



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Leonardo Campos João

Um fluxo de trabalho de estimativa de falhas sutis de alta resolução: um estudo de caso no campo petrolífero de Marlim, Brasil

Rio de Janeiro

2023

Leonardo Campos João

**Um fluxo de trabalho de estimativa de falhas sutis de alta resolução: um estudo de caso
no campo petrolífero de Marlim, Brasil**

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

Orientador: Prof. Dr. Sergio Bergamaschi
Coorientador: Prof. Dr. Paulo de Tarso Luiz Menezes

Rio de Janeiro

2023

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

J81 João, Leonardo Campos.
Um fluxo de trabalho de estimativa de falhas sutis de alta resolução:
um estudo de caso no campo petrolífero de Marlim, Brasil / Leonardo
Campos João. – 2023.
113 f. : il.

Orientador: Sergio Bergamaschi.
Coorientador: Paulo de Tarso Luiz Menezes.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro,
Faculdade de Geologia.

1. Geologia estratigráfica – Campo de Marlim (RJ) - Teses. 2.
Petrologia - Teses. 3. Prospecção sísmica - Teses. 4. Geomorfologia –
Teses. 5. Geofísica – Teses. I. Bergamaschi, Sergio. II. Menezes, Paulo
T. L. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de
Geologia. IV. Título.

CDU: 551.25(815.3)

Bibliotecária Responsável: Priscila Freitas Araujo/ CRB-7: 7322

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

Assinatura

Data

Leonardo Campos João

**Um fluxo de trabalho de estimativa de falhas sutis de alta resolução: um estudo de caso
no campo petrolífero de Marlim, Brasil**

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

Aprovada em 19 de dezembro de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi (Orientador)

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Paulo de Tarso Luiz Menezes (Coorientador)

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. André Luis Albuquerque dos Reis

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof.^a Dr.^a. Suze Nei Pereira Guimarães

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ

Rio de Janeiro

2023

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha amada família. Obrigada por tudo que representam para mim e pelo apoio e incentivo em toda a minha jornada profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por sempre guiar meus passos, me provendo das forças necessárias para vencer os desafios nessa vida.

Ao Programa de Pós-Graduação em Geociências da UERJ, em especial a Coordenadora Prof^a. Dr^a. Monica da Costa P. L. Heilbron e a Secretária Marianni Picciani.

Ao Programa de Recursos Humanos 28.1 (PRH-ANP) da Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis que proveu recursos para o desenvolvimento dessa pesquisa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Sergio Bergamaschi e Coorientador Prof. Dr. Paulo de Tarso pela dedicação em todas as etapas desse trabalho, em especial o aprendizado em tempo recorde do software Opendtect. Gostaria que soubessem que essa experiência foi muito enriquecedora e que sou muito grato pela orientação.

Aos Doutores Marcus Berao, André Luis e Suze Nei por aceitarem fazer parte da composição da banca do trabalho final, trazendo discussões relevantes, considerações importantes, elevando o nível do trabalho com sua revisão.

A todos os professores e colaboradores do PPGG UERJ, por elucidarem tanto conhecimento em suas aulas e atividades desenvolvidas, tornando essa jornada extremamente gratificante, em especial aos Doutores Andres Gordon, Júlio Almeida, Marcus Berao e Webster Mohriak que me ajudaram no aprofundamento do conhecimento das diferentes estruturas de Reservatório, da Bacia e a integração com o Sistema Petrolífero e Geologia Regional.

Ao Prof. Dr. Sergio de Castro Valente por todo o suporte que tive na minha retomada à graduação na Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro e aos colegas Mestres Gisele Nery Camargo, Karine Lima Cardozo e Itamar Pereira Gonçalves pela salvação nos momentos difíceis.

Agradeço especialmente ao meu maior tesouro, minha filha Laura, a minha amada esposa Mariana que me ajudou na revisão do texto e concordâncias, à minha grande mãe e avó, Rosimeiri e Carmélia, que foram essenciais na reconstrução desse sonho, à minha querida irmã Camila, ao meu grande pai Humberto, que me ajudou a manter o equilíbrio nessa transição e mudança de paradigma pela qual me encontro e ao meu avô querido Manzine João, fonte de minha inspiração e valores.

A todos os colegas e profissionais que, direta ou indiretamente, fizeram parte da minha trajetória, a minha sincera gratidão.

Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência.

Henry Ford

RESUMO

JOÃO, Leonardo Campos. **Um fluxo de trabalho de estimativa de falhas sutis de alta**

resolução: um estudo de caso no campo petrolífero de Marlim, Brasil. 2023. 113 f.

Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

O mapeamento de falhas e fraturas é um tema de enorme relevância na caracterização de reservatórios. A identificação de fraturas e falhas sutis, aquelas com pequenos offsets próximos ou abaixo de espessuras de ajuste sísmico, desempenham um papel importante na especificação de caminhos de migração e acumulação de Hidrocarbonetos. O objetivo do presente estudo visa apresentar um fluxo de trabalho que permita um aperfeiçoamento em alta resolução para mapear o sistema de falhas e falhas sutis no campo petrolífero de Marlim, na porção offshore da Bacia de Campos. Para isso, foi utilizado o banco de dados fornecido pela Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis (ANP). Os dados sísmicos e os dados de poços do Campo de Marlim foram processados e interpretados através do software Opendtect Pro. Através da inversão de impedância acústica relativa e aplicação de atributos de aprimoramento de falhas, obtivemos imagens de alta resolução da distribuição de falhas ao longo de uma região caracterizada por grande acúmulo de hidrocarbonetos marcada por uma região temporal importante chamada de Marco Azul e o topo do Oligoceno, horizonte que abriga tradicionalmente reservatórios turbidíticos, separando-o em duas regiões principais com direções e densidades de falhas distintas, fora do reservatório foi observado grandes zonas de falhas de alto grau com tendência norte-sul variando levemente para noroeste (NNW-SSE) e nordeste (NNE-SSW), dentro do reservatório observou-se fraturas e falhas menores de direção leste-oeste com tendência para WNW-ESE. Também foi possível correlacionar o topo e a base do reservatório, de maneira a obter características diferenciadas entre as estruturas, falhas externas e internas ao reservatório e as regiões sujeitas a maiores acumulações de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: interpretação sísmica; inversão de impedância relativa; realce de falhas.

ABSTRACT

JOÃO, Leonardo Campos. **A high-resolution subtle fault estimation workflow: a case study in Marlin oilfield, Brazil.** 2023. 113 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

The study of deep parts of the Earth, usually inaccessible to direct analysis, can be accomplished through geophysical observations. Fault and fracture mapping is a topic of enormous relevance in reservoir characterization. The identification of subtle faults and fractures, those with small displacements near or below seismic adjustment thicknesses, plays an important role in predicting hydrocarbon migration and accumulation paths. The aim of the present study is to present a high-resolution enhancement workflow to map the fault and subtle fault system in the Marlim oil field in the offshore portion of the Campos Basin. For this purpose, the database provided by the National Petroleum Agency (ANP) was used. The seismic data and well data from the Marlim Field were processed and interpreted using the Opendtect Pro software. Through relative acoustic impedance inversion and application of fault enhancement attributes, we obtained high-resolution images of the distribution of faults along a region characterized by large accumulation of hydrocarbons marked by an important temporal region and the top of the Oligocene, a horizon that traditionally houses turbidite reservoirs, separating it into two main regions with distinct fault densities and directions. Outside the reservoir, large zones of high-grade faults were observed with a north-south trend varying slightly to the northwest (NNW-SSE) and northeast (NNE-SSW), inside the reservoir, fractures and smaller faults were observed in an east-west direction with trend towards WNW-ESE. It was also possible to correlate the top and bottom of the reservoir, in order to obtain different characteristics between the structures, faults external and internal to the reservoir and the regions subject to greater accumulations of hydrocarbons.

Keywords: seismic interpretation; relative impedance inversion; fault enhancement.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Localização da Bacia de Campos, com destaque para as principais macro regiões estruturais	17
Figura 2 -	Mapa de Localização de Marlim	18
Figura 3 -	Mapa de distribuição da sísmica 3D com foco na Bacia de Campos e no complexo de Marlim	20
Figura 4 -	Distribuição da produção de petróleo por bacia em percentual	21
Figura 5 -	Reconstituição da colagem do Gondwana, mostrando a distribuição dos orógenos brasileiros pan-africanos e os principais crátons associados há 560 Ma	22
Figura 6 -	Estrutura de um Rifte	24
Figura 7 -	Representação esquemática das cinco fases de evolução tectônica da Bacia de Campos	26
Figura 8 -	Carta Cronoestratigráfica da Bacia de Campos	27
Figura 9 -	Esquema Paleogeográfico do estágio pós-rifte ou do golfo, durante a deposição dos Evaporitos.....	29
Figura 10 -	Representação esquemática da Geologia Estrutural e Cronoestratigrafia da bacia de Campos	31
Figura 11 -	Seção esquemática entre os campos de Linguado e Badejo	33
Figura 12 -	Distribuição das Rochas Reservatório do pré-sal, em relação as bacias sedimentares da margem leste e sul continental brasileira	34
Figura 13 -	Tipos de Trapas	36
Figura 14 -	Modelo de geração, migração e acumulação de petróleo da Bacia de Campos, representando também todo o Sincronismo da bacia	37
Figura 15 -	Esquema ilustrando uma corrente de turbidez, onde a base é densa e laminar e a camada superior turbulenta	39
Figura 16 -	Modelo arquitetural de lobos turbidíticos	40
Figura 17 -	Padrões de refletores e Feições arqueturais, diagnósticos de complexos de canais utilizados como base para o reconhecimento de possíveis reservatórios no presente estudo	41
Figura 18 -	Divisão dos complexos turbidíticos em função das estruturas	

	sedimentares reconhecidas e litologia dominante	42
Figura 19 -	Mapa de Localização de Marlim com destaque aos principais reservatórios da bacia de Campos	43
Figura 20 -	Seção sísmica DIP com indicações das principais Megassequências	44
Figura 21 -	Perfis típicos do Arenito Marlim obtidos de uma Perfuração no complexo de Marlim	45
Figura 22 -	Evolução e comparação da produção de Petróleo e Gás do Campo de Marlim nos intervalos 1994 – 2015 e 2015 – 2022	46
Figura 23 -	Mapa do Campo de Marlim e Voador, mostrando os tipos de plataformas, unidades de processamento e distribuição	47
Figura 24 -	Revitalização de Marlim e Voador	48
Figura 25 -	Modelo de funcionamento do método de reflexão sísmica no mar	50
Figura 26 -	Exemplo de uso de atributos, por anomalias de amplitude para evidenciar refletores e falhas	53
Figura 27 -	Tipos de Amplitude	54
Figura 28 -	Respostas de amplitude, por duas camadas Sobrepostas	55
Figura 29 -	Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades	56
Figura 30 -	Principais Logs de um Poço de Petróleo	59
Figura 31 -	Ilustração da otimização de um Traço Sísmico na construção de um Cubo Dip-Steering	62
Figura 32 -	Resultado do fluxo de pré condicionamento sísmico	63
Figura 33 -	Localização dos Poços destacando os limites do reservatório principal de Marlim	65
Figura 34 -	Demonstração dos Poços em Produção correlacionados com a sísmica 2D correspondente	66
Figura 35 -	Fluxograma de aplicação do trabalho de mapeamento de falhas Sutis ...	67
Figura 36 -	Resultado de Atenuação de Ruído por DSMF	69
Figura 37 -	Painel de correlação poço-sísmica para o Poço 1-RJS-0219	72
Figura 38 -	Dado não interpretado, com o volume final da inversão de impedância relativa	74
Figura 39 -	Identificação das principais estruturas e horizontes da região de Marlim	78
Figura 40 -	Inline 326, aplicação do Atributo de probabilidade de falha sobreposto ao atributo de impedância acústica relativa	79

Figura 41 -	Identificação de todas as falhas do cubo sísmico da região do reservatório principal de Marlim	80
Figura 42 -	Atributos sísmicos aplicados no topo do horizonte oligoceno de Marlim a partir do dado original, em Time Slice	81
Figura 43 -	Atributos sísmicos aplicados na base do reservatório Marlim, em Time Slice	84
Figura 44 -	Entrada de Sedimentos e Fluidos no Reservatório, comparação entre modelos	87
Figura 45 -	Topo do Reservatório fragmentado por Falhas, comparação entre modelos	88
Figura 46 -	Região do Reservatório de maior potencial de acúmulo de Hidrocarbonetos	89
Figura 47 -	Diagramas de rosa gerados a partir do atributo de Probabilidade de Probabilidade de Falha e o atributo de probabilidade de falha Sutil	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Parâmetros de aquisição sísmica no campo de Marlim	64
Tabela 2 -	Informações de Poços utilizados e seus respectivos históricos exploratórios	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
AVO	Amplitude Variation with Offset
BBL	Barris Por Dia em Densidade Relativa
BOED	Barris de Óleo Equivalente
BPD	Barris Por Dia
CDP	Common Depth Point
COT	Carbono Orgânico Total
CWT	Continuous Wavelet Transform
DSMF	Dip-Steered Median Filter
FPSO	Sistemas flutuantes de Produção, Armazenagem e Transferência de Petróleo
LABSISMO	Laboratório de Sismoestratigrafia Aplicada
LAGEX	Laboratório de Geofísica Aplicada
SDP	Superintendência de Desenvolvimento e Produção
SIGEP	Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção
VOIP	Volume de Óleo In Place
UERJ	Universidade do Estado do Rio de Janeiro

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	14
1	OBJETIVO	16
1.1	Geral	16
1.2	Específicos	16
2	LOCALIZAÇÃO E HISTÓRICO EXPLORATÓRIO	17
3	GEOLOGIA REGIONAL E EVOLUÇÃO DA BACIA	22
3.1	Embasamento	22
3.2	Ruptura do Gondwana e a Formação do Oceano Atlântico Sul	23
3.3	Evolução Tectonoestratigráfica da Bacia de Campos	24
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	32
4.1	Sistema Petrolífero	32
4.1.1	<u>Geração e Migração</u>	32
4.1.2	<u>Rochas Reservatório</u>	34
4.1.3	<u>Rochas Selantes</u>	35
4.1.4	<u>Trapas</u>	35
4.1.5	<u>Sincronismo</u>	36
4.2	Depósitos Turbidíticos	38
4.3	O Campo de Marlim	42
5	GEOFÍSICA DE EXPLORAÇÃO	49
5.1	Sísmica	49
5.1.1	<u>Processamento dos Dados</u>	51
5.1.2	<u>Atributos Sísmicos</u>	52
5.2	Petrofísica de Poços	58
5.3	Inversão Sísmica	60
6	MATERIAL E MÉTODOS	64
6.1	Levantamento de Dados	64
6.2	Programas Computacionais	66
6.3	Fluxo de Mapeamento de falhas	67
6.3.1	<u>Pré-condicionamento dos Dados</u>	67
6.3.2	<u>Correlação Poço-Sísmica</u>	70

6.3.3	<u>Impedância Acústica Relativa</u>	73
6.3.4	<u>Aplicação de Atributos de Aprimoramento de Falhas</u>	74
7	RESULTADOS E DISCUSSÃO	76
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	92
	REFERÊNCIAS	94
	APÊNDICE A	103

INTRODUÇÃO

Atualmente, o conceito de Sistemas Petrolíferos é fundamental para caracterizar o potencial e o risco de uma locação exploratória na indústria do petróleo, seus elementos (rocha geradora, reservatório, carreadora, sobrecarga, selo) e processos (geração, migração, acumulação, preservação e formação da trapa) devem ocorrer em sincronismo no tempo e espaço para a ocorrência de uma possível jazida numa bacia sedimentar.

Heterogeneidades estruturais, como falhas e fraturas, modificam muito a compartimentalização das fácies do reservatório, impactando o fluxo de hidrocarbonetos em um determinado reservatório, uma vez que tais estruturas podem atuar como espaço poroso para o armazenamento de fluidos, como condutos de controle de fluxo e como barreiras que permitem acumulação de volumes exploráveis de petróleo e gás. Dessa forma, entender o espaço e ao desenvolvimento temporal pode impactar significativamente a exploração de hidrocarbonetos.

A caracterização de reservatórios é um dos principais processos na indústria de petróleo e gás para fornecer um cenário de rochas reservatório, seu conteúdo fluido e distribuição, a demanda por mais informações passa pela utilização de métodos Geofísicos com auxílio de algoritmo computacional, permitindo o melhor conhecimento das estruturas e da distribuição de óleo e gás dos poços.

A identificação de discontinuidades geológicas é considerada fundamental para o gerenciamento de reservatórios, pois elas controlam o espaço de armazenamento e fluxo de fluido, este é um procedimento multidisciplinar mesclando conjuntos de dados geológicos, geofísicos e de engenharia por meio de cálculos matemáticos estatísticos e/ou modelos determinísticos (GRANA et al., 2021).

Conjuntos de dados sísmicos e seu processamento são essenciais para a caracterização de reservatórios. Horizontes geológicos e o mapeamento de falhas podem ser interpretados com mais exatidão, gerando imagens mais detalhadas para construir modelos geológicos complexos. Empregando inversão sísmica, é possível calcular a impedância acústica e outras propriedades petrofísicas (CARVALHO; MENEZES, 2017) (LUPINACCI et al., 2020).

O mapeamento de falhas e fraturas é um tema de grande relevância na caracterização de reservatórios. A identificação de fraturas e falhas sutis, ou seja, aquelas com pequenos deslocamentos próximos ou abaixo das espessuras de ajuste sísmico, desempenham um papel importante na especificação de caminhos de migração de hidrocarbonetos e acumulações de

óleo contornado (HUSSEIN et al., 2021). No entanto, podem ser ignoradas na interpretação tradicional dos dados de amplitude sísmica, conseqüentemente, alguns trabalhos de interpretação foram desenvolvidos usando atributos de aprimoramento de falhas, como os de MORA et al. (2022); PERICO et al. (2023).

A Bacia de Campos é atualmente a segunda maior produtora do país e maior produtora em petróleo acumulado, considerada uma das províncias petrolíferas mais importantes da costa brasileira com aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados de área, 3444 poços de petróleo já foram perfurados, distribuídos entre seus 62 campos existentes. Está localizada ao norte do Estado do Rio de Janeiro e Sul do Estado do Espírito Santo, na porção sudeste do Brasil. É limitada ao norte pelo Alto de Vitória (20,5° S), ao sul pelo Alto de Cabo Frio (23° S), a oeste pelos afloramentos de rochas ígneas e metamórficas pertencentes à Faixa Ribeira que compõem seu embasamento, e a leste pelo acunhamento dos sedimentos em direção à planície abissal oceânica (MOHRIAK et al., 1989).

Polo internacional de tecnologia offshore e berço da produção em águas profundas no Brasil, a Bacia de Campos foi pioneira em inovação e continuará sendo tanto para os projetos de descomissionamento quanto para a revitalização de campos Maduros. Hoje é palco do maior projeto de revitalização da indústria offshore mundial, em Marlim.

De acordo com o Plano Estratégico 2023-2027 da Petrobrás, existe a previsão de instalação de três novas plataformas do tipo FPSO (sistemas flutuantes de produção, armazenagem e transferência de petróleo) na região e interligar mais de 100 poços na área, nos próximos cinco anos, alcançando em 2027, um volume de 900 mil barris de óleo equivalente por dia (boed) e representando até 2030 US\$ 18 bilhões em investimentos, com ambições de acrescentar um volume de 20 bilhões/boe às suas reservas, até 2030, sendo 5 bilhões/boe oriundos dos ativos operados pela Petrobras nesta bacia, com a entrada em produção de três novos sistemas e investimento em projetos complementares em plataformas existentes. Esse volume representa cerca de três vezes a produção atingida caso não houvesse implementação de novas plataformas e aprimoramento de sistemas existentes.

Diante disso, unidades estratégicas para o Plano de Renovação da Bacia de Campos, os FPSOs Anita Garibaldi (AGA) e Anna Nery (ANE), serão instaladas no Campo de Marlim, representando os módulos 1 (AGA) e 2 (ANE) do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador e terão capacidade de produzir juntas até 150 mil barris por dia (bpd), representando a relevância do campo dentro do cenário atual e justificando os diversos trabalhos de geologia e geofísica do setor upstream que visam otimizar tanto a fase exploratória como a fase de produção de hidrocarbonetos.

1 OBJETIVO

1.1 Objetivo Geral

O projeto visa apresentar um fluxo de trabalho de aprimoramento de alta resolução para mapear o sistema de falhas sutis, além das falhas convencionais mais evidentes, no Campo petrolífero de Marlim na porção offshore da Bacia de Campos. O fluxo de trabalho proposto compreende quatro etapas principais: pré-condicionamento de dados, amarração poço-sísmica, inversão para estimativa de impedância acústica relativa via CWT (sigla em inglês para Transformada de Wavelet Contínua), seguida de aplicações avançadas de atributos de probabilidade de falhas.

1.2 Objetivos Específicos

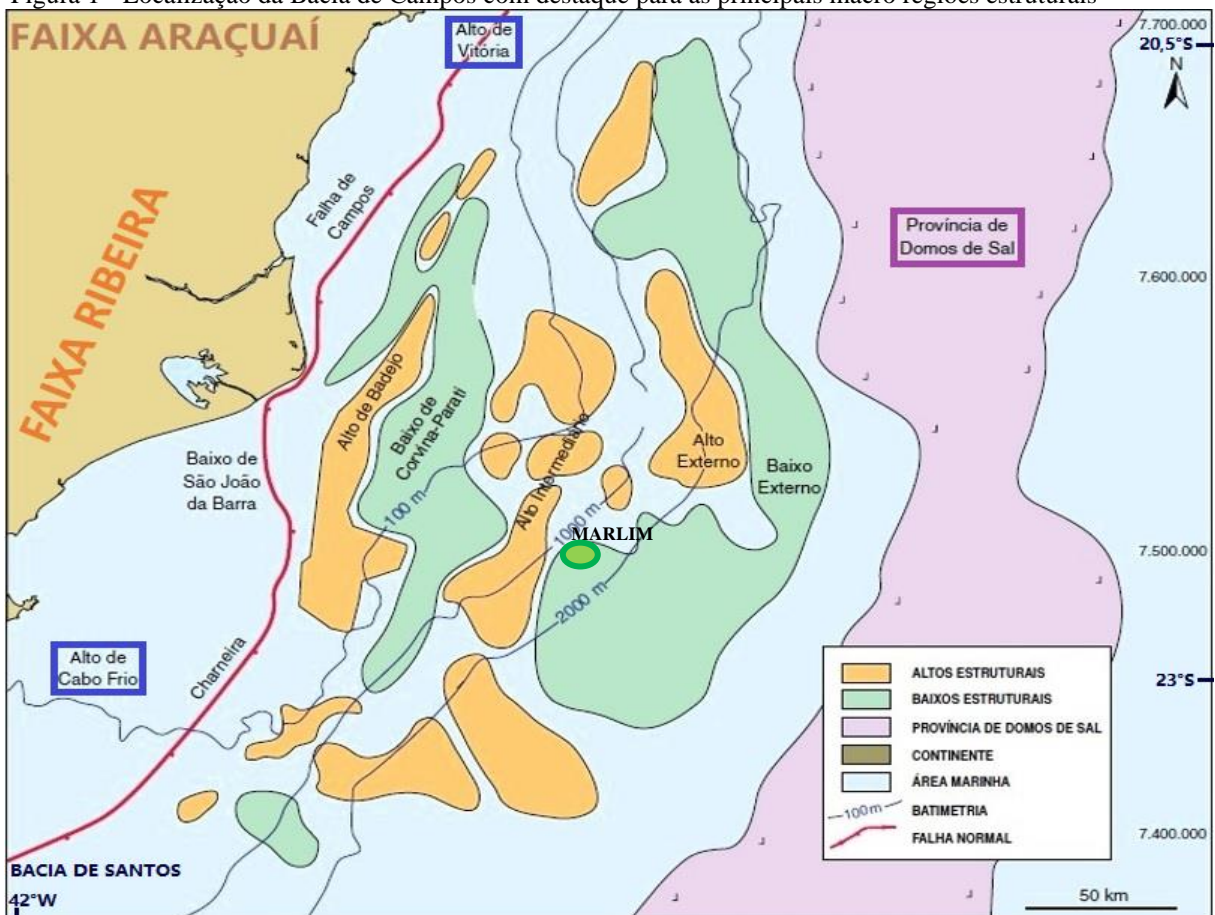
Os objetivos específicos dessa pesquisa são:

- a) Realizar a análise e processamento dos dados correlacionados das interpretações Sísmicas 3D e Realce de Falhas através de software especializado;
- b) Fornecer um melhor entendimento das Falhas e Fraturas que integram o background do reservatório do campo de Marlim;
- c) Maximizar o potencial de exploração de recursos.

2 LOCALIZAÇÃO E HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A área de estudo concentra-se na bacia de Campos, localizada na margem leste brasileira, no sudeste do Brasil, onde situa-se entre a costa norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo, estando compreendida entre os paralelos 21° e 23° sul. Seus limites norte-sul, estão relacionados diretamente a elevações do embasamento caracterizados como altos topográficos, ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo, e ao sul pelo alto de Cabo Frio, pelo qual separa-se da bacia de Santos (RANGEL et al., 1994). Trata-se de uma bacia de margem continental, cobrindo uma área de cerca de 100.000 km², dos quais apenas 500 km² se encontram em área emersa (MILANI et al., 2000).

Figura 1 - Localização da Bacia de Campos com destaque para as principais macro regiões estruturais

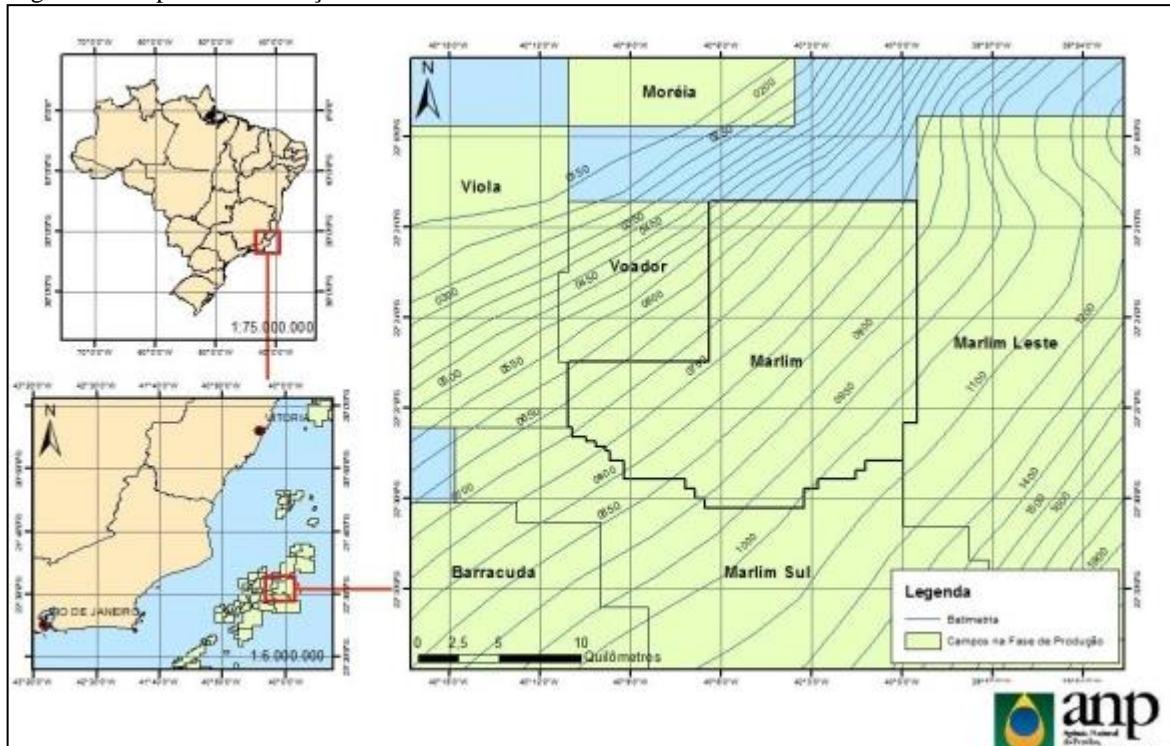


Nota: Destaca-se em verde a posição aproximada de Marlim, em vermelho a charneira de campos que representa a falha de borda interna da bacia, em azul os altos de Vitória e Cabo-Frio delimitadores da bacia ao norte e sul respectivamente, em roxo a província de sal a leste, em bege o embasamento, composto pelas Faixas Ribeira e Araçuai aflorados à oeste, além dos altos (em laranja) e baixos (em cinza) estruturais que compõem a bacia. Projeção: UTM DATUM: SAD-69, ZONA 24S, MC: 039 e Coordenadas Geográficas.

Fonte: Modificado de CASTRO; PICOLINI (2014) apud GUARDADO et al. (2000).

Foi dominadora da produção brasileira de petróleo por anos, possuindo as maiores reservas, na década de 70, incentivos ocorreram, culminando em 1974 na descoberta do Campo de Garoupa em carbonatos albianos. Posteriormente, ainda na década de 1970, diversos campos foram descobertos nas águas rasas da Bacia de Campos em diferentes plays exploratórios, como exemplo os campos de Badejo em coquinas do Aptiano inferior (fase rifte), Enchova em arenitos do Eoceno e o primeiro campo gigante do Brasil que foi o campo de Namorado descoberto em turbiditos do Cenomaniano. Após a aquisição de dados sísmicos em águas profundas, já na década de 80, ocorreram descobertas de campos gigantes em plays turbidíticos em diferentes níveis cronoestratigráficos, por exemplo, podemos citar os campos gigantes de Albacora (Mioceno) e Marlim no Oligo-Mioceno (figura 2).

Figura 2 - Mapa de Localização de Marlim



Nota: Teaser Cluster Marlim.
Fonte: Retirado de ANP, 2016.

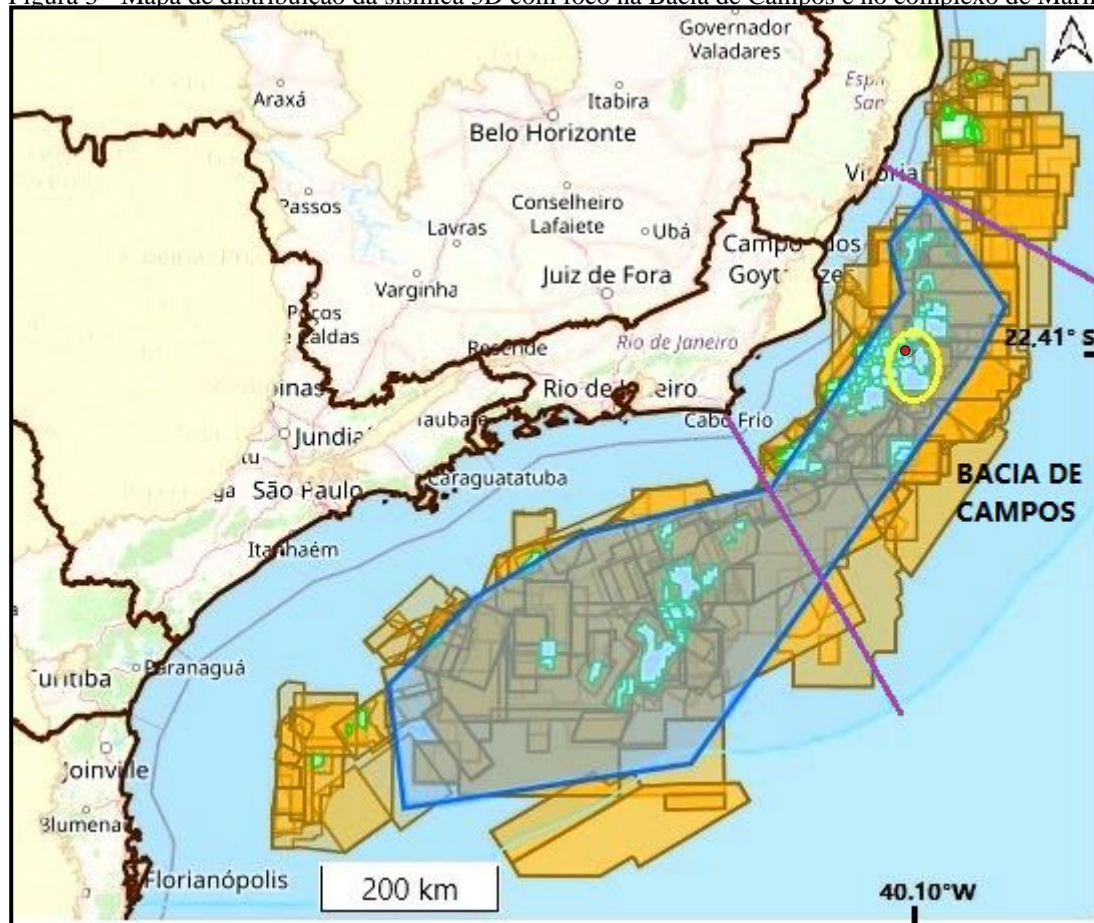
Já no fim da década de 1980 e início da década de 1990, com a implementação da sísmica tridimensional, já na fase exploratória, em parceria com a maior utilização de atributos sísmicos, permitiu a descoberta do campo gigante de Barracuda em arenitos turbidíticos do Oligoceno e Eoceno. Na década de 90, os investimentos continuaram expressivos, permitindo mais descobertas em arenitos turbidíticos, além de avanços em

tecnologia na perfuração de poços em águas ainda mais profundas, onde perfurou-se os poços 1-RJS-0460-RJ, descobridor de Marlim Sul, e 1-RJS-0436A-RJ, perfurado pela primeira vez em cota batimétrica de 1.853 m de profundidade e descobridor do campo gigante de Roncador em arenitos do Maastrichtiano, com potencial de geração de aproximadamente 9 bilhões de barris de óleo in place, um recorde até aquele momento (MENDONÇA et al., 2003).

Posteriormente, foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), permitindo o avanço regulatório da exploração em águas ultras profundas, pelas quais descobriu-se reservatórios em carbonatos microbiais do aptiano, considerado um marco histórico, anterior às descobertas na Bacia de Santos, onde os reservatórios se localizavam precedentes a camada de sal pós-rifte, pela qual foi denominada de pré-sal, que permitiu boas condições de aprisionamento de hidrocarbonetos que foram gerados na fase anterior Lacustrina, onde o processo de quebra do super continente Gondwana estava em processo irreversível (GUARDADO et al., 2000).

Os esforços exploratórios desenvolvidos até os dias atuais resultaram em levantamentos geofísicos 2D, 3D e 4D que cobrem praticamente a totalidade da Bacia de Campos, como mostra a figura 3, com ênfase no levantamento 3D.

Figura 3 - Mapa de distribuição da sísmica 3D com foco na Bacia de Campos e no complexo de Marlim



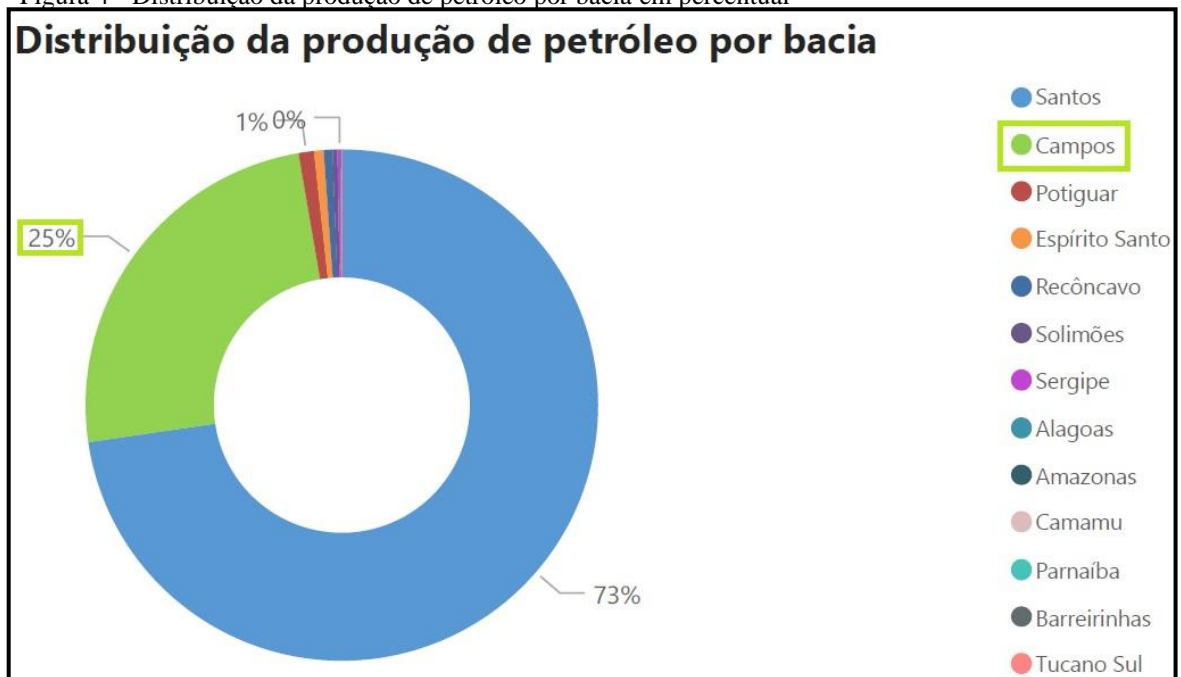
Legenda:

	Margem continental leste brasileira		Limites da Bacia
	Levantamento Geofísico 3D		Campo de Marlim
	Área estimada do pré-sal		Campos de Petróleo em destaque
	Complexo de Marlim		

Fonte: Modificado de GEOANP MAPVIEW, 2022.

Os dados de produção atuais retirados do Boletim de Produção n° 156 de agosto de 2023 da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, trazem novas perspectivas e atualizações das regiões pré e pós-sal das duas principais bacias do país. De acordo com a ANP, atualmente, a bacia de Campos é a segunda maior produtora de petróleo e gás natural do País, atrás apenas da Bacia de Santos onde localiza-se os principais players do pré-sal no país, atualmente (Figura 4). A produção mensal de petróleo na Bacia de Campos foi da ordem de 851.991,00 bbl/d ($1\text{m}^3 = 6,28981 \text{ bbl}$) e a produção mensal de gás natural da ordem de 13.862,00 Mm^3/d (M = milhares; $1000\text{m}^3 = 6,28981 \text{ bbl}$). A participação da seção pré-sal chega a 74.7% da produção total das bacias brasileiras, com destaque para os campos de Tupi e Búzios na bacia de Santos, além de Jubarte, Albacora e Marlim Leste na Bacia de Campos.

Figura 4 - Distribuição da produção de petróleo por bacia em percentual



Nota: A Bacia de Campos registrou aumento considerável de Produção em relação ao mesmo mês do ano anterior.

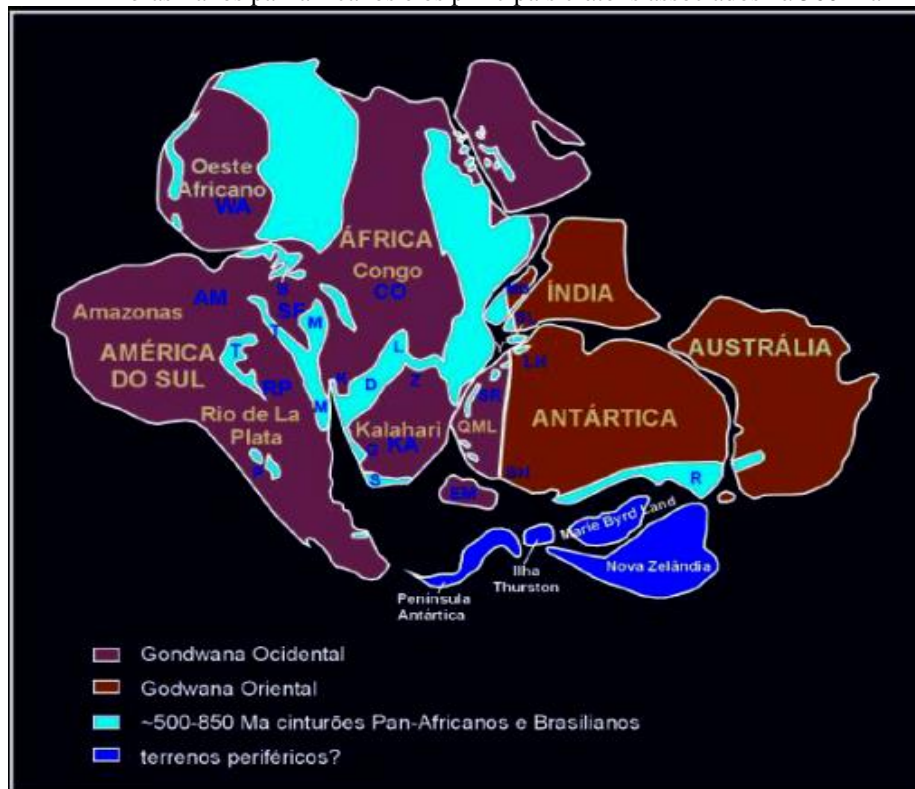
Fonte: Boletim de Produção n° 156, ANP/SDP/SIGEP, Agosto/2023.

