

Trabalho de Conclusão de Curso

Curso de Graduação em Geologia

ANÁLISE TECTONOESTRATIGRÁFICA DO INTERVALO APTIANO –  
MIOCENO NA PORÇÃO *OFFSHORE* DA REGIÃO CENTRAL DA BACIA DO  
ESPÍRITO SANTO

Wallace Soares Teixeira

Prof. Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto (orientador)

Dr(a). Maria Gabriela Castillo Vincentelli (co-orientadora)

Rio Claro (SP)  
2017

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

WALLACE SOARES TEIXEIRA

ANÁLISE TECTONOESTRATIGRÁFICA DO INTERVALO  
APTIANO – MIOCENO NA PORÇÃO *OFFSHORE* DA REGIÃO  
CENTRAL DA BACIA DO ESPÍRITO SANTO

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

Rio Claro - SP

2017

551.7  
T266a      Teixeira, Wallace Soares  
            Análise tectonoestratigráfica do intervalo Aptiano-Mioceno na porção  
            offshore da região central da Bacia do Espírito Santo / Wallace Soares  
            Teixeira. - Rio Claro, 2017  
            66 f. : il., figs., tabs.

Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual  
Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas  
Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto  
Coorientadora: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geologia estratigráfica. 2. Bacia do Espírito Santo. 3.  
Tectonoestratigrafia. 4. Congoá. 5. Peroá. 6. Turbiditos. I. Título.

WALLACE SOARES TEIXEIRA

ANÁLISE TECTONOESTRATIGRÁFICA DO INTERVALO  
APTIANO – MIOCENO NA PORÇÃO *OFFSHORE* DA  
REGIÃO CENTRAL DA BACIA DO ESPÍRITO SANTO

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

Comissão Examinadora

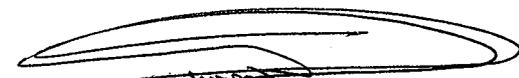
Maria Gabriela Castillo Vincentelli (co-orientadora)

Norberto Morales

Luana Fernandes do Nascimento

Rio Claro, 29 de novembro de 2017.

Wallace Soares Teixeira  
Assinatura do(a) aluno(a)

  
assinatura do(a) orientador(a)

**Dedico este trabalho aos meus pais, Walmir e Beatriz, e ao meu irmão, Wesley, que  
constituem a base da minha formação humana**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" por fornecer a infraestrutura e os recursos necessários para o meu aprendizado em Geologia ao longo desses últimos anos.

Ao Unespetro, seu coordenador, Prof. Dr. Dimas Dias-Brito, à Petrobrás, pelo apoio financeiro fornecido ao projeto "Modelagem Estratigráfica/Sedimentológica, Diagenética, Estrutural e Petrofísica dos Reservatórios Albianos do Campo A da Bacia de Campos, e à Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo fornecimento de dados.

Ao Prof. Dr. Alexandre J. Perinotto, à Dr.<sup>a</sup> Maria Gabriela C. Vincentelli e ao Dr. Sergio A. C. Contreras, pelas orientações, instruções, ensinamentos, paciência e toda a ajuda prestada, indispensáveis para a elaboração deste trabalho e para a minha formação acadêmica.

Aos colegas de trabalho do LISG: Luana Fernandes e Leonardo Habermann, que não só foram companheiros de laboratório, mas sim grandes amigos com os quais pude discutir, aprender e contar sempre que preciso, compartilhando um ambiente de trabalho muito agradável e prazeroso.

Aos colegas e funcionários do Unespetro: Iata, Fabi e Márcia, sempre presentes no dia-a-dia e simpáticos.

Aos meus pais, Walmir e Beatriz, e ao meu irmão, Wesley, pelo apoio, incentivo, amor e cooperação, sempre compreensivos nos momentos em que estive ausente. A vocês devo tudo o que pude me tornar.

Aos meus colegas da turma Geová, por todo o companheirismo e bom-humor durante o curso, e em especial aos meus queridos amigos que fiz na graduação: Luís Gustavo (Varvito), Lucas Furlan, Fernanda Bertuluci, Fernanda Menin, Vanderlei Farias, Mariana Duarte, Gabriela Marques, Rômulo Bortolozzo (Sequoia), Giovana Pimentel, Tais Bischof, Debora Targa, Saul Riffel, Pedro Paulo (Pepe), Paulo Miranda (RPM) e Rodrigo Graneiro. Obrigado pela amizade, carinho, apoio, risadas e por todos os momentos em que estive com vocês.

E a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a minha caminhada até aqui, meu muito obrigado.

"Não devemos nos questionar porque algumas coisas nos acontecem e sim o que podemos fazer com o tempo que nos é dado".

J. R. R. Tolkien

## RESUMO

Na região central da porção *offshore* da Bacia do Espírito Santo ocorrem diversos tipos de acumulações de hidrocarbonetos, das quais a oportunidade exploratória mais tradicional são os turbiditos com selo lateral formado pelas intrusões salinas. Nesse sentido, o presente trabalho foca na análise tectonoestratigráfica dos campos petrolíferos de Cangoá e Peroá, reconhecidamente produtores de gás, com o objetivo de caracterizar as principais oportunidades exploratórias (*plays*) no intervalo Aptiano-Mioceno, a fim de permitir uma compreensão abrangente dos mecanismos envolvidos na geração dos reservatórios presentes na área. Para isso, é realizada a análise e correlação de 8 poços com base nos seus respectivos perfis geofísicos e a interpretação de 24 seções sísmicas 2D. As seções estratigráficas confeccionadas permitiram caracterizar a distribuição espacial dos depósitos turbidíticos do Oligoceno-Mioceno da Formação Urucutuca, que constituem os principais níveis produtores locais. A interpretação dos dados sísmicos em conjunto com os mapas de contorno estrutural e de isópacas mostram que na bacia predomina o estilo tectônico distensivo e a deformação estrutural causada pela halocinese. Nesse contexto, foram identificadas duas oportunidades exploratórias principais na sequência pós-sal: o *Play* do Albiano Estruturado, caracterizado por falhas listricas em associação com dobras do tipo *rollover* decorrentes da movimentação salina, o que propicia a formação de altos estruturais favoráveis para o armazenamento de hidrocarbonetos; e o *Play* Turbiditos da Formação Urucutuca, caracterizado por reservatórios turbidíticos que são selados por folhelhos e trapeados por flancos de domos salinos.

**Palavras-chave:** Bacia do Espírito Santo. Tectonoestratigrafia. Cangoá. Peroá. Turbiditos. *Plays* petrolíferos.

## ABSTRACT

In the central offshore region of Espírito Santo Basin, there are several types of oil accumulations. The turbidites with lateral seal formed by the saline intrusions are the most well known exploratory play in this basin. In this sense, this work focuses on a tectonostratigraphic analysis of the Cangoá and Peroá oil fields, known as gas producers, in order to characterize the main exploration opportunities in the Aptian-Miocene range, thus allowing the understanding of the mechanisms involved in the generation of reservoirs in the area. For this purpose, the analysis and correlation of 8 wells based on their geophysical logs and the interpretation of 24 2D seismic sections were performed. The stratigraphic sections allowed to characterize the spatial distribution of the Oligocene-Miocene turbidite deposits of the Urucutuca Formation, which are the main local oil producers. The interpretation of the seismic data and the analysis of structural and isopach maps show that in the basin dominates the extensional tectonic style and the structural deformation caused by halokinetics movements. Also, two main exploratory opportunities have been identified in the post-salt sequence: Structured Albian Play, characterized by listric faults in association with rollover-type folds resulting from the salt movement, which provides the formation of favorable structures for the storage of hydrocarbons; and the Urucutuca Turbidites Play, characterized by turbidite reservoirs that are sealed by shales and trapped by saline domes.

**Keywords:** Espírito Santo Basin. Tectonostratigraphy. Cangoá. Peroá. Turbidites. Oil Plays.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1. Objetivos.....	13
1.2. Visão geral da Bacia do Espírito Santo .....	13
2. GEOLOGIA REGIONAL .....	15
2.1 Aspectos Gerais .....	15
2.2 Evolução Tectonossedimentar .....	15
2.3 Arcabouço Estratigráfico .....	19
2.3.1 Embasamento .....	19
2.3.2 Supersequência Rifte (Fase Rifte) .....	19
2.3.3 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte).....	20
2.3.4 Supersequência Drifte (Fase Drifte).....	20
2.4 Geologia Estrutural da Bacia do Espírito Santo .....	24
2.5 Geologia Local .....	26
2.5.1 Campo de Congoá.....	26
2.5.2 Campo de Peroá.....	26
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	27
3.1 Perfilagem geofísica .....	27
3.2 Sísmica de Reflexão .....	30
3.2.1 Aquisição Sísmica .....	30
3.2.2 Processamento .....	31
3.2.3 Interpretação sísmica .....	32
4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO .....	33
4.1 Levantamento Bibliográfico .....	33
4.2 Obtenção, tratamento e organização do banco de dados .....	34
4.3 Análise e Interpretação de perfis de poço.....	37
4.4 Calibração e interpretação das seções sísmicas 2D.....	39
4.5 Confecção de mapas .....	41
4.6 Análise Tectonoestratigráfica .....	41
5. RESULTADOS .....	42
5.1 Seções estratigráficas.....	42
5.1.1 Seção Estratigráfica Congoá.....	42
5.1.2 Seção Estratigráfica Peroá.....	44
5.1.3 Seção Estratigráfica Congoá-Peroá .....	46
5.2 Interpretação sísmica .....	48
5.2.1 Análise das Seções sísmicas .....	49
5.3 Mapas de contorno estrutural e de isópacas .....	53

5.4 Análise Tectonoestratigráfica .....	57
5.4.1 <i>Plays</i> petrolíferos na Fase Rife e Pós-Rife .....	57
5.4.2 <i>Plays</i> petrolíferos na Fase Drifte .....	58
6. CONCLUSÕES .....	60
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	62

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização da área de estudo na porção <i>offshore</i> da região central da bacia do Espírito Santo. Fonte: Modificado de BDEP Web Maps (2017). .....	12
Figura 2: Representação gráfica da distribuição da produção anual nacional de petróleo por bacia em 2016. Fonte: dados numéricos em BRASIL (2017). .....	14
Figura 3: Modelo esquemático das diversas fases de evolução tectonossedimentar de bacias em margens divergentes, contexto no qual se insere a Bacia do Espírito Santo. Modificado de Mohriak (2012). .....	18
Figura 4: Seção esquemática NW-SE da Bacia do Espírito Santo. Modificado de ANP (2007). .....	22
Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo, com destaque para o intervalo de interesse para o presente trabalho. Fonte: França et al. (2007). .....	23
Figura 6: Domínios morfoestruturais da porção emersa da Bacia do Espírito Santo e feições da área submersa. Fonte: Modificado de Biassusi et al. (1990). .....	24
Figura 7: Respostas típicas de diferentes perfis geofísicos. Fonte: Modificado de Rider (2002). .....	29
Figura 8: Modelo simplificado de aquisição sísmica <i>offshore</i> 2D (A) e 3D (B) com diferentes arranjos de sensores. Modificado de Pinheiro (2010). .....	31
Figura 9: Exemplo de imagem sísmica, em tempo, processada e interpretada. Extraído de Pinheiro (2010). .....	32
Figura 10: Fluxograma de trabalho resumindo as etapas de trabalho. ....	33
Figura 11: Distribuição espacial dos poços (em preto) na área de estudo. Os campos petrolíferos são representados por polígonos. Fonte: BDEP (2017). .....	36
Figura 12: Distribuição espacial das seções sísmicas 2D (em verde) na área de estudo. Os campos petrolíferos são representados por polígonos. Fonte: BDEP (2017). .....	36
Figura 13: Dados de perfis geofísicos do poço 3ESS_0074 obtidos do arquivo <i>.las</i> , à esquerda, e diagrfias geradas a partir dessas informações, à direita. ....	37
Figura 14: Seções estratigráficas construídas para a correlação dos poços analisados. ....	38
Figura 15: Calibração do poço 3-ESS_0068_ES e da linha sísmica 231-0069 com base nos intervalos de interesse. ....	40
Figura 16: Seção Estratigráfica Cangoá. ....	43
Figura 17: Seção Estratigráfica Peroá. ....	45

Figura 18: Seção Estratigráfica Cangoá-Peroá .....	47
Figura 19: Linhas sísmicas 2D, em vermelho, selecionadas para análise. Fonte: BDEP (2017). .....	48
Figura 20: Seção <i>Dip</i> 231-0063 interpretada.....	50
Figura 21: Seção <i>Strike</i> 231-0019 interpretada .....	50
Figura 22: Seção <i>Dip</i> 0066-0061 interpretada.....	51
Figura 23: Seção <i>Strike</i> 232-0037 interpretada. ....	51
Figura 24: Mapa de contorno estrutural da Base do Mioceno.....	53
Figura 25: Mapas de contorno estrutural 3D em diferentes níveis analisados. ....	54
Figura 26: Mapas de isópacas do Oligoceno-Mioceno (A) e do Aptiano-Albiano (B).....	55
Figura 27: Representação esquemática do <i>Play</i> Albiano Estruturado.....	58
Figura 28: Representação esquemática do <i>Play</i> Turbiditos da Formação Urucutuca .....	59

### **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Valores de medição esperados para diferentes litologias. Modificado de Rider (2002) e Evenick (2008).....	30
Tabela 2 – Localização (UTM), Datum, Categoria e Lâmina d'água dos poços utilizados. (BDEP, 2017) .....	34
Tabela 3 – Dados disponíveis por poço (pasta de poço e perfil composto) e respectiva classificação dos poços (BDEP, 2017) .....	35

## 1. INTRODUÇÃO

A bacia sedimentar do Espírito Santo está localizada na margem continental leste brasileira, estendendo-se do sul do Estado da Bahia até o centro-sul do Estado do Espírito Santo, entre os paralelos 18°20' e 21°. Ao todo, possui área de aproximadamente 220 mil km<sup>2</sup>, sendo que cerca de 90% dessa área se situa na plataforma continental marinha (porção *offshore*), sob lâmina d'água de até 3.000 metros. Em função da existência do Banco de Abrolhos, a plataforma continental apresenta-se significativamente alargada, com variação de dezenas para centenas de quilômetros de sul para norte (FRANÇA et al., 2007). A sul, a bacia limita-se com o Alto Estrutural de Vitória, onde faz divisa com a Bacia de Campos e, ao norte, é limitada pelas rochas vulcânicas do Complexo Vulcânico de Abrolhos, que a separam da bacia de Cumuruxatiba (VIEIRA et al., 1994).

A área de estudo do trabalho (Fig. 1) compreende a porção *offshore* da região central da Bacia do Espírito Santo e engloba tanto a região de águas rasas quanto a de águas profundas. Neste polígono são abrangidos os campos petrolíferos de Cangoá, Peroá, Camarupim e Camarupim Norte, além da porção nordeste de Golfinho e norte de Canapú.

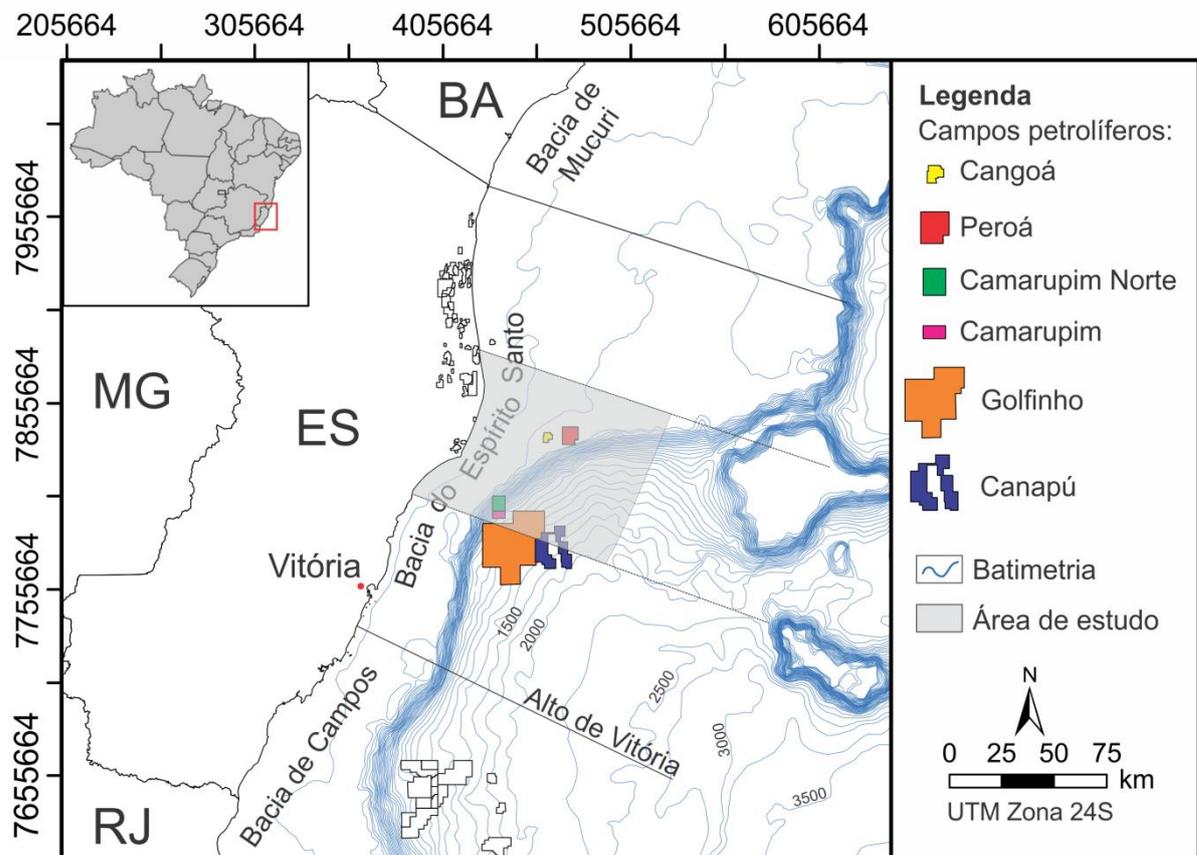


Figura 1: Localização da área de estudo na porção *offshore* da região central da bacia do Espírito Santo, com destaque para os campos petrolíferos total e parcialmente englobados nesta região. Fonte: Modificado de BDEP Web Maps (2017).

## 1.1. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo geral caracterizar, segundo uma visão tectonoestratigráfica, as oportunidades exploratórias observadas na região central da porção *offshore* da Bacia do Espírito Santo, com enfoque no intervalo Aptiano-Mioceno. Para esse fim, pretende-se reconhecer o modelo geológico local e as principais feições estruturais na área de estudo, bem como colaborar no entendimento regional da distribuição espacial de cinco horizontes cronoestratigráficos: Topo do Aptiano, Topo do Albiano, Base do Oligoceno, Base do Mioceno e Mioceno Superior.

Buscou-se, portanto, reunir dados e informações com o propósito de responder ao seguinte problema de pesquisa: de que forma a análise de dados de poço e seções sísmicas 2D pode auxiliar na interpretação das características tectonoestratigráficas da porção *offshore* da região central da Bacia do Espírito Santo?

## 1.2. Visão geral da Bacia do Espírito Santo

Historicamente, as primeiras pesquisas petrolíferas na bacia reportam-se à década de 1950, quando se iniciaram os estudos prospectivos por meio de levantamentos sísmicos e gravimétricos. O primeiro poço (2-CB-1-ES) foi perfurado na porção terrestre da bacia pela Petrobrás em 1959, próximo à cidade de Conceição da Barra. Na plataforma continental, por sua vez, a instalação do primeiro poço veio a ocorrer quase uma década depois, em 1968, com o pioneiro 1ESS-0001-ES. Apesar disso, foi somente no ano seguinte, em 1969, que se teve o primeiro registro de acumulações de hidrocarbonetos a níveis comerciais, com a descoberta do Campo de São Mateus na porção emersa da bacia (BIASSUSI et al., 1990).

Com o prosseguimento das pesquisas exploratórias, na década de 1970 foram descobertos os campos de Fazenda Cedro (1972) e Lagoa Parda (1979) na porção terrestre da bacia. Em área submersa, o primeiro campo foi descoberto em 1977, recebendo a denominação de campo de Cação (BIASSUSI et al., 1990).

Nas décadas seguintes, a bacia apresentou expressiva intensificação das atividades exploratórias, o que resultou na descoberta de dezenas de campos de óleo e gás. Na porção *onshore*, por exemplo, foram descobertos sete campos no ano de 1981, além de outros importantes como Fazenda São Rafael (1996), Inhambu (2003) e Jacutinga (2005) (ÁVILA, 2015). Já na porção *offshore* da bacia destacam-se as descobertas dos campos de gás de Cangoá (1988) e Peroá (1996) e também dos campos de Canapú (1999), Golfinho (2003), Carapó (2003), Camarupim (2003) e Camarupim Norte (2007) (BUGALHO, 2013).

Em função dos conhecimentos adquiridos com o início das atividades exploratórias na região, foi possível a elaboração e posterior atualização da Carta Estratigráfica da Bacia. A primeira versão formal do arcabouço estratigráfico foi publicada por Asmus et al. (1971), seguida de diversas alterações, como a carta apresentada por Vieira et al. (1994) e, mais recentemente, a reelaborada por França et al. (2007).

Atualmente, a presença de diferentes sistemas petrolíferos é ratificada na bacia, com rochas-reservatório de ampla distribuição regional ao longo de toda a coluna sedimentar (ÁVILA, 2015). Nesse cenário, o sistema petrolífero mais conspícuo na porção *offshore* são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, que ocorrem desde o Cretáceo Superior até o Neógeno e são selados por espessas sequências de folhelhos da mesma formação ou mesmo por estruturas de sal.

