

Trabalho de Conclusão de Curso

Curso de Graduação em Geologia

CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA E PETROFÍSICA DOS TURBIDITOS OLIGO-MIOCÊNICOS DO CAMPO DE MARLIM - BACIA DE CAMPOS - BRASIL: ANÁLISE DE PERFIS SÍSMICOS E DE POÇO

Luís Gustavo Trettel Pelisam

Prof^a. Dra. Rosemarie Rohn Davies (orientadora)

Dra. María Gabriela Castillo Vincentelli (co-orientadora)

Rio Claro (SP)

2017

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

LUÍS GUSTAVO TRETTEL PELISAM

CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA E PETROFÍSICA DOS
TURBIDITOS OLIGO-MIOCÊNICOS DO CAMPO DE MARLIM
- BACIA DE CAMPOS - BRASIL: ANÁLISE DE PERFIS
SÍSMICOS E DE POÇO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas -
Câmpus de Rio Claro, da Universidade
Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, para
obtenção do grau de Geólogo.

Rio Claro - SP
2017

551.7
P384c Pelisam, Luís Gustavo Trettel
 Caracterização geofísica e petrofísica dos turbiditos oligo-miocênicos
do Campo de Marlim - Bacia de Campos - Brasil: análise de perfis
sísmicos e de poço / Luís Gustavo Trettel Pelisam. - Rio Claro, 2017
77 f. : il., figs., gráfs., tabs., mapas

Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual
Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Orientador: Rosemarie Rohn Davies
Coorientador: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geologia estratigráfica. 2. Campo de Marlim. 3. Turbiditos
oligo-miocênicos. 4. Tectono-estratigrafia. 5. Formação Carapebus. 6.
Geofísica do petróleo. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP
Campus de Rio Claro/SP - Adriana Ap. Puerta Buzzá / CRB 8/7987

LUÍS GUSTAVO TRETTEL PELISAM

CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA E PETROFÍSICA DOS
TURBIDITOS OLIGO-MIOCÊNICOS DO CAMPO DE
MARLIM - BACIA DE CAMPOS - BRASIL: ANÁLISE DE
PERFIS SÍSMICOS E DE POÇO

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Instituto de Geociências e
Ciências Exatas - Câmpus de Rio Claro,
da Universidade Estadual Paulista Júlio
de Mesquita Filho, para obtenção do grau
de Geólogo.

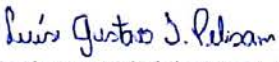
Comissão Examinadora

Rosemarie Rohn Davies (orientador)

Luana Fernandes do Nascimento

Sergio Antonio Caceres Contreras

Rio Claro, 29 de Novembro de 2017.


Assinatura do(a) aluno(a)


assinatura do(a) orientador(a)

Dedico este trabalho aos meus pais, Benedito Edson e Maria Sueli, que são exemplo e base de tudo o que sou.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" por proporcionar as condições e estrutura necessárias ao aprendizado de Geologia.

Ao Dr. Sérgio A. C. Contreras, Profa. Dra. Rosemarie Rohn Davies e Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli pela orientação, ensinamentos, incentivo e paciência em todos os momentos, cruciais para meu aprendizado e amadurecimento pessoal e profissional.

Ao UNESPetro e à PETROBRAS pelo auxílio técnico e financeiro durante a realização de meus estudos.

Aos meus queridos irmãos de toda a vida Lucas Moreira Furlan e Wallace Soares Teixeira pela paciência, companheirismo, ensinamentos e boas histórias.

Gostaria de agradecer às pessoas que me apoiaram antes e durante esta graduação.

Aos meus pais, Benedito Edson e Maria Sueli, por todo o exemplo, apoio, amor e estrutura que me forneceram ao longo desta jornada. Agradeço por sempre terem acreditado em mim e terem me abraçado nos momentos de dificuldade.

Aos amigos que tornaram este período de graduação mais que especial: Furlan, Dobby (Wallace), Fer, Vand, Sequoia (Rômulo), Gi, Tais, Juan, Léo, Luana e tantos outros que me apoiaram e me fizeram seguir em frente em busca do meu sonho.

A Aline por todo o amor, paciência, carinho e compreensão em todos os momentos. Agradeço por ser minha companheira, minha dupla e minha inspiração.

Aos amigos e familiares que, mesmo longe de Rio Claro, não hesitaram em me apoiar e tornar meus dias melhores: Gabriel, Lucas, Giovana, Sílvia, Maurício, Wilson, Vô Genésio e João, Vó Tita e Zenaide.

E a todos que, de alguma maneira, contribuíram para meu crescimento e amadurecimento durante esta etapa, estendo meu obrigado.

" A verdadeira viagem de descobrimento não consiste em procurar novas paisagens,
mas em ter novos olhos "

Marcel Proust

RESUMO

O objeto de estudo do presente trabalho consiste na caracterização geofísica e petrofísica do principal corpo turbidítico de idade oligo-miocênica do Campo de Marlim, localizado na porção nordeste da Bacia de Campos. O turbidito pertence à Formação Carapebus, constituída por arenitos com baixa argilosidade e elevada porosidade, que classificam a unidade como a principal rocha reservatório da seção pós-sal deste campo. Marlim é considerado um dos campos gigantes de hidrocarbonetos do Brasil, no entanto, a partir de 2002, sua produção decaiu substancialmente, fato que realça a necessidade das análises regionais de cunho reexploratório sobre os campos maduros brasileiros. Neste contexto, o presente trabalho visa a caracterização tectono-estratigráfica do turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim, por meio da análise de 16 poços, 11 linhas sísmicas 2D, que totalizam 578 km e um cubo sísmico 3D de área igual a 30 km², todos distribuídos homogeneamente ao longo da área de estudo. As seções de correlação de poços estabelecidas possibilitaram identificar o topo e a base do turbidito de interesse, bem como sua variação de espessura ao longo do campo. Os mapas petrofísicos baseados em dados médios de perfis de resistividade, raio gama e porosidade neutrão permitiram identificar áreas com maior probabilidade de formar bons reservatórios de hidrocarbonetos. A interpretação sísmica e os mapas de contorno estrutural e isópacas foram utilizados para compreender como os turbiditos oligo-miocênicos se comportam estratigráfica e estruturalmente no Campo de Marlim e áreas adjacentes, bem como analisar os principais sistemas de falhas e trapas. Tal estudo facilitou o entendimento tectono-estratigráfico do reservatório. Constatou-se que os turbiditos possuem maiores espessuras em sua zona de alimentação a NW, reduzindo gradativamente em direção a SE, conforme os lobos seguem o mergulho normal da plataforma. As regiões central e nordeste do Campo de Marlim são as mais propensas a formar bons reservatórios de hidrocarbonetos, os quais são delimitados principalmente por falhas normais que, no estágio de reativação tectônica, atuaram como rotas de migração de óleo.

Palavras-chave: Geologia estratigráfica, Campo de Marlim, turbiditos oligo-miocênicos, tectono-estratigrafia, Formação Carapebus, geofísica do petróleo.

ABSTRACT

The focus of the present work is the geophysical and petrophysical characterization of the main oligo-miocene turbidite of the Marlim Field, located in the northeast portion of the Campos Basin. The turbidite belongs to the Carapebus Formation and it is constituted by sandstone with low argilosity and high porosity, that forms the main reservoir rock of post-salt zone in this oil field. The Marlim Field is considered one of the giant oil fields in Brazil, however, since 2002, its production has decreased substantially, which highlights the necessity of new regional analysis in a reexploratory view of the mature Brazilian fields. In this context, the present work aims the tectono-stratigraphic characterization of the Oligo-Miocene turbidite of the Marlim Field, which includes the analysis and correlation of 16 wells, 11 2D seismic lines (578 km) and a 3D seismic cube (area equal to 30 km²), regularly distributed throughout the study area. The correlation sections allowed to identify the top and base of the turbidite as well as their variation of thickness along the field. The petrophysical maps based on resistivity, gamma ray and neutron porosity logs allowed to identify ideal areas to establish good hydrocarbon reservoirs. The seismic interpretation, the structural contour map and the isopach map were used to understand the oligo-miocene turbidite distribution in Marlim Field and adjacent areas, as well as to analyze the main faults systems and oil traps. This study helped in the tectono-stratigraphic understanding of the reservoir. It was observed that the NW portion of the Marlim Field represents the feeding turbidites zones, where are the most representative thicknesses, gradually decreasing towards SE, according to the natural platform bathymetric decreasing. The central and northeast portions of the Marlim Field are more prone to form good hydrocarbon reservoirs, which are mainly limited by normal faults that acted as oil migration routes in the tectonic reactivation phase.

Keywords: Stratigraphic geology, Marlim field, oligo-miocene turbidites, tectono-stratigraphy, Carapebus Formation, petroleum geophysics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Gráfico da evolução da produção de hidrocarbonetos no Campo de Marlim entre os anos de 1991 até 2016.....	13
Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Campos, com destaque para o Campo de Marlim.....	14
Figura 3: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente.....	18
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (WINTER et al., 2007).....	22
Figura 5: Coluna estratigráfica referente aos intervalos estudados no presente trabalho. Modificado de Winter et al. (2007).....	23
Figura 6: Etapas da exploração de hidrocarbonetos. Fonte: Silva (2004).	25
Figura 7: Modelo esquemático de aquisição de dados sísmicos em terra (geofones) e em mar aberto (hidrofones).	26
Figura 8: Mapa da área de estudo. O campo de Marlim encontra-se destacado em amarelo, os poços são representados por pontos pretos, as linhas sísmicas 2D por linhas vermelhas e o cubo sísmico 3D pelo retângulo vermelho.	36
Figura 9: Fluxograma elencando as quatro principais etapas de trabalho (caixas verdes) e, ao lado, os subitens contidos nestas etapas.	37
Figura 10: Exemplo de planilha de dados de atributos sísmicos organizados de acordo com a profundidade do poço 1RJS-0305-RJ. Notar os espaços em branco, que apontam para regiões onde não houve coleta de dados pelas ferramentas sísmicas.	38
Figura 11: Perfil do poço 1 RJS 0305 RJ (Campo de Albacora) gerado a partir da planilha.	39
Figura 12: Mapa de seções de correlação de poços.....	41
Figura 13: Exemplo de seção sísmica com horizontes estratigráficos e feições estruturais interpretadas.	45
Figura 14: Seção de correlação de poços 1	48
Figura 15: Seção de correlação de poços 2.	51
Figura 16: Seção de correlação de poços 3.	54
Figura 17: Mapa da superfície do turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim.....	57
Figura 18: Mapa de resistividade para os arenitos da Formação Carapebus.....	58
Figura 19: Mapa do índice de argilosidade (Vsh) calculado para os arenitos da Formação Carapebus do Campo de Marlim.	59
Figura 20: Mapa de porosidade neutrão (NPHI) para os arenitos de Carapebus.	60
Figura 21: Interpretação sísmica do perfil 0201-0239.	62
Figura 22: Interpretação do perfil 0201-0237.....	64
Figura 23: Interpretação sísmica do perfil 0214-0147.	65
Figura 24: Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório turbidítico oligocênico, em tempo (ms).	66
Figura 25: Mapa de isópacas dos turbiditos de Marlim.....	67
Figura 26: História geológica dos turbiditos de Marlim, do sistema de falhas e da migração de hidrocarbonetos. (1) Fase de estabilidade; (2) Fase de ativação; (3) Fase de reativação.	69
Figura 27: Comparação entre a seção esquemática da Bacia de Campos estabelecida por Rangel et al. (1998) e exemplo de perfil sísmico interpretado no presente trabalho. Notar que os elementos presentes em ambos os esquemas são similares.	70

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Valores de radioatividade médios para litologias comuns.....	27
Quadro 2: Valores de densidade estimados materiais geológicos usuais.....	28
Quadro 3: Resistividade esperada para diversos tipos de fluidos.....	29
Quadro 4: Intervalo de tempo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias.....	30
Quadro 5: Principais perfis geofísicos e seus respectivos usos.....	31
Quadro 6: Informações de coordenadas, categoria, profundidade e espessura da lâmina d'água dos poços presentes no estudo.....	33
Quadro 7: Dados de poço e informações geofísicas cedidas pela ANP.....	34
Quadro 8: Informações de linhas sísmicas: nome, orientação e ano de levantamento.....	35
Quadro 9: Informações de nome de poços, orientação da seção e campo petrolífero para cada uma das três seções de correlação de poços estabelecidas.....	39
Quadro 10: Velocidades para diferentes unidades geológicas da Bacia de Campos.....	42
Quadro 11: Intervalos de interesse para hidrocarbonetos e ILD médio para a seção 2.....	52
Quadro 12: Dados de ILD, topo do reservatório, Vsh e NPHI utilizados para confecção dos mapas petrofísicos.....	55

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Área de estudo	14
1.2 Objetivos	15
2. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	16
2.1 Aspectos gerais.....	16
2.2 Evolução tectônica e estrutural.....	16
2.3 Arcabouço estratigráfico	19
2.3.1 Supersequência Ripése	19
2.3.2 Supersequência Pós-Ripése	20
2.3.3 Supersequência Dripése	20
2.4 Geologia local - Campo de Marlim.....	23
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
3.1 Sísmica de reflexão	25
3.2 Perfilação geofísica	27
3.2.1 Raio Gama (GR).....	27
3.2.2 Densidade (<i>RHOB</i>)	28
3.2.3 Porosidade neutrão (NPHI).....	29
3.2.4 Resistividade (ILD)	30
3.2.5 Sônico (DT).....	30
3.2.6 Caliper	31
3.2.7 Potencial espontâneo (SP)	31
4. MATERIAIS.....	33
5. MÉTODOS	37
5.1 Correlação de poços	37
5.1.1 <i>Display</i> gráfico de perfis de poço	37
5.1.2 Correlação de poços	40
5.2 Petrofísica	41
5.2.1 Cálculo petrofísico	41
5.2.2 Confecção de mapas	42
5.3 Interpretação sísmica	42
5.3.1 Calibração sísmica	42
5.3.2 Interpretação de horizontes e falhas	44

5.3.3 Confecção de Mapas	46
5.4 Caracterização tectono-estratigráfica.....	46
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	47
6.1 Correlação de poços	47
6.1.1 Seção 1	47
6.1.2 Seção 2	50
6.1.2 Seção 3	53
6.2 Petrofísica	56
6.3 Interpretação sísmica	60
7. ANÁLISE TECTONO-ESTRATIGRÁFICA.....	68
8. CONCLUSÕES	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73

1. INTRODUÇÃO

O sucesso da exploração petrolífera na Bacia de Campos é resultado de décadas de pesquisas desenvolvidas na área. Os primeiros estudos remontam ao ano de 1968, no entanto, a perfuração do primeiro poço se deu apenas em 1971, com a descoberta de óleo em 1974, no Campo de Garoupa (MORAIS, 2013). Neste mesmo período, foram realizadas as primeiras caracterizações estratigráficas por Schaller (1973), posteriormente complementadas por Beltrami et al. (1982), Rangel et al. (1994) e Winter et al. (2007).

O Campo de Marlim, alvo do presente estudo, é considerado um dos campos gigantes de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, descoberto em 1985 por meio de perfurações conduzidas pela Petrobras. Sua geologia é bastante similar àquela encontrada ao longo de toda a Bacia de Campos (WINTER et al., 2007), incluindo as rochas reservatório, tais como os arenitos turbidíticos oligo-miocênicos, ou seja, corpos tabulares de arenito (PERES, 1993) com elevadas permeabilidade (2000 mD) e porosidade de até 30% (LORENZATTO et al., 2004). Formados há aproximadamente 22 M.a., a partir de correntes de turbidez associadas às porções inferiores de talude, foram depositados em regiões distais juntamente com sedimentos finos, sob um regime marinho regressivo.

A produção de hidrocarbonetos em Marlim elevou-se sucessivamente desde 1991 até 2002, quando foi qualificado como o maior produtor do Brasil, com média diária de 610.000 barris (JOHANN et al., 2009). A partir de 2002, no entanto, a geração de hidrocarbonetos decaiu gradativamente, sendo considerado em 2016 o sexto maior produtor de petróleo do país, com média de 150.000 barris diários, situação que claramente demonstra a drástica redução de produtividade do campo ao longo dos anos (Figura 1), mesmo quando este detém o recorde do número de poços produtores, totalizando 63 (DEPG, 2017). O óleo extraído é considerado pesado (17-21 graus API), porém com baixos teores de enxofre e metais, o que o torna ambientalmente atrativo (D'ALMEIDA, 2002).

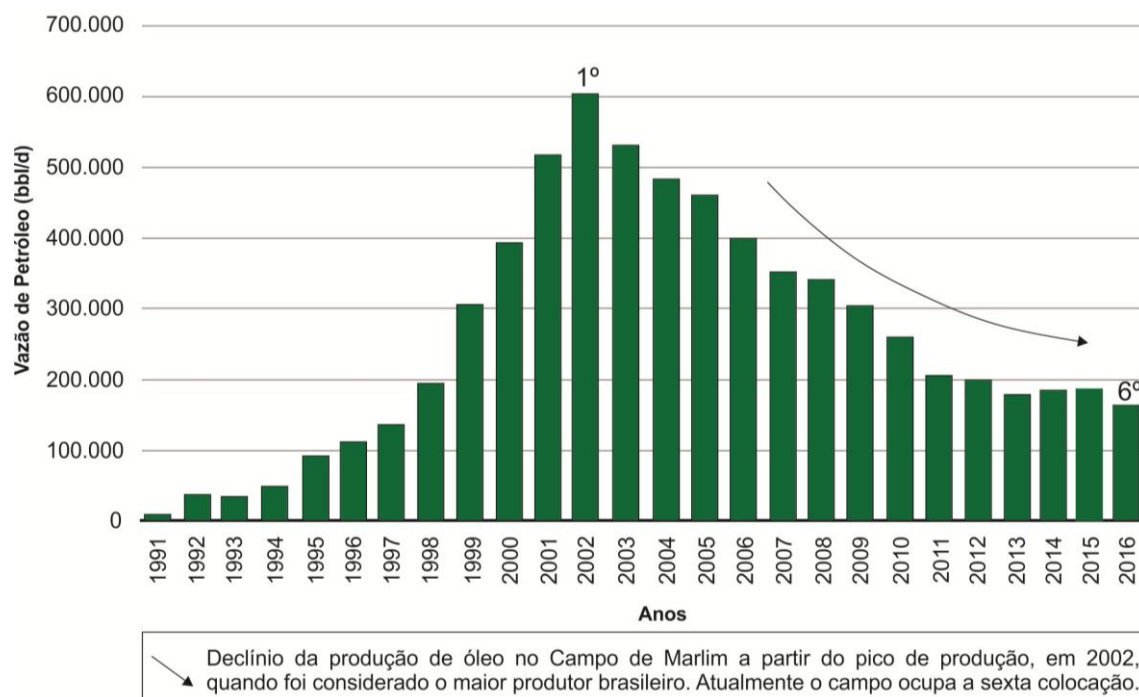


Figura 1: Gráfico da evolução da produção de hidrocarbonetos no Campo de Marlim entre os anos de 1991 até 2016.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP (2016).

O progressivo declínio da produção de óleo em Marlim, a partir de 2002, reforça a importância e necessidade das análises regionais de cunho reexploratório sobre os campos maduros brasileiros, a fim de encontrar alternativas que possam reverter a atual tendência e possivelmente incrementar o fator de recuperação de óleo do campo. O presente estudo oferece uma análise do principal turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim utilizando dados de domínio público e com acesso livre para consulta, ao contrário do que ocorre nas grandes companhias petrolíferas, onde as informações são confidenciais e indisponíveis.

As análises aqui propostas incluem avaliação geológica e geofísica da área estudada, sendo a primeira norteadas por meio de informações de testemunhos contidas nas pastas de poço, bem como conhecimento bibliográfico dos principais aspectos tectono-estratigráficos, ao passo que a segunda inclui interpretação de perfis sísmicos 2D e 3D, além de estudo de perfis de poço, através de informações de raio gama (GR), densidade (ρ), resistividade (ILD), sônico (DT) e potencial espontâneo (SP), e petrofísica utilizando *sopés*wares específicos (Surfer13 e *Decision Space*), a fim de compreender o comportamento estratigráfico e estrutural do principal turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim.

1.1 Área de estudo

A área de estudo do presente trabalho pertence à Bacia de Campos, localizada entre os paralelos 21° e 23° Sul, na costa Norte do Estado do Rio de Janeiro e Sul do Espírito Santo. A bacia ocupa uma área aproximada de 100.000 km² e é cercada a norte pelo Alto de Vitória e a sul pelo Alto de Cabo Frio, estruturas geológicas que a separam, respectivamente, das bacias do Espírito Santo e Santos (SCHALLER, 1973).

O Campo de Marlim, alvo específico do estudo, localiza-se na porção nordeste da Bacia de Campos (Figura 2), cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé na costa do Rio de Janeiro, e é considerado um dos campos gigantes de hidrocarbonetos, com área total de 257,6 km².

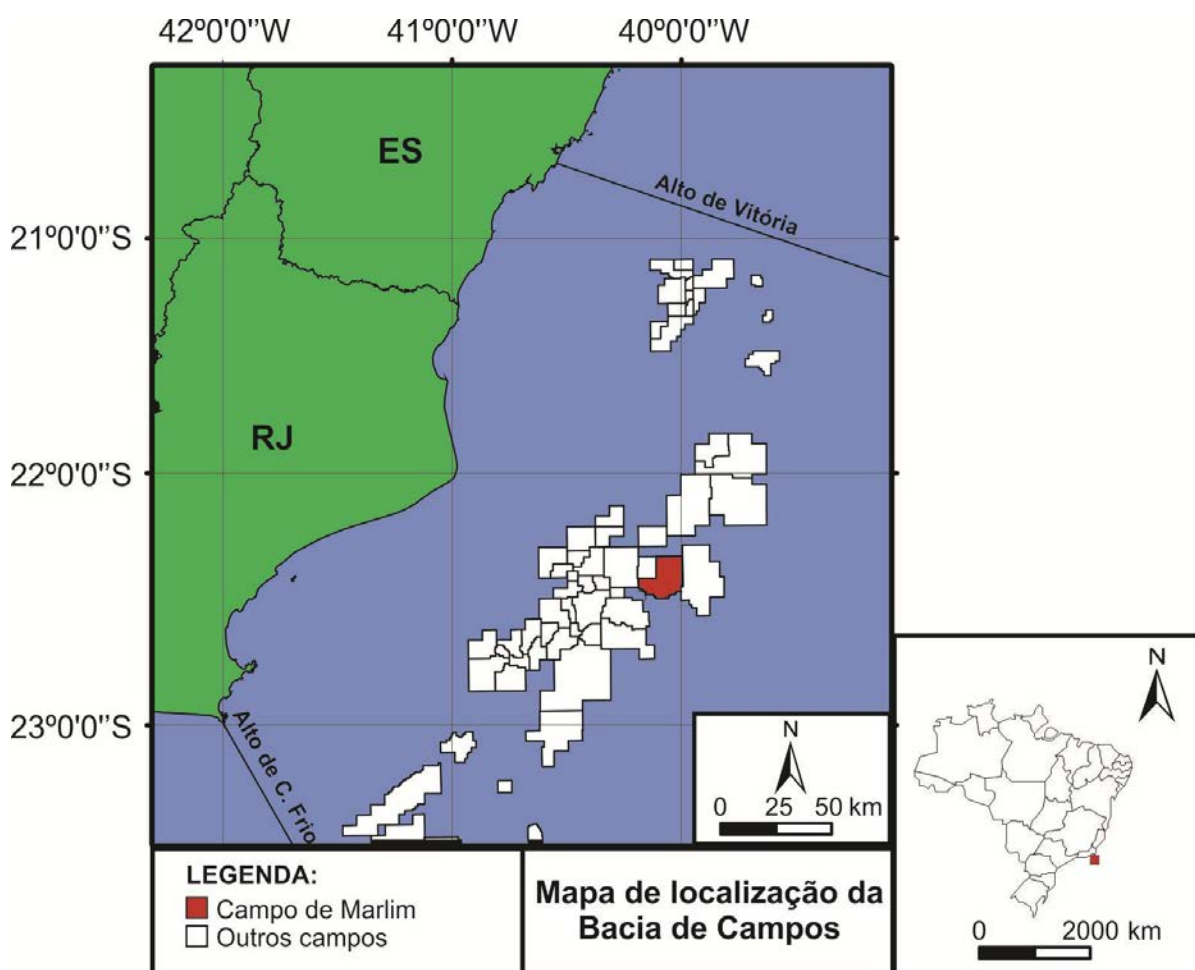


Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Campos, com destaque para o Campo de Marlim.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho consistiu na caracterização tectono-estratigráfica do principal turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim, pertencente ao Grupo Campos, Formação Carapebus, por meio da compreensão de sua distribuição espacial no contexto local e áreas adjacentes ao Campo de Marlim, aliado a estudo petrofísico e à interpretação dos principais sistemas de falhas aos quais estão associados. Foram também identificados os elementos tectono-estratigráficos que confinam a acumulação de hidrocarbonetos.

