



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

JULIANA JANNUZZI

**APLICAÇÃO E ANÁLISE DE ATRIBUTOS PARA A
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D NO PRÉ-SAL DO NOVO CAMPO
DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

Niterói, RJ

2020

JULIANA JANNUZZI

**APLICAÇÃO E ANÁLISE DE ATRIBUTOS PARA A INTERPRETAÇÃO SÍSMICA
3D NO PRÉ-SAL DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS,
BACIA DE CAMPOS**

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em
Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II
requisito para a obtenção do título de Bacharel em
Geofísica.

Orientador:

Antônio Fernando Menezes Freire

Niterói, RJ

2020

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

J34a Jannuzzi, Juliana
Aplicação e Análise de Atributos Para a Interpretação
Sísmica 3D no Pré-sal do Novo Campo de Jubarte, Parque das
Baleias, Bacia de Campos / Juliana Jannuzzi ; Antonio Fernando
Menezes Freire, orientador. Niterói, 2021.
111 p. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,
Niterói, 2021.

1. Atributos Sísmicos. 2. Pré-sal. 3. Campo de Jubarte. 4.
Bacia de Campos. 5. Produção intelectual. I. Freire, Antonio
Fernando Menezes, orientador. II. Universidade Federal
Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

JULIANA JANNUZZI

**APLICAÇÃO E ANÁLISE DE ATRIBUTOS PARA A INTERPRETAÇÃO SÍSMICA
3D NO PRÉ-SAL DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, PARQUE DAS BALEIAS,
BACIA DE CAMPOS**

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em
Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II
requisito para a obtenção do título de Bacharel em
Geofísica.

Aprovada em ____/2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (Orientador - GGO/UFF)

BSc. Carlos Mikael Batista Arnemann (SAG/ANP)

M.Sc. Raquel Macedo Dias (DOT/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GGO/UFF)

Niterói

2020

AGRADECIMENTOS

Em uma de suas cartas, Vincent se questionou sobre o confinamento que nos impomos. Sentimos a existência de barreiras, paredes e muros, mas por quanto tempo? Seria demais a eternidade... A resposta para a liberdade da escravidão que nos submetemos é o afeto profundo. Gostaria de agradecer então, a todos os que abrem as portas da minha prisão por meio do poder extremo do afeto e da força mágica que cada um citado nesse texto, mesmo que indiretamente, exerce sobre mim.

A primeira força exercida será sempre o amor. Tudo que eu conheço e valorizo vem dele. Agradeço a minha família, em especial à estrela-irmã que me guia lá de cima por toda a luz e principalmente aos meus pais, que nunca estabeleceram barreiras, paredes, nem muros, para me proporcionar o melhor que eu poderia ter: a presença e suporte deles para todas as decisões que tomei até hoje. Agradeço imensamente pela minha educação e pelos valores passados, essa é a melhor herança que vocês poderiam me deixar. Também não poderia esquecer do meu dindo, por apoiar meus grandes sonhos e planos malucos para o futuro e da minha vó, obrigada por todos os mimos e todas as colheres de açúcar que foram capazes de adoçar até o pior dos remédios, eu amo vocês até o infinito.

A força mágica da atração também me fez muito grata nos últimos anos. Ela me proporcionou a aproximação de pessoas que não estiveram sempre ligadas a mim: meus amigos, ou como dizem, a família que nós escolhemos. Alguns deles me acompanham desde o início... lá dos tempos de escola e outros se esbarraram durante minha jornada na faculdade, mas todos são de extrema importância, vocês me fazem sentir a pessoa mais sortuda do mundo inteiro. Um agradecimento especial a todos da turma de 2015, inclusive aos que se encontraram mais tarde em outros cursos, mas não deixaram de fazer parte da minha vida, vocês tornaram o caminho muito mais divertido, nunca vou esquecer dos momentos que passamos juntos, desde os perrengues nos campos até as idas à Cantareira e apoio nas matérias difíceis. Um agradecimento especial também ao Murilo Saibro, Lívia Lovatte e Ana Carla Pinheiro, não só pela felicidade que vocês me trazem como

também pela parceria apoio, companhia, suporte e acolhimento diário e aos amigos, calouros e veteranos, que estiveram comigo (virtualmente) no período de pandemia pela troca nessa reta final. Às “meninas”, obrigada pela presença física e suporte emocional todas as vezes que precisei desabafar, vocês compõem o grupo mais extraordinário que eu conheço. Por fim, aos meus dois melhores amigos que são a razão da minha resiliência na universidade: Carolina e Henrique. Cada segundo passado com esses dois, mesmo que à distância, é uma bomba de sentimentos e aprendizado, obrigada por serem exatamente como são, por agregarem tanto à minha vida e preencherem meu coraçãozinho com muito amor. Vocês são demais, voltem logo para pertinho de mim de uma vez por todas, não aguento mais de saudade!

A última força, mas de forma alguma a menos importante, é a do conhecimento, essa não vem de forma natural como as anteriores... É preciso lutar por cada pedacinho dela. Essa força, que faz parte de mim hoje, embora ainda pequena perto do seu potencial, eu dedico a todos os profissionais que estiveram comigo ao longo da faculdade.

A todos os professores do Departamento de Geociências, em especial ao meu orientador, Fernando Freire, que fez uma conversa no corredor se transformar em um TCC, à doutoranda Jeniffer Nobre pela criteriosa revisão do texto e Maria Luiza Paiva por todas as sugestões, ao Observatório Oceanográfico coordenado pelo professor André Belém, por todas as oportunidades, aos membros da Horizonte, principalmente meu querido GP, e aos colegas da SAG/ANP, em especial ao Rodrigo Morelato, por acreditar no meu potencial em participar da equipe, Raquel Lima, pelo auxílio técnico durante o carregamento dos dados deste trabalho, Carlos Mikael e Elaine Loureiro, pela excelente orientação e Ricardo Travassos, Cibele Saudino e Livia Lovatte pela parceria, troca e descontrações. Todos me ensinaram a responsabilidade de fazer parte de uma equipe e respeitar as particularidades de cada um, vocês sempre serão meu espelho! Obrigada por terem me motivado durante esses últimos anos a buscar ser a melhor versão de mim mesma, tenho muito orgulho de ter convivido ao lado de cada um de vocês.

RESUMO

O Novo Campo de Jubarte, inserido no complexo do Parque das Baleias, localizado na porção norte da Bacia de Campos, a cerca de 80 km da costa do Espírito Santo, foi descoberto em janeiro de 2001 e se destaca por apresentar produção acumulada de petróleo maior que 500 milhões de barris, tendo sido por esse motivo, alvo de diversos estudos na área de geociências, especialmente os que estão relacionados à pesquisa e desenvolvimento dos reservatórios presentes tanto no Pós-sal quanto no Pré-sal. Dessa forma, a interpretação sísmica de reflexão se mostra como uma das ferramentas mais importantes nesse cenário, usada para inferir informações relevantes a respeito da geologia e localização de possíveis acumulações. A motivação deste trabalho surge, portanto, na ideia de obter um melhor aproveitamento de um dado sísmico 3D do Novo Campo de Jubarte que, embora tenha sido inicialmente parametrizado para estudos do Pós-sal, pode ser usado para interpretar o Pré-sal, apesar de ter sua visualização nesse intervalo prejudicada. O volume, fornecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, foi escolhido para avaliar a aplicabilidade da extração de atributos sísmicos com a intenção de facilitar a interpretação das principais discordâncias e falhas presentes no intervalo Pré-sal. Assim, a partir do carregamento dos dados sísmicos e de poços, aplicação dos atributos sísmicos de Amplitude Instantânea, Sweetness, Amplitude RMS, TecVA, Fase Instantânea e Frequência Instantânea, e compreensão da metodologia por trás de cada um deles, foi possível mapear três principais discordâncias: Pré-Evaporítica, Pré-Alagoas e Topo Basalto além de identificar as principais falhas e inferir sobre a geologia da região, permitindo, dessa forma, uma melhor utilização do dado sísmico 3D. Todos os atributos utilizados foram importantes para o destaque de diferentes propriedades.

Palavras-chave: Atributos sísmicos, Bacia de Campos, Novo Campo de Jubarte, Parque das Baleias, Pré-sal.

ABSTRACT

The New Jubarte Field, inserted in the Parque das Baleias complex which is located in the northern portion of the Campos Basin, about 80 kilometers from the Espírito Santo coastline, was discovered in January 2001 and it stands out for presenting accumulated oil production greater than 500 million barrels. For this reason, it has been subjected to several studies for geoscientists, especially those related to research and development of its reservoirs, inserted both in the Post-salt and Pre-salt area. Thus, the seismic reflection interpretation has been shown as one of the most important tools for this scenario, used to infer relevant information regarding the geological location of these reservoirs. The motivation of this work consists, therefore, on the idea of obtaining a better use of a 3D seismic data of the New Jubarte Field that although it was initially parameterized for studies of the Post-salt area, it can be used to interpret the Pre-salt, despite having its visualization on that interval impaired. The volume provided by the Brazilian's National Petroleum Agency was chosen to evaluate the applicability of the extraction of seismic attributes with the proposal of smooth the way for the interpretation of the main unconformities and faults on the Pre-salt interval. Thus, after the loading of the seismic and well data into the interpretation software, the application of the chosen seismic attributes Instantaneous Amplitude, Sweetness, TecVA, Instantaneous Phase and Instantaneous Frequency and the understanding of the methodology behind each of them, it was possible to not only map the three main unconformities: Pré-Evaporítica, Pré Alagoas and Topo Basalto in addition to identifying the main flaws and also infer about the geology of the region, allowing a better use of the 3D seismic data. All the used attributes were important to highlight different properties.

Keywords: Seismic attributes, Campos Basin, New Jubarte Field, Parque das Baleias Complex, Pre-Salt.

Sumário

I – ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
II – ÍNDICE DE TABELAS.....	15
1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Objetivos.....	17
2. BACIA DE CAMPOS.....	17
2.1 Histórico Exploratório.....	18
2.2 Geologia Regional	21
2.2.1 Evolução Tectônica	28
2.2.2 Embasamento	25
2.2.3 Sequência Rifte	26
2.2.4 Sequência Pós Rifte.....	28
2.2.5 Sequência Drifte.....	29
3. PARQUE DAS BALEIAS E O NOVO CAMPO DE JUBARTE	30
3.1 Acordo Sobre o Parque das Baleias.....	33
3.2 Sistema Petrolífero do Novo Campo de Jubarte	35
3.2.1 Geração e Migração.....	35
3.2.2 Rochas Reservatório.....	35
3.2.3 Rochas Selantes	36
3.2.4 Trapas	36
3.2.5 Plays Exploratórios.....	37
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	37
4.1 Sistema Petrolífero	37
4.2 Modelos Geodinâmicos em Bacias Rifte	41
4.3 Pré-sal Brasileiro	44
4.3.1 Geologia do Pré-sal.....	44
4.3.2 O Sistema Petrolífero do Pré-sal.....	47

4.3.3 Carbonatos Lacustres e Crostas Microbiais.....	48
4.4 Método Sísmico de Reflexão.....	49
4.5 Atributos Sísmicos.....	53
4.5.1 Classificação dos Atributos.....	56
4.5.2 Mapas e intervalos de Atributos.....	60
4.6 Fundamentação Teórica dos Atributos Utilizados.....	63
4.6.1 Amplitude instantânea (Envelope do traço).....	65
4.6.2 <i>Sweetness</i>	66
4.6.3 Amplitude RMS.....	68
4.6.4 Técnica de Volume de Amplitude (TecVa).....	69
4.6.5 Fase Instantânea.....	70
4.6.6 Frequência Instantânea.....	71
4.7 Interpretação Sismoestratigráfica.....	72
5. MATERIAIS E MÉTODOS.....	77
5.1 Dados Utilizados.....	77
5.2 Metodologia.....	79
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	82
6.1 Correlação de poços.....	82
6.2 Interpretação Sismoestratigráfica.....	87
6.2.1 Fundo do Mar.....	89
6.2.2 Discordância Pré-Evaporítica.....	90
6.2.3 Discordância Pré-Alagoas.....	94
6.2.4 Discordância Topo Basalto.....	98
6.2.5 Falhas.....	101
7. CONCLUSÃO.....	103
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	105

I - Índice de Figuras

Figura 1: Mapa de Localização da Bacia de Campos com campos produtores e polígono do Pré-sal.....	18
Figura 2: Os vinte maiores campos marítimos produtores de petróleo em janeiro 2021 (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, janeiro de 2021).....	20
Figura 3: Mapa de distribuição de dados sísmicos e de poços da Bacia de Campos.....	21
Figura 4: Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos (Winter <i>et al.</i> , 2007).....	22
Figura 5: Seção geológica regional da Bacia de Campos evidenciando os Horsts e Grabens (Castro <i>et al.</i> , 2015).....	26
Figura 6: Mapa de localização do Novo Campo de Jubarte e do complexo Parque das Baleias.....	31
Figura 7: Distribuição da Produção do Pré-sal por campo em janeiro de 2021 segundo o boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.....	32
Figura 8: (a) Disposição dos campos produtores presentes no complexo do Parque das Baleias antes do acordo de 2019; (b) Nova disposição dos campos após acordo.....	34
Figura 9: Exemplos de trapas estruturais e estratigráficas (Modificada de Neves, 1989).....	39
Figura 10: Sistema petrolífero de reservatórios do Pré-sal (adaptado de Petrobras, 2010b).....	40
Figura 11: Modelos geodinâmicos propostos para a evolução de bacias rifte. (A) Modificado de Mckenzie (1978); (B) Modificado de Wernicke & Burchfiel (1982); (C)	

Modificado de Coward (1986); (D) Modificado de White & Mckenzie (1989). Modificado de Boscene (1988).....	43
Figura 12: Reconstituição paleogeográfica do Atlântico Sul ao final do Aptiano há aproximadamente 115 Ma. Modificado de Souza-Lima e Hamsi Jr. 2003.....	46
Figura 13: Esquema do princípio de funcionamento do método de reflexão sísmica no mar (Katata, 2015).....	49
Figura 14: Geometria dada a partir da aquisição marinha de dados sísmicos representando a captura da energia registrada por receptores.....	50
Figura 15: Geometria dada a partir da aquisição marinha de dados sísmicos representando a captura da energia registrada por receptores após o processamento, onde o offset representa a distância entre os receptores e TWT o tempo duplo dados pela trajetória completa das ondas.....	51
Figura 16: Três camadas Z_a , Z_b e Z_c geram picos de impedância positivo quando passa de uma camada com menor impedância para uma com maior e negativo quando ocorre o contrário. O coeficiente de reflexão, por sua vez, é convolvido por uma <i>wavelet</i> gerando o traço sísmico.....	55
Figura 17: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011). Modificado de Barnes (2016).....	58
Figura 18: As duas formas de calcular os atributos sísmicos guiados por horizontes (a) Intervalo de tempo definido como constante t_i sobre um horizonte guia; (b) Intervalo de tempo definido como a região entre os dois horizontes (Barnes, 2016).....	60
Figura 19: Horizonte sísmico suavizado e a aplicação de atributos de horizonte (a) Horizonte com contornos de 20-ms (b) <i>Shaded Relief</i> (c) <i>Dip</i> (d) Azimute (e) <i>Edge detection</i> antes da suavização (f) <i>Edge detection</i> após suavização do horizonte (g)	

Máxima curvatura (h) Mínima curvatura. Dado da Bacia de Taranaki, Nova Zelândia (Barnes, 2016).....	62
Figura 20: Famílias de atributos listados no <i>software Petrel E&P</i>	64
Figura 21: O envelope envolvendo os valores máximos do traço sísmico para cada intervalo de tempo, onde a) representação do traço sísmico envolto pelo envelope; b) o mesmo traço rotacionado por 0, 45, 90, 135, 180, 225, 270 e 315 graus e ainda envolto pelo envelope; c) expansão do intervalo em destaque (Barnes, 2016).....	66
Figura 22: (a) Volume sísmico original ;(b) Volume sísmico após a aplicação do <i>sweetness</i> variando de 0 (vermelho) até 19,05 (azul). (http://esd.halliburton.com).....	68
Figura 23: Tipos de terminações de reflexões sísmicas por Vail & Mitchum (1977), modificado por Severiano Ribeiro (2001).....	74
Figura 24: Padrões de reflexões sísmicas, Severiano Ribeiro (2001).....	75
Figura 25: Padrões de configuração de reflexões internas de fácies sísmicas de preenchimento, Ribeiro (2001).....	76
Figura 26: Mapa de localização do volume sísmico 3D e poços utilizados. Os pontos em rosa correspondem aos poços que alcançam até profundidades maiores, atingindo a região Pré-sal enquanto os pontos em amarelo representam os poços que atingem apenas as camadas com menores profundidades.....	78
Figura 27: Fluxograma de trabalho dividido em três grandes grupos: Carregamento e CQ (controle de qualidade), produtos primários e Produtos secundários.....	80
Figura 28: Correlação de topos de formações entre os poços 6-BRSA-1222A-ESS, 1-BRSA-108-A-ESS e 6-BRSA-631-DB-ESS a partir de curvas de perfis digitais e localização dos poços na <i>survey</i>	84

Figura 29: Seção sísmica arbitrária sem interpretação e interpretada com os marcadores dos poços 6-BRSA-631DB-ESS e 1-BRSA-108A-ESS.....	85
Figura 30: Seção sísmica <i>inline</i> sem interpretação à esquerda, e à direita à seção interpretada com os marcadores dos poços 1-BRSA-1222A-ESS e 1-BRSA-108A-ESS.....	86
Figura 31: Carta estratigráfica da Bacia de Campo com os quatro horizontes de interesse: discordâncias Topo Basalto, Pré-Alagoas, Pré-Evaporítica e Fundo do mar (modificado de Winter <i>et al.</i> , 2007).....	88
Figura 32: Mapa do Fundo do Marinho, topo da sequência sedimentar do Novo Campo de Jubarte.....	89
Figura 33: Seção sísmica <i>inline</i> do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Fase Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	91
Figura 34: Seção sísmica <i>xline</i> do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Sweetness extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	92
Figura 35: Mapa da discordância Pré-Evaporítica, topo da Formação Macabu.....	93
Figura 36: Seção sísmica <i>inline</i> do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Amplitude RMS extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	95
Figura 37: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Amplitude Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	96
Figura 38: Mapa da discordância Pré-Alagoas, na qual as formações Coqueiros e Macabu.....	97

Figura 39: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Fase Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	98
Figura 40: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Frequência Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	99
Figura 41: Mapa da discordância Topo Basalto, topo da Formação Cabiúnas, considerada o embasamento econômico da Bacia de Campos.....	100
Figura 42: Seção sísmica inline do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de TecVA extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.....	101
Figura 43: Mapa da discordância Topo Basalto com a falha normal SW-NE.....	102

II - Índice de Tabelas

Tabela 1: Dados dos poços disponíveis para o estudo.....	79
--	----

1. Introdução

A Bacia de Campos é responsável por 28% de toda a produção nacional de óleo e 13% de Gás Natural, segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em janeiro de 2021, além de possuir uma das maiores reservas comprovadas já identificadas e classificadas no Brasil. Isto a credencia como um alvo para um contínuo esforço tecnológico que permita descobrir novas acumulações.

A Bacia de Campos se estende pelos estados do Espírito Santo até o Norte do Rio de Janeiro ocupando uma área de aproximadamente 115.800 Km². Nela, continuam a ser testadas as principais tecnologias offshore para a pesquisa e desenvolvimento de projetos de produção de óleo e gás, além de ser pioneira na extração de águas ultraprofundas.

Nesse sentido, o método sísmico de reflexão manifesta-se como um grande aliado ao desenvolvimento de tecnologias responsáveis pelo crescimento desse setor. Ele representa uma ferramenta não invasiva que tem como objetivo principal a formação de modelos de dados que, depois de processados e organizados, retêm informações relevantes a respeito da geologia da região onde foram adquiridos. Desse modo, são capazes de auxiliar na exploração de hidrocarbonetos e produzir imagens sísmicas que representam feições geológicas.

A partir da década de 90, os estudos sísmicos têm sido aprimorados com o auxílio dos atributos sísmicos, grandezas extraídas dos dados 2D ou 3D. Esses atributos, permitem uma melhor caracterização das heterogeneidades presentes nas unidades sísmicas mapeadas, com o objetivo de identificar feições geológicas, estruturais e físicas de subsuperfície.

Portanto, para o presente estudo foram escolhidos, a partir de diversos testes, seis atributos sísmicos (Amplitude instantânea, *Sweetness*, Amplitude RMS, Técnica de volume de Amplitude (TecVA), Frequência Instantânea e Fase Instantânea), que auxiliaram a interpretação do intervalo Pré-sal no volume estudado.

1.1. Objetivos

O presente estudo tem como principal finalidade aplicar e analisar a resposta de atributos em um volume sísmico cedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que foi adquirido inicialmente para mapear o intervalo Pós-sal. Através dos atributos selecionados, foram interpretadas as principais discordâncias, estruturas e falhas do Pré-sal do Novo Campo de Jubarte, Parque das Baleias, Bacia de Campos para garantir um maior aproveitamento do dado na região de interesse. Como objetivos específicos são:

- I) Análise teórica dos atributos sísmicos e sua aplicabilidade;
- II) Identificação das principais discordâncias e falhas presentes no intervalo Pré-sal;
- III) Avaliação do comportamento dos atributos sísmicos aplicados;
- IV) Discussão sobre a geologia e efetividade dos atributos escolhidos para o mapeamento das principais discordâncias e falhas.

2. Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada na margem passiva divergente sudeste do litoral brasileiro, entre os paralelos 21°S e 24°S sobre o Platô de São Paulo e possui uma área *offshore* de aproximadamente 100.000 km² e *onshore* 500km². Sua formação se iniciou a partir do rifteamento do paleocontinente Gondwana em conjunto com a abertura do Oceano Atlântico (Castro e Picolini, 2015).

A Bacia está localizada na margem leste do país, em águas territoriais entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Seus limites são configurados pelo Alto de Vitória (ao norte), pelo Alto de Cabo Frio (ao sul), pelos afloramentos de rochas ígneas e metamórficas pertencentes à Faixa Ribeira que compõem seu embasamento (à oeste) e a leste pelo acunhamento dos sedimentos em direção à planície abissal oceânica (Castro e Picolini, 2015).

Além disso, ela conta atualmente com sessenta campos produtores distribuídos de acordo com a Figura 1, sendo a maior parte deles localizados dentro do polígono do Pré-sal, que está entre as mais importantes descobertas de petróleo e gás natural dos últimos anos.

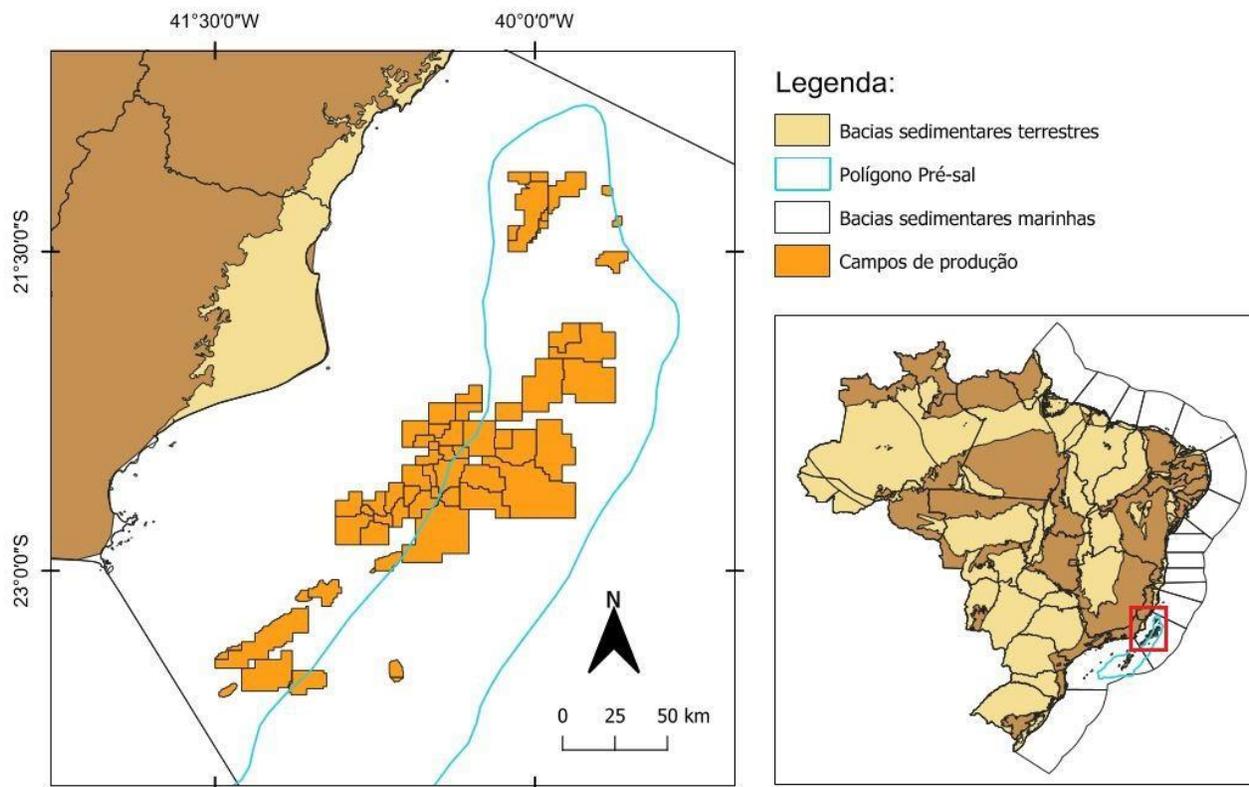


Figura 1: Mapa de Localização da Bacia de Campos com campos produtores e polígono do Pré-sal.

2.1. Histórico Exploratório

Segundo o Sumário Geológico divulgado pela ANP em 2017, a Bacia de Campos teve sua história exploratória iniciada no final dos anos 50, quando a Petrobrás iniciou a exploração após uma campanha para a aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas e mais tarde, em 1970, foi realizada uma nova campanha, visando a perfuração de poços.

Como resultado dos estudos, em 1974, o primeiro campo com volume comercial foi descoberto, em carbonatos Albianos denominado Garoupa. Nos dois anos seguintes mais campos foram descobertos em diversos plays exploratórios, como os de Enchova, caracterizado por seus reservatórios presentes nos arenitos do Eoceno, Namorado, o primeiro campo gigante do Brasil, e Bandejo, onde foram identificadas as coquinas do Aptiano inferior da fase rifte.

Já nos anos 80, novas campanhas de aquisição de dados foram realizadas, dessa vez em águas profundas, culminando no descobrimento de novos campos gigantes, especialmente em plays turbidíticos em diversos estratos, cronologicamente diversos. Dentre os mais volumosos, destacam-se os campos gigantes de Albacora e Marlim.

No final da mesma década, com o advento tecnológico da sísmica tridimensional e do desenvolvimento de novos atributos sísmicos, passou a ser possível nos estudos locais de exploração a identificação de campos gigantes, que foi o caso do descobrimento do Campo de Barracuda.

A década de 90 seguiu a mesma tendência das anteriores, o investimento em tecnologia, principalmente no método sísmico e de perfuração de poços, foi maior a cada ano, o que permitiu novas descobertas em águas cada vez mais profundas. Os destaques dessa década podem ser exemplificados pelo Campo de Roncador, onde foi perfurado atingindo profundidades de 1853 metros e descoberto 9 bilhões de barris de óleo *in place*.

Em 1997, foi instituída a Lei 9.478 na qual foi implementada a ANP como órgão regulador que promove estudos sobre o potencial petrolífero e desenvolvimento do setor, recebe e torna pública as notificações de descobertas e divulga estatísticas oficiais sobre reservas e produção no Brasil. Após a promulgação dessa lei, foi iniciada uma fase de exploração de águas ultraprofundas e continuada a exploração em águas rasas na Bacia de Campos (Portella, 2017). Os destaques nessa fase exploratória da Bacia foram as acumulações de Maromba, Papa-terra, Peregrino, Xerelete e Parque das Conchas.

Ainda segundo Portella (2017), algumas descobertas no início dos anos 2000, foram tão importantes quanto as de águas ultraprofundas, como o caso dos campos de Maromba, Papa-Terra, Peregrino, Xerelete, Parque das Conchas e Parque das Baleias. O último se destaca neste cenário devido aos diferentes plays encontrados, tanto no Pós-sal em depósitos turbidíticos, quanto no Pré-sal em reservatórios de carbonatos microbiais Aptianos, que serão vistos mais adiante neste trabalho.

Segundo o Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural divulgado pela ANP em janeiro de 2021, o Novo Campo de Jubarte, que teve o início de sua produção em dezembro de 2002, aparece em quinto na lista dentre os vinte campos marítimos com maior produção total acumulada de petróleo, com 1.037 milhões de barris, dentre diversos outros na mesma bacia, conforme a Figura 2.

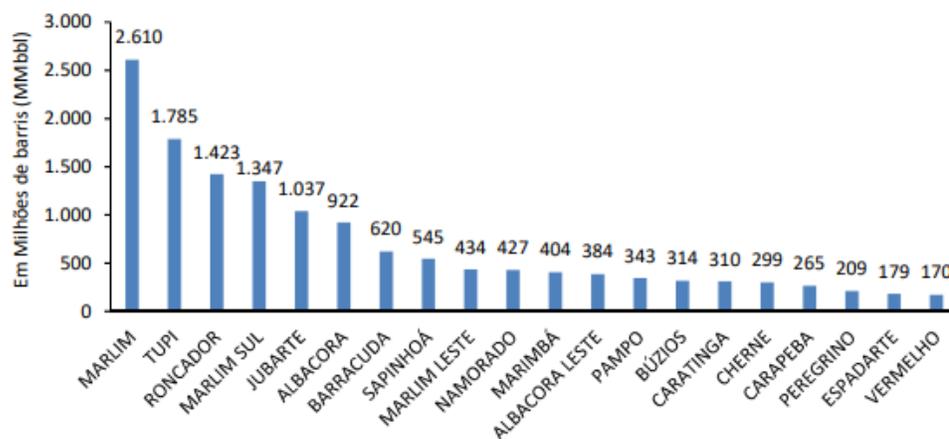


Figura 2: Os vinte maiores campos marítimos produtores de petróleo em janeiro 2021 (Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, janeiro de 2021).

A exploração na Bacia de Campos possui reservas 1P (provadas) com cerca de 5,7 bilhões de barris de óleo e 92.480,39 milhões de metros cúbicos de gás natural. Em abril de 2020, segundo dados obtidos no site da ANP, existiam 60 campos na bacia, 55 em fase de produção, 5 em fase de desenvolvimento e 5 em devolução, além de ser contemplada por uma gama de levantamentos sísmicos que cobrem praticamente a totalidade de sua extensão, além de 3.454 poços de exploração, produção e especiais, sendo esses dados distribuídos segundo a Figura 3.

