



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Lizbeth Paola Calizaya Sunchulli

**Análise Petrogeofísica integrada com a Sismoestratigrafia no Oligo-
Mioceno, Sul da Bacia de Santos**

Rio de Janeiro

2019

Lizbeth Paola Calizaya Sunchulli

**Análise Petrogeofísica integrada com a Sismoestratigrafia no Oligo-Mioceno, Sul da
Bacia de Santos**

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

Orientador: Prof. Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves

Coorientadores: Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade

Dr. Jobel Lourenço Pinheiro Moreira

Rio de Janeiro

2019

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

S957 Sunchulli, Lizbeth Paola Calizaya.
Análise petrogeofísica integrada com a sismoestratigrafia no Oligo-Mioceno,
sul da Bacia de Santos / Lizbeth Paola Calizaya Sunchulli. – 2019.
134 f.: il.

Orientador: Hernani Fernandes Aquini Chaves.

Coorientador: Marcus Vinicius Berao Ade e Jobel Lourenço Pinheiro
Moreira.

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

1. Petrofísica – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 2. Sismologia – Santos, Bacia
de (SP) – Teses. 3. Reservatórios – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 4. Geologia
estratigráfica – Teses. I. Chaves, Hernani Fernandes Aquini. II. Ade, Marcus
Vinicius Berao. III. Moreira, Jobel Lourenço Pinheiro. IV. Universidade do
Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. V. Título.

CDU 552:550.3(815.6)

Bibliotecária responsável: Taciane Ferreira da Silva / CRB-7: 6337

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

Assinatura

Data

Lizbeth Paola Calizaya Sunchulli

**Análise Petrogeofísica integrada com a Sismoestratigrafia no Oligo-Mioceno, Sul da
Bacia de Santos**

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

Aprovada em 26 de novembro de 2019.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves (Orientador)
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao
Faculdade de Geologia – UERJ

Dr. Jobel Lourenço Pinheiro Moreira
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Sergio Bergamashi
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof.^a Dra. Eliane da Costa Alves
Universidade Federal Fluminense

Mr. Albano da Costa Bastos
Ecopetrol

Rio de Janeiro

2019

DEDICATORIA

Dedico esse trabalho a meus pais Elizabeth e Juan, meus irmãos Estefany, Juan Franco e Luis Jonatan e meu lindo sobrinho Matias.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por tudo o que aconteceu ao longo desses anos fazendo o mestrado.

Aos meus pais Elizabeth e Juan, pela compreensão, orações e incentivo emocional ao longo dessa jornada.

Aos professores Dr. Hernani Chaves e Dr. Marcus Berao, pelo apoio e confiança nesse projeto.

Ao Jobel Moreira pelos ensinamentos, paciência e orientação.

Ao Jarrod Dunne pela disposição em todo momento e paciência em me orientar a distância.

Ao Andrés Gordon pela proatividade em me ajudar e ter feito a leitura crítica da tese.

Ao Albano, Dra. Eliane e Dr. Sergio pelo aceite ao convite de participação na banca do meu mestrado.

Ao Tim Hosking, Cesar Ardiles e Antonio Tisi por ter me dado a disponibilidade de assistir as aulas e seminários durante o mestrado.

A Joanna Hansford pelo suporte no uso do *Rokdoc*.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis – ANP pela disponibilização dos dados utilizados no presente trabalho.

Finalmente agradeço a todos os amigos e colegas que de alguma ou outra forma me acompanharam e ajudaram durante esses anos.

RESUMO

SUNCHULLI, Lizbeth Paola Calizaya. *Análise petrogeofísica integrada com a sismoestratigrafia no Oligo-Mioceno, sul da Bacia de Santos*. 2019. 134f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

Um estudo de petrogeofísica integrado com a sismoestratigrafia foi conduzido para prever a qualidade do reservatório, a presença de fluidos e a variabilidade espacial que são propriedades críticas na exploração da sequência deposicional (SD) E80 - Oligoceno Superior e da sequência deposicional (SD) N10 - Mioceno Inferior no sul da Bacia de Santos. A análise sismoestratigráfica permitiu diferenciar os ambientes deposicionais associados à paleofisiografia da SD-E80 e SD-N10, reconhecendo-se a plataforma, as mudanças da quebra da plataforma, o talude e a bacia. A petrofísica em três poços-chave, 1-SCS-7, 1-SPS-58 e 3-SPS92, revelou diferenças na qualidade dos reservatórios nos ambientes deposicionais mencionados acima e permitiu a integração da petrogeofísica com a sismoestratigrafia através do uso de *templates* de física de rochas (RPT). A modelagem sintética AVO da linha sísmica 0258-1303 demonstrou o grau em que o ambiente deposicional, as fácies e os fluidos afetaram a resposta AVO da SD-E80 e SD-N10. A substituição de fluidos usando as equações de Gassmann mostrou o efeito dos hidrocarbonetos nos arenitos a fim de obter um senso de magnitude em relação aos efeitos deposicionais nas amplitudes sísmicas e AVO.

Palavras-chave: Reservatórios. Oligo-Mioceno. Atributos. Petrofísica. Sismoestratigrafia. Petrogeofísica. Física de rochas. AVO.

ABSTRACT

SUNCHULLI, Lizbeth Paola Calizaya. *Rock Physics Analysis integrated to Seismic Stratigraphy in the Oligo-Miocene, southern Santos basin*. 2019. 134f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

Rock physics can be integrated with seismic stratigraphy to predict reservoir quality, presence of fluids and spatial variability, which are critical properties in exploration of the depositional sequence (SD) E80 - Upper Oligocene and in the depositional sequence (SD) N10 - Lower Miocene in the south of the Basin Santos. Seismic stratigraphic analysis made it possible to differentiate the depositional environments associated with the paleo-physiography of the SD-E80 and SD-N10, recognizing the shelf, the changes in the shelf-break, the slope and the basin. Petrophysics on three key wells, 1-SCS-7, 1-SPS-58 and 3-SPS-92 revealed differences in the quality of the reservoirs in the above-mentioned depositional environments and enabled an integration of rock physics with seismic stratigraphy through the use of rock physics templates (RPT). Synthetic AVO modelling of the seismic line 0258-1303 demonstrated the degree to which the depositional environment, facies and fluids affected the AVO response of SD-E80 and SD-N10. Fluid substitution using the Gassmann equations showed the effect of hydrocarbons in the sandstones in order to obtain a sense of magnitude relative to the depositional effects on seismic amplitudes and AVO.

Keywords: Reservoirs. Oligo-Miocene. Attributes. Petrophysics. Seismic stratigraphy. Rock physics. AVO.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Mapa de Localização da área de estudo.....	16
Figura 2 –	Fluxograma de trabalho.....	17
Figura 3 –	Mapa estrutural generalizado do Oceano Atlântico Sul.....	19
Figura 4 –	Modelo evolutivo para a margem continental divergente.....	21
Figura 5 –	Oligo-Mioceno na carta Estratigráfica da Bacia de Santos.....	24
Figura 6 –	Elementos dos Sistemas Petrolíferos na Bacia de Santos.....	26
Figura 7 –	Mapa base mostrando a base de dados do projeto.....	27
Figura 8 –	Exemplo do condicionamento do perfil de GR no poço 1-SCS-1.....	30
Figura 9 –	Comparação dos dados originais e condicionados do poço 1-SCS-7 previa amarração sísmica-poço.....	32
Figura 10 –	Relação Densidade – Velocidade.....	32
Figura 11 –	Perfis de pseudo-densidade gerados nos poços 1-SPS-17, 1-SCS-6, 3-SCS- 15 e 1-SPS-80 usando a equação de Gardner	33
Figura 12 –	Fluxo de trabalho para gerar um sismograma sintético.....	34
Figura 13 –	Amarração do poço 1-SCS-7.....	34
Figura 14 –	Distância dos poços com as linhas sísmicas 2D.....	35
Figura 15 –	Análise de Dados Cronoestratigráficos e Definição de Idade das Superfícies Estratigráficas identificadas – Parte I.....	37
Figura 16 –	Análise de Dados Cronoestratigráficos e Definição de Idade das Superfícies Estratigráficas identificadas – Parte II.....	38
Figura 17 –	Terminações de refletores.....	45
Figura 18 –	Exemplos de sismofácies.....	46
Figura 19 –	Características geomorfológicas na interpretação de sismofácies.....	47
Figura 20 –	Arquitetura deposicional em função da acomodação e o aporte de sedimentos.....	49
Figura 21 –	Superfícies estratigráficas principais.....	50
Figura 22 –	Arquitetura deposicional agrupada em tratos de sistemas.....	51
Figura 23 –	Posição da petrogeofísica na interpretação qualitativa e quantitativa.....	53
Figura 24 –	Movimento de partícula associado à deformação elástica de um médio pela onda P.....	55

Figura 25 – Movimento de partícula associado à deformação elástica de um médio pela onda S.....	55
Figura 26 – Exemplo conceitual mostrando vários controles geológicos nos modelos de física de rochas e o modelo de fluido de poros.....	58
Figura 27 – Tendências de física de rochas fornecendo uma descrição completa das propriedades elásticas.....	61
Figura 28 – Representação do modelo “Friable-sand” e as variações sedimentológicas correspondentes.....	62
Figura 29 – Comparação da variação da curva eustática, carta estratigráfica da Bacia de Santos e Limites de Sequências mapeados.....	68
Figura 30 – Mapas estruturais dos limites das sequências do Oligo-Mioceno.....	70
Figura 31 – Movimentação da quebra da plataforma no Oligo-Mioceno.....	71
Figura 32 – Paleofisiografia do Oligo-Mioceno – Linha sísmica 0258-1303.....	72
Figura 33 – Interpretação estratigráfica no Mioceno inferior.....	73
Figura 34 – Paleofisiografia do Oligoceno.....	75
Figura 35 – Distribuição de lobos turbidíticos amalgamados no Oligoceno superior SD-E80 78.....	76
Figura 36 – Paleofisiografia do Mioceno Inferior.....	77
Figura 37 – Distribuição de lobos turbidíticos amalgamados no Mioceno inferior SD-N10.....	78
Figura 38 – Análise de estratigrafia de sequências no poço 1-SCS-7.....	80
Figura 39 – Localização dos 3 poços chaves interpretados.....	81
Figura 40 – Interpretação petrofísica poço 1-SCS-7.....	83
Figura 41 – Interpretação petrofísica poço 1-SPS-58.....	84
Figura 42 – Interpretação petrofísica poço 3-SPS-92.....	85
Figura 43 – Esquema de integração Sismoestratigrafia – Petrofísica – Física de rochas.....	86
Figura 44 – Substituição de fluidos do poço 3-SPS-92.....	89
Figura 45 – Regressão V_p/V_s dos poços 1-SPS-58 e 3-SPS-92 para o reservatório e não reservatório	91
Figura 46 – Layout do poço 1-SCS-7 incluindo o V_s estimado.....	92
Figura 47 – Porosidade vs Profundidade below mudline (Zbml).....	94
Figura 48 – Exemplo de bloqueio de perfis no poço 3-SPS-92.....	96
Figura 49 – Comparação de perfis não processados e bloqueados.....	97
Figura 50 – Crossplots de logfácies na plataforma.....	100

Figura 51 –	Crossplots de logfácies na Bacia.....	101
Figura 52 –	Relação entre reservatórios e encaixantes.....	103
Figura 53 –	Linha sísmica 0258-1303 modelada em Rokdoc 2D.....	104
Figura 54 –	Arcabouço da linha sísmica 0258-1303 modelada em Rokdoc 2D.....	105
Figura 55 –	Variação de Vp por zona em brine case.....	106
Figura 56 –	Variação de Vs por zona em brine case.....	106
Figura 57 –	Variação de RHOB por zona em brine case.....	107
Figura 58 –	Condição inicial a rocha seca (dry).....	108
Figura 59 –	Rocha seca (dry) a condição final.....	108
Figura 60 –	Variação de Vp em oil case para o arenito da Bacia no Oligoceno superior..	109
Figura 61 –	Variação de Vs em oil case para o arenito da Bacia no Oligoceno superior...	109
Figura 62 –	Variação de RHOB em oil case para o arenito da Bacia no Oligoceno superior.....	110
Figura 63 –	Ondícula a ser convolvida.....	111
Figura 64 –	Sintético brine case, full-stack (0 ⁰ -45 ⁰).....	112
Figura 65 –	Sintético brine case, near (0 ⁰ -15 ⁰).....	112
Figura 66 –	Sintético brine case, far (30 ⁰ -45 ⁰).....	113
Figura 67 –	Sintético oil case, full-stack (0 ⁰ -45 ⁰).....	113
Figura 68 –	Sintético oil case, near (0 ⁰ -15 ⁰).....	114
Figura 69 –	Sintético oil case, near (30 ⁰ -45 ⁰).....	114
Figura 70 –	Atributos medidos na zona correspondente a T1 - Mioceno.....	116
Figura 71 –	Atributos medidos na zona correspondente a T3 - Mioceno.....	116
Figura 72 –	Atributos medidos na zona correspondente a T4 – Mioceno.....	116
Figura 73 –	Atributos medidos na zona correspondente a T4 - Oligoceno.....	116
Figura 74 –	Exemplos de crossplots de AVO.....	118
Figura 75 –	Elementos analisados no crossplot far versus near.....	118
Figura 76 –	Análise de atributos AVO (T1 – Mioceno).....	120
Figura 77 –	Análise de atributos AVO (T3 – Mioceno).....	121
Figura 78 –	Análise de atributos AVO (T4 – Mioceno).....	122
Figura 79 –	Análise de atributos AVO (T4 – Oligoceno).....	123
Figura 80 –	Crossplots far versus near para todas as fácies.....	125
Figura 81 –	Crossplots de efeitos concorrentes.....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Dados de poços disponibilizados.....	28
Tabela 2 –	Sísmica 2D utilizada no mapeamento semi-regional.....	29
Tabela 3 –	Padronização de mnemônicos e unidades.....	31
Tabela 4 –	Resumo dos poços com datação no Oligo-Mioceno.....	36
Tabela 5 –	Gradientes de temperatura dos poços chaves.....	43
Tabela 6 –	Características de fácies sísmicas e seu significado geológico.....	47
Tabela 7 –	Tratos de sistema e padrões de empilhamento.....	52
Tabela 8 –	Módulos elásticos de diversos minerais.....	57
Tabela 9 –	Resumo dos três limites de sequência interpretados na sísmica.....	68
Tabela 10 –	Sumário petrofísico poço 1-SCS-7.....	84
Tabela 11 –	Sumário petrofísico poço 1-SPS-58.....	85
Tabela 12 –	Sumário petrofísico poço 3-SPS-92.....	86
Tabela 13 –	Dados de entrada para a análise de Física de Rochas.....	87
Tabela 14 –	Resumo dos principais grupos (clusters) identificados.....	93
Tabela 15 –	Resumo das equações para cada tendência (trends).....	93
Tabela 16 –	Litologias interpretadas no perfil composto.....	95
Tabela 17 –	Inputs logfácies 1.....	99
Tabela 18 –	Inputs logfácies 2.....	99
Tabela 19 –	Inputs logfácies 3.....	99
Tabela 20 –	Inputs logfácies 4.....	99
Tabela 21 –	Atributos medidos na zona correspondente a T1 - Mioceno.....	115
Tabela 22 –	Atributos medidos na zona correspondente a T3 – Mioceno.....	115
Tabela 23 –	Atributos medidos na zona correspondente a T4 - Mioceno.....	115
Tabela 24 –	Atributos medidos na zona correspondente a T4 – Oligoceno.....	115
Tabela 25 –	Elementos analisados no crossplot (T1 – Mioceno).....	120
Tabela 26 –	Elementos analisados no crossplot (T3 – Mioceno).....	121
Tabela 27 –	Elementos analisados no crossplot (T4 – Mioceno).....	122
Tabela 28 –	Elementos analisados no crossplot (T1 – Oligoceno).....	123
Tabela 29 –	Resumo dos elementos analisados em todos os crossplots.....	126

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	13
1	OBJETIVOS E GENERALIDADES.....	14
1.1	Objetivos.....	14
1.2	Localização da área de estudo.....	14
1.3	Fluxograma do trabalho.....	16
2	CONTEXTO GEOLÓGICO.....	18
2.1	Geotectônica e evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos.....	18
2.2	Sistema petrolífero.....	25
3	DADOS E MÉTODOS.....	27
3.1	Base de dados.....	27
3.1.1	<u>Carregamento e controle de qualidade dos dados de poço e sísmica.....</u>	29
3.2	Análise de dados de poço.....	31
3.2.1	<u>Amarração de poços mediante a construção de sismogramas sintéticos.....</u>	31
3.2.2	<u>Definição de topos a través da correlação de dados de poço integrado com dado paleontológico existente.....</u>	35
3.2.3	<u>Petrofísica.....</u>	39
3.2.3.1	Volume argiloso.....	39
3.2.3.2	Porosidade.....	40
3.2.3.3	Saturação de água.....	41
3.2.3.4	Espessuras.....	44
3.3	Análise de dados sísmicos.....	44
3.3.1	<u>Sismoestratigrafia.....</u>	44
3.3.1.1	Superfícies estratigráficas.....	49
3.3.1.2	Tratos de Sistemas.....	50
3.3.2	<u>Atributos sísmicos <i>post-stack</i>.....</u>	52
3.4	Petrogeofísica ou física de rochas.....	53
3.4.1	<u>Substituição de fluidos.....</u>	54
3.4.2	<u>Estimativa do perfil sônico cisalhante.....</u>	57
3.4.3	<u>Modelos e <i>templates</i> de física de rochas.....</u>	58
3.4.4	<u>Análise de tendências de física de rochas.....</u>	59

3.4.4.1	Modelo de física de rochas – <i>Friable sand</i> e <i>Friable shale</i>	61
3.4.5	<u>Fundamentos da variação da amplitude em função do afastamento (AVO)</u>	64
3.4.6	<u>Modelagem AVO</u>	65
4	OLIGO-MIOCENO NO SUL DA BACIA DE SANTOS: RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
4.1	Interpretação sismoestratigráfica	67
4.1.1	<u>Arcabouço cronoestratigráfico</u>	
4.1.2	<u>Análise fisiográfica das sequências deposicionais Oligoceno Superior E80 e Mioceno Inferior N10</u>	69
4.1.3	<u>Análise de estratigrafia de sequências em perfis</u>	78
4.2	Interpretação Petrofísica	81
4.3	Análise de Física de Rochas	86
4.3.1	<u>Substituição de fluidos do poço 3-SPS-92</u>	88
4.3.2	<u>Estimativa do perfil sônico cisalhante para o poço 1-SCS-7</u>	90
4.3.3	<u>Análise de tendências de profundidade de física de rochas <i>Rock Physics Trends (RPTs)</i></u>	93
4.3.4	<u>Modelos e <i>templates</i> de física de rochas</u>	95
4.3.4.1	Bloqueio de perfis.....	96
4.3.4.2	Análise de RPTs na plataforma e na bacia – densidade, porosidade, Vp and Vs.....	98
4.4	Modelagem AVO	102
4.4.1	<u>Lembrando os objetivos</u>	102
4.4.2	<u>Construção do modelo</u>	102
4.4.3	<u>Modelagem AVO</u>	103
4.4.3.1	Pressupostos.....	104
4.4.3.2	Modelo de cenário base.....	105
4.4.3.3	Substituição de fluidos.....	107
4.4.3.4	Criação da sísmica sintética.....	110
4.4.3.5	Medição de atributos AVO.....	114
4.4.3.6	Análise de atributos AVO em crossplots.....	117
4.4.3.7	Avaliação dos efeitos concorrentes.....	124
	CONCLUSÕES	127
	REFERÊNCIAS	129

INTRODUÇÃO

A sismoestratigrafia é uma ferramenta muito útil na exploração e no desenvolvimento de reservatórios com óleo e gás (MULHOLLAND, 1998). Pode prever os principais elementos do sistema petrolífero, tais como rochas geradoras, reservatórios e selos. A interpretação convencional da estratigrafia de sequências do dado sísmico tem sido predominantemente qualitativa, baseada na inspeção visual dos padrões geométricos em dados de sísmica de reflexão post-stack (PAYTON, 1977; BROWN, 1991; NEAL, RISHCH & VAIL, 1993; ZENG et al., 1996). Esta abordagem qualitativa é importante para o entendimento de variações de fácies em um ambiente deposicional, mas, em termos de abordagem quantitativa, precisa-se de outras ferramentas para vincular ambas as abordagens, especialmente para a caracterização de reservatórios. A petrofísica “traduz” dados de perfis em propriedades quantitativas de rochas, por exemplo, porosidade, volume de argila, saturação de óleo, permeabilidade etc. Todavia, em termos geográficos, essas propriedades correspondem a uma escala de poço e existe dificuldade para extrapolar essa informação longe de suas locações. É aqui onde a petrogeofísica ou física de rochas intervém como uma ferramenta de calibração para associar as amplitudes sísmicas e suas variações de amplitudes com o afastamento (AVO) e com as propriedades dos reservatórios. Assim, as previsões das propriedades de reservatório a partir das amplitudes sísmicas serão beneficiadas pela integração entre a sismoestratigrafia e a física de rochas.

Nesse sentido, este projeto possui como foco integrar diferentes disciplinas, com o intuito de ir de um domínio qualitativo a um domínio quantitativo. As inferências feitas a partir da interpretação qualitativa dos padrões geométricos nos dados sísmicos de reflexão, usando a sismoestratigrafia, serão aproveitadas para delimitar as diversas hipóteses da interpretação sísmica quantitativa nos modelos de física de rochas, permitindo assim melhorar a caracterização das amplitudes sísmicas em estudos posteriores.

Esta metodologia será aplicada nos reservatórios do Mioceno usando como análogo o reservatório do Oligoceno na porção sul da Bacia de Santos, mas é importante mencionar que pode ser aplicado em reservatórios siliciclásticos de outros campos.

1 OBJETIVOS E GENERALIDADES

1.1 Objetivos

Este trabalho pretende contribuir para o entendimento e a predição das propriedades dos reservatórios do Oligo-Mioceno na porção sul da Bacia de Santos, integrando princípios de estratigrafia de seqüências e modelos de física de rochas.

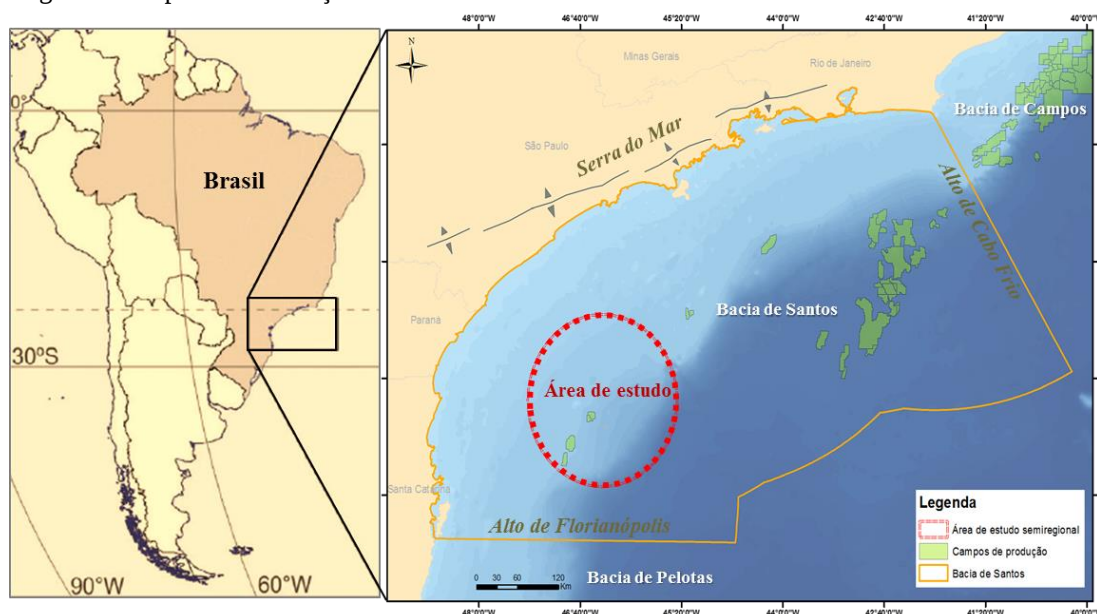
Objetivos específicos:

- a) Caracterizar sismoestratigraficamente e fisiograficamente os reservatórios presentes nas seqüências do Oligo-Mioceno;
- b) Caracterizar as propriedades petrofísicas dos poços-chave do projeto;
- c) Caracterizar os fatores que influenciam as anomalias sísmicas usando modelos de física de rochas.

1.2 Localização da área de estudo

O presente trabalho será desenvolvido na porção sul da Bacia de Santos, a qual se situa na região sudeste da margem continental brasileira, entre os paralelos 23^o e 28^o Sul, ocupando cerca de 350.000 km² até a cota batimétrica de 3000m. Abrange os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos pelo alto de Cabo Frio e ao Sul com a Bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis (MOREIRA et al 2007). Vide figura 1, onde a Bacia encontra-se evidenciada em contorno laranja e a área de estudo em vermelho.

Figura 1 - Mapa de Localização da área de estudo



Fonte: A autora, 2019.

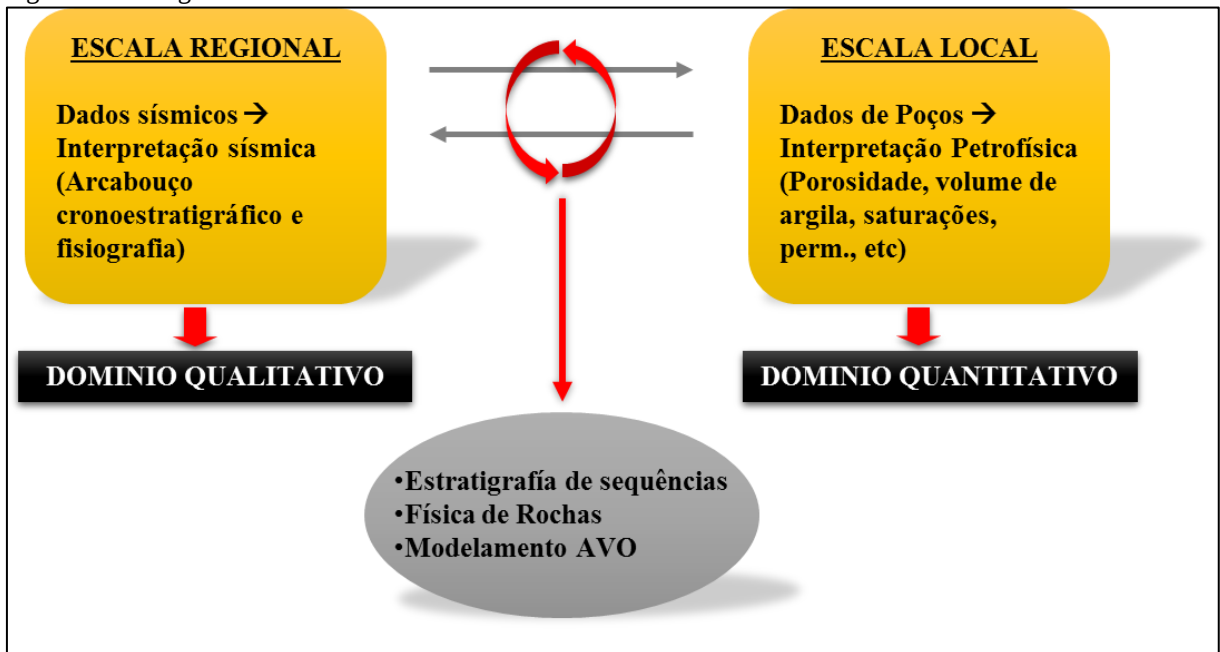
1.3 Fluxograma de trabalho

Neste projeto serão integradas diferentes disciplinas, tais como estratigrafia de seqüências, petrofísica e física de rochas, para ir de um domínio qualitativo a um domínio quantitativo em termos de rocha reservatório.

Os resultados da interpretação qualitativa nos dados sísmicos de reflexão, usando a sismoestratigrafia, serão aproveitados para delimitar as diversas hipóteses da interpretação sísmica quantitativa nos modelos de física de rochas, permitindo assim melhorar a caracterização das amplitudes sísmicas.

A Figura 2 resume o fluxograma da metodologia aplicada neste projeto, a partir de dados de poço e sísmica. A Petrogeofísica, também conhecida como física de rochas, constitui o amarre entre as propriedades/características geológicas e as propriedades sísmicas, as quais estão expressadas, respectivamente, através dos domínios qualitativo e quantitativo e representadas, respectivamente, por diferentes escalas de trabalho, a saber, regional e local.

Figura 2 - Fluxograma de trabalho



Fonte: A autora, 2019.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Geotectônica e evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos

A Bacia de Santos, assim como as outras Bacias da margem continental brasileira, são o resultado de diversos processos geotectônicos que afetaram a plataforma Sul-americana ao longo do tempo geológico. Segundo Brito Neves e Cordani (1991) e Campos Neto (2000), ao final do Neoproterozóico o evento Brasileiro/Pan-Africano aglutinou diversos blocos crustais no paleo-continente de Gondwana. Nesse processo, as plataformas continentais envolvidas foram comprimidas, gerando um sistema de faixas móveis diacrônicas (~850 a ~480 Ma) que bordejava as áreas cratônicas recém-amalgamadas (TROUW et al., 2000).

Segundo Eirado-Silva (2006), na margem sul-sudeste brasileira, a Faixa Móvel Ribeira é a representante dessa colagem litosférica. Consolidada a Faixa Ribeira, a margem sudeste brasileira parece ter experimentado um período de relativa “serenidade tectônica” (470-160 Ma), transformando-se em um ambiente intraplaca do Gondwana Ocidental. Já segundo Guedes (2005), essa quietude tectônica perdurou até o Neojurássico (~147 Ma), quando o Gondwana passou a sofrer os primeiros esforços trativos que culminariam no seu rifteamento. Esse rifte teria se iniciado no sul da Argentina e rasgado a litosfera de SW/NE e SE/NW (Figura 3) até que as placas Sul-americana e Africana viessem a se separar por completo há ~112 Ma (MOREIRA et al, 2007).

Nesse sentido, um dos elementos mais importantes para entender a evolução da Bacia de Santos no contexto geodinâmico do Atlântico Sul é o ajuste entre as margens leste da América do Sul e oeste da África, incluindo uma alternância de processos extensivos e compressivos que vem ocorrendo desde, pelo menos, o Paleoproterozóico (BRITO NEVES et al., 1991; HEILBRON et al., 2000).

A abertura do Oceano Atlântico Sul tem sido explicada através de diversas interpretações e modelos que ainda são questionáveis. Os trabalhos mais clássicos apresentam três abordagens quanto à evolução da margem:

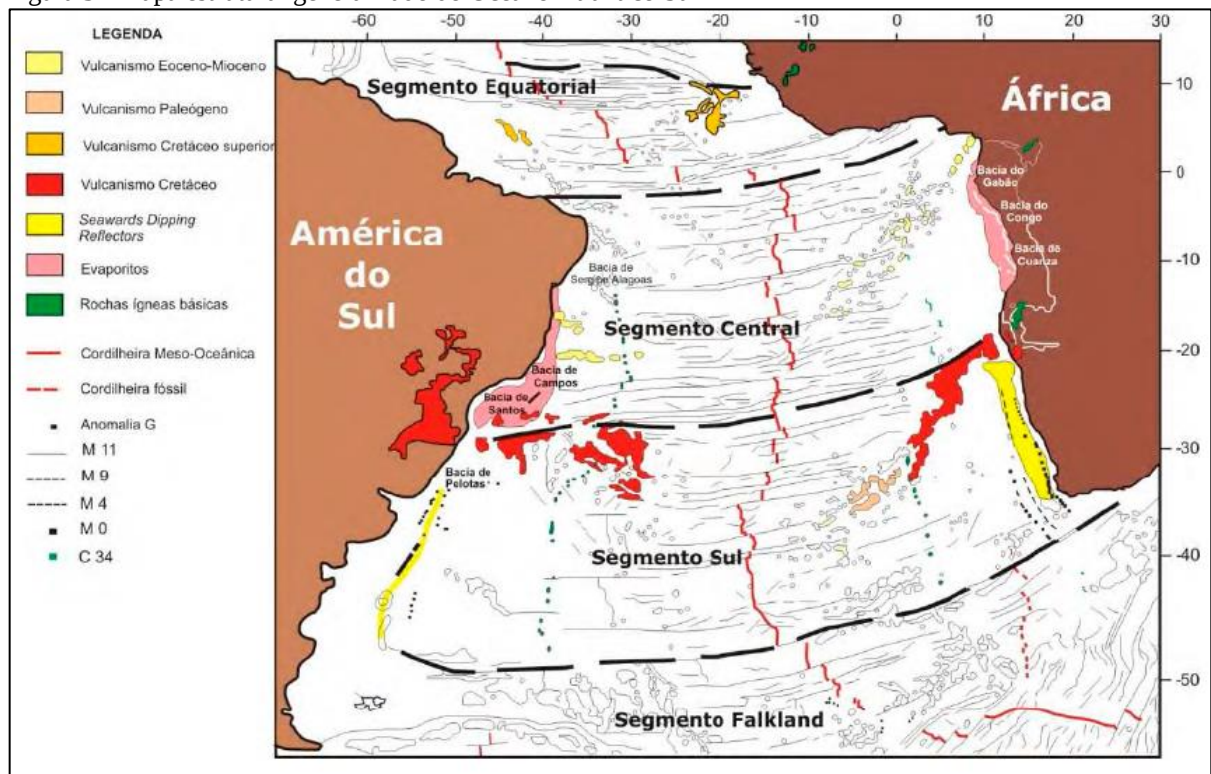
- a) Domeamento térmico (ASMUS & BAISCH 1983; OJEDA 1982);
- b) Processos de estiramento litosférico como precursores da abertura (CHANG et al. 1992);

- c) Processos mistos, em função da presença ou ausência de plumas do manto, herança do embasamento e das diferentes taxas de estiramento ao longo da proto-margem (WHITE & MCKENZIE 1989; STANDLEE *et al.* 1992).

Dessas três abordagens, o trabalho proposto por White e McKenzie (1989) é o modelo mais aceito, o qual se baseia em conceitos tectonofísicos, admitindo um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera, durante a fase rifte, e, posteriormente, uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera.

No geral, há considera-se que o desenvolvimento de separações continentais ocorre de forma episódica ao longo de zonas de fraqueza, com múltiplas fases de rifteamento e oceanização, constituindo o rifteamento um processo progressivo e diácrono (PAPATERRA 2010).

Figura 3 - Mapa estrutural generalizado do Oceano Atlântico Sul



Fonte: MOULIN et al, 2005.

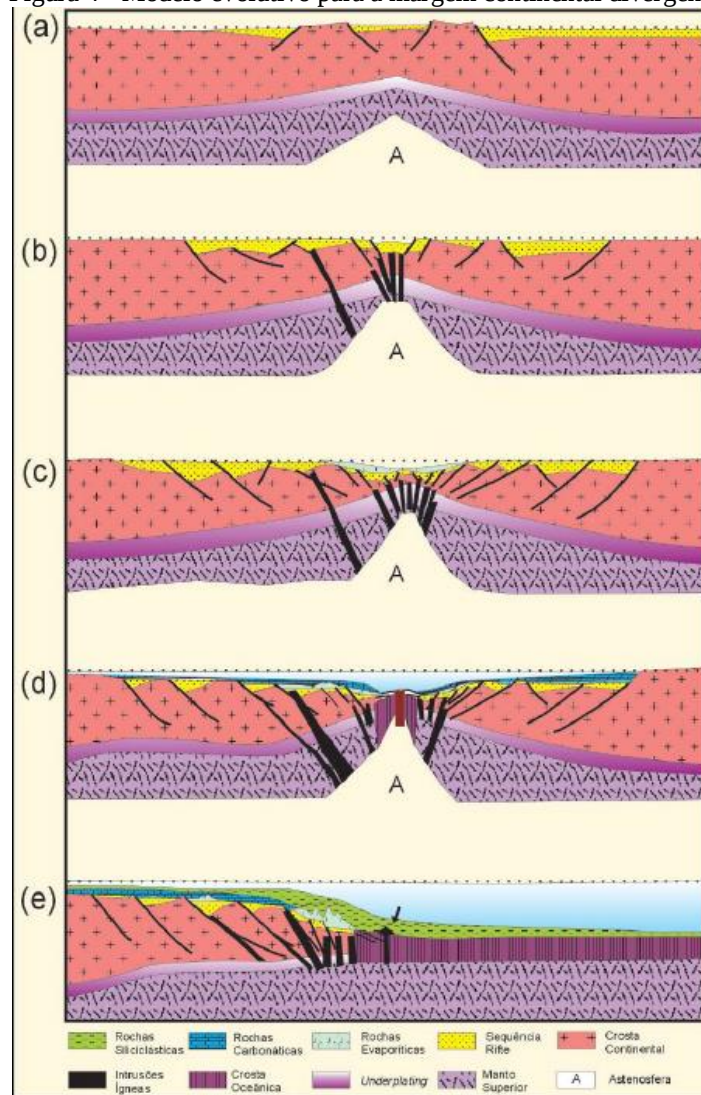
Para Cainelli e Mohriak (1999), a evolução geodinâmica do Atlântico Sul em sua margem divergente é marcada por cinco fases. Em síntese: A primeira fase (140-130 Ma) corresponderia aos processos iniciais da separação entre os continentes sul-americano e africano, com soerguimentos localizados e falhas incipientes. A segunda fase (130-114Ma)

seria representada por afinamento listosférico ocasionado por cisalhamento puro da litosfera, coincidindo com a atividade de falhas crustais, a extrusão de vulcânicas em extensos platôs e a formação de hemigrabens. Ao final da segunda fase, a deformação teria aumentado de magnitude, marcada por rotação pronunciada de blocos e sedimentação de cunhas clásticas. A terceira fase (114-110 Ma) compreenderia episódios de magmatismo continental e oceânico, reativação de grandes falhas e erosão de blocos de rifte, formando uma discordância regional (*breakup unconformity*) e separando ambientes de deposição tipicamente continental (lacustre e fluvial) de ambientes transicionais e marinhos. A fase rifte seria representada por um mosaico de falhas sintéticas N/S a NE/SW, com sistemas secundários antitéticos formando uma série de meio-grabens com altos internos. Além disso, nesta fase, os sistemas EW ou NW/SE de falhas transferentes acomodariam as diferentes taxas de estiramento entre as Bacias e em seus blocos internos. A quarta fase (108-100Ma) corresponderia à efetivação do centro de espalhamento oceânico e ao início da deriva continental. A quinta fase (96-88Ma) teria início com a deposição de carbonatos plataformais albianos, progressivamente substituídos por sequências terrígenas com o aumento do espaço para acomodação e o afluxo de sedimentos pós-rifte. Esta quinta fase foi subdividida com base nas diferenças existentes entre os registros do Cretáceo e do Terciário. (Figura 4)

A margem continental é caracterizada também por zonas de transferência de direção geral NW-SE que controlam, inclusive, a tectônica de sal (DEMERCIAN & SZATMARI, 1999):

- a) Zona de Transferência de Tubarão separa a parte SW da Bacia de Santos da Plataforma de Florianópolis;
- b) Zona de Transferência de Merluza separa as províncias sul e central da Bacia;
- c) Zona de Transferência de Cabo Frio separa a parte norte da Bacia de Santos da parte sul da Bacia de Campos (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; DEMERCIAN E SZATMARI, 1999; MEISLING et al., 2001).

Figura 4 - Modelo evolutivo para a margem continental divergente



Fonte: CAINELLI E MOHRIAK, 1999.

Segundo Zalán e Oliveira (2001), cerca de 25 Ma após o rifteamento (130 Ma), a Placa Sul-Americana começa a sofrer levantamento epirogenético em resposta a sua passagem por uma anomalia térmica (hot spot de Trindade). Este soerguimento neo-cretácico foi acompanhado de intenso magmatismo complexo de natureza alcalina e toleítica.

Um imenso planalto de aproximadamente 300.000 km² (Serra do Mar cretácica) foi formado durante este período e se transformou na principal área fonte de sedimentos das Bacias marginais de Santos e Campos e da Bacia interior continental do Paraná. À medida que a serra era soerguida, seu topo era nivelado pela erosão. Ao final de seu soerguimento (limite Cretáceo/Terciário), uma superfície de aplainamento (Superfície Japi) o nivelou em torno de 2.000 m em relação ao nível do mar atual. Este imenso volume de rocha soerguida limitava a leste com as áreas subsidentes das Bacias de Santos e Campos.

Ainda segundo Zalán e Oliveira (2001), tal situação tornou-se isostaticamente instável e o colapso gravitacional do mega-planalto em direção às áreas mais baixas começou 7 Ma após o final do soerguimento.

Segundo Dias (1997), as serras do Mar e da Mantiqueira são as expressões atuais da topografia dos flancos do rift mesozóico. A Mantiqueira, mesmo diante dos intensos processos erosivos atuantes na escarpa marginal, foi preservada pela regressão da escarpa e pelo consequente reequilíbrio isostático desde o início do Cretáceo. Já a Serra do Mar, pela maior resistência litológica dos granitos e gnaisses em alguns setores do Cinturão Ribeira, acabou abandonada durante os processos de regressão da escarpa marginal.

O padrão de área fonte elevada continua sendo observada na morfologia atual, com a área fonte sendo constituída pelas serra da Mantiqueira, serra dos Órgãos e serra do Mar (COBBOLD et al., 2001). Durante parte do Cenozóico, a crosta continental fendeu-se e afundou-se em diversas áreas lineares, formando-se corredores de grábens (rifts) paralelos à costa. O antigo limite leste da Serra do Mar cretácica coincide com a atual linha de charneira das Bacias de Santos e Campos (ZALÁN & OLIVEIRA, 2001).

No que se refere à neotectônica, a partir do Mioceno, a Serra do Mar evoluiu por meio do recuo erosivo de sua escarpa atlântica, situada originalmente junto à Falha de Santos, a SE da sua posição atual, mas o recuo diferencial dessa escarpa teria sido condicionado mais por fatores lito-estruturais do embasamento do que por atividade neotectônica (ALMEIDA & CARNEIRO, 1998).

As Bacias da margem continental brasileira são geralmente classificadas como Bacias de margem passiva (FALVEY, 1974; ALMEIDA, 1976 e outros). Essa passividade, entretanto, é questionada por vários autores (BUENO, 2004; MOREIRA et al., 2005), já que nas Bacias de Santos e Campos, ela foi interrompida por, pelo menos, dois eventos de atividade tectonomagmática intra e extra-bacinal que ocorreram no Santoniano-Campaniano (82 ± 1 Ma) e no Eoceno (48,9 Ma).

O preenchimento sedimentar dessas Bacias se caracteriza, de forma geral, por três principais fases de deposição: fase rifte (sedimentação continental lacustre); fase pós-rifte (sedimentação lacustre-lagunar) e fase drifte (oceânica, com sedimentação marinha nerítica, batial e abissal). (Figura 5)

Causas tectônicas e/ou climáticas promoveram as diversas discordâncias erosivas registradas na sequência sedimentar destas Bacias, sendo as de idade cretácica, em geral, regionais (Aptiano, Cenomaniano e Senoniano) e as terciárias (Paleoceno-Eoceno e Oligoceno-Mioceno) indistintamente presentes em todas as Bacias (CARMO, 2005).

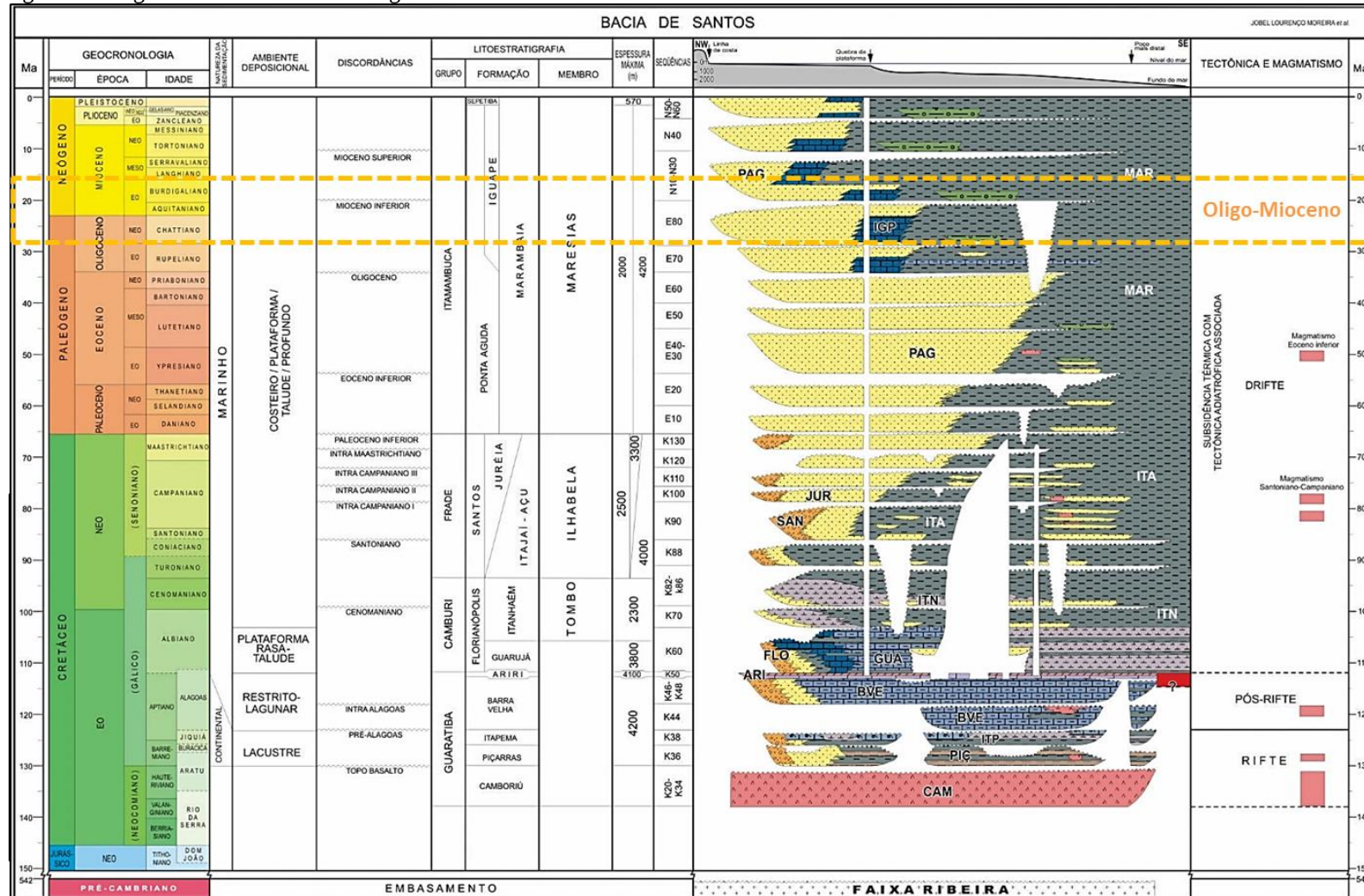
O episódio magmático do Santoniano-Campaniano foi bastante expressivo na Bacia de Santos, manifestando-se como cones vulcânicos e como rochas extrusivas e intrusivas (MOREIRA et al., 2005).

Em termos de halocinese, o estilo estrutural pós-rifte da Bacia de Santos é dominado por evaporitos em forma de almofada em posições proximais, passando por domos até muralhas de sal em posições distais. Nesta Bacia a sequência evaporítica é chamada Formação Ariri e corresponde a uma faixa alongada de até 300 km que se estende ao longo de toda a Bacia e que pode chegar a 2000 m de espessura em algumas regiões. O tempo estimado de deposição para os evaporitos é de 0,7 a 1 Ma (DIAS, 1998 *apud* MOREIRA et al., 2007). A movimentação do sal iniciou-se entre o Neóptiano e o Eoalbiano, criando uma série de falhas lítricas que se propagam para a seção sedimentar mais nova, gerando uma tectônica salífera complexa, com almofadas de sal, cascos de tartaruga, diápiros e falhas compressionais e extensionais, e também controlando a deposição sedimentar em calhas associadas à evacuação do sal (FIGUEIREDO & MOHRIAK, 1984).

Mohriak (2004) observa ainda um padrão halocinético nas Bacias da margem continental: segmentos caracterizados por reentrâncias ou concavidades na Bacia evaporítica (ex. Santos) resultam em fluxo convergente de sal na direção do centro do arco, no qual são comuns estruturas compressionais, como empurrões e gotas de sal.

Em síntese, a halocinese teve papel expressivo na evolução da Bacia de Santos, controlando a sedimentação do Paleógeno e do Neógeno. O Oligo-Mioceno, correspondente às sequências E80 e N10-N30 segundo a carta estratigráfica da Bacia de Santos (Figura 5), será o objetivo de estudo da tese.

Figura 5 – Oligo-Mioceno na carta Estratigráfica da Bacia de Santos



Fonte: MOREIRA et al., 2007

2.2 Sistema petrolífero

Por definição, um Sistema Petrolífero é formado por uma combinação de diferentes elementos e processos que, quando corretamente sincronizados, podem favorecer a existência de uma acumulação de hidrocarbonetos (MAGOON & DOW, 2000). Os elementos incluem a rocha geradora, a rocha reservatório e a rocha selante. Já os processos incluem a formação da trapa, a geração, a migração e a acumulação de hidrocarbonetos. A Figura 6 resume os elementos dos sistemas petrolíferos na Bacia de Santos.