Desta forma, o estudo constituiu uma contribuição na obtenção de novos conhecimentos acerca desta importante rocha reservatório.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Aspectos gerais

A origem e evolução geológica do Campo de Marlim estão diretamente associadas à gênese da Bacia de Campos, em um contexto de rípeamento do Supercontinente Gondwana, iniciado no Neojurássico, através de esforços distensivos atuantes na América do Sul e África que, ao longo do tempo geológico, levaram à formação do Oceano Atlântico, no Neocretáceo (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000).

2.2 Evolução tectônica e estrutural

Mohriak (2004) subdividiu a evolução das bacias marginais brasileiras ou bacias da margem leste brasileira em quatro principais estágios, a saber: pré-ripése, sin-ripése, transicional e margem continental passiva, sucintamente descritos a seguir.

O estágio pré-ripése (Figura 3, Imagem 1) é marcado pelo início do processo extensional e de adelgaçamento crustal na porção central do Supercontinente Gondwana, ainda em sua fase intracratônica, ao final do Jurássico (155-160 Ma), que culminou posteriormente na separação entre os continentes africano e sul-americano (MOHRIAK, 2004), por meio de um sistema de rípeses de orientação preferencial NE-SW (GUARDADO et al., 1989). Tal etapa caracterizou-se por pequeno soerguimento astenosférico intensificado por *hot spots* locais, como as plumas de Tristão da Cunha e Santa Helena (WILSON, 1993), que levaram ao aparecimento de falhas incipientes e de baixa profundidade na crosta superior, capazes de controlar depocentros amplos e pouco espessos (MOHRIAK, 2004), com deposição de sedimentos eólicos, fluviais e lacustres (MILANI et al., 2003; RICCOMINI et al., 2012), os quais não apresentam registro sedimentar na Bacia de Campos.

O estágio sin-ripése (Figura 3, Imagem 2) é caracterizado pela continuidade e potencialização dos processos de ascensão astenosférica e estiramento litosférico, durante o Eocretáceo (133 Ma), o que permitiu a extrusão de grandes derrames basálticos e a instalação de falhamentos normais de grande porte, com abatimento e rotação de blocos crustais, originando horsts, grábens e hemi-grábens (MILANI et al., 2003). Chang et al. (2008) ponderam que tais estruturas forneceram gradiente topográfico para a erosão e deposição de sedimentos continentais aluviais e

lacustres nos blocos baixos, com grande potencial de geração de hidrocarbonetos (MELLO et al., 1994), além de coquinas nos blocos altos.

As principais características estruturais do embasamento e fase ripése incluem *horsts*, grábens e semi-grábens que afetam litotipos desde as rochas gnáissico-migmatíticas do embasamento, até as vulcânicas da Formação Cabiúnas e sedimentos da seção pré-sal. Tais elementos possuem relevante papel na migração de hidrocarbonetos da região do pré-sal até a porção basal dos pacotes evaporíticos, uma vez que os falhamentos extensionais associados aos altos locais atuam como canais de transporte de óleo e/ou gás (LOPES, 2004).

A Figura 3 (Imagem 3) aponta o aparecimento de grandes falhas capazes de rotacionar os blocos de ripése formados por meio da continuidade da extensão litosférica, já na fase transicional, com formação de rochas evaporíticas. O estágio transicional é marcado pela substituição do regime de subsidência mecânica, presente na fase ripése, pelo regime de subsidência termal, durante o Aptiano (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; HASUI et al., 2012). Neste período, a bacia passa a ser inundada por águas marinhas vindas do sul (GUARDADO et al., 1989; RICCOMINI et al., 2012), uma vez que se instalou o Golfo do Atlântico Sul, estreito e alongado, sujeito a condições climáticas áridas e com elevadas taxas de evaporação, culminando no aumento da salinidade das águas da região e precipitação de extensos pacotes evaporíticos (principalmente halita e anidrita) entre o Aptiano e o eo-albiano (LOPES, 2004).

O quarto estágio evolutivo das bacias marginais brasileiras é denominado de margem continental passiva (Figura 3, Imagens 4 e 5), que pode ser dividido nas fases marinha restrita e marinha aberta, nas quais há o estabelecimento de um ambiente marinho franco.

A fase marinha restrita é marcada pela presença de um ambiente marinho ainda raso, em um período em que a deposição salina deu lugar a uma circulação de água mais efetiva no Golfo do Atlântico Sul, durante o eo a mesoalbiano, devido ao aumento da subsidência, incremento na crosta oceânica e basculamento regional da bacia (ASMUS & PORTO, 1980).

A continuidade do processo de expansão do Atlântico Sul, ao final do Turoniano, levou à sua conexão com o Oceano Pacífico, fato que marcou o início do estágio marinho aberto. Inicialmente, o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos adquiriu caráter retrogradante, como reflexo da elevada taxa de

subsidência, aumento do nível eustático e baixo aporte sedimentar. No Neopaleoceno, no entanto, o soerguimento da Serra do Mar e Serra da Mantiqueira mudou o panorama vigente, ao possibilitar um substancial aumento da entrada de sedimentos na bacia, reduzindo o espaço de acomodação e tornando o sistema progradante. Tais episódios se relacionam também às reativações de falhas do embasamento e episódios magmáticos (CAINELLI & MOHRIAK, 1998).

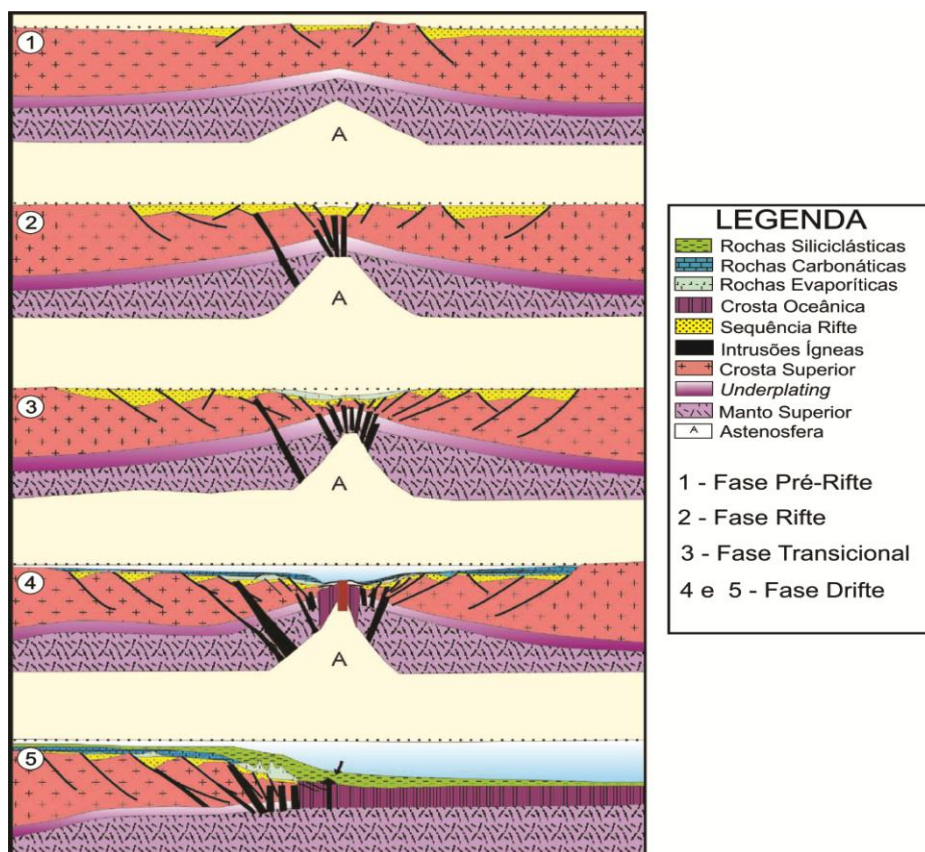


Figura 3: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente.
Fonte: Mohriak (2004).

O estilo estrutural associado à seção pós-ripése da Bacia de Campos está intimamente relacionado ao processo de compactação diferencial da seção pós-sal e ao basculamento da bacia de oeste para leste, a partir do meso e neopaleoceno (LOPES, 2004), fatores estes que culminaram na movimentação halocinética dos pacotes evaporíticos, sobretudo da Formação Retiro (DEMERCIAN et al., 1993), gerando morfologias de sobrecarga variadas.

Figueiredo et al. (1984) avaliaram que o avanço da halocinese, que perdura até os dias atuais, ocasionou falhamentos lístricos e *roll-overs*, com consequente rotação dos blocos baixos e formação de falhas de crescimento.

Peres (1993) aponta que a movimentação halocinética entre o Neocretáceo e o Paleógeno constantemente criava gradientes topográficos na plataforma, desencadeando fluxos de massa e permitindo, assim, a instalação de corpos turbidíticos nas porções distais da Bacia de Campos.

Segundo Lopes (2004), a porção distal da bacia, que ocupa uma faixa de 50 a 150 km de largura apresenta estruturas do tipo domos salinos relacionados a mini-bacias, que equivalem às depressões oriundas da migração e concentração dos pacotes evaporíticos em domos e muralhas, de dimensões bastante superiores às paredes salinas presentes no domínio proximal (DEMERCIAN et al., 1993).

A migração de hidrocarbonetos da seção pré-sal para a pós-sal é principalmente conduzida por falhamentos normais de grande extensão que atravessam os pacotes evaporíticos e, pelo geral, são falhas reativadas do embasamento (VINCENELLI, 2016). Tal conexão possibilita a passagem de hidrocarbonetos gerados nas rochas lacustres aptianas para os reservatórios carbonáticos e turbidíticos do pós-sal.

2.3 Arcabouço estratigráfico

O entendimento da Bacia de Campos em relação à sua estratigrafia iniciou-se com Schaller (1973), sendo posteriormente complementado por Beltrami et al. (1982), Rangel et al. (1994) e Winter et al. (2007).

No presente trabalho, as informações referentes ao arcabouço estratigráfico, bem como a carta estratigráfica propriamente dita, seguirão as informações mais recentes publicadas por Winter et al. (2007), as quais dividem a Bacia de Campos em três Supersequências: Supersequência Ripése, Supersequência Pós-Ripése e Supersequência Dripése.

2.3.1 Supersequência Ripése

Cronologicamente abarca o intervalo Hauteriviano-Eoaptiano, com início da sequência logo acima do embasamento da Província Ribeira (WINTER et al., 2007).

A Formação Cabiúnas, composta por basaltos toleíticos de derrame, compreende a porção basal desta supersequência.

De maneira discordante a estas rochas magmáticas, aparecem litotipos do Grupo Lagoa Feia, mais especificamente das formações Itabapoana (siltitos, arenitos e conglomerados) e Atafona (folhelhos lacustres). Ainda nesta

macrounidade está a Formação Coqueiros, caracterizada por depósitos espessos de coquinas, sobretudo conchas de bivalves, intercalados a folhelhos subordinados, que correspondem à principal rocha geradora na Bacia de Campos.

2.3.2 Supersequência Pós-Ripése

Encontra-se no intervalo Aptiano Médio-Albiano Inferior sobrepondo-se de maneira discordante às sequências lacustres anteriores. Compreende as formações Itabapoana, Gargaú, Macabu e Retiro, ainda pertencentes ao Grupo Lagoa Feia.

A Formação Gargaú é composta por rochas pelíticas (margas, folhelhos e siltitos), intercaladas por arenitos e calcilutitos. Nas regiões distais, tais litotipos gradam para os carbonatos da Formação Macabu (estromatólitos e laminitos microbiais). A Formação Retiro, que se instalou de maneira discordante sobre os litotipos supracitados, consiste em pacotes evaporíticos de espessura variável, podendo atingir 2000 m, cuja mineralogia inclui halita e intercalações de carnalita, anidrita e taquidrita (GAMBOA et al., 2008).

2.3.3 Supersequência Dripése

Cronologicamente com início no mesoalbiano e continuando no recente, é também conhecida como domínio do "pós-sal", em um contexto de margem passiva já instalada. A supersequência dripése é usualmente separada em duas grandes sequências: marinha transgressiva e marinha regressiva.

A sequência transgressiva inclui o Grupo Macaé (mesoalbiano - Turoniano), subdividido nas formações Goitacás, Quissamã, Outeiro, Imbetiba e Namorado.

A Formação Goitacás é composta por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados de ambiente de leques deltaicos proximais.

A Formação Quissamã associa-se a um ambiente de rampa carbonática, em contexto de gradual abertura da bacia. Compreende sedimentos carbonáticos de intermaré, supramaré e de planícies de maré em sua porção basal que, ao sul-sudoeste da área encontram-se dolomitizados (Membro Búzios). A região intermediária e superior da formação possui, segundo Lopes (2004), calcarenitos e calcirruditos oolíticos e oncolíticos, depositados em bancos carbonáticos de alta energia, formados em função da movimentação halocinética.

A Formação Outeiro possui a parte basal constituída por calcilutitos bioclásticos e margas, que gradam para folhelhos em direção ao topo da unidade, situação que marca o afogamento da plataforma carbonática (SPADINI et al., 1987).

A Formação Namorado ou Arenito Namorado, compreende os turbiditos de idade albo-cenomaniana, interdigitados com estratos da Formação Outeiro.

A sequência marinha transgressiva ainda abarca o Grupo Campos e suas formações Carapebus, Ubatuba e Emborê.

A Formação Carapebus é composta por arenitos finos a conglomeráticos, intercalados aos pelitos da Formação Ubatuba, depositados em ambiente de talude por correntes de turbidez, nos períodos entre o neoturoniano ao Holoceno (RANGEL et al., 1994). Economicamente correspondem aos principais reservatórios produtores de hidrocarbonetos da Bacia de Campos na seção pós-sal, e são subdivididos por Bruhn et al. (2003) em quatro sistemas turbidíticos principais: Cretáceo Superior, Eoceno, Oligoceno e Mioceno. O confinamento dos corpos turbidíticos relaciona-se com a halocinese, variações eustáticas, tectonismo e deposição de sedimentos plataformais no talude (LOPES, 2004).

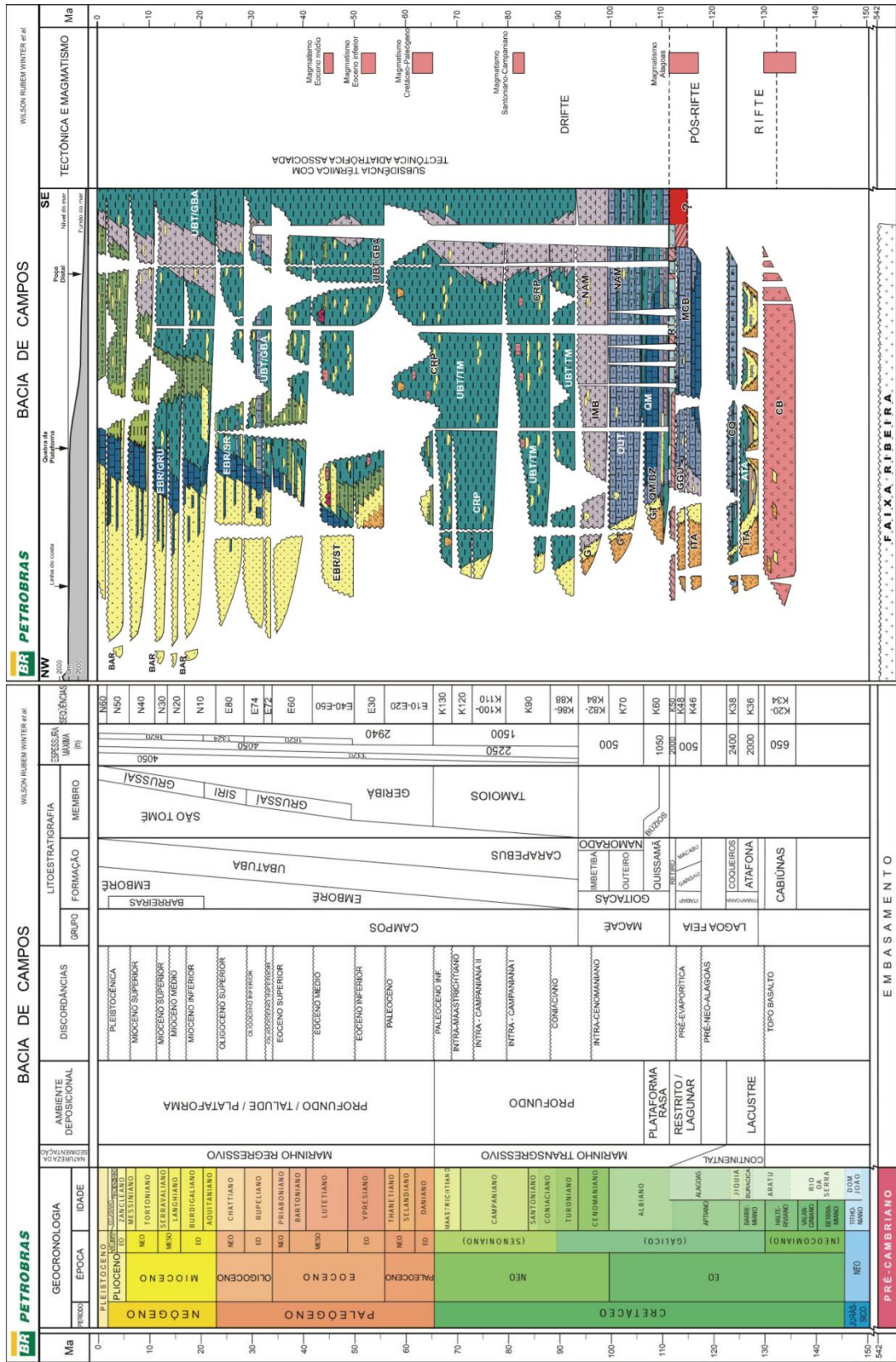
A Formação Ubatuba (Turoniano - Holoceno) é composta por espessa sucessão de pelitos (folhelhos e argilas), margas, calcilutitos e diamictitos.

A Formação Emborê é composta, na parte basal, por depósitos arenosos grossos, mal selecionados, de coloração avermelhada, que correspondem ao Membro São Tomé (LOPES, 2004).

A sequência regressiva instalou-se no Neocretáceo, e inclui a Formação Ubatuba (pelitos), Formação Carapebus (depósitos miocênicos) e a porção superior da Formação Emborê, que inclui os membros Siri (Oligoceno) e Grussaí (Mioceno - Recente), além da Formação Barreiras.

A base da sequência marinha regressiva é composta pelo Membro Siri, cujos litotipos marcantes são calcarenitos bioclásticos de plataforma rasa, que gradam para lamas carbonáticas nas porções distais (LOPES, 2004). O Membro Grussaí é composto por carbonatos bioclásticos algálicos de plataformas rasas, ao passo que a Formação Barreiras representa a única porção emersa da bacia, e consiste em depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos de ambientes de rios entrelaçados e leques aluviais.

A Figura 4 ilustra a carta estratigráfica estabelecida por Winter et al. (2007), que resume as informações supracitadas.



2.4 Geologia local - Campo de Marlim

O alvo específico do presente trabalho é a porção nordeste da Bacia de Campos, particularmente o Campo de Marlim, descoberto em 1985. O campo abarca uma área total de 257,6 km² e atinge lâminas de água entre 620 a 1050 m, com média em torno de 800 m (ANP, 2015).

Geologicamente, o Campo de Marlim exhibe características bastante similares às encontradas ao longo de toda a Bacia de Campos (WINTER et al., 2007). O intervalo cronoestratigráfico de interesse vai do Aptiano ao oligo-mioceno, incluindo a caracterização do Grupo Macaé e Grupo Campos (Formação Ubatuba e Formação Carapebus), com destaque ao principal turbidito oligo-miocênico da Formação Carapebus, o qual corresponde à principal rocha-reservatório atualmente explorada no campo (Figura 5), que encontra-se intercalada aos pelitos da Formação Ubatuba.

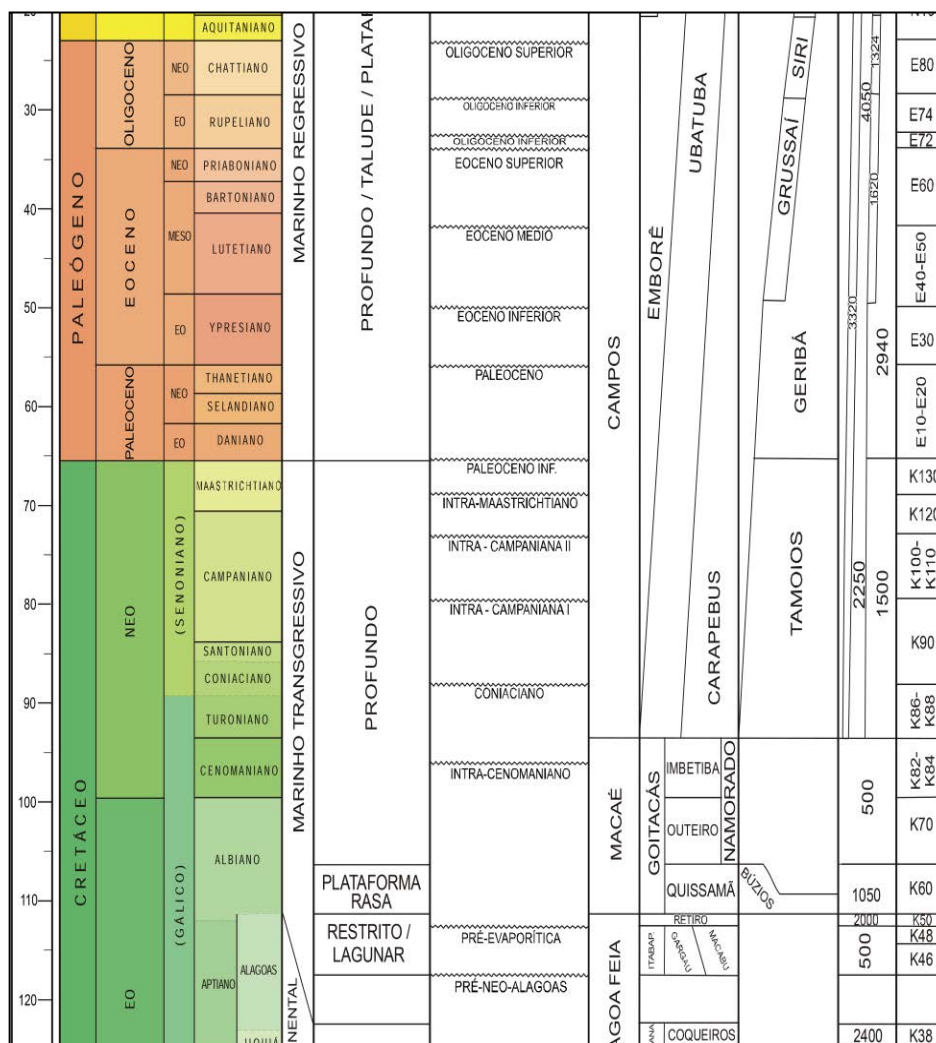


Figura 5: Coluna estratigráfica referente aos intervalos estudados no presente trabalho. Modificado de Winter et al. (2007).

