



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Téo Paiva dos Reis.

**Aplicações da modelagem sísmica direta na calibração de decomposições
espectrais e na caracterização de reservatórios em zonas de acunhamento,
estudo de caso: Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ**

Rio de Janeiro

2017

Téo Paiva dos Reis.

Aplicações da modelagem sísmica direta na calibração de decomposições espectrais e na caracterização de reservatórios em zonas de acunhamento, estudo de caso: Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira.

Rio de Janeiro

2017

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

R375

Reis, Téo Paiva dos.

Aplicações da modelagem sísmica direta na calibração de decomposições espectrais e na caracterização de reservatórios em zonas de acunhamento, estudo de caso: Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ / Téo Paiva dos Reis. – 2017. 86 f. : il.

Orientador: Egberto Pereira.

Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

Bibliografia.

1. Geologia estrutural – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 2. Tectônica de Placas – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 3. Geofísica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 4. Método sísmico de reflexão – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 5. Reservatório – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. I. Pereira, Egberto. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 551.24(815.3)

Bibliotecária responsável: Fernanda Maria Lobo da Fonseca / CRB-7:5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Téo Paiva dos Reis.

Aplicações da modelagem sísmica direta na calibração de decomposições espectrais e na caracterização de reservatórios em zonas de acunhamento. Estudo de caso: Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 27 de Julho de 2017.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Egberto Pereira.

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi.

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Luiz Geraldo Loures

Geofísico de Reservatórios – Statoil Brazil Oleo e Gas LTDA

Rio de Janeiro

2017

DEDICATÓRIA

Para Leonam, Claudia, Mateus, Claudio, Nilséa, Aimée e Catarina (sempre eles) pela ajuda e ensino do valor do conhecimento e, com todo o esforço, por terem me impulsionado para onde jamais alcançaria sem o amor de cada um deles.

AGRADECIMENTOS

Todos os agradecimentos a Statoil, ANP e PGS pela cessão dos dados e suporte que viabilizaram esta pesquisa junto a UERJ.

Gostaria de agradecer imensamente a todo staff da UERJ (professores, secretaria, coordenadores, orientadores e banca) envolvido de alguma maneira neste trabalho, por toda paciência, orientação e prontidão durante o processo - quase interminável - que foi a entrega e elaboração desta dissertação.

Agradeço também a todos os meus amigos e colegas (de Universidade e escritório – foram muitos) que tanto me ajudaram e me aconselharam nesta difícil, mas excitante fase superada. Aos colegas da *FFA* que sempre se colocaram disponíveis e interviram com ideias interessantes na melhoria e ampliação deste projeto de pesquisa.

Aos meus pais e todos os familiares que tanto me deram suporte nesta longa e contínua (nem sempre) caminhada.

Ao Madre e companhias de distração que ajudaram no temporário alívio dos - quase diários - momentos de tanta ansiedade que me envolveram, principalmente a fase final, na elaboração deste trabalho.

Ao Papai Do Céu que com certeza entreviu junto a coordenação/ secretaria do curso nas épocas de maior aperto de prazos que não foram tão raras quanto o desejado por mim - muito provavelmente também não desejadas por todos os terceiros aqui envolvidos - e por toda inspiração que me deu quando a pressa recorrentemente parecia me vencer.

Todos vocês que atuaram, direta e indiretamente, de alguma forma nesta dissertação merecem todos os meus agradecimentos, pois com absoluta certeza, sem a ajuda de cada um, este trabalho não seria tão completo e prazeroso como – de fato – foi. Muitíssimo obrigado a todos!

RESUMO

REIS, Téo Paiva dos. *Aplicações da modelagem sísmica direta na calibração de decomposições espectrais e na caracterização de reservatórios em zonas de acunhamento, estudo de caso: Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ*. 2017. 86 f. Mestrado em Geologia – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Os eventos sísmicos ou registros geológicos ao submeterem-se a afinamentos no ponto de possuírem espessuras relevantemente reduzidas em relação ao comprimento de onda (da ondaleta representativa da fonte) sísmica, tendem a interferir-se. Esta interferência então, causa a limitação das resoluções verticais teóricas do método sísmico. A decomposição espectral surge como um método adicional com potencial de aumentar a capacidade de resolução da sísmica, a ser aplicada pelo método de visualização de *RGB color blend*. A partir da calibração do método da decomposição espectral em modelos diretos e controlados, advindos dos dados da inversão sísmica probabilística bayesiana (populando um modelo sísmico estrutural com densidades e velocidade da onda P), são resultados modelos sísmicos sintéticos onde a aplicação do método foi testada e calibrada. A partir das correlações com os resultados do método nos modelos diretos, os fluxos descrevem então, a aplicação em dados reais da porção Sudoeste do campo de Peregrino, na região do talude da Bacia de Campos-RJ. Através do fluxograma proposto, o presente trabalho visa o aumento da confiança nas interpretações das zonas de acunhamento deste reservatório turbidítico, almejando também uma potencial melhoria na resolução vertical de seus dados sísmicos analisados. No modelo sintético de calibração aplicado ao método de decomposições espectrais, foi representado o afinamento por acunhamento similar ao observado no dado real, e assim também seus efeitos observados nas sísmicas sintéticas e reais, assim como o efeito de suas decomposições, visualizações *RGB Color Blends* e suas correlações com o dado sísmico real representativo da mesma área, sempre visando a busca pela predição de espessuras abaixo da resolução sísmica resolução, maior confiança nos mapeamentos de acunhamentos, detecção de padrões deposicionais / erosionais (potencialmente ressaltados pelo método) e ajudando na alocação de alvos nesta área previamente não resolvida.

Palavras-chave: Bacia de Campos. Decomposição Espectral Sísmica. Interpretação de Acunhamentos. Formação Carapebus.

ABSTRACT

REIS, Téo Paiva dos. *Applying seismic forward modeling for spectral decomposition calibration on pinch-out thicknesses prediction, case of study: Peregrino Oil Field, Campos Basin-RJ*. 2017. 86 f. Mestrado em Geologia – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Seismic or geological events, when in a thinning zone and gradually reducing their thicknesses in relation to their (seismic wavelet) wave-length, tend to suffer seismic interference. This interference harms their vertical resolution capacity, as they get thinner and thinner. The seismic spectral decomposition method, rises as an additional method to go beyond the limitations of the standard seismic resolution, especially if being applied as RGB color blends. From the calibration of the spectral decomposition method through forward models (controlled models) populated with inputs (primary velocities and densities) from an applied Bayesian probabilistic seismic inversion, resulting in a synthetic seismic dataset where the method was tested. From correlations between the synthetic/controlled/calibrated seismic data results, the workflow was then applied to the real dataset of a limited area on Peregrino Field, Campos Basin, RJ. Through the proposed workflow just above, this study aims to increase the confidence level of pinch-out interpretations of this portion on the Peregrino turbiditic reservoir, and aims for an improvement on the vertical resolution limits of the seismic data of the analyzed area. As this synthetic model describes the same pinch-out thinning behavior as observed in the real seismic, it was run into a spectral decomposition workflow having its results correlated / compared to the same workflow run proposed for the real seismic and looking for the resolution increase, depositional/ erosional patterns, as well as helping the allocation of future targets in these previously non-resolved areas.

Keywords: Campos Basin. Seismic Spectral Decomposition. Pinchout Interpretation.

Carapebus Formation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Localização do Bloco Exploratório BM-C-7	17
Figura 2 –	Coberturas sísmicas 3-D do Campo de Peregrino	20
Figura 3 –	Ilustração da Estrutura da Fm. Carapebus	21
Figura 4 –	Localização do Bloco BM-C-7 em relação ao RJ	23
Figura 5 –	Representação batimétrica do assoalho oceânico no Campo de Peregrino	25
Figura 6 –	Carta Estratigráfica da Bacia de Campos	27
Figura 7 –	Modelo geológico do reservatório do Campo de Peregrino	31
Figura 8 –	Linha sísmica <i>dip</i> no reservatório de Peregrino	32
Figura 9 –	Correlação de perfis de poços de referência em Peregrino	34
Figura 10 –	Posição do Campo de Peregrino em relação à “Falha de Campos”	36
Figura 11 –	Modelo de migração de óleo do Campo de Peregrino	40
Figura 12 –	Mapa estrutural do topo do Grupo Macaé	41
Figura 13 –	Espessuras do reservatório na área de estudos	42
Figura 14 –	Modelos sísmicos sintéticos de acunhamento de Peregrino.....	43
Figura 15 –	Definições de interferências sísmicas	44
Figura 16 –	Conceito de decomposição espectral	46
Figura 17 –	Conceito de imageamento espectral	48
Figura 18 –	Representação do eixo do domínio das frequências em uma seção sísmica 2D	49
Figura 19 –	Diferença espectral de uma janela em tempo longa e de uma curta, transformadas	50
Figura 20 –	Exemplo de visualização sísmica dos <i>RGB Color Blends</i> de	

	decomposição espectral	53
Figura 21 –	Volumes sísmicos referentes a cada banda de frequência do <i>RGB Color Blend</i>	54
Figura 22 –	Fluxograma de uma inversão <i>AVO</i> Bayesiana	56
Figura 23 –	Ilustração da zona de potencial reservatório abaixo da resolução sísmica na área de estudos	60
Figura 24 –	Fluxograma proposto pelo presente trabalho.....	62
Figura 25 –	Amarração sísmica do poço “AVAL-SW1”	64
Figura 31 –	<i>Wavelet</i> ajustada à média das <i>wevelets</i> das amarrações de poço	65
Figura 32 –	Mapa de espessura do reservatório e seção sísmica de referência	66
Figura 33 –	Arcabouço estrutural tridimensional do reservatório	67
Figura 34 –	Volume sísmico 3D, seções sísmicas reais e sintéticas	69
Figura 35 –	Espectros de frequências dos dados sísmicos, real e sintético	70
Figura 36 –	Espectrograma de frequências do dado sísmico 3D sintético	71
Figura 37 –	Volumes sísmicos sintético e real decompostos e visualizados sob o método “ <i>RGB Color Blend</i> ”	72
Figura 38 –	Fatias isoproporcionais de controle interno ao reservatório	72
Figura 39 –	Comportamento do dado sintético visualizado em <i>RGB Color Blends</i> .	73
Figura 40 –	Modelos sísmicos 2D sintéticos de acunhamentos	74
Figura 41 –	Comportamento do dado real visualizado sob a forma de <i>RGB Color Blends</i>	75
Figura 42 –	Correlações dos resultados de poços com os acunhamentos sugeridos pelo resultado dos <i>RGB Color Blends</i> nos dados reais	76
Figura 43 –	Nova delimitação do acunhamento baseada no fluxograma executado pelo presente trabalho	78

Figura 26 – Amarração sísmica do poço “AVAL-S1”	82
Figura 27 – Amarração sísmica do poço “AVAL-SW1D”	83
Figura 28 – Amarração sísmica do poço “AVAL-S1D”	84
Figura 29 – Amarração sísmica do poço “AVAL-Inj1”	85
Figura 30 – Amarração sísmica do poço “AVAL-Pilot1”	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
API	<i>American Petroleum Institute gravity unity</i> / unidade de densidade
AVO	<i>Amplitude Versus Offset</i> – Método sísmico que analisa famílias de ponto comum em profundidade (<i>CDP</i>) e suas variações de amplitude em relação aos afastamentos fonte – receptor.
<i>CDP</i>	<i>Common Depth Point</i> / Ponto comum em profundidade a ser imageado pela sísmica.
COT	Carbono orgânico total (%)
<i>cp</i>	<i>Centipoise</i> / unidade de viscosidade
CPRM	Serviço Geológico do Brasil.
FGEL/UERJ	Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.
<i>FT</i>	<i>Fast-Track PDSM</i> / Processamento PSDM preliminar
Gp., Fm.e Mb.	Respectivamente: Grupo, Formação e Membro
HC	Hidrocarbonetos.
<i>HDFD</i>	<i>High Definition Frequency Decomposition</i> / Decomposição Espectral de Alta Definição
IH	Índice de hidrogênio (mg HC/g COT)
IO	Índice de oxigênio (mg CO ₂ / g COT)
Ma	Milhões de Anos.
<i>PSDM</i>	<i>Pre Stack Depth Migration</i> / Migração sísmica pré empilhamento em profundidade.
<i>TVD</i>	<i>True Vertical Depth</i> / Profundidade Real Verticalizada
UCM	Perfil de compostos não resolvidos
UTM	Universal Transversa de Mercator, sistema de coordenadas cartesianas

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Percentual
H	Hidrogênio
CO ₂	Dióxido de Carbono
3D	Tridimensional / volumétrico
g	Gramas
mg	Micrograma
cm	Centímetro
cm ³	Centímetro cúbico
λ	Comprimento da onda sísmica
f	Frequência (Hz)
Hz	Hertz
°	Graus
θ	Ângulo de incidência
Δ	Delta: Diferença entre duas medidas
V _p	Velocidade da onda-P
V _s	Velocidade da onda-S

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	13
1	OBJETIVO	14
1.1	Caracterização de reservatórios mais finos que a resolução sísmica	14
2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO CAMPO DE PEREGRINO	16
2.1	Histórico do campo	16
2.2	O Reservatório de Peregrino	22
2.3	Localização do Campo de Peregrino e sua subárea em análise	22
2.4	Contexto geológico do Campo de Peregrino	26
2.4.1	<u>Mega-sequência não-marinha e mega-sequência transicional</u>	28
2.4.2	<u>Mega-sequência marinha</u>	28
2.5	Escopo da Pesquisa / Problemática aplicada à Peregrino	41
3	METODOLOGIA	43
3.1	Teoria	43
3.1.1	<u>Interferências construtivas e destrutivas do sinal sísmico</u>	43
3.1.2	<u>A decomposição espectral do dado sísmico</u>	45
3.1.3	<u>Aplicação da decomposição espectral / <i>RGB Color Blends</i> como um caracterizador de reservatórios</u>	50
3.1.4	<u>Inversão probabilística (Inversão Bayesiana de <i>AVO</i>)</u>	55
3.1.5	<u>Conjunto de dados disponíveis ao presente trabalho</u>	58
3.1.6	<u>Fluxograma de atividades proposto</u>	60
4	APLICAÇÕES PRÁTICAS DO FLUXOGRAMA PROPOSTO AO CASO DE ESTUDOS	63
4.1	Correlações dados sísmicos versus dados de poços e interpretações estruturais	63
4.2	Modelagem direta: Sismogramas sintéticos e calibração do método de decomposições espectrais	68
4.3	Decomposições: Dado sintético e calibração dos <i>Color Blends</i> de <i>RGB</i>	69
4.4	Correlações de Decomposições Reais e Sintéticas	73
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
	REFERÊNCIAS	79
	APÊNDICE - Amarrações sísmicas de poços de referência	82

INTRODUÇÃO

O interesse pelos (qualitativamente) interessantes mapas de decomposições espectrais sísmicas, visualizados como *blends* de cores representativas de bandas de frequências sobrepostas (*RGB*), foi nesta dissertação associado às limitações da resolução sísmica vertical, numa tentativa de aplicação do citado método para entendimento das limitações sísmicas ou na melhoria das mesmas.

O presente trabalho envolve modelagens sísmicas sintéticas e suas comparações com dados reais, com o ímpeto de sempre buscar o melhor entendimento da resolução sísmica vertical em uma zona de acunhamento através de testes sistemáticos e comparações no método das decomposições espectrais e visualizações em *RGB Color Blends*.

Toda fundamentação teórica, objetivos, contexto geológico, métodos utilizados, resultados e análises dos mesmos serão criteriosamente descritos adiante nesta dissertação que aplica a curiosidade sobre um método pouco modelado e quantificado, a decomposição espectral, como sua maior motivação para o entendimento mais profundo de uma problemática comum ao método sísmico: limitações de resolução vertical, principalmente em zonas de acunhamento.

1 OBJETIVO

1.1 Caracterização de reservatórios mais finos que a resolução sísmica:

Grande parte do potencial dos reservatórios de hidrocarbonetos em geral, encontra-se em zonas com espessuras abaixo do limite da resolução vertical da sísmica a descrevê-lo. Zonas, muitas vezes, geologicamente correlacionáveis com regiões de diminuição de espessuras pelo acunhamento de camadas, onde o afinamento do reservatório gradativamente o torna menos espesso do que o método sísmico aplicado possui alcance de resolução vertical para descrição de seu topo e sua base.

É importante ressaltar que se entende por “resolução sísmica” a capacidade do método de distinguir entre dois ou mais eventos sísmicos (refletores) no domínio vertical estudado (tempo ou profundidade). Matematicamente (Segundo Weidess, 1973), a resolução sísmica é definida pelo limite de 1/8 de seu comprimento de onda ($\lambda/8$). Contudo praticamente, camadas ainda mais espessas que este limite já estariam abaixo da resolução sísmica, como descrito adiante.

Em decorrência dos ruídos e atenuações comuns ao método sísmico e desconsiderados em análises puramente teóricas, tornam-se as zonas de interferência sísmica prática (*tuning zones*) as camadas mais finas que $1/4$ de seu comprimento de onda ($\lambda/4$) onde as camadas mais finas que este limite de espessura já encontram-se abaixo da resolução sísmica.

A presente dissertação apresenta um método que busca a melhoria da resolução sísmica vertical ou a caracterização de um reservatório com zona de acunhamento em zonas abaixo da resolução sísmica, com um estudo de caso como exemplificador. Este método estará crucialmente apoiado na teoria da decomposição espectral sísmica. A decomposição espectral é uma técnica vastamente utilizada qualitativamente para visualização de padrões estratigráficos (Partyka *et al.*, 1999).

O método consiste na sobreposição das decomposições de um traço sísmico em limitadas e diferentes bandas da sua frequência total. Estas bandas do espectro pontualmente selecionadas são então representadas por cores (tons de vermelho, verde e azul sobrepostos - *RGB: Red, Blue & Green*) a serem somadas e sobrepostas em uma alternativa forma de visualização do dado sísmico (Castagna *et al.*, 2003). A partir de 2005 (Portniaguine & Castagna, 2005) de maneira quantitativa, os dados de decomposição espectral passaram a ser

correlacionados com dados de inversão sísmica em aplicações voltadas à melhoria da resolução sísmica vertical.

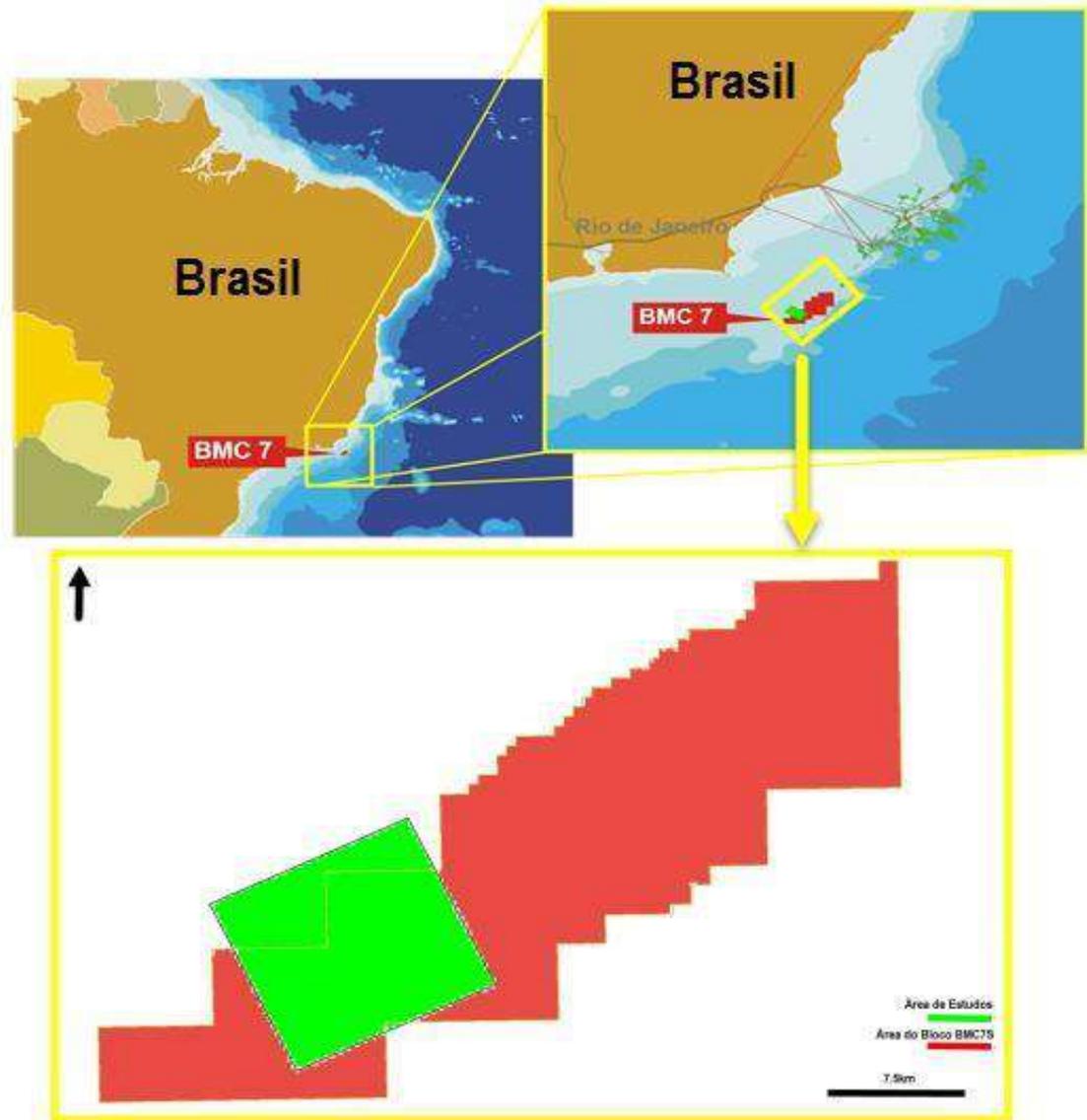
Por meio deste trabalho, a aplicação da combinação dos métodos acima descritos, em busca de melhor definição das zonas de acunhamento, se dará nos dados sísmicos do Campo de Peregrino (subárea Peregrino Sudoeste), na Bacia de Campos, Rio de Janeiro.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO CAMPO DE PEREGRINO

2.1 Histórico do campo

O Campo de Peregrino foi descoberto no ano de 1994. A confirmação deste prospecto se deu através do poço exploratório pioneiro de nomenclatura “EXP1” (descaracterizada por questão de confidencialidade), perfurado e operado pela Petrobras. O campo localiza-se na porção mais ao Sul da Bacia de Campos, no Bloco “BM-C-7”, próximo ao litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro. O Campo fica a uma distância de aproximadamente 85 km a Sudeste de Cabo Frio e aproximadamente 100 km a Sudeste de Macaé (ver Figura 1), sob águas rasas de até o máximo 135 m de profundidade.

Figura 1 – Localização do Bloco Exploratório BM-C-7



Nota: Área de estudos do presente trabalho (quadrado verde) e bloco ANP B-M-C-7 (em vermelho) , onde jaz o Campo de Peregrino.

Fonte: O autor, 2017.

A exploração de hidrocarbonetos na área que veio a tornar-se o campo de Peregrino iniciou-se nos anos 70 pela operação da Petrobras, com as ferramentas aplicadas na época para os estudos regionais e do sistema petrolífero sendo principalmente seções sísmicas 2D. Nas décadas seguintes, recursos adicionais como levantamentos sísmicos 3D foram adquiridos, e o entendimento do sistema petrolífero da área evoluiu ainda mais, dando maior embasamento para novas fontes de conhecimento como a perfuração de poços exploratórios precursores ao poço EXP1.

O poço EXP1, descobridor de Peregrino, foi perfurado possuindo o Grupo Macaé e o Grupo Lagoa Feia como principais alvos exploratórios e potenciais plays. A descoberta de

hidrocarbonetos deste *wildcat*, contudo, se deu nos arenitos friáveis/ não consolidados da Formação Carapebus do Cretáceo - uma unidade estratigráfica acima do Grupo Macaé, nesta área. Apesar da descoberta, continuou-se tendo alto grau de incerteza nos volumes de hidrocarbonetos do bloco BM-C-7, já que apesar da vasta extensão sísmica do reservatório, os testes de produtividade demonstraram baixo volume, principalmente em função da alta densidade (14° API) e viscosidade (350cp a 120cp, sendo ~120cp na área de estudos) do óleo dali extraído. A partir do fim do monopólio da Petrobras sobre produção de hidrocarbonetos no Brasil em 1998, o Bloco exploratório BM-C-7 não teve sua concessão exploratória renovada pela Petrobras junto a ANP, sendo posterior e conseqüentemente colocado para nova licitação pela agência reguladora.

Por melhor oferta na 2ª Rodada licitatória da ANP, a PanCanadian Petróleo do Brasil Ltda. tornou-se a operadora do bloco BM-C-7. Nesta licença assinada em 15 de setembro de 2000, uma área de 1.919 km² foi inicialmente licitada pela empresa. Como compromisso licitatório, dois *surveys* 3D de sísmica foram levantados na área concedida com cobertura somada de aproximadamente 1.728 km² (levantamentos BMC20 e BMC47, ver Figura 2). A PanCanadian Petróleo mudou de nome para Encana do Brasil Ltda em 2003. Neste mesmo ano a Kerr-McGee Petróleo associou-se à Encana adquirindo, 33.3% de participação no bloco. A participação da Kerr-McGee foi elevada a 50% em 2005. E em Agosto deste mesmo ano o segundo período exploratório do bloco foi estendido até 2007. Ainda em 2005 o bloco foi reduzido a sua área atual de 535 km². No fim deste mesmo ano, a Hydro Brasil Óleo e Gás Ltda. adquire a Encana Brasil Limitada e conseqüentemente se torna detentora de 50% dos direitos do bloco. Por sua vez, em 2007, a co-detentora Kerr-McGee é renomeada como Anadarko Petróleo Ltda em virtude de sua aquisição pela Anadarko Petroleum Corporation. Nesta época Hydro e Anadarko submetem o plano de desenvolvimento do campo a ANP, com a Anadarko sendo registrada como operadora.

Em 2007 a Statoil ASA se funde com a Hydro tornando-se no Brasil a StatoilHydro Petróleo do Brasil, que em Março de 2008 adquire os 50% dos direitos da Anadarko, e passa a operar o Campo de Peregrino em sua totalidade de direitos. Em 2009 a empresa se separa novamente com a Statoil passando a atuar como operadora de hidrocarbonetos a nível mundial e a Hydro passando a atuar como operadora de mineração. Desta forma a única detentora dos direitos de Peregrino passa a se chamar Statoil do Brasil LTDA até 2011. A Sinochem do Brasil, compra da Statoil em 2011 40% da participação do campo, permanecendo esta configuração de participações de Peregrino até os dias de hoje: 40% dos direitos pertencentes a Sinochem e os outros 60% mais operação pertencentes a Statoil.

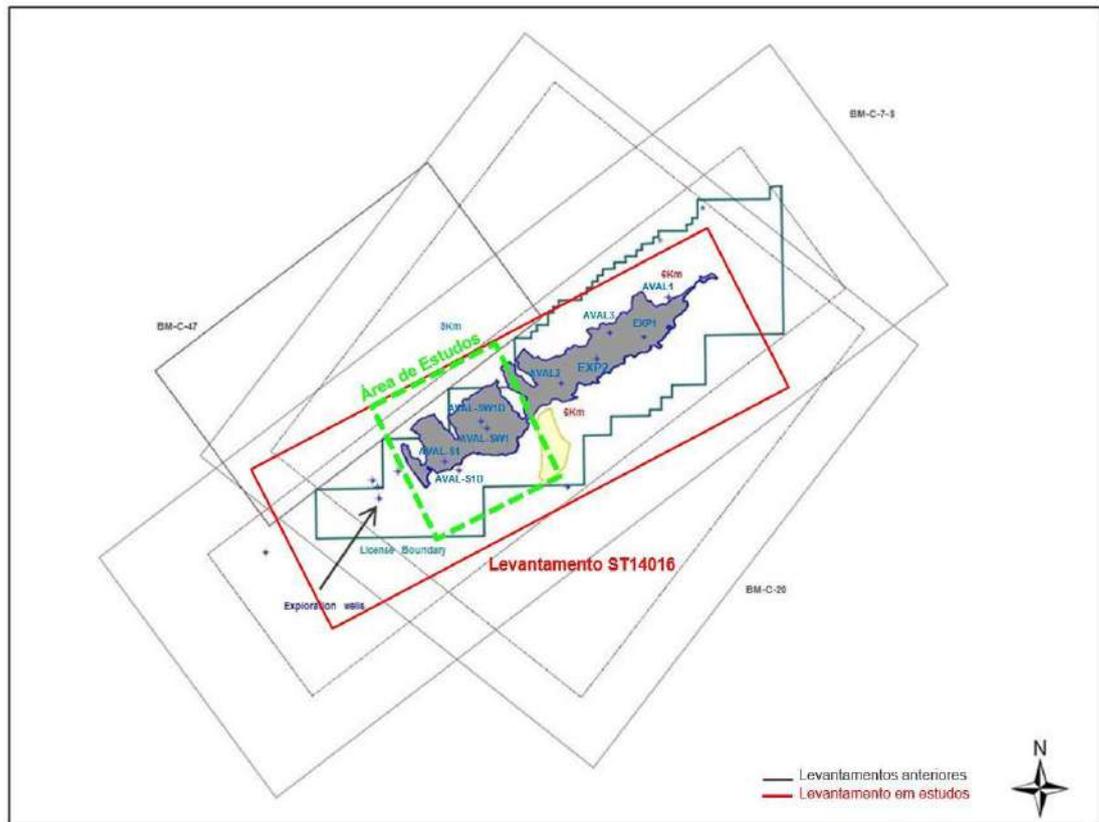
Durante o período de operação pela Encana, em 2004, foi perfurado um adicional poço exploratório no campo de Peregrino (também descaracterizado de nomenclatura por questão de confidencialidade): O EXP2, a 5 km ao Sul do poço descobridor EXP1 (ver Figura 3). Como resultado foi comprovada a extensão da acumulação do mesmo óleo pesado previamente encontrado. Pela mesma estratégia, a Encana no mesmo ano fura o poço avaliador de reservas, o AVAL1 (nomenclatura novamente descaracterizada) a 5km a Norte do EXP1 (ver Figura 3): Desta vez a extensão do campo não foi comprovada, e nenhum reservatório arenítico da Formação Carapebus do Cretáceo foi encontrada. Completando a campanha de desenvolvimento, a Encana perfurou com sucesso, em 2005, mais dois poços avaliatórios AVAL2 e AVAL3 (ver Figura 3), ambos também descaracterizados de nomenclatura, que comprovaram a configuração, extensão e reservas do atual Campo de Peregrino.

A Hydro no ano de 2007 perfurou mais dois poços avaliadores a ~18km a Sudoeste do poço pioneiro EXP1, são os avaliadores AVAL-SW1 e, porção mais Sul e seu *sidetrack* AVALSW1D em área erosivamente compartimentalizada (área atualmente tratada como Peregrino Sudoeste).