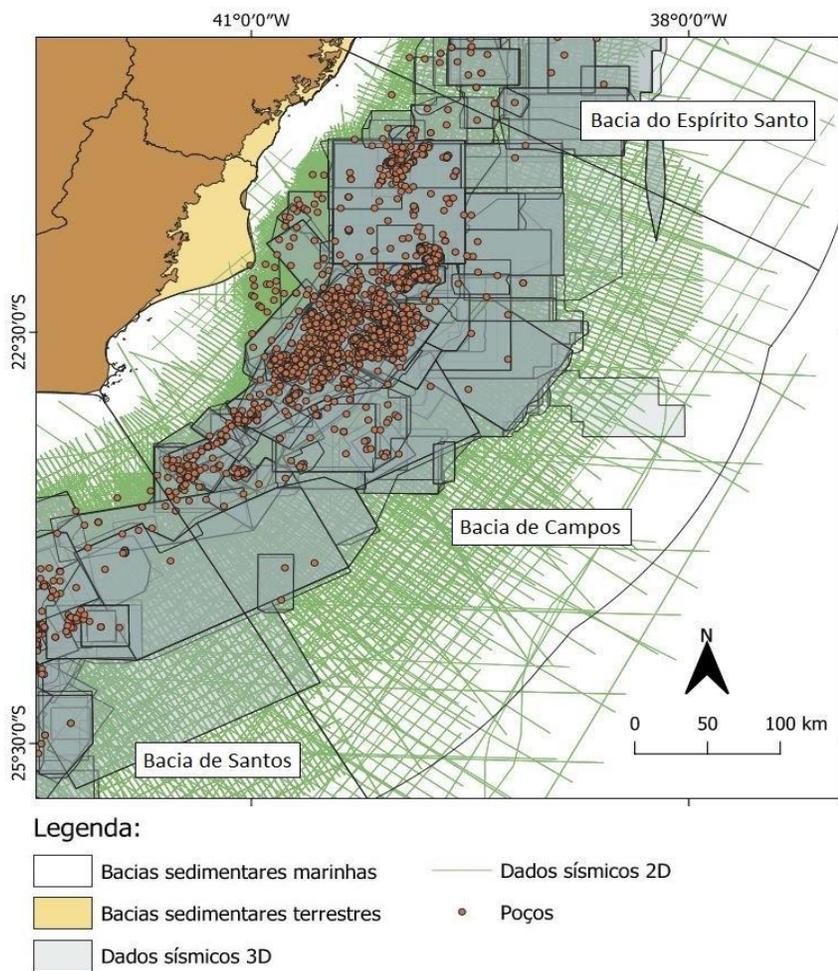


Figura 3: Mapa de distribuição de dados sísmicos e de poços da Bacia de Campos.

2.2. Geologia Regional

A primeira carta da Bacia de Campos foi elaborada por Schaller em 1973 e mais tarde sofreu alterações por Rangel *et al.* (1994). Em 2007, foi elaborada pela Petrobras uma nova carta resumindo o conhecimento sobre as principais sequências deposicionais, que foram divididas em três grandes unidades tectono-sedimentares além do embasamento: Rifte, Pós-Rifte (ou transicional) e Drifte por Winter *et al.* representada na Figura 4, que é a mais reconhecida atualmente e que será utilizada como base para o estudo aqui apresentado.

2.2.1 Evolução Tectônica

Assim como as demais bacias da margem brasileira, a Bacia de Campos teve seu desenvolvimento como consequência da ruptura do Supercontinente Gondwana, através de um processo distensivo que teve início no Meso jurássico (Mizusaki e Thomaz Filho, 2004). O processo de abertura do Atlântico mais aceito atualmente se interpreta como um estiramento litosférico e afinamento da crosta e, posteriormente, uma subsidência associada ao resfriamento da astenosfera (McKenzie, 1978, apud ANP, 2017).

O rifteamento, provocado pelo sistema distensivo, resultou em uma estruturação de falhas normais, zonas de acomodação e falhas de transferência (Chang *et al.*, 2003). Estas, por sua vez, geraram um sistema de compartimentação do embasamento Pré-Cambriano em uma série de horsts e grábens, com blocos rotacionados e foi durante esse período em que foi depositada a sequência Rife (Castro e Picolini, 2015).

Em seguida, a subsidência foi intensificada, formando baixos deposicionais fazendo com que o ambiente sedimentar evoluísse de lacustre de água doce, para lacustre de água salobra a salgada no Eoaptiano (Castro e Picolini, 2015). Nos baixos dessa fase rife, foram depositadas as principais camadas de rochas geradoras de hidrocarbonetos da Bacia, os folhelhos Buracica e Jiquiá. Já os altos estruturais foram sítios deposicionais predominantemente para coquinas (Dias *et al.*, 1990).

A partir do Aptiano, a subsidência mecânica deu lugar à térmica, processo que resultou em relativa tranquilidade tectônica. Dessa forma, foram depositados sedimentos da Sequência Pós Rife (transicional), com grande aporte de sedimentos siliciclásticos nas áreas proximais e desenvolvimento de carbonatos microbiais nos altos estruturais (Castro e Picolini, 2015).

Assim, com o avanço da crosta oceânica, o ambiente tornou-se um regime de golfo hipersalino, com esporádicas conexões ao oceano aberto, o que gerou a deposição de rochas evaporíticas. A morfologia de golfo evoluiu para condições de

mar franco, onde se estabeleceu, durante o Albiano, um ambiente de sedimentação carbonática com alinhamentos de bancos oolíticos e oncolíticos balizando lagunas de carbonatos finos micríticos e peloidais (Castro e Picolini, 2015).

Mais tarde, no Mesoalbiano, deu-se início à halocinese, devido à instabilidade gravitacional do sal. Na porção mais proximal, ela foi responsável pela segmentação da camada de sal original, gerando acumulações com forma de almofadas de sal, que induziram a formação de falhas de crescimento lítricas que ocasionaram estruturas do tipo *rollover*, o que propiciou o crescimento de espessos bancos carbonáticos. Na área distal, o deslocamento do sal arrastou pacotes carbonáticos sobrepostos, dando origem às estruturas do tipo jangadas (Castro e Picolini, 2015). No Cenomaniano, uma subida global do nível do mar (Haq *et al.*, 1987) afogou a plataforma carbonática, resultando na deposição de uma sucessão de calcilutitos, margas e arenitos.

A partir do Turoniano, se estabeleceu a condição de mar aberto definitivamente, predominando a deposição de folhelhos e margas e os turbiditos foram depositados em sua maioria durante os recorrentes rebaixamentos do nível do mar. Além disso, nesse período um importante evento magmático alcalino ocorreu no sul da bacia entre 83 e 45 M.A., gerando corpos intrusivos de diabásio e extrusivos de basaltos, assim como em brechas e hialoclastitos. Sua ocorrência é muito marcante nas proximidades do Alto de Cabo Frio, onde os pacotes de rochas vulcânicas interferem decisivamente na estruturação de trapas de petróleo (Castro e Picolini, 2015).

No Eoceno, houve um aumento significativo do aporte sedimentar, devido a reativação da área fonte, com a elevação da Serra do Mar a partir do Neocretáceo/Paleógeno que gerou a progradação dos ambientes deposicionais para a porção mais proximal da bacia.

Nesse contexto, segundo Castro e Picolini (2014), ocorreu a deposição de importantes sistemas turbidíticos, especialmente no Eoceno, Oligoceno e Mioceno. Já no Neomioceno, ocorreu a deposição de uma espessa camada de sedimentos

progradantes em águas profundas, condicionada pela ação de correntes de fundo, que alterou a morfologia da parte central da bacia para sua forma atual.

2.2.2 Embasamento

O embasamento da Bacia de Campos consiste em um mosaico de terrenos compostos por rochas gnáissicas Pré-Cambrianas pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira e seu embasamento econômico é definido por basaltos da Formação Cabiúnas, que cobrem discordantemente o embasamento Pré-Cambriano (Winter *et al*, 2007).

A Bacia de Campos, bem como as Bacias de Santos e Espírito Santo, está localizada sobre o Platô de São Paulo, que é a feição fisiográfica mais importante da margem sudeste brasileira (Mohriak, 2012). Seu arcabouço estrutural é caracterizado por dois tipos de estruturas, típicas de bacias de margens divergentes: estruturas extensionais da fase rifte e estruturas extensionais de sobrecarga (Guardado *et al.*, 1989).

Em seu arcabouço, as principais estruturas presentes são falhas normais, antitéticas e sintéticas, transcorrentes e zonas de acomodação que controlaram a ocorrência de riftes, horsts e grábens que promoveram a compartimentação da bacia e determinaram a ocorrência de baixos deposicionais e altos estruturais. O Horst mais proeminente na Bacia de Campos é o Alto de Badejo, que pode ser visto na Figura 5 e se estende até o Cabo de São Tomé, acomodado em uma falha normal antitética. À direita e à esquerda deste alto, respectivamente, estão os grábens mais profundos da bacia: Baixo de Corvina-Parati e Baixo de São João da Barra, que acomodam sedimentação de até 9000 m de espessura (Guardado *et al.*, 1989).

Além disso, a sedimentação nessa sequência foi controlada pela combinação da compartimentação, subsidência térmica crustal e movimentação halocinética (Castro e Picolini, 2015).

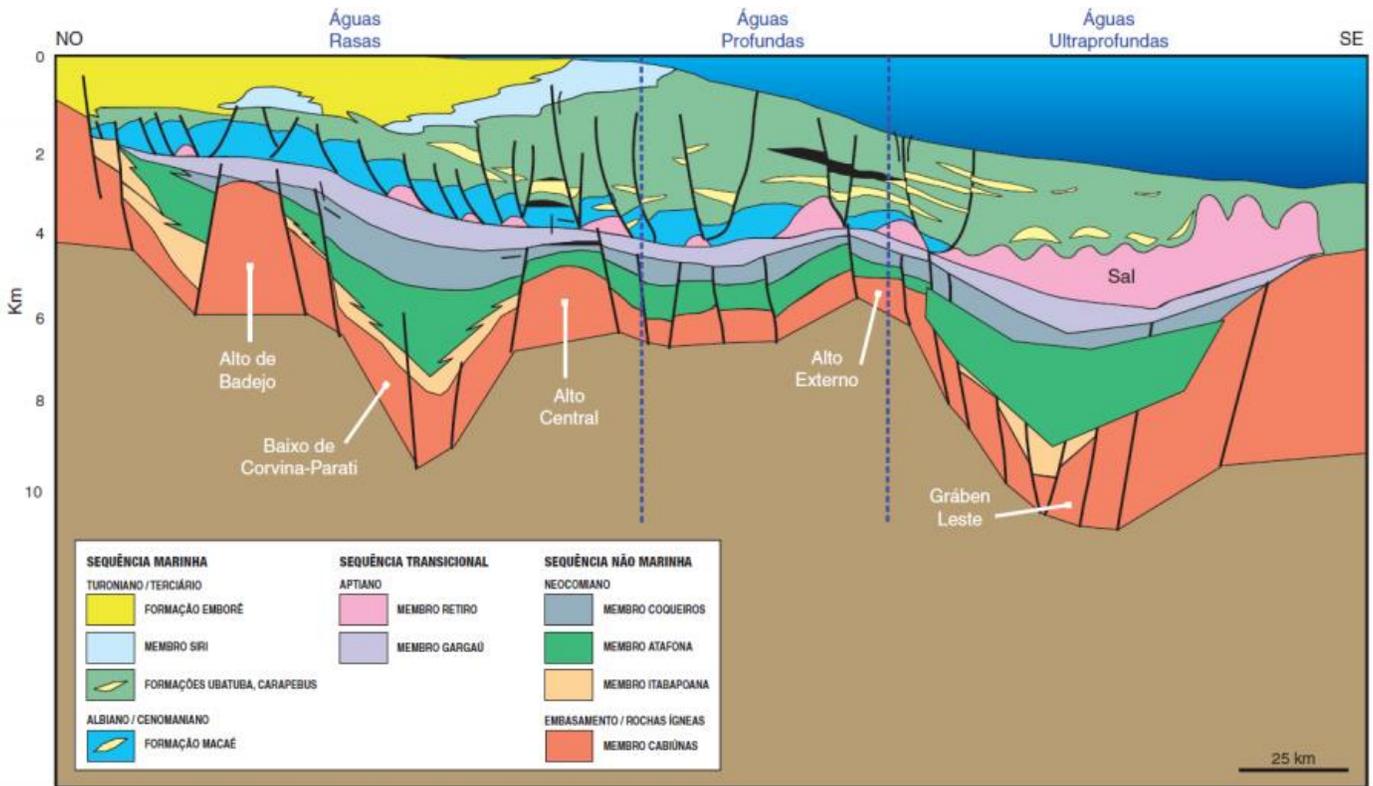


Figura 5: Seção geológica regional da Bacia de Campos evidenciando os Horsts e Grabens (Castro *et al.*, 2015).

2.2.3 Sequência Rife

A sequência Rife representa uma fase de subsidência mecânica da bacia e se caracteriza pelo controle direto do arcabouço estrutural do embasamento e por sedimentação continental (Guardado *et al.*, 1989). É limitada, inferiormente, por não conformidade com o embasamento Pré-Cambriano, e, superiormente, por discordância erosiva com a Sequência transicional conhecida como discordância Pré-Alagoas (Castro e Picolini, 2015), caracterizada por refletores com altas amplitudes. Arenitos, siltitos e conglomerados também ocorrem localmente entre derrames sucessivos, sendo denominados de intertrapes (Winter *et al.*, 2007).

Na base da sequência Rifte, está presente a Formação Cabiúnas, que inclui basaltos toleíticos a subalcalinos e rochas vulcanoclásticas, como brechas e tufos. Esses litotipos se organizam em ciclos métricos com basaltos na base, brechas na porção intermediária e tufos no topo (Mizusaki *et al.*, 1988).

O registro sedimentar sequente por discordância foi subdividido em três sequências deposicionais e unidades pertencentes à antiga Formação Lagoa Feia que foi elevada à categoria de Grupo. Assim, o Grupo Lagoa Feia é atualmente composto pelas formações: Itabapoana, Atafona e Coqueiros definidas por Winter *et al* em 2007. Os sedimentos depositados nessa unidade foram provenientes da associação de deltas, rios entrelaçados e lagos.

A Formação Itabapoana é composta por depósitos de leques deltaicos e fluviais, que incluem conglomerados e arenitos maciços, laminados ou com estratificação cruzada, de cor avermelhada, ricos em fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, geralmente compondo ciclos de afinamento com rochas pelíticas no topo. Associados a esses depósitos, são encontrados arenitos de granulometria fina, com laminação horizontal, além de marcas de ondas (Winter *et al*, 2007). Nas áreas marginais são encontrados argilitos e folhelhos avermelhados com marcas de dissecação (Guardado *et al.*, 1989).

Já as formações Atafona e Coqueiros se caracterizam por fácies que também predominam depósitos lacustres, apresentando arenitos, siltitos e folhelhos ricos em matéria orgânica, depositados em ambiente alcalino. (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Atafona é comprovada geradora de hidrocarbonetos por possuir um intervalo de folhelho chamado Buracica, no entanto é a Formação Coqueiros que apresenta o principal intervalo gerador na Bacia de Campos, composta por folhelhos denominados Jiquiá (Mello e Maxwell, 1990). Além disso, a Formação Coqueiros inclui fácies proximais constituídas de calcirruditos e calcarenitos bioclásticos que foram denominados coquinas, que são considerados importantes reservatórios de óleo e gás (Guardado *et al.*, 1989). Esses pacotes de coquina (ou barras de

coquinas) foram depositados em ambiente de alta energia formando camadas porosas com mais de 100 m de espessura (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Coqueiros pode ser o ponto inicial para a etapa de interpretação por ser facilmente identificada nas seções sísmicas devido às intercalações de folhelhos ricos em matéria orgânica, que possuem baixa densidade, com carbonatos de alta densidade com máximas amplitudes positivas.

2.2.4 Sequência Pós-Rifte

A Sequência Pós-Rifte corresponde uma fase intermediária transicional entre subsidência termal e mecânica, com sedimentação continental e marinha (Guardado *et al.*, 1989), caracterizando-se por uma deposição em ambiente tectonicamente brando, caracterizado principalmente por materiais argilosos.

A Sequência Pós-Rifte representa a parte superior do Grupo Lagoa Feia é dividida em duas unidades principais: uma inferior caracterizada por rochas siliciclásticas e carbonáticas e uma superior composta por rochas evaporíticas, denominada Membro Retiro (Dias *et al.*, 1990).

A parte inferior é composta pelas formações Itabapoana, Gargaú e Macabu, limita-se em sua porção basal pela discordância Pré-Alagoas e no topo pela discordância da base da Sequência Evaporítica (Winter *et al.*, 2007). A Formação Itabapoana é formada por conglomerados e arenitos de borda de bacia enquanto as formações Gargaú e Macabu estão caracterizadas por sedimentos carbonáticos, margas e arenitos, depositados em ambiente raso, transicional (Winter *et al.*, 2007). Além disso, essas feições podem ser identificadas na seção sísmica por apresentarem elevado mergulho, sendo interpretadas como *seaward dipping reflections* (SDR).

Já a superior é dada pelos evaporitos da Formação Retiro, que é composta, predominantemente, por sedimentos químicos que registram um ambiente com associação de lagunas e planícies de *sabkha* (Castro e Picolini, 2015).

Além disso, existe um zoneamento de áreas proximais para distais marcado por anidrita, anidrita/halita, que ocorre devido às características físico-químicas deposicionais e da movimentação halocinética (Mohriak *et al.*, 2008).

Nota-se também, que a porção inferior, mais basal, de rochas argilosas ricas em sílica, predomina conglomerados e arenitos nas porções proximais com típico padrão progradacional, mostrando assim maiores variações de espessura, reflexo da rugosidade do relevo herdado do substrato exposto à erosão e condicionadas às raras falhas sin-deposicionais. Já a porção superior exhibe padrão retrogradacional, caracterizando uma subida eustática, conforme registrado pela análise isotópica de oxigênio. O registro fóssilífero é pobre, denotando o stress ambiental que prevaleceu durante sua acumulação (Winter *et al.*, 2007).

2.2.5 Sequência Drifte

A supersequência Drifte corresponde aos sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico (Winter *et al.*, 2007). Nela estão presentes os Grupos Macaé e Campos (formações Ubatuba, Carapebus e Emborê) e contém rochas sedimentares de idade Albiano ao Holoceno.

Durante o Albiano predomina a subsidência termal e sedimentação marinha franca com restrita halocinese. A partir do Cenomaniano, a movimentação do sal torna-se fundamental para o desenvolvimento da compartimentação estrutural da seção Pós-sal, além de influenciar decisivamente a sedimentação e a formação de estruturas armazenadoras de petróleo (Dias *et al.*, 1990).

O Grupo Macaé foi depositado concordantemente sobre os evaporitos do Membro Retiro e é dividido entre as formações: Goitacás, Quissamã, Imbetiba, Outeiro e Namorado.

Sobreposto pelo Grupo Macaé, encontra-se o Grupo Campos, composto por sedimentos depositados em ambientes proximais, como o caso da Formação

Embore, marinhos distais na Formação Ubatuba e depósitos turbidíticos na Formação Carapebus. Tais turbiditos foram depositados devido às quedas relativas do nível do mar, associadas possivelmente segundo Dias *et al.* (1990) à reativação tectônica do embasamento, com movimentações de blocos crustais na área da Serra do Mar, subsidência térmica da bacia, criação de condutos e mini bacias associadas à movimentação salífera e variações eustáticas globais.

Por conseguinte, durante a passagem do Grupo Macaé para o Grupo Campos, há 93 M.A., é possível observar uma discordância erosiva notória em quase toda a bacia, especialmente nas áreas proximais (Guardado *et al.*, 1989; Dias *et al.*, 1990).

3. Parque das Baleias e o Novo Campo de Jubarte

A área que será abordada neste trabalho faz parte da sequência sedimentar anterior às rochas evaporíticas da Formação Retiro e estão presentes no Novo Campo de Jubarte, que pertencem ao complexo petrolífero do Parque das Baleias (PDB), localizado na porção norte da Bacia de Campos, cujo mapa pode ser observado na Figura 6, a 76 km do Pontal de Ubu, no Município de Anchieta e encontra-se entre cotas batimétricas que variam de 1.240 a 1.500 metros.

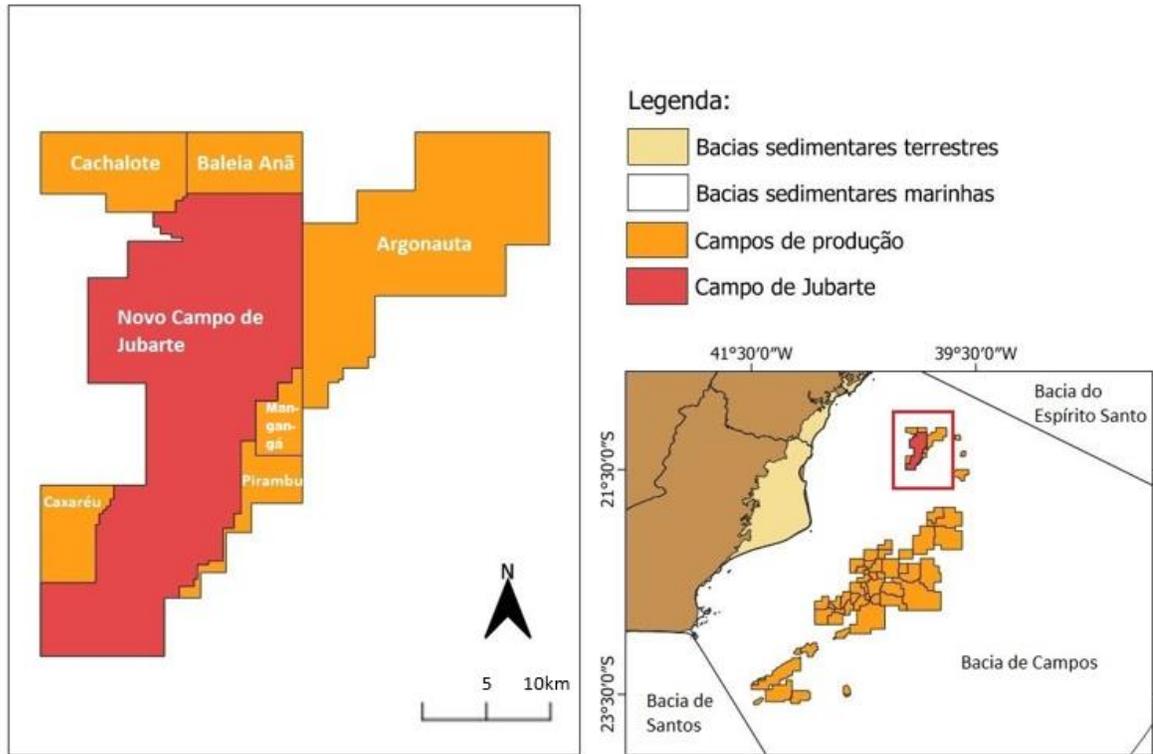


Figura 6: Mapa de localização do Novo Campo de Jubarte e do complexo Parque das Baleias.

Os reservatórios presentes nas sequências do Pós-sal neste complexo petrolífero foram descobertos em 2001 nos Campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu e Caxaréu. No entanto, alguns desses campos tiveram seus nomes e limites alterados, o que será visto mais adiante. No mesmo ano, também se deu a primeira descoberta na camada Pré-sal, no Campo de Jubarte com o poço 1-ESS-103, ainda assim, os primeiros testes foram realizados apenas em 2007 em razão de limitações tecnológicas no começo dos anos 2000. (Revista Petrobras, nº 16, fev. 2011, apud Moraes, 2013). Em março de 2007, foi descoberto petróleo no Pré-sal do Campo de Caxaréu, e em junho, no Campo de Pirambu. Em novembro de 2008, novas descobertas foram feitas no Pré-sal nos Campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte, com volume recuperável estimado entre 1,5 bilhão a 2 bilhões de barris de petróleo e gás natural, situadas a cerca 4.350 metros de profundidade (Moraes, 2013).

Segundo dados emitidos pelo Boletim de Produção da ANP em janeiro de 2021, conforme a Figura 7, o Novo Campo de Jubarte faz parte dos campos que apresentam maiores volumes de produção no intervalo Pré-sal, além de ser responsável por cerca de 6% de toda a produção do Pré-sal no país.

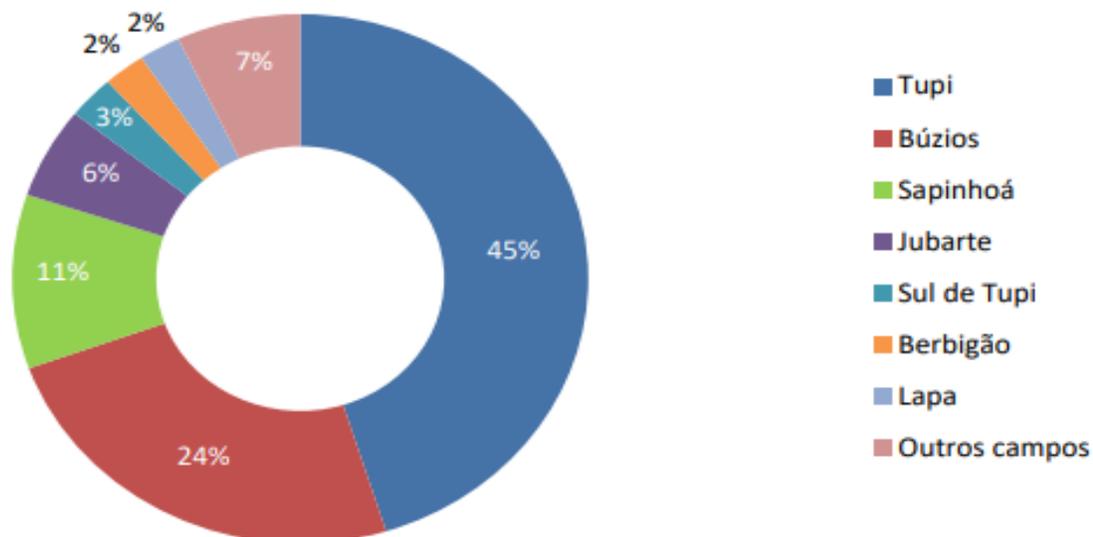


Figura 7: Distribuição da Produção do Pré-sal por campo em janeiro de 2021 segundo o boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.

As reservas totais do PBD, incluindo Pós e Pré-sal, podem chegar a 3,5 bilhões de barris de petróleo. Apenas nos reservatórios do Pré-sal, nos antigos limites dos campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte, situadas a cerca 4.350 m de profundidade, o volume de óleo recuperável é de 1,5 a 2 bilhões de barris de petróleo equivalente, segundo estimativas realizadas pela Petrobras (Barbassa, 2008).

Além disso, segundo publicações da Petrobras em maio de 2018, a Bacia de Campos é uma bacia de futuro e o PDB é uma das áreas que pode contribuir para a longevidade da produção no país, com potencial suficiente para se expandir e reduzir sua tendência natural de declínio da produção. Assim, o Novo Campo de Jubarte entra nesse sentido como parte de um projeto Integrado do PDB que se

iniciará em 2021, no qual será instalado uma nova FPSO com capacidade de 100 mil barris por dia, na parte norte do Novo Campo de Jubarte, em lâmina d'água de 1.400 m. Um dos principais objetivos desse projeto é interligar onze novos poços dos Campos de Jubarte, Baleia Franca e Cachalote a esta plataforma, otimizando assim a malha de drenagem e aumentando o fator de recuperação deste complexo petrolífero.

3.1. Acordo sobre o Parque das Baleias

O Parque das Baleias é um conjunto de campos produtores de óleo e gás da porção norte da Bacia de Campos. É subdividido em 6 campos denominados Cachalote, Baleia Anã, Jubarte, Caxaréu, Pirambu e Mangangá somando uma área aproximada de 63,69 km² (Pereira *et al.*, 2015).

Em 2014 a Petrobras, que tinha concessão das áreas do Parque das Baleias, foi obrigada pela ANP a considerar sete áreas produtivas do complexo (concessões Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu) como sendo apenas um campo a partir do segundo trimestre do mesmo ano.

Após acordo proposto em 2019, a ANP e Petrobras assinaram um termo envolvendo as áreas do Parque das Baleias, no qual, segundo o site da Agência, o novo contorno do Campo de Jubarte – que passa a ser denominado “Novo Campo de Jubarte” – será formado pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu, , além de pequenas parcelas, devido a ajustes locais, de Caxaréu e Mangangá na Bacia de Campos segundo a Figura 8 (<http://www.anp.gov.br/noticias/5119-anp-epetrobras-assinam-acordo-sobre-o-parque-das-baleias>).

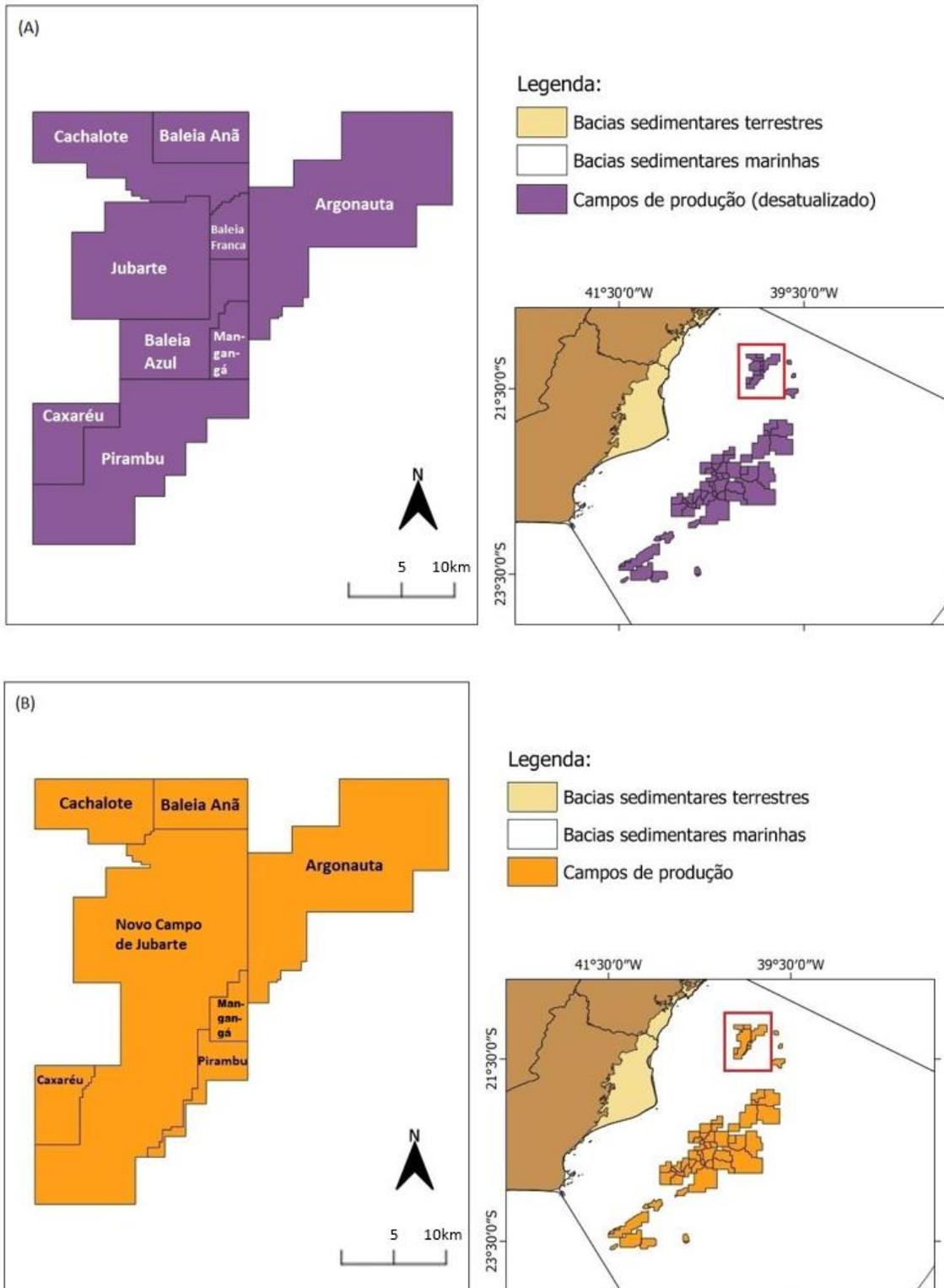


Figura 8: (a) Disposição dos campos produtores presentes no complexo do Parque das Baleias antes do acordo de 2019; (b) Nova disposição dos campos após acordo.

3.2. Sistema Petrolífero do Novo Campo de Jubarte

A Bacia de Campos, por ser uma das mais exploradas no Brasil, com uma variada gama de levantamentos geofísicos e diversos poços perfurados, tem em sua bibliografia diferentes sistemas petrolíferos comprovados. Como principais para área de estudo, destacam-se: Lagoa Feia – Namorado (!) no Pós-sal e Lagoa Feia–Coqueiros(!) e Lagoa Feia–Macabu(!) no Pré-sal, foco desse estudo.