3 GEOLOGIA REGIONAL E EVOLUÇÃO DA BACIA

3.1 Embasamento

No contexto geotectônico regional, a região do presente estudo está situada na Faixa Móvel Ribeira, inserida na porção central da Província Mantiqueira, a leste do Cráton do São Francisco, de trend estrutural de orientação nordeste-sudoeste e idade neoproterozoica pela qual os terrenos foram amalgamados a partir das sucessivas colagens ocorridas durante o Ciclo Brasileiro, ainda no pré-cambriano (figura 5), segundo HASUI et al. (2012).

Figura 5 - Reconstituição da colagem do Gondwana, mostrando a distribuição dos orógenos brasileiros pan-africanos e os principais crátons associados há 560 Ma



Nota: Antigos blocos cratônicos do Gondwana Ocidental e possíveis terrenos periféricos: M – Província Mantiqueira; T – Província Tocantins; B – Província Borborema; P – Orógeno Pampeano; D – Cinturão Damara; G – Cinturão Gariep; K – Cinturão Karoo; L – Arco Lufiliano; LH – Baía Lützow–Holm; MD – Madagascar; Y – Montanhas Yamato; R – Orógeno Ross; S – Cinturão Saldania; SH – Cadeia Shackleton; SL – Sri Lanka; SR – Montanhas Sor Rondane; Z – Cinturão Zambesi. Outras feições: EM – Montanhas Elisworth–Whitmore; QML – Terra Queen Maud. Crátons: SF – São Francisco; AM – Amazonas; RP – Rio de La Plata/Paraná; KA – Kalahari; CO – Congo; WA – África Ocidental.

Fonte: Modificado de BIZZI et al., (2003).

Uma questão importante na evolução geodinâmica desses terrenos, por onde boa parte da margem leste continental brasileira se encontra, é a herança estrutural que controlou boa parte dos processos tectônicos e geológicos posteriores, como os eventos de formação do Oceano Atlântico Sul e também as reativações neotectônicas, no Neógeno e Quaternário (HEILBRON et al., 2008). Em síntese, o embasamento pré-cambriano da área de estudo é formado por paragneisses neoproterozoicos (Complexo Paraíba do Sul) e suítes intrusivas neoproterozoicas e eopaleozoicas, inseridos no Terreno Oriental da Faixa Ribeira (BIZZI et al., 2003)

3.2 Ruptura do Gondwana e a Formação do Oceano Atlântico Sul

O presente estudo terá como foco a bacia de campos, assim, todo o aspecto evolutivo e as características geológicas estarão voltadas para o invólucro dessa bacia. Partindo desse pressuposto, o período contemporâneo da geologia, conhecido como Éon fanerozóico, é marcado pela existência do supercontinente Pangéia, formado pela junção de crátons e faixas móveis proterozóicas, controlados pela dinâmica da tectônica da era paleozóica. Nesse cenário, na era mesozóica, o Pangéia se subdivide em dois supercontinentes, Laurásia e Gondwana que sofre uma ruptura, por processo tafrogênico de rifteamento, entre os períodos jurássico e cretáceo, gerando duas placas tectônicas divergentes, América do sul e África, além do oceano Atlântico sul.

Localizada no lado leste do Atlântico Sul e tendo a bacia Kwanza como correspondente no lado africano, a história evolutiva da Bacia de Campos relaciona-se com a das demais bacias sedimentares ao longo da margem atlântica brasileira, em especial da margem leste, partindo da fase de ruptura do paleocontinente Gondwana durante o episódio de formação do oceano Atlântico Sul, no Cretáceo inferior, pelo qual inicia-se com um rifteamento ao sul, na região da Argentina, durante o Jurássico e posteriormente através da margem equatorial em posição superior. (MOHRIAK; NEMCOK; ENCISO, 2008).

CHANG et al. (2006), descreve o processo de abertura do Atlântico Sul, indicando a ocorrência de estiramento litosférico e afinamento crustal, sucedido por uma subsidência termal associada ao hotspot de Tristão da Cunha, onde o excessivo calor gerado pela pluma sobre a área do Platô de São Paulo, na qual foram formadas as bacias de Campos e Santos,

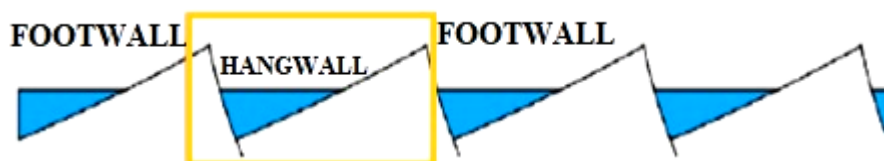
tornou a crosta mais dúctil e menos resistente ao estiramento tectônico. De acordo com KLEMME (1980), foi classificada como uma bacia de margem passiva.

A fase Rife que contém o pre-sal da Bacia de Campos, foi formada em um regime tectônico extensivo durante o rompimento do Continente Gondwana no Neocomiano (GUARDADO et al., 2000), antecedendo a separação completa da América do Sul e África, que deu origem ao Oceano Atlântico.

3.3 Evolução Tectonoestratigráfica e Geologia Estrutural

A evolução da bacia coincide com a evolução do conceito estrutural de um Rife (figura 6) que se baseia em um meio-gráben composto por uma margem flexural e uma falha de borda, com estruturas chamadas de hangwall e footwal que se relacionam com grabens e horst, respectivamente, pelos quais sofrem alteração de acordo com a intensidade da tectônica extensiva, onde o hangwall sofre subsidência e o footwal sofre soerguimento, controlados por falhas normais, podem gerar mini-bacias com diferentes depocentros, resultando em geração de espaço de acomodação e deposição de sedimentos que formam onlaps, essenciais para os estudos de sismoestratigrafia que fazem a marcação da evolução do preenchimento da bacia (KUCHLE & SCHERER, 2010).

Figura 6 - Estrutura de um Rife



Fonte: O Autor, 2023.

A bacia compreende dois domínios estruturais, segundo GUARDADO et al. (1989), um dos domínios se relaciona com a fase rife através de um sistema de blocos rotacionados limitados por falhas Normais de alto ângulo de direção NE-SW herdadas do embasamento pré-cambriano, com subsidência mecânica da bacia e sedimentação continental, já o outro domínio se relaciona com a fase posterior ao rife onde o peso dos sedimentos, a subsidência termal e o basculamento da bacia influenciaram na movimentação do sal marcando uma tectônica salina extensional controlada pela halocinese a partir do eoalbiano, provocando

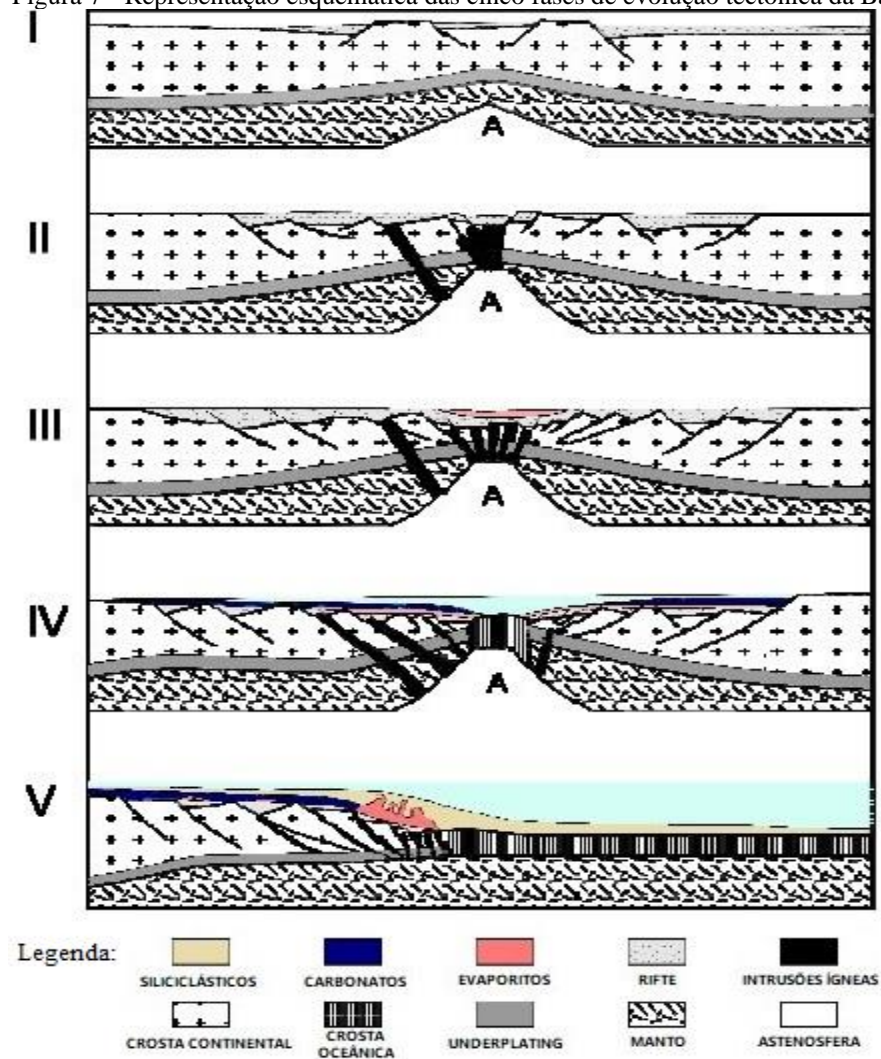
potenciais escorregamentos tipo Raft que segmentaram a plataforma carbonática, gerando estruturas de crescimento que controlaram a deposição, permitindo a formação de trapas onde hidrocarbonetos acumularam-se.

Segundo MEISLING et al. (2001), na fase pós-rifte diversas estruturas foram formadas, como cascos de tartaruga em carbonatos Albianos, grandes falhas lítricas com formações de rollovers, além da formação de falhas normais sintéticas e antitéticas, com a geração de mini-bacias que acomodaram grandes corpos arenosos turbidíticos.

Sobre a estratigrafia da bacia, de acordo com (CHANG et al., 1992), a sequência pré-rifte, não está preservada (ou não foram encontrados registros) na Bacia de Campos, com remanescentes em algumas bacias da margem leste, como Camamu-Almada, Recôncavo-Tucano e Sergipe Alagoas, consistindo em depósitos fluviais, leques aluviais e arenitos eólicos do Neo-Jurássico.

É importante realçar que alguns autores fazem subdivisões da fase rifte, em estágios syn-riftes. A evolução estratigráfica da Bacia de Campos está relacionada ao rompimento do paleocontinente Gondwana e evolução do oceano Atlântico Sul, dentro deste contexto, segundo segundo CHANG et al. (1992), a evolução ocorreu em cinco fases: Megassequência Continental, Megassequência Transicional Evaporítica, Megassequência Plataforma Carbonática Rasa, Megassequência Marinha Transgressiva e Megassequência Marinha Regressiva, representadas na figura 7 pelo trabalho de MOHRIAK; NEMCOK; ENCISO (2008).

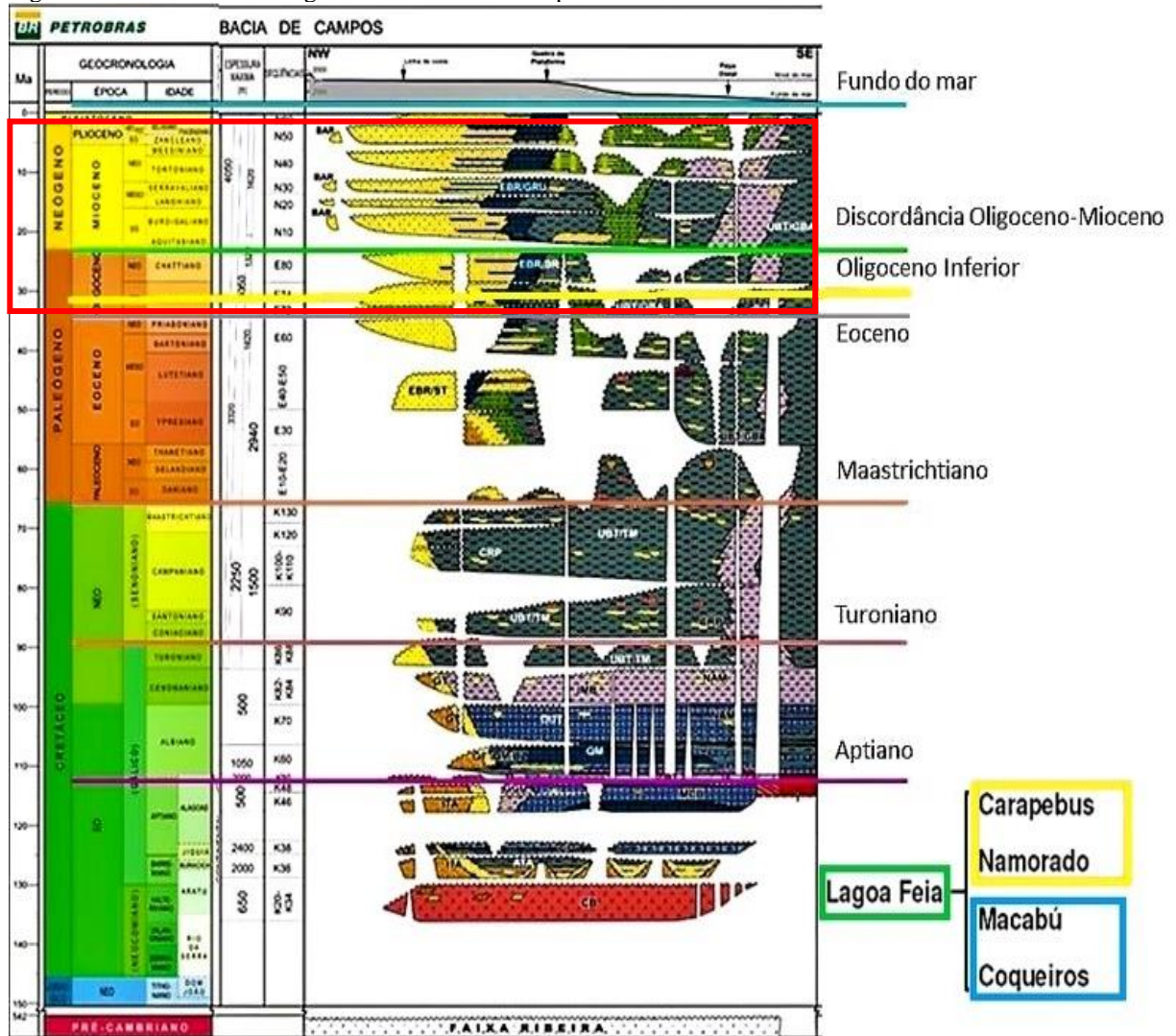
Figura 7 - Representação esquemática das cinco fases de evolução tectônica da Bacia de Campos



Fonte: Adaptado de MOHRIAK; NEMCOK; ENCISO, (2008).

Estas etapas compreendem os sedimentos depositados desde o Jurássico Superior até o recente na Bacia de Campos e em toda margem continental leste brasileira. A carta estratigráfica de WINTER et al. (2007), contém as formações que compreendem essas Megassequências (figura 8).

Figura 8 - Carta Cronoestratigráfica da Bacia de Campos



Nota: O destaque em vermelho posiciona o intervalo estratigráfico que é o principal objeto deste estudo. Em nível regional, destaque para os principais horizontes, a principal geradora e os principais reservatórios.
Fonte: Modificado de WINTER et al. (2007).

CHANG et al. (1992), subdividiu a Megassequência Continental em três sequências deposicionais, caracterizadas por diferentes associações de fácies e estilos estruturais: Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III, que compreendem as idades do Neocomiano ao Aptiano, registrando a ruptura continental e a formação dos depocentros lacustres no Eocretáceo, com leques aluviais e sistemas fluviais instalados nas bordas do rifte.

A sequência sin-rifte I corresponde a sequência pré-rifte citada anteriormente, com ausência de registros na bacia. A sequência sin-rifte II, corresponde a base da coluna sedimentar, marcada pela presença de ígneas básicas, sendo classificados de maneira geral como basaltos toleíticos (formação Cabiúnas).

Sucedendo os basaltos, segundo RANGEL et al. (1994); WINTER et al. (2007), a sequência sin-rifte III inicia-se em ambiente lacustre, pelos os folhelhos carbonáticos da formação Atafona, sucedidos pela formação Itabapoana de boa espessura já em ambiente de deposição de sedimentos aluvio-fluviais, ocorrendo aumento de salinidade, composta por arenitos, conglomerados, siltitos e folhelhos de borda de bacia e de falha, além da formação Coqueiros, composta por intercalações de carbonatos lacustres em regiões mais altas e folhelhos ricos em matéria orgânica em regiões mais baixas, compreendendo o grupo Lagoa Feia que marca idades deposicionais do Barremiano superior ao Aptiano inferior.

DIAS (2005) descreve a Megassequência Transicional Evaporítica como uma espessa seção com rochas clásticas e evaporíticas, que sobrepõem os depósitos da fase sin-rifte, separadas pela discordância angular pré-aptiano superior, registrando o topo do rifte, substituindo a predominância de deposição siliciclástica.

Formada no Aptiano médio a superior, ainda no grupo Lagoa Feia, em sua porção superior, depositou-se as formações Gargaú e Macabu caracterizadas pelos sedimentos carbonáticos, arenitos e margas, relacionados a ambientes marinho raso e transicional, com conglomerados e arenitos de borda de bacia da ainda sobrevivente formação Itabapoana. No topo da sequência encontra-se a formação Retiro que marca a seção marinha restrita (figura 9) bem caracterizada pelo pacote de evaporitos, principalmente halita e anidrita (RANGEL et al.1994).

Figura 9 - Esquema Paleogeográfico do estágio pós-rifte ou do golfo, durante a deposição dos Evaporitos



Fonte: Modificado de RICCOMINI et al. (2012).

Segundo CHANG et al. (1992), a Megassequência Plataforma Carbonática Rasa constitui plataformas carbonáticas marinhas contínuas de baixa à alta energia durante o Albiano que segundo o modelo desenvolvido por SPADINI et al. (1988), deformada por halocinese, desenvolveu-se acima dos depósitos evaporíticos do Aptiano superior, destacando-se a formação Quissamã que abriga reservatórios carbonáticos do grupo Macaé.

De acordo com MOHRIAK et al. (2008), esse momento se caracterizou pelo desenvolvimento da crosta oceânica que após a ruptura total, a maior parte da atividade tectônica esteve relacionada com a evolução do Oceano Atlântico, com eustasia positiva, subsidência térmica típica de margens passivas e sucessões sedimentares pós-Aptiano, sugerindo uma evolução de ambiente de águas rasas para um ambiente mais profundo e afogamento da plataforma carbonática.

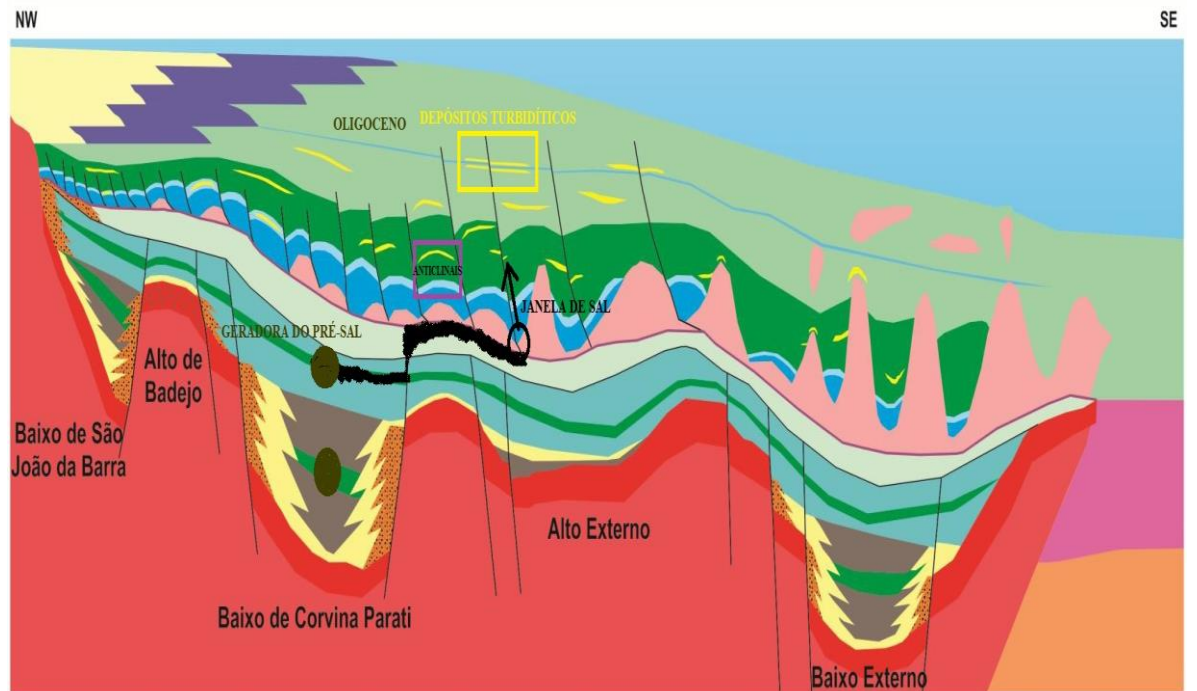
A Megassequência Marinha Transgressiva inicia-se com os carbonatos de águas mais profundas da formação Outeiro contendo intercalações de calcilutitos, folhelhos e margas, sucedida pelos calcilutitos da formação Imbetiba e a formação Namorado que marca o fim do grupo Macaé com eventos de evolução da bacia com intensificação da subsidência, fluxos gravitacionais e movimentação salífera gerando depósitos de arenito que abrigam importantes reservatórios do pós-sal da bacia (GUARDADO et al., 1989).

Ainda nessa Megassequência, já no grupo Campos, temos o membro Tamoios da formação Ubatuba (folhelhos) e os arenitos turbidíticos da formação Carapebus, de origem semelhante ao arenito Namorado, constituindo o principal reservatório do pós-sal da bacia e objeto de estudo deste trabalho.



















A Megassequência Marinha Regressiva é caracterizada em sua maioria pela grande regressão marinha que preencheu a bacia em sucessivas sequências flúvio-deltaicas, com ocorrência de leques deltaicos, plataformas siliciclásticas e turbiditos em águas mais profundas. Esta sequêcia é representada pelas formações Ubatuba membro Geribá (folhelhos), Emborê (carbonatos) e os arenitos da formação Carapebus que possuem características de ambiente batial superior, gerados por fluxos turbidíticos hiperpicnais com deposição em ambiente marinho mais profundo, padrão retrogradacional e forte controle das estruturas salíferas, por onde se depositaram intercalados com folhelhos da Formação Ubatuba (CHANG et al. 1992).

Este trabalho terá uma ênfase maior nesse último estágio que abriga o reservatório de Marlim na formação Carapebus no Oligoceno superior, descrito por MOHRIAK; NEMCOK; ENCISO (2008), por um aumento progressivo da batimetria da bacia, onde posteriormente ao Albiano, iniciou-se uma tectônica dominada por falhas relacionadas a halocinese, de geometria lítrica, com anticlinais e calhas associadas, domos e diápiros de sal e estruturas geneticamente relacionadas. A figura 10 representa um esquema das principais estruturas e as cinco Megassequências cronoestratigráficas da bacia de Campos.

Figura 10 – Representação esquemática da geologia Estrutural e Cronoestratigrafia da bacia de Campos



Legenda:

	Embasamento		Fm Macabú/	} Supersequência		Mb Tamoiós	} Supersequência		Crosta Oceânica
	Fm Cabiúnas		Fm Gargaú/		} Sag / Transicional			Fm Ubatuba	} Marinha Transg/Regr
	Fm Atafona		Fm Retiro	} Supersequência			Fm Carapebus	} Marinha Transg/Regr	
	Fm Coqueiros		Fm Quissamã		} Marinha Carbonática		Mb Siri		} Marinha Transg/Regr
	Fm Itabapoana		Fm Outeiro	} Supersequência			Mb São Tomé	} Marinha Transg/Regr	
			Fm Namorado		} Supersequência		Marco Azul		} Marinha Transg/Regr

Nota: Geologia Estrutural e Cronoestratigrafia da Bacia de Campos. As principais estruturas na porção pós-rifte são diápiros de sal da Fm. Retiro, falhas lístricas sintéticas de direção NW-SE, anticlinais estratigráficas e do tipo casco de tartaruga por efeito de rollovers. Já na porção rifte observa-se falhas normais de alto ângulo, principais altos e baixos da bacia;

Esquema de migração secundário ilustrando uma rota potencial, desde a geradora do pré-sal até os depósitos turbidíticos do pós-sal;

Ilustração de Todas as cinco Megassequências Cronoestratigráficas e suas principais formações.

Fonte: Modificado de 13º Rodada de Licitações, ANP (2015).

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 Sistema Petrolífero

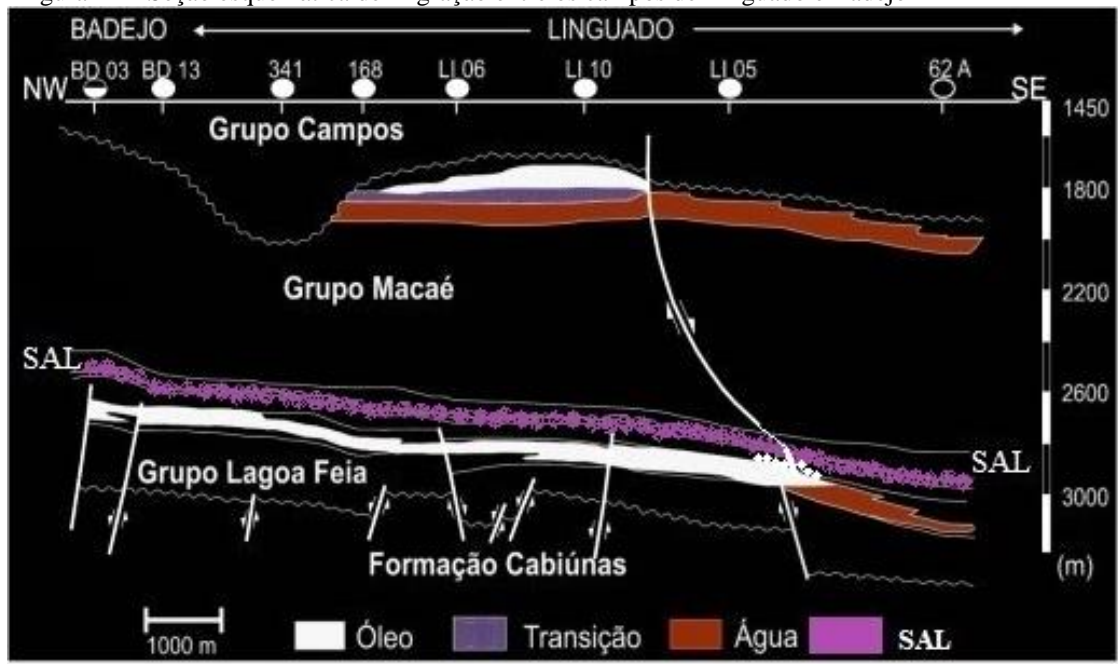
As margens continentais correspondem à transição entre a crosta continental e a oceânica. São regiões onde espessos pacotes sedimentares podem ser encontrados, e como o petróleo é gerado e acumulado nestas rochas, as margens possuem grande potencial petrolífero. No caso particular da Bacia de Campos, o mesmo sistema petrolífero atuante nas águas rasas atua igualmente em águas profundas, ou seja, as principais rochas geradoras são folhelhos lacustrinos do Cretáceo Inferior e as rochas reservatório são turbiditos de idades diversas, variando do Albiano até o Mioceno, além de carbonatos do Albiano e do pré-sal Aptiano. A maturação necessária para a geração do petróleo parece estar ligada à progradação terciária do delta do rio Paraíba do Sul (MILANI et al., 2000).

Dentro desse contexto, o arcabouço estrutural pré-existente, inclui trends de idade pré-cambriana, paleozóica e triássica que exerceu um importante papel durante a fase Mesozóica do rifteamento, uma vez que a ruptura do Atlântico Sul acomodou falhas normais sobre um ambiente estrutural pré-existente, esse embasamento cristalino foi escassamente amostrado em subsuperfície, e corresponde aos mesmos domínios litológicos de gnaisses pré-cambrianos que afloram nas áreas vizinhas à bacia marginal, do mesmo modo, a presença de estruturas transversais criou complicações neste quadro de propagação do rifte de sul para norte (MOHRIAK et al., 1995).

4.1.1 Geração e Migração

De acordo com GUARDADO et al., (1989), a principal rocha geradora da bacia são folhelhos dos andares locais Buracica e Jiquiá (Barremiano/Aptiano) do Grupo Lagoa Feia, depositados durante a fase rifte e adicionalmente, em especial na porção norte da bacia, próximo ao limite com a Bacia do Espírito Santo, também são considerados possíveis geradores os folhelhos marinhos de idades Turoniana e Cenomaniana.

Figura 11 - Seção esquemática de migração entre os campos de Linguado e Badejo



Nota: Esquema de migração secundária através de janelas de sal e falhas lístricas, além de acumulações de óleo (em branco) em coquinas (Gr. Lagoa Feia) e carbonatos albianos (Gr. Macaé).

Fonte: Modificado de GUARDADO et al. (1989).

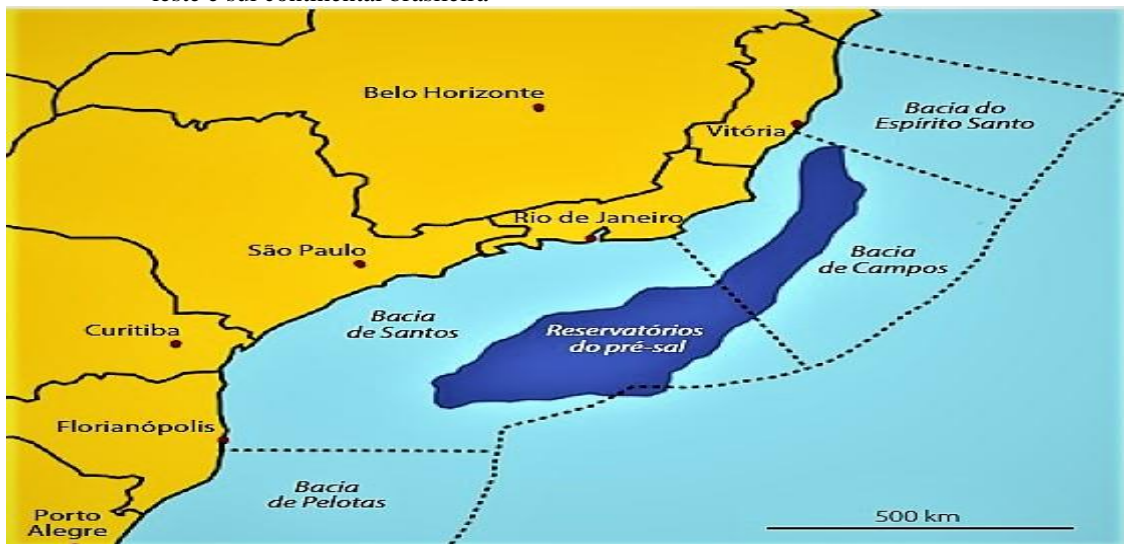
Segundo dados geoquímicos e sedimentológicos, essas geradoras foram formadas em um ambiente lacustre, apresentando querogênio do tipo I, com teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2 e 6% (MELLO, 1988).

O tipo de migração mais importante para a bacia são as janelas de sal por onde formam-se locais sem a presença de evaporitos da Formação Retiro, onde os falhamentos lístricos conseguem transportar o óleo da fase rifte até os diferentes reservatórios da fase drifte, pós-sal. No caso de reservatórios intercalados ou em contato com a rocha geradora, a migração também pode ocorrer por falhas ou contato direto. Outra forma de migração consiste em contato lateral por falha, como exemplo podemos citar os basaltos vesiculares da Formação Cabiúnas em contato lateral com os folhelhos de idade Jiquiá (GUARDADO et al., 1989).

4.1.2 Rochas Reservatório

Uma grande variedade de rochas reservatório é verificada na Bacia de Campos, em níveis estratigráficos variáveis, dentre estes, na região mais profunda abaixo da camada de sal, destacam-se as coquinas da Formação Coqueiros, os reservatórios carbonáticos microbiais do rifte superior e os Basaltos Fraturados da Formação Cabiúnas, na base do rifte, todos pertencentes ao Grupo Lagoa Feia.

Figura 12 - Distribuição das Rochas Reservatório do pré-sal, em relação as bacias sedimentares da margem leste e sul continental brasileira



Fonte: Extraído de RICCOMINI et al., (2012).

No pós-sal, ocorrem os calcarenitos de alta energia do Albiano da Formação Quissamã, além dos Carbonatos da Formação Imbetiba, de idade Cenomaniano, com acumulações principalmente em fácies mais proximais, todos do Grupo Macaé. Intercalados aos carbonatos do Grupo Macaé, ocorrem turbiditos mais profundos da Formação Namorado. No Oligoceno Superior, registra-se reservatórios de carbonatos referentes ao Membro Siri da Formação Ubatuba e do Cretáceo Superior até o Mioceno Médio, temos o Principal Reservatório do pós-sal da bacia, os arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, onde as grandes concentrações no Oligomioceno são chamadas de Arenitos Marlim (GRASSI et al., 2004).

4.1.3 Rochas Selantes

As diferentes rochas reservatório da bacia apresentam diferentes selos, todavia, se concentram principalmente em pelitos e mudstones intercalados com os próprios reservatórios e os evaporitos da formação Retiro. Na Formação Lagoa Feia, as rochas selantes são os folhelhos intercalados às coquilhas (reservatório) assim como a sequência evaporítica no topo da formação. Nos carbonatos da Formação Macaé, os mudstones da Formação Outeiro e Imbetiba fazem o papel de principais capeadores. Já para os reservatórios turbidíticos, as rochas selantes são os folhelhos da Formação Ubatuba que cobrem boa parte do pós-sal da bacia (GRASSI et al., 2004).

Dentre estes, o principal selo da bacia são os evaporitos da Formação Retiro pelos quais marcaram também uma mudança do tectonismo da bacia para um novo momento adiastrófico, com presença de halocinese provocada pelo sal (CHANG et al. 1992).

4.1.4 Trapas

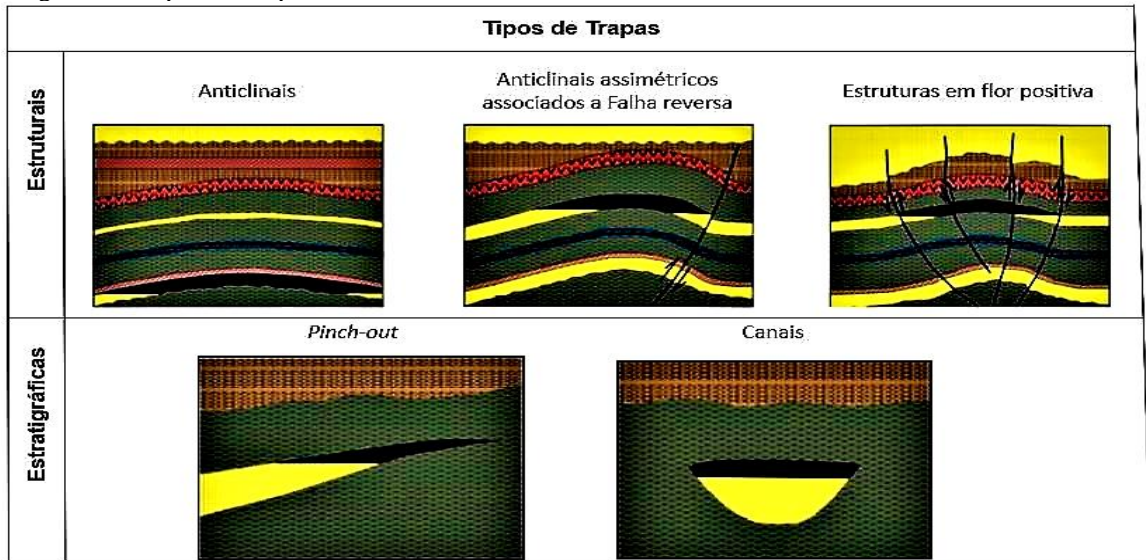
As trapas constituem um papel importante dentro do sistema petrolífero, uma vez em movimento, os fluidos petrolíferos são dirigidos para zonas de pressão mais baixas que os arredores, normalmente posicionadas em situações estruturalmente mais elevadas que as adjacências, dentro desse quadro, configurações geométricas das estruturas das rochas sedimentares, permitem a focalização dos fluidos migrantes nos arredores para locais elevados, que não permitam o escape futuro destes fluidos, fazendo com que se acumulem em trapas ou armadilhas. Elas podem ser simples como o flanco de homoclinais, domos salinos, ou, mais comumente, como o ápice de dobras anticlinais, ou até mesmo em situações complexas como superposição de dobras e falhas de natureza diversas. Este tipo de aprisionamento, em uma estrutura elevada, é denominado de trapeamento estrutural (MILANI et al., 2000).

Eventualmente, a migração do petróleo pode ser detida pelo acunhamento da camada transportadora, ou bloqueio da mesma por uma barreira diagenética ou de permeabilidade, ficando então retido em posições não reconhecidas estruturalmente, neste caso, teremos um trapeamento de caráter estratigráfico (MILANI et al., 2000).

Na fase rifte, altos de embasamento são importantes tanto para o contato lateral dos folhelhos geradores com os basaltos fraturados como para o desenvolvimento de coquinas, propiciando melhores condições de reservatório, além da focalização da migração de hidrocarbonetos. (CHANG et al. 1992).

Já na fase drifte, para os carbonatos do Grupo Macaé, esperam-se principalmente trapas estruturais do tipo tectônica dominó em águas rasas, falhas lítricas com rollover, além de blocos isolados que migraram por escorregamentos para águas mais profundas. Para os arenitos turbidíticos, esperam-se falhas lítricas com rollover, estruturas formadas pela movimentação de diápiros de sal como truncamentos contra flancos e pinch-out estratigráficos, compartimentados ou não por falhas (RANGEL et al., 1994).