Em termos econômicos, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2016), o estado do Espírito Santo apresenta reserva total calculada em 2.248,7 milhões de barris de petróleo, dos quais 1.104,3 milhões são correspondentes à reservas provadas, o que representa 8,5% do volume das reservas de petróleo provadas em todo o país. No entanto, como a Bacia sedimentar do Espírito Santo ocupa somente parte do território compreendido pela unidade federativa homônima, as reservas de petróleo contidas na bacia em questão são relativamente mais modestas.

Mesmo assim, no ano de 2016 a Bacia do Espírito Santo respondeu por 1,26% da produção anual brasileira de petróleo, com média de produção de 31.733 barris por dia, como ilustrado pela Figura 2 (BRASIL, 2017).

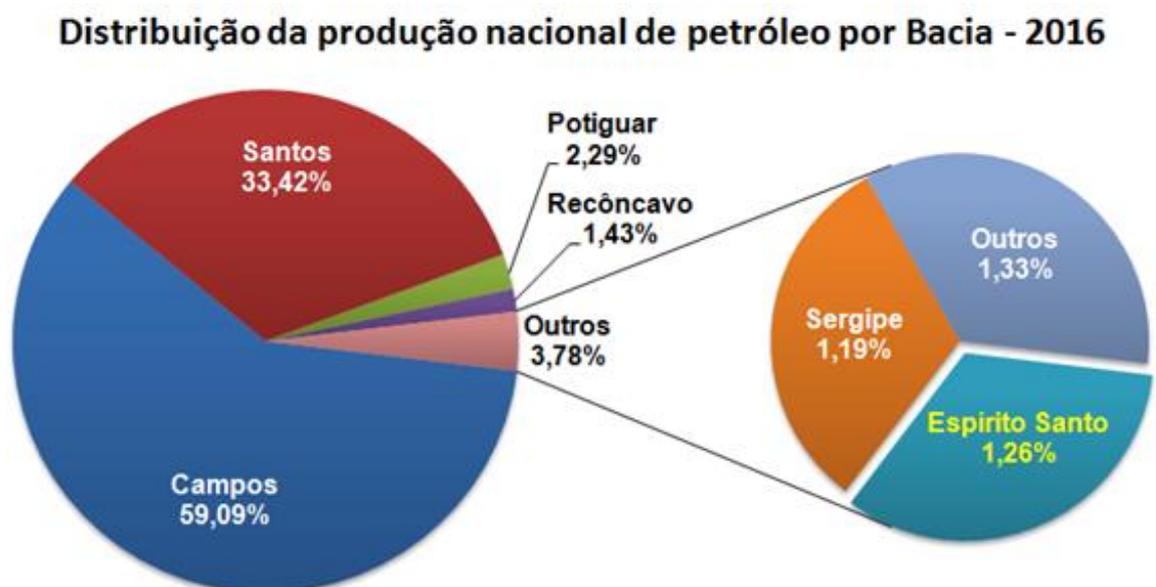


Figura 2: Representação gráfica da distribuição da produção anual nacional de petróleo por bacia em 2016. Fonte: dados numéricos em BRASIL (2017).

## **2. GEOLOGIA REGIONAL**

### **2.1 Aspectos Gerais**

A origem da Bacia Sedimentar do Espírito Santo remonta à evolução tectonossedimentar mesocenozoica da margem continental leste brasileira, constituindo parte de um sistema contínuo de bacias sedimentares formadas pela distensão litosférica por um centro de espalhamento oceânico ativo que conduziu à ruptura do paleocontinente Gondwana e ao afastamento das placas Africana e Sul-Americana, ao mesmo tempo em que ocorria a abertura do Oceano Atlântico Sul (MILANI et al., 2001; MOHRIAK, 2012).

Iniciado no Neojurássico, o rifteamento do Supercontinente Gondwana evoluiu com o estiramento litosférico gerado por esforços distensivos atuantes na crosta, o que resultou na criação de bacias rifte e margens continentais que culminaram na formação de crosta oceânica (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000). Esse processo viabilizou o estabelecimento de depocentros sedimentares em ambos os lados das margens atlânticas, o que ocasionou o surgimento de bacias de margem passiva que passaram por estágios evolutivos semelhantes nos dois lados do Oceano Atlântico (CAINELLI & MOHRIAK, 1999; MOHRIAK et al., 2002). Assim, criaram-se condições geológicas particulares e propícias para a posterior existência e funcionamento de elementos e fenômenos geológicos responsáveis pela formação de sistemas petrolíferos (MELLO et al., 1994; MILANI et al., 2001).

### **2.2 Evolução Tectonossedimentar**

Os estágios evolutivos das bacias sedimentares da margem leste brasileira são descritos por diversos autores, a exemplo dos trabalhos de Chang et al. (1990), Mohriak (2004) e Mohriak et al. (2012). Em geral, os modelos adotados se baseiam em conceitos geotectônicos integrados a dados geológicos de poços exploratórios e dados geofísicos de métodos sísmicos e potenciais.

Ao todo, quatro fases principais descrevem a história evolutiva dessas bacias, sendo elas: Pré-Rifte, Rifte/Sin-Rifte, Pós-Rifte/Transicional/Proto-oceano e Drifte/Marinha. Tais estágios são definidos por sequências sedimentares com diferentes padrões de tectônica e sedimentação, cuja delimitação é marcada por discordâncias angulares e erosivas de abrangência regional, agrupadas em megassequências, supersequências e sequências (ASMUS & PONTE, 1973; ASMUS, 1982).

O primeiro estágio, denominado de Pré-Rifte (Neojurássico a Eocretáceo), denota a fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, caracterizada por amplas e delgadas

depressões preenchidas por sedimentos de águas rasas. A manifestação dos primeiros processos extensionais ocorreu nessa fase através da atuação de esforços distensivos desencadeados por um tênue soerguimento astenosférico acompanhado de afinamento e estiramento crustal, além do surgimento de exíguos *hotspots*. Por conseguinte, surgiram pequenos falhamentos e suaves depocentros onde foram depositados sedimentos eólicos, fluviais e lacustres (MILANI & ARAUJO, 2003).

À medida em que o estiramento litosférico se intensificava, derrames basálticos de natureza toleítica que ocorriam discretamente na fase Pré-Rifte tornaram-se ainda mais recorrentes durante o Eocretáceo (133 M.a.), resultando em extrusões de grandes proporções, representadas nas bacias por basaltos, vulcanoclastos e tufos vulcânicos. Concomitantemente, vastas falhas normais instalaram-se na crosta continental, o que resultou no abatimento e movimentação de blocos crustais, desencadeando a formação de horstes, grábens e semi-grábens paralelos à costa (MILANI & ARAUJO, 2003).

Em função do espaço de acomodação criado com a abertura de *rift valleys*, foi possível a deposição de sedimentos continentais siliciclásticos lacustres e aluviais. Tais processos transcorreram na fase denominada Rifte (Neocomiano - Barremiano), em que se assentaram sedimentos com excelente potencial para geração de hidrocarbonetos. Na Bacia do Espírito Santo o registro desse estágio é representado pelas formações Cabiúnas e Cricaré, ambas pertencentes à porção basal do Grupo Nativo.

Ao final da fase Sin-Rifte, a crosta apresentou uma relativa quiescência tectônica, ocorrendo dissecação e peneplanização dos altos estruturais por discordâncias regionais, sobretudo devido ao soerguimento da bacia e à ruptura continental (OJEDA, 1982). Acima dessa discordância angular, usualmente denominada de *break-up unconformity*, foram depositados sedimentos aptianos fracamente controlados por falhas, constituindo a sequência final da fase Rifte, designada de "sag" ou fase de preenchimento.

Finalizada a fase Rifte, admite-se que decorreu uma progressiva passagem do regime de subsidência mecânica para um contexto de subsidência termal (CAINELLI & MOHRIAK, 1998). A bacia, por sua vez, passou a receber as primeiras incursões de águas marinhas do oceano nascente durante o Aptiano, o que marcou o início do estágio Transicional ou Proto-Oceano (CHANG et al., 1990). Com isso, formou-se um golfo alongado e raso que separava a placa Sul-Americana da placa Africana, onde ocorreu a deposição de sedimentos siliciclásticos e carbonatos de águas rasas (ASMUS, 1984).

Em decorrência do paleoclima árido, escassa precipitação atmosférica e das altas taxas de evaporação, houve gradual aumento da salinidade das águas, o que propiciou a deposição de espessas camadas de evaporitos entre o Aptiano e Albiano Inferior, majoritariamente constituídos por halita e anidrita. Na Bacia do Espírito Santo essa fase é representada pela porção superior do Grupo Nativo, a Formação Mariricu, que compreende os membros Mucuri e Itaúnas.

Vale ressaltar, ainda, que milhões de anos depois, devido à movimentação do sal depositado, uma intrincada e complexa tectônica arquitetou-se com a formação de falhas listricas, estruturas halocinéticas e feições extensionais e compressionais (FIGUEIREDO & MOHRIAK, 1984).

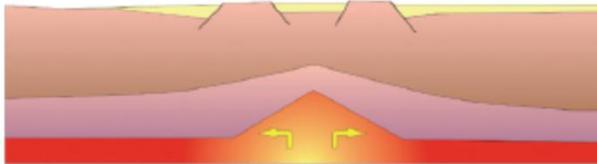
Em prossecução a deriva continental com a completa abertura do golfo do Proto-Atlântico, iniciou-se a quarta fase evolutiva das bacias marginais brasileiras que persiste até o presente, denominada de Drifte ou Marinha. Esse estágio pode ser subdividido em duas etapas: Marinho Restrito e Marinho Aberto.

A fase Drifte se inicia no Albiano com a interrupção da deposição de evaporitos e o estabelecimento de uma plataforma de águas rasas e oxigenadas composta essencialmente por sedimentos carbonáticos. Não obstante, devido à paulatina elevação do nível eustático a plataforma foi afogada, passando a predominar a deposição de calcilitos, margas e mesmo folhelhos (RICCOMINI, 2012). Este estágio, nomeado de Marinho Restrito, é essencialmente representado na Bacia do Espírito Santo pelos litotipos do Grupo Barra Nova, que abarca as formações São Mateus e Regência.

Após esse intervalo, durante o início do estágio Marinho Aberto no Neocretáceo, o contínuo aumento paleobatimétrico deflagrou na deposição de sedimentos marinhos de águas profundas, evidenciados por folhelhos e corpos turbidíticos associados. Até então, o preenchimento sedimentar era retrogradante, uma vez que havia elevada taxa de subsidência e baixa taxa de sedimentação. No entanto, em decorrência do soerguimento da Serra do Mar e da Serra da Mantiqueira, a partir do Paleoceno, o aporte de sedimentos fornecidos para a bacia aumentou, o que desencadeou uma regressão marinha e a formação de extensas cunhas sedimentares. Entrementes, ocorreram também reativações de falhas do embasamento e diversos eventos magmáticos (ALMEIDA & CARNEIRO, 1998), a exemplo do vulcanismo de Abrolhos que afetou amplamente a região homônima e de Cabo Frio, o que influenciou diretamente a sedimentação durante o Paleógeno (FRANÇA et al., 2007). Em termos litoestratigráficos, na Bacia do Espírito Santo o estágio Marinho Aberto é representado pelo Grupo Espírito Santo, que engloba as Formações Urucutuca, Caravelas, Rio Doce e Abrolhos.

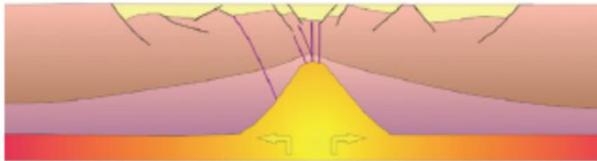
Simplificadamente, a figura 3 mostra as fases evolutivas e os respectivos processos geodinâmicos envolvidos na gênese das bacias brasileiras de margem continental divergente, tal como a Bacia do Espírito Santo.

### Fase Pré-Rifte



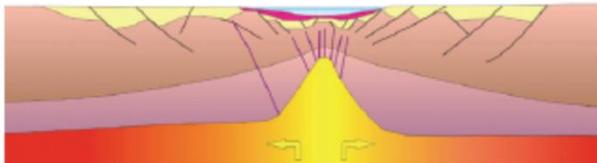
Estágio 1: Início da ruptura do continente, com suave subsidência regional e localmente por meio de falhas envolvendo o embasamento, com derrames de lavas basálticas.

### Fase Rifte



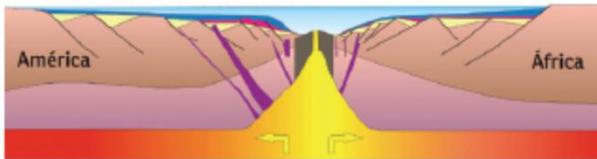
Estágio 2: Incremento da atividade tectônica e magmática, com falhas gerando depressões que formam profundos lagos. O ambiente com pouco oxigênio preservou a matéria orgânica nos sedimentos.

### Fase Transicional



Estágio 3: Início do processo de separação dos dois novos continentes por um centro de espalhamento e formação de um golfo alongado com águas muito salinas. Ressecamentos periódicos resultam em precipitação de evaporitos.

### Fase Drifte (Marinha Restrita)



Estágio 4: Formação de um centro de espalhamento oceânico, com a separação das placas e início da deriva continental, com ambiente marinho inicialmente com águas rasas e quentes. Os dois novos continentes se separam progressivamente, com aprofundamento da margem continental divergente.

### Fase Drifte (Marinha Aberta)



Estágio 5: Oceano bem desenvolvido, com zonas de fraturas e pontos de vulcanismo. As margens continentais desenvolvem espessos depocentros com o acúmulo de sedimentos vindos do continente, através de progradações siliciclásticas.



Figura 3: Modelo esquemático das diversas fases de evolução tectonossedimentar de bacias em margens divergentes, contexto no qual se insere a Bacia do Espírito Santo. Modificado de Mohriak (2012).

## **2.3 Arcabouço Estratigráfico**

Ao longo das últimas décadas, o conhecimento relativo à Bacia do Espírito Santo tem sido vertiginosamente ampliado, o que permitiu a reinterpretação e reelaboração de cartas estratigráficas cada vez mais precisas e pormenorizadas.

À vista disso, no presente trabalho a descrição do arcabouço estratigráfico baseia-se nas análises cronoestratigráficas, interpretações evolutivas e descrições litológicas apresentadas por França et al. (2007), que trazem a versão mais atual da carta estratigráfica da bacia em estudo. No artigo em questão, o registro estratigráfico apresenta-se subdividido em três Supersequências: Supersequência Rifte, Supersequência Pós-Rifte e Supersequência Drifte.

### 2.3.1 Embasamento

O embasamento da Bacia do Espírito Santo é constituído por granitoides e uma série de rochas de alto grau metamórfico - tais como migmatitos, granulitos e gnaisses granatíferos - as quais compõem parte da Faixa Araçuai, pertencente ao setor setentrional da Província Mantiqueira. Por se situar em grande profundidade, há escassas amostragens do embasamento, que usualmente é alcançado por poços somente nas regiões mais proximais da bacia e na porção emersa.

### 2.3.2 Supersequência Rifte (Fase Rifte) - Formações Cricaré e Cabiúnas

A Supersequência Rifte compreende o espaço de tempo entre o Valanginiano e o Eoaptiano. A base dessa supersequência, que contém os sedimentos mais longevos da bacia, é delimitada por uma discordância que a separa do embasamento cristalino, enquanto o topo corresponde à Discordância Pré-Alagoas (DIAS, 2005).

Caracterizada por paleoambientes lacustres, fluviais e de leques aluviais, a Supersequência Rifte engloba a Formação Cricaré, que é constituída pelos Membros Jaguaré e Sernambi, com espessuras da ordem de 3.500 m. O Membro Jaguaré é formado por arenitos cinza médios a grossos e conglomerados com seixos de rochas metamórficas ( fácies clásticas), intercalados por rochas vulcânicas e vulcanoclásticas da Formação Cabiúnas. Já o Membro Sernambi, encontrado nas regiões mais distais da bacia, é constituído por folhelhos, carbonatos (coquinas) e margas.

### 2.3.3 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte) - Formação Mariricu

A Supersequência Pós-Rifte depositou no intervalo do Eoaptiano ao Eoalbiano. Na base, separa-se da supersequência anterior pela Discordância Alagoas e, no topo, apresenta contato discordante com o Grupo Barra Nova. Os principais sistemas deposicionais dessa supersequência representam a passagem gradativa de paleoambientes continentais (leques aluviais, canais fluviais de rios entrelaçados) para paleoambientes transicionais (lagunas, sabkhas).

Litoestratigraficamente, a Supersequência Pós-Rifte abarca a Formação Mariricu, que abrange o Membro Mucuri, de idade eo a mesoaptiana (porção inferior), e o Membro Itaúnas, de idade neoaptiana a eoalbiana (porção superior).

O Membro Mucuri encerra três padrões de sedimentação distintos e pode chegar a 2.000 metros de espessura. A sequência basal é constituída por ortoconglomerados polimíticos, arenitos arcoseanos grossos, arenitos finos, siltitos e, também, um nível de anidrita e carbonato brechado. Tais litologias representam fácies de um trato de sistemas em que existiam leques aluviais e rios entrelaçados. A sequência intermediária, marcada pela subida do nível eustático, é composta por arenitos finos a muito finos, frequentemente com silte e, próximo ao topo, ocorre uma camada de anidrita ou carbonato. A sequência superior, por sua vez, é formada por arenitos finos a grossos, folhelhos esverdeados e calcilitos depositados em um paleoambiente de lagunas que evoluíram para sabkhas.

O Membro Itaúnas, por outro lado, é constituído por evaporitos, sobretudo anidrita e halita, depositados em uma bacia restrita com elevada taxa de evaporação. Devido à plasticidade do sal, a espessura desse membro é bastante inconstante, podendo variar de 50 a 5.000 m, como verificado em amplos diápiros salinos em águas ultraprofundas (FRANÇA & TSCHIEDEL, 2006). Nas regiões proximais da bacia observa-se a predominância de carbonatos e anidritas, enquanto que nas porções mais centrais as halitas são mais recorrentes. Há, ainda, delgados níveis síltico-argilosos que representam eventos de transgressões marinhas de baixa amplitude.

### 2.3.4 Supersequência Drifte (Fase Drifte) - Formações São Mateus, Regência, Urucutuca, Abrolhos, Rio Doce, Caravelas e Barreiras

Segundo França et al. (2007), a Supersequência Drifte compreende 14 Sequências, das quais 6 são do Cretáceo e 7 do Paleógeno, e se posiciona entre o Eoalbiano e o Recente, no intervalo conhecido como pós-sal.

Nessa fase, que pode ser subdividida em Sequência Marinha Transgressiva e Sequência Marinha Regressiva, o regime tectônico dominante passou a ser a subsidência térmica associada à tectônica adiastrófica e halocinese.

A Sequência Marinha Transgressiva compreende o Grupo Barra Nova, de idade albiã, e a porção basal da Formação Urucutuca do Grupo Espírito Santo, no intervalo pertencente ao Neocretáceo (Cenomaniano a Maastrichtiano). Nessa etapa havia contínua subsidência, basculamento da bacia e tendência de aumento do nível eustático, o que resultava na criação de espaço de acomodação em velocidade superior a do aporte de sedimentos na bacia, deflagrando assim em um padrão de sedimentação retrogradante. Durante o Paleógeno, entretanto, a bacia passou por uma nova fase tectônica, o que ocasionou a diminuição do nível paleobatimétrico com o soergimento da Serra do Mar, o vulcanismo de Abrolhos e a movimentação do sal. Dessa forma, o intervalo compreendido entre o Paleógeno e o Recente engloba a Sequência Marinha Regressiva, representada pelas porções média e superior da Formação Urucutuca e as formações Abrolhos, Rio Doce, Caravelas e Barreiras, todas pertencentes ao Grupo Espírito Santo.

O Grupo Barra Nova é composto pelas formações São Mateus e Regência, com espessura máxima registrada de até 2.000 metros. Durante o Albiano, a bacia apresentava águas amplas e rasas, semelhantes a um mar epicontinental, onde depositavam arenitos, siltitos, folhelhos, calcarenitos oolíticos e bioclásticos creme a cinza, calcilutitos e calcissiltitos. Posteriormente, a morfologia bacinal gradou para o formato de rampa, e havia a intercalação de sedimentos carbonáticos e terrígenos, com predomínio destes em relação àqueles. Isso resultou na deposição de folhelhos, siltitos, arenitos e carbonatos, com maior tendência de deposição de siliciclastos nas regiões proximais (Formação São Mateus) e de carbonatos nas áreas distais (Formação Regência) (TAGLIARI, 1993).

A Formação Urucutuca, do Cenomaniano ao Recente, é a unidade mais espessa da bacia, com aproximadamente 6.000 metros. Nas porções terrestres e proximais apresenta conglomerados e arenitos turbidíticos intercalados com folhelhos cinza-escuros, calcíferos. Em águas rasas, predominam calcários, calcilutitos, folhelhos e arenitos turbidíticos e, em direção às regiões mais distais da bacia, há aumento na quantidade de sedimentos pelíticos em detrimento dos siliciclásticos e carbonáticos, como evidenciado pela intercalação de folhelhos escuros com arenitos turbidíticos e margas (ÁVILA, 2015). Como visto, a Formação Urucutuca é bastante espessa e possui abundantes corpos turbidíticos que constituem os principais reservatórios de hidrocarbonetos da bacia, o que a destaca por ter uma singular importância econômica.