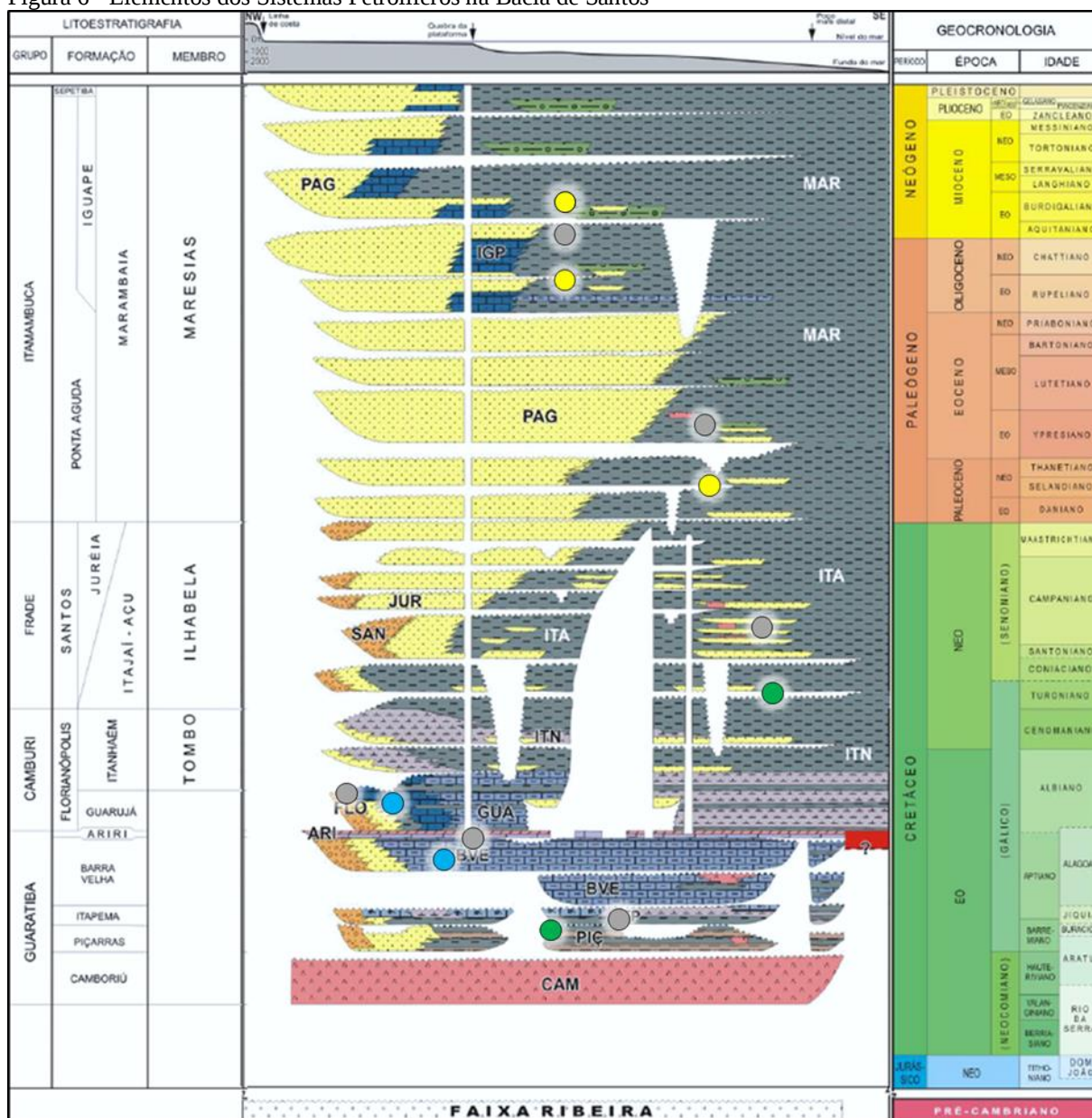
Na Bacia de Santos, existem dois sistemas petrolíferos importantes. Para o pré-sal, o Sistema Itapema/Itapema(!) e Itapema/Barra Velha(!), o qual é responsável pela maior parte das reservas de petróleo na bacia, e para o pós-sal, o Sistema Itajaí-Açu – Ilhabela(!).

A principal rocha geradora da bacia é de origem lacustre e corresponde a Formação Itapema. O conteúdo de carbono orgânico total (COT) médio é de 1% e o kerógeno é de tipo II e III. Conforme mencionado anteriormente, outra rocha geradora é a porção inferior da Formação Itajaí-Açu. Esta unidade depositou-se em ambiente marinho anóxico durante o Cenomaniano-Turoniano. O COT varia entre 2 e 6% e o kerógeno é de tipo I (MOREIRA et al., 2007).

Dentre a variedade de rochas reservatório do pós-sal (Albiano, Cretáceo Superior e Paleógeno) e pré-sal (Barremiano/Aptiano), o foco do projeto serão os reservatórios siliciclásticos do Oligo-Mioceno, embora até o momento não se tenha nenhuma descoberta no Mioceno.

Os selos para as diversas rochas reservatório do pós-sal são calcilutitos, e pelitos, plataformais e bacinais da Formação Marambaia intercalados aos próprios reservatórios, já para os carbonatos do pré-sal se têm os evaporitos da Formação Ariri.

Figura 6 - Elementos dos Sistemas Petrolíferos na Bacia de Santos



	ROCHAS GERADORAS
	ROCHAS RESERVATORIO SILICICLÁSTICAS
	ROCHAS RESERVATÓRIO CARBONÁTICAS
	ROCHAS SELANTES

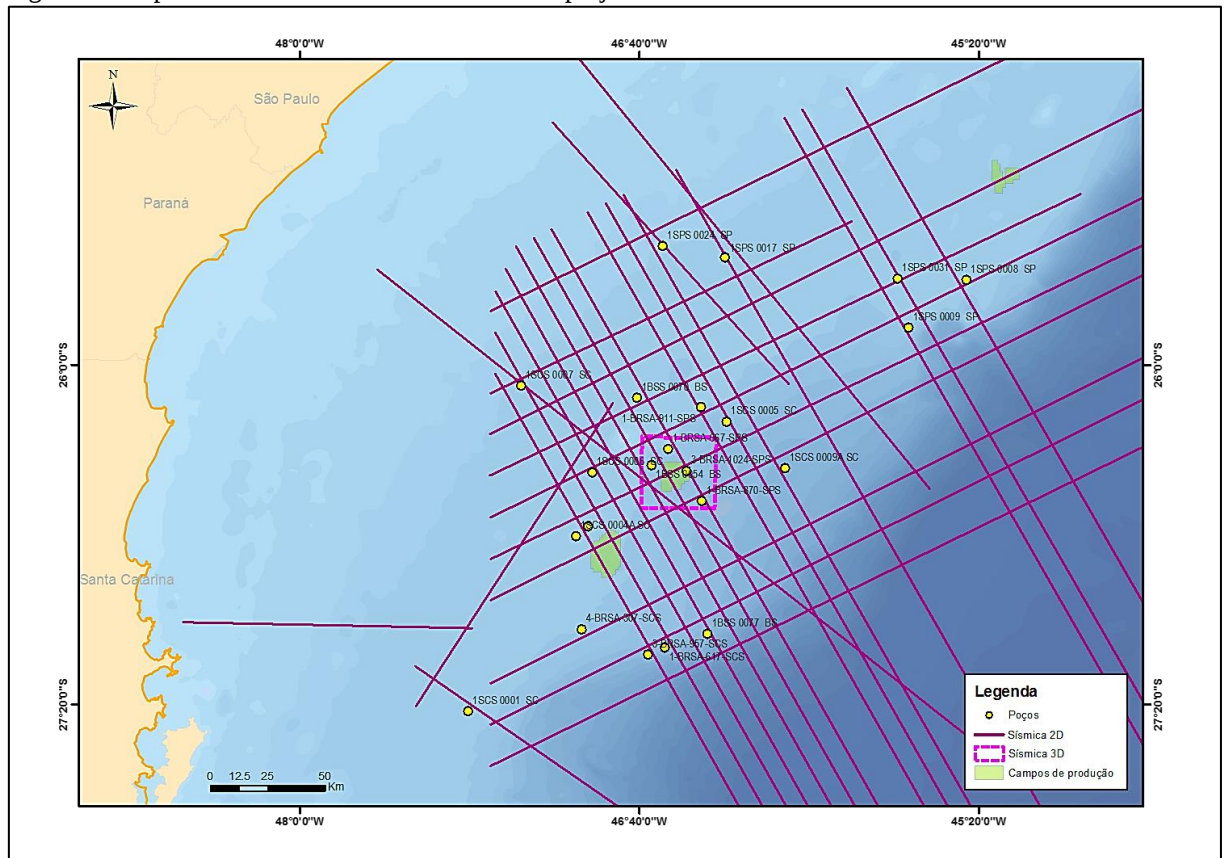
Fonte: Modificado de MOREIRA et. al., 2007

3 DADOS E MÉTODOS

3.1 Base de dados

Os dados disponibilizados para a realização deste trabalho podem ser encontrados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), sendo tais dados públicos e autorizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Foram utilizados também dados de poço, sísmica 2D e 3D (Figura 7).

Figura 7 - Mapa base mostrando a base de dados do projeto



Fonte: A autora, 2019.

Os dados de poço incluem 23 pastas de poço com seus respectivos perfis, os quais estão resumidos na Tabela 1. O significado dos mnemônicos usados encontra-se na Tabela 3.

Tabela 1 - Dados de poços disponibilizados

Nome do poço	PERFIL DIGITAL DE POÇO									Pasta de poço ou CDPE	Perfil composto	AGP
	HCAL	GR	RHOB	NPHI	DTC	DTS	RDEEP	RMED	RSHAL			
1-SPS-24	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
1-SPS-09	x	x			x					x	x	x
1-SPS-17	x	x	x	x	x		x	x	X	x	x	x
1-SCS-5	x	x	x	x	x		x		X	x	x	x
1-SCS-9A	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
1-SCS-7	x	x	x		x		x		x	x	x	x
1-SCS-6	x	x	x	x	x		x		x	x	x	x
1-SCS-1	x	x	x		x		x		x	x	x	x
1-SCS-13	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
3-SCS-15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
1-BSS-77	x	x			x		x			x	x	x
1-SPS-8	x	x	x	x	x		x		x	x	x	x
1-SPS-31	x	x	x		x		x			x	x	x
1-SPS 80	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
1-SPS-76	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
1-BSS-54	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
1-BSS-58	x	x	x	x	x		x	x		x	x	x
1-SCS-4A		x			x		x		x	x	x	x
3-CRL-1	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
1-BSS-70	x	x	x	x	x		x		x	x	x	x
4-SCS-12	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
1-SPS-58	x	x	x	x	x		x		x	x	x	x
3-SPS-92	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Legenda: Na primeira coluna, observa-se a o nome do poço; na segunda coluna, a disponibilidade do caliper (HCAL); na terceira, a disponibilidade dos raios gama (GR); na quarta, a disponibilidade do perfil de densidade (RHOB); na quinta, a disponibilidade do perfil neutrão (NPHI); na sexta, a disponibilidade do perfil de sônico compressional (DTC); na sétima, oitava e nona, a disponibilidade dos perfis de resistividade profunda, média e rasa. Os 23 poços possuem pasta de poço ou CDPE e perfil composto.

Fonte: A autora, 2019.

Os dados sísmicos 2D pertencem aos levantamentos R0003_GRAND_SANTOS, R0003_INNER_SANTOS e 0258_2D_SPEC_BM_S. Na Tabela 2 se especificam o nome das 30 linhas sísmicas utilizadas no mapeamento semi-regional.

Já o dado sísmico 3D totaliza uma área de 890 km² e faz parte do levantamento R0268_BM-S-40 (PSTM), o qual foi usado no mapeamento de detalhe e extração de atributos.

Tabela 2 - Sísmica 2D utilizada no mapeamento semi-regional

Nº	Programa / Levantamento	Linha sísmica
1	0258_2D_SPEC_BM_S	0248-0059
2	0258_2D_SPEC_BM_S	0248-0061
3	0258_2D_SPEC_BM_S	0248-0096
4	0258_2D_SPEC_BM_S	0248-0099
5	0258_2D_SPEC_BM_S	0248-0094
6	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1148
7	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1180
8	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1196
9	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1212
10	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1228
11	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1244
12	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1255
13	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1260
14	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1263
15	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1271
16	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1276A
17	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1279
18	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1287
19	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1292
20	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1295
21	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1303
22	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1308
23	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1319
24	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1324
25	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1327
26	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1335
27	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1359
28	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1407
29	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1415
30	0258_2D_SPEC_BM_S	0258-1435

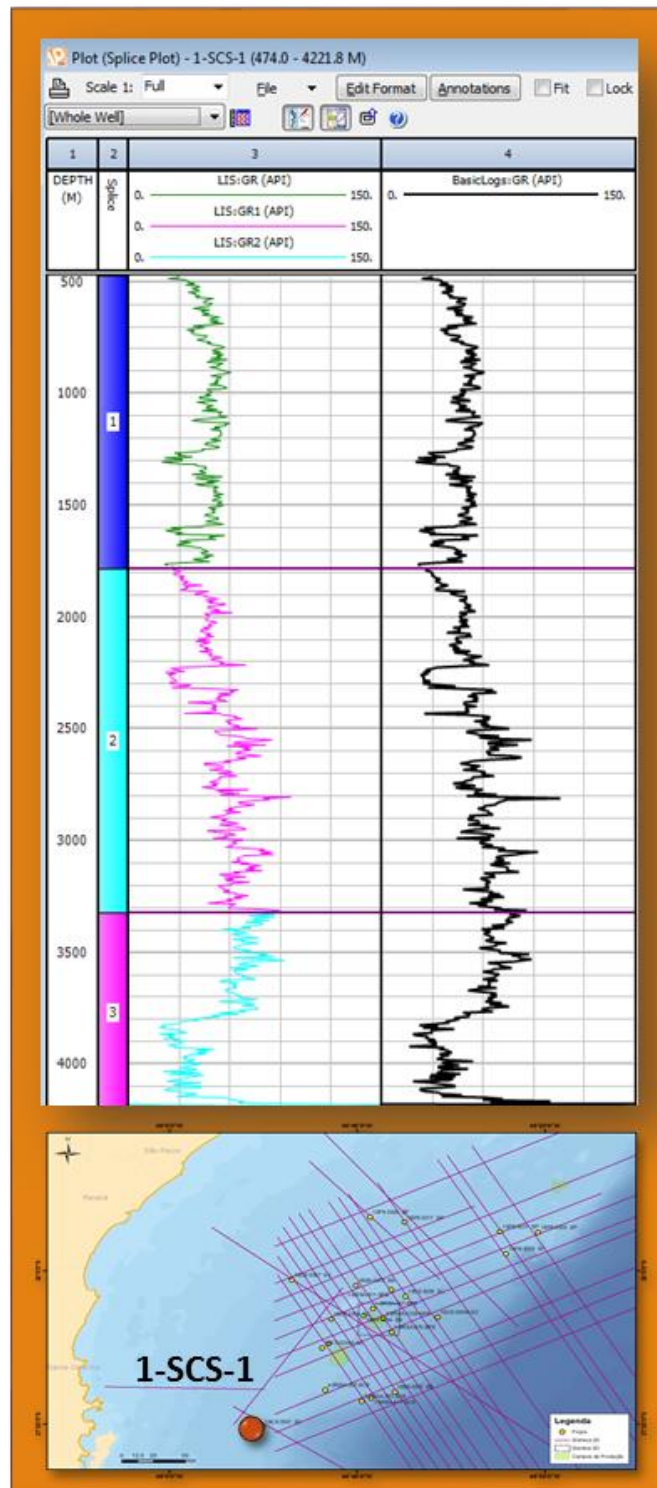
Fonte: A autora, 2019.

3.1.1 Carregamento e controle de qualidade dos dados de poço e sísmica

Os dados foram carregados em diversas plataformas de interpretação. O software “Interactive Petrophysics- IP” foi usado para fazer a interpretação petrofísica, o “Kingdom-IHS” para interpretação sísmica e a análise de física de rochas e AVO foi feito no software “RokDoc”.

O controle de qualidade de poços incluiu o condicionamento de perfis básicos, utilizando edições de *merge* (exemplo Figura 8), *splice*, *bulk shift* e padronização de mnemônicos e unidades para facilitar a posterior interpretação. (Tabela 3).

Figura 8 - Exemplo do condicionamento do perfil de GR no poço 1-SCS-1



Fonte: A autora, 2019.

Tabela 3 - Padronização de mnemônicos e unidades

PERFIS BÁSICOS DE POÇO		
Nome do Set no projeto IP: <i>BasicLogs</i>		
Nome do Perfil de Poço	Abrv.	Unidades
PROFUNDIDADE	DEPTH	m
CALIPER	HCAL	in
GAMMA RAY	GR	API
POTENCIAL ESPONTÂNEO	SP	mV
DENSIDADE	RHOB	G/C3
CORREÇÃO DA DENSIDADE	DCOR	G/C3
POROSIDADE DE NEUTRÃO	NPHI	dec
FATOR FOTOELETRICO	PEF	B/E
SÔNICO COMPRESSIONAL	DTC	USec/F
SÔNICO CISALHANTE	DTS	USec/F
RESISTIVIDADE PROFUNDA	RDEEP	ohm.m
RESISTIVIDADE MÉDIA	RMED	ohm.m
RESISTIVIDADE RASA	RSHAL	ohm.m
V1.18 LPCS		

Fonte: A autora, 2019.

3.2 Análise de dados de poço

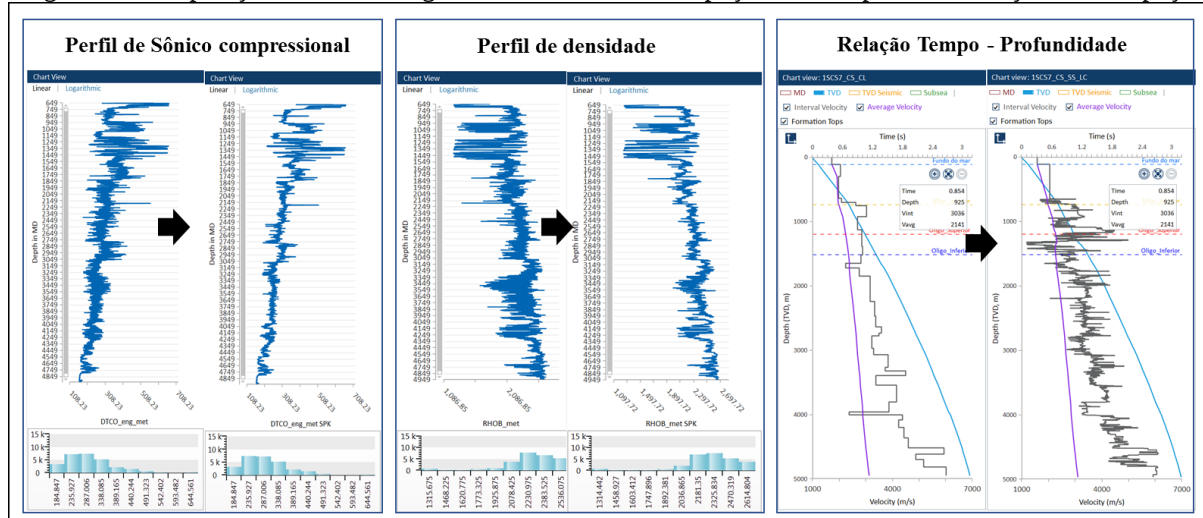
3.2.1 Amarração de poços mediante a construção de sismogramas sintéticos

Para construir uma relação tempo-profundidade que permita traduzir toda a litologia atravessada pelo poço na sua posição em tempo na seção sísmica, é necessário fazer uma amarração de poços à sísmica mediante a construção de sismogramas sintéticos (SS) usando os perfis de densidade (RHOB) e sônico (DTCO), a tabela tempo-profundidade do Checkshot ou VSP (quando disponível) e a sísmica.

Prévia amarração, o perfil sônico foi condicionado. Foram eliminados os *spikes* do DTCO e também foram eliminadas as medições anômalas do *checkshot* as quais tinham valores de velocidades intervalares maiores a 5000 m/s. (Figura 9)

Quatro poços na área de estudo não têm perfil de densidade nas sequências do Mioceno (1-SPS-17, 1-SCS-6, 3-SCS-15 e 1-SCS-80), pelo qual foram feitos pseudo-RHOB usando o DTCO e considerando uma equação empírica baseada na relação de Gardner et. al 1974 (Figura 10). A abordagem consistiu em assumir os valores *default* da função de Gardner e depois determinar os coeficientes A e B da fórmula através da calibração dos dados com a mencionada regressão (Figura 11).

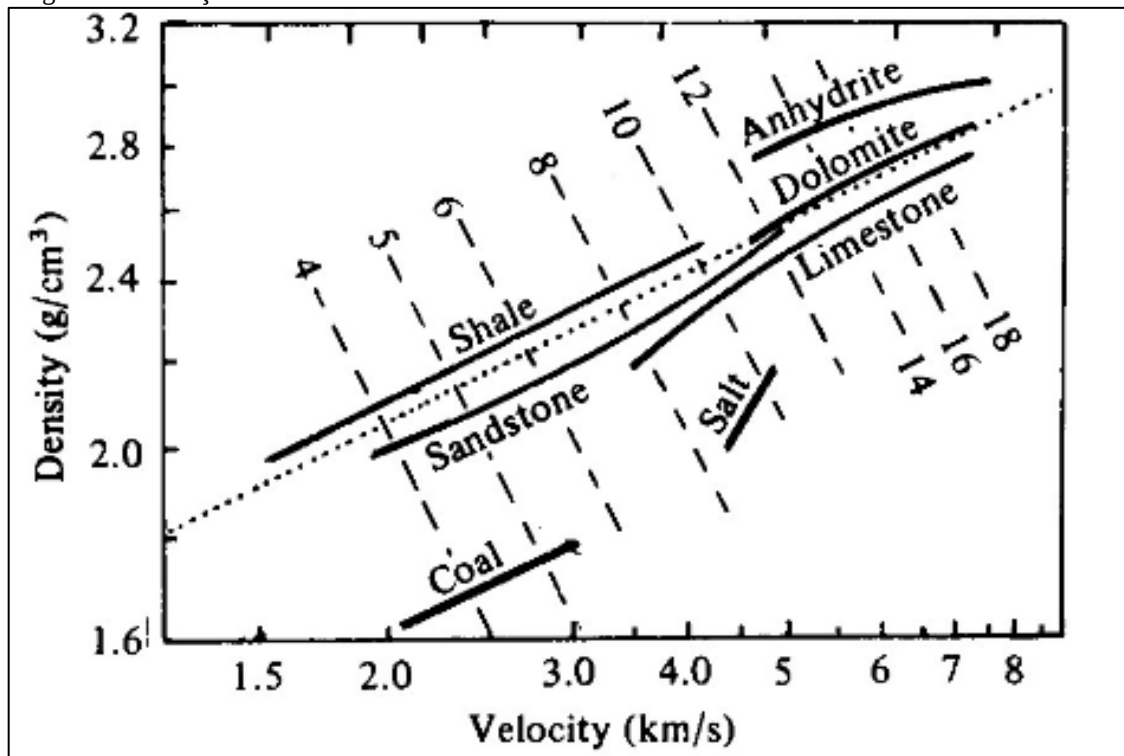
Figura 9 – Comparação dos dados originais e condicionados do poço 1-SCS-7 prévia amarração sísmica-poço



Legenda: No primeiro quadro, observa-se o perfil de sônico compressional original do lado esquerdo e o condicionado do lado direito; no segundo quadro, observa-se o perfil de densidade original do lado esquerdo e o condicionado do lado direito; finalmente, no terceiro quadro, observa-se o *checkshot* do lado esquerdo e o *checkshot* integrado com o sônico do lado direito.

Fonte: A autora, 2019.

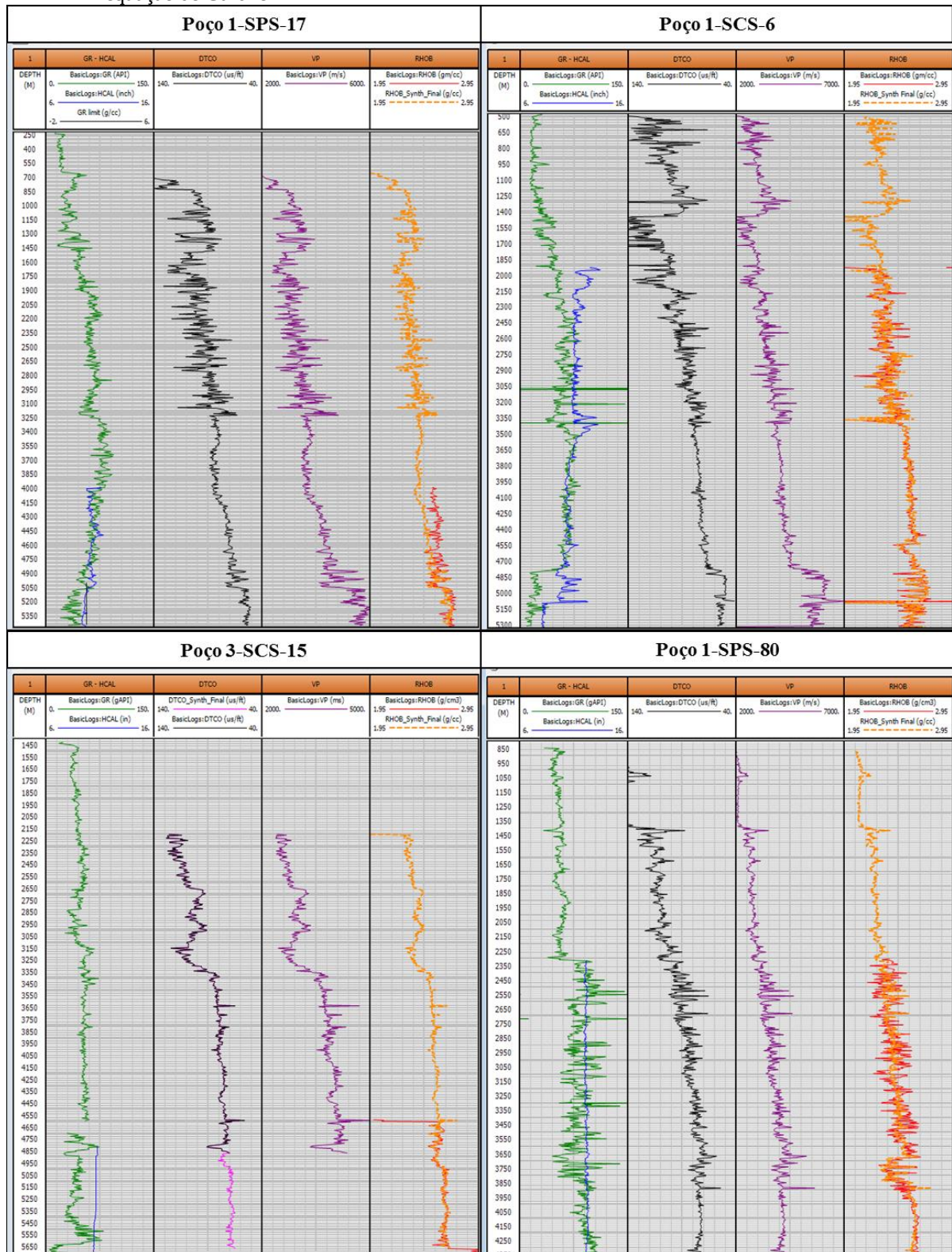
Figura 10 – Relação Densidade – Velocidade



Legenda: $RHOB = A * (V_p^B)$, onde RHOB= densidade (g/cc), A = 0.31 quando V_p está em m/s e B = 0.25

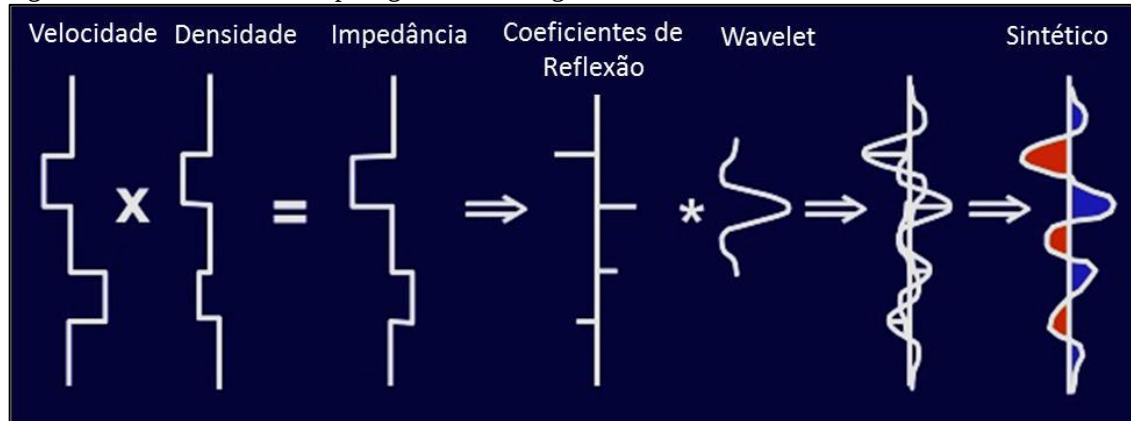
Fonte: GARDNER et al., 1974

Figura 11 – Perfis de pseudo-densidade gerados nos poços 1-SPS-17, 1-SCS-6, 3-SCS-15 e 1-SPS-80 usando a equação de Gardner



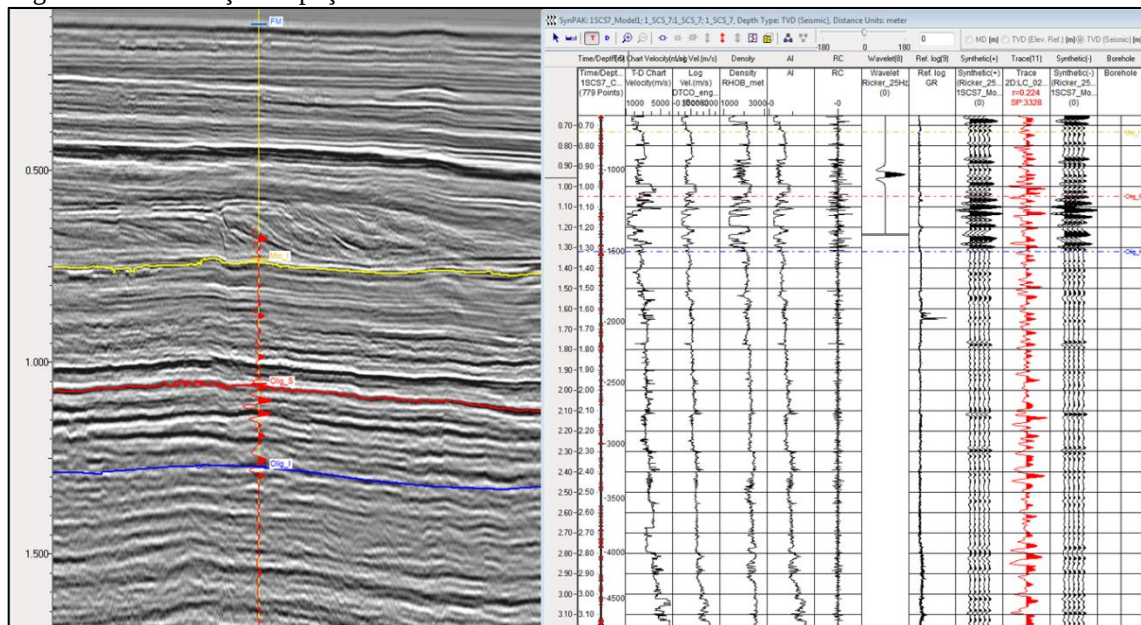
Depois de condicionar os perfis de densidade, sônico e tabela *checkshot*, foram feitos 23 sismogramas sintéticos usando uma ondícula teórica – no caso a *Ricker* em fase zero com uma frequência entre 25-30 Hz. A Figura 12 mostra o fluxo seguido na geração do sismograma sintético e a Figura 13 mostra como exemplo a amarração do poço 1-SCS-7 com a linha sísmica 0258-1263.

Figura 12 – Fluxo de trabalho para gerar um sismograma sintético



Fonte: Apresentação AAPG IBA ExxonMobil 2013

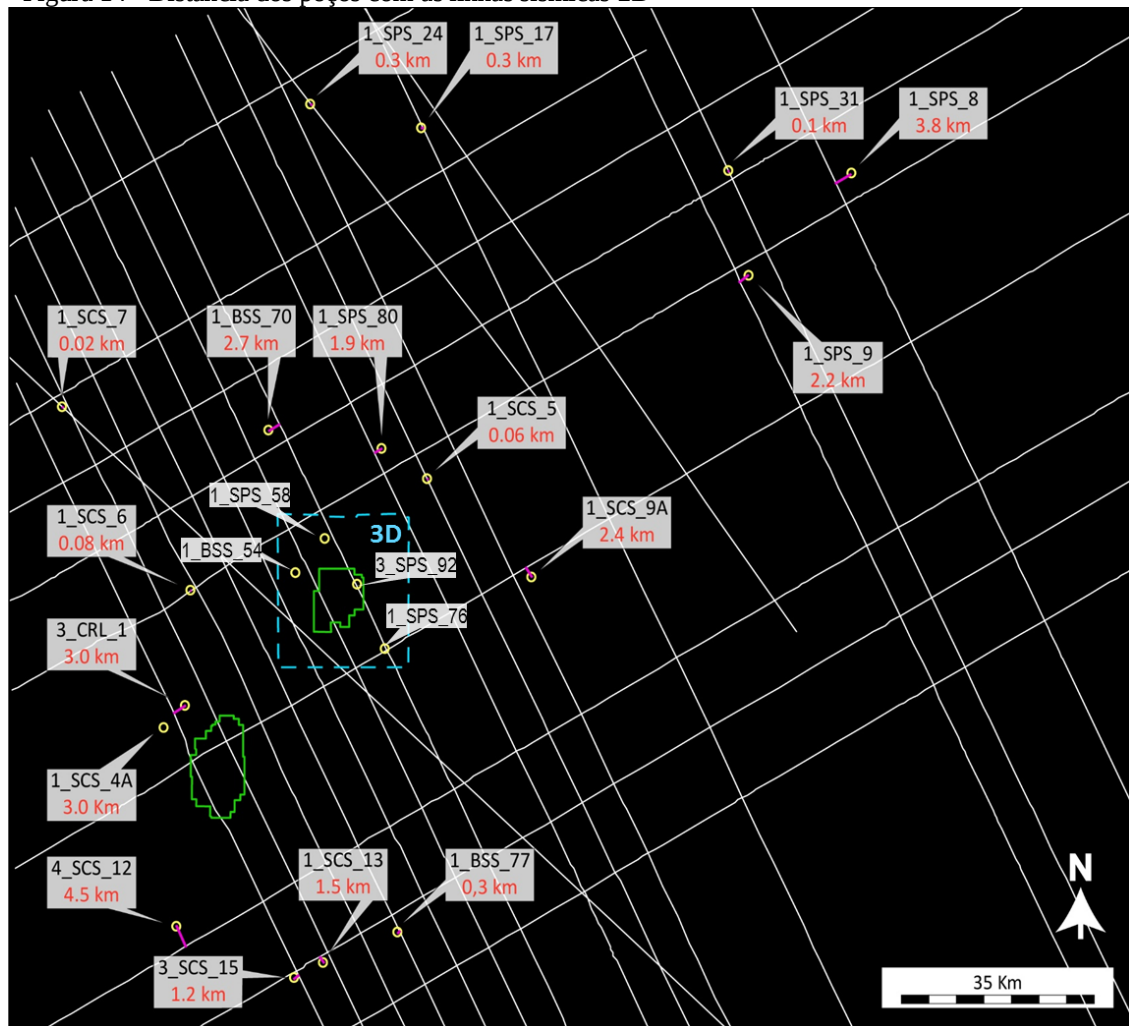
Figura 13 – Amarração do poço 1-SCS-7



Fonte: A autora, 2019.

É importante mencionar que, em alguns casos, a principal dificuldade na hora de fazer a amarração foi a distância entre alguns poços e as linhas sísmicas 2D, variando entre 0,02 km até 4,5 km. Entretanto, na área do 3D (polígono azul), isso não foi um problema para os poços 1-SPS-58, 3-SPS-92, 1-BSS-54 e 1-SPS-76. (Figura 14).

Figura 14 - Distância dos poços com as linhas sísmicas 2D



Fonte: A autora, 2019.

3.2.2 Definição de topos a través da correlação de dados de poço integrado com dado paleontológico existente

Foram definidos 3 marcadores ou topos cronoestratigráficos para estabelecer o arcabouço estratigráfico mediante a correlação de poços e sísmica com dados paleontológicos disponíveis no AGP e no Perfil composto. Dos 23 poços utilizados no projeto só 8 (1-SPS-8-SP, 1-SPS-9-SP, 1-SCS-7-SC, 1-SCS-5-SC, 1-SCS-9-SC, 3-CRL-1-BSS, 1-SCS-13 e 1-BSS-77-BB) apresentam informações de cronoestratigrafia no Oligoceno Superior, Mioceno Inferior, Médio e Superior, os quais foram usados como poços-chave para definir a idade das superfícies estratigráficas interpretadas. A Tabela 4 lista a disponibilidade dos dados cronoestratigráficos no Mioceno.

Tabela 4 – Resumo dos poços com datação no Oligo-Mioceno.

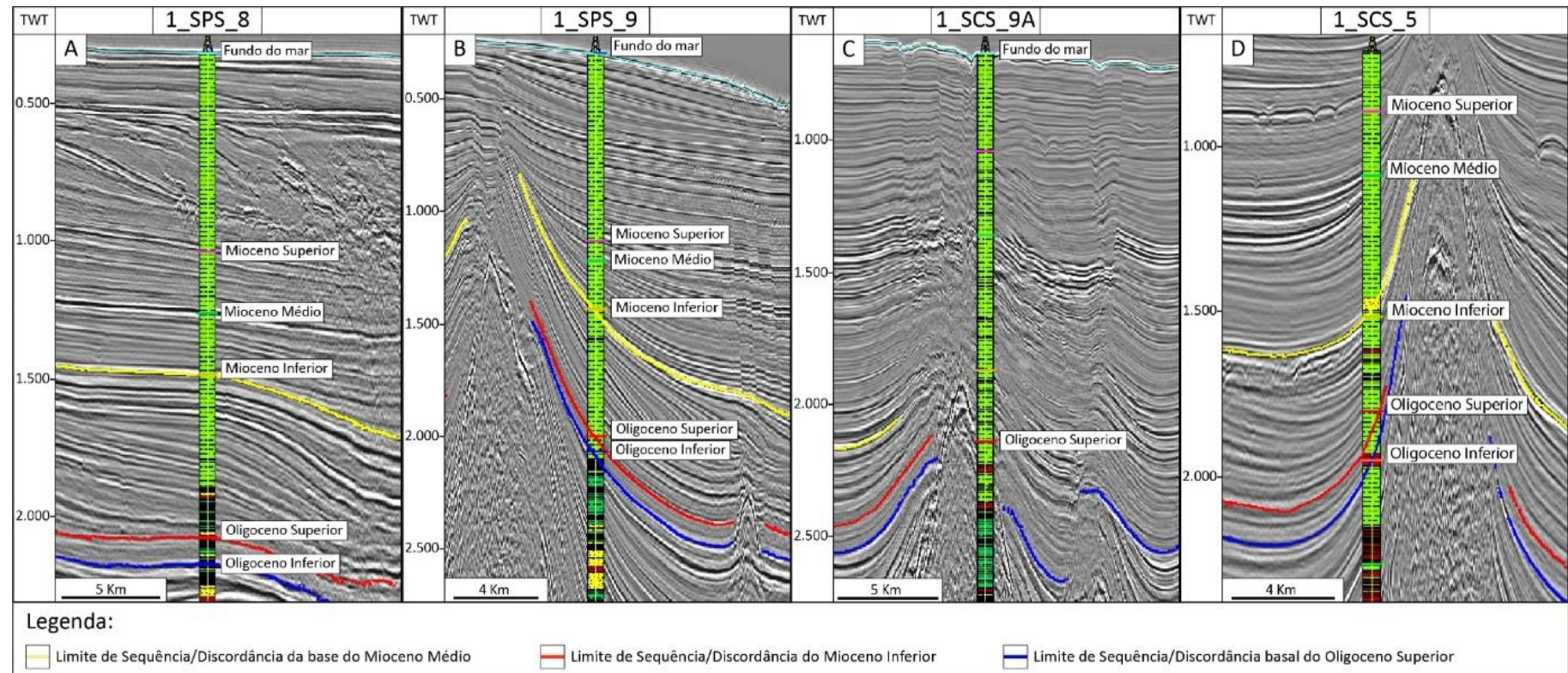
Nome do poço	KB	BATH (CB)	TD	Bio_AGP/ PC	Oligoceno	Mioceno		
					Superior	Inferior	Médio	Superior
1-SPS-24-SP	21.9	100.4	4663	x	X	x	x	
1SPS-09-SP	25	230	5003	x	X	x	x	x
1SPS-17-SP	12.5	130.8	5469	x	X	x		
1-SCS-5-SC	27	305	4188	x	X	x	x	x
1-SCS-9A-SC	12.5	504.5	4395	x	X	x	x	x
1-SCS-7-SC	11	104	4967	x	X	x	x	x
1-SCS-6-SC	27.4	147	5331	x	X	x	x	
1-SCS-1-SC	19.5	160	4226	x	X		x	
1-SCS13	25	468	5074	x	X	x	x	x
3-SCS-15	23	495	6552					
1-BSS-77-BS	12	585	4215	x	X	x	x	x
1-SPS-8-SP	25	158.5	4374	x	X	x	x	x
1-SPS-31-SP	27	156	4895	x	X	x	x?	?
1-SPS-80	25	189	4405					
1-SPS-76	25	400	3789	x	X	x?	x?	x?
1-BSS-54-BS	27	189	4677					
1-SCS-4A-SC	11	145	5170	x	X	x		
3-CRL-1-BSS	25	153	5245	x	X	x	x	x
1-BSS-70-BS	25	135	5517	x	X	x	x	
4-SCS-12	25	203	5303	x	X	x		
1-SPS-58	25	196	2189					
3-SPS-92	23	297	2160					

Legenda: Resumo dos intervalos estratigráficos datados nos poços exploratórios (fornecidos pelo BDEP) e utilizados neste estudo, ressaltando em amarelo os 8 poços com datação no Oligoceno Superior e no Mioceno Inferior.

Fonte: A autora, 2019.

É importante mencionar que os dados cronoestratigráficos fornecidos pelo BDEP (Tabela 4) não incluem precisões sobre a bioestratigrafia dos intervalos analisados, por serem considerados dados confidenciais, mas apenas as épocas dos períodos geológicos. Contudo, graças a dados disponíveis na literatura, tais como a Carta Estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA et al., 2007) e o trabalho sobre Contouritos e Turbiditos das Bacias marginais brasileiras (MUTTI et al., 2014), foi possível estimar idades mais precisas para os horizontes “datados” nos poços exploratórios e identificados na análise sismoestratigráfica deste estudo. Nas Figuras 15 e 16 mostram-se alguns exemplos, os dados cronoestratigráficos estão plotados sobre as linhas sísmicas com as respectivas superfícies estratigráficas interpretadas (representadas com as cores amarelo, vermelho e azul). No casos dos poços 1-SCS-9A-SC e 3-CRL-1-BSS, apesar de possuírem informação de datação disponível no Mioceno, as profundidades não foram plotadas nas linhas sísmicas, pois a perfilagem disponível encontra-se a partir do Oligoceno Superior, pelo que incluir as outras datações na sísmica (que estão no domínio tempo) não teria representatividade na vertical, já que não foi possível fazer amarração sísmica-poço nesse intervalo.

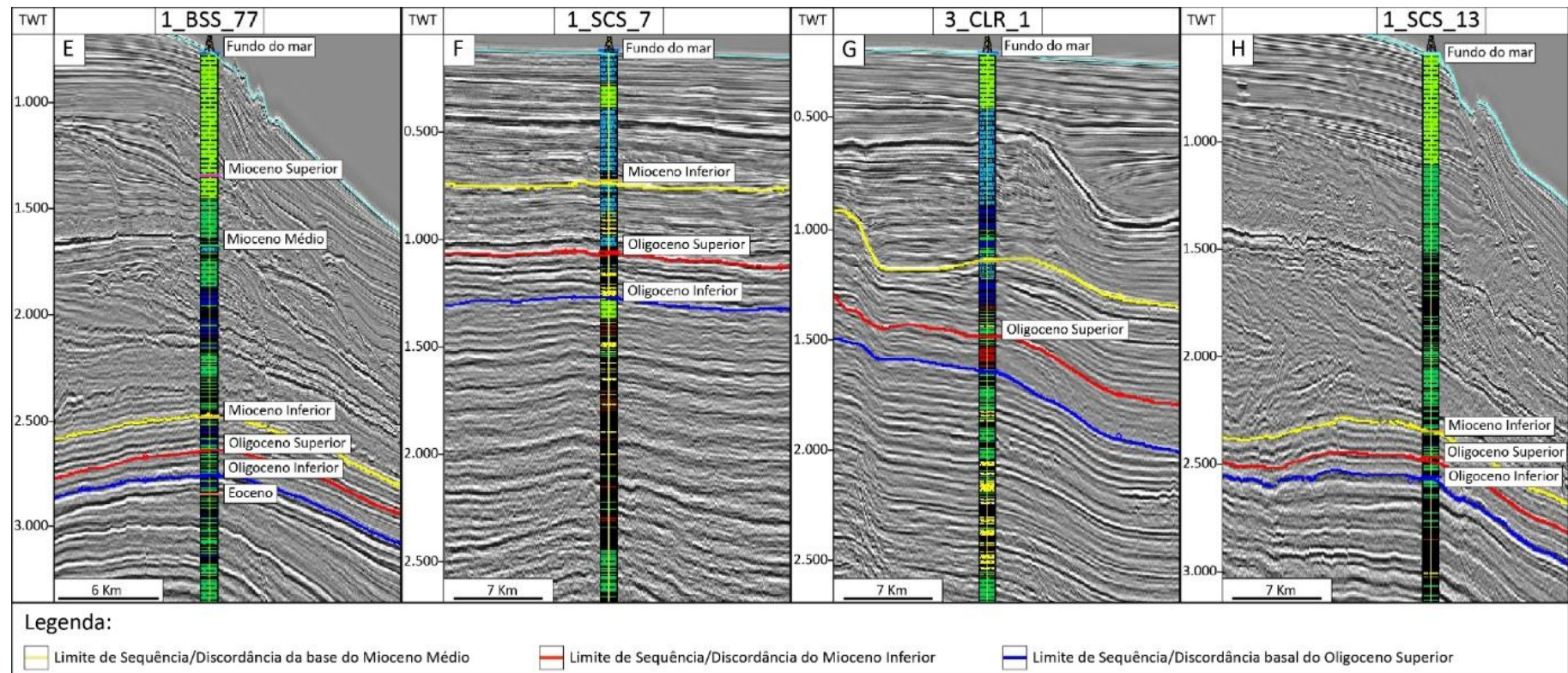
Figura 15 - Análise de Dados Cronoestratigráficos e Definição de Idade das Superfícies Estratigráficas identificadas – Parte I



Legenda: Os limites de sequência principais, representados em amarelo, vermelho e azul, coincidem com o topo do Mioceno Inferior, o topo do Oligoceno Superior e o topo do Oligoceno Inferior, respectivamente. A correlação é mais confiável naqueles poços que foram perfurados em áreas longe dos domos de sal. No caso dos poços 1-SPS-9, 1-SCS-9A e 1-SCS-5, por encontrarem-se em flanco de domo, a correlação não é muito confiável.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 16 - Análise de Dados Cronoestratigráficos e Definição de Idade das Superfícies Estratigráficas identificadas – Parte II



Legenda: Os limites de sequência principais, representados em amarelo, vermelho e azul, coincidem com o topo do Mioceno Inferior, o topo do Oligoceno Superior e o topo do Oligoceno Inferior, respectivamente. No caso do poço 3-CRL-1, apesar de possuir informação de datação disponível no Mioceno, as profundidades não foram plotadas nas linha sísmica, pois a perfilagem disponível encontra-se a partir do Oligoceno Superior, pelo que incluir as outras datações na sísmica em tempo, não teria representatividade na vertical, já que não foi possível fazer amarração sísmica-poço nesse intervalo.

Fonte: A autora, 2019.

3.2.3 Petrofísica

O termo "petrofísica" foi cunhado há mais de 60 anos por G.E. Archie e J.H.M.A. Thomeer (THOMAS, 1992). Por definição, petrofísica é o estudo quantitativo das propriedades físicas e químicas das rochas e de seus fluidos contidos.