Figura 13 - Tipos de Trapas



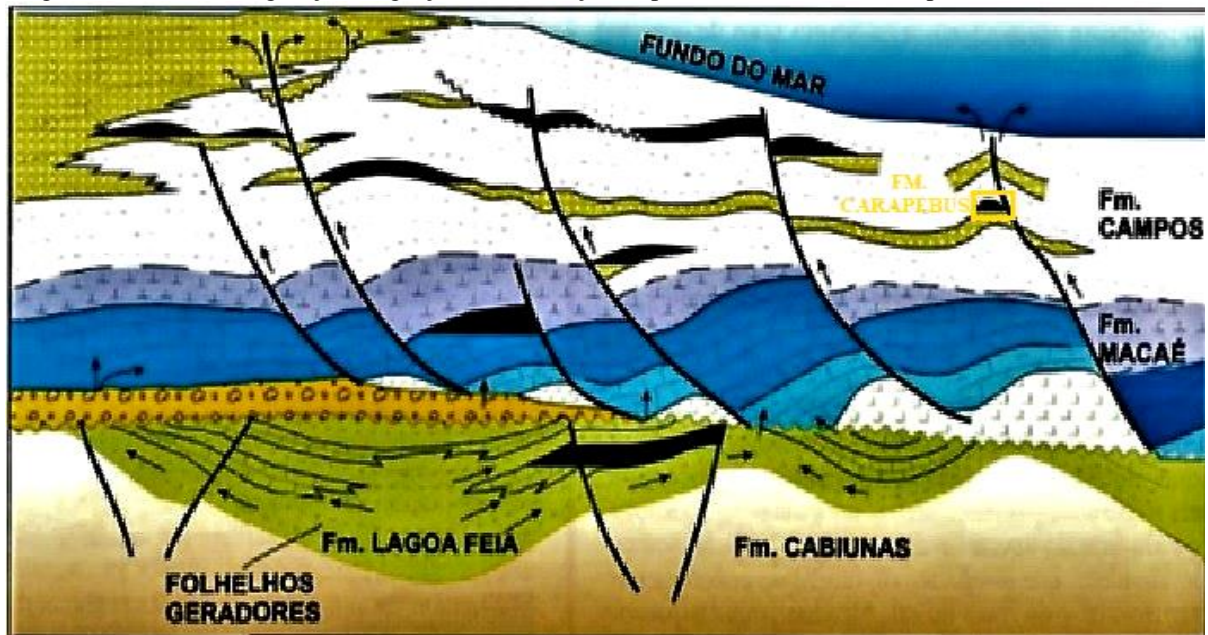
Fonte: Adaptado de NEVES et al. (1989).

4.1.5 Sincronismo

É o fenômeno que faz com que as rochas geradoras, reservatórios, selantes, trapas e migração se originem e se desenvolvam em uma escala de tempo adequada para a formação de acumulações de petróleo. Assim sendo, uma vez iniciada a geração de hidrocarbonetos dentro de uma bacia sedimentar, após um soterramento adequado, o petróleo expulso da rocha geradora deve encontrar rotas de migração já formadas, seja por deformação estrutural anterior ou por seu próprio mecanismo de decompressão, após uma passagem pela janela de

maturação, sendo assim desenvolvido. Nesse contexto, a trapa já deve estar formada para atrair os fluidos migrantes, os reservatórios porosos já devem ter sido depositados, e não muito soterrados para perderem suas características permo-porosas originais, e as rochas selantes já devem estar presentes para impermeabilizar a armadilha. Se estes elementos e fenômenos não seguirem uma ordem temporal favorável, o sincronismo, de nada adiantará e a existência de grandes estruturas, abundantes reservatórios e rochas geradoras com elevado teor de matéria orgânica na bacia sedimentar, de nada servirá para a geologia do petróleo. A falta de sincronismo entre os elementos componentes do sistema petrolífero tem sido uma das causas mais comuns no insucesso de perfurações exploratórias no mundo inteiro (MILANI et al. 2000).

Figura 14 - Modelo de geração, migração e acumulação de petróleo da Bacia de Campos



Legenda:  **SAL**
 **RESERVATÓRIOS**

Nota: Representação do Sincronismo da bacia. Destacando-se, a principal geradora, os folhelhos do Pré-sal (Fm. Lagoa Feia) onde ocorre migração Primária e Secundária para reservatórios carbonáticos do Pré-sal e do Pós-sal (Fm. Macaé e Fm. Campos), além dos turbiditos superiores da formação Carapebus, todos afetados por falhas lítricas associadas à halocinese.

Fonte: Modificado de WAISMAN (2008).

4.2 Depósitos Turbidíticos

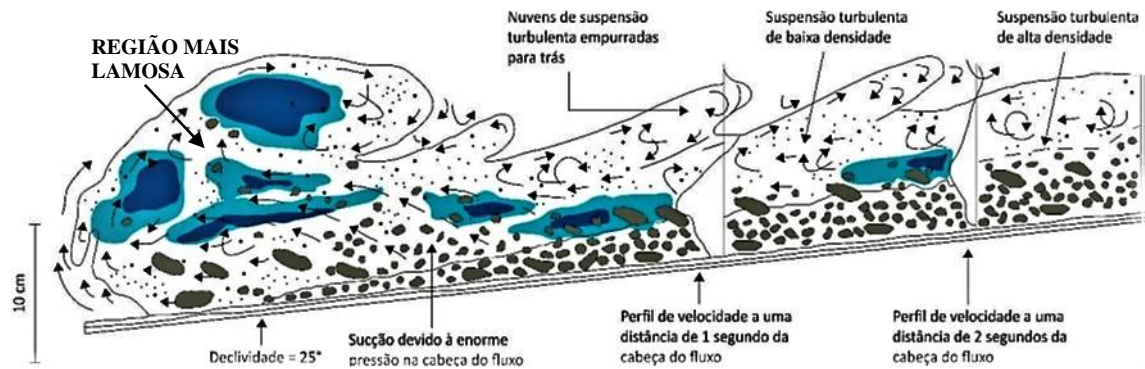
Os principais reservatórios do pós-sal presentes no Campo de Marlim na Bacia de Campos são formados por depósitos de arenitos turbidíticos durante a fase de incursão marinha chamada de fase Drifte, orquestrada pela tectônica Adiastrófica, comandada pelo Sal. Sendo assim, faz-se necessário o entendimento dos fatores geológicos que levaram a deposição desses arenitos, para melhor identifica-los como importantes estruturas dentro da Sísmica, um dos focos do nosso estudo no presente trabalho.

Segundo FETTER et. al., (2009), os reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos são reconhecidos como parte de sequências sedimentares que se desenvolveram do Cretáceo ao Recente, em resposta as variações eustáticas do nível do mar, taxas baixas de subsidência térmica e relevante aporte sedimentar decorrente do soerguimento da Serra do Mar. Dentre os principais reservatórios do pós-sal da Bacia de Campos, encontram-se os arenitos da Formação Carapebus, de idade Neo-Cretácea, composta predominantemente por arenitos depositados por correntes de turbidez ao longo do assoalho da plataforma oceânica durante a fase drifte.

De acordo com D´AVILA et al., (2008), os turbiditos são depositados em ambientes marinhos profundos, situados abaixo do nível base das ondas de tempestade, ou seja, em locais onde não ocorre interação entre as ondas e o assoalho do oceano. Nesses ambientes, processos sedimentológicos se destacam como principais atuantes na formação de corpos geometricamente diversificados, tais como os fluxos gravitacionais de sedimentos, fluxos gravitacionais de massa e correntes de fundo. MIDDLETON; HAMPYON (1973) destacam o papel fundamental das correntes de fundo e dos fluxos gravitacionais de massa que retrabalham e promovem a erosão e redeposição dos sedimentos preexistentes, sendo assim, os fluxos gravitacionais de sedimentos podem ser divididos em quatro principais tipos: fluxo de detritos, fluxos de grãos, fluxos fluidizados e correntes de turbidez. Todavia, a efetividade no carreamento de quantidades significativas de sedimentos por longas distâncias, se dá apenas pelo fluxo de detritos e pelas correntes de turbidez.

A figura 15 mostra o intenso poder erosivo destes fluxos, nas partes proximais dos sistemas turbidíticos promove a escavação do substrato lamoso, gerando-se espaço para a deposição das fácies subsequentes.

Figura 15 - Esquema ilustrando uma corrente de turbidez



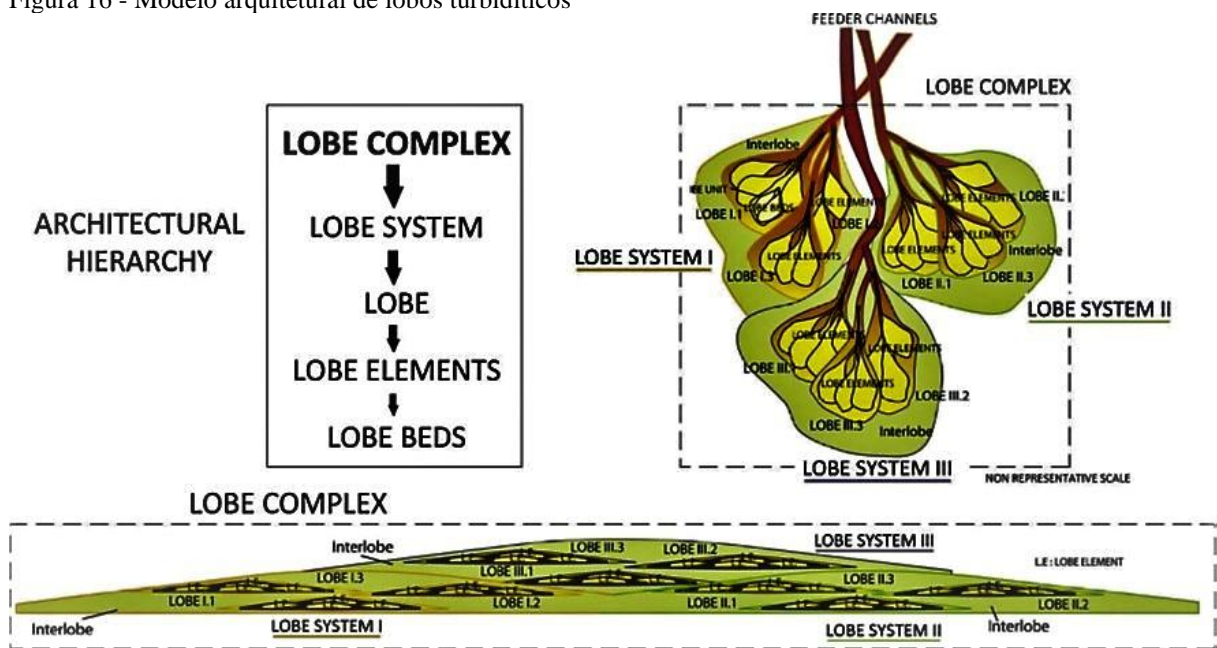
Nota: A base é densa e laminar e a camada superior turbulenta.

Fonte: Modificado de POSTMA et al. (1988).

Segundo D'ÁVILA & PAIM (2003), uma corrente de turbidez pode ser dividida em corpo, onde o fluxo é uniforme, cauda, zona de rápida redução do fluxo e cabeça, uma porção frontal até duas vezes mais espessa que o resto do fluxo, onde a intensidade da turbulência é bastante significativa, ao passar pelo talude, região de alto declive, erode o substrato e incorpora o sedimento erodido, aumentando a densidade do corpo. A partir do momento em que as correntes de turbidez começam a perder energia, normalmente quando deixam de estar confinados em canais, a deposição da carga sedimentar adquire características diferenciadas, variando em razão dos diferentes tipos de sedimentos contidos no fluxo.

Em 2009, PRÉLAT et al. propôs um modelo arquitetural esquemático visando a caracterização de complexos turbidíticos baseado nos complexos de lobos, conhecidos por sua geometria em folha, são caracterizados por extensos pacotes de sedimentos areno-lamosos intercalados com complexos de canais amalgamados, os quais compreendem porções usualmente compostas por sedimentos arenosos a conglomeráticos, como demonstrado na figura 16.

Figura 16 - Modelo arquitetural de lobos turbidíticos



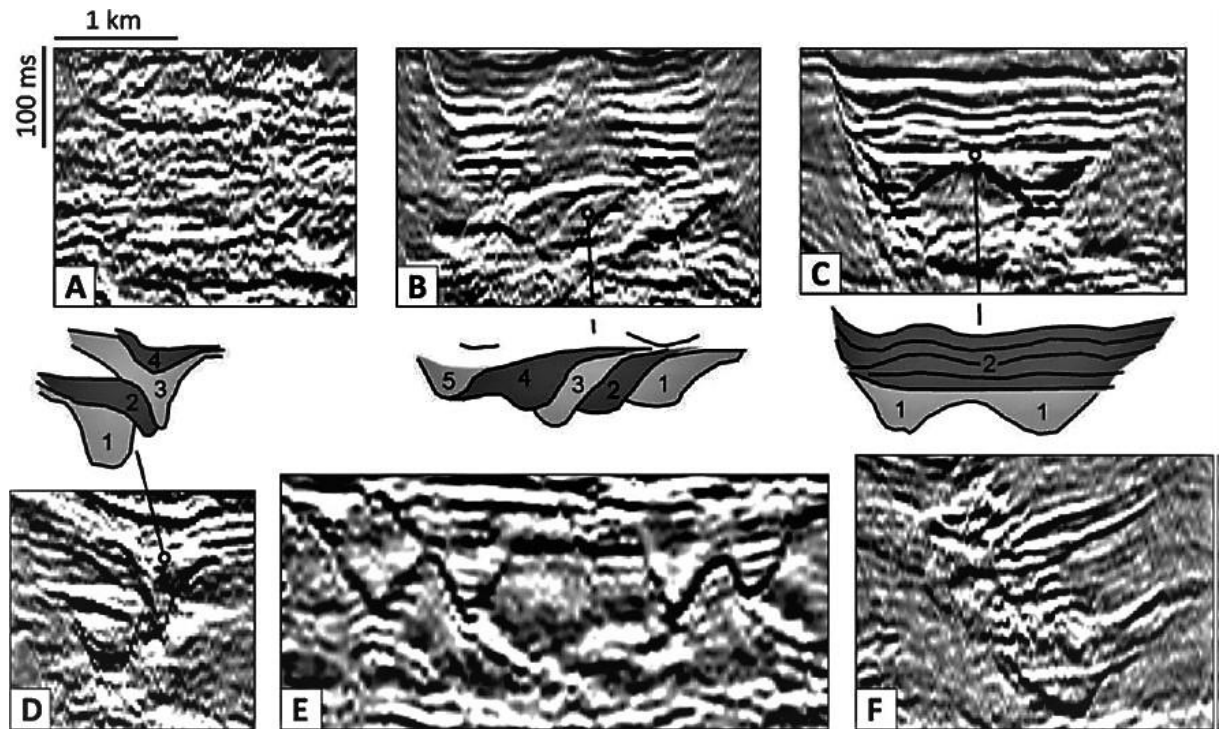
Fonte: Adaptado de PRÉLAT et al. (2009).

Fluxos de alta eficiência são desenvolvidos pelas correntes de turbidez que sofrem acelerações maiores, ao longo de taludes mais íngremes, e distribuem os sedimentos arenosos (rochas-reservatório) por uma ampla região, permitindo uma melhor distribuição no espaço, desenvolvendo reservatórios de maior espessura e melhor qualidade na região dos lobos (D'ÁVILA & PAIM, 2003).

Segundo NORMARK et al. (1993), quando há sucessivos depósitos de lobos possuindo considerável mudança lateral, podem ocorrer baixos entre os corpos, desenvolvendo assim, ciclos de compensação em larga escala. Em situações com presença de correntes de fundo retrabalhando os depósitos, alguns truncamentos erosionais podem caracterizar o limite superior do lobo, com isso, discontinuidades no topo podem apresentar uma superfície com contatos onlap ou downlap, o primeiro representa baixos topográficos nos flancos do lobo, preenchidos posteriormente, já o segundo indica a consecutiva progradação dos deltas ou do talude.

Feições arquiteturais e padrões de refletores sísmicos, são diagnósticos de complexos de canais turbidíticos, concluíram DEPTUCK et al., (2003); MAYALL et al., (2006) & JACKSON et al., (2008). Dentro da caracterização de estruturas do presente estudo, esse tipo de identificação será utilizado, permitindo uma caracterização de padrão de reservatórios turbidíticos. A figura 17 nos mostra alguns dos principais padrões de refletores que podem conter reservatórios turbidíticos do pós-sal.

Figura 17 - Padrões de refletos e feições arquiteturais



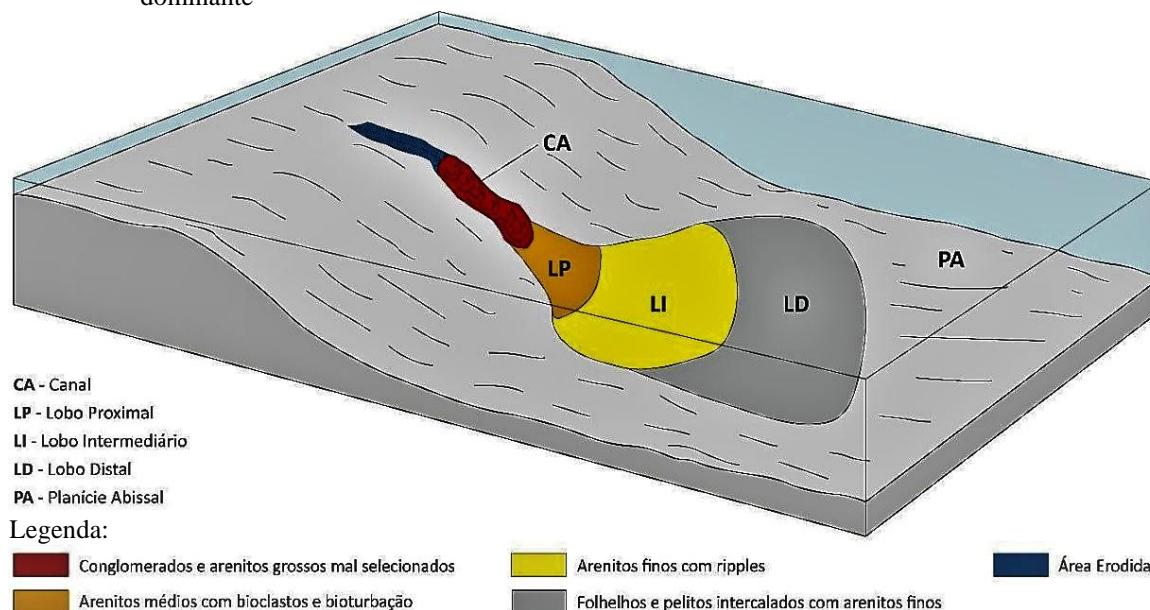
Nota: Diagnósticos de complexos de canais utilizados como base para o reconhecimento de possíveis reservatórios no presente estudo.

Fonte: Retirado de DEPTUCK et al. (2003).

DE RUIG & HUBBARD (2006), através do mapeamento sistemático das fácies sísmicas, realizaram uma caracterização detalhada de complexos turbidíticos em subambientes deposicionais e concluíram que depósitos associados a complexos de canais são representados predominantemente por sedimentos arenosos, enquanto os depósitos de overbank (levee) estão associados a depósitos predominantemente lamosos.

O trabalho de MUTTI et al. (1999), permite localizar as regiões de melhor interesse da bacia para localização de reservatórios turbidíticos de melhor qualidade, sendo esses, localizados em região de Talude e região Transicional para a planície abissal, englobando conglomerados e arenitos médios.

Figura 18 - Divisão dos complexos turbidíticos em função das estruturas sedimentares reconhecidas e litologia dominante



Nota: Pacotes sedimentares associados aos depósitos de Canal (CA) e Lobo Proximal (LP) constituem os melhores reservatórios, uma vez que nestes locais predominam depósitos caracteristicamente arenosos.

Fonte: Modificado de MUTTI et al. (1999).

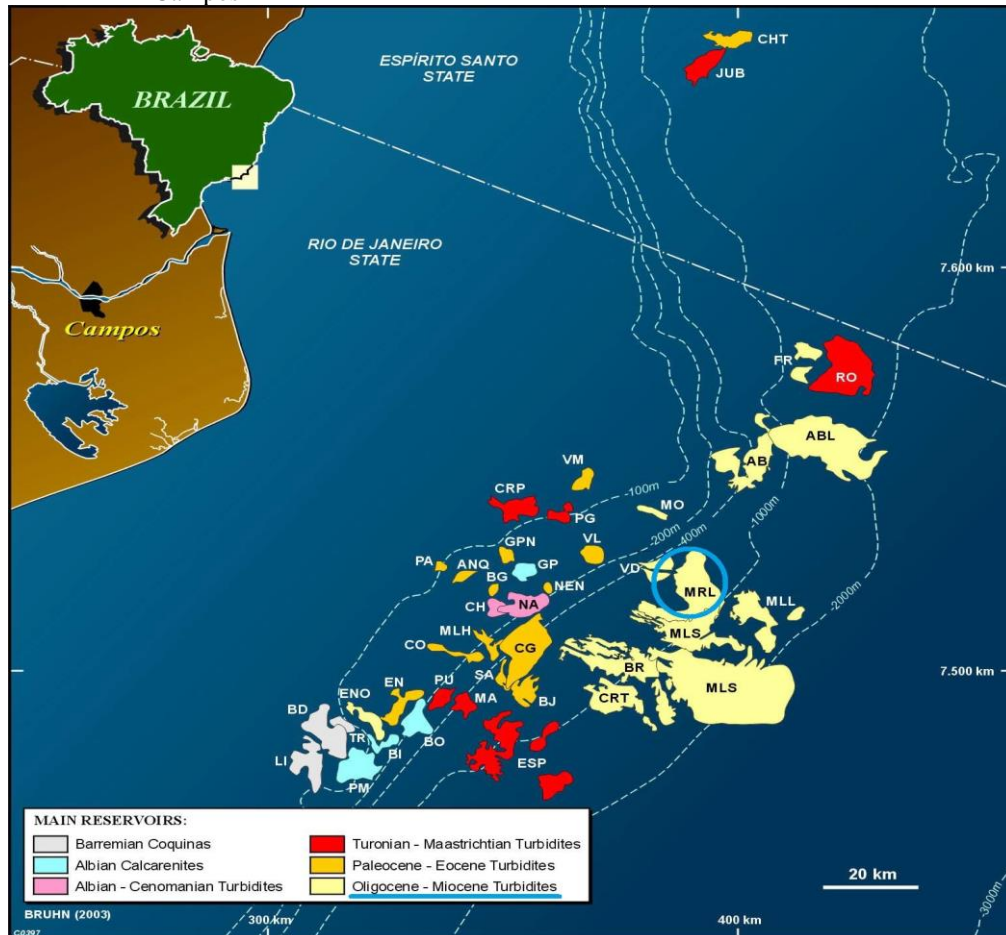
Os depósitos carbonáticos da bacia, se encontram em regiões separadas pelo grande evento deposicional de Evaporitos. Na região do pré-sal, com reservatórios formados por carbonatos Microbiais e Coquinas do Aptiano, depositados durante a fase de abertura do Oceano Atlântico Sul. Na região pós-sal, durante a instalação do ambiente marinho, já em fase SAG e Drifte de Margem Passiva, em condições de águas rasas onde depositaram-se reservatórios e estruturas carbonáticas de idade Albiana. Estes reservatórios não serão abordados como foco principal deste trabalho.

4.3 O Campo de Marlim

O campo de Marlim situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. Sua área circular produtiva abrange cerca de 257,6 km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 620 e 1050m (ANP, 2016). Foi descoberto em 1985 pelo pioneiro 1- RJS-219A, perfurado em lâmina d'água de 835 m (figura 19). Esse poço testou uma anomalia de amplitude sísmica que se revelaria como um leque arenoso de mar baixo de idade oligocênica, com cerca de 150 km²

de área e espessura de 73 m, saturado por óleo de 19° API e situado entre as cotas batimétricas de 500 e 1.100 m.

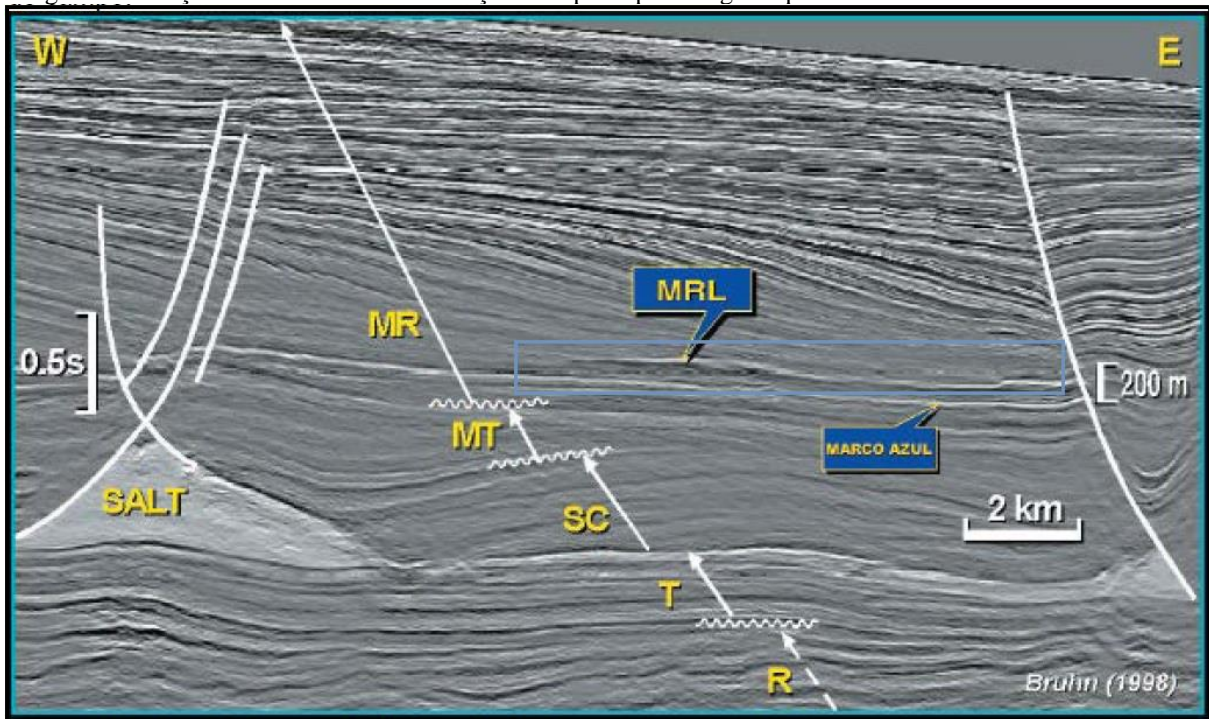
Figura 19 - Mapa de Localização de Marlim com destaque aos principais reservatórios da bacia de Campos



Fonte: Adaptado de BRUHN et al. (2003).

De acordo com TINOCO e CORÁ (1991), a trapa é determinada pelo pinch out dos reservatórios contra os folhelhos que envolvem o depósito arenoso, de característica estratigráfica no sentido oeste, norte e sul, já para leste, a acumulação termina contra uma falha normal lítrica (Figura 20), interpretada como sendo o duto pelo qual o petróleo ascendeu a partir da rocha geradora, situada na Formação Lagoa Feia.

Figura 20 – Seção sísmica DIP com indicações das principais Megassequências



Legenda: As principais Megassequências, Rifte (R), Transicional (T), Carbonática (SC), Marinha Transgressiva (MT), Marinha Regressiva (MR). Indicação do Marco Azul e do Reservatório principal de marlim (MRL) destacado em azul.

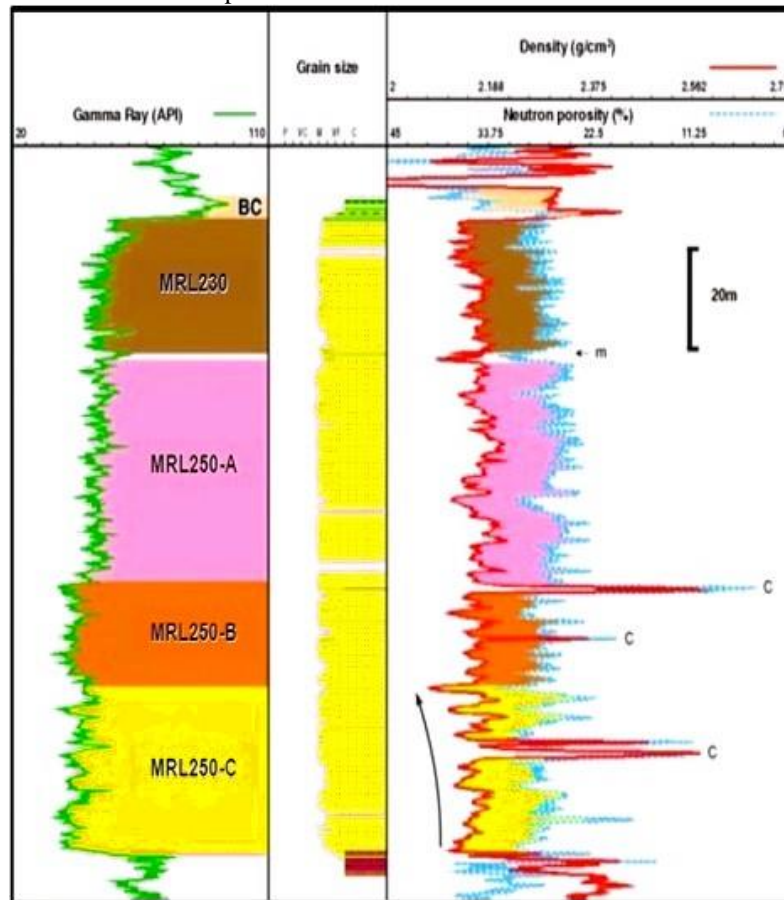
Nota: A esquerda, o domo de sal e as falhas sintéticas e antitéticas que limitam o campo à oeste. A direita, a falha Lítrica limitando a porção leste do campo.

Fonte: Adaptado de CHANG et al. (2006) apud BRUHN et al. (1998).

Segundo Guardado (1989), o campo de Marlim tem seus principais reservatórios constituídos por arenito muito fino a médio, maciço, interlaminados siltico-arenoargiloso, bioturbado, além de arenitos muito finos com ripples, interpretados como sendo depósitos originados pela ação de correntes de contorno em águas profundas que retrabalham os espessos corpos turbidíticos.

De acordo com OLIVEIRA et al. (2007), o reservatório principal é chamado de Arenito Marlim e apresenta padrão em blocos nos perfis de raios gama com matriz uniforme e baixo teor de argila, como podemos verificar na figura 21.

Figura 21 - Perfis típicos do arenito Marlim obtidos de uma perfuração no campo de Marlim



Nota: As diferentes cores representam zonas estratigráficas. Concreções Calcíticas = c;
Intercalações de Argilitos = m.

Fonte: Retirado de OLIVEIRA et al. (2007) apud BRUHN et al. (2003).

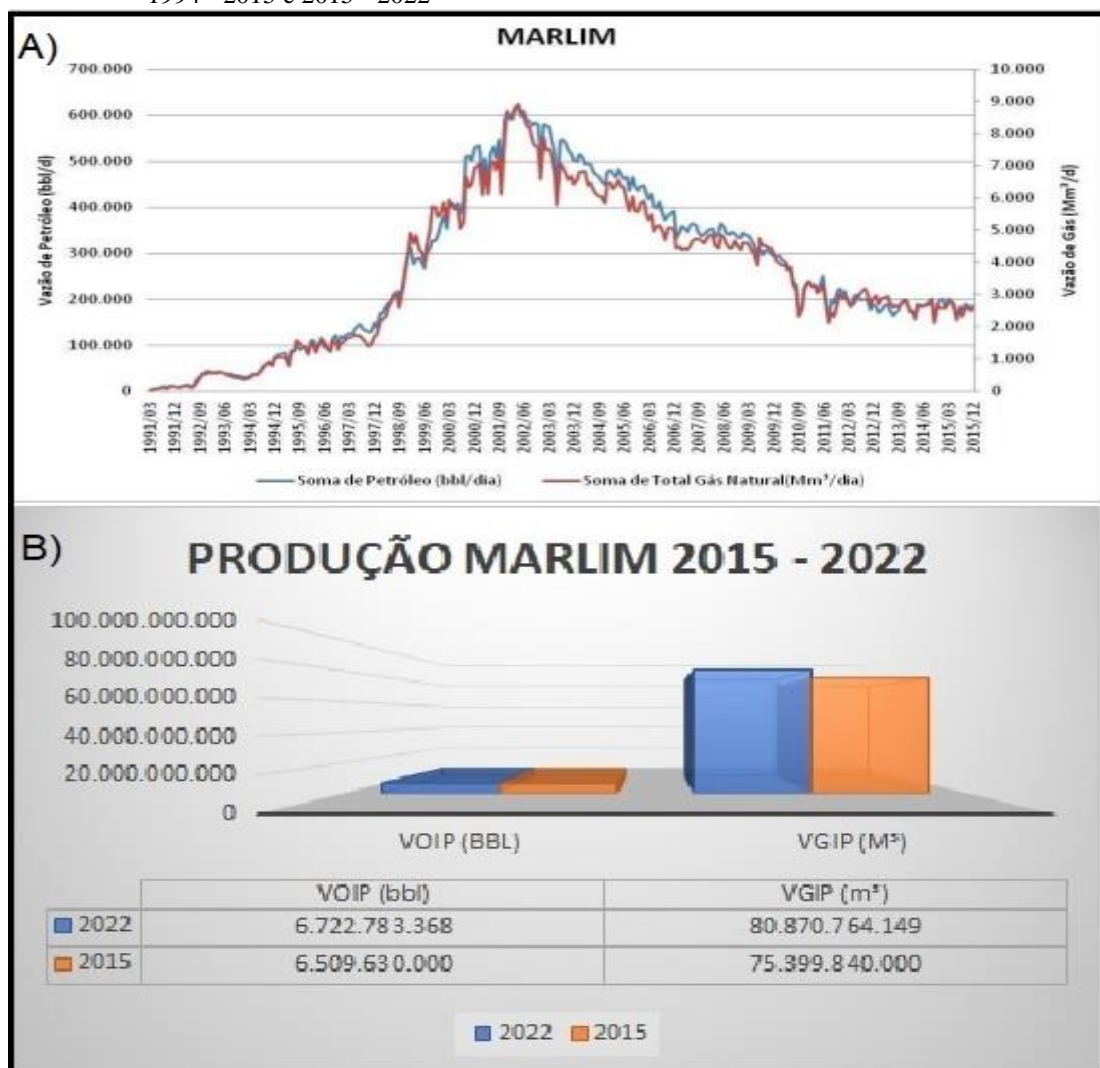
O complexo de Marlim compreende vários níveis de horizontes produtores, dentre estes, os siliciclásticos e carbonáticos dentro de uma espessa camada de sobrecarga deformada pela tectônica salina extensional, além dos reservatórios da fase sag do pré-sal. A imensa quantidade de poços dessa região contribuiu para amostragem da sequência de sal, da plataforma carbonática e da robusta sequência siliciclástica.

Segundo dados do relatório do banco canadense Scotiabank em parceria com a Petrobrás em 2020, Marlim possui reservatórios turbidíticos da formação Carapebus, depositados na encosta paleo-continental durante o Oligoceno e o Mioceno, a uma profundidade de 2.631 metros. O reservatório é formado por arenito com excelentes características permo-porosas e elevados índices de produtividade e portador de óleo entre 17 e 24°API.

Constatou-se também boas condições de produção em reservatórios de rafts carbonáticos do Albiano e carbonatos da formação Macabu, do grupo Lagoa Feia, de idade Aptiana superior (BRUHN et al. 2003).

De acordo com a evolução da produção, de petróleo em barris por dia (bbl/d) e de gás em milhões de metros cúbicos por dia, em dois marcadores principais no tempo, 2015 e 2022 (figuras 22), a produção de Marlim se mantém equilibrada com ligeiro aumento de 1,033%, comprovando a posição de destaque em condições de campos maduros.

Figura 22 - Evolução e comparação da produção de Petróleo e Gás do Campo de Marlim nos intervalos 1994 - 2015 e 2015 - 2022



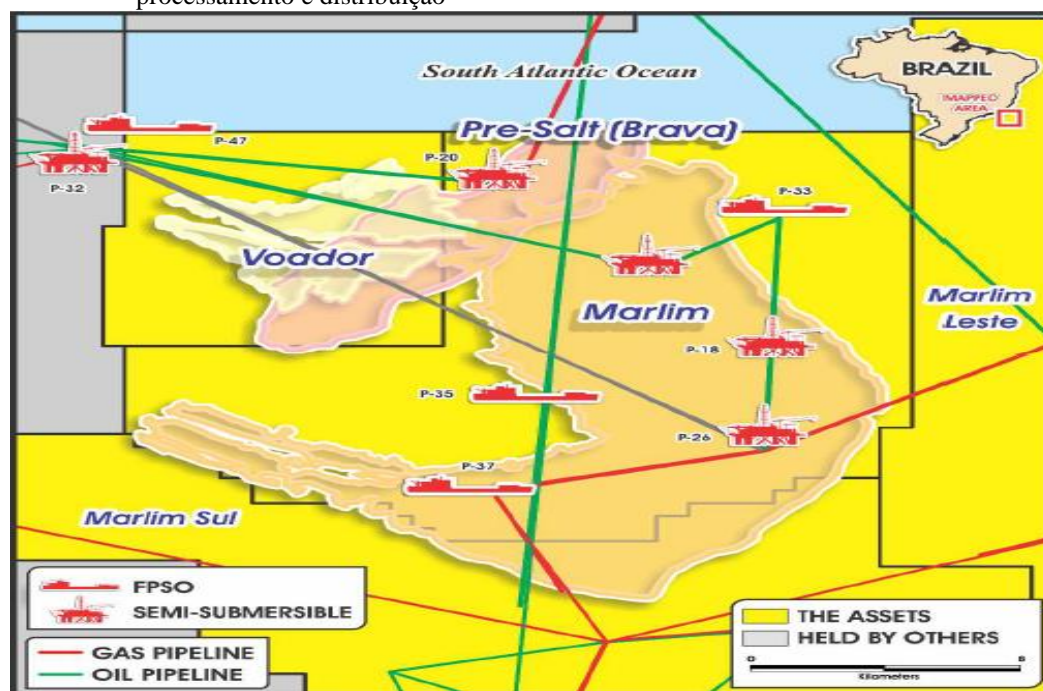
Fonte: Retirado de ANP, MARLIM (2016).

Nota: Dados foram mesclados do Boletim Anual de Reservas (BAR) em 2022, com o dados do Plano de Desenvolvimento (PD) de Marlim em 2016. A produção se mantém equilibrada com ligeiro aumento de 1,033%, no período de 2015 até 2022, como podemos observar no gráfico (B).

Fonte: O Autor, 2023.

A figura 23 ilustra boa parte da estrutura recebida para exploração e distribuição de óleo e gás do complexo de Marlim que por ser um campo maduro, já abriga estruturas que podem ser utilizadas em novas descobertas, como o pré-sal do poço de Brava onde já foi iniciada a produção.

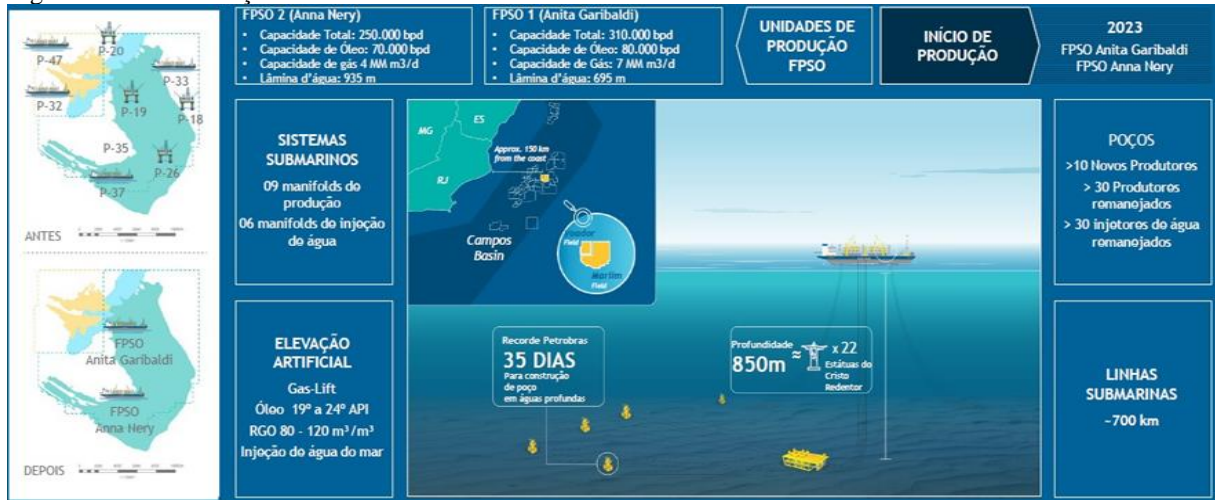
Figura 23 - Mapa do Campo de Marlim e Voador, mostrando os tipos de plataformas, unidades de processamento e distribuição



Nota: Toda a estrutura de Upstream e Midstream já estão interligadas no complexo de Marlim.
Fonte: Extraído de SCOTIBIANK, 2020.