A Formação Abrolhos, por sua vez, formou-se entre o Eopaleoceno e o Neoeoceno (62 - 37 M.a.) como resultado de uma série de extrusões alcalinas. Por consequência, edificou-se um significativo complexo vulcanossedimentar, o Banco de Abrolhos, na região leste-nordeste da bacia (ÁVILA, 2015).

A partir do Mesoeoceno (40 M.a.) até o Recente, a Formação Urucutuca passa a fazer contato lateral transicional com as formações Rio Doce e Caravelas, situadas nas porções mais proximais e jovens da bacia. A Formação Rio Doce caracteriza-se pela presença de arenitos interdigitados com calcários, diamictitos e mesmo argilitos, os quais se formaram em paleoambientes do tipo continental, transicional e marinho raso. Já a Formação Caravelas é constituída principalmente por calcários e calcarenitos bioclásticos depositados em uma plataforma carbonática rasa formada acima do banco de Abrolhos.

Em menor expressão regional e de idade pliocênica, há também a Formação Barreiras, que é caracterizada por conglomerados polimíticos depositados em paleoambiente continental flúvio-aluvial. Apesar das semelhanças litológicas com a Formação Rio Doce, Moraes (2007) defende que os litotipos dessas formações são distintos, sobretudo por efeito de diferentes graus de litificação observados.

Em suma, a Bacia do Espírito Santo exibe um complexo e diversificado arcabouço estratigráfico que perfaz mais de 10 km de espessura, reflexo principalmente de diferentes regimes tectônicos atuantes, padrões de sedimentação variáveis e paleoambientes cambiantes. Na figura 4, a bacia é retratada de maneira simplificada em uma seção esquemática NW-SE e, na Figura 5, é apresentada a versão mais atual da Carta Estratigráfica da bacia em questão, confeccionada por França et al. (2007).

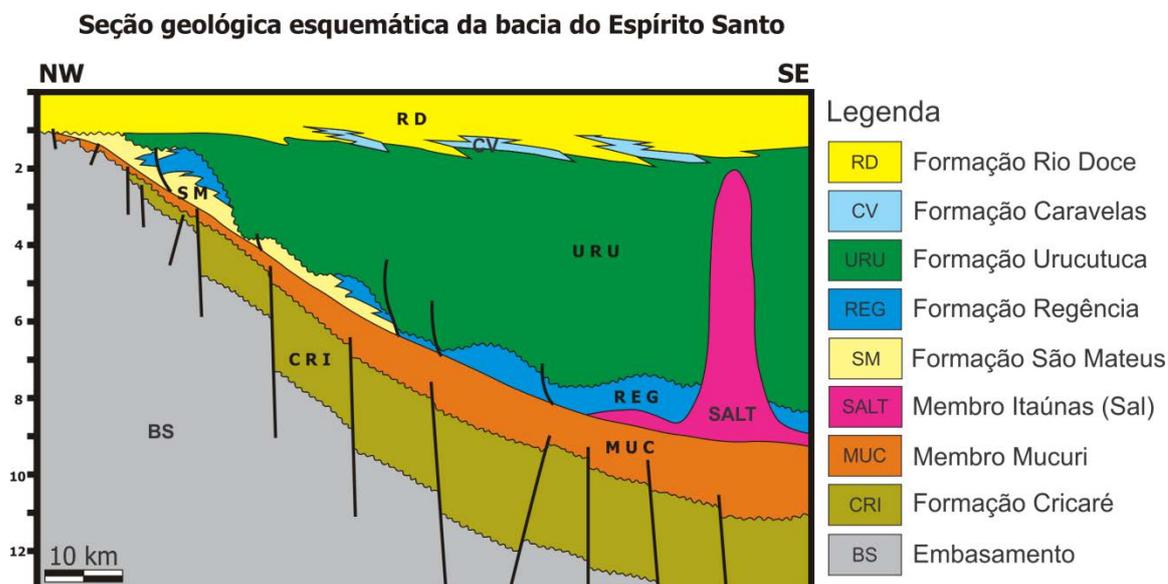


Figura 4: Seção esquemática NW-SE da Bacia do Espírito Santo. Modificado de ANP (2007).



## 2.4 Geologia Estrutural da Bacia do Espírito Santo

A Bacia do Espírito Santo, de forma semelhante às demais bacias de margem passiva brasileiras, apresenta diversos estilos tectônicos. Segundo França & Tokutake (2004), a porção emersa da bacia subdivide-se em quatro domínios morfoestruturais controlados por sistemas de falhas. Estas províncias geológicas são representadas, de sul para norte, pelo Paleocanyon de Regência, Plataforma de Regência, Paleocanyon da Fazenda Cedro e Plataforma São Mateus (Figura 6).

A Plataforma de Regência consiste na região em que ocorreu o desenvolvimento de uma vasta plataforma carbonática no Albiano, enquanto a Plataforma São Mateus integra a região mais rasa da bacia. Já os paleocanyons de Regência e Fazenda Cedro estão relacionados à implantação de sistemas de falhas do embasamento que favoreceram a erosão submarina (BIASSUSI et al., 1990).

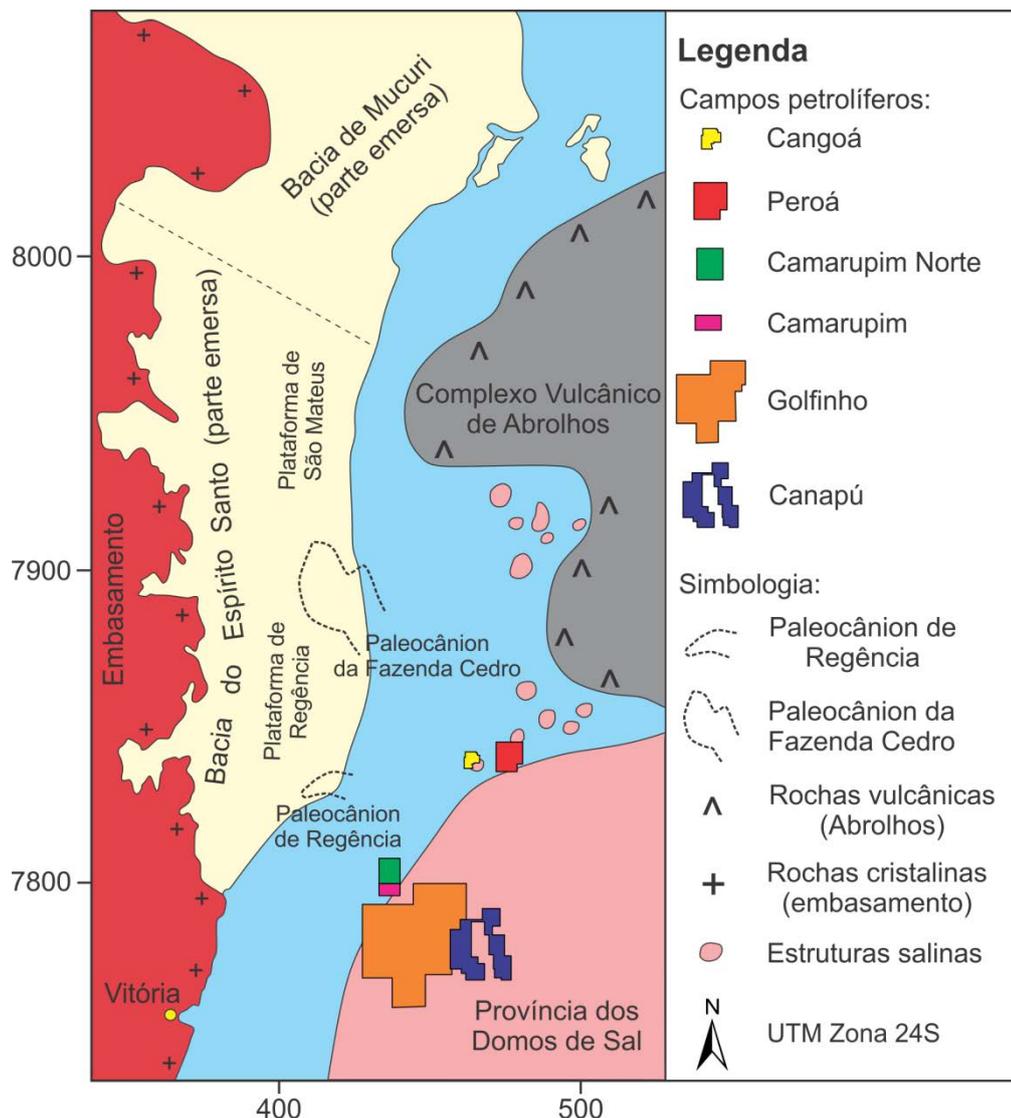


Figura 6: Domínios morfoestruturais da porção emersa Bacia do Espírito Santo e feições da área submersa. Fonte: Modificado de Biassusi et al. (1990).

Em termos de deformacionais, para Biassusi et al. (1990), dois padrões estruturais principais são identificados na bacia: tectônica distensiva da Fase Rife e estruturas resultantes da movimentação do sal.

O primeiro padrão estrutural é decorrente da propagação de esforços de estiramento crustal durante a Fase Rife, no Neojurássico. As principais estruturas desse regime tectônico, de caráter divergente, são falhas normais sintéticas e antitéticas aproximadamente de direção NNE representadas por grábens, horstes e hemigrábens (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000). Tais estruturas foram essenciais no controle da deposição sedimentar das principais rochas geradoras de hidrocarbonetos.

O segundo estilo tectônico, por sua vez, consiste em estruturas halocinéticas formadas pela movimentação dos evaporitos do Membro Itaúnas, sobretudo devido ao basculamento da bacia para leste, a partir do Albiano (BIASSUSI et al., 1990). As principais estruturas decorrentes do fluxo salino são denotadas por falhas lítricas, falhas de crescimento e *rollovers*, que atuaram no controle da deposição sedimentar e condicionaram a formação de diversos reservatórios de hidrocarbonetos.

Além disso, a deformação estrutural associada à movimentação do sal resulta em diversas estruturas complexas, arquitetadas tanto em domínio extensivo quanto compressivo (FIGUEIREDO & MOHRIAK, 1984). Próximo à plataforma continental, em regiões de águas rasas, predominam as feições extensionais de sobrecarga formadas pelo escorregamento do sal, ao passo que em águas profundas verificam-se estruturas compressionais, como amplas muralhas, arqueamentos, domos, diápiros, almofadas e línguas de sal alóctone (MOHRIAK, 2012).

Embora a tectônica distensiva e a halocinese sejam os principais estilos tectônicos da bacia, estruturas compressionais formadas pela intrusão de rochas magmáticas do Complexo de Abrolhos também estão presentes. Apesar disso, a área de estudo encontra-se a sul desse complexo e, por isso, é esperada pouca interferência das intrusões magmáticas nessa porção da bacia.

Vale ressaltar, ainda, que a partir do Oligoceno há uma gradativa diminuição dos falhamentos, principalmente em direção aos sedimentos mais jovens da coluna estratigráfica, o que denota um período de relativa quiescência tectônica.

## **2.5 Geologia Local**

No presente trabalho, os principais campos petrolíferos englobados na área de estudo são os campos de Congoá e Peroá, caracterizados principalmente pela produção de gás natural e condensado que é bastante superior à produção de óleo, cuja densidade se aproxima dos 50° API (ANP, 2016).

### 2.5.1 Campo de Congoá

O campo de Congoá foi descoberto em maio de 1988 pela Petrobrás, que iniciou as atividades exploratórias na área com a perfuração do poço 7-CAN-001D-ESS. Ao todo, 20,17 km<sup>2</sup> perfazem a área do bloco de desenvolvimento, que se situa 42 km a leste do continente em lâmina d'água rasa com profundidade média de 60 metros (BDEP, 2016).

Em Congoá, os principais reservatórios de hidrocarbonetos consistem em arenitos turbidíticos oligocênicos da Formação Urucutuca, os quais apresentam porosidade média próxima de 14% e saturação de água máxima (Sw) em torno de 35% (BDEP, 2016). O sistema petrolífero é atribuído a trapas estratigráfico-estruturais associadas a folhelhos da Formação Urucutuca, que atuam tanto como rocha geradora (Turoniano-Cenomaniano) quanto rocha selante (Oligoceno-Mioceno). Falhas normais que atuaram como conduto de migração do hidrocarboneto também estão relacionadas a esse sistema.

### 2.5.2 Campo de Peroá

Localizado 12,2 km a leste de Congoá e a cerca de 52 km da costa, o campo de Peroá foi descoberto em 1996, também pela Petrobrás, através da perfuração do poço 1-ESS-077 ESS. A profundidade da lâmina d'água varia entre 66 e 71 m e a área total do campo é de 71,85 km<sup>2</sup> (BDEP, 2016).

Nesse campo, os principais reservatórios de hidrocarbonetos integram intrincados lobos turbidíticos orientados aproximadamente na direção norte-sul, com espessuras da ordem de 30 metros. Assim como em Congoá, a acumulação de hidrocarbonetos se deve sobretudo a arenitos turbidíticos oligocênicos da Formação Urucutuca, os quais apresentam porosidade média em torno de 17% e saturação de água máxima (Sw) próxima de 30% (BDEP, 2016). O sistema petrolífero é similar ao de Congoá, com trapas estratigráfico-estruturais, folhelhos da Formação Urucutuca que atuam como rocha selante e falhas que agem como condutos de migração do hidrocarboneto.

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na indústria do Petróleo, a pesquisa, exploração e prospecção de hidrocarbonetos exige um profundo conhecimento da geologia de subsuperfície, frequentemente de difícil visualização ou mesmo inacessível. Dessa forma, a obtenção do conhecimento concretiza-se através do uso de métodos geofísicos diretos e indiretos que permitem maior detalhamento, caracterização e avaliação das propriedades físicas dos litotipos em subsuperfície. As investigações diretas baseiam-se em informações pontuais de elevada resolução, a exemplo da amostragem direta das litologias através de furos de sondagem (*well logging*). Já os métodos indiretos fornecem elevada cobertura espacial, porém baixa resolução vertical, como o levantamento sísmico de reflexão.

Na primeira metade do século XX, a gravimetria e a magnetometria eram as principais técnicas geofísicas empregadas pela indústria do petróleo. Todavia, em decorrência do advento da sísmica de reflexão com o recebimento de expressivos investimentos financeiros a partir dos anos 1950, esta se tornou o método mais amplamente utilizado pelas companhias petrolíferas, sobretudo por proporcionar uma melhor visualização do meio geológico. Semelhantemente, a perfilagem geofísica - desenvolvida durante a década de 1920 - também se pronunciou como um importante método geofísico. Em vista disso e do uso de tais métodos no presente trabalho, faz-se necessária uma breve explanação desses procedimentos.

#### 3.1 Perfilagem geofísica

A perfilagem geofísica consiste na amostragem contínua de uma ou mais propriedades físicas das rochas perfuradas a diferentes profundidades. A leitura dos parâmetros de interesse é realizada por meio da inserção de sondas específicas, por cabo ou acopladas em colunas, até o fundo do poço. Segundo Serra (1988), as sondas podem ser agrupadas em três grupos principais: fontes elétricas (emissão de sinais elétricos), fontes nucleares (emissão de raios gama ou nêutrons) e fontes sônicas (emissão de sinais acústicos). Após a realização da leitura, obtêm-se curvas denominadas de diagrfias ou perfis geofísicos de poço (*well logging*), que registram a informação em gráfico da propriedade medida *versus* profundidade (CRAVEIRO, 2013).

Em virtude da vasta quantidade de parâmetros físicos que podem ser aferidos, existem no mercado dezenas de equipamentos diferentes para perfilagem, cada qual com uma finalidade específica (ELLIS & SINGER, 2008). No presente trabalho, quatro tipos de perfis geofísicos foram empregados: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD) e Densidade (RHOB).

O perfil de Raio Gama (GR) mede a radioatividade natural de uma determinada litologia, em graus API (*American Petroleum Institute*) (Figura 7A). A medição é realizada por um cintilômetro que mede e separa a radiação emitida naturalmente pelas rochas devido ao decaimento de isótopos instáveis nelas presentes, tais como  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{Th}$  e  $^{238}\text{U}$ . Devido à capacidade de distinguir camadas radioativas de não radioativas, os perfis de raio gama são empregados para identificação litológica, correlação estratigráfica, cálculo do volume de argilas (argilosidade) e interpretação de ambientes deposicionais (ELLIS & SINGER, 2008).

O perfil Sônico (DT) calcula o inverso da velocidade (vagarosidade) com que as ondas mecânicas se propagam em subsuperfície, em  $\mu\text{s}/\text{pé}$  (Figura 7B). Como a medição da porosidade é diretamente relacionada à velocidade das ondas, o perfil sônico apresenta grande utilidade para estimativa do volume de espaços vazios das litologias. Além disso, através do DT é possível estimar densidade, grau de compactação, cimentação, fraturamento e presença de gás (BASSIOUNI, 1994). Ainda, outra importante função desse perfil é a calibração dos poços (em profundidade) com as seções sísmicas (em tempo de viagem de onda), o que possibilita a confecção do sismograma sintético quando associado ao perfil de densidade (EVENICK, 2008).

Vale ressaltar, no entanto, que a leitura do perfil deve ser realizada com cautela, uma vez que eventuais falhas de medição causadas por instabilidades na parede do poço podem estar presentes.

O perfil de Resistividade ou indução (ILD) mede a resistividade de um determinado litotipo, isto é, a resistência à passagem de corrente elétrica por ele apresentada (Figura 7C). A leitura é expressa em  $\text{ohm.m}$  ( $\Omega\text{.m}$ ) e pode apresentar interferência de fatores como porosidade, tipo e quantidade de fluido presente na formação geológica considerada (ELLIS & SINGER, 2008). Por conta disso, a principal utilidade desse perfil é o reconhecimento da natureza e distribuição do fluido em um determinado intervalo, além de permitir a medição da saturação em água e/ou a saturação em hidrocarbonetos (BASSIOUNI, 1994).

O perfil de Densidade (RHOB) apresenta a densidade média como função da massa específica dos principais minerais constituintes da matriz das rochas analisadas e do fluido contido em seus poros (*bulk density*) (Figura 7D). A medição é obtida através da interação dos elétrons presentes na formação geológica com a radiação gama artificial emitida pela sonda, o que resulta em valores expressos em  $\text{g}/\text{cm}^3$  (BASSIOUNI, 1994).

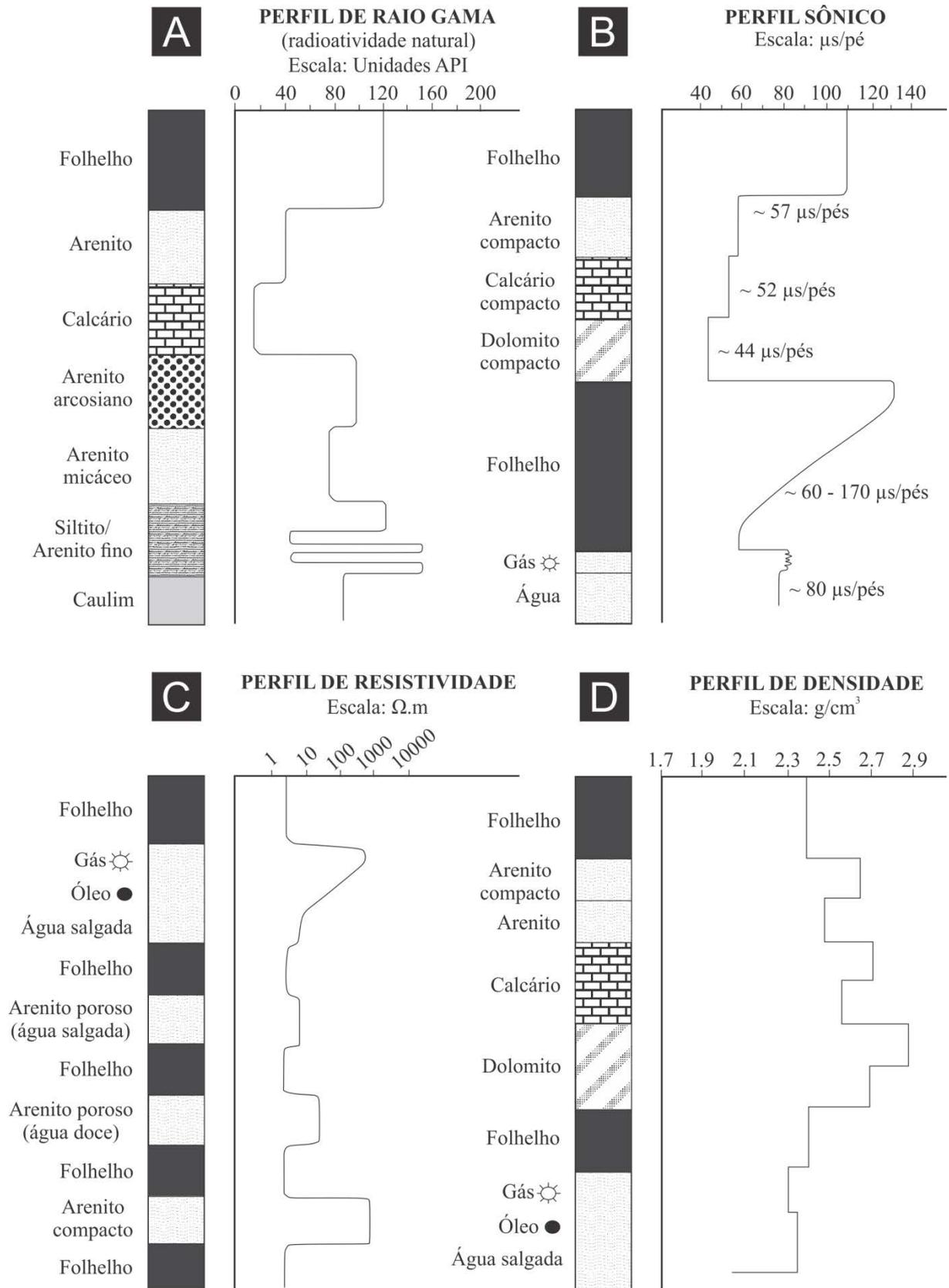


Figura 7: Respostas típicas de diferentes perfis geofísicos. (A) Perfil de Raio Gama - radioatividade natural (GR); (B) Perfil sônico (DT); (C) Perfil de resistividade (ILD); (D) Perfil de densidade (RHOB). Fonte: Modificado de Rider (2002).