A petrofísica enfatiza as propriedades relacionadas aos sistemas de poros, sua distribuição de fluidos e características de fluxo. Essas propriedades e seus relacionamentos são usados para identificar e avaliar, de forma geral, reservatórios, fontes de hidrocarbonetos, selos e aquíferos.

Nesta seção, são descritos os modelos e equações utilizados na caracterização das propriedades petrofísicas dos poços-chave, usando os dados de perfis disponíveis na área de estudo. As características do reservatório e do fluido que foram determinadas são: volume argiloso, porosidade, saturações de fluidos, espessura de reservatório neto e espessura de reservatório com hidrocarboneto.

3.2.3.1 Volume argiloso

A maioria das rochas contém tipicamente uma porcentagem de argilas em sua composição mineral. Essas argilas podem estar presentes seja formando parte da matriz, seja revestindo as paredes dos poros ou preenchendo os poros, afetando assim a porosidade da rocha.

Além das argilas (partículas <4 µm), os siltes (partículas entre 4 – 74 µm) também são obstrutores da porosidade, sendo ambos constituintes dos folhelhos e siltitos. Dependendo do contexto, algumas vezes esses termos são usados indistintamente, causando um pouco de confusão. Nesse sentido, o que importa ter claro é que, na caracterização petrofísica, precisa-se diferenciar a rocha reservatório da não reservatório.

Consequentemente, neste trabalho, o volume de tudo aquilo que não é reservatório será agrupado como "Volume de não reservatório" (V_{NR}) e considerado equivalente a "Volume argiloso" (V_{sh}).

No mundo dos clásticos, o perfil de raios gama (GR) é o perfil mais usado para estimar o volume de argila de uma formação, já que mede a radioatividade expressa por ^{0}API . As rochas

que possuem argilas são naturalmente mais radioativas devido à presença de Potássio em diversos minerais, por exemplo, micas, illita, feldspatos potássicos, urânio, tório etc.

Assim, para estimar o volume de não reservatório V_{NR} usou-se o perfil de raios gama GR na fórmula de Rider (1986), assumindo uma relação linear entre o índice de raios gama I_{GR} (Equação 1) e o volume de folhelho V_{sh} (Equação 2):

$$I_{GR} = V_{sh} = V_{NR} \quad (1)$$

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

Onde: I_{GR} = índice de raios gama

V_{sh} = volume argiloso

V_{NR} = volume de não reservatório

GR_{log} = raio gama lido no perfil

GR_{min} = raios gama mínimo lido em um arenito “limpo” ou carbonato

GR_{max} = raios gama máximo lido no folhelho

3.2.3.2 Porosidade

A porosidade (ϕ) é a fração relativa do volume dos poros que se encontram em uma rocha (Equação 3), estando relacionada à capacidade da rocha de armazenar fluidos. O volume total do espaço poroso interconectado é denominado porosidade efetiva ($\phi_{efetiva}$) (Equação 4).

$$\phi_{Total} = \frac{\text{Volume dos poros}}{\text{Volume total}} \quad (3)$$

$$\phi_{Efetiva} = \frac{\text{Volume dos poros interconectados}}{\text{Volume total}} \quad (4)$$

Na literatura, existem diversas fórmulas para calcular a porosidade a partir de perfis básicos tais como o sônico, a densidade e neutrão. Entre os vários modelos, o perfil de densidade (RHOB) foi usado para estimar a porosidade neste trabalho (Equação 5).

Segundo Rider 2011, a porosidade calculada pelo perfil de densidade é afetada pelos elementos que compõem a matriz e o fluido. Desse modo, considerou-se uma densidade de

matriz de 2,65g/cc para os arenitos e de 2,71g/cc para o carbonato. Para a densidade dos fluidos, foi 1 g/cc (água) e 0,8 g/cc (óleo).

O volume de folhelho foi usado para corrigir a porosidade efetiva (SCHLUMBERGER, 1989) (Equação 6).

$$\phi_{total} = \frac{RHO_{ma} - RHO_b}{RHO_{ma} - RHO_f} \quad (5)$$

Onde: RHO_{ma} = densidade da matriz

RHO_f = densidade do fluido

RHO_b = densidade total da formação lida do perfil

$$\phi_{efetiva} = \phi_{total} - V_{SH} * \phi_{SH} \quad (6)$$

Onde: $\phi_{efetiva}$ = porosidade efetiva

ϕ_{total} = porosidade total

V_{sh} = volume argiloso

ϕ_{sh} = porosidade do folhelho

3.2.3.3 Saturação de água

A saturação de água (S_w) refere-se à porcentagem de água que está preenchendo o espaço poroso de um reservatório. Com o conhecimento da saturação da água, é possível determinar qual porcentagem de porosidade é preenchida com um fluido que não seja água (isto é, hidrocarbonetos). Para poder calculá-la é necessário conhecer a resistividade da água de formação (R_w), assim como os elementos que compõem a rocha, tais como matriz, volume argiloso e porosidade.

A resistividade talvez seja a mais fundamental de todas as medições de perfis. Todas as rochas possuem alguma resistência inerente ao fluxo de uma corrente elétrica. A resistividade (R) é a medida física da resistência e é definida como a recíproca da condutividade elétrica do material (C).

A matriz rochosa, o óleo e o gás são isoladores elétricos. Eles não conduzirão o fluxo de uma corrente elétrica e, portanto, suas resistividades são infinitas. A água, no entanto,

conduzirá a eletricidade dependendo de sua salinidade. Isso implica que qualquer fluxo de corrente através de uma formação ocorre na água da formação, e não nos hidrocarbonetos ou na matriz da rocha. A água salgada, com altas concentrações de sólidos dissolvidos (por exemplo, NaCl etc.), conduzirá a eletricidade com muito mais facilidade do que a água doce. Portanto, as zonas portadoras de água têm maior condutividade - ou menor resistividade - do que as zonas portadoras de hidrocarbonetos.

Como o petróleo e o gás não conduzem corrente elétrica, é impossível distingui-los da matriz rochosa com base na resistividade. Esses fluidos, no entanto, preenchem o espaço poroso de uma formação, deixando menos espaço para a água da formação condutora. A corrente elétrica que flui através de uma formação de hidrocarboneto é forçada a seguir um caminho mais tortuoso. O efeito geral da presença de hidrocarbonetos é um aumento na resistividade.

A maioria dos modelos para calcular a saturação da água (S_w) baseia-se na lei de Archie 1941 (Equação 7), quem desenvolveu uma relação quantitativa empírica entre porosidade, condutividade elétrica e saturação de água salgada de rochas. As relações empíricas de Archie podem ser aplicadas para formações sem conteúdo argiloso. O uso dessas relações em rochas com minerais de argilas geraria valores superestimados de S_w .

Uma das várias equações derivadas de Archie é a equação de Simandoux (1963), a qual considera volumes de argila (V_{sh}) e que foi usada para os cálculos de S_w nos poços-chave do projeto (Equação 8).

$$SW_{Archie} = \left(\frac{a * Rw}{\phi^m * Rt} \right)^{1/n} \quad (7)$$

$$SW_{Simandoux} = \frac{a * Rw}{2 * \phi^m} * \left[\sqrt[n]{\left(\frac{V_{SH}}{R_{SH}} \right)^n + \frac{4 * \phi^m}{a * Rw * Rt}} - \frac{V_{SH}}{R_{SH}} \right] \quad (8)$$

Onde: a = coeficiente de tortuosidade

m = coeficiente de cementação

n = coeficiente de saturação

ϕ = porosidade

R_w = resistividade da água de formação

R_t = resistividade da zona não invadida

V_{SH} = volume argiloso

R_{SH} = resistividade da argila

Consideraram-se parâmetros elétricos padrões para arenitos, sendo $a=1$ (coeficiente de tortuosidade), $m=2$ (coeficiente de cementação) e $n=2$ (coeficiente de saturação).

Os cálculos da análise requerem valores de resistividade, em particular a resistividade do filtrado de lama (R_{mf}) e a resistividade da água de formação (R_w). O perfil de resistividade profunda (RDEEP) foi usado como R_t .

Um único valor medido ou calculado de R_{mf} e / ou R_w pode precisar ser aplicado em uma ampla faixa de profundidades. Como a resistividade varia com a temperatura, essa prática exige que as resistividades sejam corrigidas para as temperaturas apropriadas em profundidade. Para isso, é necessário calcular um gradiente de temperatura para cada poço avaliado.

O gradiente de temperatura (T_{Grad}) foi determinado retirando informações pertinentes do cabeçalho do poço e usando a seguinte Equação 9:

$$T_{Grad} = \left(\frac{BHT - T_{ms}}{TD - \text{Lamina de água}} \right) \quad (9)$$

Onde: BHT = temperatura de fundo

TD = profundidade final

Tms = temperatura meia de superfície

Considerou-se uma temperatura meia de superfície (Tms) de 10°C. Os gradientes de temperaturas estimados para os poços chaves estão na Tabela 5.

Tabela 5 – Gradientes de temperatura dos poços chaves

Poço	Mesa Rotaria (m)	Lâmina de água (m)	BHT (°C)	TD TVDss (m)	T-Grad (°C/m)
1-SCS-7	11	104	130.9	4937	0.02502
1-SPS-58	25	196	71.1	2114	0.03186
3-SPS-92	23	297	80.6	2137	0.03838

Legenda: BHT= Bottom Hole Temperature (temperatura de fundo em °C), TD= profundidade final em metros TVDss e T-Grad= Gradiente de temperatura calculado em °C/m.

Fonte: A autora, 2019.

Para a salinidade da água de formação do Oligo-Mioceno foi atribuído o valor de 77800 ppm NaCl, o qual é consistente com os valores de resistividade mínima na zona de água.

3.2.3.4 Espessuras

As espessuras de reservatório neto (*net reservoir*) e reservatório com hidrocarboneto (*net pay*) foram calculadas usando os cortes ou *cutoffs* de $V_{sh} < 40\%$, $Phie > 10\%$ e $S_w < 50\%$.

3.3 Análise de dados sísmicos

A interpretação sísmica de dados 2D e 3D permitiu definir o arcabouço estratigráfico e estrutural do Oligo-Mioceno numa escala semi-regional, sendo interpretados eventos sísmicos que dividem sequências deposicionais regionais.

A metodologia aplicada neste trabalho consistiu numa análise sismoestratigráfica, contemplando alguns critérios da estratigrafia de sequências segundo Posamentier et al. 1988 e utilizando atributos sísmicos no dado 3D.

3.3.1 Sismoestratigrafia

Segundo Emery e Myers, a sismoestratigrafia é uma técnica que serve para interpretar informação estratigráfica a partir de dados sísmicos. As ideias por trás da técnica foram introduzidas em vários artigos no *Memoir 26* pela Associação Americana de Geólogos Petroleiros (AAPG) (VAIL et al. 1977a).

O princípio fundamental da sismoestratigrafia é que dentro da resolução da sísmica, os refletores seguem planos de estratificação que, como tal, relacionam-se com linhas de tempo síncronas. É importante perceber que essa declaração não nega de forma nenhuma que as reflexões sísmicas são geradas pelo contraste de impedância acústica, a qual é o produto da densidade da rocha e da velocidade sísmica (EMERY & MYERS, 1996).

O primeiro passo nos estudos de sismoestratigrafia é delinear as unidades geneticamente relacionadas, que são chamadas sequências deposicionais. Mitchum et al. (1977) definiu a sequência deposicional como “uma unidade estratigráfica composta de uma sucessão

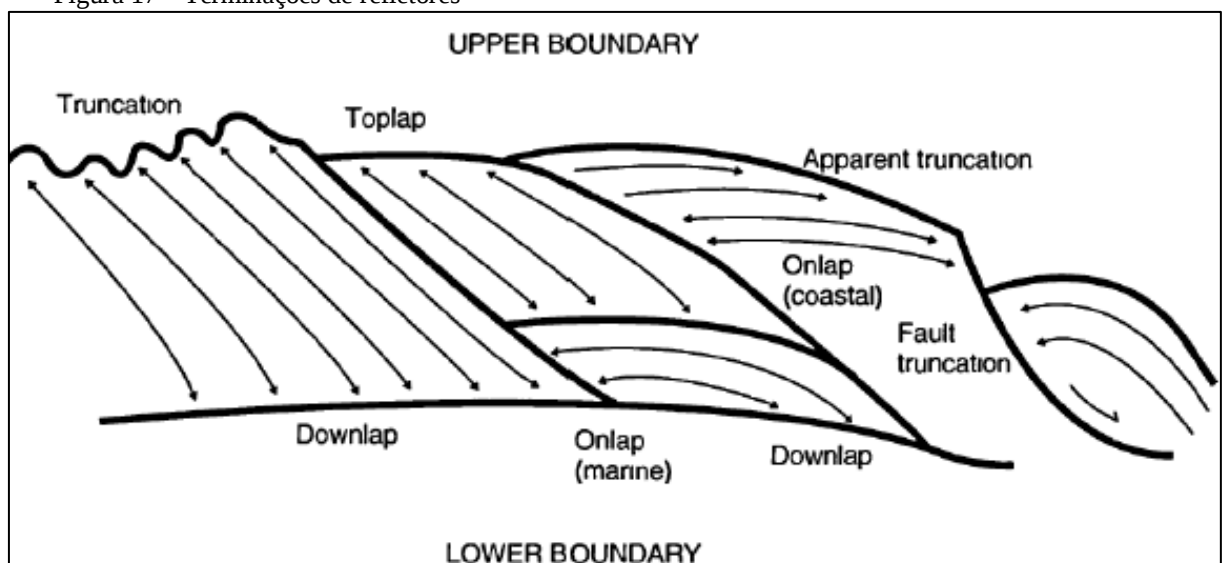
relativamente concordante de estratos geneticamente relacionados e limitada, no topo e na base, por discordâncias ou suas conformidades correlatas”.

Outra unidade genética importante são as parassequências, Van Wagoner et al. (1990) as definiu como “uma sucessão conformável relativa de camadas relacionadas geneticamente ou sets de camadas limitadas por superfícies de inundação marinhas e suas superfícies correlatas”.

O método básico para o delineamento dos limites de sequência deposicional é identificar as terminações dos refletores, também conhecidas como terminações estratais. As principais terminações de refletores são o *onlap*, *downlap*, *toplap* e truncamento erosivo (MITCHUM et al. 1977), (Figura 17).

- a) *Onlap*: quando refletores horizontais ou inclinados terminam contra uma superfície de maior inclinação;
- b) *Downlap*: quando refletores inclinados terminam, mergulho abaixo, sobre uma superfície horizontal ou menos inclinada;
- c) *Toplap*: quando os refletores terminam contra uma superfície sobreposta como resultado de não deposição (hiato);
- d) Truncamento erosivo: quando os refletores terminam contra uma superfície erosiva, a qual precisa de caráter regional para ser considerada um limite de sequência.

Figura 17 – Terminações de refletores

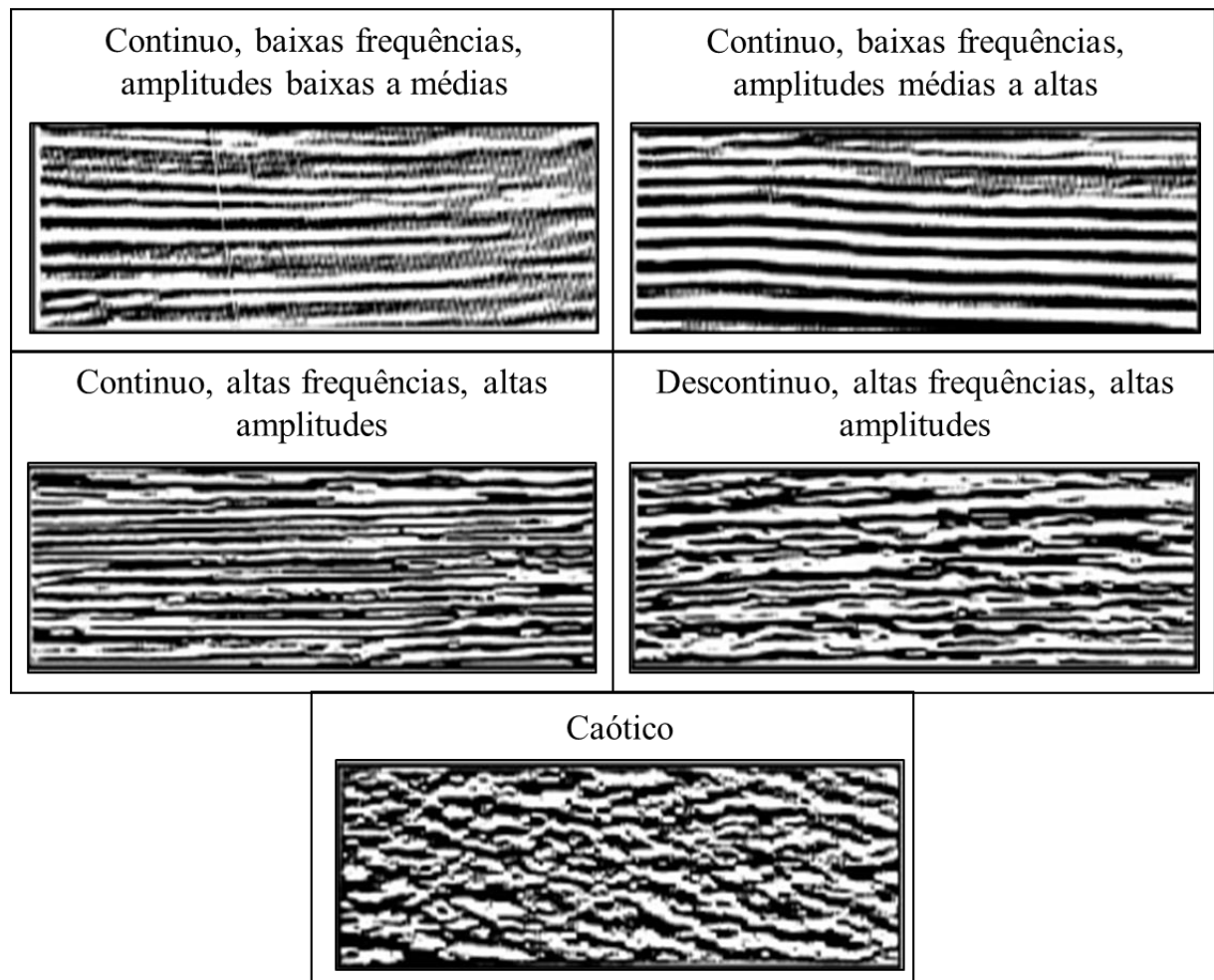


Fonte: MITCHUM et al 1977.

O próximo passo na análise sismoestratigráfica é o delineamento das unidades de fácies sísmicas ou sismofácies. Essas unidades possuem características específicas baseadas na geometria dos refletores, na continuidade, na amplitude e no conteúdo da frequência. Na Figura 18, observam-se exemplos de diferentes sismofácies. A interpretação geológica dessas características está resumida na Tabela 6.

Por outro lado, as características geomorfológicas também são muito úteis na interpretação de sismofácies. Essas características são identificadas na sísmica 3D, usando atributos sísmicos ao longo de uma superfície deposicional (*horizon slices*) como referência (VEEKEN et al.2007) (Figura 19).

Figura 18 – Exemplos de sismofácies



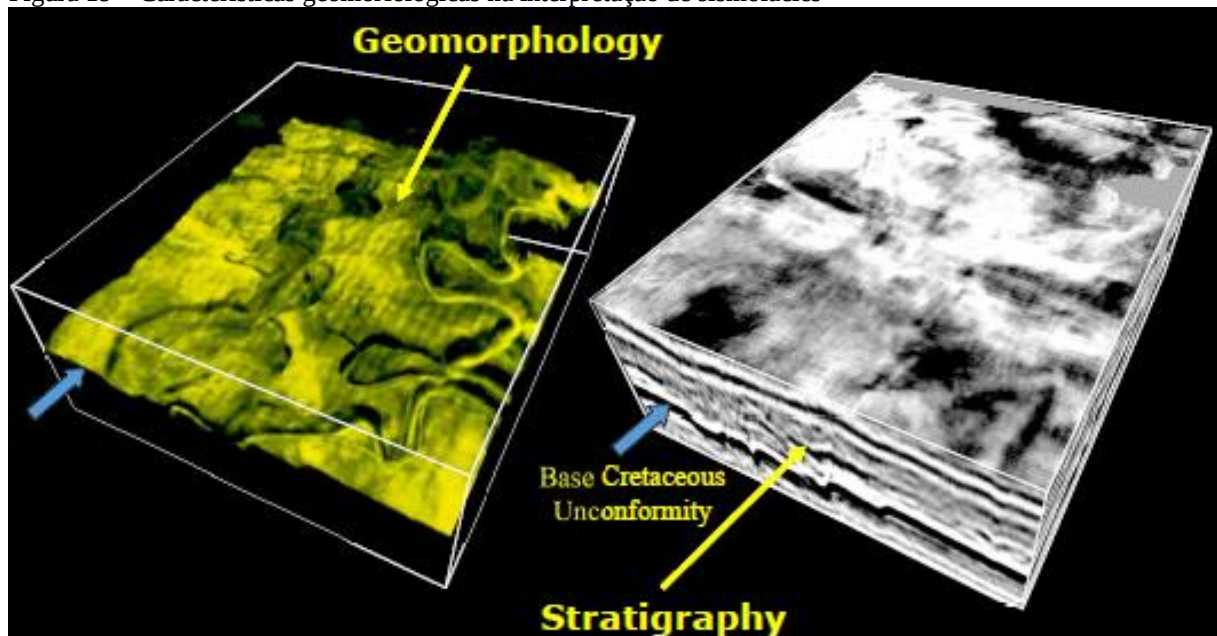
Fonte: modificado de VEEKEN et al 2007.

Tabela 6 – Características de fácies sísmicas e seu significado geológico

Parâmetros de sismofácies	Interpretação geológica
Configurações das refletoras	Padrão de estratificação
	Processo deposicional
	Erosão e paleotopografia
	Contato de fluidos
Continuidade dos refletoras	Continuidade dos estratos
	Processo deposicional
Amplitude dos refletoras	Contraste de Impedância Acústica = velocidade*densidade
	Espaçamento dos estratos
	Conteúdo fluido
Frequência dos refletoras	Espessura dos estratos
Forma externa e associação das fácies sísmicas	Ambiente deposicional
	Fonte sedimentar

Fonte: modificado de MITCHUM et al 1977.

Figura 19 – Características geomorfológicas na interpretação de sismofácies



Fonte: POSAMENTIER, 2015

Segundo Emery e Myers (1996), para entender o comportamento das clinoformas/terminações estratais ao longo do tempo, é necessário considerar o equilíbrio entre a taxa de aporte de sedimentos e a taxa de criação do espaço de acomodação. A taxa de variação do espaço de acomodação é uma função da magnitude do aumento do nível do mar. Se, durante

o mesmo intervalo, a margem da bacia for suprida com um volume maior de sedimentos, o espaço de acomodação inicial será completamente preenchido e o sedimento progradará, permitindo também que a quebra da plataforma progrida na bacia (*basinward*) (Figura 20).

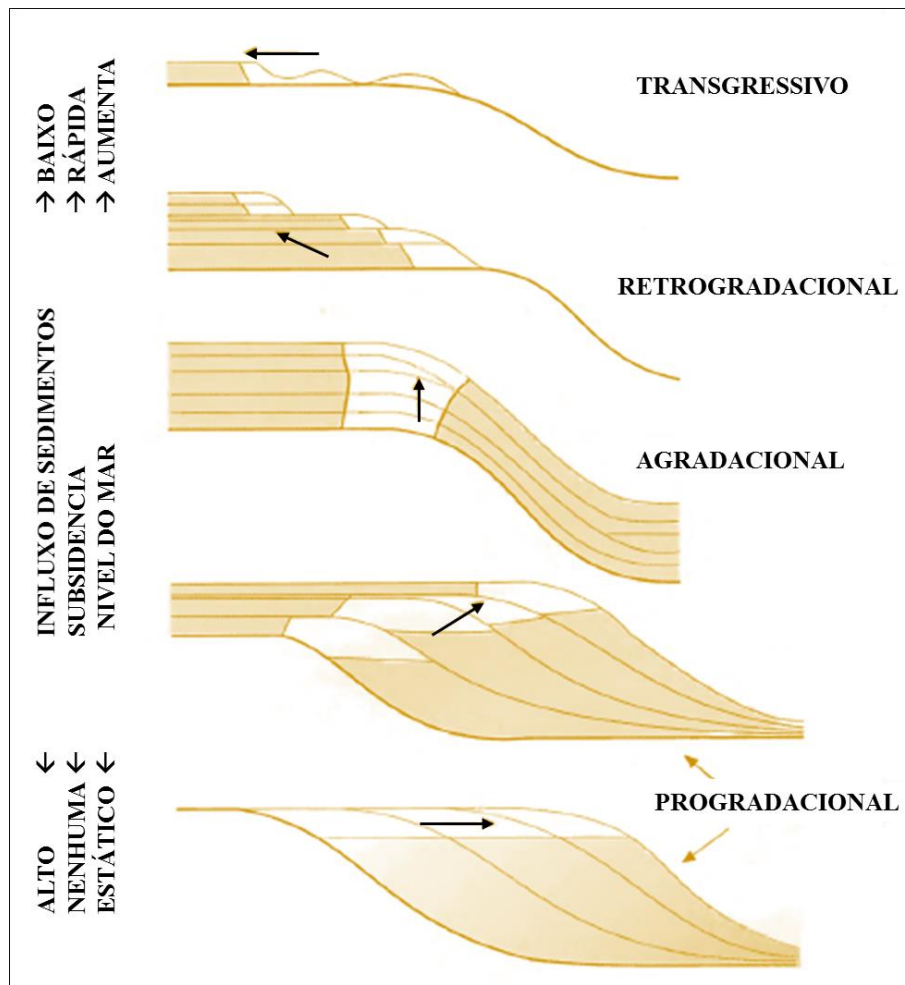
Portanto, as geometrias progradacionais ocorrem quando o aporte de sedimentos excede a taxa de criação do espaço de acomodação. Nos dados sísmicos, a progradação é expressa como clinoformas que mostram a migração da quebra da plataforma para a bacia. A regressão é um termo usado aqui para se referir especificamente ao movimento da linha de costa em direção à bacia.

As geometrias agradacionais ocorrem quando o aporte de sedimentos e a taxa de criação do espaço de acomodação inicial estão aproximadamente equilibrados. As fácies são empilhadas verticalmente e a quebra da plataforma não migra em direção ao continente ou em direção à bacia.

As geometrias retrogradacionais ocorrem quando o aporte de sedimentos é menor que a taxa de criação do espaço de acomodação. As fácies migram para o continente (*landward*) e a antiga quebra da plataforma se torna uma feição relict. A transgressão é usada aqui para se referir especificamente ao movimento da linha de costa em direção ao continente.

Essas fases de progradação, agradação e retrogradação não são contínuas, mas são constituídas por unidades progradacionais de menor escala (subsísmica) denominadas parassequências, as quais são agrupadas em conjuntos de parassequências que compõem geometrias deposicionais observáveis em dados sísmicos.

Figura 20 – Arquitetura deposicional em função da acomodação e o aporte de sedimentos



Fonte: modificado de GALLOWAY, 1989.

3.3.1.1 Superfícies estratigráficas

A identificação das terminações estratigráficas ou terminações de refletores, assim como a sismofácies, são primordiais para delimitar superfícies estratigráficas (Figura 21).

Abaixo, seguem as definições das três superfícies mais importantes na metodologia de estratigrafia de seqüências:

a) Limite de seqüência – LS

Definida como uma inconformidade regional, cuja superfície correlativa correspondente é caracterizada por um *downward shift* no *onlap* costeiro, através da qual ocorrem mudanças distintas no empilhamento vertical. É a superfície que geralmente separa as parassequências com empilhamento de

agradção-progradação daquelas com empilhamento de progradação-agradção ou retrogradação;

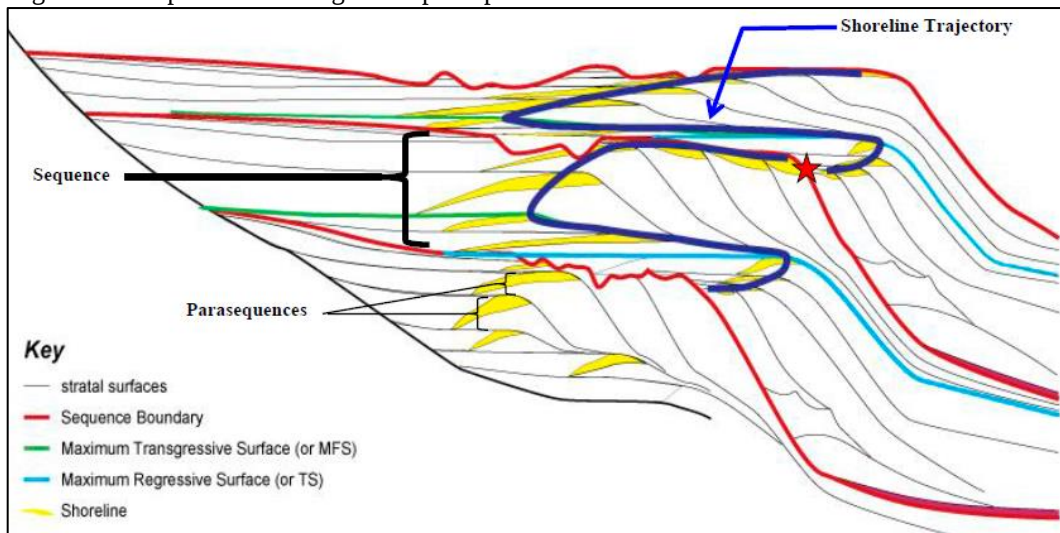
b) Superfícies transgressiva – ST

Também conhecida como superfície de regressão máxima, é uma superfície regional caracterizada como o primeiro limite da parassequência que tem a posição da linha de costa mais próxima em direção a bacia (*basinward*). Os padrões de empilhamento ao longo dessa superfície geralmente mudam de progradação-agradção para retrogradação;

c) Superfície de Inundação Máxima – SIM

Também conhecida como superfície de transgressão máxima, é uma superfície regional caracterizada como o primeiro limite da parassequência que tem a posição da linha de costa mais próxima em direção a continente (*landward*). Os padrões de empilhamento ao longo dessa superfície geralmente mudam de retrogradação para agradção- progradação. Na sísmica, essa superfície pode ser identificada como a superfície de *downlap*.

Figura 21 – Superfícies estratigráficas principais



Fonte: ABREU et al., 2014

3.3.1.2 Tratos de Sistemas

A sequência deposicional é composta por uma sucessão de três tratos de sistema principais desenvolvidos em um segmento da curva eustática. A delimitação das superfícies

estratigráficas, o empilhamento vertical e as geometrias estratais definem três tratos de sistemas (Figura 22).

a) Trato de Sistemas de Mar Baixo – TSMB

Inclui uma ligação de sistemas deposicionais contemporâneos (Brown e Fisher, 1977), caracterizados por um empilhamento de parassequências progradacionais a agradacionais, delimitada por um Limite de Sequência (LS) na base e uma Superfície Transgressiva (ST) no topo;

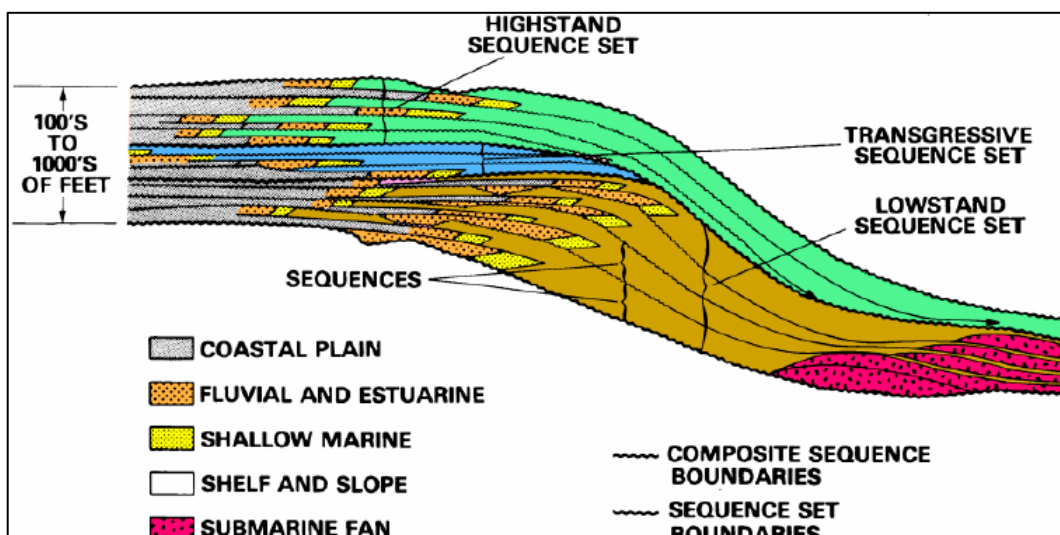
b) Trato de Sistemas Transgressivo – TST

Inclui uma ligação de sistemas deposicionais contemporâneos (Brown e Fisher, 1977), caracterizados por um empilhamento retrogradacional, delimitada por uma Superfície Transgressiva (ST) na base e uma Superfície de Inundação Máxima (SIM) no topo;

c) Trato de Sistemas de Mar Alto – TSMA

Inclui uma ligação de sistemas deposicionais contemporâneos (Brown e Fisher, 1977), caracterizados por um empilhamento de parassequências agradacionais a progradacionais, delimitada por uma Superfície de Inundação Máxima (SIM) na base e um Limite de Sequência (LS) no topo.

Figura 22 – Arquitetura deposicional agrupada em tratos de sistemas



Fonte: VAN WAGONER et al., 1990.

A Tabela 7 resume a definição dos tratos de sistema, padrão de empilhamento e critério de reconhecimento.

Tabela 7 – Tratos de sistema e padrões de empilhamento

Trato de sistema	Padrão de empilhamento	Superfícies limitantes	Acomodação / Tendência do aporte de sedimentos
Trato de sistema de mar alto TSMA	Agradação a Progradação A-P	Acima: LS	Diminuindo, a uma taxa crescente
		Abaixo: SIM	
Trato de sistema transgressivo TST	Retrogradação R	Acima: SIM	Aumentando rapidamente, até o máximo
		Abaixo: ST	
Trato de sistema de mar baixo TSMB	Progradação a Agradação P-A	Acima: ST	Aumentando, a uma taxa crescente
		Abaixo: LS	

Fonte: ABREU et al., 2014

3.3.2 Atributos sísmicos *post-stack*

De modo geral, os atributos sísmicos foram introduzidos como parte da interpretação sísmica no início dos anos 1970. Desde então, muitos novos atributos foram derivados e computados.

Um atributo sísmico é uma quantidade extraída ou derivada de dados sísmicos *post-stack* ou *pre-stack* que podem ser analisados para aprimorar informações sutis em uma imagem sísmica tradicional, levando a uma melhor interpretação geológica ou geofísica dos dados. Exemplos de atributos sísmicos podem incluir, entre outros: tempo medido, amplitude, frequência e atenuação, além de combinações destes.

Como mencionado anteriormente, o dado sísmico 3D analisado neste trabalho corresponde ao levantamento público R0268_BM-S-40. Esse volume é *post-stack* e está em domínio tempo e foi usado no mapeamento de detalhe e na extração de atributos. O atributo mais simples e mais utilizado é a amplitude sísmica, a qual foi usada para a análise qualitativa de sismofácies do Mioceno Inferior. Nesse sentido, foi extraído o valor máximo negativo da amplitude (VAT_{min}) em cada amostra ao longo do horizonte correspondente à discordância do Mioceno Inferior a partir do volume 3D em questão, considerando uma janela de 0,072 segundos acima do horizonte. Também se faz menção do atributo TecVA, que ajuda na

identificação e no mapeamento de características geométricas. Ele calcula a média quadrática (média RMS) em uma janela deslizante sobre cada traço e é um atributo patenteado pela Petrobrás (BULHÕES et al., 2005). A interpretação qualitativa das feições capturadas pelo atributo está descrita na seção 4.1.3.

3.4 Petrogeofísica ou física de rochas

Em termos metodológicos, a petrogeofísica, também conhecida como física de rochas, constitui uma ponte entre as características geológicas qualitativas interpretadas na sísmica e as propriedades quantitativas interpretadas na petrofísica dos poços-chave deste trabalho.

A física de rochas é a ciência da interpretação das relações entre as propriedades elásticas, tais como velocidade da onda P (V_p), velocidade da onda S (V_s) e densidade ($RHOB$), e os parâmetros petrofísicos, tais como litologia, porosidade e saturação, para produzir modelos geológicos precisos (CARCIONE et al., 2000). Sendo assim uma ferramenta chave da geofísica do reservatório e uma parte integral da interpretação sísmica quantitativa.

Na indústria de óleo e gás, os modelos de física de rochas representam a ligação entre parâmetros determináveis a partir da sísmica e as informações geológicas necessárias para interpretar e avaliar diferentes objetivos de exploração (DUNNE et al., 2017). A Figura 23 apresenta a posição da petrogeofísica na interpretação qualitativa e quantitativa.

Figura 23 – Posição da petrogeofísica na interpretação qualitativa e quantitativa



Fonte: A autora, 2019.

3.4.1 Substituição de fluidos

A substituição de fluidos é uma parte importante da análise da física de rochas que tem como objetivo modelar as propriedades elásticas de um reservatório em diferentes condições de saturação, seja água, óleo ou gás. Isso permite entender como a resposta sísmica de uma rocha muda quando o fluido no espaço poroso muda.

Para tal fim, o modelo de Gassmann (1951) é o mais utilizado. Assim, o processo será abordado em quatro partes:

a) Pré-requisitos: Módulos elásticos e velocidades

- Módulo de incompressibilidade (módulo *bulk*) de uma rocha isotrópica (K): Resistência de uma rocha em se deformar em todas as direções, é definido como a razão entre a tensão hidrostática e a deformação volumétrica, sendo o inverso da compressibilidade. Pode ser determinado no laboratório ou usando perfis. Para ambos os casos a equação é:

$$K = RHOB * \left(Vp^2 - \frac{4}{3}Vs^2 \right) \quad (10)$$

Onde: *RHOB* = densidade em g/cc

Vp = velocidade da onda P em m/s

Vs = velocidade da onda S em m/s

- Módulo de cisalhamento (módulo *shear*) de uma rocha isotrópica (G): Também conhecido por módulo de rigidez é definido como a razão entre a tensão de cisalhamento aplicada ao corpo e a sua deformação específica. Pode ser determinado no laboratório ou usando perfis. Para ambos os casos a equação é:

$$G = RHOB * Vs^2 \quad (11)$$

Onde: *RHOB* = densidade em g/cc

Vs = velocidade da onda S em m/s

- Velocidade da onda P (*Vp*). Refere-se à velocidade de propagação de uma partícula via dilatação ou compressão, seguindo a direção do movimento da onda (Equação 12), (Figura 24).

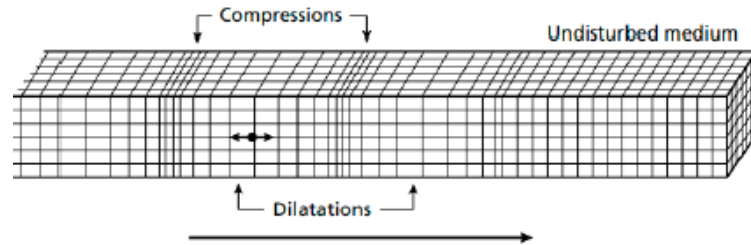
$$Vp = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{RHOB}} \quad (12)$$

Onde: $RHOB$ = densidade em g/cc

K = módulo *bulk* em GPa

G = módulo *shear* em GPa

Figura 24 – Movimento de partícula associado à deformação elástica de um médio pela onda P



Fonte: BOLT, 1993

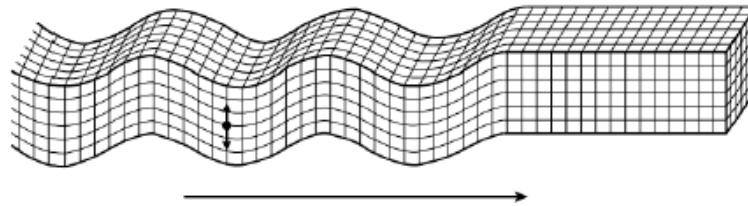
- Velocidade da onda S (V_s). Refere-se à velocidade de propagação de uma partícula que oscila perpendicularmente à direção do movimento da onda (Equação 13), (Figura 25).

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{RHOB}} \quad (13)$$

Onde: $RHOB$ = densidade em g/cc

G = módulo *shear* em GPa

Figura 25 – Movimento de partícula associado à deformação elástica de um médio pela onda S



Fonte: BOLT, 1993

b) Equações de Gassmann (1951)

As equações de Gassmann relacionam o módulo de incompressibilidade (K) de uma rocha em estado saturado (K_{sat}) com a porosidade (ϕ), incompressibilidade da rocha seca (K_{dry}), incompressibilidade da matriz mineral (K_{min}) e módulo de incompressibilidade dos fluidos presentes no poro (K_{fl}) (Equação 14).

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_{min}}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_{min}} - \frac{K_{dry}}{K_{min}^2}} \quad (14)$$

O módulo de incompressibilidade da rocha saturada é sensível à composição do fluido presente no poro, diferentemente do módulo de cisalhamento (G) que não varia durante o curso de substituição de fluido (suposição feita por Gassmann) (Equação 15). $G_{dry} = G_{wet}$ (15)

A modelagem da substituição de fluidos requer que os efeitos do fluido inicial sejam extraídos antes de simular os efeitos do segundo fluido a ser incluído nos poros. Para isso, o módulo de incompressibilidade da rocha seca (K_{dry}), o módulo de cisalhamento (G) e a densidade do sistema serão estimados considerando a saturação inicial e, desse modo, determinando as propriedades e efeitos ocorridos na presença do novo fluido.

c) Considerações fundamentais

As equações de Gassmann estão baseadas em três suposições principais. Uma delas é que a rocha é homogênea e isotrópica. Os poros estão perfeitamente conectados. A pressão de poros está equilibrada no espaço poroso.

d) Ingredientes da equação

- Porosidade (ϕ), definida na seção 3.2.3.2. A porosidade usada na equação de Gassmann é a efetiva, já que o fluido deve ser capaz de fluir facilmente através dos poros;
- Propriedades da matriz (K_{min}). Depende das propriedades dos minerais que compõem a rocha. A Tabela 08 apresenta os valores dos módulos elásticos correspondentes a diversos minerais. Para os arenitos do projeto, considerou-se um módulo de incompressibilidade = 36.6GPa, um módulo de cisalhamento = 45GPa e densidade = 2.65 g/cc.

Tabela 8 – Módulos elásticos de diversos minerais

Mineral	Módulo de incompressibilidade GPa	Módulo de cisalhamento Gpa	Densidade g/cc
Quartzo	37	44	2.65
Feldspato (albita)	76	26	2.63
Argila	Variável	Variável	Variável
Calcita	77	32	2.71
Dolomita	95	45	2.87
Halita	25	15	2.16
Anidrita	45	29	2.98
Siderita	124	51	3.96
Pyrita	147	132	4.93
Hematita	100	95	5.24

Fonte: CARMICHAEL, 1989

- Propriedades da armação da rocha (K_{dry}): Refere-se a o módulo de incompressibilidade efetivo da rocha seca. Pode ser medido no laboratório e/ou derivado de perfis usando a equação de Gassmann na forma:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_{min}}{K_{fl}} + 1 - \phi \right)^2}{\frac{\phi K_{min}}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_{min}} - 1 - \phi} \quad (16)$$

- Propriedades do fluido (K_{fl}): O módulo de incompressibilidade e a densidade do fluido saturando a rocha devem ser conhecidos para aplicar a equação de Gassmann. A forma mais comum de modelar os fluidos é usando as relações empíricas de Batzle e Wang (1992).

3.4.2 Estimativa do perfil sônico cisalhante

É importante lembrar que tanto o sônico compressional (DTCO) como o sônico cisalhante (DTSM) medem a vagarosidade que é o inverso da velocidade, sendo V_p a velocidade compressional (velocidade da onda P) e V_s a velocidade cisalhante (velocidade da onda S). Como visto acima, a velocidade da onda S (V_s) é uma propriedade elástica fundamental na análise de física de rochas (Equação 17). Na ausência desse perfil, torna-se necessário sua modelagem usando modelos empíricos.

$$V_s = \frac{304800}{DTSM} \quad \text{m/s} \quad (17)$$

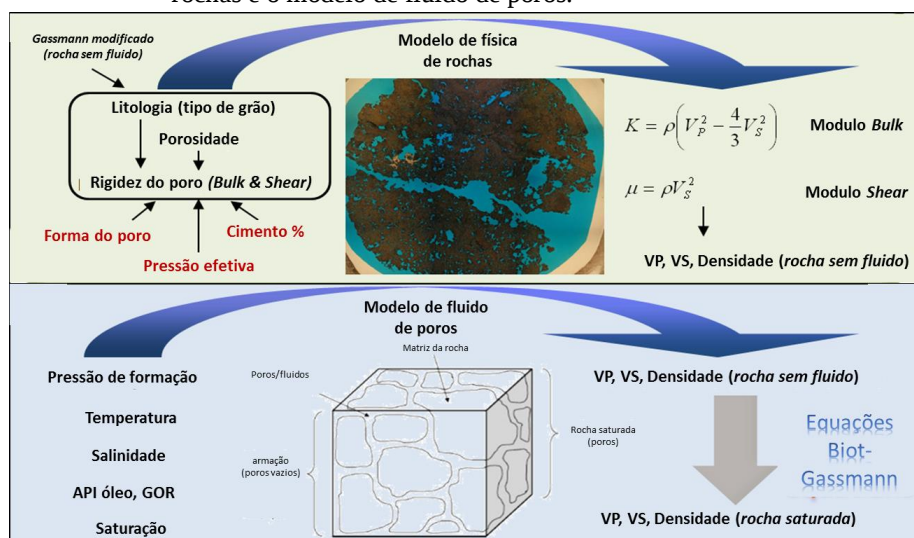
Na literatura encontra-se uma ampla e diversa gama de relações V_p/V_s que, em geral, têm a limitação de serem aplicáveis apenas na área de estudo de cada autor. Não obstante, as estimativas dos autores têm em comum duas etapas (MAVKO et al., 2003) que, dependendo do objetivo, podem ser usadas em uma ordem indistinta.

Uma delas é estabelecer uma relação empírica entre V_p e V_s considerando um fluido de referência saturando a rocha, de preferência 100% saturada por água ($S_w=1$). A outra etapa é usar a equação de Gassmann (GASSMANN, 1951) para definir essa relação empírica para outras condições de saturação de fluidos. Neste projeto, foi estimado um pseudo-sônico cisalhante para o poço 1-SCS-7.

3.4.3 Modelos e *templates* de física de rochas

Os modelos de Física de Rochas (*RPMs*) são traduções matemáticas das características físicas das rochas e de suas propriedades elásticas (DUNNE et al., 2017). Como mencionado anteriormente, eles representam o vínculo entre o que podemos estimar a partir de uma reflexão sísmica e o que queremos prever (Figura 26). Consequentemente, é necessário muito esforço para obter o modelo de física de rochas que melhor represente nossos dados, usando todas as informações disponíveis. Ademais, isso precisa ser feito para todos os possíveis reservatórios, selos e fluidos em uma área de estudo.

Figura 26 – Exemplo conceitual mostrando vários controles geológicos nos modelos de física de rochas e o modelo de fluido de poros.



Fonte: Modificado de DUNNE, 2010

Existem diversos modelos de física de rochas publicados na literatura, e cada um deles tem seus benefícios e limitações. De forma geral, podem ser agrupados em três classes, teóricos, empíricos e heurísticos (WANG, 2001; MA et al., 2010; BOSCH et al., 2010). Ao mesmo tempo, os modelos baseados em física avançada podem ser muito incertos devido a restrições limitadas nos parâmetros de entrada, sem dados de laboratório para ajustar esses parâmetros (AVSETH, et al. 2010).

Além disso, a experiência mostrou que nem todos têm um desempenho igualmente bom quando testados em conjuntos de dados de perfis de alta qualidade em sistemas clásticos e carbonatos (DUNNE, 2010). Os melhores métodos são os que permanecem precisos, longe do controle do poço. Os atributos desejados de um modelo de física de rochas incluem:

- a) Uma base física sólida;
- b) Poucas variáveis livres quando possível;
- c) Prever V_p e V_s medidos para qualquer litologia, porosidade, pressão, temperatura e textura.

Um tratamento completo da física de rochas está além do escopo deste projeto, mas para os estudos de interpretação quantitativa (QI) de exploração, é vital ter em mente que a física de rochas tem muita relação com fazer previsões laterais e verticais longe do controle do poço. Portanto, pode ser considerada como uma ferramenta de calibração.

3.4.4 Análise de tendências de física de rochas

Em ambientes predominantemente clásticos, como neste projeto, a maneira de conseguir entender as variações de propriedades é estabelecer um conjunto inter-relacionado de tendências “*trends*” que vincule os parâmetros elásticos (V_p , V_s e densidade) à profundidade do soterramento (Z_{bml}) mediante o uso de *crossplots*. Esse conjunto de inter-relações constitui o que se conhece como *templates* de física de rocha (*RPTs*).