Justificando a importância do Campo de Marlim, diante do cenário atual, BATISTA et al. (2022) em apresentação no Offshore Technology Conference 31833, demonstra que diante dos desafios de um campo maduro com produção em queda, Marlim se tornou exemplo de um projeto de classe mundial, sendo implementado o maior programa de recuperação de ativos maduros na indústria offshore global, com descomissionamento de nove plataformas, instalação de duas novas FPSOs (Anna Nery e Anita Garibaldi), com projeto pioneiro de Elevação Artificial com injeção de água do mar, além de 10 novos Poços Produtores, 30 Produtores remanejados, 30 injetores de água remanejados, 700 km de Linhas Submarinas, 09 manifolds de produção, 06 manifolds de injeção de água (figura 24).

Figura 24 - Revitalização de Marlim e Voador



Fonte: Retirado de BATISTA et al. (2022).

5 GEOFÍSICA DE EXPLORAÇÃO

Este capítulo abrange um conteúdo literal e explicativo da importância da Sísmica e suas ramificações para a indústria do petróleo, destacando a metodologia aplicada neste trabalho.

5.1 Sísmica

De acordo com XIAOYU (2021), a geofísica na exploração de petróleo pode ser desenvolvida através da combinação de tecnologia sísmica artificial e métodos que utilizam campos naturais da terra, chamados de Potenciais, tais como o método gravitacional, método magnético e método elétrico, possibilitando a análise de dados geofísicos, obtendo informações de dados geológicos e de perfuração para atender continuamente às necessidades da progressão da exploração e desenvolvimento de petróleo. Com o desenvolvimento da exploração sísmica vieram as medições de tecnologia sísmica de alta densidade que pode ser realizada através de canais estreitos, espaçamento de trilhas e imagem de alta resolução, ou combinada com a aplicação de recepção digital interna de ponto único. Medidas técnicas de identificação estrutural de alta resolução e pequena amplitude são usadas em reservatórios maduros de baixa espessura, permitindo que o petróleo remanescente possa ser avaliado, contribuindo positivamente com o fator de recuperação de petróleo. Os métodos Potenciais, não serão abordados neste trabalho.

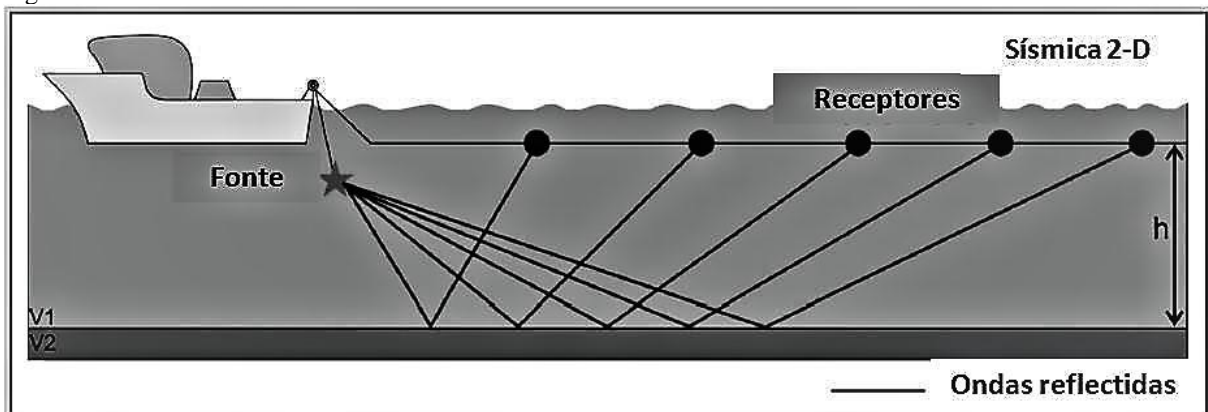
Quando uma interface entre dois meios com características físicas distintas é atingida por uma frente de ondas sísmicas, parte de sua energia é refletida, parte é refratada e transmitida para outras camadas abaixo e parte é absorvida. A interpretação Geológica do dado Sísmico está relacionada com a fração refletida da onda pela qual o coeficiente de reflexão é definido pelo contraste de impedância acústica entre os meios, sendo esta definida como o produto entre a velocidade de propagação da onda e a densidade do meio. Portanto, quanto maior for esta diferença, mais energia chegará ao receptor. (NETO, 2001; SILVA, 2012).

Ondas sísmicas liberadas artificialmente apresentam diferentes efeitos de vibração ao encontrarem diferentes estruturas rochosas. Ao analisarmos vários tipos de ondas, podemos

distinguir a diferença entre as camadas de petróleo e gás e as formações convencionais. A tecnologia chave é a interpretação e análise por diversos softwares, de ondas refletidas e ondas refratadas, onde instrumentos de exploração sísmica são usados para registrar as ondas que retornam à superfície, promovendo informações relevantes para a compreensão da litologia, espessura efetiva e a profundidade do reservatório, se tornando o principal método atual de busca de petróleo (XIAOYU, 2021).

Dados sísmicos são adquiridos por meio de fontes acústicas e receptores, e suas geometrias podem variar de acordo com o objetivo do levantamento. Segundo SIMM; BACON (2014), os dados necessários para a análise de um intérprete normalmente requerem uma série de traços para cada ponto de subsuperfície, fornecendo medições em uma variedade de ângulos de incidência. Para a aquisição marinha, a figura 25 ilustra um dos arranjos que podem ser utilizados.

Figura 25 - Modelo de funcionamento do método de reflexão sísmica no mar



Fonte: Retirado de KATATA (2015).

As fontes possuem um determinado espectro de frequência e são transmitidas pela coluna d'água e subsuperfície, sofrendo pouca atenuação por parte da água, sendo assim, este método pode ser amplamente utilizado desde águas rasas até as regiões mais profundas, podendo penetrar quilômetros abaixo do fundo marinho. Quanto maiores as frequências do espectro da fonte, maior resolução o registro terá, no entanto, maior também será a atenuação que o sinal irá sofrer, reduzindo sua capacidade de penetração na subsuperfície (NETO, 2001). Portanto, frequências menores deverão ser implementadas nos espectros, em regiões de águas profundas.

5.1.1 Processamento dos Dados

De acordo com TANER (2001), após diversos outros estudos terem sido desenvolvidos, os dados sísmicos podem ser classificados de acordo com o momento do fluxo de processamento em que se utiliza o dado de entrada, podendo adotar o formato Pre-Stack, onde os dados de entrada são CDP, com informações da direção (azimute) e do offset, gerando enormes quantidades de dados; portanto, eles não são práticos para estudos iniciais, no entanto, possuem quantidades consideráveis de informações que podem estar diretamente relacionadas ao conteúdo de Fluidos e à orientação de fraturas. Exemplos: AVO, velocidades e variação azimutal. Já o dado Pós-Stack, apresenta processo de empilhamento que elimina informações relacionadas ao deslocamento e ao azimute. Os dados de entrada podem ser CDP empilhados ou migrados, com finalidade de trazer grandes quantidades de dados em investigações de reconhecimento iniciais. Exemplos: amplitude, frequência e fase instantâneas.

A migração é a etapa do processamento na qual os refletores são levados à sua posição real e de acordo com PROSSER (1993), o objetivo central do processamento sísmico é fornecer uma seção sísmica que torne possível uma interpretação que melhore o conhecimento acerca da evolução tectônica e sedimentar de uma bacia sedimentar com o intuito de identificar e mapear possíveis reservatórios de hidrocarboneto.

Neste trabalho, será usado apenas dados Pós-Stack PSDM, Pre-Stack Depth Migration que é um tipo de dado, comumente associada ao processo de migração, tipo de técnica aplicada ao dado sísmico no seu processamento posteriormente ao processo de empilhamento, restrito ao domínio de tempo ou da profundidade.

Após o entendimento sobre a aquisição e processamento dos dados, BARNES (2001), baseado em BALCH (1971), afirma que o registro sísmico terá um papel fundamental no contexto geral, por carregar informações possíveis de avaliar diversos parâmetros como espessura de camadas, presença de fraturas ou falhas, ângulo de mergulho e ocorrências de acumulações de hidrocarbonetos, juntamente com a próxima etapa caracterizada pelo entendimento sobre a geração do traço sísmico de amplitude, considerado o atributo sísmico fundamental.

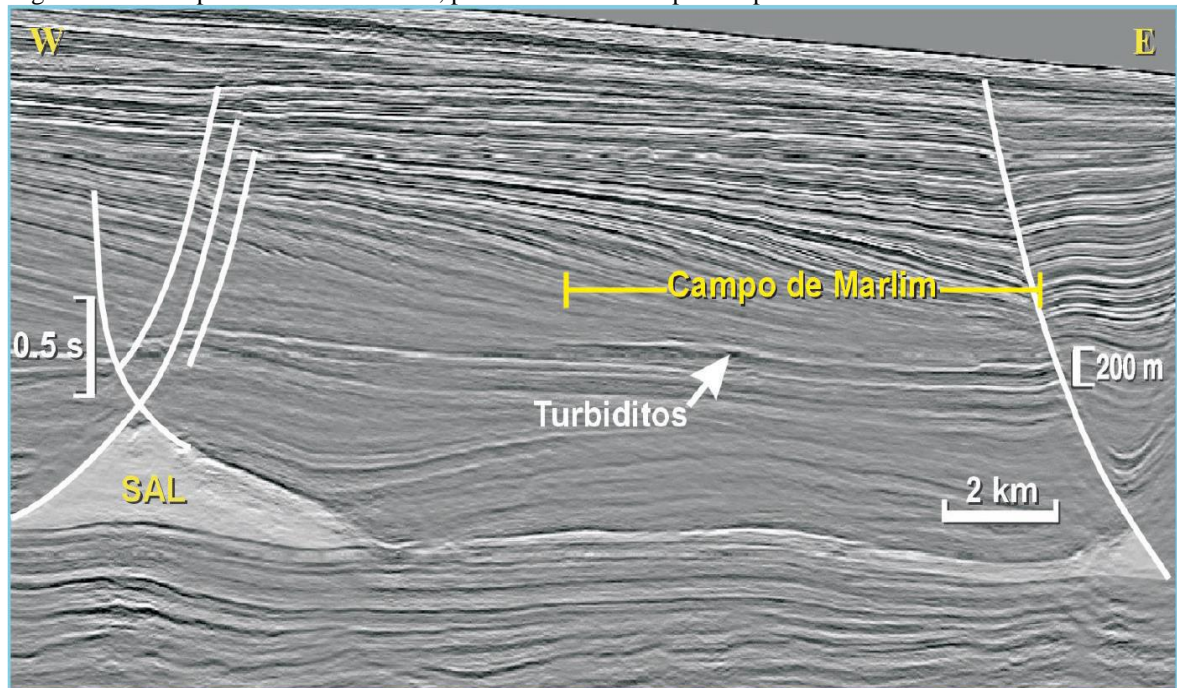
5.1.2 Atributos Sísmicos

Os Atributos sísmicos têm por objetivo extrair as informações necessárias, a partir de cada tipo de visualização para a interpretação do dado sísmico. Aumentando o refinamento com informações mais precisas sobre a geologia da área, para que, junto com outros dados, como perfis de poços, possamos reduzir os riscos exploratórios e até mesmo identificar soluções para possíveis problemas na produção. São bastante utilizados na indústria petrolífera, pois através deles, as interpretações estratigráficas permitem analisar os sistemas petrolíferos presentes no dado. É importante ressaltar que um bom atributo sísmico é diretamente sensível às características geológicas desejadas ou propriedades do reservatório de interesse, ou nos permite definir o ambiente estrutural ou deposicional e, assim, permite a influência de algumas características ou propriedades de interesse. É importante saber que para cada atributo, uma abordagem isolada, não necessariamente, nos trará alguma informação útil. Daí a importância de ter um arcabouço de informações a priori para correlacioná-las. (CHOPRA; MARFURT, 2007).

O resultado obtido com o atributo sísmico depende muito da qualidade da sísmica original e do contexto geológico da região. Portanto, é necessário ter um conhecimento prévio da geologia da região e saber qual evento pretende realçar para fazer a escolha correta dos atributos ideais para a interpretação (SILVA, 2012).

Em 1963, com a introdução do registro digital dos dados sísmicos, a investigação das variações de amplitude se tornou viável, o qual possibilitou diretamente a descoberta dos primeiros indicadores de hidrocarbonetos, os bright spots. Desta forma, BARNES (2001), considerou a amplitude como o primeiro atributo sísmico desenvolvido e indispensável.

Figura 26 - Exemplo de uso de atributos, por anomalias de amplitude para evidenciar refletos e falhas



Nota: A disposição dos refletos evidencia cinco diferentes unidades cronoestratigráficas, com destaque para o campo de Marlim no Oligoceno superior.

Fonte: Retirado de BIZZI et. al. (2003).

Posteriormente, os atributos mais complexos foram se desenvolvendo passo a passo, como o atributo de frequência, indicador de hidrocarbonetos. (DOBRIN, 1976, apud BARNES, 2001).

Segundo Barnes (2001), os atributos provocam uma decomposição do dado sísmico de forma informal, sem haver nenhuma regulamentação para tal atividade e seu desenvolvimento de acordo com Taner (2001) colabora para a compreensão da subsuperfície e reduz riscos e incertezas, embora o método ainda possua falhas intrínsecas. Todavia, a interpretação de um dado sísmico através de um atributo pode amplificar e revelar informações “escondidas” antes da aplicação do próprio. Assim, essa revelação é feita por meio da análise do sinal sísmico e técnicas de extração de informações do mesmo.

A interpretação dos dados por diferentes pontos de vista muitas vezes resulta em novas descobertas e insights que antes não eram evidentes. Neste sentido, transformações do dado de uma forma para outra são comuns na análise do sinal, e diversas técnicas são usadas afim de extrair informações significativas do dado sísmico. As análises do dado sísmico como um sinal analítico, traço complexo, é um exemplo dessas técnicas de transformação.

De acordo com TANER et al. (1979), os dados sísmicos são analisados como sinais analíticos com traço complexo, caracterizado matematicamente pela Transformada de Hilbert

no cálculo da parte imaginária do sinal que permitiu calcular os primeiros atributos sísmicos instantâneos. Assim, o traço complexo $F(t)$ é dado pela soma do traço sísmico, parte real, e a parte imaginária obtida pelo sinal real por meio da transformada de Hilbert, representados nos itens a e b, na figura 27. O traço complexo é descrito matematicamente pela equação abaixo:

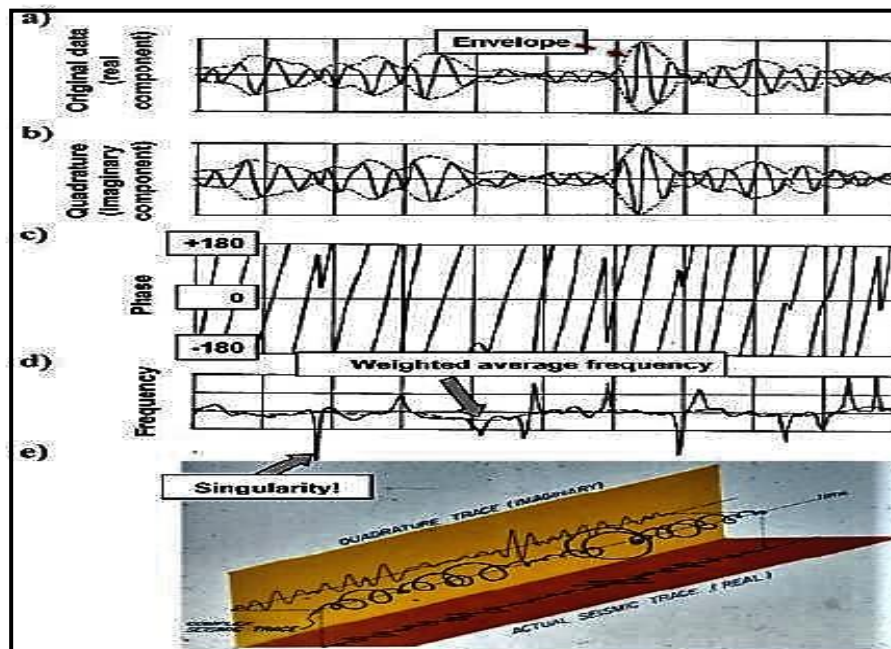
$$F(t) = f(t) + jf^*(t) \quad (1)$$

Como condição para a equação, $F(t)$ é dado por uma operação de convolução linear e reduz à uma representação de fase se $f(t)$ é uma senoidal, isto é, $f^*(t) = A \sin(\omega t + \theta)$ se $f(t) = A \cos(\omega t + \theta)$ para todos os valores reais de A e θ . E sabendo-se que os traços reais e imaginários são dados pela amplitude $A(t)$, fase $\theta(t)$ e independentem do tempo, desta forma o traço complexo pode ser escrito como:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (2)$$

Através do traço complexo, pode-se então definir a fase, a frequência instantânea e a amplitude, relacionada ao coeficiente de reflexão e contraste de impedância, com o objetivo de usá-las em uma oscilação harmônica simples, além do cálculo de similaridade para melhorar a precisão do mesmo sinal em diferentes traços.

Figura 27 - Tipos de Amplitude



Legenda: Traço real (a); Componente imaginário (b); Fase instantânea (c); Frequência instantânea; Frequência média ponderada (d) e Diagrama isométrico de um sinal analítico (e).

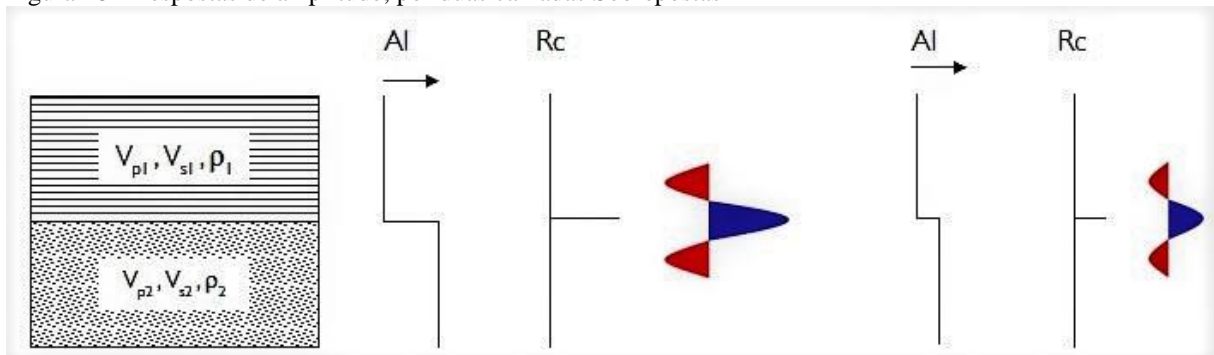
Fonte: Retirado de CHOPRA; MARFURT (2005).

Os valores de amplitude observados na equação (2), são resultado do cálculo do coeficiente de reflexão, relacionado à mudança de velocidade e/ou densidade aparente das camadas sobrepostas, representado na equação abaixo:

$$RC = \frac{V_{p2} \rho_2 - V_{p1} \rho_1}{V_{p2} \rho_2 + V_{p1} \rho_1}$$

A figura 28 ilustra uma resposta em termos de amplitude, onde duas camadas sobrepostas foram representadas com o objetivo de comparar o traço sísmico, obtido pelo contraste de impedância, com o coeficiente de reflexão (CR). Com isso, é possível realizar uma análise de amplitude coerente para a identificação das camadas de interesse, a partir desse modelo convolucional e de outros ajustes de calibração de poços.

Figura 28 - Respostas de amplitude, por duas camadas Sobrepostas



Nota: A curva da direita possui um coeficiente menor (menor amplitude) enquanto a curva da esquerda representa um maior coeficiente de reflexão (maior amplitude). A diferença é marcada por valores distintos de impedância acústica (produto da velocidade compressional e densidade) das camadas

Fonte: Retirado de SIMM; BACON, (2014).

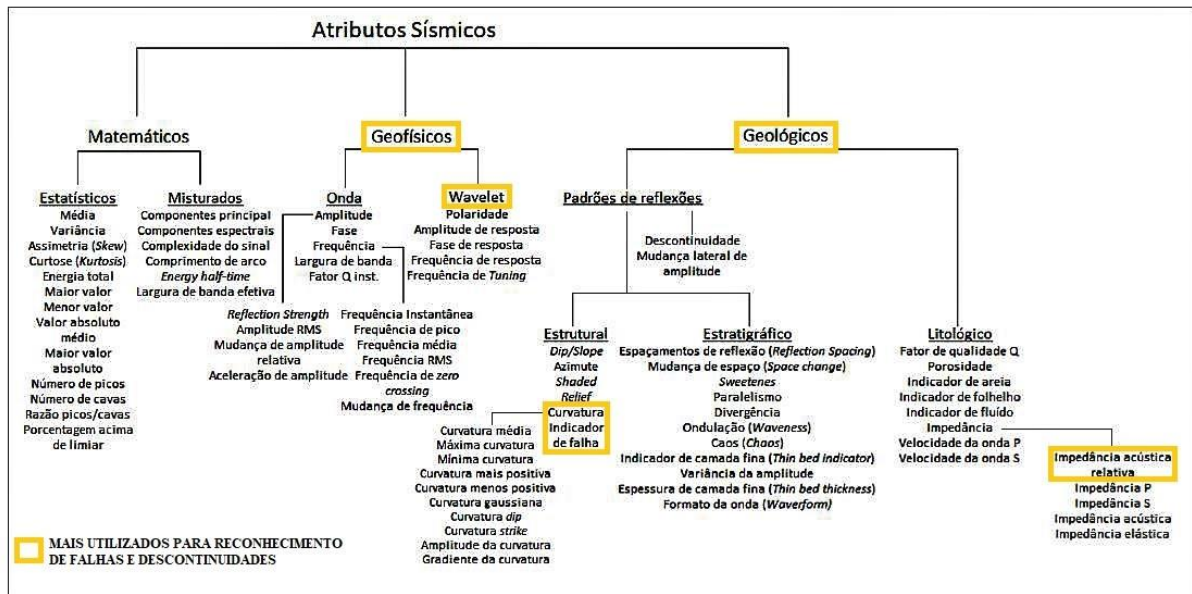
Diversos autores classificaram os atributos sísmicos, entre eles: BROWN (1996), CHEN; SIDNEY (1997), TANER (2001) e BARNES (2016).

Uma das classificações feita por TANER (2001) separou os atributos sísmicos por suas relações com a geologia, podendo ser: reflexivos, transmissivos, geométricos e físicos. Os atributos geométricos descrevem a relação espacial e temporal de todos os outros atributos e têm como função identificar características geométricas como mergulho, azimute e continuidade, portanto são muito usados na interpretação estratigráfica. Já os atributos físicos são associados as propriedades físicas das rochas e, conseqüentemente, são mais utilizados para classificação litológica e caracterização de reservatório. Estes dois atributos descritos, possuem maior relação com este trabalho e poderão ser abordados mais a frente.

Na classificação mais recente, BARNES (2016) separa os atributos em três grandes grupos, definidos como geológicos, geofísicos e matemáticos, figura 29. Segundo o Autor, os geológicos seriam mais relevantes nos estudos de interpretação sísmica para exploração de

hidrocarbonetos e caracterização de reservatórios, além de terem entendimento mais simplificado, apesar de apresentarem maior dificuldade em sua quantificação. Os geofísicos seriam de utilidade intermediária e os atributos matemáticos de menor utilidade, dentre os estudos realizados.

Figura 29 - Classificação de atributos sísmicos



Nota: Destacando os Atributos, de acordo com suas propriedades, mais utilizados para reconhecimento de falhas e descontinuidades.

Fonte: Adaptado de BARNES (2016).

BARNES (2016) expandi mais a classificação sobre a função de cada um deles:

- Os atributos geológicos gravam as propriedades estruturais (mergulho, azimute, curvatura e descontinuidade), estratigráficas (refleção spacing, paralelismo, thin-bedthickness) e litológicas (porosidade, densidade, conteúdo de fluido e porcentagem de areia além de velocidade, impedância e fatores qualitativos) do dado sísmico;
- Os atributos geofísicos, por sua vez, gravam informações relativas às ondas e wavelets, eles incluem amplitude, fase, frequência e banda larga. Para o uso destes, é necessária a inversão, feita automaticamente em softwares específicos, ou interpretação para obter as informações geológicas. Contém, ainda, informações diretas e relativamente exatas diferentemente dos geológicos, no entanto podem ser mais difíceis de compreender e relacionar com a geologia;

c) Os atributos classificados como matemáticos são relativos às médias, variâncias, raio e outras estatísticas relacionadas aos dados sísmicos. Representam a maior parcela entre os três tipos, pois são os mais simples de serem criados. No entanto, devido a sua natureza pouco interpretativa e mais exata, apresenta a mais baixa relação com a geologia dentre os métodos.

Com base em seus domínios, como pré-empilhamento e pós-empilhamento, BARNES (2016) ainda cita outra classificação, onde os primeiros possuem como dado de input o Common Depth Point (CDP) e são derivados de métodos envolvidos de inversão geofísica, fornecendo informações sobre litologia e conteúdo de fluido. Já os atributos pós-empilhamento podem ter dados de CDP empilhado ou migrado e são derivados de filtros, transformadas, inversões e estatísticas, quantificando propriedades estratigráficas e estruturais.

O entendimento da amplitude do sinal, é fundamental para a identificação e análise dos corpos turbidíticos, um dos focos deste trabalho. Através da geração de um modelo convolucional e com os ajustes necessários para que os dados de poços fiquem bem relacionados com o dado sísmico, é possível identificar reservatórios com base na análise de amplitude, uma vez que turbiditos preenchidos com óleo possuem uma alta amplitude negativa, assim como as principais superfícies deposicionais correspondem a amplitudes positivas.

Estudos que utilizam atributos sísmicos contribuem de forma muito mais acurada para a locação de poços, uma vez que descreve o reservatório com um nível maior de detalhes sendo de extrema importância em regiões de águas profundas e ultra profundas, onde os custos operacionais e de construção de poços são muito altos (ALBUQUERQUE et al., 2005)

Dentre a enorme gama de atributos sísmicos, decidiu-se selecionar aqueles que teriam um melhor potencial para identificação de Falhas e Descontinuidades de acordo com o objetivo deste trabalho. Utilizou-se então atributos Geológicos e Geofísicos relacionados a Coerência/Similaridade, Decomposição Espectral, Mergulho e Curvatura que serviram como base de apoio para a geração de atributos avançados de falhas.

5.2 Petrofísica de Poços

O perfil é o registro contínuo de um poço em relação à profundidade, comumente chamado de log, com finalidade de obter as propriedades físicas das rochas sem necessidade de amostragem durante a fase de perfuração, respondendo a essas diferentes propriedades, tais como densidade, radioatividade e resistividade, correspondendo a assinaturas de uma rocha (figura 30). Essas propriedades físicas das rochas são essenciais na identificação de potenciais reservatórios de hidrocarbonetos.

Segundo MELANI et al. (2014), a análise petrofísica corresponde as respostas dos perfis elétricos, aliados as informações de crossplots e histogramas que podem fornecer importantes subsídios para o estudo, como diagnósticos ou indicadores da presença de reservatórios, identificação da presença e saturações dos fluidos presentes na rocha, qualidade desses reservatórios, litologia, composição da matriz e estimativa de porosidade/permeabilidade. Por exemplo, a variação na resistividade ao longo do poço pode ajudar os geólogos e engenheiros de petróleo a identificar zonas de interesse para a produção de petróleo (figura 30).

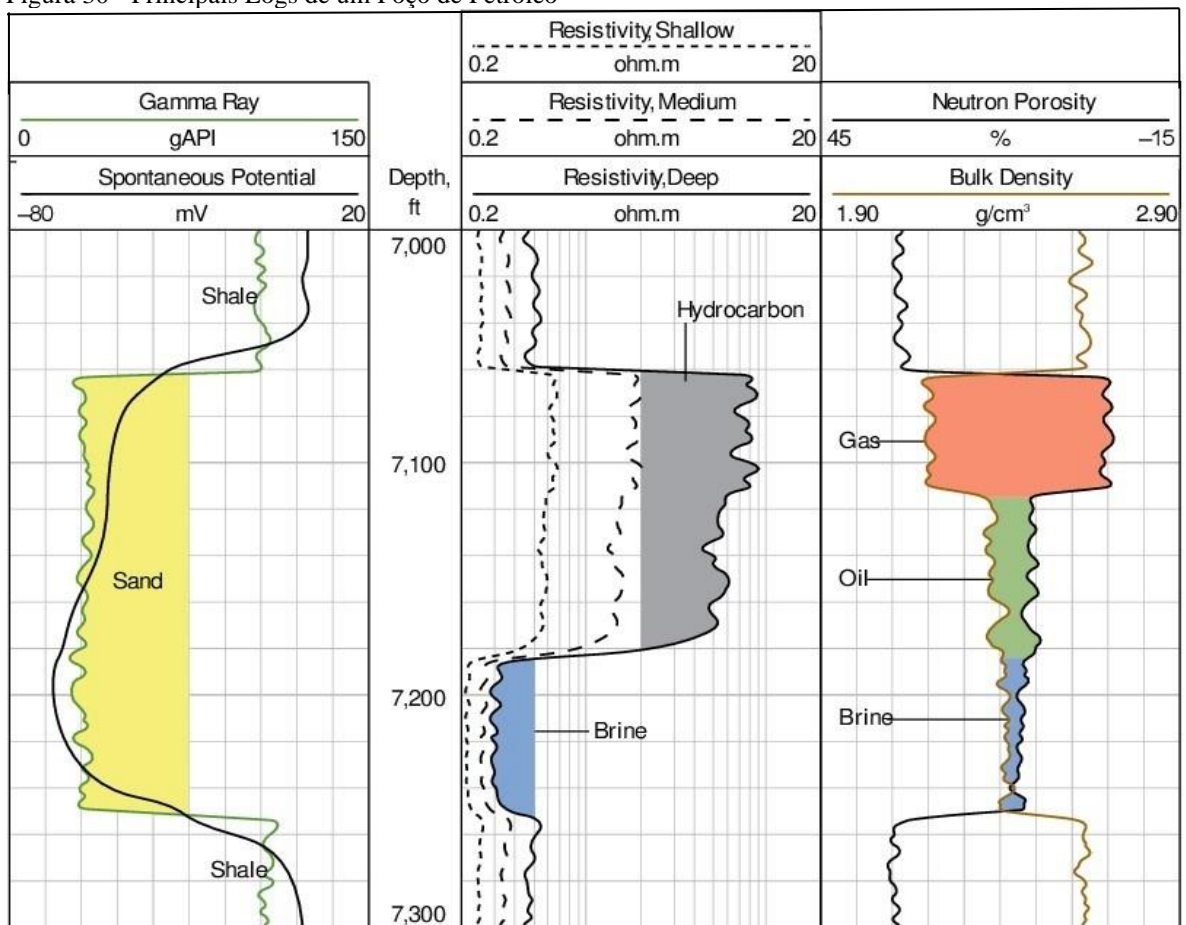
Os logs também são importantes no procedimento de correlação poço-sísmica, permitindo relacionar os dados obtidos a partir de poços perfurados com os dados sísmicos obtidos no levantamento, ajudando a calibrar e melhorar a interpretação desses dados, utilizando principalmente o perfil Sônico e o de Densidade para cálculo da impedância acústica, utilizada no processo de estimativa da Wavelet (NASCIMENTO et al., 2014). Este processo será explicado e utilizado neste trabalho no capítulo seguinte de Materiais e Métodos.

Dentre os principais perfis petrofísicos, aqueles que mais se destacam, dentro da indústria do petróleo, são GR, ILD, RHOB, NPHI e DT, respectivamente caracterizados abaixo:

- a) Perfil GR detecta a radioatividade natural das rochas, sendo utilizado na identificação de litologia, de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argila;
- b) Perfil ILD fornece a leitura da resistividade da rocha (R_t), sendo utilizado principalmente para a avaliação da presença ou não de hidrocarbonetos nas rochas;

- c) Perfil RHOB infere a densidade média global da formação (conjunto rocha-fluido), possibilitando determinar a densidade das formações, identificar zonas de gás e estimar a porosidade da rocha. Este trabalho considerou esse log como um dos principais para realização do procedimento de correlação poço-sísmica;
- d) Perfil NPHI representa a quantidade de hidrogênio da formação, sendo a resposta função direta da porosidade, pois quase todo o hidrogênio nas formações geológicas ocorre devido à presença de água e/ou hidrocarbonetos nos poros das rochas;
- e) Perfil DT mede o tempo de trânsito de uma onda mecânica através das rochas, o que permite inferir o grau de compactação das rochas, detectar fraturas e estimar a porosidade. Este trabalho considerou esse log como um dos principais para realização do procedimento de correlação poço-sísmica.

Figura 30 - Principais Logs de um Poço de Petróleo



Nota: O percentual de uma perfuração ser bem sucedida aumenta quando a sincronidade entre os logs acontece, pelo qual o GR diminui (perfil à esquerda), o ILD aumenta (perfil central) e os logs de RHOB e NPHI se cruzam (perfil à direita).

Fonte: Retirado de CARRASQUILA; SILVA, (2018).

5.3 Inversão Sísmica

A Inversão Sísmica é uma técnica utilizada na indústria do petróleo para obter informações precisas sobre as propriedades das rochas em subsuperfícies. Ela é baseada na análise das ondas sísmicas geradas por fontes de energia artificiais que contêm informações valiosas sobre a composição, a estrutura e a geometria das formações rochosas, através das variações nas propriedades físicas das rochas, como velocidade das ondas, densidade e impedância acústica, possibilitando a reconstrução de um modelo tridimensional do subsolo, revelando detalhes sobre a presença de estruturas favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, como anticlinais, fraturas e falhas que em alguns casos não seriam identificadas pelo dado original (VASQUEZ et al. 1997; COSENTINO 2001).

Utilizando abordagens como método dos mínimos quadrados, métodos baseados em gradiente ou algoritmos genéticos, diferentes autores discursam sobre os processos de inversão e os dividem em etapas, mas basicamente existem 3 etapas principais, o pré-condicionamento dos dados e a geração do modelo de subsuperfície, a extração da wavelet e a inversão propriamente dita.

A etapa um, consiste na retirada de informações geofísicas dos próprios poços, tais como a impedância acústica. Isso permite uma melhor definição do arcabouço de reservatório, representado por horizontes e falhas. Após aplicação de filtros adequados para um modelo escolhido, como o filtro passa baixa para delimitação de reservatórios, obtêm-se o modelo de representação da tendência de impedância, para todo o volume sísmico (SANCEVERO; REMACRE; PORTUGAL, 2006).

Segundo GARCIA et al. (2002), a Inversão Sísmica conta com duas principais técnicas, a Impedância Acústica e Análise de AVO. A Impedância é uma característica petrofísica estimada a partir da inversão que gera uma convolação da wavelet base (resposta padronizada da fonte sísmica utilizada no levantamento) pela qual é feita a conexão entre o dado sísmico e os contrastes de impedância entre as diversas camadas, considerando aspectos como amplitudes, fases e outras características dos sinais sísmicos, sendo esta a etapa dois da inversão.

Existem duas maneiras de gerar essa wavelet base, por derivação direta dos dados sísmicos ou extraída dos poços, segundo VEEKEN et al. (2002), os resultados são satisfatórios com análises mais qualificadas que permitem melhor delineamento de áreas de

fluxo, reconhecimento otimizado de regiões mais permeáveis/porosas de reservatório (Sweet spots), além de melhor ranqueamento de plays exploratórios.

Segundo SANCEVERO; REMACRE; PORTUGAL (2006), a wavelet gerada é utilizada na etapa três para a realização da inversão propriamente dita através da estimativa do modelo atualizado, o objetivo é ajustar o modelo inicial, empregando técnicas de otimização, interações sucessivas e inversão interativa para que os sismogramas sintéticos correspondam o mais próximo possível aos dados sísmicos observados, minimizando a discrepância entre os sinais.

Segundo YILMAZ e SIMM; WHITMORE (2001), a impedância acústica relativa é uma das possíveis abordagens para a etapa de estimativa do modelo atualizado, envolvendo a estimativa da impedância relativa em cada ponto do subsolo, obtendo uma estimativa da seção transversal ao longo do perfil sísmico. Isso pode ser realizado utilizando diferentes abordagens e algoritmos, como a inversão por gradiente, por mínimos quadrados, por redes neurais, bayesiana, entre outras. A escolha da abordagem mais adequada depende das características dos dados sísmicos e dos objetivos da análise.

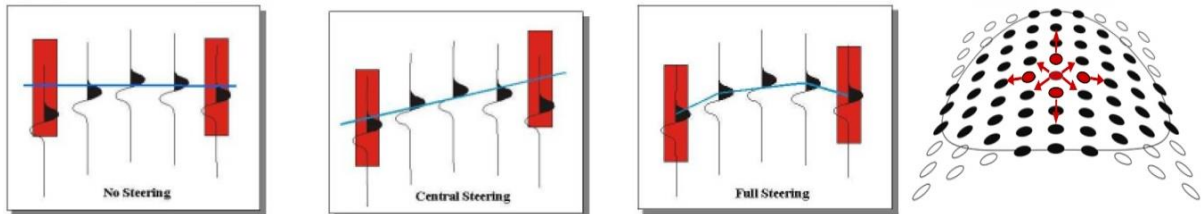
ZANG; GAO (2015) afirmam que a técnica CWT (sigla em inglês) para Transformada de Wavelet Contínua, utilizada neste trabalho, é uma técnica de inversão por gradiente que permite analisar sinais em diferentes escalas de frequência e tempo, identificando padrões e estruturas presentes nos dados sísmicos. Essa análise detalhada pode ajudar na interpretação dos dados e na identificação de características geológicas relevantes, como camadas finas ou zonas de alta porosidade que podem ser incorporadas ao processo de inversão, ajudando a melhorar a qualidade do modelo de impedância acústica relativa estimado.

BRAGA (2011) adequou o método CWT para o cálculo da impedância acústica relativa, relacionada a amplitudes arbitrárias que mostram variações equivalentes às aquelas exibidas pelos dados de registro, dependentes da profundidade. O esquema de inversão adotado traz o benefício da capacidade da transformada wavelet contínua de representar um fenômeno não estacionário.

Segundo WANG; ZHANG; LI (2016), a técnica CWT pode ser realizada dentro de softwares especializados como o Opendtect, utilizado neste trabalho, através de processos que passam pela construção de um cubo Dip-Steering a partir da aplicação de um filtro direcional aos dados sísmicos, como direção e mergulho por exemplo, permitindo uma separação dos eventos sísmicos de acordo com a orientação fornecida. O Cubo (figura 31) utiliza a abordagem Full Steering onde contém em cada posição da amostra, o mergulho nas direções inline e crossline dos eventos sísmicos, tornando-se útil na identificação e análise de

características estruturais complexas, como falhas, dobras e outras descontinuidades presentes nos dados sísmicos e pode seguir duas abordagens de filtros diferentes, são elas o Dip-Steering Median Filter e o Spectral Blueing.