A Tabela 1 exemplifica os valores de medição típicos esperados para cada tipo de perfil geofísico a depender da litologia considerada.

Tabela 1: Valores de medição esperados para diferentes litologias

<b>LITOLOGIA</b>	<b>Raio Gama (GR) - °API</b>	<b>Perfil Sônico (DT) - <math>\mu</math>s/pé</b>	<b>Resistividade (ILD) - <math>\Omega</math>.m</b>	<b>Densidade (RHOB) - g/cm<sup>3</sup></b>
<b>Arenito</b>	20 a 50	55.5	1 – 1.000	2.65
<b>Calcário</b>	20 a 30	47.5	1 – 10.000	2.71
<b>Dolomito</b>	20 a 30	43.5	1 – 10.000	2.87
<b>Folhelho</b>	75 a 200	62-167	1 - 10	2.4 a 2.6

Fonte: Modificado de Evenick (2008) e Rider (2002).

### 3.2 Sísmica de reflexão

A sísmica de reflexão baseia-se na propagação de ondas compressoriais no interior da Terra. Essas ondas são refletidas na interface de camadas com propriedades diferentes devido a contrastes de impedância acústica (densidade x velocidade de propagação da onda sonora). Com isso, gera-se uma seção sísmica em que é possível interpretar uma série de aspectos, como a estratigrafia e a geologia estrutural da bacia, além de evidenciar estruturas de interesse onde potencialmente existam acumulações de hidrocarbonetos.

Segundo Robinson e Treitel (1980), a análise sísmica pode ser dividida em três etapas: aquisição sísmica, processamento sísmico e interpretação sísmica.

#### 3.2.1 Aquisição Sísmica

Nos levantamentos sísmicos de reflexão, os pulsos de energia sísmica emitidos são refletidos pelas interfaces geológicas e registrados na superfície por geofones ou hidrofones em um ângulo de incidência próximo da normal. Como os tempos de percurso de propagação das ondas são precisamente medidos, é possível converter os valores obtidos em estimativas de profundidade das interfaces.

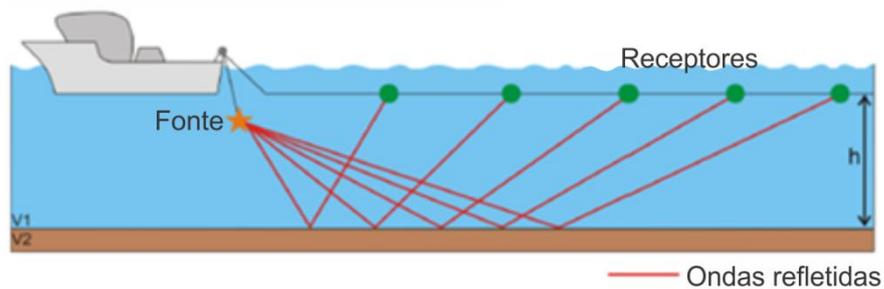
Quando as ondas retornam à superfície, transdutores eletromecânicos posicionados na superfície da Terra detectam tais reflexões e as convertem em sinais elétricos, que por sua vez são amplificados, filtrados, digitalizados e gravados.

Em linhas gerais, transdutores eletromecânicos são instrumentos que convertem sinal sísmico em elétrico. Normalmente dispostos em arranjos geométricos que otimizam a razão sinal-ruído do sinal gravado, esses instrumentos possuem bobinas que vibram e geram sinais elétricos, os quais são transmitidos por meio de cabos ou via satélite para um sismógrafo, que pode ser acoplado a um caminhão ou a um navio, denominados de "Casa Branca".

Os sinais elétricos, então, são digitalizados e gravados em fita magnética, disco ou em memória RAM e a informação registrada é enviada para um centro de processamento de dados.

Quando a aquisição sísmica é realizada através de uma única linha (Fig. 8A), obtém-se uma imagem bidimensional, em 2D. Por outro lado, quando a aquisição é realizada por um conjunto de linhas em paralelo ou uma rede bidimensional de sensores (Fig. 8B), diz-se que a aquisição é do tipo 3D e o resultado é a obtenção de um cubo sísmico.

### A) Aquisição Sísmica 2D



### B) Aquisição Sísmica 3D

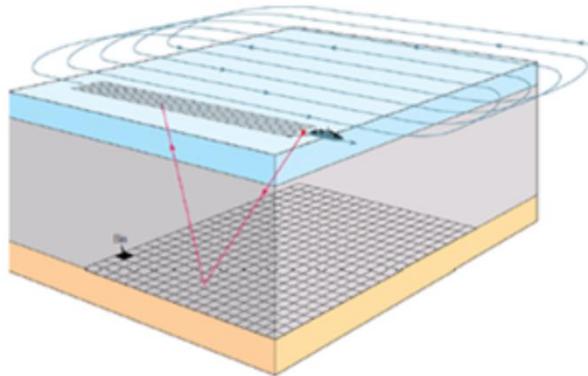


Figura 8: Modelo simplificado de aquisição sísmica *offshore* 2D (A) e 3D (B) com diferentes arranjos de sensores. Modificado de Pinheiro (2010).

#### 3.2.2 Processamento

A fim de que a aquisição sísmica represente mais realisticamente a configuração litológica em subsuperfície, os dados sísmicos devem ser ajustados. Este processo de ajuste é chamado de processamento sísmico ou imageamento.

Atualmente, os principais processos que a indústria trabalha em rotinas de processamento incluem: deconvolução, empilhamento (*stacking*), migração e inversão. Estes dois últimos costumam ser agrupados na etapa denominada de imageamento (*imaging*), que engloba a migração pré-empilhamento - em tempo ou profundidade - e que não aplica, necessariamente, o empilhamento NMO convencional (YILMAZ, 2001).

Além dos processos principais, outros processamentos secundários são frequentemente necessários, tais como: demultiplexação, filtragens (em uma, duas e três dimensões), correções estáticas, análises de velocidade, dentre outros. Tais correções podem ser tratadas como etapas pré-processamento (SILVA, 2004).

Embora a etapa de processamento seja indispensável, a qualidade final dos dados não depende apenas de um minucioso tratamento sísmico, mas também da correta aquisição dos dados em campo, o que influencia diretamente nos processos aplicados.

### 3.2.3 Interpretação sísmica

A interpretação sísmica consiste na análise das imagens processadas (Fig. 9) para a exploração, caracterização e monitoramento dos reservatórios de petróleo. Essas análises são de suma importância, pois são a partir delas que se decide a localização das reservas de hidrocarbonetos e avalia-se a viabilidade de exploração.

Na exploração sísmica, as imagens são analisadas rigorosamente pelos intérpretes em busca de vestígios que possam indicar a presença de hidrocarbonetos. A interpretação sísmica parte da premissa de que o contraste de impedância acústica, representado pelos refletores nas imagens sísmicas, tem a sua origem nas mudanças de composição das diferentes camadas estratigráficas, ou seja, a identificação e acompanhamento dessas variações ao longo das diferentes imagens sísmicas formadas, sejam elas 2D ou 3D, ilustram o comportamento geológico de subsuperfície.

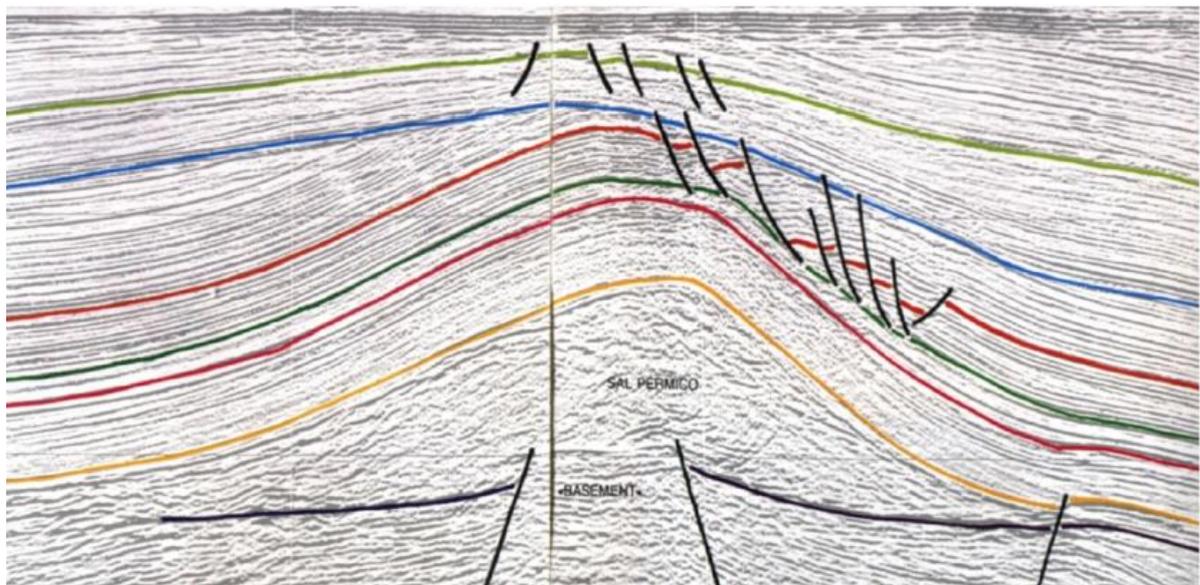


Figura 9: Exemplo de imagem sísmica, em tempo, processada e interpretada. Extraído de Pinheiro (2010).

#### 4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

Ao todo, seis etapas principais integram o desenvolvimento do presente trabalho: levantamento bibliográfico; obtenção, tratamento e organização do banco de dados; análise e interpretação de perfis de poço; calibração e interpretação das seções sísmicas 2D; confecção de mapas; e análise tectonoestratigráfica. O fluxograma de trabalho com as respectivas etapas é representado na Figura 10.

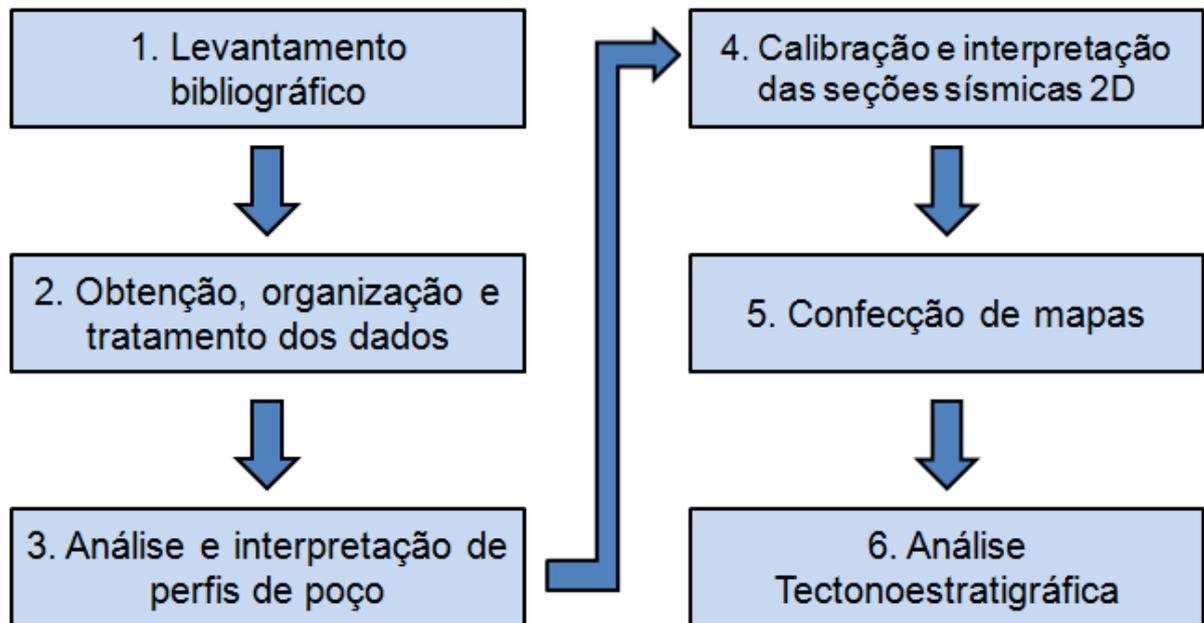


Figura 10: Fluxograma das etapas de trabalho.

##### 4.1 Levantamento Bibliográfico

A primeira fase da pesquisa teve como finalidade realizar o levantamento bibliográfico relativo ao contexto geral da Bacia do Espírito Santo, com enfoque em análises regionais geológicas, estruturais, estratigráficas e geofísicas, sobretudo no que diz respeito à caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Para tanto, foi consultada a extensa bibliografia relativa ao tema de estudo, o que inclui a leitura de livros, artigos de periódicos, trabalhos publicados em eventos, dissertações, teses, trabalhos de conclusão de curso, documentos de internet, dados fornecidos por órgãos públicos, dentre outras fontes.

## 4.2 Obtenção, organização e tratamento dos dados

Os dados utilizados para a realização deste trabalho foram adquiridos na plataforma BDEP (Banco de dados de Exploração e Produção) da ANP (Agência Nacional do Petróleo), através da política de acesso a dados públicos de forma gratuita para fins acadêmicos.

As informações de poço foram recebidas em arquivos PDF que contêm as pastas de poço e perfis compostos, e também na extensão *.las* para posterior conversão em diagrfias de Raio Gama, Sônico, Resistividade e Densidade através do *software Microsoft Excel 2010*. Já as linhas sísmicas solicitadas foram recebidas no formato *.sgy* e posteriormente carregadas no *software DecisionSpace®* da empresa *Landmark*.

O banco de dados ordenado consiste nos perfis geofísicos de 16 poços e 24 linhas sísmicas 2D, as quais totalizam aproximadamente 1.450 km lineares. As tabelas 2 e 3 apresentam localização (coordenadas X e Y, em UTM), datum, categoria, lâmina d'água, informações disponíveis (pasta de poço e perfil composto) e, ainda, classificação dos poços selecionados.

Tabela 2: Localização (UTM), Datum, Categoria e Lâmina d'água dos poços utilizados.

Poço	Coordenada X	Coordenada Y	Datum	Categoria	Lâmina d'água (m)
1-BRSA_0067_ESS	467363.10	7804580.00	SAD 69	pioneiro	1.275,00
1-ESS_0022_ES	436301.00	7831744.20	ARATU	pioneiro	38,00
1-ESS_0025_ES	432535.00	7855612.50	ARATU	pioneiro	15,00
1-ESS_0067_ES	460339.00	7837484.00	ARATU	pioneiro	60,00
1-ESS_0076_ES	461358.00	7831843.00	ARATU	pioneiro	65,00
1-ESS_0077_ES	472854.00	7840552.00	ARATU	pioneiro	66,00
1-ESS_0078_ES	475663.90	7844895.00	ARATU	pioneiro	62,00
3-BRSA_0160_ESS	473898.50	7832941.90	SAD 69	extensão	72,00
3-BRSA_0169_ESS	478077.10	7834915.70	SAD 69	extensão	72,00
3-ESS_0068_ES	458323.00	7837390.00	ARATU	extensão	60,00
3-ESS_0074_ES	460824.00	7838322.00	ARATU	extensão	60,80
3-ESS_0079_ES	460082.00	7834711.00	ARATU	extensão	64,00
3-ESS_0082_ES	472077.00	7839149.00	ARATU	extensão	68,00
4-BRSA_0066_ESS	473055.20	7833228.50	SAD 69	pioneiro adjacente	71,00
4-ESS_0075_ES	461551.00	7835788.00	ARATU	pioneiro adjacente	60,00
6-ESS_0085_ES	470887.30	7838232.20	ARATU	jazida mais profunda	69,00

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

Tabela 3: Dados disponíveis por poço (pasta de poço e perfil composto) e respectiva classificação dos poços.

Poço	Pasta de poço	Perfil composto	Classificação do poço
1-BRSA_0067_ESS	X		Portador de gás
1-ESS_0022_ES	X	X	Produtor subcomercial de gás
1-ESS_0025_ES	X	X	Produtor subcomercial de óleo e gás
1-ESS_0067_ES	X	X	Descobridor de campo com gás e condensado
1-ESS_0076_ES	X	X	Seco, com indícios de óleo
1-ESS_0077_ES	X	X	Descobridor de campo com gás e condensado
1-ESS_0078_ES	X	X	Poço seco, sem indício de hidrocarboneto
3-BRSA_0160_ESS		X	Produtor subcomercial de gás
3-BRSA_0169_ESS	X	X	Seco, com indícios de óleo
3-ESS_0068_ES	X	X	Poço seco, sem indício de hidrocarboneto
3-ESS_0074_ES	X	X	Extensão produtor de gás e condensado
3-ESS_0079_ES	X	X	Poço seco, sem indício de hidrocarboneto
3-ESS_0082_ES	X	X	Descobridor de nova acumulação com gás e condensado
4-BRSA_0066_ESS		X	Descobridor de nova jazida com gás; produtor subcomercial de gás
4-ESS_0075_ES		X	Poço seco, sem indício de hidrocarboneto
6-ESS_0085_ES	X	X	Poço seco, sem indício de hidrocarboneto

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

A título de explicação, as pastas de poço consistem em arquivos que incorporam numerosas informações acerca das operações de um poço, tais como amostras coletadas (calha e testemunho), interpretação das litologias, horizontes estratigráficos identificados pelos profissionais responsáveis, análises laboratoriais e diversos relatórios sobre quaisquer eventos ocorridos durante a instalação e funcionamento do poço. O perfil composto, por sua vez, exibe a interpretação litológica do poço com base nos perfis geofísicos corridos (normalmente GR, ILD, NPHI, RHOB, SP, Cáliper e LLD), assim como a especificação de intervalos amostrados, profundidades de limites crono e litoestratigráficos e intervalos de interesse onde se constataram indícios de hidrocarbonetos.

A distribuição espacial dos dados na área de estudo é apresentada nas figuras 11 e 12. Aquela é referente aos poços (destacados em preto), enquanto esta é relativa às linhas sísmicas 2D (destacadas em verde).

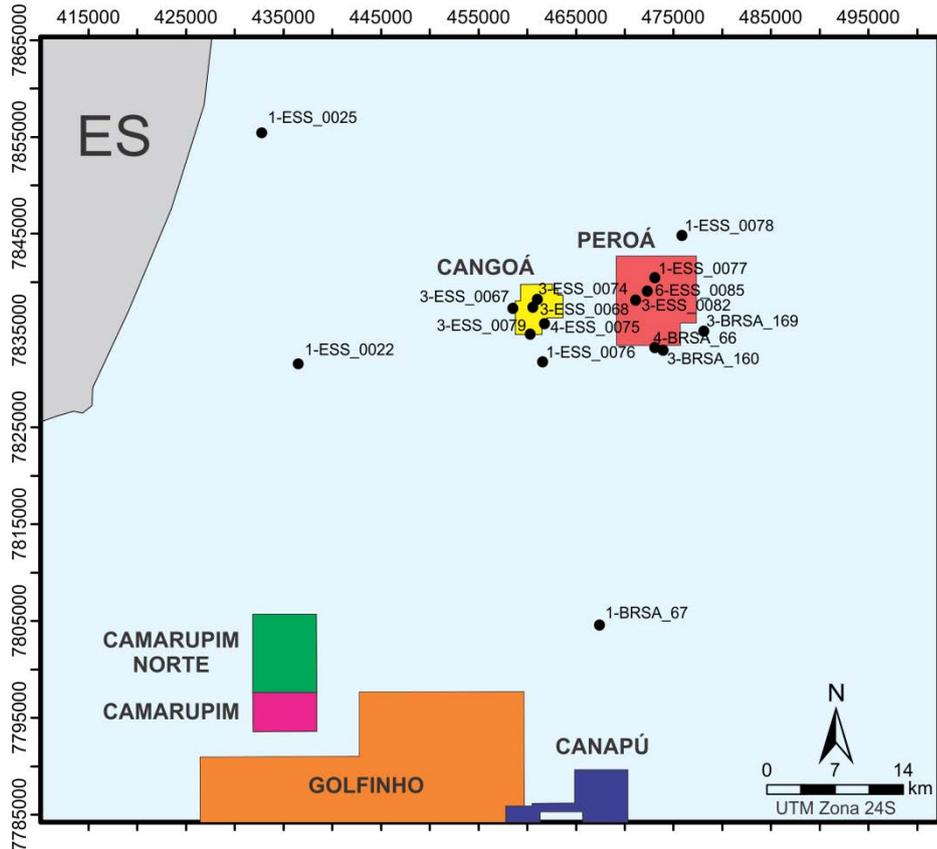


Figura 11: Distribuição espacial dos poços (em preto) na área de estudo. Os campos petrolíferos são representados por polígonos. Fonte: BDEP (2017).