As tendências da física de rochas são tão boas quanto os dados em que são construídas. Na melhor das circunstâncias, pode ser possível medir V_p , V_s e densidade em plugues de núcleo representativos. No entanto, nem sempre isto é possível, de modo que os perfis de poços provavelmente fornecerão uma fonte mais abundante de dados e, usando ferramentas modernas de perfis, estimativas muito precisas. Há várias coisas a serem observadas ao usar registros de

poço em um estudo de física de rochas. Essa área de especialização às vezes é chamada de "petrofísica sísmica" e alguns dos seus principais aspectos estão listados abaixo:

- a) As litologias do "membro final" (*end member*) podem ser isoladas usando registros auxiliares (raio gama, nêutron, resistividade);
- b) Usar filtros no caliper para não usar dados de perfis que possam estar com erro;
- c) Usar *blocking* ou a quadratura dos perfis para remover os efeitos do ombro (resolução do perfil);
- d) Quando possível, sempre trabalhar com dados de registro avaliados como 100% saturados com água;
- e) Se necessário, usar a substituição de fluidos de Gassmann para definir zonas de *net pay* no reservatório com água, usando a melhor estimativa de saturação de hidrocarbonetos;
- f) Usar perfis auxiliares como um eixo de cor para revelar outros potenciais controles geológicos sobre as tendências.

Seguem algumas considerações importantes ao analisar tendências:

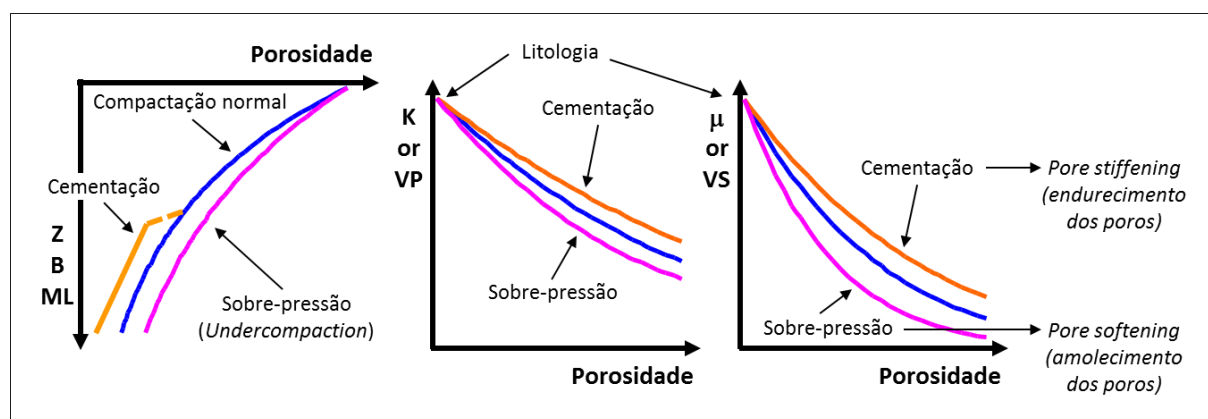
- a) A densidade e a porosidade são facilmente relacionadas entre si ao se conhecer a densidade de grãos e a densidade de fluidos da rocha;
- b) O V_p e o V_s podem ser vinculados à porosidade usando ajustes de tendência "trends" ou modelos de física de rochas apropriados (embora, às vezes, use-se mais naturalmente o módulo de incompressibilidade K e o módulo de cisalhamento G);
- c) A porosidade pode ser vinculada à profundidade do soterramento usando curvas de compactação.

Litologias diferentes (por exemplo, areias e folhelhos) perdem a porosidade de maneiras divergentes a partir do momento em que são depositadas. Por exemplo, os folhelhos tendem a ter uma alta porosidade deposicional, mas podem compactar-se rapidamente até um ponto em que a água presa nas argilas não possa mais escapar efetivamente, interrompendo ainda mais a perda de porosidade (e gerando pressões excessivas). As areias tendem a ter uma porosidade deposicional mais baixa (seus grãos mais esféricos se comportam melhor do que as argilas), mas compactam-se lentamente, aumentando a área de contato grão-grão, até que mais perda de porosidade seja então acelerada pela (tipicamente) cimentação de quartzo, que normalmente é

iniciada uma vez que a temperatura do soterramento excede entre 80 e 100 ° C (AVSETH et al., 2010).

Da mesma forma, a dependência de V_p e V_s na porosidade é diferente para cada tipo de litologia. As velocidades sempre aumentam à medida que a porosidade diminui, aproximando-se dos valores de V_p e V_s dos grãos da rocha à medida que a porosidade se aproxima de zero. Pouco antes do momento da deposição, V_p será a velocidade do som na água (~ 1500 m / s) e V_s será zero. O caminho percorrido entre esses pontos fixos depende de fatores como cimentação, sobre-pressão e textura da rocha (*sorting*, tamanho do grão etc.), que podem atuar para enrijecer (*stiffen*) ou suavizar (*soften*) o espaço poroso da rocha (Figura 27).

Figura 27 –Tendências de física de rochas fornecendo uma descrição completa das propriedades elásticas.



Legenda: Em azul, a tendência de compactação normal; em rosa, a tendência de sobre-pressão (processos mecânicos) e, em laranja, a tendência de cimentação (processos químicos).

Fonte: Modificado de DUNNE, 2010

Cada litologia presente em uma Bacia, portanto, deve ser tratada separadamente durante a análise de tendências. O papel de um modelo de física de rochas é efetivamente descrever, de forma funcional, o ciclo de vida de um sedimento. Isso equivale a apresentar um ajuste matemático para as trajetórias nos diferentes *templates* de física de rochas: $Z_{bml} \rightarrow \text{Porosidade}$ ($\rightarrow \text{Densidade}$); $\text{Porosidade} \rightarrow V_p$; $\text{Porosidade} \rightarrow V_s$. Esses ajustes matemáticos serão específicos para uma determinada Bacia, porque cada Bacia possui uma história estrutural e térmica única, assim como diferentes taxas de sedimentação e proveniência (AVSETH et al., 2010).

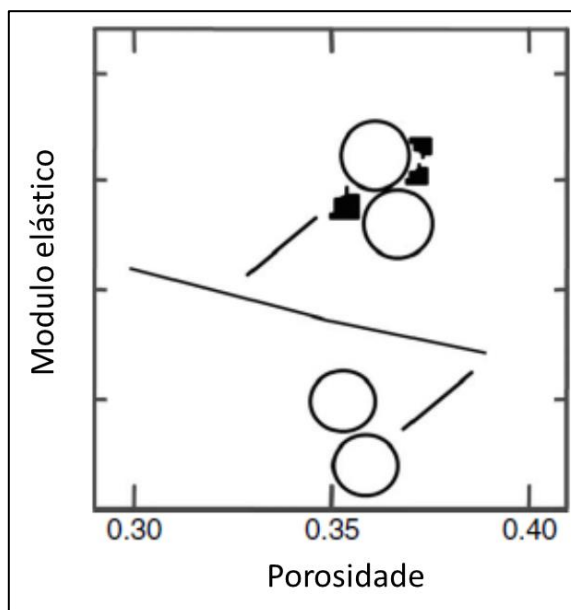
3.4.4.1 Modelo de física de rochas – *Friable sand* e *Friable shale*

Neste estudo, usou-se uma combinação de abordagens teóricas, empíricas e heurísticas através de um modelo de compactação linear e o modelo de física de rochas areia friável

(*Friable sand*) e folhelho friável (*Friable shale*) de Dvorkin e Nur (1996) para analisar os reservatórios identificados em diferentes contextos deposicionais.

O modelo de areia friável descreve como a relação de velocidade-porosidade muda conforme o *sorting* é deteriorado (Figura 28). O modelo de folhelho friável é idêntico ao modelo de areia, mas com parâmetros mineralógicos de folhelho ao invés de areia.

Figura 28 – Representação do modelo “Friable-sand” e as variações sedimentológicas correspondentes



Legenda: O modulo elástico aumenta ligeiramente com a deterioração do *sorting* e a quantidade crescente associada de material preenchendo poros.

Fonte: DVORKIN & NUR, 1996

O modelo de Dvorkin e Nur representa a mudança de arenitos bem classificados até arenitos pobremente classificados conforme são depositados grãos menores no espaço poroso. Esses grãos adicionais deterioram a classificação, diminuem a porosidade e aumentam ligeiramente a rigidez das rochas.

Nesse sentido, o modelo possui dois *end members*, um deles começa considerando um arenito com porosidade máxima em torno de 40% a 47%, essa porosidade é conhecida como porosidade crítica.

Conforme o arenito é endurecido (*stiffened*) por uma pressão de confinamento, o contato dos grãos incrementa e aparecem grãos menores diminuindo a porosidade efetiva aproximando-se assim ao outro *end member* com porosidade mínima de 0%.

Os módulos elásticos dos *end members* são modelados como um pacote de esferas elásticas sujeitas a pressão de confinamento. Esses módulos são obtidos pela teoria de Hertz-Mindlin (1949) usando as Equações 18 e 19:

$$K_{HM} = \left[\frac{n^2(1-\phi_c)^2 G^2}{18\pi^2(1-\nu)^2} P \right]^{1/3} \quad (18)$$

$$G_{HM} = \frac{5-4\nu}{5(2-\nu)} \left[\frac{3n^2(1-\phi_c)^2 G^2}{2\pi^2(1-\nu)^2} P \right]^{1/3} \quad (19)$$

Onde: K_{HM} = módulo de incompressibilidade

G_{HM} = módulo de cisalhamento

P = pressão de confinamento

ϕ_c = porosidade crítica

n = número de coordenação (número de contatos por grão)

ν = razão de Poisson

A razão de Poisson pode ser expressado em termos dos módulos de incompressibilidade e cisalhamento conforme a Equação 20:

$$\nu = \frac{3K-2G}{2(3K+G)} \quad (20)$$

O número de coordenação n depende da porosidade, como demonstrado por Murphy (1982). A relação entre o número de coordenação e a porosidade pode ser aproximado pela seguinte Equação 21 empírica:

$$n = 20 - 34\phi + 14\phi^2 \quad (21)$$

Assim para uma porosidade de 0.4, $n=8.6$.

Quando a porosidade é igual a zero, estamos no outro *end point* do modelo que representa o módulo de incompressibilidade e o módulo de cisalhamento do mineral. Esses módulos correspondem a uma mistura seca calculada com as Equações 22, 23 e 24:

$$K_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{K_{HM} + \frac{4}{3}G_{HM}} + \frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{K + \frac{4}{3}G_{HM}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}G_{HM} \quad (22)$$

$$G_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{G_{HM} + Z} + \frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{G + Z} \right]^{-1} - Z \quad (23)$$

Onde

$$z = \frac{G_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8G_{HM}}{K_{HM} + 2G_{HM}} \right) \quad (24)$$

Sintetizando (Equações 25 e 26):

a) Quando $\phi = \phi_c$ (porosidade crítica), se obtém o resultado HM

$$K_{dry} = K_{HM} \text{ e } G_{dry} = G_{HM} \quad (25)$$

b) Quando $\phi = 0$, se obtém o valor do mineral

$$K_{dry} = K_{min} \text{ e } G_{dry} = G_{min} \quad (26)$$

3.4.5 Fundamentos da variação da amplitude em função do afastamento (AVO)

Segundo Silva et al. (2010), a origem do AVO pode ter vindo de Koefoed, cujo trabalho, publicado em 1955, propôs pela primeira vez a possibilidade de extração de informações litológicas de coeficiente de reflexão medidas em ângulos de incidência não normais. A hipótese de Koefoed foi reforçada em 1984, quando Ostrander publicou um artigo (OSTRANDER, 1984) no qual se mostrou que a presença de gás em uma areia capeada por xisto poderia ser a causa da variação da amplitude com o offset em dados sísmicos pre-stack, ou seja, a influência do gás na variação de amplitude com offset. Desde então, a maior parte do esforço de pesquisa tem sido orientada para o uso de atributos AVO como indicadores diretos de hidrocarbonetos (DHI).

A variação da amplitude em função do afastamento procura extrair parâmetros da rocha, analisando a amplitude sísmica em função do ângulo de reflexão.

O coeficiente de reflexão

O coeficiente de reflexão em uma interface, entre duas camadas, depende da razão das velocidades compressionais, da razão das densidades, das razões de Poisson dos meios e do ângulo de incidência θ . A incidência da onda pode ser normal ou oblíqua à uma superfície.

A dependência do coeficiente de reflexão com relação ao ângulo de incidência é descrita pelas complexas equações de Zoeppritz (1919).

Nesse sentido, Aki e Richards (1980) aproximaram as equações de Zoeppritz, em uma forma matricial que pudesse ser usada em rotinas computacionais (CASTAGNA & BACKUS, 1993). Essas aproximações podem ser realizadas para pequenas variações nos parâmetros do meio e para ângulos de incidência comumente encontrados na sismica (CASTAGNA et al., 1998). Equação 27.

$$R(\theta) \sim A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (27)$$

Onde R é o coeficiente de reflexão em função da variação do ângulo de incidência θ . A, B e C representam relações de V_p , V_s e densidade na interface de duas camadas e estão definidas com nas seguintes Equações 28, 29 e 30:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{\langle V_p \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right) \quad (28)$$

$$B = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{\langle V_p \rangle} \right) - 2 \left(\frac{\langle V_s \rangle}{\langle V_p \rangle} \right)^2 \times \left(2 \frac{\Delta V_s}{\langle V_s \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right) \quad (29)$$

$$C = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{\langle V_p \rangle} \right) \quad (30)$$

A letra A representa o intercepto que é uma aproximação do coeficiente de reflexão exato no ângulo de incidência igual a zero, dependente do contraste de impedância acústica da onda P.

A letra B representa o gradiente o qual corresponde a uma aproximação de quanto o coeficiente de reflexão diminui ou aumenta em função do quadrado do seno do ângulo de incidência.

3.4.6 Modelagem AVO

A variação da amplitude em função do afastamento (AVO) refere-se a variações determinadas pelas propriedades sísmicas das rochas, as quais são dependentes das propriedades físicas das rochas (litologia, porosidade e tipo de fluido) (CASTAGNA et al., 1993).

Existem dois tratamentos aplicados aos dados de reflexão sísmica e aos poços para estudar essas variações de amplitude com o afastamento fonte-receptor e, conseqüentemente, com o ângulo de incidência.

Um deles é a análise AVO e o outro a modelagem AVO. A diferença está em que a análise AVO é efetuada em seções sísmicas pré-empilhadas ou volumes *FAR* e *NEAR* para, dessa forma, obter propriedades petrofísicas da sísmica e, assim, identificar/diferenciar possíveis anomalias litológicas ou indicadoras de óleo ou gás.

Já a modelagem AVO é o procedimento inverso da análise AVO, isto é, através da integração das propriedades sísmicas e petrofísicas da rocha, é obtida a variação do coeficiente de reflexão com o ângulo de incidência, o que possibilita o estudo da resposta AVO para diferentes casos.

Com a finalidade de entender quais fatores têm uma maior influência nas respostas de AVO, optou-se por fazer uma modelagem AVO integrando modelos e tendências de física de rochas sobre uma linha sísmica para relacionar ambientes deposicionais com essas respostas.

As etapas aplicadas nesta última etapa do trabalho foram:

- a) Criar um cenário base para o modelo: considerou-se um caso de saturação de 100% água;
- b) Simular as mudanças de saturação de fluidos nos reservatórios: considerou-se um caso de saturação de 70% óleo e 30% água;
- c) Gerar dados sísmicos sintéticos de AVO: o produto da convolução são traços sísmicos para cada ângulo de incidência variando no tempo. No total, calcularam-se três *stacks* diferentes: *full stacks* e dois *partial stacks* (*near* e *far*). O *full stack* é o *stack* com todos os ângulos de incidência (de 0° a 45°), o *near stack* considera os ângulos de 0° a 15° e o *far stack* de 30° a 45°;
- d) Medir atributos AVO nos dados sísmicos sintéticos;
- e) Avaliar os efeitos concorrentes que afetaram a resposta AVO dos reservatórios avaliados.

Dado que a literatura sobre AVO é muito ampla, o decorrer da seção 4.4 expõe os conceitos específicos utilizados na modelagem, para ajudar na compreensão da metodologia de integração aplicada no final.

4 OLIGO-MIOCENO NO SUL DA BACIA DE SANTOS: RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Interpretação sismoestratigráfica

4.1.1 Arcabouço cronoestratigráfico

Considerando os preceitos de Estratigrafia Sísmica e de Sequências (MITCHUM et al., 1977 e POSAMENTIER et al. 1988), as superfícies interpretadas nas linhas sísmicas são descontinuidades/discordâncias e, conseqüentemente, limites de sequências as quais serviram para construir o arcabouço cronoestratigráfico entre o Oligoceno Superior e o Mioceno Médio.

Os dados cronoestratigráficos disponíveis, mesmo sendo bastantes conflitantes em alguns casos, serviram para identificar o intervalo do Oligoceno Superior ao Mioceno Médio (ver Capítulo 3.2.2.).

Em geral, os arenitos reservatórios estão sotopostos sobre estas superfícies, de maneira que uma análise fisiográfica destas superfícies se fez necessária. Deste modo, os arenitos do Oligo-Mioceno, objeto de estudo, serão posicionados claramente nos seus devidos contextos fisiográficos.

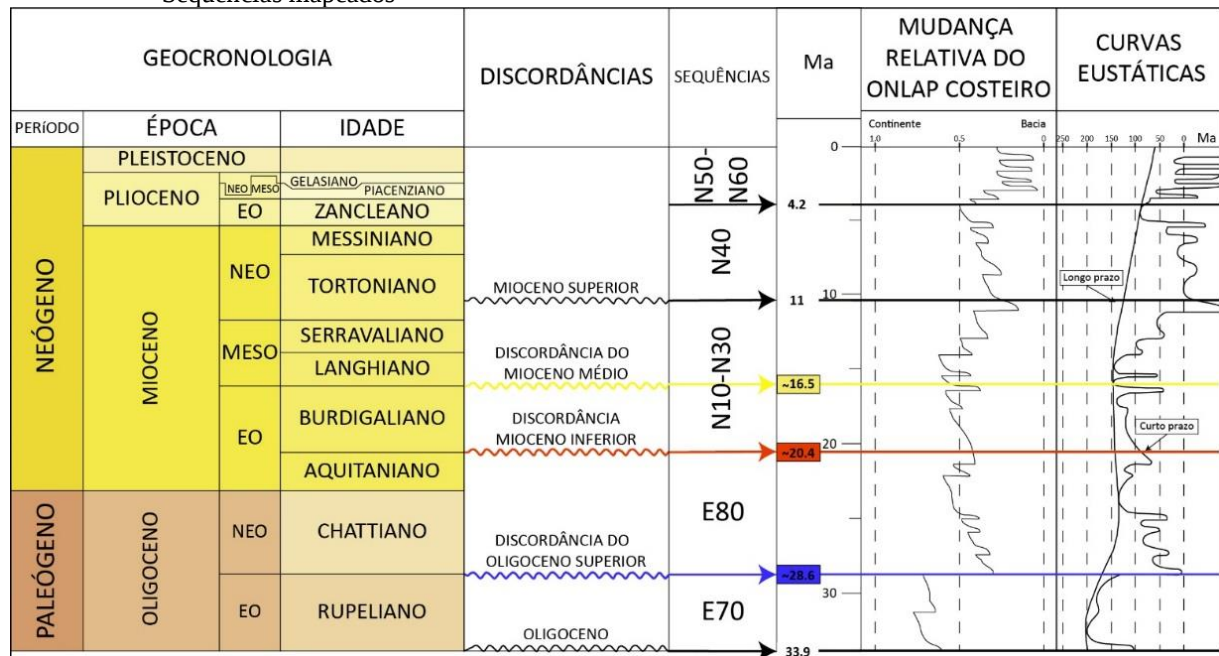
As superfícies mapeadas foram correlacionadas com a curva de variação eustática de Haq et al. (1987) para identificação e datação das mesmas e o conseqüente reconhecimento, segundo Moreira et al. (2007), das sequências estratigráficas da Bacia de Santos, conforme mostrado na Figura 29.

Deste modo, interpretaram-se três limites de sequência, os quais caracterizam as sequências deposicionais (SD) do Oligoceno Superior e do Mioceno Inferior. O limite inferior da SD-E80 corresponde à discordância de ~28.6Ma, o limite inferior da SD-N10 à de ~20.4 Ma e o limite superior à de ~16.5Ma. A Tabela 9 resume as cores usadas para identificar esses limites de sequências, as idades e os códigos.

Sendo assim, a sequência deposicional E80 teria 8 Ma de duração, o que poderia corresponder a duas sequências de 3ra ordem. Já a sequência deposicional do Mioceno Inferior teria uma duração de 4 Ma, podendo ser uma das sequências de 3ra ordem inseridas nas sequências deposicionais N10 de Moreira et al (2007). Neste trabalho, faz-se referência à

sequência deposicional N10 (informação verbal)¹ e não à N10-N30, já que a análise detalhe foi feita no Mioceno Inferior.

Figura 29 – Comparação da variação da curva eustática, Carta estratigráfica da Bacia de Santos e Limites de Sequências mapeados



Legenda: Em amarelo, a discordância do Mioceno Médio com ~16.5Ma; em vermelho, a discordância do Mioceno Inferior com ~20.4Ma e, em azul, a discordância do Oligoceno Superior com ~28.6Ma.

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 9 – Resumo dos três limites de sequência interpretados na sísmica

Superfície mapeada	Limite de Sequência	Identificação	Idade	Código
	Discordância 3	Base do Mioceno Medio (Langhiano)	~16.5 Ma	Disc Mio Med
	Discordância 2	Base do Mioceno Inferior aprox. (Burdigaliano)	~20.4 Ma	Disc Mio Inf
	Discordância 1	Base do Oligoceno Superior (Chattiano)	~28.6 Ma	Disc Olig Sup

Legenda: As cores amarelo, vermelho e azul usadas para identificar os limites de sequências serão as mesmas em todos os gráficos da tese para facilitar sua identificação

Fonte: A autora, 2019.

¹ Fala do Dr. Jobel Lourenço Pinheiro Moreira em discussão técnica, maio 2019.

4.1.2 Análise fisiográfica das sequências deposicionais Oligoceno Superior E80 e Mioceno Inferior N10

Uma análise fisiográfica se faz necessária para entendermos em que contexto se encontram os reservatórios arenosos da SD-E80 e SD-N10 constatados nos poços estudados.

Os três principais limites de sequências identificados, base do Oligoceno Superior, base de Mioceno Inferior e base do Mioceno Médio, foram interpretados na sísmica 2D e 3D.

Os mapas estruturais das três superfícies mapeadas encontram-se em tempo duplo (TWT). A variação da profundidade está representada com cores quentes e frias, sendo estas últimas as zonas mais profundas da interpretação (Figura 30).

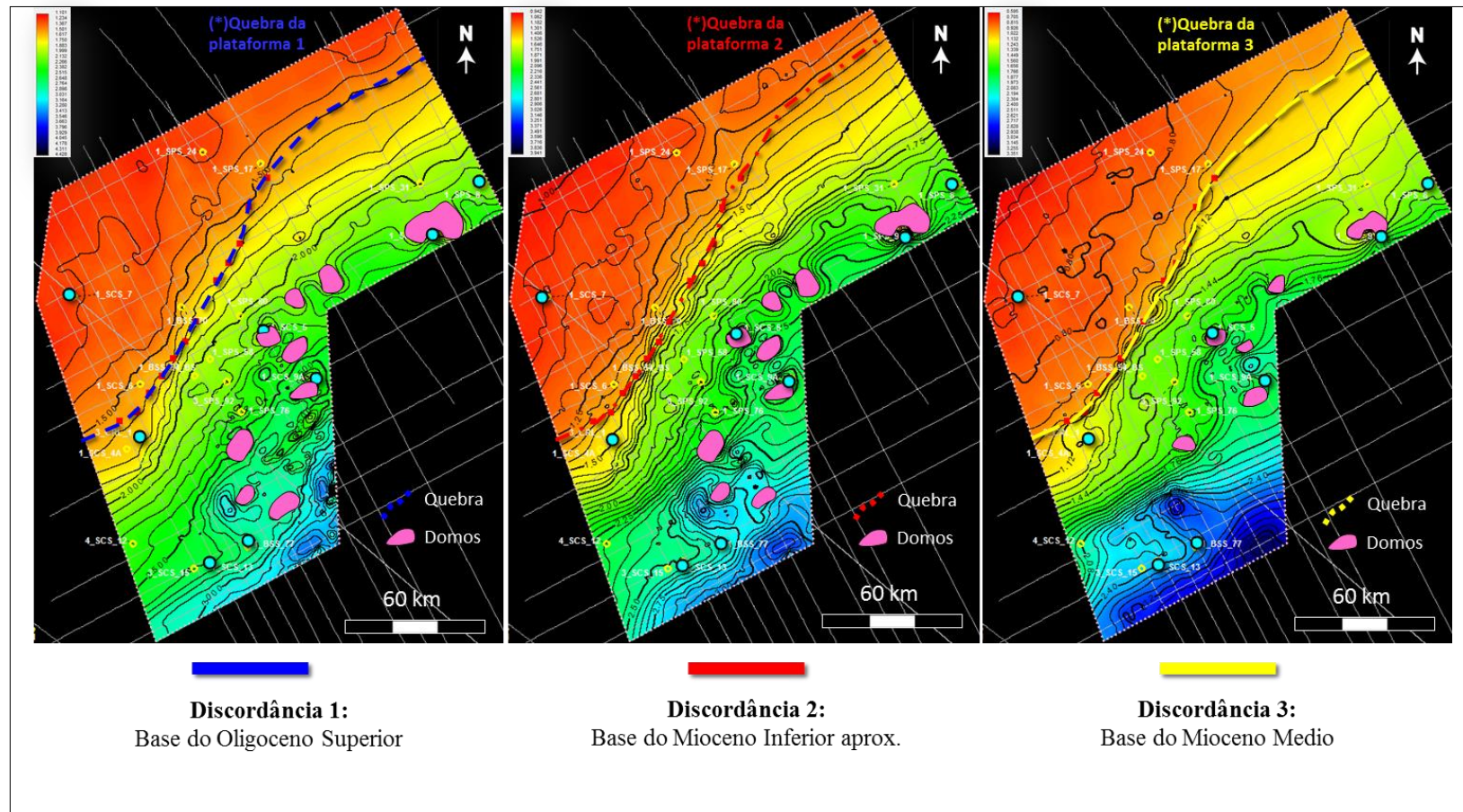
Em termos de halocinese, observa-se que os domos de sal, indicados nos mapas com polígonos rosa, têm um alinhamento NO-SE e estão localizados depois do talude (na bacia), criando pequenas mini bacias.

A sísmica 2D tem uma cobertura semi-regional, o que permitiu interpretar a linha da quebra da plataforma. Ela tem uma variação sutil ao longo do Oligo-Mioceno. No detalhe especificamente ao noroeste vemos um retrocesso e avanço da quebra que é consistente com a mudança relativa do *onlap* costeiro de Haq (Figura 31).

Com a quebra da plataforma bem estabelecida nas linhas sísmicas 2D foi possível caracterizar os ambientes de plataforma, talude e de bacia na área estudada, como sinalado na Figura 32 e Figura 33.

A plataforma está formada por fácies sísmicas com geometrias em lençol de alta amplitude e boa continuidade em direção à bacia, em alguns casos aparecem segmentos de reflexões paralelas e descontínuas. Como visto na correlação de poços, esses contrastes de amplitudes estão relacionados a alternâncias faciológicas predominantemente de arenitos e carbonatos e, por conseguinte, sugerem processos de alternância de alta e baixa energia em ambientes extensos e uniformes.

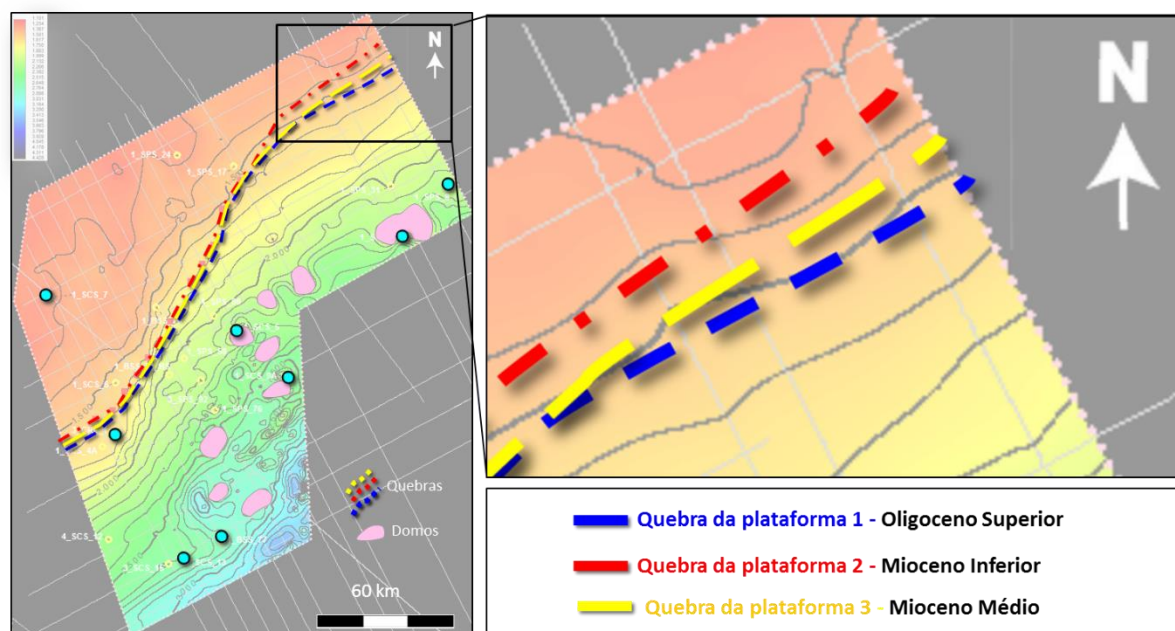
Figura 30 – Mapas estruturais dos limites das seqüências do Oligo-Mioceno



Legenda: Em azul, a discordância da base do Oligoceno Superior; em vermelho, a discordância da base do Mioceno Inferior; em amarelo, a discordância da base do Mioceno Médio. Como referência, os 8 poços com datações disponíveis no Oligo-Mioceno encontram-se em azul.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 31 – Movimentação da quebra da plataforma no Oligo-Mioceno



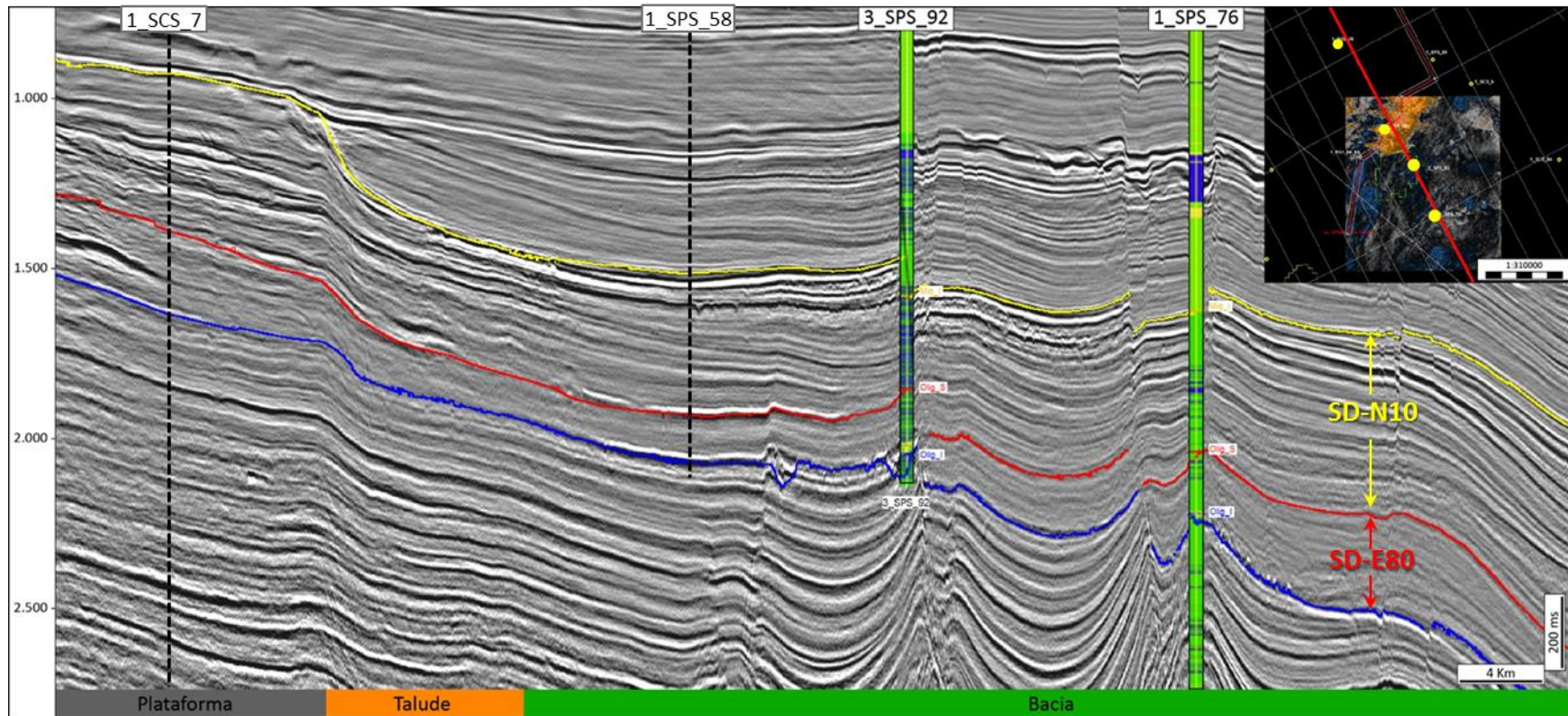
Fonte: A autora, 2019.

A região do talude apresenta reflexões pouco contínuas e em geral de baixa amplitude. Essa porção apresenta as menores espessuras, as quais aumentam em direção à plataforma e em direção à bacia. Na porção da bacia, as sismofácies apresentam refletor plano-paralelos com regular a boa continuidade. Alguns setores apresentam sismofácies “brilhantes” não contínuas que, como visto no poço 3-SPS-92 e confirmado no estudo de Mutti et. al (2014), correspondem a arenitos turbidíticos. Na parte mais distal da sua extensão, a bacia possui as maiores espessuras na região.

Usando conceitos de estratigrafia de seqüências (POSAMENTIER et al. 1988), caracterizaram-se os principais elementos dos sistemas deposicionais no Oligo-Mioceno ao sul da Bacia de Santos. Em geral, as seqüências estratigráficas E80 e N10 possuem uma fase progradante a agradante que representa o trato de mar baixo (TSMB), uma consequente fase retrogradante que representa o trato transgressivo (TST) e uma última fase agradante a progradante que representa o trato de mar alto (TSMA).

Com a definição dos tratos de sistemas para as seqüências E80 e N10 foi possível diferenciar os sistemas arenosos turbidíticos de bacia (TSMB) daqueles sistemas arenosos de plataforma dos TST e TSMA (Figura 32 e Figura 33).

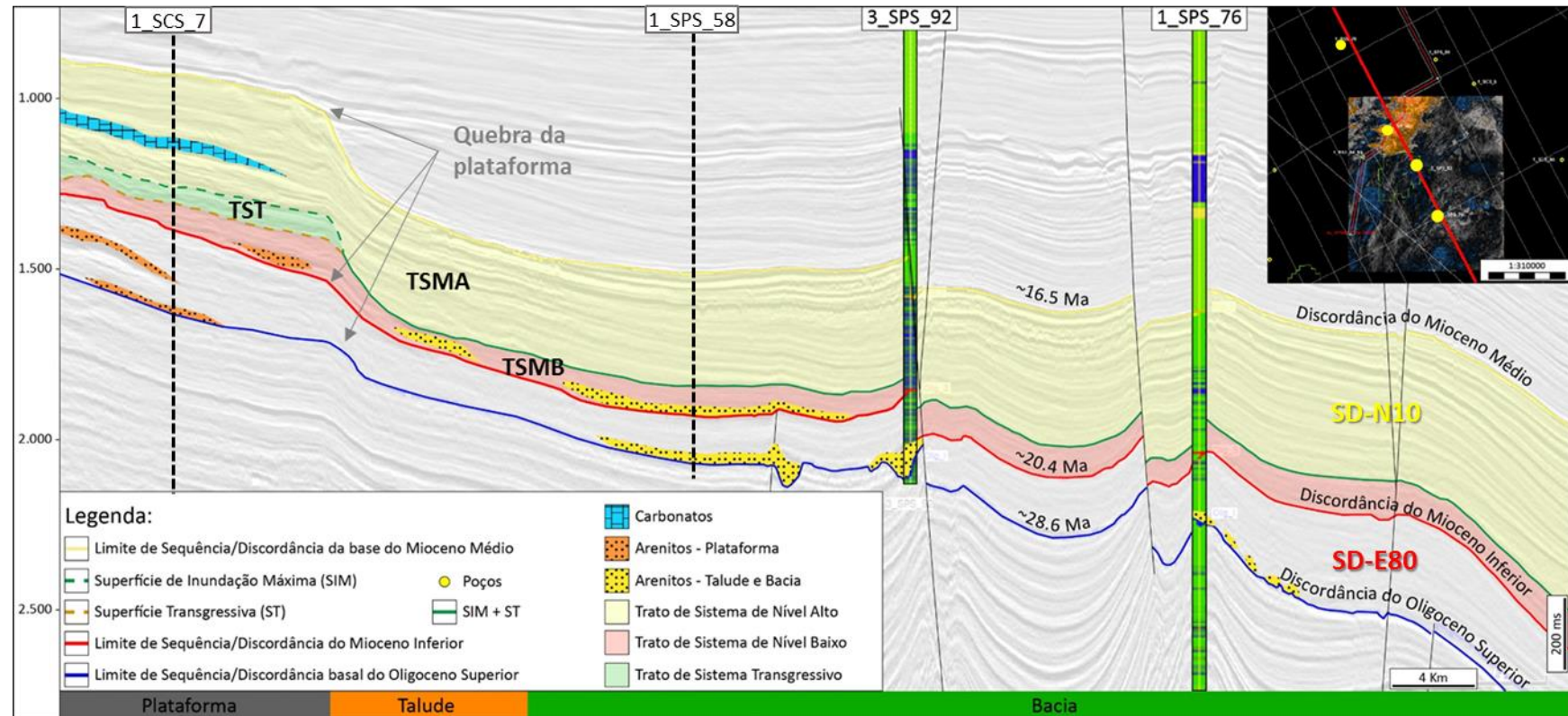
Figura 32 – Paleofisiografia do Oligo-Mioceno – Linha sísmica 0258-1303



Legenda: Em azul, a discordância da base do Oligoceno Superior; em vermelho, a discordância da base do Mioceno Inferior; em amarelo, a discordância da base do Mioceno Médio. A seção sísmica atravessa os poços 3-SPS-92 e 1-SPS76, ambos os poços pegaram arenitos que, segundo Mutti et al. 2014, corresponderiam a turbiditos e contouritos, respectivamente.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 33 – Interpretação estratigráfica no Mioceno inferior



Legenda: Em azul, a discordância da base do Oligoceno Superior; em vermelho, a discordância da base do Mioceno Inferior; em amarelo, a discordância da base do Mioceno Médio. O trato de sistema de mar baixo na base está limitado pela discordância do Mioceno Inferior e ao topo pela superfície transgressiva. O trato transgressivo está limitado na base pela superfície transgressiva e ao topo pela superfície de inundação máxima. Finalmente, o trato de mar alto está limitado na base pela superfície de inundação máxima e ao topo pela discordância da base do Mioceno Médio.

Fonte: A autora, 2019.

A sequência deposicional do Oligoceno Superior E80 desenvolve suas menores espessuras nas regiões de plataforma e talude devido à forte erosão de 20.4Ma.

Nessa região ocorrem arenitos plataformais e nas posições à quebra da plataforma ocorrem calcarenitos e calcirruditos. As maiores espessuras estão desenvolvidas na parte da região do talude e principalmente na bacia onde se encontram arenitos resultantes de fluxos turbidíticos e contouríticos, siltitos, folhelhos e margas.

Para o entendimento regional desta sequência utilizou-se também o trabalho de Mutti et al. (2014). A Figura 34 apresenta uma divisão paleofisiográfica de detalhe incluindo uma diferenciação dos elementos deposicionais de turbiditos e contouritos do Oligoceno sobre um mapa de amplitudes TecVA extraído de um dado sísmico 3D de ampla cobertura e dados de testemunho. Estes elementos deposicionais turbidíticos e contouríticos estão assentados sobre o limite de sequências da SD-E80.

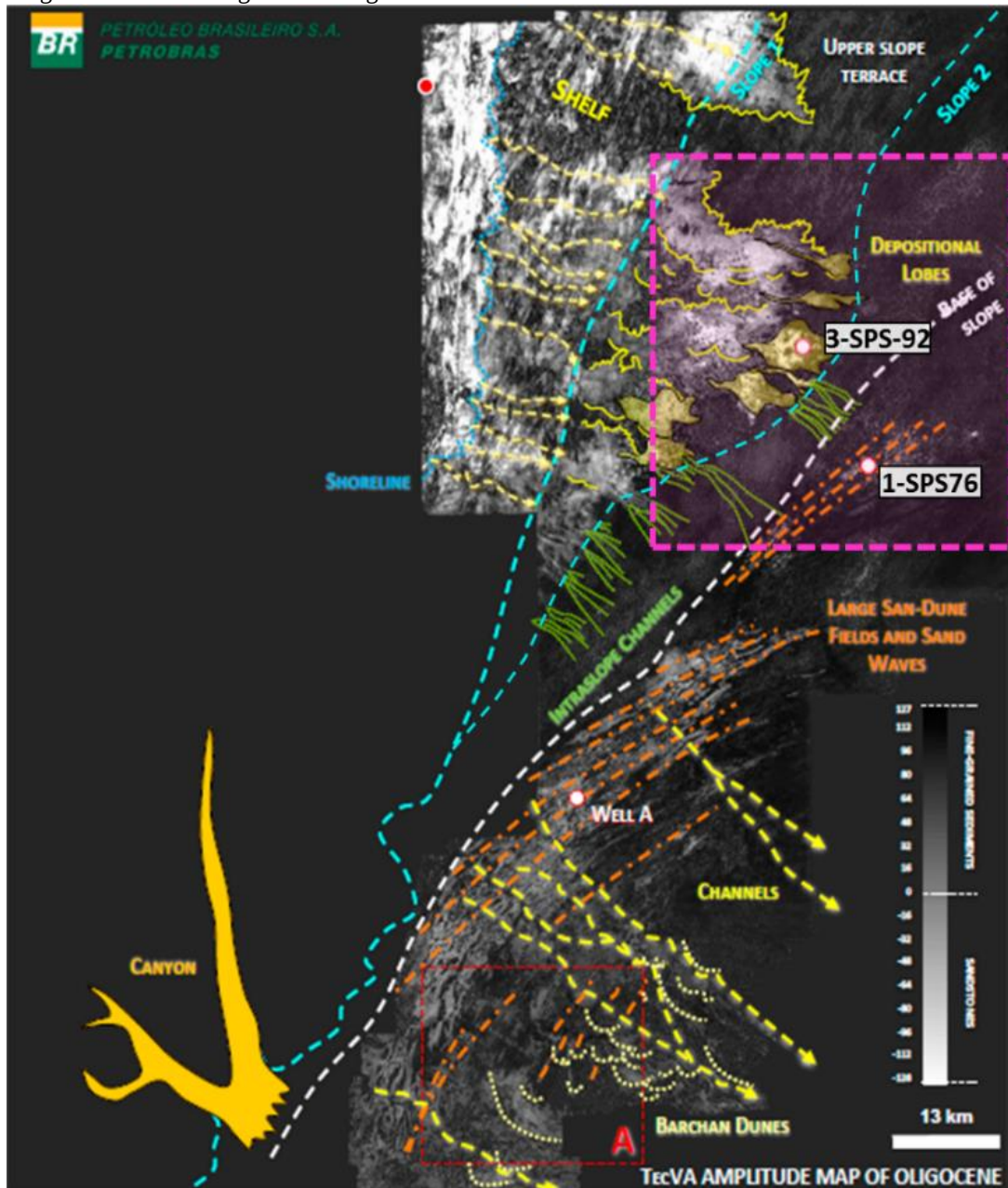
Como referência, os poços 3-SPS-92 e 1-SPS-76 e o polígono em cor rosa do 3D deste estudo estão marcados no mapa de Mutti (Figura 34), o qual assinala quatro elementos que caracterizam um turbidito:

- a) Cânions;
- b) Canais;
- c) canais de intra-talude;
- d) lobos deposicionais.

Além de cinco elementos que caracterizam um contourito:

- a) dunas grandes;
- b) *sand-waves*;
- c) dunas *barchan*.

Figura 34 – Paleofisiografia do Oligoceno

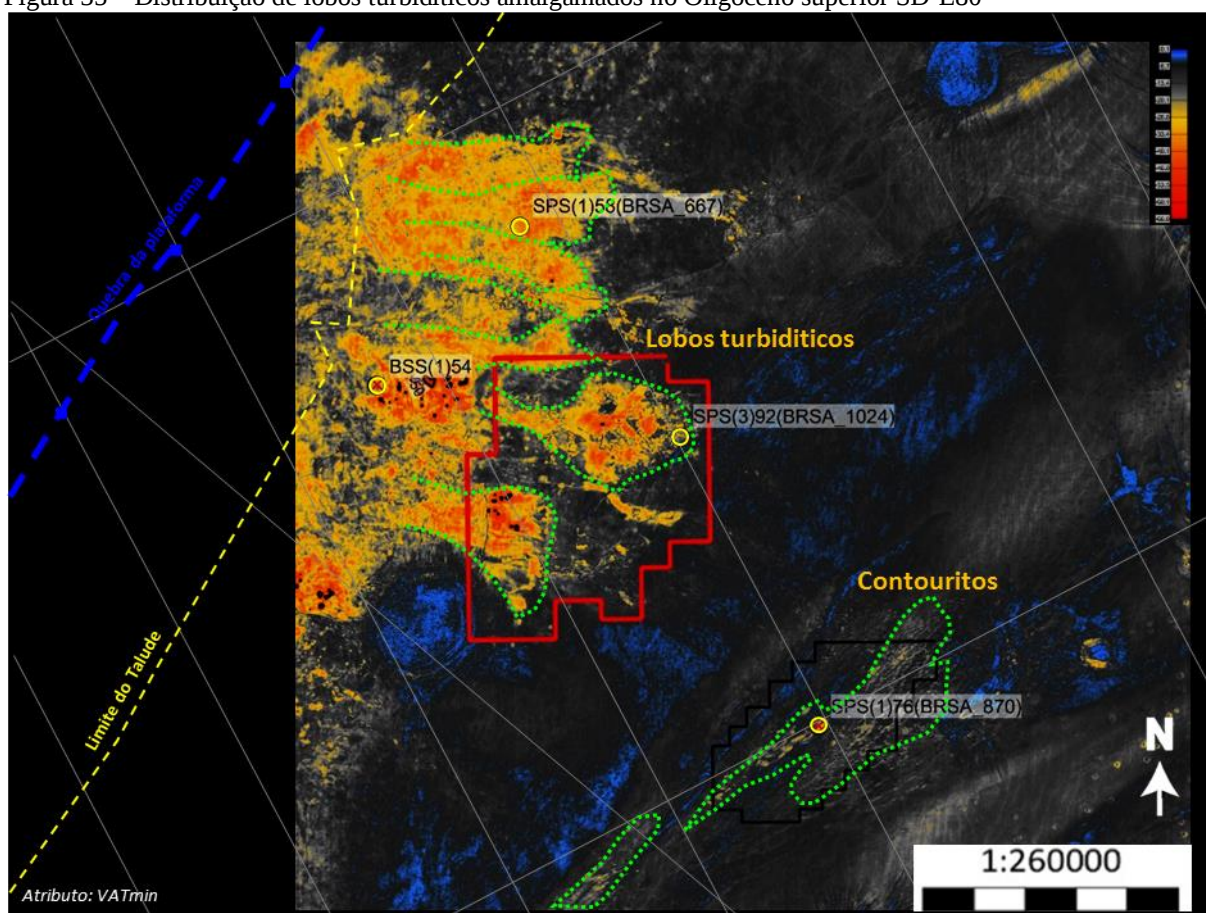


Legenda: Fisiografia e os elementos deposicionais segundo Mutti, a área do 3D em estudo delimitado com o polígono rosa.

Fonte: MUTTI et. al, 2014

A Figura 35 apresenta uma extração de atributos usando o 3D. Observa-se com maior detalhe a distribuição de lobos turbidíticos amalgamados atravessados pelo poço 1-SPS-92 e depósitos de contouritos atravessados pelo poço 1-SPS-76 no Oligoceno superior SD-E80.

Figura 35 – Distribuição de lobos turbidíticos amalgamados no Oligoceno superior SD-E80



Legenda: Em azul, a quebra da plataforma da base do Oligoceno Superior; em amarelo, o possível limite do talude. O atributo extraído corresponde a amplitudes máximas negativas VATmin e uma janela de 0.092 segundo acima da discordância do Oligoceno Superior.