Figura 31 – Ilustração da Otimização de um Traço Sísmico na construção de um Cubo Dip-Steering

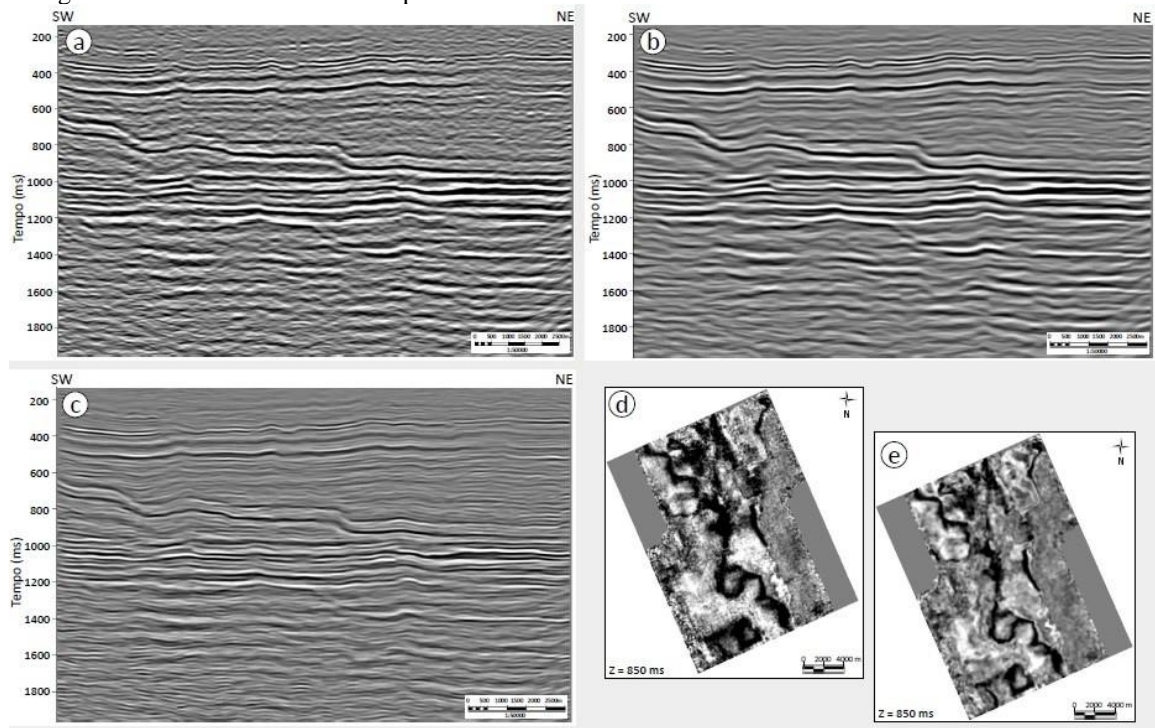


Fonte: DGB EARTH SCIENCE, 2022.

Segundo TINGDAHL et al., 2003, o Dip-Steering Median Filter (figura 32b) é uma técnica de filtro de mediana orientado à estrutura dada por um cubo de mergulho dos eventos sísmicos, estimado traço a traço que possui a função de filtrar os ruídos aleatórios, melhorando a razão sinal ruído, pode ser aplicada para remover as reflexões de baixa amplitude e realçar as reflexões de alta amplitude, que são mais relevantes para a identificação dos dips.

De acordo com LANCASTER et al. (2000), o Spectral Blueing (figura 32c) atua no balanceamento do espectro sísmico, recuperando a energia das altas frequências que se enfraqueceram após a primeira técnica e que, por efeito de propagação e atenuação das ondas sísmicas, são consideradas mais fracas que as baixas frequências. O método combina o espectro sísmico médio com a forma do espectro da série de refletividade do perfil do poço, que é rico em altas frequências, consistindo em aplicar um filtro passa-baixa nos dados sísmicos antes de calcular os dips em diferentes direções. A ideia é atenuar as altas frequências presentes no ruído sísmico, que podem interferir na estimativa dos dips, mantendo as informações de baixa frequência, que são mais relevantes para a identificação das estruturas geológicas.

Figura 32 - Resultado do fluxo de pré-condicionamento sísmico



Legenda: a) dado original, b) dado após o Dip Steered Median Filter , c) dado após o Spectral Blueing , d) time slice do dado original e e) time slice final.

Fonte: Retirado de NOBRE et al. (2022).

O software OpendTect oferece diversas ferramentas para a construção do cubo Dip-Steering e aplicação da CWT aos dados sísmicos, através do módulo de análise de atributos sísmicos para realizar a análise multiescala dos dados.

A aplicação da técnica CWT ao Cubo Dip-Steering pode ser muito útil na inversão de impedância relativa, permitindo identificar padrões e estruturas nos dados sísmicos em diferentes escalas, revelando informações sobre as variações da impedância acústica ao longo do perfil sísmico. Essa análise multidirecional pode fornecer informações valiosas para a inversão de impedância relativa, pois permite uma melhor compreensão das variações estruturais ao longo do perfil sísmico.

6 MATERIAL E MÉTODOS

6.1 Levantamento de Dados

No final de 1996 e início de 1997, a Geco-Prakla adquiriu para a Petrobras os dados sísmicos 3D analisados neste projeto. A área de pesquisa abrangeu mais de 720 km² (JOHANN et al., 2009). Este conjunto de dados tornou-se público em 2003, quando a Agência Brasileira do Petróleo (ANP) forneceu um volume de amplitude sísmica 3D de polaridade americana pós-stack, migrada no tempo e de fase zero (BROWN; ABRIEL, 2014). A ANP também forneceu imagens de verificação, estratigrafia e registros de densidade, sonoridade, porosidade e raios gama de cinco poços na área de estudo.

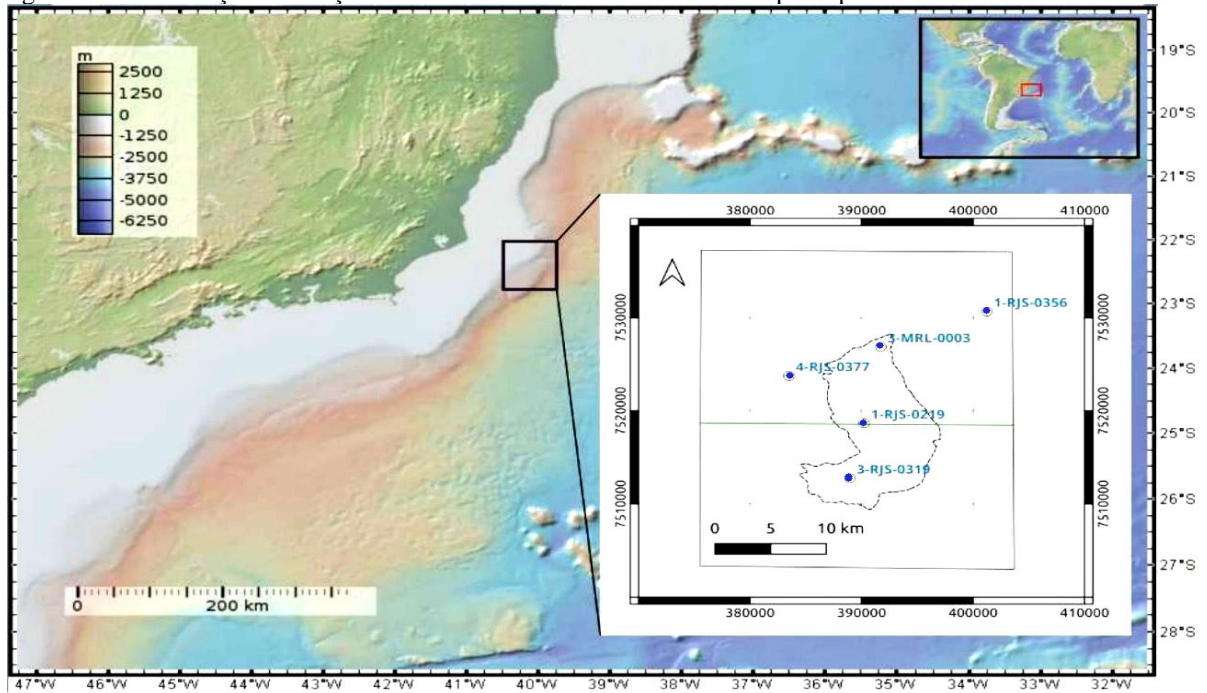
O dado 3D solicitado é caracterizado como pós-stack de nomenclatura R058_3D_SPEC_MARLIM_PSDM, empilhado e migrado em tempo, onde um cubo foi gerado em fase zero.

Tabela 1 - Parâmetros de aquisição sísmica no campo de Marlim

Aquisição Marlim 3D	
Número de cabos	6
Canais/cabo	288
Intervalo de ponto de tiro (m)	25
Intervalo do receptor(m)	12,5
Intervalo de cabo (m)	50
Taxa de amostragem (ms)	1
Tamanho do compartimento (m)	2,5x25
Profundidade do cabo (m)	9
Azimute embutido (°)	123
Dobra nominal	73
Traços/Km²	230400
Área de levantamento (Km²)	720

Fonte: O autor, 2023.

Figura 33 - Localização dos Poços destacando os limites do reservatório principal de Marlim



Fonte: O autor, 2023.

Cinco poços foram selecionados e foram usados no processo de integração com a sísmica, mostraremos o resultado para o poço 1-RJS-0219 (figura 37).

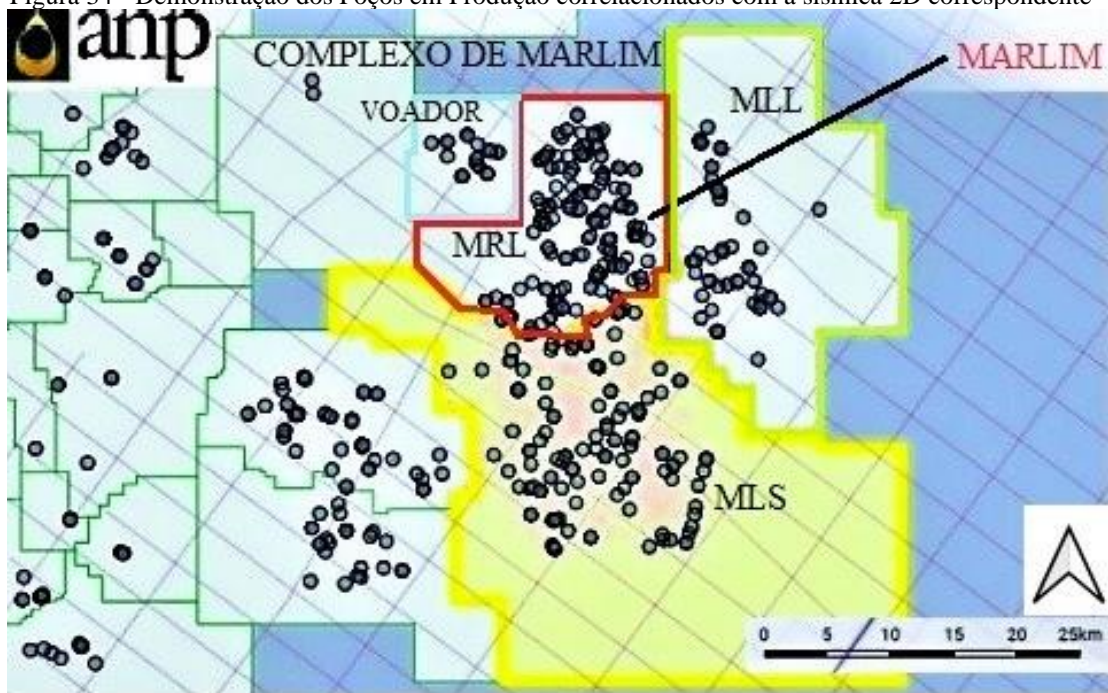
Tabela 2 - Informações de Poços utilizados e seus respectivos históricos exploratórios

Tabela de Poços Utilizados		
Poço	Código	Histórico Exploratório
P1	1-RJS-0219	Descobridor de campo com óleo
P2	1-RJS-0356	Pioneiro - seco com indícios de óleo
P3	3-MRL-0003	Extensão - produtor de óleo
P4	3-RJS-0319	Extensão - produtor de óleo
P5	4-RJS-0377	Descobridor de nova jazida

Fonte: O autor, 2023.

A figura 34 mostra a concentração de poços produtores correlacionados com levantamentos sísmicos 2D em linhas inline e crossline, com foco no complexo de Marlim, ressaltando a importância histórica do campo. Retirado do software GeoAnp, disponibilizado on-line desde 2020 pela ANP em: <http://geo.anp.gov.br/mapview>.

Figura 34 - Demonstração dos Poços em Produção correlacionados com a sísmica 2D correspondente



Fonte: Modificado de GEOANP MAPVIEW, 2022.

6.2 Programas Computacionais

Os dados sísmicos e de perfil de poços foram processados e interpretados pelo software Opendtect Pro da empresa dGB Earth Sciences, baseado em Nuvem para visualização 2D/3D, mapeamento 2D/3D, modelagem de Reservatório 3D, aplicação e aprimoramento de Atributos. O programa possui Licença educacional em parceria com o Laboratório de Geofísica Aplicada (LAGEX), assim como o Laboratório de Interpretação Sismoestratigráfica (LABSISMO) do Programa de Pós-Graduação em Geociências da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

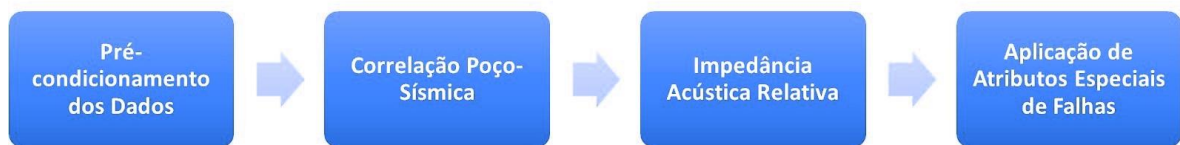
Para o posicionamento geográfico dos poços e do levantamento 3D, foi utilizado o software aberto QGIS.

Para modelagem de figuras, foi utilizado o software aberto da Microsoft, PhotoscapeX.

6.3 Fluxo de Mapeamento de Falhas

Será utilizado um fluxo de trabalho de quatro etapas para interpretar os dados sísmicos de Marlim, são eles: (1) pré-condicionamento de dados, (2) Correlação de dados poço-sísmica, (3) Impedância Acústica Relativa e (4) Aplicação de Atributos Especiais de Falhas (Figura 35).

Figura 35 - Fluxograma de aplicação do trabalho de mapeamento de falhas Sutis



Fonte: O autor, 2023.

6.3.1 Pré Condicionamento de Dados

A inversão sísmica depende da qualidade e resolução dos dados sísmicos. Frequentemente, mesmo uma pequena quantidade de ruído que prejudica os dados de amplitude pode mascarar reflexos sutis. Portanto, é necessário aplicar filtragem de dados para reduzir o ruído e melhorar a relação sinal-ruído dos dados sísmicos. Para atingir esse objetivo, é utilizada uma técnica chamada filtro de mediana orientada por mergulho, que atenua o ruído aleatório de alta frequência nos dados de amplitude sísmica.

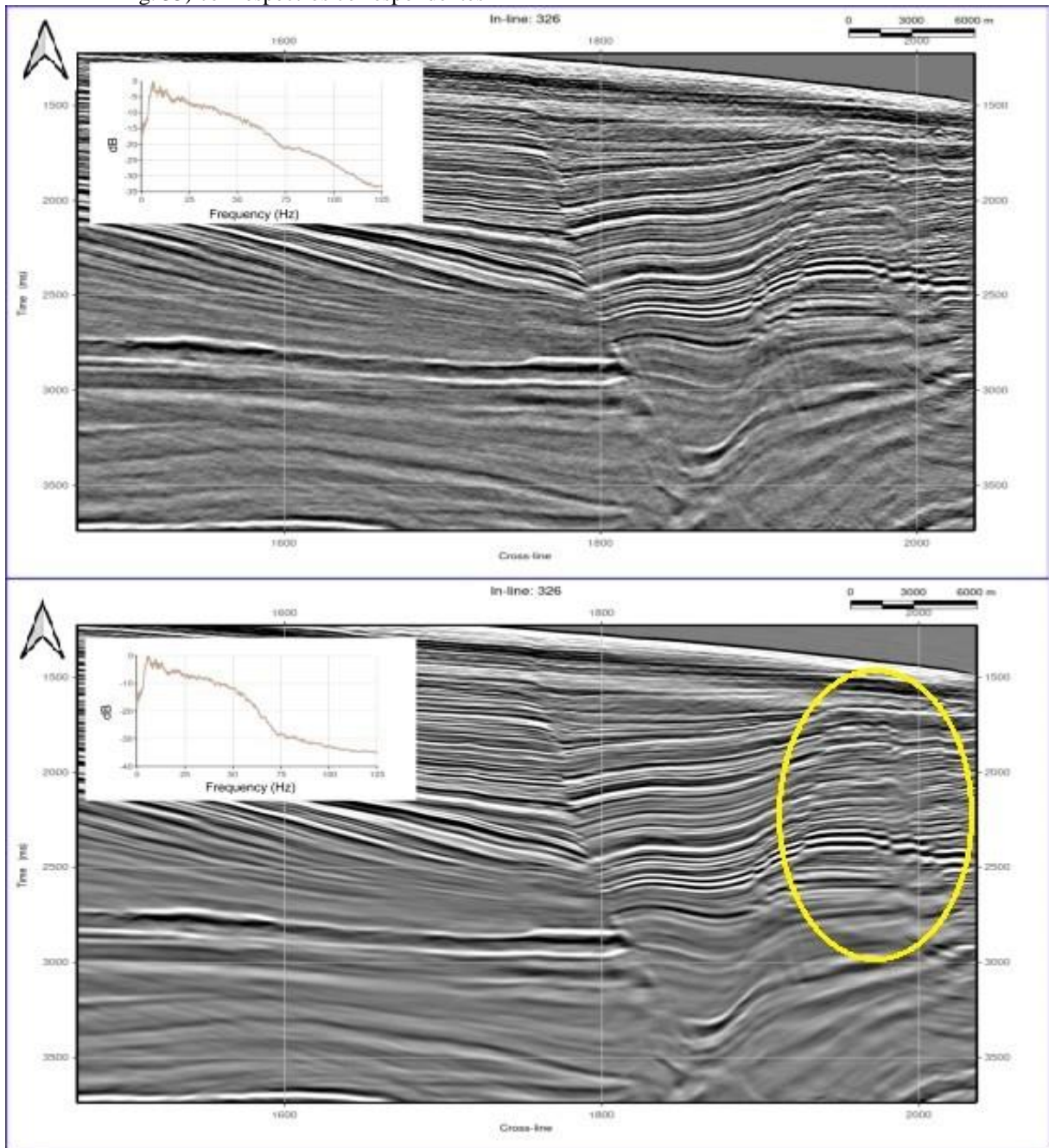
A principal vantagem desse método é que o operador de mediana remove valores discrepantes nos dados e mantém a média dos valores, como aqueles encontrados em falhas próximas. Como resultado, o procedimento de filtragem preserva as amplitudes e bordas dos traços sísmicos, melhorando-as como eventos contínuos. Isso simplifica a interpretação estrutural, permitindo um rastreamento mais preciso de horizontes e permitindo ao intérprete extrair mais detalhes dos dados sísmicos. Esta abordagem foi proposta por QAYYUM e DE GROOT em 2012.

A Figura 36 apresenta uma comparação entre os dados originais de amplitude sísmica (painel superior) e os dados filtrados pelo DSMF (painel inferior). Nos dados filtrados, é possível observar uma melhoria geral associada à redução do ruído de alta frequência. Como

resultado, obtemos uma imagem subsuperficial mais nítida. Um aspecto importante dos dados filtrados é a melhor definição das reflexões de pequena amplitude entre os principais horizontes. O aprimoramento da continuidade lateral dessas pequenas reflexões é necessário para uma interpretação precisa dos horizontes estruturais. De acordo com (BROUWER et al., 2012), o uso de campos de mergulho suavizados é preferível, pois eles são mais contínuos do que os campos de amplitude e menos propensos a ruídos.

Após a filtragem dos dados, melhoramos significativamente a imagem sísmica, reduzindo o conteúdo de ruído de alta frequência, como evidenciado pelo espectro de amplitude. Nos dados filtrados, as frequências acima de 70 Hz são consideravelmente atenuadas, resultando em uma imagem subsuperficial mais clara (painel inferior da figura 36).

Figura 36 - Resultados de atenuação de ruído mostrados ampliados na parte central do Inline 326 (localização na Fig. 33) com espectros correspondentes



Nota: Painel superior – Os dados de amplitude originais. Painel inferior – conjunto de dados sísmicos após o filtro Dip Steered, tipo DSMF, é evidente a otimização da qualidade da imagem. Em amarelo, destaque para a região de maior ruído otimizada.

Fonte: O autor, 2023.

6.3.2 Correlação Poço - Sísmica

Os sismogramas sintéticos gerados a partir dos registros de poços se relacionam de forma mais coerente com a resposta sísmica em relação às propriedades das rochas. É amplamente usado na interpretação sísmica, pois permite a correta identificação das reflexões sísmicas selecionadas, otimizando a correlação entre um modelo de impedância acústica e os dados sísmicos (figura 37).

Os dados de poços foram carregados na plataforma de interpretação sísmica e os registros foram editados seguindo os seguintes passos:

1. Verificação da qualidade dos dados: Esta etapa envolve a confirmação da integridade dos arquivos de dados do registro para garantir a completude e remover ruídos ou anomalias;
2. Emenda e fusão de registros: Dados de execuções distintas ou diferentes ferramentas de registro foram mesclados para criar um perfil contínuo de registro para cada poço, descrevendo as propriedades em subsuperfície sem lacunas ou descontinuidades no intervalo registrado;
3. Alinhamento de profundidade: Esta etapa garantiu que todos os registros estivessem adequadamente alinhados nas mesmas referências de profundidade, como a profundidade total do poço ou marcadores de profundidade específicos. Este alinhamento permitiu que os registros fossem correlacionados e comparados com precisão em diferentes poços ou intervalos;
4. Limpeza de dados: Nesta etapa, os dados do registro foram verificados em busca de erros notáveis, picos ou valores discrepantes. Esses pontos foram identificados e removidos.

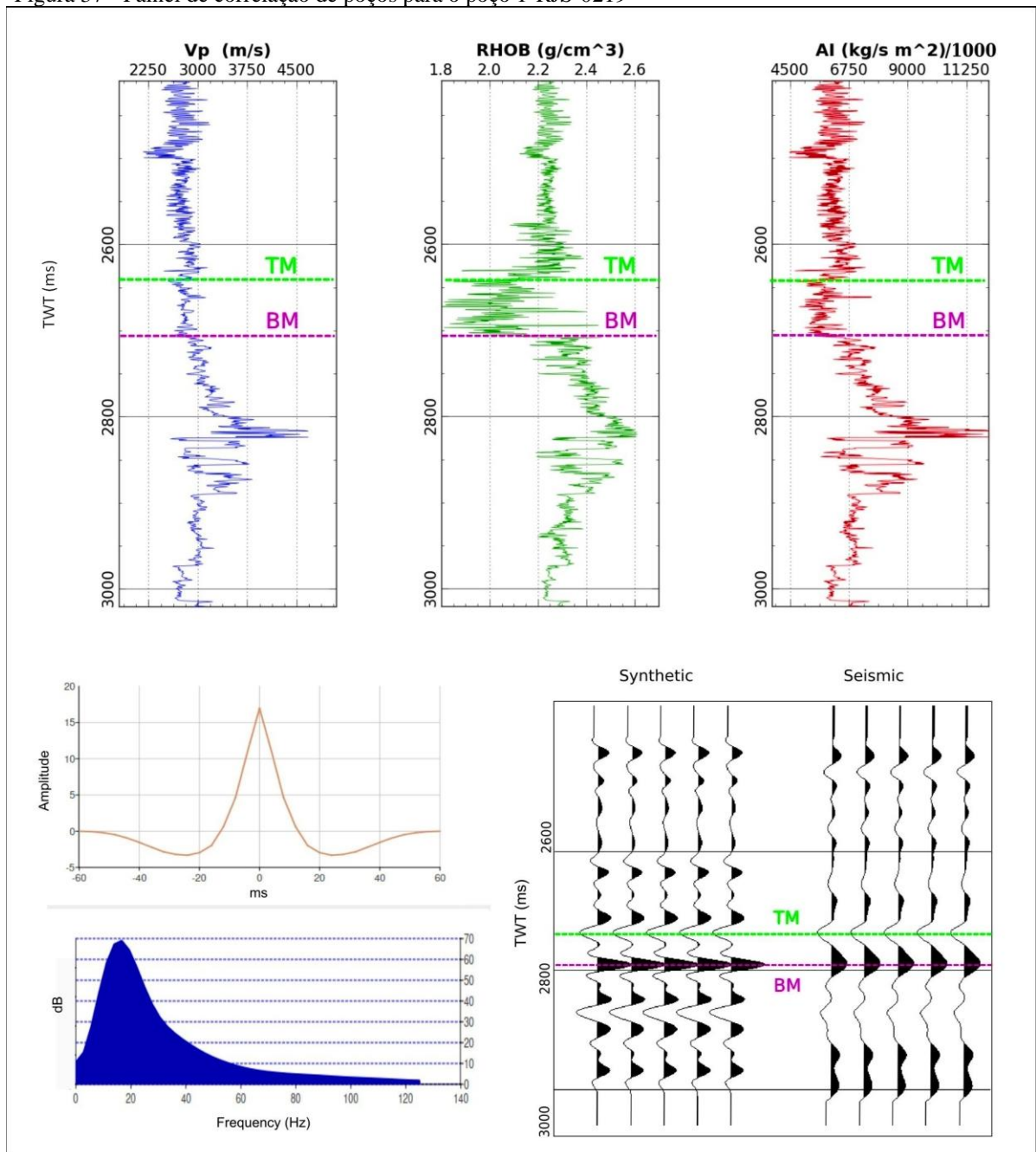
Uma estratégia de inversão bem-sucedida começa com estimativa da wavelet via Moldagem por Transformada de Wavelet (WTS, sigla em inglês para Wavelet Transform Shaping) em todos os poços apropriados. Após isso, a wavelet estimada é correlacionada e validada para inverter os dados sísmicos.

O primeiro passo para criar um esquema de inversão bem-sucedida, está em determinar a wavelet para uma ligação poço-sísmica em todos os poços apropriados. Uma vez gerado, a correlação cruzada e validação podem ser usados para selecionar a melhor wavelet

para inverter os dados sísmicos. Geralmente, a taxa de correlação do WTS depende da qualidade dos registros e dos dados sísmicos, mas também da relação tempo-profundidade em um poço específico (NASCIMENTO et al., 2014). Esta passagem descreve a importância dos sismogramas sintéticos gerados a partir de registros de poços na interpretação sísmica, destacando como eles ajudam a relacionar a resposta sísmica às propriedades das rochas.

Este processo foi aplicado a todos os cinco poços. A Figura 37 mostra os resultados para o poço 1-RJS-0219, a taxa de correlação entre os dados sísmicos reais e os dados sintéticos calculados foi de 83%, para todos os poços. Segundo Nascimento et al. (2014), dois fatores geológicos podem explicar o descompasso de 17% entre os dados sísmicos e sintéticos, temos uma sequência siliciclástica de mergulho acima do topo do horizonte do reservatório de Marlim (TM), que é uma situação 2D, enquanto o modelo convolucional é essencialmente 1D. Abaixo da base do reservatório de Marlim (BM) ocorrem unidades carbonáticas heterogêneas que podem levar a uma menor correlação entre os sinais.

Figura 37 - Paineis de correlação de poços para o poço 1-RJS-0219



Nota: Painel superior - Vp Sonic (curva azul), densidade (curva verde) e registro de impedância acústica (curva vermelha). Painel inferior esquerdo - wavelet extraída e sua frequência correspondente. Painel inferior direito - uma comparação entre o sismograma sintético e a sísmica adquirida, com os marcadores sobrepostos. TM - topo do marcador do reservatório de Marlim; BM - fundo do marcador do reservatório de Marlim.

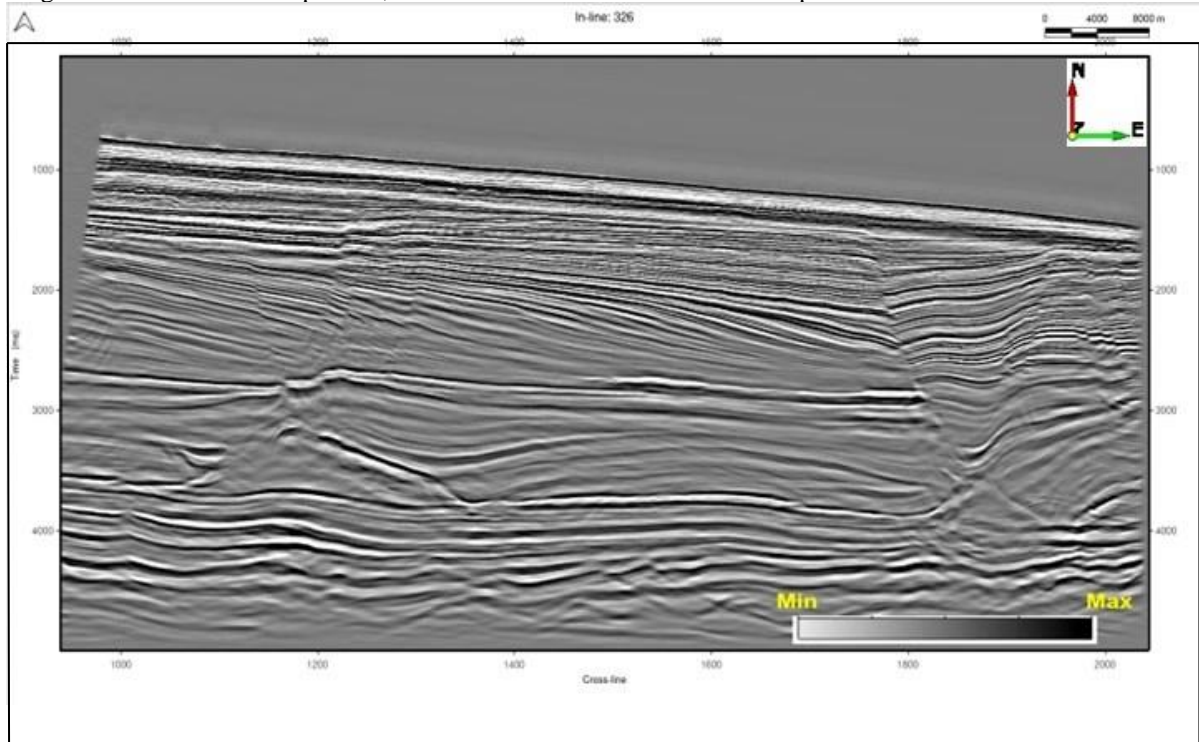
Fonte: O autor, 2023.

6.3.3 Impedância Acústica Relativa

Impedância Acústica Relativa ou Inversão de Impedância Relativa é um processo de inversão sísmica utilizado para restaurar o modelo de impedância em sub-superfície ou qualquer outra propriedade elástica a partir de dados sísmicos. Diversas abordagens podem ser empregadas nesse processo, sendo a mais comum a formulação da solução como a minimização de uma função objetiva que define a diferença entre os dados sísmicos modelados e os observados. Por décadas, o modelo de convolução estacionária tem sido utilizado para moldar um traço sísmico. No entanto, esse modelo não considera os efeitos de propagação, como absorção e dispersão, em um conjunto de dados sísmicos real (NASCIMENTO et al., 2014).

Nesse contexto, será adotado neste trabalho, o esquema de inversão da Transformada Contínua de Wavelet (CWT, sigla em inglês) proposto por BRAGA (2011) para calcular os dados de impedância acústica relativa mostrados. Esse método aproveita a capacidade da CWT de representar fenômenos não estacionários. A CWT é a correlação de uma wavelet de referência dilatada e transladada, com o sinal sísmico em estudo. Isso indica o quão bem o sinal sísmico se correlaciona com cada wavelet em cada momento. O traço sísmico decomposto é formado por uma matriz complexa 2D, na qual a máxima energia em cada escala define a área mais provável de ser a série de refletividade verdadeira. É possível reconstruir uma boa aproximação da impedância subsuperficial isolando a máxima energia e calculando a inversão da transformada de Fourier. O resultado na qualidade da imagem e na percepção de estruturas, pode ser observado na figura 38.

Figura 38 - Dado não interpretado, com o volume final da inversão de impedância relativa



Nota: Geração de um novo modelo de sub-superfície com geração de um novo cubo sísmico invertido através da resposta espectral em diferentes escalas de frequência e banda limitada, resultando em uma análise mais detalhada das variações laterais na impedância acústica
 Fonte: O autor, 2023.

Uma vantagem desse método de BRAGA (2011) é que a wavelet pode ser calculada a partir da correlação redundante de wavelets próximas. Isso permite que a técnica de inversão lide com pequenas variações na forma do pulso. Toda sequência de cálculos matemáticos da inversão por CWT, etapa por etapa, além de cálculos para estimativa de wavelet via WTS, estão representados no Apêndice A deste trabalho onde está anexado o Artigo no prelo, aceito pela revista BRJG (Brazilian Journal of Geophysics).

6.3.4 Aplicação de Atributos de Aprimoramento de Falhas

Os geocientistas têm dedicado esforços substanciais nas últimas décadas para projetar atributos sísmicos que melhorem o mapeamento de falhas. Um dos primeiros desenvolvimentos foi o atributo de coerência, que quantifica as mudanças laterais na amplitude sísmica e/ou na forma de onda (BAHORICH; FARMER, 1995). A decomposição

espectral é outra técnica usada para identificação de falhas, enfatizando os componentes espectrais de fase (PARTYKA et al., 1999) ou usando uma mistura de vermelho-verde-azul das magnitudes espectrais (HENDERSON et al., 2008). Atributos geométricos, como inclinação e curvatura, foram desenvolvidos para destacar pequenas falhas e fraturas (ROBERTS, 2001). Uma característica comum de todos esses métodos é que eles são aplicados à dados de amplitude sísmica.

Para revelar o sistema de falhas Sutil no campo de Marlim, será aplicado os atributos de Probabilidade de Falha (FL - Fault Likelihood) e o atributo de Probabilidade de Falha Reduzida ou Sutil (TFL - Thinned Fault Likelihood), desenvolvidos por HALE (2013), para aprimorar os esforços de mapeamento de falhas no volume de impedância acústica relativa. Os atributos de falha são geralmente determinados usando semblância, coerência ou análise de descontinuidade, que assumem que as falhas podem existir em áreas de baixa continuidade nas reflexões sísmicas ou alta descontinuidade. O atributo FL é projetado para identificar e delinear falhas e fraturas nos dados sísmicos, fornecendo uma probabilidade de sua ocorrência. O TFL é calculado usando a semblância direta aplicada ao conjunto de dados sísmicos (WU et al., 2016). Aplicamos um filtro localizado do tipo *Velocity Fan* para atenuar e remover excessos dos atributos FL e TFL. Esse filtro FK 3D suaviza a entrada em cada posição de amostra, filtrando ao longo das linhas de velocidade (VAN HOUT, 2022). Os resultados finais serão mostrados e discutidos no capítulo seguinte.

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com Bruhn et al. (2003), acumulações de petróleo em reservatórios turbidíticos ocorrem em grande parte, por controle estrutural de falhas, relacionadas a movimentação dos evaporitos subjacentes do Aptiano superior ou estão ligados ao embasamento pré-cambriano. O papel das falhas é fundamental para a compartimentação de reservatórios, bem como fornecer condutos para a migração de óleo das rochas geradoras da fase rifte subjacente. Grande parte desses reservatórios, também possuem um certo grau de controle estratigráfico, seja por pinçamento do reservatório e/ou erosão parcial do reservatório por canais mais jovens e cheios de lama.

Essa estatística parece estar de acordo com as análises realizadas a respeito do reservatório de Marlim e seu invólucro estrutural, baseado na figura 38 do capítulo anterior e adaptada na figura 39, através da inversão de impedância acústica relativa, podemos observar dois domos de sal que funcionaram como elementos centrais do processo de movimentação de massa, resultando no processo de acomodação da bacia que resultou na geração de duas falhas sintéticas principais geradas pela tectônica adiastrófica que atuaram na compartimentação do reservatório de Marlim, uma a oeste e outra a leste do reservatório, posicionadas exatamente acima da região de movimentação do sal. Essas falhas foram sucedidas de uma sequência de acomodação gerando falhamentos sintéticos e antitéticos em ambos os lados e sempre a leste da falha principal.

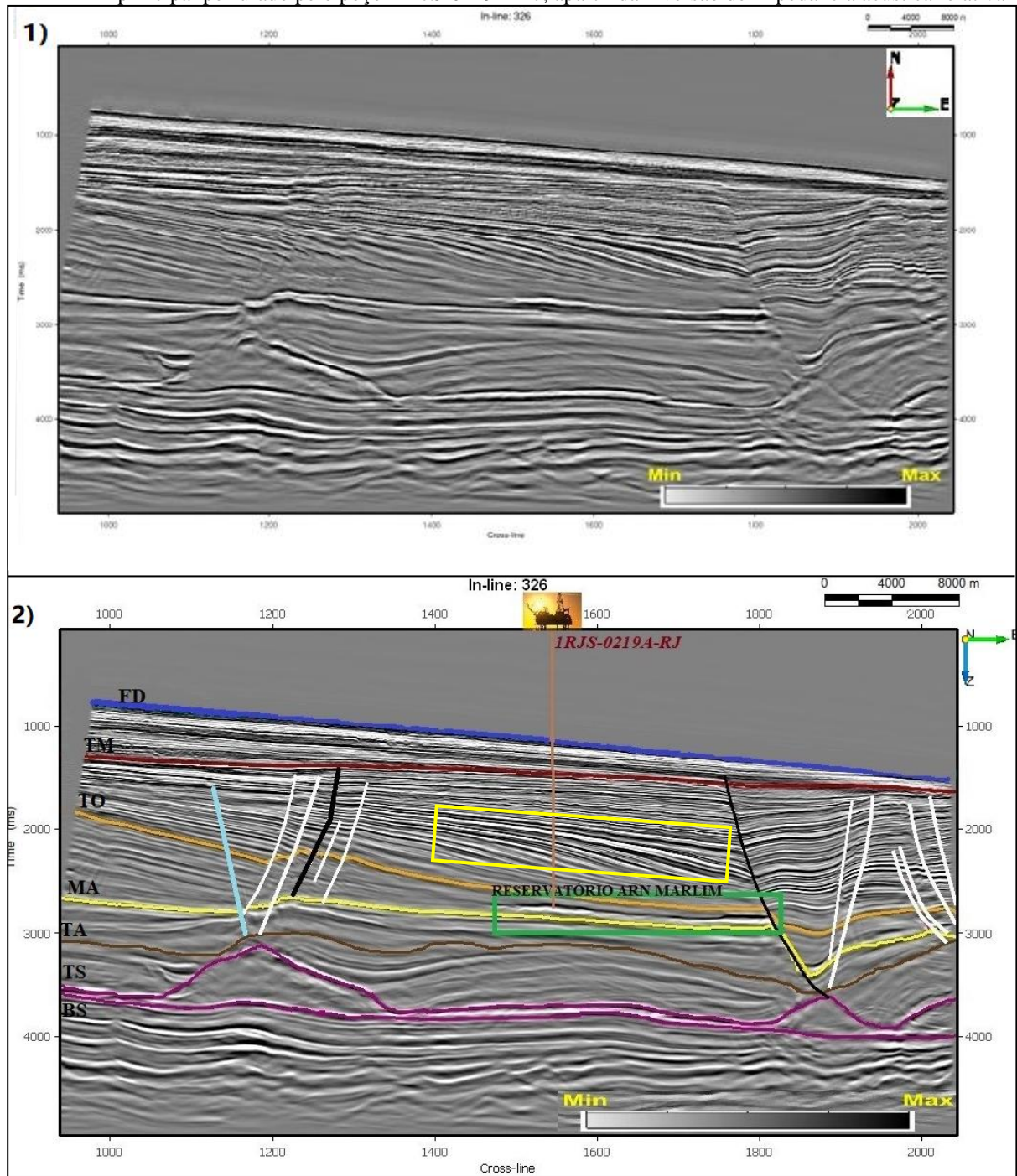
O processo de impedância acústica relativa também permitiu a revelação de forma mais clara dos principais horizontes do pós-sal na região de Marlim, além da identificação de falhas pouco visíveis na sísmica tradicional, principalmente em regiões de maior ruído como a região superior direita da figura 39a.