Os turbiditos de Marlim, pertencentes à Formação Carapebus, são encontrados a profundidades próximas a 2630 m, e são constituídos por corpos tabulares e amalgamados de arenitos (PERES, 1993), com excelentes características permo-porosas (porosidade média de 30%), elevados índices de produtividade (LORENZATTO et al., 2004) e portadores de óleo entre 17° e 21° API, com baixos teores de enxofre e metais (D'ALMEIDA, 2002).

O confinamento do reservatório é notadamente estratigráfico, com gradual diminuição de sua espessura lateral até seu desaparecimento total (*pinch out*) nas porções oeste, norte e sul do campo, ao passo que na região leste as trapas são estruturais, onde o reservatório se encerra contra falhas lístricas normais geradas pelo movimento halocinético (NASCIMENTO et al., 2013).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os métodos geofísicos permitem identificar a distribuição de diversos parâmetros físicos da rocha ou fluidos em profundidade, em outras palavras, possibilitam o estudo da subsuperfície terrestre de modo indireto. Desta forma, sua aplicação de maneira conjunta a investigações diretas, tais como descrição macroscópica, petrografia e/ou análise geoquímica viabiliza a caracterização de zonas ainda não compreendidas, e oportuniza a confecção de modelos geológicos mais robustos e confiáveis, com elevada economia de recursos financeiros.

As grandes companhias de petróleo espalhadas ao redor do globo utilizam amplamente os métodos geofísicos para a prospecção de hidrocarbonetos, dentre os quais destacam-se a perfilagem geofísica, que ganhou espaço no final da década de 1920, e a sísmica de reflexão, aperfeiçoada e utilizada desde a década de 1950, e atualmente considerada o principal método geofísico empregado na área (MELO et al., 2015).

3.1 Sísmica de reflexão

A sísmica de reflexão conquistou espaço no cenário das indústrias petrolíferas a partir de 1950, devido sua variada gama de aplicações e elevado alcance, tanto em subsuperfície como em área. Atrelada a estes fatores, a sísmica fornece alta resolução e boa confiabilidade de informações, desde que devidamente adquirida e processada.

Como é possível notar, o sucesso de um projeto petrolífero com uso da sísmica de reflexão não depende única e exclusivamente da interpretação dos dados, uma vez que outras etapas anteriores mostram-se de grande importância. A partir de tal constatação, as companhias de petróleo definiram três etapas fundamentais para a exploração de óleo e gás, elucidadas na Figura 6.

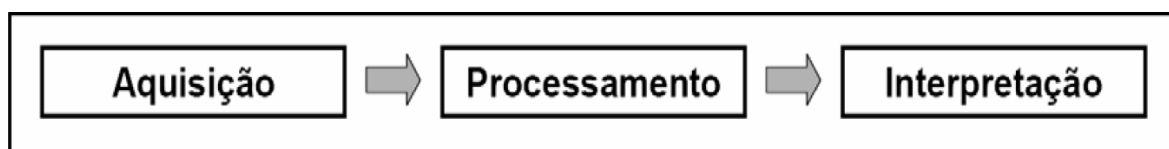


Figura 6: Etapas da exploração de hidrocarbonetos.
Fonte: Silva (2004).

A etapa de aquisição parte do princípio físico de propagação de ondas sísmicas através de um meio sólido, líquido ou gasoso e as respostas que este meio proporciona. Neste contexto, a aquisição de dados sísmicos utiliza vibrações

causadas por dinamite (em terra) ou canhões de ar comprimido (na água) capazes de gerar ondas elásticas artificiais em pontos específicos e pré-determinados da área de estudo. No caso da exploração em um campo petrolífero *offshore* por exemplo, a onda sísmica se propaga na água até atingir os estratos rochosos do fundo marinho (Figura 7), de modo que parte da onda é refratada para o meio inferior e a outra porção reflete e pode assim ser captada por sensores eletromagnéticos em terra (geofones) ou de pressão na água (hidrofones). Neste caso, a fração de energia refletida é proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios, sejam estes água/rocha ou rocha/rocha. As informações adquiridas são então armazenadas e interpretadas por sismógrafos (GERHARDT, 1998).

A impedância acústica é a resistência ou dificuldade que determinado material opõe à passagem do som.

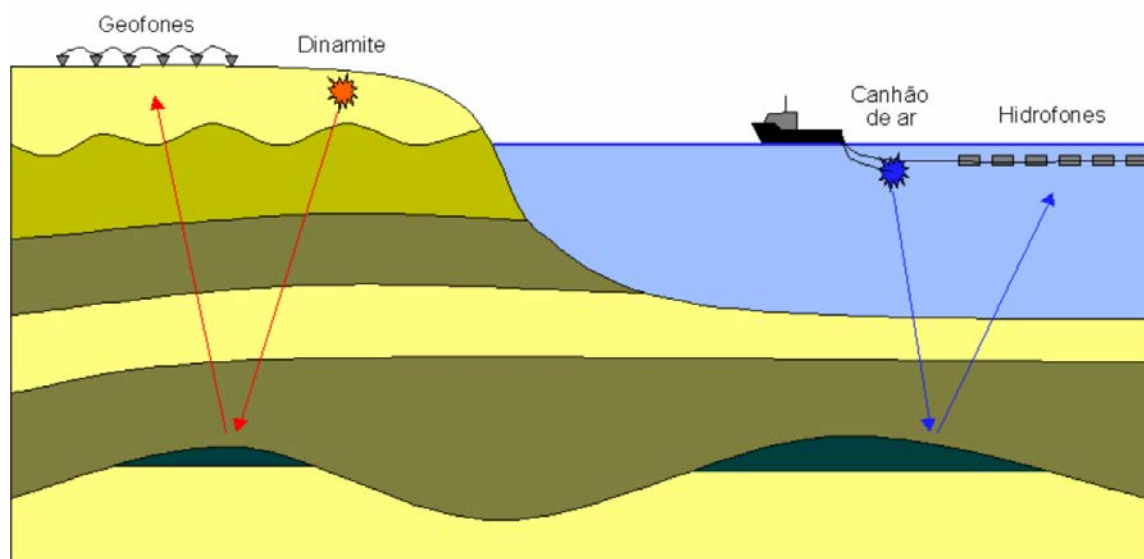


Figura 7: Modelo esquemático de aquisição de dados sísmicos em terra (geofones) e em mar aberto (hidrofones).

Fonte: Gerhardt (1998)

A velocidade de propagação das ondas nas rochas é variável segundo uma grande diversidade de fatores, tais como a densidade e as constantes elásticas do meio, que por sua vez são dadas em função de características intrínsecas da rocha, tais como porosidade, temperatura, pressão, entre outros.

O estágio de processamento na área do petróleo visa produzir imagens com a maior fidelidade possível, procurando atenuar as distorções geradas pelo processo de aquisição. Nessa etapa, alguns erros inerentes ao levantamento sísmico são corrigidos e os dados são reorganizados.

Para cada ponto de captação dos sensores na superfície, a imagem sísmica obtida por esse processo será composta por um respectivo conjunto de valores verticais de amplitudes. Essa coluna de amostras com as mesmas coordenadas espaciais, variando apenas o tempo, é chamada de traço sísmico. A integração destes traços em duas dimensões que forma a linha sísmica ou seção sísmica 2D, ao passo que a integração em três dimensões permite a obtenção do cubo sísmico.

A etapa de interpretação conta com a análise dos dados sísmicos e a tentativa de criar um modelo que apresente fielmente a geologia da área de estudo. Tal estágio pode ser classificado em dois tipos: estrutural e estratigráfico. A interpretação estrutural basicamente tenta identificar as camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, bem como as falhas geológicas que recortam as camadas. Na interpretação estratigráfica o foco do trabalho está em entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo.

3.2 Perfilagem geofísica

A perfilagem geofísica consiste na aquisição contínua de uma ou mais propriedades físicas das rochas perfuradas, relacionadas à porosidade, litologia e/ou presença de hidrocarbonetos (BASSIOUNI, 1994). A obtenção das medidas de interesse se processa através de sensores ou sondas alocados no interior do poço por cabos ou acoplados em coluna. Após atingir a base do poço, o conjunto de equipamentos inicia a aquisição de dados, sendo gradativamente içado em direção à superfície, com velocidades que podem variar de 600 pés/h a 3600 pés/h, a depender da precisão requerida pela sonda (BASSIOUNI, 1994).

As informações adquiridas são conduzidas até a superfície por meio de cabos, sendo imediatamente armazenadas e processadas em gráficos e curvas, que usualmente relacionam as propriedades físicas com o tempo ou profundidade de aquisição.

O presente trabalho utilizou sete perfis geofísicos distintos: Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Porosidade neutrão (NPHI), Resistividade (ILD), Sônico (DT), Caliper e Potencial Espontâneo (SP).

3.2.1 Raio Gama (GR)

O raio gama indica a radioatividade natural de uma determinada formação em graus API (*American Petroleum Institute*). O sensor utilizado para aquisição de

dados é o cintilômetro, capaz de identificar a radioatividade resultante do decaimento dos átomos de potássio (^{40}K), tório (^{232}Th) e urânio (^{238}U).

O perfil de raio gama é principalmente usado para a identificação de litologias, cálculo de argilosidade e correlações estratigráficas, devido sua fácil interpretação e excelente resolução vertical (BASSIOUNI, 1994).

O Quadro 1 elenca os valores de raio gama médio para as litologias mais usuais descritas na Bacia de Campos.

Quadro 1: Valores de radioatividade médios para litologias comuns.

ROCHA	RADIOATIVIDADE (API)
Sal	0
Calcário	20
Dolomito	20
Arenito	20
Folhelho	75 a 200

Fonte: Modificado de Bassiouni (1994).

Como é possível observar, o raio gama pode diferenciar rochas reservatório (calcários e arenitos) de rochas não produtoras, como os folhelhos (ASQUITH & GIBSON, 1982).

3.2.2 Densidade (RHOB)

O registro de densidade foi introduzido em 1957 com o objetivo de estimar a densidade das formações, além de auxiliar os geofísicos na interpretação de medidas gravimétricas. De acordo com Bassiouni (1994), essa densidade avaliada de maneira contínua na curva RHOB é uma função da matriz (minerais formadores de rocha) e do fluido alojado nos poros.

Trata-se de um perfil nuclear onde a ferramenta emite radiação gama a partir de átomos de cézio-137 (^{137}Cs) ou cobalto-60 (^{60}Co), que colide com os elétrons das formações rochosas, através de um fenômeno denominado espalhamento de Compton. Assim, a densidade pode ser estimada de acordo com a medição da radiação gama que retorna ao detector, uma vez que a intensidade de radiação está diretamente associada à abundância de elétrons na formação, que por sua vez, é função da densidade, usualmente medida em g/cm^3 (KEAREY et al., 2009).

O perfil de densidade pode ser utilizado para o cálculo da porosidade total e relativa/PHID, determinação da litologia e de zonas de hidrocarbonetos leves em conjunto com o perfil neutrônico.

O Quadro 2 fornece a densidade padrão para os fluidos e rochas mais usuais na área de estudo.

Quadro 2: Valores de densidade estimados dos materiais geológicos usuais.

MATERIAL	DENSIDADE (g/cm³)
Gás natural	0,7
Óleo	0,8 - 1,0
Água doce	1
Água salgada	1,1
Sal	2,03
Folhelho	2,4 - 2,6
Arenito	2,65
Calcário	2,71
Dolomito	2,87

Fonte: Bassiouni (1994).

3.2.3 Porosidade neutrão (NPHI)

O perfil neutrônico, surgido em 1938, tem como princípio a emissão de nêutrons através de uma pequena fonte radioativa (Pb-Be). O bombardeio de partículas sobre as rochas da formação geológica permite a captura dos nêutrons pelo núcleo dos átomos, os quais são excitados e emitem raios gama, que colidem em um cintilômetro posicionado a uma distância fixa.

O processo de desaceleração dos nêutrons é controlado principalmente pela presença de hidrogênio no meio, de modo que formações com alta concentração de H⁺ denotam baixa concentração de gama de captura e elevado nível de radiação, sendo o oposto verdadeiro (KEAREY et al., 2009).

O perfil é capaz de medir o índice de hidrogênio da formação, logo, é possível estimar seu conteúdo de água, embora também possa haver hidrogênio na estrutura cristalina dos minerais ou poros sem água. A unidade de medida é a porcentagem do índice de hidrogênio na formação. Suas principais aplicações estão na determinação da porosidade e identificação da zona de gás em conjunto com o perfil sônico (STEVANATO, 2011).

3.2.4 Resistividade (ILD)

Trata-se de um perfil elétrico que mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem de um fluxo corrente elétrica. Sua unidade de medida é Ohm.m (Ωm).

A resposta atribuída ao perfil está diretamente relacionada à porosidade da rocha e à quantidade e tipo de fluido encontrado na formação ou no próprio poço, sendo seu principal uso associado à diferenciação entre água e hidrocarbonetos. Dessa forma, rochas com elevada porosidade e/ou altas concentrações de hidrocarbonetos causarão aumento nos valores de resistividade do perfil, ao passo que rochas com poros preenchidos por água terão resistividade menor. Vale ressaltar, ainda, que os valores de resistividade também dependem da litologia e granulação das rochas (STEVANATO, 2011).

Contreras & Castro (2012) elencaram alguns dos valores de resistividade esperados para diversos fluidos (Quadro 3).

Quadro 3: Resistividade esperada para diversos tipos de fluidos.

FLUIDO	RESISTIVIDADE (Ohm.m)
Água salgada	0,001 a 2
Água doce	1 a 10
Petróleo	50 a 150
Gás	150 a >1500

Fonte: Contreras & Castro (2012).

3.2.5 Sônico (DT)

O perfil sônico ou perfil acústico ganhou força na indústria petrolífera a partir da década de 1950, sendo inicialmente aplicado para o cálculo de velocidades e calibração sísmica e, posteriormente, para identificação da porosidade intergranular das formações.

Seu funcionamento pauta-se na emissão de pulsos mecânicos, que são difundidos através da unidade geológica e registrados por receptores acústicos em $\mu\text{s}/\text{pés}$. Em outras palavras, identifica a capacidade da formação de transmitir ondas de som.

Outras aplicações do perfil sônico incluem detecção de zonas fraturadas, cálculo de densidade e presença de gás.

O Quadro 4 apresenta alguns valores de DT para as litologias mais comuns.

Quadro 4: Intervalo de tempo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias.

LITOLOGIA	SÔNICO (μs/pés)
Folhelho	167 - 62,5
Arenito (compactado)	55,5 - 51
Calcário	53 - 47,6
Dolomito	45 - 38,5

Fonte: Stevanato (2011).

3.2.6 Caliper

O perfil caliper registra o diâmetro do poço em polegadas, sendo um marcador litológico importante, uma vez que carvão, folhelho e bentonita são materiais que tendem a se fragmentar ao longo da perfuração, ampliando o diâmetro do poço. Arenitos compactos e carbonatos tendem a manter o diâmetro original do poço, ao passo que argilas expansivas montmorilloníticas causam uma redução do diâmetro.

3.2.7 Potencial espontâneo (SP)

O perfil de SP registra a corrente elétrica, em milivolts (mV) gerada pela diferença de salinidade entre a lama de perfuração e o fluido presente em determinada formação geológica. Este perfil é um excelente indicador da permeabilidade de uma formação e permite distinguir folhelhos de arenitos e carbonatos, uma vez que os primeiros possuem resposta de corrente elétrica entre 0 e -20 mV, ao passo que os demais adquirem valores entre -20 e -80 mV.

O Quadro 5 resume as principais aplicações dos perfis geofísicos utilizados no presente trabalho.

Quadro 5: Principais perfis geofísicos e seus respectivos usos.

Perfil geofísico	LITOLOGIA	POROSIDADE	PRESSÃO	HIDROCARBONETOS	ESTRUTURAS	PRINCÍPIO FÍSICO	USOS
Resistividade	X		X	X		Condutividade	Estratos resistivos x não resistivos
Potencial Espontâneo	X					Permeabilidade	Estratos permeáveis x impermeáveis
Raio gama	X					Radioatividade	Conteúdo orgânico
Porosidade neutrão		X		X		Conteúdo de hidrogênio	Gás, porosidade
Densidade	X	X		X		Densidade	Gás, porosidade
Sônico		X	X	X		Velocidade	Gás, porosidade
Caliper	X				X	Diâmetro do poço	Fraturas

Fonte: Modificado de Evenick (2008).

4. MATERIAIS

O presente trabalho foi desenvolvido com dados geofísicos e de poços cedidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), como parte de sua política de fornecimento de dados públicos para pesquisas universitárias, no âmbito do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP).

O material é composto por um cubo sísmico 3D (formato de dados .sgy), localizado integralmente no Campo de Marlim, mais especificamente em sua porção central, com área total de 30 km² e forma aproximadamente retangular, com eixo principal na direção E-W e eixo secundário posicionado perpendicularmente a este. O trabalho abrange 11 linhas sísmicas 2D (formato de dados .sgy) com extensão total aproximada de 578 km, distribuídas homogeneamente ao longo da área de estudo. Por fim, incluem-se 16 poços verticais, sendo 10 posicionados no Campo de Marlim, 3 no Campo de Garoupa e 3 no Campo de Albacora, somados a seus respectivos arquivos digitais, com informações de pastas de poço, dados gerais de poço (AGP), perfis compostos e curvas de perfis de poço (Figura 8). É válido ressaltar que os poços de Garoupa e Albacora foram obtidos por meio do acervo digital da UNESPetro, enquanto os poços de Marlim foram solicitados junto à ANP.

Neste sentido, as pastas de poço são arquivos no formato .pdf que compilam todas as informações relativas a um determinado poço ao longo de sua perfuração. Dessa forma, abarcam dados do histórico das operações, descrições de amostras de calha e testemunhos, relatórios de perfilagem e geológico, avaliação geoquímica, intervalos amostrados, indícios de hidrocarbonetos e perfil geológico previsto e constatado, bem como dados construtivos, que incluem fluido de perfuração, revestimento, cimentação, brocagem, tampão e completação.

Os dados gerais de poço (AGP) são arquivos no formato .txt que reúnem, de maneira simplificada, as principais informações contidas nas pastas de poço, sobretudo aquelas referentes a descrição litológica, contatos entre unidades e indícios de hidrocarbonetos.

Os perfis compostos integram as interpretações litológicas com os dados obtidos através da geofísica, tais como perfis de raio gama (GR), densidade (RHOB), resistividade (ILD) e sônico (DT) inclui também contatos entre unidades geológicas e níveis com presença de hidrocarbonetos.

As curvas de perfis de poços são arquivos no formato .dlis que abrangem as informações de Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Porosidade (NPHI),

Resistividade (ILD), Sônico (DT), Caliper e Potencial Espontâneo (SP), e suas respectivas profundidades de amostragem, posteriormente carregados e interpretados no *sopésware Decision Space* da *Landmark*.

Os Quadros 6 e 7 compilam as principais informações de poço, ao passo que o Quadro 8 inclui as informações de linhas sísmicas referentes ao banco de dados coletado através do BDEP.

Quadro 6: Informações de coordenadas, categoria, profundidade e espessura da lâmina d'água dos poços presentes no estudo.

CAMPO	POÇO	COORD. (Graus, Minutos e Segundos)		INFORMAÇÕES DE POÇO		
				Categoria	Prof. (m)	Lâmina d'água (m)
MARLIM	3 MRL 0003 RJS	40°2'55"W	22°21'41"S	Extensão produtor de óleo	3400	721
	3 MRL 0002 RJS	40°4'44"W	22°23'50"S	Extensão produtor de óleo	2862	728
	3 MRL 0005 RJS	40°2'9"W	22°28'0"S	Extensão produtor de óleo	3000	977
	1 RJS 0219A RJ	40°3'47"W	22°26'11"S	Descobridor de campo com óleo	3620	853
	3 RJS 0319A RJ	40°4'39"W	22°29'17"S	Extensão produtor de óleo	3526	943
	3 RJS 0325E RJ	40°3'18"W	22°22'54"S	Extensão produtor de óleo	3462	737
	3 RJS 0326 RJ	40°0'19"W	22°26'9"S	Extensão produtor de óleo	3171	968
	3 RJS 0488 RJ	40°7'43"W	22°28'52"S	Descobridor de nova jazida com óleo	3162	834
	6 BRSA 409 RJS	40°4'14"W	22°28'15"S	Jazida mais profunda, seco	5351	919
	4 RJS 0396D	40°10'48"W	22°27'15"S	Descobridor de nova jazida com óleo	3500	692
GAROUPA	3 GP 0003 RJS	40°25'14"W	22°21'30"S	Seco, sem indicação de hidrocarboneto	3500	120
	7 GP 0006 RJS	40°24'36"W	22°22'15"S	Abandonado	3280	122
	7 GP 0007 RJS	40°24'1"W	22°22'49"S	Desenvolvimento Produtor de óleo	3310	122
ALBACORA	1 RJS 0305 RJ	39°55'48"W	22°7'50"S	Descoberta de acumulação de óleo	3400	437
	3 AB 0002 RJS	40°0'6"W	22°7'48"S	Extensão produtor de óleo	3400	271
	3 RJS 0334 RJ	39°58'14"W	22°10'30"S	Extensão produtor de óleo	3600	329

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

Quadro 7: Dados de poço e informações geofísicas cedidas pela ANP.

CAMPO	POÇO	DADOS FORNECIDOS		INFORMAÇÕES GEOFÍSICAS						
		Pasta de Poço	Perfil Composto	GR	DT	ILD	RHOB	SP	Caliper	NPHI
MARLIM	3 MRL 0003 RJS	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 MRL 0002 RJS	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 MRL 0005 RJS	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	1 RJS 0219A RJ	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 RJS 0319A RJ	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 RJS 0325E RJ	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 RJS 0326 RJ	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	3 RJS 0488 RJ	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	6 BRSA 409 RJS	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	4 RJS 0396D	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GAROUPA	3 GP 0003 RJS	X	X	X	X	X	X			
	7 GP 0006 RJS	X	X	X		X	X	X		
	7 GP 0007 RJS	X	X	X		X	X	X		
ALBACORA	1 RJS 0305 RJ	X	X	X	X	X	X			
	3 AB 0002 RJS	X	X	X	X	X	X			
	3 RJS 0334 RJ	X	X	X	X	X				

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

Quadro 8: Informações de linhas sísmicas: nome, orientação e ano de levantamento.