3.2.1. Geração e Migração

No sistema petrolífero da seção Pré-sal, as principais rochas geradoras do Parque das Baleias são os folhelhos Buracica (Fm. Atafona) de idade Barremiana e Jiquiá (Fm. Coqueiros) de idade Aptiana do Grupo Lagoa Feia depositados na fase rifte com teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2 e 6% (Mello, 1988). Sua migração se deu para os reservatórios por contato direto com as rochas-reservatório carbonáticas microbiais do andar Alagoas (Aptiano) (Portella, 2017).

Já na seção Pós-sal, a migração se deu pelas janelas de sal e as falhas lístricas formadas pela halocinese que serviram de rotas migratórias para o hidrocarboneto (Portella, 2017), que levam o óleo da fase rifte até os reservatórios da fase drifte.

3.2.2. Rochas reservatório

A Bacia de Campos apresenta uma enorme variedade de rochas reservatório em diferentes níveis estratigráficos. No entanto, focando no Novo Campo de Jubarte, podemos dar destaque a duas fases. A fase sag (que será o foco do presente estudo) consequente da subsidência térmica devido ao resfriamento da crosta, representada por carbonatos microbiais oriundos de um ambiente deposicional lacustre restrito (hipersalino) com influência de maré, do andar Alagoas de Idade Aptiana pertencentes à Formação Macabu, que possuem características permoporosas medianas e portam óleo de boa qualidade no Pré-sal. E a fase drifte,

devido aos turbiditos do Cretáceo Superior e Paleógeno, que são responsáveis pela maior parte do óleo produzido na bacia e possuem boas características permoporosas (Portella, 2019). Pode-se citar também como reservatório os carbonatos depositados durante o Oligoceno Superior do Membro Siri.

3.2.3.Rochas Selantes

Os principais selos para a Bacia de Campos são os folhelhos da Formação Coqueiros (Aptianos), o sal da Formação Retiro (Aptiano) no Pré-sal e os carbonatos de baixa energia das formações Outeiro e Imbetiba (Albo Cenomaniano) e os folhelhos de baixa energia da Formação Ubatuba (Turoniano - Recente) no Pós-sal.

3.2.4.Trapas

Segundo o Sumário Geológico publicado pela ANP em 2015, as trapas esperadas na Bacia de Campos são do tipo estrutural, estratigráfica e mista, relacionadas à tectônica distensiva e à halocinese.

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. Estruturas quaquaversais são mapeáveis tanto ao nível das coquinas quanto ao nível do Pré-sal (Portella, 2019).

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 roll-over e blocos isolados em águas mais profundas que sofreram escorregamento de regiões mais rasas. Para os arenitos turbidíticos, espera-se falhas lítricas com roll-over, estruturas quaquaversais formadas pela

movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros de sal e pinch-out estratigráfico, compartimentadas ou não por falhas (Portella, 2019).

3.2.5.Plays Exploratórios

Os plays esperados na área estudada compreendida no Pré-sal do Novo Campo de Jubarte são os carbonatos microbiais Aptianos, selados por camadas de sal, em fechamento quaquaversal ou por folhelhos da Formação Coqueiros. Os demais plays que são esperados na sísmica compreendem a seção Pós-sal, na fase drifte composta por turbiditos do Cretáceo Superior e Paleógeno.

4. Fundamentação Teórica

4.1 Sistema Petrolífero

O sistema petrolífero é um conceito unificado que abrange todos os elementos e processos da geologia do petróleo. Aplicações práticas dos sistemas petrolíferos podem ser usadas na exploração e avaliação de recursos. Ele representa um sistema dinâmico e consiste em um conjunto de rochas geradoras de fonte ativa e acumulações de óleo e/ou gás geneticamente relacionados. O sistema petrolífero inclui todos os elementos geológicos que são essenciais para a existência de acumulações de petróleo (Magoon, 2007).

Os elementos essenciais de um sistema petrolífero são:

- Rocha Geradora: rocha sedimentar com quantidade de matéria orgânica suficiente para, em condições ideais para evolução térmica, se transformarem petróleo. Para que ocorra a geração, a presença de matéria orgânica deve estar presente junto aos sedimentos em sua forma insolúvel, chamada de querogênio. Essas rochas, submetidas a condições de temperatura e pressão, geram o petróleo. Para ser considerada geradora, a rocha deve conter um teor superior a 1% de carbono orgânico total (COT).

- Rocha Reservatório: rocha com características permoporosas com condição de armazenar petróleo. Geralmente sua porosidade varia entre 5% a 35% e são compostas normalmente por granulometria de areia a seixo, entretanto, rochas portadoras de porosidade não-intergranular, como fratura ou dissolução também podem armazenar hidrocarbonetos.

- Rocha Selante: rochas de baixa permeabilidade, como folhelhos e siltitos por exemplo, que não permitem o escape dos fluidos presentes no reservatório. Geralmente situam-se acima do reservatório, em reservatórios convencionais, mas podem também ocorrer por exemplo nas fácies dentro da própria rocha reservatório.

- Rocha de Sobrecarga: constitui-se de toda a coluna de deposição sedimentar que ocorre acima da rocha geradora e permite as condições de temperatura e pressão ideais para a geração.

Além desses elementos, para a existência de um sistema petrolífero é necessário o acontecimento de dois processos:

- Migração: ao passo que o querogênio é transformado em petróleo, o volume ocupado passa a ser maior que o original. Por esse motivo, ocorre um aumento da pressão na rocha geradora, provocando o faturamento da mesma o que faz com que se criem canais de migração para regiões de menor pressão. O transporte do petróleo para essas regiões de baixa pressão em relação ao local que foi gerado é chamado de migração primária. Após haver a migração primária, começa a ocorrer o processo de escoamento até a região da acumulação chamado migração secundária, que decorre do empuxo dos fluidos do petróleo em relação à água presente nos poros da formação. A migração cessa quando a pressão por capilaridade do sistema poroso excede o empuxo na direção das camadas superiores (Allen, 2006)

- Formação da trapa: existem dois tipos principais de trapas, as estruturais e as estratigráficas, ou mistas quando ambas ocorrem. Na Figura 9 podemos observar alguns exemplos. As trapas estruturais consistem em configurações geométricas de estruturas de rochas que acumulam o petróleo, não permitindo sua fuga. Podem ser também causadas por domos salinos, flancos de homoclinais ou até mesmo superposições de dobras e falhas. Já as estratigráficas, estão relacionadas ao acunhamento da camada transportadora ou pela existência de uma barreira impermeável ou diagenética, provocando a contenção dos fluidos (Milani, 2001).

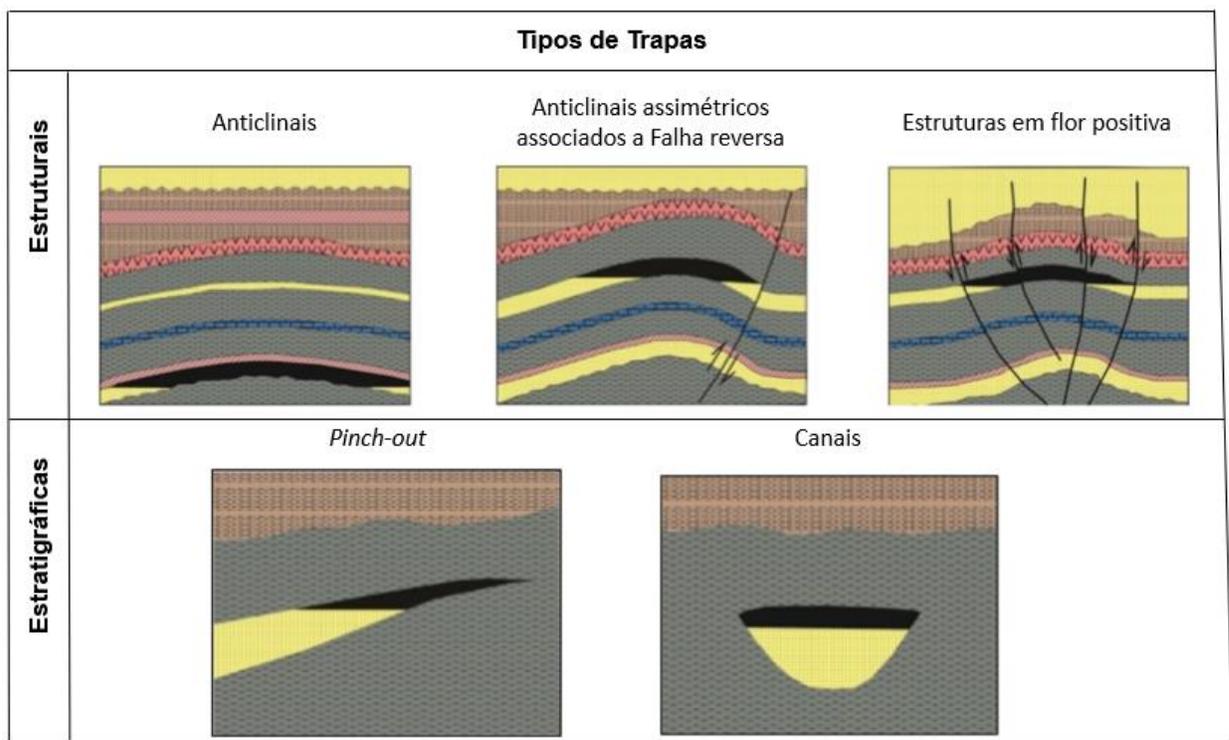


Figura 9: Exemplos de trapas estruturais e estratigráficas (Modificada de Neves, 1989).

Pode-se observar na Figura 10 um exemplo de uma seção esquemática do Pré-sal envolvendo os elementos do sistema petrolífero e como funcionam em conjunto. Nesse exemplo temos as rochas geradoras, onde é formado o petróleo, o caminho

de migração secundária até as rochas reservatório, dado pelas falhas, selos, compostos tanto pela camada evaporítica quanto por camadas estratificadas na própria seção Pré-sal, trapas e a sobrecarga sedimentar.

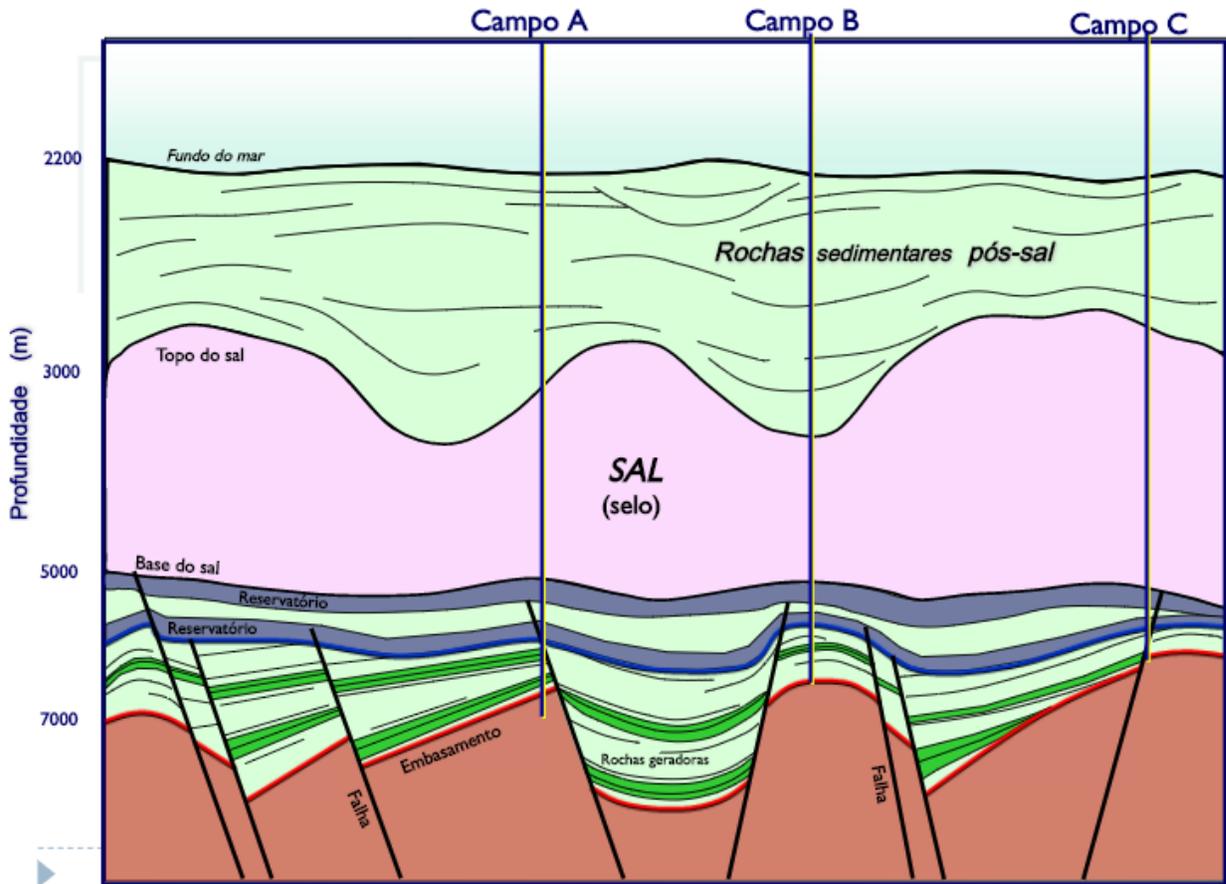


Figura 10: Sistema petrolífero de reservatórios do Pré-sal (adaptado de Petrobras, 2010b).

Apesar do entendimento do sistema destacado, faz-se necessária a compreensão do que se considera de fato o petróleo. Para Magoon (2007), entende-se como petróleo constituintes com alta concentração de qualquer um dos seguintes elementos: gás termal ou biológico encontrados em reservatórios convencionais, hidratos de gás, *tight gas*, *shale* fraturado, carvão, condensado, óleos brutos e betume natural.

Por conseguinte, esses elementos e processos são essenciais e devem ser ordenados temporalmente e espacialmente, ou seja, devem ocorrer em sincronismo para que a matéria orgânica presente na rocha geradora possa ser convertida em uma acumulação.

4.2 Modelo Geodinâmico em Bacias Rifte

Para melhor compreender o processo evolutivo das bacias rifte, é necessário observar o comportamento geodinâmico e deposicional, além dos processos evolutivos e físicos no contexto de evolução das bacias. Assim, o desenvolvimento de uma bacia rifte, como a de Campos, encontra-se atualmente descrito a partir de conceitos da tectônica de placas e baseado nos processos geodinâmicos atuantes na crosta terrestre e manto litosférico.

Desse modo, nessa seção serão retratados processos relacionados ao seu estiramento, afinamento e rompimento tendo como resultado deles uma depressão crustal característicos de bacias do tipo rifte.

O primeiro autor a propor um modelo de estiramento litosférico foi Mckenzie (1978) que desenvolveu um modelo mais direcionado a explicar a relação entre os processos e esforços litosféricos e astenosféricos com o fluxo de calor, campo de esforços e espessuras de preenchimento da bacia através de formulações matemáticas. O modelo de Mckenzie representado pela Figura 11A teria ficado conhecido mais tarde como modelo de cisalhamento puro, onde a crosta é uniformemente distendida de forma homogênea, gerando uma bacia simétrica.

Mais tarde, Sengor e Burke (1978) revisaram o modelo de Mckenzie e organizaram os riftes em duas classificações: riftes passivos, associados a esforços distensivos, extensão crustal e ascensão atmosférica e riftes ativos, associados a plumas mantélicas e fusão crustal por descompensação.

Em 1982, Wernicke & Burchfiel propuseram o modelo de cisalhamento simples, representado pela Figura 11B, em que uma estrutura de gráben

assimétrico é desenvolvida por um esforço distensivo em uma litosfera heterogênea, ocorrendo ao longo de uma zona de descolamento na base da crosta e no manto superior em baixo ângulo. O modelo proposto foi apresentado na época com grande preocupação em se espelhar em dados geológicos reais, fazendo-se mais prático que os teóricos dos anos 70.

Coward (1986) também propôs um modelo de estiramento heterogêneo anos depois como o de Wernicke & Burchfiel (1982), mas dessa vez abrangeu características do modelo de cisalhamento puro e simples em um único rifte, dependendo da porção da bacia, admitindo zonas laterais e internas ao rifte onde podem ocorrer ascensões mantélicas expressivas relacionadas aos *gaps* de extensão, como mostra a Figura 11C.

Finalmente, White & Mckenzie (1989) propuseram uma modificação do modelo original de cisalhamento puro, porém associado às plumas mantélicas, conforme a Figura 11D, que explica a ocorrência de vulcanismo nas bacias rifte.

Após todos os estudos realizados, atualmente utiliza-se características de um modelo ou outro de acordo com desenvolvimentos e análises das bacias. Esses modelos representam um importante avanço para o entendimento geodinâmico. Segundo Karner *et al* (2007), não é possível aplicar apenas um deles garantindo plena funcionalidade, pois os avanços no detalhamento dos dados atuais indicam que a realidade é melhor representada por situações intermediárias entre os modelos apresentados.

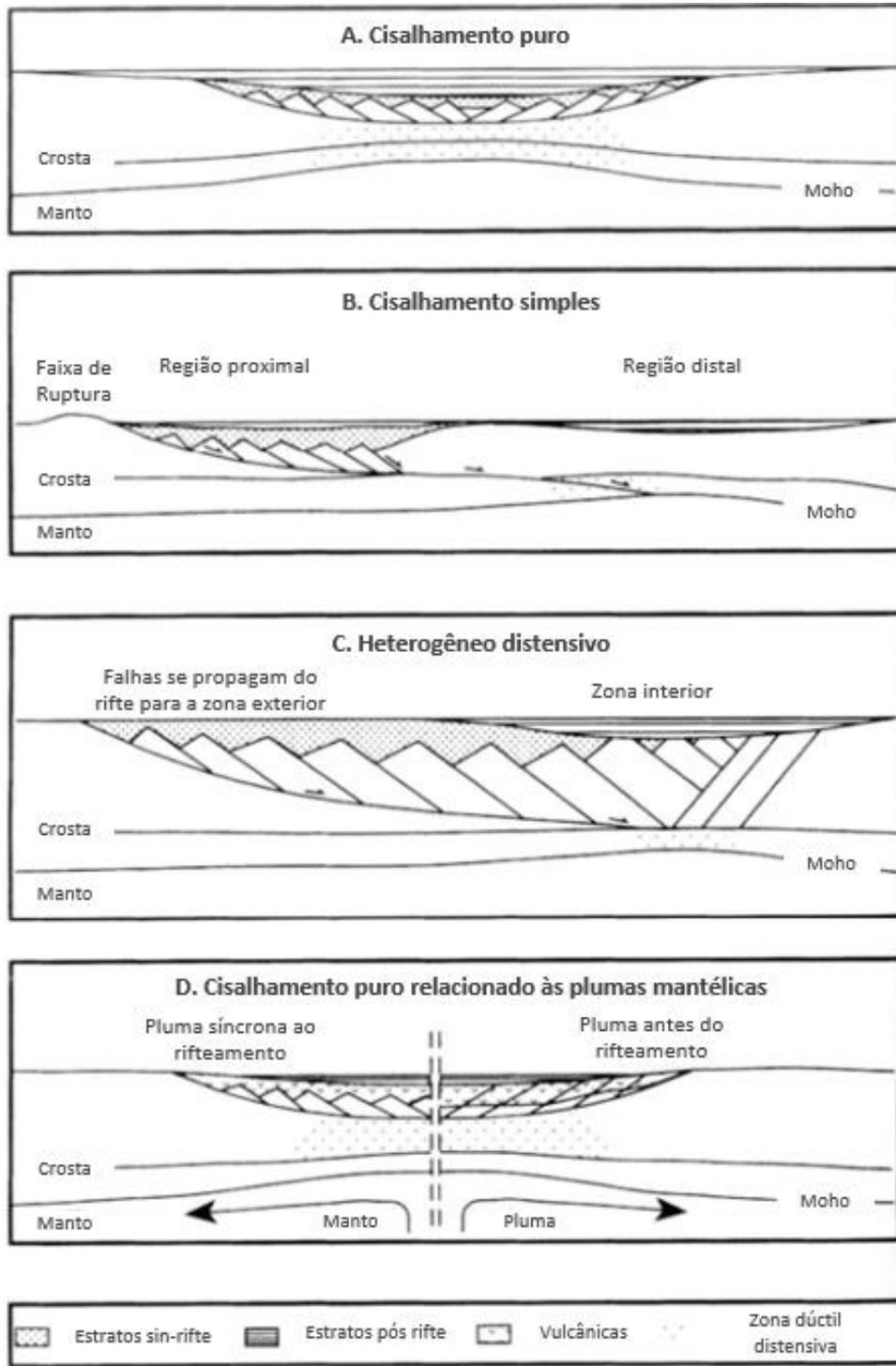


Figura 11: Modelos geodinâmicos propostos para a evolução de bacias rifte. (A) Modificado de Mckenzie (1978); (B) Modificado de Wernicke & Burchfiel (1982); (C) Modificado de Coward (1986); (D) Modificado de White & Mckenzie (1989). Modificado de Boscene (1988).

4.3 Pré-sal Brasileiro

Considerado por muitos a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos, o petróleo brasileiro da camada Pré-sal está situado em reservatórios abaixo de uma espessa camada de sal que vai desde o Espírito Santo até Santa Catarina numa faixa com cerca de 800 km de comprimento por 200 km de largura (Riccomini, *et al.*, 2012), em águas profundas e ultraprofundas. Os campos que concentram os reservatórios do Pré-sal são principalmente localizados nas Bacias de Campos e Santos e apresentam enormes volumes recuperáveis, o que coloca o Brasil como um dos protagonistas na produção mundial. Nesta sessão, serão apresentadas, portanto, as condições geológicas nas quais foram formadas as reservas do Pré-sal e as características desse sistema petrolífero brasileiro.

4.3.1 Geologia do Pré-sal

Com o processo de rifteamento, ocorreu o estiramento da crosta e manto litosférico terrestres e evoluiu para a ruptura continental e formação de um oceano. Isso foi o ocorrido na margem continental brasileira, formando os extensos reservatórios do Pré-sal que estão diretamente ligados aos processos da tectônica de placas, que promoveram a ruptura do paleocontinente Gondwana, separação dos continentes sul-americano e africano, e culminaram com a abertura do Oceano Atlântico Sul (Riccomini, *et al.*, 2012).

A formação das Bacias sedimentares de Campos e Santos teve início há aproximadamente 130 milhões de anos, no Cretáceo. Sua evolução foi relacionada a três estágios caracterizados na revisão tectonoestratigráfica como visto anteriormente: Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

Nas bacias da margem leste brasileira, a deposição das camadas do Pré-sal iniciou-se na fase rifte, onde falhas provocadas pelo estiramento geraram blocos altos (onde ocorreu a deposição de rochas carbonáticas denominadas coquinas) e baixos (onde foram depositados sedimentos lacustres, principalmente folhelhos ricos em matéria orgânica, além de arenitos formados pela deposição de

sedimentos fluviais que formavam deltas e adentravam o lago (Pereira e Feijó, 1994.)

As coquinas, depositadas nos altos, nada mais são do que acumulações de conchas de invertebrados. A parte superior do estágio rifte compreende rochas carbonáticas, denominadas microbialitos, cuja produção e acumulação em lagos conectados com um oceano próximo teriam sido induzidas por organismos microbianos (Estrella *et al.*, 2009).

Já na fase pós-rifte ocorre a entrada periódica do mar ao sul da fenda formada pela separação dos continentes Sul-Americano e Africano. Essa entrada de água é controlada, no entanto, por altos topográficos constituídos provavelmente por rochas basálticas, conhecidos como elevação do Rio Grande e Cadeia Walvis formando, desse modo, um golfo estreito e alongado, conforme representado pela Figura 12. Assim, o contínuo afundamento do assoalho, o clima quente, a alta salinidade e taxas de evaporação, acarretaram na formação de uma espessa camada de sal chegando a 2.500 m de espessura (Chang *et al.*, 1990).

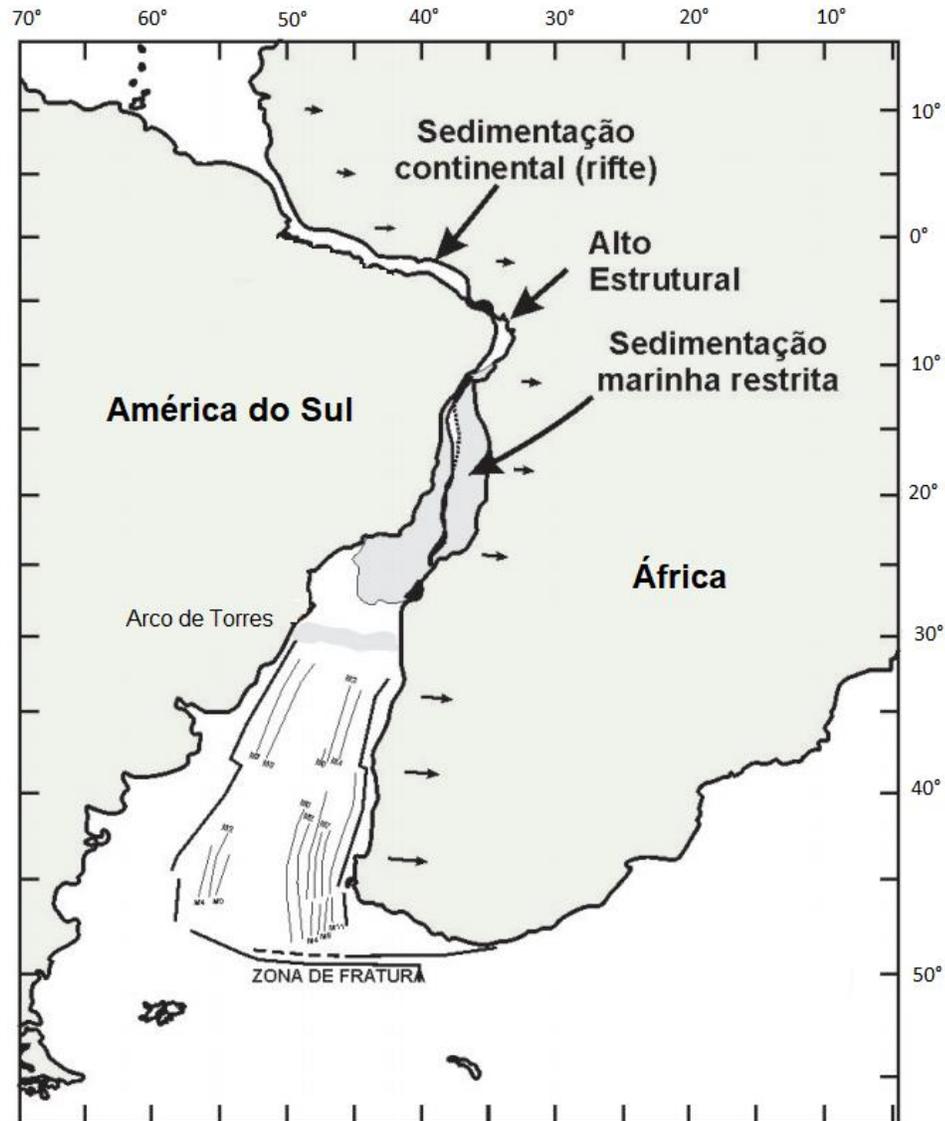


Figura 12: Reconstituição paleogeográfica do Atlântico Sul ao final do Aptiano há aproximadamente 115 Ma. Modificado de Souza-Lima e Hamsi Jr. 2003.

Essa espessa camada de sal Segundo Gamboa (2008), é composta essencialmente por halita e intercalações de anidrita, carnalita e traquidita, e depositados num prazo de 400 a 600 mil anos aproximadamente entre 119 e 112 milhões de anos atrás (Freitas, 2006).

Por fim, na fase drifte, ocorre a separação dos continentes sul-americano e africano e a formação do Oceano Atlântico Sul. Esse estágio teve início há cerca de 112-111 milhões de anos e perdura até hoje.

4.3.2 O Sistema Petrolífero do Pré-Sal

Na bacia de Campos, as rochas geradoras do Pré-sal são os folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica (Chang *et al.*, 2008; Estrella *et al.*, 2009), esses folhelhos encontram-se intercalados a rochas carbonáticas e apresentam espessuras de 100 a 300 m, concentração de carbono orgânico total (COT) de 2% a 6% e seus óleos possuem altos teores de hidrocarbonetos saturados (Chang *et al.*, 2008). O período que houve o maior pico de geração ocorreu entre 90 e 70 milhões de anos atrás (Chang *et al.*, 1990).

Os reservatórios em Campos são separados essencialmente em três tipos principais: rochas calcárias com coquinas (Chang *et al.*, 2008), calcários microbialíticos da porção superior da seção rifte (Estrella *et al.*, 2009) e fraturas em rochas vulcânicas de porção inferior da seção rifte (Chang *et al.*, 2008). Além disso, os derrames basálticos que segundo Curti & Riccomini (2011) foram expostos na área continental emersa equivalentes àqueles da seção rifte apresentam padrão de fraturas característico que conferem altas porosidades e permeabilidades de fraturas, caracterizando um excelente comportamento como reservatório.

Quanto ao selo, não restam dúvidas de que o sal exerça esse papel, por ser uma espessa camada e também por apresentar efeito de soterramento e sobrecarga que completa os elementos necessários à formação do sistema petrolífero. Ademais, considera-se que os folhelhos geradores também podem se comportar como selo.

Por conseguinte, as características citadas e o conjunto de rochas caracterizam um play exploratório carbonático e secundariamente vulcânico, composto por uma geradora espessa, estruturas desenvolvidas na fase rifte que formaram altos, baixos e armadilhas para os hidrocarbonetos, reservatórios em rochas carbonáticas (com coquinas e microbialitos) ou em fraturas nos basaltos e o pacote selante de sal (Riccomini *et al.* 2012).

4.3.3 Carbonatos Lacustres e Crostas Microbiais

Os reservatórios do Pré-sal presentes no Novo Campo de Jubarte na Bacia de Campos são formados por carbonatos microbiais Aptianos depositados durante a fase de abertura do Oceano Atlântico Sul. Sendo assim, faz-se necessário o entendimento dos fatores geológicos que levaram a deposição dessa camada que será o foco do nosso estudo no presente trabalho.

A deposição de carbonatos lacustres é controlada por diversos fatores além da tectônica, no entanto, três deles se destacam: variações de temperatura, entrada de sedimentos e hidrológico, o qual é caracterizado pela entrada e saída de águas superficiais, precipitação pluviométrica e fluxo de águas subterrâneas (Wright, 1992). No caso da Bacia de Campos, o “golfo” que se formou durante o rifteamento funcionou como um lago, um ambiente restrito, caracterizado por uma depressão continental coberta por uma coluna d’água que independia da profundidade.

Além desses fatores, existem três principais processos que são associados à deposição de carbonatos. O primeiro corresponde à concentração por evaporação, levando à precipitação em ambientes alcalinos com água doce e em lagos salinos, sob controle químico, pois altas temperaturas contribuem para a evaporação e precipitação de carbonatos (Wright, 2012), o segundo processo destaca-se a biomediação, onde carbonatos precipitam sob influência de condições criadas pela presença de atividade microbiana em lagos (Vasconcelos *et al.*, 2006), por fim, um terceiro processo corresponde ao transporte de partículas carbonáticas para ambientes lacustres, sejam elas formadas por processos intrabaciais ou extrabaciais, como a erosão de rochas carbonáticas preexistentes (Jiang *et al.*, 2007).

As crostas microbiais, também chamadas de microbialitos, por sua vez, são depósitos organossedimentares formados pela interação entre comunidades microbiais bentônicas e sedimentos detríticos ou químicos (Riding, 2000). A deposição desse material se dá pela captura de sedimentos (carbonáticos ou não) e precipitação mineral, normalmente de carbonato, mas também pode ser de sílica

e fosfato mais raramente, provocada pela atividade metabólica das comunidades microbiais bentônicas (Riding, 2000).

4.4 Método sísmico de reflexão

A sísmica de reflexão é um método acústico de prospecção geofísica que utiliza princípios da sismologia para estimar as propriedades em subsuperfície, além de investigar camadas sedimentares com potencial para a exploração de hidrocarbonetos com base na reflexão das ondas sísmicas. No entanto, para realizar a interpretação do dado sísmico é preciso, inicialmente, compreender como é realizada a aquisição e o processamento deste dado, para que se possa descrever e avaliar seu comportamento acústico.