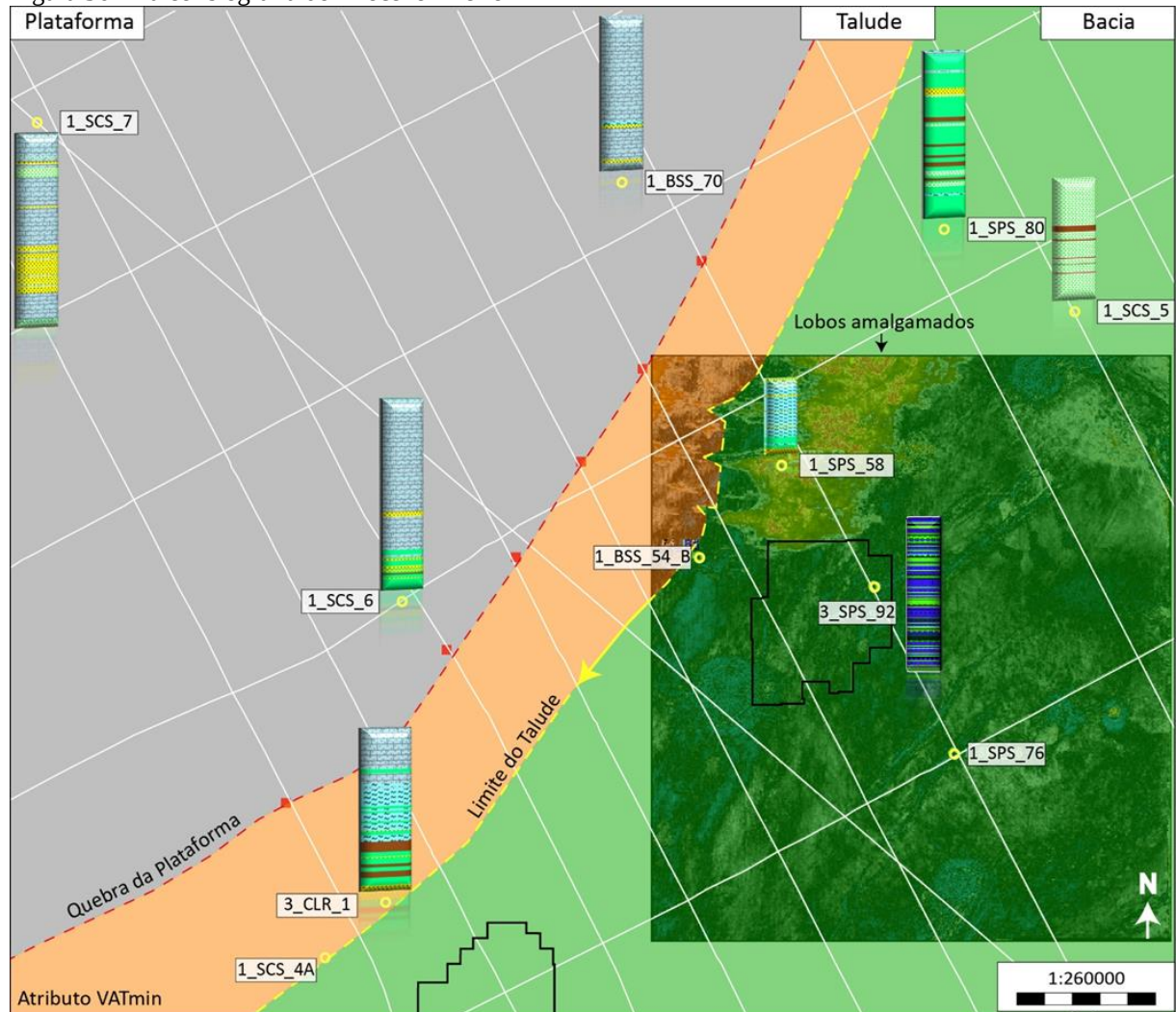
Fonte: A autora, 2019.

A sequência deposicional do Mioceno Inferior N10, se caracteriza pela ocorrência de arenitos plataformais, calcarenitos e plataformas carbonáticas. As maiores espessuras estão desenvolvidas em parte da região do talude e principalmente na bacia onde se encontram arenitos resultantes de fluxos turbidíticos.

A Figura 36 apresenta a divisão paleofisiográfica interpretada no Mioceno Inferior incluindo um mapa de atributos extraído do 3D. Em cada linha da sísmica 2D foi possível reconhecer a quebra da plataforma, a qual está representada com um ponto de controle vermelho no mapa. Em termos faciológicos, na plataforma observa-se que os poços 1-SCS-7, 1-BSS-70 e 1-SCS-6 têm uma predominância de carbonatos e arenitos. Próximos ao limite talude e à bacia encontraram-se os poços 3-CRL-1 e 1-SCS-4 que só atravessaram folhelhos e margas. Na bacia, a razão de folhelhos e margas incrementa razoavelmente em direção à sudeste (SE), como visto nos poços 3-SPS-92, 1-SPS-58 e 1-SPS-76. Sendo que no poço 1-SPS-58 foi constatado um

sistema arenoso turbidítico. Como veremos a seguir, estes arenitos turbidíticos encontraram-se na região bacinal e estão assentados sobre o limite de sequência do Mioceno Inferior N10.

Figura 36 – Paleofisiografia do Mioceno Inferior



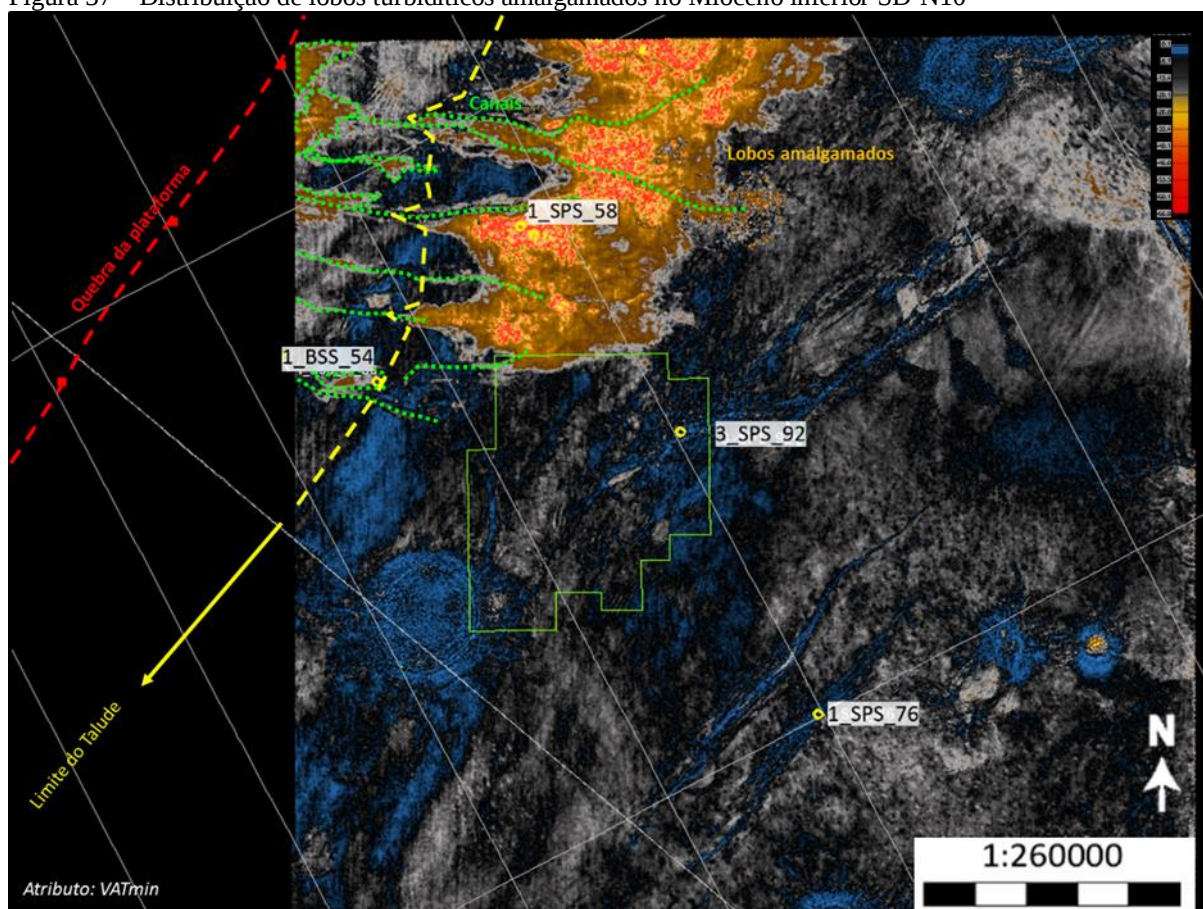
Legenda: Em termos de Paleofisiografia, a plataforma está representada em cinza, o talude em laranja e a bacia em verde. A extração de amplitudes no volume 3D foi feita usando-se do atributo VATmin e de uma janela de 0.072 segundos acima da discordância do Mioceno Inferior.

Fonte: A autora, 2019.

O dado sísmico 3D analisado qualitativamente permitiu entender melhor os elementos deposicionais destes arenitos, os quais representam o TSMB desta sequência. O mapeamento do limite de sequências SD-N10 possibilitou identificar uma porção do talude e da Bacia usando este dado sísmico 3D e as linhas 2D.

A Figura 37 corresponde a uma extração de atributos VATmin (amplitudes máximas negativas) mostrando um complexo de canais e lobos turbidíticos amalgamados associados ao TSMB da SD-N10 (Mioceno Inferior). Foi possível identificar ao menos 4 sistemas de canais/canyons efêmeros alimentando 4 sistemas arenosos turbidíticos da bacia.

Figura 37 – Distribuição de lobos turbidíticos amalgamados no Mioceno inferior SD-N10



Legenda: A extração de amplitudes no volume 3D foi feita usando-se do atributo VATmin e de uma janela de 0.072 segundos acima da discordância do Mioceno Inferior.

Fonte: A autora, 2019

4.1.3 Análise de estratigrafia de seqüências em perfis

Com o intuito de auxiliar a caracterização estratigráfica na plataforma, escolheu-se um poço representativo dessa região. Nesse sentido, usaram-se a litologia interpretada no perfil composto e dois perfis básicos do poço 1-SCS-7 (o perfil de raios gama e o perfil sônico) para analisar a seqüência de 3ª ordem do Mioceno Inferior.

A Figura 38 apresenta os limites de seqüências interpretados, bem como os tratos de sistema correspondentes à da seqüência deposicional N10 (Mioceno Inferior).

As duas superfícies de inundação máxima (SIM I e SIM II) foram interpretadas com um grau de confiança de moderado a baixo. O perfil de raios gama mostra variações sutis de radioatividade, o valor mais alto só chega a 75 API na profundidade de 1235m. Assim, a litologia do perfil composto e o perfil sônico ajudaram na definição da SIM I e SIM II. A SIM

I foi posicionada na base de um folhelho com valores de sônico de 110 us/ft, a SIM II, por sua vez, na base de um calcilutito muito fino com valores de sônico de 120 us/ft.

No total, identificaram-se quatro padrões de empilhamento por par de litologias. Usaram-se como referência os limites de sequência (LS) interpretados na sísmica, os quais são a base do Mioceno Médio (em amarelo) e a base do Mioceno Inferior da SD-N10 (em vermelho). Além deles, foi interpretado um outro limite de sequência (em azul claro) na base de um arenito à 1100m, dividindo a sequência de 3 ordem SD-N10 em duas de 4^o ordem.

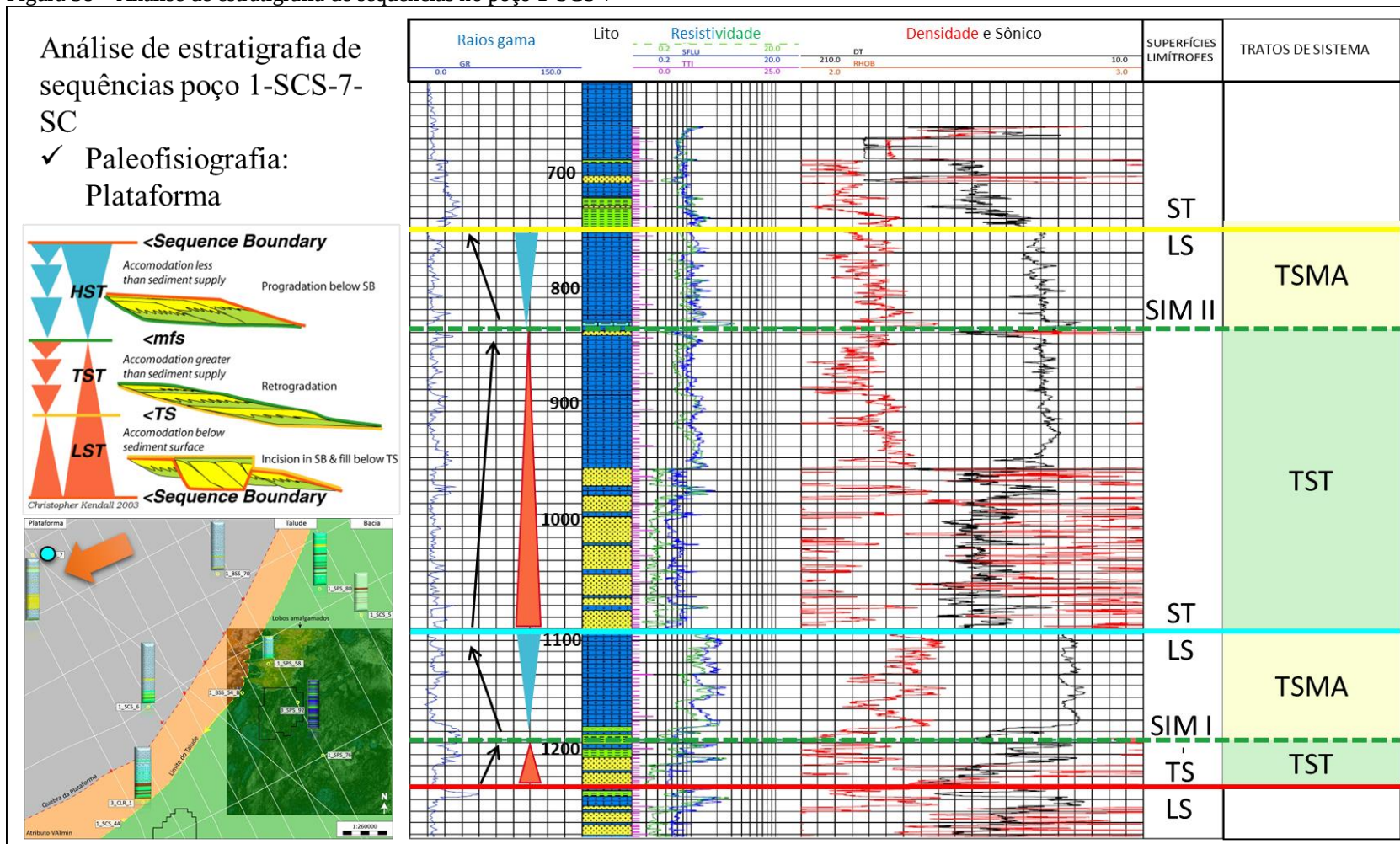
O primeiro par de litologia, arenito-folhelho, corresponde a um trato de sistema transgressivo (TST). Na base está limitado pelo LS da SD-N10 (vermelho), que coincide com a superfície transgressiva, e ao topo está limitado pela SIM I.

O segundo par folhelho-calcarenito corresponde a um trato de sistema de mar alto (TSMA). Na base está limitado pelo novo LS (em azul claro).

O terceiro par arenito-calcarenito corresponde a um trato de sistema transgressivo (TST). Na base está limitado por uma superfície transgressiva e ao topo está limitado pela SIM II.

O último par calcilutito-calcarenito corresponde a um trato de sistema de mar alto (TSMA). Na base está limitado pela SIM II e ao topo, pelo LS do Mioceno Médio.

Figura 38 – Análise de estratigrafia de seqüências no poço 1-SCS-7



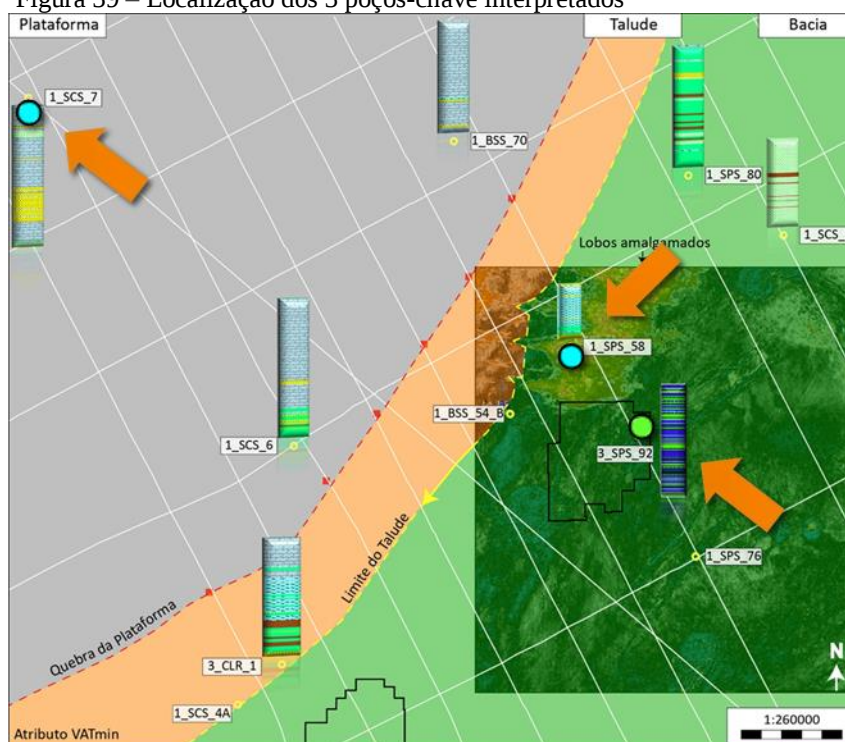
4.2 Interpretação Petrofísica

Os poços-chave selecionados para fazer a interpretação petrofísica e a posterior análise de física de rochas foram o 1-SCS-7, o 1-SCS-58 e o 3-SPS-92 (Figura 39). O critério da seleção baseia-se na representatividade dos reservatórios localizados na plataforma e na bacia conforme a interpretação sísmo estratigráfica, assim como na disponibilidade dos perfis de densidade (RHOB), sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM), sendo esse último o principal perfil que restringiu a seleção, já que a grande maioria dos poços não tem disponível esse dado na seção do Oligo-Mioceno.

No caso do poço 1-SCS-7, foi necessário considerá-lo mesmo não possuindo sônico cisalhante, já que atravessou fácies de arenitos de plataforma estratégicas para este estudo. Por essa razão, foi necessário calcular um pseudo-DTSM, a metodologia aplicada encontra-se detalhada na seção 4.3.2.

Fazendo um *quicklook* das diferentes litologias atravessadas pelos três poços, claramente distinguiram-se arenitos, folhelhos, marga e calcarenitos.

Figura 39 – Localização dos 3 poços-chave interpretados



Legenda: Mapa de Paleofisiografia do Mioceno Inferior (SD-N10) como referência com overlay dos poços-chave sinalizados com setas laranjas. O poço 1-SCS-7 está localizado na plataforma e os poços 1-SPS-58 e 3-SPS-92 estão localizados na bacia.

Fonte: A autora, 2019.

Como mencionado na seção 3.1., em termos de dados necessários para fazer a interpretação petrofísica, os dados de poço compreendem principalmente um set de perfis básicos, tais como raios gama, resistividades rasa e profunda, densidade, neutrão, potencial fotoelétrico e sônico.

Posto que o objetivo primário dos poços analisados foi outro quando da sua perfuração, nenhum dado de testemunho encontra-se disponível no Mioceno nem qualquer Dean-Stark para calibrar o modelo de saturação. No entanto, vários poços constataram arenitos limpos e porosos do Oligoceno no campo de produção de Baúna, os quais suportam consistentemente a interpretação feita.

Nas Figuras 40, 41 e 42 está ilustrada a interpretação petrofísica dos poços 1-SCS-7, 1-SPS-58 e 3-SPS-92, respectivamente, assim como o sumário dos cálculos petrofísicos nas Tabelas 10, 11 e 12. Os modelos usados na interpretação foram explicados na Seção 3.

O poço 1-SCS-7 (Figura 40) representa um caso com água para os reservatórios arenosos de plataforma no Oligoceno Superior (SD-E80) e Mioceno Inferior (SD-N10). Na SD-E80 (Oligoceno Superior) os arenitos estão sobrepostos principalmente nos folhelhos e margas, já o arenito da SD-N10 (Mioceno Inferior) entre carbonatos, os quais podem ter comportamento de encaixante e de reservatório, dependendo da cimentação e dissolução. A espessura do reservatório neto da SD-E80 (Oligoceno Superior) é de 211m e na SD-N10 (Mioceno Inferior) de 174m. O *net to gross* (NTG) na SD-E80 é de 68% e na SD-N10 é de 38%. A porosidade média da SD-E80 é muito melhor que a da SD-N10, sendo de 34% e de 29%, respectivamente. Em ambos os reservatórios, o volume de argila varia entre 22 e 23%.

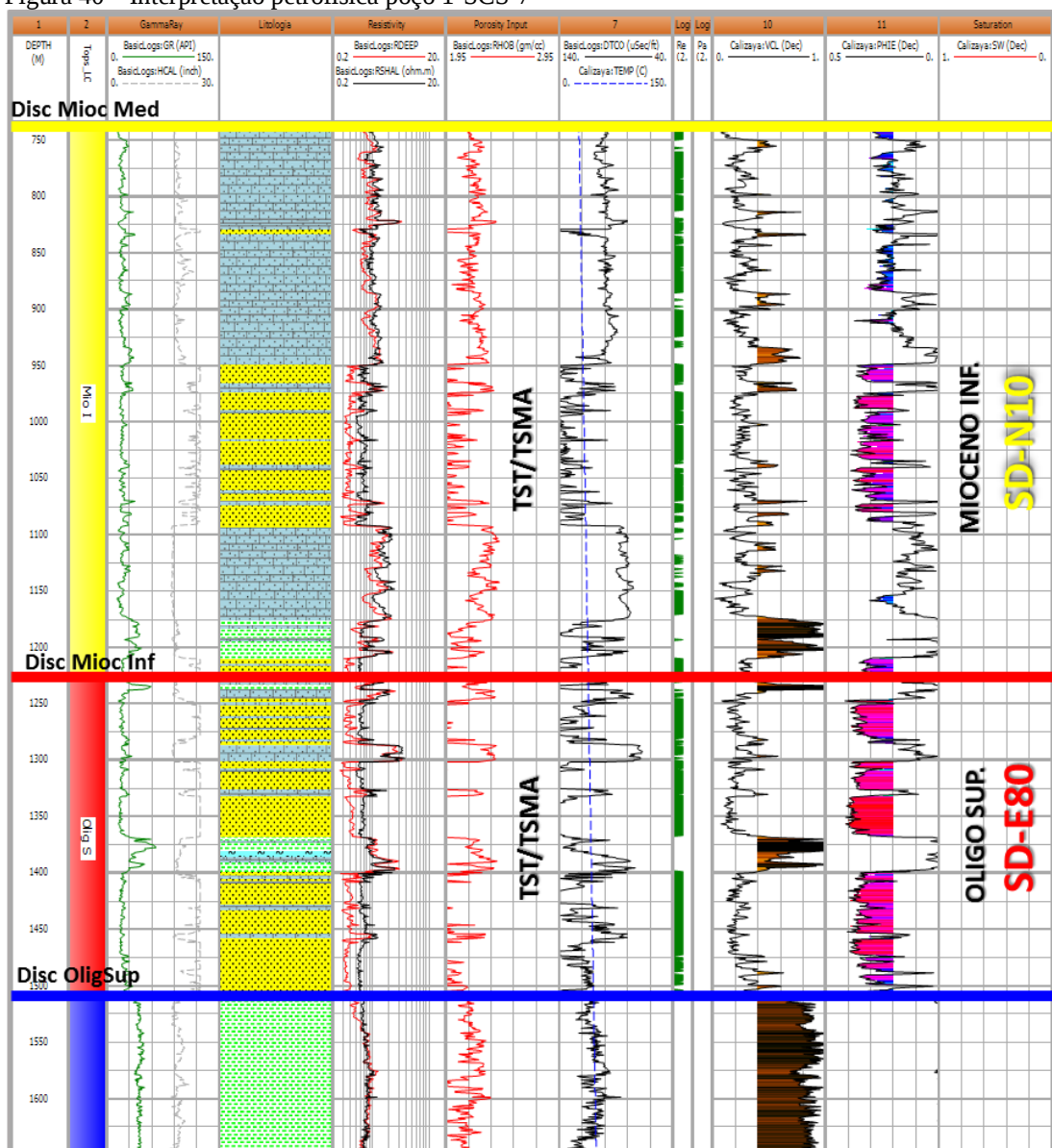
O poço 1-SPS-58 (Figura 41) também representa um caso com água para os reservatórios turbidíticos da Bacia no Oligoceno Superior (SD-E80) e Mioceno Inferior (SD-N10). Os arenitos de ambas as sequências estão encaixados entre folhelhos e margas. Ambos os reservatórios possuem características petrofísicas e logfácies parecidas. A espessura do reservatório neto da SD-E80 (Oligoceno Superior) é de 25m e na SD-N10 (Mioceno Inferior) é de 18m. O *net to gross* (NTG) na SD-E80 é de 13% e na SD-N10 é de 4%, os valores são muito baixos porque está-se considerando a espessura total de cada sequência. A porosidade média da SD-E80 é de 30% e a da SD-N10 é de 34%. Em ambos os reservatórios, o volume de argila é muito baixo, variando entre 3 e 7%.

Finalmente, o poço 3-SPS-92 (Figura 42) representa um caso com óleo para o reservatório do Oligoceno Superior (SD-E80). Os arenitos turbidíticos dessa sequência também estão encaixados entre folhelhos e margas. No Mioceno Inferior (SD-N10) não se encontrou reservatório. A espessura do reservatório neto no é de 15m. O *net to gross* (NTG) é de 6%, o

qual é muito baixo porque está-se considerando a espessura total da sequência, a qual, por seu turno, está predominantemente constituída por folhelhos e margas. A porosidade média da SD-E80 é 30% parecida ao arenito do poço 1-SPS-58. A saturação de água é de 19%. O volume de argila aumentou para 12 %, mesmo assim continua sendo um valor baixo.

Devido às semelhanças das propriedades petrofísicas dos reservatórios e das encaixantes da SD-E80 (Oligoceno Superior) e SD-N10 (Mioceno Inferior) em todos os poços, foi possível fazer um estudo petrogeofísico comparativo entre ambos reservatórios. Não existe nenhum poço com arenito do Mioceno saturado de óleo.

Figura 40 – Interpretação petrofísica poço 1-SCS-7



Legenda: No track 1, encontra-se a profundidade medida; no track 2, os raios gama e o caliper; no track 3, a litologia do perfil composto; no track 4, as resistividades; no track 5, a densidade; no track 6, o sônico compressional; no track 7, o reservatório neto; no track 10, o volume de argila e, no track 11, a porosidade efetiva.

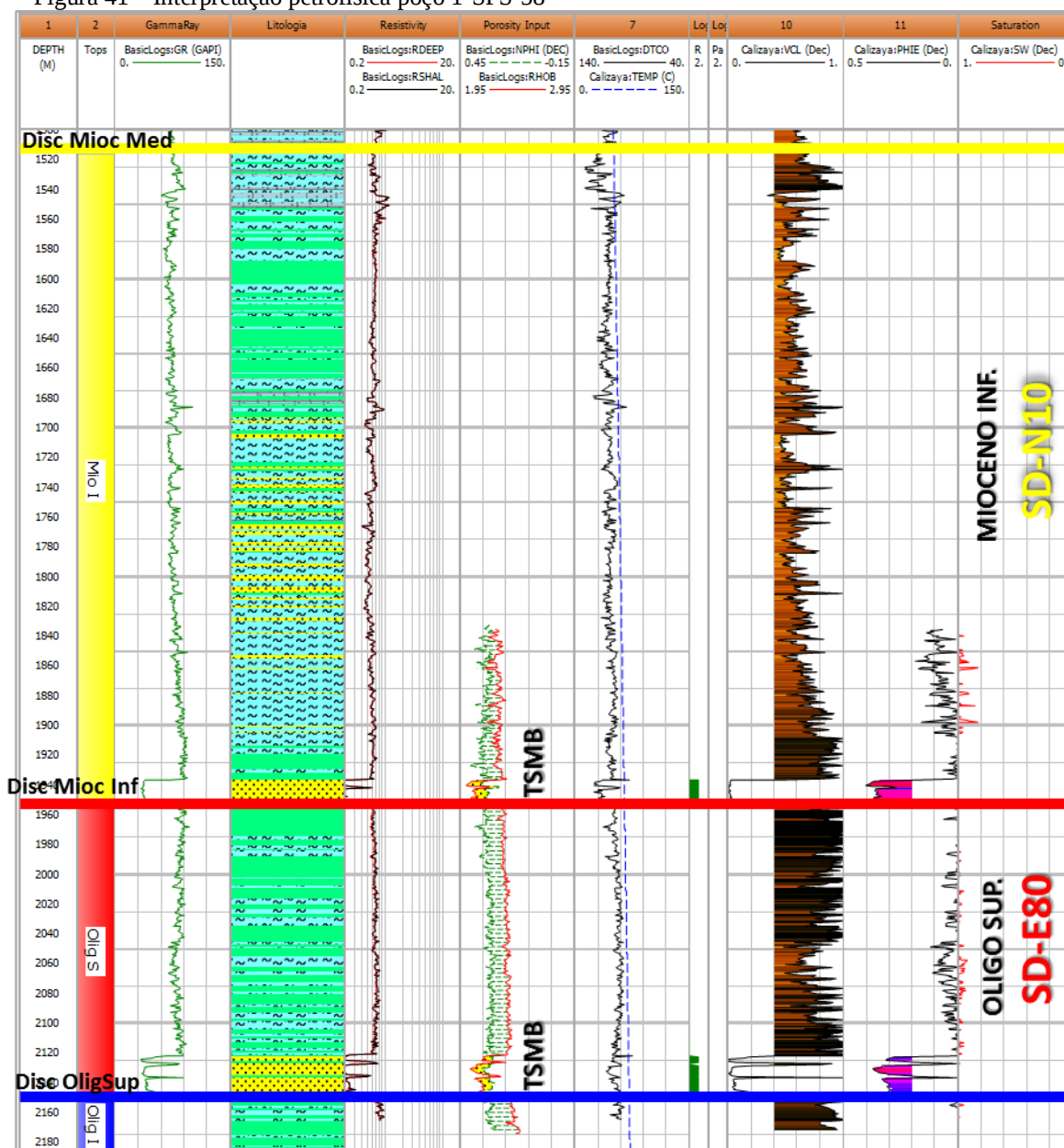
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 10 – Sumário petrofísico poço 1-SCS-7

RESULTADOS INTERPRETAÇÃO PETROFÍSICA 1-SCS-7						
Zone	Gross	Net	NTG	Av Por	Av Sw	Av Vcl
Mio_I	463	173.9	0.376	0.289	1	0.228
Olig_S	311	211.1	0.681	0.344	1	0.223

Fonte: A autora, 2019.

Figura 41 – Interpretação petrofísica poço 1-SPS-58



Legenda: No track 1, encontra-se a profundidade medida; no track 2, os raios gama e o caliper; no track 3, a litologia do perfil composto; no track 4, as resistividades; no track 5, a densidade; no track 6, o sônico compressional; no track 7, o reservatório neto; no track 10, o volume de argila e, no track 11, a porosidade efetiva.

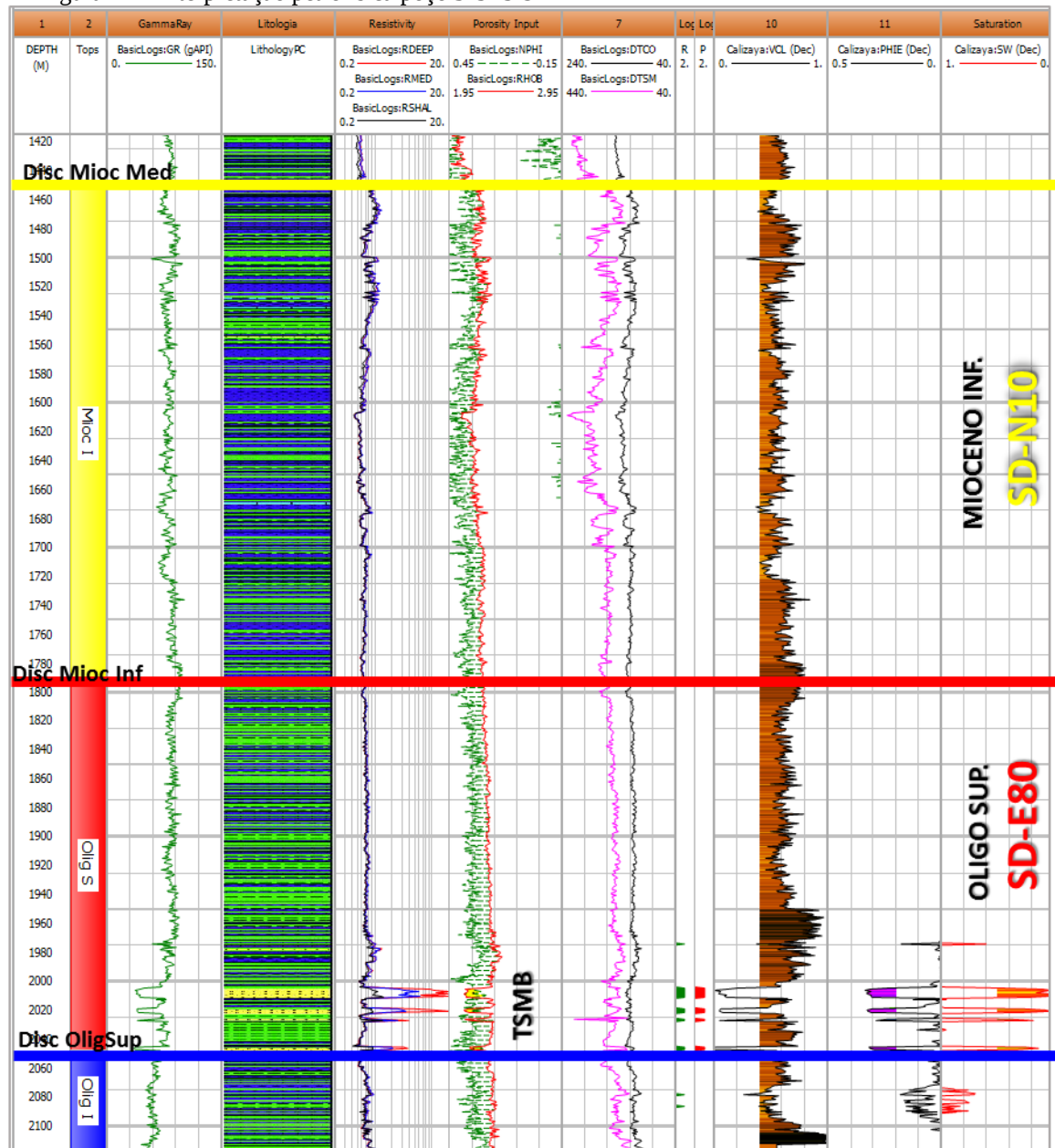
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 11 – Sumário petrofísico poço 1-SPS-58

RESULTADOS INTERPRETAÇÃO PETROFISICA 1-SPS-58						
Zone	Gross	Net	NTG	Av Por	Av Sw	Av Vcl
Mio_I	439	18.29	0.042	0.341	1	0.025
Olig_S	195	24.54	0.126	0.304	0.997	0.074

Fonte: A autora, 2019.

Figura 42 – Interpretação petrofísica poço 3-SPS-92



Legenda: No track 1, encontra-se a profundidade medida; no track 2, os raios gama e o caliper; no track 3, a litologia do perfil composto; no track 4, as resistividades; no track 5, a densidade; no track 6, o sônico compressional; no track 7, o reservatório neto; no track 10, o volume de argila e, no track 11, a porosidade efetiva.

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 12 – Sumário petrofísico poço 3-SPS-92

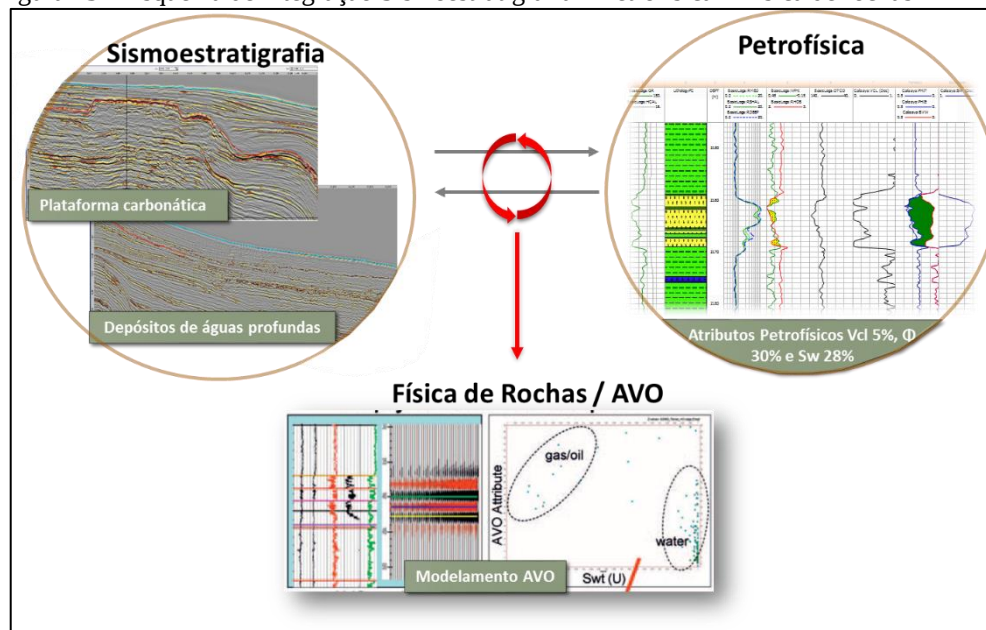
RESULTADOS INTERPRETACIÓN PETROFISICA 3-SPS-92						
Zone	Gross	Net	NTG	Av Por	Av Sw	Av Vcl
Mio_I	343	0	0	--	--	--
Olig_S	254.7	14.71	0.058	0.297	0.189	0.116

Fonte: A autora, 2019.

4.3 Análise de Física de Rochas

Os resultados das interpretações sismoestratigráfica e petrofísica serão integrados com a física de rochas, a qual é uma ponte entre a geologia e a geofísica (AVSETH, 2005). A Figura 43 representa o papel que a física de rochas irá desempenhar, permitindo comunicar abordagens qualitativas (sismoestratigrafia) e quantitativas (petrofísica) para prever as propriedades onde não se têm poços.

Figura 43 – Esquema de integração Sismoestratigrafia – Petrofísica – Física de rochas



Fonte: A autora, 2019.

Um dos principais objetivos deste estudo foi derivar a análise de física de rochas do contexto geológico "observado" nos poços e na sísmica, tentando usar a menor quantidade de parâmetros geológicos teóricos para apoiar a análise.

As interpretações sismoestratigráficas e petrofísicas permitiram a caracterização de reservatórios localizados em diferentes posições paleofisiográficas, basicamente

correspondendo a ambientes deposicionais siliciclásticos e carbonáticos na plataforma e turbiditos na bacia.

A Tabela 13 resume os três poços-chave que foram analisados em termos de física de rochas, especificando a posição paleofisiográfica, reservatórios, o fluido *in situ* que encontra-se neles, encaixantes (*background*), a idade e disponibilidade dos perfis necessários para fazer a análise, sendo eles a velocidade da onda compressional “P” (Vp) obtido do perfil sônico compressional (DTCO), a velocidade da onda cisalhante “S” (Vs), obtido do perfil sônico cisalhante (DTSM) e a densidade (RHOB).

É importante lembrar que o foco da análise é o arenito turbidítico da SD-N10 (Mioceno inferior). No entanto, já que esse *play* não teve nenhuma descoberta ao sul da Bacia de Santos, foi incluído um poço contendo arenitos turbidíticos saturados com óleo da SD-E80 (Oligoceno superior) com óleo (3-SPS-92) e um poço com água (1-SPS-58), ambos localizados nas regiões basinais das sequências.

Já na área plataformar das sequências foi utilizado o poço 1-SCS-7. Na interpretação petrofísica, observou-se que os carbonatos têm comportamento de encaixante e também de reservatório, porém para simplificar a modelagem só se considerou o carbonato como reservatório e os folhelhos como encaixantes (*background*) de todos os reservatórios nos três poços 1-SCS-7, 1-SPS-58 e 3-SPS-92.

Tabela 13 – Dados de entrada para a análise de Física de Rochas

Poço	Paleo-fisiografia	Reservatório	Caso <i>in situ</i>	Encaixantes	Idade	Vp	Vs	RHOB
SCS7	plataforma	Carbonato	Água	Folhelhos	Mioceno Inf.	Sim	<u>Não</u>	Sim
		Arenito						
SPS58	bacia	Arenito	Água	Folhelhos	Mioceno Inf.	Sim	Sim	Sim
					Oligoceno Sup.			
SPS92	bacia	Arenito	Óleo	Folhelhos	Oligoceno Sup. (Análogo Mioceno Inf.)	Sim	Sim	Sim

Fonte: A autora, 2019.

No estudo de física de rochas, é importante avaliar o comportamento dos reservatórios em uma mesma saturação de fluido para poder fazer comparações justas. A saturação escolhida foi 100% água (*brine case*).

Nesse sentido, foi necessário assegurar que todos os perfis usados como *input*, tais como a densidade, sônico compressional e sônico cisalhante, dos poços estivessem em *brine case*. Como visto na interpretação petrofísica, dos somente um dos três poços-chave analisados, a saber, o 3-SPS-92, está com óleo no arenito do Oligoceno superior (SD-E80), razão pela qual foi necessário fazer uma substituição de fluidos usando o modelo de Gassmann (1951).

Basicamente, foi necessário seguir dois passos antes de começar a análise: fazer a substituição de fluidos de óleo a água no poço 3-SPS-92 e estimar um V_s para o poço 1-SCS-7.

4.3.1 Substituição de fluidos do poço 3-SPS-92

Em condições originais, o poço 3-SPS-92 possui uma saturação de óleo de 81% e uma saturação de água de 19%. Em seguida, usaremos o modelo de Gassmann para substituir esses fluidos *in situ* e obter uma nova saturação de 100% água.

Para facilitar a compreensão do método aplicado, a substituição pode sintetizar-se em três etapas. Posteriormente, menciona-se quais são os inputs/outputs que correspondem a cada uma. As equações e leis citadas foram detalhadas e explicadas na seção 3.4.

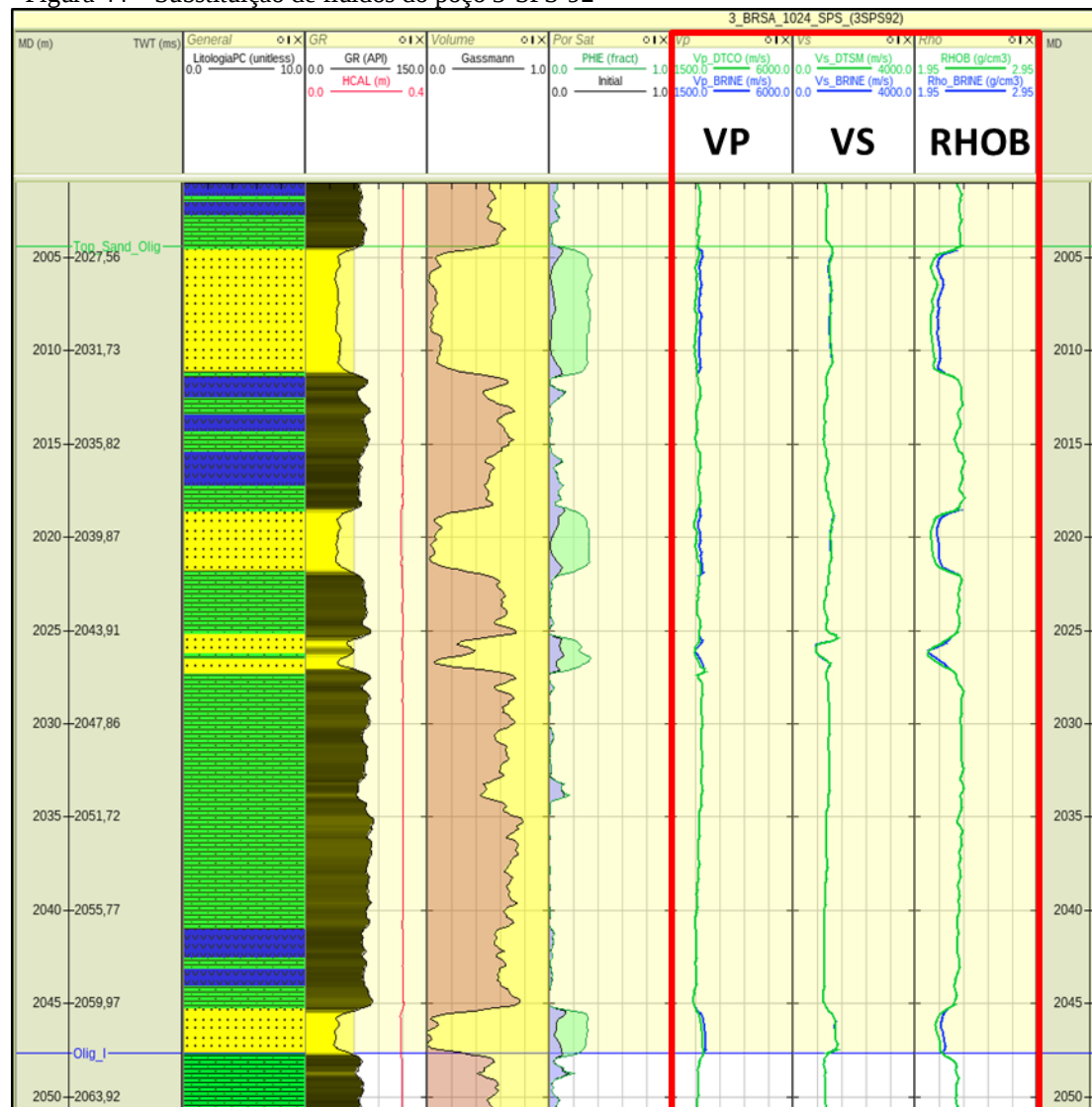
- a) Etapa 1 - Rocha em condição inicial a rocha seca (*dry*)
 - Sistema de porosidade: PHIE (porosidade efetiva calculada na interpretação petrofísica);
 - Perfis originais do poço: V_p - V_s -RHOB;
 - Fluidos Iniciais
 - S_w : saturação de água calculada na interpretação petrofísica;
 - Equações de Batzle e Wang (1992) para calcular as propriedades elásticas do fluido do reservatório;
 - Mineralogia
 - Tipo de mistura: Voight-Reuss-Hill;
 - Parâmetros do folhelho obtidos no poço: V_p = 2473.6 m/s, V_s = 1042.2 m/s e RHOB= 2,2 g/cc.
- b) Etapa 2 - Modelagem em rocha seca;
- c) Etapa 3 - Rocha seca a rocha com saturação desejada
 - Saturação final: 100% água;

- Cálculo de *outputs* através do modelamento de rocha seca usando Gassmann: novos Vp-Vs-RHOB.

Para o cálculo das propriedades do fluido final, considerou-se uma temperatura de superfície de 10°C, um gradiente de temperatura de 0.038°C/m e pressão hidrostática. Os parâmetros de densidade são de 1.043 g/cc e a Vp é de 1655.79 m/s para água. Também foi considerada uma salinidade de 77800ppm NaCl.

A Figura 44 mostra a comparação do Vp, Vs e RHOB originais (em verde) com os novos perfis produto da substituição de fluido (em azul). Veja-se que a velocidade compressional e a densidade aumentaram, mas a velocidade cisalhante permaneceu constante.

Figura 44 – Substituição de fluidos do poço 3-SPS-92



Legenda: Nos últimos 3 *tracks* veja-se a comparação do Vp, Vs e RHOB originais em verde com a substituição em azul. A velocidade compressional e a densidade aumentaram, mas a velocidade cisalhante permaneceu constante.

Fonte: A autora, 2019.

4.3.2 Estimativa do perfil sônico cisalhante para o poço 1-SCS-7

Na seção 4.2, foi mencionado que o poço 1-SCS-7 não possui perfil sônico cisalhante (DTSM), o qual é essencial para a análise de física de rochas.

Neste trabalho, para estimar o Vs do poço 1-SCS-7, usou-se como parâmetro de entrada Vp. Para isso foi usada a função Vp/Vs calculada para os poços 1-SPS-58 e 3-SPS-92.