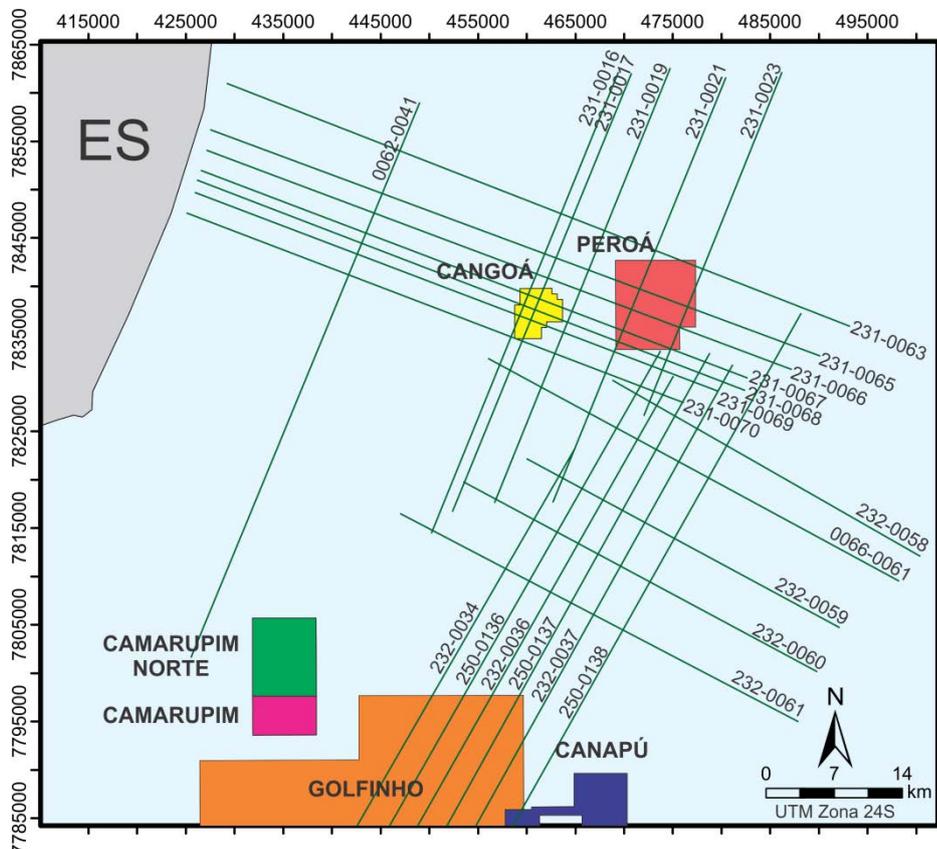


Figura 12: Distribuição espacial das seções sísmicas 2D (em verde) na área de estudo. Os campos petrolíferos são representados por polígonos. Fonte: BDEP (2017).

### 4.3 Análise e interpretação de perfis de poço

A terceira etapa consistiu no uso de dados geofísicos de perfis de poços para a caracterização petrofísica do intervalo estudado. Para isso, as informações contidas nos arquivos *.las* foram organizadas em planilhas individuais através do uso do *software Microsoft Excel 2010* com o intuito de confeccionar os gráficos dos perfis geofísicos disponíveis para cada poço (GR, ILD, RHOB e DT). A figura 13 ilustra esse procedimento, com base no poço 3ESS\_0074.

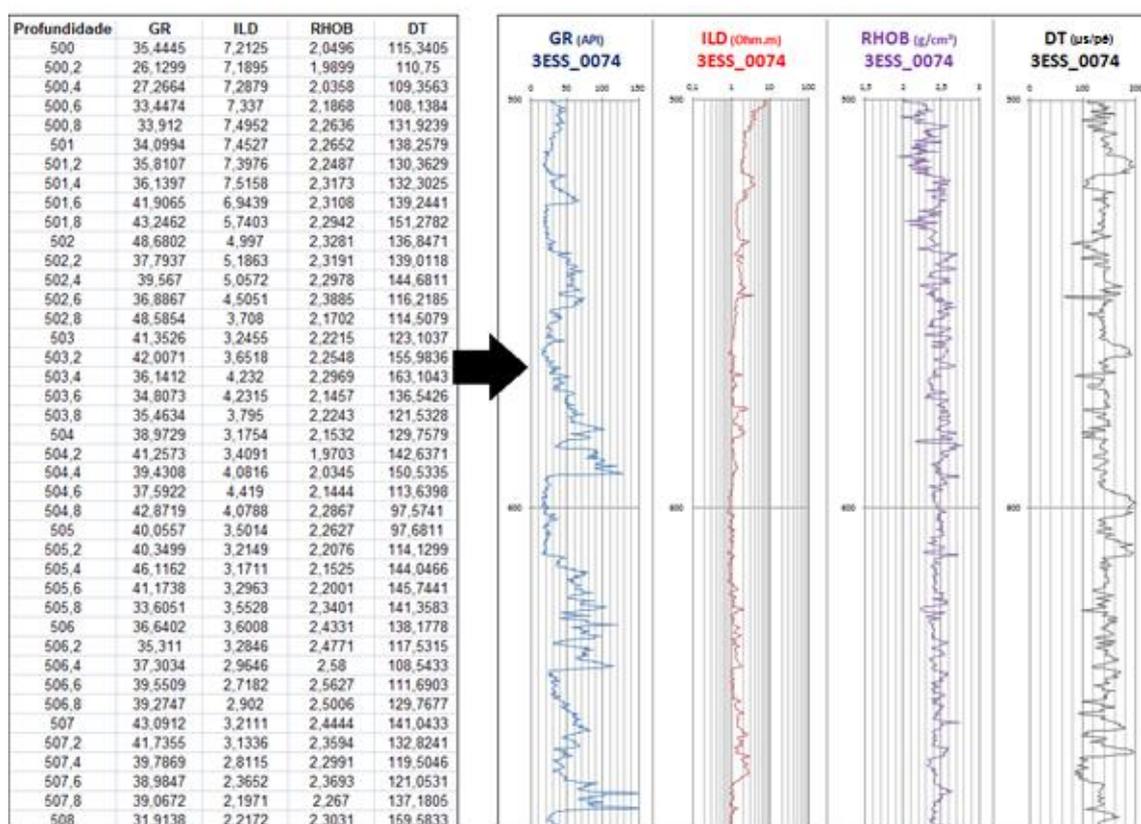


Figura 13: Dados de perfis geofísicos do poço 3ESS\_0074 obtidos do arquivo *.las*, à esquerda, e diagramas geradas a partir dessas informações, à direita.

A correlação lateral dos perfis geofísicos fundamentou-se na similaridade da morfologia das curvas de diferentes poços e, como referência, foram adotados os níveis estratigráficos correspondentes a Base do Oligoceno, Base do Mioceno e Mioceno Superior. Como na área de estudo a maior parte dos poços não ultrapassa a profundidade de 3.500 metros, e como os principais reservatórios encontram-se em níveis estratigráficos mais rasos, situados no intervalo Oligoceno-Mioceno, optou-se por restringir a visualização do intervalo vertical dos perfis entre 1.000 e 3.000 metros.

À vista disso, foi possível pormenorizar apenas as unidades cenozoicas da bacia e determinar o limite discordante entre a Formação Rio Doce e a Formação Urucutuca (Mioceno Superior), com destaque para os pacotes turbidíticos presentes nesta última.

Em relação aos demais níveis cronoestratigráficos, individualizou-se somente a Base do Mioceno e a Base do Oligoceno, posto que os demais níveis (Topo do Aptiano e Topo do Albiano) encontravam-se regularmente em profundidades superiores a 3.000 metros.

Assim, a fim de se reconhecer a distribuição espacial dos intervalos analisados, três seções estratigráficas foram construídas ao longo das principais regiões da área de estudo: Seção Cangoá, de direção SSW-NNE (correlação entre os poços 3-ESS\_0079, 1-ESS\_0067 e 3-ESS\_0074); Seção Peroá, também de direção SW-NE (correlação entre os poços 6-ESS\_0085, 3-ESS\_0082 e 1-ESS\_0077); e Seção Cangoá-Peroá, de direção NW-SE (correlação entre os poços 3-ESS\_0068, 1-ESS\_0067, 6-ESS\_0085 e 3-BRSA\_169). A Figura 14 mostra a localização dessas linhas.

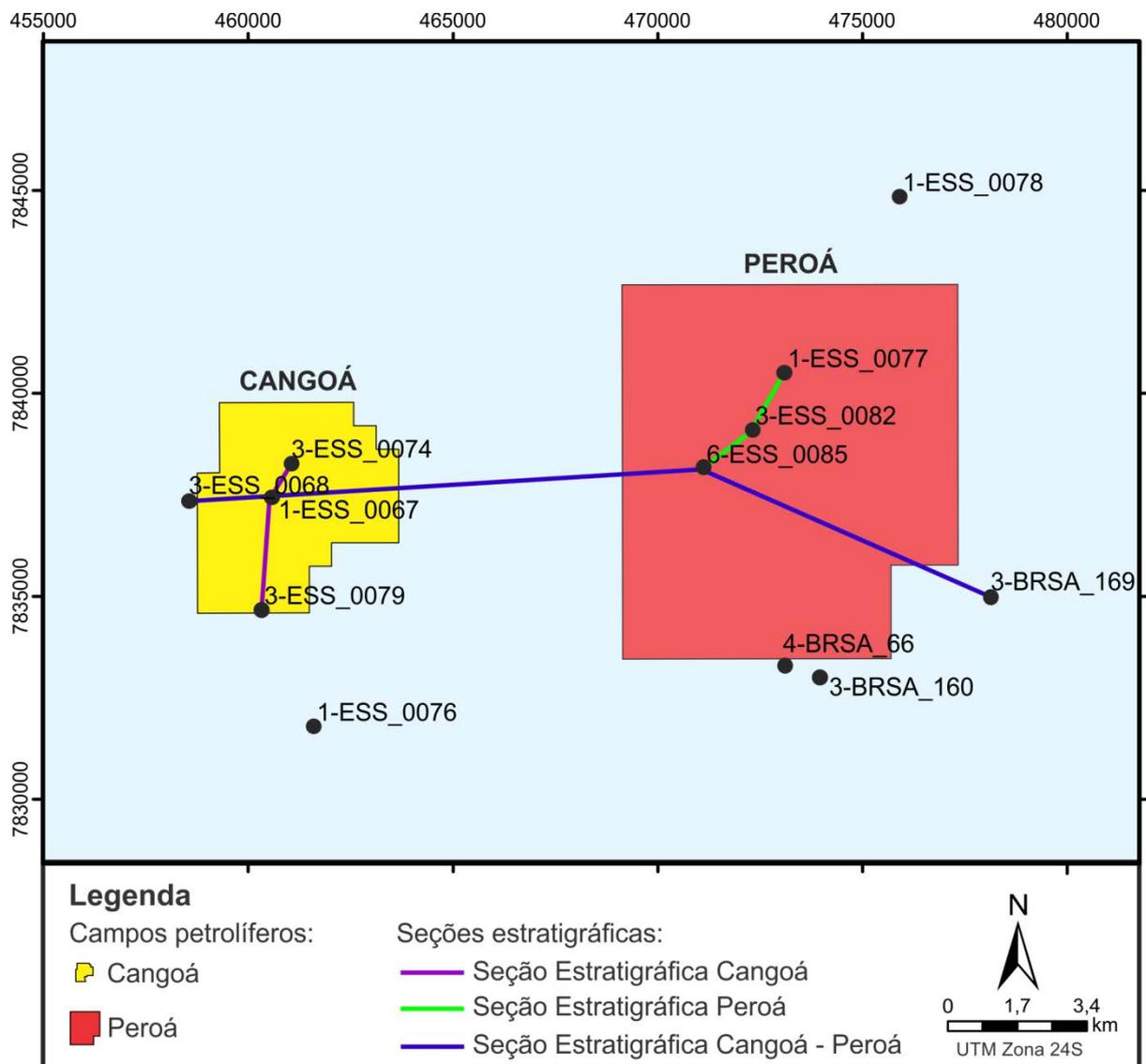


Figura 14: Seções estratigráficas construídas para a correlação dos poços analisados.

#### 4.4 Calibração e interpretação das seções sísmicas 2D

A interpretação das linhas sísmicas 2D foi realizada através do *software DecisionSpace*<sup>®</sup> da empresa *Landmark*, licenciado para o LISG (Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica) - UNESPetro, durante o período em que essa etapa do trabalho foi executada.

Antes disso, porém, procedeu-se à calibração das seções sísmicas 2D com os perfis geofísicos de poço, também carregados no referido *software*. A calibração se faz necessária porque os dados dos perfis de poço encontram-se em profundidade (metros), enquanto que as linhas sísmicas se encontram em tempo (milissegundos).

Inicialmente, o processo de calibração é efetuado com a utilização das informações presentes nos perfis sônicos (DT), construídos nas planilhas anteriormente geradas. Nesses perfis foram identificadas as profundidades dos níveis estratigráficos de interesse, em cada poço, com base nas informações das pastas de poço, perfis compostos e a Carta Estratigráfica da Bacia.

Feito isso, converteu-se a unidade de medida desses perfis ( $\mu\text{s}/\text{pé}$ ), em diferentes intervalos, para a unidade de velocidade média intervalar (m/s). Dessa forma, partindo-se dos valores de profundidade dos horizontes de interesse e da média visual da velocidade das ondas sísmicas em múltiplos intervalos, pode-se determinar o tempo de viagem simples da onda sísmica (*one-way travel time*) por meio da Equação 1.

$$V_m = \frac{\Delta s}{\Delta t} \quad (1)$$

Onde:

$V_m$  = Velocidade média intervalar de propagação da onda sísmica, obtida no perfil DT (m/s);

$\Delta s$  = Intervalo de profundidade considerado (m);

$\Delta t$  = Tempo de viagem da onda no intervalo considerado.

O valor encontrado, por sua vez, foi multiplicado por dois para obter o tempo de viagem duplo, isto é, de ida e volta da onda sísmica (*two-way travel time*), unidade em que se encontra o tempo nas linhas sísmicas 2D.

Após a obtenção do tempo de viagem duplo dos intervalos estratigráficos considerados em cada poço, foi possível integrar espacialmente os poços com as seções sísmicas 2D. Para isso, demarcou-se a intersecção dos refletores sísmicos com os respectivos níveis de interesse definidos nos poços após a conversão previamente realizada. A Figura 15 exemplifica esse procedimento ao mostrar a calibração do poço 3-ESS\_0068\_ES com a linha sísmica 231-0069.

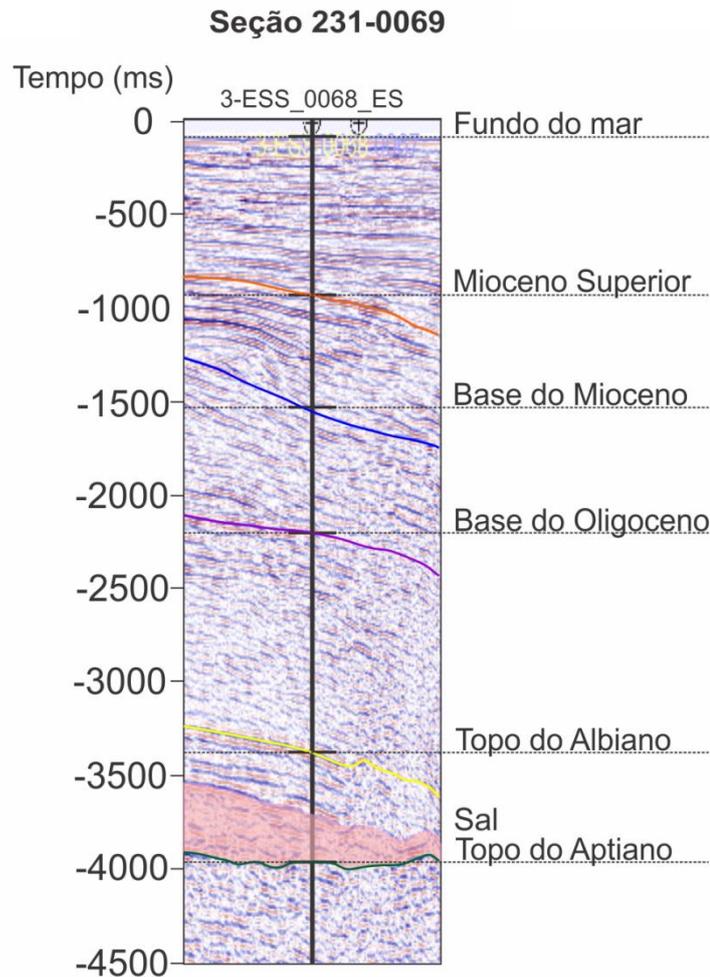


Figura 15: Calibração do poço 3-ESS\_0068\_ES e da linha sísmica 2D 231-0069 com base nos intervalos de interesse.

O processo em questão foi efetuado para todos os 16 poços utilizados. Apesar disso, a calibração por meio do perfil sônico apresenta incertezas associadas, mesmo que realizada de forma meticulosa, pois uma relativa imprecisão é inerente ao método empregado. Dessa forma, a fim de minimizar esse efeito e aumentar a exatidão da calibração, foram utilizados também dados de *check-shots* disponíveis para alguns poços.

Os *check-shots* equivalem a pontos que representam um determinado nível tanto em profundidade (m) quanto em tempo sísmico simples (ms) e são obtidos com o posicionamento de uma sonda a profundidades conhecidas. Assim, pode-se realizar também a calibragem poço - sísmica para alguns poços, o que aumenta a confiabilidade da interpretação sismoestratigráfica.

Finalizada a etapa de calibração, prosseguiu-se com a interpretação dos níveis estratigráficos ao longo das seções sísmicas 2D, um a um, com a delimitação do Topo do Aptiano, Topo do Albiano, Base do Oligoceno, Base do Mioceno e, ainda, o Mioceno Superior.

#### 4.5 Confeção de mapas

Após a correlação dos perfis de poço e a interpretação sísmica, foi possível gerar mapas de isovalores de isópacas e de contorno estrutural em 2D e 3D para os diferentes níveis estratigráficos de interesse. A confeção dos mapas foi realizada nos *softwares Surfer*<sup>®13</sup>, da empresa *Golden Software*, e no *DecisionSpace*, da *Landmark*.

Em linhas gerais, o processo de geração dos mapas consiste no emprego de uma função que interpola os dados pontuais considerados para as áreas adjacentes, o que resulta em uma superfície contínua. Embora existam diversos algoritmos de interpolação, procurou-se adotar o método dos vizinhos próximos, que não extrapola valores e limita a interpolação somente para o interior do domínio dos dados, e também o método da Krigagem normal, adequado para conjuntos de dados superior a trinta pontos (LANDIM, 2000).

Quanto às escalas de medida utilizadas, nos mapas de contorno estrutural a profundidade foi expressa em milissegundos, visto que a conversão para metros tornaria os valores iniciais obtidos ainda mais incertos. Por outro lado, os mapas de isópacas exibem escala em metros porque consideram um intervalo único (espessura entre dois horizontes) e, por isso, possibilitam utilizar velocidades intervalares para cálculo da espessura. Quanto ao sistema de projeção cartográfica dos mapas, adotou-se o datum SAD69 em UTM Zona 24S.

#### 4.6 Análise Tectonoestratigráfica

Por último, através da integração dos produtos gerados nas etapas anteriores, foi realizada a análise tectonoestratigráfica da bacia no entorno dos campos de Congoá e Peroá, sobretudo no intervalo de tempo compreendido entre o Aptiano e o Mioceno. Assim, procurou-se avaliar as principais feições estruturais e estratigráficas responsáveis pela acumulação de hidrocarbonetos, descrevendo-se a potencialidade de dois *plays* exploratórios na área de estudo: o *Play* dos Turbiditos da Formação Urucutuca e o *Play* do Albiano Estruturado, além de se fazer conjecturas a respeito de outras possíveis oportunidades exploratórias.

Na indústria do petróleo, um *play* consiste em uma configuração geológica particular que viabiliza uma potencial acumulação de hidrocarbonetos e, portanto, representa uma suposição de descoberta sustentada por argumentos geológicos em um cenário hipotético.

Adicionalmente, comparações entre os resultados obtidos e as informações presentes na literatura foram tecidas de forma a contribuir nas análises e discussões relativas ao tema.

## 5. RESULTADOS

### 5.1 Seções estratigráficas

A fim de se caracterizar a área de estudo, três seções estratigráficas foram elaboradas incorporando as formações Rio Doce e Urucutuca no intervalo compreendido entre o Paleógeno e o Recente. Nesse contexto, priorizou-se demarcar os depósitos turbidíticos da Formação Urucutuca, particularmente aqueles de idade oligomiocênica, portadores dos principais reservatórios de hidrocarbonetos comercialmente explorados na bacia.

Via de regra, em todas as seções verificou-se que os corpos turbidíticos exibem assinatura bastante característica nos perfis geofísicos, em contraste com os folhelhos e margas presentes na Formação Urucutuca. No perfil de raio gama, normalmente os turbiditos apresentam morfologia em padrão de caixa com valores baixos de radioatividade ( $< 40$  gAPI), ao passo que os folhelhos atestam valores maiores ( $> 60$  gAPI). Adicionalmente, o perfil de densidade evidencia uma elevada porosidade nesses turbiditos, superior a 20 % nos níveis produtores, enquanto o perfil de resistividade tende a apresentar valores levemente mais altos ( $> 15 \Omega.m$ ), sinalizando preenchimento dos poros por água doce e/ou hidrocarbonetos.