Os dados sísmicos são adquiridos por meio de fontes acústicas e receptores, e suas geometrias podem variar de acordo com o objetivo do levantamento. 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 (Simm e Bacon, 2014). Para a aquisição marinha, um dos arranjos utilizados pode ser ilustrado conforme a Figura 13.

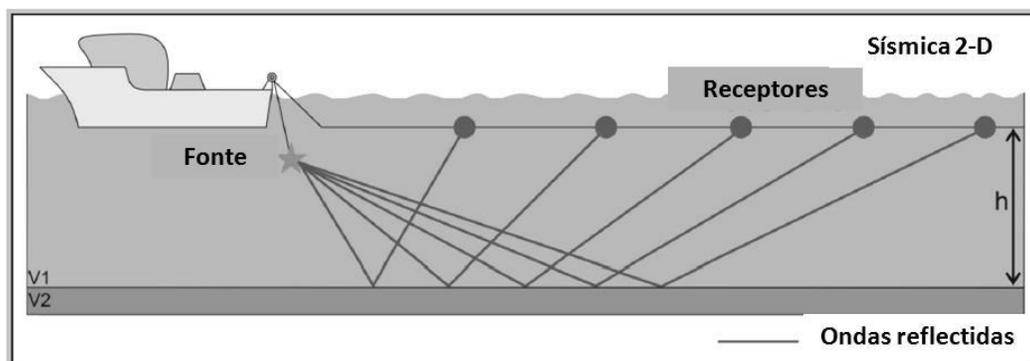


Figura 13: Esquema do princípio de funcionamento do método de reflexão sísmica no mar (Katata, 2015).

Desse modo, cada tiro envia uma onda de energia sonora que atinge diferentes camadas sedimentares em subsuperfície que apresentam contrastes entre si relacionados às diferenças de impedância acústica (Z), definida como sendo o produto entre a velocidade do som (V) e a densidade (ρ) (Simm e Bacon, 2014) dada pela Equação 1.

$$Z = \rho V \quad (1)$$

A trajetória das ondas acústicas que percorre desde a fonte até o receptor é registrada e traçada no domínio do tempo. Os traços, registrados pelos receptores são ordenados ao passo que a distância fonte-receptor aumenta. A disposição dos receptores é referida como *offset*. A plotagem dos traços de todos os receptores fornece uma exibição dos sinais parecida com os da Figura 14, onde a energia é exibida como forma de um sinal de reflexão descrito por um pulso sísmico (*wavelet*) (Simm e Bacon, 2014). Desse modo, devido ao aumento da distância, e conseqüentemente do tempo, da fonte até os receptores mais distantes, provoca um deslocamento responsável por produzir uma feição hiperbólica ao gráfico entre distância dos offsets e tempo.

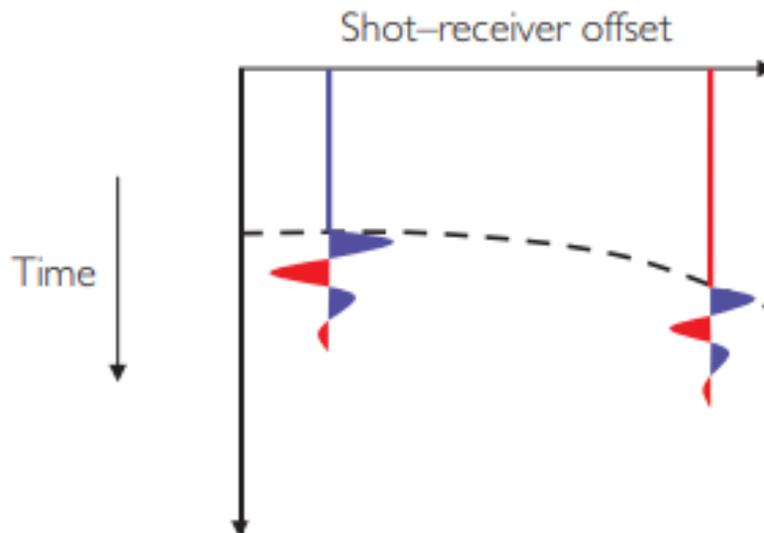


Figura 14: Geometria dada a partir da aquisição marinha de dados sísmicos representando a captura da energia registrada por receptores.

A partir disso, o processamento sísmico tem como proposta reorganizar os pulsos sísmicos fazendo com que as amplitudes do sinal sejam relacionadas apenas aos contrastes nos limites das reflexões. Todos os outros efeitos, como os que provocaram a hipérbole na Figura 14 são removidos, tornando o dado interpretável.

Para isso, é necessária a geração de traços sísmicos com efeitos de frente de onda divergentes e ruídos removidos, a partir de filtros que cortam altas frequências próximas à superfície, correções espaciais geométricas (migração pré-*stack*) e correção normal *moveout* que traz os traços para a correta posição em subsuperfície (Simm e Bacon, 2014).

Os passos descritos são realizados no processamento convencional para que seja possível realizar o empilhamento dos dados em traços em linhas constantes de tempo, como representado pela Figura 15. O processo de mudança de tempo para nivelar os refletores é chamado de correção *Normal Move Out* (NMO).

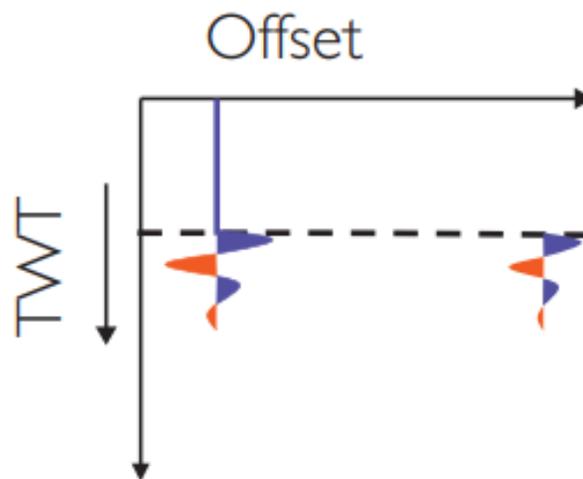


Figura 15: Geometria dada a partir da aquisição marinha de dados sísmicos representando a captura da energia registrada por receptores após o processamento, onde o offset representa a distância entre os receptores e TWT o tempo duplo dados pela trajetória completa das ondas.

Uma vez que o processamento é concluído, é preciso realizar a modelagem por meio de um modelo convolucional, para que o traço sísmico seja modelado como uma convolução de um pulso sísmico com uma série de coeficientes de reflexão associado à impedância acústica vista na Equação 1. O coeficiente de reflexão entre duas camadas é dado a partir da Equação 2, onde Z_1 , V_1 e ρ_1 correspondem a impedância acústica, velocidade da onda e densidade no meio 1 e Z_2 , V_2 , ρ_2 são impedância acústica, velocidade da onda e densidade no meio 2 respectivamente (Ayres, 2001). A refletividade pode ser, portanto, positiva ou negativa, dependendo das propriedades de cada um dos meios.

$$CR = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2)$$

Pode-se esclarecer, de mesmo modo, a noção do ângulo de incidência dessas ondas. Normalmente, o sinal capturado pelos receptores mais próximos possui ângulos mais baixos de incidência do que aqueles registrados pelos mais distantes. O tempo que as ondas refletidas levam para viajar desde a fonte até o receptor é chamado de TWT (*two-way travel-time*), ou tempo duplo. Parte da onda que incide na interface entre duas camadas é refratada e parte é refletida, viajando, portanto, em direções e ângulos diferentes como previsto pela Lei de Snell, dada pela Equação 3, na qual está representado o ângulo de incidência (θ_i), o ângulo de reflexão (θ_r) e as velocidades V_1 e V_2 para os diferentes meios (Ayres, 2001).

$$\frac{\sin(\theta_i)}{\sin(\theta_r)} = \frac{V_1}{V_2} \quad (3),$$

Após o entendimento sobre a aquisição e processamento dos dados, o registro sísmico será responsável por carregar informações e com ele será possível avaliar diversos parâmetros como espessura das camadas sedimentares, ângulo de mergulho, presença de fraturas ou falhas e ocorrências de acumulações de hidrocarbonetos. Para isso, no entanto é necessário, também, o entendimento sobre a geração do traço sísmico de amplitude, considerado o atributo sísmico fundamental (Balch, 1971 apud Barnes, 2001).

4.5 Atributos Sísmicos

Variados conceitos sobre a real definição dos atributos estão presentes na vida de diversos intérpretes sísmicos. Segundo Taner (2001), eles são representados por toda e qualquer informação extraída do dado sísmico, seja por medições diretas, lógicas ou por análise empírica baseada em experiência. Já na visão de Barnes (2001), eles são um subconjunto ou um componente do dado sísmico, tal que esse dado pode ser visto como uma soma de seus componentes ou até mesmo, um filtro, que pode remover algumas informações e destacar outras. No entanto, é consenso entre a comunidade científica que os atributos sísmicos existem em vários tipos, qualidades e funcionalidades para melhor identificar um determinado material e auxiliar o intérprete a gerar um modelo geológico de uma determinada área sísmica, para que um melhor detalhamento da região de interesse seja viabilizado, extraíndo informações geológicas, estruturais e físicas da subsuperfície.

Os primeiros registros que se têm de estudos sobre o uso dos atributos nos dados sísmicos se deram a partir da década de 60, com a introdução dos registros digitais, quando o uso de variações de amplitude foi possível e, assim, considerado a primeira forma de atributo a ser desenvolvido, voltado a identificar anomalias que se relacionavam com acumulações de gás, os chamados *bright spots*. Além disso, a paleta colorida foi nessa década usada, substituindo muitas vezes a “clássica” preta e branca (Balch, 1971 apud Barnes, 2001). Mais tarde, os atributos mais complexos foram pouco a pouco se desenvolvendo, como o caso do atributo de frequência como indicador de hidrocarbonetos (Dobrin, 1976, apud Barnes, 2001).

Nas décadas seguintes, com o advento dos computadores facilitando a aplicabilidade dos atributos, centenas de novos deles surgiram e essa quantidade só tende a aumentar a cada ano. Este movimento fez inclusive com que surgisse a análise multiatributos, onde, inicialmente, buscava-se apenas encontrar relações entre os atributos através de *crossplots* e, correnderização utilizando opacidades ou ainda a partir de algoritmos de *machine learning*, como as técnicas de agrupamento de dados, chamado de “clusterização” (Oliveira, 2019). Apesar de nem todos os

autores utilizarem o termo “multiatributos”, a maior parte deles lida com técnicas semelhantes, onde são analisados diferentes atributos sísmicos para auxiliar na interpretação de sismofácies.

Os atributos provocam uma decomposição do dado sísmico de forma informal, sem haver nenhuma regulamentação para tal atividade segundo Barnes (2001) e seu desenvolvimento segundo Taner (2001) colabora para a compreensão da subsuperfície e reduz as incertezas e riscos, embora possua falhas intrínsecas ao método. No entanto, a interpretação de um dado sísmico a partir da visão dada por um atributo pode tornar o dado muito mais proveitoso revelando informações “escondidas” antes da aplicação de um atributo. Assim, essa revelação proporcionada pelos atributos é feita por meio da análise do sinal sísmico e técnicas de extração de informações dele.

Os dados sísmicos são analisados como sinais analíticos com traço complexo, caracterizado matematicamente pela Transformada de Hilbert no cálculo da parte imaginária do sinal. A partir desta transformada que foi possível calcular os primeiros atributos sísmicos instantâneos (Taner *et al.*, 1979). Assim, o traço complexo $F(t)$ é dado pela soma do traço sísmico, parte real, e a parte imaginária como representado pela Equação 4, obtida pelo sinal real por meio da transformada de Hilbert.

$$F(t) = f(t) + jf * (t) \quad (4)$$

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 . Além disso, sabendo que os traços reais e imaginário são dados pela amplitude $A(t)$, fase $\theta(t)$ e independem do tempo, o traço complexo também pode ser escrito como:

$$F(t) = f(t) + jf * (t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (5)$$

Com o traço complexo calculado, pode-se então definir a amplitude (resultante do cálculo do CR visto na seção 4.4 relacionado com a diferença de impedância das

camadas sobrepostas), a fase e a frequência instantâneas com o objetivo de usá-la em uma oscilação harmônica simples, além do seu uso no cálculo de similaridade para melhorar a precisão do mesmo sinal em diferentes traços.

De forma a ilustrar uma resposta em termos de amplitude, uma vez que segundo Barnes (2001) ela é a primeira forma de atributo sísmico, três camadas sobrepostas foram representadas na Figura 16 com o objetivo de comparar o CR e conseqüentemente o traço sísmico obtido a partir das diferenças de impedância. Assim, a partir desse modelo convolucional e de outros ajustes de calibração de poços é possível realizar uma análise de amplitude coerente para a identificação das camadas de interesse.

Além disso, após anos de uso e desenvolvimento dos atributos sísmicos, sendo cada um deles utilizado para diversas aplicações, tornou-se cada vez mais difícil a filtragem deles para cada função. Por esse motivo, fez-se necessária a classificação desses atributos em categorias para auxiliar o intérprete na decisão sobre qual deles deve ser utilizado de acordo com as necessidades do dado sísmico que estão trabalhando e do que se deseja enxergar nesse dado.

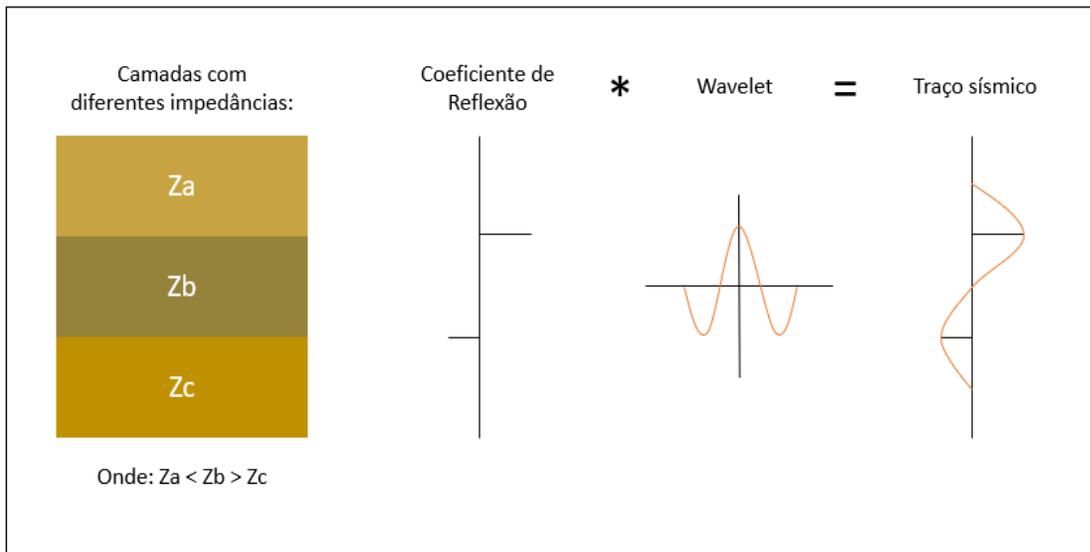


Figura 16: Três camadas Z_a , Z_b e Z_c geram picos de impedância positivo quando passa de uma camada com menor impedância para uma com maior e negativo quando ocorre o contrário. O coeficiente de reflexão, por sua vez, é convolvido por uma *wavelet* gerando o traço sísmico.

4.5.1 Classificação dos Atributos

Visando promover uma melhor organização dos atributos, uma classificação foi proposta por Chen e Sidney (1997) e modificada mais tarde por Brown (2011) e por Barnes (2016). Na classificação mais recente, os atributos foram separados em três grandes grupos, definidos como geológicos, geofísicos e matemáticos, como podem ser observados na Figura 17. Segundo Barnes, os geológicos seriam os mais notórios nos estudos de interpretação sísmica para exploração de hidrocarbonetos e caracterização de reservatórios além de serem mais fáceis de entender, apesar de apresentarem maior dificuldade em sua quantificação. Os geofísicos foram considerados de utilidade intermediária e os atributos matemáticos de menor utilidade, dentre os estudos realizados.

Os atributos geológicos gravam as propriedades estruturais (mergulho, azimute, curvatura e descontinuidade), estratigráficas (*reflection 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 (Barnes, 2016).

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 (Barnes, 2016).

Os atributos também podem ser classificados quanto ao empilhamento de acordo com o momento do fluxo de processamento em que se utiliza o dado de

entrada. O *pré-stack* é representado pelos dados de entrada que possuem um *common depth point* (CDP). Eles terão informações da direção (azimute) e do *offset*. Esses cálculos geram enormes quantidades de dados; portanto, eles não são práticos para estudos iniciais, mas eles possuem quantidades consideráveis de informações que podem estar diretamente relacionadas ao conteúdo de fluidos e à orientação da fratura, como por exemplo: AVO, velocidades e variação azimutal. Ainda, para uma análise litológica os *pré-stack* costumam funcionar muito bem. Já os *pós-stack*, que serão usados no trabalho, são referentes aos dados empilhados (do inglês *stack*). Esses dados passaram por um processo que elimina informações relacionadas ao deslocamento e ao azimute. Além disso, eles quantificam muito bem propriedades estruturais e estratigráficas e tratam o dado sísmico como um conjunto de informações que passam por derivações através de filtros, transformações e estatísticas que quantificam a estratigrafia e a litologia estrutural (Barnes, 2016).

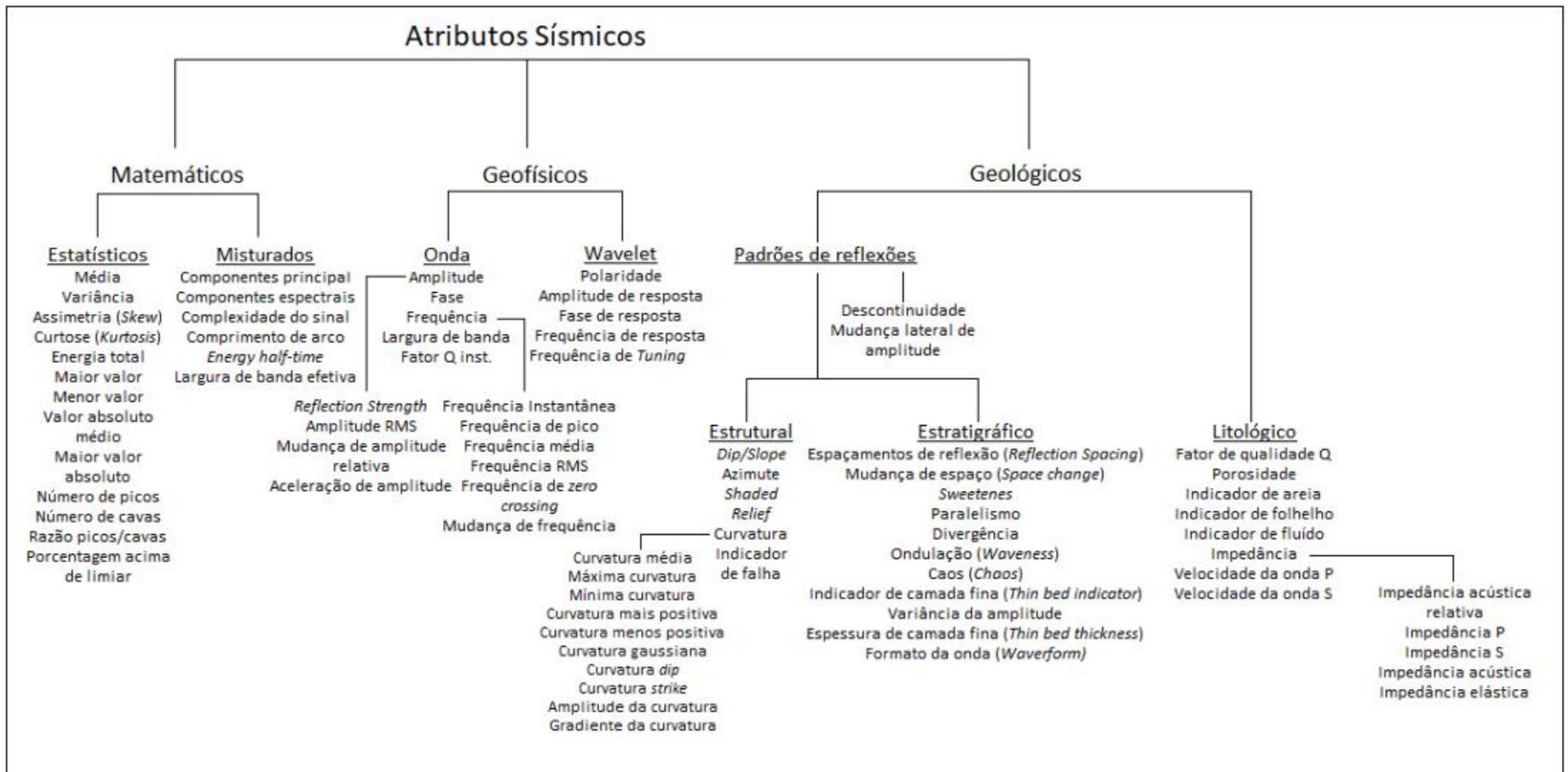


Figura 17: Classificação de atributos sísmicos de acordo com as suas propriedades (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011). Modificado de Barnes (2016).

Existem outras formas utilizadas por diferentes autores para categorizar os atributos sísmicos. Segundo Tuner (1992) por exemplo, eles também podem ser agrupados quanto a sua relação com a geologia, assim foram divididos em: Físicos, Geométricos, Reflexivos e Transmissivos.

Os atributos físicos são os mais utilizados para classificações litológicas e caracterização de reservatórios. Eles são extraídos a partir de parâmetros físicos de subsuperfície, e então, relacionados às litologias. Por exemplo, a magnitude do traço envelope é proporcional ao contraste de impedância acústica, frequências relacionadas à espessura da camada, espalhamento da onda e absorção. Velocidades instantâneas e médias relacionadas às propriedades das rochas (como densidade e compactação).

Já os atributos geométricos descrevem relações espaciais e temporais de todos os outros atributos. Por exemplo, a continuidade lateral medida por *semblance* é um bom indicador de descontinuidades. Camadas mergulhantes e curvadas nos dão informações deposicionais. Inicialmente os atributos geométricos foram desenvolvidos para ajudar com interpretações estratigráficas, porém hoje em dia são muito utilizados para caracterizar eventos deposicionais e litológicos.

Os reflexivos são correspondentes às características das interfaces. Todos os atributos instantâneos e *wavelet* podem ser incluídos nesta categoria. Os atributos pré-*stack* como o AVO são também atributos reflexivos, uma vez que o AVO estuda a resposta de reflexão dependente do ângulo de uma interface. Os transmissivos, por sua vez, referem-se às características de uma camada entre duas interfaces. Intervalo, RMS e velocidades médias, absorção e dispersão estão nesta categoria (Bodine, 1984).

Dessa forma, apesar de diversos, é importante ressaltar que a escolha do modelo de classificação e do grupo de atributo que será usado, 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 (Chopra e Marfurt, 2007).

Por conseguinte, neste trabalho, será priorizada a forma de classificação proposta por Chen e Sidney (1997) e modificada por Barnes (2016), por ser mais atual e abranger melhor as diferentes formas de categorizar os atributos sísmicos de acordo com suas propriedades.

4.5.2 Mapas e Intervalos de Atributos

Atributos sísmicos podem ser expressos como mapas, seções cruzadas ou volumes. Dentre eles, os mapas são os mais utilizados por intérpretes devido ao seu grau de facilidade e baixo custo computacional.

Os mapas são gerados a partir de horizontes sísmicos, que nada mais são do que interpretações da superfície estratigráfica em tempo ou profundidade que possuem idealmente a mesma fase, amplitude e forma de onda, e sua qualidade é relacionada diretamente com qualidade da interpretação sísmica. Podem ser calculados nas interseções de horizontes considerando apenas um horizonte como guia, sendo considerado desse modo um atributo do horizonte ou eventualmente de superfície. Podem também, ser calculados em janelas de intervalo, guiados pelo horizonte, que são chamados atributos intervalares. A Figura 18 ilustra as duas formas de calcular os atributos sísmicos (Oliveira, 2019).

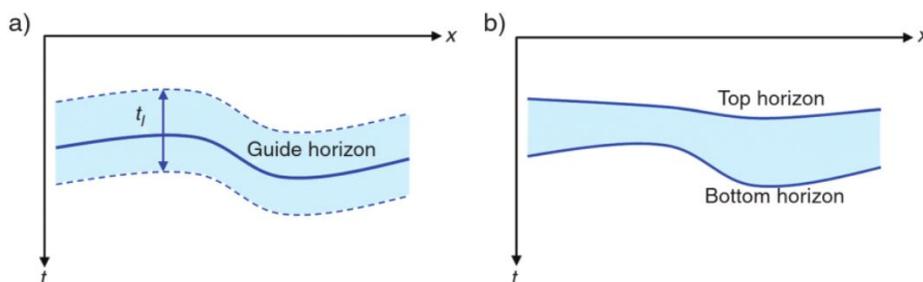


Figura 18: As duas formas de calcular os atributos sísmicos guiados por horizontes (a) Intervalo de tempo definido como constante t_i sobre um horizonte guia; (b) Intervalo de tempo definido como a região entre os dois horizontes (Barnes, 2016).

Os atributos de horizonte tendem a ser mais suavizados pois os horizontes já são normalmente suaves em relação ao dado. Eles são usados especialmente para destacar falhas, fraturas, anticlinais, bacias e outros recursos estruturais, além de revelarem problemas durante a interpretação causado por *pinch-outs*, ruídos, erros na *pickagem* dos horizontes e falhas reversas.

A Figura 19 ilustra exemplos de atributos de horizonte a partir de um horizonte sísmico suavizado; nele é possível notar os destaques segundo cada tipo de atributo utilizado. Em uma breve análise feita por Barnes (2016) foram identificados realces em cada um dos atributos e relacionados com a geologia, como por exemplo: o *shaded relief* ressaltou a estrutura geológica, *Dip* deu ênfase as descontinuidades presentes no horizonte, *azimute* destacou as regiões que apresentam orientações similares de reflexão e ainda destaca orientações anômalas, e por fim *Edge detection* e atributos de curvatura apresentaram bastante semelhanças ao ascenderem as descontinuidades.

Já os atributos intervalares, são comuns tanto em visualização de mapas quanto de traço, e a maior parte dos atributos é matemática. São mais numerosos, variados e responsáveis por realizar as medidas estatísticas do dado sísmico como média e variância, além de amplitude, frequência e banda, sendo esses últimos os mais utilizados. Podem ser de superfície ou de traço sísmico. Para o traço sísmico, o intervalo será a uma janela temporal (unidimensional) e irá realizar o cálculo percorrendo o traço sísmico, normalmente, de cima a baixo, já os bidimensionais e tridimensionais são apresentados como mapas, no entanto, são mais difíceis de quantificar e são raramente oferecidos em *softwares* comerciais de interpretação.

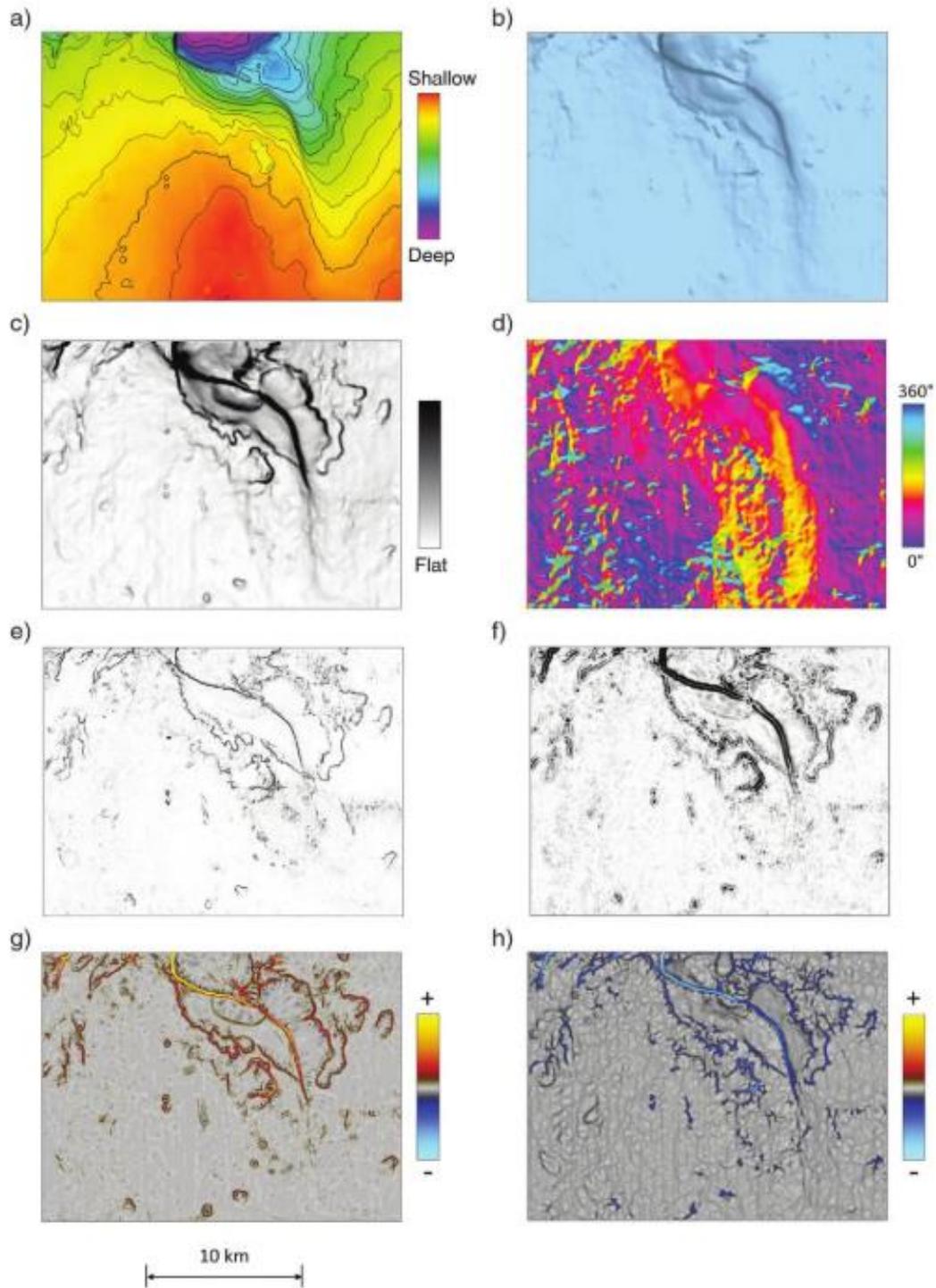


Figura 19: Horizonte sísmico suavizado e a aplicação de atributos de horizonte (a) Horizonte com contornos de 20-ms (b) *Shaded Relief* (c) *Dip* (d) *Azimuth* (e) *Edge detection* antes da suavização (f) *Edge detection* após suavização do horizonte (g) *Máxima curvatura* (h) *Mínima curvatura*. Dado da Bacia de Taranaki, Nova Zelândia (Barnes, 2016).

4.6 Fundamentação Teórica dos Atributos Utilizados

Dentre a enorme gama de atributos sísmicos apresentados no item anterior, decidiu-se selecionar aqueles que teriam um melhor potencial para ascender as características físicas e geológicas que se desejam identificar no intervalo Pré-sal do Novo Campo de Jubarte.

Os critérios utilizados para a escolha dos atributos foram selecionados de acordo com o material de recomendação de atributos sísmicos de volume disponibilizado pela Schlumberger em 2015 e bibliografia disponível sobre os resultados favoráveis nos reservatórios do Pré-sal. Dessa forma, nessa seção estão listados os atributos em seus respectivos tópicos e os motivos pelos quais cada um foi escolhido além da sucinta explicação como cada um deles é gerado.

A Figura 20 representa um esquema com todos os atributos prontos e divididos logicamente pelo *software*. Dentre os mais usados estão os básicos, bem difundidos pela indústria desde estudos realizados por Taner (1992), complexos, que usam o sinal analítico ao invés de usarem apenas uma componente (amplitude, fase ou frequência), estruturais, relacionados à continuidade lateral do traço e estratigráficos, responsáveis normalmente pela individualização de sismofácies.