A área Sudoeste do campo / “Peregrino SW”, que será tida como a área foco do presente trabalho incluindo os poços avaliadores supracitados na linha de pesquisa a ser apresentada (ver Figura 3). Nesta campanha foram ainda comprovadas adicionais reservas e um diferente (mais profundo) contato óleo-água para esta região compartimentalizada, além de menor viscosidade do óleo de também 14° API: porém com 150cp. No mesmo ano a Hydro declarou a comercialidade do Campo de Peregrino e uma nova sísmica 3D (desenhada para imagear toda a extensão do reservatório do Campo de Peregrino, o *survey* BMC7S, ver Figura 2) foi atirada, cobrindo uma área de 1.254 km². Este dado 3D foi reprocessado em 2009 (e migrado em profundidade / PSDM) e é atualmente base de dados auxiliar para interpretações do campo, sendo até 2015 a principal referência dentre os dados sísmicos do campo.

No fim de 2014, por necessidades da produção e de maior precisão na delimitação dos acunhamentos dos arenitos do reservatório da Formação Carapebus cretácica de Peregrino, uma nova sísmica 3D, esta com conteúdo de frequências *broadband*, foi adquirida e processada sob o método PSDM considerando as velocidades do *survey* anterior (BMC7S) como referência preliminar. Esta sísmica, resultado deste processamento, será o dado referência também para o presente estudo (ver Figura 3).

Figura 2 – Coberturas sísmicas 3-D do Campo de Peregrino

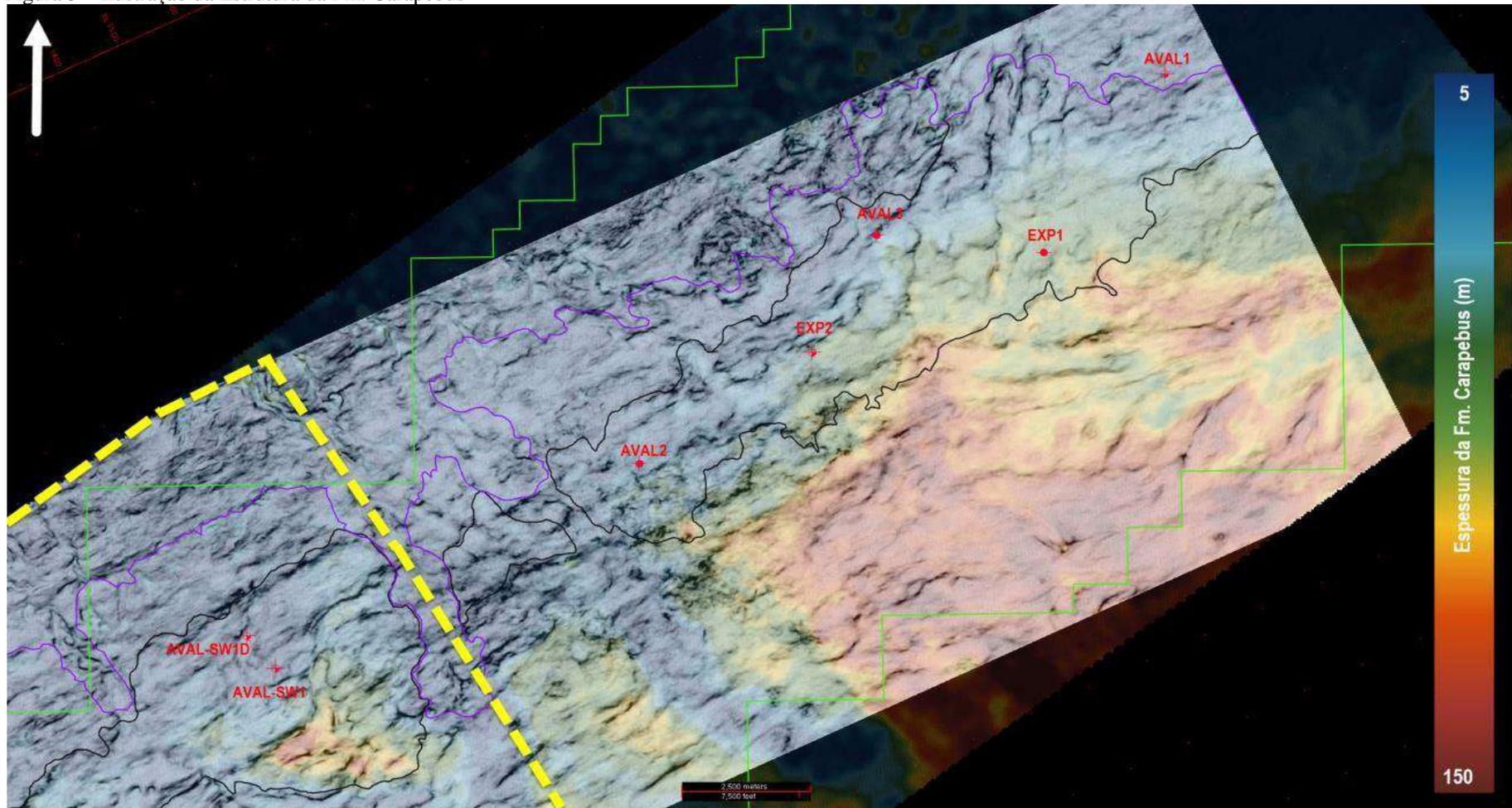


Nota: Coberturas sísmicas 3-D, mostrando o contorno de todo o Campo de Peregrino. E enfoque na subárea Sudoeste (linha verde tracejada). Também é enaltecido pela imagem o levantamento ST14016, abordado por este estudo (em vermelho, ainda quem além dos limites da área de estudos).

Fonte: O autor, 2017.

Na figura abaixo estão as localizações do Campo de Peregrino e de seus poços exploratórios de referência. Está também a espessura do reservatório em profundidade representada pelo mapa de cores, descontinuidades da base do reservatório representadas por tons de sombras, e o caso máximo da zona de acunhamento representada pela linha roxa contínua. Delimitada pela linha amarela tracejada encontra-se a região sob estudos no presente trabalho.

Figura 3 – Ilustração da Estrutura da Fm. Carapebus



Nota: Ilustração da Estrutura da Fm. Carapebus (espessura e estrutura de sua base).

Legenda: Posição dos poços exploratórios de referência (em vermelho), limite do bloco BMC7 (em verde) e caso máximo da zona de acunhamento (em roxo). Em amarelo tracejado, destaca-se o limite Oeste da área de estudos.

Fonte: O autor, 2017.

2.2 O Reservatório de Peregrino

O Campo de Peregrino é descrito por acumulações de petróleo com densidades variantes entre 13° a 16° API em acunhamentos de arenitos do Cretáceo Superior / Formação Carapebus, jazendo junto ao sopé da Bacia de Campos. Sendo um dos campos *offshore* com maior densidade de óleo em produção no país. Na porção mais sul da Bacia, estes arenitos são interpretados como depósitos de fluxos gravitacionais turbidíticos de sedimentos da porção marinha rasa / proximais. O reservatório varia entre as profundidades de 2.600m e 2.900m (em TVD MSL), com estrutura descrita pela Figura 3.

2.3 Localização do Campo de Peregrino e sua subárea em análise

Peregrino localiza-se no bloco exploratório BM-C-7 da ANP (Coordenadas UTM limite: X: 255 070m, Y: 7408 049m e X: 279 435m, Y: 7426 426m, ver Tabela 1), jazendo no extremo sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 85km de Cabo Frio-RJ (ver Figura 4).

O bloco ocupa uma área aproximada de 535 km² – Figura 2 e Figura 3. A subárea denominada Peregrino Sudoeste, sob análise pelo presente trabalho, também indicada na Figura 2 e parcialmente na Figura 3, compreende a região sob estudos, em uma área de aproximadamente 137 km² (Coordenadas UTM limite dos vértices do polígono delimitador da área sob análise no presente trabalho: vértice1 – X: 261 602.8m Y: 7420 899.1m / vértice2 – X: 250 692.8m Y: 7515 623.3m / vértice3 – X: 255 761.4m Y: 7405 336.5m / vértice4 – X: 266 584.3m Y: 7410 754.2m, ver Tabela 2).

A cota batimétrica do Bloco BM-C-7 varia entre 124m e 210m *TVD MSL*, como descrito pela Figura 5. Nas áreas das instalações do Campo de Peregrino, as lâminas d'água médias ficam entre 100 e 120m *TVD MSL*.

A Tabela 1 e Tabela 2 apresentam as coordenadas UTM do Campo de Peregrino e da subárea foco do presente estudo (Peregrino Sudoeste / Peregrino SW).

Figura 4 – Localização do Bloco BM-C-7 em relação ao RJ



Nota: Localização do Bloco BM-C-7 onde jaz o Campo de Peregrino, em mapa do Norte Fluminense, enaltecendo a área de estudos.

Fonte: O autor, 2017.

Tabela 1: Coordenadas UTM do bloco da licença BM-C-7

Bloco ANP BM-C-7		
Vértice	UTM X máx. (m)	UTM Y máx. (m)
1	255 070	7408 049
2	279 435	7426 426

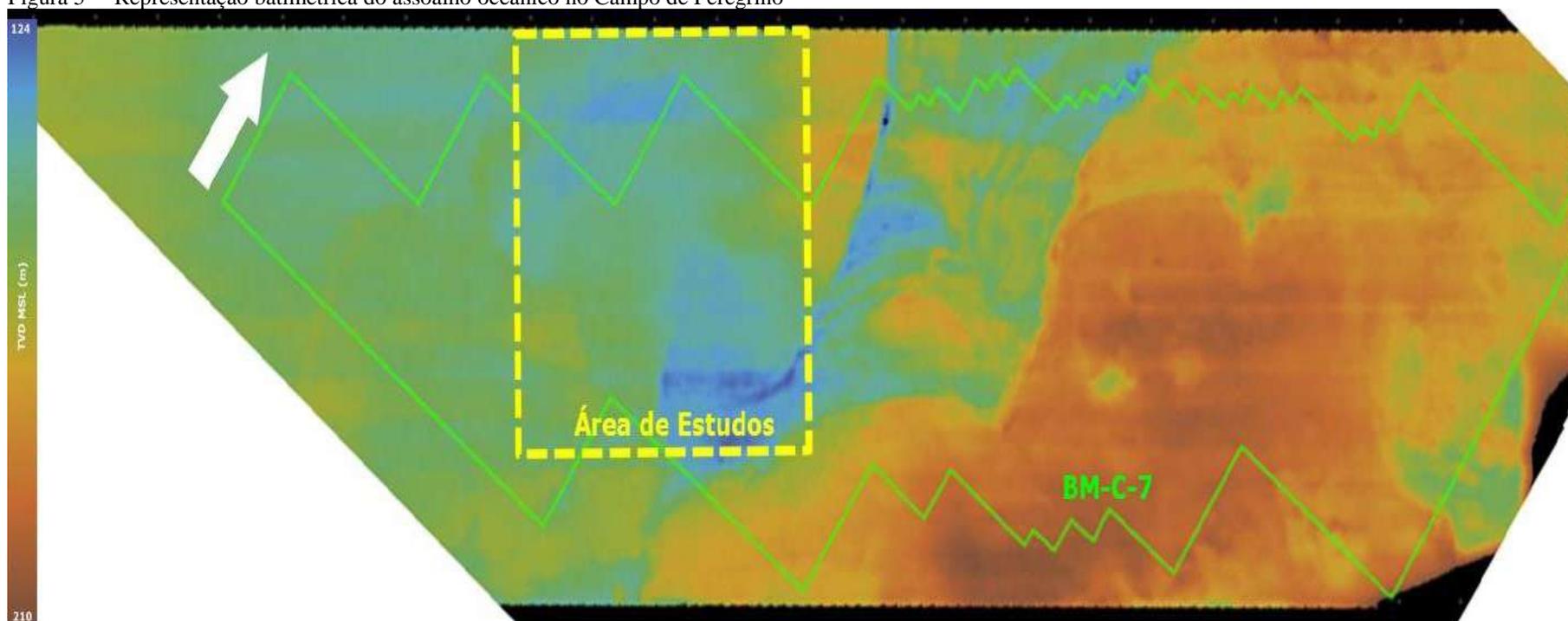
Fonte: O autor, 2017.

Tabela 2: Coordenadas UTM do bloco da área de estudos

Bloco ANP BM-C-7 (subárea de Estudos)		
Vértice	UTM X (m)	UTM Y (m)
1	261 602.8	7420 899.1
2	250 692.8	7515 623.3
3	255 761.4	7405 336.5
4	266 584.3	7410 754.2

Fonte: O autor, 2017.

Figura 5 – Representação batimétrica do assoalho oceânico no Campo de Peregrino



Nota: O polígono em verde representa o limite da licença do BM-C-7 e o amarelo tracejado representa o fundo do mar na área estudada. Cores variando de 124m a 210m TVD MSL.

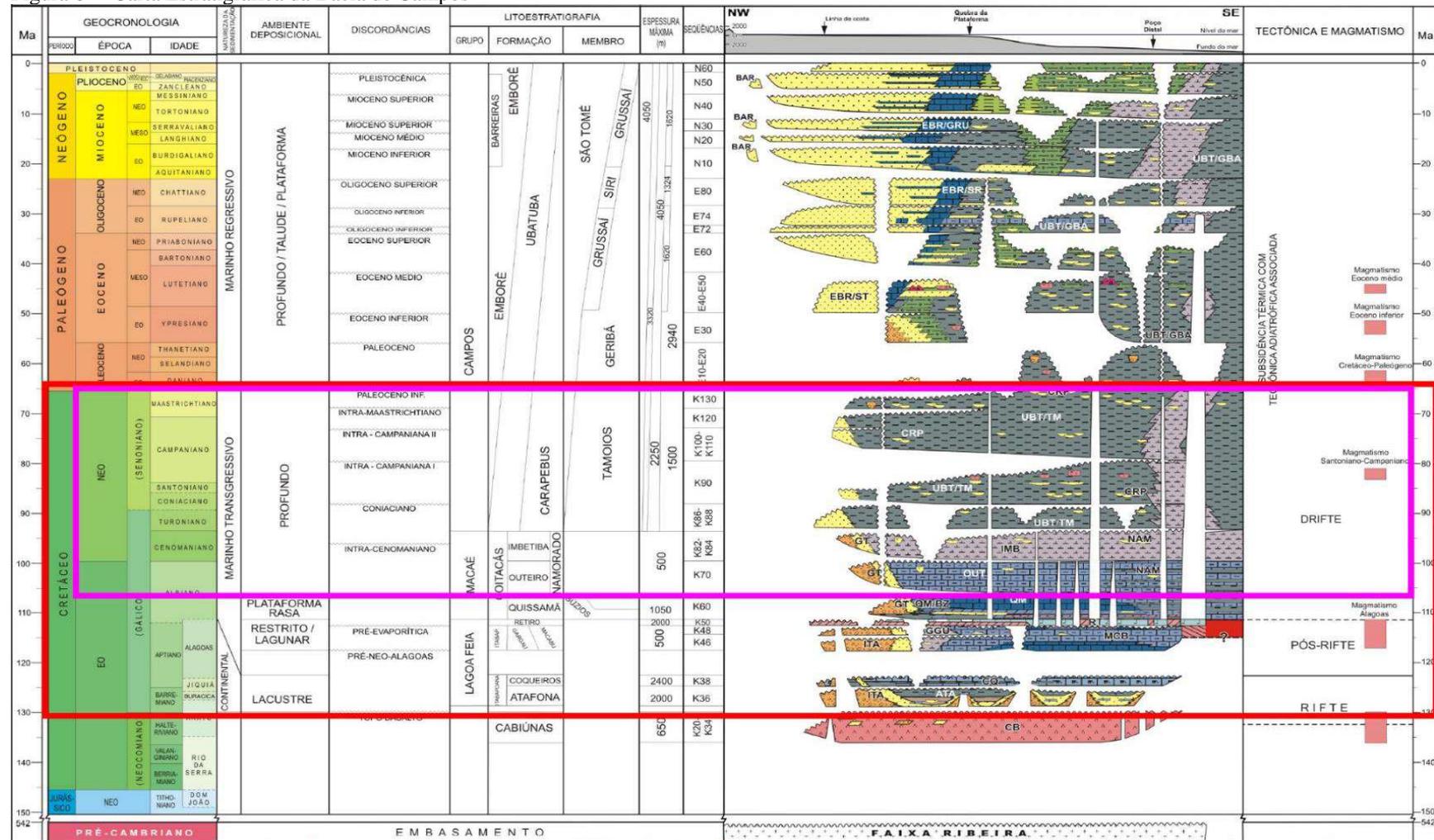
Fonte: O autor, 2017.

2.4 Contexto geológico do Campo de Peregrino

Durante a fase de desenvolvimento do Campo de Peregrino sua análise estratigráfica do foi conduzida, incorporando todos os dados disponíveis até então, dentre eles: Descrição de testemunhos; análise de perfis de poço; e interpretações do dado sísmico 3D. A partir destes dados foi construído um modelo deposicional, bem como um modelo geológico detalhado de subsuperfície, sendo estes os dados de entrada para elaboração de um modelo de dinâmica de reservatórios (modelo de engenharia de reservatórios). No Campo de Peregrino os conceitos da geologia regional e do sistema petrolífero são constituídos pelos mesmos elementos comuns à plays semelhantes em outras porções da Bacia de Campos (ver Figura 6, Carta Estratigráfica regional da Bacia de Campos).

As sequências estratigráficas da Bacia de Campos (Figura 6) podem ser subdivididas em três Mega-Sequências com registros geológicos (Guardado *et al.*, 1989): 1) Mega-Sequência Não Marinha (fase *rift* – Correspondente ao início do rifteamento América x África, gerando então o sistema lacustre caracterizado pelos “grandes lagos africanos”, na deposição dos folhelhos da Formação Lagoa Feia - a rocha geradora mais comum do sistema petrolífero da Bacia de Campos – e eventos de vulcanismo associados); 2) Mega-Sequência Transicional (fase drift inicial, deposição do sal Aptiano do Membro Retiro); e 3) Mega-Sequência Marinha (fase de drift tardia – Deposição dos carbonatos do Albiano da base do reservatório de Peregrino / mar raso que marca o início da fase de deriva; deposição dos arenitos turbidíticos da Formação Carapebus do Cretáceo Superior; e deposição dos folhelhos do Membro Tamoios/ selo regional e do sistema petrolífero de Peregrino já em mar profundo). Estas mesmas sucessões tiveram sedimentos pré-*rift* adicionados e foram novamente subdivididas – Desta vez em seis Mega-Sequências (por Bruhn e Walker; 1995). Também foram divididas sequências de alta frequência (Winter *et al.*, 2007). Abaixo as sequências serão descritas baseando-se em Guardado *et al.* (1989) e com enfoque na evolução estratigráfica do Cretáceo Superior em razão desta ser a deposição em que reservatório Carapebus do Cretáceo estar inserida, dividindo-se as descrições em Mega-Sequência Marinha (Capítulo 2.4.1) e Mega-Sequência Não Marinha (Capítulo 2.4.2):

Figura 6 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos



■ Sistema Petrolífero Completo (Geradora ao Sêlo); ■ Topo (Sêlo - Mbr. Tamoios), Reserv. (Fm. Carapebus - Cretáceo Superior) e Base (Gp. Macaé) do Reservatório.

Fonte: Winter *et al.*, 2007. Adaptado pelo autor, 2017.

2.4.1 Mega-sequência não-marinha e mega-sequência transicional

Do Barremiano até o início do Aptiano, a Mega-Sequência da Fase *Rift* corresponde à porção médio-inferior do Gp. Lagoa Feia. Possui como características principalmente deposições marcadas pelo início da separação Brasil / África, e ambiente predominantemente lacustrino de depósitos lacustres siliciclásticos, tendo como exemplo principal os folhelhos da base do grupo que atuam comumente associados como a principal rocha geradora regional da Bacia.

Do Aptiano médio ao superior, a Fase Pós-Rift da bacia é correlacionada ao Gp. Lagoa Feia Médio-Tardio e marca o início das entradas restritas de mar em função do início da deriva, com ambiente transicional variando de lacustre a lagunar. Existem evidências que possibilitam a este intervalo uma subdivisão entre siliciclásticos/ terrígenos (ambiente lacustre / base da mega-sequência) e evaporitos (ambiente lagunar / topo da mega-sequência).

Na parte inferior / base de grupo, evidenciam-se registros de tectonismo reativado das áreas fonte, posteriormente ocasionando abastecimento aluvial da Bacia, ainda em ambiente lacustre.

No topo do grupo, situam-se rochas evaporíticas que se correlacionam com uma grande bacia evaporítica, de ambiente tipicamente lagunar. O poço exploratório descobridor de Peregrino EXP1 (localizado mergulho acima do talude da bacia) perfurou uma fina camada de 15m TVD de Anidrita. Poços exploratórios mergulho abaixo do Talude da Bacia de Campos em outros blocos encontraram camadas evaporíticas muito mais espessas, sugerindo halocinese gravitacional de grande importância principalmente para estrutura pós-deposicional da plataforma carbonática do Albiano (unidade estratigráfica acima deste Grupo, o Gp. Macaé, que atua como base do reservatório de Peregrino, a ser descrito no capítulo 2.4.2).

2.4.2 Mega-sequência marinha

A Fase de Deriva Continental propriamente dita (Drift Pós-Transicional) na Bacia de Campos é correspondente à fase que compreende da base do Gp. Macaé ao topo do Gp. Campos (até a modernidade). Nesta fase de idades do Albiano ao período Quaternário atual, o ambiente associado é unicamente marinho com oscilações de: Empilhamento retrogradacional, com

tendência de variação de depósitos neríticos a abissais, sucedido no topo por um empilhamento progradacional, com tendência oposta: depósitos abissais sendo sucedidos no topo por depósitos neríticos.

Segundo Guardado (*et al.*, 1989), a divisão proposta para esta vasta mega-sequência se dá em dois estágios:

- a) Albiano inferior ao Turoniano inferior: Estágio pré-ocêânico;
- b) Turoniano superior ao Pleistoceno: Estágio oceânico.

A discordância do Coniaciano que separa o Turoniano (Gálico) do Coniaciano (Senoniano, ver Figura 6) e desaparece com todo o intervalo do Turoniano tardio e do Coniaciano inferior ao longo da Margem da Bacia, e representa a passagem do estágio pré-ocêânico para o estágio oceânico. Na área a ser investigada esta discordância se dá no contato litológico entre os carbonatos de menor energia do Gp. Macaé (*mudstones* a *wakestones* da Fm. Outeiro) e os siliciclásticos do Gp. Campos (arenitos e siltitos da Fm. Carapebus até o Maastrichtiano), representando hiato de 10-15 Ma.

Durante o início da fase pré-ocêânica em ambiente nerítico/ de *sabkha*, houve domínio de sistemas de rampa marinho rasos/ carbonáticos de alta energia do Grupo Macaé inferior (*grainstones* da Fm. Quissamã e *boundstones* da Fm. Búzios). Na fase pré-ocêânica posterior, há aumento do nível de base e típicos depósitos carbonáticos de menor energia, de *mudstones* a *packstones*, e então de margas a folhelhos representando a entrada de siliciclásticos pelágicos também de baixa energia no sistema: Todos pertencentes ao Gp. Macaé tardio (da Fm. Outeiro/ Imbetiba que representam a base do reservatório de Peregrino a ser estudado).

Na fase oceânica, ainda de acordo com Guardado (*et al.*, 1989), existem mais duas subdivisões em sequências, tendo a variação entre elas ocorrido entre o Paleoceno médio ao Eoceno inferior:

- a) 1ª Sequência: - Marinha Abissal;
- b) 2ª Sequência: Marinha Batial.

Na área de estudos os depósitos do reservatório (arenitos Fm. Carapebus do Cretáceo) e do selo regional (folhelhos do Mb. Tamoios/ Fm. Ubatuba) foram depositados na fase Marinha Abissal (apesar do local do reservatório em águas rasas/ proximais da borda da bacia). Nesta fase, sob uma análise regionalizada, os depósitos do Campaniano inferior são encontrados apenas em regiões limitadas da bacia, enquanto a distribuição dos sedimentos do Campaniano e Maastrichtiano superiores possuem distribuição presente ao longo de toda a Bacia de Campos, mesmo em suas bordas – sugerindo erosão por by-pass de alta energia na entrada dos

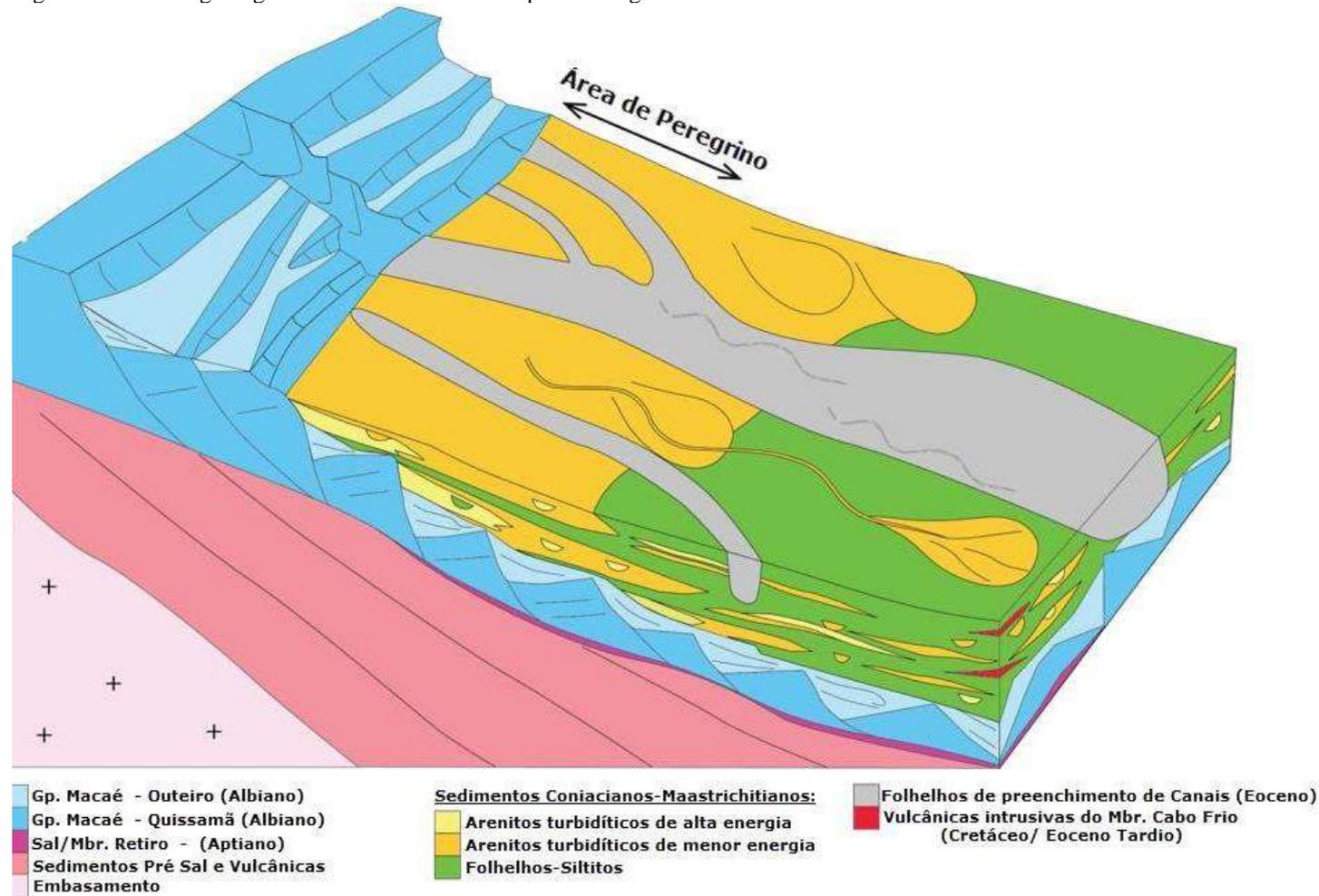
sedimentos da borda da bacia. A erosão do Alto de Cabo Frio é datada como Coniaciana, Campaniana e Maastrichtiana.

As deposições referentes ao Paleoceno não se encontram preservadas em grande parte da bacia em virtude de uma discordância erosiva identificada também nas bacias de Santos e Pelotas. Um hiato do Maastrichtiano ao Paleoceno superior, é explicado por uma queda do nível de base no Paleoceno superior (Contreras *et al.*, 2010).

A área de estudos localiza-se a Leste do Alto de Cabo Frio, rente a linha de charneira da bacia. No Alto de Cabo Frio é dado o limite da separação entre as Bacias de Santos e de Campos, e o soerguimento referente a este alto é responsável pela discordância erosiva do Cretáceo superior (Cobbold *et al.*, 2001), com origem vinculada às atividades vulcânicas pós-*rift* com intrusões alcalinas (Cainelli & Mohriak, 1999) e reativações estruturais do Cretáceo superior e Cenozóico, dos *rifts* rotacionados da margem do Sudeste do Brasil, com correlação aos efeitos de *stress* “*Far-Field*” e atividades de *hot-spots* (Cobbold *et al.*, 2001).

No Maastrichtiano inferior a faixa litorânea localizava-se a *downdip* (Sudeste) da área de estudo, até transgressão no Paleoceno. Neste evento foram depositados a maior parte dos arenitos da Fm. Carapebus do Campo de Peregrino. Ver a Figura 7 como exemplificação da configuração geológica da deposição da área de estudos. A Figura 8 representa uma linha sísmica na orientação *dip* do reservatório na área de estudos, exemplificando uma zona acunhamento do reservatório.