LINHA SÍSMICA	ORIENTAÇÃO	ANO DE LEVANTAMENTO
0053-0420	NW-SE	1980
0067-0576	NE-SW	1981
0214-0142	NE-SW	2002
0201-0237	E-W	2001
0201-0239	E-W	1982
0214-0147	E-W	Sem informações
0241-00011	NE-SW	Sem informações
0048-0421	NE-SW	2001
0048-0423	NE-SW	1980
0259-2225	NW-SE	2000
0241-0006	NW-SE	Sem informações

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

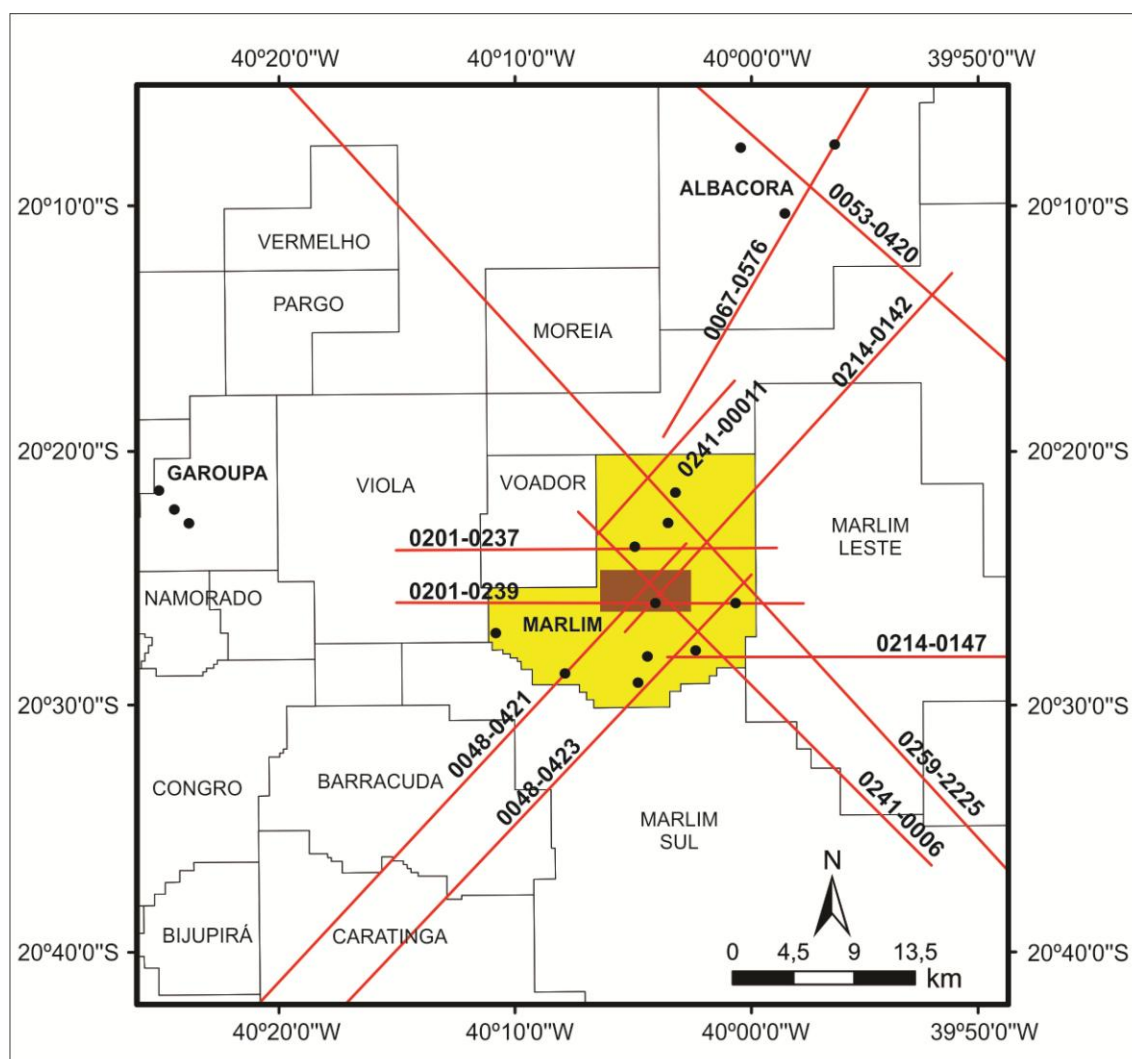


Figura 8: Mapa da área de estudo. O campo de Marlim encontra-se destacado em amarelo, os poços são representados por pontos pretos, as linhas sísmicas 2D por linhas vermelhas e o cubo sísmico 3D pelo retângulo vermelho.

5. MÉTODOS

O presente estudo pautou-se na execução sistemática de quatro principais etapas, descritas detalhadamente a seguir e ilustradas pelo fluxograma da Figura 9, juntamente com as sub-etapas de trabalho.

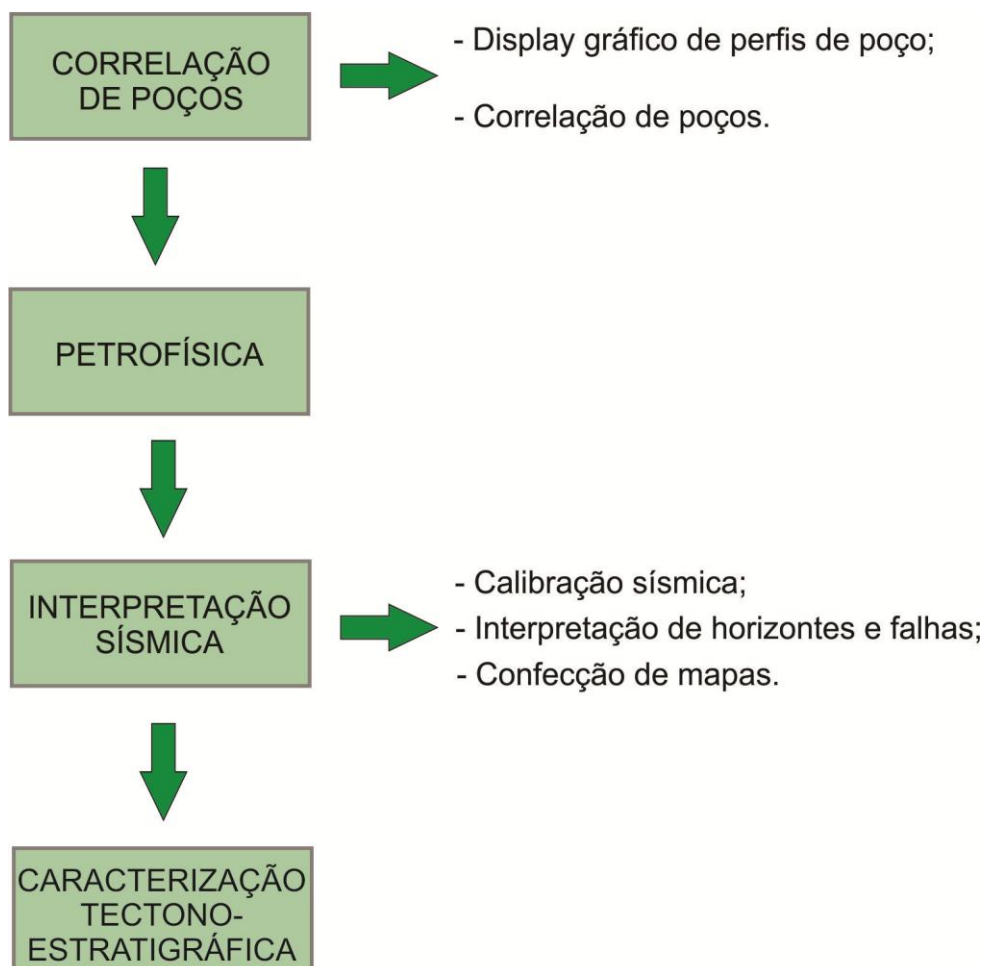


Figura 9: Fluxograma elencando as quatro principais etapas de trabalho (caixas verdes) e, ao lado, os subitens contidos nestas etapas.

5.1 Correlação de poços

5.1.1 Display gráfico de perfis de poço

As curvas de perfil de poço são arquivos fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) no formato .dlis, incompatível com boa parte dos *sopésware*s de carregamento de dados disponíveis no mercado. Dessa forma, foi necessário utilizar o *sopésware* gratuito *LogDataComposer* da empresa Schlumberger, a fim de converter a extensão .dlis em .las, facilmente trabalhável por diversos programas computacionais.

Após a referida conversão, os dados .las foram carregados no *sopésware Microsopés Excel 2007*, que possibilitou a organização de planilhas individuais para cada poço, com seus atributos geofísicos respectivamente associados a uma dada profundidade em metros (Figura 10).

POÇO 1RJS-0305-RJ				
Profundidade (m)	DT	GR	ILD	RHOB
901		21,4388		
901,2		22,0994		
901,4		22,8295		
901,6		22,9956		
901,8		22,88		
902		23,0742		
902,2		23,3165		
902,4		23,3987		
902,6		24,0585		
902,8		26,1709		
903		29,9482		
903,2		34,2334		
903,4		37,0104		
903,6		37,8286		
903,8		38,1494		
904		39,0919		
904,2		40,6152		
904,4		41,8818		
904,6		41,9023		
904,8		40,9372		
905		40,061		
905,2	163,7471	39,1572	1,2281	
905,4	163,7471	37,6246	1,2281	
905,6	168,0225	36,3623	1,2702	
905,8	169,5402	36,2028	1,2822	

Figura 10: Exemplo de planilha de dados de atributos sísmicos organizados de acordo com a profundidade do poço 1RJS-0305-RJ. Notar os espaços em branco, que apontam para regiões onde não houve coleta de dados pelas ferramentas sísmicas.

A partir destas planilhas, foi possível elaborar gráficos de profundidade *versus* atributo sísmico para cada um dos poços (Figura 11), essenciais para a calibração das seções sísmicas e cálculo de propriedades petrofísicas. Vale ressaltar que os atributos avaliados dependem das informações presentes no arquivo original enviado pela ANP, embora predominem principalmente o Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Porosidade (NPHI), Resistividade (ILD), Sônico (DT), Caliper e Potencial Espontâneo (SP).

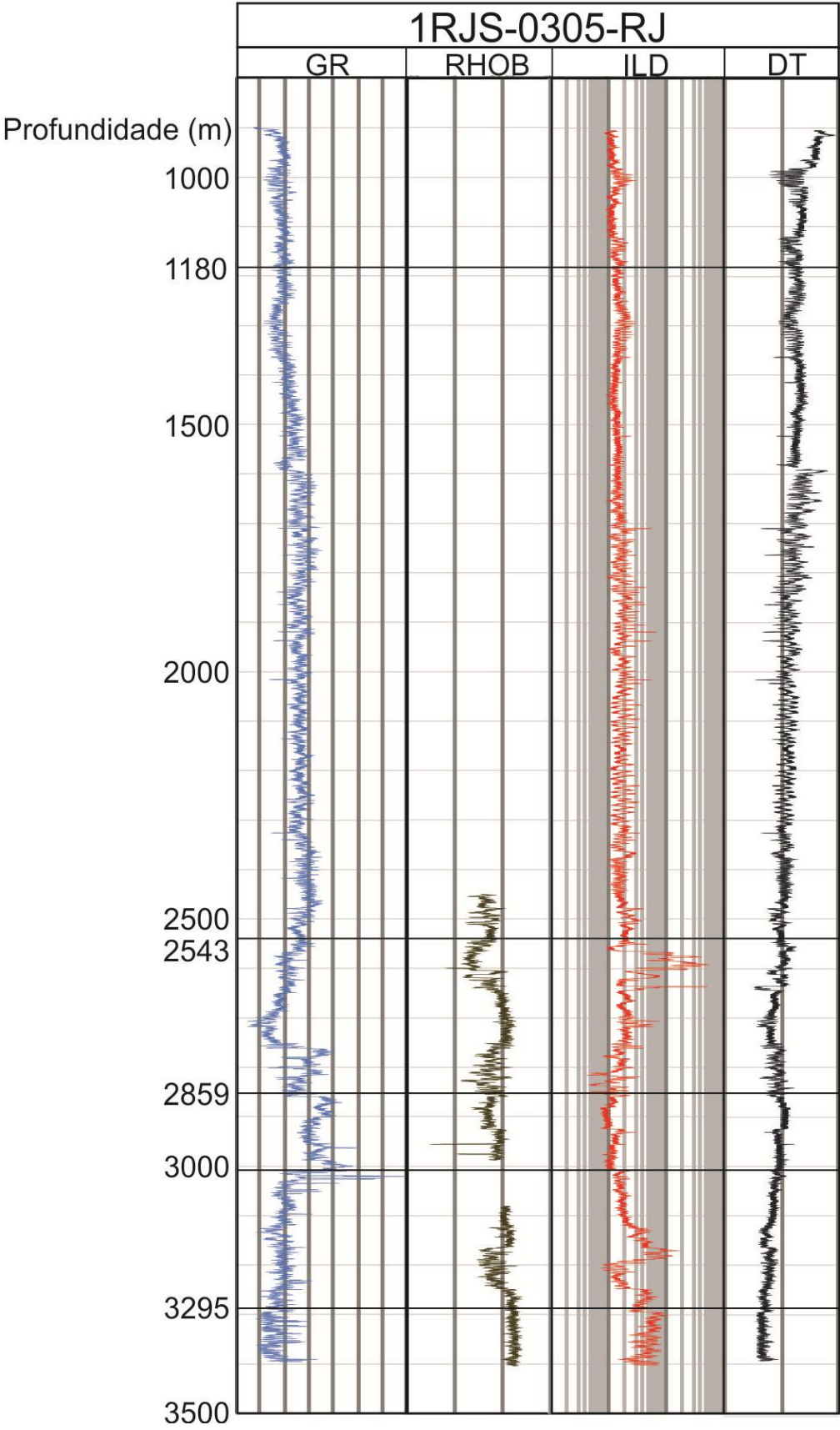


Figura 11: Perfil do poço 1 RJS 0305 RJ (Campo de Albacora) gerado a partir da planilha.

5.1.2 Correlação de poços

Utilizando as informações contidas nas pastas de poço e perfis compostos foi possível identificar as diferentes unidades presentes na Bacia de Campos, principalmente referentes ao Grupo Campos, como a Formação Ubatuba Superior - aqui denominada desta maneira para representar os sedimentos posicionados acima do principal corpo turbidítico oligocênico da Formação Carapebus -, Formação Carapebus e Formação Ubatuba, Membro Tamoios (informalmente chamada de Ubatuba Cretáceo), além do Grupo Macaé, Formação Quissamã (informalmente denominada Macaé Água Rasa) e Formação Outeiro. Tais dados foram corroborados por meio da morfologia das curvas do perfil sísmico nos perfis de poço, que possuem duas linhas de tendência principais: (i) uma mesma unidade geológica possui morfologia de parâmetros geofísicos aproximadamente semelhante quando comparados dois ou mais poços e (ii) mudança de unidade geológica altera abruptamente o comportamento das curvas do perfil sísmico, quando estas unidades possuem litologias distintas.

Com o intuito de compreender o comportamento e distribuição espacial dos intervalos estratigráficos de interesse no Campo de Marlim, foram delimitadas três seções de correlação de poços, cujas informações encontram-se elucidadas no Quadro 9 e suas respectivas localizações na Figura 12.

Quadro 9: Informações de nome de poços, orientação da seção e campo petrolífero para cada uma das três seções de correlação de poços estabelecidas.

SEÇÃO	POÇOS	ORIENTAÇÃO	CAMPO
1	3RJS 0326 RJ - 3MRL 0005 RJS - 3RJS 0319A RJ	NE/SW	Marlim
2	3MRL 0002 RJS - 1RJS 0219A RJ - 3MRL 0005 RJS	NW/SE	Marlim
3	3MRL 0003 RJS - 3RJS 0325E RJ - 3MRL 0002 RJS - 4RJS 0396D RJ	NE/SW	Marlim

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BDEP (2017) e dados fornecidos pela ANP.

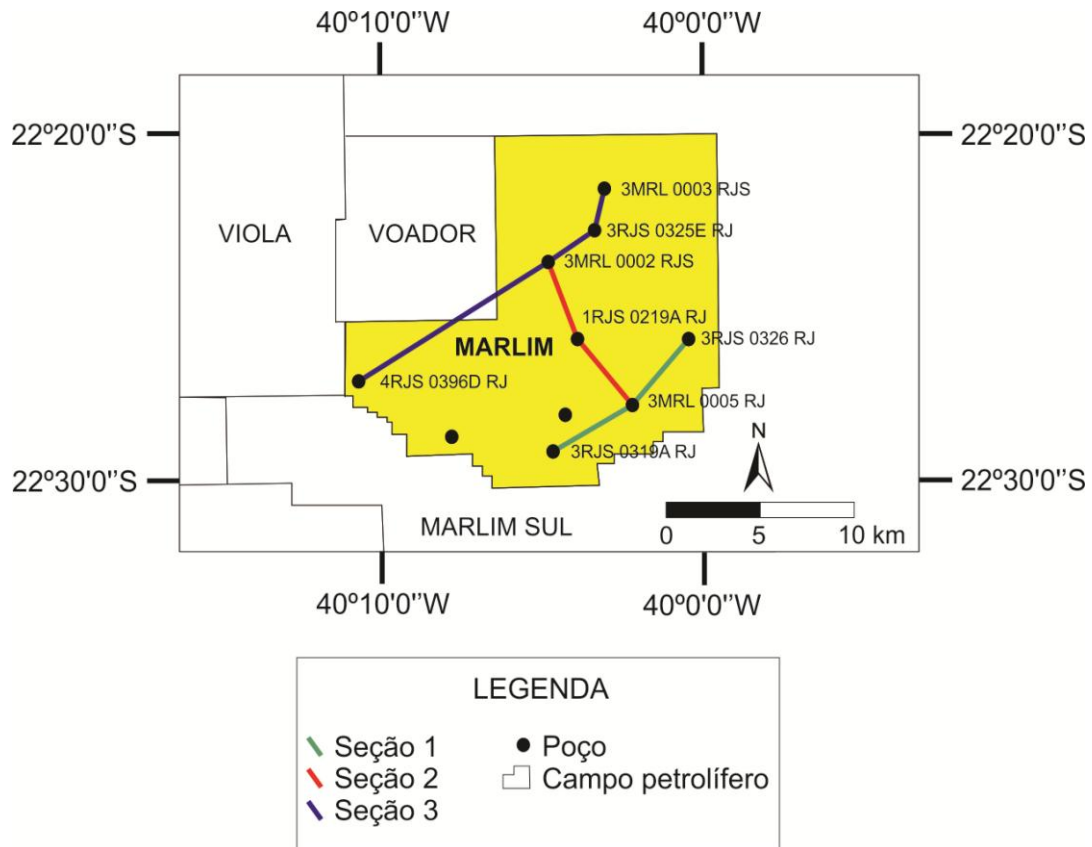


Figura 12: Mapa de seções de correlação de poços.

5.2 Petrofísica

5.2.1 Cálculo petrofísico

As propriedades físicas obtidas para as rochas da área, especialmente os turbiditos de Marlim, equivalem a valores de petrofísica básica distribuídos nos perfis de poço, dentre os quais destacam-se: índice de argilosidade, resistividade e porosidade.

O índice de argilosidade (V_{sh}) é relacionado aos valores de raio gama fornecidos pelos perfis de poço e pela Equação 1:

$$V_{sh} = \frac{R_{glog} - R_{gmin}}{R_{gmax} - R_{gmin}} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

V_{sh} = Índice de argilosidade.

R_{glog} = Valor do perfil de Raio Gama lido no intervalo de interesse.

R_{gmin} = Menor valor obtido no perfil de Raio Gama.

R_{gmax} = Maior valor obtido no perfil de Raio Gama.

A resistividade é definida como uma medida da oposição de um material ao fluxo de corrente elétrica, identificada no presente trabalho através das médias simples do perfil ILD, em Ohm.m.

A porosidade é definida como a fração do volume rochoso não ocupada pela matriz sólida (TIAB & DONALDSON, 2015). Trata-se de uma propriedade fundamental para a indústria petrolífera, uma vez que determina o potencial armazenador de um reservatório, além de controlar outras características da rocha, como resistividade elétrica e densidade. A porosidade avaliada neste trabalho é medida diretamente no perfil NPHI através de valores de média simples.

É válido destacar que a porosidade pode ser afetada por inúmeros fatores, como tamanho dos grãos e empacotamento, grau de cimentação, grau de compactação durante e após a deposição.

5.2.2 Confeccção de mapas

Após a realização dos cálculos petrofísicos, com a obtenção de dados de Raio Gama (GR), Índice de Argilosidade (Vsh), Resistividade (ILD), Porosidade Neutrão (NPHI) e profundidade dos limites inferior e superior dos turbiditos do Campo de Marlim para os dez poços presentes no campo, foi possível elaborar quatro mapas baseados na interpolação destas informações, através do método do inverso do quadrado da distância, com o intuito de compreender as áreas com maior potencial de exploração de hidrocarbonetos do campo.

5.3 Interpretação sísmica

5.3.1 Calibração sísmica

As informações de poços, linhas sísmicas 2D, e do cubo 3D foram carregadas no *sopésware Decision Space* da companhia *Landmark*, disponível e licenciado no Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica (LISG), no Centro de Pesquisas Aplicadas ao Petróleo (UNESPetro).

Antes de dar início à interpretação sísmica foi necessário calibrar as informações de contato entre unidades geológicas disponíveis nos perfis de poço, com seus respectivos refletores em um perfil sísmico. A fim de se obter maior confiabilidade na calibração, optou-se por escolher poços localizados sobre as linhas sísmicas 2D (1RJS 0219A RJ, 1RJS 0305RJ, 3RJS 0334RJ, 3MRL 0002RJ, 3MRL

0005RJ, 3RJS 0326RJ, 3RJS 0488RJ) e/ou no interior do cubo sísmico 3D (1RJS 0219A RJ), de modo a garantir que as informações de poço fossem fielmente refletidas na sísmica.

A calibração inicia-se com a conversão das informações presentes no perfil sônico (DT), em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{pés}$), para velocidade, em metros por segundo (m/s), para cada uma das unidades geológicas descritas no perfil de poço, a partir da seguinte equação (Equação 2).

$$V = \frac{1}{\text{SÔNICO}} \times (0,3048 \times 10^6) \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

V = Velocidade média da unidade geológica, em metros por segundo.

Sônico = Velocidade média de uma dada unidade geológica calculada a partir do perfil sônico (DT), em microssegundo por pé.

$0,3048 \times 10^6$ = Fator de conversão de $\mu\text{s}/\text{pés}$ para m/s.

A partir dos cálculos são determinadas velocidades médias para cada uma das unidades geológicas de interesse, considerando que o comportamento de uma mesma formação geológica tende a ser aproximadamente homogêneo, por exemplo, quando comparado a duas formações distintas.

O Quadro 10 exhibe as velocidades calculadas para as unidades geológicas. Observa-se que a tendência é a elevação da velocidade conforme há aumento da profundidade devido à maior compactação do sistema.

Quadro 10: Velocidades para diferentes unidades geológicas da Bacia de Campos.

Unidade Geológica	Velocidade Média (m/s)
Lâmina de água	1500
Grupo Campos - Formação Ubatuba	2345
Grupo Campos - Formação Carepebus (turbiditos)	3048
Grupo Campos - Formação Ubatuba, Membro Tamoios	3048
Grupo Macaé - Formação Outeiro	3650
Grupo Macaé - Formação Quissamã	3850

Assim sendo, utilizando tanto dos valores de velocidade calculados para cada unidade geológica, quanto da identificação de suas respectivas espessuras é possível obter, por meio da equação de velocidade relatada abaixo (Equação 3), o tempo de propagação da onda sísmica no meio. No entanto, como os dados sísmicos são representados através de tempo de ida e de retorno das ondas (tempo duplo), faz-se necessário multiplicar o resultado obtido por dois. A calibração permitirá apontar os principais contatos geológicos identificados no perfil de poço agora nas seções sísmicas 2D e 3D.

$$V = \frac{\Delta S}{\Delta t} \quad (\text{Equação 3})$$

Onde:

V = Velocidade média da unidade geológica, em metros por segundo.

ΔS = Espessura da camada geológica de interesse, em metros.

Δt = Intervalo de tempo, em segundos.

O método acima descrito foi empregado para todos os poços que dispõem de informações referentes ao perfil sônico, entretanto, os poços 1RJS 0219A RJ, 3MRL 0003 RJS, 3RJS 0319A RJ, 3RJS 0325E RJ e 3RJS 0326 RJ também possuem arquivos denominados Dados Gerais de Poço (AGP), que incluem os *check-shots*, ou seja, planilhas que relacionam a profundidade (m) com seu tempo sísmico simples correspondente (ms), obtido através do registro do tempo de trajeto de ondas sísmicas em geofones posicionados em profundidades conhecidas servindo, portanto, para calibração.