Dentre todos eles, foram escolhidos os seis considerados mais promissores e mais utilizados pela indústria para ajudar na identificação do intervalo de interesse de forma a ressaltar discordâncias, possíveis acumulações, heterogeneidades e falhas. Dentre estes, foram escolhidos cinco atributos básicos: Amplitude Instantânea (Envelope), Amplitude RMS, Sweetness, Fase Instantânea e Frequência Instantânea e um atributo calculado: Técnica de Volume de Amplitudes, obtido a partir da rotação de fase da Amplitude RMS.

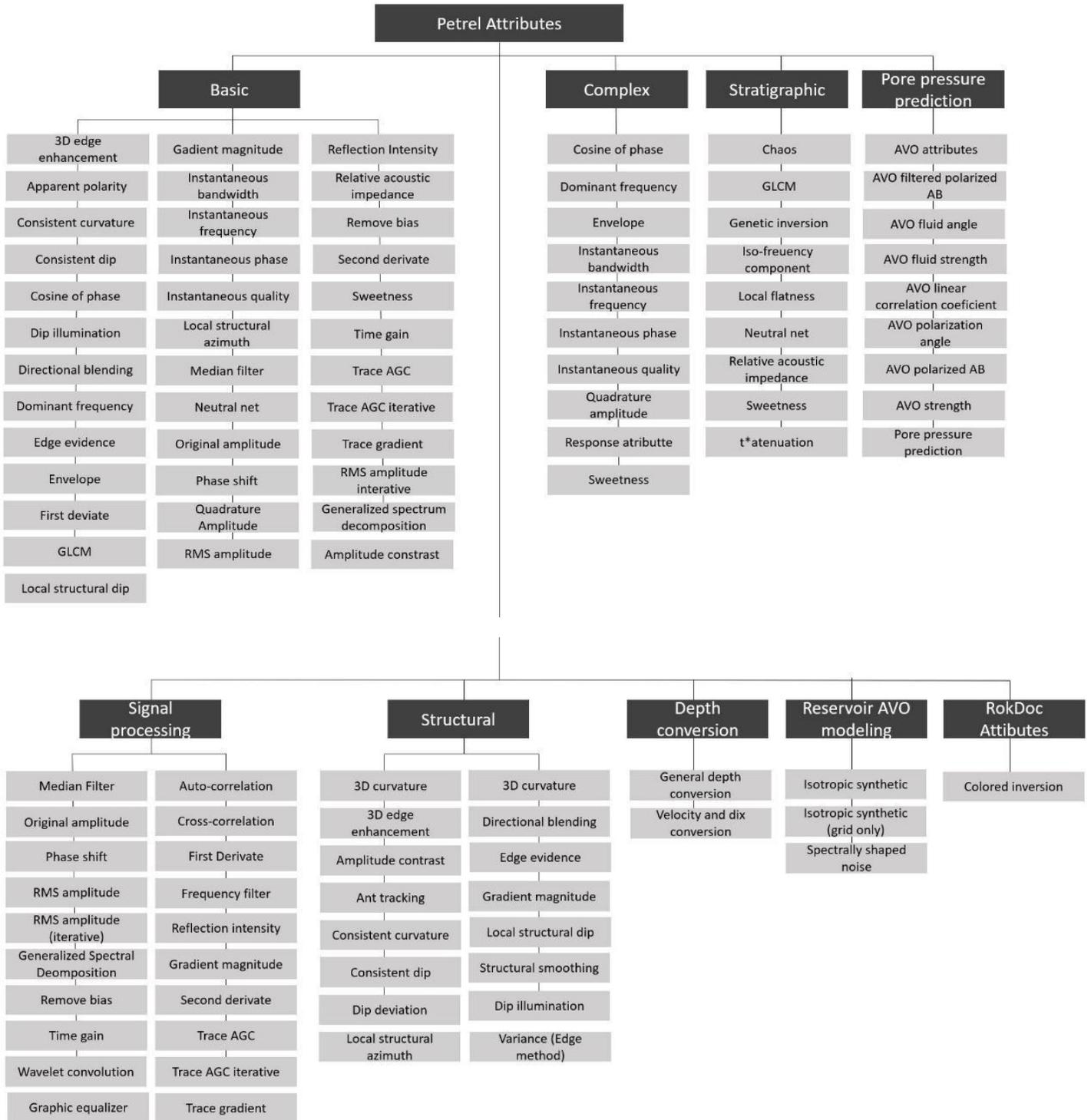


Figura 20: Familias de atributos listados no *software Petrel E&P*.

4.6.1 Amplitude instantânea (Envelope do traço)

O atributo da amplitude instantânea, também chamado de envelope do traço ou *Reflection strength* (força da reflexão), é um atributo complexo e geofísico de onda pela classificação de Barnes (2016). Ele descreve quantitativamente a forma de onda sísmica em qualquer ponto de amostragem e é caracterizado por indicar um valor da amplitude independente da polaridade ou fase do sinal. É relacionado diretamente com o contraste da impedância acústica, portanto, a refletividade, representando, dessa forma, o contraste individual de cada interface.

Ele representa a magnitude do senoide que melhor representa o traço sísmico em um dado instante de tempo (Oliveira, 2019) e pode caracterizar a geologia da região, como: acumulações de gás, *bright spots* (pontos brilhantes, indicadores de hidrocarbonetos), limites de sequências, efeito *tuning* (gerado pelo afinamento de camadas), discordâncias, mudanças laterais (indicando falhas), entre outros (Taner, 1992), além da porosidade e outras variações litológicas.

O envelope do traço é definido por Barnes (2016) como o equivalente do valor máximo que o traço pode obter através de uma rotação de fase constante, sendo assim, a amplitude instantânea é invariante com relação à rotação de fase do traço e delimita todas as rotações de fases constantes, bem como seu reverso (multiplicando-as por -1) como pode ser observado na Figura 21.

Matematicamente, a amplitude instantânea é calculada a partir do traço sísmico complexo e exibido como seções coloridas ou sobreposições para fins interpretativos e é definida segundo a Equação 6.

$$E(t) = \sqrt{f^2(t) + g^2(t)} \quad (6)$$

$E(t)$ representa a energia instantânea total e a sua magnitude é da mesma ordem do traço de entrada, podendo variar entre zero e o valor da máxima amplitude do traço.

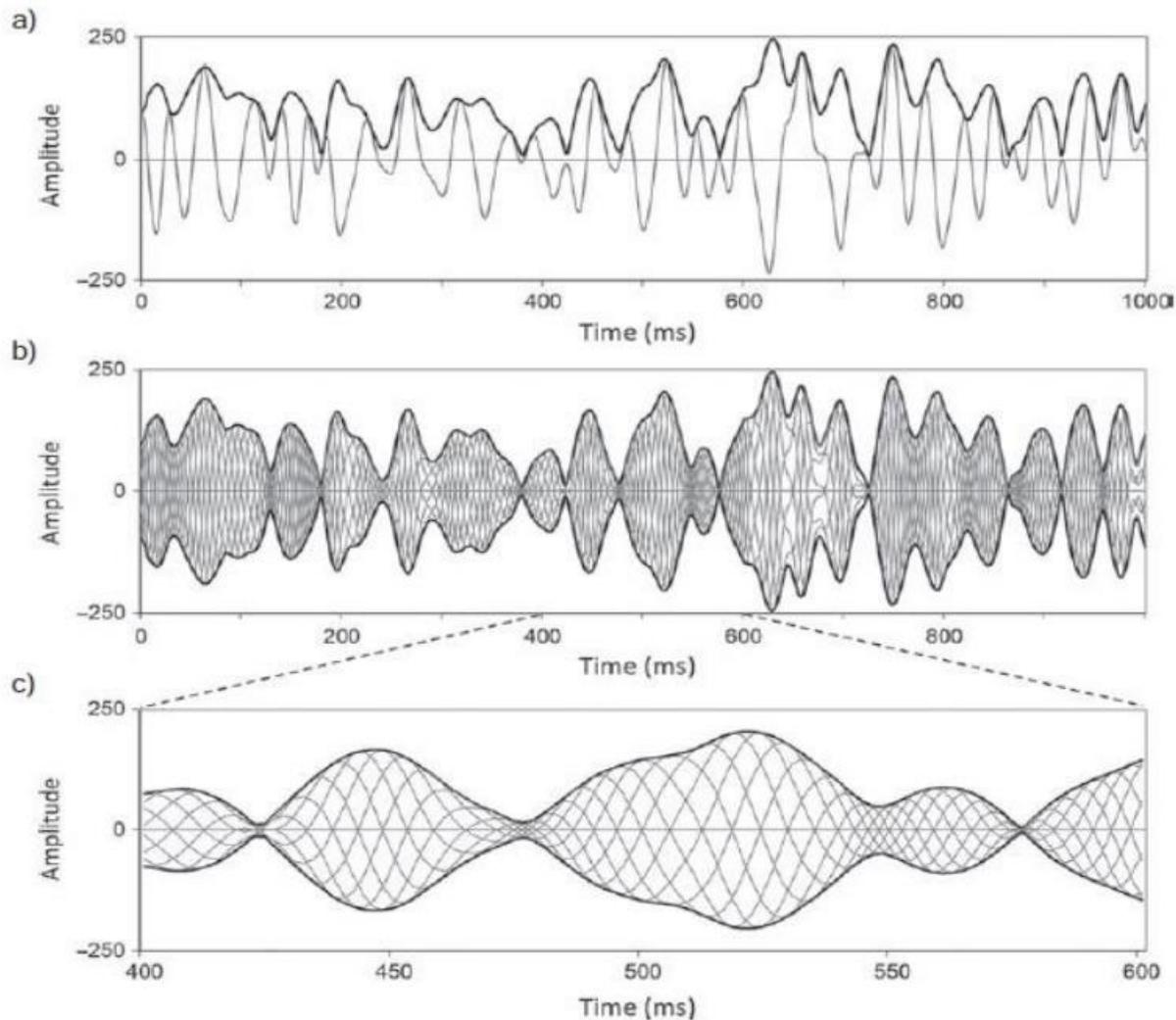


Figura 21: O envelope envolvendo os valores máximos do traço sísmico para cada intervalo de tempo, onde a) representação do traço sísmico envolto pelo envelope; b) o mesmo traço rotacionado por 0, 45, 90, 135, 180, 225, 270 e 315 graus e ainda envolto pelo envelope; c) expansão do intervalo em destaque (Barnes, 2016).

4.6.2 Sweetness

Sweetness é um atributo de amplitude amplamente utilizado pela indústria de óleo e gás natural para destacar hidrocarbonetos presentes em reservatórios, e foi definido por Barnes (2016) como um atributo geológico estratigráfico. É calculado a partir da razão entre a amplitude instantânea sísmica ($a(t)$) e raiz quadrada da

frequência instantânea ($fa(t)$) (Koson *et al.*, 2014). Ambas vistas anteriormente, e é definida segundo a Equação 7.

$$s(t) = \frac{a(t)}{\sqrt{fa(t)}} \quad (7)$$

Outro modo de calcular o *sweetness* é por meio da utilização das médias da amplitude e da frequência no lugar dos valores instantâneos dessas propriedades.

As unidades litológicas que o *sweetness* tende a destacar, apresentam altas acumulações de hidrocarbonetos conhecidas como *sweet spots*, que deu origem ao nome do atributo. O destaque acontece, pois, a presença de hidrocarbonetos, especialmente de gás, resulta em altos valores de amplitude e baixos valores de frequência.

O *sweetness* além de indicar hidrocarbonetos também é conhecido por ser um atributo estratigráfico, uma vez que auxilia na delimitação de grandes pacotes areníticos caracterizados por eventos sísmicos de longo período (baixa frequência).

Outra aplicabilidade são as anomalias de interesse correspondentes às suas reflexões. Hart (2008), por exemplo, sugere que o *sweetness* é particularmente importante na identificação de paleocanais arenosos de alta porosidade e altos valores de *net-to-gross*. Suas anomalias se relacionam de forma parecida com atributos RMS e envelope devido a propriedades físicas similares. Um exemplo da aplicação do *sweetness* está no volume apresentado na Figura 22, onde é possível observar detalhadamente o contraste provocado pelas diferentes características geomórficas como corpos de areia e canais.

Ainda segundo Hart (2018), o *sweetness* apresenta algumas desvantagens como o seu uso em regiões em com intercalações delgadas de arenito e folhelho, principalmente quando há mudanças significativas das pressões de poro ou de processos diagenéticos como por exemplo a cimentação por sílica no arenito, o que pode diminuir o contraste de impedância acústica relativa do arenito com o folhelho.

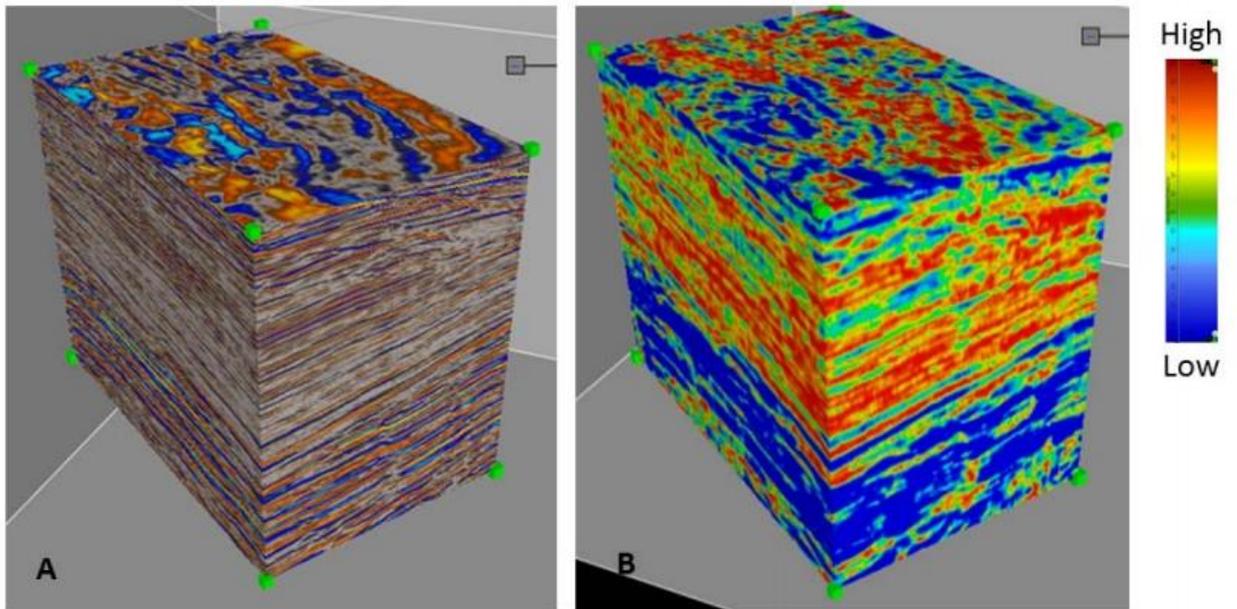


Figura 22: (a) Volume sísmico original ;(b) Volume sísmico após a aplicação do *sweetness* variando de 0 (vermelho) até 19,05 (azul). (<http://esd.halliburton.com>).

4.6.3 Amplitude RMS

A amplitude RMS, correspondente intervalar da amplitude instantânea, é um atributo cuja técnica é comumente usada para exibir valores de amplitude em uma janela específica em dados pós-*stack*, normalmente acima e/ou abaixo de uma reflexão, sendo definida por Barnes (2016) como o correspondente intervalar da amplitude instantânea, visto que seus resultados são muito parecidos.

Por meio dela, é possível identificar anomalias de amplitude associadas a acumulações de hidrocarbonetos que podem ser mapeados diretamente pela medida de refletividade em uma zona de interesse e revelar pontos brilhantes, sendo útil para destacar fácies de granulação mais grossa, efeitos relacionados à compactação e inconformidades. Além disso, a amplitude RMS vêm sendo utilizada para definir variações laterais de amplitude em estudos estratigráficos, a fim de ressaltar estratigrafia concordante.

É calculada como a raiz quadrada da média das amplitudes, da janela de análise, ao quadrado, como pode ser observado na Equação 8. Com x_n representando o traço sísmico definido matematicamente e N o número de amostras.

$$x^2rms = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x^2_n} \quad (8)$$

Como as amplitudes são elevadas ao quadrado antes de ser feita a média delas, esse atributo é muito sensível a valores extremos (Pereira, 2011). Além disso, a resolução pode ser realizada alterando o comprimento da janela, diferentemente da intensidade da reflexão, assim, se forem mais longas produzem uma estimativa de amplitude mais suavizada.

4.6.4 Técnica de Volume de Amplitude (TecVA)

A técnica Volume de Amplitudes, popularmente conhecida como TecVA é dada por uma extração do envelope do traço sísmico em fase zero e se baseia no princípio da Sismocamada Elementar (SCE) (Santos e Amorim, 2005).

A SCE, ou rocha de menor espessura que o dado sísmico consegue resolver, é o elemento chave para o cálculo do dado sísmico a partir da Técnica de Volume. Para o volume TecVA, é necessário que se escolha a janela de tempo relacionada ao período do dado sísmico na região do objetivo a ser investigado.

Dessa forma, ele se apresenta como uma técnica robusta que tem seu grau de fidelidade determinado pela resposta geológica, litológica e estrutural a partir de um dado sísmico tratado em um intervalo de tempo (t), período (T), topo de uma camada (t_1), base dessa mesma camada (t_2) que darão o número de amostras a serem utilizadas no cálculo da média móvel ao longo do traço sísmico (Meneses, 2010).

Para o cálculo do atributo primeiramente deve-se calcular a amplitude RMS, que é semelhante à instantânea, porém mais suavizada, ou o valor do traço para

que possa haver uma estimativa do envelope do traço sísmico. Depois, é calculada a transformada de Hilbert, a aplicação da rotação de fase no dado com o resultado da amplitude RMS (Meneses, 2010).

Com isso, o dado sísmico resultante ressalta os altos contrastes de impedância que empiricamente promovem a identificação e aplicação do princípio da SCE através da tecVA nos fornecendo excelentes resultados na visualização da geologia embutida no dado sísmico, tanto com a tecVA convencional quanto com a rotacionada de fase. Essa última como uma ótima opção para visualização da geologia contida nos dados sísmicos em seções verticais e a anterior para visualização tanto em seções horizontais (time slices) quanto sobre horizontes (horizon slices) (Bulhões, 2005), evidenciando pequenas flutuações que lateralmente se correlacionam traço a traço revelando descontinuidades, falhas, fraturas além de outros corpos presentes.

4.6.5 Fase Instantânea

A fase instantânea, assim como a amplitude e frequência instantânea, é um atributo geofísico de onda pela classificação de Barnes (2016) e básico segundo a classificação dada pelo *Petrel E&P*, cuja técnica consiste em revelar uma medida angular da posição relativa em uma onda de forma senoidal tendo como base análises complexas do traço sísmico, que enfatizam as descontinuidades dos eventos. Assim, as informações contidas neste atributo não dependem da amplitude do traço e são relacionadas apenas às características de propagação da frente de onda acústica. A fase instantânea é representada pelo argumento da função:

$$\theta(x, y) = \arctan\left[\frac{g(x, y)}{f(x, y)}\right] \quad (9),$$

onde $g(x, t)$ é a parte imaginária do sinal e $f(x, t)$ a real.

É esperado do atributo a identificação de formas geométricas presentes no dado sísmico além da demonstração das descontinuidades laterais, falhas, pinch-

outs, angularidades e eventos com diferentes atitudes de imersão que interferem entre si. Os eventos se destacam devido a não utilização de amplitude, fato que torna mais evidente as descontinuidades e limites de sequência.

Além disso, a progressão de padrões presentes nas camadas sedimentares, podem revelar com maior clareza as regiões de camadas onlap e offlap. Desse modo, o atributo torna-se útil para distinguir os diferentes limites de sequências sísmicas.

4.6.6 Frequência Instantânea

A frequência instantânea, assim como a amplitude instantânea, é um atributo complexo e geofísico de onda pela classificação de Barnes (2016). É calculada como a taxa de mudança da fase instantânea em um dado sísmico. Assim, variações na espessura das camadas ou litologias podem fazer com que o atributo se altere mais rapidamente. Essas variações são observadas em baixas frequências nos refletores imediatamente abaixo dos reservatórios de óleo, os quais atenuam as altas frequências, sendo chamadas de “sombras de baixa frequência” (Yilmaz, 2001). Zonas de fratura em rochas frágeis também podem apresentar comportamento similar (Taner *et al.*, 1979).

Desse modo, o atributo responde tanto aos efeitos de propagação de ondas como às características de deposição. Dentre os principais usos do atributo estão a indicação de hidrocarbonetos e indicador de zona de fratura por anomalia de baixa frequência e indicador de espessura de camada, onde as frequências mais altas indicam interfaces afiadas tais como as exibidas por folhelhos finamente laminados e as mais baixas indicam geometrias mais maciças. O efeito da frequência instantânea pode muitas vezes ser acentuado pelas areias inconsolidadas do reservatório, devido ao seu conteúdo de óleo nos poros (Taner *et al.*, 2001).

A frequência instantânea é definida pela equação 10, e sua primeira derivada é conhecida como aceleração de fase e pode destacar um aumento brusco de

frequência que melhora a visualização em camadas delgadas, também chamadas thin beds.

$$f(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (10)$$

4.7 Interpretação Sismoestratigráfica

As informações esperadas a partir de uma boa interpretação consistem nos processos de preenchimento da bacia e os que a deformaram, entendimento sobre a geometria, estrutura dos reservatórios e propriedades físicas. Ainda, vale ressaltar que os benefícios gerados por uma interpretação sísmica de qualidade são imprescindíveis à exploração, não só por proporcionar ao profissional uma visão mais ampla da subsuperfície como também diminuir os custos, que são bem menores comparados aos levantamentos diretos.

Em 1977, no Memoir 26 da AAPG, Vail & Mitchum Jr. fizeram uma publicação na qual definiram alguns conceitos de sismoestratigrafia utilizados até hoje. Eles montaram um fluxograma de interpretação baseado em três etapas: análises de sequências sísmicas, análise de fácies sísmicas e estudo das variações relativas de nível do mar. No entanto, será abordado neste trabalho apenas as duas primeiras.

As sequências sísmicas representam o que hoje conhecemos como unidades sísmicas, definidas como parte de uma seção em pacotes concordantes limitadas por terminações de reflexões, as quais são concordantes ou discordantes, podendo estes, serem interpretados em última instância como limites de tratos de sistemas deposicionais (Mitchum Jr, 1977). É possível observar na Figura 23, as definições diversas, inferiores e superiores de terminações que devem-se identificar ao realizar a interpretação de padrões internos de reflexões.

Cada limite entre sequências sedimentares, tanto inferior quanto superior, os refletores podem ser concordantes ou discordantes. E os tipos de terminações geológicas são descritos segundo Mitchum Jr (1997) como:

- *Truncamento erosional*: terminação lateral das reflexões contra uma superfície discordante de origem erosiva ou estrutural que limita superiormente uma sequência sísmica. Indica presença de superfície erosiva ou estrutural.

- *Toplap*: terminação tangencial de reflexões inclinadas contra uma superfície suprajacente com menor inclinação. É considerado uma evidência de não deposição, chamado também de superfície *by-pass*. A erosão pode ocorrer, porém não de forma significativa, mas de maneira secundária (Catuneanu, 2006).

- *Concordante*: reflexões sensivelmente paralelas ao limite superior ou inferior de uma sequência sísmica e não possui descontinuidade angular. Indica manutenção das condições deposicionais.

- *Onlap*: terminação lateral progressiva de reflexões inicialmente horizontais ou inclinadas contra uma superfície com inclinação superior. É indicador de não deposição. Pode ser controlado por algumas irregularidades do fundo.

- *Downlap*: terminação lateral de uma reflexão inicialmente inclinada contra uma superfície de menor inclinação horizontal. É indicador de hiato deposicional.

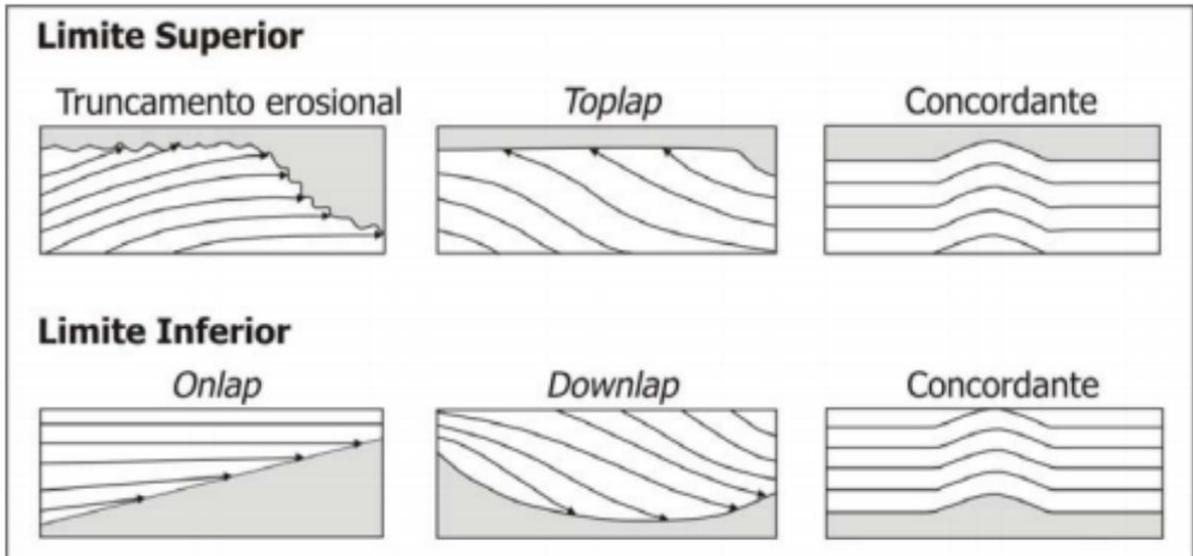


Figura 23: Tipos de terminações de reflexões sísmicas por Vail & Mitchum (1977), modificado por Severiano Ribeiro (2001)

A análise dos padrões de reflexões, por sua vez, caracteriza o processo de identificação das fácies sísmicas, chamadas também de sismofácies. O conceito de fácies, na estratigrafia, é definido como uma parte limitada, em área, de uma determinada unidade estratigráfica, que exibe características significativamente diferentes das outras partes da unidade (Suguio, 2003). Ainda segundo Suguio (2003), uma fácies sedimentar pode ser caracterizada e diferenciada das demais segundo a geometria de sua litologia, estruturas sedimentares, padrão de paleocorrentes e fósseis.

As fácies sísmicas, possuem uma forte ligação com as sedimentares, são unidades tridimensionais, espacialmente definidas e constituídas por reflexões sísmicas cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes (Brown Jr. & Fischer, 1980 apud Severiano Ribeiro, 2001). São assim, registros apresentados em forma de seções que representam a geologia de uma região, sendo nela possível identificar fatores como litologia, estratificação, feições deposicionais e outros.

O mapeamento das sismofácies mais comumente realizado nos estudos sísmicos é o reconhecimento de padrões de reflexões e suas configurações internas, conforme as Figuras 24 e 25, que podem representar diversos fatores geológicos, como padrão de estratificação, processo deposicional, erosão e paleotopografia. No entanto, segundo Severiano Ribeiro (2001), existem outros que podem ser categorizados como: configuração, amplitude, frequência, velocidade intervalar, geometria, entre outros, sendo cada um destes uma representatividade de uma ou mais características geológicas da unidade.

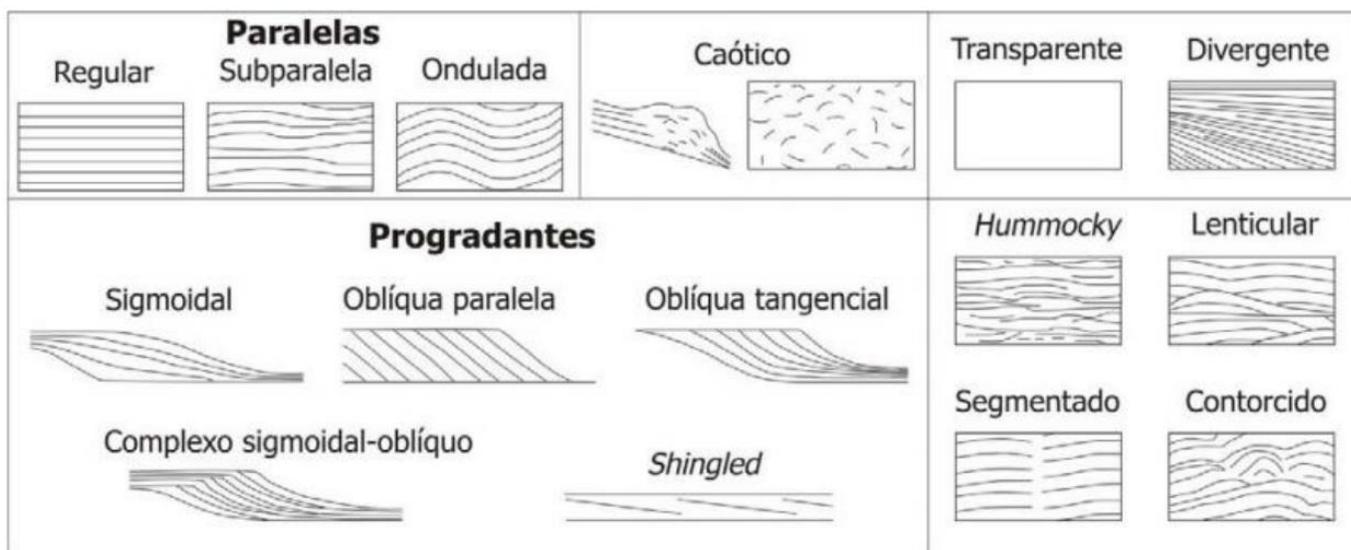


Figura 24: Padrões de reflexões sísmicas, Severiano Ribeiro (2001).

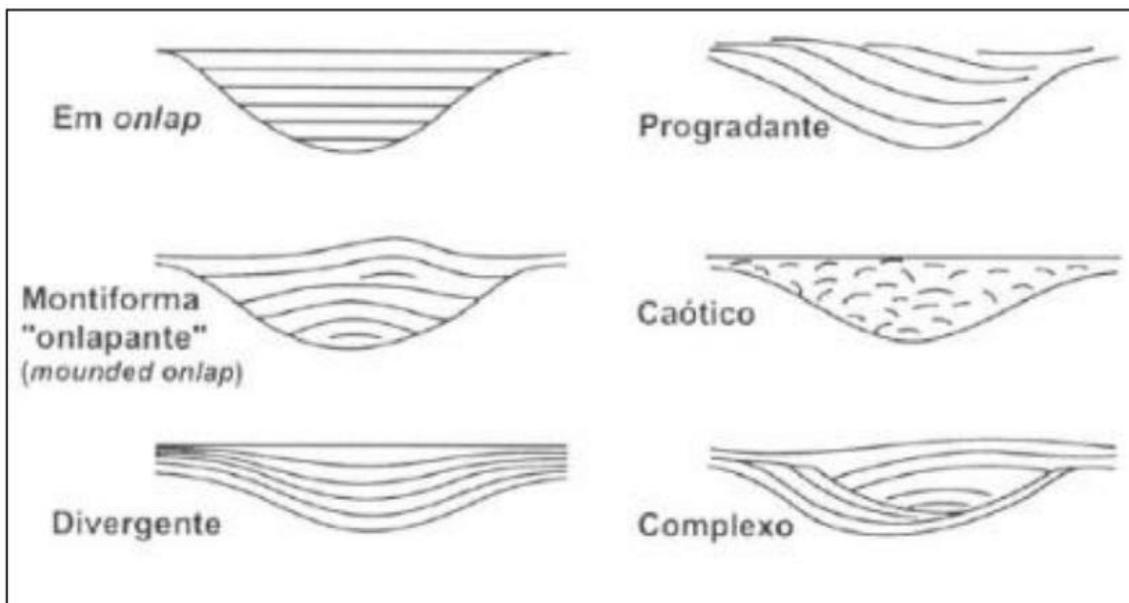


Figura 25: Padrões de configuração de reflexões internas de fácies sísmicas de preenchimento, Ribeiro (2001).