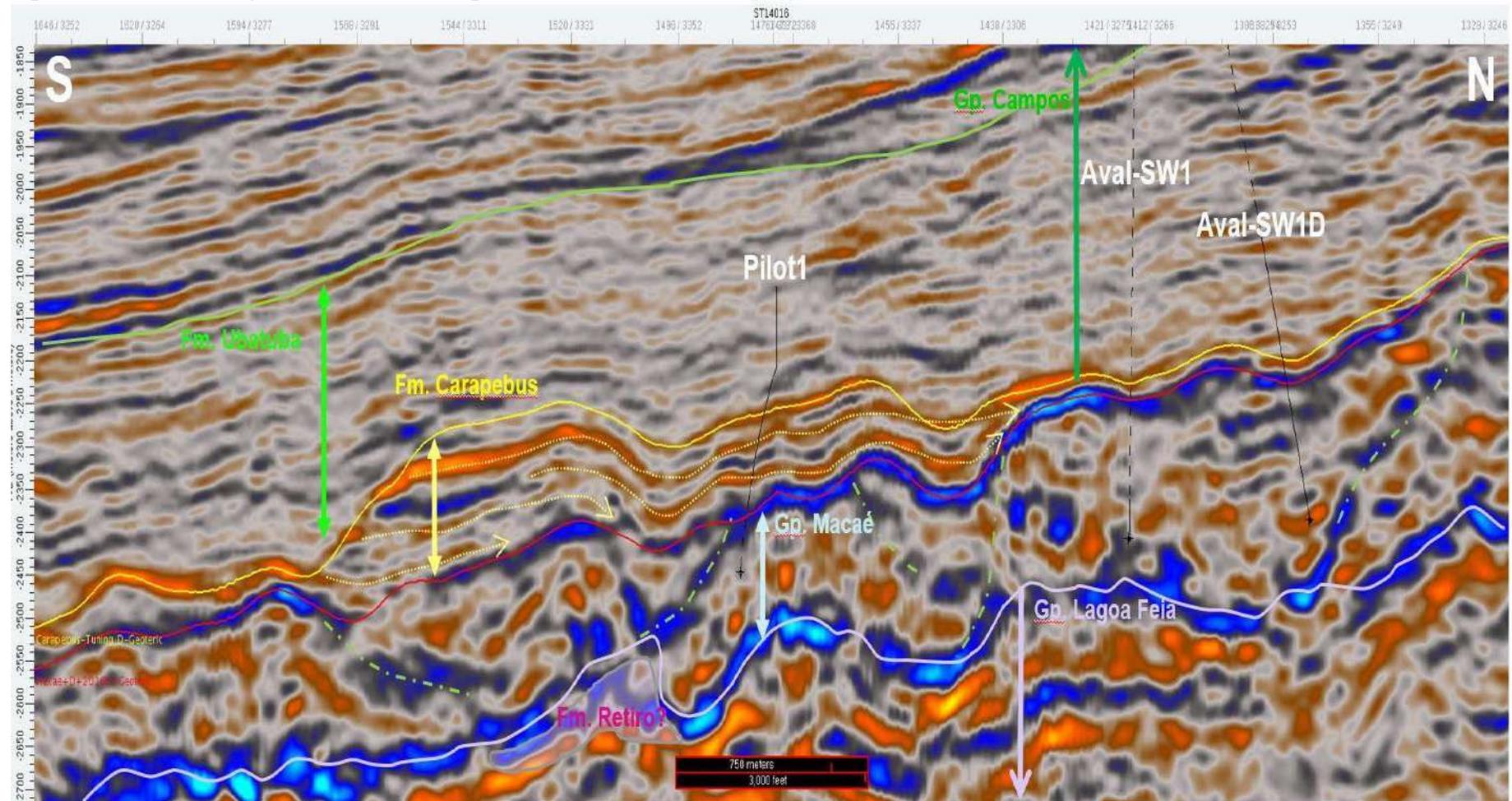
Figura 7 – Modelo geológico do reservatório do Campo de Peregrino



Nota: Aspecto geral dos arenitos da Fm. Carapebus do Cretáceo depositados sobre a discordância subaérea dos carbonatos do Gp. Macaé com falhas e blocos rotacionados. Sobre a Fm. Carapebus foram depositados os argilitos do Mb. Tamoios da Fm. Ubatuba, atuantes como selo regional da Bacia de Campos,-RJ.

Fonte: Statoil, 2007. Adaptado pelo autor, 2017.

Figura 8 – Linha sísmica *dip* no reservatório de Peregrino



Nota: Linha sísmica de orientação *dip* ilustrando a disposição da arquitetura da Fm. Carapebus sobre o Gp. Macaé como sua base, com os folhelhos do Mb. Tamoios da Fm. Ubatuba como seu selo.

Fonte: O autor, 2017.

Os depósitos areníticos da Fm. Carapebus (rochas reservatório do Campo de Peregrino) entendem-se por depósitos de correntes de turbiditos em fluxos de gravidade / pulsos erosivos de alta densidade sobre os blocos rotacionados da plataforma carbonática do Gp. Macaé.

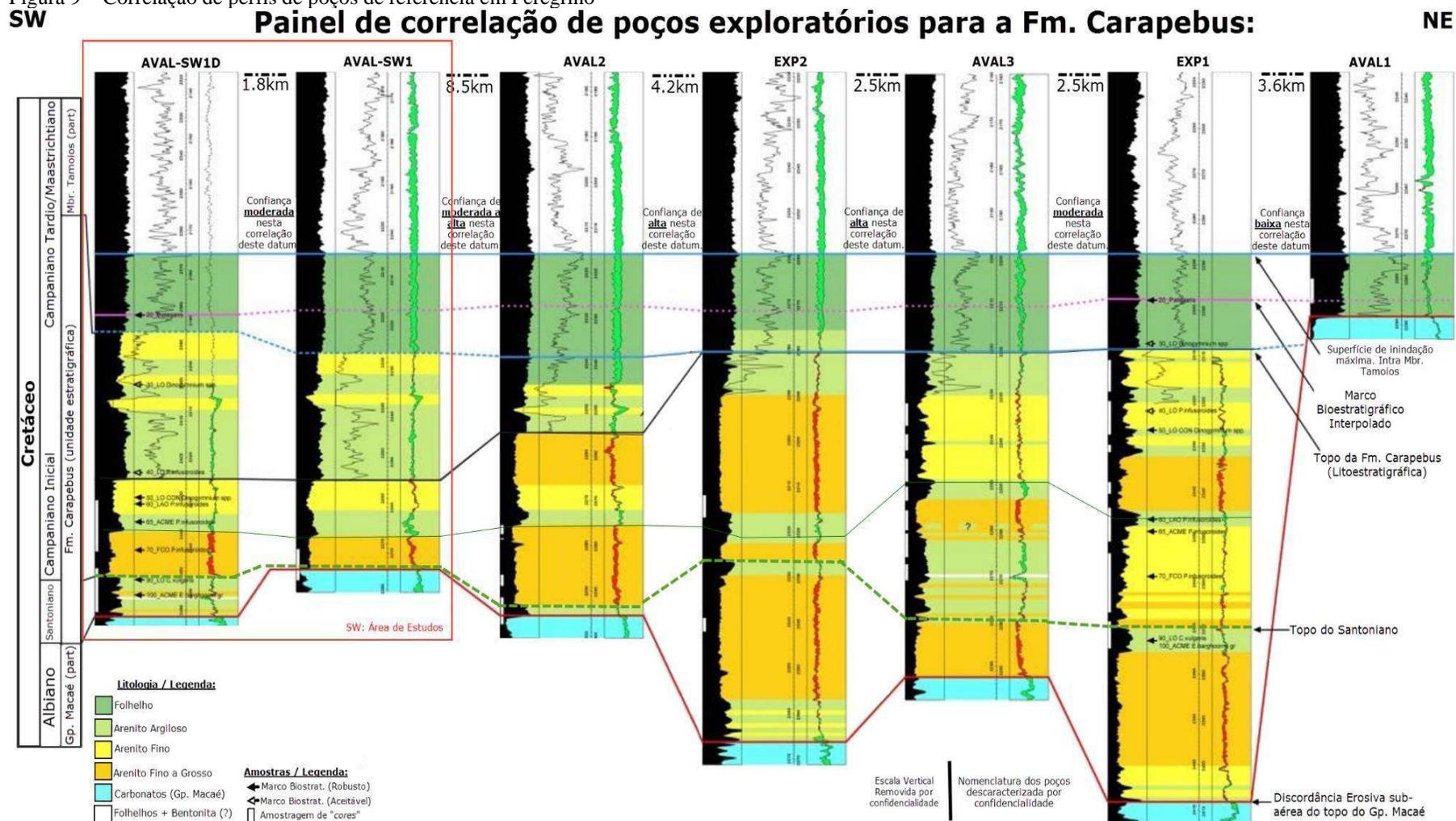
Apesar de que o entendimento seja que o centro da bacia já estivesse localizado sob águas profundas, nestes depósitos do Campo de Peregrino os sedimentos são associados a ambiente marinho raso como fonte, justamente por sua localização proximal, no talude, bem próximo às margens da bacia.

Bacia adentro estas unidades do Cretáceo superior possuem maior desenvolvimento estratigráfico, com maior preservação de sedimentos siliciclásticos de baixa energia típicos de águas profundas, sobre o topo do Gp. Macaé, e com os arenitos dispostos como complexos de lobos de leques submarinos, recobertos pelos folhelhos associados a transgressão marinha da Fm. Ubatuba.

Quanto ao traçamento deste reservatório em seu sistema petrolífero, ele dá-se pelos seguintes estilos estruturais e estratigráficos:

- a) A trapa que se caracteriza como estratigráfica dá-se pela localização do campo na zona de acunhamento dos arenitos do Cretáceo superior, e eventuais erosões associadas, compartimentalizando o reservatório, criando vales incisos e o removendo mergulho acima da atual zona de acunhamento e gerando, concomitantemente aos primeiros fluxos, mais espaço de acomodação na base do reservatório (ver Figura 9, correlação dos poços exploratórios e avaliadores do Campo de Peregrino assumindo-se por *datum* um evento de transgressão máxima da unidade que atua como selo).
- b) A trapa também se caracteriza por estrutural pois o espaço inicial de acomodação destes arenitos ocorre pela paleoestrutura dos blocos rotacionados e platôs do Gp. Macaé com alguns poucos indícios de reativações pós-deposicionais. Dentre os estilos estruturais da bacia, segundo Guardado *et al.*, (1989), estão: 1) Fase *sin-rift* / blocos falhados do Cretáceo inicial e das vulcânicas em sua base; e 2) Halocinese e falhamentos associados a acomodação do sal/ dos evaporitos na bacia, o estilo “2” é de suma importância nesta análise pois é o responsável pela deformação do Gp. Macaé, controlando este paleoambiente base do reservatório e de pontuais deformações pós-deposição pela carga dos arenitos em estudo;

Figura 9 – Correlação de perfis de poços de referência em Peregrino



Nota: Considerando-se como datum de correlação superfície 'máxima' de inundação da base da Fm. Ubatuba/ Mb. Tamoios (evento transgressivo distribuído uniformemente ao longo de Peregrino / selo regional do sistema Campos). É importante que se verifique as variações internas e de espessura da Fm. Carapebus – por exemplo: o Santoniano bem mais erodido em direção ao SW, sugerindo erosões pela entrada de sedimentos na Bacia durante a deposição do reservatório.

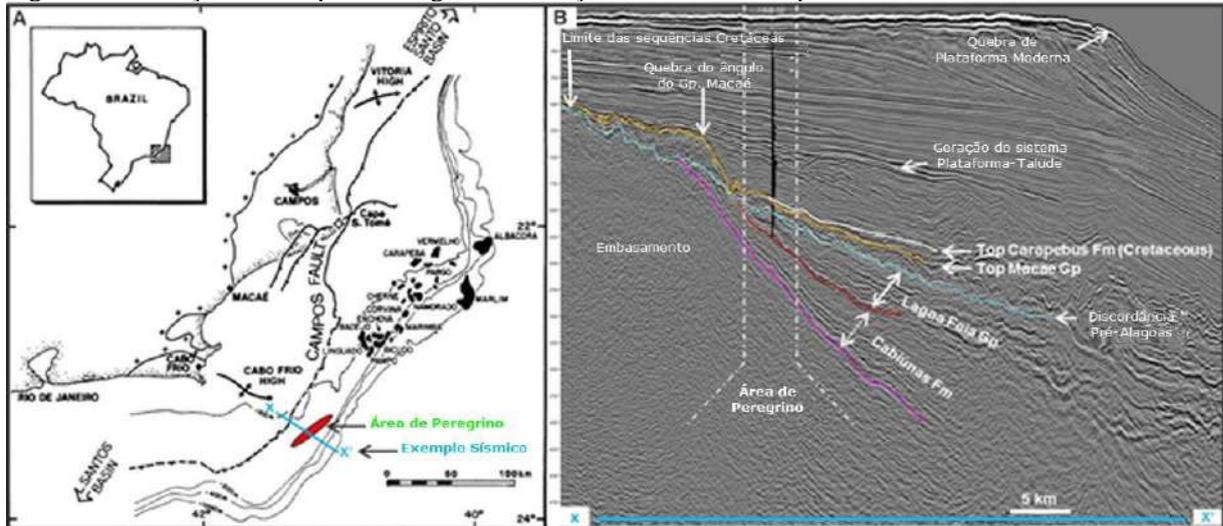
Fonte: O autor, 2017

Conhecida por Falha de Campos, a Crista / Zona de Charneira da Bacia de Campos localiza-se fora da licença B-M-C-7S, a aproximadamente 10km mergulho acima do limite do Norte da licença B-M-C-7S. Esta zona de charneira representa a o limite do Alto de Cabo Frio que se estende desta borda em direção ao centro da bacia. Segundo Cobbold *et al.* (2001), delimita, o Alto de Cabo Frio no talude, o limite da preservação dos sedimentos do Cretáceo do meio da bacia em direção a linha de costa. A linha de charneira da Bacia de Campos sofreu reativação tardia, segundo Cobbold *et al.* (2001), entre o Turoniano e o Campaniano (90-80Ma) e posteriormente no Eoceno (50Ma).

Considerando-se análises da direção strike, sequências a partir do embasamento da bacia se compõem de inicialmente blocos falhados dos basaltos da Fm. Cabiunas (*sin-rift*), sobrepostos pelas deposições iniciais do Gp. Lagoa Feia (clásticos, anteriores aos evaporitos do Grupo), sendo estas sequências truncadas próximo a região do Falhamento de Campos. A Figura 10 e a Figura 11, ilustram as relações geológicas supracitadas em subsuperfície.

Ao analisarmos o mapa da Figura 10, temos uma referência regional da linha de charneira (preta, tracejada) em (A), e a posição do Campo de Peregrino em relação a esta linha. Na seção símica em (B) a disposição das unidades no paleomergulho (de X a X' no mapa -A-). No ponto de mais evidente acunhamento das interpretações sugeridas, até as regiões mergulho acima, é visto que o paleomergulho se tornou menos íngreme em função da rotação e subsidência da bacia mergulho abaixo, com a componente da sobrecarga de sedimentos a partir do Albiano até o presente como motivação principal do movimento.

Figura 10 – Posição do Campo de Peregrino em relação à “Falha de Campos”



Legenda: (A) Esquemática em mapa da linha de charneira (em preto, tracejado: Campos *Fault* / Falha de Campos) e adjacências, enfatizando a localização do Campo de Peregrino. (B) Seção sísmica (X – X') na direção *dip* ao longo do Campo de Peregrino (linha *dip* do cubo sísmico ST14016 FT PSDM).

Fonte: Guardado *et al.*, 1989. Adaptado pelo autor, 2017.

Ao analisar-se a bacia, através da seção sísmica acima, desde a sua margem, onde localiza-se Peregrino (mais precisamente em seu talude), até sua região central, observando seu mergulho, mantendo o foco especialmente no topo da superfície do Gp. Macaé, poderão ser observadas estruturalmente: Deformações por rotações de blocos e falhas normais semiparalelas (por vezes lineares à direção *strike*) e cicatrizes de canais erosivos de diversas dimensões seguindo a direção *dip*.

O hiato deposicional correspondente ao contato litológico entre a Fm. Carapebus e topo do Gp. Macaé (correspondente a 10-15Ma) tem ocorrência também vinculada a grandes colapsos de zonas carstificadas do Gp. Macaé, seja por ação química de dissolução, seja por ação mecânica de sobrecarga, resultando na formação de grandes crateras capturadoras dos sedimentos adjacentes e sobrejacentes. A análise desta discordância é de suma importância para o entendimento do reservatório, como será visto adiante.

Os escarpamentos associados com as rotações de blocos do Gp. Macaé descritas anteriormente, podem ultrapassar 100m TVD em altura, sendo potencialmente associados aos espaços de acomodação para a Fm. Carapebus e conseqüentemente aos rebaixamentos das áreas de rejeito destas falhas (*downfaulted zones*) no Gp. Macaé, que visualmente tornaram-se as zonas onde a maior espessura da Fm. Carapebus foi depositada.

Como também citado anteriormente, a motivação destas principais variações estruturais e deformações do Gp. Macaé (e, portanto, de Peregrino) dão-se por halocinese dos evaporitos da Fm. Retiro e datam-se de desde o início da deposição do Gp. Macaé (Grélaud, 2012). Logo

por mais que tenha ocorrido algum eventual falhamento pós-deposicional (por reativação de uma zona de fraqueza pré-existente em Macaé) que se estenda ao reservatório Carapebus, ele em geral, não atravessará o reservatório por completo.

Voltando para a importância da análise da discordância entre o topo do Gp. Macaé e a base da Fm. Carapebus (ver Figura 12) para que sejam novamente enaltecidos os eventos erosivos importantes à Fm. do reservatório: O evento erosivo responsável pela remoção dos sedimentos do Cretáceo superior logo acima da discordância ocorreu antes da deposição da maior porção do reservatório da Fm. Carapebus até o Maastrichtiano. Este evento, na área do Campo de Peregrino, mostrou-se competente para remover a maior parte dos sedimentos depositados sobre o Gp. Macaé datados de antes do Campaniano, também refletindo um possível período de baixa sedimentação logo após, reduzindo erosões e proporcionando bypass de sedimentos bacia adentro. O processo erosivo atuante do topo do Albiano até o Campaniano é associado a processos sub-aéreos (em região de entrada de sedimentos na bacia) em exposição por decorrência do soerguimento do Alto de Cabo Frio, no Cretáceo Superior.

Como resumo, na componente estrutural da área, principalmente notada na paleomorfologia do Gp. Macaé, há evidências claras de tectonismo extensional superficial, especialmente nas análises de seções dip do dado sísmico: Falhas normais e lítricas de desde a base do Gp. Macaé, dissipando sua energia no fino pacote dos evaporitos ou folhelhos do Aptiano justo abaixo (ver modelos da Figura 7 e da Figura 11 que ilustram a topografia do Gp. Macaé, advinda da interpretação do dado sísmico, ilustrando indícios canais de paleodrenagem e possíveis colapsos de carstes). Na Figura 8 e na Figura 10 (B) estão dispostas linhas sísmicas na direção do mergulho para a borda da bacia, sintetizando os aspectos estruturais detalhados acima.

Migrando da análise estrutural das águas rasas do talude da Bacia de Campos, descrita nos parágrafos anteriores, para a análise do sistema petrolífero da área, temos nos folhelhos e nas margas do Gp. Lagoa Feia as principais geradoras da Bacia de Campos e conseqüentemente do sistema de Peregrino. Depositados no Barremiano tardio, na Fase *Rift* da bacia, de ambientes lacustrinos anóxicos, estes folhelhos e margas possuem altos teores de COT (Carbono Orgânico Total, em até 9%) e de IH (Índice de Hidrogênio, de até 900mgHC/g) segundo Carroll & Bohacs (2001). Secundariamente, outros intervalos com folhelhos depositados em ambientes anóxicos ocorreram do Albiano ao Turoniano, representando potenciais geradoras na Bacia de Campos, entretanto estando acima da janela de maturação para o reservatório da Fm. Carapebus do Cretáceo.

A seguir, serão destacados os elementos do sistema petrolífero do Campo de Peregrino (englobando desde as folhelhos e margas da Fm. Lagoa Feia/ Albiano até os arenitos turbidíticos da Fm. Carapebus/Cretáceo) de acordo com Guardado et al. (1989):

- a) Rocha geradora: Margas/folhelhos anóxicos do Gp. Lagoa Feia, citados nos parágrafos acima. O foco do estudo não consistiu no mapeamento da distribuição e da espessura da sucessão da rocha geradora / topo da Fm. Coqueiros do Gp. Lagoa Feia, mas de acordo com a análise do dado sísmico e conceituação geológica, sugere-se a presença do Gp. Lagoa Feia ao longo de toda a extensão de Peregrino, logo abaixo da base do Gp. Macaé;
- b) Migração: Janelas de Sal/ fluído por halocinese/ gravidade ao centro da Bacia, Mb. Retiro e rochas permeáveis no Gp. Lagoa Feia (Aptiano). Falhas lístricas e normais dos blocos rotacionados do Gp. Macaé (Albiano), sismicamente identificáveis ao longo de toda área analisada;
- c) Rochas reservatório: Arenitos turbidíticos da Fm. Carapebus do Cretáceo, principalmente depositados e preservados no intervalo Coniaciano-Maastrichtiano, na região de estudos depositado na zona de *by-pass*, na borda do talude da Bacia de Campos;

Na Bacia de Campos, a geração de hidrocarbonetos teve seu platô atribuído ao Neomioceno. Para que estes hidrocarbonetos do Gp. Lagoa Feia chegassem ao reservatório da Fm. Carapebus do Cretáceo e ali se acumulassem, foi necessária a migração, principalmente vertical, dos mesmos por longas distâncias.

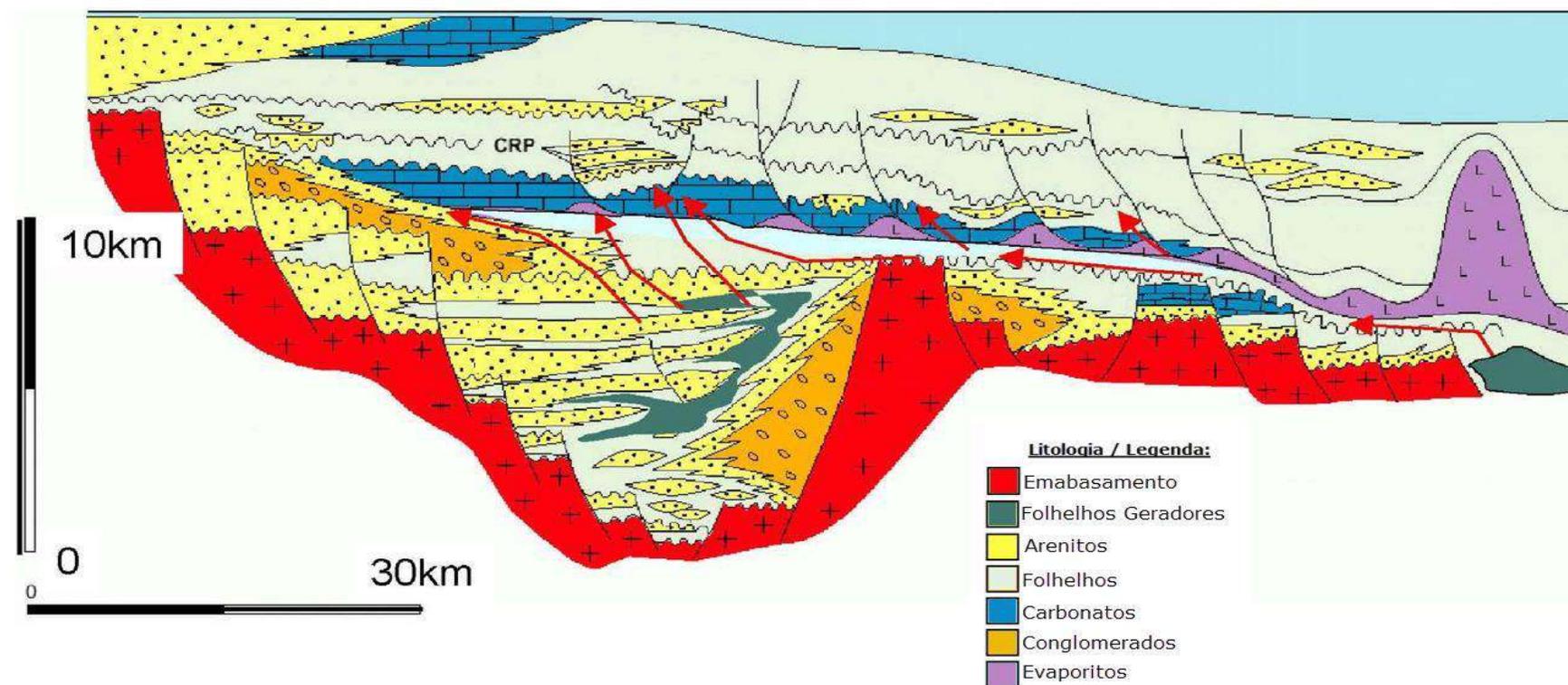
A migração vertical engloba a passagem do petróleo por alívio de pressão pela janela da estratigrafia que compreende do limite Barremiano / Albiano ao Maastrichtiano. Este intervalo pode conter evaporitos do Mb. Retiro (neste caso a migração procurará janelas no sal), ou não (no caso de que os evaporitos já estivessem fluído para o interior da bacia justo por sobrecarga e pelas suas características de plasticidade). Posteriormente, a migração deverá então passar pelo espesso intervalo de carbonatos do Gp. Macaé, neste intervalo a migração será facilitada pelas falhas normais e lístricas tanto dos carbonatos do Gp. Macaé quanto dos sedimentos deformados na Fase *Rift*, logo abaixo.

O modelo da Figura 11 representa a migração dos hidrocarbonetos para a região do reservatório de Peregrino, onde as setas vermelhas da figura conferem os potenciais caminhos do fluxo da migração entre a rocha geradora (Gp. Lagoa Feia) até os reservatórios (Fm. Carapebus do Cretáceo) previamente descritos. O caso da ilustração engloba também demais reservatórios regionais da Bacia de Campos, inclusive os em regiões mais distais, bacia adentro.

Em função de vasta biodegradação, o óleo de Peregrino é de alta densidade e viscosidade (13-16° API, em média 14° API, e 100cp-350cp). A temperatura histórica no reservatório gira em torno de 78° C. Como rochas selantes do reservatório temos comumente os folhelhos do Mb. Tamoios próximos da base da Fm. Ubatuba, associados ao evento transgressivo de pós-deposição dos arenitos da Fm. Carapebus do Cretáceo.

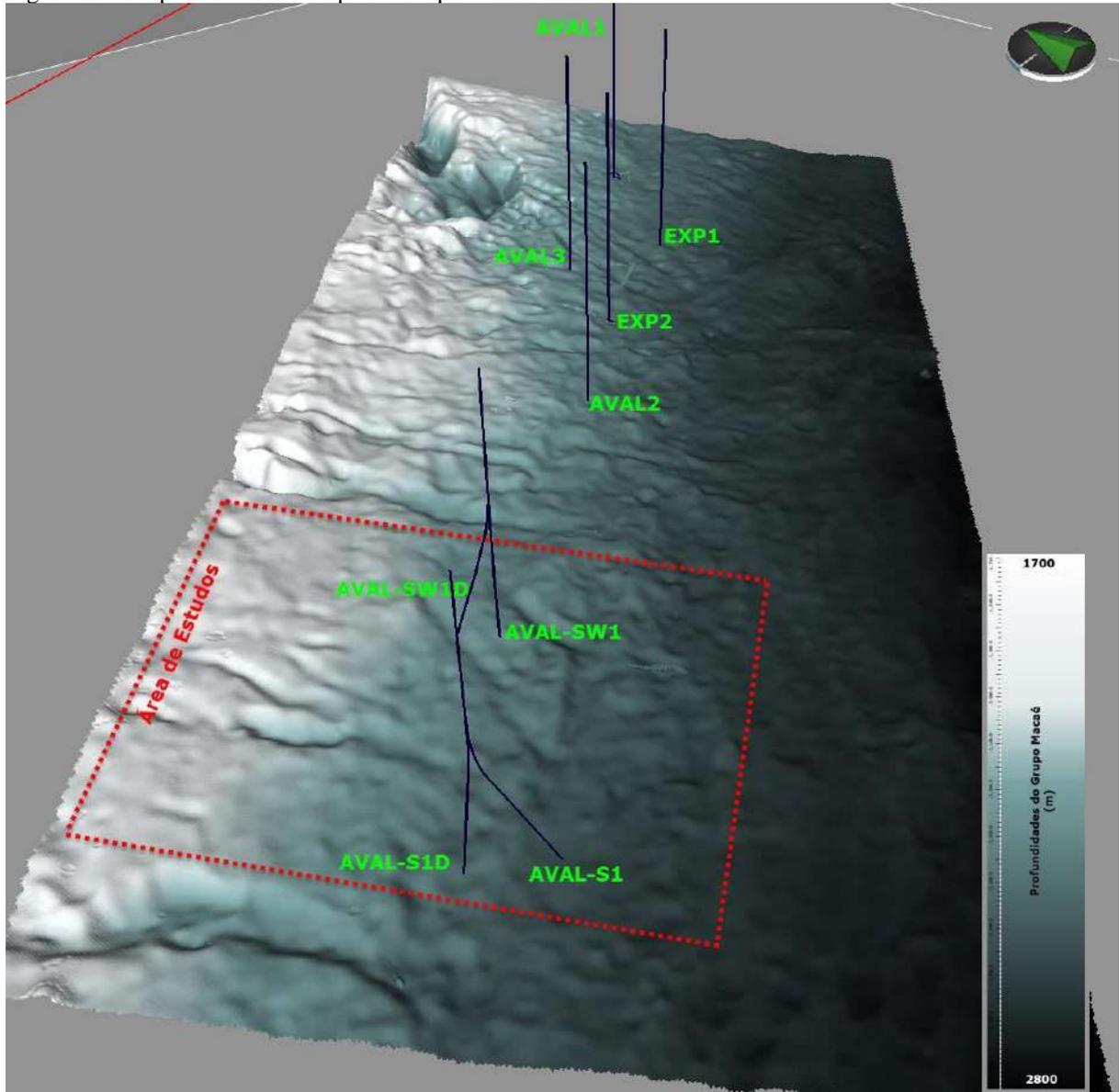
Figura 11 – Modelo de migração de óleo do Campo de Peregrino

Zona do Campo de Peregrino / Reservatório da Fm. Carapebus (CRP)



Nota: Modelo de migração adaptado para a área do Campo de Peregrino, enfatizando o reservatório sistema petrolífero da Fm. Carapebus do Cretáceo.
 Fonte: Moraes *et al.*, 2000. Modificado pelo autor, 2017.

Figura 12 – Mapa estrutural do topo do Grupo Macaé



Nota: Mapa estrutural do topo do Grupo Macaé, colorido por profundidade, poços descaracterizados de nomenclatura e escala de posicionamento por questão de confidencialidade.

Fonte: O autor, 2017.