Em condições *in situ*, o reservatório do poço 1-SPS-58 está 100% saturado com água e o reservatório do poço 3-SPS-92 tem uma saturação de óleo de 81%. Assim, foi necessário usar o resultado da substituição de fluidos de 81% óleo a 100% água para o poço 3-SPS-92. Dessa forma, estando ambos os poços na mesma condição de saturação, foi possível estimar o Vs do poço 1-SCS-7 também 100% saturado com água em condições *in situ*.

A Figura 45 apresenta uma regressão Vp/Vs para os reservatórios, chamada Vs_syn_res (Equação 31), e outra regressão Vp/Vs, chamada Vs_syn_nres (Equação 32), para o que não é reservatório (*background*) usando os poços 3-SPS-92 e 1-SPS-58, ambos em *brine case*.

a) Equação reservatório *brine* (Vs_syn_res):

$$Vs = 0.5337762 * Vp + -49.71844 \quad (31)$$

b) Equação não reservatório (Vs_syn_nres):

$$Vs = 0.8349499 * Vp + -1018.76 \quad (32)$$

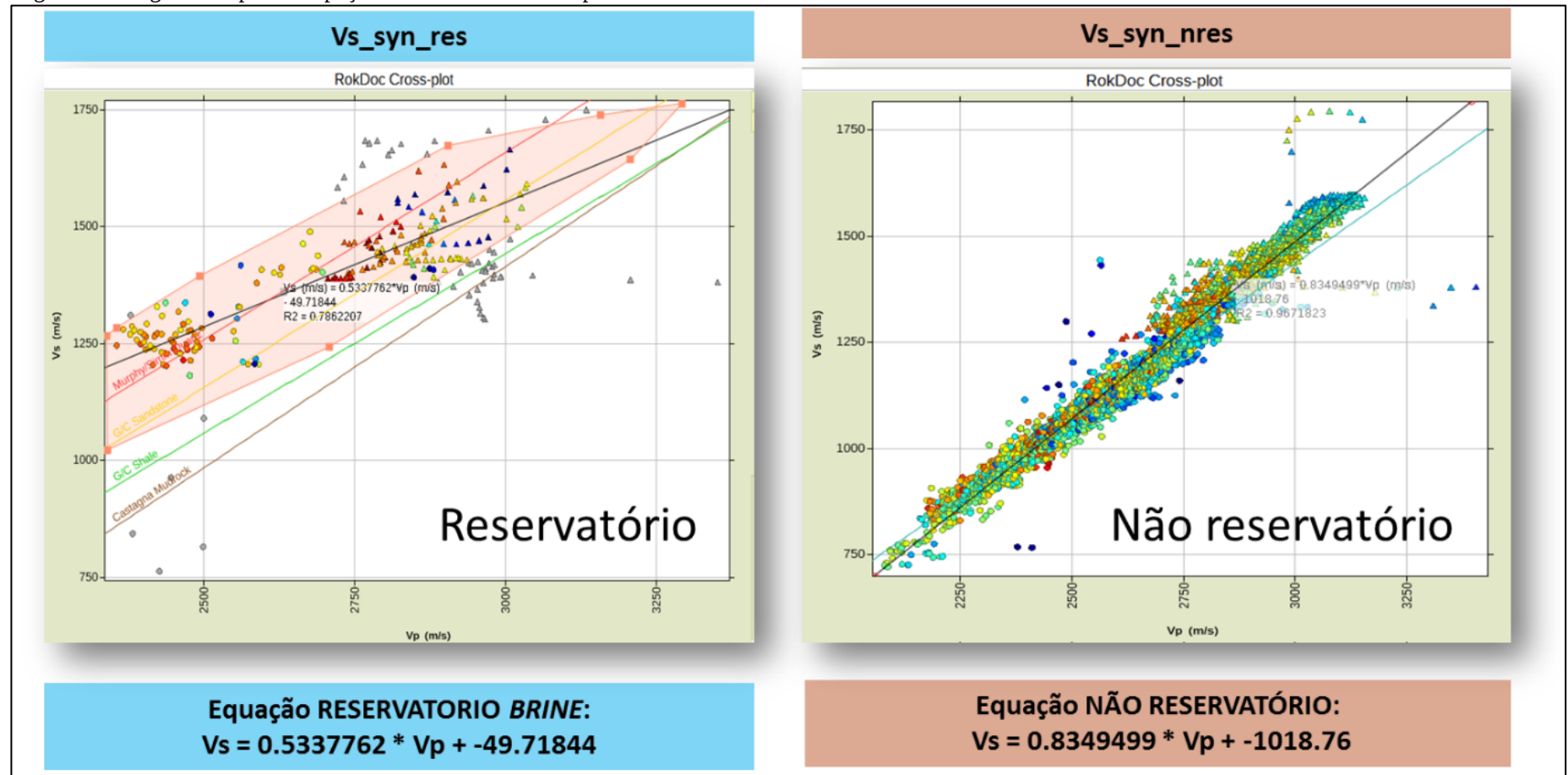
c) O merge de ambos os resultados foi feito usando (Equação 33)

$$\text{IF VCL} < 0.4 \text{ THEN Vs_syn_res ELSE Vs_syn_nres END} \quad (33)$$

Consequentemente, o Vs empírico resultante para o poço 1-SCS-7 contém uma função composta que contempla as variações de reservatório e não reservatório no poço usando um cutoff de VCL de 40%.

A Figura 46 mostra o layout do poço 1-SCS-7. Nos últimos 3 *tracks*, veja-se o Vp original em azul, o Vs final estimado em preto, em laranja o Vs_syn_res, em vermelho o Vs_syn_nres e o RHOB original e em azul o perfil sônico cisalhante estimado.

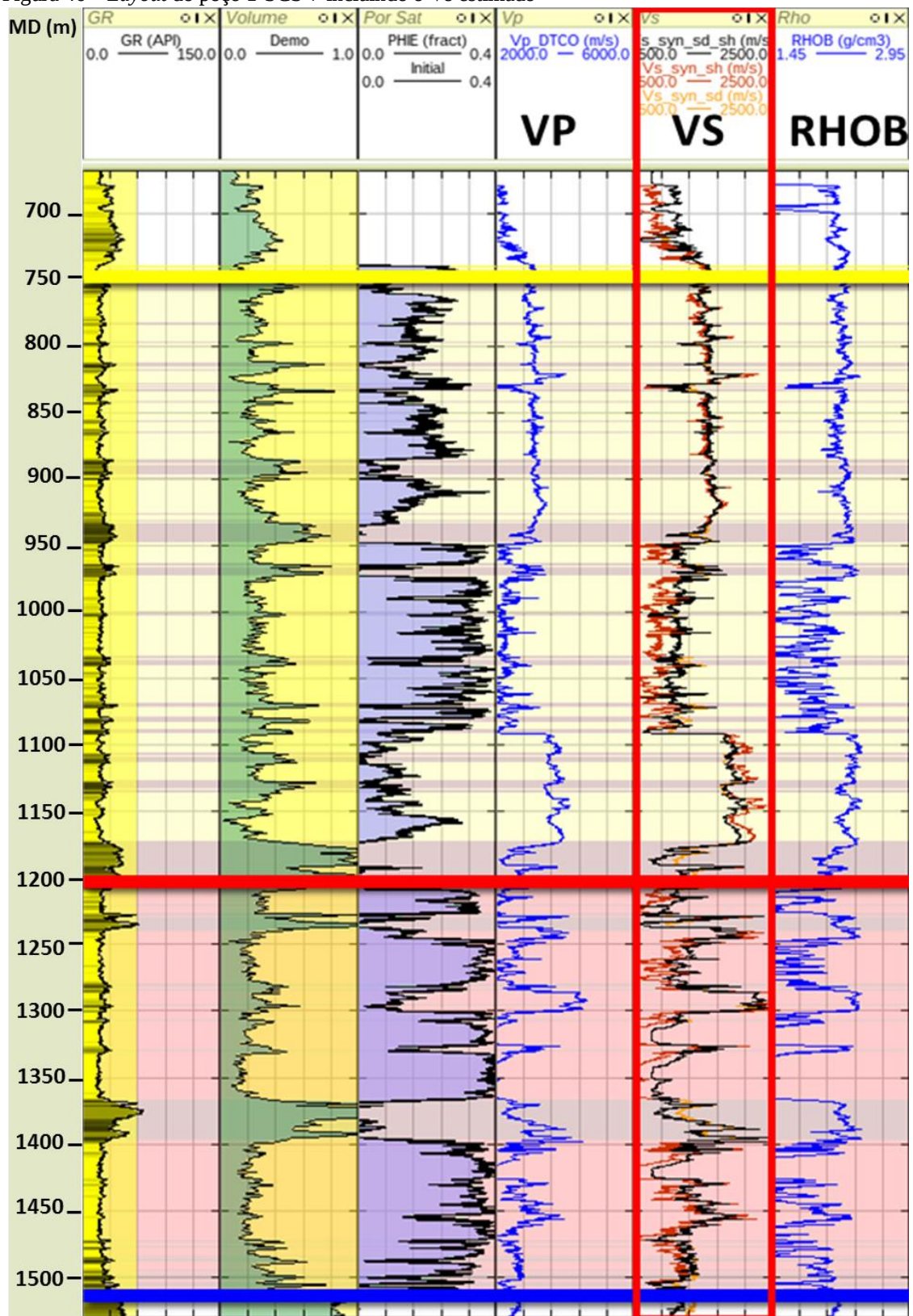
Figura 45 – Regressão Vp/Vs dos poços 1-SPS-58 e 3-SPS-92 para o reservatório e não reservatório



Legenda: O crossplot Vp x Vs da esquerda representa uma regressão para o reservatório e o crossplot Vp x Vs da direita, uma regressão para o que não é reservatório (background).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 46 – Layout do poço 1-SCS-7 incluindo o Vs estimado



Legenda: Nos últimos 3 tracks, veja-se o Vp original em azul, o Vs final estimado em preto, em laranja o Vs_syn_res e em vermelho o Vs_syn_nres e o RHOB original em azul.

Fonte: A autora, 2019.

4.3.3 Análise de tendências de profundidade de física de rochas *Rock Physics Trends (RPTs)*

Nesta seção, foi analisada a dependência do soterramento conhecido como *burial dependence* (em inglês), através de tendências de porosidade versus profundidade *below mud line (Zbml)*.

A Figura 47 apresenta assinaturas elásticas de uma redução da porosidade gradual, associadas à classificação deposicional e diagênese, incluindo compactação mecânica. No *crossplot* podem ser distinguidas quatro principais tendências. Foram usados dois símbolos para diferenciar as fácies correspondentes a diferentes ambientes deposicionais. As fácies presentes em ambientes da plataforma estão representadas com círculo e as fácies de ambientes na bacia com barras horizontais.

A escala de cor no *crossplot* foi criada considerando as litologias interpretadas e disponíveis no perfil composto de cada poço (1-SCS-7, 1-SPS-58 e 3-SPS-92). A Tabela 16 apresenta a equivalência de litologia de cada cor.

O resumo das principais tendências interpretadas correspondentes a diferentes fácies e ambientes deposicionais estão na Tabela 14. As tendências T_1 e T_3 correspondem a ambientes siliciclásticos e carbonático na plataforma, enquanto as tendências T_2 e T_4 correspondem a ambientes profundos na bacia.

A Tabela 15 apresenta as equações da porosidade que representam cada tendência. Na literatura existem vários modelos, neste trabalho foi escolhido o modelo com regressão linear.

Tabela 14 – Resumo dos principais grupos (*clusters*) identificados

	Trend 1 (T_1)	calcarenitos da plataforma
	Trend 2 (T_2)	Folhelhos e margas da bacia
	Trend 3 (T_3)	arenitos da plataforma
	Trend 4 (T_4)	arenitos da bacia

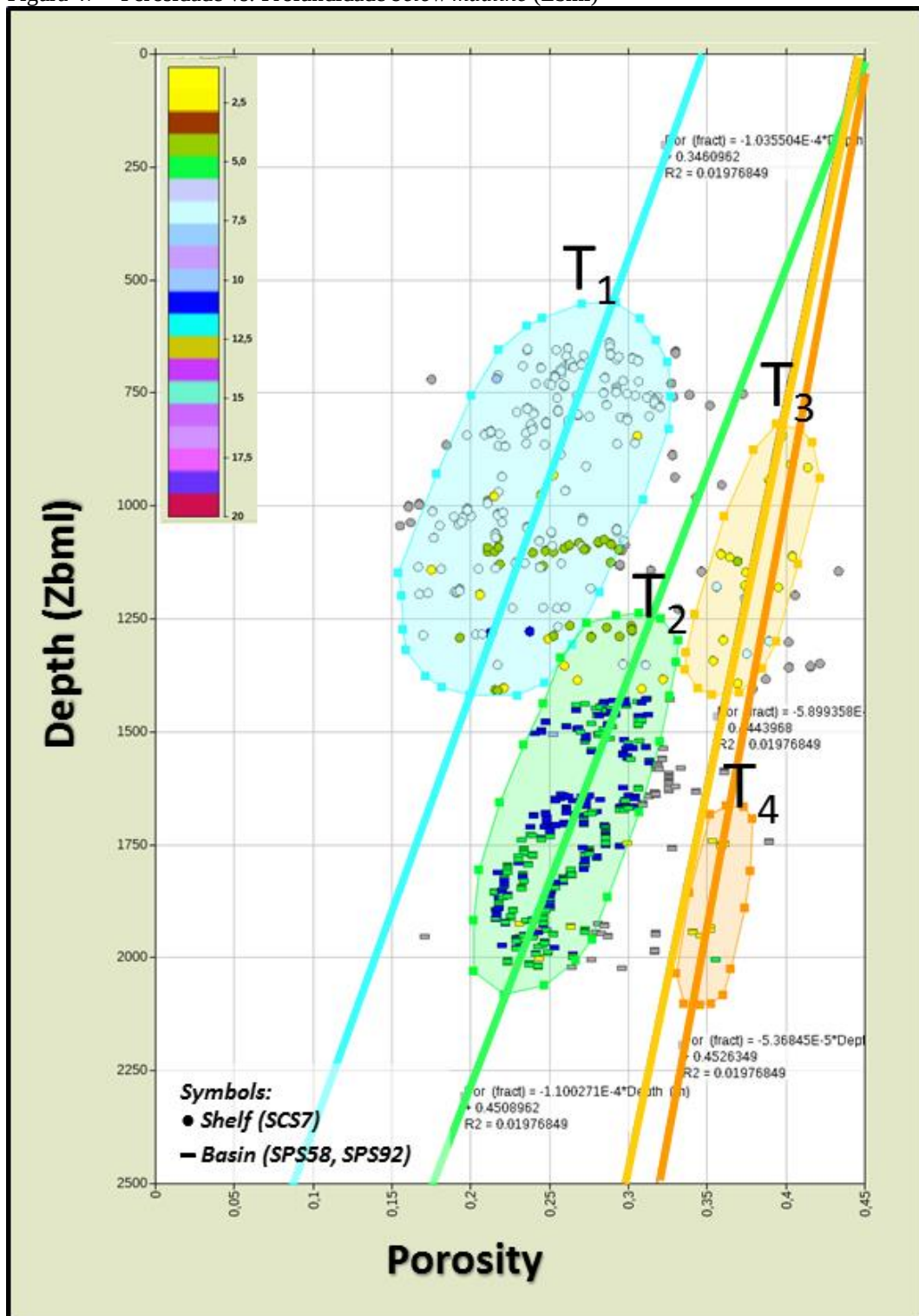
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 15 – Resumo das equações para cada tendência (*trends*)

	T_1	$\phi = -1.035504e^{-4} * Zbml + 0.3460962$
	T_2	$\phi = -1.100271e^{-4} * Zbml + 0.4508962$
	T_3	$\phi = -5.899358e^{-5} * Zbml + 0.4443968$
	T_4	$\phi = -5.368450e^{-5} * Zbml + 0.4526349$

Fonte: A autora, 2019.

Figura 47 – Porosidade vs. Profundidade *below mudline* (Zbml)



Legenda: As fácies presentes em ambientes da plataforma estão representadas com círculo e as fácies de ambientes na bacia, com barras horizontais. A escala de cor corresponde às litologias do perfil composto.

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 16 – Litologias interpretadas no perfil composto

Código	Litologia PC	Cor
1	conglomerado	
2	arenito	
3	siltito	
4	argilito	
5	folhelho	
6	calcirrudito	
7	calcarenito	
8	coquina	
9	calcissiltito	
10	calcilutito	
11	marga	
12	calcáreo	
13	dolomita	
14	sal	
15	halita	
16	carnalita	
17	anidrita	
18	silvinita	
19	dianásio	
20	ígneas	

Fonte: A autora, 2019.

4.3.4 Modelos e templates de física de rochas

Entre os diferentes modelos de física de rochas (*Rock Physics Models – RPMs*) disponíveis na literatura, os modelos de diagnóstico conhecidos como areia-friável (*friable-sand*) e folhelho-friável (*friable-shale*) de Dvorkin e Nur (1996) foram escolhidos para caracterizar os reservatórios e não reservatórios do Oligo-Mioceno dos três poços-chave.

Muitos modelos poderiam ter sido usados, mas os critérios de escolha levaram em consideração que, por um lado, poucos parâmetros de ajuste foram necessários para explicar os dados medidos e, por outro, nunca se ultrapassaram os limites de Voigt-Reuss ou Hashin-Shtrikmann.

O ajuste dos *templates* de física de rochas, aqui denominados RPTs, areia-friável e folhelho-friável, foi feito usando-se da resposta de V_p , V_s , da densidade e da porosidade em *brine case*. Os parâmetros de input foram a porosidade crítica, a mineralogia, a pressão efetiva e a redução de cisalhamento.

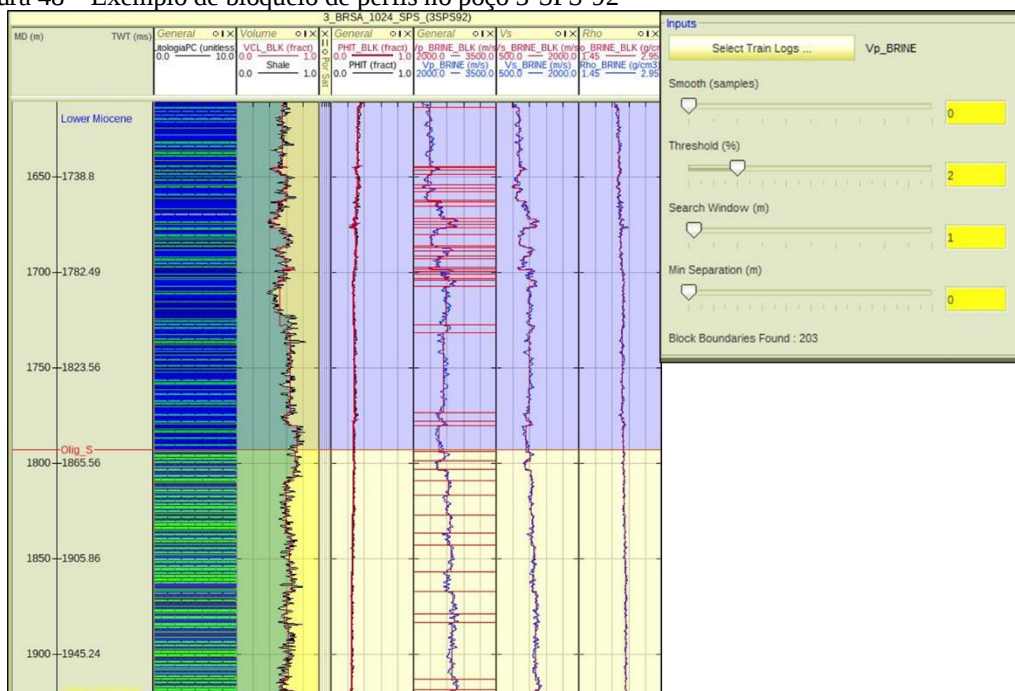
A interpretação dos perfis usados nos RPTs é um exercício importante para depois avaliar a detectabilidade sísmica de diferentes cenários na modelagem de AVO.

No total, foram identificados quatro *clusters* de dados, os quais foram caracterizados usando os RPTs e ajustando *inputs* mencionados anteriormente, os quais foram analisados em crossplots representando as fácies de plataforma e as fácies de bacia.

4.3.4.1 Bloqueio de perfis

O processo de bloqueio de perfis conhecido, em inglês, como *log blocking* remove a variação de alta frequência causada pelas ferramentas de medição que leem as propriedades da formação acima e abaixo da profundidade da gravação (KERZNER & FROST, 1984). O bloqueio de perfis foi calculado a partir dos perfis de Vp, Vs, RHOB, VCL e porosidade. Em todos os casos, os parâmetros de bloqueio foram idênticos e aplicados em cada poço (Figura 48). O processo remove os efeitos de ombro (*shoulder effects*) inerentes à técnica de medição que podem aparecer nos conjuntos de dados como transições artificialmente suaves entre profundidades ou litologias (Figura 49). Esse procedimento deve ser feito sempre antes de analisar os RPTs.

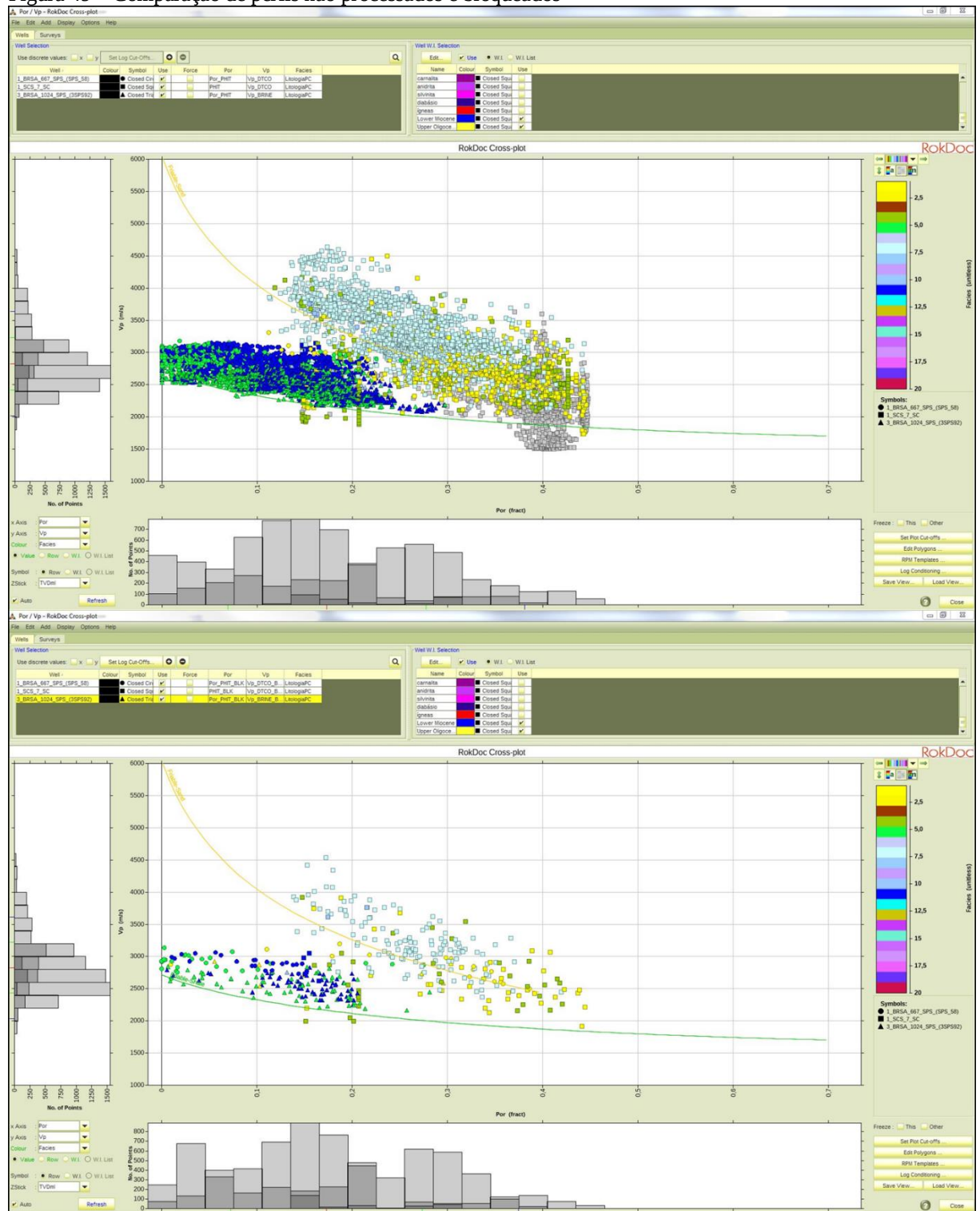
Figura 48 – Exemplo de bloqueio de perfis no poço 3-SPS-92



Legenda: Impacto do processo de bloqueio no poço 3-SPS-92. Em cada *track*, o perfil sem processamento e o perfil bloqueado estão superpostos. Os pontos de referência usados para bloquear os perfis estão no *track* 4.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 49 – Comparação de perfis não processados e bloqueados



Legenda: Efeitos do bloqueio de perfis apresentados em um domínio porosidade-velocidade (colorido por logfácies). Os dados não processados (em cima) têm padrões rabiscados associados aos efeitos do ombro (*shoulder effects*), os dados bloqueados (em baixo) foram dizimados e os efeitos do rabisco são removidos.

Fonte: A autora, 2019.

4.3.4.2 Análise de RPTs na plataforma e na bacia – densidade, porosidade, Vp and Vs

Nas Figuras 50 e 51, observam-se três crossplots de densidade/Vp, porosidade/Vp e porosidade/Vs que foram usados para definir os RPTs das quatro logfácies identificadas na seção 4.3.3.

As logfácies 1 (F1) representam calcarenitos de plataforma com porosidades que variam entre 15% e 37%, densidades entre 2.18 g/cc e 2.38 g/cc, Vp entre 2500 m/s e 4500m/s e Vs 1000 m/s e 2900m/s.

As logfácies 2 (F2) representam o background, folhelhos, margas e argilitos, com porosidades que variam entre 21% e 37%, densidades entre 2.1 g/cc e 2.4 g/cc, Vp entre 2200 m/s e 3100m/s e Vs 750 m/s e 1600m/s.

As logfácies 3 (F3) representam arenitos de plataforma, com porosidades que variam entre 21% e 37%, densidades entre 1.9 g/cc e 2.3 g/cc, Vp entre 2200 m/s e 3100m/s e Vs 1000 m/s e 1700m/s.

Finalmente, as logfácies 4 (F4) representam arenitos da bacia (turbiditos), com porosidades que variam entre 20% e 36%, densidades entre 2.1 g/cc e 2.4 g/cc, Vp entre 2200 m/s e 3100m/s e Vs 700 m/s e 1600m/s.

Nas Tabelas 17, 18, 19 e 20, exibem-se os parâmetros utilizados para estabelecer os RPTs das logfácies F1 Calcarenito, F2 Folhelho, F3 Arenito e F4 Arenito. Nota-se que as logfácies 1, 3 e 4 correspondem a fácies de reservatório distribuídas na plataforma e na bacia. Já as logfácies 2 representam o *background* na plataforma e na bacia. Apesar das logfácies F3 e F4 representarem arenitos com mineralogia e ambientes diferentes, não há muita variação entre os RPTs de ambos quando plotados nos crossplots.

Os clusters que configuram os crossplots na plataforma têm uma ampla distribuição/variação de Vp, Vs, densidade e porosidade. Enquanto os dados que correspondem a bacia têm um range de variação curto.

A definição dos RPTs para cada fácies foi de suma importância já que todos eles serão usados como *input* na modelagem 2D de AVO da seguinte seção.

Tabela 17 – Inputs logfácies 1

PLATAFORMA	
<u>F1 Calcarenito – RPT Areia friável</u>	
ϕ_{crit} porosidade crítica	0.48
Mineralogia	50% Calc 50% Qtz
Pressão efetiva (Peff)	40Mpa
Redução de cisalhamento	2

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 18 – Inputs logfácies 2

PLATAFORMA/BACIA	
<u>F2 Folhelho – RPT Folhelho friável</u>	
ϕ_{crit} porosidade crítica	0.47
Mineralogia	65%Folhelho 35% Qtz
Pressão efetiva (Peff)	40Mpa
Redução de cisalhamento	0.8

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 19 – Inputs logfácies 3

PLATAFORMA	
<u>F3 Arenito – RPT Areia friável</u>	
ϕ_{crit} porosidade crítica	0.47
Mineralogia	86% Qtz 14%Folhelho
Pressão efetiva (Peff)	40Mpa
Redução de cisalhamento	1

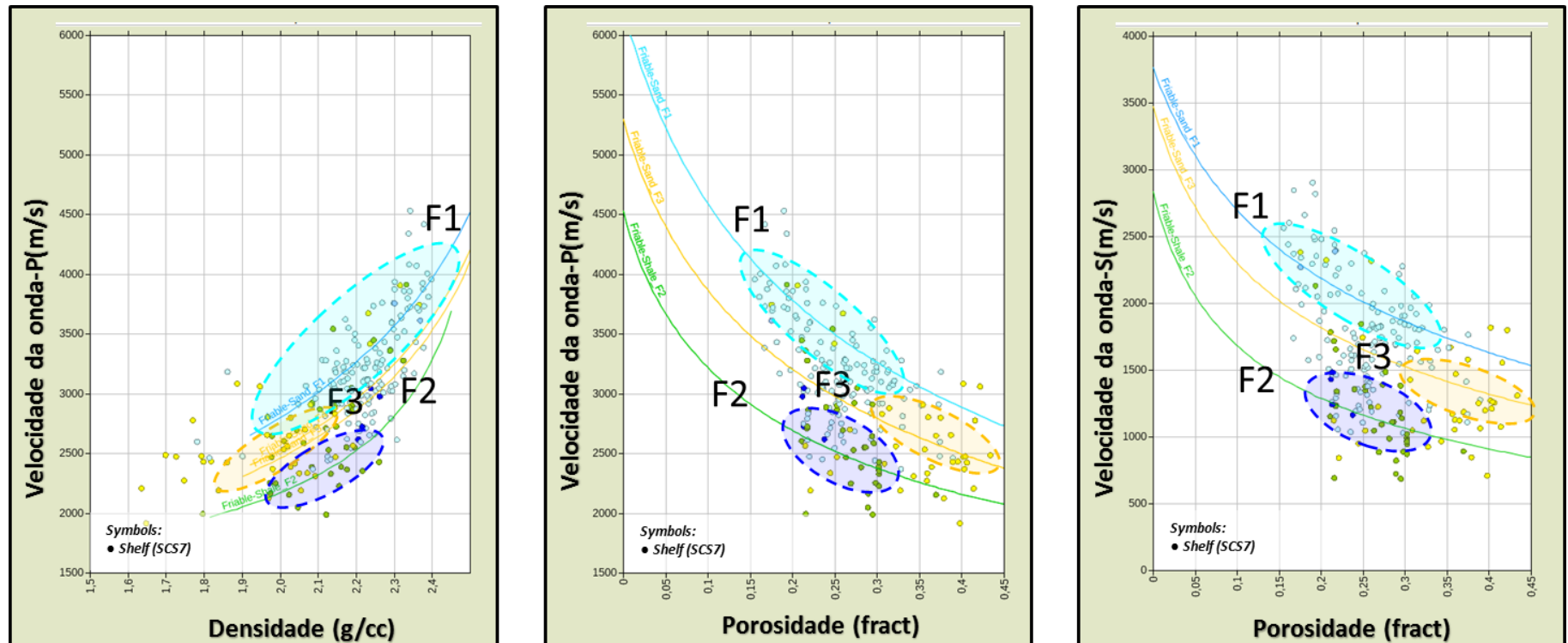
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 20 – Inputs logfácies 4

BACIA	
<u>F4 Arenito - RPT Areia friável</u>	
ϕ_{crit} porosidade crítica	0.47
Mineralogia	100% Qtz
Pressão efetiva (Peff)	40Mpa
Redução de cisalhamento	1

Fonte: A autora, 2019.

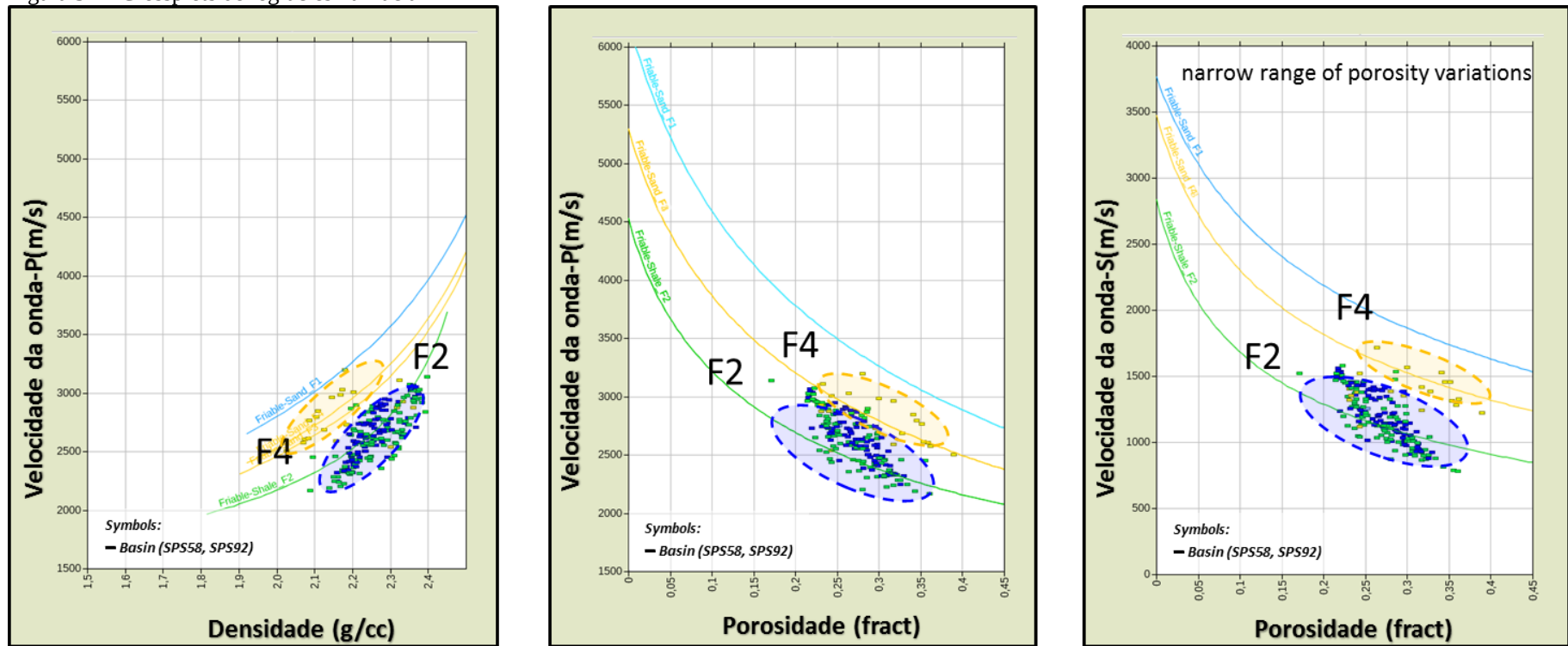
Figura 50 – Crossplots de logfácies na plataforma



Legenda: As logfácies F1, F2 e F3 presentes em ambientes da plataforma estão representadas com círculo. A escala de cor corresponde às litologias do perfil composto. A distribuição dos pontos tem uma grande variação de V_p , V_s , densidade e porosidade.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 51 – Crossplots de logfácies na Bacia



Legenda: As logfácies F2 e F3 presentes em ambientes da Bacia estão representadas com barras horizontais. A escala de cor corresponde às litologias do perfil composto. Note-se que a cor azul representa as margas e a verde os folhelhos, ambos têm um comportamento similar, sendo considerados dentro da mesma logfácies F2. A distribuição das barras horizontais tem uma estreita variação de V_p , V_s , densidade e porosidade.

Fonte: A autora, 2019.

4.4 Modelagem AVO

4.4.1 Lembrando os objetivos

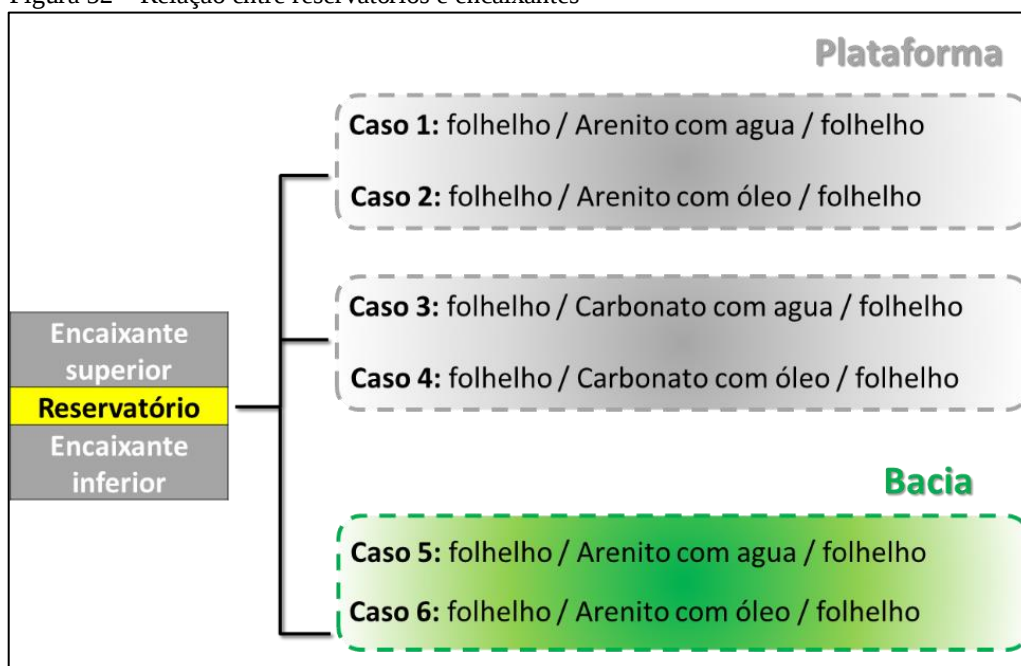
A modelagem AVO foi feita com o objetivo de identificar quaisquer diferenças nas respostas AVO associadas às fácies identificadas que correspondessem a diferentes ambientes deposicionais. Igualmente, observar o efeito dos fluidos água e óleo nos reservatórios para obter um senso da magnitude relativa dos efeitos nas amplitudes.

Portanto, será avaliado o grau de influência de alguns efeitos, tais como *porefill*, soterramento (Zbml), ambiente deposicional e fácies, nas respostas de AVO.

4.4.2 Construção do modelo

A Figura 53 mostra os seis casos que serão analisados na construção do modelo, considerando dois reservatórios na plataforma (arenito e carbonato) e um na bacia (arenito). Para cada reservatório, serão contemplados dois casos, um com 70% de óleo e 30% de água e outro com 100% de água. Para todos os reservatórios, os folhelhos serão as encaixantes. As fácies analisadas na plataforma correspondem ao Mioceno inferior (SD-N10) e as fácies na bacia ao Oligoceno superior (SD- E80) e Mioceno inferior (SD-N10).

Figura 52 – Relação entre reservatórios e encaixantes



Fonte: A autora, 2019.

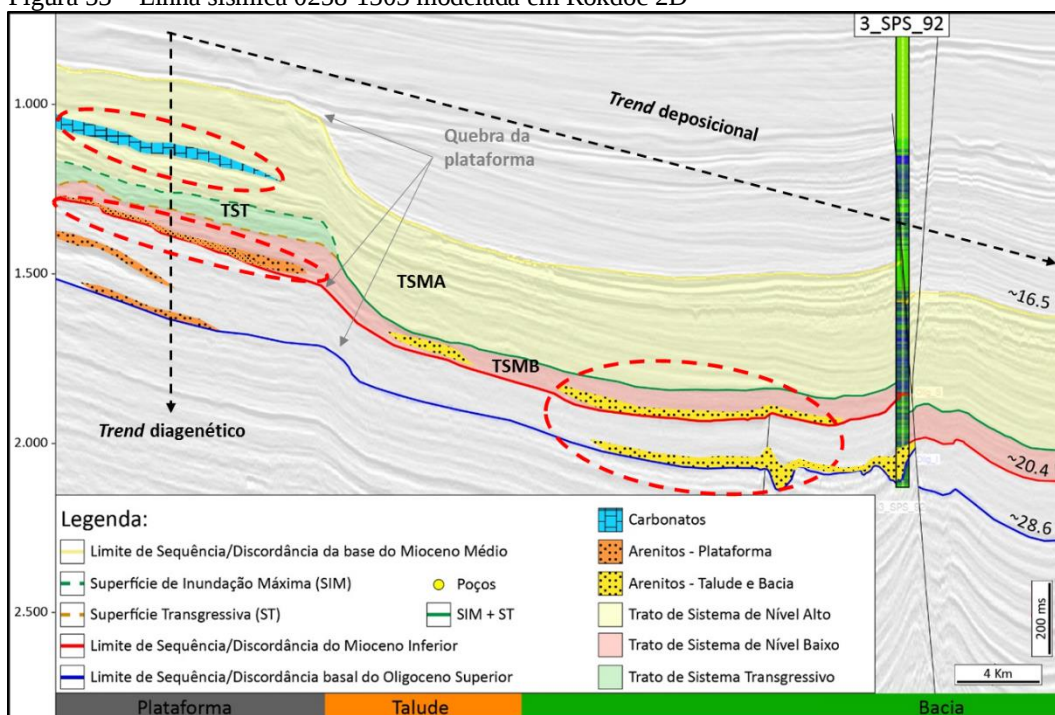
4.4.3 Modelagem AVO

A modelagem AVO sintética foi conduzida sobre a linha sísmica em tempo 0258-1303, a amarração do poço 3-SPS-92 e os RPTs definidos usando os três poços-chave para as quatro fácies F1, F2, F3 e F4 (Figura 53).

Para modelar os casos mencionados anteriormente foi necessário medir alguns eventos na linha sísmica (em Rokdoc 2D), descritos a seguir:

- O topo e a base do carbonato na plataforma em cor azul, no Mioceno inferior (SD-N10);
- O topo do arenito na plataforma em cor laranja, a base do mesmo foi interpretada na seção 4.1.2. e coincide com o limite da SD-N10 (discordância do Mioceno inferior);
- O topo do arenito na bacia em amarelo, a base dele coincide com o mesmo limite da SD-N10 referido acima (discordância do Mioceno inferior);
- O topo do outro arenito na bacia também em amarelo, a base coincide com o limite de sequência discordância basal da SD-E80 (Oligoceno superior).

Figura 53 – Linha sísmica 0258-1303 modelada em Rokdoc 2D



Legenda: Os reservatórios modelados estão assinalados com os círculos vermelhos. No total são quatro, carbonatos e arenitos do Mioceno inferior na plataforma, um arenito do Mioceno inferior e outro do Oligoceno superior, ambos na bacia.

Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.1 Pressupostos

É fundamental ter em mente os pressupostos considerados na modelagem, a fim de evitar conclusões erradas e considerar as limitações da metodologia.

Para facilitar a construção do modelo, se irá trabalhar com três sismofácies de reservatório, representando as logfácies F1, F3 e F4 que, por seu turno, são interpretadas nos *templates* de física de rochas.

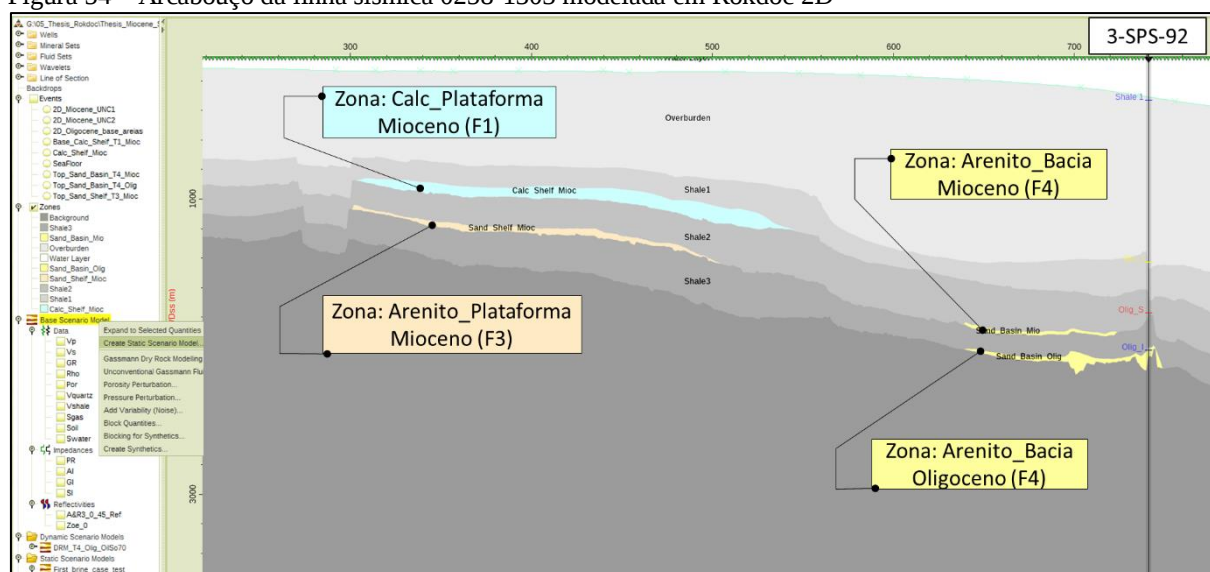
O *background* ou encaixantes dos reservatórios, correspondentes as logfácies F2, estará limitado desde o topo até a base pelo fundo do mar e pela base da linha sísmica, respectivamente. Portanto, a variação das propriedades elásticas, tais como V_p , V_s e densidade, mudará em relação à profundidade de forma vertical, sem considerar o mergulho real dos refletores na sísmica.

Como não foi construído um modelo de velocidade, foi usada a amarração do poço 3-SPS-92 para fazer a conversão tempo a profundidade da linha sísmica 0258-1303.

4.4.3.2 Modelo de cenário base

Um modelo de cenário base foi criado considerando o poço 3-SPS-92, os perfis Vp, Vs, densidade e porosidade, os eventos medidos e as zonas criadas para os reservatórios analisados (Figura 54).

Figura 54 – Arcabouço da linha sísmica 0258-1303 modelada em Rokdoc 2D



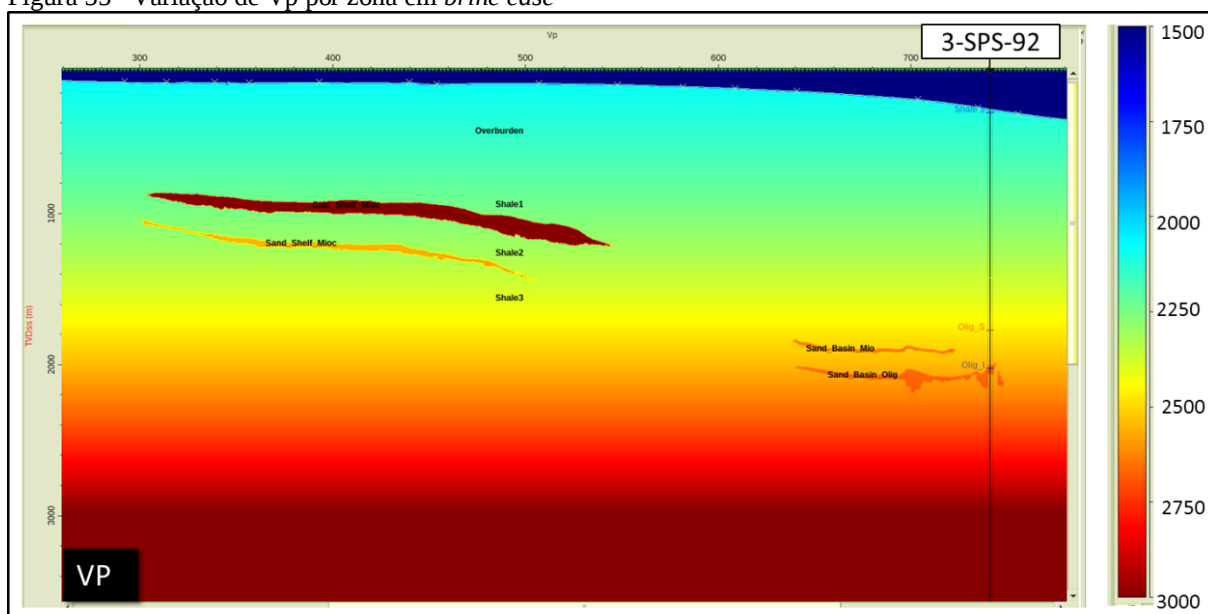
Fonte: A autora, 2019.

Os *templates* de física de rochas analisados em *brine case* na Seção 4.3.4.2. foram incluídos em cada zona do modelo como funções dependentes entre si e diferenciando o ambiente deposicional. Em resumo, o modelo foi atualizado com o seguinte:

- Porosidade em função da profundidade *below mud line* (Zbml);
- Densidade em função de Vp;
- Vp em função da porosidade;
- Vs em função da porosidade.