No caso do presente estudo, a interpretação sísmica será voltada à análise de um levantamento sísmico 3D. Desse modo, a visão tridimensional, conhecimentos de sistemas deposicionais, geologia estrutural, geotectônica e geologia do petróleo são requisitos básicos na tarefa de buscar locais com maiores probabilidades de acumulação. Inegavelmente, os *softwares* e *hardwares* disponíveis no mercado têm permitido um manuseio desses dados em três dimensões de forma muito eficiente, fazendo com que esse trabalho seja mais completo, detalhado e otimizado.

5 Materiais e Métodos

5.1 Dados Utilizados

Para mapear a região Pré-sal do Novo Campo de Jubarte e analisar a resposta dos atributos sísmicos, o presente trabalho conta com dados sísmicos e de poços que viabilizam o estudo.

O cubo sísmico 3D pós empilhado e migrado no domínio da profundidade nomeado como: R0258_3D_SPEC_BC_5_10_60_ANISOTROPIC.3D.PSDM, representado na Figura 26, foi escolhido devido sua cobertura sobre a extensão do PDB, mas apenas uma área menor foi utilizada que compreende a região do Novo Campo de Jubarte.

Além disso, foram utilizados dados de 13 poços, distribuídos segundo a Figura 26. Dentre eles, têm-se 3 poços mais profundos, que alcançam a seção Pré-sal e por esse motivo serão os mais trabalhados, especialmente na avaliação dos perfis, e os 10 poços restantes são mais rasos e foram usados como referência para interpretação sísmica, assim como descritos na Tabela 1.

Todos os dados, tanto sísmicos quanto de poços, foram cedidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

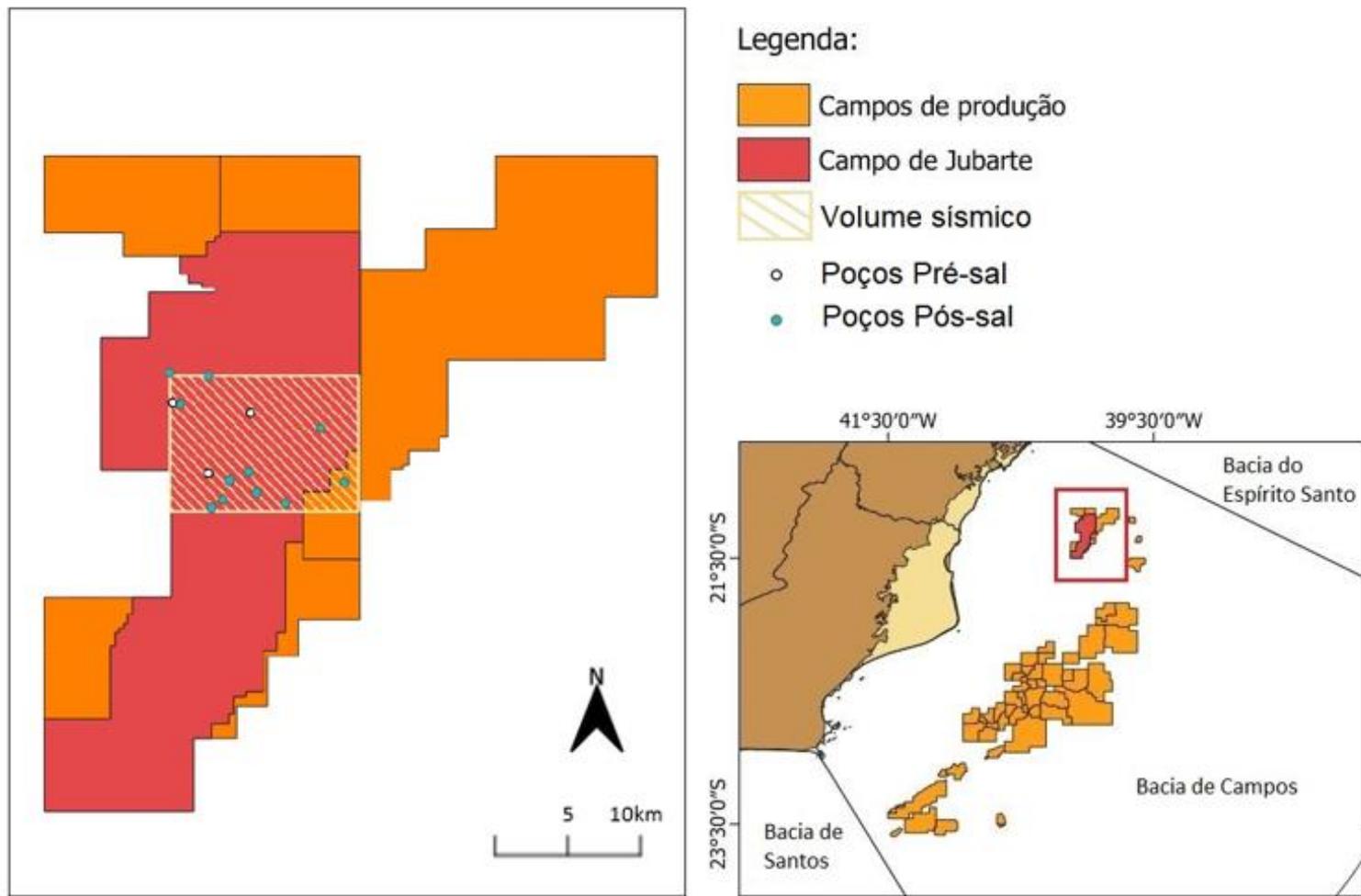


Figura 26: Mapa de localização do volume sísmico 3D e poços utilizados. Os pontos em rosa correspondem aos poços que alcançam até profundidades maiores, atingindo a região Pré-sal enquanto os pontos em amarelo representam os poços que atingem apenas as camadas com menores profundidades.

Localização		Poços
Novo Campo de Jubarte	Pós-sal	1-BRSA-33-ESS
		3-BRSA-275-ESS
		3-BRSA-277-ESS
		3-BRSA-322-ESS
		3-BRSA-317-ESS
		3-BRSA-168-ESS
		4-BRSA-262-ESS
		4-BRSA-420-ESS
		4-BRSA-42631DA-ESS
	Pré-sal	6-BRSA-139-ESS
		1-BRSA-108-A-ESS
		6-BRSA-1222A-ESS
		6-BRSA-631-DB-ESS

Tabela 1: Dados dos poços disponíveis para o estudo.

5.2 Metodologia

O fluxograma de trabalho proposto teve como principal objetivo realizar o mapeamento e localizar as principais discordâncias e falhas presentes no intervalo Pré-sal do Novo Campo de Jubarte, Parque das Baleias, na Bacia de Campos por meio da utilização de dados sísmicos e de poços e extração de atributos sísmicos, com objetivo de promover um melhor aproveitamento do volume 3D trabalhado. Para isso, foram realizados os passos apresentados segundo a Figura 27.

A primeira etapa do trabalho consiste na escolha do volume sísmico e dos poços a serem trabalhados. Nesta etapa, foi utilizado como referência o site www.geo.anp.gov.br, onde estão disponíveis a localização dos dados geológicos e geofísicos públicos disponíveis para estudo.

Após a escolha, solicitação e recebimento dos dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP-ANP), foi efetuado o carregamento dos

mesmos para o *software* de interpretação *Petrel E&P*, versão 2019 da *Schlumberger*.

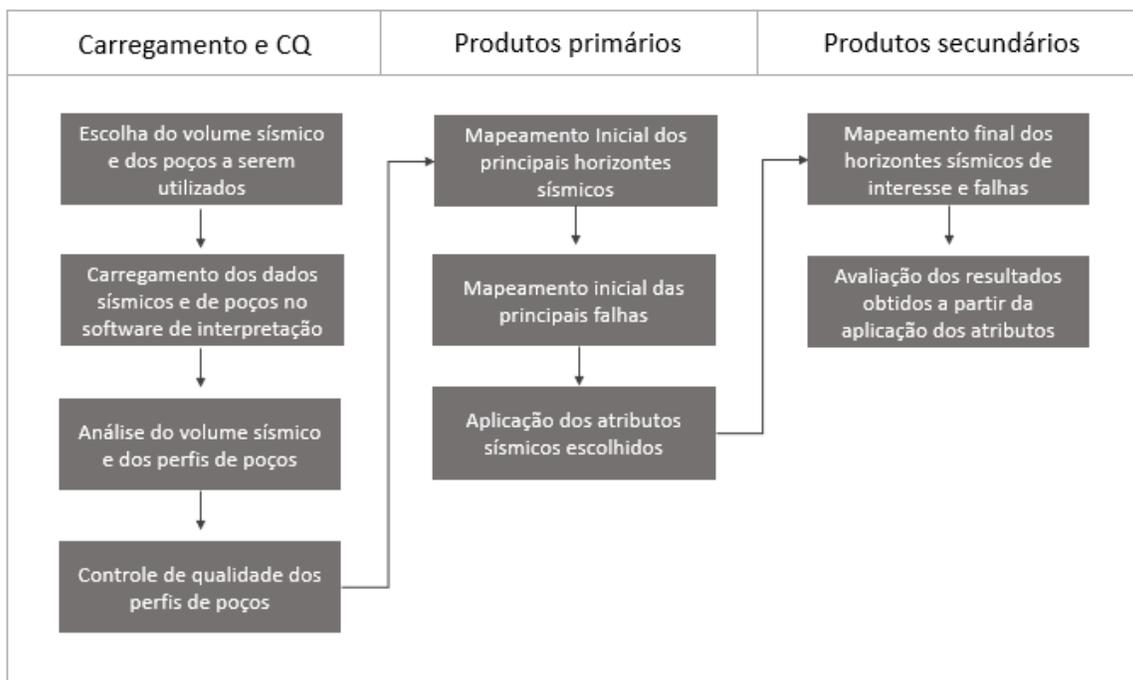


Figura 27: Fluxograma de trabalho dividido em três grandes grupos: Carregamento e CQ (controle de qualidade), produtos primários e Produtos secundários.

Inicialmente foi carregado o volume sísmico, e em seguida foi realizada a importação dos dados de cabeça dos poços, marcadores litológicos e perfis digitais.

Para o carregamento dos perfis digitais foi realizada a conversão dos dados que inicialmente foram enviados pelo BDEP na extensão “.dlis” para “.las”. Para esse processo, foi necessário fazer a extração das curvas e depois a conversão, por meio da utilização da ferramenta *Log Data Composer* e *Convert DLIS to ASCII* presentes no pacote livre *Log Data Toolbox* da empresa *Schlumberger*.

Após a extração e conversão do arquivo de curvas para “.las” foi realizado o *splice* das corridas que possuem o mesmo mnemônico. Posterior a essa edição, os perfis de poços puderam ser carregados no *Petrel E&P*. As curvas, muitas vezes, são armazenadas em diferentes arquivos devido ao processo de perfuração e

perfilagem de um poço que ocorre em fases, bem como, o registro das propriedades geofísica dos poços é realizada a partir de um conjunto de ferramentas de perfilagem, ou seja, o conjunto de perfis não são todos adquiridos simultaneamente. Por isso, nessa ocasião, o intérprete deve fazer o processo de “colagem” entre as curvas, processo chamado de *splice*.

Assim, após o carregamento, foi realizada uma filtragem dos poços, com objetivo de selecionar para o estudo apenas os que alcançam o intervalo Pré-sal. Após essa seleção, os poços escolhidos tiveram seus perfis digitais analisados para a verificação quanto à coerência dos marcadores expostos no perfil composto. Desse modo, o controle de qualidade foi feito a partir da interpretação dos perfis digitais.

A partir dessa análise, fez-se necessária a correlação dos poços, uma vez que foram identificadas inconsistências entre os marcadores. Para tal correlação, foram usados os perfis digitais de cáliper, raio gama, resistividade, neutrão, densidade e sônico. E, por fim, todo o material proveniente dos poços e sísmica foram sobrepostos para certificação de que todos estavam condizentes.

É importante ressaltar que o dado sísmico disponibilizado pelo BDEP está em profundidade, logo, o fluxo de trabalho normalmente utilizado nessa situação foi alterado. Geralmente em análises sísmicas, tem-se os dados sísmicos em tempo e os de poços em profundidade, dessa forma pode-se realizar a tradicional amarração dos poços, usando *checkshots* que criam relações tempo e profundidade, para que o poço seja transposto para domínio do tempo e ajustado precisamente ao dado sísmico. Nesse sentido, utilizou-se apenas o ajuste da sísmica ao poço, visto que a informação que apresenta maior confiabilidade em profundidade é a do poço por ser uma medida direta.

Após a primeira etapa, que consiste no carregamento e controle de qualidade do volume sísmico e perfis dos poços, foi iniciada a etapa dos produtos primários. Nessa etapa, foi possível mapear inicialmente os horizontes de interesse escolhidos. Foram eles as discordâncias: Topo Basalto, que consiste no limite

inferior da zona de interesse, também considerado o embasamento econômico da bacia; Pré-Alagoas, topo da Formação Coqueiros, importante reservatório do Novo Campo de Jubarte; Pré-Evaporítica ou base do sal, que consiste no limite superior do intervalo de interesse. O fundo do mar, apesar de não ter havido necessidade do uso dos atributos para este fim, também foi mapeado devido à sua importância, por consistir no topo da seção sedimentar do Novo Campo de Jubarte. Além disso, foram mapeadas as principais falhas que contribuem para o entendimento da geologia da região, permitindo criar hipóteses sobre o processo de deposição sedimentar.

Após o mapeamento inicial, ainda referente aos produtos primários, foram extraídos os atributos a partir de sub volumes, com profundidades variando entre 4000 e 5500m focados na área de interesse para minimizar o custo computacional.

Por fim, a terceira etapa, que corresponde aos produtos secundários, caracterizou-se pela análise dos atributos aplicados de forma qualitativa, definindo quais deles apresentaram melhor performance para determinados aspectos. Desse modo, ao serem aplicados, foi possível refinar a interpretação feita previamente, ressaltando possíveis estruturas, diferenças litológicas, discordâncias e falhas, a fim de reduzir as incertezas e conceder uma maior confiabilidade ao mapeamento das superfícies.

6. Resultados e Discussão

6.1 Correlação de Poços

O primeiro resultado gerado foi a correlação dos perfis digitais dos poços localizados na área de estudo. Inicialmente, a análise dos perfis seria apenas para a conferência dos marcadores sinalizados nos perfis compostos, no entanto, devido a inconsistência entre os três poços que atingem o Pré-sal, foi feita uma correlação a fim de proporcionar uma melhor calibração poço-sísmica.

Apesar do presente trabalho contar com 13 poços no total, apenas 3 tiveram seus perfis digitais analisados, pois são os únicos que possuem curvas que atravessam o intervalo anterior à camada evaporítica, foco deste estudo. São estes os poços: 6-BRSA-1222A-ESS, 1-BRSA-108-A-ESS e 6-BRSA-631-DB-ESS. A correlação entre eles e a localização estão representadas na Figura 28.

De forma a visualizar melhor a correlação realizada entre os perfis, as Figuras 29 e 30 apresentam duas seções sísmicas, a primeira arbitrária e a segunda *inline* com os poços e seus respectivos marcadores referentes ao Fundo do Mar e às formações Macabu Coqueiros e Cabiúnas, confirmando, portanto, a interpretação desses horizontes sísmicos.

Por meio das seções percebe-se que a Formação Macabu é bem demarcada devido ao alto contraste de impedância, que separa dos carbonatos microbiais das rochas evaporíticas da Formação Retiro. No entanto, a discordância Pré-Alagoas, topo da Formação Coqueiros e a discordância Topo Basalto, topo da Formação Cabiúnas, apresentaram um alto grau de incerteza em sua interpretação.

Por conseguinte, apesar da correlação, ainda se faz necessária a aplicação de atributos para que o grau de incerteza da interpretação do volume sísmico estudado seja diminuído e esses horizontes possam ser interpretados com uma maior clareza.

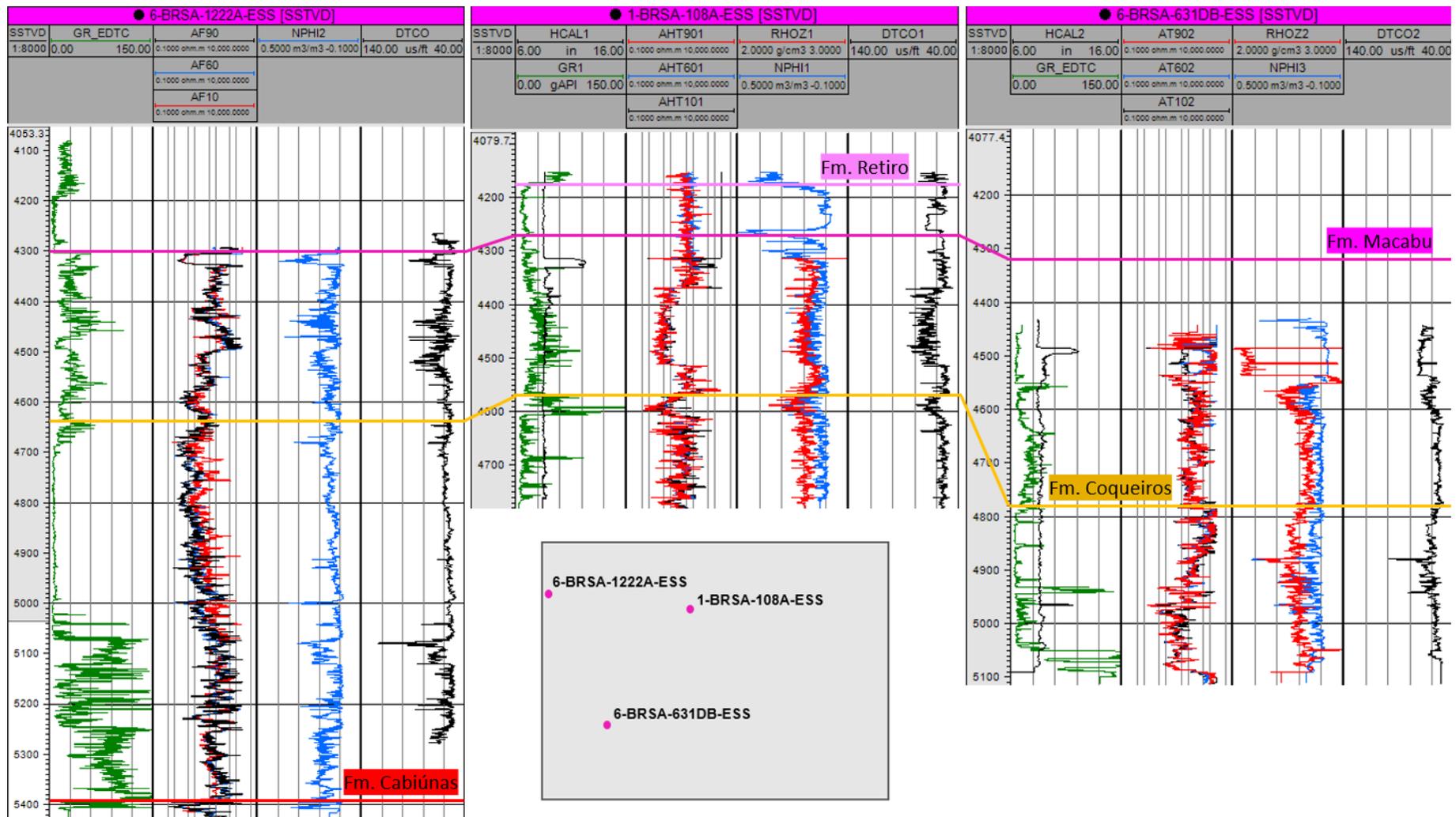
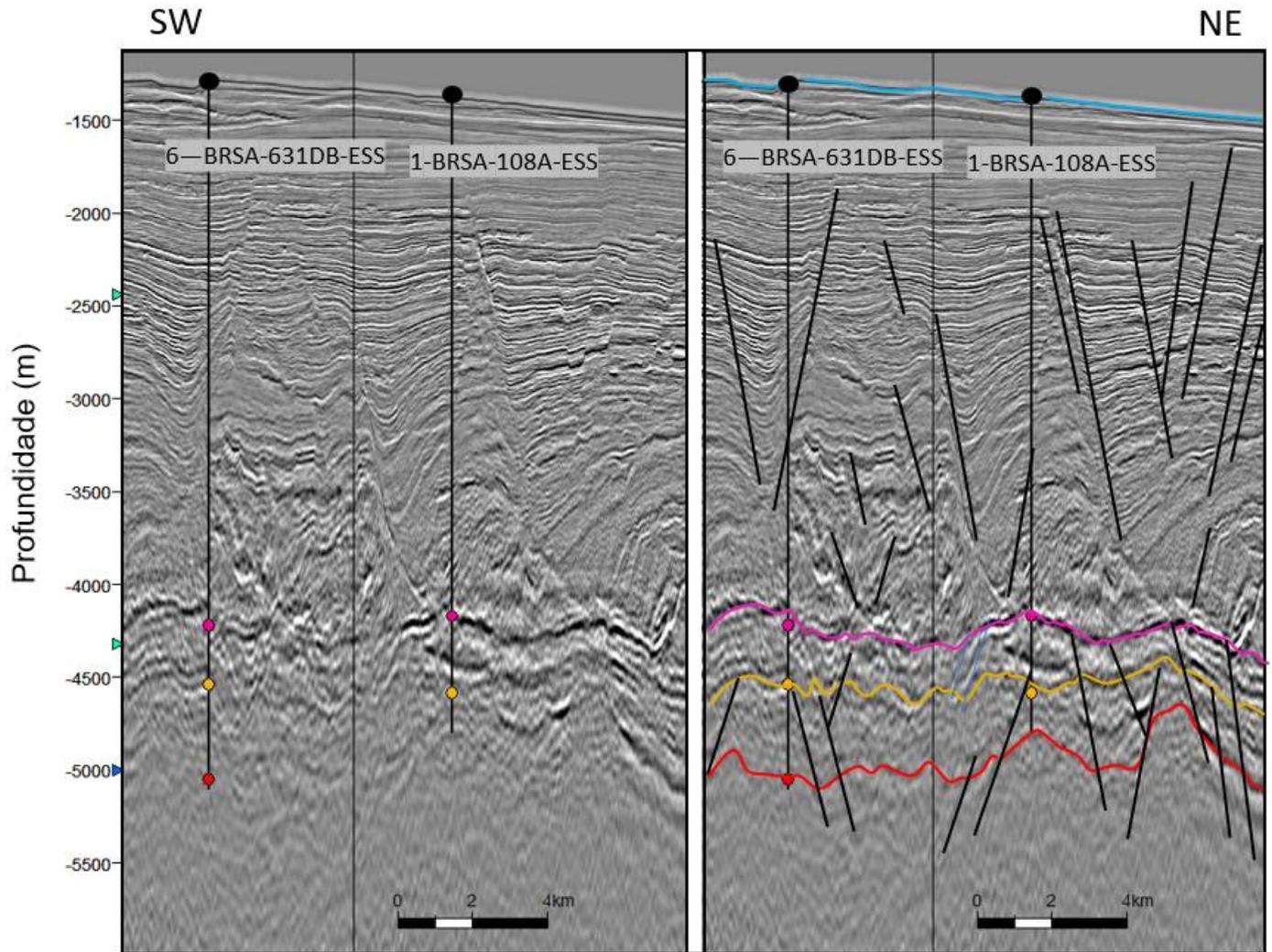


Figura 28: Correlação de tops de formações entre os poços 6-BRSA-1222A-ESS, 1-BRSA-108-A-ESS e 6-BRSA-631-DB-ESS a partir de curvas de perfis digitais e localização dos poços na survey



- Fundo do Mar
- Fm. Coqueiros
- Fm. Macabu
- Fm. Cabiúnas
- Falhas

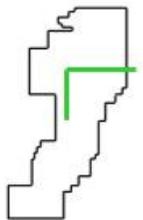


Figura 29: Seção sísmica arbitrária sem interpretação e interpretada com os marcadores dos poços 6-BRSA-631DB-ESS e 1-BRSA-108A-ESS.

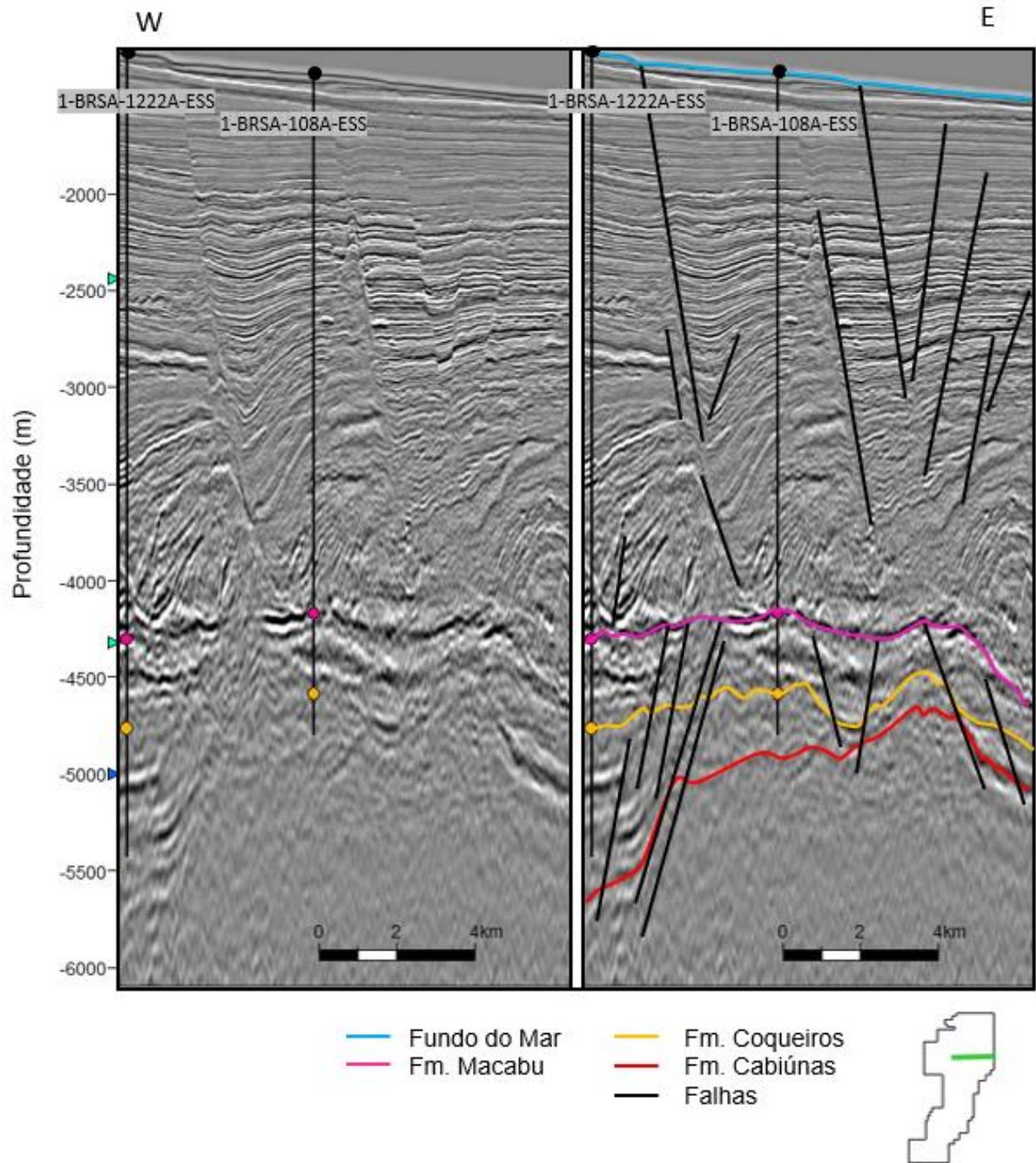


Figura 30: Seção sísmica *inline* sem interpretação à esquerda, e à direita à seção interpretada com os marcadores dos poços 1-BRSA-1222A-ESS e 1-BRSA-108A-ESS.

6.2 Interpretação Sismoestratigráfica

O mapeamento inicial do volume sísmico, teve como objetivo usar a base do conhecimento bibliográfico prévio sobre a geologia da Bacia de Campos, os marcadores que foram estabelecidos por meio da correlação dos três poços analisados que chegam até o Pré-sal e a extração de atributos para realizar a interpretação.

Desse modo, escolheu-se mapear o Fundo do Mar e as três discordâncias mais relevantes do intervalo Pré-sal: Pré-Evaporítica, Pré-Alagoas e Topo Basalto, cujos horizontes foram expostos na Carta estratigráfica da Figura 31. Além disso, também foram interpretadas as principais falhas e fraturas para uma melhor compreensão da geologia.

6.2.1 Fundo do Mar

O primeiro horizonte a ser mapeado foi o Fundo do Mar, demonstrado na Figura 32, por ser o topo de toda a sequência sedimentar. A partir da interpretação do mapa correspondente ao fundo marinho, pode-se observar que quanto mais a leste do PDB, mais profundo o fundo marinho se encontra. Além disso, o mapa também apresenta duas feições com direção Leste-Oeste, que podem ser interpretadas como cânions, ou apenas paleocanais escavados de baixa sinuosidade.

Vale ressaltar, que a diferença de elevação foi de aproximadamente 325 m, o que faz com que a região apresente uma declividade considerável, fazendo com que um estudo relativo à estabilidade do talude seja cogitado nas etapas posteriores dos projetos de exploração.

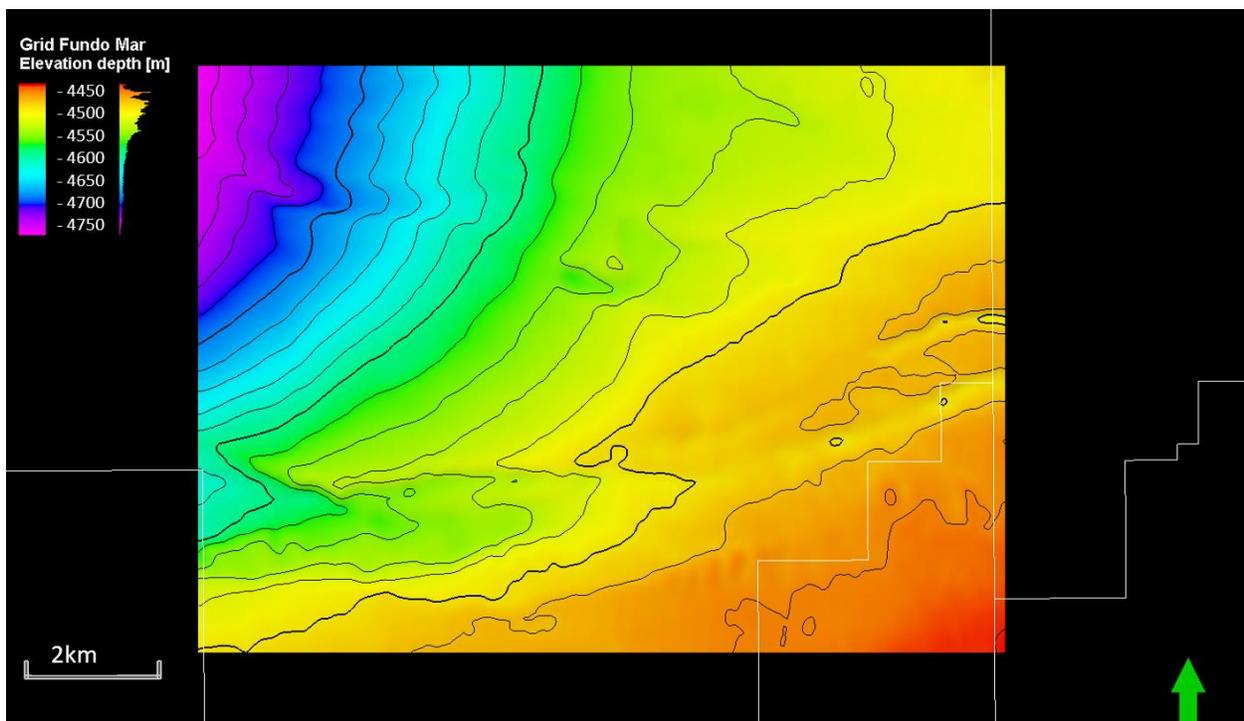


Figura 32: Mapa do Fundo do Marinho, topo da sequência sedimentar do Novo Campo de Jubarte.