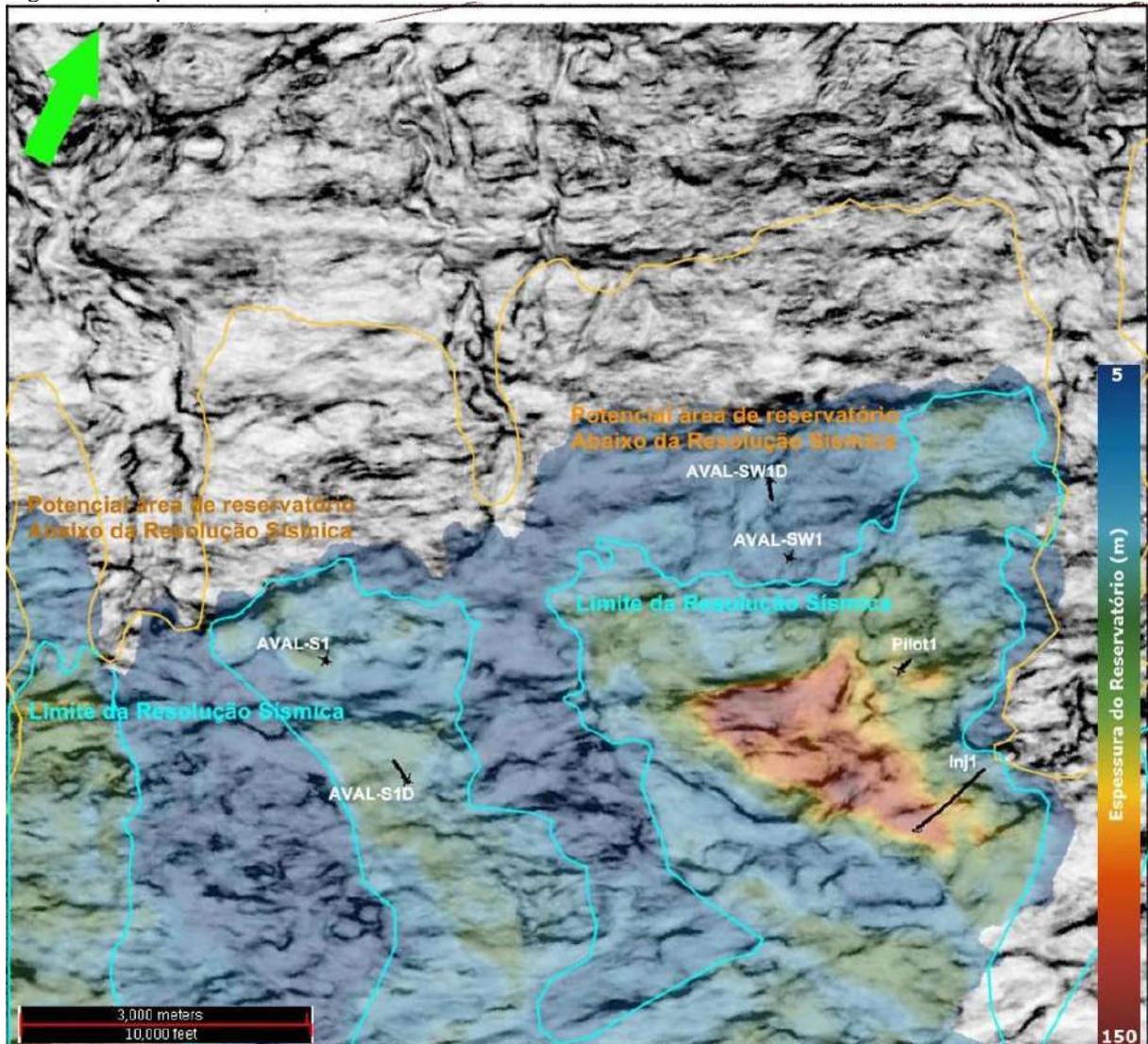
2.5 Escopo da Pesquisa / Problemática Aplicada Aos Acunhamentos de Peregrino:

O alvo da presente pesquisa está na melhoria da resolução vertical da sísmica em seu modo de visualização convencional, para potencial melhoria da definição da zona de acunhamento dos arenitos do Campo de Peregrino e posterior exploração desta porção de acunhamento do reservatório comumente com espessuras inferiores a resolução do método

sísmico que as descrevem (ver Figura 8 e Figura 10/B, por decorrência deste afinamento nos acunhamentos do mesmo).

Para tal serão demonstrados métodos para o cálculo do limite da resolução sísmica e mapeamento das áreas com espessura menor do que esta resolução (ver Figura 13). Esta será a principal área de estudos sob análise na porção Sudoeste do Campo de Peregrino. Nesta região será demonstrado como a correlação de produtos da inversão sísmica probabilística com dados da decomposição espectral sísmica e dados de poços podem, em conjunto com análise de modelagem sísmica direta, ser capaz de melhorar a resolução ou a confiança do mapeamento dos acunhamentos sob *tuning* (interferência) da sísmica de Peregrino, potencialmente ajudando na alocação de futuros poços de produção nestas áreas (ver também a Figura 23).

Figura 13 – Espessuras do reservatório na área de estudos



Nota: Figura com espessuras e polígonos delimitantes da resolução sísmica e zonas de pontencial de reservatório além deste limite. Posição de poços verticais e desviados incluídas. Fonte: O autor, 2017.

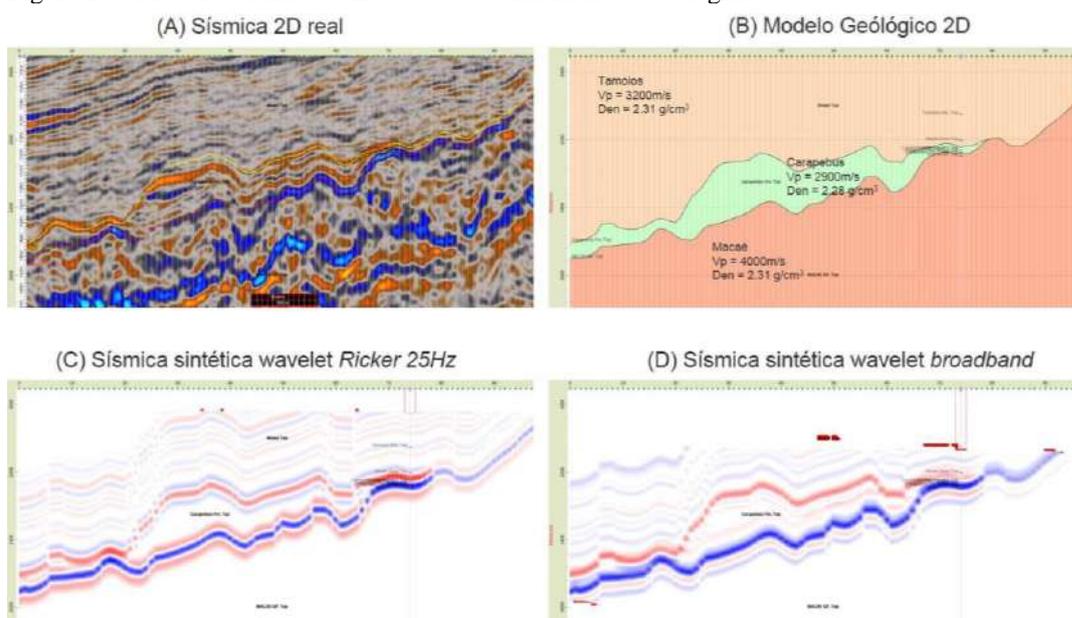
3 METODOLOGIA

3.1 Teoria

3.1.1 Interferências construtivas e destrutivas do sinal sísmico

O limite teórico da resolução sísmica no eixo vertical é dado por $1/8$ de seu comprimento de onda ($\lambda/8$), o que representa metade da espessura de *tuning* (Kallweit & Wood, 82. Weidess, 73), ver Figura 14. A espessura de *tuning* é considerada a espessura limite do reservatório, a partir de onde (caso sofra maior afinamento) o mesmo é submetido a interferências construtivas e/ou destrutivas entre suas respectivas reflexões sísmicas de topo e de base, ver Figura 15. Em decorrência das relações sinal / ruído nem sempre serem as ideais no sinal sísmico, muitos geocientistas assumem a espessura de *tuning* como o limite de resolução vertical prático ($\lambda/4$).

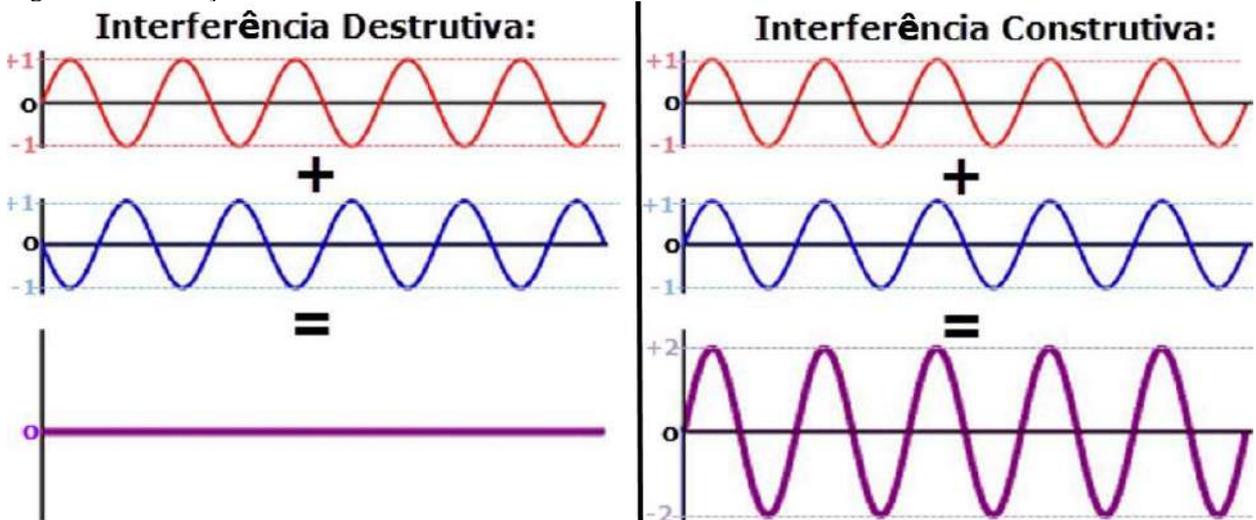
Figura 14 – Modelos sísmicos sintéticos de acunhamento de Peregrino



Legenda: (A), gerando um modelo geológico com propriedades acústicas pré-definidas (B) e sismogramas sintéticos baseados nas wavelets (ondaletas) das sísmicas de Peregrino representantes de uma seção dip e de seus acunhamentos: (C) sísmica regular e (D) sísmica *broadband* – dado a ser analisado como referência. Nela representa-se a espessura variando ao limite do início de interferência sísmica ou limite prático ($\lambda/4$): Espessura de *tuning*, ou limite da espessura mínima da resolução sísmica – visualmente perceptível nos modelos sintéticos (C) e (D) pelo aumento das amplitudes próximo ao acunhamento devido às interferências construtivas do lobo lateral sísmico da base do reservatório), bem como ao limite da resolução sísmica vertical teórico ($\lambda/8$: A partir de onde, na teoria, a ondaleta da sísmica não poderá mais resolver o topo e a base da camada analisada – onde nos modelos teóricos (C) e (D) as amplitudes tornam-se mais fracas). Pela interferência gerada (mesmo sem ruídos ambientes sintéticos), tanto no sismograma sintético baseado na *wavelet* padrão (C) quanto no sismograma sintético baseado na *wavelet broadband* de menor interferência (D), torna-se complicado interpretar a zona de acunhamento sem um modelo de referência que atue como calibrador.

Fonte: O autor, 2017.

Figura 15 – Definições de interferências sísmicas



Nota: Interferência destrutiva (à esquerda) e construtiva (à direita). A interferência considerada destrutiva representa a situação onde reflexões do topo e da base da reflexão possuem polaridades opostas nas profundidades em que se interferem na zona de tuning. Denomina-se construtiva quando as reflexões de topo e base possuem as mesmas polaridades nas profundidades em que se interferem na zona de tuning.

Fonte: O autor, 2017.

Além da relação sinal / ruído (ser dependente de fatores de aquisição, complexidades geológicas, propriedades de física de rochas e fluídos do meio), a resolução sísmica é vitalmente dependente das velocidades do meio, da frequência do mesmo e comprimento de onda da fonte sísmica (*wavelet* / ondaleta) do dado a ser analisado.

$$v = \lambda \times f \quad (1)$$

Onde “v” representa a velocidade da camada em m/s; “λ” representa o comprimento de onda da fonte sísmica e “f” representa frequência sísmica na profundidade da formação refletida.

O comportamento sísmico sintético do acunhamento descrito na seção *dip* representada pela Figura 14, foi modelado visando demonstrar a interferência sísmica pelo afinamento entre três camadas adjacentes na zona de acunhamento (Selo – base do Membro Tamoios; Reservatório – Formação Carapebus do Cretáceo; e Base do Reservatório – topo do Grupo Macaé). O propósito da inclusão do selo e base do reservatório nesta análise de acunhamento se deu pela necessidade de simulação / sintetização destes contrastes sísmicos com os referentes ao próprio reservatório e da simulação da interação de suas respectivas interferências. Duas *wavelets* distintas (ondaletas sísmicas) foram aplicadas à refletividade sintética desta seção modelada em 2D, simulando dois comportamentos da sísmica:

- a) A ondaleta representativa de frequências *broadband* (a ser estudada como o dado referência), de menor impacto de lobos laterais da ondaleta;
- b) E outra de uma sísmica de ondaleta padrão / *Ricker 25Hz (regular streamer)*.

A velocidade média do reservatório é de 2900 m/s (sendo 3400 m/s no seu selo e 4100 m/s na sua base). O modelo 2D da Figura 14 mostra que os eventos começam a interferir-se (em ambos os casos de ondaletas) em 32m - 22ms - de espessura (limite prático, $\lambda/4$). Em 16m - 11ms - de espessura torna-se ainda mais evidente uma diminuição nas amplitudes (limite teórico, $\lambda/8$). Esta (zona limite, $\lambda/8$) seria considerada a resolução teórica limite para este exemplo. Visualmente, porém, evidencia-se nestas seções sintéticas que nas espessuras menores que 32m (limite prático, $\lambda/4$), torna-se impossível o mapeamento independente dos eventos simulados.

Assumindo a média do espectro de amplitudes x frequências da sísmica em ambos os casos descritos no parágrafo anterior estando situada predominantemente em 25Hz e velocidade média do reservatório em 2900m/s: Segundo a Equação 1 (Brown, 1999), a sísmica possuiria comprimento de onda $\lambda = \sim 116\text{m}$. Dados os limites da resolução $\lambda/4$ e $\lambda/8$ para o caso acima, espessuras respectivamente mais finas que 29m e 14.5m não deverão ter seus topos e base resolvidos no exemplo da Figura 13 / Aplicados a Equação 1.

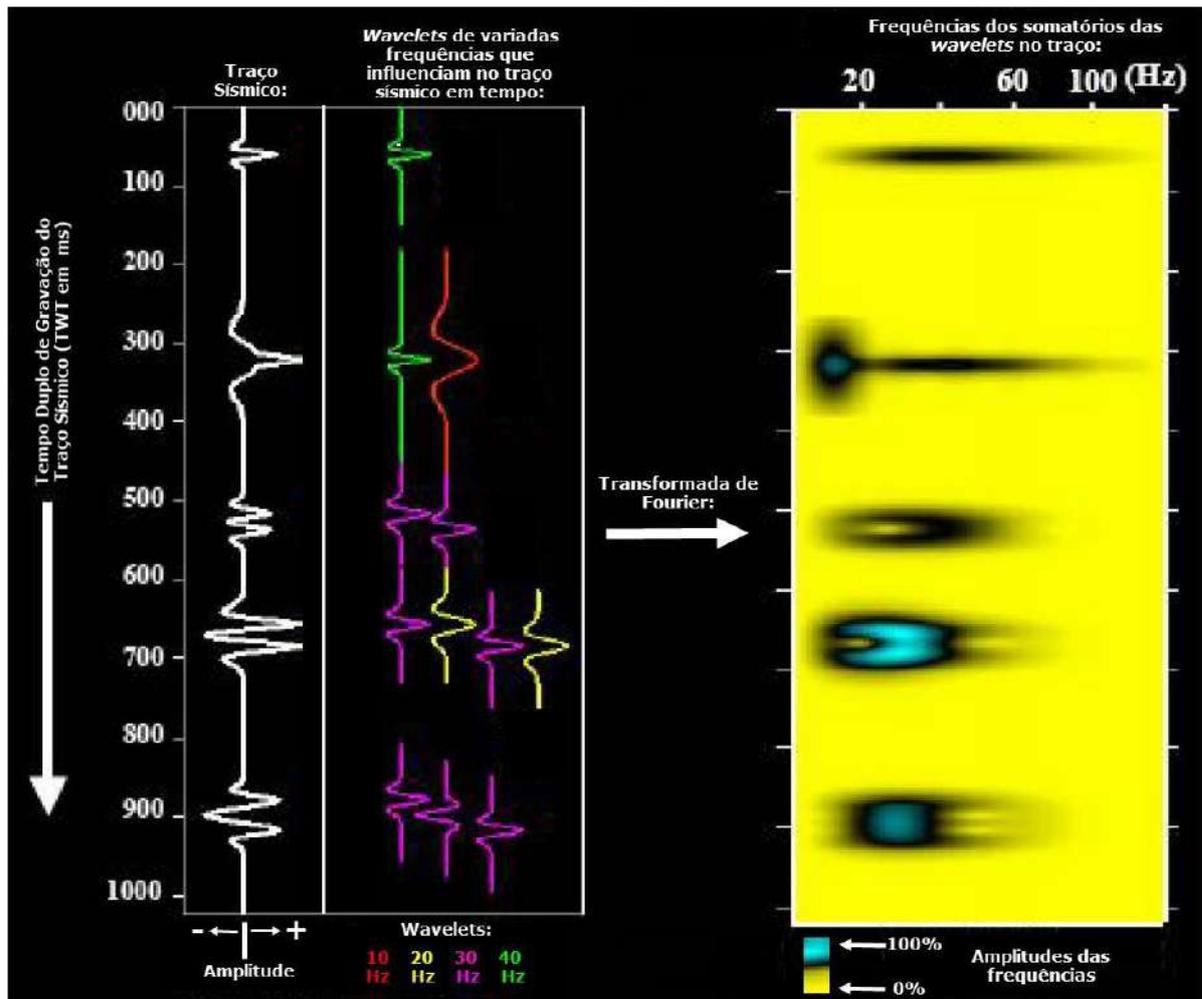
Desta maneira, com base no exemplo que simula o dado sísmico a ser estudado pelo presente trabalho (Figura 14, D / Aplicados aos Modelos), camadas sísmicas mais finas que 32m (caso de limite de resolução $\lambda/4$ prático) e 16m (caso de limite de resolução $\lambda/8$ teórico), não poderão ter seus topos e base resolvidos pela análise convencional do volume sísmico analisado. Eis a proposta do presente estudo: A elaboração de uma nova combinação de técnicas atreladas ao dado sísmico na tentativa de aumentar a confiança da análise destas camadas de espessuras abaixo da resolução sísmica do dado a ser estudado.

3.1.2 A decomposição espectral do dado sísmico

Decomposição Espectral Sísmica ou simplesmente Decomposição Espectral dá-se pela análise dos traços sísmicos a partir de suas frequências relativas aos diferentes intervalos de tempo duplo de gravação. Isso ocorre transformando-se as amplitudes relativas a determinados

intervalos de tempo duplo de gravação (traço sísmico comum) via Transformada de Fourier (Castagna *et al.*, 2003) em amplitudes relativas a frequências (espectro de frequências), ver Figura 16 e Figura 18 – onde analisamos a relação tempo x contribuição de amplitudes por diversas frequências.

Figura 16 – Conceito de decomposição espectral



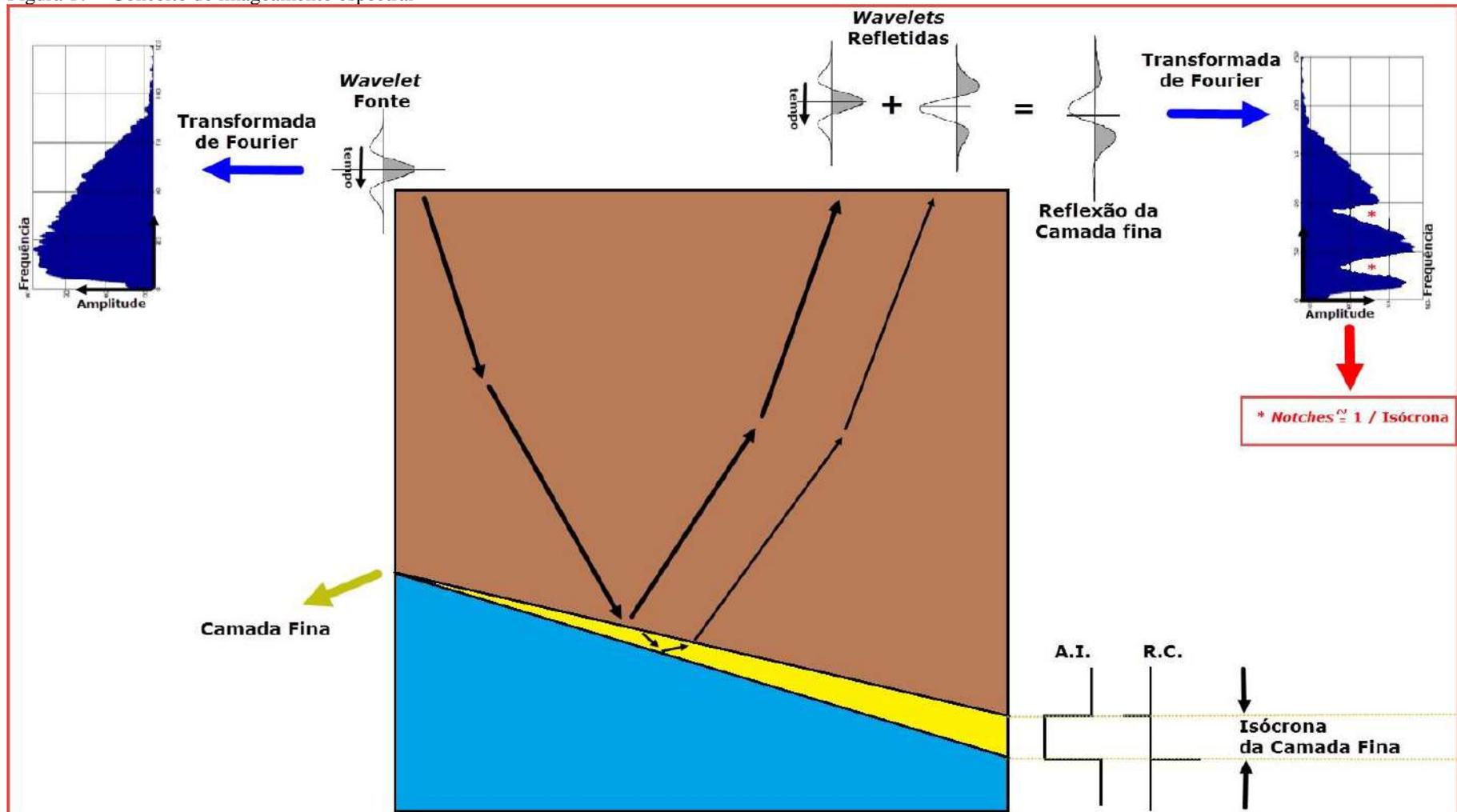
Nota: A “Família de Frequências” (mais à direita) é obtida a partir da Transformada de Fourier do traço sísmico (sismograma, mais à esquerda). Inversamente, o traço sísmico representa a superposição do “Espectro de Ondas/ Wavelets” (família de frequências) em um determinado instante. No painel ao centro, vemos as wavelets que compõe cada instante do sismograma (ou frequências do Espectrograma) no domínio de tempo e antes de serem combinadas/ sobrepostas.

Fonte: Castagna *et al.*, 2003. Adaptado pelo autor, 2017.

A expressão no domínio da frequência de uma camada geológica com espessura abaixo do limite da resolução vertical sísmica, é também um indicativo de sua espessura no domínio do tempo (Partyka & Gridley *et. al.*, 1997 e 1999 – Ver Figura 17). Segundo os autores, através da comparação do espectro de frequências da wavelet com o espectro de frequências da camada fina estudada, devido à sua baixa espessura, (correlacionável a um spike de refletividade) o

espectro da camada fina deverá ser similar ao espectro da *wavelet*. Apesar das similaridades o espectro da camada fina terá buracos em determinadas frequências (*notches*) em razão da variabilidade de massa rochosa. Da análise destes *notches*, encontraram uma relação inversa entre a periodicidade dos *notches* no domínio da frequência e a isócrona da camada sob investigação no domínio do tempo.

Figura 17 – Conceito de imageamento espectral

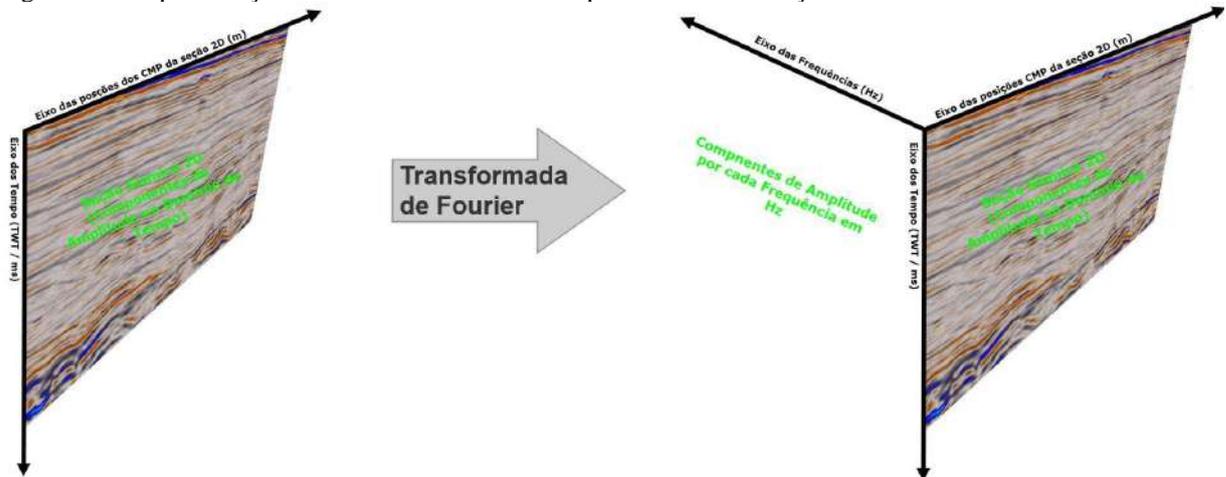


Nota: Conceito da relação entre camadas finas (afinamento por acunhamento) e imageamento espectral. Correlação (inversa) da isócrona da camada fina com os nothces (*) do espectro estudado.

Fonte: Partyka *et al.*, 1999. Adaptado pelo autor, 2017.

A Figura 16 demonstra como o domínio da frequência pode ser visto no traço sísmico. Mas vale a lembrança de que ele é apenas um dado unidirecional (1D), representativo de um traço único. O desafio de replicarmos esta mesma análise para uma seção 2D envolve a superposição das frequências aos dados já inclusos nos dois eixos desta seção: Amplitudes pelos tempos (eixo vertical), e as variações de posições das *CDPs* (*Common Depth Points*, eixo horizontal) na seção. Desta forma com os dois eixos já repletos de informações, um 3º eixo se faz necessário para as informações do domínio da frequência. A analisar-se o lado direito da Figura 18, é visto que na uma seção sísmica 2D, muitas componentes de amplitudes de diferentes frequências neste mesmo eixo se somarão para resultar em uma única amplitude no eixo dos tempos.

Figura 18 – Representação do eixo do domínio das frequências em uma seção sísmica 2D



Nota: Representação do eixo do domínio das frequências (à direita) a partir de uma linha sísmica 2D de Peregrino (à esquerda). Para cada tempo específico no “Eixo dos Tempos” a soma de todas as componentes de amplitudes no “Eixo das Frequências” resultará na amplitude em tempo da seção 2D (à esquerda).

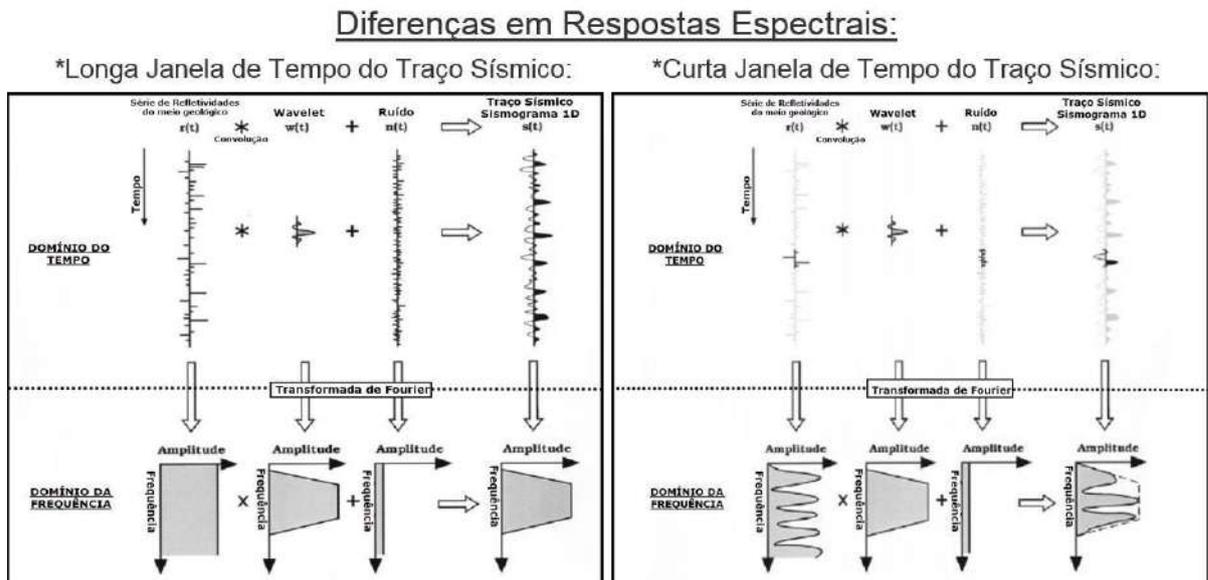
Fonte: O autor, 2017.

A Figura 19 é baseada no trabalho de Partyka & Gridley *et. al* (1997), e Partyka *et al.* (1999), e descreve a resposta apresentada por uma longa janela de tempo de um traço sísmico (resultante da convolução de uma ondaleta com uma longa série de refletividades do meio, adicionada de ruídos) que pode então ser transformada e comparada no domínio das frequências. A ondaleta atuará como um filtro passa-banda nas frequências da série de refletividades do meio, onde a janela do traço sísmico terá seu espectro de frequências similar ao espectro da ondaleta, tendo ainda adicionadas ali, frequências relativas aos ruídos.

Em contrapartida (ainda na Figura 19), uma curta janela de tempo de um traço sísmico a ser transformada e analisada no domínio da frequência, demonstra que a geologia também atuará como um filtro passa-banda nas frequências. Desta forma pode-se enfatizar que o

espectro de frequências desta curta série de refletividades (correlacionável as espessuras das camadas) estará visível dentro dos limites do espectro da wavelet. É importante para o entendimento deste trabalho, que as diferenças entre os espectros convolvidos da Figura 19 (janelas longa e curta do traço sísmico) sejam observados, e suas diferenças notadas – A resposta espectral (domínio das frequências) de uma curta janela de tempo transformada é mais correlacionável às propriedades acústicas e espessuras das camadas (como apresentado também na Figura 17), ao passo que espectros das janelas longas descrevem melhor o plano de fundo da geologia analisada.

Figura 19 – Diferença espectral de uma janela em tempo longa e de uma curta, transformadas



Nota: Diferença na resposta espectral de uma janela longa (esquerda) e de uma janela curta (direita) de um traço sísmico, potencialmente correlacionável a uma camada fina. Enfatiza-se que a janela curta quando transformada ao domínio das frequências terá seu espectro altamente dependente destas espessuras e propriedades acústicas advindas das camadas presentes nesta pequena janela analisada.

Fonte: O autor, 2017 (Partyka *et al.*, 1999 – adaptado).