As Figuras 55, 56 e 57 mostram o modelo base em *brine case* com as variações de Vp, Vs e densidade por zona.

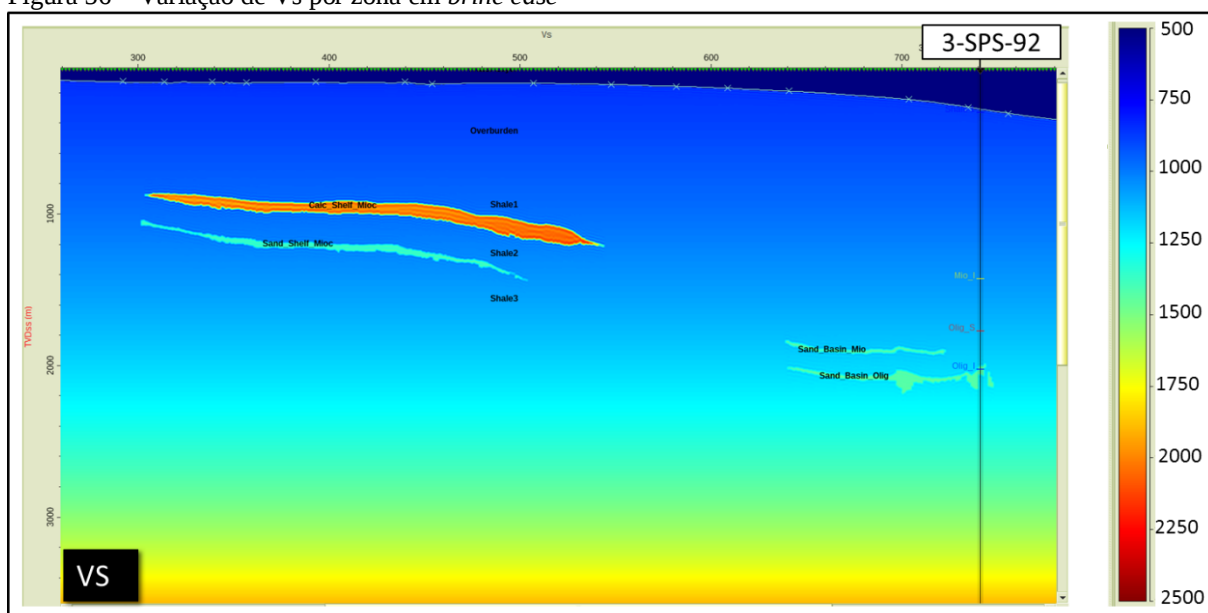
Figura 55 – Variação de V_p por zona em *brine case*



Legenda: A escala de cor da velocidade da onda P varia entre 1500 e 3500 m/s.

Fonte: A autora, 2019.

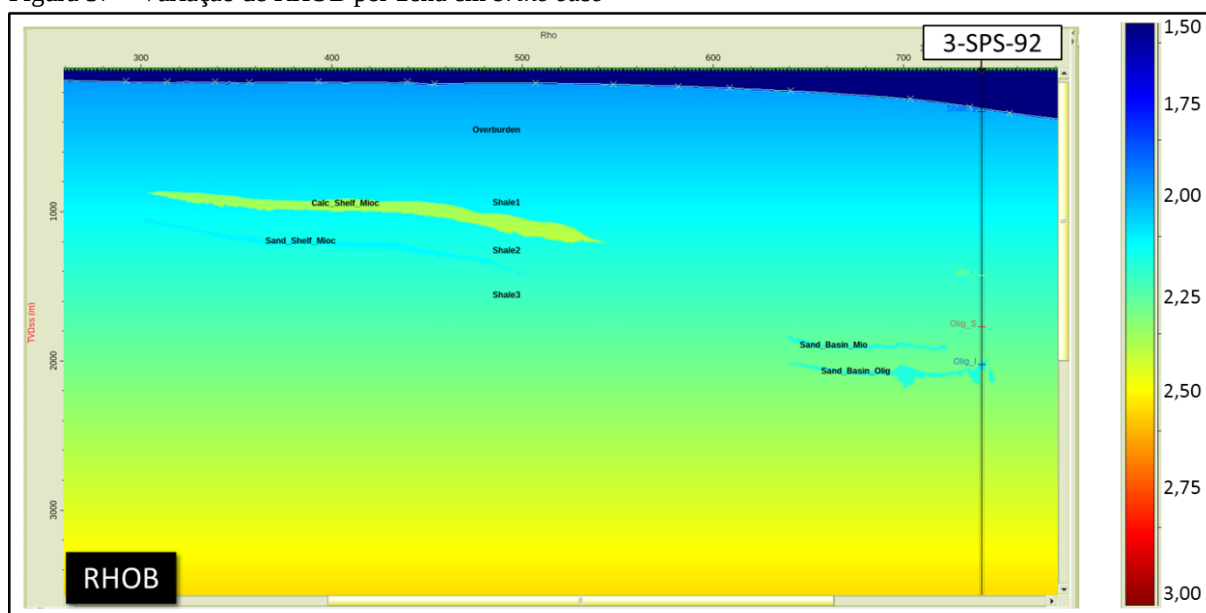
Figura 56 – Variação de V_s por zona em *brine case*



Legenda: A escala de cor da velocidade da onda S varia entre 500 e 2500 m/s.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 57 – Variação de RHOB por zona em *brine case*



Legenda: A escala de cor da densidade varia entre 1.5 e 3.0 g/cc.

Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.3 Substituição de fluidos

A condição inicial do modelo base considerou uma saturação de 100% água, portanto a substituição de fluidos de *brine case* a *oil case* para cada reservatório no modelo foi feita usando as equações de Gassmann. Para isso, foi necessário criar um modelo de cenário dinâmico novo.

A maioria dos parâmetros usados para cada reservatório foram os mesmos, só foi mudada a zona, a mineralogia e as condições dos fluidos iniciais, dependendo se o reservatório está na plataforma ou na bacia.

A saturação final considerada para as zonas reservatórios foi 70% de óleo e 30% de água. O critério para determinar esses valores considerou a saturação de óleo real no Oligoceno Superior (SD-E80) no poço 3-SPS-92.

As Figuras 58 e 59 apresentam um exemplo dos inputs usados para fazer a substituição de fluidos no arenito do Mioceno inferior (SD-N10).

Figura 58 – Condição inicial a rocha seca (*dry*)

The screenshot shows the 'Gassmann Dry Rock Modelling Fluid Substitution' window. The 'Inputs (Base Scenario Model)' section includes a 'Select Zones...' button with 'Sand_Miocene_Basin' selected, a 'Mineral Set ...' button with 'Miocene_shale' selected, and a dropdown menu set to 'Voigt-Reuss-Hill (weighting)'. Below these are input fields for 'K Upper Weight : 0,50' and 'Mu Upper Weight : 0,50'. The 'Initial Fluid Set ...' button has 'Miocene_Basin' selected. The 'Mixing Type:' dropdown is set to 'Wood's', and the 'Brie Exponent:' is set to 2. There is a checkbox for 'Use all sections in dry rock modelling' which is unchecked. The 'Cut Offs' section has two rows of input fields: the first row has '0,05' for '<= VShale/DryClay' and '1,00' for '<= Porosity'; the second row has '0,00' for '<= VShale/DryClay' and '1,00' for '<= Porosity'.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 59 –Rocha seca (*dry*) a condição final

The screenshot shows the 'Final Fluids' window. The 'Final Fluid Set ...' button has 'Basin' selected. There are two checkboxes: 'Use Fluid Contacts' and 'Use Measurement Events as a Fluid Contacts', both of which are unchecked. The 'Final Saturations :' dropdown is set to 'Constant Sw', and there is a checkbox for 'Vary laterally' which is unchecked. Below this is a 'Saturations' section with a table:

Fluid Type	Saturation
Water	0.3
Oil	0.7
Gas	0
Condensate	0
CO2	0
Other 1	0
Other 2	0
Other 3	0

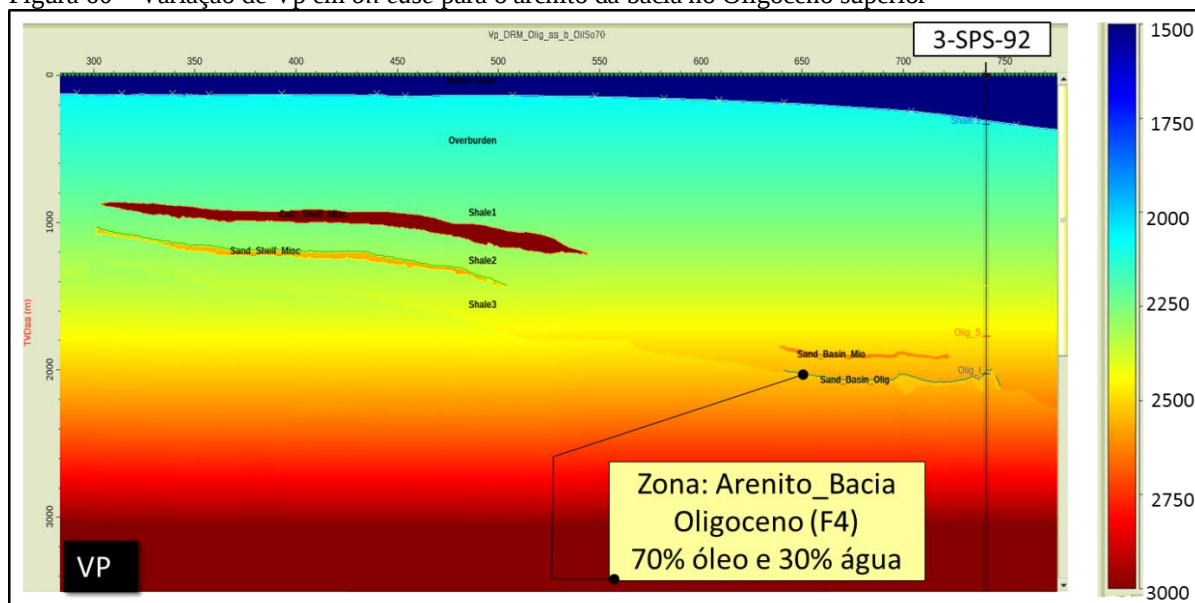
At the bottom, the 'Mixing Type:' dropdown is set to 'Wood's' and the 'Brie Exponent:' is set to 2.

Fonte: A autora, 2019.

As Figuras 60, 61 e 62 mostram a condição final de saturação para Vp, Vs e a densidade como exemplo para a zona: Arenito_bacia Oligoceno (F4). Mas no total, o processo de substituição foi feito para as quatro zonas:

- a) Zona: Calc_plataforma, Mioceno (F1);
- b) Zona: Arenito_plataforma, Mioceno (F3);
- c) Zona: Arenito_bacia, Mioceno (F4);
- d) Zona: Arenito_bacia, Oligoceno (F4).

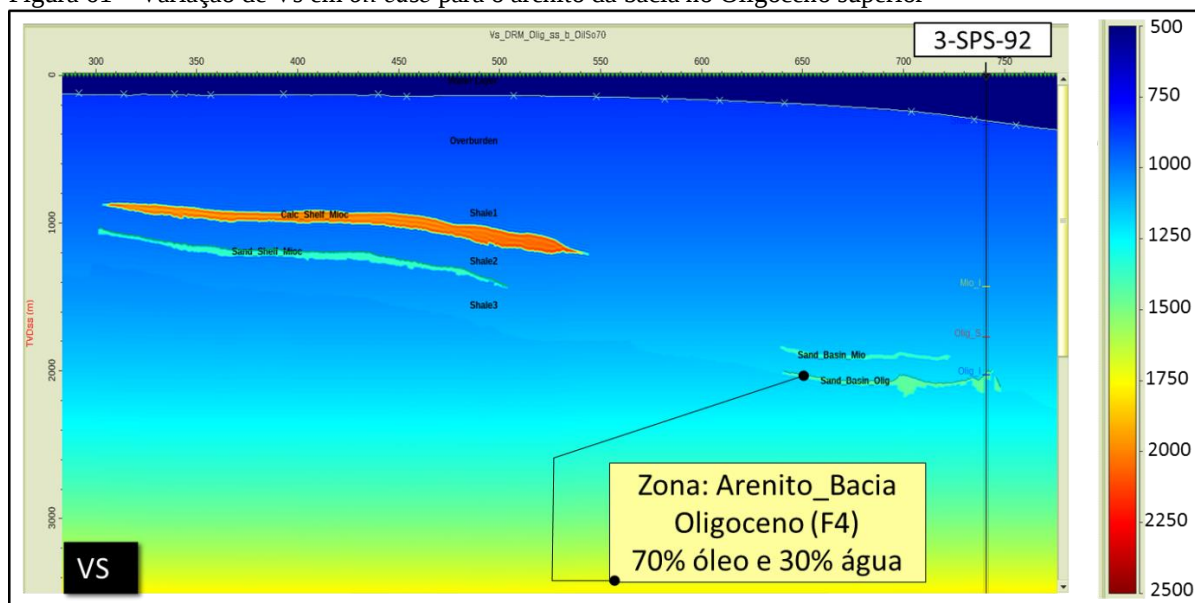
Figura 60 – Variação de Vp em *oil case* para o arenito da bacia no Oligoceno superior



Legenda: A escala de cor da velocidade da onda P varia entre 1500 e 3500 m/s.

Fonte: A autora, 2019.

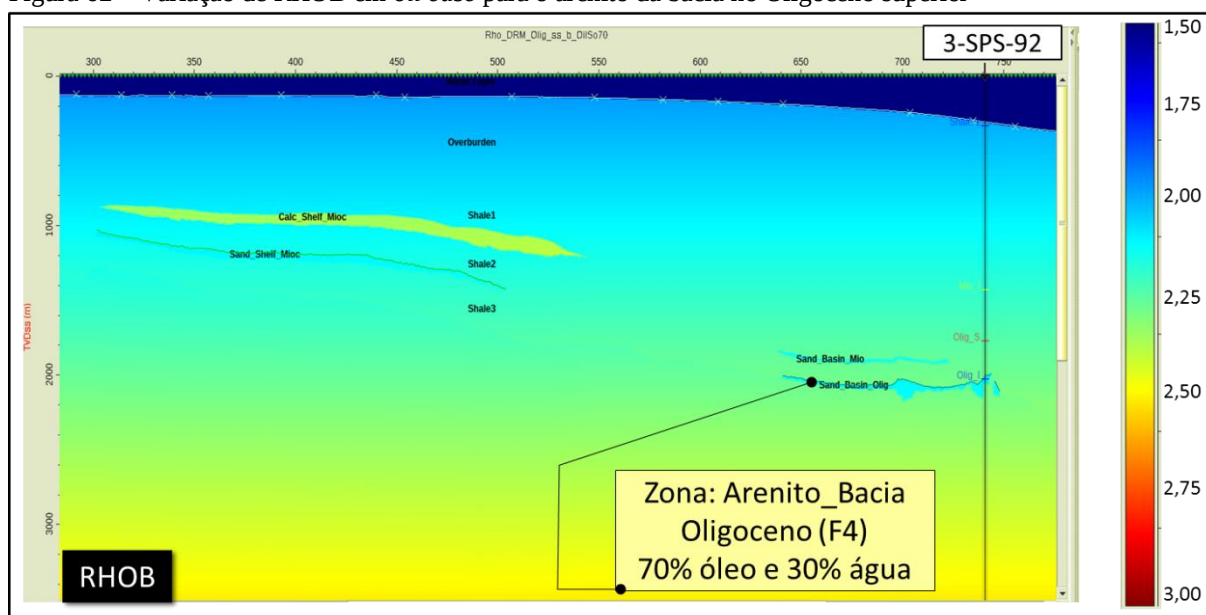
Figura 61 – Variação de Vs em *oil case* para o arenito da bacia no Oligoceno superior



Legenda: A escala de cor da velocidade da onda S varia entre 500 e 2500 m/s.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 62 – Variação de RHOB em *oil case* para o arenito da bacia no Oligoceno superior



Legenda: A escala de cor de RHOB varia entre 1.5 e 3.0 g/cc.

Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.4 Criação da sísmica sintética

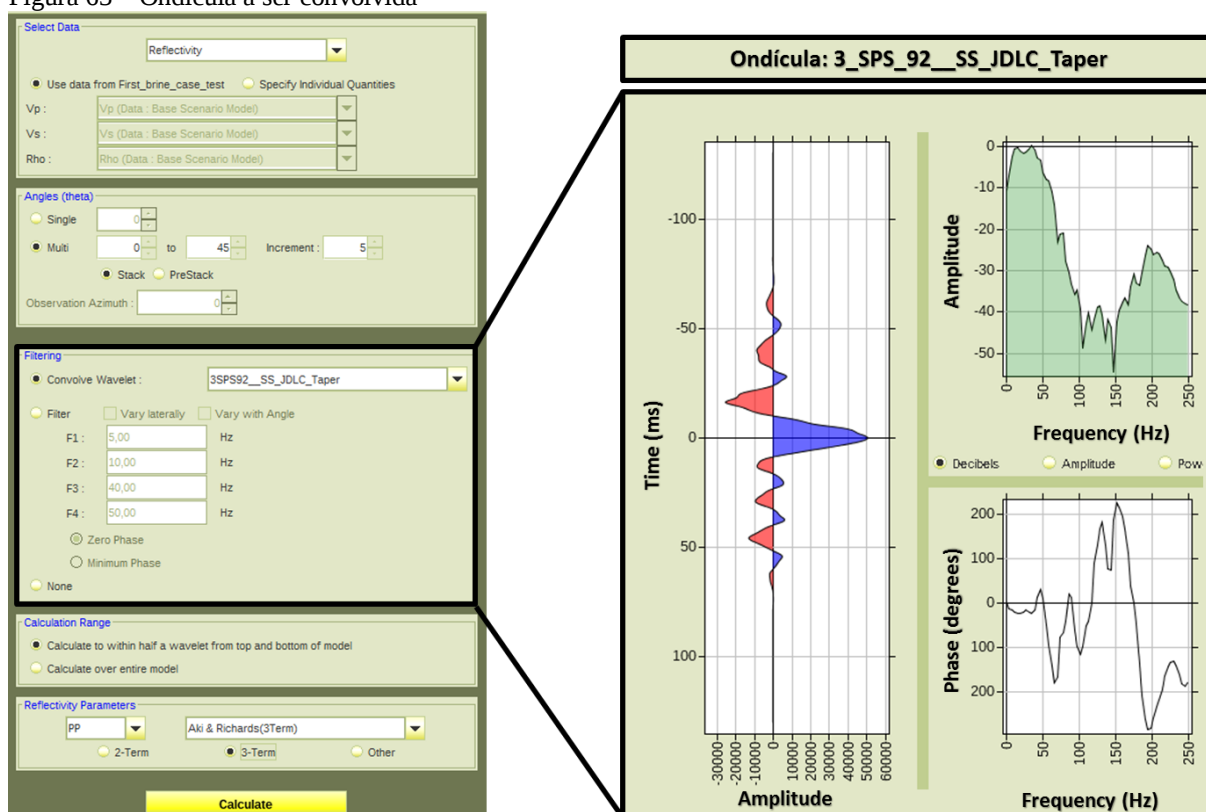
O último passo da modelagem 2D foi a criação de uma linha sísmica sintética.

Para esse fim, os coeficientes de reflexão (aproximação 3-term de AKI & RICHARDS, 1980) foram convolvidos com uma ondícula da linha sísmica 0258-1303 passando pelo poço 3-SPS-92 (Figura 63). Segundo Avseth et al. (2005), é importante verificar que a ondícula tenha fase mínima para se obter uma boa interpretação quantitativa sísmica.

O produto da convolução são traços sísmicos para cada ângulo de incidência variando no tempo. No total, calcularam-se três *stacks* diferentes: *full stacks* e dois *partial stacks* (*near* e *far*). O *full stack* é o *stack* com todos os ângulos de incidência (de 0° a 45°), o *near stack* considera os ângulos de 0° a 15° e o *far stack* de 30° a 45°.

Os valores utilizados para V_p , V_s e densidade foram aqueles obtidos anteriormente, tanto para o óleo quanto para a água.

Figura 63 – Ondícula a ser convolvida



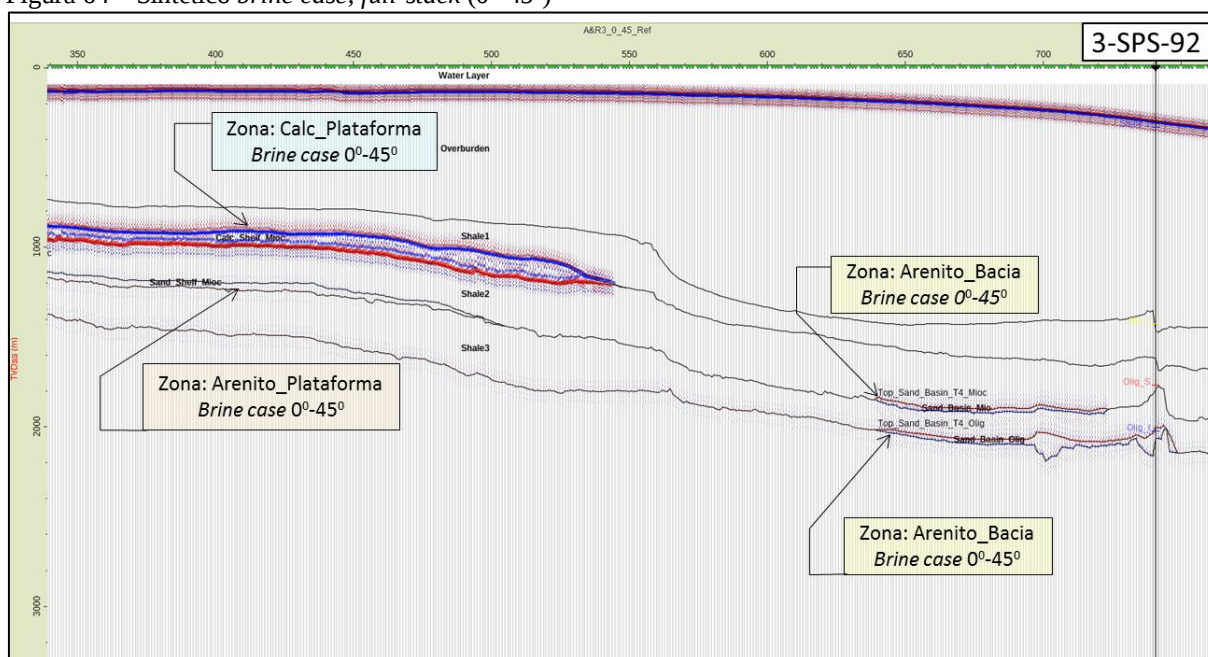
Legenda: *Inputs* para calcular as refletividades sintéticas

Fonte: A autora, 2019.

As Figuras 64, 65 e 66 mostram a representação sintética das zonas analisadas em *brine case*.

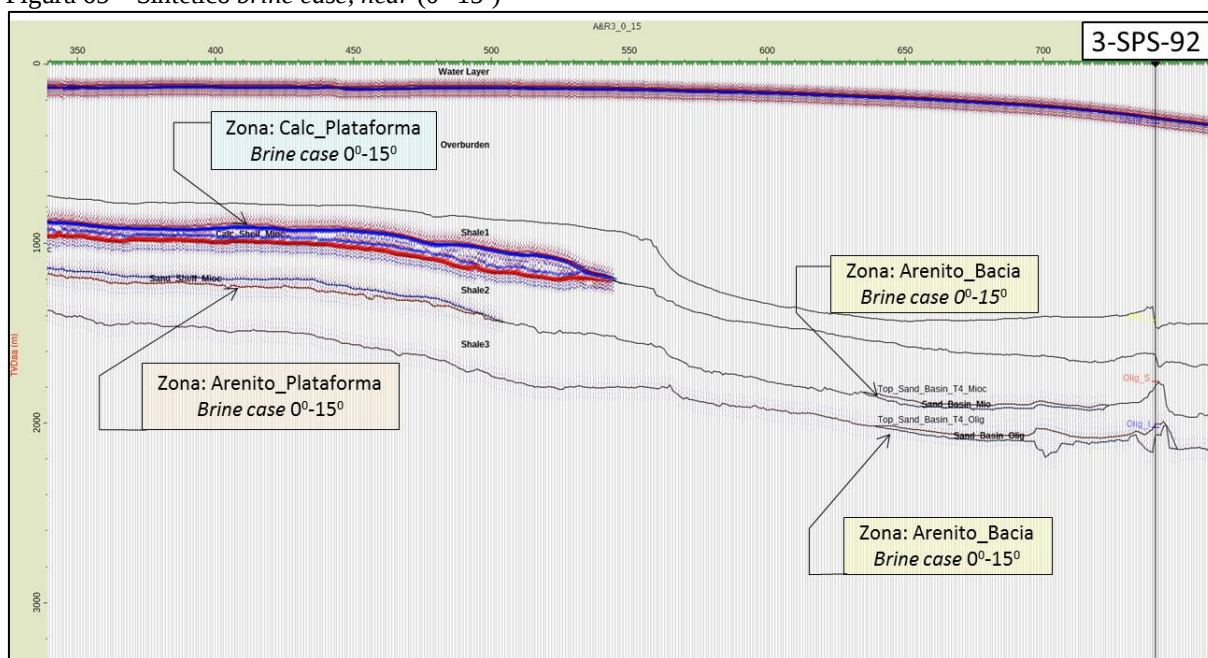
Em *oil case*, a sísmica sintética foi gerada para uma zona por vez. As Figuras 67, 68 e 69 exibem como exemplo a zona: “Arenito_bacia, Oligoceno (F4)”. Os processos descritos acima foram iterativos, usando os mesmos intervalos de ângulos (*full-stack*, *near* e *far*) para todas as zonas.

Figura 64 – Sintético *brine case*, full-stack (0° - 45°)



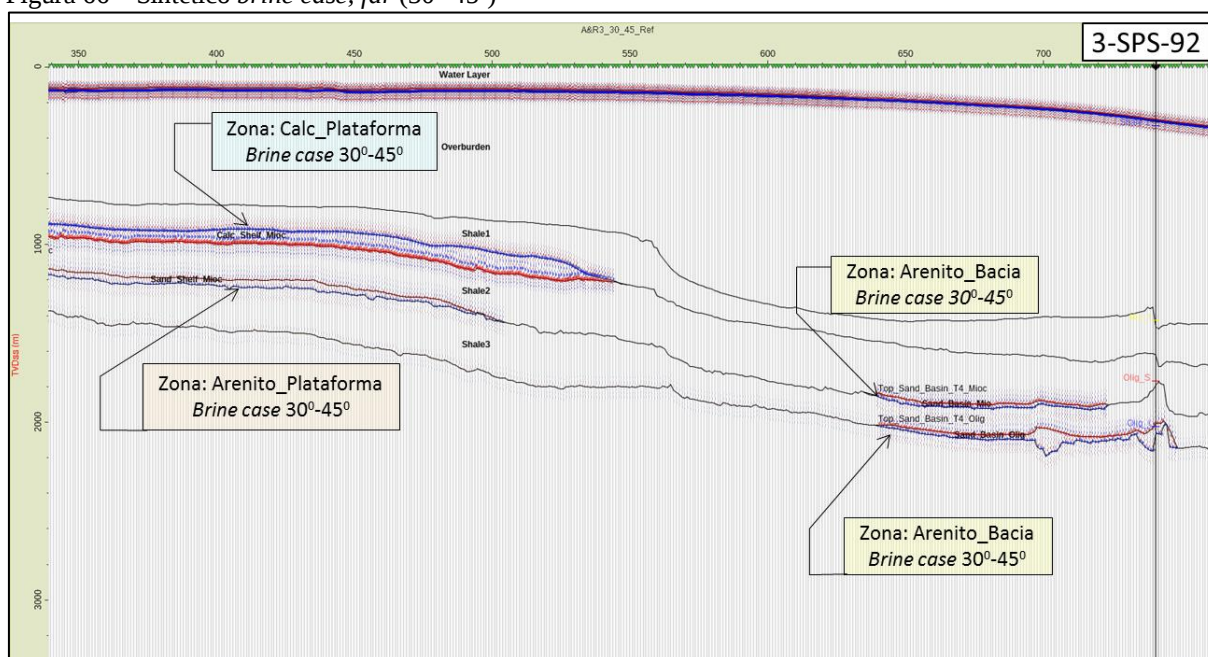
Fonte: A autora, 2019.

Figura 65 – Sintético *brine case*, near (0° - 15°)



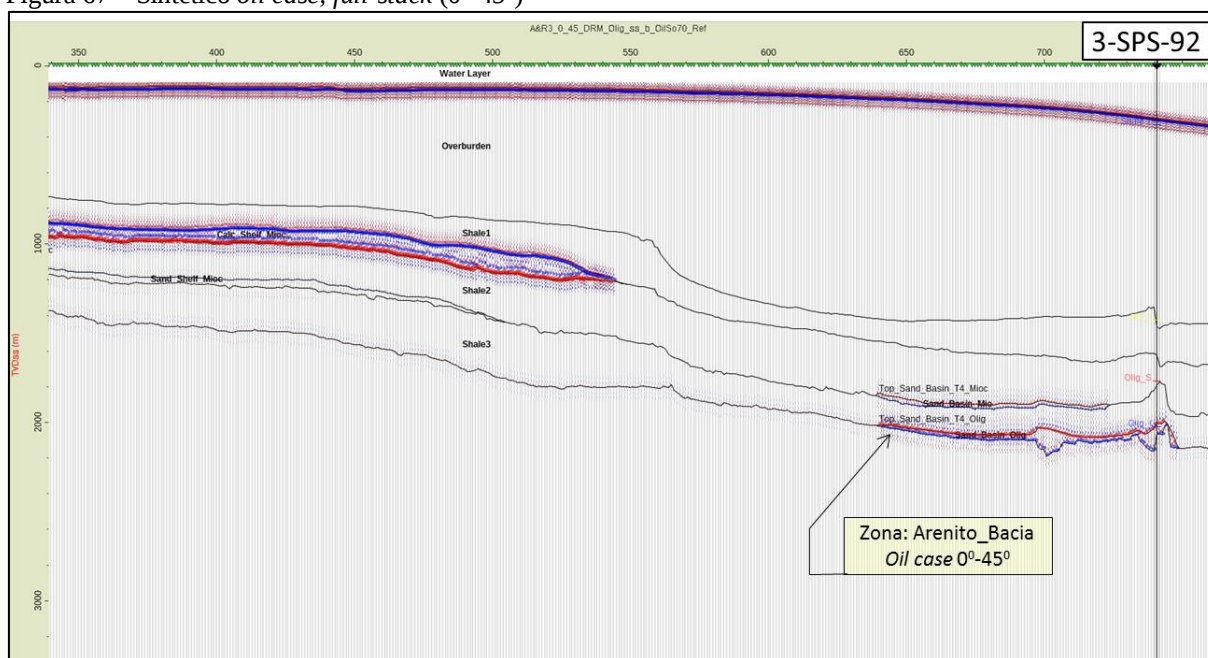
Fonte: A autora, 2019.

Figura 66 – Sintético *brine case*, far (30°-45°)



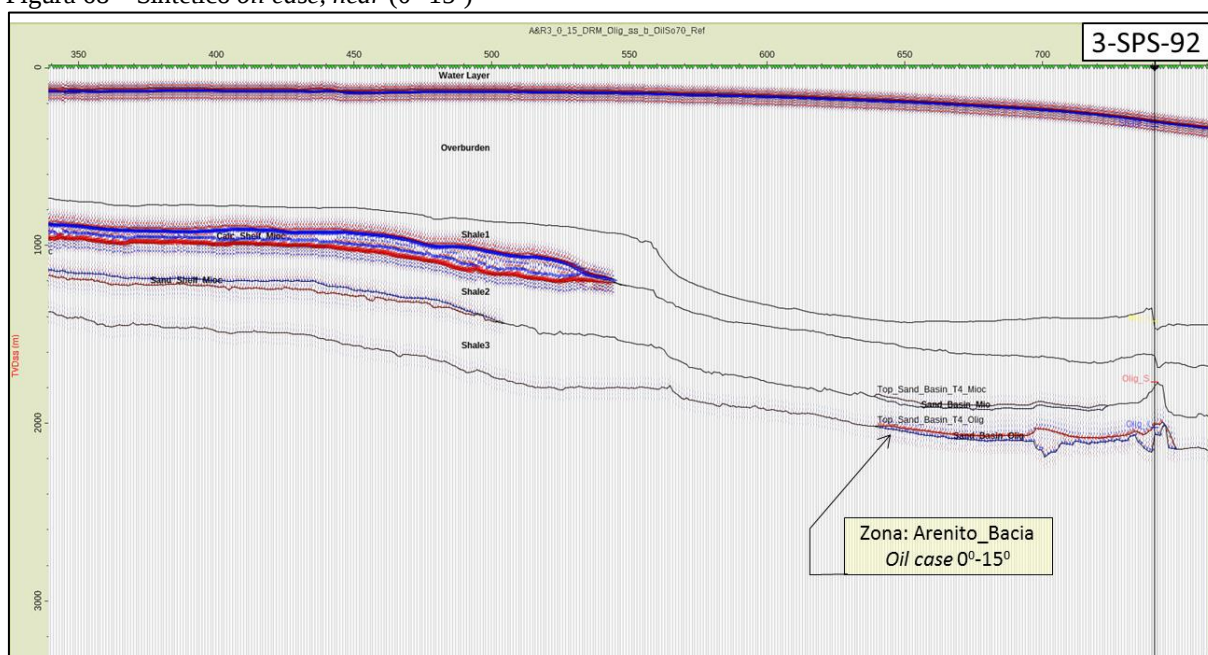
Fonte: A autora, 2019.

Figura 67 – Sintético *oil case*, full-stack (0°-45°)



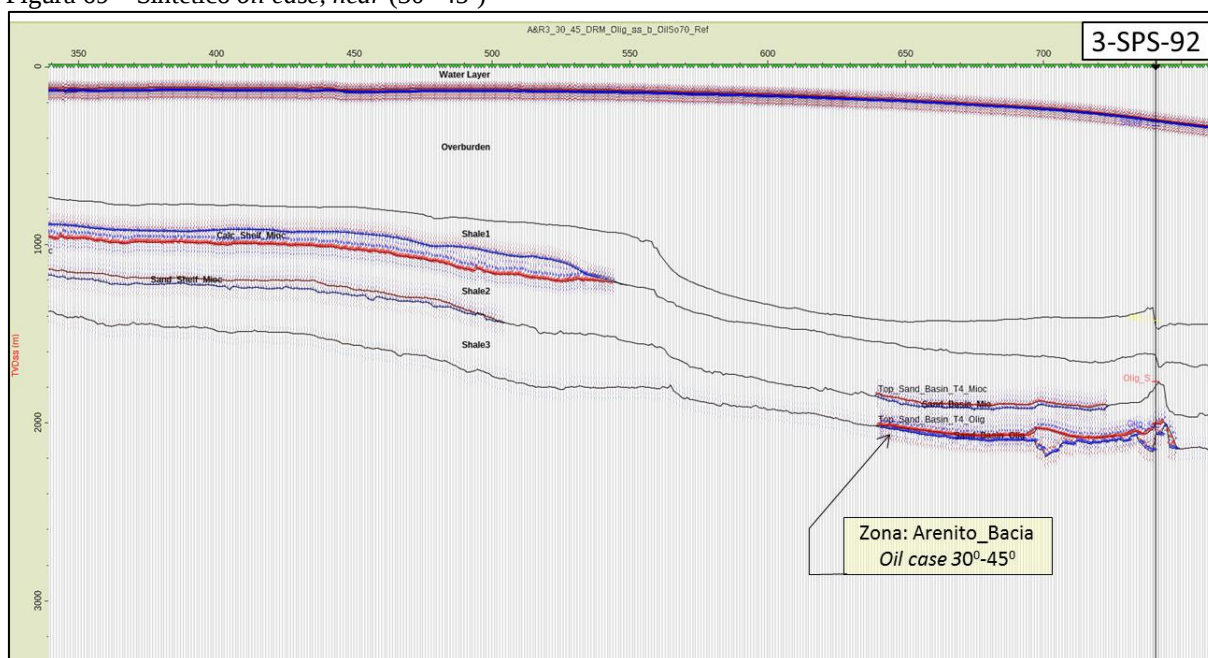
Fonte: A autora, 2019.

Figura 68 – Sintético oil case, near (0° - 15°)



Fonte: A autora, 2019.

Figura 69 – Sintético oil case, near (30° - 45°)



Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.5 Medição de atributos AVO

Para fazer comparações consistentes, foram extraídos do modelo criado os mesmos atributos em todos os reservatórios analisados.

Dentre as diversas medições de atributos, foi escolhido o valor instantâneo de amplitude (*value*), o qual toma o valor da amplitude exibida nos eventos interpretados (*nearest max snap* e *nearest min snap*). Cada zona possui um evento superior (tope) e um evento inferior (base), o atributo medido corresponde ao evento superior.

As extrações foram feitas da sísmica sintética *near* e *far* para o caso *brine* e o caso *óleo*, de forma que, no total, cada zona tem quatro atributos. Nas Tabelas 21, 22, 23 e 24, estão sumarizados os nomes dos atributos extraídos por zona.

Tabela 21 – Atributos medidos na zona correspondente a T1 - Mioceno

T1 calcarenito plataforma - Mioceno		
<i>Angle Stack</i>	Fluido	Atributo
NEAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>
FAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 22 – Atributos medidos na zona correspondente a T3 – Mioceno

T3 arenito plataforma - Mioceno		
<i>Angle Stack</i>	Fluido	Atributo
NEAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>
FAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 23 – Atributos medidos na zona correspondente a T4 - Mioceno

T4 arenito bacia - Mioceno		
<i>Angle Stack</i>	Fluido	Atributo
NEAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>
FAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 24 – Atributos medidos na zona correspondente a T4 – Oligoceno

T4 arenito bacia - Oligoceno		
<i>Angle Stack</i>	Fluido	Atributo
NEAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>
FAR	<i>brine</i>	<i>Value_NearestMaxSnap</i>
	<i>óleo</i>	<i>Value_NearestMinSnap</i>

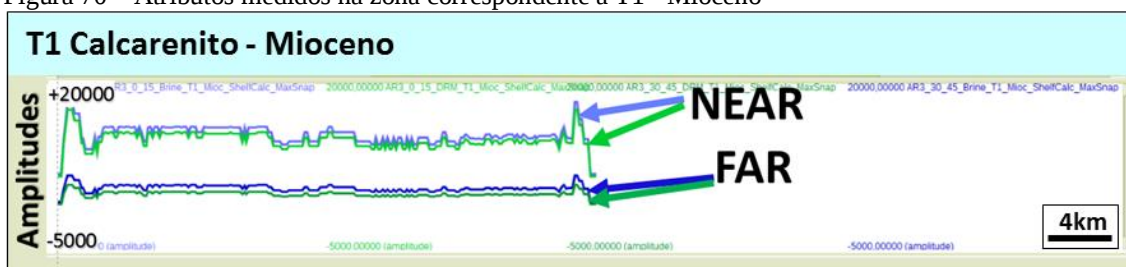
Fonte: A autora, 2019.

As Figuras 70, 71, 72 e 73 exibem a representação gráfica das variações de amplitudes dos atributos AVO medidos para cada zona.

A escala horizontal representa a longitude da linha sísmica modelada. Na escala vertical, as amplitudes estão variando entre (+) 20000 e -5000.

Os atributos em *near* e *far* caso água estão em azul e os atributos em *near* e *far* caso óleo, em verde.

Figura 70 – Atributos medidos na zona correspondente a T1 - Mioceno



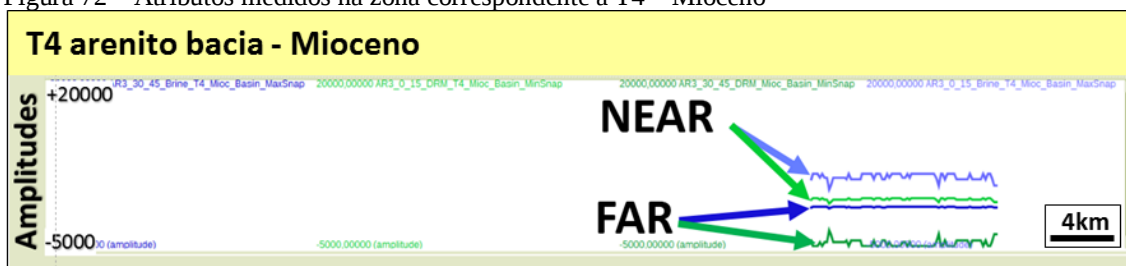
Fonte: A autora, 2019.

Figura 71 – Atributos medidos na zona correspondente a T3 - Mioceno



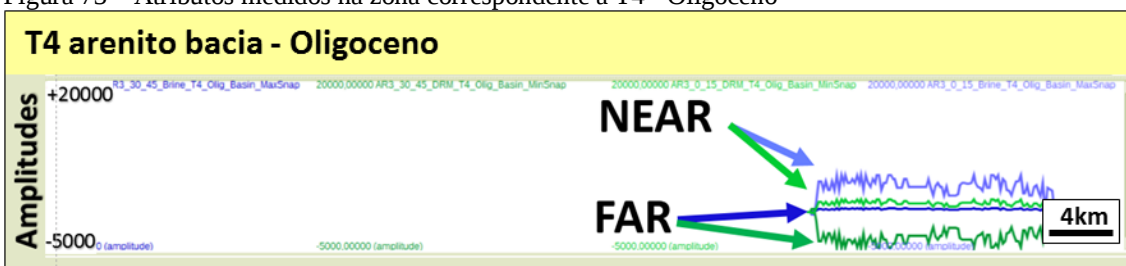
Fonte: A autora, 2019.

Figura 72 – Atributos medidos na zona correspondente a T4 – Mioceno



Fonte: A utora, 2019.

Figura 73 – Atributos medidos na zona correspondente a T4 - Oligoceno



Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.6 Análise de atributos AVO em crossplots

Os dados de AVO podem ser representados de diversas formas, sendo algumas mais complexas do que outras, mas que, em suma, se referem a examinar o mesmo: as diferenças nas respostas de amplitude *versus* afastamento. A Figura 74 apresenta alguns exemplos de crossplots, considerando dados de refletividade e de impedância.

Neste trabalho, as respostas de AVO relacionadas à litologia e à variações de fluidos foram analisadas em crossplots de *far versus near*.

Para entendermos essas repostas, é preciso considerar alguns elementos da anatomia do crossplot em questão. A Figura 75 mostra quatro atributos inferidos a partir da relação dos intervalos de ângulo *near* (0° - 15°) e *far* (30° - 45°).

O primeiro atributo é o AVO *strength*, definido por Mahob e Castagna (2003) como a longitude total de uma nuvem de pontos, representando um evento em um crossplot de intercepto *versus* gradiente.

O ângulo que define a orientação preferencial no espaço intercepto – gradiente é conhecido como ângulo de polarização e foi introduzido por Mahob e Castagna levando em consideração as características de uma ondícula.

Como os crossplots analisados estão no espaço *near – far*, as relações com esses dois atributos, a saber, com o AVO *strength* e com o ângulo de polarização (Φ), são só aproximações “rough”.

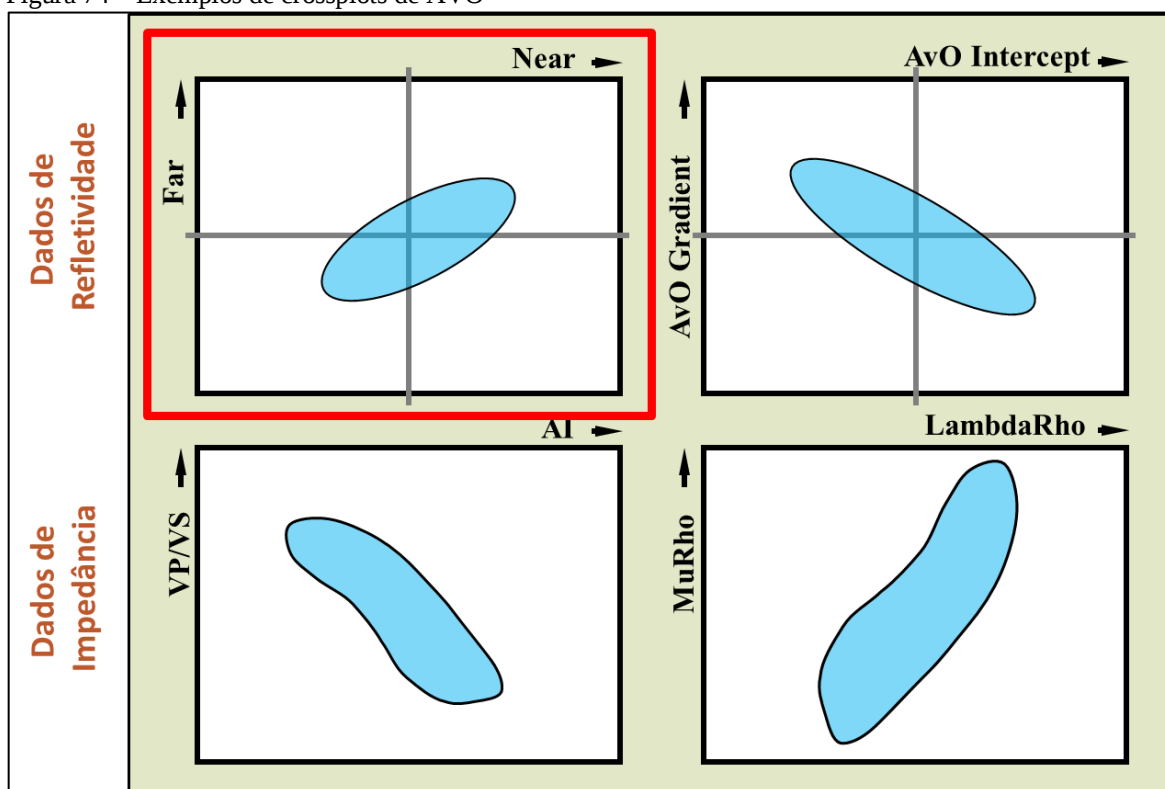
Esse ângulo Φ pode ser encontrado por uma análise de *eigenvector*, um set especial de vetores associados com um sistema linear de equações (Equação 34) (KEHO, 2000 e KEHO et al. 2001):

$$\Phi = \arctan (P_y / P_x) \quad (34)$$

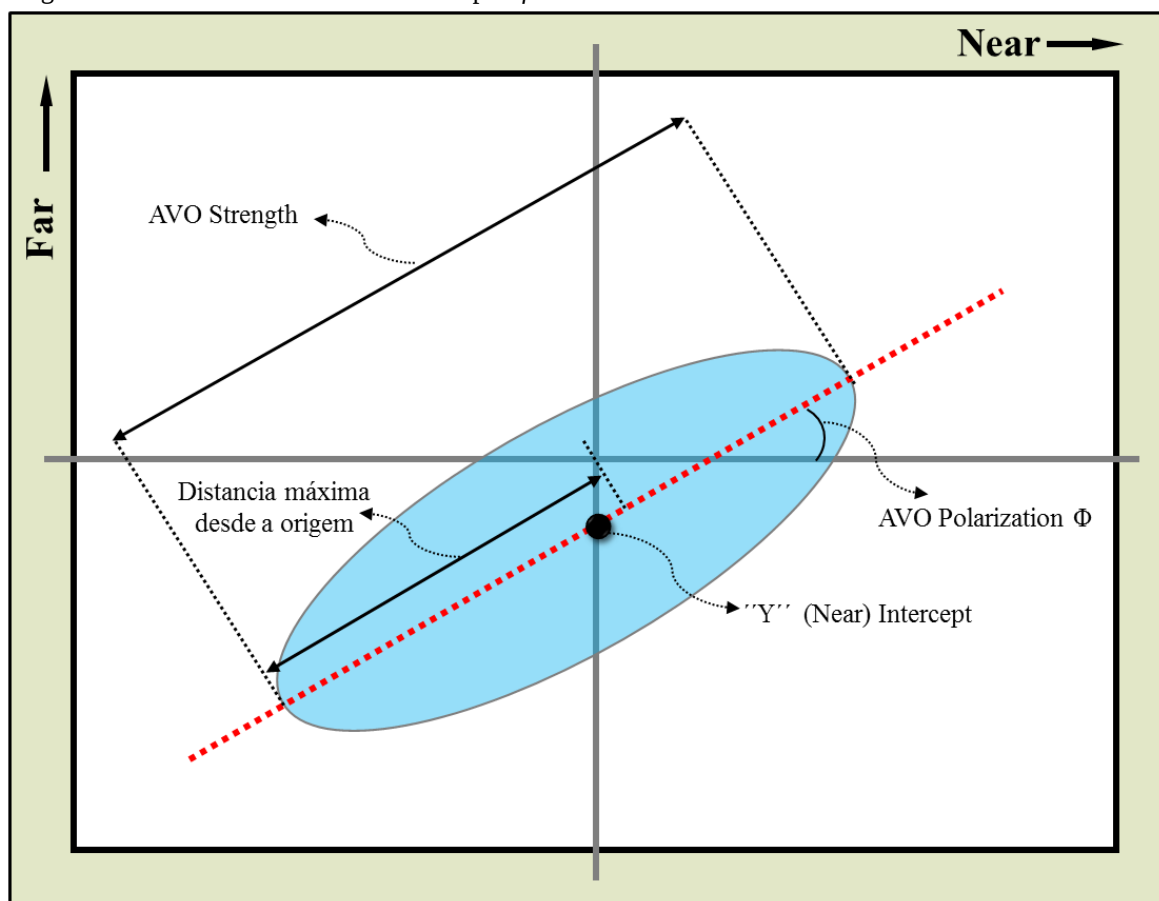
Onde P_y e P_x serão *delta far* e *delta near* do crossplot *near versus far*.