O Reservatório é constituído por corpos arenosos de geometria alongada relativamente homogêneo (TINOCO;CORÁ, 1991) com predomínio de trapas estratigráficas no lado oriental, norte e sul (OLIVEIRA et al., 2005) referente à pinch outs tanto por acunhamento quanto por erosão parcial em contato com folhelhos predominantes da formação Ubatuba, enquanto à leste é visível o contato do reservatório com a falha lítrica sintética representada em preto na figura 39.2. Essa falha, possivelmente, também foi atuante no processo de migração do óleo (MELLO et al., 1994 apud NASCIMENTO, 2014) da principal geradora da bacia, os folhelhos do grupo Lagoa Feia da fase rifte subjacente (GUARDADO et al.,1989), através de sua profundidade, alcance e conexão com as janelas de sal.

O reservatório de Marlim encontra-se em uma região de transição de domínios da bacia, onde termina o domínio transgressivo com a marcação da superfície de inundação máxima (Marco Azul) e inicia-se o domínio progradacional, a partir do topo do Oligoceno, com um grande aporte de sedimentos oriundos de eventos como o soerguimento da Serra do Mar e rebaixamento do nível do mar, é notável a mudança no comportamento dos refletores sísmicos, destaque na figura 39.2, onde no Mioceno inferior observamos um padrão de terminações de refletores em downlaps e discordâncias de ordens menores dentro do intervalo.

A deposição dos turbiditos que formaram o Arenito Marlim não foi linear, englobando reativação de falhas e deslocamentos de depocentros para leste da bacia em águas profundas no oligoceno superior e cunhas progradantes relacionadas a oscilações do nível do mar no mioceno inferior que geraram bons reservatórios em regiões oligocênicas inferiores.

Figura 39 – Identificação das principais estruturas e horizontes da região de Marlim, além do reservatório principal perfurado pelo poço 1-RJS-0219A-RJ, a partir da inversão de impedância acústica relativa



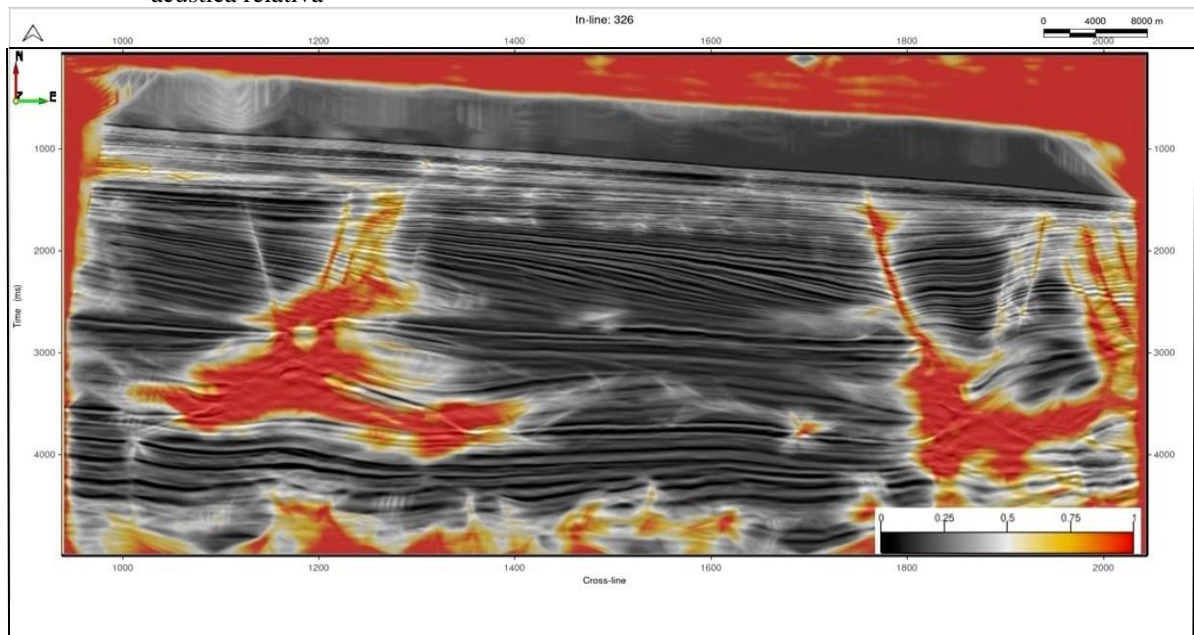
Legenda: Dado não interpretado, com o volume final da inversão de impedância relativa, Figura (1). Os principais horizontes mapeados em ordem crescente no tempo são FD em Azul (Fundo do Mar); TM em vermelho (Topo do Mioceno); TO em laranja (Topo do Oligoceno); MA em amarelo (Marco Azul); TA em marrom (Topo do Albiano); TS e BS em rosa (Topo e Base do Sal), Figura (2).

Nota: As Falhas em preto exercem funções de Trapas estruturais e funcionam como paredes do reservatório destacado em verde. As falhas em branco são falhas sintéticas e antitéticas de acomodação da Bacia. A falha sintética em azul claro é a falha principal de delimitação da região estudada à oeste do reservatório. O retângulo amarelo representa a mudança no comportamento dos refletores sísmicos no Mioceno Inferior.

Fonte: O autor, 2023.

Através da geração do atributo de probabilidade de falha sobreposto ao atributo de impedância acústica relativa (figura 40), na paleta de cor Red-White-Black, conseguimos verificar com clareza a geometria da estrutura dos domos de sal e a conexão com as falhas geradas por seu deslocamento, com intensidade maior em vermelho sobre os domos e as falhas principais e com coloração amarela sobre as falhas de acomodação mais sutis e do contorno das principais estruturas.

Figura 40 - Inline 326, aplicação do Atributo de probabilidade de falha sobreposto ao atributo de impedância acústica relativa



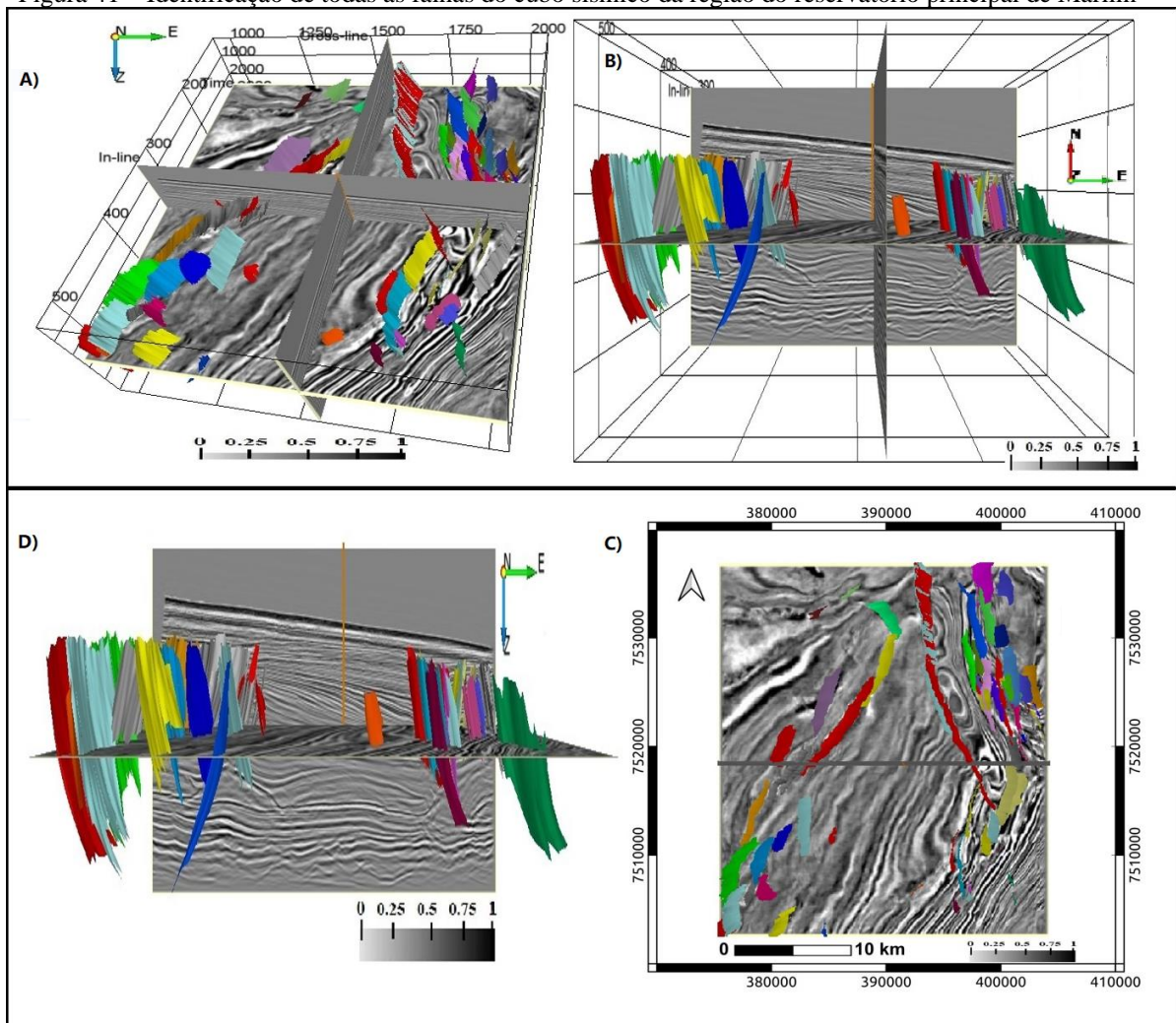
Legenda: A cor vermelha marca a intensidade máxima do atributo, red-white-black foi a paleta de cor utilizada dentro do software opendtect.

Nota: Observa-se com clareza a geometria da estrutura dos domos de sal e a conexão com as falhas geradas por seu deslocamento, em vermelho.

Fonte: O autor, 2023.

O resultado foi satisfatório e o atributo contribuiu para o reconhecimento de 77 falhas dentro do recorte do cubo 3D que abrange a região de Marlim (figura 41), dentre estas, duas se destacam pela propagação em grande escala na seção Dip de mergulho da bacia e são elas coincidentemente que exercem a função de bordejamento do reservatório e uma delas também de duto de migração, como já citado anteriormente.

Figura 41 – Identificação de todas as falhas do cubo sísmico da região do reservatório principal de Marlim



Legenda: Visão panorâmica de todos os eixos do cubo sísmico 3D e todas as falhas detectadas pelo Atributo Fault Likelihood (A); Região Sul do reservatório delimitado pela in-line 326 com ênfase no eixo de mergulho (B) e (D); Visão do reservatório em Time Slice com ênfase no eixo z (C).

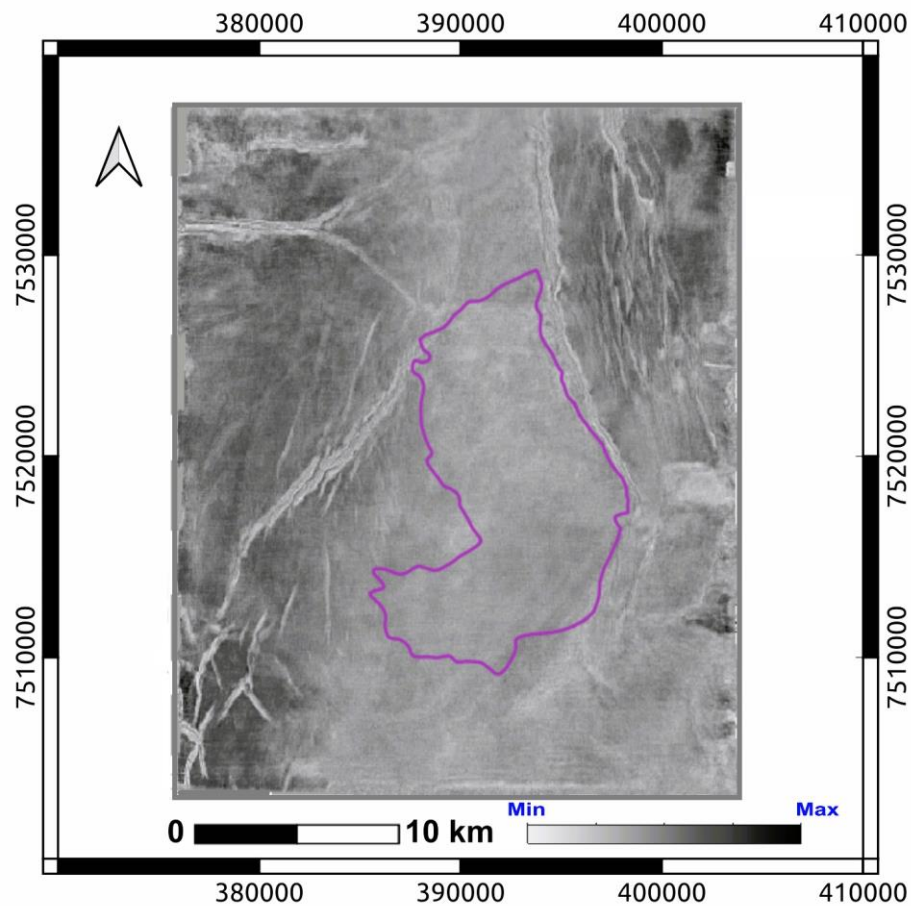
Nota: O Reservatório se encontra na região central. Na figura (A) temos uma boa visão da continuidade das falhas e seu posicionamento nos quadrantes subdivididos pelos eixos de direção, mergulho e profundidade, com concentração e prolongamento com mais intensidade na região Leste do Reservatório. Em (B) e (D) observa-se uma direção preferencial NNW-SSE e uma maior profundidade maior das falhas à oeste do reservatório. Em (C) observa-se a in-line 326 segmentando o Reservatório em duas regiões, norte e sul, com duas falhas principais em vermelho na região norte prolongadas até certo ponto da região sul, que delimitam a região principal de acúmulo de hidrocarbonetos, sendo a falha na região leste considerada de maior prolongamento e relevância e identificada como a falha Lítrica que também exerce papel de conduto na migração do óleo. Também pode-se observar uma maior concentração de falhas na região à nordeste do reservatório com direção média NNW-SSE.

Fonte: O autor, 2023.

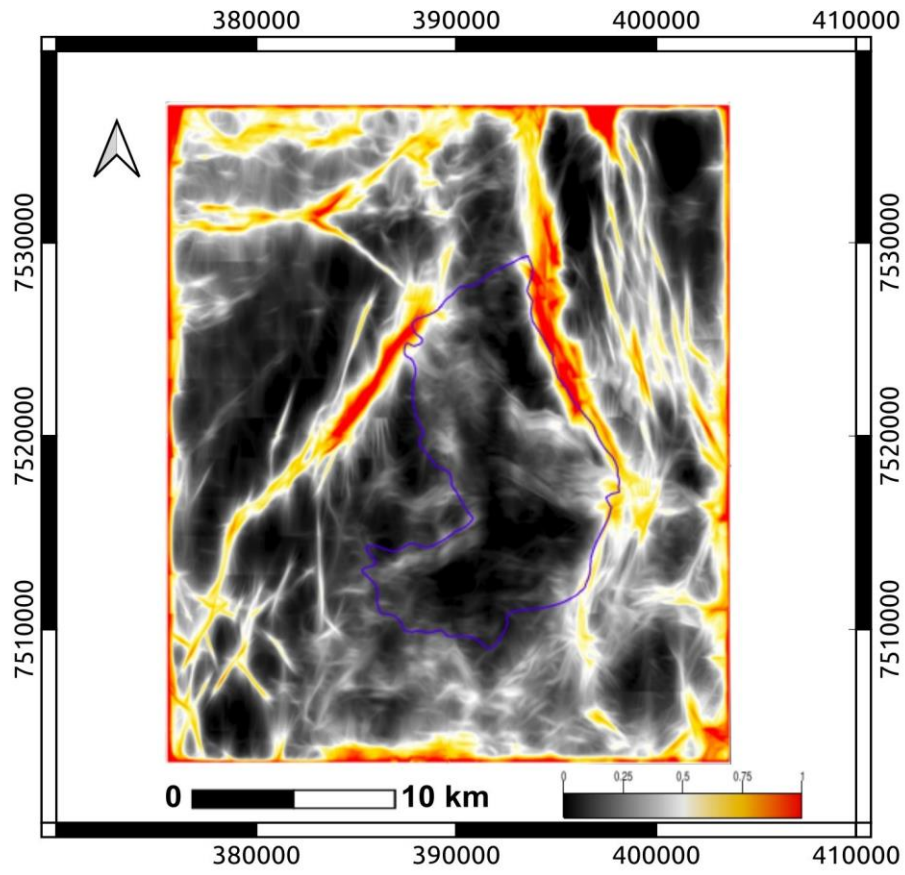
A interpretação das figuras 42b e 42c, caracterizadas como o topo do oligoceno que limita o reservatório a norte e as figuras 43a e 43b, caracterizadas como a base do reservatório, permitiu observar estruturas diferenciadas e a delimitação do reservatório ao longo do mergulho da bacia, em eixo z migrado em tempo (time slice), pela projeção das duas falhas principais, bem visíveis após a geração dos atributos de aprimoramento de falhas, Fault likelihood (probabilidade de falhas) e Thinned-fault likelihood (probabilidade de falhas sutis).

A relação de aplicabilidade do atributo e o objetivo esperado foi bem direta, o percentual de clareza e melhoramento da imagem foi bastante satisfatório, falhas sutis podem ser observadas dentro do reservatório de maneira muito clara e pouco explorada anteriormente, sem utilização da sísmica 4D, com isso, foi possível explorar temas como a compartimentação do reservatório, além disso, analisamos todo o ambiente estrutural externo ao reservatório em um raio de aproximadamente 10 km onde foi possível observar características como a delimitação do reservatório, regiões com presenças de falhas de maior intensidade e regiões mais propensas à recepção de sedimentos e fluidos.

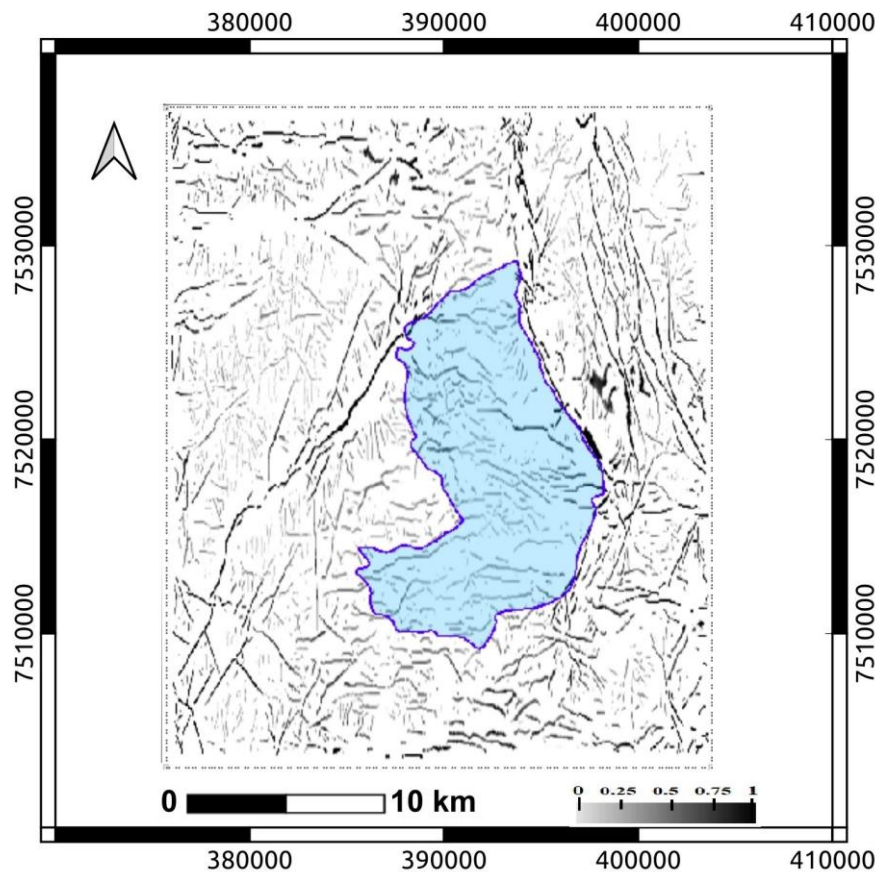
Figura 42 - Atributos sísmicos aplicados no topo do horizonte oligoceno de Marlim a partir do dado original, em Time Slice



(a)



(b)



(c)

Legenda: Dado original sem aplicação do processo de inversão sísmica(a); Atributo de probabilidade de falha (b); Atributo de probabilidade de falha sutil (c)

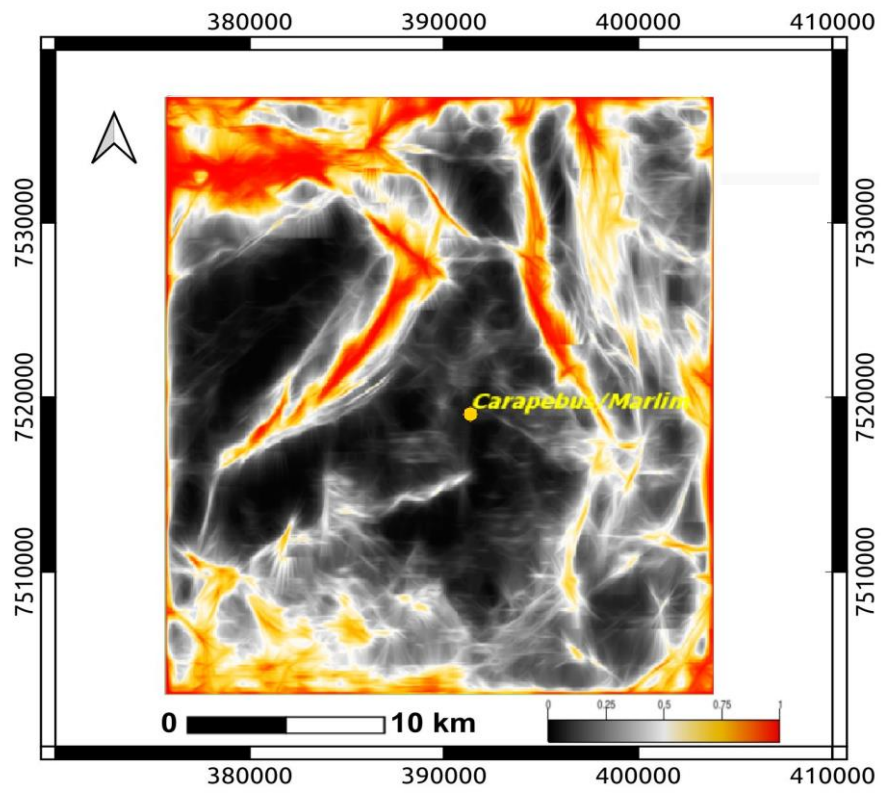
O contorno estimado do reservatório de Marlim é a linha roxa.

Nota: O topo do oligoceno é o topo do reservatório. Paleta de cor Red-White-Black (b), em (c) Grey Scales.

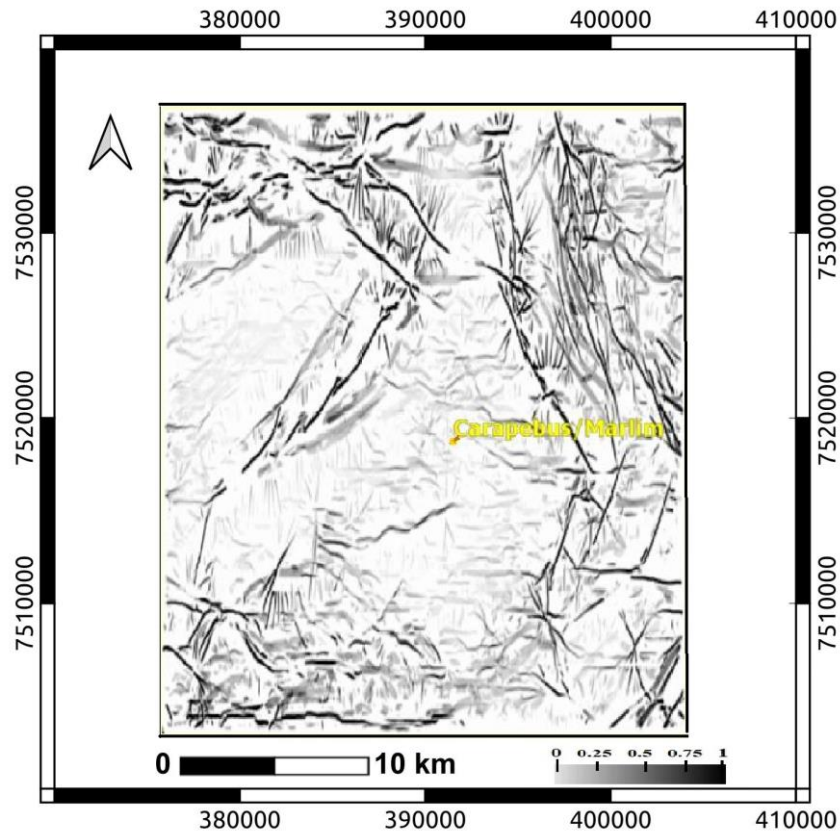
Fonte: O autor, 2023.

A relação entre as figuras, permitiu a identificação de regiões onde a marcação dos atributos foram menos intensas ou indicaram zonas com ausência de falhas, caracterizado pela cor preta em 42b e 43a e pela cor branca em 42c e 43b, indicando a proximidade com o limite mínimo da escala. A figura 43 marca o poço 1-RJS-0219-RJ, por onde a inline 326 se encontra de maneira ortogonal, perfurando uma micro região central do reservatório.

Figura 43 - Atributos sísmicos aplicados na base do reservatório Marlim



(a)



(b)

Legenda: Atributo de probabilidade de falha (a); Atributo de probabilidade de falha sutil (b).
 Nota: Paleta de cor Red-White-Black (a), em (b) Grey Scales com realce de filtro no software
 Photoscape X. O ponto amarelo na região central representa o poço 1RJS0219 que
 perfura o arenito Marlim na formação Carapebus, por onde passa a inline 326.
 Fonte: O autor, 2023.

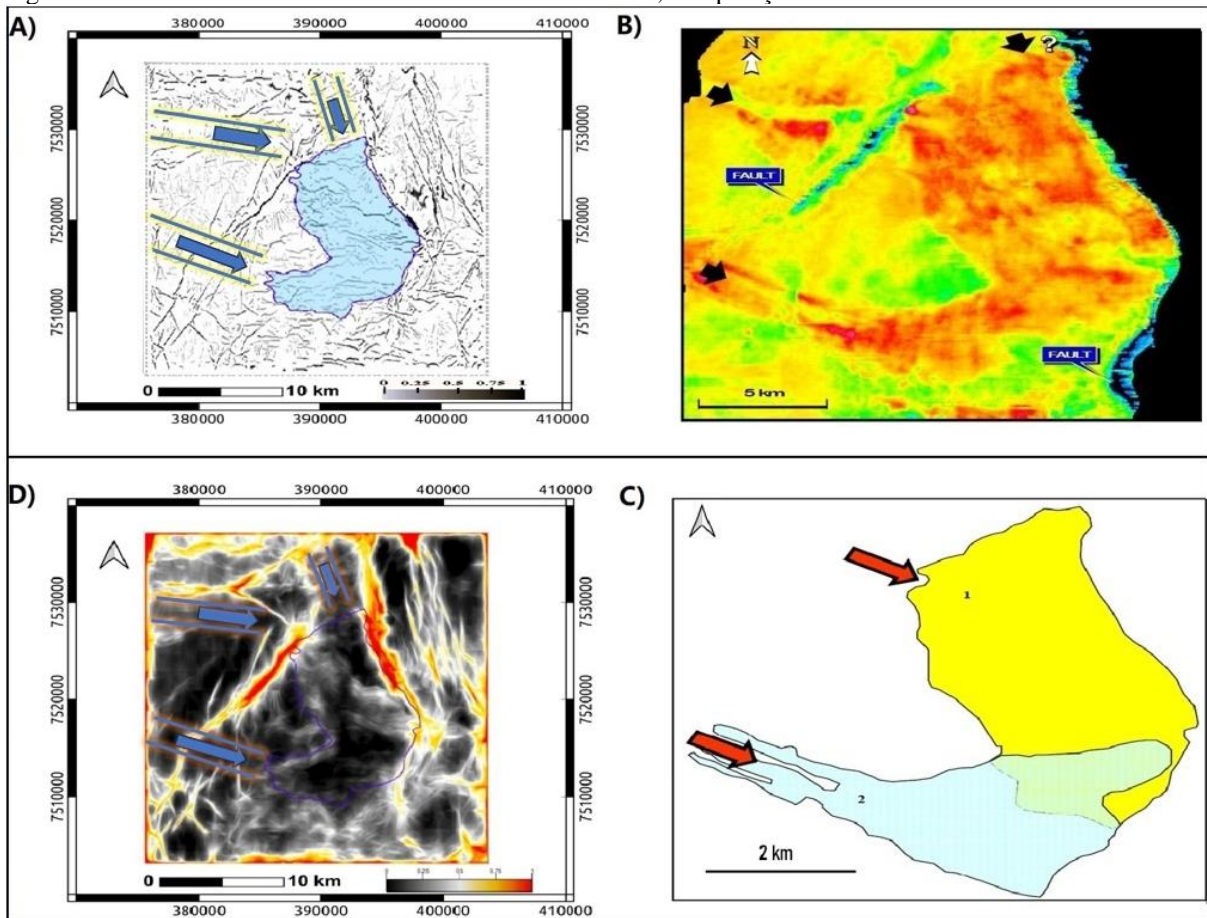
Comparando o topo com a base do reservatório, a base do reservatório parece estar mais compartimentada em relação ao ambiente externo, com falhas mais intensas e conexões internas mais brandas entre os extremos do reservatório com menos intensidade de falhas sutis e pequenas fraturas, constatando com o topo, onde estas se mostraram mais intensas na parte interna do reservatório. Ambos apresentam a região leste externa como a mais povoada de falhas, além de possuir as de maior intensidade apontadas pela marcação do Atributo Fault Likelihood, com isso, conclui-se que esta região está mais compartimentada e que a região oeste se comporta como de maior potencial de recebimento de fluidos e sedimentos.

A região sudoeste do reservatório apresenta uma falha sutil NE-SW, bem identificada pelos marcadores dos atributos, que não obedece o padrão interno observado, se conectando com o reservatório, fazendo parte de sua delimitação estimada, essa região específica, se mostrou menos compartimentadora e potencial região de alimentação de sedimentos e fluidos,

corroborando com o modelo de PINTO et al. (2001) apud OLIVEIRA et al. (2007) (figura 44).

Há uma diferença entre os modelos onde o mais antigo aponta três regiões alimentadoras principais (considerando uma como sugestiva) e o mais recente aponta para apenas duas, este trabalho não descarta a região mais a norte indicada pelo modelo mais antigo, no entanto, os atributos de aprimoramento de falhas indicam maior potencial de alimentação para uma única entrada à norte, de acordo com o modelo mais recente de OLIVEIRA et al. (2007), onde regiões em que a marcação dos atributos tiveram menos intensidade, foram classificadas como de maior probabilidade de recepção desses fluidos e sedimentos, estas normalmente se encontram adjacentes a regiões de falhas mais robustas em que a marcação dos atributos foi de maior intensidade e com maior probabilidade de isolamento do reservatório.

Figura 44 – Entrada de sedimentos e fluidos no Reservatório, comparação entre modelos



Legenda: Reservatório delineado pelo atributo Thinned Fault Likelihood com regiões de alta e baixa probabilidade de falhas sutis ou pequenas fraturas, com ênfase no sistema de alimentação do reservatório (A); Mapa de contraste de impedância do reservatório Marlim, com ênfase no sistema de alimentação do reservatório, retirado de PINTO et al. (2001) (B); Mapa que representa os sistemas de alimentação reconhecidos no campo de Marlim que alimentam dois sistemas turbidíticos, retirado de OLIVEIRA et al (2007) (C); Reservatório delineado pelo atributo Fault Likelihood com regiões de alta e baixa probabilidade de falhas, com ênfase no sistema de alimentação do reservatório (D).

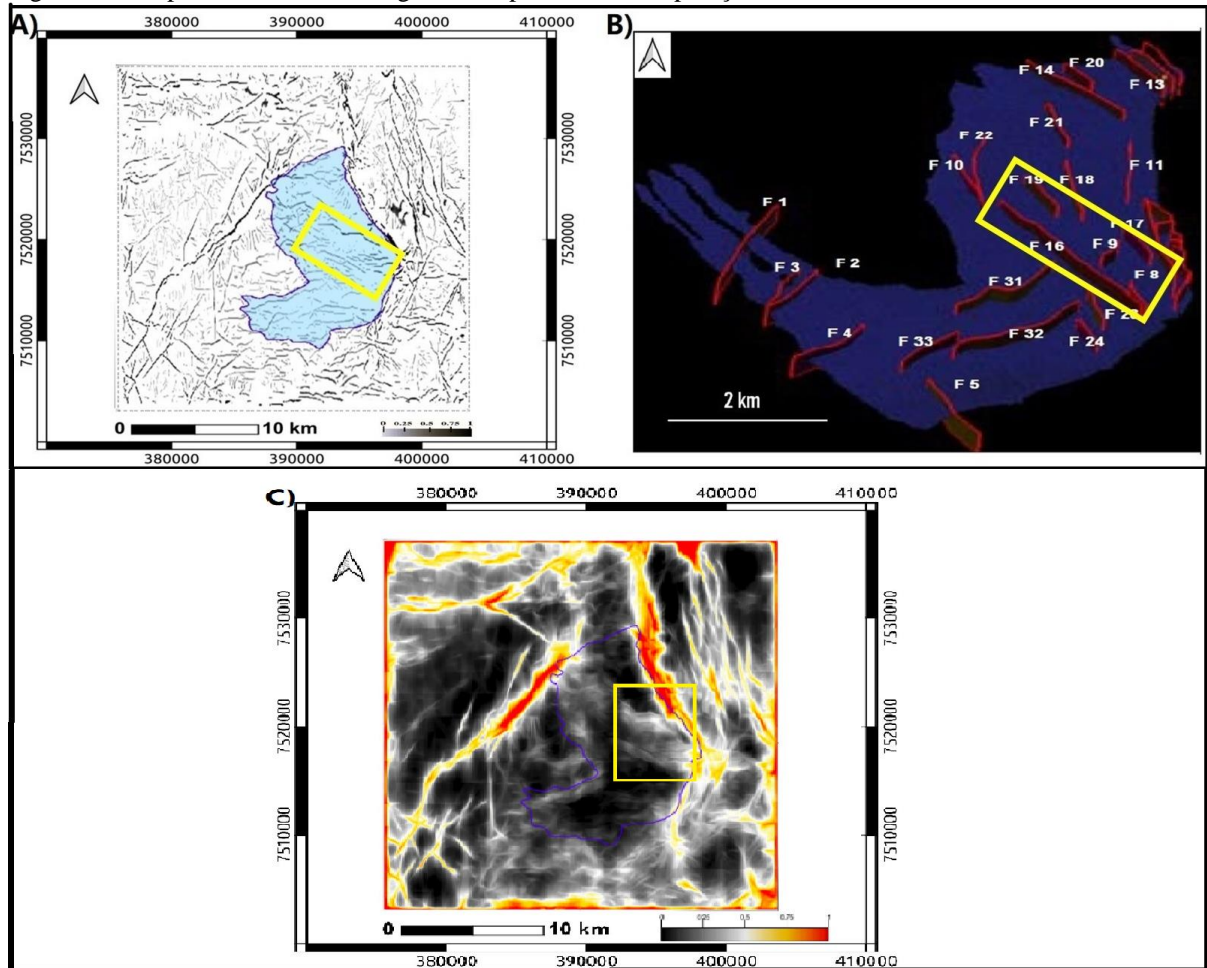
Nota: Todas as setas indicam a direção de origem do sistema de alimentação de sedimentos e fluidos e seu respectivo destino no interior do reservatório Marlim. Observa-se que o mapa (B), modelo de PINTO et al. (2001), indica três regiões principais alimentadoras, sudoeste, noroeste e norte, no entanto, o mapa (C), modelo de OLIVEIRA et al. (2007), reduz para duas regiões, retirando a alimentação pelo norte, definindo dois sistemas turbidíticos, um mais antigo em 1 (noroeste) e o outro mais recente em 2 (sudoeste), estes modelos corroboram com a interpretação dos mapas gerados por este trabalho em (A) e (D), de acordo com a marcação dos atributos de probabilidade de falhas, onde regiões com baixa intensidade de falhas se relacionam com a maior probabilidade de recepção desses fluidos e sedimentos. Podemos observar claramente na figura (D), esta relação.

Fonte: O autor, 2023.

O topo do reservatório permitiu a observação de que este é semi-compartimentado em sua região central e centro-norte, parcialmente por um conjunto de falhas de sentido NW-SE e WNW-ESE, havendo duas regiões principais de acumulações, norte e sul, em conformidade com o modelo de OLIVEIRA et al. (2007) (figura 45). Os dois atributos de probabilidade de

falhas permitem observar com clareza essa característica, o Fault Likelihood marca uma região de falhas dentro do reservatório com intensidade mediana na escala (cor branca), porém, com a região adjacente marcando quase o limite mínimo (em preto), com isso, temos uma boa perspectiva dessa semi-compartimentação, já as falhas sutis geradas pelo atributo Thinned Fault Likelihood estão mais intensas na escala e mais povoadas nessa região.

Figura 45 – Topo do reservatório fragmentado por falhas, comparação entre modelos



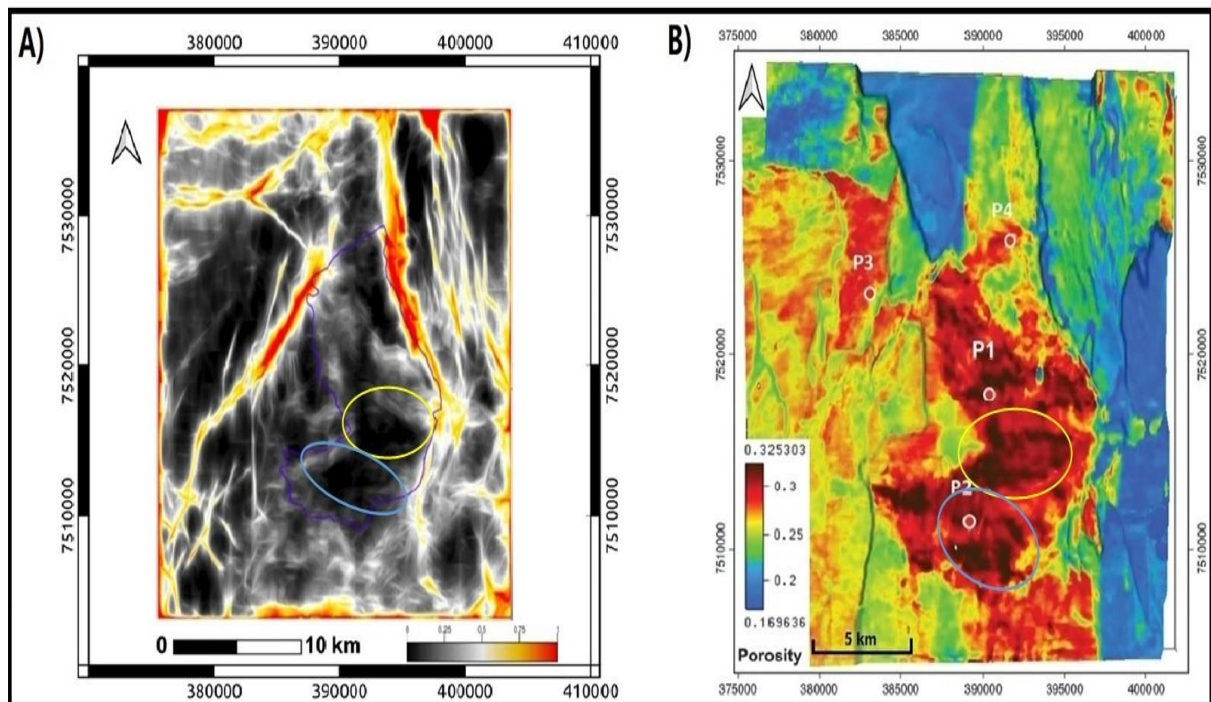
Legenda: Reservatório delimitado pelo atributo Thinned Fault Likelihood com regiões de alta e baixa probabilidade de falhas sutis ou pequenas fraturas (A); Estimativa de falha por sísmica 4D no reservatório de Marlim, adaptado de OLIVEIRA et al. (2007) (B); Reservatório delimitado pelo atributo Fault Likelihood com regiões de alta e baixa probabilidade de falhas (C); O retângulo amarelo corresponde aproximadamente a mesma região nos mapas.