3.1.3 Aplicação da decomposição espectral / RGB Color Blends como um caracterizador de reservatórios

RGB Color Blends de decomposições espectrais sísmicas representam uma ferramenta que vem se mostrando poderosa como uma maneira secundária de visualização do dado sísmico tradicional. Desta maneira a visualização do dado dá-se apenas pela combinação de apenas três bandas pontuais e limitadas de frequências advindas de fragmentações do espectro sísmico completo (fragmentando e selecionando espectro de amplitudes, colorido de vermelho, verde e

azul nestas três bandas específicas, uma cor para cada banda, com as cores sobrepondo-se com determinada transparência). Observações feitas a partir do imageamento alternativo *RGB*, serão neste estudo, aplicadas em dados sintéticos controlados e então em dados reais, tendo seus resultados comparados especialmente com relação a variações de espessura e principalmente nas espessuras abaixo do limite da resolução sísmica. Objetiva-se mostrar que estas variações de espessura são um fator controlador primário dos resultados no modo *RGB* de visualização da sísmica.

A ferramenta é muito utilizada pelos intérpretes sísmicos, principalmente em análises sísmo-estratigráficas de dados 3D (Henderson *et al.*, 2007 e 2008). O *RGB color blend* é uma maneira efetiva de imageamento de múltiplas respostas de decomposições espectrais, pela superposição de limitadas bandas de frequências representadas por cores específicas com baixa opacidade com a finalidade de revelar detalhes da geologia “escondidos” no dado sísmico tradicional com, muitas vezes, excesso de sobreposições de frequências de pouca utilidade ao objetivo do intérprete (frequências de ruídos também compõe o dado sísmico tradicional, por exemplo).

Visando uma abordagem qualitativa e também quantitativa de interpretações do reservatório em sua porção com espessura abaixo dos limites da resolução vertical da sísmica aplicada, através deste atributo da decomposição espectral, os testes serão realizados para os acunhamentos do reservatório do Campo de Peregrino-RJ. Lembrando que estruturas geológicas com diferentes propriedades litológicas e preenchimento de fluidos se caracterizarão por diferentes respostas no domínio da frequência (ver Capítulo 3.1.2, Figura 16 a Figura 19).

No dado em empilhado em tempo (dado sísmico tradicional), devido a superposição de todas as frequências - ocasionalmente excessivas, segundo a ideia chave do método - existentes (ver seção 2D da Figura 18, lado direito), torna-se por vezes complicada à uma análise detalhista de um determinado objetivo potencialmente afetado pelo excesso de dados não necessários. Como alternativa ao problema desta superposição exacerbada das frequências normalmente presentes no dado sísmico comum, surge a decomposição espectral/ *RGB Color Blends* – enfatizando apenas algumas bandas limitadas de frequências do espectro global. Estas bandas individualizadas/ representadas pelas cores *RGB*, caso sejam coerentemente analisadas poderiam trazer uma melhor resposta/ definição a certas características da geologia.

O *RGB color blend* é aplicado então para que se combine na imagem sísmica apenas três bandas restritas e específicas do espectro sísmico global (uma para cada cor), selecionadas de acordo com o interesse do intérprete (a partir de tentativas e erros). Cada uma dessas bandas escolhidas será novamente transformada, plotada no domínio do tempo, e colorida de

Vermelho, Verde ou Azul (*Red, Green and Blue - RGB*) com relativa transparência para que haja a possibilidade de sobreposição e combinação destes tons. A cor resultante e suas intensidades nos mapas e seções *RGB blends* é dependente da frequência e amplitudes selecionadas do espectro sísmico original, que por sua vez é dependente da geometria e propriedades das rochas e seus fluidos em subsuperfície (ver Figura 20 e Figura 21).

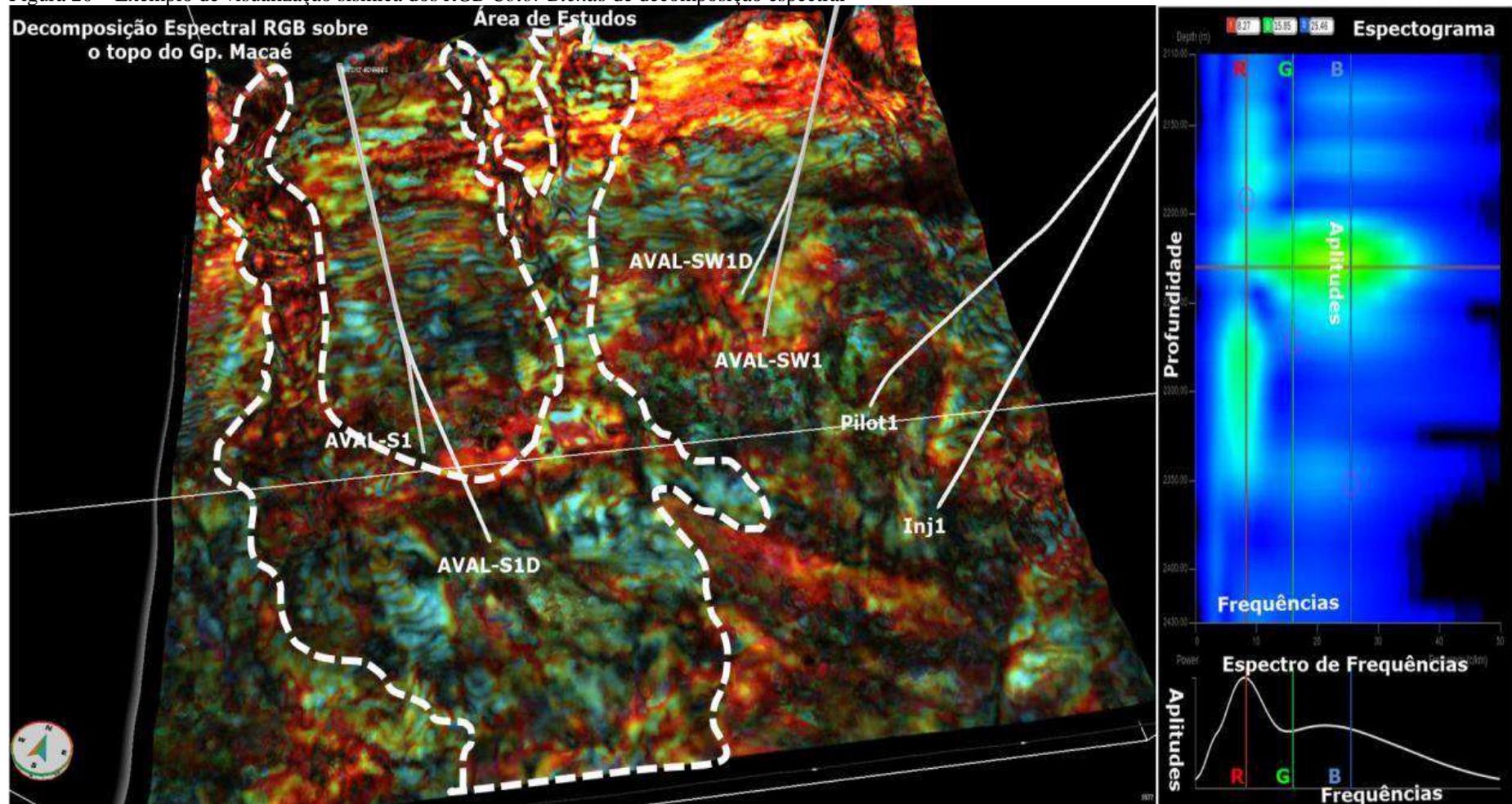
Apesar de terem fácil correlação com feições e características geológicas (mesmo para leigos), as estruturas aparentes nos mapas de decomposição espectral *RGB color blend* possuem cores resultantes das suas combinações que são de difícil quantificação. Esta é uma das metas principais deste presente estudo – a partir de confiança adquirida na técnica através de inúmeros experimentos e calibrações da técnica em modelos sísmicos sintéticos e controlados (onde a “geologia” é conhecida), será buscada a correlação com resultados advindos deste mesmo método, mas desta vez no dado sísmico 3D real.

O modelo sísmico sintético 3D se baseou numa zona bem conhecida / perfurada e entendida na zona de *pinch-out* do reservatório de Peregrino (da Fm. Carapebus / Cretáceo Superior). O modelo foi baseado nas interpretações qualitativas e conceituais do topo e base do reservatório, tendo este seu limite de resolução vertical e acunhamento bem conhecidos. Nele foi aplicado um fluxo de decomposição espectral e imageamento por *RGB color blend* para o aprimoramento do entendimento de:

- a) Controle geológico nas variações de cores nos *RGB Blends*;
- b) Os limites da resolução vertical dos *RGB Blends*, e potencial melhoria de definição vertical em relação a sísmica real;

O método de decomposição de frequências aplicado foi o *HDFD* (*‘High Definition Spectral Decomposition’* – Decomposição Espectral de Alta Definição). Este método consiste num algoritmo de busca onde cada traço sísmico é decomposto em ondaletas (e em seus espectros individuais) as quais somadas se tornarão o traço original. Após a decomposição às ondaletas, o traço pode ser reconstituído a uma dada frequência central (Okoya, 1995).

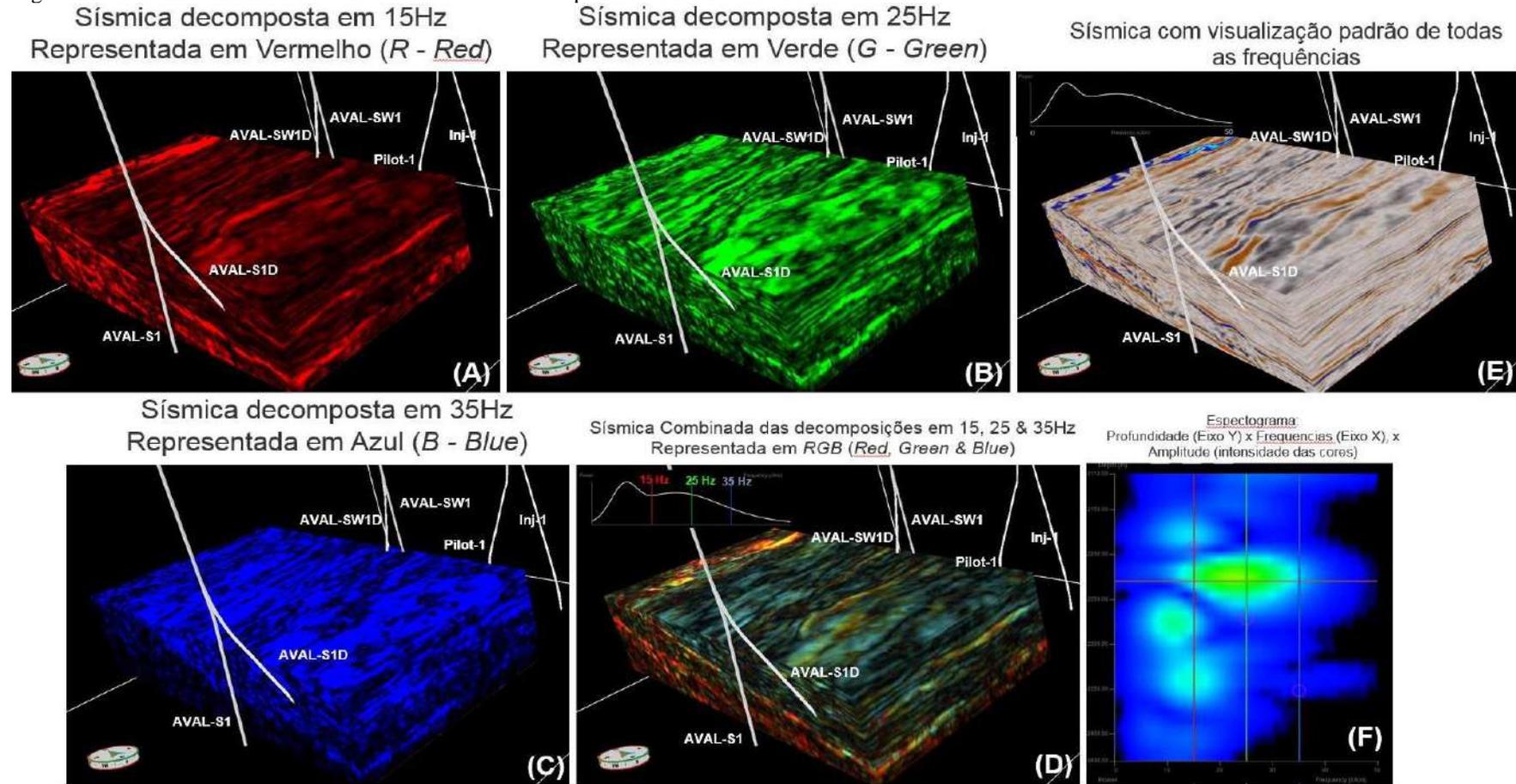
Figura 20 – Exemplo de visualização sísmica dos *RGB Color Blends* de decomposição espectral



Nota: Visualização dos *Color Blends RGB* sobre horizonte do Gp. Macaé e ilustrando os poços da área. Frequências definidas e sobrepostas: Red-8Hz; Green16Hz; Blue-25Hz. Ainda do lado direito superior é possível ver o espectrograma, mostrando as amplitudes x frequências x profundidades. Do lado direito inferior é possível ver o espectro sísmico de frequências x amplitudes médio para a região imageada. Observar do lado esquerdo os padrões de canais erosivos altamente bem definidos na figura pela linha branca tracejada.

Fonte: O autor, 2017.

Figura 21 – Volumes sísmicos referentes a cada banda de frequência do *RGB Color Blend*



Legenda: (A) é referente ao volume em 15Hz decomposto e visualizado em vermelho (*R - Red*); (B) é referente ao volume em 25Hz decomposto e visualizado em verde (*G - Green*); (C) é referente ao volume em 35Hz decomposto e visualizado em azul (*B - Blue*). Em (D) é visto a combinação dos volumes de decomposição previamente descritos (15-25-35Hz), e as interações das cores que os representam. Em (E) é vista a sísmica original de visualização tradicional com todas as frequências, sem sobreposição de cores. Em (F) temos o espectograma, mostrando a distribuição das componentes de amplitude do dado pelos eixos Y (profundidade) e X (frequências).

Fonte: O autor, 2017.

3.1.4 Inversão probabilística (Inversão bayesiana de AVO)

A estrutura espacial da subsuperfície é um fator absurdamente importante para a interpretação do dado sísmico. A inversão é importante para a “população” destas estruturas com os valores que guiam a sísmica, preenchendo-as com valores de impedâncias (velocidades x densidades).

A metodologia Bayesiana (da inversão probabilística) é uma ferramenta de valor para integrar as relações espaciais no processo de inversão sísmica, especialmente porque ela junta as informações advindas da inversão, da estrutura e ainda acessa as probabilidades e incertezas dos modelos associados.

O custo computacional do método, entretanto, é um desafio para a aplicação da metodologia da Inversão Probabilística Bayesiana. E a partir de um software interno da Statoil chamado PCube, este método pode ser aplicado para o presente trabalho na entrega dos valores de impedância acústica aplicados para o preenchimento do modelo estrutural a ser então convertido em dados sísmicos 3D sintéticos. Estes valores de impedâncias se valem pela aplicação tanto em predições de fluido / litologia quanto nas de propriedades das rochas como porosidades e saturações.

Mapear as propriedades das rochas como as descritas acima (litologias, densidades, porosidades e saturações) pelos dados sísmicos pré-empilhamento é geralmente um grande desafio para as inversões sísmicas baseadas somente em análises AVO (em sísmica *pre-stack*). Contudo, quando os dados sísmicos não são as únicas fontes de informação disponíveis sobre a subsuperfície e adicionalmente através de zoneamentos geológicos, de modelos de propriedades petrofísicas dos perfis de poços, e de modelos de física de rochas aplicados, pode-se prover um aumento de informações significativo, tornando o leque de possibilidades sobre a interpretação da subsuperfície muito mais aberto.

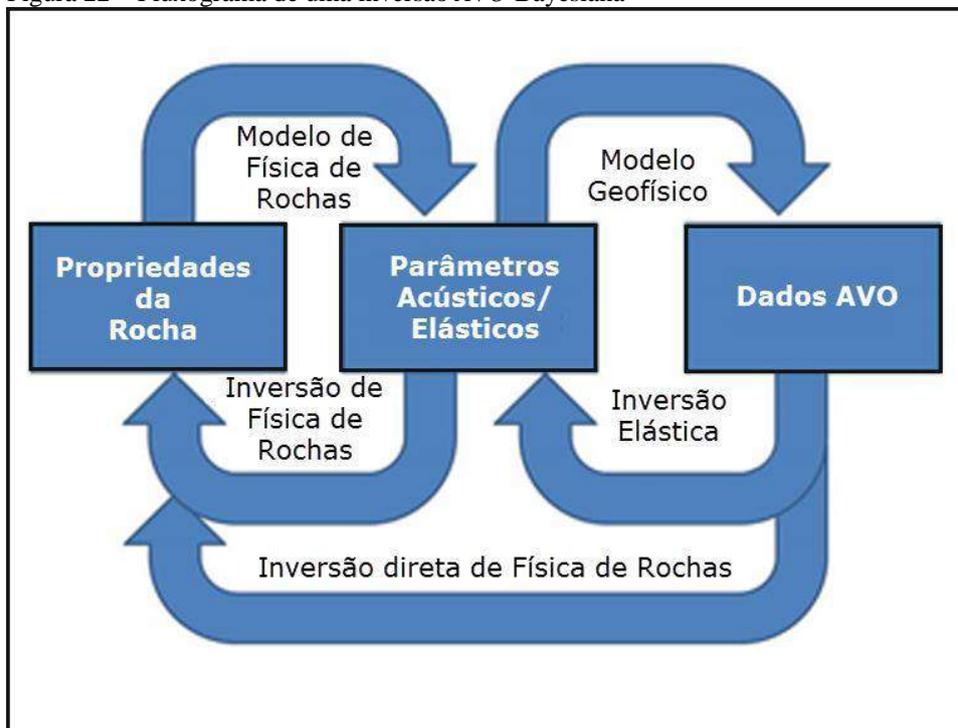
Um arranjo do fluxograma de inversões AVO (*Amplitude Versus Offsets*: amplitudes da sísmica pré-empilhamento comparadas com os seus *offsets* ou distâncias fonte x receptor sísmico) em diferentes níveis de aprofundamento é ilustrado pela Figura 22.

As setas do topo da figura descrevem a modelagem direta aplicada como padrão às inversões sísmicas em suas etapas iniciais, de análise de dados. São propriedades da petrofísica relacionáveis a sísmica (ou propriedades da “Física de Rochas”, como são chamadas no meio geofísico) que serão modeladas e relacionadas com as propriedades das rochas e seus

parâmetros acústicos / elásticos (parâmetros estes geofisicamente modeláveis) que se correlacionarão aos dados sísmicos de *AVO* / pré-empilhamento.

As setas de baixo ilustram o fluxograma na sua fase final, dos dados de saída da inversão *AVO* exemplificada. Uma abordagem padrão comumente estima as propriedades das rochas usando uma análise separada nestes dois passos (setas de cima e setas de baixo), onde inicialmente uma inversão acústica / elástica será performada a partir das análises *AVO*, e em seguida será invertida novamente em propriedades de Física de Rochas. Esta abordagem teria o problema de perda da noção das variações da geologia real do reservatório macro durante a fase da interpretação dos dados de Física de Rochas. Como exemplo das limitações dessas análises mais pontuais apenas baseadas no comportamento dos *gather*s pré-empilhamento, temos que uma resposta de Física de Rochas de um espesso reservatório saturado com óleo pesado e água será a mesma resposta de um reservatório um pouco mais fino saturado em gás – desconsiderando-se posição e estrutura do reservatório. A noção espacial/conceitual do reservatório entra como variável importante neste tipo de análises.

Figura 22 – Fluxograma de uma inversão *AVO* Bayesiana



Nota: Estrutura de um Fluxograma de uma inversão pré-empilhamento *AVO* probabilística bayesiana.
Fonte: O autor, 2017.

A metodologia estatística Bayesiana, vem como solução proposta para agregar fontes múltiplas de informações da subsuperfície e unificar a interpretação do dado invertido. Na abordagem da inversão probabilística todo o conhecimento disponível é quantificado

espacialmente e reunido em uma pré-distribuição de propriedades. Esta pré-distribuição descreve relações entre variados parâmetros de diferentes propriedades de rochas que se deseja inverter, para áreas específicas em distribuições espaciais do problema. A estrutura espacial define características como a consistência das sequências geológicas que serão invertidas, ordenando seus fluidos, a extensão e a continuidade das mesmas. Este pré-modelo probabilístico, é construído através das setas do topo da Figura 22. Inicialmente uma distribuição das propriedades das rochas é derivada de uma análise petrofísica dos poços da área e seus perfis. A Física de Rochas envolvida nesta análise é definida e baseada em um modelo teórico ou em relações empíricas testadas, as tendências *AVO* serão então correlacionadas a estes modelos de fácies, e a proximidade deste ajuste dará a probabilidade de fácies em relação a tendência do *AVO*. É da última seta superior da direita que será então extraído o elo do dado *AVO* com o modelo de Física de Rochas, através do modelo geofísico. Na abordagem Bayesiana este elo será descrito por probabilidades e tipicamente calibradas com amarrações poço-sísmica (*seismic well ties*).

A grande vantagem da inversão Bayesiana é mesmo com as probabilidades sendo advindas das setas da parte de cima da figura supracitada. Em cada passo do fluxo é possível que se troque de ponto de vista e que se estime a probabilidade de cada uma das distribuições nas setas de baixo para que enfim se performem inversões elásticas / acústicas. Exemplos deste tipo de análise são demonstrados por Buland *et al.* (2003), em inversões de Física de Rochas, assim como por Avseth *et al.* (2005).

A abordagem Bayesiana é por definição uma abordagem de etapa única integrada entre as setas (de cima e de baixo), já que ela estima a distribuição estatística condicional de um parâmetro de física de rochas analisado. Por este método, estas distribuições condicionais simbolizam as distribuições estatísticas de propriedade finais das fácies a serem modeladas e representarão o entendimento atualizado do modelo de subsuperfície.

Em resumo, a inversão sísmica pré-empilhamento probabilística bayesiana gerará a probabilidade de cada umas das fácies geológicas estudada baseada em como inversões *AVO* se encaixam nos modelos petrofísicos de cada litologia, isto levando em consideração o arcabouço estrutural do reservatório, seu tipo de saturação e posição no reservatório.

O *software* PCube interno e desenvolvido pela Statoil para performar as inversões sísmicas (pré-empilhamento) probabilísticas/ bayesianas de *AVO* foi o responsável por realizar as inversões *AVO* probabilísticas do Campo de Peregrino e aplicadas no presente trabalho. Destas inversões sísmicas, saíram os valores de velocidades sísmicas e densidades (impedâncias acústicas / elásticas) que preencheram o arcabouço estrutural da zona sob análise

e compuserem os dados sísmicos sintéticos que serviram de modelo controlado para calibração e quantificação das *RGB Color Blends* das decomposições espectrais do dado sísmico de referência utilizado, bem como para testes de melhoria de resolução do mesmo.

3.1.5 Conjunto de dados disponíveis ao presente trabalho

O conjunto de dados sob análise pelo presente trabalho dividiu-se em três fases, com diferentes dados de entrada em cada uma, como escritos a seguir:

FASE 1 – Análise conceitual e revisão bibliográfica: Os primeiros dados analisados pelo presente trabalho foram obtidos através de pesquisas bibliográficas. Artigos sobre a Bacia de Campos e reservatórios análogos do Campo de Peregrino (talude da Bacia de Campos), seu sistema petrolífero e evolução estratigráfica / tectônica. Também foi esta fase referenciada em artigos sobre resolução vertical sísmica, decomposição espectral, *RGB Color Blends* e caracterização de reservatórios na zona de *tuning* sísmico. Eles foram responsáveis pela conceituação geológica e definição de estratégia para a solução do problema geofísico proposto. A lista dos periódicos analisados encontra-se na área destinada às Referências Bibliográficas no fim deste relatório.

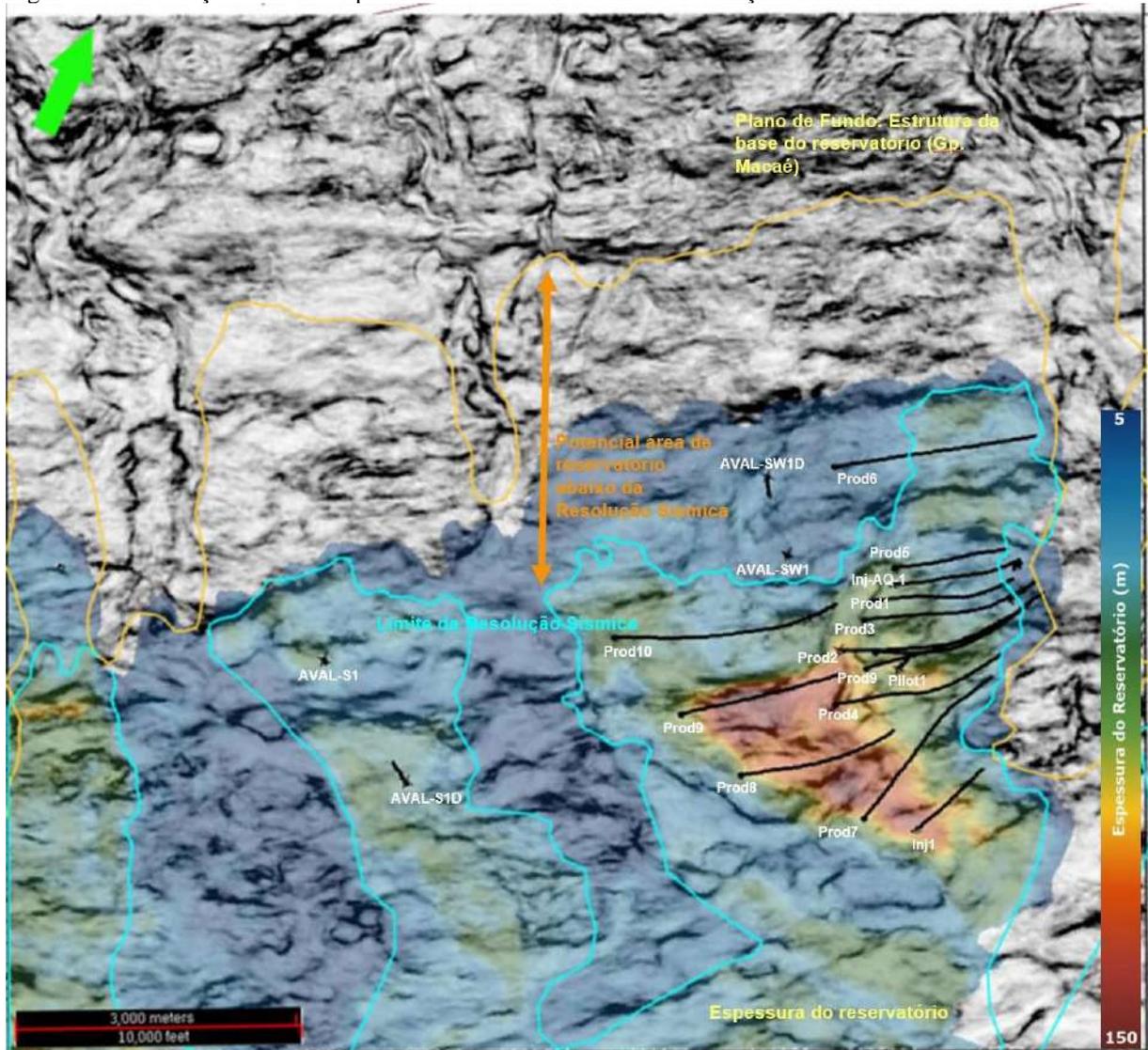
FASE 2 – Junção de dados de Geociências, validação do uso dos dados junto a ANP, Statoil, Sinochem e PGS (dona do dado sísmico de referência que, neste caso, é multicliente). Nesta fase deu-se também a preparação dos dados da FASE 3 (descrita a seguir), dados secundários criados a partir destes dados primários, que são:

a) dado sísmico com processamento *PSDM* realizado PGS do bloco B-M-C-7 adquirido em Dezembro de 2014, com nomenclatura Statoil de levantamento ST14016 *FAST TRACK (FT PSDM)*, processado em *PSDM* preliminar com as velocidades de migração do processamento do dado *streamer* regular de 2009 – área da sísmica limitada ao polígono em mapa (retângulo) de área ~137 km² com coordenadas UTM como vértices (vértice1 – X: 261602.8m Y: 7420899.1m / vértice2 – X: 250692.8.8m Y: 7515623.3m / vértice3 – X: 255761.4m Y: 7405336.5m / vértice4 – X: 266584.3m Y: 7410754.2m, ver Tabela 2, ver também a Figura 23 ilustrando área de pesquisa e os poços nela inseridos). Do dado sísmico foram extraídas ainda as amarrações de poços e Interações de topo e base do reservatório;

- b) modelo de Velocidades *PSDM*, suavizado das camadas chave perfuradas e demarcadas por marcos geológicos, ajustado por Krigagem às informações poços perfurados para conversão tempo x profundidade;
- c) inversão probabilística *AVO* bayesiana do mesmo dado sísmico e seus subprodutos: Volumes de Velocidades P, S e Volume de Densidade (Impedâncias - Acústica / Elástica);
- d) poços descaracterizados verticais e semi-verticais e seus perfis: Avaliador 1 vertical (AVAL-SW1), Avaliador 2 desviado (AVAL-SW1D), Avaliador 3 vertical (AVAL-S1), e seu sidetrack Avaliador 4 desviado (AVAL-S1D), Piloto 1 vertical (Pilot-1), Injetor 1 desviado do reservatório no aquífero (Inj-1), e onze Produtores horizontais incluindo um na área abaixo da resolução sísmica (Prod1 a Prod11) e um injetor da zona de óleo horizontal (Inj-AQ-1), além dos 2 poços exploratórios e 3 avaliadores utilizados na análise estratigráfica e geológica conceitual fora da área de estudos (EXP1, EXP2, AVAL1, AVAL2 e AVAL3). E ainda todo o conjunto de marcos estratigráficos dos poços perfurados e perfis de Gama, Neutrão e Densidade; e perfis Sônicos e Checkshots dos poços avaliadores e exploratórios.

FASE 3 – Criação dos volumes de Decomposição Espectral e de RGB Color Blends dos dados da FASE 2 descrita acima, Elaboração dos dados de sísmica sintéticos para calibração dos dados de Decomposição Espectral a partir dos dados da FASE 2, criação dos volumes de Decomposição Espectral e de RGB Color Blends dos dados sintéticos, análise de correlações e similaridades com os dados reais, redefinição das zonas de acunhamento e potenciais alocações de alvos produtores nesta área, conclusões e considerações finais.

Figura 23 – Ilustração da zona de potencial reservatório abaixo da resolução sísmica na área de estudos



Nota: Área de estudos exemplificando a zona potencial abaixo da resolução sísmica de difícil definição da zona de acunhamento do SW e poços nela inseridos nesta área do Campo de Peregrino.