5.3.2 Interpretação de horizontes e falhas

Após a calibração, foi realizada a interpretação dos horizontes estratigráficos nas seções sísmicas 2D (Figura 13) e no cubo 3D, com espaçamento de 2 km x 2 km entre linhas e traços. Neste sentido, buscou-se destacar das porções inferiores para as superiores: (i) o topo do embasamento cristalino, marcado como último horizonte bem definido da seção sísmica, em sua porção inferior; (ii) topo do Aptiano (base da Formação Retiro); (iii) base do Albiano (topo da Formação Retiro); (iv) mesoalbiano (topo da Formação Quissamã); (v) topo do Albiano (topo da Formação

Outeiro); (vi) topo do Cretáceo, que equivale ao final da sedimentação do Cretáceo (Maastrichtiano), geralmente marcado por um importante evento erosivo nas áreas proximais das bacias marginais brasileiras, sendo geofisicamente caracterizado por refletores sísmicos positivos muito bem delimitados, com excelente continuidade lateral, ideal para correlação de poços. Tais refletores não são fortemente afetados por falhamentos, de modo que sua geometria é usualmente contínua (ALBERTÃO, 2011); (vii) base e topo do principal reservatório turbidítico oligo-miocênico do Campo de Marlim (Formação Carapebus); (viii) topo do Mioceno (Formação Ubatuba). Por fim, também foram considerados o substrato marinho e os principais sistemas de falhas normais da área.

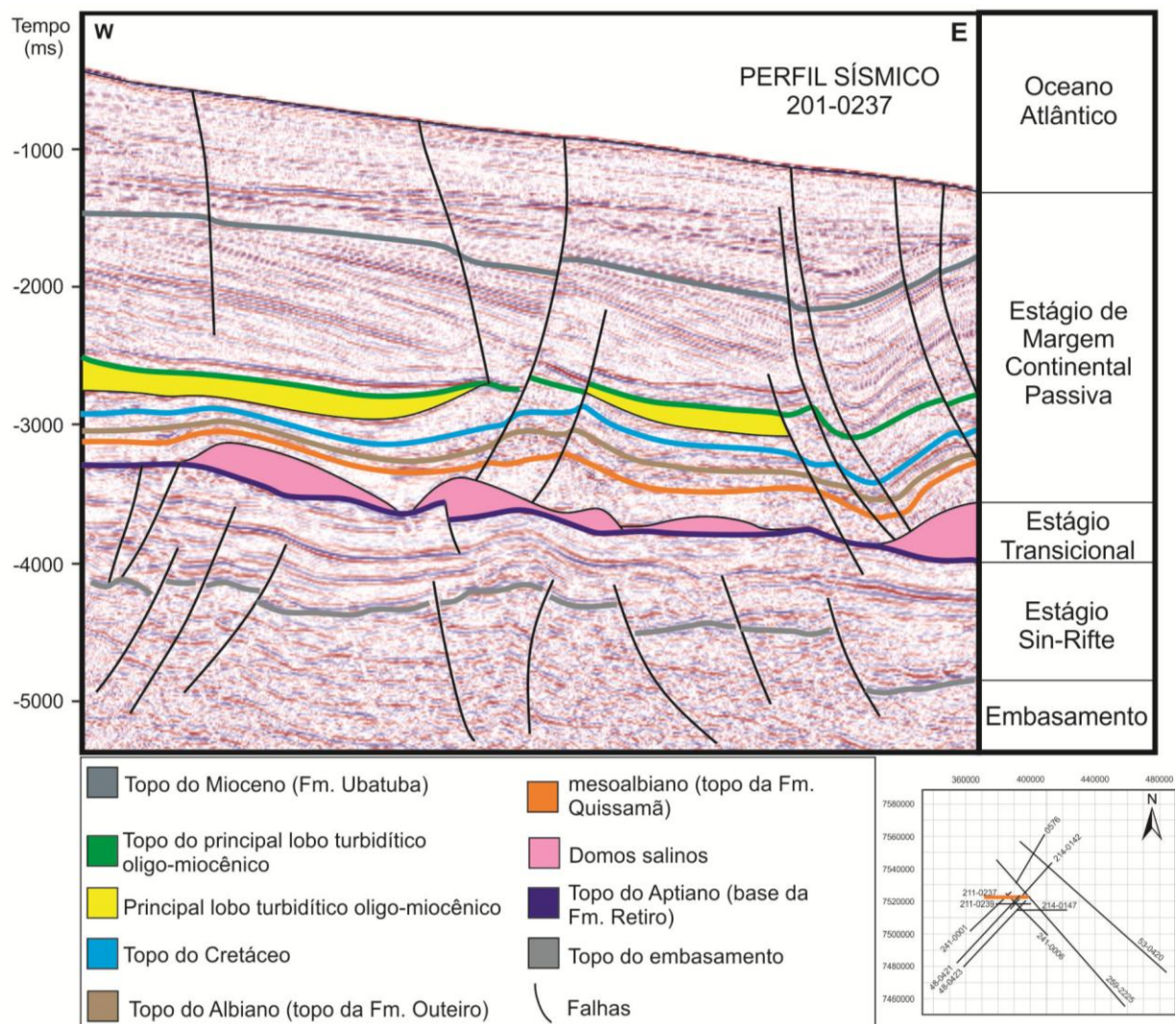


Figura 13: Exemplo de seção sísmica com horizontes estratigráficos e feições estruturais interpretadas.

5.3.3 Confeccção de Mapas

Utilizando o *sopésware Surfer 13* da companhia *Golden Sopésware* foi possível carregar as informações de perfis poço e das sísmicas 2D e 3D já interpretadas, e assim gerar dois tipos principais de mapas: mapa de contorno estrutural e mapa de isópacas.

O mapa de contorno estrutural representa a disposição da superfície oligo-miocênica, sendo capaz de apontar os incrementos batimétricos da bacia conforme se afasta da costa brasileira e, ao mesmo tempo, anomalias indicativas de grandes sistemas de falhas. Encontra-se expresso em milissegundos, uma vez que a conversão para metros depende diretamente das litologias e da espessura das unidades geológicas sobrepostas, situação que incorreria ao acúmulo de erros e tornaria o mapa pouco fiel à realidade.

O mapa de isópacas, produzido a partir das superfícies de topo e base do principal lobo turbidítico oligo-miocênico do Campo de Marlim, está representado em metros, já que considera apenas a velocidade intervalar de uma mesma unidade ($V = 2680$ m/s), onde as ondas sísmicas se propagam em um mesmo estrato com características litológicas aproximadamente homogêneas, de modo que as formações geológicas sobrepostas ou sotopostas não interferem em sua caracterização. O mapa indica, sobretudo, a distribuição dos lobos turbidíticos e sua limitação devido à presença de falhas sinsedimentares nas proximidades.

De modo geral, os mapas permitiram identificar as principais características estratigráficas e estruturais da área de estudo, principalmente relacionadas aos lobos turbidíticos de Marlim.

5.4 Caracterização tectono-estratigráfica

A análise conjunta dos resultados obtidos em todas as etapas anteriores permitiu detalhada caracterização dos aspectos tectônicos e estratigráficos do Campo de Marlim, com enfoque no principal lobo turbidítico oligo-miocênico - principal rocha reservatório do pós-sal da Bacia de Campos.

Neste sentido, buscou-se identificar feições determinantes para geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos, sobretudo, associadas ao tipo de trapeamento presente na área de estudo.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Correlação de poços

Três seções de correlação de poços foram elaboradas para o Campo de Marlim, a fim de compreender a distribuição espacial do principal corpo de turbidito da Formação Carapebus, de idade oligo-miocênica, bem como sua continuidade lateral e espessura ao longo do campo.

As seções foram denominadas: Seção 1 (poços 3RJS 0326 RJ, 3MRL 0005 RJ e 3RJS 0319A RJ), Seção 2 (poços 3MRL 0002 RJS, 1RJS 0219A RJ e 3MRL 0005 RJ) e Seção 3 (3MRL 0003 RJS, 3RJS 0325E RJ, 3MRL 0002 RJS e 4RJS 0396D RJ).

Quase todos os poços selecionados para a elaboração das seções de correlação são classificados como descobridores de jazidas com óleo ou extensão produtores de óleo, assim sendo, as descrições contidas nas pastas de poço se atém principalmente às rochas produtoras de hidrocarbonetos (turbiditos do Campo de Marlim), de modo que informações de contato entre as demais unidades geológicas da área geralmente são pouco confiáveis, inferidas e/ou nem sequer descritas nas análises previamente realizadas.

Desta forma, as correlações de poços focalizam principalmente o corpo turbidítico mais espesso do Campo de Marlim, de idade oligo-miocênica, alvo do presente estudo e, secundariamente, as porções inferiores e superiores da Formação Ubatuba posicionadas, respectivamente, abaixo e acima do turbidito descrito.

6.1.1 Seção 1

A seção 1 engloba os poços 3RJS 0326 RJ, 3MRL 0005 RJ e 3RJS 0319A RJ, todos pertencentes à porção Sudeste do Campo de Marlim e distribuídos segundo NE-SW (Figura 14).

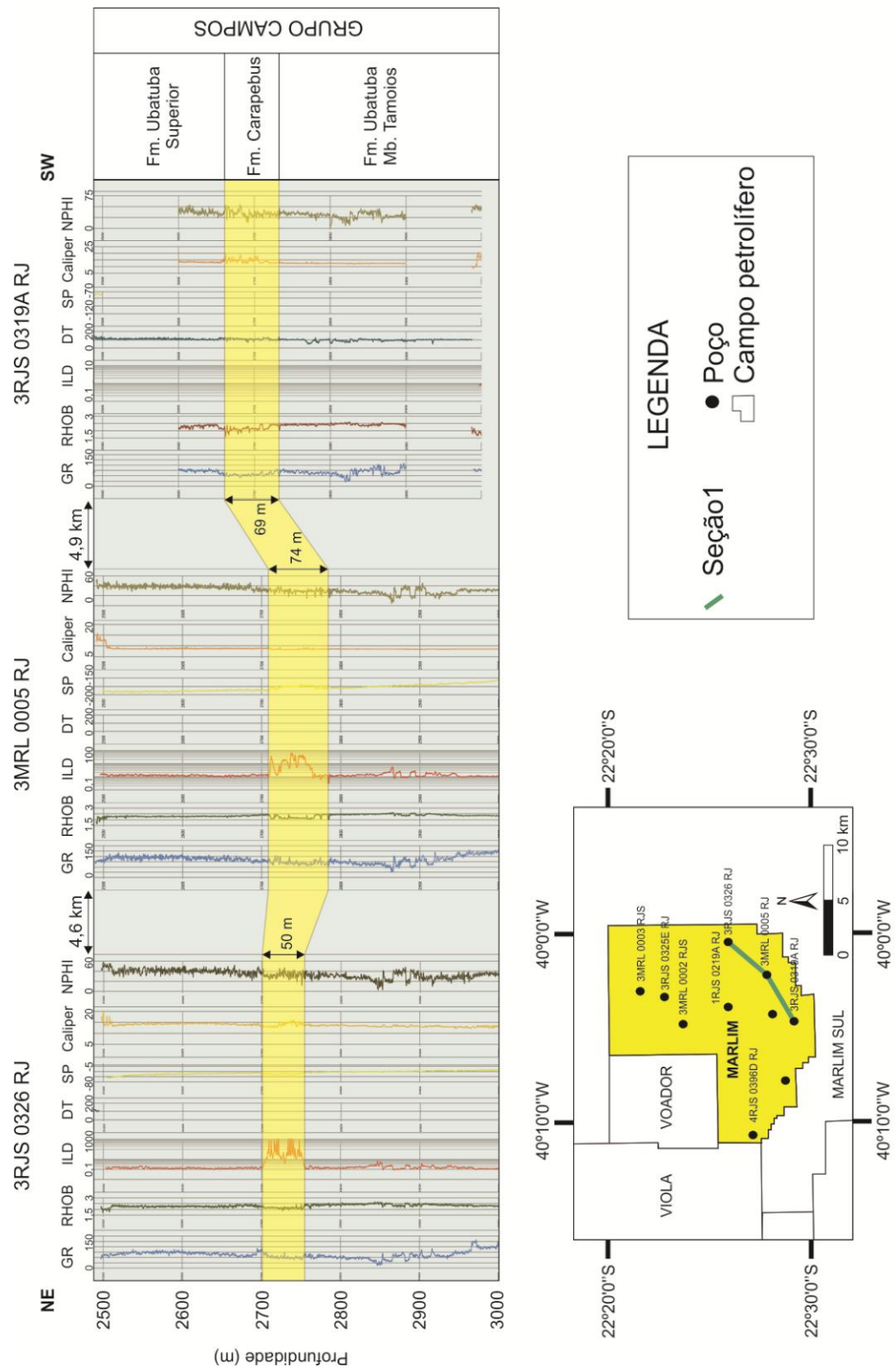


Figura 14: Seção de correlação de poços 1 .

Os registros de poço da Formação Ubatuba, Membro Tamoios, ilustrados com a cor cinza, indicam um extenso pacote pelítico de natureza abissal, com características aparentemente homogêneas, uma vez que se observa pequena variação dos parâmetros geofísicos ao longo da perfilagem.

A literatura encontrada para a Formação Ubatuba descreve o predomínio de rochas finas de natureza argilosa, fato este corroborado por valores relativamente elevados de Raio Gama, em torno de 60° API, que apontam para radioatividade acentuada, típica de argilitos e folhelhos.

A unidade apresenta densidade menor que 2,5 g/cm³ e baixa resistividade (média de 0,3 Ohm.m), o que denota elevada condutividade, característica presente em rochas argilosas. As informações de DT para o intervalo analisado aparecem apenas para o poço 3RJS 0319A RJ com valores médios de 100 µs/pés, que segundo Stevanato (2011) correspondem ao intervalo típico dos folhelhos. Os valores de SP, Caliper e NPHI não são conclusivos quanto à litologia presente no intervalo amostrado.

Sobreposto aos pelitos da Formação Ubatuba, Membro Tamoios aparece o principal lobo turbidítico oligo-miocênico da Formação Carapebus, representado na seção 1 como um corpo tabular de cor amarela. Os parâmetros geofísicos exibem variação abrupta quando da passagem dos pelitos da Formação Ubatuba para os arenitos da Formação Carapebus, sinalizando se tratar de um evento de sedimentação catastrófica, característico das correntes de turbidez.

Os parâmetros geofísicos avaliados para o intervalo da Formação Carapebus denotam baixos valores de Raio Gama, em média 50° API variando até 62° API no poço 3MRL 0005 RJ, em função de intercalações argilosas de cerca de 6 m de espessura próximo ao topo do reservatório e alguns níveis fechados decimétricos ao longo da seção, segundo informações contidas na pasta de poço. Dessa forma, é possível salientar que os arenitos são as rochas dominantes neste intervalo, embora não possam ser considerados limpos, ou seja, desprovidos de argila em sua composição.

Os três poços avaliados são classificados como extensão produtor de óleo, portanto, as descrições de pastas de poço ressaltam intervalos de amostras de calha impregnadas de óleo na Formação Carapebus, os quais são refletidos fielmente pelo perfil de resistividade (ILD). Para o poço 3RJS 0326 RJ, os testemunhos indicam que a região de interesse vai de 2703 m a 2753 m, ou seja,

todo o pacote representado pelo turbidito oligo-miocênico. Em paralelo, o perfil ILD aponta para este mesmo intervalo resistividade acima de 1000 ohm.m, valor típico de hidrocarbonetos. Em relação ao poço 3MRL 0005 RJ, a zona de interesse para hidrocarbonetos vai de 2711 m a 2764 m, onde a resistividade média é de 100 ohm.m. O poço 3RJS 0319A não apresenta perfil de ILD para a Formação Carapebus, no entanto, as amostras de calha exibem manchas de óleo com fluorescência no intervalo 2662-2721 m.

O perfil RHOB mostra densidade média de 2,1 g/cm³ para os turbiditos do Campo de Marlim, ao passo que o perfil sônico indica velocidade média de 100 µs/pés, valor considerado elevado para arenito compactado, segundo Stevanato (2011).

Acima da Formação Carapebus retorna a Formação Ubatuba, novamente marcada pela monotonia dos pelitos de origem abissal, cujas características litológicas e geofísicas são bastante semelhantes àqueles do Membro Tamoios, com exceção do perfil RHOB, onde a densidade da Formação Ubatuba Superior é menor (2,25 g/cm³) em função de sua litificação menos pronunciada (RANGEL et al., 1994)

Os poços da seção 1 possuem boa correlação estrutural e litoestratigráfica, especialmente em relação à espessura dos depósitos turbidíticos do Campo de Marlim, que se apresenta pouco variável ao longo da análise, partindo de 50 m na região nordeste (poço 3RJS 0326 RJ), passando para 74 m na região central (poço 3MRL 0005 RJ) e 69 m na porção sudoeste da seção (poço 3RJS 0319A), ou seja, com variação máxima de 24 m. A análise integrada dos poços da seção 1 com a interpretação geofísica das linhas sísmicas demonstra que não há falhamentos importantes que controlam a distribuição destes turbiditos nesta área.

6.1.2 Seção 2

A seção 2 abarca três poços (3MRL 0002 RJS, 1RJS 0219A RJ e 3MRL 0005 RJS) pertencentes à região central do Campo de Marlim, dispostos segundo a orientação NW-SE (Figura 15).

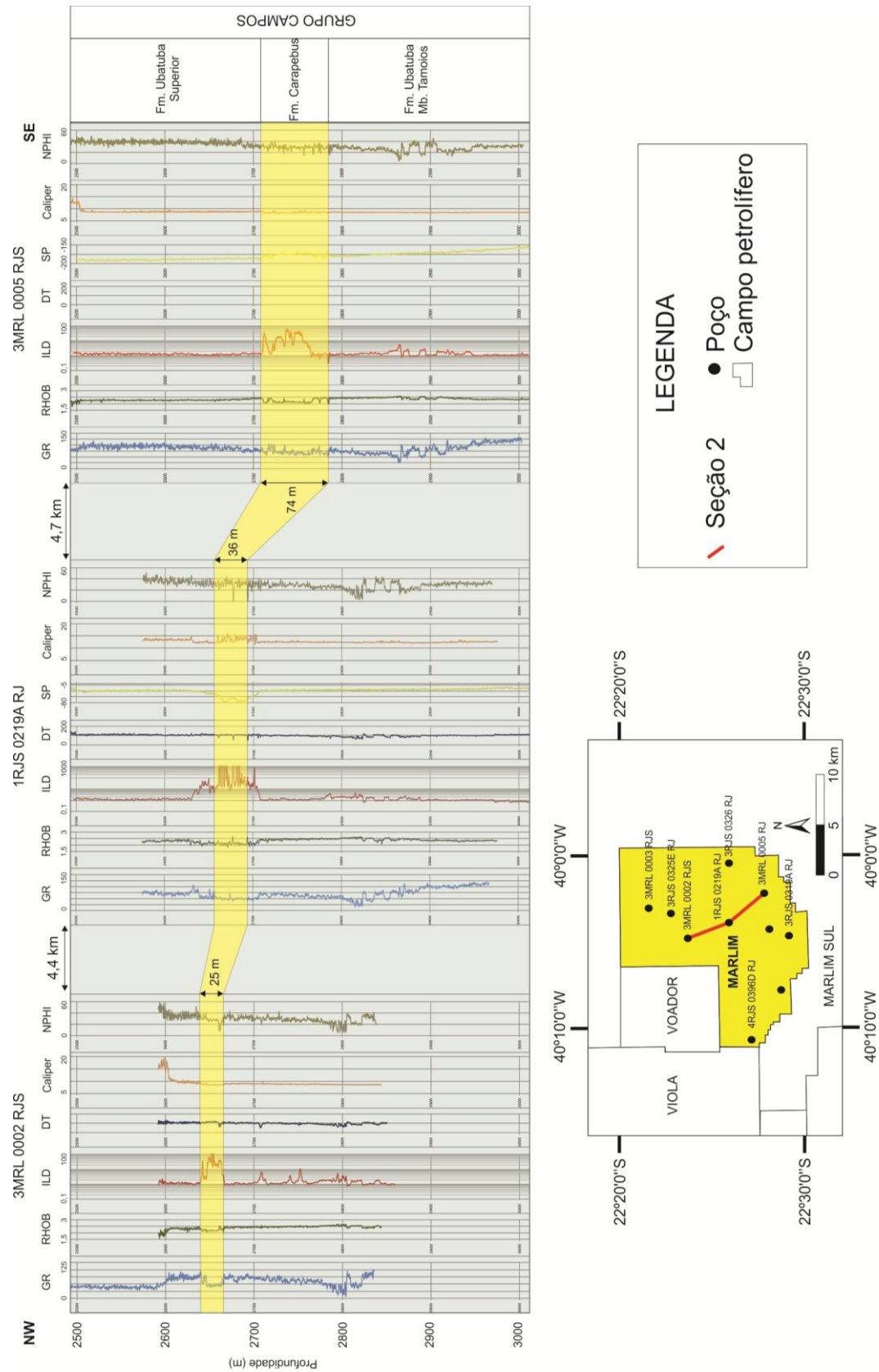


Figura 15: Seção de correlação de poços 2.

A porção basal da seção é constituída por um monótono pacote de folhelhos e argilitos da Formação Ubatuba, Membro Tamoios, representados no esquema pela cor cinza claro e caracterizados por valores de Raio Gama elevados (em média 65° API), como resposta à radioatividade natural registrada nestas rochas e pouco variáveis ao longo da perfilagem.

A densidade observada através do perfil RHOB não ultrapassa 2,5 g/cm³, enquanto o ILD médio é de 15 Ohm.m, com alguns picos esparsos (níveis centimétricos a decimétricos) que se aproximam de 100 Ohm.m, ainda assim, a resistividade é considerada baixa, típico de siltitos e folhelhos. O valor médio para o perfil sônico é de 100 µs/pés que correspondem a intervalos de rochas pelíticas (STEVENATO, 2011). Os valores de SP, Caliper e NPHI não são conclusivos quanto à litologia presente no intervalo amostrado.

O diâmetro dos poços aferidos pelo perfil Caliper exhibe valores de 9 a 12 polegadas para a Formação Ubatuba que, quando comparados aos diâmetros dos poços na seção correspondente aos arenitos da Formação Carapebus (média de 8 polegadas), denotam que os folhelhos tendem a se fragmentar durante a perfuração, ao passo que os arenitos usualmente mantêm o diâmetro original do poço.

O perfil NPHI indica valores de porosidade neutrão bastante variáveis entre 5% e 45% (neste último caso provavelmente marca o desabamento do poço), porém com média de 30%. Os resultados relativamente elevados se dão principalmente pelo fato de que os pelitos possuem grande quantidade de água adsorvida, em outras palavras, são rochas bastante porosas, com respostas de porosidade superiores aos arenitos, mas com baixa permeabilidade.

Acima dos pelitos da Formação Ubatuba, Membro Tamoios é encontrado novamente o turbidito oligo-miocênico da Formação Carapebus, no entanto, ao contrário do observado na seção 1, a seção 2 posiciona-se longitudinalmente em relação à disposição dos lobos turbidíticos, de modo a tornar possível observar seu incremento batimétrico conforme há o afastamento da linha de costa em direção a SE. Além disso, a seção 2 mostra o afinamento dos arenitos da Formação Carapebus na região central do Campo de Marlim, onde a espessura atinge apenas 25 m e 36 m, respectivamente nos poços, 3MRL 0002 RJS e 1RJS 0219A RJ. Já no poço 3MRL 0005 RJS, localizado a Sudeste de Marlim a espessura aumenta para 74 m. A variação máxima de espessura para a seção 2 é de 49 m. O afinamento dos arenitos é corroborado pela interpretação sísmica 2D e 3D realizada para a área, e

facilmente observado no mapa de isópacas apresentado na seção 6.3. Além disso, as informações descritas na pasta de poço "3MRL 0002 RJS pasta poco pub" confirmam o afinamento ocasionado pela deposição dos lobos turbidíticos sobre pequenos altos estruturais dentro do baixo regional. A hipótese de afinamento do reservatório por erosão é improvável, devido a boa correlação no topo do reservatório avaliado e sua continuidade nos poços vizinhos.

