rotas de migração de fluidos.

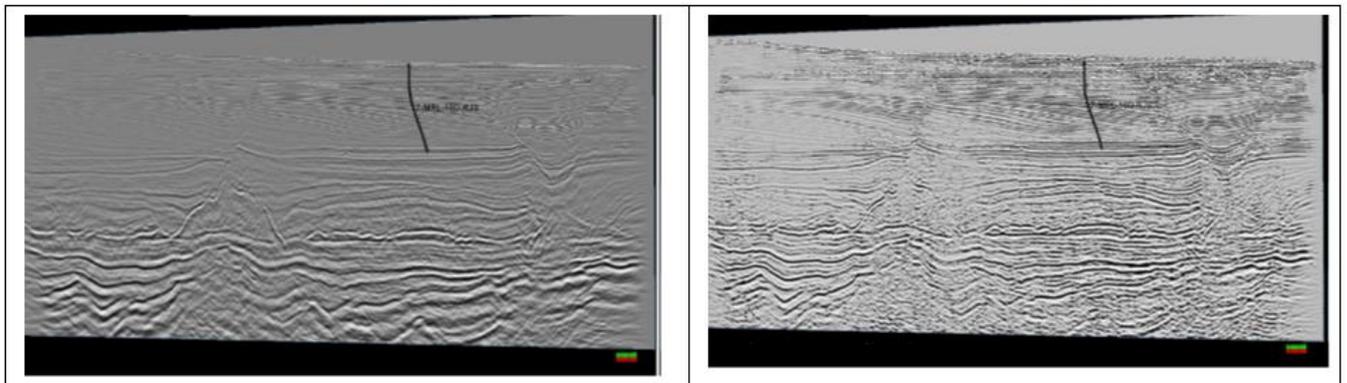


Figura 87: Inline de amplitude PSDM Full (a) e uma equivalente seção sintética de 15Hz (b), gerada a partir das baixas refletividades, com aplicação de um filtro mediano para atenuar ruídos espaciais de baixas amplitudes.

6 Conclusão

O uso de recursos fósseis é uma das principais fontes de energia no mundo, e como tal se fazem necessárias as mais eficientes técnicas de investigação. A maior dificuldade na interpretação de dados sísmicos é a presença de ruídos. As ambiguidades causadas por tais ruídos representam importantes incertezas na prospecção de hidrocarbonetos. O presente trabalho usou técnicas de atenuação de amplitudes post-stack no Campo de Marlim e obteve um ganho de resolução que possibilitou a interpretação de eventos não muito evidentes no volume original PSDM. As baixas refletividades obtidas em cada poço, mostram a forte relação como diversos perfis de poços e que são capazes de potencializar a resposta sísmica na condição de discriminadoras de reservatórios e seus fluidos.

Foi possível não apenas identificar elementos importantes do sistema petrolífero, mas também reformular tais elementos com boa qualidade. O realce gerado para eventos de interesse econômico pela qualificação sísmica foi a base dos resultados obtidos. A qualificação sísmica aplicada no dado original fez com que houvesse uma ampliação e balanceamento relativo do espectro de potências, fazendo com que sinais imersos em ruídos de background fossem destacados.

Houve uma melhoria significativa para se interpretar o principal reservatório, a partir do volume atenuado com o operador num patamar de 84 dBs, que tornou possível a extração de baixas refletividades capazes de diferenciar a resposta sísmica associada a fluidos. Contribuição similar foi observada na maioria das interpretações feitas, salvo os casos em que a combinação de atributos e o perfil de velocidade foram de melhor ajuda.

O cubo DHI efetivo confeccionado a partir do volume qualificado proporcionou a otimização de diversos produtos, como a interpretação mais realista do que seria feita apenas com o volume original, diferenciação de zonas de óleo e água no reservatório e possíveis rotas de migração.

Os principais benefícios da qualificação sísmica aplicada neste trabalho foram, em primeiro lugar; a detecção de eventos importantes com baixa refletividade, e em segundo lugar; a confecção do DHI BR, uma inversão simples, e uma resposta a atributos muito otimizada em relação ao volume original.

Este trabalho, demonstra com êxito a importância do estudo de eventos de baixa refletividade e mostra a capacidade de contribuição de estudos similares para a indústria do petróleo, sendo em sua fase de exploração, para descoberta de novas plays, ou desenvolvimento, para entender melhor o sistema petrolífero e otimizar a produção.

7 Referências Bibliográficas

AKI, K. AND RICHARDS, P. (1980) **Quantitative Seismology. Theory and Methods.** Freeman, San Francisco.

ALBERTON, R. 2014. **Avaliação petrofísica do Campo de Namorado: Utilização da perfilagem de poços e modelagem geostatística.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Pelotas.