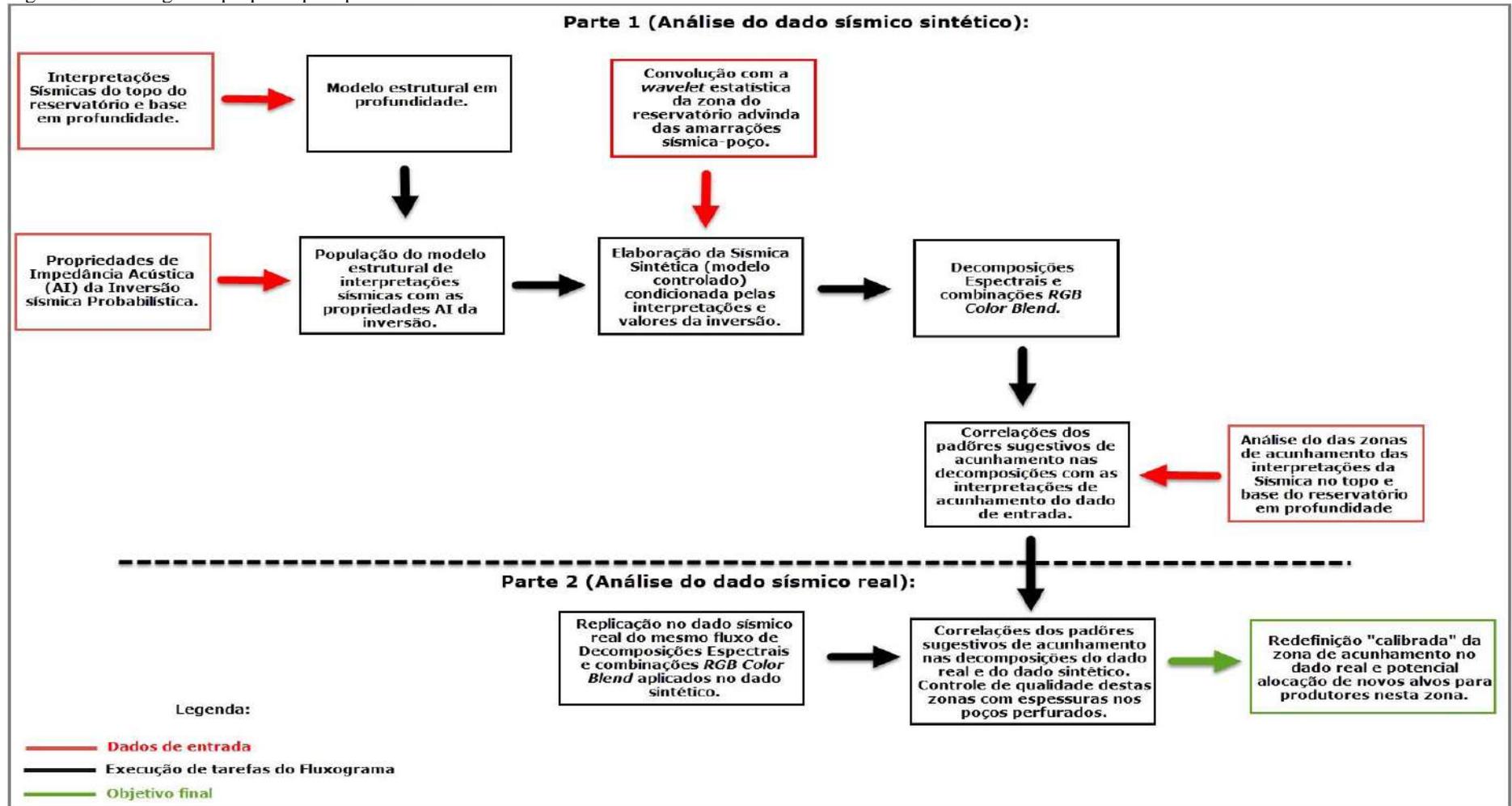
Fonte: O autor, 2017.

3.1.6 Fluxograma de atividades proposto

A partir do Fluxograma proposto e ilustrado na Figura 24, o presente trabalho almeja a melhoria da resolução vertical da sísmica e / ou um melhor entendimento / definição da zona acunhamento do reservatório de Peregrino (potencialmente com espessuras abaixo da resolução sísmica vertical) a partir de análises de decomposições espectrais e seus subprodutos nos dados reais, através de calibrações em modelos controlados de dados sísmicos sintéticos advindos das interpretações estruturais e inversão sísmica probabilística *AVO* bayesiana.

Considerando-se as análises realizadas, o fluxo em questão almeja maior confiança no mapeamento das regiões de acunhamento do reservatório arenítico turbidítico do Cretáceo superior em relação ao mapeamento sísmico convencional, e conseqüente busca por mais opções de alvos para poços produtores na área.

Figura 24 – Fluxograma proposto pelo presente trabalho



Nota: Fluxograma proposto para calibração e quantificação das decomposições espectrais visualizadas como *RGB Color Blends* para melhoria da definição das zonas de acunhamento do reservatório de Peregrino na sua subárea SW sob estudos neste trabalho.

Fonte: O autor, 2017.

4 APLICAÇÕES PRÁTICAS DO FLUXOGRAMA PROPOSTO AO CASO DE ESTUDOS

4.1 Correlações dados sísmicos versus dados de poços e interpretações estruturais

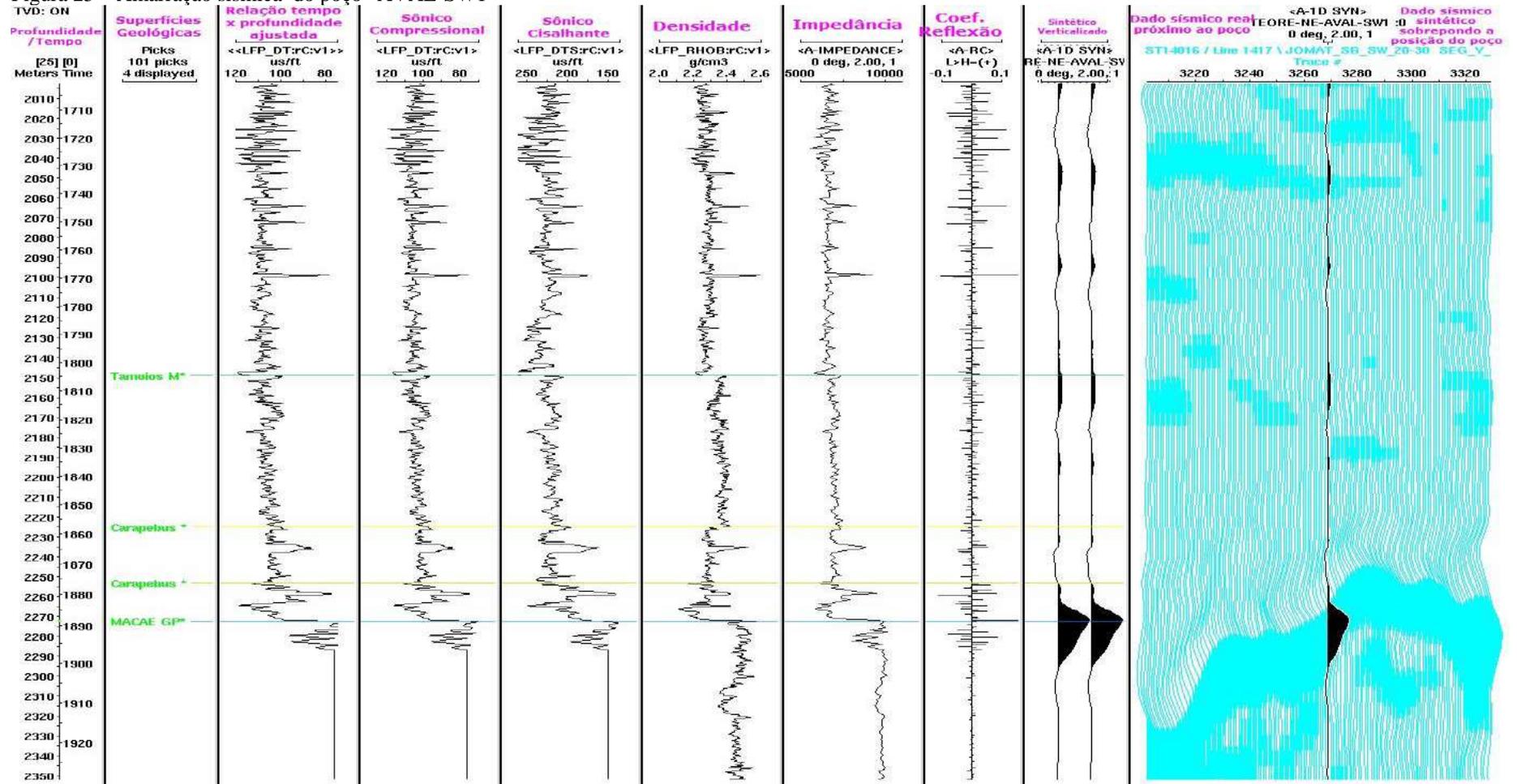
O primeiro passo de todo o fluxograma proposto pelo presente trabalho, se deu pela amarração das informações de selecionados poços perfurados na área de estudos ao dado sísmico *ST14016 FAST TRACK* (empilhamento 20° - 30°), ver Figura 25 a Figura 30 (Figuras 26 a 30 na seção APÊNDICE)

Os poços aplicados nesta análise foram: Os verticais “AVAL-SW1” e “AVAL-S1”, os desviados sidetrack “AVAL-SW1D” e “AVAL-S1D”, o desviado injetor “INJ1” e o desviado piloto “Pilot1”, todos cruzando toda a estratigrafia do selo, internas e da base do reservatório (possuindo perfis de densidade e sônico).

A partir da amarração dos poços, alguns objetivos primários do presente trabalho foram alcançados (ver figuras abaixo: Análise / calibração da média das velocidades VP (advinda dos valores dos perfis de sônico do selo, internas e da base do reservatório), são eles:

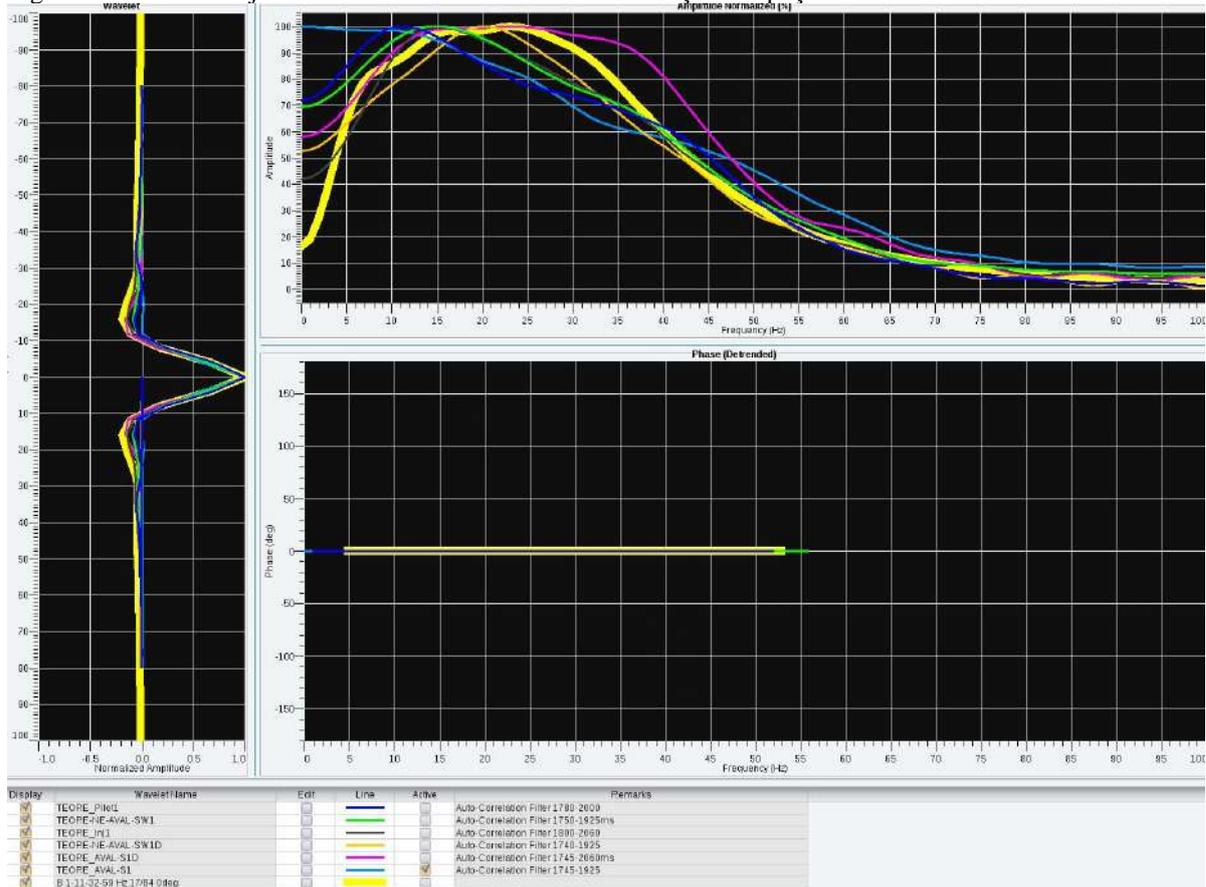
- a) A wavelet estatística média correspondente ao intervalo de reservatório na área de estudos (ver Figura 31);
- b) Calibrações do sinal sísmico (análise do traço sintético advindo dos perfis e correlação com o traço sísmico real) com as respostas de perfis para definir a estratégia de interpretação estrutural.

Figura 25 – Amarração sísmica do poço “AVAL-SW1”



Fonte: O autor, 2017.

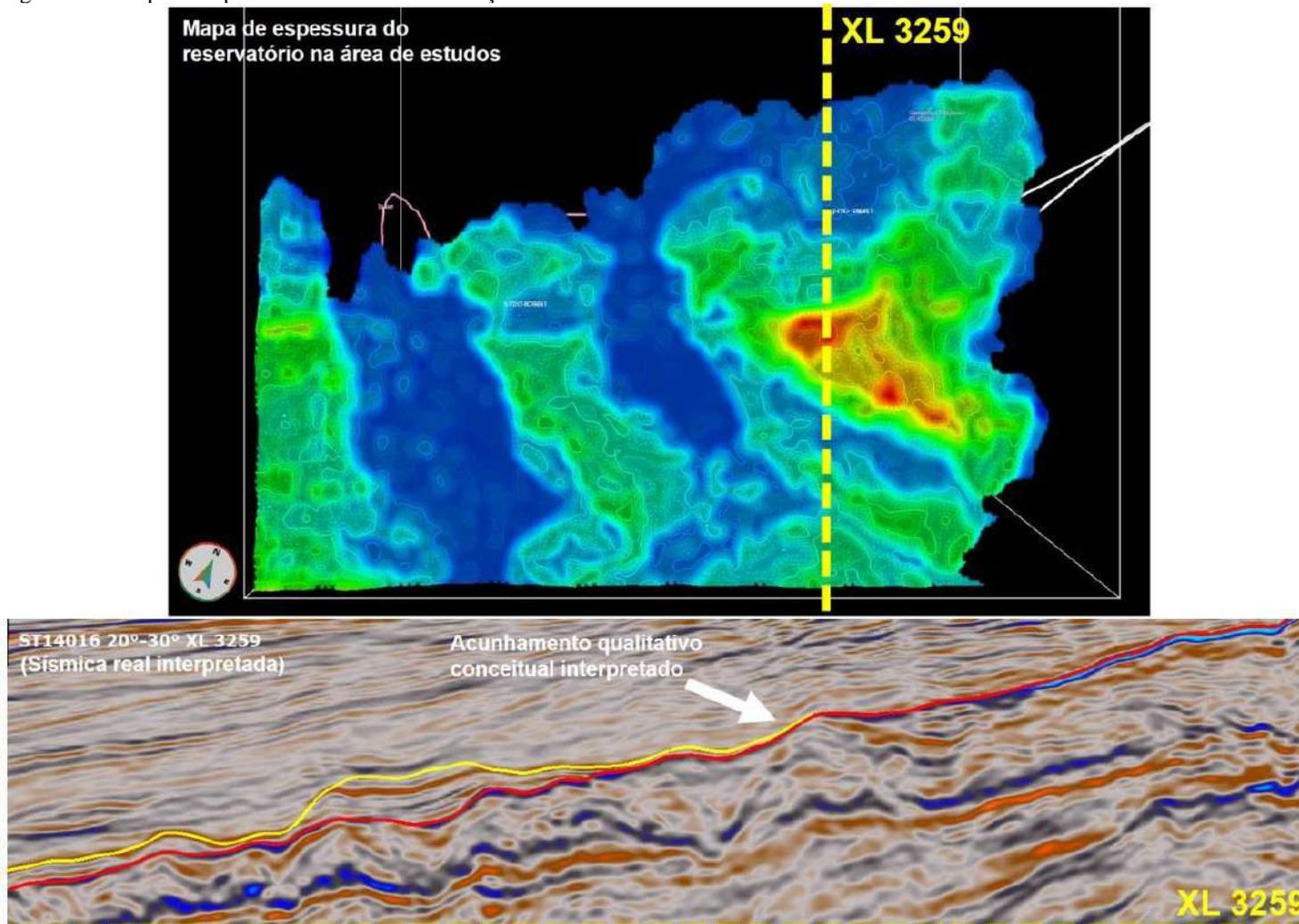
Figura 31 – *Wavelet* ajustada à média das *wevelets* das amarrações de poço



Nota: *Wavelet* estatística ajustada à média das *wevelets* representativas do reservatório advindas das amarrações sísmicas apresentadas nas figuras acima. As ondaletas dos poços amarrados foram obtidas por autocorrelação de traços em janelas curtas, englobando pouco mais do que a espessura do reservatório. A ondaleta ajustada representa uma média das ondaletas da área, com parâmetros 1Hz-11Hz-32Hz -59Hz (Filtro *Butterworth* de *Skewness* 17/84).
Fonte: O autor, 2017.

Assumindo-se uma boa calibração das amarrações poço-sísmica, os sinais sísmicos correlacionáveis com o topo e a base do reservatório foram os únicos horizontes sísmicos mapeados na área analisada pelo presente estudo. Para a continuidade do fluxograma, apenas seu topo e base serão necessários para a composição dos dados sintéticos. Durante o mapeamento sísmico 3D, o acunhamento do reservatório foi mapeado conceitualmente / qualitativamente (ver Figura 32 e Figura 33), e esta zona de acunhamento conceitual atuará como chave na calibragem do método aplicado (Decomposição Espectral), representando o “controle” deste modelo estrutural representativo de afinamento de reservatório a ser populado por atributos de impedância, e posteriormente convolvido com a ondaleta média (advinda das amarrações de poço, ver Figura 31) para elaboração dos volumes sísmicos sintéticos.

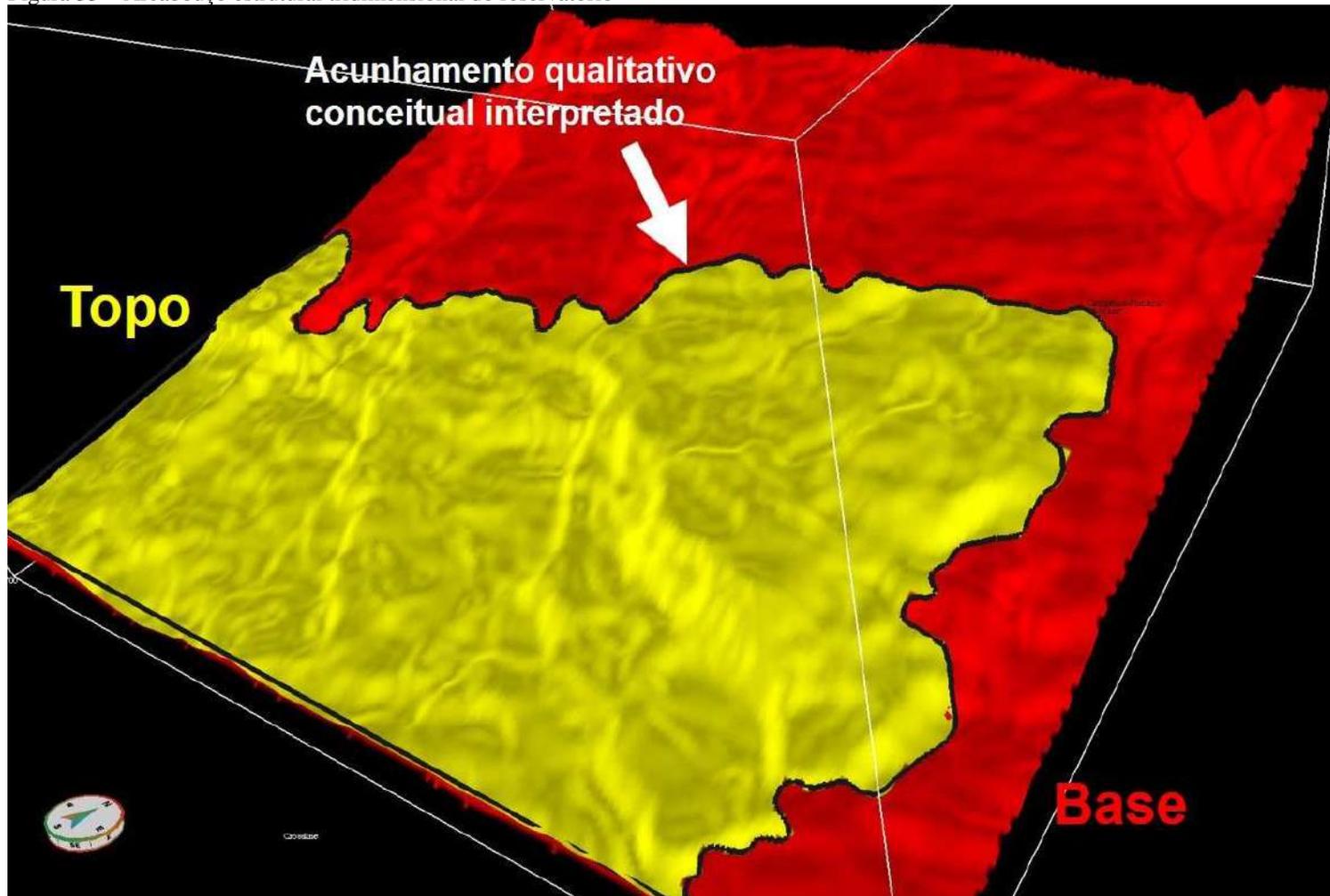
Figura 32 – Mapa de espessura do reservatório e seção sísmica de referência



Nota: Mapa de espessura do reservatório (cores mais quentes representam maiores espessuras) enaltecendo a forma representativa da região de acunhamento definido qualitativamente / conceitualmente, e seção dip ilustrativa do conceito aplicado para a região de acunhamento.

Fonte: O autor, 2017.

Figura 33 – Arcabouço estrutural tridimensional do reservatório



Nota: Arcabouço estrutural tridimensional do reservatório interpretado na área de estudos delimitante do volume ST14016 com empilhamento entre 20° e 30°. Topo do reservatório em amarelo, base em vermelho. O acunhamento conceitual interpretado qualitativamente é representado pelo polígono em preto, que atua como invólucro dos limites do reservatório interpretado.

Fonte: O autor, 2017.

4.2 Modelagem direta: Sismogramas sintéticos e calibração do método de decomposições espectrais

Através dos objetivos finais do capítulo anterior, configura-se ao fim das interpretações um modelo estrutural tridimensional do reservatório, porém este encontra-se até aqui “vazio”, com os horizontes de topo e base da Fm. Carapebus do Cretáceo apenas configurando o arcabouço destas estruturas (ver Figura 33). O preenchimento do deste arcabouço estrutural se deu pelos volumes advindos da inversão probabilística Bayesiana e foram por dados: de V_p (volume de velocidades da onda P), de V_s (volume de velocidades da onda S) e de ρ (volume de densidades).

De acordo com as equações de Zoeppritz (ver Equação 2, Equação 3 e Equação 4, Zoeppritz, 1919), a partir dos volumes acima descritos podemos simular o comportamento dos coeficientes de reflexões (“R”) de uma variedade de ângulos de incidência (“ θ ”). Sendo o ângulo de incidência de 0° (“R(0)”), uma zona de chamada *zero offset* (onde fonte e receptor encontram-se na mesma posição), a impedância será 100% acústica (100% compressional, influenciada somente V_p e ρ). A partir do afastamento “fonte x receptor”, os ângulos de incidência de chegada das reflexões tornam-se diferentes de 0° , gerando componentes cisalhantes, de impedâncias elásticas (adquirindo influencias tanto de V_p e ρ , quanto de θ e de V_s).

$$R(\theta) = R(0) - A \sin^2 \theta \quad (2)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} (\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho) \quad (3)$$

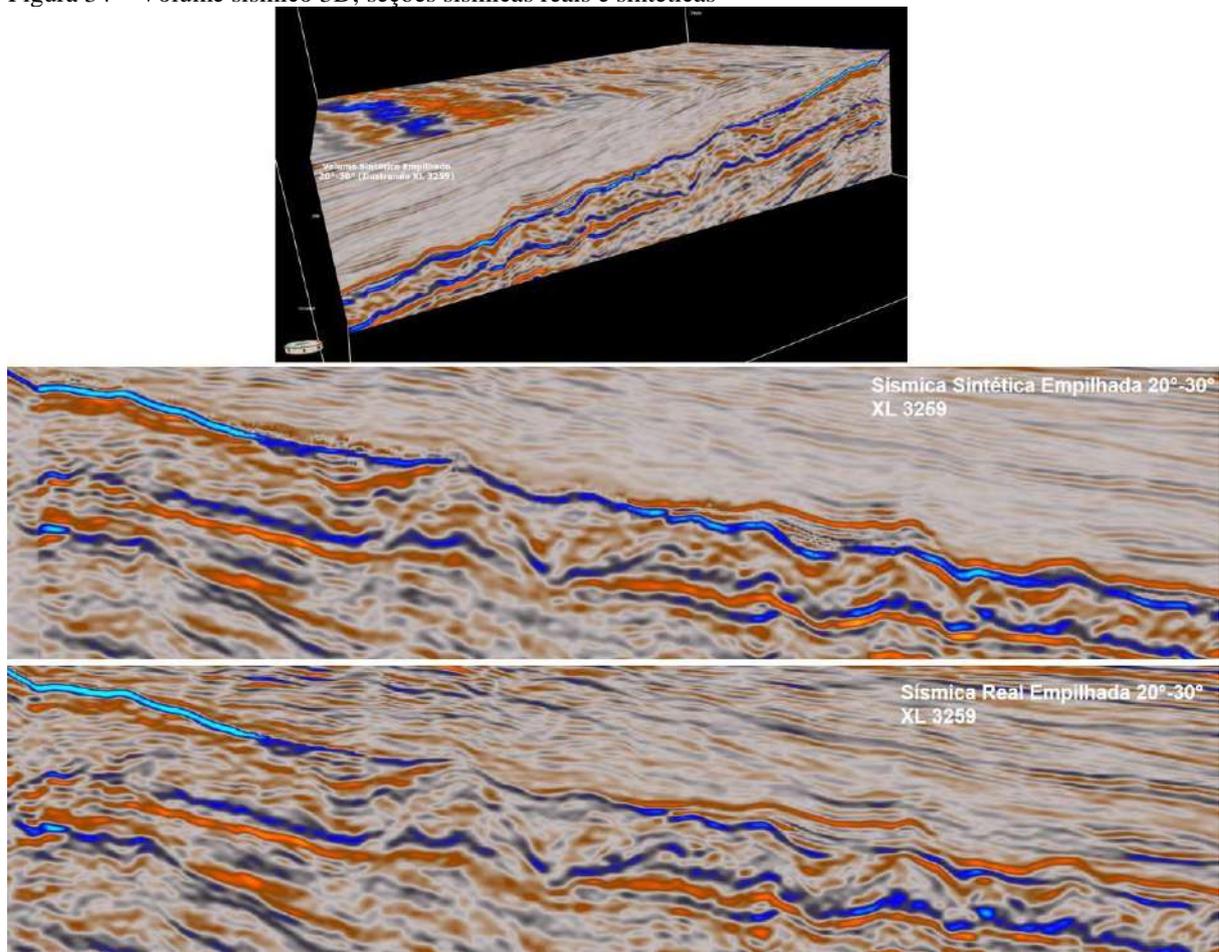
$$A = 2 (V_s^2 / V_p^2) \times (\Delta \rho / \rho + 2\Delta V_s / V_s) \quad (4)$$

Nas equações acima, θ representa o ângulo de incidência das reflexões, V_p representa a velocidade da onda P do meio, ΔV_p o contraste das velocidades da onda P na interface de reflexão, V_s a velocidade da onda S do meio, ΔV_s o contraste das velocidades da onda S na interface de reflexão, ρ a densidade do meio e $\Delta \rho$ o contraste das densidades na interface de reflexão.

A partir das refletividades adquiridas pelos dados de V_p , V_s e ρ advindos dos produtos da inversão probabilística Bayesiana, convolvidas com a ondaleta estatística das amarrações de poço para a zona de reservatório, se deu a criação dos volumes sísmicos sintéticos. Por

finalidade de testes, dentre toda a variedade de reflexões úteis para empilhamentos do dado sísmico real (empilhamentos de 0° a 40°), foi o empilhamento sintético de 20° a 30° , escolhido para análise das decomposições espectrais e calibração das mesmas, além de posterior calibração com o dado sísmico real de mesmos ângulos de empilhamento (ver Figura 34).