Nota: O reservatório é semi-compartimentado em sua região central e centro-norte parcialmente por um conjunto de falhas de sentido NW-SE e WNW-ESSE destacadas pelo retângulo amarelo.

Fonte: O autor, 2023.

Comparando as regiões Norte e Sul do Reservatório através da análise de topo e base, constatou-se que pelas características de ausência de falhas mostrada pelos atributos, a região sul é possivelmente mais propensa ao acúmulo de hidrocarbonetos com mais intensidade (figura 46), reforçando e colaborando com os valores mais baixos de impedância em porosidades altas acima de 30%, com variações na amplitude do sinal, descritos por NASCIMENTO et al. (2014), assim como o clássico modelo de PINTO et al. (2001) onde o maior contraste de impedância se relaciona com espessuras maiores do arenito Marlim, na mesma região de maior ausência de falhas reconhecida por este trabalho, mostrando a importância dessas falhas no controle de fácies do reservatório.

Figura 46 – Região do Reservatório de maior potencial de acúmulo de Hidrocarbonetos



Legenda: Reservatório delineado pelo atributo Fault Likelihood com regiões de alta e baixa probabilidade de falhas (A); Mapa de Porosidade do Reservatório de Marlim modificado de NASCIMENTO et al. (2014) (B); O Círculo amarelo e azul correspondem a mesma região nos dois mapas.

Nota: Observa-se que a mesma região que indica baixa probabilidade de falha em (A), corresponde a região de alta porosidade em (B).

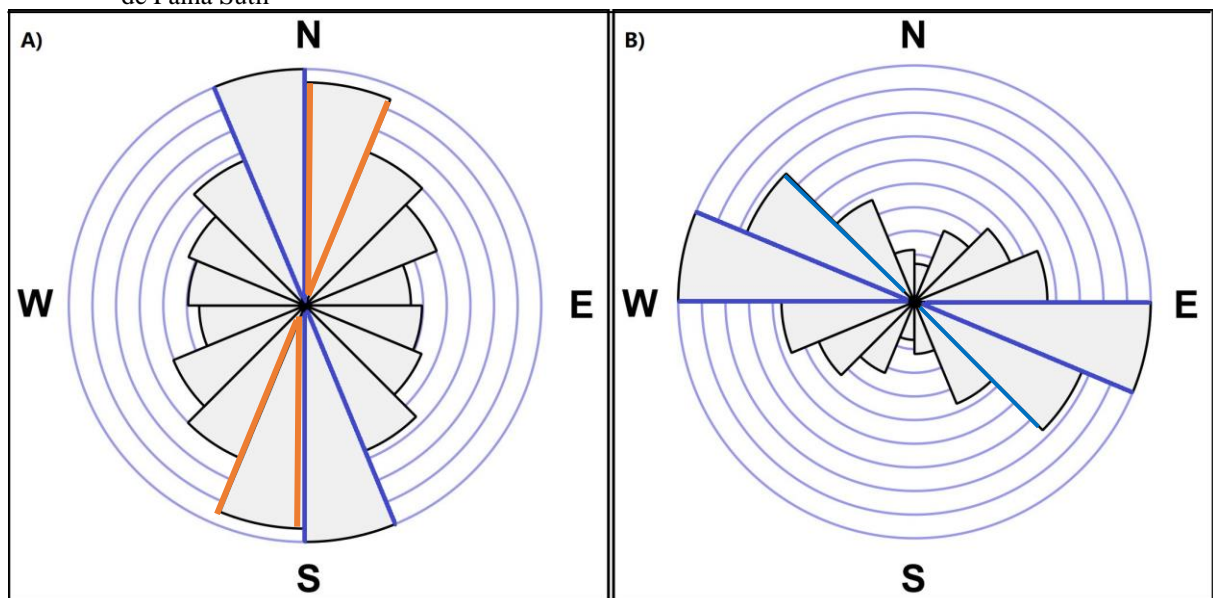
Fonte: O autor, 2023.

Relacionando o diagrama de Rosa (figura 47) com a interpretação das estruturas verificadas nas figuras anteriores após a geração dos atributos de probabilidade de falha (fault likelihood) e de reconhecimento de falhas sutis (thinned fault likelihood), verificou-se o

direcionamento das falhas de acordo com o posicionamento dentro da bacia, as falhas localizadas ao redor do reservatório, identificadas pelo filtro fault likelihood, possuem uma média de direção norte-sul com variações para oeste (NNW-SSE) e para leste (NNE-SSW), com discreta diferença de intensidade para oeste.

Já as falhas e/ou fraturas sutis, localizadas no interior do reservatório, identificadas através do filtro thinned fault likelihood, se mostraram em maior intensidade nas direções leste-oeste com leve inclinação para noroeste-sudeste (WNW-ESE).

Figura 47. Diagramas de rosa gerados a partir do atributo de Probabilidade de Falha e o atributo de Probabilidade de Falha Sutil



Legendas: Concentração de Falhas na região externa do reservatório Marlim (A); Concentração de Falhas sutis e pequenas fraturas dentro do reservatório Marlim (B).

Nota: Dois trends principais de falhas, no sentido NNW-SSE em azul e no sentido NNE-SSW em laranja (A);

Direção média das falhas que apresenta um Trend principal no sentido WNW-ESE (B).

Fonte: O autor, 2023.

Foi verificado que esses dois padrões de falhas apresentam comportamentos aproximadamente ortogonais entre si, com picos de variações de até 15°, este aspecto pode estar relacionado a uma complexidade diferenciada de padrões que se conecta com todo sistema de evolução do rifte relacionado às estruturas pré-existentes e aos regimes tectônicos que moldaram a bacia, culminando em um sistema petrolífero particular da Bacia de Campos e da região do complexo de Marlim.

Diante desse aspecto, o regime tectônico mais antigo ligado ao sistema rifte, pode ter condicionado os dois comportamentos distintos das falhas observadas, de maneira que o trend norte-sul de alto grau, pode estar relacionado à herança estrutural do embasamento ligado a

estruturas magmáticas, assim como de falhas profundas de alto grau da fase rifte, nesse sentido, o trend leste-oeste das falhas sutis pode apresentar conexões com reativações de falhas de transferência do sistema rifte.

Já o padrão tectônico mais recente, tem relação direta com a movimentação do sal subjacente, que gerou um regime de stress diferenciado dentro do reservatório em relação ao seu envoltório, além disso, o regime de falhas também pode ter sido condicionado pelo comportamento reológico distinto dos domínios interiores e exteriores ao reservatório.

Esse sistema complexo de heranças e reativações pode ter condicionado áreas preferenciais de captação de hidrocarbonetos, tais como os depósitos turbidíticos da formação Carapebus, na região do pós-sal de Marlim, controladas pela tectônica salífera, interligadas por falhas lítricas e janelas de sal.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta um fluxo de trabalho de interpretação sísmica para melhorar a caracterização de reservatórios mapeando falhas e fraturas em uma região específica de acumulação de hidrocarbonetos, incluindo um filtro de mediana (DSMF) direcionado por inclinação de mergulho, correlação poço-sísmica, estimativa de impedância acústica relativa e utilização especializada de atributos de falha aplicada à inversão de impedância acústica relativa, permitindo assim a identificação de padrões de falhas na área estudada.

O fluxo de trabalho foi aplicado a Marlim, um campo petrolífero maduro na Bacia de Campos. Como resultado, obtivemos imagens da distribuição de falhas de maneira mais detalhada, identificando notáveis padrões à níveis de reservatório ao longo de uma região caracterizada por grande acúmulo de hidrocarbonetos marcada por uma importante região temporal chamada de Marco Azul e o topo do Oligoceno, horizonte que abriga tradicionalmente reservatórios turbidíticos da bacia de campos, separando-o em duas regiões principais com densidades de falhas e direções distintas, fora do reservatório caracterizadas por grandes zonas de falhas com tendência NNW-SSE e NNE-SSW, com presença de fraturas menores e falhas sutis com tendência WNW-ESSE na parte interior do reservatório.

Também foi possível correlacionar o topo e a base do reservatório, de maneira a obter características diferenciadas entre as estruturas, falhas externas e internas ao reservatório e as regiões sujeitas a maiores acumulações de hidrocarbonetos, em conformidade com importantes trabalhos anteriores, no entanto, observou-se uma perspectiva de abordagem não convencional, onde atributos que ressaltam falhas, também sugerem regiões de acumulação de hidrocarbonetos, mostrando a complexidade do sistema petrolífero relacionado com as diversas ferramentas de interpretação, corroborando com análises de riscos de futuras perfurações.

Conclui-se que a compartimentação do reservatório Marlim teve relação direta com a herança das estruturas do embasamento, assim como a presença e movimentação do sal, juntamente com as falhas geradas por ele, o soterramento das camadas mais recentes, a abertura de novos espaços de acomodação e criação de novos depocentros, de maneira que também controlou o direcionamento das falhas sutis e fraturas no interior do reservatório.

Este trabalho soma-se a uma série de trabalhos relevantes que se complementam e permitem avanços no entendimento de um reservatório de petróleo e o complexo sistema petrolífero que permitiu essa acumulação. A sísmica 4D parece ser uma boa ferramenta de

complementação, com ênfase na movimentação de fluidos associados a presença de falhas sutis e pequenas fraturas dentro do reservatório, através do tempo de produção do poço.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, C.; SOARES, J.; BETTINI, C. Modelagem de eletrofácies aplicada à indústria petrolífera - um exemplo no Campo de Namorado. **3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. [S.l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, p. 1-6, 2005.

ANP. **13º Rodada de Licitações** - Bacia de Campos, ANP 2015. Retirado de <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos/seminarios>> Acesso em: 23 jul 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução 1001/2015. **Plano de desenvolvimento Marlim**, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/marlim.pdf>> Acessado em: 02 Jan 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **BAR 2022**. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. 2022. Retirado de <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2022.pdf>> Acessado em: 30 Jul 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim de produção de petróleo**. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural nº156 de 2023 – Circulação Externa. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP/SIGEP. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletimagosto.pdf>> Acesso em 18 ago 2023.

BAHORICH, M.; S. FARMER, S. 3-d seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube. Doi: 10.1190/1.1437077. **The Leading Edge**, n. 14, p. 1053-1058, 1995.

BALCH, A. Color sonagrams: A new dimension in seismic data interpretation, **Geophysics**, v. 36, n. 6, p. 1074-1098, 1971.

BARNES, A. Seismic attributes in your facies. **CSEG Recorder**, p. 41-47, 2001.

BARNES, A. Handbook of Poststack Seismic Attributes. (Barnes, A. Ed.) Tulsa: **Society of Exploration Geophysicists**, 2016.

BATISTA, M.; BEZERRA, L.; BORDIERI, E.; CARVALHO, D.; DINELLI, D.; LAGE, D.; LAMEIRA, O.; LIRA, F. Bacia de Campos: Agregando valor aos campos maduros no offshore brasileiro. **Offshore Technology Conference 31883**, Houston, Texas, USA, May 2022. Retirado de: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2b2315b6-8214-8581-dd06-ac94e32bb51f?origin=1>> Acessado em: 22 Jul 2023.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.M.; GONÇALVES, J.H. (eds.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Texto, Mapas e SIG**. CPRM, 2003.

- BRAGA, I. L. Técnicas multiespectrais aplicada a fluxos de inversao e caracterizacao de reservatorios de hidrocarbonetos: **PhD thesis**, Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF), 2011.
- BROWN, A. R. Seismic attributes and their classification. **The Leading Edge**, v.15, n. 10, p. 1090-1195, 1996.
- BROWN, A. R.; ABRIEL, W. L. A polaridade das wavelets de fase zero. Doi: 10.1190/INT2013-1202-PS.1. **Interpretação**, v. 2, n. 1, p. 19, 2014.
- BROUWER, F.; A. HUCK, A.; HEMSTRA, N.; I. BRAGA, I. Extracting full-resolution models from seismic data to minimize systematic errors in inversion: Method and examples. Doi:10.1190/tle31050546.1. **The Leading Edge**, n. 31, p. 546–554, 2012.
- BRUHN, C.H.L., GOMES, J.A.T., DEL LUCHESE, C., JOHANN, P.R.S. Campos Basin: reservoir characterization and management: historical overview and future challenges. **35th Offshore Technology Conference**; Houston, Texas. Richardson: Offshore Technology Conference. p. 1406-1419, 2003.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W.U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. **Episodes** v. 22, p. 206–216, 1999.
- CARRASQUILLA, A.; SILVA, R. R. Petrophysical characterization of albian carbonate reservoir in campos basin (brazil) using a multivariate approach with well logs and laboratory measurements. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 36, n. 2, p. 121-133, 2018.
- CARVALHO, B. R.; MENEZES, P. T. L. Marlim R3D: a realistic model for CSEM simulations-phase I: Model Building. Doi: 10.1590/2317-4889201720170088. **Brazilian Journal of Geology**, 47, 633–644, 2017.
- CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics** v. 213, p. 97–138, 1992.
- CHANG, H. et al. Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos Tomo 1. **ANP/ UNESP/ LEBAC**. São Paulo, 2006.
- 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**, v. 38 (suplemento), p. 29-46, 2008.
- CHEN, Q.; SIDNEY, S. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: **The Leading Edge**, n. 16, p. 445–456, 1997.
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic Attributes - A Historical Perspective. **Geophysics**, v. 70, n. 5, p. 13SO, set-out 2005.
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, Oklahoma. **Society of Exploration Geophysicists**, v. 11, 2007.

COSENTINO L. Integrated Reservoir Studies. Paris, **Technip**, 2001.

D'ÁVILA, R.; PAIM, P. Mecanismos de transporte e deposição em turbiditos. Em R. d'Ávila, P. Paim, & R. P.S.G.Paim, U.F.Faccini (Ed.), **Geometria, arquitetura e 156 heterogeneidades de corpos sedimentares - Estudo de Casos**. São Leopoldo: Editora Unisino, 1 ed., p. 93-121, 2003.

DELGADO, L. Petroleum Geochemical Characterization and Petroleum Systems Modeling of the Eastern Marlim Oilfield, Campos Basin, Brazil. **Master Thesis, Geosciences Institute, University of Campinas**, p. 101, 2017.

DE RUIG, M. J.; HUBBARD, S. M. Seismic facies and reservoir characteristics of a deep-marine channel belt in the Molasse foreland basin, Puchkirchen Formation, Austria. **AAPG Bulletin**, v. 90, p. 735-752, 2006.

DEPTUCK, M. E.; STEFFENS, G. S.; BARTON, M.; PIRMEZ, C. Architecture and evolution of upper fan channel-belts on the Niger Delta slope and in the Arabian Sea. **Marine and Petroleum Geology**. v. 20, p. 649-676, 2003.

DGB EARTH SCIENCE. **dGB Plugins**, Item 4.1 Background, 2022. Retirado de: <https://doc.opendtect.org/6.6.0/doc/HTML_TM/Default.htm#tm6/pt2_comm/attributes_filter/dip_steering.htm#kanchor137> Acesso em: 15 set 2023.

DIAS, J.L. 2005. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, n. 13: p. 7-25.

DOBRIN, M. B. **Introduction to Geophysical Prospecting**. 3^o Edição. McGraw-Hill. ISBN: 0-07-017195-5. Estados Unidos, 1976.

DUMAS, G. E. S.; FREIRE, E. B.; JOHANN, P. R. S.; SILVA, L. S.; VIEIRA, R. A. B.; BRUHN, C. H. L.; PINTO, A. C. C. Reservoir Management of the Campos Basin Brown Fields. **Offshore Technology Conference (OTC 28657-MS)**. Houston, Texas, USA, 30 April - 3 May, 2018.

FETTER, M.; DE ROS, L. F.; BRUHN, C. H. L. Petrographic and seismic evidence for depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, offshore Brazil. **Marine and Petroleum Geology** v. 26, p. 824-853, 2009.

GARCÍA, H. A.; MARTÍN, N.; ALDANA, M. Elastic and Acoustic Inversions, Discriminant Function and Neural Networks for Gas-sand Detection. In: SEG International Exposition, Salt Lake City. Technical Program Expanded Abstracts. **SEG Annual Meeting**, 72, 2002.

GEOANP MAPVIEW. **GeoANP – Mapa de dados georreferenciados**, ferramenta interativa que reúne dados do segmento de exploração e produção, 2022 (<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/geoanp>). Disponível em: <http://geo.anp.gov.br/mapview>. Acesso em: 05 jan 2022.

GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P., LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basin. In: Edwards, J.D., Santagrossi, P.A. Divergent/Passive Margins Basins.

AAPG Memoir. 48. p. 3-36, 1989.

GUARDADO, L.R.; SPADINI, A.R.; BRANDÃO, J.S.L.; MELO, M.R. Petroleum system of the Campos Basin. In: Mello, M.R., Katz, B. (Eds.), *Petroleum System of South Atlantic Margins*, **AAPG Memoir** v. 73, p. 317–324, 2000.

GRANA, D., T. MUKERJI, AND P. DOYEN, *Seismic reservoir modeling: Theory, examples, and algorithms*: **John Wiley & Sons**, 2021.

GRASSI, A. A.; CASTRO, A. H. A.; ALBERTÃO, G. A. Bacias Sedimentares Brasileiras – Bacia de Campos. Informativo – **Fundação Paleontológica Phoenix, Brazil**, v. 65, p. 1-6, 2004.

HALE, D. Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3d seismic images. Doi: 10.1190/geo2012-0331.1. **GEOPHYSICS**, n. 78, p. O33–O43, 2013.

HASUI, Y; CARNEIRO, C. D. R.; ALMEIDA, F. F. M; BARTORELLI, A. IX Os Crátons e os Sistemas Orogênicos Brasileiros. Sistema Orogênico Mantiqueira, Cinturão Ribeira. **Geologia do Brasil** ISBN: 978-85-62768-10-1. São Paulo, Brasil, pg. 345-353, 2012.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C.M.; TASSINARI, C.C.G.; ALMEIDA, J.C.H.; TUPINAMBA, M.; SIGA, O.; TROUW, R. Correlation of Neoproterozoic Terranes between the Ribeira Belt, SE Brazil and its African Counterpart: Comparative Tectonic Evolution And open Questions. **Geological Society of London, Special Publication**, v. 294, 2008.

HENDERSON, J.; PURVES, S. J.; FISHER, G.; LEPPARD, C. Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attribute volumes. Doi: 10.1190/1.2896625. **The Leading Edge**, n. 27, p. 342-350, 2008.

HUSSEIN, M.; STEWART, R. R.; WU, J. Which seismic attributes are best for subtle fault detection? Doi: 10.1190/int-2020-0068.1. **Interpretation**, 9, T299–T314, 2021.

JACKSON, C. A. L.; BARBER, G. P.; MARTINSEN, O. J. Submarine slope morphology as a control on the development of sand-rich turbidite depositional systems: 3D seismic analysis of the Kyrre Fm (Upper Cretaceous), Måløy Slope, offshore Norway. **Marine and Petroleum Geology**, v. 25, p. 663-680, 2008.

JOHANN, P.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, R.; BAMPI, 2009, D. 4d seismic in a heavy-oil, turbidite reservoir offshore Brazil. Doi: 10.1190/1.3148415. **The Leading Edge**, 28, 718–729, 2009.

KATATA, E. P. **Avaliação do impacto das condições de operação na qualidade do sinal - processamento de dados de reflexão sísmica de multicanal**. 2015. 123 f. Dissertação (Mestre em engenharia geológica) – Departamento de Geociências, Universidade de Aveiro. 2015. Disponível em: < [file:///D:/Downloads/Tese%20-%20Enoque%20Paulo%20Katata%20\(2\).pdf](file:///D:/Downloads/Tese%20-%20Enoque%20Paulo%20Katata%20(2).pdf)>. Acesso em: 22 jul. 2022.

KLEMME, H.D. Petroleum basins - classification and characteristics. **J. Petr. Geol.**, v. 3, n.2, p. 187-207, 1980.

- KUCHLE, J.; SCHERER, C. M. S. Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na bacia do Recôncavo. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v.18, n.2, p.179-206, 2010.
- LANCASTER, S.; WHITCOMBE, D. Fast track ' inversion. **70 th Annual International Meeting, SEG**, Expanded Abstracts, p. 1572-1575, 2000.
- LUPINACCI, W. M.; GOMES, L. D. M. S.; FERREIRA, D. J. A.; BIJANI, R.; FREIRE, A. F. M. An integrated approach for carbonate reservoir characterization: a case study from the linguado field, Campos basin. Doi: 10.1590/2317-4889202020190103. **Brazilian Journal of Geology**, 50, 2020.
- MAYALL, M.; JONES, E.; CASEY, M. Turbidite channel reservoirs - Key elements in facies prediction and effective development. **Marine and Petroleum Geology** v. 23, p. 821-841, 2006.
- MELANI, L. H.; VIDAL, A. C.; FREDERICO B. SCHUAB, F. B. Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático fraturado do grupo Macaé, bacia de Campos. Universidade Estadual de Campinas & PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. SBGF, **VI Simpósio Brasileiro de Geofísica**, Porto Alegre, 14 a 16 de outubro, 2014.
- MELLO, M. R. Geochemical and Molecular Studies of the Depositional Environments o Source Rocks and their Derived Oils from the Brazilian Marginal Basins: Ph.D. **Dissertation Bristol University**, p. 240, 1988.
- MENDONCA, P. M. M.; SPADINI, A. R.; MILANI, E. J. Exploração na Petrobras: 50 anos de Sucesso. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 12, n. 1, p. 9-58, 2003.
- MIDDLETON, G. V.; HAMPTON, M. 1973. Sediment Gravity Flows: mechanics of flow and deposition In: Middleton, G.V. & Bouma, A. (eds). **Turbidite and deep-water sedimentation**. Los Angeles, SEPM (Pacific Section) Short course 1, Anaheim. Lecture Notes. p. 1-38, 1973.
- MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A.; ZALÁN P. V.; GAMBOA, L. A. Petróleo na margem continental brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, v. 18, n. 3, 2000.
- MOHRIAK, W.U., MELLO, M.R., KARNER, G.D., DEWEY, J.F., MAXWELL, J.R. Structural and stratigraphic evolution of the Campos Basin, offshore Brazil. Tankard, A.J., Balkwill, H.R., editores. **Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins. AAPG Memoir**, 46. p. 577-598, 1989.
- MOHRIAK, W. U.; MACEDO, J. M.; CASTELLANI, R.T.; RANGEL, H. D.; BARROS, A.Z.N.; LATGÉ, M. A. L.; RICCI, J. A.; MIZUSAKI, A.M.P.; SZATMARI, P.; DEMERCIAN, L. S.; RIZZO, J. G. & AIRES, J. R. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region in Jackson, M.P.A.; Robert; D.J. & Snelson, S. (editors) **Salt Tectonics: A Global Perspective: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Memoir**, v. 65, p. 273-304, 1995.

- MOHRIAK, W.U. Elusive salt tectonics in the deep-water region of the Sergipe–Alagoas basin: evidence from deep seismic reflection profiles. In: **SBGf, International Congress of the Brazilian Geophysical Society**, v. 4, p. 51-54, 1995b.
- MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras. **TERRA E DIDÁTICA**, Editora Beca, São Paulo, v. 4, n. 1, p. 91-92, 2008.
- MOHRIAK, W. U.; NEMCOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift border uplift and salt tectonics in the basin of SE Brazil. In: **West Gondwana: Pre-Cenozoic Correlations Across the South Atlantic Region**, Pankhurst, R. 2008.
- MORA, J. P.; BEDLE, H.; MARFURT, K. J. Fault enhancement using probabilistic neural networks and laplacian of a gaussian filter: A case study in the great south basin, new zealand. Doi: 10.1190/int-2021-0127.1. **Interpretation**, 10, SC1–SC15, 2022.
- MUTTI, E.; TINTERRI, R. An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from oucrop perspective. **American Association of Petroleum Geologists**, Continuing Education Course Note Series, v. 39: p. 52-76, 1999.
- NASCIMENTO, T. M.; MENEZES, P. T. L.; BRAGA, I. L. High-resolution acoustic impedance inversion to characterize turbidites at marlim field, campos basin, Brazil. Doi: 10.1190/int-2013-0137.1. **Interpretation**, 2, T143–T153, 2014.
- NETO, A. Uso da Sísmica de reflexão de alta resolução e da sonografia na exploração mineral submarina. **Brazilian Journal of Geophysics**, 18(3):241- 256, 2001.
- NEVES, C. A. O. O Estado da Arte: Prospectos potenciais e áreas prioritárias para exploração na Bacia do Amazonas. **I Seminário de Interpretação Exploratória**, Petrobrás, Rio de Janeiro, p. 13-23. 1989.
- NOBRE, J. A.; NETO, E. O.; FRANCO, A.; LUPINACCI, W. M.; FREIRE, A. F. M. Post stack para ganho de resolução em dado sísmico terrestre: combinando as técnicas de dip steering median filter e spectral blueing em volume sísmico 3D da bacia do Parnaíba. **Workshop: Exploração e Produção em Bacias Terrestres**. SBGF - GIECAR UFF, Jun 2022.
- NORMARK, W. R.; POSAMENTIER, H.; MUTTI, E. Turbidite systems: state of the art and future directions. **Review of Geophysics**, 31 (2), 91-116, 1993.
- OLIVEIRA, R. M.; JUNIOR, N. M. S. R.; JOHANN, P. R. S.; JUNIOR, L. F. C.; STEAGAL, D. E.; KERBER, P. A.; CARVALHO, M. R. J. Using Seismic Attributes to Estimate Net Thickness in Pinch-Out Areas - Marlim Deep Water Turbidite Oilfield, Campos Basin. **SPE 94913** Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 Jun 2005.
- OLIVEIRA, R. M.; BAMPI, D.; SANSONOWSKI, R. C.; JUNIOR, N. M. S. R.; JOHANN, P. R. S.; DOS SANTOS, M. S.; FERREIRA, D. M. **SPE 108062** Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15-18 April, 2007.

- PARTYKA, G.; GRIDLEY, J.; LOPEZ, J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir Characterization. Doi: 10.1190/1.1438295. **The Leading Edge**, n. 18, p. 353-360, 1999)
- PERICO, E.; BEDLE, H.; BUIST, B.; DAMASCENO, A. C. Fault characterization in a postsalt reservoir interval, jubarte field (campos basin), using seismic attributes and machine learning. Doi: 10.1190/int-2022-0061.1. **Interpretation**, 11, T199–T214, 2023.
- PINTO, A. C. C.; GUEDES, S. S.; BRUHN, C. H. L.; GOMES, J. A. T.; DE SÁ, A. N.; NETTO, J. R. F. Marlim Complex Development: A Reservoir Engineering Overview. **SPE 69438** Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001.
- POSTMA, G. Water escape structures in the context of a depositional model of a mass flow dominated conglomeratic fan-delta (Abrijoa Formation, Pliocene, Almeira Basin, SE Spain). **Sedimentology** 30: 91-103, 1983.
- PRÉLAT, A.; HODGSON, D. M.; FLINT, S.S. Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep-water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. **Sedimentology**, v. 56, p. 2132–2154, 2009.
- PROSSER, S. Rift-related linked depositional systems and their seismic expression, In: WILLIAMS, G. D.; DOBB, A. (Ed.) Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy, **The Geological Society**, Londres, Reino Unido, n. 71, p. 35-66, 1993.
- QAYYUM, F.; DE GROOT, P. Seismic dips help unlock reservoirs. **American Oil & Gas Reporter**, n. 60, p. 75-79, 2012.
- RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 8, n. 1, p. 203-218, 1994.
- RICCI, J. A.; BECKER, M.R. Análise sísmo-estratigráfica no Terciário da Bacia de Campos. In: SBGf, **Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica**, 2, v. 2, p. 615-620, 1991.
- RICCOMINI, C.; SANT'ANNA L. G.; TASSINARI, C. C. G. Pré-Sal: Geologia e Exploração. **REVISTA USP**, n. 95, p. 33-42, 2012.
- ROBERTS, A., 2001, Curvature attributes and their application to 3d interpreted horizons. Doi: 10.1046/j.0263-5046.2001.00142.x. **First Break**, n. 19, p. 85-100, 2001.
- SANCEVERO, S. S.; REMACRE, A. Z.; PORTUGAL, R. S. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 24, n. 4, p. 495-512, 2006.
- SCOTIABANK. Banco Multinacional. **Oportunidade de Investimento em Ativos de Águas Profundas no Complexo de Marlim**, Bacia de Campos, Brasil, Nov 2020. Retirado de <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa17d60b2de47d/c04364ac-24ba-c4ec-03ea-b0251ac93876?origin=1>> Acessado em 14 Jun 2023.

SILVA, H. P. N. Caracterização e Delimitação de Reservatórios Usando Atributos Sísmicos. **Dissertação de Mestrado**. Departamento de Geociências, Universidade de Aveiros. Mestrado em Engenharia Geológica, Portugal, 2012.

SIMM, R.; BACON, M. Seismic Amplitude: Em **Interpreter's Handbook**, p. 14-20, 2014.

SPADINI, A. R.; ESTEVES, F. R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M., RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial Historical of South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, n. 3, p. 261-272, 1988.

TANER, M. T.; KOEHLER, F.; SHERIFF, R. E. Complex seismic trace analysis. **GEOPHYSICS**, v. 44(6), p. 1041-1063, 1979.

TANER, M. T. Seismic attributes, **CSEG recorder**, v. 26, n. 7, pág. 49-56, 2001.

TINGDAHL, K. M.; DE GROOT, P. F. M. Post stack dip and azimuth processing. **Journal of Seismic Exploration**, v. 12, n. 2, p. 113-126, 2003.

TINOCO, P.M.B., CORÁ, C.A.G. Campo de Marlim: contexto geológico e estratégia de produção. In: PETROBRAS, **Seminário de Engenharia de Reservatórios**, 4, Cabo Frio, Anais, p. 321-327, 1991.

TORRES, L. F.; BARROSO, E. V. Integração de dados de geofísica e geomecânica para entendimento da depleção do campo de Marlim, Bacia de Campos. *Geologia USP*. DOI: 10.11606/issn.2316-9095.v21-166922. Série Científica, [S. l.], v. 21, n. 1, p. 45-55, 2021. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/guspsc/article/view/183920> Acesso em: 25 set. 2023.

VAN HOUT, M. Removing noise and artifacts from (thinned) fault likelihood. Retirado de: <<https://www.dgbes.com/blog/functionality-features-and-workflows/removing-noise-and-artifacts-fromthinned-fault-likelihood>> Acessado em: 24 set 2023.

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

VASQUEZ, R.; MENDONZA, A.; LOPES, A.; LINARES, M.; BERNAL, H. 3D Seismic role in the integral study of the Arcabuz-Culebra field, México. **The Leading Edge**, v. 16, n. 12, p. 1763, Dec 1997.

VEEKEN, P. C. H.; DAVIES, M. R.; GALLARDO R. M.; VERA, E. G. R.; VILLASENOR, R. V. Seismic Inversion of the Fortuna National 3D Survey. Tabasco, México: **First Break**, v. 20, n. 5, May 2002.

WAISMAN, G. Tectônica de Sal da Bacia de Campos. In: MOHRIAK, W., SZATMARI, P. & ANJOS, S.M.C (Eds) **Sal: Geologia e Tectônica**. Editora Beca, São Paulo, p. 314-339, 2008.

WANG, D.; ZHANG, H.; LI, Z. Seismic data processing and interpretation based on OpendTect software. **Journal of Applied Geophysics**, n. 135, p. 206-213, 2016.

WHITMORE, N. D., & SIMM, R. W. (2001). The use of relative acoustic impedance in seismic interpretation. **Geophysics**, n. 66(1), p. 61-68.

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

WU, X.; HALE, D. Automatically interpreting all faults, unconformities, and horizons from 3D seismic images. Doi:10.1190/INT-2015-0160.1

Interpretation v. 4, p. T227–T237, 2016.

XIAOYU, F. Research on Application of Computer Technology in Petroleum Geophysical Exploration. Research Gate publication 351999802 doi: 10.1088/1742-6596/1915/4/042035.

Journal of Physics Conference Series 1915 042035, ISCE May 2021.

YILMAZ, Oz. Seismic Data Analysis – Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data. Editor Stephen M. Doherty, **Society of Exploration Geophysicists**, v. 1, 2001.

ZHANG, Y.; GAO, J. Seismic inversion using neural networks and genetic algorithms in OpenTect. **Journal of Applied Geophysics**, n. 116, p. 1-12, 2015.

APÊNDICE A - Artigo no prelo completo aceito para publicação em janeiro de 2024 na
Brazilian Journal of Geophysics. © 2024 Brazilian Geophysical Society.



Brazilian Journal of Geophysics (2024) XX(Y): 123–456
© 2024 Brazilian Geophysical Society
ISSN 0109-261X
DOI: xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

A HIGH-RESOLUTION SUBTLE FAULT MAPPING IN MARLIN FIELD, BRAZIL

Leonardo Campos João¹, Paulo T. L. Menezes^{*2}, and
Sergio Bergamaschi³

*Corresponding author: paulo.menezes@uerj.br

¹Programa de Pós-Graduação em Geociências – PPGG-UERJ

²Departamento de Geologia Aplicada, FGERL, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rua São Francisco Xavier 524, Bloco A, 20659-900 Rio de Janeiro, RJ, Brazil

³Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, FGERL, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rua São Francisco Xavier 524, Bloco A, 20659-900 Rio de Janeiro, RJ, Brazil

ABSTRACT. Discriminating geological discontinuities is important for reservoir management because they influence storage capacity and fluid flow. Structural heterogeneities, such as faults and fractures, significantly impact the compartmentalization of the reservoir's facies and affect the flow of hydrocarbons. These structures can act as the pore space for fluid storage, flow-control conduits, or barriers that allow the accumulation of exploitable volumes of oil and gas. Understanding these structures' spatial and temporal development can significantly impact hydrocarbon exploration. Reservoir characterization is a critical process in the oil and gas industry that aims to comprehensively understand reservoir rocks and their fluid content and distribution. It is a multidisciplinary approach that combines geological, geophysical, and engineering datasets through statistical and deterministic mathematical models. Seismic datasets play a crucial role in reservoir characterization. Interpreters can use seismic data processing and imaging to interpret geological horizons and map faults, building complex geological models. Seismic inversion is also employed to estimate acoustic impedance and other petrophysical properties. Fault and fracture mapping are highly relevant themes in reservoir characterization. Identifying subtle faults and fractures is essential in specifying hydrocarbon migration paths and identifying bypassed oil accumulations. However, traditional seismic amplitude data interpretation should consider these structures more. In this study, we apply a high-resolution fault mapping workflow to map the subtle faults system at the Marlin field in the offshore portion of the Campos Basin. As an outcome, we imaged two separate fault trends inside and outside the Marlin reservoir.

Keywords: subtle fault mapping; seismic attributes; relative acoustic impedance; Marlin turbidites

INTRODUCTION

Determining geological discontinuities is critical for reservoir management, as they control storage space and fluid flow. Structural heterogeneities, such as faults and fractures, greatly modify the compartmentalization of the reservoir's facies, impacting the flow of hydrocarbons in a given reservoir, since such structures can act as the pore space for the storage of fluids, as flow-control conduits and as barriers that allow the accumulation of exploitable volumes of oil and gas. In this way, understanding these structures' spatial and temporal development can significantly impact hydrocarbon exploration.

Reservoir characterization is one of the leading

processes in the oil and gas industry for delivering a comprehensive scenery of reservoir rocks and their fluid content and distribution. It is a multidisciplinary procedure merging geological, geophysical, and engineering datasets via statistical and/or deterministic mathematical models (Grana et al., 2021).

Seismic datasets are essential to reservoir characterization. Interpreters can interpret geological horizons and map faults through seismic data processing and imaging to build complex geological models. And, by employing seismic inversion, it is possible to calculate acoustic impedance and other petrophysical properties (Lupinacci et al., 2020; Carvalho and Menezes, 2017).

Faults and fracture mapping are themes of huge

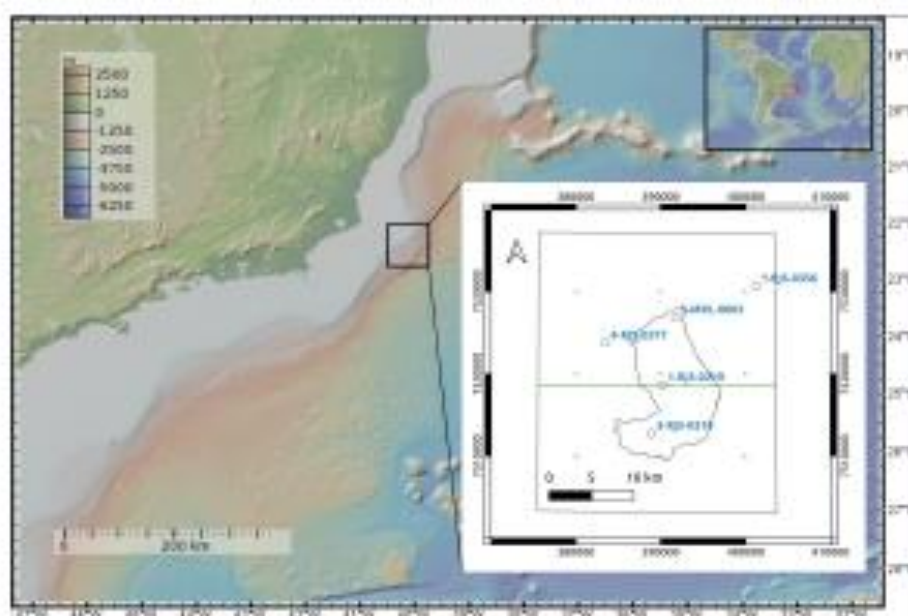


Figure 1: Location map of the Marlim field in Campos Basin. The inset shows the Marlim reservoir outline (dashed black line), five available wells (black and white circles), and the location of Inline 326 from the seismic cube (green line).

relevance in reservoir characterization. Identifying subtle faults, i.e., those with small offsets close to or below the seismic tuning thicknesses) and fractures play an important role in specifying hydrocarbon migration paths and bypassed oil accumulations (Hussein et al., 2021). Yet, it can be skipped in the traditional interpretation of the seismic amplitude data. Consequently, several interpretation workflows were developed using fault-enhancement attributes (Mora et al., 2022; Perico et al., 2023).

In the present work, we apply a high-resolution fault mapping workflow to map the subtle faults system at the Marlim field on the offshore portion of Campos Basin (Figure 1). The proposed workflow comprises four main steps: data preconditioning, well-to-seismic tie, inversion for relative acoustic impedance estimation, and advanced fault attributes applications. As a result, we imaged two distinct fault distributions inside and outside the main reservoir.

GEOLOGICAL SETTING

Like all other basins on the Brazilian eastern margin, the Campos Basin was formed due to the distension process that began in the Middle Jurassic during the fragmentation of the supercontinent Gondwana. The rifting process resulted in the formation of antithetical and synthetic normal faults, accommodation zones, and transfer faults. This fault system configured the compartmentalization of the Precambrian basement into a series of horsts and graben, with a structural pattern of rotated blocks, informally known as domino style. The Rifting events began in

the Eocretaceous, more precisely in the Hauterivian, as evidenced by the 135-124 Ma basalts of the Cabôrnas Formation ((Mizusaki et al., 1992).