AL-MASGARI, A.A.-S.; ELSAADANY, M.; LATIFF, A.H.A.; HERMANA, M.; HAMZAH, U.B.; BABIKIR, I.; ADELEKE, T.; SOHAIL IMRAN, Q.; AL-BARED, M.A.M. **Seismic Sequence Stratigraphic Sub-Division Using Well Logs and Seismic Data of Taranaki Basin, New Zealand.** Appl. Sci. 2021, 11, 1226. <http://doi.org/10.3390/app11031226>

ANJALI DIXIT, ANIMESH MANDAL, **Detection of gas chimney and its linkage with deep-seated reservoir in poseidon, NW shelf, Australia from 3D seismic data using multi-attribute analysis and artificial neural network approach,** Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 83.

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

ASQUITH, G., AND GIBSON, C., 1983. **Basic well log analysis for geologists:** AAPG methods in exploration series no. 3.

AVSETH, PER. (2015). **Explorational Rock Physics: The Link between Geological Processes and Geophysical Observables.** Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics, Second Edition. 455-488. 10.1007/978-3-642-34132-8_18.

BEMMEL, P. P., E R. E. F. PEPPER. **Seismic Signal Processing and Apparatus for Generating a Cube of Variance Values.** U.S. Patente 6151555. 2000.

BORTFELD, R. (1961) **Approximations to the Reflection and Transmission Coefficients of Plane Longitudinal and Transverse Waves**. *Geophysical Prospecting*, 9, 485-502. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1961.tb01670.x>

BRUHN, C.H.L.; GOMES, J.A.T; DEL LUCCHESI, C.; JOHANN, P.R.S. **Campos Basin: reservoir characterization and management—Historical overview and future challenges**. OTC Proceedings Contribution, n. 15220, 12p. 2003

CASTRO, RICARDO & PICOLINI, JOÃO. (2015). **PRINCIPAIS ASPECTOS DA GEOLOGIA REGIONAL DA BACIA DE CAMPOS**. 10.1016/B978-85-352-6937-6.50008-2.

GILBERTO M. RAGAGNIN, 2005, **Combined seismic attributes to recognize the architecture and evolution of turbidities- Marlim Sul field**, Campos Basin, Brazil, PETROBRAS S/A, Brazil.

CRAVEIRO, K. D. E. S. Well Logging Analysis – **Análise de diagrfias em poços na Bacia do Rio Grande do Norte**. Dissertação para obtenção de Grau de Mestre em Engenharia Geológica e de Minas, Técnico Lisboa, 2013.

DARIO GRANA, LEONARDO AZEVEDO, LEANDRO DE FIGUEIREDO, PATRICK CONNOLLY, AND TAPAN MUKERJI, (2022), "**Probabilistic inversion of seismic data for reservoir petrophysical characterization: Review and examples**," *GEOPHYSICS* 87: M199-M216.

DEMAISON, G, AND HUIZINGA, B J. **Genetic classification of petroleum systems**. United States: N. p., 1991. Web.

DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. **Aspectos da evolução tectonosedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos**. IN: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Coords.) *Origem e evolução de Bacias Sedimentares*. Petrobrás, p. 333-360, 1990.

FILPO, E.; RITTER, G.; PIMENTEL, M., 1999. **Analysis of seismic processing influence on**

Marlim field 4D: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Extended Abstracts, p. 1-6.

GAMBOA L.A.P., ESTEVES F.R., SHIMABUKURU S., CARMINATTI, M., PERES W. E., SOUZA CRUZ C.E. 1986. **Evidências de variações de nível do mar durante o Oligoceno e suas implicações faciológicas.** In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 34, Goiânia, Anais, v. 1, p.8-2.

GLOVER, PAUL – **Petrophysics MSc Course Notes.** Universidade de Laval. Canadá. 2002.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F., 1989. **Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic-type basin.** In: Edwards, J. D. & Santogrossi, P. A. (ed.) Divergent / Passive Margin Basins. Tulsa, AAPG, (Memoir 48), p. 3-79.

GUARDADO, L.R., SPADINI, A.R., BRANDÃO, J.S.L., MELLO, M.R. 2000. **Petroleum System of the Campos Basin, Brazil.** In: Mello, M.R., Katz, B.J. (eds.). Petroleum systems of South Atlantic margins, AAPG Memoir 73:317- 324.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P. & LUCCHESI, C.T. **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin.** AAPG Memoir 48. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, n. 48, p. 3-79, 1989.

HOULDING SW. 1994. **3-D Geoscience Modeling Computer Techniques for Geological Characterization.** Springer-Verlag, Berlin, 309 pp

JOHANN, P.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, R.; BAMPI, D., 2009. **4D seismic in a heavy-oil, turbidite reservoir offshore Brazil.** The Leading Edge, p. 718-729.

JOHANSEN, LILA MATORIN. **Detalhamento sismoestratigráfico dos reservatórios turbidíticos do Campo de Marlim, Bacia de Campos** / Lila Matorin Johansen. – 2011. 67f.: il.

KUCHLE, J.; SCHERER, C. M. S. 2010a. **Stratigraphic characterization of rift basins from stacking patterns and its genetic significance**. Marine and petroleum geology, Guildford. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.18,n.2,p.33-60,maio/Nov.