Figura 34 – Volume sísmico 3D, seções sísmicas reais e sintéticas



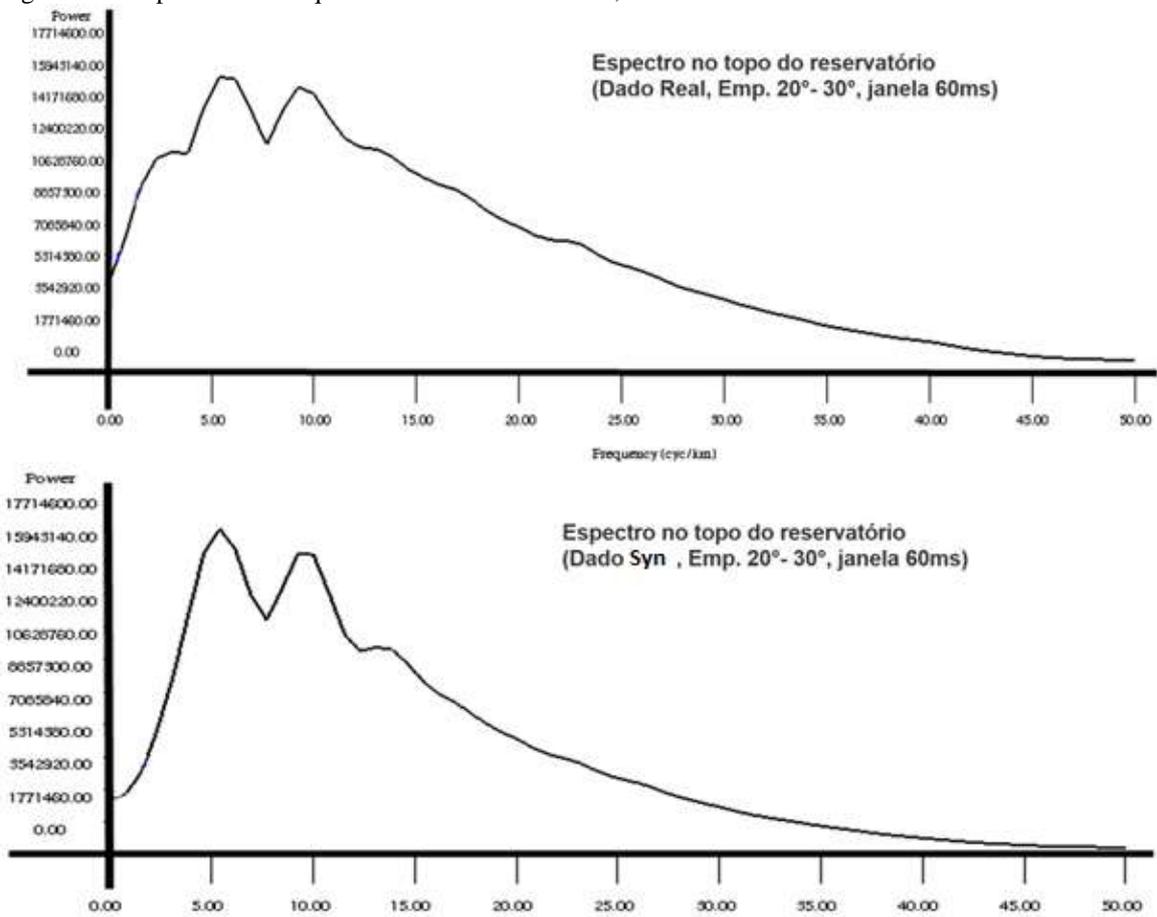
Nota: Volume sísmico 3D sintético, empilhado de 20° - 30° , e comparativo com o dado real e sintético na XL 3259.
Fonte: O autor, 2017.

4.3 Decomposições: Dado sintético 3D e calibração dos *Color Blends de RGB*

Com o dado sísmico 3D sintético empilhado dos ângulos de 20° a 30° , o fluxograma proposto pelo presente estudo foi continuado pelas decomposições espectrais deste dado. Por apresentar em seu espectro médio completo frequências “úteis” de 0Hz a ~ 45 Hz (ver Figura 35), um espectrograma foi criado para definição das frequências de maior contribuição no

intervalo do reservatório (ver Figura 36) para serem decompostas e e selecionadas para a sobreposição de cores do *Color Blend* em *RGB*.

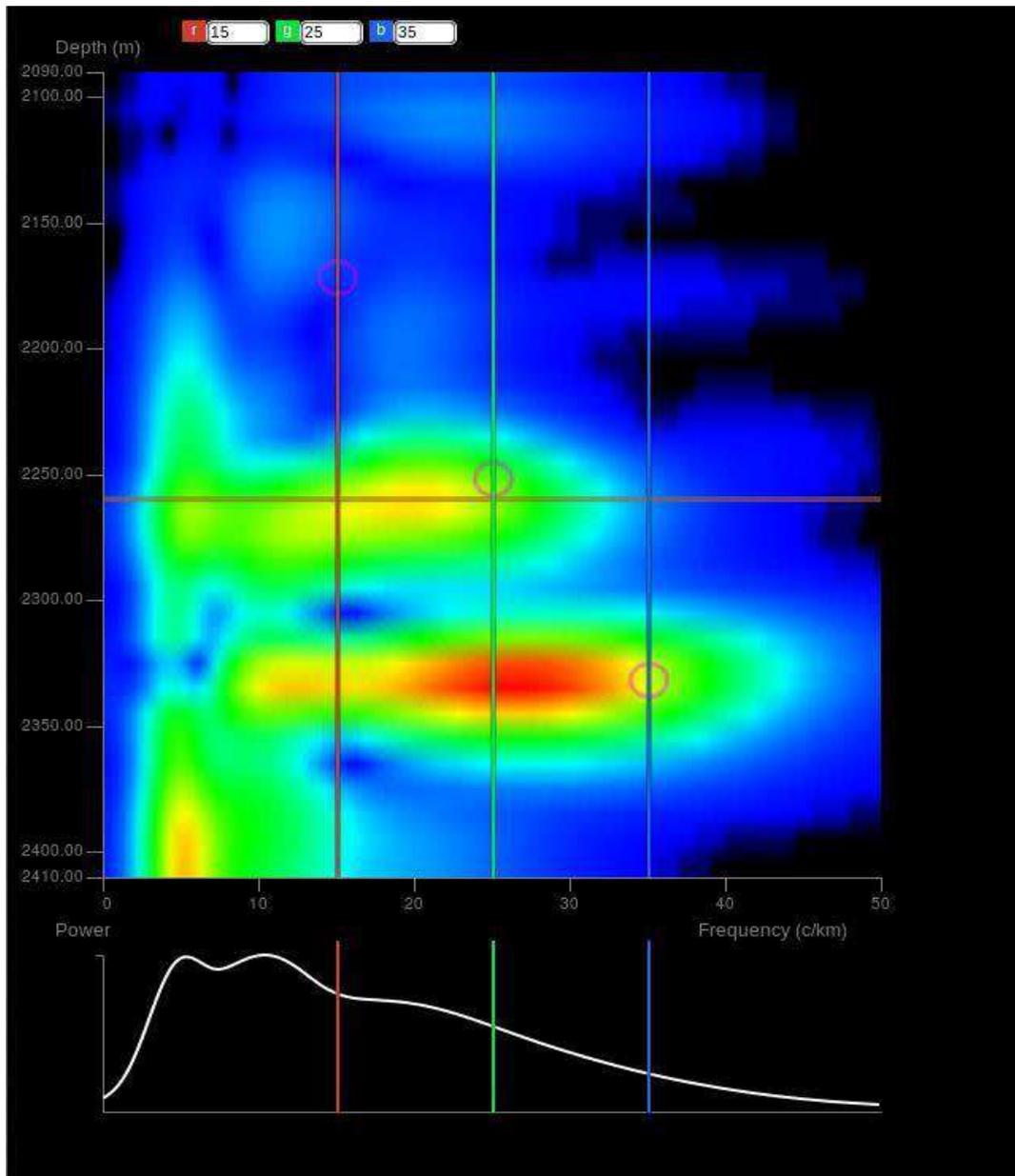
Figura 35 – Espectros de Frequências dos dados sísmicos, real e sintético



Nota: Espectro de Frequências do dado sísmico 3D sintético (comparado com o do dado real), empilhado de 20°-30°. Frequências dominantes em até ~45Hz, com distribuição de frequências similar ao da *wavelet* média das amarrações de poço (ver Figura 31). É possível reparar a remoção das frequências ultrabaixas (0Hz-3Hz) no espectro sintético (inferior), resultado por artifício na elaboração do dado sintético.

Fonte: O autor, 2017.

Figura 36 – Espectrograma de frequências do dado sísmico 3D sintético

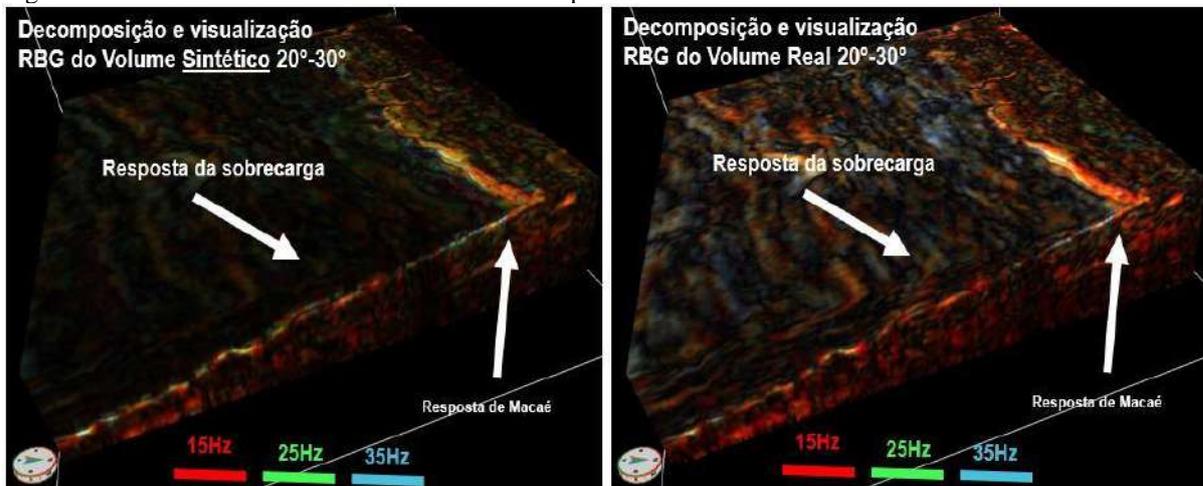


Nota: Espectrograma de Frequências do dado sísmico 3D sintético, empilhado de 20°-30°, revelando frequências de maior contribuição no intervalo do reservatório, destacando as frequências selecionadas. A variação de profundidades do reservatório se deve pela estrutura mergulhante dos mesmos. As frequências selecionadas ignoraram as frequências muito baixas de fortes amplitudes, mais correlacionáveis com a base do reservatório.

Fonte: O autor, 2017.

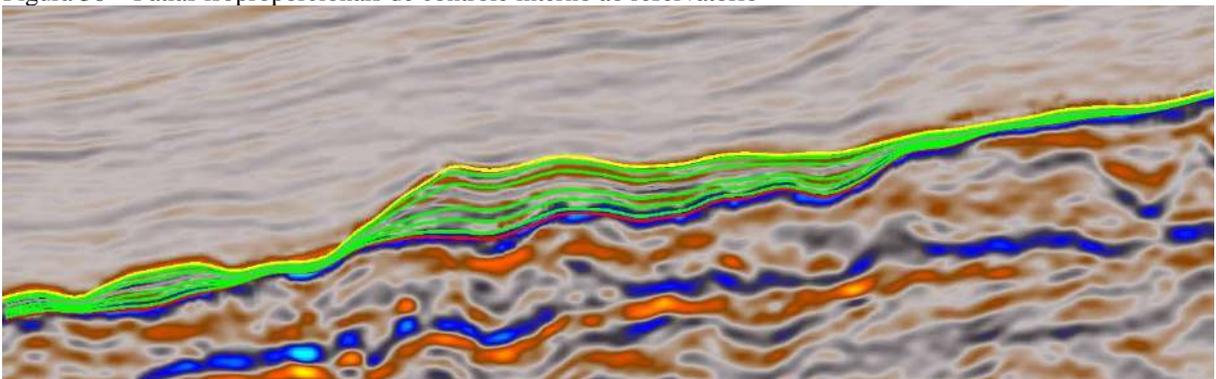
A Figura 37 apresenta o volume sísmico sintético decomposto, e visualizado em RGB (Color Blend). Seis fatias isoproporcionais entre o topo e a base do reservatório foram criadas para ilustrar o comportamento das decomposições visualizadas em Color Blend das frequências selecionadas sobre cada uma das fatias, enaltecendo o comportamento do afinamento do reservatório no dado real e comparando com a zona de afinamento interpretada (onde é sabido pelo modelo controlado em que região o acunhamento deste dado está acontecendo – ver a Figura 38 e Figura 39).

Figura 37 – Volumes sísmicos sintético e real decompostos e visualizados sob o método *RGB Color Blend*



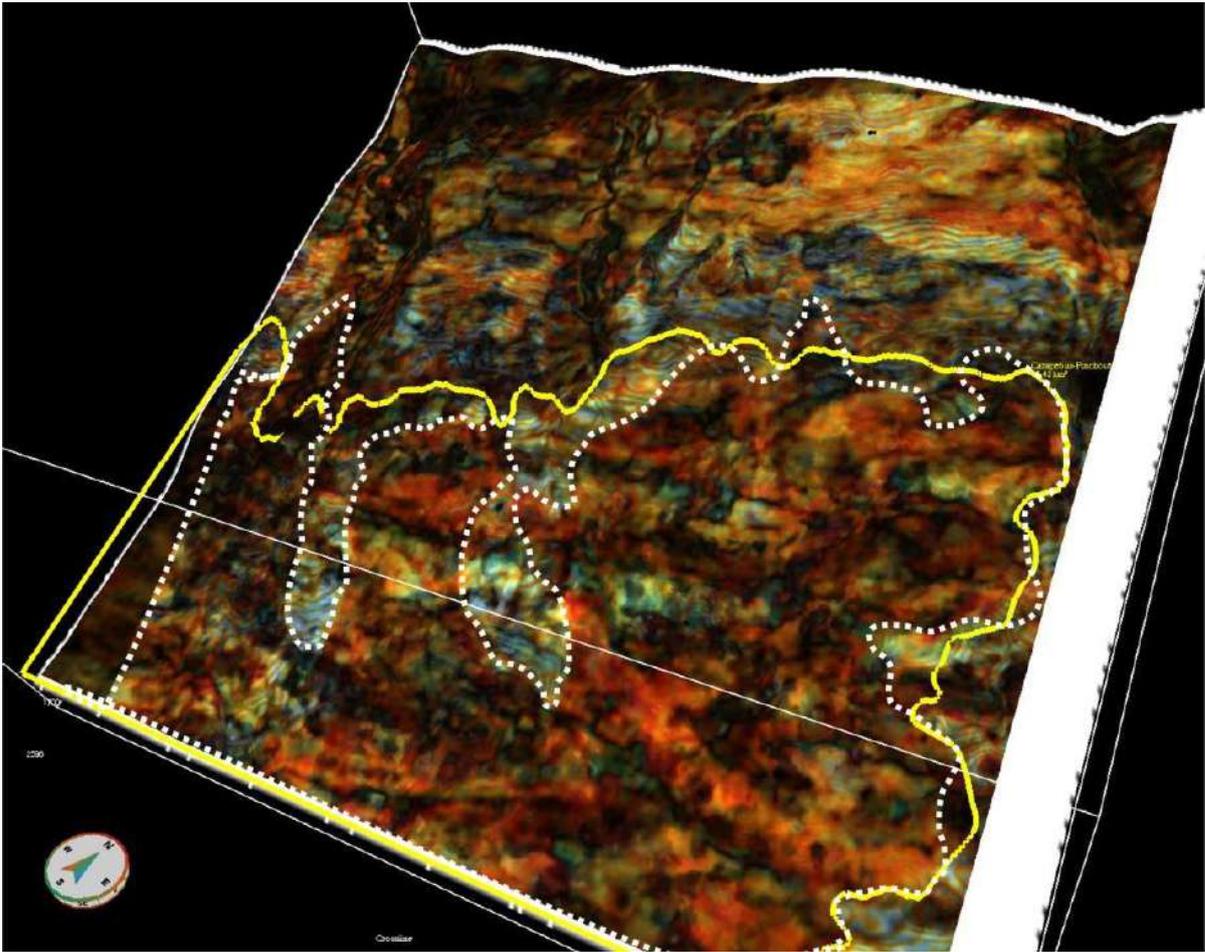
Nota: Volume sintético decomposto e visualizado sob o método *RGB Color Blend* (Comparado com o volume real). A sobrecarga, neste caso, inclui todos os sedimentos tão ou mais rasos que o reservatório e inclui o mesmo.
Fonte: O autor, 2017.

Figura 38 – Fatias isoproporcionais de controle interno ao reservatório



Nota: Fatias isoproporcionais (6, em verde claro) criadas entre o topo e base do reservatório modelado sobre a sísmica sintética, com a finalidade de revelarem adiante o comportamento dos *RGB color blends* sobre os mesmos.
Fonte: O autor, 2017

Figura 39 – Comportamento do dado sintético visualizado sob a forma de *RGB Color Blends*



Nota: Comportamento do dado sintético (empilhamento 20°-30°) decomposto de suas frequências originais e visualizado sob a forma de *RGB Color Blends* das frequências 15Hz (Vermelho), 25Hz (Verde) e 35Hz (Azul), comparados com a limite máximo de acunhamento previamente conhecido (modelo controlado / polígono amarelo). O polígono branco pontilhado, de “acusação” de presença de reservatório pelo método *RGB*, foi definido pela presença da tonalidade marrom avermelhado (claramente presente em áreas de alta espessura), e pela não presença do sombreamento azulado (presente em áreas potencialmente afetadas por erosão). A similaridade entre os polígonos é um efeito esperado por tratar-se de um modelo sintético (apesar de populado com valores reais de inversão).

Fonte: O autor, 2017.

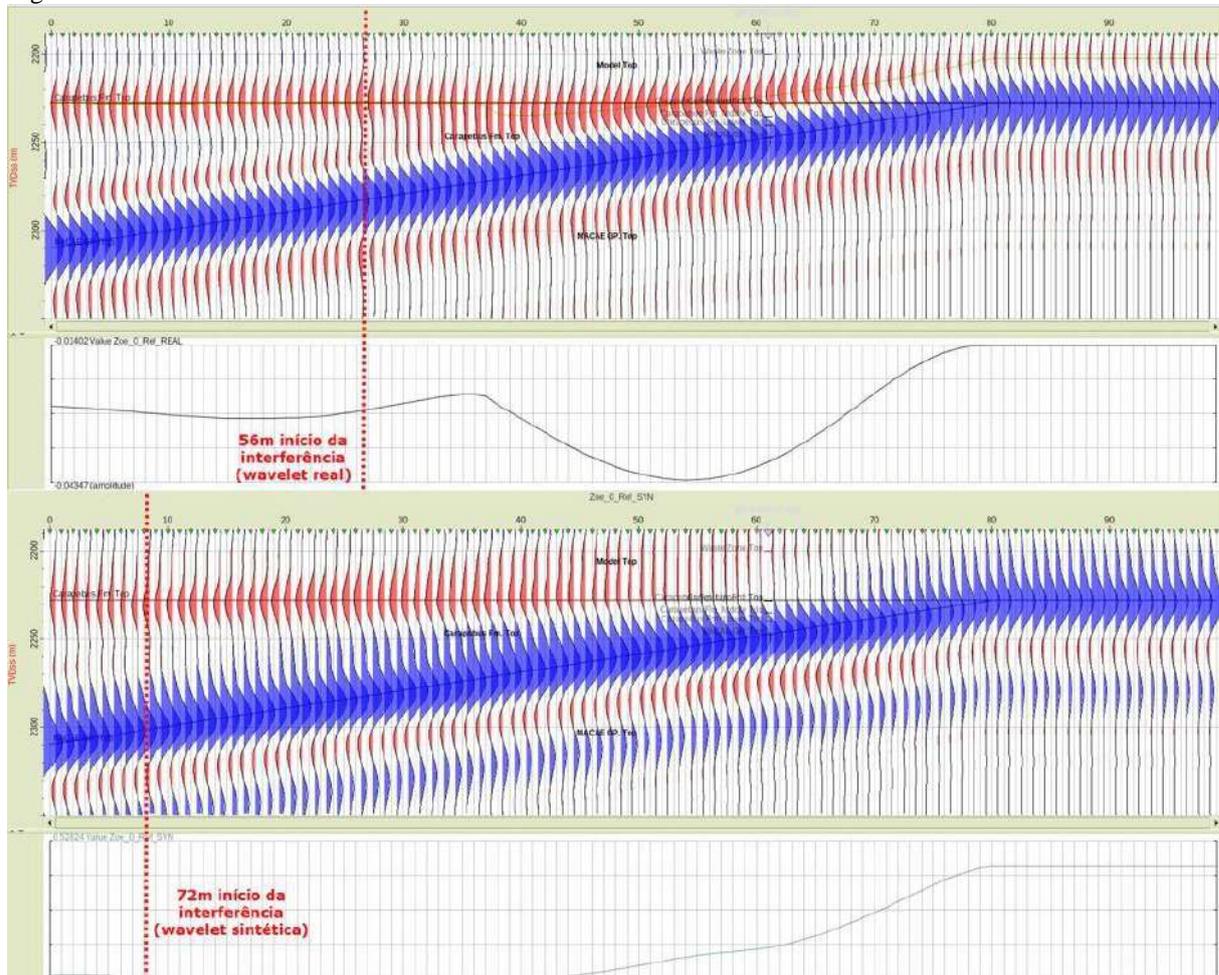
4.4 Correlações de Decomposições Reais e Sintéticas

Ainda como medida de calibração do fluxograma (proposto para solução do problema de delimitação do acunhamento abaixo da resolução vertical sísmica), uma análise comparativa das regiões de *tuning* do dado sintético e do dado real torna-se necessária.

Como ilustrado nas seções “mergulho” da Figura 40 a maior proximidade entre os comportamentos de *tuning* do dado sintético e do dado real revela o quão fidedigno é o modelo

testado. Em um modelo e um dado real com proximidade de comportamento a confiança na calibração testada eleva-se.

Figura 40 – Modelos sísmicos 2D sintéticos de acunhamentos

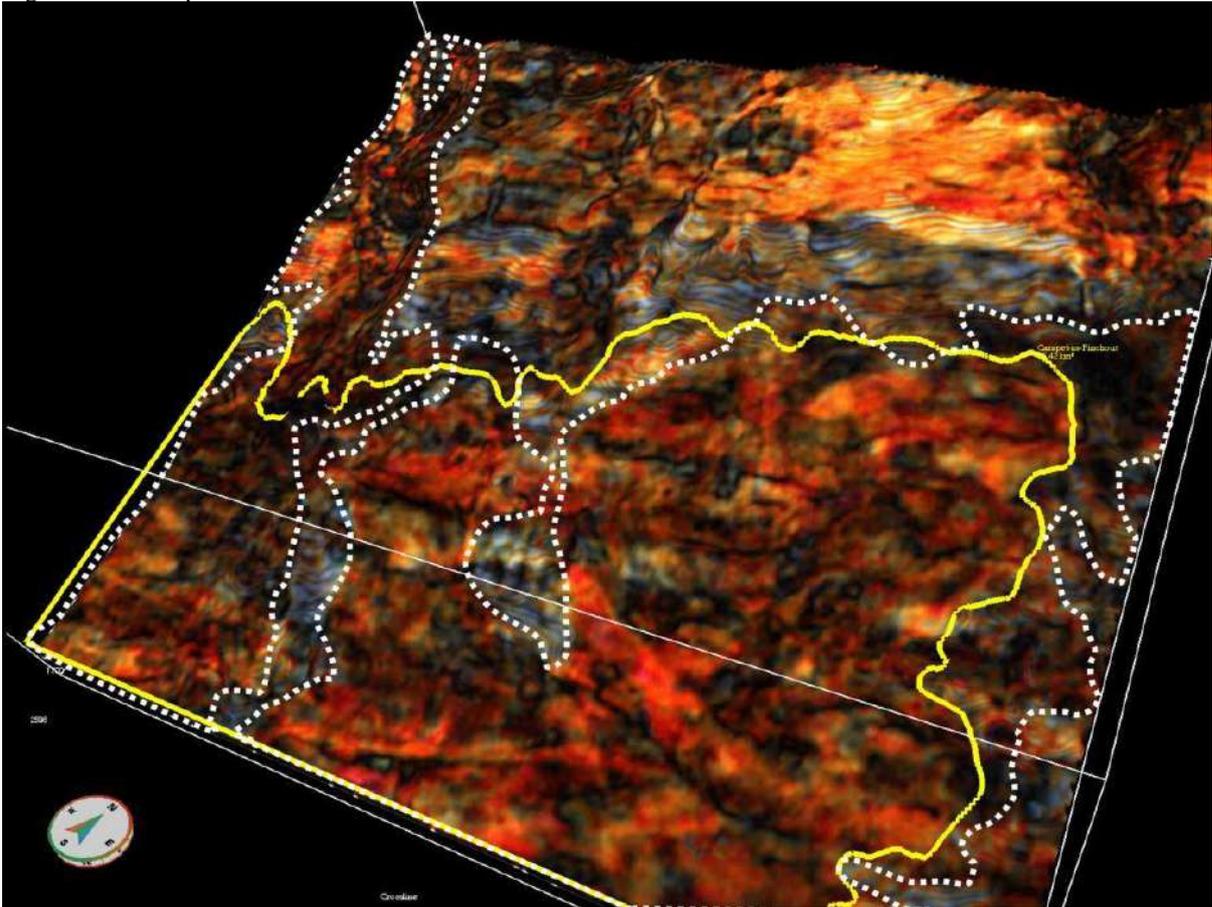


Nota: Comportamentos de *tuning* da *wavelet* sintética (parte inferior da figura) e do *wavelet* real (parte superior da figura).

Fonte: O autor, 2017.

A partir da calibragem do método proposto com o dado sintético descrita no capítulo anterior, o mesmo fluxograma aplicado ao dado sintético foi então aplicado ao dado real com resultados descritos na Figura 40, sobre os mesmos horizontes aplicados à análise do dado sintético da Figura 39 do capítulo anterior. Como adicional calibração destes resultados, as espessuras dos poços que perfuram toda a estratigrafia do reservatório próximo a região de acunhamento (AVAL-SW1, AVAL-SW1D, AVAL-S1 e Prod6) foram então correlacionadas aos resultados finais (ver Figura 42).

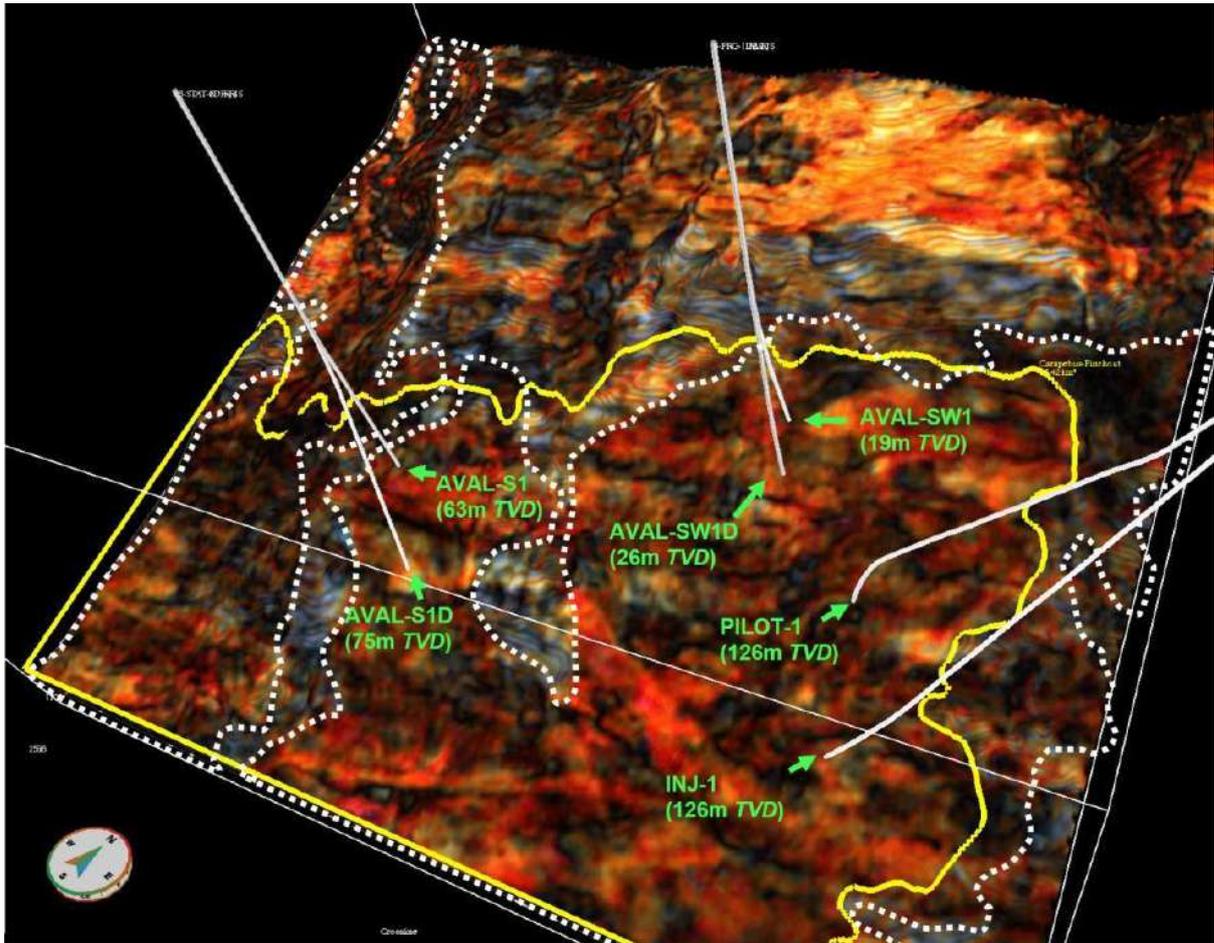
Figura 41 – Comportamento do dado real visualizado sob a forma de *RGB Color Blends*



Nota: Comportamento do real (empilhamento 20°-30°) decomposto de suas frequências originais e visualizado sob a forma de *RGB Color Blends* “calibrados pelo modelo controlado” das frequências 15Hz (Vermelho), 25Hz (Verde) e 35Hz (Azul), comparados com a limite máximo de acunhamento interpretado (polígono amarelo). O polígono branco pontilhado, de “acusação” de presença de reservatório pelo método *RGB*, foi definido pela presença da tonalidade marrom avermelhado também observado no modelo de calibragem.

Fonte: O autor, 2017.

Figura 42 – Correlações dos resultados de poços com os acunhamentos sugeridos pelo resultado dos *RGB Color Blends* nos dados reais



Nota: Correlações da zona de acunhamento sugerida pelo fluxograma proposto no dado real com espessuras de poços (*AVAL-SW1*, *AVAL-SW1D*, *AVAL-S1*, *AVAL-S1D*, *Pilot1* e *Inj1*) perfurados adjacente às zonas de acunhamento. Poços *AVAL-SW1* e *AVALSW1D* abaixo da resolução sísmica vertical.