#### 5.1.1 Seção Estratigráfica Cangoá

A Seção Estratigráfica Cangoá (Figura 16) apresenta *trend* SSW - NNE e é composta pelos poços 3-ESS\_0079, 1-ESS\_0067 e 3-ESS\_0074. A escolha dessa direção teve como intuito abranger uma área representativa do campo petrolífero em questão, consoante a distribuição dos poços locais.

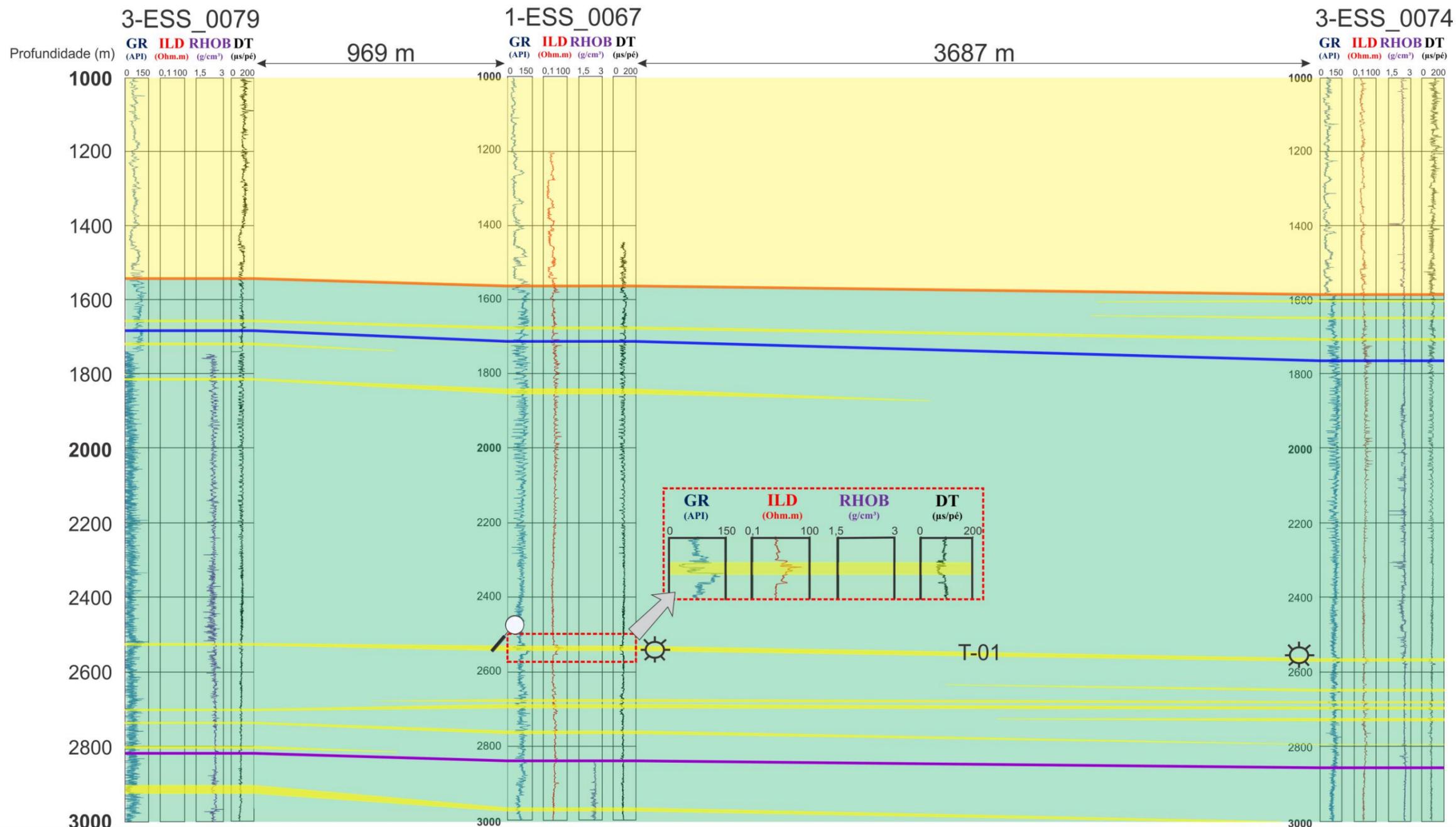
Nessa seção, as litologias da Formação Urucutuca apresentam mergulho de  $1^\circ$  para NNE, não condizente com o mergulho regional da bacia para ESE, o que indica uma pequena variação local com efeito de mergulho aparente, salientada pela escala de maior detalhe. Ao todo, 12 corpos turbidíticos principais com espessuras amplamente variadas foram identificados, desde aqueles pouco expressivos, da ordem de 2 a 4 metros, até outros com espessuras que alcançam os 40 metros, a exemplo do corpo na profundidade de 2.920 metros no poço 3-ESS\_0079.

Segundo informações disponíveis nas pastas de poço, o pioneiro 1-ESS\_0067 é produtor de gás em turbiditos do Oligoceno (-2530 m). Tal intervalo de produção é confirmado pelo poço de extensão 3-ESS\_0074, o que assegura a continuidade desse reservatório.

SSW

# Seção Estratigráfica Cangoá

NNE



### Legenda

Arenitos, diamictitos, calcários e argilitos (Formação Rio Doce)	Mioceno Superior (Contato entre as formações Rio Doce e Uruçutuca)	Base do Oligoceno	Presença de gás
Folhelhos e margas (Formação Uruçutuca)	Base do Mioceno		

Turbiditos (Formação Uruçutuca)

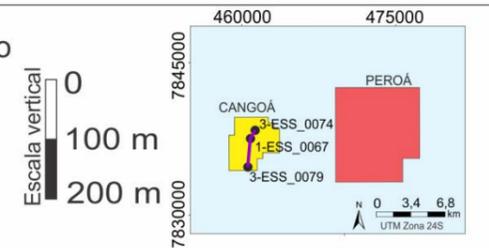


Figura 16: Seção Estratigráfica Cangoá (Correlação entre os poços 3-ESS\_0079 – 1-ESS\_0067 – 3-ESS\_0074).

Denominado de T-01, o nível produtor situado no Oligoceno possui espessura média de aproximadamente 15 metros, com variação pouco expressiva. Conforme expresso pelos perfis dos poços 1-ESS\_0067 e 3-ESS\_0074, o corpo turbidítico T-01 apresenta condições favoráveis para armazenamento de hidrocarboneto. O perfil de raio gama exhibe padrão em caixa, o que assinala arenitos mais homogêneos, com reduzida presença de sedimentos finos (30 gAPI). Complementarmente, picos no perfil de resistividade ( $> 30 \Omega.m$ ) indicam a efetiva presença de hidrocarboneto.

Apesar disso, em direção a SSW o turbidito T-01 não constitui um intervalo produtor, como comprovado pela perfuração do poço 3-ESS\_0079. Provavelmente, heterogeneidades na camada desfavoreceram o preenchimento desses arenitos por hidrocarbonetos, o que é indicado por valores de raio gama altamente variáveis (15 a 70 gAPI), além de uma densidade levemente maior ( $\rho > 2,6 \text{ g/cm}^3$ ), o que sugere baixa porosidade. Ademais, é possível que simplesmente não tenha ocorrido a migração de hidrocarbonetos para esse nível.

Acima da Formação Urucutuca, em profundidades inferiores a 1.600 metros, ocorrem os arenitos interdigitados com calcários, diamictitos e argilitos da Formação Rio Doce, que mostram pouca variação espacial e vertical.

### 5.1.2 Seção Estratigráfica Peroá

A Seção Estratigráfica Peroá (Figura 17) apresenta *trend* SW - NE, sendo composta pelos poços 6-ESS\_0085, 3-ESS\_0082 e 1-ESS\_0077, escolhidos a fim de representar a região centro-norte do campo.

Na área, os estratos da Formação Urucutuca distribuem-se quase que na subhorizontal, com mergulhos de baixa intensidade ( $< 2^\circ$ ) a depender do nível estratigráfico considerado. Os turbiditos, bastante numerosos, compõem 16 corpos principais com espessuras altamente variadas, que vão desde alguns poucos metros até valores da ordem de 60 metros, como no lobo turbidítico a 1.590 metros de profundidade no poço 3-ESS\_0082.

Diferentemente da Seção Cangoá, a distribuição dos reservatórios de hidrocarbonetos é mais ampla nessa seção, havendo tanto gás quanto óleo condensado em diversos níveis. Segundo dados de testes de formação da pasta de poço, os reservatórios possuem boa permeabilidade e elevada porosidade ( $\phi = 22 \%$ ), como evidenciado pelos perfis geofísicos.

Dentre os níveis produtores, o de maior destaque é o corpo turbidítico T-02, situado abaixo dos 2.800 metros de profundidade nos poços 3-ESS\_0082 e 1-ESS\_0077. Esse turbidito apresenta considerável variação em sua espessura, com quase 70 metros no poço 1-ESS\_0077 e pronunciado adelgaçamento na direção sudoeste do campo.

SW

## Seção Estratigráfica Peroá

NE

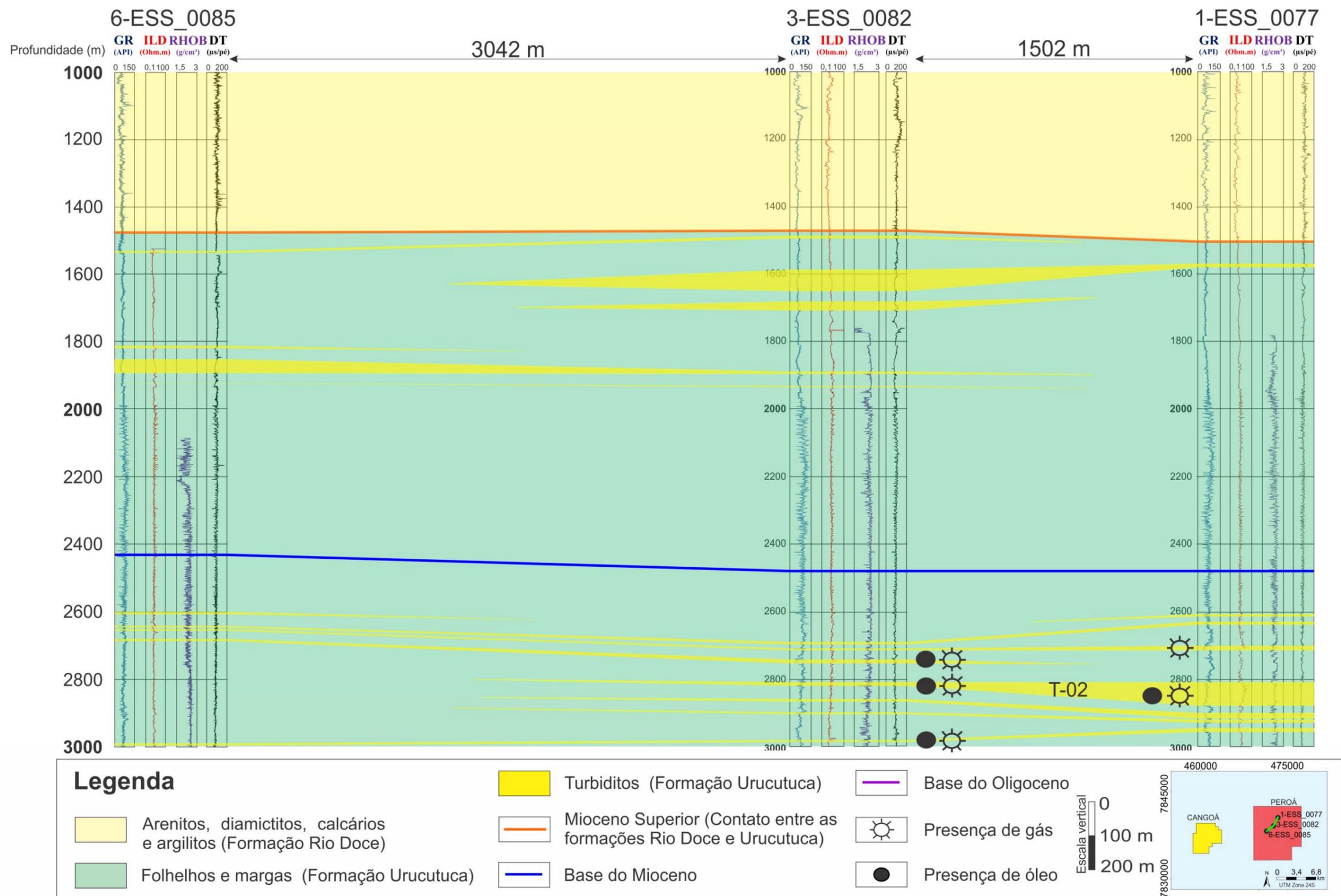


Figura 17: Seção Estratigráfica Peroá (Correlação entre os poços 6-ESS\_0085 – 3-ESS\_0082 – 1-ESS\_0077).

Sobreposta à Formação Urucutuca, em profundidade inferior a 1.480 metros, verifica-se a Formação Rio Doce que mostra pequena variação espacial.

### 5.1.3 Seção Estratigráfica Cangoá-Peroá

Com orientação NW-SE e construída com a utilização de 4 poços (3-ESS\_0068, 1-ESS\_0067, 6-ESS\_0085 e 3-BRSA\_169), a Seção Cangoá-Peroá (Figura 18) foi elaborada com o intuito de se compreender a distribuição dos estratos entre os dois campos petrolíferos individualmente avaliados nas demais seções.

Na Formação Urucutuca, as camadas litológicas exibem mergulho de 1 a 2° para SE, acompanhando a tendência regional observada para a área. Entre os poços 3-BRSA\_169 e 6-ESS\_0085, uma expressiva falha normal (Fig. 18) com cerca de 70 metros de rejeito, observada na seção sísmica 231-0023, é representada na seção. Em função disso e da considerável distância entre os dois poços, o sistema turbidítico mostra-se pouco correlacionável nessa porção.

Os corpos turbidíticos mostram-se altamente diversos e abundantes, com 19 corpos principais de espessuras variadas. Apesar disso, poucos deles consistem em níveis produtores, o que sugere arenitos mais densos, menos porosos ( $\phi < 16\%$ ) e com volumes consideráveis de argila que comprometem a qualidade do reservatório ou, ainda, a ausência de elementos e fenômenos geológicos essenciais na formação de reservatórios, como a migração de fluidos petrolíferos.

De maneira análoga ao discutido para a seção Cangoá, o principal turbidito identificado nessa seção estratigráfica também é o corpo T-01, produtor em 1-ESS\_0067, porém sem indício de hidrocarboneto no poço adjacente, 6-ESS\_0085. Secundariamente, identifica-se também a presença de gás em um corpo a 2.500 metros de profundidade no poço 3-BRSA\_169. Apesar disso, não se verificam volumes expressivos, sendo portanto uma ocorrência localizada.

Capeando a Formação Urucutuca, identificam-se os litotipos da Formação Rio Doce que, diferentemente da unidade litológica sotoposta, denotam leve mergulho de 1 a 2° para NW.

NW

# Seção Estratigráfica Cangoá-Peroá

SE

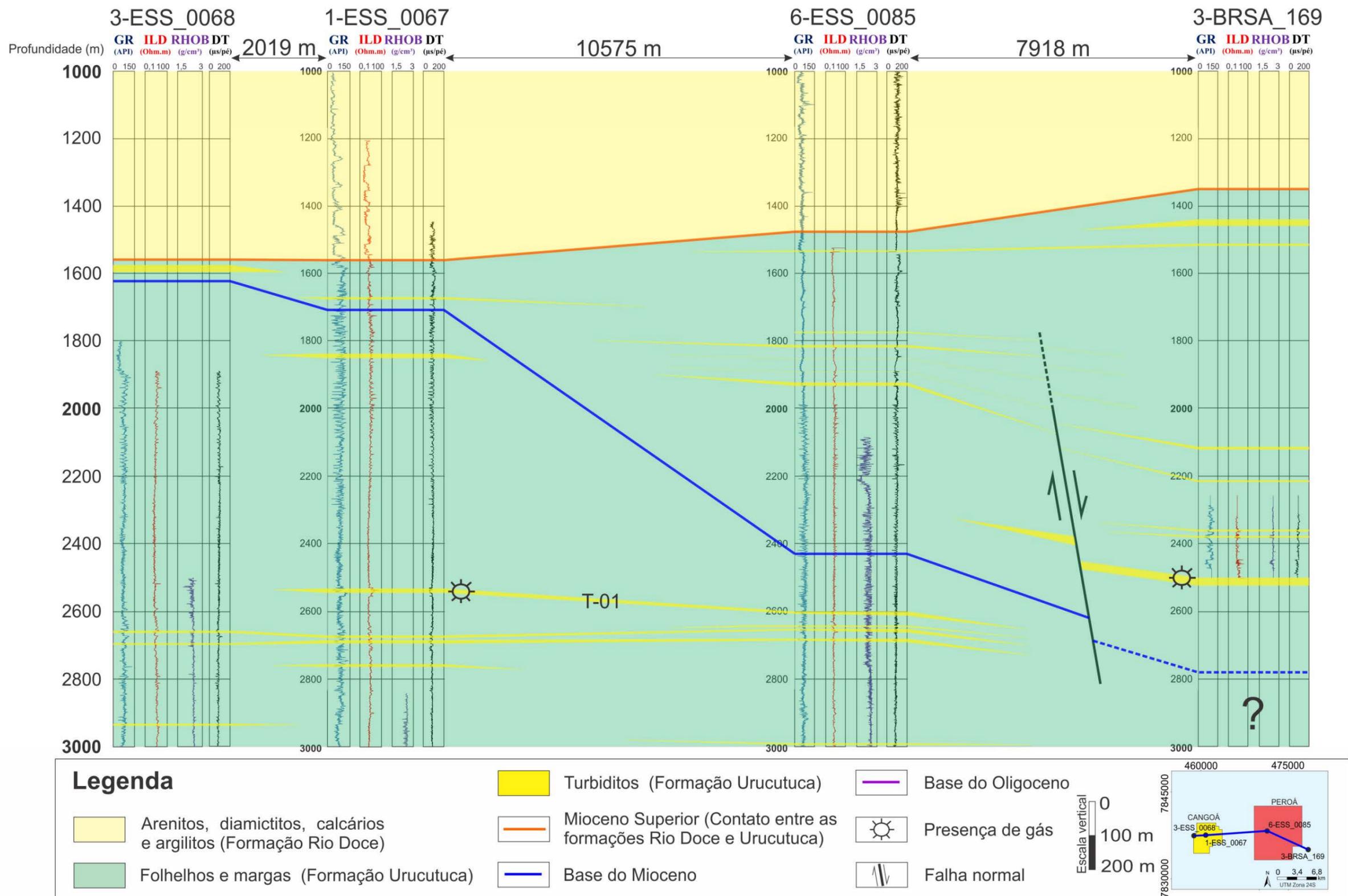


Figura 18: Seção Estratigráfica Cangoá-Peroá (Correlação entre os poços 3-ESS\_0068 – 1-ESS\_0067 – 6-ESS\_0085 – 3-BRSA\_169).

## 5.2 Interpretação sísmica

A interpretação sísmica das linhas 2D na área de estudo auxiliou na compreensão do padrão sedimentar exibido pela bacia e no reconhecimento das feições estruturais mais conspícuas. A partir dessa análise, pode-se verificar os diferentes estilos tectônicos e padrões deformacionais que caracterizam as Supersequências Rifte, Pós-Rifte e Drifte descritas na literatura.

Para isso, cinco horizontes cronoestratigráficos foram interpretados, sendo eles: Topo do Aptiano, Topo do Albiano, Base do Oligoceno, Base do Mioceno e Mioceno Superior (contato entre as formações Rio Doce e Urucutuca). Ademais, identificou-se também nos dados sísmicos a presença dos evaporitos do Membro Itaúnas.

A fim de representar as feições e estruturas interpretadas nas linhas sísmicas 2D, quatro seções sísmicas foram selecionadas, das quais duas consistem em seções *Dip* de orientação NW-SE (linhas 231-0063 e 0066-0061), enquanto as outras duas compreendem seções *Strike* de direção SW-NE (linhas 231-0019 e 232-0037). A Figura 19 ilustra o posicionamento dessas linhas na área de estudo.

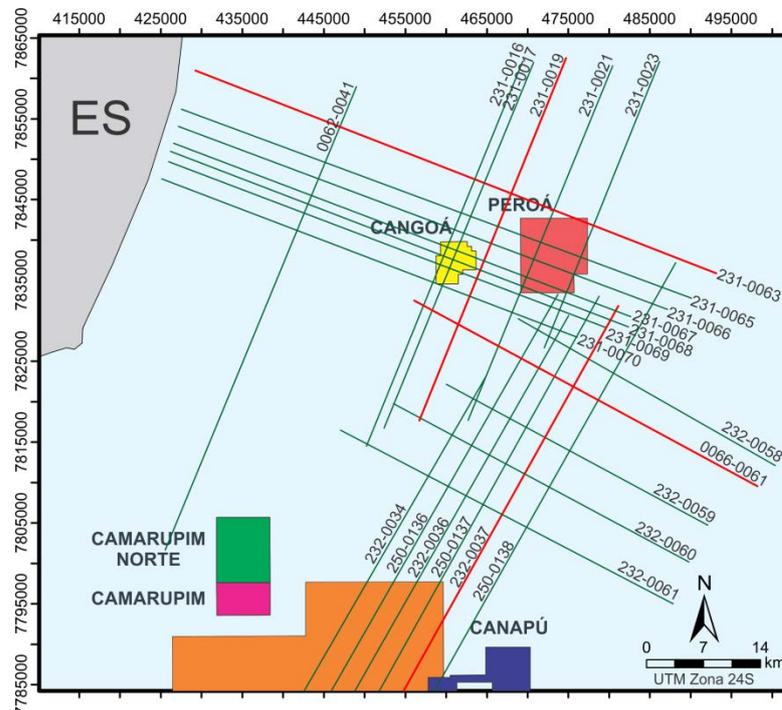


Figura 16: Linhas sísmicas 2D, em vermelho, selecionadas para análise. Fonte: BDEP (2017).