O mapeamento do Fundo do Mar foi o único horizonte no qual não houve a necessidade da aplicação de atributos. Portanto, para os demais serão apresentadas seções sísmicas além dos mapas de superfície.

6.2.2 Discordância Pré-Evaporítica

O segundo horizonte considerado para interpretação corresponde ao limite superior da zona de interesse: a discordância Pré-Evaporítica, definida também como a Base do sal e topo da Formação Macabu.

Devido a grande diferença de impedância acústica entre a camada evaporítica da Formação Retiro e os calcários e lamitos da Formação Macabu, essa foi a discordância mais visível de toda a seção, inclusive considerando-se o Pós-sal. No entanto, em alguns intervalos, os refletores referentes à discordância encontram-se esmaecidos, provavelmente em razão das frequências mais altas usadas para realizar a aquisição focando nas camadas mais superficiais do Pós-sal. Por esse motivo, decidiu-se aplicar os atributos de Fase Instantânea e *Sweetness* para uma melhor visualização deste horizonte.

O atributo de Fase Instantânea foi escolhido, nesse sentido, para definir com maior clareza os limites das sequências e distinguir suas geometrias. Como resposta, o atributo entregou exatamente o esperado. Na seção *inline* da Figura 33, a extração do atributo apresentou um grande destaque na discordância Pré-Evaporítica, inclusive na porção Oeste onde o refletor estava mais apagado, assim, foi possível identificar sua continuidade lateral.

O *Sweetness*, por sua vez, foi aplicado de acordo com a Figura 34 na seção *xline* com o intuito de identificar “*sweet spots*” trapeados pela camada evaporítica na Formação Macabu, assim, esperava-se que a partir do destaque provocado por ele, fosse possível delimitar as áreas nas quais o refletor apresenta incertezas para o mapeamento, caso destacasse possíveis acumulações. Como resposta, pode-se notar que atributo foi muito importante no mapeamento do topo da Formação

Macabu, pois, por apresentar prováveis reservatórios próximos a base do sal, ele acabou por destacar possivelmente o limite da formação, especialmente em seus altos estruturais, áreas mais esperadas ao acúmulo de hidrocarbonetos.

Para a apresentação dos atributos, nessa seção e nas seguintes, decidiu-se recorrer ao uso de três diferentes disposições para cada seção. À esquerda é apresentada a seção sísmica original, a do centro o atributo extraído e a da direita novamente a seção sísmica original, porém dessa vez interpretada.

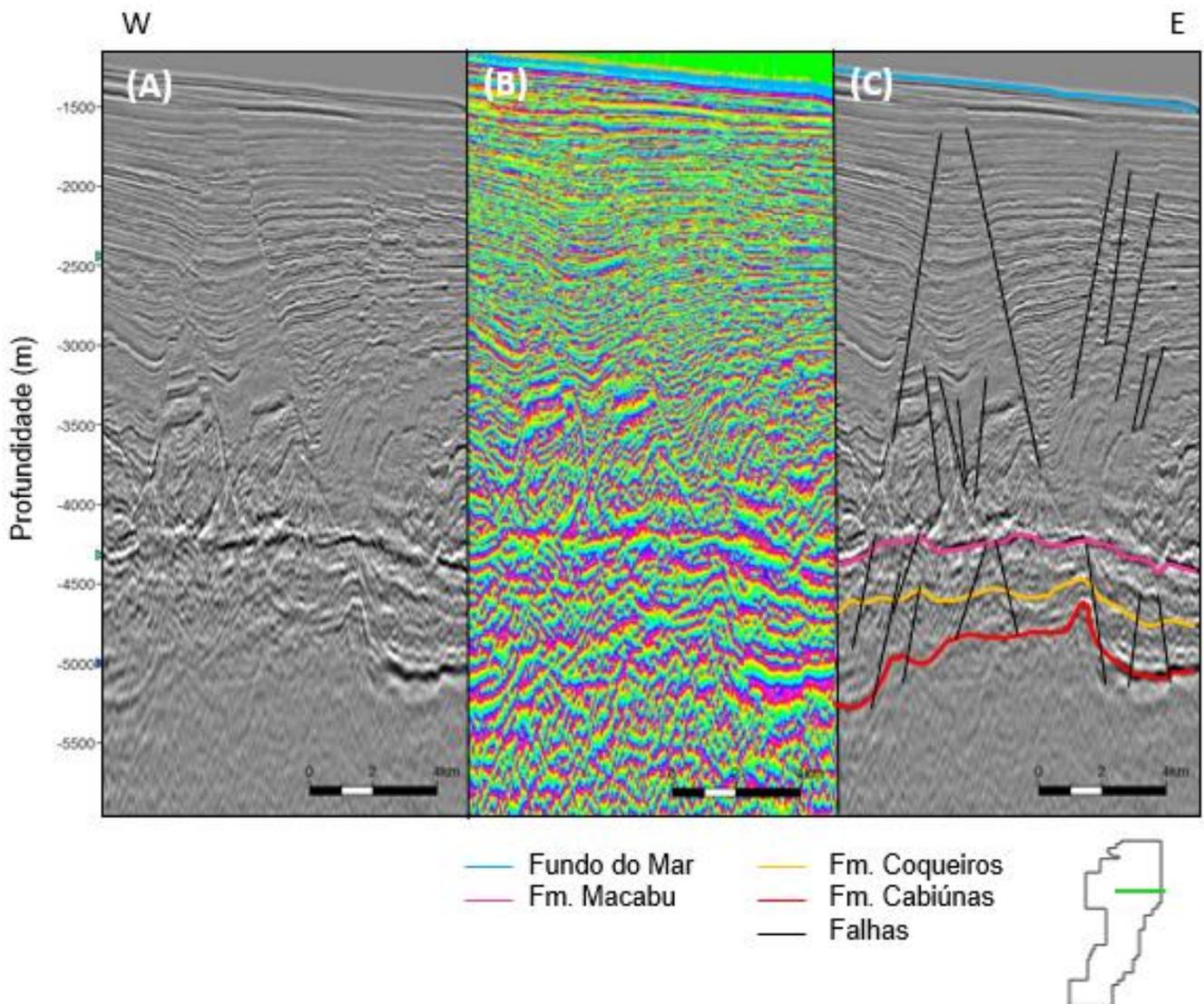


Figura 33: Seção sísmica *inline* do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Fase Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

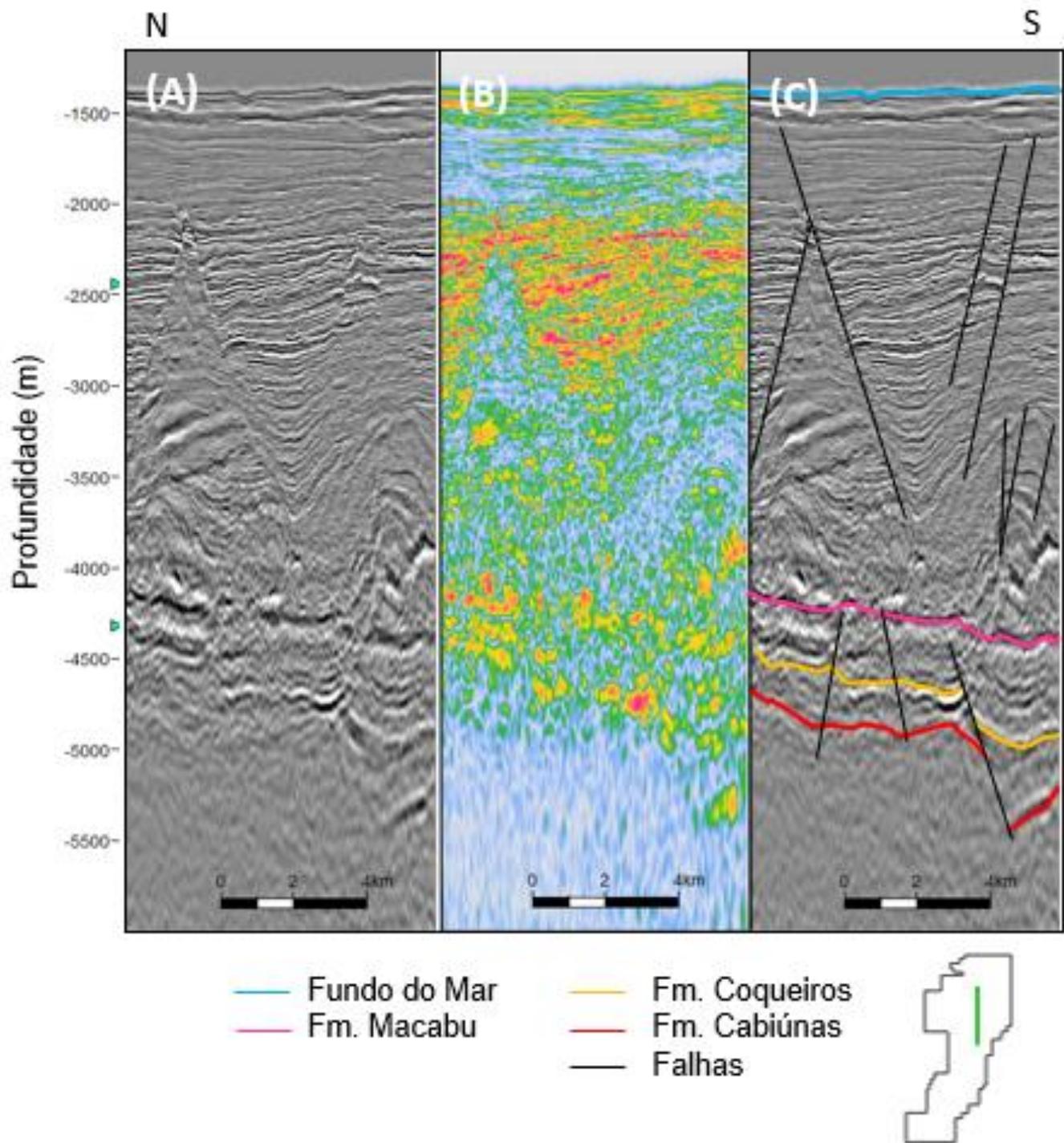


Figura 34: Seção sísmica *xline* do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Sweetness extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

Como resultado do mapeamento após a extração dos atributos, gerou-se um *grid* do horizonte sísmico interpretado a partir do qual se deu o mapa da discordância Pré-Evaporítica mostrado na Figura 35. Nele, observa-se que na porção Central, existem porções mais altas, que segue um *trend* SW-NE. Desse modo, espera-se que dentro polígono estabelecido pelo *grid*, as áreas mais interessantes para o acúmulo de hidrocarbonetos sejam os altos (representados pelas cores mais quentes), especialmente quando a estrutura exibe um fechamento em ambas as direções N-S e E-W, formando uma trapa para os hidrocarbonetos presentes no Pré-sal.

Nesse caso, foi possível observar três pontos focais, um mais relevante, a sudoeste e outros dois a norte e nordeste, com relevos estruturais menos pronunciados, no entanto, os três apresentam estruturas com fechamento quaquaversal, propícias ao acúmulo de hidrocarbonetos.

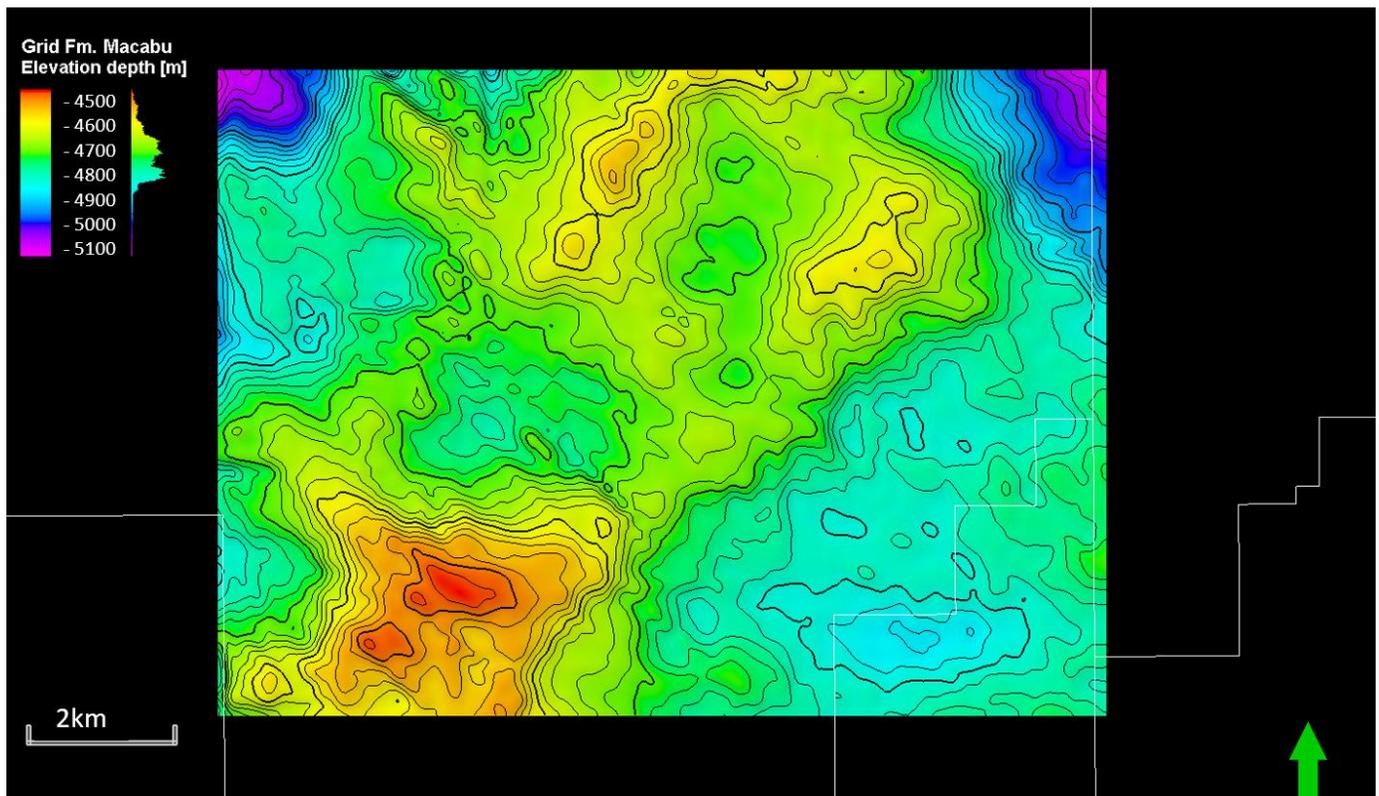


Figura 35: Mapa da discordância Pré-Evaporítica, topo da Formação Macabu.

6.2.3 Discordância Pré- Alagoas

O terceiro horizonte de interesse escolhido foi a discordância Pré-Alagoas, que separa as formações Coqueiros e Macabu, cujo topo foi mapeado na seção anterior, por um hiato de cerca de 5 milhões de anos.

A discordância Pré-Alagoas é conhecida na bibliografia por sua fácil visualização. Alguns artigos, ainda, sugerem que a interpretação sísmica na zona Pré-sal deve começar por ela. No entanto, em contradição ao esperado, os refletores desse limite, devido à baixa qualidade do levantamento sísmico nessa região, tiveram sua visualização prejudicada, fazendo com que sua interpretação fosse o maior desafio deste estudo.

A discordância Pré- Alagoas, que também pode ser considerada como topo da Formação Coqueiros, conseqüentemente, do rifte, apresenta uma grande variedade litológica lateral. Isso ocorre, pois, durante o processo de rifteamento, falhas normais e lítricas surgiram, fazendo com que a deposição dos sedimentos durante o rifte e pós rifte se desse de forma diferente entre os blocos mais altos e baixos da bacia. Assim, como visto anteriormente, espera-se que nos blocos mais altos ocorra inicialmente a deposição de rochas carbonáticas, como as coquinas, enquanto nos mais baixos sejam depositados sedimentos finos de baixa energia, como folhelhos ricos em matéria orgânica.

Devido a essa diferença litológica em um mesmo pacote sedimentar, optou-se para o mapeamento da discordância Pré-Alagoas a aplicação dos atributos de Amplitude RMS e Amplitude Instantânea. Apesar de ambos se comportarem de forma similar destacando contrastes de refletividade, a Amplitude Instantânea foi usada com o intuito de ressaltar a discordância e suas variações laterais enquanto espera-se que com o RMS, sua correspondente intervalar, seja possível destacar fácies de granulações distintas para identificação da estratigrafia concordante.

Nesse sentido, a Figura 36 revela a aplicação do atributo Amplitude RMS na seção sísmica *inline*. Ao aplicá-lo, pode-se ressaltar fortes anomalias de amplitude no bloco mais baixo à Leste, onde sedimentos mais finos foram depositados, e

observar uma relativa continuidade do refletor que caracteriza a discordância até metade do bloco superior. Além disso, de forma diferente da esperada, a Amplitude RMS não destacou as falhas, especialmente a que separa o bloco mais alto do mais baixo no intervalo Pré-sal.

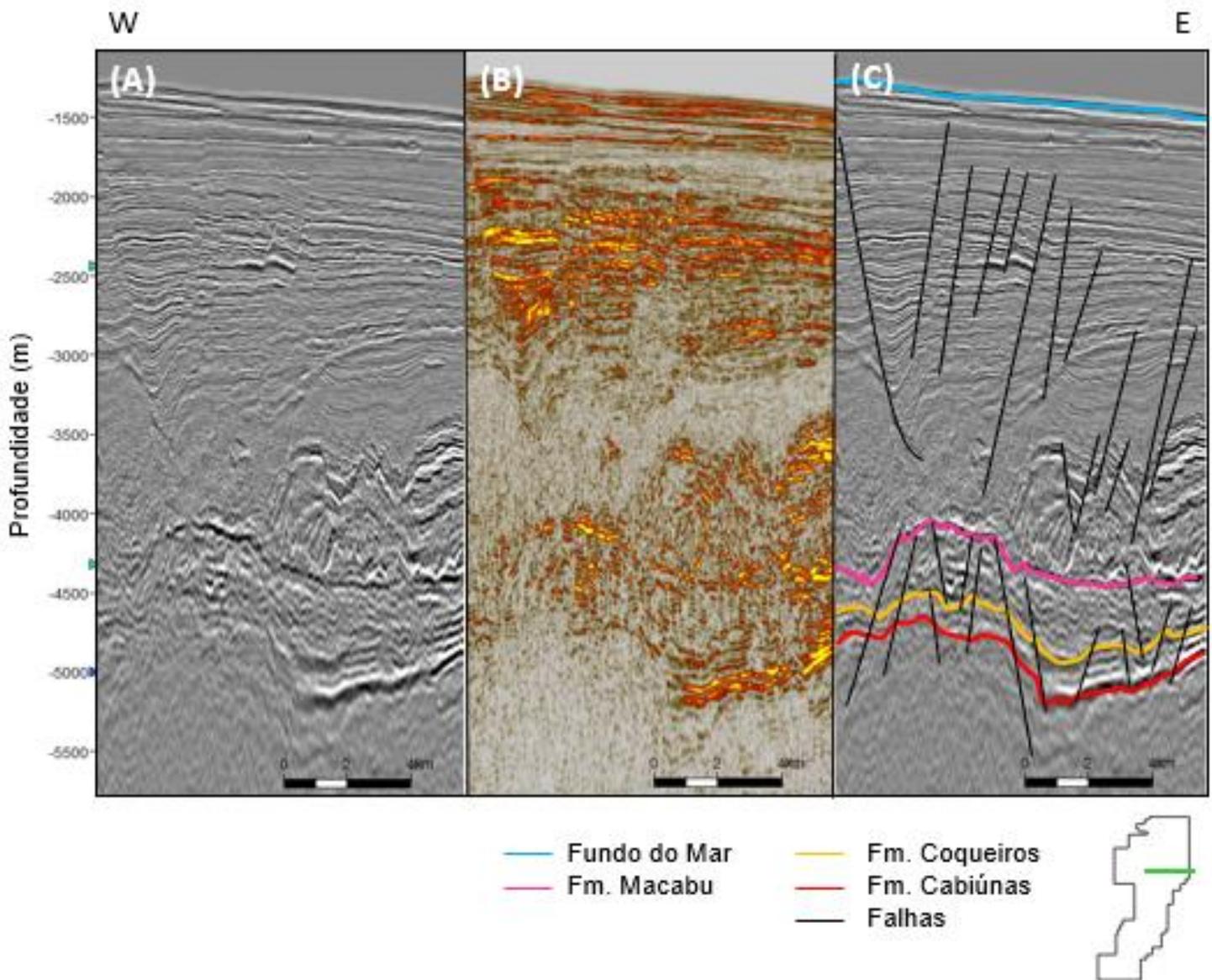


Figura 36: Seção sísmica *inline* do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Amplitude RMS extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

A mesma tendência também foi observada na linha arbitrária mostrada na Figura 37 a partir do atributo de Amplitude Instantânea. Novamente, a camada composta por sedimentos finos nos blocos mais baixos a SE e NW apresentaram destaque enquanto os sedimentos depositados no bloco superior encontram-se esmaecidos apesar da continuidade lateral ter podido ser inferida.

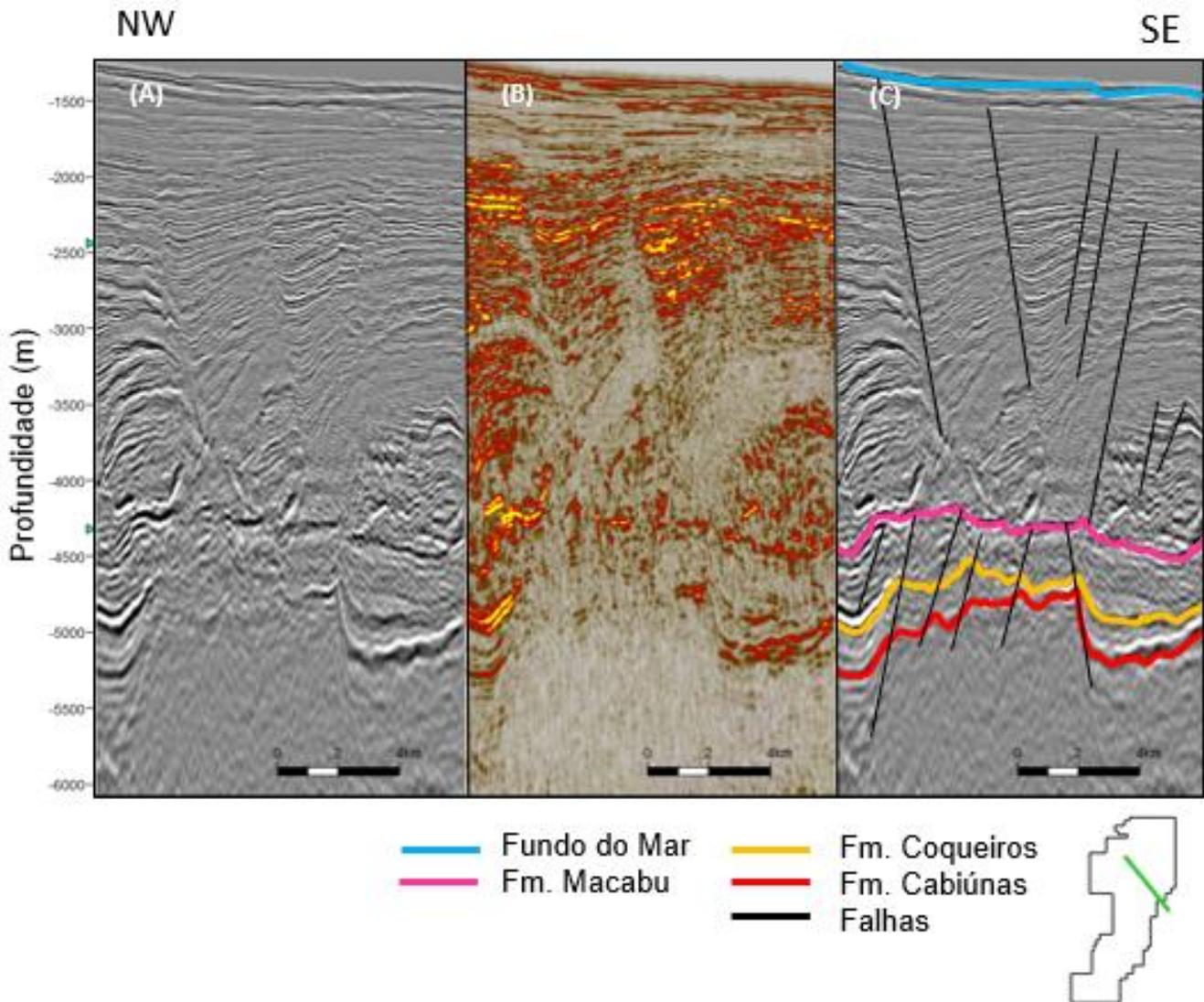


Figura 37: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo Amplitude Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

Como resultado do mapeamento após a extração dos atributos de amplitude, foi gerado um mapa da discordância Pré-Alagoas representado pela Figura 38. A partir dele nota-se que existe, assim como na discordância Pré-Evaporítica, uma divisão entre porções altas e baixas que seguem o mesmo *trend* SW-NE. Porém, diferentemente da Pré-Evaporítica, a Pré-Alagoas apresenta um gradiente mais alto.

É importante ressaltar que, enquanto no bloco inferior da Formação Coqueiros foram depositados sedimentos finos cobertos, após a discordância, por carbonatos microbiais da Formação Macabu, promovendo um contraste na refletividade, no bloco mais alto provavelmente foram depositadas coquinas na Formação Coqueiros e, em sequência, os mesmos carbonatos microbiais, promovendo uma maior diferença de refletividade. Por essa razão, o bloco inferior apresenta uma visualização muito mais clara da discordância Pré-Alagoas em relação ao bloco superior.

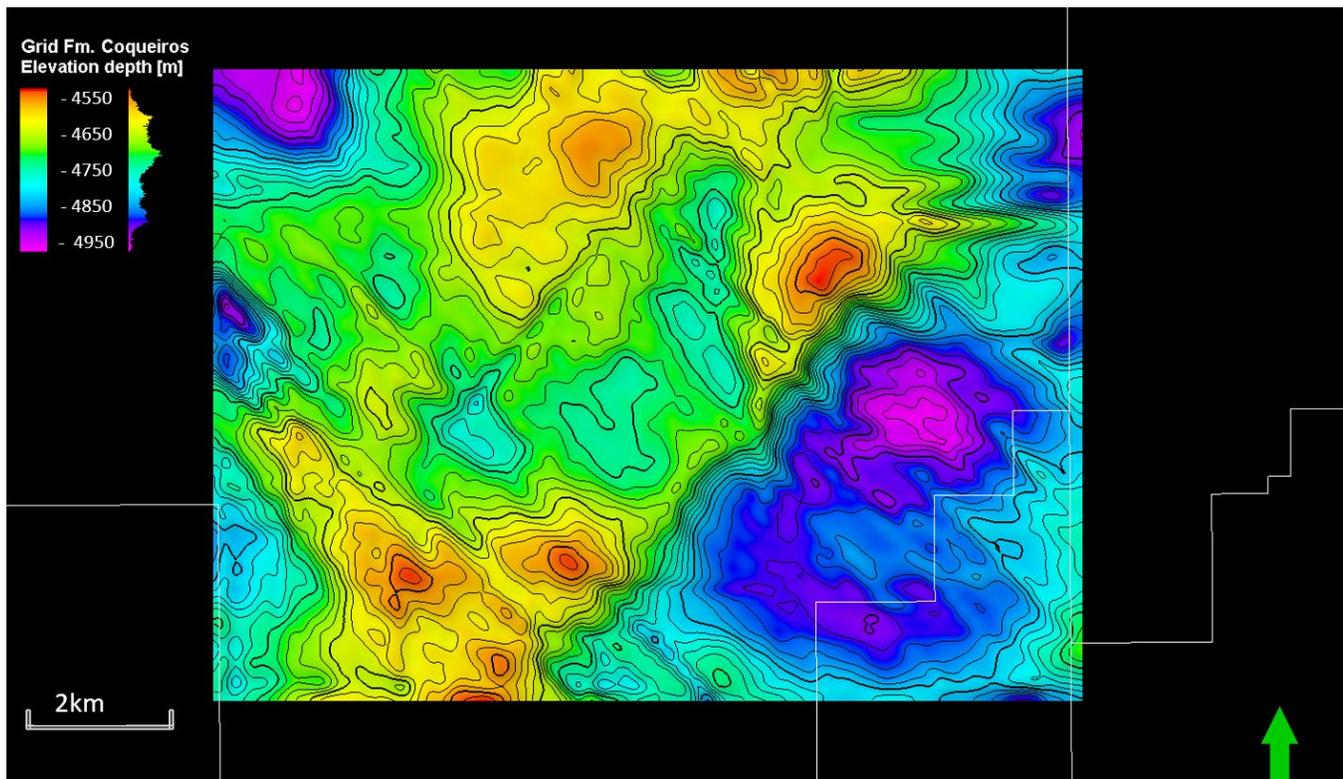


Figura 38: Mapa da discordância Pré-Alagoas, na qual as formações Coqueiros e Macabu.

6.2.4 Discordância Topo Basalto

A superfície mapeada em sequência foi referente à discordância Topo Basalto, que corresponde ao Embasamento econômico da Bacia de Campos e topo dos basaltos da Formação Cabiúnas que cobrem discordantemente o embasamento Pré-Cambriano. Para a identificação da superfície, foram utilizados os atributos de Fase e Frequência Instantânea. O primeiro apresentou bons resultados em sua delimitação como pode ser observado na seção arbitrária da Figura 39, na qual foi possível notar a diferença geométrica entre os basaltos anteriores à discordância e rochas sedimentares depositadas após o hiato.