Fonte: O autor, 2017.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

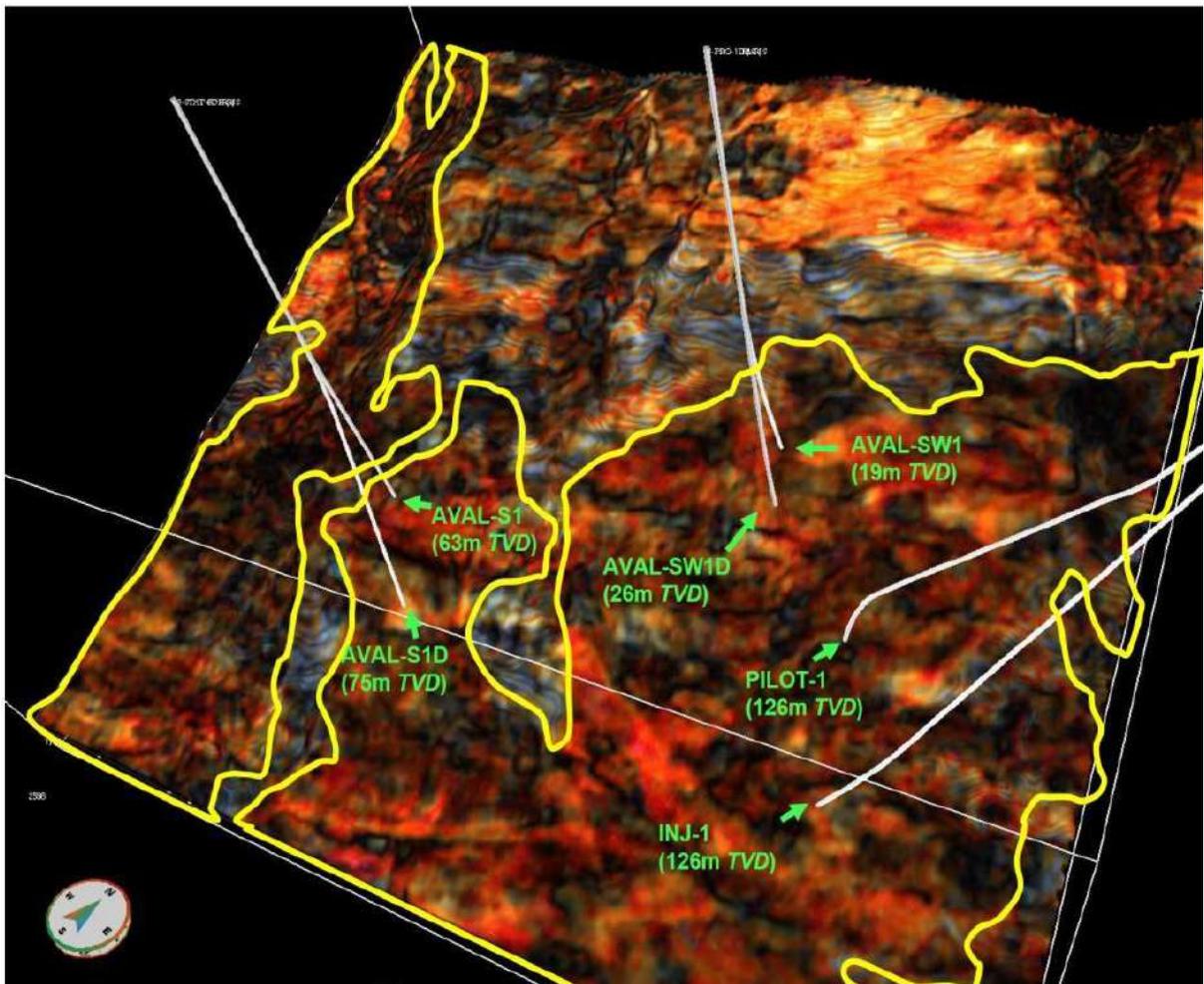
A abordagem do presente trabalho permitiu o mapeamento da zona de acunhamento no dado sísmico real de uma porção restrita do Campo de Peregrino, com maior confiança através aplicação do método de imageamento por decomposições espectrais em visualização *RGB* calibrado. A maior confiança alcançada neste mapeamento se deu pela referida calibração da análise proposta: No dado real comparado com um modelo sísmico sintético controlado de suas espessuras, e adicionalmente com a validação dos resultados através de poços perfurados na zona de acunhamento.

Como resultado final definiu-se uma nova zona de acunhamento (diferente da mapeada pelas interpretações dos dados sísmicos convencionais) com entendimento de presença de reservatório adiante das zonas onde a espessura deste acunhamento reduz-se para abaixo da resolução vertical da sísmica aplicada. Esta zona entre o acunhamento e o limite da resolução sísmica vertical (ver Figura 43), é interpretada e entendida como uma zona do reservatório com potencial para alvos de poços produtores horizontalizados, contudo, de baixa espessura.

Um novo polígono de acunhamento, baseado no método proposto, sugeriu o preenchimento de canais, até então tidos puramente como erosivos, com potencial reservatório, bem como novas compartimentalizações do mesmo, por provável erosão não prevista pelo método sísmico convencional.

Para a alocação de alvos nesta zona, porém, uma análise econômica das reservas presentes nesta zona do reservatório de entendida baixa espessura terá de ser posta em prática, com a finalidade de redução dos riscos de não produção ao qual estes potenciais alvos são expostos.

Figura 43: Nova delimitação do acunhamento baseada no fluxograma executado pelo presente trabalho



Nota: Delimitação com maior confiança da zona de afinamento do reservatório além dos limites da resolução vertical da sísmica.

Fonte: O autor, 2017.

REFERÊNCIAS

- AVSETH, P., FLESCHE, H., WIJNGAARDEN, A.J.V. AVO CLASSIFICATION OF LITHOLOGY AND PORE FLUIDS CONSTRAINED BY ROCK PHYSICS DEPTH TRENDS. 2003. 7F. THE LEADING EDGE, 22(10), 1004–1011, 2003.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T., MAVKO, G. *Quantitative Seismic Interpretation - Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk*. 2005. Cambridge University Press. Cambridge, 2005.
- BATZLE, M., WANG, Z. *Seismic properties of pore fluids*. 1992. Geophysics, 57, 1992.
- BERLINGER, S., VAN WEES, J-D., CLOETINGH S., DOUST, H. *Tectonic subsidence history and source-rock maturation in the Campos Basin, Brazil*. 2012. 19 f. Petroleum Geoscience Vol. 18. EAGE. p 153-172, 2012.
- BROWN, A.R. *Interpretation of three-dimensional seismic data*. 1999. AAPG Memoir 42, Tulsa, Oklahoma, pp. 514, 5th edition, 1999.
- BRUHN, C. H. L., WALKER, R. G. *High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper Cretaceous transgressive megasequence, Campos Basin, offshore Brazil*. 1995. Journal of Sedimentary Research B: Stratigraphy & Global Studies, no. B65, p 4, 1995.
- BULAND, A., OMRE, H. *Joint AVO inversion, wavelet estimation and noise-level estimation using a spatially coupled hierarchical Bayesian model*. 2003. 20 f. Geophysical Prospecting, 51, 531–550, 2003.
- CAINELLI, C., MOHRIAK, W.U. *General evolution of the eastern Brazilian continental margin*. 1999. 4 f. The Leading Edge, p. 800 – 804 and 861, 1999.
- CAINELLI, C., MOHRIAK, W.U. *Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin*. 1999. 10 f. Episodes, vol. 22, n. 3, p. 206 – 216, 1999.
- CARROLL, A. R., BOHACK, K. M. *Lake-type controls on petroleum source rock potential in nonmarine basins*. 2001. 20 f. AAPG Bulletin, v.85, no 6, p. 1033-1053, 2001.
- CASTAGNA, J. P., SUN, S. *Instantaneous spectral analysis: Detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons*. 2003. 7 f. The Leading Edge, Vol.22, 120-127, 2003.
- COBBOLD, P. R., MEISLING, K. E., MOUNT, V. S. *Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil*. 2001. AAPG Bulletin, v. 85, no. 11, 2001.
- CONTRERAS, J., ZÜHLKE, R., BOWMAN, S., BECHSTÄDT, T. *Seismic stratigraphy and subsidence analysis of the southern Brazilian margin (Campos, Santos and Pelotas basins)*. 2010. 28 f. Marine and Petroleum Geology, v. 27, no. 9, p. 1952-1980, 2010.

- DAS UJJAL K., PANT D. C., PARIDA G., RASTOGI R., BHARDWAJ A. *Application of Multi-Attributes and Spectral Decomposition with RGB blending for understanding the stratigraphic features: A Case study*. 2013. 10th Biennial International Conference & Exposition, Corporate Exploration Centre-ONGC Group, New Delhi, 2015.
- DAVIDSON, I. *Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins*. 2007. 14 f. Special Publications 272, Geological Society, London., pp. 345-359, 2007.
- ERLANGGA, G., AFAFA, K., SUDARMAJI. *Color Blending On Spectral Decomposition Method For Delineating Geological Features*. 2013. Thirty-Seventh Annual Convention & Exhibition, 2013.
- GRÉLAUD, C. *Seismic interpretation Peregrino area - South Atlantic, Macaé Formation (Albian)*. 2012. Bordeaux University, France, p. 172, 2012.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P., LUCCHESI, C. F. *Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin*. 1989. 76 f. in Edwards J. D., S. P., ed., *Divergent/Passive Margin Basins*, p. 3-79, 1989.
- HALL, M., TROUILLOT, E. *Predicting stratigraphy with spectral decomposition*. 2004. CSEG National Convention / Section: Great Explorations – Canada and Beyond, 2004.
- HAN, C., SZAFIAN, P. *Calibration of Frequency Decomposition Color Blends using Forward Modelling- Examples from the Scarborough Gas Field*. 2017. 79th EAGE Conference & Exhibition, Paris, 2017.
- HENDERSON, J., PURVES, S. J., LEPPARD, C. *Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multi-channel volumetric spectral decomposition data*. 2007. 6 f. *First Break*, 25, 87-93, 2007.
- HENDERSON, J., PURVES, S. J., FISHER, G. *Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attribute volumes*: 2008. 8 f. *The Leading Edge*, 27, 342–350, 2008.
- KALLWEIT, R. S. & WOOD, L. C. *The limits of resolution of zero-phase wavelets*. 1982 .11 f. *Geophysics*, 47: 1035-1046, 1982.
- KISHORE, M., SHARMA, S., KUMAR, B., SRIVASTAVA A. *An approach to net thickness estimation using spectral decomposition*. 2006. *Geo-horizons*, January/#61, 2006.
- MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J. *The rock physics handbook*. 1998. 474 f. Cambridge University Press, Cambridge, 1998.
- MOHRIAK W. U., MELLO M. R., KARNER, G. D., DEWEY, J. F., MAXWELL, J. R. *Structural and Stratigraphic Evolution of the Campos Basin, Offshore Brazil*. 1989. 21 f. AAPG Memoir M 46, Chapter 38: Analogs, p. 577-598. Id A156, 1989.
- MOHRIAK, W. U., MELLO, M. R., DEWEY, J. F., MAXWELL, J. R. *Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil*. 1990. 21 f. Geological Society, London, Special Publications, v. 50, p. 119-141, 1990.

MUNIZ, M. C, PROENÇA, T., JILINSKI, P. *Utilização de Color Blend de Atributos sísmicos na Exploração e Desenvolvimento da Produção – Redução de Riscos*. 2015. 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, 2015.

OKOYA, D.A. *Spectral properties of the earth's contribution to seismic resolution*. 1995. 10 f. *Geophysics*, 60, 241-251, 1995.

PARTYKA, G., GRIDLEY, J. *Interpretational aspects of spectral decomposition*. 1997. Abstract, Istanbul, Turkey 1997.

PARTYKA, G., GRIDLEY, J., LOPEZ, J. *Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization*. 1999. 7 f. *The Leading Edge*, Vol.18, 353- 360, 1999.

POSAMENTIER, H. W., KOLLA, V. *Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Deep-Water Deposits Elements in Deep-Water Settings*. 2003. 21 f. *Journal of Sedimentary Research SEPM*, P. 367 - 388, Volume Vol. 73, Issue No. 3, 2003.

PORTNIAGUINE, O., J. P. CASTAGNA. *Spectral inversion: Lessons from modeling and Boonesville case study*. 2005. 3 f. 75th SEG Meeting, 1638-1641, 2005.

RIMSTAD, K., OMRE, H. *Bayesian lithology/fluid inversion constrained by rock physics depth trends and a Markov random field*. 2009. Publication, 2009.

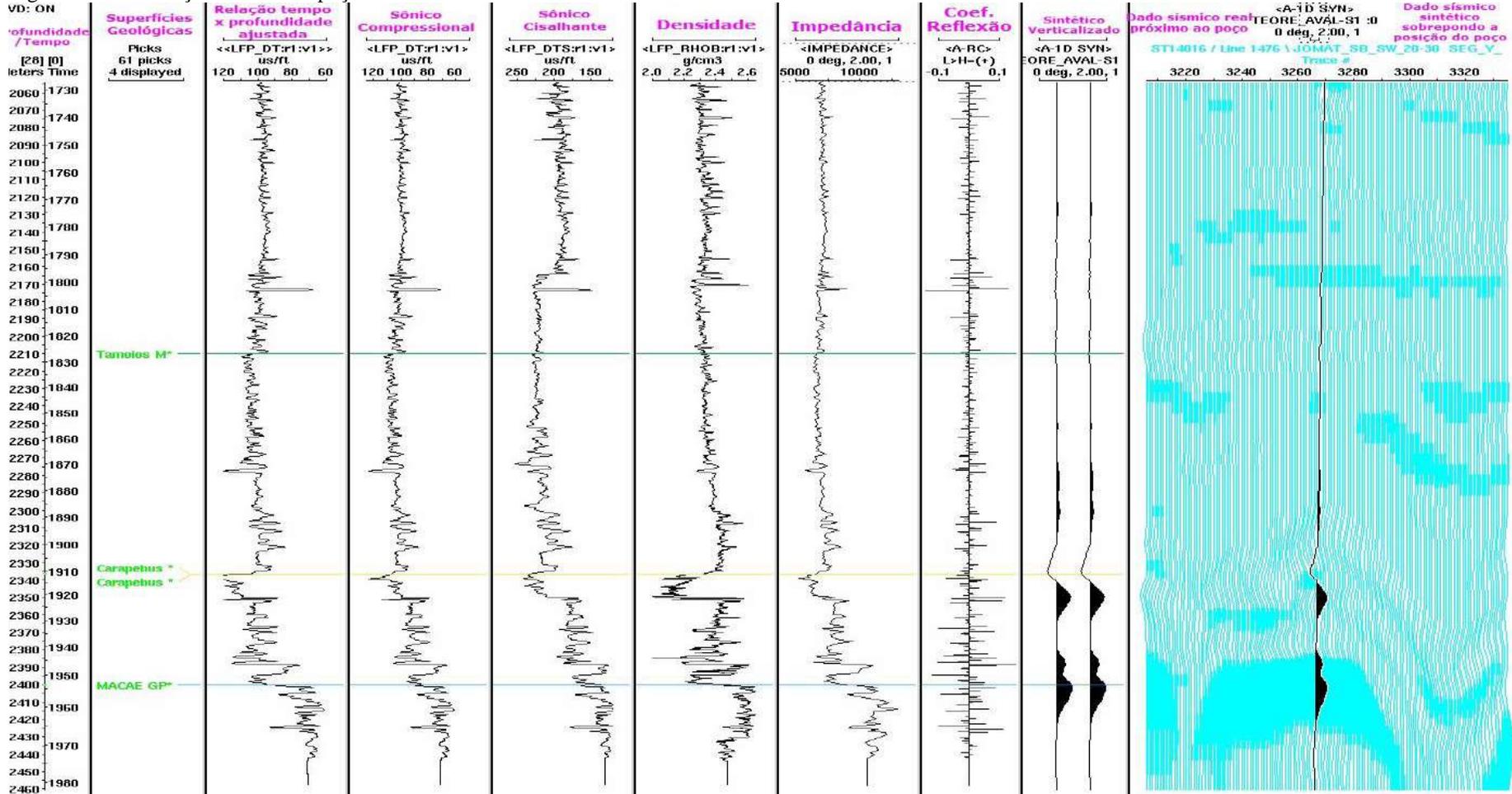
WEIDESS, M.B. *How thin is a thin bed*. 1973. 14 f. *Geophysics*, 38, 1176-1180, 1973.

WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANCA, A. B. *Bacia de Campos: Boletim de Geociências Petrobras*. 2007. 18 f. v. 15, no. 2, p. 511–529, 2007.

ZOEPPRITZ K. *Über Reflexion ad Durchgang seismischer wellen durch Unstetigkeitsflächen*: Göttinger Nach. 1919. 18 f. *Erdbebenwellen VIII B*, 66-84, 1919.

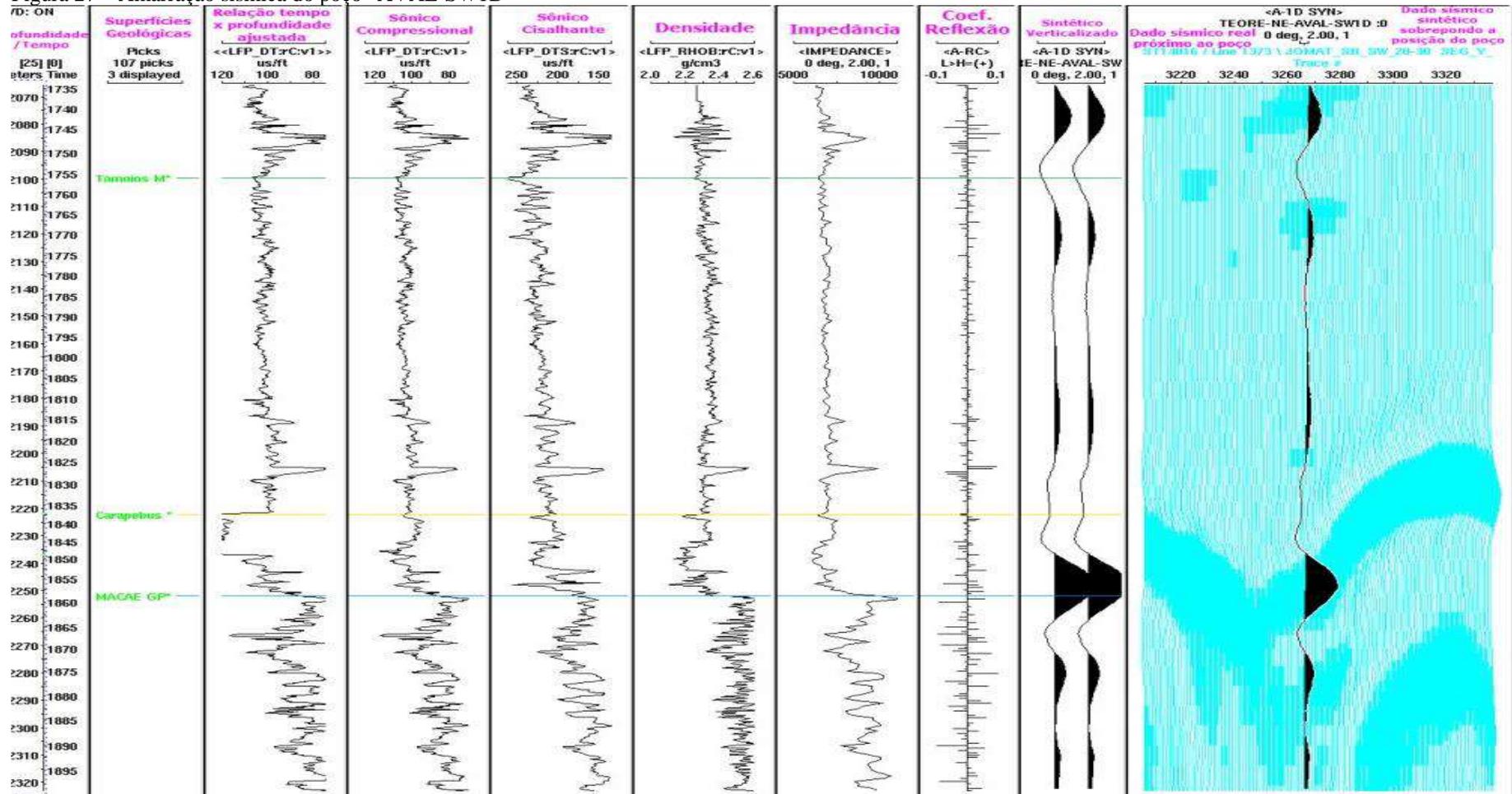
APÊNDICE - Amarrações sísmicas de poços de referência

Figura 26 – Amarração sísmica do poço “AVAL-S1”



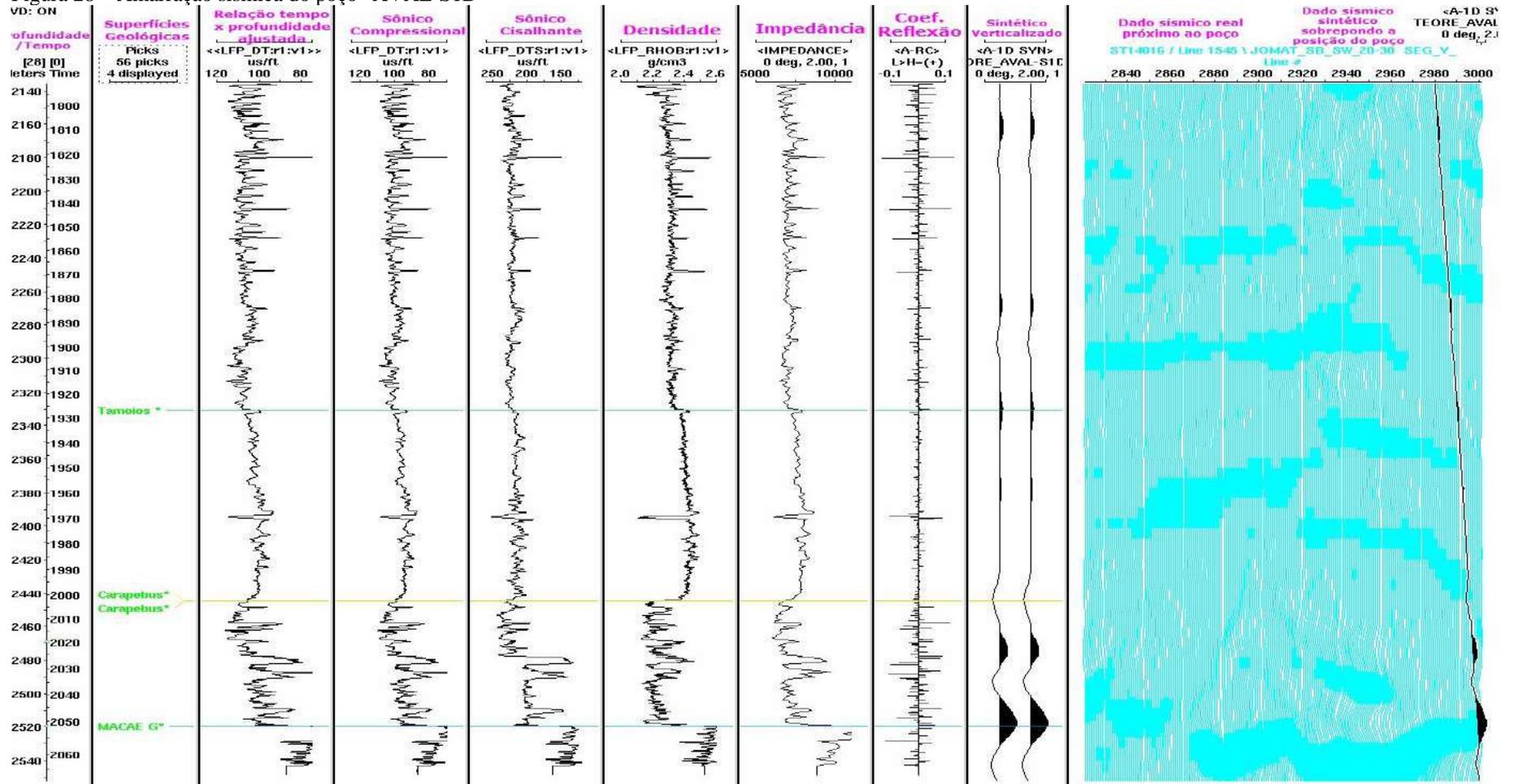
Fonte: O autor, 2017.

Figura 27 – Amarração sísmica do poço “AVAL-SWID”



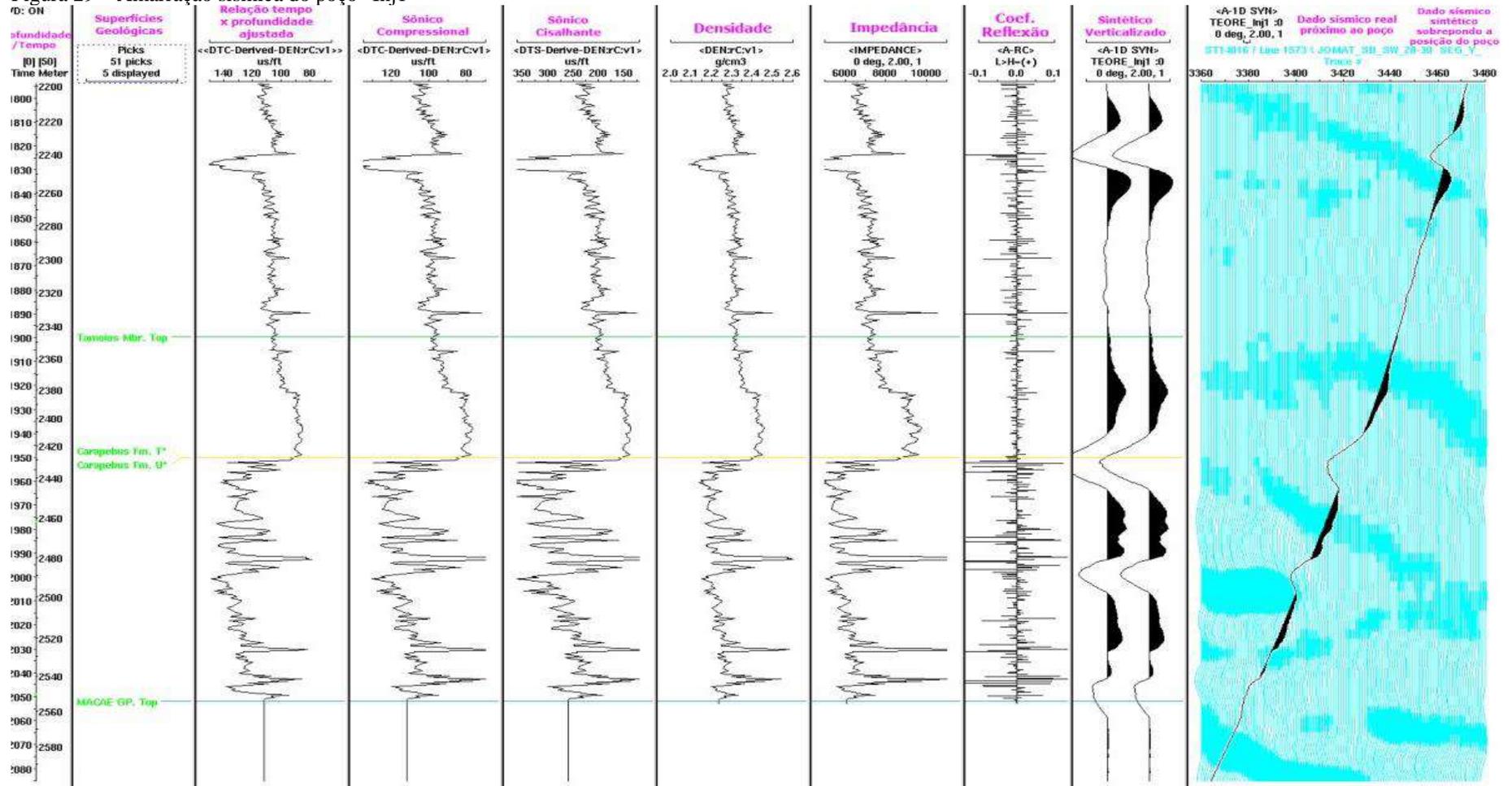
Fonte: O autor, 2017.

Figura 28 – Amarração sísmica do poço “AVAL-S1D”



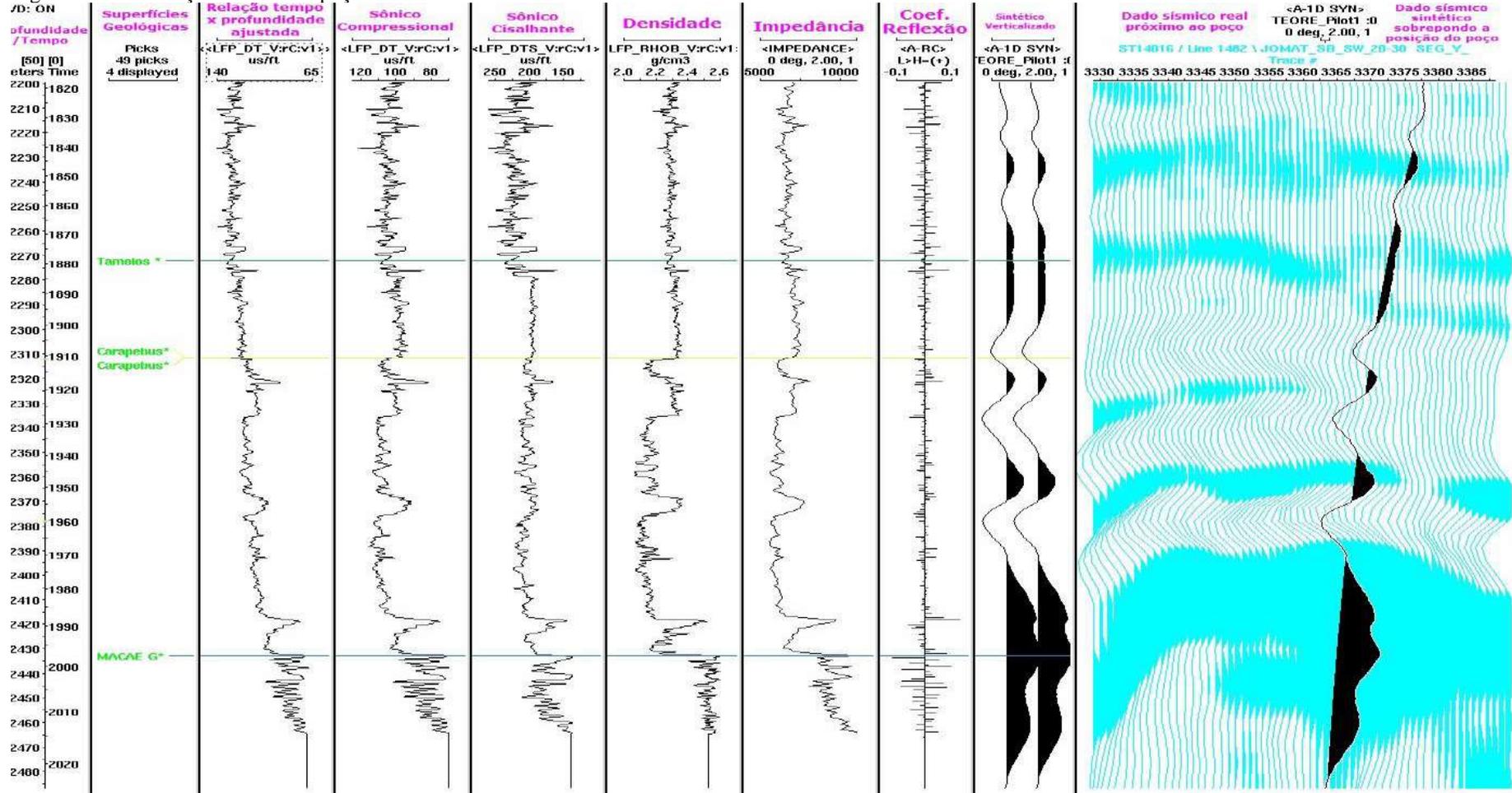
Fonte: O autor, 2017.

Figura 29 – Amarração sísmica do poço “Inj1”



Fonte: O autor, 2017.

Figura 30 – Amarração sísmica do poço “Pilot1”



Fonte: O autor, 2017.