De modo geral, os parâmetros geofísicos avaliados para a Formação Carapebus exibem variação abrupta em relação aos pelitos da Formação Ubatuba, com baixos valores de Raio Gama, em média 55° API, e densidade de 2,2 g/cm³. No entanto, novamente o perfil sônico exhibe valores médios de 100 µs/pés, bastante semelhantes àqueles encontrados para os pelitos. O perfil ILD denota intervalos com elevada resistividade para os três poços selecionados, de acordo com o Quadro 11.

Quadro 11: Intervalos de interesse para hidrocarbonetos e ILD para a seção 2.

Poços	Intervalo de interesse (m)	ILD médio (Ohm.m)
3MRL 0002 RJS	2641-2666	87,25
1RJS 0219A RJ	2660-2693	431,67
3MRL 0005 RJS	2711-2764	19,3

O perfil Caliper mostra que os diâmetros dos poços na região dos arenitos são menores que aqueles encontrados na zona dos folhelhos, provavelmente pelo fato dos primeiros apresentarem maior resistência à fragmentação que os últimos. Por fim, o perfil NPHI mostra que a porosidade neutra dos arenitos é de 30%.

Sobreposta à Formação Carapebus aparece novamente a Formação Ubatuba, com características similares àquelas encontradas no Membro Tamoios, à exceção da densidade, em situação semelhante à que ocorre na seção 1.

Os poços da seção 2 possuem boa correlação estrutural e litoestratigráfica, sendo que a análise conjunta com a interpretação geofísica das linhas sísmicas não identifica falhas importantes de orientação NE-SW.

6.1.2 Seção 3

A seção 3 segue a orientação NE-SW e é constituída por quatro poços (3MRL 0003 RJS, 3RJS 0325E RJ, 3MRL 0002 RJS e 4RJS 0396D RJ) pertencentes à região Nordeste e Sudoeste do Campo de Marlim (Figura 16).

A sucessão estratigráfica identificada na Figura 16 tem sua porção basal composta por rochas finas (folhelhos e siltitos) da Formação Ubatuba, Membro Tamoios, ilustradas na cor cinza. O pacote, assim como nas duas outras seções analisadas, se apresenta extenso e monótono, uma vez que os parâmetros geofísicos (GR, RHOB, ILD, NPHI) são mais ou menos constantes.

O valor de Raio Gama (GR), densidade (RHOB) e sônico (DT) obtidos são semelhantes àqueles da seção 2, respectivamente, 60° API, 2,5 g/cm³ e 100 µs/pés, sendo que o GR e DT elevados caracterizam os pelitos. O ILD é também típico de rochas argilosas, em média 1,1 Ohm.m, ou seja, baixa resistividade e elevada condutividade.

O perfil Caliper possui valores médios de diâmetro do poço de 12 polegadas, situação que indica rochas mais friáveis, já que as zonas dominadas por arenitos possuem 10 polegadas. Além disso, os pelitos possuem maior porosidade neutra, em torno de 30%, contra 25% dos arenitos.

O lobo turbidítico oligo-miocênico da Formação Carapebus aparece novamente discordante aos pelitos da Formação Ubatuba na forma de lente com espessura variável entre 22 m (4RJS 0396D RJ) e 148 m (3RJS 0325E RJ), totalizando uma variação de 126 m em 15,1 km. Neste sentido, o poço 3RJS 0325E RJ representa a maior espessura porosa com óleo já constatada no Campo de Marlim (77,5 m) e a maior coluna de óleo (100 m), segundo informações da pasta de poço, sendo o intervalo de interesse entre 2639 m a 2739 m.

Os arenitos da seção possuem porosidade de 30%, raio gama baixo de 43° API, densidade de 2,2 g/cm³ e DT médio de 100 µs/pés. Apenas os poços 3MRL 0002 RJS e 4JS 0396D RJ possuem perfil de resistividade, sendo que o primeiro aponta valores característicos de hidrocarbonetos, com média pouco acima de 100 Ohm.m, embora apareçam intervalos acima de 1000 Ohm.m.

De modo geral a Formação Ubatuba Superior exibe as mesmas características da Formação Ubatuba, Membro Tamoios.

As três seções de correlação de poços exibem lobos turbidíticos da Formação Carapebus amalgamados entre os sedimentos pelíticos da Formação Ubatuba Superior e Membro Tamoios. Os turbiditos usualmente encontram-se intercalados a intervalos ricos em argila ("arenito sujo"), situação que aumenta os valores de Raio Gama, no entanto, a porosidade média encontrada para as rochas da Formação Carapebus é considerada alta (30%), e nos intervalos de interesse para

hidrocarbonetos estabelecidos pelas pastas de poço, a resposta ao perfil de resistividade supera 100 Ohm.m chegando até a 1500 Ohm.m.

Em relação à sua distribuição espacial, os turbiditos aparentemente partem de uma zona de alimentação localizada a NW em direção a SE, seguindo o mergulho natural da plataforma. Concordantemente, a espessura dos depósitos tende a ser maior na região de alimentação (148 m), afinando nas porções centrais do Campo de Marlim (22 m).

Todas as seções realizadas possuem excelente potencial de correlação estrutural e litoestratigráfica.

6.2 Petrofísica

A análise petrofísica permitiu a elaboração de quatro mapas distintos de propriedades físicas dos reservatórios: (i) profundidade do topo do turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim; (ii) resistividade; (iii) índice de argilosidade e (iv) porosidade neutra, cujos dados são apresentados no Quadro 12.

Quadro 12: Dados de ILD, topo do reservatório, Vsh e NPHI utilizados para confecção dos mapas petrofísicos.

POÇO	X	Y	ILD (Ohm.m)	TOPO DO RESERVATÓRIO (m)	Vsh	NPHI
3 MRL 0003 RJS	391915	7526764		2683	0,27	0,28
3 MRL 0002 RJS	388904	7522727	87,25	2641	0,17	0,27
3 MRL 0005 RJS	393385	7515054	19,3	2711	0,42	0,29
1 RJS 0219A RJ	390410	7518537	431,67	2657	0,23	0,31
3 RJS 0319A RJ	389134	7512639		2652	0,33	0,34
3 RJS 0325E RJ	391349	7524495		2639		0,32
3 RJS 0326 RJ	396364	7518555	158,63	2703	0,26	0,33
3 RJS 0488 RJ	383735	7513338	17,51	2655	0,29	0,31
6 BRSA 409 RJS	389834	7514602		2694		
4 RJS 0396D	378605	7516333	1,46	2772	0,42	0,32

A Figura 17 representa o mapa gerado para a superfície do principal turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim. Como é possível observar, a porção central do mapa, de coloração azul, estabelece um alto estrutural, com eixo de orientação

aproximada NNE-SSW, ao passo que as regiões laterais do mapa a leste e oeste são mais profundas, possivelmente representando os flancos desta estrutura central.

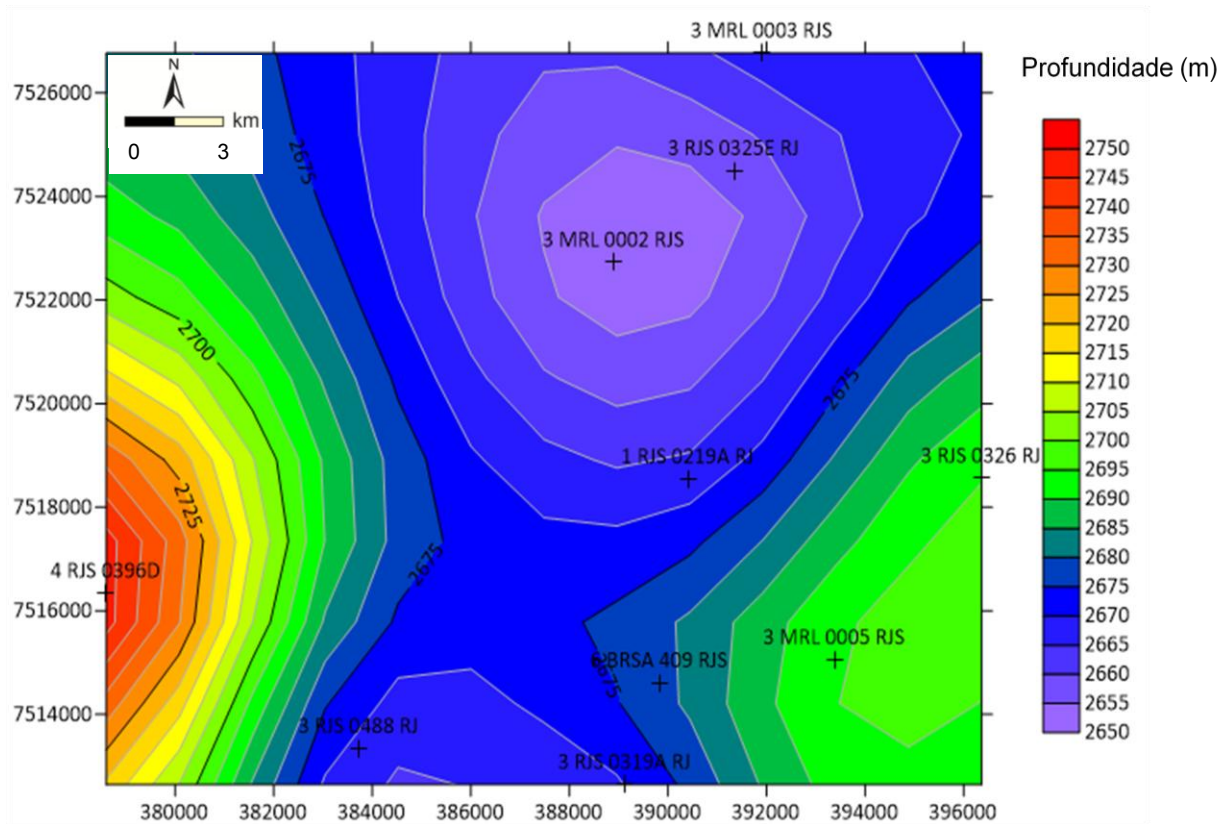


Figura 17: Mapa da superfície do turbidito oligo-miocênico do Campo de Marlim.

A maior parte dos poços identificados no mapa, que são classificados como descobridores de jazidas ou extensão produtores de óleo, foram perfurados no alto estrutural, de modo que é possível inferir a dominância de trapas de origem estrutural para a área, uma vez que as deformações tectônicas ocorridas na bacia ao longo do tempo geológico podem ter afetado a horizontalidade dos estratos, gerando altos e, ao mesmo tempo, desencadeando a migração de hidrocarbonetos que, por serem menos densos que a água e rochas adjacentes, tendem a se localizar na zona mais rasa de uma rocha reservatório, em outras palavras, em sua porção posicionada no alto estrutural.

Os demais poços da área foram perfurados na região de flanco da estrutura NNE-SSW, zona também considerada de interesse para a exploração de hidrocarbonetos, embora não tão promissora quanto o alto estrutural.

A Figura 18 ilustra o mapa de resistividade, em Ohm.m, elaborado para os dez poços localizados no Campo de Marlim, no intervalo referente aos arenitos da Formação Carapebus (reservatório principal).

Sabe-se que altos valores de resistividade indicam maiores probabilidades de se encontrar hidrocarbonetos, desta maneira, se observa que o poço 1RJS 0219A RJ possui as informações de ILD mais relevantes (431 Ohm.m) e, portanto, a região central do Campo de Marlim é considerada a de maior interesse para acumulação de óleo, com *trend* para nordeste. As regiões oeste e sudoeste do campo apontam para resistividades baixas, próximas às da água.

Vale ressaltar que os poços 3 MRL 0003 RJS e 3 RJS 0325E RJ não apresentam perfil ILD amostrado para o intervalo de interesse, no entanto, sabe-se que a resistividade é elevada por se tratar de poços classificados como extensão produtor de óleo.

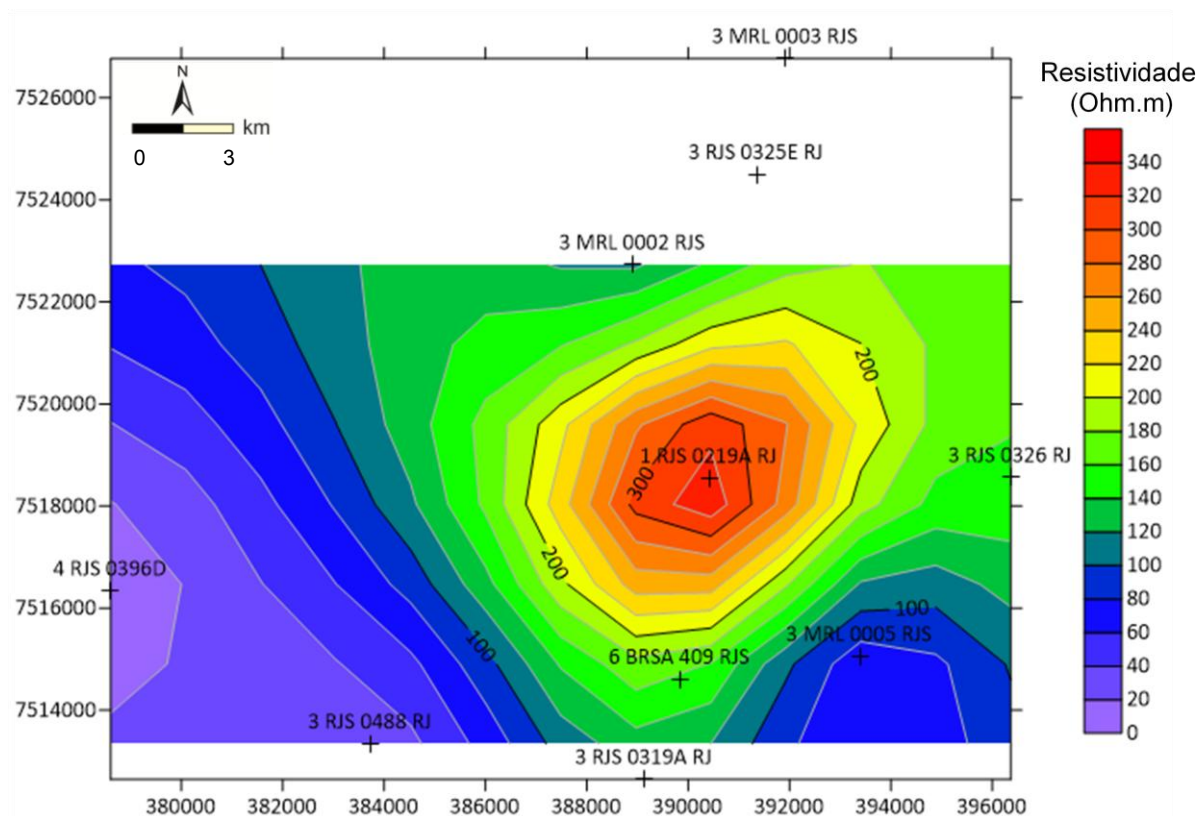


Figura 18: Mapa de resistividade para os arenitos da Formação Carapebus.

A Figura 19 representa o mapa de argilosidade para o Campo de Marlim, dentro do intervalo referente aos arenitos da Formação Carapebus, aqui trabalhado como principal reservatório. Se nota que os menores índices de argilosidade, ou

seja, as porções em que o reservatório é considerado limpo e/ou relativamente mais livre de argila localizam-se na região central (média de 21% de argilosidade) e nordeste (25% de argilosidade) do campo, áreas que constituem, portanto, zonas de maior interesse para a locação de um futuro poço.

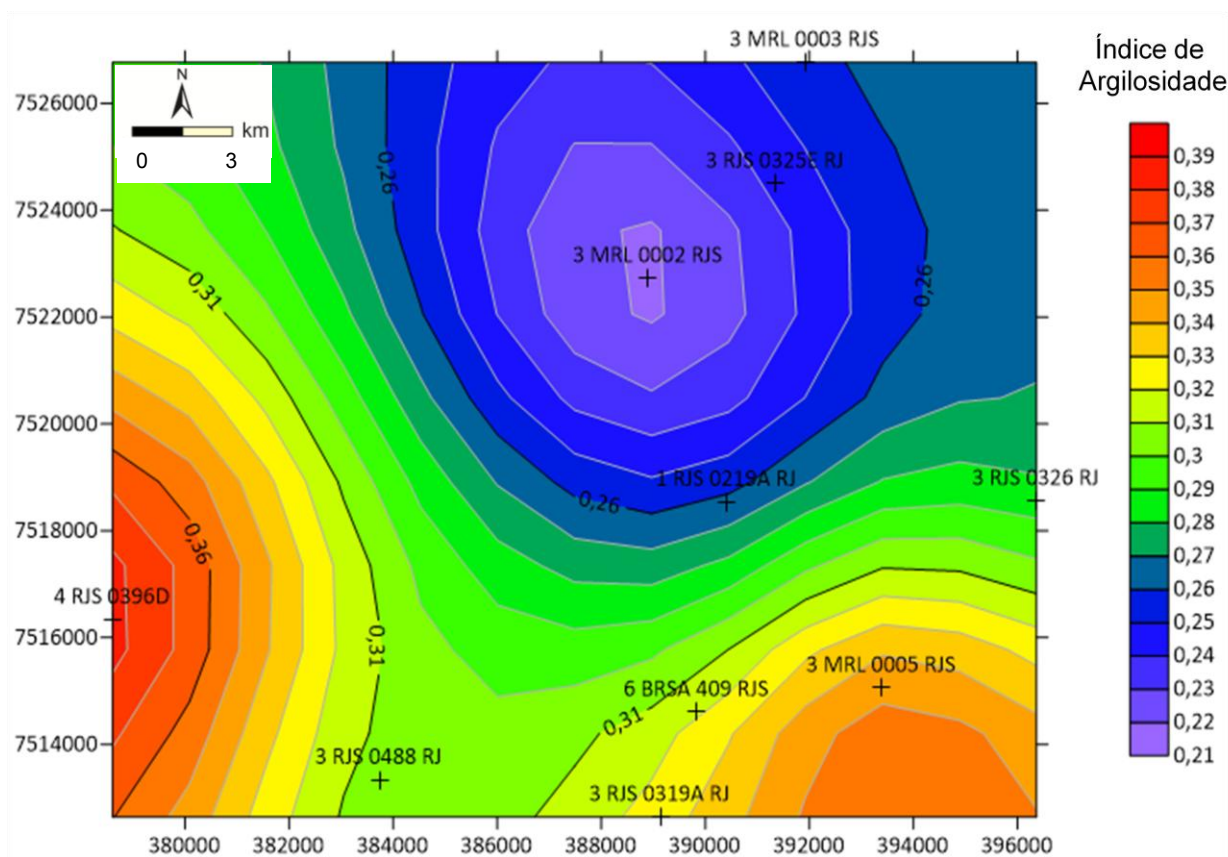


Figura 19: Mapa do índice de argilosidade (Vsh) calculado para os arenitos da Formação Carapebus do Campo de Marlim.

A Figura 20 ilustra o mapa de porosidade neutrão (NPHI) para os arenitos da Formação Carapebus interpretados ao longo deste trabalho. Os resultados gerados indicam um máximo de porosidade de 32,8% e um mínimo de 28,8%, sendo estes valores considerados altos e suficientes para alojar um reservatório cujo fluido é um hidrocarboneto. Desta maneira, a porosidade do reservatório não é considerada uma característica restritiva em nenhuma região do Campo de Marlim.

De um modo geral, as porções central e nordeste do Campo de Marlim exibem características mais favoráveis a conter reservatórios de hidrocarbonetos em potencial, visto que possuem porosidade elevada, baixo índice de argilosidade, alta resistividade e, somado a isso, se posiciona no alto estrutural definido na Figura 17.

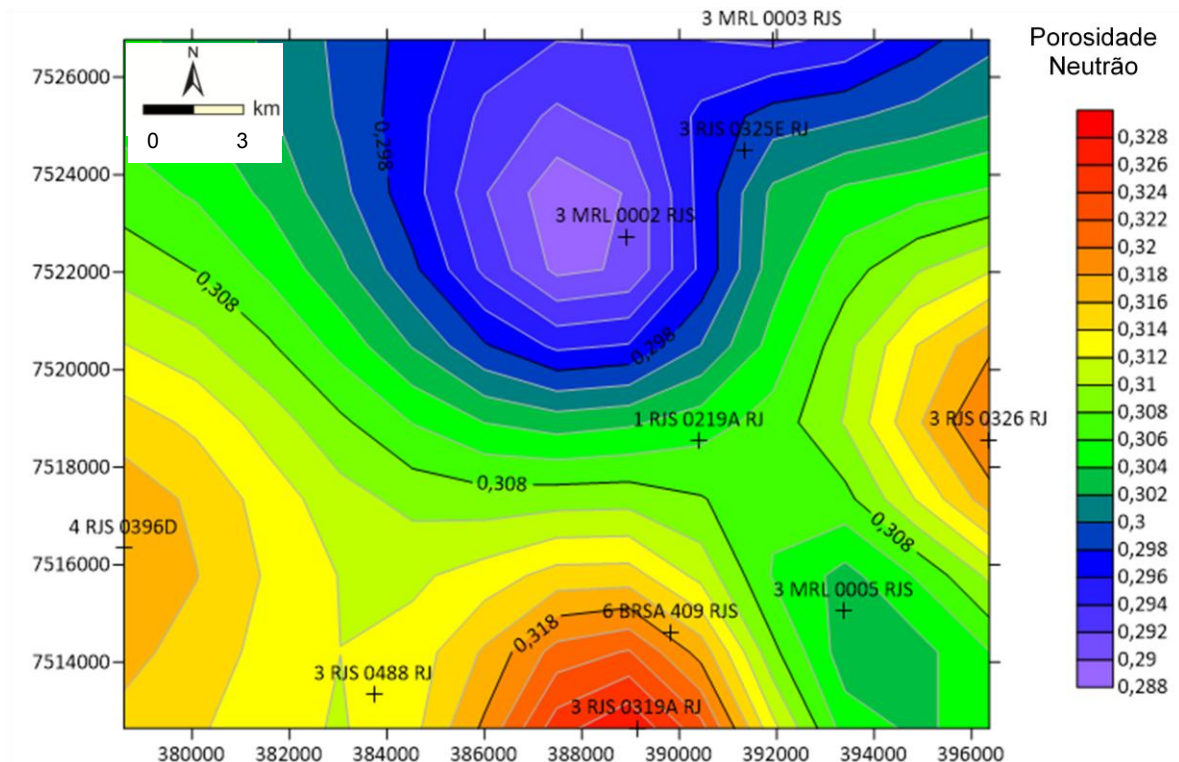


Figura 20: Mapa de porosidade neutra (NPHI) para os arenitos de Carapebus.

6.3 Interpretação sísmica

A análise das 11 linhas sísmicas 2D e do cubo 3D permitiu a caracterização, de maneira contínua, de diversos horizontes estratigráficos de interesse, além de possibilitar a identificação de inúmeras feições de caráter estrutural e elementos associados ao trapeamento de hidrocarbonetos na área de estudo.

Os principais horizontes identificados nas seções sísmicas correspondem ao topo do embasamento cristalino (basaltos da Formação Cabiúnas em contato com o Grupo Lagoa Feia), topo do Aptiano e base do Albiano (base e topo da Formação Retiro, respectivamente), mesoalbiano (topo da Formação Quissamã), topo do Albiano (topo da Formação Outeiro), topo do Cretáceo (Maastrichtiano), base e topo do principal reservatório turbidítico oligo-miocênico do Campo de Marlim (Formação Carapebus oligocênica), topo do Mioceno (topo da Formação Ubatuba). Por fim, também foram considerados o substrato marinho e os principais sistemas de falhas normais da área.