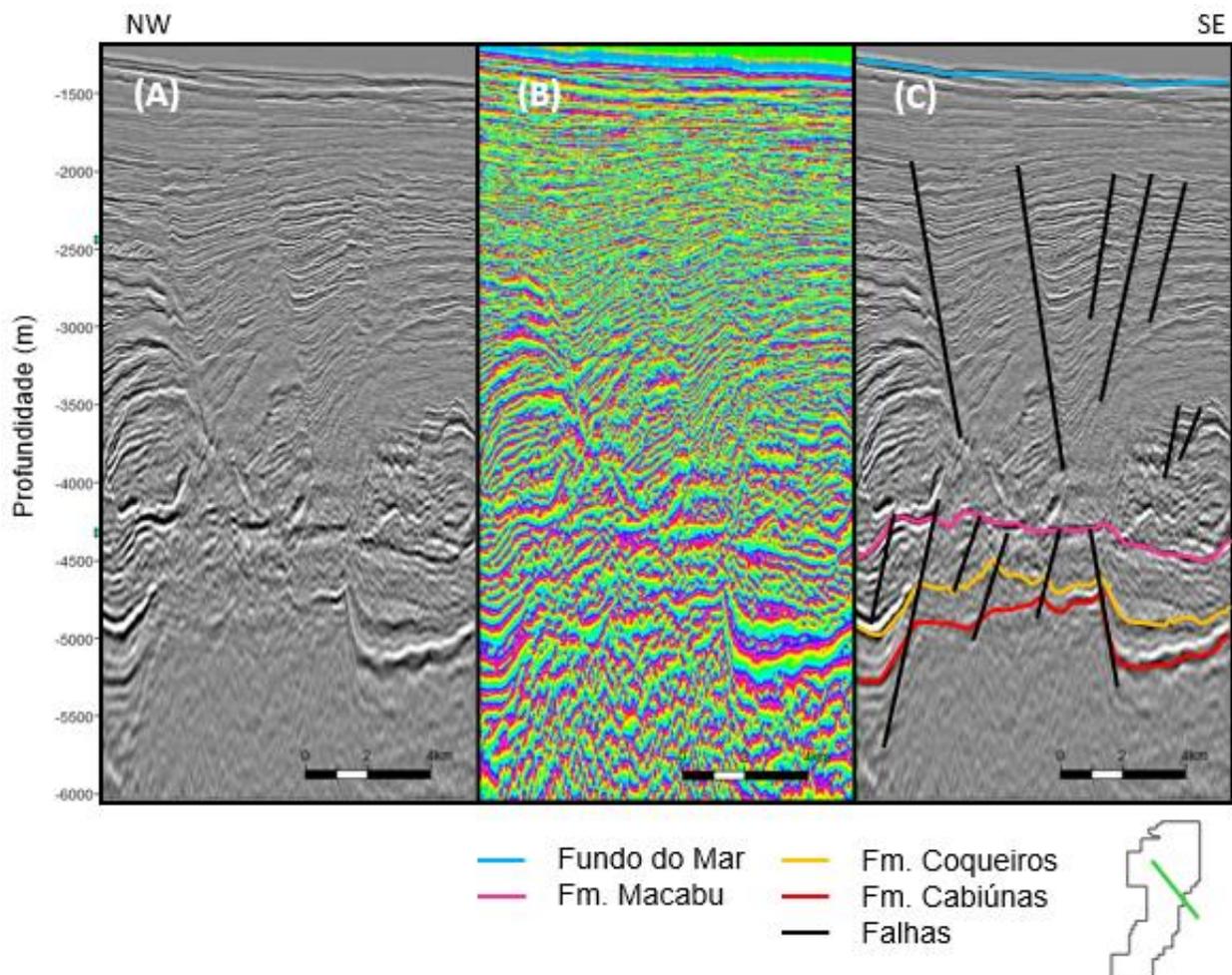


Figura 39: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Fase Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

O atributo de Frequência Instantânea, por sua vez, representado pela seção *xline* na Figura 40, apesar de não ter sido decisivo para o mapeamento, uma vez que a discordância já estava bem clara apenas com a sísmica original nesta área em específico, teve como finalidade representar conteúdos de frequência específicos dos basaltos da Formação Cabiúnas.

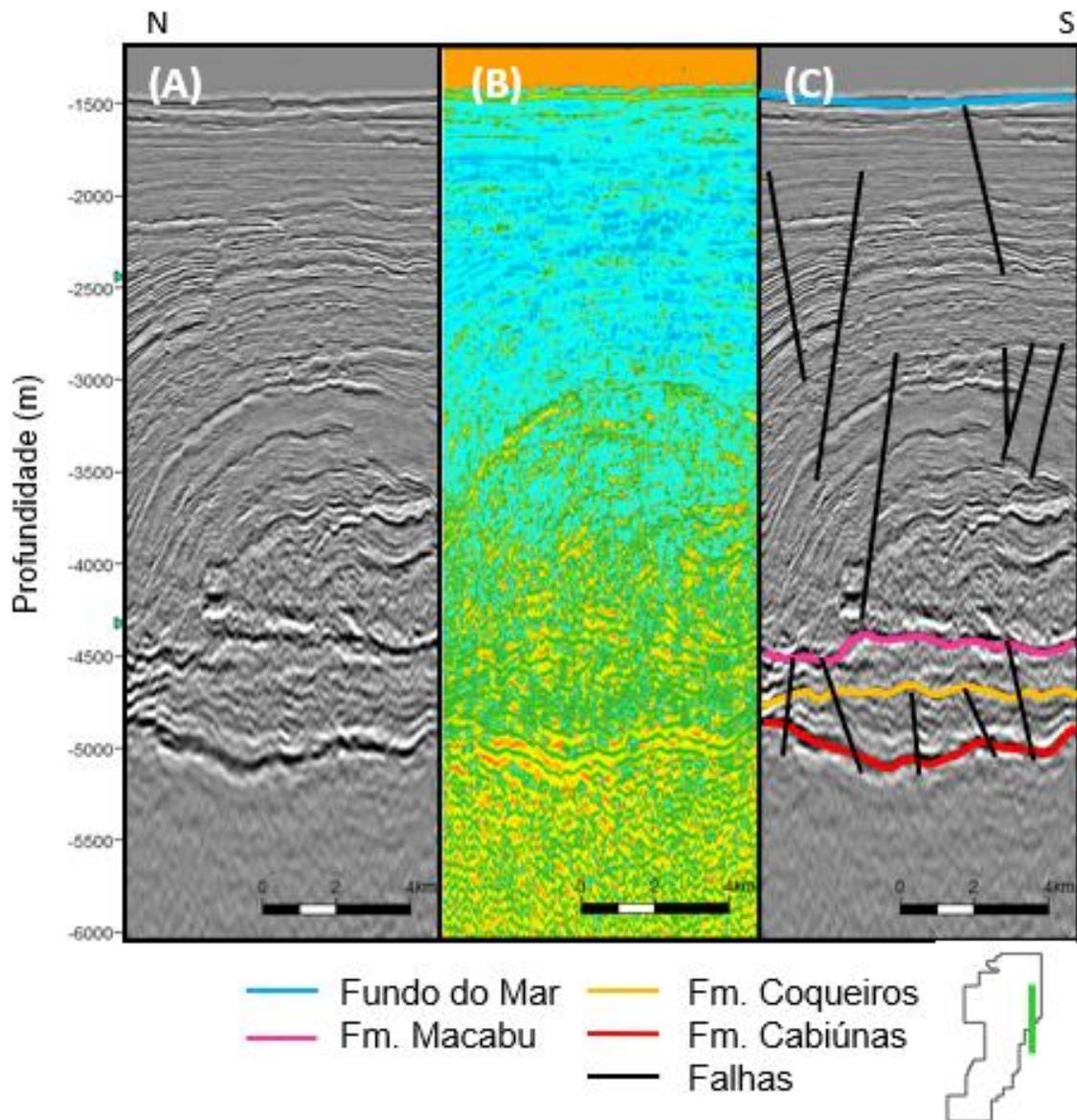


Figura 40: Seção sísmica arbitrária do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de Frequência Instantânea extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

A partir do mapeamento, foi gerado o mapa da discordância correspondente ao embasamento econômico da Bacia de Campos disposto na Figura 41. Dessa forma, pode-se verificar com mais clareza o provável sistema *horst* e *graben* na área estudada. Além disso, o mapa pode confirmar a tendência já vista no mapa da discordância Pré-Alagoas, que indica a localização da possível cozinha de geração do Novo Campo de Jubarte, no *graben* representado pelas cores mais frias, onde a carga sedimentar é cerca de 1.000 m maior comparado aos altos representados pelas cores quentes no mapa.

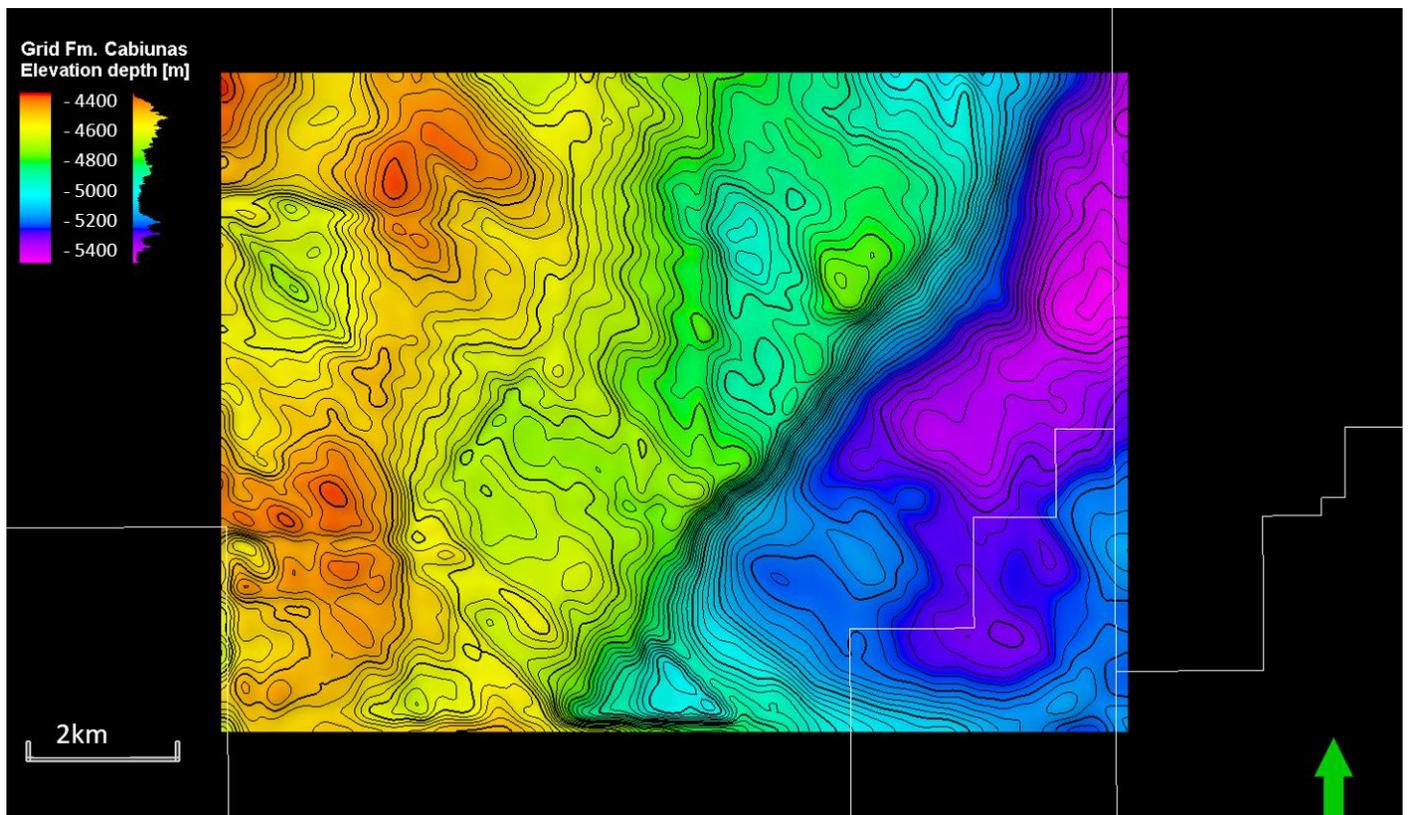


Figura 41: Mapa da discordância Topo Basalto, topo da Formação Cabiúnas, considerada o embasamento econômico da Bacia de Campos.

6.2.5 Falhas

A falha mais relevante para o presente estudo é normal e separa o bloco mais alto, a oeste, do mais baixo, a leste, com sentido SW-NE e um alto mergulho aparente, explicitada segundo a Figura 42 pela marcação em verde. Além dela, existem diversas outras falhas, normais, sintéticas e antitéticas, que estão presentes na zona de estudo, como pode ser observado na mesma figura, a partir da extração do atributo TecVA, que ressalta as principais estruturas e falhas, inclusive com destaque para àquelas reativadas no Pós-sal após o processo de halocinese.

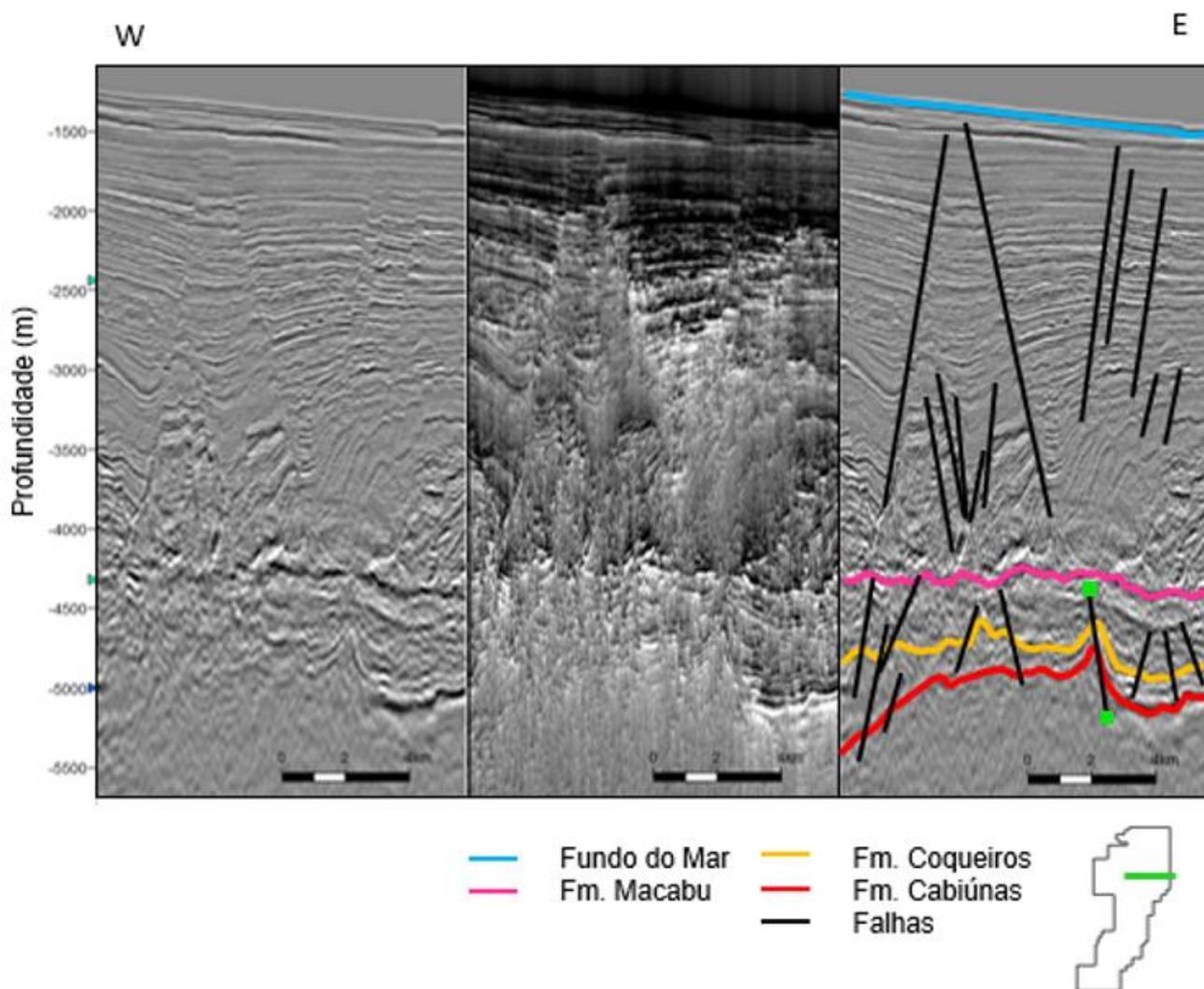


Figura 42: Seção sísmica inline do Novo Campo de Jubarte (A) original; (B) com atributo de TecVA extraído; (C) original interpretada com falhas e horizontes de interesse.

Além disso, de forma a visualizar melhor a direção da falha marcada em verde na Figura 42, a Figura 43 mostra, em visualização 2D, o mapa da discordância Topo Basalto (embasamento econômico). Além disso, supõe-se que esta falha seja uma possível rota de migração dos hidrocarbonetos gerados no bloco mais baixo até os reservatórios carbonáticos das formações Coqueiros e Macabu e representam a fase de subsidência mecânica, quando ocorreu a compartimentação do local.

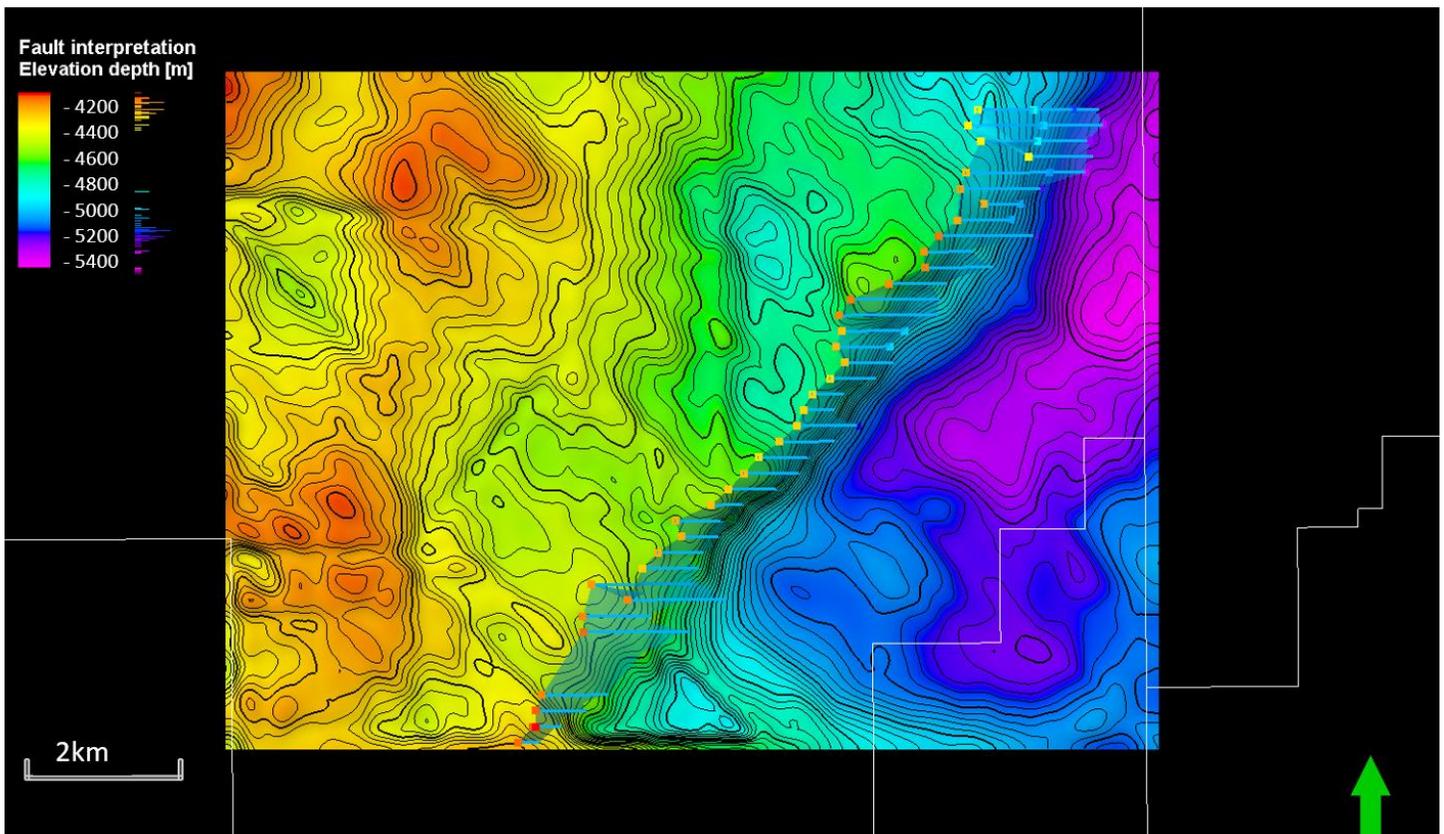


Figura 43: Mapa da discordância Topo Basalto com a falha normal SW-NE

7. Conclusão

A partir da aplicação dos passos dispostos no fluxograma proposto foi possível concluir que, apesar do levantamento sísmico escolhido não ter sido inicialmente parametrizado para o Pré-sal, fazendo com que a qualidade do dado e sua utilização para distinguir fácies fosse limitada, muitas informações puderam ser obtidas a partir dele com a ajuda dos atributos sísmicos e dos três poços analisados, como a identificação das principais falhas e discordâncias da zona de interesse, além de uma melhor compreensão da região.

A aplicação de atributos sísmicos proporcionou uma maior confiabilidade à interpretação do volume trabalhado, que inicialmente não seria indicado para o mapeamento do Pré-sal. Todos os seis atributos aplicados apresentaram eficiência para ressaltar diferentes propriedades.

Os atributos de amplitude Instantânea e RMS tiveram resultados muito similares e se mostraram eficientes no realce de anomalias associadas às acumulações de hidrocarbonetos por medirem diretamente a refletividade, além de variações laterais de amplitude, que revelaram fácies brilhantes usadas como base para o mapeamento da discordância Pré-Alagoas.

O atributo de Fase Instantânea, por sua vez, usado para o mapeamento das discordâncias Pré-Evaporítica e Topo Basalto, foi responsável por distinguir geometricamente os diferentes pacotes rochosos e limites de seqüências.

Já o *Sweetness*, embora tenha normalmente como objetivo principal o destaque de acumulações, cujo foco não é o do presente estudo, foi usado para que, a partir disso, fosse possível interpretar a discordância Pré-Evaporítica, uma vez que ela separa os reservatórios da Formação Macabu do selo representado pela Formação Retiro. Inicialmente, esperava-se também que o *Sweetness* destacasse a discordância Pré-Alagoas pelo mesmo motivo, no entanto, isso ocorreu apenas localmente.

O atributo de Frequência Instantânea, apesar de não ter sido decisivo para a interpretação de nenhuma das discordâncias, destacou de forma singular a discordância Topo Basalto em termos de intensidade de conteúdos de frequência específicos, uma vez que obteve frequências diferentes entre dois pacotes sedimentares que indicaram a separação das rochas presentes nas formações posteriores à esta discordância, de uma geometria mais maciça representada pelos Basaltos da Formação Cabiúnas.

Por fim, a Técnica Volume de amplitudes (TecVA), realçou os altos contrastes de impedância evidenciando descontinuidades laterais e revelando falhas e fraturas não só no intervalo Pré-sal como também suas respectivas reativações no Pós-sal.

Portanto, conclui-se que o auxílio desses atributos corroborou para um melhor aproveitamento do volume sísmico apesar das limitações estabelecidas pelo dado inicial, propiciando a interpretação das principais discordâncias do intervalo Pré-sal e promovendo um melhor entendimento da área de estudo.

8. Referências Bibliográficas

Allen, F. A. e Allen, J. R., 2006. Basin Analysis – Principles and Applications, Blackwell Publishing, 2a edição.

Ayres, A., 2001. Uso da sísmica de reflexão de alta resolução e da sonografia na exploração mineral submarina. Revista Brasileira de Geofísica, vol. 18 no 3, São Paulo.

Barbassa, A. G., 2008. Descoberta de grandes volumes de óleo leve no Pré-sal do Espírito Santo. Fato relevante da Petrobrás. Rio de Janeiro: nov. 2008.

Barnes, A., 2001. Seismic attributes in your facies.

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

Bodine, J., 1984. Waveform analysis with seismic attributes, In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 1984, pp. 505_509, Society of Exploration Geophysicists.

Brown, A. R., 2011. Interpretation of three-dimensional seismic data, 7a edição, AAPG Memoir 42.

Castro, R. D. de; Picolini, J. P., 2015. Caracterização Ambiental Regional Da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste, p.1-12.

Catuneanu, O., 2006. Principles of sequence stratigraphy.

Chang, H. K.; Kowsmanm, R. O.; Figueiredo, A. M. F., 1990. Novos conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. G. P. Raja Gabaglia & E. J. Milani (eds.). Origem e Evolução das Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, pp.269-89.

Chang, H. K., Vidal, C., Corrêa, F., Fernandes, F., Castro, J., Tinen, J., Rostirolla, S., 2003. Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Santos.

- Chang, H. K.; Assine, M. L.; Corrêa, F. S.; Tinen, J. T., Vidal, A. C.; Koike, L., 2008. "Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos". Revista Brasileira de Geociências, 38 (suplemento), pp.29-46.
- Chen, Q., Sidney, S., 1997. Seismic Attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. Vol 16, issue 5.
- Chopra, S. e Marfurt, K. J., 2007 Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization, vol. 11, Society of Exploration Geophysicists Tulsa, Oklahoma.
- Coward, M. P., 1986, Heterogeneous stretching, simple shear and basin development. Earth and planetary Science Letters, v.80, p.325-336.
- Dias, R. M., 2018. Estimativa de propriedades de reservatório e estudo de sensibilidade à substituição de fluidos no Pré-sal no Parque das Baleias, Bacia de Campos. Monografia, Universidade Federal Fluminense.
- Dias, J.L., Scarton, J.C., Esteves, F.r., Carminatti, M., Guardado, L. R., 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. in: raja Gabaglia, G.P., Milani, E.J., organizadores. origem e evolução de bacias sedimentares. rio de Janeiro: Petrobras. p. 333-360.
- Estrella, G. O.; Azevedo, R. L. M.; Formigli Filho, J. M., 2009. Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades, in J. P. R. Veloso (coord.). Teatro Magico da cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil. Rio de Janeiro, José Olympio, pp. 67-78.
- Farias, K. C. C.; Medeiros, M. F. C.; Pereira, C. S.; Cruz, J. C. R., 2019. O Uso do Atributo Envelope para Análise de Reserevatório. O Exemplo da Formação Frigg, Mar do Norte. Sociedade Brasileira de Geofísica, 16th Interntional Congress, Rio de Janeiro.
- Fontes, P. H. L., 2018. O Uso de Atributos Sísmicos na Delimitação da Rocha Geradora na Região do baixo de Miranga – Bacia do Recôncavo.

Freitas, J. T. R., 2006. Ciclos Depositionais Evaporíticos da Bacia de Santos: uma Análise Cicloestratigráfica a Partir de Dados de dois Poços e de Traços de Sísmica. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Gamboa, L. A. P., Machad, M. A. P., Silva, D. P., Freitas, J. T. R., 2008. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica, controle tectono-estratigráfico na Bacia de Santos. W. U. Mohriak; P. Szatmari; S. M. C. Anjos (eds.). Sal: Geologia e Tectônica. São Paulo, Beca, pp.340-59.

Guardado, L.r., Gamboa, L.A.P., Lucchesi, C.F., 1989. 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.

Hart, B.S., 2008. Channel detection in 3-D seismic data using sweetness: AAPG Bulletin, v.92, 733-742

Hag, B. U., Hardenbol, J., Vail, P. R., 1987. Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic: Science, v.235, p. 1156-1167.

Holz, M., 1998. Um breve histórico de conceitos fundamentais da estratigrafia moderna: sequências depocionais e seus fatores controladores.

Holz, M., 2013, Estratigrafia de Sequências, Grupo de Estratigrafia Teórica e Aplicada.

Jiang, Z. *et al.*, 2007. Source-controlled carbonates in a small Eocene half-graben lake basin (Shulu Sag) in central Hebei Province, North China. Sedimentology, v. 54, n. 2, p. 265–292.

Karner, G. D., Manatschal, G., Pinheiro, L. M., 2007, Imaging, Mapping and Modelling Continental Litosphere Extension and Breakup. Geological Society of London special Publication v.282, p. 493.

Katata, E. P., 2015. Avaliação do Impacto das Condições de Operação na Qualidade do Sinal – Processamento de dados de Reflexão Sísmica Multicanal.

Kearey, P., Brooks M., Hill, I., 2002. An introduction to geophysical exploration. 3^o ed. Oxford: Wiley-Blackwell Science Ltd.

Koson *et al.*, 2014. Seismic attributes and seismic geomorphology. Vol. 6, No. 1, 1-9

Magoon, L. B. e Beaumont, E. A., 2007, Petroleum Systems. p. 3-5 – 3-11

Mello, M.R, 1988. Geochemical and Molecular Studies of the Depositional Environments of Source Rocks and their Derived Oils from the Brazilian Marginal Basins: Ph.D. Dissertation, Bristol University, p. 240.

Mello, M. R., Maxwell, J. R., 1990. Organic geochemical and biological marker characterization of source rocks and oil derived from lacustrine environments in the Brazilian continental margin.

Meneses, A. R. A. S., 2010. Estudo Teórico dos Atributos Sísmicos em dados Sísmicos de Reflexão.

Mckenzie, D. P., 1978, Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth and planetary Science Letters, v.40, p.25-32.

Milani, E. J., Brandão, A. S. L., Zalán, P. V., Gamboa, L. A. P., 2001, Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas.

Mizusaki, A. M. P., Thamaz-Filho, A., 2004. O magmatismo pós paleozóico no Brasil. In: Neto, V. M., Bartorelli, A., Carneiro, J. C., Brito-Neves, B. B.. Geologia do Continente Sul Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida, São Paulo.

Mitchum Jr., R., Vail, P., & Thompson III, S., 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 2: The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis¹. Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration.

Mitchum, R., & Vail, P., 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 7: Seismic Stratigraphic Interpretation Procedure. In R. Mitchum, & P.

Vail, Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists Memoir 26.

Mohriak, W.U., 2012. Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (Orgs.). *Geologia do Brasil* (pp. 481-496). São Paulo: Beca Edições.

Morais, J. M., 2013. Petróleo em Águas Profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. p.234-242.

Oliveira, E. R., 2019. Controle dos corpos ígneos na deposição de corpos turbidíticos do Santoriano no Campo de Uruguá, Bacia de Santos.

Pereira, M. J.; Feijó, F. J., 1994. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8, pp.219-32.

Pereira, C. V., 2011. Utilização de interpretação sísmica para caracterização de canal pliocênico na Bacia do Espírito Santo.

Pereira, G.B.; Luparelli, A., 2015. Bacia de Campos. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Pereira, G.B., 2015. Bacia de Campos - Sumário Geológico e Setores em Oferta. 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Portella, A. Y., 2017. Bacia de Campos - Sumário Geológico e setores em oferta. 15ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Portella, A. Y., 2019. Bacia de Campos - Sumário Geológico e setores em oferta. 16ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Superintendência de Definição de Blocos SDB, ANP.

Rangel, H.D.; Martins, F.A.L.; Esteves, F.R.; Feijó, F.J., 1994. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 8, p. 203-218.

Riccomini, C., Sant'Anna, L. G, Tassinari, C. C. G., 2012. Pré-sal: Geologia e Exploração. Revista USP, n. 95, p. 35 - 41.

Riding, R., 2000. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial–algal mats and biofilms. *Sedimentology*, v. 47, n. 1, p. 179–214.

Schaller, H., 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos, Congresso Brasileiro de Geologia, Aracajú, 1972. SBG. V. 3

Schon, J. H., 1996. Physical Properties of Rocks. Fundamentals and Principles of Petrophysics. Handbook of Geophysical Exploration. Section I, Seismic Exploration, V.18. Pergamon Press, p. 583.

Sengor, A. M. C., Burke, K., 1978. Relative timing of rifting and volcanism on earth and its tectonics implications. *Geophysical Research Letters*.

Severiano Ribeiro, H., 2001. Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações. Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos.

Simm, R.; Bacon, M., 2014. Seismic Amplitude: Na Interpreter's Handbook, p. 14-20.

Souza-Lima W., Hamsi Jr. G.P., 2003. Bacias Sedimentares Brasileiras: bacias da margem continental. Aracaju, Revista Phoenix, (50):s.p. fev. 2003.

Suguio, K., 2003. *Geologia Sedimentar*. (Blucher, Ed.)

Taner, M., Koehler, F., & Sheriff, R., 1979. Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, 44(6), p.1041-1063.

Taner, M., 2001. *Seismic Attributes*.

Tao, G., King, S., Nabi-Bidhedi, M., 1995. Ultrasonic Wave propagation in dry and Brine-Saturated Sandstones as Function of Effective Stress: Laboratory measurements and Modeling. *Geophysical Prospecting*, Vol. 43, p: 299-327.

Wenicke, B., Burchfiel, B. C., 1982, Modes of extensional tectonics. *Journal of structural geology*. V.4, p105-115.

White, R., Mckenzie, D. P., 1989, Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, v.94, p.7685-7729.

Winter, W.R., Jahnert, R.J., França, A.B.,2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*. 15(2): 511-529. Cartas Estratigráficas.

Woods, R. D., 1991. Soil Properties for Shear wave Propagation. In Hoven, J.M. *et al.* (Eds), *ShearWave in Marine Sediments*, p. 29-39.

Wright, V. P., 1992. A revised classification of limestones. *Sedimentary Geology*, v. 76, p. 177–185.

Wright, V. P., 2012. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. In: GARLAND, J. *et al.* (Eds.). *Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis*. Special Publications 370. London: The Geological Society of London. 370 p. 39–47.