A seção sísmica 231-0063 (Figura 20) possui orientação NW-SE e localiza-se a nordeste da área de estudo, situada quase que exclusivamente em águas rasas, em lâmina d'água da ordem de 60 metros. Nessa linha é possível observar os principais padrões estruturais da bacia, inclusive as estruturas típicas da Fase Rife (grabéns e horstes), além de um amplo domo salino que intrude em sedimentos paleógenos da Formação Urucutuca.

A seção sísmica 231-0019 (Figura 21), por sua vez, possui orientação SW-NE e encontra-se na porção centro-norte da área, também majoritariamente em águas rasas (lâmina d'água da ordem de 60 m). Uma das principais feições dessa linha é a presença de um extenso sistema de falhas acima de um domo salino próximo ao início da quebra da plataforma.

Já a seção sísmica 0066-0061 (Figura 22), de direção NW-SE, situa-se na região centro-leste, predominantemente em águas profundas. Nessa seção é possível observar domos salinos bastante amplos que obliteram e deformam quilômetros de sedimentos, gerando um padrão estrutural altamente complexo, com vastas falhas e estruturas do tipo flor negativa.

Por último, a seção sísmica 232-0037 (Figura 23) de orientação SW-NE, atravessa o segmento centro-sul da área analisada, exclusivamente em águas profundas. Assim como nas demais linhas, também se observam estruturas salinas e padrões estruturais característicos.

### 5.2.1 Análise das Seções sísmicas

Inicialmente, vale ressaltar que embora o embasamento da bacia não tenha sido sistematicamente interpretado na área de estudo, em algumas linhas sísmicas esse horizonte foi identificado (na cor vermelha na Fig. 20), caracterizado pelo estilo tectônico distensivo, correspondente à Fase Rifte. Esse padrão estrutural é caracterizado por numerosas falhas normais sintéticas e antitéticas responsáveis pela formação de horstes, grábens e semi-grábens, com a Formação Cricaré representativa desse estágio evolutivo.

Ao final da Fase Rifte, os sedimentos aptianos depositados foram fracamente controlados por falhas (fase de preenchimento), sendo sucedidos pelos litotipos da Formação Mariricu, formada pelos Membros Mucuri e Itaúnas, pertencentes à fase Pós-Rifte. Nas linhas sísmicas, o Topo do Aptiano (na cor verde) marca exatamente o limite entre esses membros, denotando o fim da sequência "pré-sal" (como observado nas Fig. 20, 21, 22 e 23).

Em geral, nota-se que esse é um dos horizontes mais bem marcados na sísmica, uma vez que é frequentemente um dos últimos refletores nítidos nas seções, as quais exibem pronunciada perda de resolução com o aumento da profundidade, sobretudo próximo ao embasamento. Além disso, o Topo do Aptiano corresponde à discordância denominada de Base dos Evaporitos (Base da Sequência K50), situada imediatamente abaixo dos corpos salinos do Membro Itaúnas da Formação Mariricu, o que auxilia em sua identificação. Ainda, vale mencionar que a Seção Rifte da bacia (Formações Cabiúnas e Cricaré), identificada por feições estruturais bem evidentes (grábens, horstes e semi-grábens), encontra-se invariavelmente abaixo desse refletor, servindo portanto como referência indireta para a interpretação regional desse horizonte cronoestratigráfico.

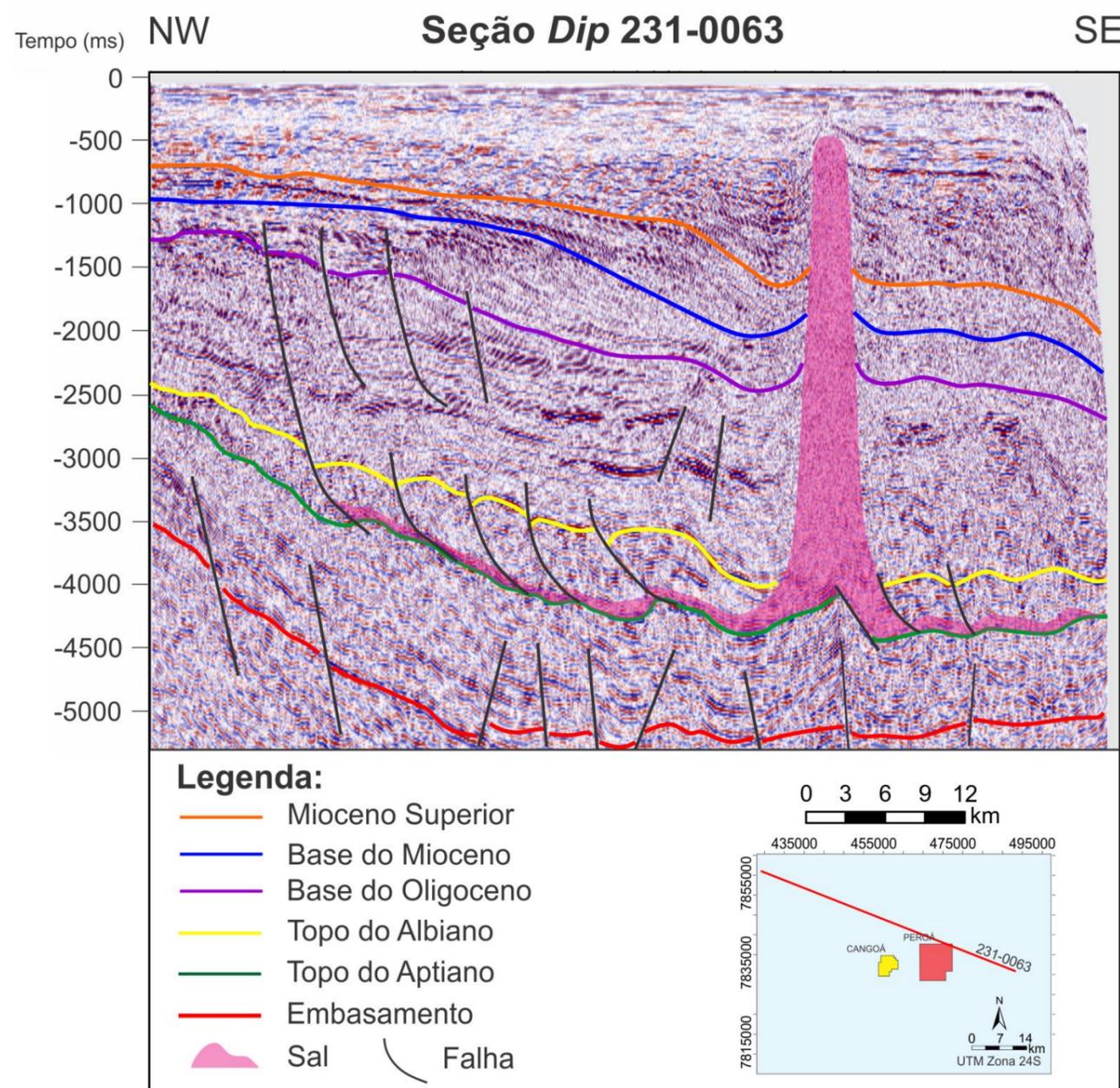


Figura 20: Seção *Dip* 231-0063 interpretada.

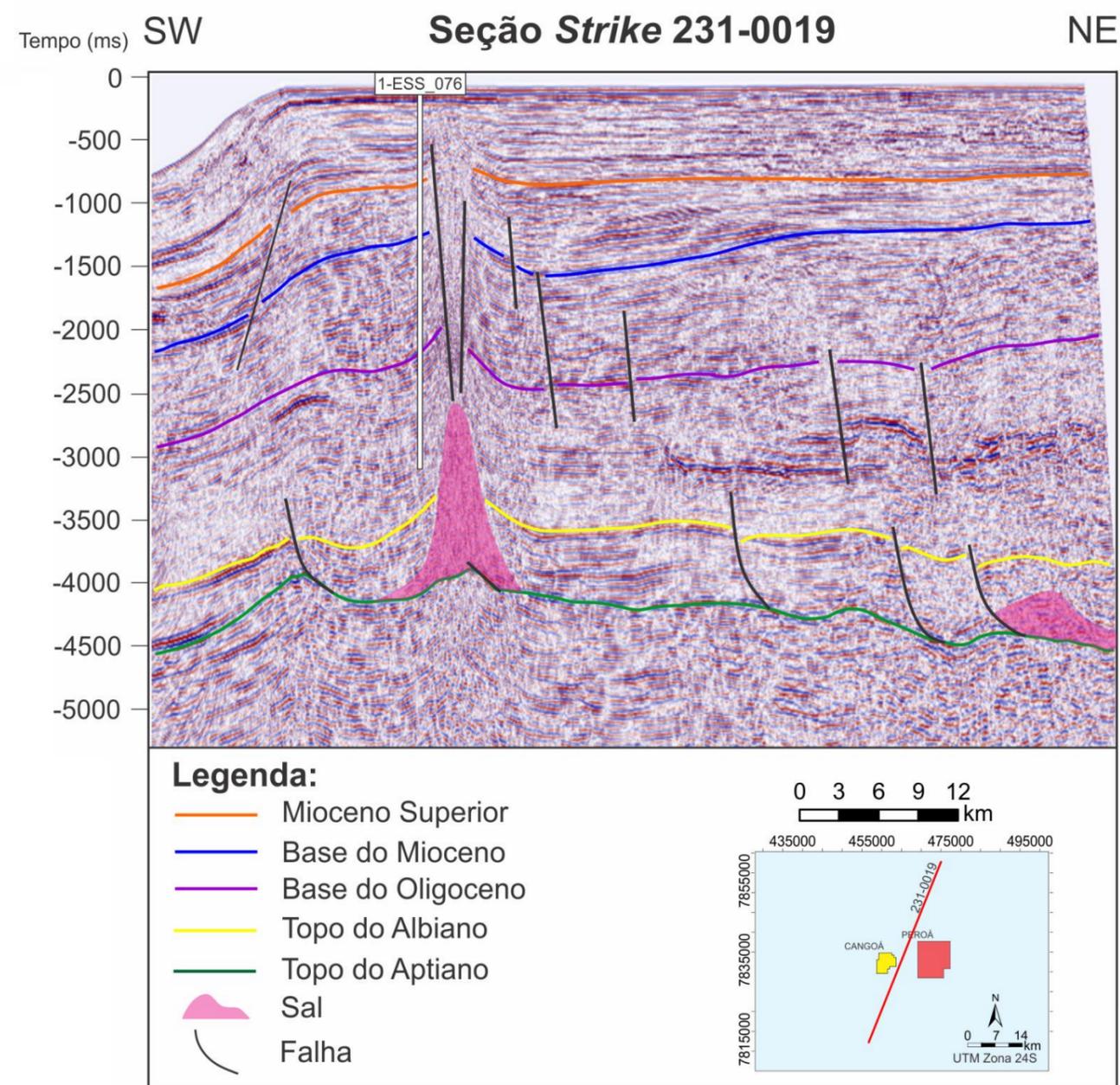


Figura 21: Seção *Strike* 231-0019 interpretada.

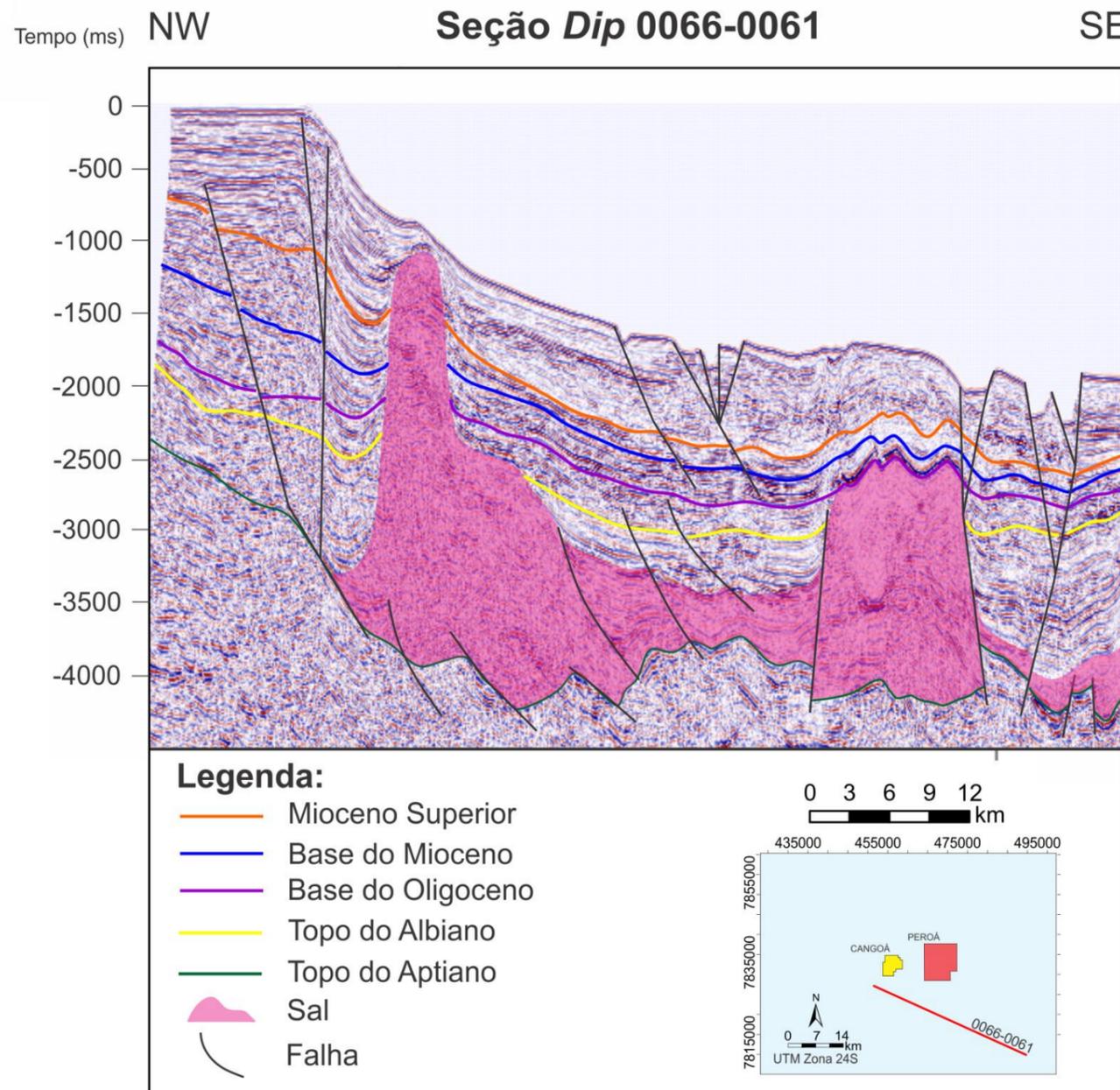


Figura 22: Seção *Dip* 0066-0061 interpretada.

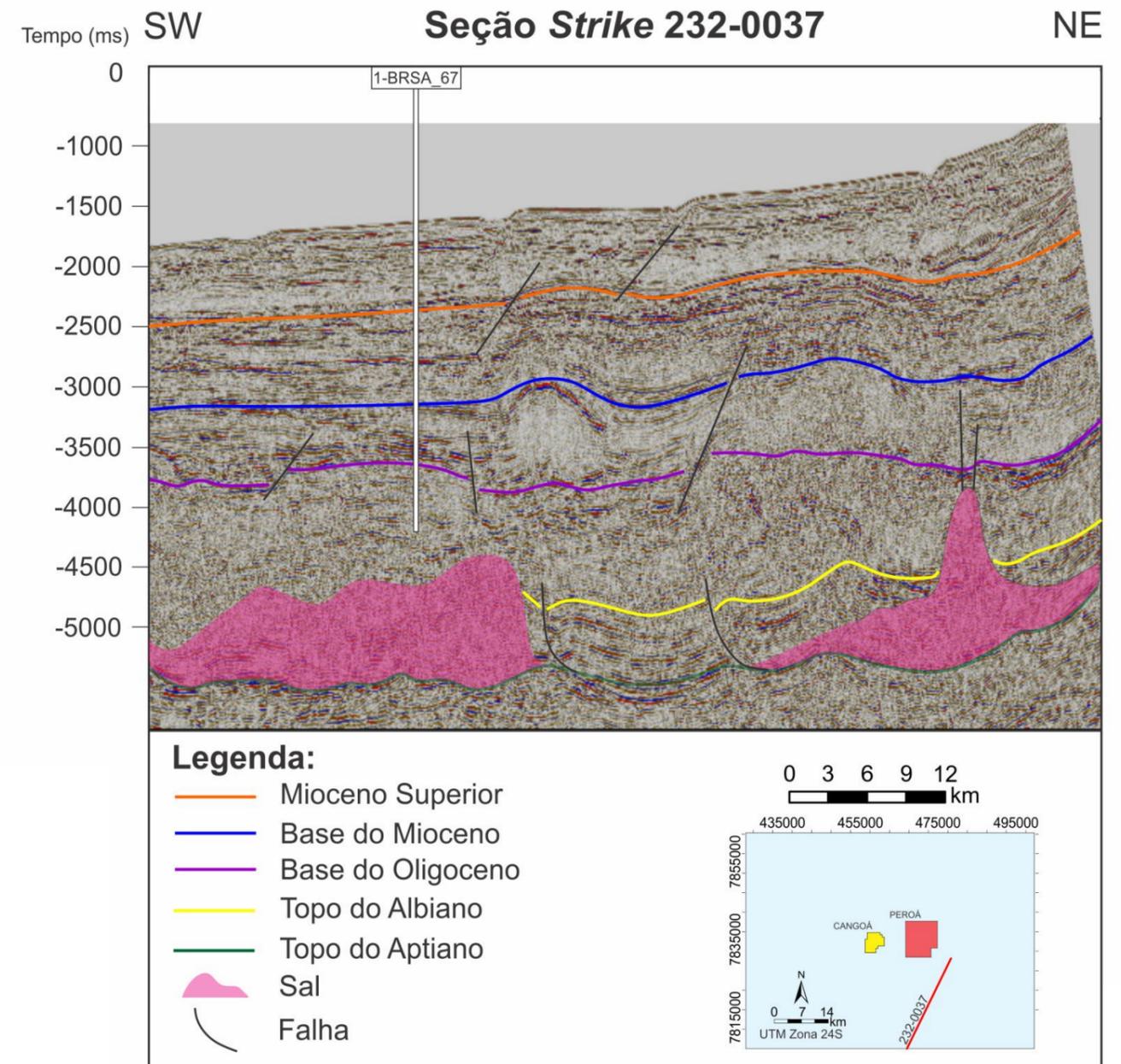


Figura 23: Seção *Strike* 232-0037 interpretada.

Logo acima, interpretou-se nas seções sísmicas a ocorrência dos evaporitos do Membro Itaúnas (na cor rosa), evidenciados pela obliteração dos horizontes sísmicos sobrepostos nas áreas em que intrudiram (Fig. 20, 21). Em razão da elevada complexidade do estilo tectônico salino, é relativamente frequente observar na sísmica a presença de diferentes estruturas halocinéticas. Nas porções mais proximais da bacia, em região de águas rasas, notam-se almofadas salinas pouco proeminentes (Fig. 20), porém em direção às porções mais distais as estruturas de sal aparecem na forma de extensos domos e diápiros (Fig 22).

O horizonte seguinte, correspondente ao Topo do Albiano (na cor amarela), coincide com a Discordância Pré-Urucutuca (Base da Sequência K82 - K86) e se situa no contato entre o Grupo Barra Nova (Formações São Mateus e Regência) e o Grupo Espírito Santo (Formação Urucutuca). Devido ao contraste de impedância acústica entre os carbonatos da Formação Regência, sotoposta, e os folhelhos da Formação Urucutuca, sobreposta, esse refletor sísmico encontra-se bem marcado (Fig. 20, 21, 22 e 23). Além disso, é frequente a presença de falhas lítricas formadas pela movimentação do sal em contato discordante de alto ângulo com o horizonte em questão, o que é evidenciado pelas dobras em *rollover* características desse intervalo estratigráfico, como bem observado na Fig. 20.

Diferentemente dos horizontes anteriores, os refletores correspondentes à Base do Oligoceno (na cor roxa) e à Base do Mioceno (na cor azul) possuem baixo contraste de amplitude e, por isso, são de identificação mais difícil (Fig. 20, 21, 22 e 23). Apesar disso, os refletores desses níveis são contínuos quando não afetados por domos salinos, seguindo o padrão progradante das cunhas sedimentares formadas durante a Sequência Marinha Regressiva (Fig. 20). Assim, ambos os horizontes são de fácil acompanhamento e correlação regional, embora apresentem certa dificuldade de visualização em um primeiro momento. A escolha pela interpretação desses níveis cronoestratigráficos reside no fato de que importantes reservatórios turbidíticos possuem idade oligomiocênica, sendo por isso interessante a caracterização desse intervalo.

Por último, interpretou-se também o refletor correspondente ao Mioceno Superior (na cor laranja), correspondente à discordância que marca o contato entre as formações Rio Doce e Urucutuca. Na área de estudo, esse nível mostra tênue variação de amplitude e forte continuidade lateral, sendo pouco afetado por falhas (Fig. 23).