Os outros dois elementos analisados no crossplot são a distância máxima desde o ponto de origem “0” e o valor de interseção no eixo “Y” equivalente a *far*

Figura 74 – Exemplos de crossplots de AVO



Fonte: Modificado de DUNNE J., 2010.

Figura 75 – Elementos analisados no crossplot *far versus near*

Fonte: Modificado de DUNNE J., 2010

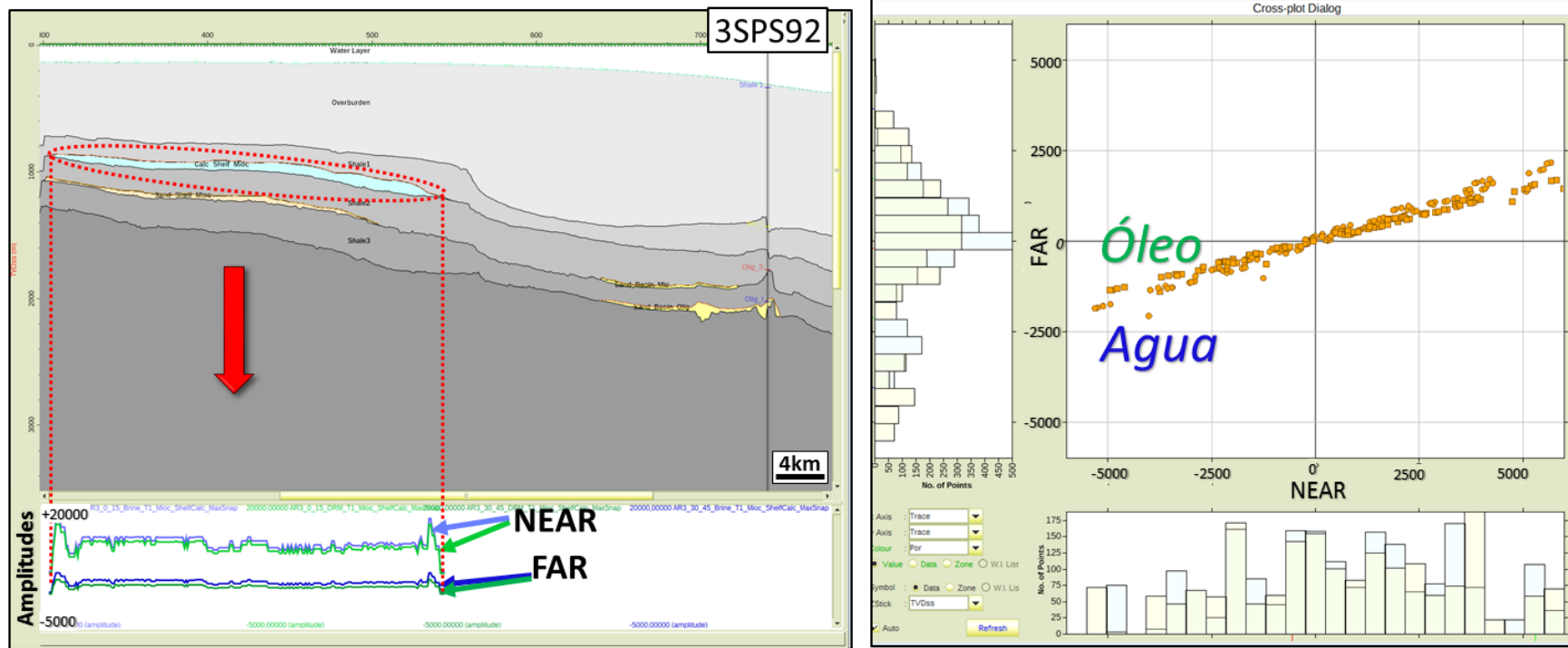
A Figura 76 está dividida em duas partes: à esquerda se tem o arcabouço da linha sísmica modelada, sinalando os atributos em *near* e *far* (caso *brine* e caso óleo) extraídos do calcarenito na plataforma do Mioceno; à direita se tem o crossplot *far versus near* dos quatro atributos medidos. As tendências de água e óleo são dificilmente diferenciadas, a distância máxima desde a origem é 6127 para o caso *brine* e 6101 para o caso óleo. O *AVO strength* é muito parecido em ambos os casos de fluido, 11661 para o caso *brine* e 11219 para o caso óleo. Embora sutil, a principal diferença está no *AVO polarization* que é 19.3 para o caso *brine* e 13.3 para o caso óleo. Os valores das medições dos atributos analisados no crossplot estão resumidos na Tabela 25.

A Figura 77 também está dividida em duas partes: à esquerda se tem o arcabouço da linha sísmica modelada, sinalando os atributos em *near* e *far* (caso *brine* e caso óleo) extraídos do arenito na plataforma do Mioceno; à direita se tem o crossplot *far versus near* dos quatro atributos medidos. As tendências de água e óleo são muito bem diferenciadas, a distância máxima desde a origem é 4758 para o caso *brine* e 3775 para o caso óleo. O *AVO strength* é 9516 para o caso *brine* e 7550 para o caso óleo. O *AVO polarization* é 0 para o caso *brine* e -70 para o caso óleo. Os valores das medições dos atributos analisados no crossplot estão resumidos na Tabela 26.

A Figura 78 apresenta os atributos em *near* e *far* (caso *brine* e caso óleo) extraídos do arenito na bacia do Mioceno, junto com o crossplot *far versus near* dos quatro atributos medidos. As tendências de água e óleo também são muito bem diferenciadas, a distância máxima desde a origem é 4707 para o caso *brine* e 4285 para o caso óleo. O *AVO strength* é 9415 para o caso *brine* e 8570 para o caso óleo. O *AVO polarization* é 6.5 para o caso *brine* e -70.9 para o caso óleo. Os valores das medições dos atributos analisados no crossplot estão resumidos na Tabela 27.

A Figura 79 mostra os atributos em *near* e *far* (caso *brine* e caso óleo) extraídos do arenito na bacia do Oligoceno junto com o crossplot *far versus near* dos quatro atributos medidos. As tendências de água e óleo também são completamente opostas, assim como os dois últimos casos analisados. A distância máxima desde a origem é 4841 para o caso *brine* e 4413 para o caso óleo. O *AVO strength* é 9681 para o caso *brine* e 8826 para o caso óleo. O *AVO polarization* é 7.4 para o caso *brine* e -70.1 para o caso óleo. Os valores das medições dos atributos analisados no crossplot estão resumidos na Tabela 28.

Figura 76 – Análise de atributos AVO (T1 – Mioceno)



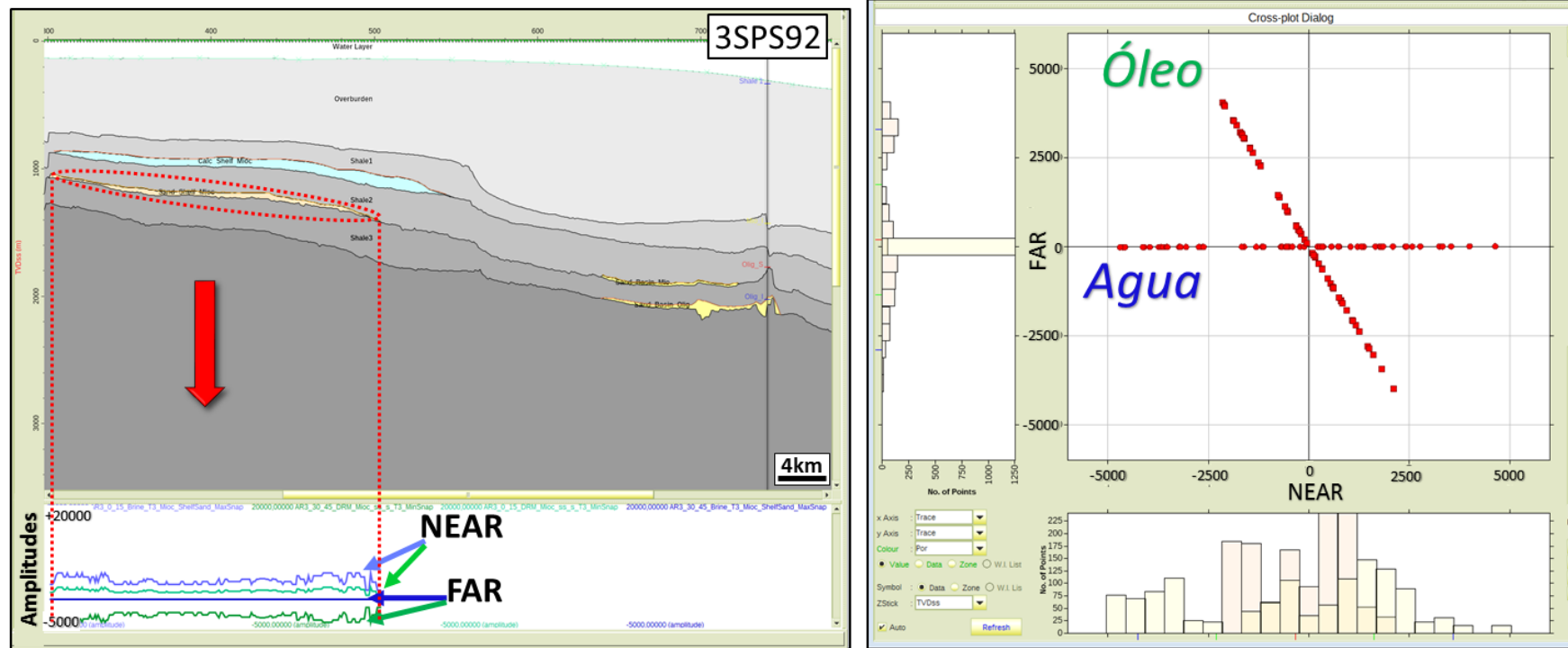
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 25 – Elementos analisados no crossplot (T1 – Mioceno)

Facies_ambiente	Nível Estratigraf	Fluido	Delta N	Delta F	Distancia máxima desde a origem	Avo Strength	Delta F/ Delta N	AVO Polarization
T1 Calcarenito_plataforma	Mioceno	Brine	5781	2030	6127	11661	0.351	19.3
T1 Calcarenito_plataforma	Mioceno	Óleo	5937	1406	6101	11219	0.237	13.3

Fonte: A autora, 2019.

Figura 77 – Análise de atributos AVO (T3 – Mioceno)



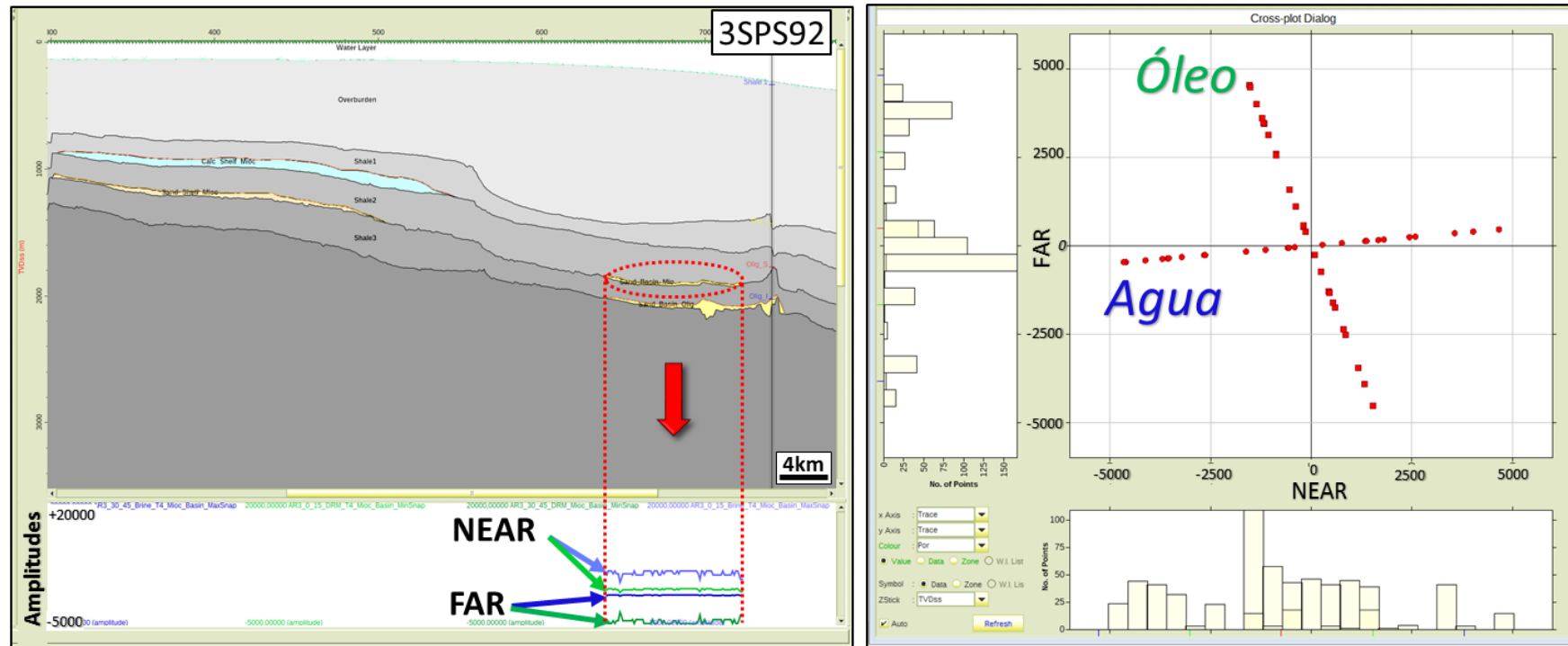
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 26 – Elementos analisados no crossplot (T3 – Mioceno)

Facies_ambiente	Nível Estratigraf	Fluido	Delta N	Delta F	Distancia máxima desde a origem	Avo Strength	Delta F/ Delta N	AVO Polarization
T3 arenito_plataforma	Mioceno	Brine	4758	0	4758	9516	0.000	0.0
T3 arenito_plataforma	Mioceno	Óleo	-1290	3548	3775	7550	-2.750	-70.0

Fonte: A autora, 2019.

Figura 78 – Análise de atributos AVO (T4 – Mioceno)



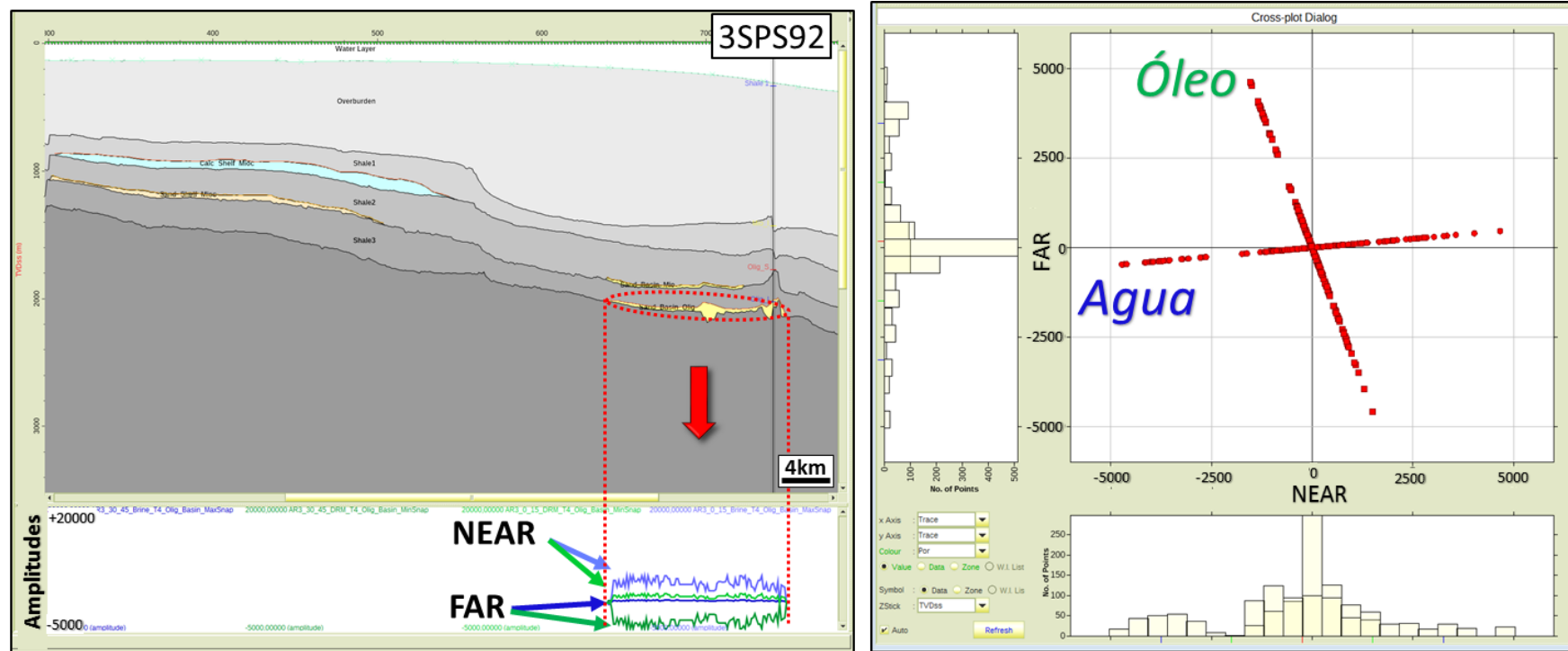
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 27 – Elementos analisados no crossplot (T4 – Mioceno)

Facies_ambiente	Nível Estratigraf	Fluido	Delta N	Delta F	Distancia máxima desde a origem	Avo Strength	Delta F/ Delta N	AVO Polarization
T4 arenito_bacia	Mioceno	Brine	4677	535	4707	9415	0.114	6.5
T4 arenito_bacia	Mioceno	Óleo	-1400	4050	4285	8570	-2.893	-70.9

Fonte: A autora, 2019.

Figura 79 – Análise de atributos AVO (T4 – Oligoceno)



Fonte: A autora, 2019.

Tabela 28 – Elementos analisados no crossplot (T1 – Oligoceno)

Facies_ambiente	Nível Estratigraf	Fluido	Delta N	Delta F	Distancia máxima desde a origem	Avo Strength	Delta F/ Delta N	AVO Polarization
T4 arenito_bacia	Oligoceno	Brine	4800	625	4841	9681	0.130	7.4
T4 arenito_bacia	Oligoceno	Óleo	-1500	4150	4413	8826	-2.767	-70.1

Fonte: A autora, 2019.

4.4.3.7 Avaliação dos efeitos concorrentes

Em resumo, a análise dos atributos AVO revelam diferenças e semelhanças associadas a três efeitos que influenciam em maior e menor grau a resposta do AVO. Eles são os seguintes:

- a) Ambiente deposicional;
- b) Fácies;
- c) Fluido (*porefill*).

Em termos de ambiente deposicional, considerou-se dois grandes grupos, a saber, ambientes na plataforma e ambientes na bacia.

Em termos de fácies, o estudo dos modelos e os *templates* de física de rochas ajudaram na discriminação de quatro logfácies e suas correspondentes tendências de porosidade versus Zbml. Na modelagem da linha sísmica 0258-1303, essas fácies foram representadas em zonas de reservatório e não reservatório (*background*) que, em síntese, são:

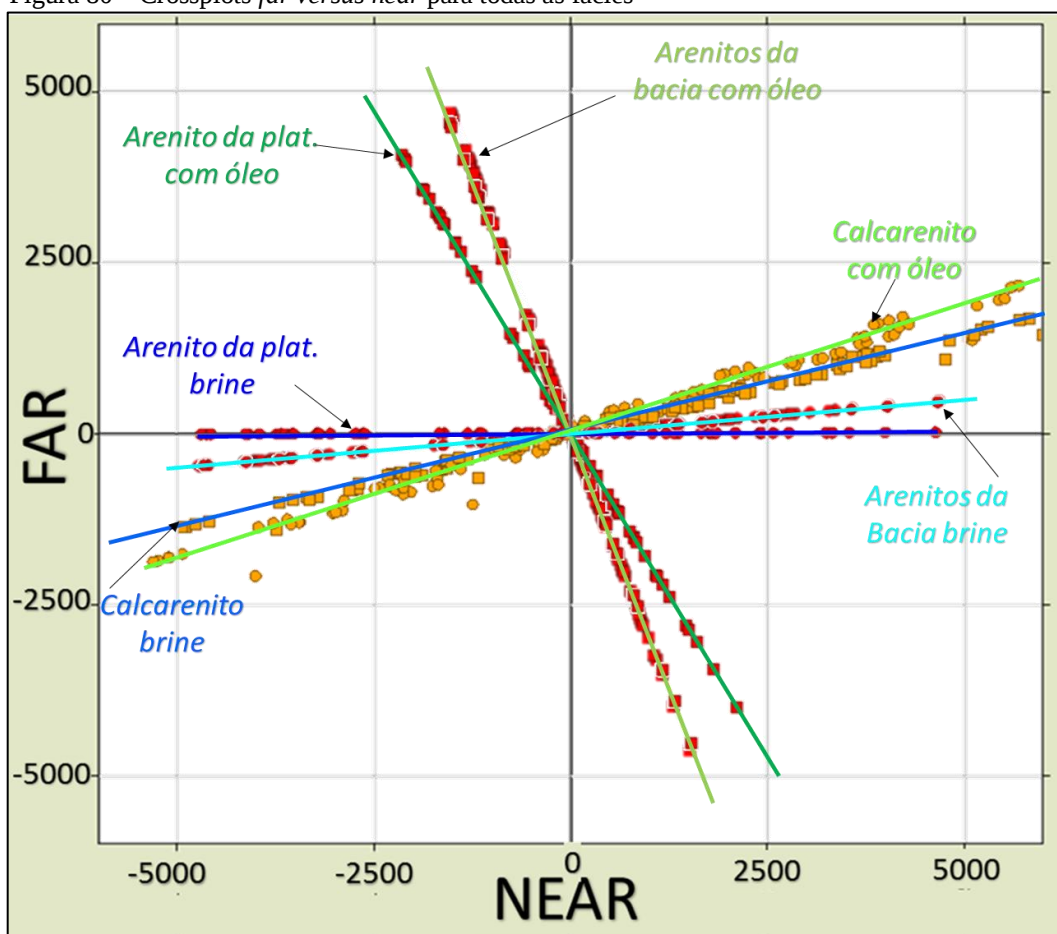
- a) T1 calcarenito_plataforma (Mioceno);
- b) T3 arenito_plataforma (Mioceno);
- c) T4 arenito_bacia (Mioceno);
- d) T4 arenito_bacia (Oligoceno);
- e) T2 folhelhos (*background*).

Por último, avaliou-se dois casos possíveis de fluidos contidos nos poros da rocha (*porefill*), caso água 100% e caso óleo 70%.

A partir do crossplot *far versus near* da Figura 80, verifica-se, de modo geral, que o efeito deposicional produz uma variação de respostas quando o arenito da plataforma e o arenito da bacia estão com óleo. Entretanto, a diferença é muito sutil quando estão com água, o que na prática seria difícil de distinguir.

Em contrapartida, as fácies presentes na plataforma, arenito e calcarenito são diferenciáveis, independentemente se ambas estão com óleo ou com água.

O fluido contido na rocha tem uma influência importante na resposta de AVO nos arenitos, não obstante no calcarenito as respostas sejam similares e não seja possível diferenciar o tipo de fluido.

Figura 80 – Crossplots *far* versus *near* para todas as fácies

Fonte: A autora, 2019.

A Tabela 29 mostra um compilado dos efeitos concorrentes que influenciam as respostas de AVO. Dependendo do caso, alguns tem uma maior ou menor influência. Também se encontram as medições dos atributos analisados no crossplot de *far* e *near*, sendo as principais o *AVO strength* e o *AVO polarization*.

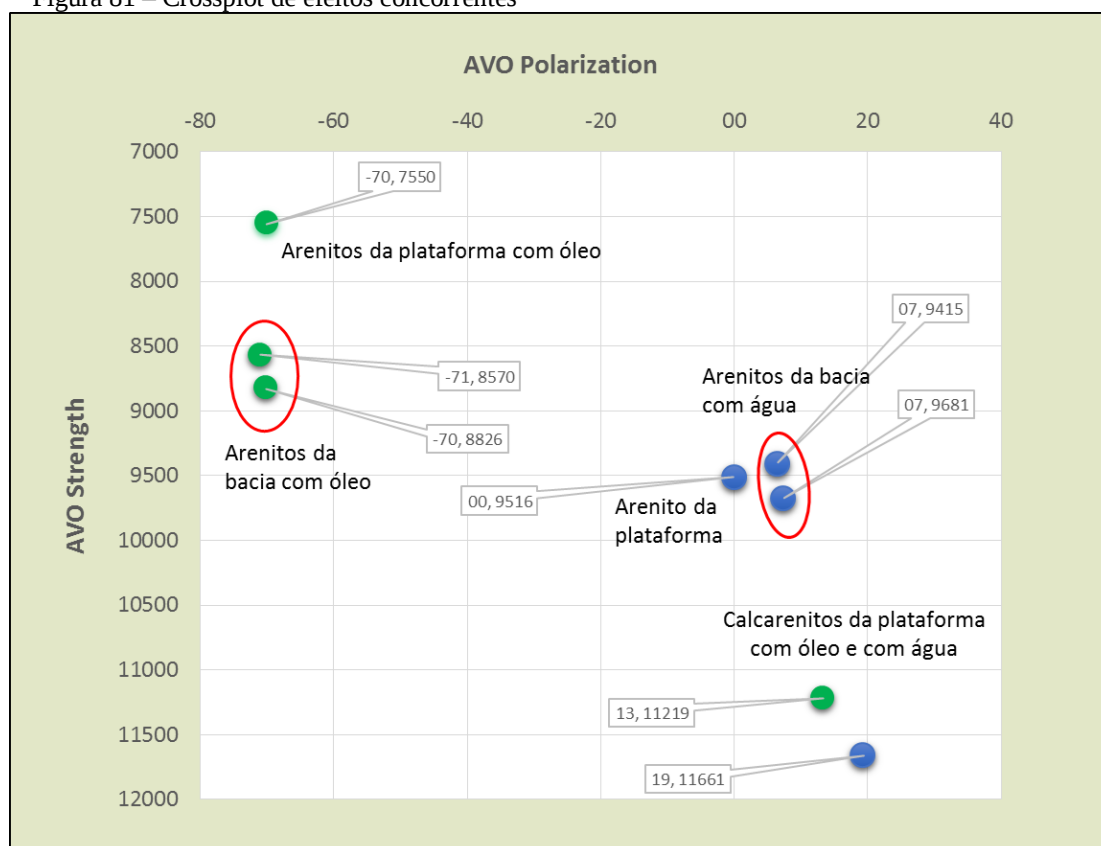
Finalmente, a Figura 81 exibe os efeitos concorrentes em um plano de *AVO strength* e *AVO polarization*. O caso óleo está em verde e o caso água, em azul. Observa-se que o *AVO polarization* é praticamente o mesmo nos arenitos da plataforma e da bacia quando estão com óleo. No entanto, o *AVO strength* é menor para os arenitos da plataforma com óleo e maior para os arenitos da bacia com óleo. Em contrapartida, o *AVO polarization* é diferente nos arenitos da plataforma e da bacia quando estão com água, sendo nulo para os arenitos da plataforma. Já o *AVO strength* é aproximadamente o mesmo em ambos os casos. Nos calcarenitos, o tipo de fluidos produz diferenças muito sutis no *AVO strength* e no *AVO polarization*, o que, na prática, adicionando um pouco de ruído nos dados, não seria possível diferenciar.

Tabela 29 – Resumo dos elementos analisados em todos os crossplots

Facies_ambiente	Nivel Estratigraf	Fluido	Delta N	Delta F	Distancia máxima desde a origem	AVO Strength	AVO Polarization
T1 Calcarenito_plataforma	Mioceno	Brine	5781	2030	6127	11661	19.3
T1 Calcarenito_plataforma	Mioceno	Óleo	5937	1406	6101	11219	13.3
T3 arenito_plataforma	Mioceno	Brine	4758	0	4758	9516	0
T3 arenito_plataforma	Mioceno	Óleo	-1290	3548	3775	7550	-70
T4 arenito_bacia	Mioceno	Brine	4677	535	4707	9415	6.5
T4 arenito_bacia	Mioceno	Óleo	-1400	4050	4285	8570	-70.9
T4 arenito_bacia	Oligoceno	Brine	4800	625	4841	9681	7.4
T4 arenito_bacia	Oligoceno	Óleo	-1500	4150	4413	8826	-70.1

Fonte: A autora, 2019.

Figura 81 – Crossplot de efeitos concorrentes



Fonte: A autora, 2019.

CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho, demonstrou-se o potencial da integração de várias metodologias qualitativas e quantitativas para caracterizar os fatores que influenciam as anomalias sísmicas e, assim, prever hidrocarbonetos e determinar litologias na SD-E80 (Oligoceno Superior) e SD-N10 (Mioceno Inferior) no sul da Bacia de Santos.

A análise sismoestratigráfica permitiu diferenciar os ambientes deposicionais associados à paleofisiografia da SD-E80 e SD-N10, reconhecendo-se a plataforma, as mudanças da quebra da plataforma, o talude e a bacia. Na plataforma, identificaram-se depósitos siliciclásticos e carbonáticos e na bacia, depósitos turbidíticos. Na escala local, fizeram-se análise de atributos do dado sísmico 3D *post-stack* para entender qualitativamente a distribuição dos lobos turbidíticos amalgamados e o complexo de canais no Mioceno Inferior.

A determinação das propriedades petrofísicas dos três poços-chave interpretados, 1-SCS-7, 1-SPS-58 e 3-SPS92, foi fundamental para entender as diferenças na qualidade dos reservatórios nos distintos ambientes deposicionais. Subsequentemente, a integração da física de rochas com a estratigrafia sísmica e petrofísica através da modelagem sintética da linha sísmica 0258-1303 ajudou a definir o posicionamento estratigráfico dos reservatórios e suas encaixantes e, dessa forma, restringir melhor a eleição dos *templates* de física de rochas (RPT) para interpretar as amplitudes sísmicas. Nesses *templates*, diferenciaram-se quatro principais tendências associadas aos ambientes deposicionais interpretados na análise sismoestratigráfica. A substituição de fluidos usando as equações de Gassmann permitiu avaliar o efeito dos hidrocarbonetos nos arenitos na plataforma e na bacia e, dessa forma, obter um senso de magnitude relativa aos efeitos nas amplitudes.

Sobre os atributos AVO, é possível demonstrar que o ambiente deposicional, as fácies e os fluidos afetam em diferentes graus a resposta do AVO da SD-E80 e SD-N10. O atributo *AVO polarization* calculado neste estudo foi estimado usando *angle stacks* sintéticos (*far* e *near*), com a tentativa de fazer algo semelhante a Mahob e Castagna (2003). Observa-se que ele é o mesmo nos arenitos da plataforma e da bacia quando estão com óleo. No entanto, é diferente nos arenitos da plataforma e da bacia quando estão com água, sendo nulo para os arenitos da plataforma. Nos calcarenitos, o tipo de fluidos produz diferenças muito sutis, o que, na prática, depois de adicionar um pouco de ruído nos dados, não seria possível diferenciar. O atributo *AVO polarization* é uma ferramenta útil para diferenciar fluidos e fácies, mas a magnitude da diferença nos reservatórios analisados, às vezes, é bastante pequena e, na prática,

é bastante difícil diferenciar areias de plataforma e bacia apenas com base na polarização AVO. Como a modelagem AVO considerou uma variação real da espessura nos reservatórios, o atributo *AVO Strength* foi calculado apenas como uma referência. Uma análise de espessura controlada será necessária para fazer uma comparação justa no futuro.

Em conclusão, o efeito deposicional produz uma variação de respostas dos atributos AVO quando o arenito da plataforma e o arenito da bacia estão com óleo. Entretanto, quando estão com água, a diferença é muito sutil o que seria difícil de distinguir na prática. Em contrapartida, as fácies presentes na plataforma, arenito e calcarenito são diferenciáveis, independentemente se ambas estão com óleo ou com água. O fluido contido na rocha tem uma influência importante na resposta de AVO nos arenitos, não obstante no calcarenito as respostas sejam similares e não seja possível diferenciar o tipo de fluido.

Recomenda-se que, para estudos desta natureza ou finalidade semelhante, sejam usados dados de melhor resolução sísmica para obter resultados mais acurados.

O resultado da metodologia aplicada servirá como uma base na predição quantitativa das propriedades dos reservatórios analisados em outras áreas e em estudos de análise de AVO posteriores.

REFERÊNCIAS

- ABREU, V.; PEDERSON K., NEAL J.; BOHACS K., A Simplified Guide for Sequence Stratigraphy: Nomenclature, Definitions and Method, *William Smith Meeting* 2014.
- AKI, K.; RICHARDS P. G., Quantitative seismology – Theory and Methods. São Francisco: W. H. FREEMAN and CO, 1980.
- ALMEIDA, F.F.M. The system of continental rifts bordering the Santos Basin, Brazil. *An. Acad. Bras. Sci.*, 48(Supl.) p. 15-26, 1976.
- ALMEIDA, F.F.M.; CARNEIRO, C.D.R. Origem e evolução da Serra do Mar. *Revista Brasileira de Geociências*, 28 (2) p. 135-150, 1998.
- ARCHIE G. E.* The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics by *Dallas Meeting, October 1941.
- ASMUS H.E.; BAISCH P.R. Geological evolution of the Brazilian continental margin. Episodes, 4 p. 3-9. 1983.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. ‘Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk’. *Cambridge University Press*, 2005.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G.; DVORKIN, J. Rock-physics diagnostics of depositional texture, diagenetic alterations, and reservoir heterogeneity in high-porosity siliciclastic sediments and rocks — A review of selected models and suggested workflows. *Geophysics* 75 p. 75A31-75A47, 2010.
- BATZLE, M.; WANG, Z, Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57(11), 1396-1408, 1992.
- BOLT, B. A. Earthquakes: Newly Revised and Expanded. *New York: W. H. Freeman and Company*. 1993.
- BOSCH, M.; MUKERJI, T.; GONZALEZ, E. F. Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review. *Geophysics*, 75(5), 2010.
- BRITO NEVES, B.B.; CORDANI, U.G. Tectonic Evolution of South America during the Late Proterozoic. *Precambrian Research*, 53 p. 23-40, 1991.
- BROWN, A., Interpretation of Three-dimensional Seismic Data, third edition, AAPG Memoirs 42, *American Association of Petroleum Geologist*, 1991.
- BUENO G.V. Diacronismo de eventos no rift Sul-atlântico. *Boletim de Geosciências da Petrobrás* 12, p.203-229, 2004.
- BULHÕES, M. E; AMORIM, N. W. Princípio da sismo camada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (tecVA). In: *9th international congress of the Brazilian geophysical society SBGF*, Anais. p. 1-6 Salvador, 2005.

CAINELLI, C., MOHRIAK, W.U. 1998. Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: *AAPG, International Conference & Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II*, Rio de Janeiro, Brazil 67, p. 1998.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W.U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. *Episodes* 22 (3), p. 206-216, 1999.

CAMPOS NETO M.C. Orogenic systems from southeastern Gondwana. An approach to Brasiliano-Pan African Cycle and orogenic collage in southeastern Brazil. In: *U.G. Cordani, E.J. Milani, A. Thomás Filho & D.A. Campos (eds) Tectonic Evolution of South America. Int. Geol. Cong.* 31, p. 335-365, 2000.

CARCIONE, J. M.; GUREVICH, B.; CAVALLINI, F., A generalized Biot-Gassmann model for the acoustic properties of shaley sandstones. *Geophysical Prospecting*. vol. 48, p. 539 – 552, 2000.

CARMICHAEL, R. S. Practical Handbook of Physical Properties of Rocks and Minerals. *Boca Raton, Fla.: CRC Press*, 1989.

CARMO I.O. Geocronologia do intemperismo Cenozóico no Sudeste do Brasil. Tese de Doutorado. *Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro*. 134 p., 2005.

CASTAGNA J.P.; BATZLE M.L.; KAN T.K. Rock physics: The link between rock properties and AVO response. In: *CASTAGNA JP& BACKUS MM (Eds.). Offset-dependent reflectivity - Theory and practice of AVO analysis. Investigations in Geophysics* no. 8, p. 135-171, 1993.

CASTAGNA J.P.; SWAN H.W.; FOSTER D.J. Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3) p. 948-956, 1998.

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.; BENDER, A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System - an overview. *Tectonophysics*, 213 p. 97-138, 1992.

COBBOLD P.R., MEISLING K.E., MOUNT V.S. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil, *AAPG Bull.*, 85, *The American Association of Petroleum Geologists*, p.1925-1944, 2001.

DEMERCIAN L.S., SZATMARI, P. Thin-skinned gravitational transfer zone in the southern part of Santos Basin, *SBGF, Int. Cong. Bras. Geophys. Soc.*, 6, Ext. Abs., 4 p., 1999.

DIAS M.S. Significado tectônico da topografia do SE do Brasil e suas prováveis relações com a margem continental adjacente. Dissertação de Mestrado, *Observatório Nacional, CNPq*, 167 p., 1997.

DIAS, J. L. (1998) - Análise sedimentológica e estratigráfica do andar aptiano em parte da margem leste do Brasil e no platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. *Dissertação de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre*, 1998.

DUNNE, J. 'A practical rock physics model for AvO studies in clastics and carbonates'. ASEG Extended Abstracts, *ASEG-PESA 2010 conference*, Sydney, Australia, 2010.

DUNNE, J. C., PARSONS, J., MAIA, D., ROGERIO, S. 'Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brazil'. *15th International Conference of the Brazilian Geophysical Society*, 2017.

DVORKIN, J.; A. NUR, Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets: *Geophysics*, 61, p. 1363–1370, 1996.

EIRADO-SILVA L.G.A. A interação entre os eventos tectônicos e a evolução geomorfológica da Serra da Bocaina, Sudeste do Brasil. *Dissertação de Doutorado, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro*, 273p., 2006.

EMERY, D.; MYERS, K. J., Sequence Stratigraphy. v 297 pp. Oxford: Blackwell Science. *Geological Magazine*, 134(4), p. 575-582, 1996.

FALVEY D.A. The development of continental margins in plate tectonics history. *Australian. Petroleum. Assoc. Journal*, 14, p. 95-106, 1974.

FIGUEIREDO A.M.F. & MOHRIAK W. A tectônica salífera e as acumulações de petróleo na Bacia de Campos. *SBG. Cong. Bras. Geol. Anais*. 33, p.1380- 1384. 1984.

GALLOWAY, W.E. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bulletin* 73, *American Association of Petroleum Geologists*, p. 125–142. 1989.

GARDNER, G. H. F., L.W.Gardner, and A. R. Gregory, Formation velocity and density — The diagnostic basics for stratigraphic traps: *Geophysics*, 39, p. 770–780, 1974.

GASSMANN, F. ijber die Elastizitat poroser Medien. Eel: der Natul: *Gesellschaft in Zurich*, 96, p. 1-23, 1951.

GUEDES, E.; HEILBRON, M.; VASCONCELOS, P.M.; VALERIANO, C.M.; ALMEIDA, J.C.H.; TEIXEIRA, W.; THOMAZ FILHO, A. K-Ar and ⁴⁰Ar/³⁹Ar Ages of Dikes Emplaced in the Onshore Basement of The Santos Basin (Resende Area, SE-Brazil): Implications for South Atlantic Opening and Tertiary Reactivation. *South American Journal of Earth Sciences*, 18, p. 371-382, 2005.

HAQ. B.U., HARDEN BOL J., VAIL, P.R., Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic, *Science*, 235, p. 1156-1167, 1987.

HEILBRON, M.; MOHRIAK, W.; VALERIANO, C.; ALMEIDA, J.C.H.; TUPINAMBÁ, M. From collision to extension: the roots of the southeastern continental margin of Brazil. In: W. Mohriak, & T. Tankard (eds.): *Atlantic Rifts and Continental Margins, American Geophysical Union, Geophys. Monog.* 115, p. 1-32, 2000.

KEHO, T. The AVO hodogram: Using polarization to identify anomalies. *SEG 70th Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists*, p. 118-121. 2000.

KEHO, T.; LEMANSKI, S.; RIPPLE, R.; TAMBUNAN, B. The AVO hodogram. *The leading Edge*, 20, p. 1214-1224, 2001.

KERZNER, M. G.; FROST, E. Blocking - A New Technique for Well Log Interpretation. *Society of Petroleum Engineers.*, 1984.

MA, S.-F.; HAN, D.-K.; GAN, L.-D., YANG, H.; A review of seismic rock physics models [J]. *Progress in Geophysics*, 2, 015, 2010.

MAGOON, L. B.; W. G. DOW. Mapping the petroleum system—an investigative technique to explore the hydrocarbon fluid system, in M. R. Mello and B. J. Katz., eds, *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73*, The American Association of Petroleum Geologists, p. 53-68, 2000.

MAHOB, P.N., CASTAGNA, J.P., AVO polarization and hodograms: AVO strength and polarization product. *Geophysics* 68, p. 849-862, 2003.

MAVKO G.; MUKERJI T.; DVORKIN J. The rock physics handbook: *Cambridge University Press Cambridge*, 2003.

MEISLING K.E.; COBBOLD P.R.; MOUNT V.S. Segmentation of an oblique-rifted margin, Campos and Santos Basins, southeastern Brazil. *AAPG Bull.* 85, *The American Association of Petroleum Geologists*, p. 1903-1924, 2001.

MINDLIN, R.D. “Compliance of elastic bodies in contact”. In: *Journal of Applied Mechanics*, p. 259–268, 1949.

MITCHUM, R.M.; P.R. VAIL; S. THOMPSON. Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. In: Payton (Ed.), *Seismic Stratigraphy: Application to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir 26*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 53–62, 1977.

MOHRIAK, W.U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da América do Sul. In: *Geologia do Continente sulamericano: evolução da obra de Fernando Flavio Marques de Almeida. V. Mantesso Neto, A. Bartorelli, C.D.R. Carneiro, B.B. Brito Neves (eds.), Beca Produções Culturais*, p. 293-319, 2004.

MOREIRA J.L.P, MADEIRA C.V., FIL J.A, MACHADO M.A.P. Bacia de Santos. *Boletim de Geosciências da Petrobrás*, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

MOREIRA J.L.P.; ESTEVES C.A.; RODRIGUES J.J.; VASCONCELOS C.S. Magmatismo, sedimentação e estratigrafia no norte da Bacia de Santos. *SBG. Simp. Vulcanismo e Ambientes Associados* 3, p. 33-38, 2005.

MOULIN, M.; ASLANIAN, D.; OLIVET, J. L.; CONTRUCCI, L. M.; GÉLI, L.; KLINGELHOEFER, F. NOUZÉ, H., RÉHAULT, J.P.; UNTERNEHR, P. Geological constraints on the evolution of the angolan margin based on reflection and refraction seismic data (ZaïAngo project). *Geophysical Journal International*, p. 793-810. 2005.

MULHOLLAND, J.W. Sequence Stratigraphy: basic elements, concepts and terminology: *The Leading Edge*, 17, p. 37-40, 1998.

MURPHY, W.F.III, Effects of microstructure and pore fluids on the acoustic properties of granular sedimentary materials. Unpublished PhD. Thesis, Stanford University 1982.

MUTTI E.; ROGERIO C.; BULHOES E.; ARIENTI L.; VIANA A. Contourites and Turbidites of the Brazilian Marginal Basins. *Search and Discovery Article #51069*, 2014.

NEAL, J.; RISHCH, D.; VAIL, P. Sequence stratigraphy- a local theory with global success: *Oilfield review*, p. 51-62, 1993.

OJEDA, H.A.O. Structural framework, stratigraphy and evolutions of Brazilian marginal basins. *AAPG Bulletin* 66 (6), *The American Association of Petroleum Geologists*, p. 732-749, 1982.

OSTRANDER, W.J. Plane-Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Non-Normal Angles of Incidence. *Geophysics* 49, p. 1637-1648, 1984.

PAPATERRA, G. E. Z. PRÉ-SAL: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil., Dissertação de Mestrado, *Universidade Federal do Rio de Janeiro, CNPq*, 2010.

PAYTON, C.E. Seismic stratigraphy- applications to hydrocarbon explorations: AAPG Memoir 26, *The American Association of Petroleum Geologists*, 516, 1977.

POSAMENTIER, H.W., Seismic Geomorphology and Seismic Stratigraphy: Extracting Geologic Insights from 3-D Data, SEPM Short Course #15, AAPG Annual Convention & Exhibition (*with SEPM Society for Sedimentary Geology*), 2015.

POSAMENTIER, H.W.; JERVEY, M. T.; VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition i: conceptual framework. In: WILGUS, C. K.; HASTINGS, B. S.; KENDALL, C. G. C.; POSAMENTIER, H. W.; ROSS, C. A.; VAN WAGONER, J. C. (ed.). Sea-level changes: an integrated approach. Houston: *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, p. 109-124. (Special publication, 42). 1988.

RIDER, M. H. The Geological Interpretation of Well Logs, *Halsted Press, New York*, ISBN 0-470-20281-5, 1986.

RIDER, M.; KENNEDY, M., The geological interpretation of well logs. *Rider-French Consulting Ltd*, 2011.

SCHLUMBERGER. Cased Hole Log Interpretation Principles/applications, *Schlumberger Educational Services*, 1989.

SILVA, E. P.; PORTUGAL, R.; VIDAL, A. Modelagem avo: estudo de caso em um poço no Campo de Namorado. *Rev. Bras. Geof.*, São Paulo, v. 28, n. 2, p. 209-221, 2010.

SIMANDOUX, P., Dielectric measurements on porous media application to the measurement of water saturations: study of the behavior of argillaceous formations: *Revue de l'Institut Francais du Petrole* 18, Supplementary Issue, p. 193-215, 1963.

STANDLEE, L. A.; BRUMBAUGH, W. D.; CAMERON, N. R. Controlling factors in the initiation of the South Atlantic Rift System. *Elf Aquitaine Memoir* 13, p. 141-152, 1992.

THOMAS, E.C. 50th Anniversary of the Archie Equation: Archie Left More Than Just an Equation. *The Log Analyst*, 1992.

TROUW, R.; HEILBRON, M.; RIBEIRO, A.; PACIULLO, F.; VALERIANO, C.; ALMEIDA, J.C.H.; TUPINAMBÁ, M.; ANDREIS, R. The Central Segment of the Ribeira Belt. In: U.G. Cordani, E.J. Milani, A. Thomás Filho & D.A. Campos (eds) *Tectonic Evolution of South America. Int. Geol. Cong.* 31, 2000.

VAIL, P.R.; MITCHUM R.M.; TODD R.G.; Eustatic model for the North Sea during the Mesozoic. In: *Norwegian Petroleum Society, Proceedings of Mesozoic Northern North Sea Symposium MNSS/12*, p. 1–35, 1977b.

VAIL, P.R.; MITCHUM R.M.; TODD R.G.; WIDMER J.M.; THOMPSON S., SANGREE J.B.; BUBB J.N.; HATFIELD W.G., Seismic stratigraphy and global changes in sea level. In: Payton (Ed.), *Seismic Stratigraphy: Application to Hydrocarbon Exploration*, AAPG Memoir 26, *The American Association of Petroleum Geologists*, p. 49–212, 1977a.

VAN WAGONER J.C.; MITCHUM R.M.; CAMPION K.M.; RAHMANIAN V.D. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: Tulsa, Oklahoma. *The American Association of Petroleum Geologists. Methods in Exploration Series* 7, p. 1-5, 1990.

VEEKEN P.C.H. Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation, *Handbook of Geophysical Exploration Volume 37* Elsevier, 2007

WANG, Z. Fundamentals of seismic rock physics. *Geophysics*, 66(2), p. 398-412, 2001.

WHITE R.; MCKENZIE D.J. Magmatism at Rift Zones: the generation of volcanic continental margins and flood-basalts. *J. Geophys. Res.*, 94(B6), p. 7685-7729, 1989.

ZALÁN, P. V; OLIVEIRA, J. A. Origem e evolução estrutural do sistema de riftes cenozoicos do sudeste do Brasil. *SBG. Simp. do Cretáceo do Brasil*, 7, *Boletim*, p. 24-27, 2001.

ZENG, H., BECKUS, M.M., BARROW, K.T. AND TYLER, N., Facies mapping from three-dimensional seismic data: potential and guidelines from a tertiary sandstone-shale sequence model, Powderhorn field, Calhoun Country, Texas: AAPG Bulletin 90, p. 16-46, *The American Association of Petroleum Geologists*, 1996.

ZOEPPRITZ, K. 'Erdbebenwellen VIIIB, Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflaechen.' *Goettinger Nachrichten*, I, p. 66-84, 1919.