O horizonte referente ao limite entre os basaltos da Formação Cabiúnas, representantes do topo do embasamento cristalino e as rochas clástico-carbonáticas do Grupo Lagoa Feia é facilmente identificado, uma vez que se trata do último

refletor contínuo e cuja resolução das informações sísmicas é considerada boa, ao passo que a qualidade dos dados diminui substancialmente nas rochas cristalinas. Tal fato se dá porque a diferença mineralógica e textural entre rochas sedimentares e as rochas ígneas/metamórficas do complexo gnáissico-migmatítico geram um contraste na impedância acústica.

A Formação Retiro é caracterizada pela presença de extensos pacotes evaporíticos facilmente identificados pela irregularidade em sua espessura, que varia entre 5 m e 1500 m, e distribuição lateral, além disso, as linhas sísmicas no interior do sal usualmente encontram-se difusas. A porção basal do sal corresponde ao topo do Aptiano, cujos horizontes sísmicos são bem marcados e contínuos.

O refletor mesoalbiano (topo da Formação Quissamã, informalmente chamada Macaé Água Rasa) geralmente se encontra escassamente marcado nesta área de estudo, com amplitude e geometria variadas, muitas vezes influenciado pela movimentação halocinética.

O horizonte equivalente ao topo do Albiano (topo da Formação Outeiro) denota uma superfície discordante com os pelitos da Formação Ubatuba - Membro Tamoios sobreposta, o que facilita a interpretação do refletor.

A Formação Ubatuba - membros Tamoios e Superior é representada por extensos pacotes pelíticos de característica monótona, apenas interrompidos por esparsas lentes de arenito da Formação Carapebus, que indicam os principais lobos turbidíticos oligo-miocênicos do Campo de Marlim.

Outro horizonte relevante da Formação Ubatuba - Membro Tamoios é o Cretáceo Sísmico, que corresponde ao topo do Cretáceo Superior, caracterizado por refletores de amplitudes positivas muito bem delimitados, com excelente continuidade lateral e fracamente afetados por sistemas de falhas, o que torna sua geometria plana.

A Formação Carapebus, de idade oligocênica, é caracterizada pelos turbiditos do Campo de Marlim, que se apresentam na forma de lentes ou lobos, bastante destacados na sísmica devido à diferença de impedância acústica entre estes arenitos e as rochas pelíticas que os capeiam.

Com o intuito de ilustrar as feições estratigráficas e estruturais de maior relevância na área de estudo, optou-se por descrever três seções sísmicas principais (0201-0239, 0201-0237 e 0214-0147), todas no Campo de Marlim e com orientação E-W, de modo a abarcar os principais sistemas de falhas NW-SE da área

e as porções aproximadamente frontais dos turbiditos, cuja orientação preferencial é de NW em direção a SE.

A Figura 21 exibe a interpretação referente à linha sísmica 2D 0201-0239.

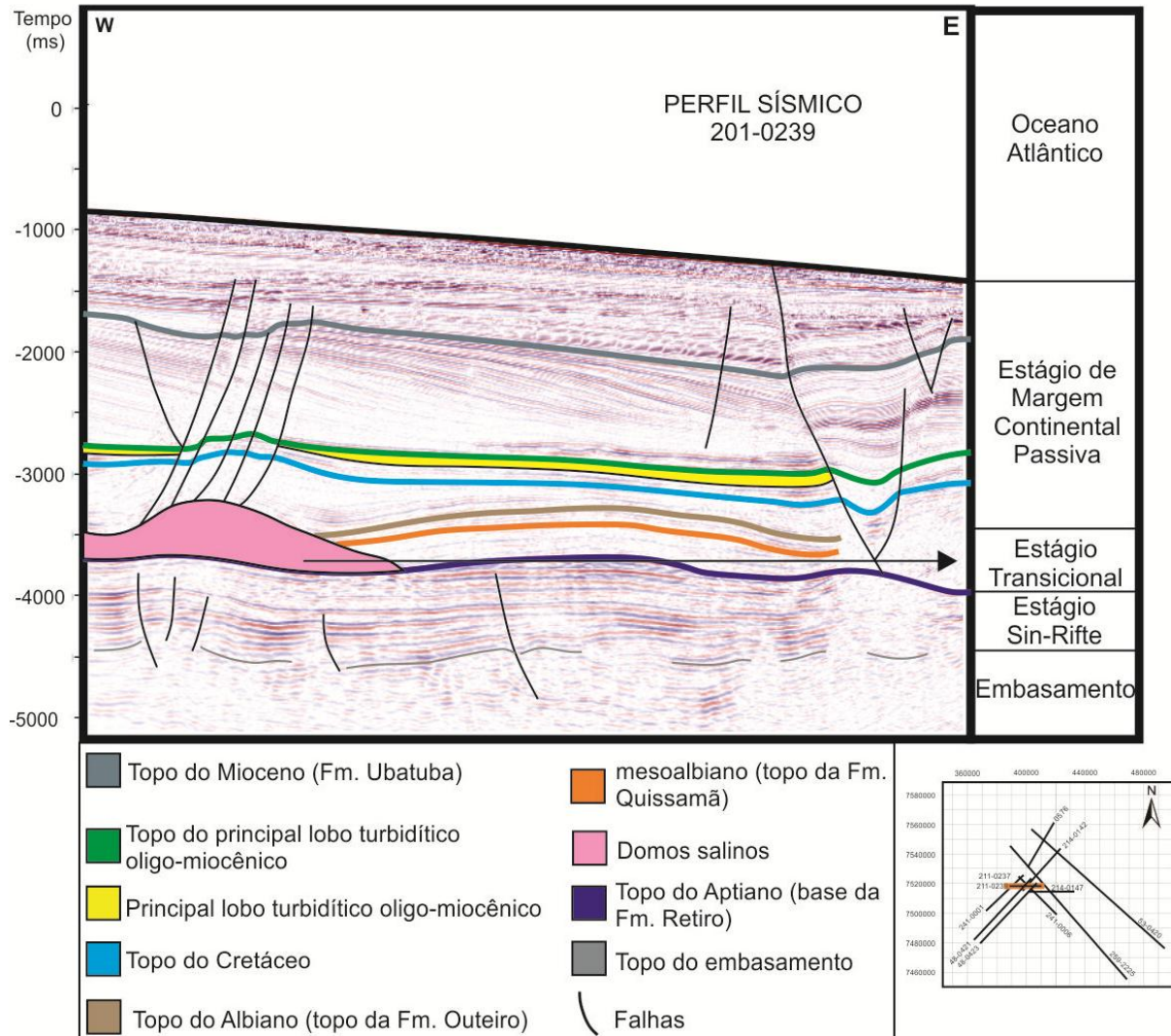


Figura 21: Interpretação sísmica do perfil 0201-0239.

A interpretação de seção mostra refletores do embasamento pobremente marcados, como resultado da baixa resolução da sísmica em rochas cristalinas, como é o caso dos basaltos da Formação Cabiúnas.

O estágio sin-ripése é marcado pelo Grupo Lagoa Feia, caracterizado por refletores plano-paralelos bem definidos e esporadicamente interferidos por falhamentos normais, gerando feições do tipo gráben, tal como ocorre na porção inferior esquerda da Figura 21, onde duas falhas geram um bloco baixo com pequeno deslocamento vertical.

Posteriormente ao estágio sin-ripése ocorre o estágio transicional, representado por espessos domos salinos da Formação Retiro. A porção basal desta formação marca o refletor do topo do Aptiano, muito bem destacado na sísmica devido à diferença de impedância acústica entre o sal e os carbonatos do Grupo Lagoa Feia.

Os pacotes evaporíticos, destacados na cor rosa, encontram-se distribuídos de maneira irregular, interpretados somente na porção inferior esquerda da imagem (onde a resolução sísmica permite apontar) e com espessura bastante variável atingindo de 5 a 1500 m, o que denota seu comportamento heterogêneo, capaz de deformar e limitar os pacotes referentes às formações Quissamã e Outeiro. Nota-se, ainda, inúmeros falhamentos normais de mergulho elevado, cuja base se encontra no domo salino, situação que permite interpretar a movimentação halocinética como possível desencadeadora destas falhas.

Na porção direita da Figura 21 são identificadas falhas normais lítricas, cujos níveis de compensação se posicionam no topo do Aptiano e que, se conectadas com outras falhas da seção pré-sal, em um estágio de reativação tectônica, podem agir como rota para migração de hidrocarbonetos.

A sucessão estratigráfica da área aponta para um monótono pacote sedimentar marcado por refletores contínuos e paralelos entre si, representantes dos pelitos da Formação Ubatuba, e cujo rumo aponta para SE, seguindo o mergulho natural da bacia. A homogeneidade dos folhelhos é interrompida pelos turbiditos oligo-miocênicos da Formação Carapebus, de modo que a diferença de impedância acústica entre as rochas argilosas da primeira e os arenitos da segunda geram refletores de fácil identificação, que definem lentes ou lobos com adelgaçamento e limitação em direção a falhamentos normais de grande porte, conforme é possível observar na Figura 22.

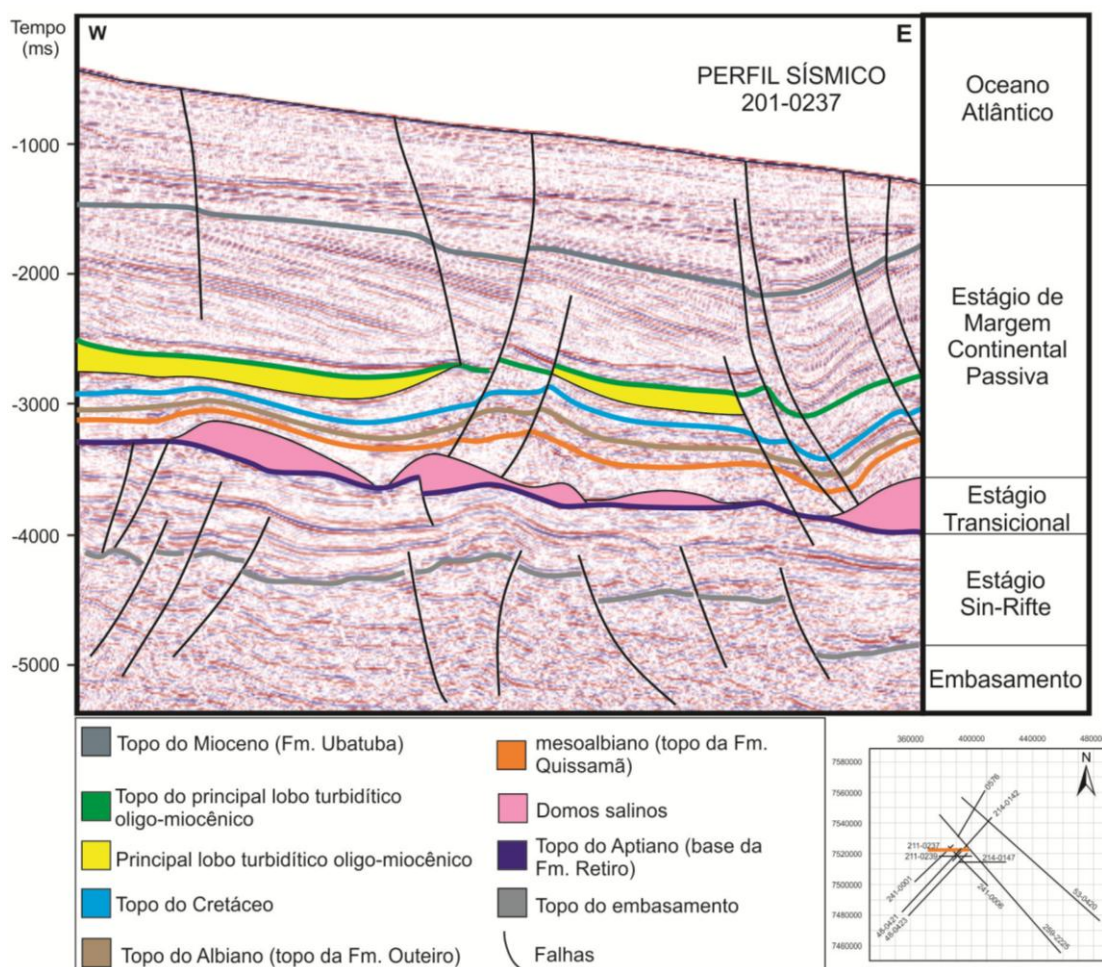


Figura 22: Interpretação do perfil 0201-0237.

A Figura 23 exibe um terceiro perfil sísmico interpretado para a área (0214-0147) com identificação dos refletores do topo do embasamento, topo do Aptiano, domos salinos, topo do Cretáceo, principal lobo turbidítico oligo-miocênico e topo do Mioceno.

Neste caso, a porção inferior da seção sísmica também possui baixa resolução e, assim como nos outros dois exemplos, pode ser interpretada como equivalente às rochas do embasamento cristalino. Em relação à Formação Cabiúnas, destaca-se uma falha normal de grande porte, que se estende dos depósitos do pré-sal até o topo da sucessão sedimentar, ou seja, até o contato com o assoalho oceânico.

A base da Formação Retiro (topo do Aptiano) é marcada pela boa resolução dos refletores no contato com as demais formações do Grupo Lagoa Feia, também em decorrência da diferença de impedância acústica entre as unidades. Nota-se a pequena espessura dos domos salinos na região e a presença de inúmeros

falhamentos lístricos normais, cuja raiz se encontra no topo do Aptiano e, caso haja ou havia conexão entre tais falhas da seção pós-sal com outras da seção pré-sal, podem ter sido estabelecidas condições para migração de hidrocarbonetos.

A Formação Ubatuba novamente é refletida na sísmica 2D como um extenso pacote homogêneo de pelitos (folhelhos e siltitos), separado dos turbiditos de Marlim pelas diferenças na impedância acústica e morfologia dos últimos, que se aproxima de lentes com adelgaçamento lateral.

O destaque da linha sísmica 0214-0147 vai para a grande falha normal na porção central da Figura 23, que atravessa praticamente todo o pacote sedimentar desde a Formação Cabiúnas (seção pré-sal) até o topo da seção pós-sal, reconhecendo-se claramente o bloco alto no lado SW e baixo no NE.

Conforme discutido adiante, pelo fato da falha apresentar grande extensão lateral ao longo da bacia e intersectar porções do pré ao pós-sal, inclusive os turbiditos oligo-miocênicos do Campo de Marlim, torna estas rochas interessantes *plays* exploratórios para hidrocarbonetos, sobretudo nos blocos altos.

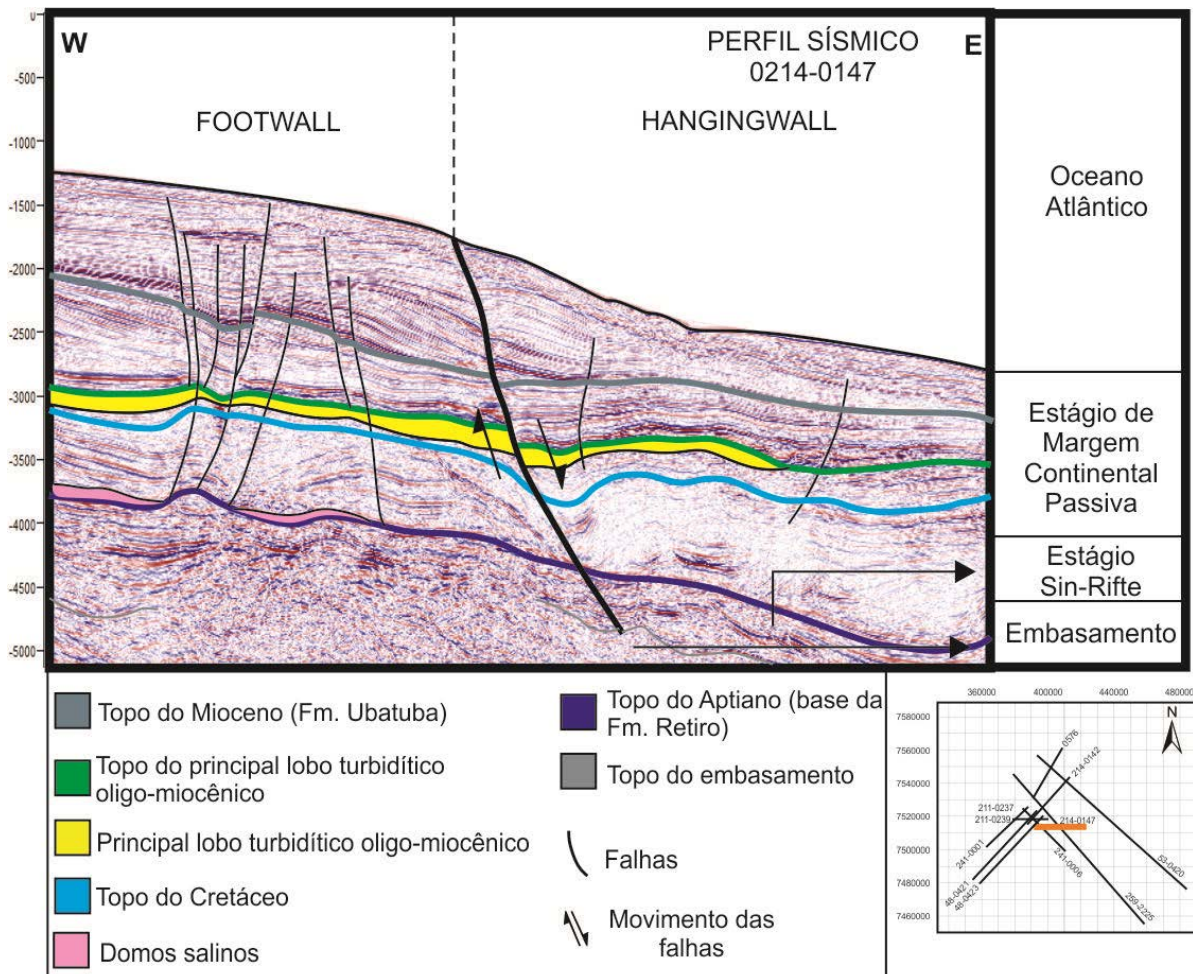


Figura 23: Interpretação sísmica do perfil 0214-0147.

A partir da interpretação sísmica do refletor correspondente ao topo do principal corpo turbidítico oligo-miocênico do Campo de Marlim, foi elaborado um mapa de contorno estrutural (Figura 24), o qual cronoestratigraficamente representa o limite oligocênico superior. O produto facilita o entendimento das estruturas que afetam este nível reservatório de interesse.

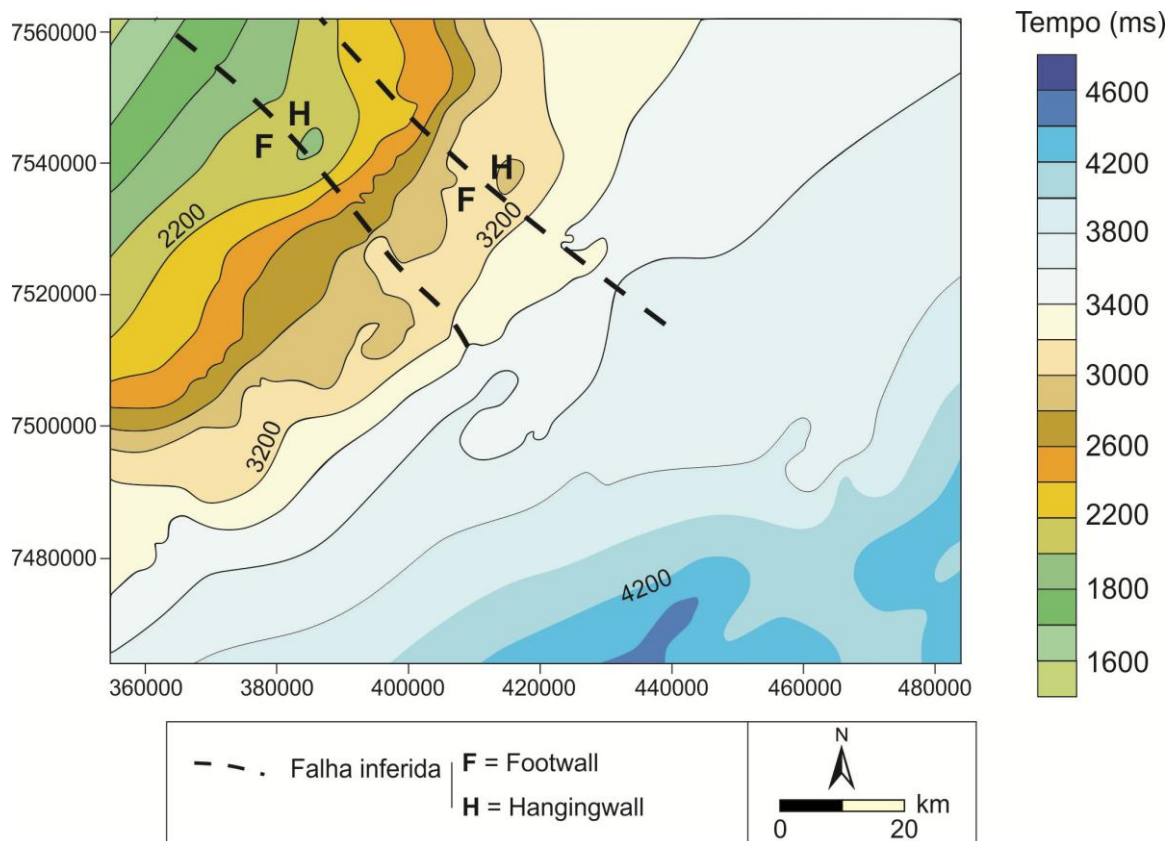


Figura 24: Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório turbidítico oligocênico, em tempo (ms).

Como é possível observar, os valores das isócronas denotam um gradual aprofundamento da superfície do Oligoceno no sentido NW-SE da área, que pode ser interpretada como resultado do mergulho natural da plataforma.

Na porção inferior direita do mapa é possível identificar um relativo aumento nos valores das isócronas (de azul escuro alteram-se para azul claro), fato que combinado com observações em detalhe dos perfis sísmicos mais proximais, indicam um soerguimento da superfície do topo do Oligoceno em decorrência de deformações causadas pela movimentação halocinética dos grandes pacotes evaporíticos sotopostos.

Além disso, o mapa de contorno estrutural exibe zonas onde as isócronas estão mais irregulares ou mudam o padrão de curvatura, especialmente na região

central e noroeste. Tais irregularidades devem estar relacionadas a dois grandes sistemas de falhas normais de orientação preferencial NW-SE, delimitando blocos altos a sudoeste e blocos baixos a nordeste.

Utilizando as interpretações sísmicas do topo e base do turbiditos oligocênicos do Campo de Marlim, foi possível elaborar um mapa de isópacas para o campo (Figura 25), capaz de indicar a distribuição e espessura dos lobos.