In this tectonic context, sediments from the Rift Sequence were deposited, predominantly alluvial and deltaic clastics in the proximal areas, with lacustrine clay deposits filling the lowest points and bioclastic bars covering the highest isolated points (Figure 2). The subsidence process was intensified from the Buracica Floor, Upper Barremian Chang et al. (1992), forming lower deposition points at greater depths. Guardado et al. (2000) state that the sedimentary environment evolved from a freshwater lacustrine environment during the Andar Buracica to a brackish to saline lacustrine environment in the Andar Jiquiá (Eo-Aptian). The primary hydrocarbon source rocks of the basin, the Buracica and Jiquiá shales of the Coqueiros Formation, were deposited in the lowest structural areas of this rift phase. The highest structural areas were deposition sites, mainly for coquinas rich in pelecypods and microbial carbonates, where the main pre-salt reservoirs were configured Dias et al. (1990).

From the Alagoas Floor (Aptian), mechanical subsidence ceased, and thermal subsidence began, a process that resulted in tectonic quiescence. Subsequently, sediments from the Transitional Sequence were deposited, significantly contributing to siliciclastic sediments in the proximal areas and the development of microbial carbonates in the highest structural areas. With the development of the oceanic crust, the environment evolved into a hypersaline gulf system,

which experienced sporadic communications with the open ocean and generated the deposition of evaporite rocks, the main seal of the basin. This gulf morphology evolved to open-ocean conditions, where a carbonate sedimentary environment was established during the Albian, with oolitic and oolite bank alignments outlining thin micritic carbonates. An intense gravitational destabilization of the salt layer (halokinesis) occurred in the Mesozoic, resulting in its eastward flow due to the tilt of the basin towards offshore areas. Halokinesis segmented the original continuous layer of salt in the nearest area, generating salt cushions that induced the formation of stripe faults, generating rollover-type structures, which favored the growth of thick carbonate banks. Salt displacement dragged overlying carbonate packages in the distal area, giving rise to raft-like structures marking a significant tectonic change in the basin (de Castro and Pizolini, 2016).

Haq et al. (1987) describe a global rise in sea level in the Cenomanian that led to the drowning of the carbonate shelf, resulting in the deposition of a succession of calcilitites, shales, and subordinate sandstones. From the Turonian onwards, open sea conditions were established, with a depositional predominance of shale, mudstones, and turbidites that were deposited preferentially during recurrent sea-level lows. An important sub-alkaline to alkaline magmatic event (de Castro and Pizolini, 2016) occurred in the south of the basin between 83 and 45 Ma, resulting in diabase intrusive and basaltic extrusive bodies, as well as breccias and hyaloclastite, evidenced by packages of volcanic rocks proximal to the top of cold cabo that decisively interfered in the structuring of the oil traps.

From the Eocene onwards, there was a significant increase in sedimentary influx and the consequent progradation of the proximal depositional environments towards the interior of the basin (Ribeiro et al., 2012), caused mainly by the reactivation of the source area, with the uplift of the Serra do Mar from the Cretaceous/Paleogene, resulting in the alignment of the interior grabens of São Paulo, Taubaté, Resende and Baixo Paraíba do Sul, allowing the capture of greater drainage directed to the Campos Basin, in addition to humidifying the climate. The deposition of important turbidite systems with clayey intercalations occurs in this context (Braun et al., 2003), especially in the Eocene, Oligocene, and Miocene, where faults and stratigraphic traps compartmentalized these sandstones from the Carapebus formation to a certain degree, characterized as the primary source of oil in the Campos Basin. Finally, the deposition of a thick wedge of prograding sediments in deep waters occurred at the end of the Miocene, conditioned by the action of bottom currents, which altered the morphology of the central part of the basin to its current form, which allowed the accommodation of turbidites and generation of contemporary reser-

voirs (de Castro and Pizolini, 2016).

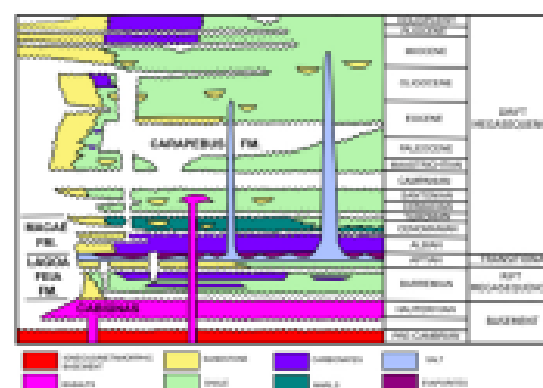


Figure 2: Simplified stratigraphic chart of the Campos Basin, modified from Guarlatto et al. (2000).

MARLIM FIELD DATASET

The Marlim field, located offshore in the northeastern portion of the Campos Basin, was one of the largest oil field discoveries in 1985, with oil production commencing in 1991, when it became Brazil's largest producing field, with a daily production of 610,000 barrels (Johann et al., 2009).

The field comprises an Oligocene/Miocene deep-water turbidite system, forming the Marlim sandstone, a series of amalgamated sandstone bodies (Peres, 1993). A regional northwest-southeast transfer fault system influenced the turbidite sedimentation. This regional system was reactivated in the Tertiary, providing the pathway for the turbidite sedimentation in the Campos Basin (Cobbold and Meis, 2001). The Marlim trap is stratigraphic in the western, northern, and southern regions. The trap is structural to the east, where the accumulation ends against a normal listric fault linked to the moving salt underneath. According to Mello et al. (1994) and Nascimento et al. (2014), this fault is the primary route for oil migration from the pre-salt source rocks to the turbidite reservoir.

Coco-Prakla acquired for Petrobras the 3D seismic data analyzed in this project in 1997 (Johann et al., 2009). The acquisition parameters are shown in Table 1. This dataset became public in 2003 when the Brazilian Petroleum Agency (ANP) delivered a post-stack time-migrated, 3D seismic amplitude volume. ANP also provided data from five wells (Figure 1), including check shots, lithology, stratigraphic markers, and composite well logs (density (ρ), sonic (DIT), porosity (ϕ), and gamma-ray (GR) in the Log ASCII Standard (LAS) format.

Marlin 3D acquisition	
Number of cables	6
Channels/cable	288
Shot point interval(m)	25
Receiver interval (m)	12.5
Cable interval (m)	50
Sample rate (ms)	1
Bin size (m)	12.5x25
Cable depth (m)	9
Inlines Azimuth ($^{\circ}$)	128
Nominal fold	73
Traces/km ²	230400
Survey area (km ²)	720

Table 1: Seismic acquisition parameters at Marlin field

FAULT MAPPING WORKFLOW

Figure 3 shows the four-step workflow was used to interpret the Marlin seismic data, namely, by (1) data preconditioning, (2) well-to-seismic tie, (3) relative impedance estimation, and (4) fault likelihood attributes applied to the inverted data.

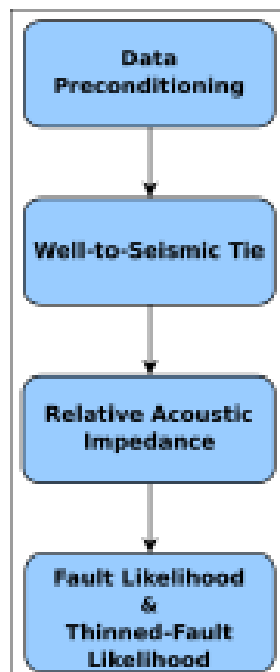


Figure 3: Schematic diagram of the presented four-step workflow.

In the first step, called data preconditioning, our goal is to reduce the random noise present in the dataset to prevent the noise from being enhanced during the acoustic inversion process. The second step, called well-to-seismic tie, links the information from the well-log to the interpreted seismic reflections, making it possible to identify specific horizons accurately. Additionally, this step estimates the seismic wavelet used in the acoustic impedance inversion utilized in the third step. Finally, the fourth step involves using modern seismic attributes to the relative impedance data to improve interpretation by identifying faults and fault zones.

Data preconditioning

Seismic Data

Seismic inversion methods depend on the seismic data's quality and resolution (da Cunha et al., 2019). Often, even a small amount of noise spoiling the amplitude data can disguise subtle reflections. Hence, data filtering is required to reduce noise and enhance the seismic data signal-to-noise ratio.

We applied a dip steering median (DSM) filter (Qayyum and de Groot, 2012) to attenuate the high-frequency random noise from the seismic amplitude data. The main advantage of the proposed approach is that the median operator removes outliers in the data and retains steps in data values as encountered in nearby faults. Hence, the filtering procedure maintains the traces' amplitudes and edges and enhances them as continuous events (Qayyum and de Groot, 2012). Therefore, it simplifies structural interpretation by enabling more accurate horizons auto-tracking and permitting the interpreter to extract more detail from the seismic data.

Figure 4 shows the comparison between the original seismic amplitude data (Upper panel) and the DSM-filtered data (Lower Panel). In the filtered data, it is possible to observe an overall improvement associated with the high-frequency noise content reduction. As a result, we obtain a sharper subsurface image. An important aspect of the filtered data is the better definition of small amplitude reflections between the major horizons. The enhancement of these small reflections' lateral continuity is necessary for a precise structural horizon interpretation. According to (Brouwer et al., 2012), using smoothed dip fields is preferable because they are more continuous than amplitude fields and less noise-prone.

After filtering the data, we significantly improved the seismic image by reducing high-frequency noise content, evidenced by their amplitude spectrum, as shown in Figure 4. In the filtered data, frequencies higher than 70 Hz are attenuated considerably in the DMS-filtered data, resulting in a clearer subsurface image (see the lower panel of Figure 4).

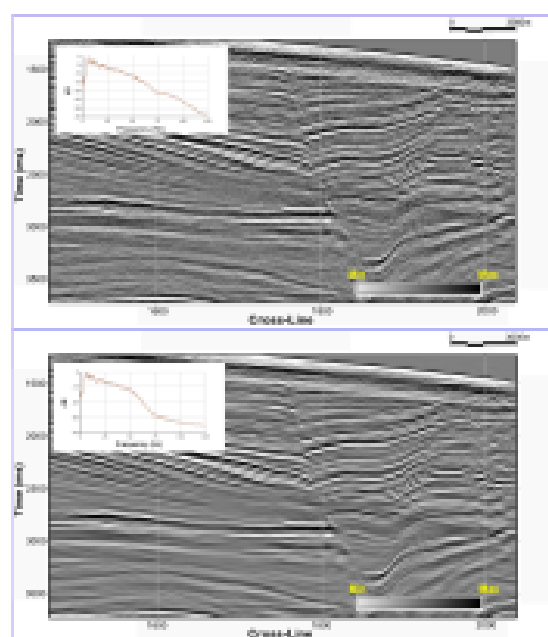


Figure 4: Noise attenuation results shown zoomed at the central portion of the Inline 326 (location in Fig. 1) with correspondent spectra. Upper panel - The original amplitude data. Lower panel - Seismic dataset after the Dp Stacked filter.

Well Data

The well data were uploaded into the seismic interpretation platform, and logs were edited using the following steps:

1. **Data Quality Check:** This step involves confirming the integrity of log data files to ensure completeness and remove artifacts or anomalies.
2. **Log Splicing and Merging:** Data from distinct runs or different logging tools were merged to create a continuous log profile for each well, describing subsurface properties without gaps or discontinuities in the logged interval.
3. **Depth Alignment:** This step ensured all logs were appropriately aligned at the same depth references, such as the well's total depth or specific depth markers. This alignment provided the logs to be accurately correlated and compared across different wells or intervals.
4. **Data Cleaning:** In this step, the log data was checked for noticeable errors, spikes, or outliers. These points were identified and removed.

Well-to-Seismic-tie (WST)

Synthetic seismograms generated from well logs(WST) best relate the seismic response with rock properties (Figure 5). It is widely used for seismic interpretation as it allows the correct labeling of picked

seismic reflections and optimizes the correlation between an acoustic impedance model and the seismic data. A successful inversion strategy begins with wavelet estimation via WTS at all appropriate wells. After that, the estimated wavelet is cross-correlated and validated to invert the seismic data. Usually, the correlation rate of the WTS relies on the quality of the logs and seismic data and the time-to-depth relationship at a given well (Nascimento et al., 2014).

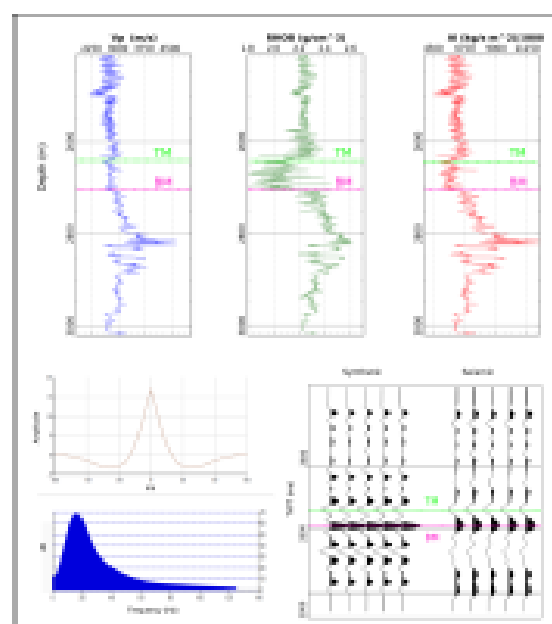


Figure 5: Well-tie correlation panel for the 1-RJS-0219 well. Upper panel - Vp Sonic (blue curve), density (green curve) logs, and acoustic impedance log (red curve). Lower right panel - extracted wavelet and its frequency content. The lower left panel compares the synthetic and acquired seismic with the markers overlaid. TM is the top of the Marlim reservoir marker; BM is the bottom of the Marlim reservoir marker.

The well-to-seismic tie is a valuable method for connecting seismic response to rock properties using synthetic seismograms generated from well logs. This technique is widely used in interpretation because it accurately identifies mapped seismic reflections and optimizes the correlation between the acoustic impedance model and seismic data. A comprehensive review of the well-to-seismic good practices is found in the tutorial of White and Siman (2008).

The first step to creating a successful inversion scheme is determining the wavelet for a well-to-seismic tie at all appropriate wells. Once generated, cross-correlation and validation can be used to select the best wavelet for inverting the seismic data. The correlation rate for the seismic-to-well tie typically depends on the quality of the well and seismic data, as well as the time/depth relationship. We applied the

process to all five wells; Figure 5 shows the results at the 1-RJS-0219 well (location in Figure 1).

We calculated the acoustic impedance (AI) log using the following relationship: $AI = \rho V$, the P-wave velocity log computed from the sonic log ($V=1/DT$). Next, we established the well-to-seismic tie in time by extracting a statistical wavelet from the data. The goal was to estimate a wavelet to increase the correlation between the synthetics and the seismic data. We extracted the wavelet utilizing a 500 ms window centered at 2650 ms. We then convolved the impedance log with the extracted wavelet to compute the synthetic data. The correlation between the synthetic and actual seismic data was 83%, consistent across all five wells in the study area (Figure 5).

According to Nascimento et al. (2014), two geologic factors can explain the 17% mismatch between the seismic and synthetic data. We have a dipping siliciclastic sequence above the top of the Marlim reservoir horizon (TM), which is a 2D situation, whereas the convolutional model is essentially 1D. Below the Marlim reservoir base (BM) occur heterogeneous carbonate units that can lead to a lower correlation between the signals.

3.3-Relative Impedance Inversion

The seismic inversion process involves retrieving the subsurface impedance model or other elastic properties from seismic data (Nascimento et al., 2014). One method commonly used is formulating a solution by minimizing an objective function that defines the difference between the observed and modeled seismic data (da Cunha et al., 2019). However, the stationary convolution model fails to consider propagation effects like absorption and dispersion on actual seismic data.

We adopted the continuous wavelet transform (CWT) inversion scheme that Braga (2011) developed to compute the relative acoustic impedance, which has arbitrary amplitudes that show depth-dependent variations equivalent to those exhibited by log data. The inversion scheme herein adopted brings the benefit of the ability of the continuous wavelet transform (CWT) to represent a nonstationary phenomenon (Appendix A). Figure 6 shows an example of the inverted data.

High-Resolution Fault Mapping

Identifying the natural faults and fracture systems within hydrocarbon reservoirs can positively impact production and avoid geohazard problems during drilling operations (Coelho et al., 2021; Rocha et al., 2022; Perico et al., 2023). Geoscientists have dedicated substantial effort to designing seismic attributes to better map faults for several decades (Hussain et al., 2021; Ferreira and Porsani, 2023). One of the firsts was the development of coherence attributes that quantify lateral changes in the seismic amplitude

and/or waveform (Bahorich and Farmer, 1996). Spectral decomposition is another technique used for fault identification by emphasizing the spectral phase components (Partyka et al., 1999) or using a red-green-blue blending of the spectral magnitudes (Henderson et al., 2008). Geometric attributes, like dip and curvature, have been developed to illuminate small faults and fractures (Roberts, 2001). Hale (2013) proposed an efficient algorithm to calculate, from seismic volumes, images of fault likelihood, strikes, and dips.

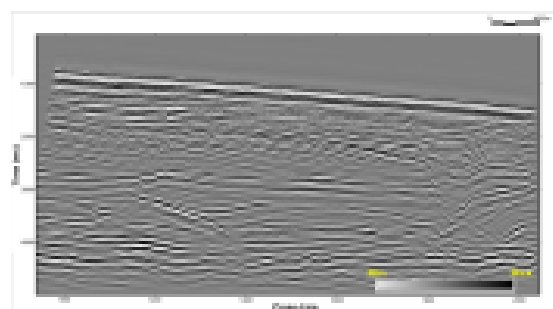


Figure 6: Inline 326. Relative acoustic impedance attributes.

We applied the Fault Likelihood (FL) and its derivative Thinned Fault Likelihood attributes (Hale, 2013) to improve fault mapping efforts to the relative acoustic impedance volume. Fault attributes are typically determined using semblance, coherence, or discontinuity analysis, which assumes that faults may exist in areas of low continuity in seismic reflections or high discontinuity. The FL attribute is designed to identify and outline faults and fractures in seismic data, providing a probability of their occurrence. The TFL is calculated using semblance power directly applied to the seismic dataset (Wu and Hale, 2016). We applied a localized Velocity Fan filter to attenuate and remove artifacts from FL and TFL attributes. This 3D Ek filter smooths the input at every sample position by filtering along velocity lines (van Hout, 2022). The final results are shown in Figures 7 and 8.

DISCUSSION

According to Bruhn et al. (2003), oil accumulations in turbidite reservoirs occur predominantly through structural control of faults, concentrated in the underlying upper Aptian evaporites or linked to the Precambrian basement. The role of faults is fundamental to the compartmentalization of reservoirs and providing conduits for the migration of petroleum from the underlying rift phase source rocks. Most of these reservoirs also have a certain degree of stratigraphic control, either by clamping the reservoir and/or partial erosion of the reservoir by younger, mud-filled channels.

Figure 7 shows the FL attribute superimposed on the relative acoustic impedance along Inline 326. We

can observe two salt domes that are central elements of the salt movement process, which functioned as central elements of the mass movement process, resulting in the basin accommodation process that resulted in the generation of two main synthetic faults generated by adiaspotic tectonics that acted in the compartmentalization of the Marlim reservoir, one to the west and the other to the east of the reservoir, positioned precisely above the fault region. The faults were followed by an accommodation sequence generating synthetic and antithetical secondary faults on both sides and always east of the main fault.

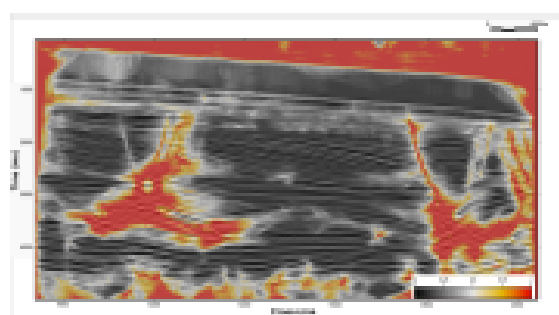


Figure 7: In-line 326. The fault likelihood attribute is superimposed on the relative acoustic impedance attribute.

Figure 8a shows the original seismic amplitude as provided by ANP. This is the starting point of our workflow. Some major faults outside the Marlim reservoir are visible in the original data, but inside the reservoir, the faults' responses are masked within the reservoir's amplitudes.

Figures 8b and 8c display the FL and TFL attributes extracted on the top of the Oligocene Horizon, which encompasses the Marlim turbidites. The seismic attribute revealed several subtle faults not observed in the seismic amplitude attribute. Moreover, the resulting images indicate that the Oligocene horizon can be divided into two regions with distinct fault trend characteristics, inside and outside the reservoir, confirmed by the rose diagrams of Figure 9.

Outside the reservoir, the large faults trend to an average north-south direction. In contrast, the subtle faults and fractures in the reservoir present average east-west directions with a slight azimuthal inclination to the northwest. The interpreted fractures coincide with the higher porosity zones, above 30%, defined by Nascimento et al. (2014), indicating the importance of these fractures in the reservoir's facies distribution.

The two fault patterns present behaviors approximately orthogonal to each other. This aspect may be related to the distinct rheological behavior in these domains, as it is likely to have been conditioned by the movement of the underlying salt, which generated a different stress regime within the reservoir to its en-

velope.

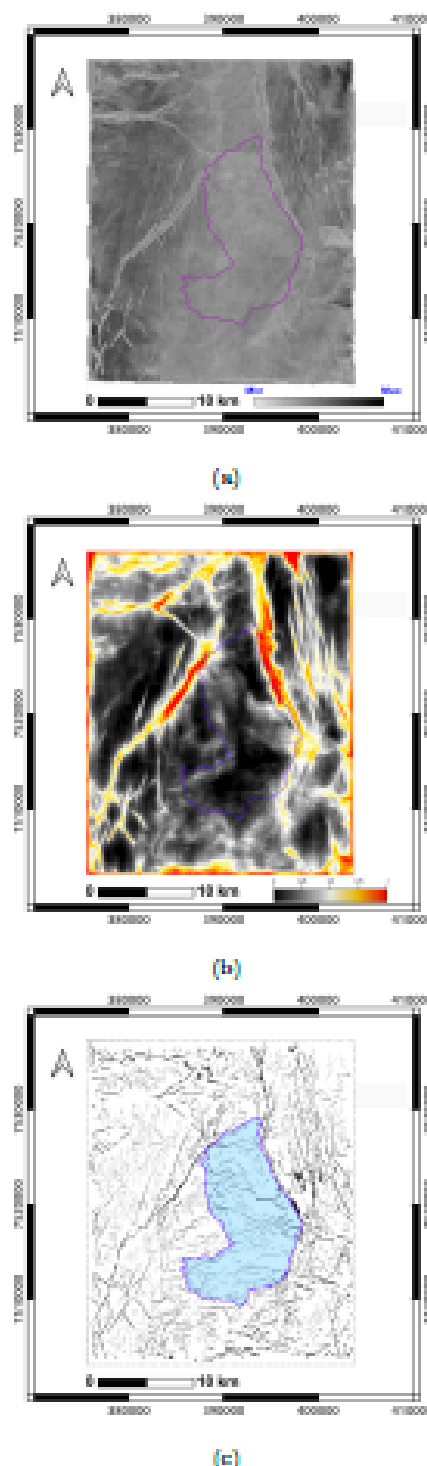


Figure 8: Seismic attributes extracted on the top of the Marlim Oligocene horizon: (a) Original seismic amplitude attribute; (b) Fault likelihood attribute; (c) Thinned-fault likelihood attribute. The Marlim reservoir outline is the purple line.

By analyzing this result, we can infer that the presence and movement of salt and faults influenced the fault distribution at the Marlim reservoir. Additionally, the burial of recent layers played an important role in controlling the direction of subtle faults and fractures within the reservoir.

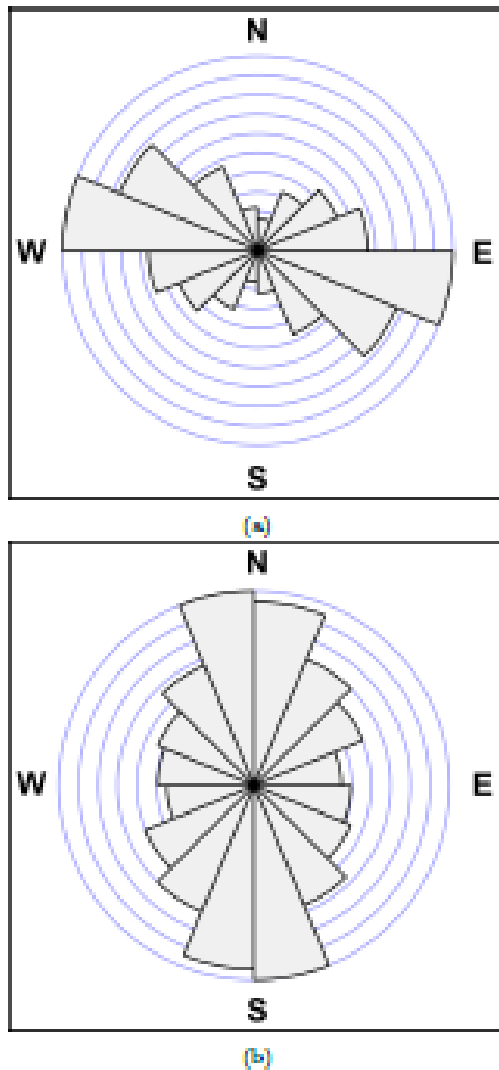


Figure 9: Rose diagrams generated from the Thinned Fault Likelihood attribute on the top of the Oligocene Horizons. (a) Fractures inside the Marlim reservoir; (b) Faults and fractures outside the Marlim reservoir.

CONCLUSION

This paper presents a seismic interpretation workflow to improve reservoir characterization by mapping subtle faults and fractures in a given area. The proposed workflow includes dip-steered spatial filtering, Well-to-seismic ties, relative acoustic impedance estimation, and specialized fault attribute extraction applied to the relative acoustic impedance attribute.

Dip-steered spatial filtering notably decreases the

seismic data's noise, permitting relative acoustic impedance inversion with greater accuracy and decreasing noise to a reasonable level. Using the fault likelihood and the thinned-fault likelihood attributes at the relative acoustic impedance data allowed the identification of the fault trends in the studied area.

The workflow was applied to Marlim, a mature field in the Campos basin. As a result, we imaged the fault distribution along the Oligocene horizon, separating it into two main regions with distinct fault densities and directions outside the reservoir characterized by large fault zones trending NNW-SSE and minor fractures inside the reservoir with an WNW-ESE trend.

Finally, we can suppose that the fault distribution of the Marlim reservoir was directly related to the presence and movement of salt, together with the burial of the most recent layers, in a way that also controlled the direction of subtle faults and fractures within the reservoir.

APPENDIX A. HIGH-RESOLUTION SEISMIC INVERSION

Braga (2011) proposed a method that uses a series of filters in the wavelet domain to implement trace operations efficiently. In this method, a seismic trace $s(t)$ is considered a function of time, and its Fourier transform $\mathfrak{F}(f)$ is a complex function of frequency f . The convolutional model represents the seismic trace as the convolution of the reflectivity series and a wavelet function. The proposed method aims to develop a deconvolution filter in the wavelet domain. The Morlet wavelet is a suitable choice for the spectral decomposition of the seismic signal, and it can be expressed analytically in time and frequency domains as the pair of Fourier transforms:

$$\psi(t) = \frac{1}{\pi^{1/4}} e^{i2\pi f_0 t} e^{-t^2/2} \leftrightarrow \hat{\psi}(f) = \frac{1}{\pi^{1/4}} \sqrt{2\pi}^{-1/2} e^{-2\pi i f_0 f}, \quad (\text{A1})$$

where f_0 is a fixed parameter representing the wavelet's center frequency. The wavelet transform of the seismic trace $\tilde{s}(\tau, \alpha) = W_s(\tau, \alpha)$ is a complex function of time τ and a scale α characterized by $\alpha = f/f_0$. The continuous wavelet transform (CWT) can be defined as the inverse Fourier transform of the product of \mathfrak{F} and $\hat{\psi}^*$ (Addison, 2017):

$$s(\tilde{\tau}, \alpha) = \sqrt{\alpha} \int_{-\infty}^{\infty} \mathfrak{F}(f) \hat{\psi}^* \alpha e^{i2\pi f \tilde{\tau}} df, \quad (\text{A2})$$

where \mathfrak{F} and $\hat{\psi}^*$ are the Fourier transform of the input seismic trace $s(t)$ and the complex conjugate of the Morlet wavelet, respectively.

Braga (2011) defines the nonstationary filter $G(f, t)$, function of time and frequency, to designate

the relationship between the representation of the CWT and the nonstationary filters. An example is a nonstationary wavelet operating in a reflectivity series expressed by $s(t)$. Assume $\hat{s}_0(t)$ as the Fourier transform of the reflectivity series. By using the nonstationary filter G and the inverse Fourier transform, we get

$$s(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \hat{s}_0(t)G(f, t)e^{i2\pi ft}df. \quad (A3)$$

We can use the inverse filter $G^{-1} = \Theta(\tau, \alpha)$ in the wavelet domain to recover the original reflectivity series $s_0(t)$. Then, we can obtain the expected output $s_0(t)$ without the effect of a transient wavelet through the inverse wavelet transform Addison (2017):

$$s(t) = \frac{1}{c} \int_{\alpha} \int_{\tau} \hat{s}_0 \Theta(\tau, \alpha) \psi_{(\tau, \alpha)}^* \frac{d\tau d\alpha}{\alpha^2}, \quad (A4)$$

where c is the normalization constant to counterbalance the wavelet energy. In practice, the spectral representation is redundant in time and frequency because the CWT is nonorthogonal. This redundancy allows inverse transform computation by summing the real part at all frequencies (Torrence and Compo, 1998).

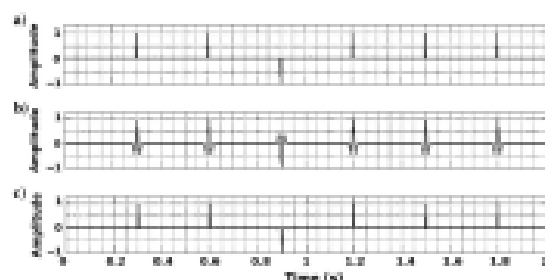


Figure A1: Retrieving a reflectivity series via wavelet transform. (a) original reflectivity series, (b) seismic trace produced by the convolution of the original series of Figure 6a with a 40-Hz wavelet, and (c) recovered reflectivity series after using the inverse wavelet transform. Modified from Braga (2011)

The wavelet transform process through deconvolution is depicted in Figure A1, which shows an accurate recovery of the original reflectivity series, which can be confirmed by comparing the original (Figure A1a) with the retrieved one (Figure A1c). Once the reflectivity is recovered, the impedances can be easily calculated by integrating the trace (Braga, 2011).

ACKNOWLEDGMENTS

We are grateful to the BRJG Associate Editor and two anonymous reviewers for the valuable suggestions that helped to improve the text. We thank Cicero Regis for providing the BRJG latex template. We thank dGB Earth Sciences for making the

open-source seismic interpretation software Opend-Text freely available. Data sets were made available by ANP under the support of the CNPq Project coordinated by Alexandre Evsukoff. Leonardo João acknowledges an ANP scholarship.

DATA AND MATERIALS AVAILABILITY

The data used in the manuscript belongs to the ANP agency and may be requested for research purposes.

AUTHOR CONTRIBUTIONS

Conceptualization, P.T.L.M.; methodology, L.C.J, P.T.L.M., and S.B.; validation, L.C.J, P.T.L.M., S.B.; writing—original draft preparation, P.T.L.M.; writing—review and editing, L.C.J, P.T.L.M., and S.B. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

CONFLICTS OF INTEREST

The authors declare no conflict of interest. The conflict may be personal, commercial, political, academic, or financial.

COPYRIGHT AND OPEN ACCESS

All copyrights are reserved to authors. The journal keeps the publishing rights.

REFERENCES

- Addison, P. S., 2017, *The illustrated wavelet transform handbook: introductory theory and applications in science, engineering, medicine and finance*: CRC press.
- Bahorich, M., and S. Farmer, 1995, 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube: *The Leading Edge*, 14, 1053–1058, doi: 10.1190/1.1437077.
- Braga, I. L., 2011, *Técnicas multiespectrais aplicada a fluxos de inversão e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos*: PhD thesis, Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF).
- Bronwer, F., A. Huck, N. Hemstra, and I. Braga, 2012, Extracting full-resolution models from seismic data to minimize systematic errors in inversion: Method and examples: *The Leading Edge*, 31, 546–554, doi: 10.1190/le31050546.1.
- Bruhn, C. H., J. A. T. Gomes, C. Del Lucchese, and P. R. Johann, 2003, Campos Basin: Reservoir Characterization and Management - Historical Overview and Future Challenges: Presented at the All Days, OTC. doi: 10.4043/15220-ms.
- Carvalho, R. R., and P. T. L. Menezes, 2017, Marlim R3D: a realistic model for CSEM simulations-phase I: model building: *Brazilian Journal of Geology*, 47, 633–644, doi: 10.1590/2317-4889201720170088.
- Chang, H. K., R. O. Kowsmann, A. M. F. Figueiredo, and A. Bender, 1992, Tectonics and stratigraphy of

- the East Brazil Rift system: an overview: *Tectonophysics*, **213**, 97–138.
- Cobbold, P. R., and K. E. Meis, 2001, Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil: *AAPG Bulletin*, **85**, doi: 10.1306/8626d0b3-173b-11d7-8645000102c1865d.
- Coelho, A. C., P. T. Menezes, and M. A. Mane, 2021, Gravity data as a faulting assessment tool for unconventional reservoirs regional exploration: The Sergipe-Alagoas Basin example: *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **94**, 104077, doi: 10.1016/j.jngse.2021.104077.
- da Cunha, C. A., L. T. D. Silva, N. S. M. D. Cruz, A. Damasceno, T. S. D. Oliveira, and A. Pimentel, 2019, High Resolution Impedance Inversion: *Brazilian Journal of Geophysics*, **37**, 461, doi: 10.22564/rbgfv37i4.2022.
- de Castro, R. D., and J. P. Picolini, 2016, Main features of the Campos Basin regional geology, in *Geology and geomorphology*: Elsevier, 1–12.
- Dias, J. L., J. C. Scarton, F. R. Esteves, M. Carminatti, and L. R. Guardado, 1990, Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos: *Origem e evolução de bacias sedimentares*, **2**, 333–360.
- Ferreira, C. D., and M. J. Porsani, 2023, Detection of Discontinuities in Post-Stack 3D Seismic Data Using Inline and Crossline Filtering: *Brazilian Journal of Geophysics*, **40**, doi: 10.22564/brjg.v40i4.2182.
- Grana, D., T. Mukerji, and P. Deyen, 2021, Seismic reservoir modeling: Theory, examples, and algorithms: John Wiley & Sons.
- Guardado, L. R., A. R. Spadini, J. S. L. Brandão, and M. R. Mello, 2000, Petroleum system of the campos basin, Brazil, in *Petroleum Systems of South Atlantic Margins: American Association of Petroleum Geologists*, 317–324. doi: 10.1306/m73705e22.
- Hale, D., 2013, Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3D seismic images: *GEOPHYSICS*, **78**, O33–O43, doi: 10.1190/geo2012-0331.1.
- Haq, B. U., J. Hardenbol, and P. R. Vail, 1987, Chronology of fluctuating sea levels since the triassic: *Science*, **235**, 1156–1167, doi: 10.1126/science.235.4793.1156.
- Henderson, J., S. J. Purves, C. Fisher, and C. Leppard, 2008, Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attribute volumes: *The Leading Edge*, **27**, 342–350, doi: 10.1190/1.2895625.
- Hussein, M., R. R. Stewart, and J. Wu, 2021, Which seismic attributes are best for subtle fault detection?: *Interpretation*, **9**, T299–T314, doi: 10.1190/int-2020-0068.1.
- Johann, P., R. Sansonowski, R. Oliveira, and D. Bampi, 2009, 4D seismic in a heavy-oil, turbidite reservoir offshore Brazil: *The Leading Edge*, **28**, 718–729, doi: 10.1190/1.3148415.
- Lupinacci, W. M., L. d. M. S. Gomes, D. J. A. Ferreira, R. Hijani, and A. F. M. Freire, 2020, An integrated approach for carbonate reservoir characterization: a case study from the Linguado Field, Campos Basin: *Brazilian Journal of Geology*, **50**, doi: 10.1590/2317-4889202020190103.
- Mizusaki, A., R. Petrini, P. Bellieni, P. Comin-Chiaromonte, J. Dias, A. De Min, and E. Procirillo, 1992, Basalt magmatism along the passive continental margin of SE Brazil (Campos Basin): Contributions to Mineralogy and Petrology, **111**, 143–160.
- Mora, J. P., H. Bedle, and K. J. Marfurt, 2022, Fault enhancement using probabilistic neural networks and Laplacian of a Gaussian filter: A case study in the Great South Basin, New Zealand: *Interpretation*, **10**, SC1–SC15, doi: 10.1190/int-2021-0127.1.
- Nascimento, T. M., P. T. L. Menezes, and L. L. Braga, 2014, High-resolution acoustic impedance inversion to characterize turbidites at Marlim Field, Campos Basin, Brazil: *Interpretation*, **2**, T143–T153, doi: 10.1190/int-2013-0137.1.
- Partyka, G., J. Gridley, and J. Lopez, 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: *The Leading Edge*, **18**, 353–360, doi: 10.1190/1.1438295.
- Peres, W. E., 1993, Shelf-Fed Turbidite System Model and its Application to the Oligocene Deposits of the Campos Basin, Brazil: *AAPG Bulletin*, **77**, doi: 10.1306/bdfff8b6e-1718-11d7-8645000102c1865d.
- Perico, E., H. Bedle, B. Buiat, and A. C. Damasceno, 2023, Fault characterization in a postsalt reservoir interval, Jubarte Field (Campos Basin), using seismic attributes and machine learning: *Interpretation*, **11**, T199–T214, doi: 10.1190/int-2022-0061.1.
- Qayyum, F., and P. de Groot, 2012, Seismic dips help unlock reservoirs: *American Oil & Gas Reporter*, **60**, 75–79.
- Ribeiro, M. C. S., P. C. Hackspacker, L. F. B. Ribeiro, and J. C. Hadler Neto, 2012, Evolução tectônica e denudacional da Serra do Mar (se/brasil) no limite entre o Cretáceo Superior e Paleoceno, utilizando análises de traços de fissão e U-TH/HE em apatitas: *Revista Brasileira de Geomorfologia*, doi: 10.20502/rbg.v12i0.254.
- Roberts, A., 2001, Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons: *First Break*, **19**, 85–100, doi: 10.1046/j.0263-5046.2001.00142.x.
- Rocha, N. M., A. C. Coelho, and P. T. L. Menezes, 2022, A high-resolution fault assessment workflow for unconventional reservoirs exploration: A case study on the onshore Sergipe-Alagoas Basin, Brazil: *Journal of South American Earth Sciences*, **118**, 103641, doi: 10.1016/j.jsames.2021.103641.
- Torrence, C., and G. P. Compo, 1998, A practical guide to wavelet analysis: *Bulletin of the American Meteorological Society*, **79**, 61–78, doi: 10.1175/1520-

- 0477(1998)079-c0061:apgtwa-2.0.co;2
- van Hout, M., 2022, Removing noise and artifacts from (Thinned) Fault Likelihood: <https://www.dgbes.com/blog/functionality-features-and-workflows/removing-noise-and-artifacts-from-thinned-fault-likelihood>. Accessed 24th September 2023.
- White, R., and R. Simm, 2008, Tutorial: good practice in well ties: *First Break*, **21**, doi: 10.3997/1365-2397.21.10.25640.
- Wu, X., and D. Hale, 2016, 3D seismic image processing for faults: *GEOPHYSICS*, **81**, IM1-IM11, doi: 10.1190/geo2015-0380.1.

Received on DD de MMMM de AAAA / Accepted on MM DD, YYYY.



-Creative Commons attribution type BY