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.

LINER, C. L. **Elements of Seismic Dispersion: A Somewhat Practical Guide to Frequency Dependent Phenomena**. Society of Exploration Geophysicists, 2012. 179 p.ISBN 978-1-56080-291-4

MAGOON, L.B., 1995. **The play that complements the petroleum system—a new exploration equation: Oil and Gas Journal**, 93, 40: 85-87.

MICHAEL AYUK AYUK, OLUWASEUN DANIEL AKINYEMI, MURAINA ZAID MOHAMMED, **Integrating rock physics and sequence stratigraphy for characterization of deep-offshore turbidite sand system**, Journal of African Earth Sciences, Volume 193, 2022.

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.

MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. **Sal: geologia e tectônica**. São Paulo: Beca,

2008. 448 p.

MUTHU KARUPPASAMY, K.. SUBRAHMANYAM,A.J. Phys. D: **Appl. Phys.**, 41 (2008)

OLIVEIRA, ELZIRA & TERRA, DENISE & GIVISIEZ, GUSTAVO. (2012).

Reestruturação econômica e produtiva dos municípios da Zona de Produção Principal da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro (Brasil).

PENDREL, JOHN. (2006). **Seismic Inversion - Stillthe Best Tool for Reservoir Characterization**. CSEG Recorder. 31.

PERES, W. E. & ARSO, L. R. 1986. **O Uso da Sísmica na Delimitação de Acumulações de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos – Brasil**. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, XXXIV, Goiânia, 1986. Anais..., Goiânia, SBG, v. 6, p. 2 547-2 557

R. M. MITCHUM, JR., P. R. VAIL, J. B. SANGREE, 1977. "**Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences**", Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration, Charles E. Payton.

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R. & FEIJÓ, F. J. 1994. **Bacia de Campos**. **Boletim de Geociências da Petrobras**, 8(1): 203-217

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

RIDER, M. H. **The geological interpretation of Well Logs**. Blackie and Son Limited, 1986. 175p

RIGOTI, C.A. **Tectonic Evolution of Santos Basin with emphasis on crustal geometry: Integrated interpretation of seismic reflection and refraction, gravity and magnetic data.** 2015. 134f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

RM, DALLEY & ECA, GEVERS & STAMPFLI, GÉRARD & DJ, DAVIES & CN, GASTALDI & GJO, RUIJTENBERG. (2007). **Dip and azimuth displays for 3D seismic interpretation.** First Break. 7. 10.3997/1365-2397.2007031.

ROKSANDIC, M. M. 1978. **Seismic facies analysis concepts.** Geophysical prospecting, 26:383-398.

SANSONOWSKI, R.C.; DE OLIVEIRA, R.M.; RIBEIRO JÚNIOR, N.M.S; BAMPI, D.; JUNIOR, L.F.C., 2007. **4D Seismic Interpretation in the Marlim Field, Campos Basin, Offshore Brazil.** SEG Annual Meeting, p. 2872-2877.

SANSONOWSKI, Rui C. et al. 4D seismic interpretation in the Marlim Field, Campos Basin, offshore Brazil. In: **10th International Congress of the Brazilian Geophysical Society.** European Association of Geoscientists & Engineers, 2007. p. cp-172-00479.

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**. IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, SBGF, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022.

SCHINELLI, M.C.; 2013. **Material didático para o curso de interpretação sísmica para geólogos - ABGP**, Rio de Janeiro. (Apostila)

SHARMA, P. V., 1997. **Environmental and Engineering Geophysics**. Cambridge University Press. Cambridge, p. 472.

SIMM R BACON M. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge: Cambridge University Press; 2014.

SOUZA, J.M., SCARTON, J.C., CANDIDO, A., CRUZ, C.E. SOUZA, AND C.A.G. CORÁ. **"The Marlim and Albacora Fields: Geophysical, Geological, and Reservoir Aspects."** Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 1989.

SYLVESTER, ZOLTÁN & CANTELLI, ALESSANDRO & PIRMEZ, CARLOS. (2015). **Stratigraphic evolution of intraslope minibasins: Insights from surface-based model**. AAPG Bulletin. 99. 1099–1129. 10.1306/01081514082.

TIGRE, C.A.; CORÁ, C.A.G.; CANDIDO, A., 1990. **Campos de petróleo em águas profundas na costa brasileira – privilégio da Bacia de Campos?** In: PETROBRAS, Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 4, Natal, Anais, p. 478-48

VEEKEN, P.; SILVA, M. D. **Seismic inversion methods and some of their constraints**. *First Break*, v. 22, n. 6, 2004.

West, B., S. May, J. E. Eastwood, and C. Rossen, 2002, **Interactive seismic facies classification using textural and neural networks: The Leading Edge**, 21, 1042–1049.

WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. **Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 15, n. 2. Rio de Janeiro, p. 511-529, 2007.

WYLLIE, M. R. J., GREGORY, A. R. & GARDNER, L.W., 1958, **An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: Geophysics**, 23, 459- 493