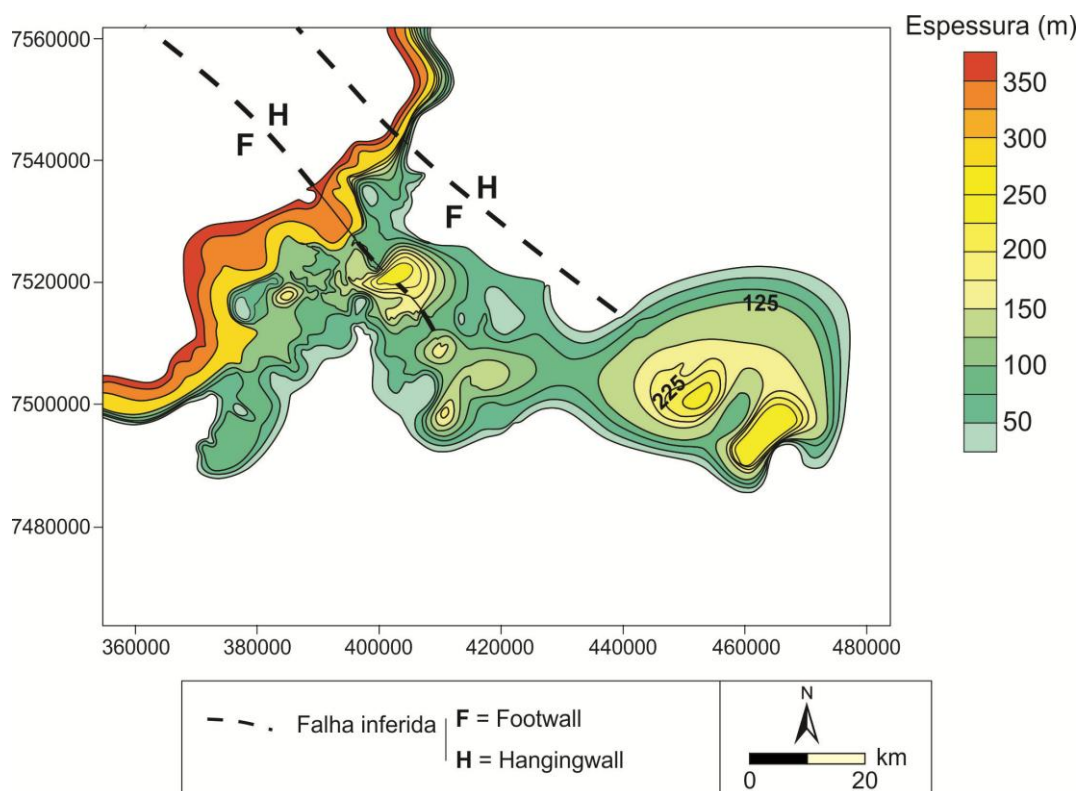


Figura 25: Mapa de isópacas dos turbiditos de Marlim.

Como é possível observar, o mapa de isópacas não representa claramente a morfologia dos cânions nos quais os turbiditos estão associados contudo, o mapa evidencia a orientação preferencial dos lobos, partindo da região de alimentação a noroeste (NW), com até 280 m de espessura, e estendidos para sudeste (SE), onde os corpos se tornam cada vez mais raros e sua espessura não excede alguns poucos metros.

É válido mencionar que, apesar da preponderância de lobos com orientação NW-SE, existem corpos orientados também para sudoeste (SW). Em um contexto diametralmente oposto, somente alguns lobos permitem inferir fluxos no sentido nordeste (NE), e estes são pouco representativos pelo fato dos grandes sistemas de falhas normais NW-SE terem causado restrição para o desenvolvimento dos turbiditos neste sentido.

7. ANÁLISE TECTONO-ESTRATIGRÁFICA

Conforme apresentado no capítulo 6 "Resultados e Discussões", os lobos dos turbiditos do Campo de Marlim são afetados por falhamentos normais de grande porte, que atingem não somente litotipos do estágio sin-ripése, como também rochas recentes do estágio de margem continental passiva, em um contexto já identificado e descrito por Vincentelli (2016).

Neste caso, as falhas normais são resultado da reativação do sistema ripése, em um evento que afeta todos os pacotes sedimentares sobrepostos, até atingir os sedimentos mais recentes do Plioceno, não deformados. A fim de se atingir uma melhor compreensão da evolução tectônica e estratigráfica da área de estudo, os eventos foram subdivididos em três estágios principais, sumarizados na Figura 26.

1) Estágio de estabilidade: compreende o período entre a instalação da bacia (estágio sin-ripése), no contexto de abertura do Oceano Atlântico, até o desenvolvimento do estágio de margem passiva, durante o Oligo-Mioceno. Trata-se de uma época com tectônica relativamente estável, onde as falhas ainda não afetavam as rochas do estágio de margem passiva ou eram pouco pronunciadas, de modo a não afetar os turbiditos de Marlim.

2) Estágio de ativação: a segunda fase, compreendida na Época Oligo-Miocênica (aproximadamente 15 Ma), é identificada por falhamentos lístricos normais, cuja base posiciona-se no topo do Aptiano. Tais falhas não afetam os turbiditos do Campo de Marlim e, ao mesmo tempo, atuam como estruturas selantes impedindo, em um primeiro momento, a migração de hidrocarbonetos. Posteriormente, a bacia tornou-se novamente estável, sujeita a retrogradação e consequente subida do nível eustático.

3) Estágio de reativação: a última fase, ocorrida a partir de 15 Ma, baseou-se na reativação das falhas do sistema ripése. Neste caso, as falhas lístricas normais da seção pós-sal afetaram os turbiditos do Campo de Marlim, gerando blocos altos e baixos. As falhas do embasamento (seção pré-sal) se conectaram aos sistemas de falhas da seção pós-sal, de modo que em situações onde tais conjuntos falhas se conectam diretamente aos turbiditos do Campo de Marlim, ocorre migração de hidrocarbonetos da zona do pré-sal em direção ao pós-sal e, como consequência, há acumulação de hidrocarbonetos nos arenitos da Formação Carapebus, uma vez que possuem alta porosidade e permeabilidade e, ao mesmo tempo, são trapeados por folhelhos pouco permeáveis (CARMINATTI, 1987). Em outras palavras, o

sistema de falhas NW-SE pode agir como uma rota de transporte de óleo, tornando os turbiditos interessantes *plays* exploratórios. É importante ressaltar, ainda, que os turbiditos posicionados nos blocos altos possuem maior potencial para armazenar hidrocarbonetos, uma vez que a sua tendência é migrar para regiões de mais baixa pressão. Por fim, entende-se que o *play* exploratório descrito no presente trabalho é caracterizado por trapeamentos condicionados por aspectos estruturais.

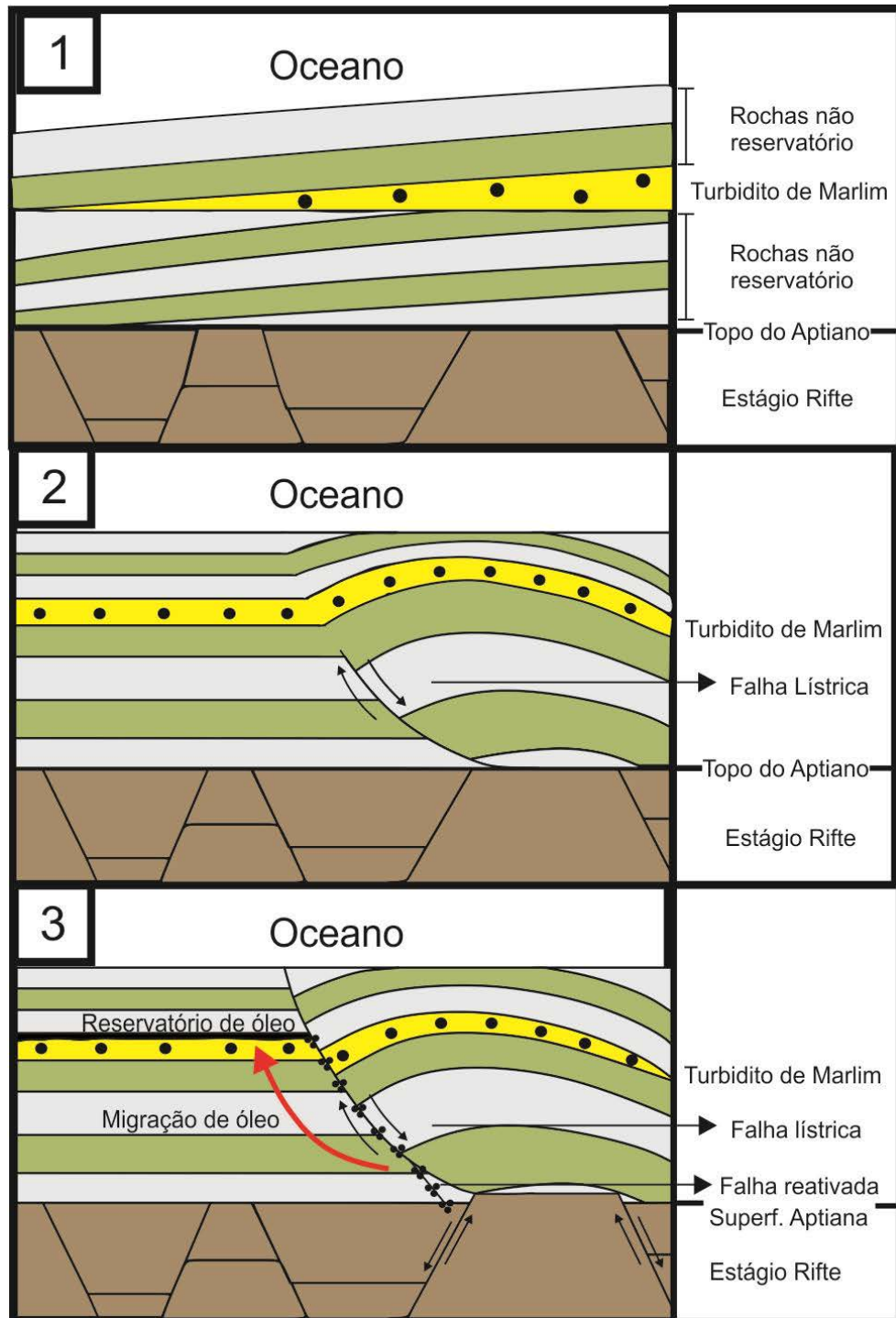


Figura 26: História geológica dos turbiditos de Marlim, do sistema de falhas e da migração de hidrocarbonetos. (1) Fase de estabilidade; (2) Fase de ativação; (3) Fase de reativação.

A caracterização tectono-estratigráfica através da sísmica de reflexão é considerada adequada para a área de estudo, conforme ilustra a Figura 27, onde os principais elementos descritos por Rangel et al. (1998) são também identificados por meio do uso da seção sísmica 0201- 0237 descrita no presente trabalho.

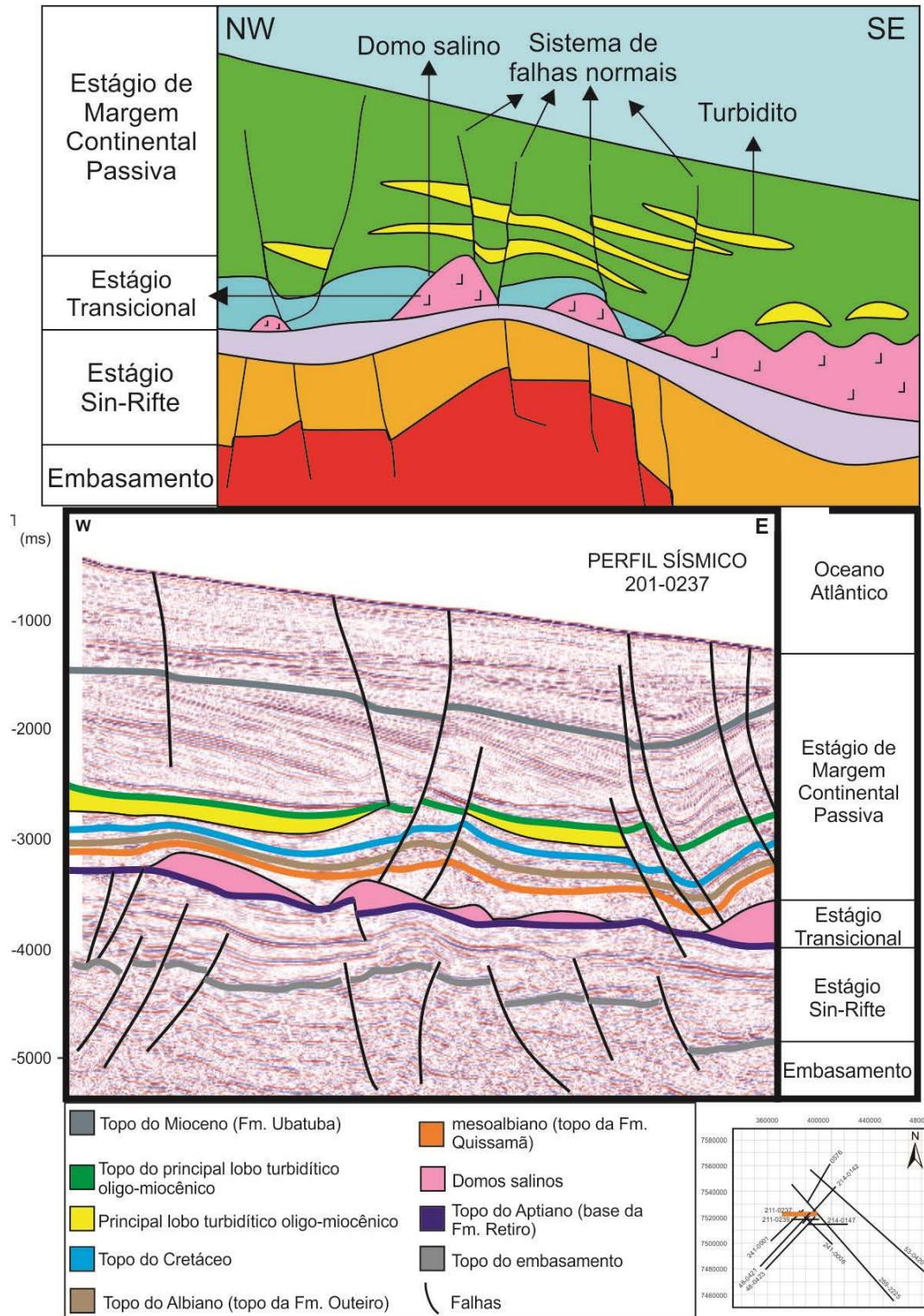


Figura 27: Comparação entre a seção esquemática da Bacia de Campos estabelecida por Rangel et al. (1998) e exemplo de perfil sísmico interpretado no presente trabalho. Notar que os elementos presentes em ambos os esquemas são similares.

8. CONCLUSÕES

A análise integrada das correlações de poço, linhas sísmicas e mapas petrofísicos permitiu concluir que o Campo de Marlim possui importantes lobos turbidíticos distribuídos ao longo de toda sua extensão, dentre os quais destaca-se um corpo turbidítico oligo-miocênico principal, objeto de estudo do presente trabalho, e considerado uma rocha reservatório estratégica da seção pós-sal encontrada na Bacia de Campos.

Os turbiditos estudados possuem orientação preferencial partindo de noroeste em direção a sudeste, com rumo preferencial seguindo o mergulho natural da plataforma. As maiores espessuras do reservatório são encontradas próximo à zona de alimentação a NW, atingindo 148 m no poço 3RJS 0325E RJ. A região central do campo é marcada pela pequena espessura dos depósitos arenosos da Formação Carapebus, com lobos de apenas 22 m (poço 4RJS 0396D RJ).

O mapa de isópacas produzido para a área apresenta também alguns lobos secundários orientados para sudoeste, no entanto, raros são os casos de corpos arenosos que se estendem no sentido nordeste. A limitação destes corpos deve-se à presença marcante de dois sistemas de falhas normais de grande porte, de direção NW-SE, identificados por meio de interpretação sísmica, que criaram barreiras e restringiram o desenvolvimento dos turbiditos e, ao mesmo tempo, funcionaram como importantes rotas de migração de hidrocarbonetos.

Os sistemas de falhas, existentes durante o Oligo-Mioceno (Fase de Ativação) e reativadas após esse período (Fase de Reativação) estabelecem blocos altos e baixos, de modo que os primeiros são os mais propensos a constituir reservatórios de hidrocarbonetos, em função da menor densidade destes compostos em relação à água e às rochas adjacentes. Ressalta-se que, inicialmente (Fase de Ativação), as falhas normais lítricas geradas não afetavam os turbiditos principais do Campo de Marlim, nem eram capazes de transportar hidrocarbonetos. Posteriormente (Fase de Reativação), tais falhas foram reativadas e conectadas a sistemas de falhas da seção Aptiana, de modo que os hidrocarbonetos alojados nas rochas pelíticas da fase lacustre migraram e acumularam nos turbiditos, situação que os torna *plays* exploratórios condicionados por trapas estruturais de grande interesse para as companhias petrolíferas.

A análise petrofísica estabelecida para a área do Campo de Marlim define que as porções central e nordeste do campo são as mais propensas a possuir bons

reservatórios de hidrocarbonetos, uma vez que posicionam-se em um alto estrutural, possuem elevada resistividade acima de 100 Ohm.m, alta porosidade entre 28% e 32% e baixo índice de argilosidade entre 21 e 39%.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Marlim 2016 - Plano de Desenvolvimento Aprovado**. Dezembro de 2015. Disponível em:

<www.anp.gov.br>. Acesso em: 11 mar. 2017.

ALBERTÃO, G. A.; MULDER, T.; ESCHARD, R. Impact of salt-related palaeotopography on the distribution of turbidite reservoirs: Evidence from well-seismic analyses and structural restorations in the Brazilian offshore. **Marine and petroleum geology**. Oxford, v. 28, p. 1023-1046, 2011.

ALBERTÃO, G. A.; MULDER, T.; ESCHARD, R. Impact of salt-related palaeotopography on the distribution of turbidite reservoirs: Evidence from well-seismic analyses and structural restorations in the Brazilian offshore. **Marine and petroleum geology**, v. 28, n. 05, p. 1023-1046, 2011.

ASMUS, H. E.; PORTO, R. 1980. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. IN: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 31, Camboriú, 1980. **Anais...** Camboriú, SBG. 1: 225-239.

ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. **Basic well log analysis for geologists**. USA: AAPG, 1982. 216 p.

BASSIOUNI, Z. **Theory, measurement, and interpretation of well logs**. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, 385 p., 1994.

BELTRAMI, C. V.; MEISTER, E. M.; GUARDADO, L. R. **Carta Estratigráfica da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1982. Relatório interno.

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

CAINELLI, C. & MOHRIAK, W. U. Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. IN: 1998 AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, Rio de Janeiro: **Brazilian Geology part 2**, 1998.

CARMINATTI, M. 1987. Relação entre a evolução estrutural e a ocorrência de campos gigantes de hidrocarboneto na área nordeste da Bacia de Campos. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SBG, 1987, v. 1, 43-56 p.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, 38 (suplemento), p. 29-46, 2008.

CONTRERAS, S. A. C.; DE CASTRO, J. C. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socorro, Bacia do Oriente, Venezuela. **Revista Escola de Minas**. Ouro Preto. v. 65, n. 03, Jul/Set 2012.

D'ALMEIDA, A. L. Projeto Marlim - O Project Finance do Maior Campo de Petróleo do Brasil. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, XXXIV., 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Nov. 2002, p. 1-12.

DEMERCIAN, S. P.; SZATMARI, P. R.; BOBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. **Tectonophysics**, v. 228, p. 393-433, 1993.

DEPARTAMENTO DE POLÍTICA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – DEPG. **Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Fevereiro de 2017. Edição 58. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural/2017>>. Acesso em: 11 mar. 2017.

EVENICK, J. **Introduction to well logs and subsurface maps**. Penwell, Oklahoma, EUA, 2008.

FIGUEIREDO, A. M. F.; MOHRIAK, W. U. A Tectônica Salífera e as Acumulações de Petróleo da Bacia de Campos. IN: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33. RIO DE JANEIRO. **Anais...** Rio de Janeiro: SBG. 1984. p. 1380-1394.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-Estratigráfico na Bacia de Santos, IN: MOHRIAK, W. U., SZATMARI, P., ANJOS, S. M. C. (eds.). **Sal: Geologia e Tectônica**. São Paulo, Beca, 2008, p. 340-359.

GERHARDT, A. Aspectos da visualização volumétrica de dados sísmicos. 1998. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 1998

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

HASUI, Y.; CARNEIRO, C. D. R.; ALMEIDA, F. F. M. de; BARTORELLI, A. (eds.). **Geologia do Brasil.** São Paulo: Ed. Beca. 2012, 900 p.

JOHANN, P.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, R.; BAMPI, D. 4D Seismic in a Heavy-Oil Turbidite Reservoir Offshore Brazil. **The Leading Edge**, Provo (UT, Estados Unidos), v. 28, n. 6, p. 718–729, 2009.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; IAN, H. **Geofísica de exploração.** Tradução de Maria Cristina Moreira Coelho. São Paulo: Oficina de textos, 438 p. Original: An introduction to geophysical exploration. 2009.

LOPES, M. F. B. 2004. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos.** 196 p. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

LORENZATTO, R. A.; JUINITI, R.; GOMEZ, J. A. T.; MARTINS, J. A. The Marlim Field Development: Strategies and Challenges. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2004, Houston (TX, Estados Unidos). **Proceedings...** Houston: 2004. p. 1–9.

MELLO, M. R.; KOUTSOUKOS, E. A. M.; MOHRIAK, W. U.; BACOCOLI, G. Selected petroleum systems in Brazil: **Memoirs - American Association of Petroleum Geologists**, p. 499-499, 1994.

MELO, G. F. B.; SILVA, R.; GONZAGA, G. B. M. Métodos sísmicos aplicados à indústria do petróleo. **Cadernos de graduação**, Maceió, v. 03, n. 01, p. 189-198, 2015.

MILANI, E. J.; ARAUJO, L. M. Recursos minerais energéticos: petróleo. In: BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (eds.). **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil.** Brasília, DF: CPRM, 2003. Capítulo X, parte IV.

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. Sedimentary Basins of South America. IN: CORDANI, U. G., MILANI, E. J., THOMAZ FILHO, A., CAMPOS, D. A. (eds.).

Tectonic Evolution of South America. Rio de Janeiro, 31 st. IGC, 2000, p. 389-449.

MOHRIAK, W. U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozoico-cenozoica da América do Sul. A evolução tectônica da Faixa Brasília. In: Capítulo XVIII - **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida.** p. 293-319, 2004.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas:** uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção *offshore*. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013. 424 p.

NASCIMENTO, T. M.; MENEZES, P. T. L.; BRAGA, I. L. Turbidite Reservoir Characterization at Marlim Field, Campos Basin, Brazil. Agosto de 2013. p. 12.

PERES, W. E. Shelf-fed turbidite system model and its application to the oligocene deposits of the campos basin, Brazil: **AAPG Bulletin**, Tulsa (OK, Estados Unidos), v. 77, p. 81–101, 1993.

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J. **Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás.** Rio de Janeiro, Janeiro a Março de 1994. V. 8, n. 1, p. 203-217. Disponível em: <
<http://vdpf.petrobras.com.br/vdpf/buscarArtigos.do>>. Acesso em: 11 mar. 2017.

RANGEL, H. D.; MARTINS, C. C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) **Searching for Oil and Gas in the Land of Giants.** Rio de Janeiro. Schlumberger, p. 32-40, 1998.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. Pré-sal: geologia e exploração. **Revista USP**, vol. 9, p. 33-42, 2012.

SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, XXVII., 1973, Aracajú. **Anais...** Aracajú: 1973. V. 3, p. 247-258.

SILVA, M. G. **Processamento de Dados Sísmicos da Bacia do Tacutu.** Dissertação de Mestrado. 126 p. Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, 2004.

SPADINI, A. R.; ESTEVES, F. R.; AZEVEDO, R. L. M. O Ritmo do Albiano Superior da Formação Macaé, Bacia de Campos, Um Marco Estratigráfico com Significado

Paleoambiental e Cronoestratigráfico. IN: X CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA. **Anais...** Rio de Janeiro, 19-25 de Julho, 1987.

STEVANATO, A. C. R. S. 2011. **Análise Petrofísica de Reservatórios**. 74 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia). Universidade Estadual de Campinas - Unicamp. Campinas, 2011.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics**. 4. ed. Amsterdã: Elsevier, 2015. 918 p.

VINCENTELLI, M. G. C.; NEVES, M.; MORALES, N. 2016. **Controle Estrutural do Neógeno e Quaternário nas Bacias de Campos e Espírito Santo**. Geociências, São Paulo, v. 35, n. 1, 1-16 p.

WILSON, M. Magmatism and the geodynamics of basin formation. **Sedimentary Geology**, v. 86: 5-29. 1993.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. **Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás**. Rio de Janeiro, Maio a Novembro de 2007. V. 15, n. 2, p. 511-529. Disponível em: < <http://vdpf.petrobras.com.br/vdpf/buscarArtigos.do>>. Acesso em: 11 mar. 2017.