### 5.3 Mapas de contorno estrutural e de isópacas

Além da interpretação sísmica 2D, mapas de contorno estrutural foram gerados em milissegundos para cinco horizontes interpretados: Fundo do Mar, Base do Mioceno, Base do Oligoceno, Topo do Albiano e Topo do Aptiano.

Os mapas são relativamente similares e mostram variações principalmente em relação à profundidade, representada em função do tempo para os diferentes níveis. Quando analisados em conjunto, evidenciam que o mergulho regional da bacia é orientado para SE, com depocentro nesse mesmo sentido, conforme se observa, por exemplo, no mapa da Base do Mioceno (Fig. 24).

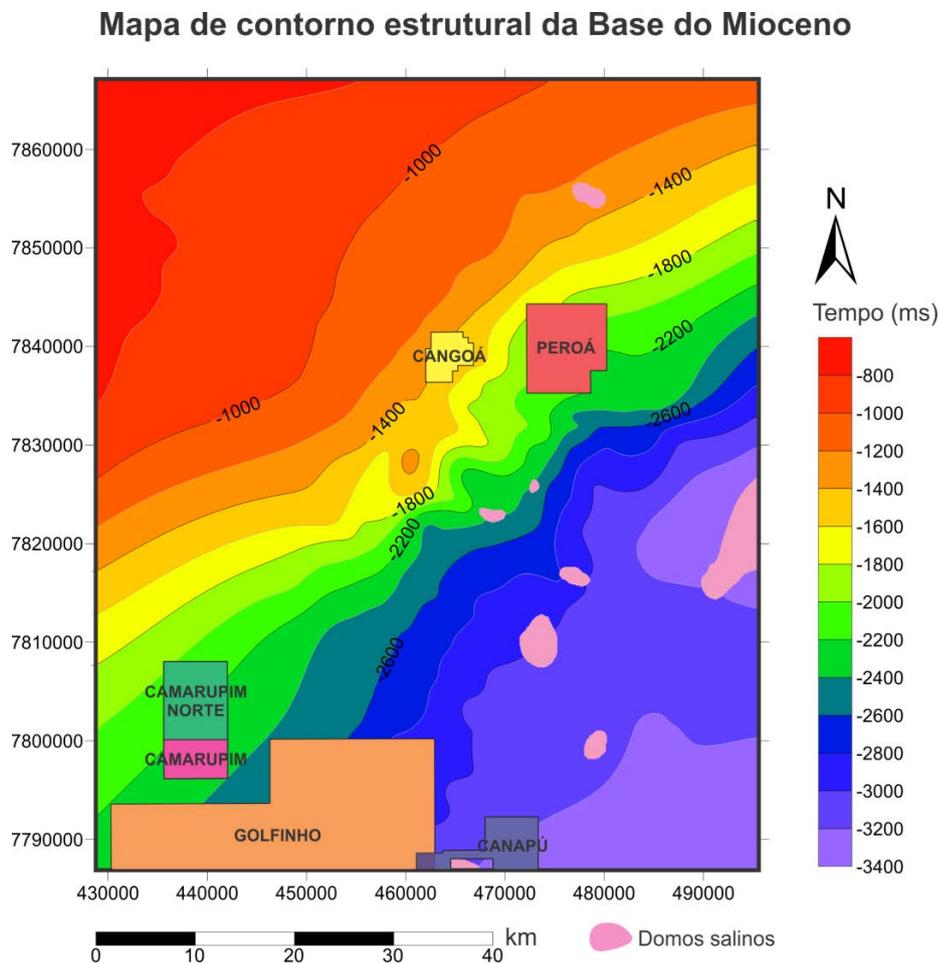


Figura 24: Mapa de contorno estrutural da Base do Mioceno. A escala é negativa e em milissegundos.

Outrossim, para que fosse possível visualizar a configuração geral da bacia na área de estudo e a variação dos intervalos entre cada nível interpretado, mapas de contorno estrutural 3D foram gerados (Fig. 25).

Nesses mapas é bastante evidente a disposição dos domos de sal, os quais são distribuídos principalmente na região oriental dos campos de Cangoá e Peroá, possuindo uma ligeira tendência de alinhamento na direção NNE.

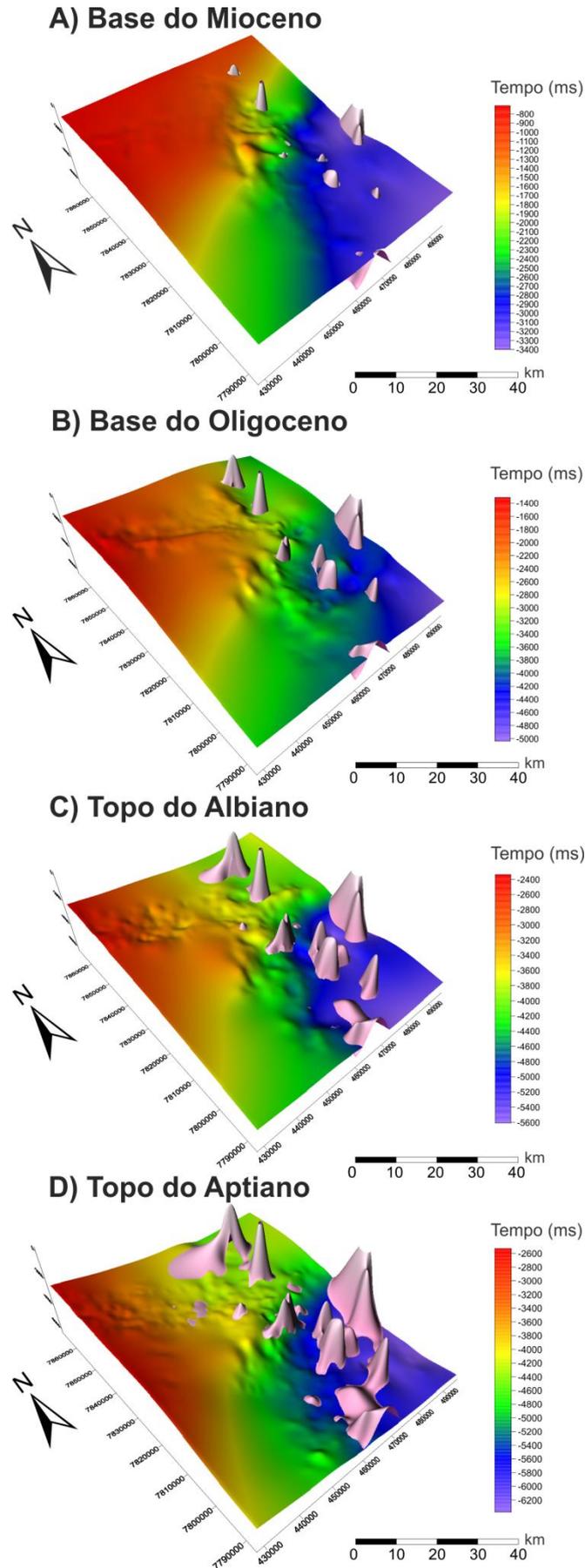
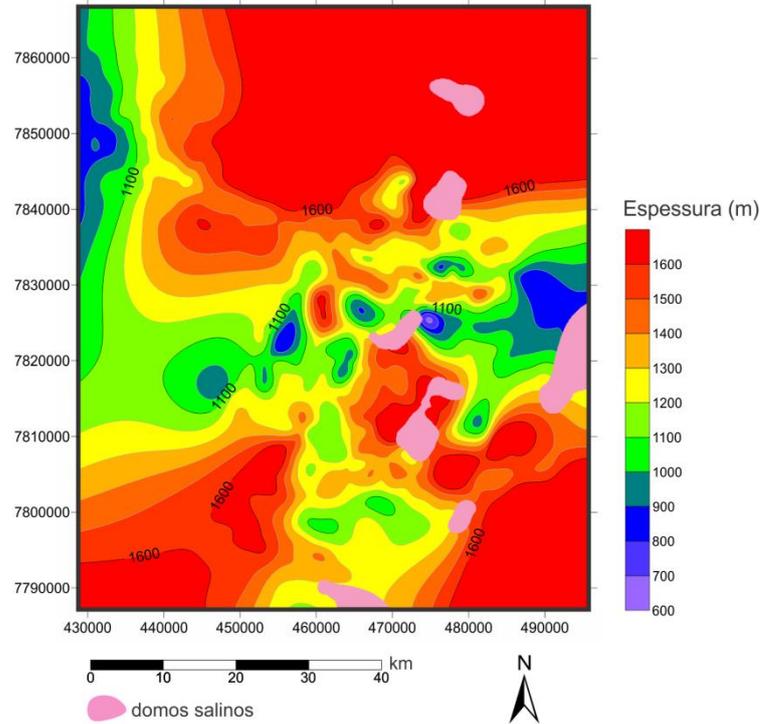


Figura 25: Mapas de contorno estrutural 3D em diferentes níveis analisados. Notar distribuição dos domos salinos, em rosa.

Diferentemente dos mapas de contorno estrutural, os mapas de isópacas gerados apresentam a escala em metros e foram confeccionados para o intervalo entre a Base do Oligoceno e a Base do Mioceno (Fig. 26A) e para o intervalo entre o Topo do Aptiano e o Topo do Albiano (Fig. 26B).

**A) Mapa de Isópacas do Oligoceno-Mioceno**



**B) Mapa de Isópacas do Aptiano-Albiano**

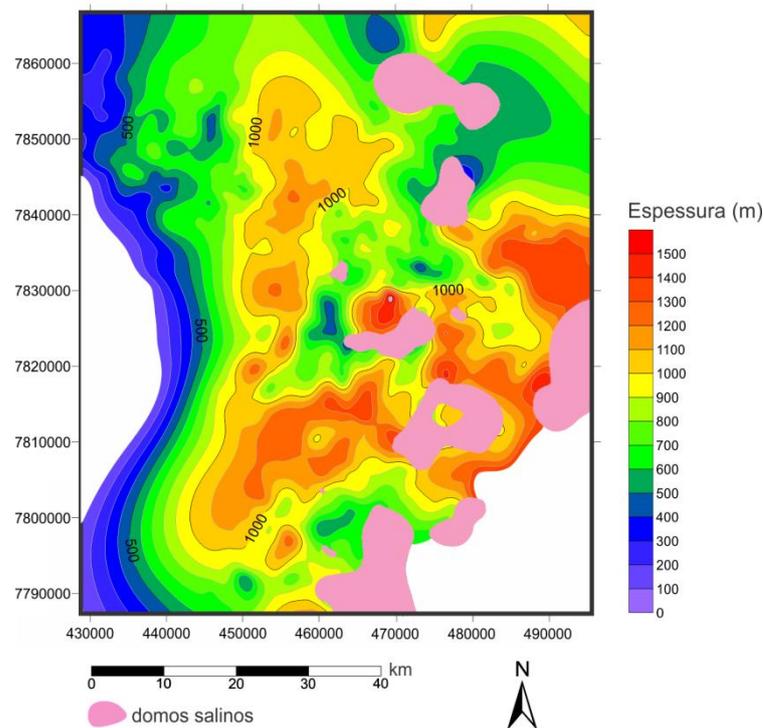


Figura 26: Mapas de isópacas do Oligoceno-Mioceno (A) e do Aptiano-Albiano (B).

Conforme mostrado nos mapas, a espessura do Oligoceno-Mioceno e do Aptiano-Albiano é grande nas regiões amarelo-avermelhadas e pequena nas porções azul-roxeadas do mapa, ou seja, as áreas com cores quentes indicam antigos baixos deposicionais que permitiram a acomodação de uma quantidade maior de sedimentos, ao passo que as áreas com cores frias compreendiam um espaço menor de acomodação. Em geral, a variação da espessura deve-se principalmente ao mergulho regional, à deformação causada pelo sal e ao padrão estrutural da bacia.

No mapa de isópacas do Aptiano-Albiano, nota-se com clareza o adelgaçamento desse intervalo em direção às porções proximais da bacia, variando de espessuras na ordem de 1.200 m a SE, para espessuras inferiores a 700 m a NW. À vista disso, é presumível afirmar que as áreas de maior espessura são justamente aquelas próximas das estruturas salinas, majoritariamente situadas na porção mais distal da bacia, uma vez que as falhas lítricas geradas pela deformação causada pela movimentação do sal criaram um espaço maior de acomodação para os sedimentos. Como é esperado encontrar essas falhas com maior frequência principalmente nas áreas adjacentes aos domos salinos e, além disso, como tais estruturas viabilizam armadilhas estruturais pela formação de dobras em *rollover*, espera-se também encontrar potenciais acumulações de hidrocarboneto nas áreas em que ocorrem. Por isso, as regiões avermelhadas do mapa são os locais mais promissores para a prospecção de reservatórios nesse intervalo estratigráfico.

No mapa de isópacas do Oligoceno-Mioceno, por sua vez, a distribuição das curvas mostra um evidente adelgaçamento desse intervalo na porção central da área analisada. Nessa situação, as regiões mais espessas, isto é, com mais corpos turbidíticos e que se encontram imediatamente ao lado dos domos salinos, são aquelas com a maior probabilidade de se encontrar acumulações de petróleo, uma vez que os turbiditos são ótimas rochas-reservatório e os domos atuam como trapas em seus flancos.

Quando analisados em conjunto, portanto, os mapas estruturais e de isópacas sugerem dois potenciais *Plays* Petrolíferos na área de estudo: o *Play* Turbiditos da Formação Urucutuca e o *Play* do Albiano Estruturado, discutidos com maior detalhe no item 5.4 deste trabalho.

## 5.4 Análise Tectonoestratigráfica

A análise tectonoestratigráfica objetiva avaliar as principais oportunidades exploratórias (*plays*) identificadas na área de estudo, considerando-se os aspectos estruturais e estratigráficos primários que poderiam condicionar a formação de reservatórios de hidrocarbonetos. Assim, a fim de melhor compreender os elementos envolvidos nessa questão, optou-se por subdividir a análise em concordância com as supersequências da bacia: Rifte, Pós-Rifte e Drifte, conferindo especial atenção à Fase Drifte, pertencente ao intervalo temporal que é foco de estudo do presente trabalho.

Segundo Biassusi et al. (1990), na Bacia do Espírito Santo são identificados três grupos principais de *plays*, denominados segundo a idade dos reservatórios potencialmente produtores: *Play* Alagoas, *Play* Albo-Cenomaniano e *Play* Cretáceo Superior e Neógeno. Embora na presente análise não seja adotada essa nomenclatura, discutem-se características geológicas semelhantes que definem a existência dessas oportunidades exploratórias.

Ainda segundo esses autores, observa-se na bacia uma maior tendência de ocorrer um grande número de acumulações de pequeno porte em áreas restritas de configurações geológicas complexas e sutis, não sendo comum, portanto, a existência de reservatórios extensos e volumosos.

### 5.4.1 *Plays* petrolíferos na Fase Rifte e Pós-Rifte

Na Bacia do Espírito Santo, os potenciais reservatórios da Fase Rifte, integrante do pré-sal, não são comercialmente aproveitados na área em que se situam os campos de Congoá e Peroá. Em tese, os *plays* contidos nessa fase integram os sedimentos siliciclásticos da Formação Cricaré e as rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas, sotopostas à Formação Mariricu.

Nessa situação, os potenciais reservatórios teriam um forte controle estrutural decorrente da presença de altos e baixos (horstes e grábens) que propiciariam a formação de armadilhas, enquanto sedimentos da porção basal do Membro Mucuri, tais como siltitos e anidritas, atuariam como rocha selante. Adicionalmente, fraturas em rochas vulcânicas e vulcanoclásticas também oportunizariam a ocorrência de reservatórios.

A Fase Pós-Rifte, por sua vez, é representada pela Formação Mariricu, constituída pelos membros Mucuri e Itaúnas, sendo também correspondente ao pré-sal. Nesse intervalo estratigráfico, os reservatórios siliciclásticos do Membro Mucuri seriam capeados pelos depósitos evaporíticos sobrejacentes, em situação análoga ao que se observa nas coquinas e microbialitos do Grupo Lagoa Feia na Bacia de Campos.

#### 5.4.2 Plays petrolíferos na Fase Drifte

Nessa fase, dois *plays* petrolíferos principais são identificados nas seções sísmicas interpretadas. A primeira oportunidade exploratória que ocorre na área é o *Play* Albiano Estruturado, exemplificado na seção sísmica *Dip* 231-0063 (Figura 27), mostrada na íntegra na Fig. 20. Nesse caso, a Formação Regência, logo abaixo do Topo do Albiano, encontra-se estruturada pela ação da halocinese, que é responsável pela formação de falhas lítricas com dobras em *rollover* associadas, que formam altos estruturais em padrão côncavo. Adicionalmente, os folhelhos da Formação Urucutuca, sobrepostos, agem como rochas selantes que auxiliam na acumulação de hidrocarbonetos.

Assim, como essas dobras são formadas devido à movimentação do sal, espera-se encontrar *rollovers* especialmente nas áreas próximas às estruturas salinas e no intervalo em que o Aptiano-Albiano se encontra mais espesso, conforme o que fora discutido anteriormente no mapa de isópacas (Fig. 25B). Assim, a eventual presença de corpos turbidíticos depositados nos flancos desses *rollovers* certamente resultaria na formação de reservatórios de hidrocarbonetos.

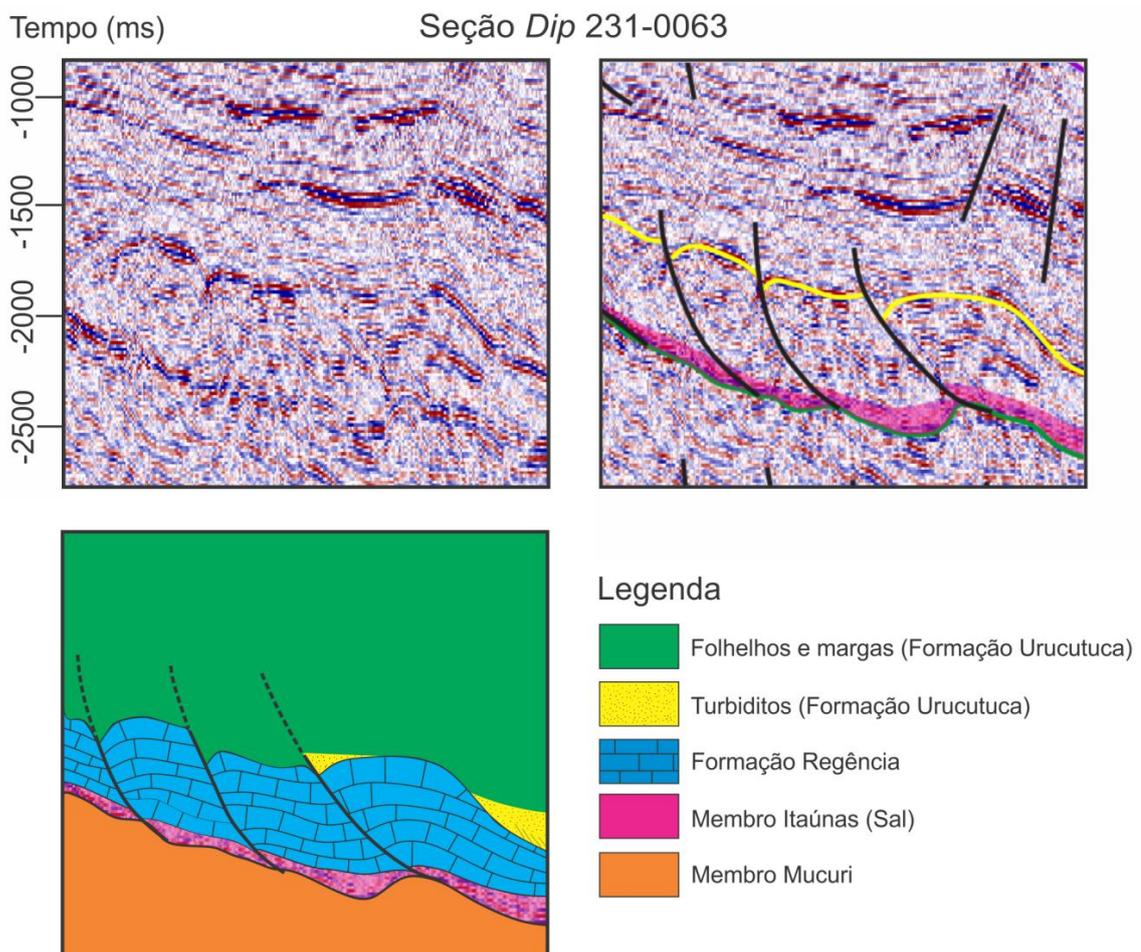


Figura 27: Representação esquemática do *Play* Albiano Estruturado.

A segunda oportunidade exploratória, por sua vez, consiste no *Play* Turbiditos da Formação Urucutuca, que corresponde aos reservatórios de arenitos turbidíticos da formação em questão, no intervalo do Cenomaniano ao Recente. Esses corpos turbidíticos encontram-se estruturados como efeito da halocinese do Membro Itaúnas e possivelmente estão associados a falhas que servem como condutos de óleo (ÁVILA, 2015).

Cientes disso, espera-se que o flanco dos domos salinos constitua uma ótima oportunidade de exploração, uma vez que o sal age como trapa e rocha selante. Em outra situação, falhas normais geradas no topo das intrusões salinas também poderiam propiciar a formação de reservatórios.

Na Figura 28, por exemplo, uma representação esquemática desse *play* é ilustrada, tomando-se como base a interpretação da seção sísmica *Dip* 0066-0061, apresentada por completo na Fig. 22.

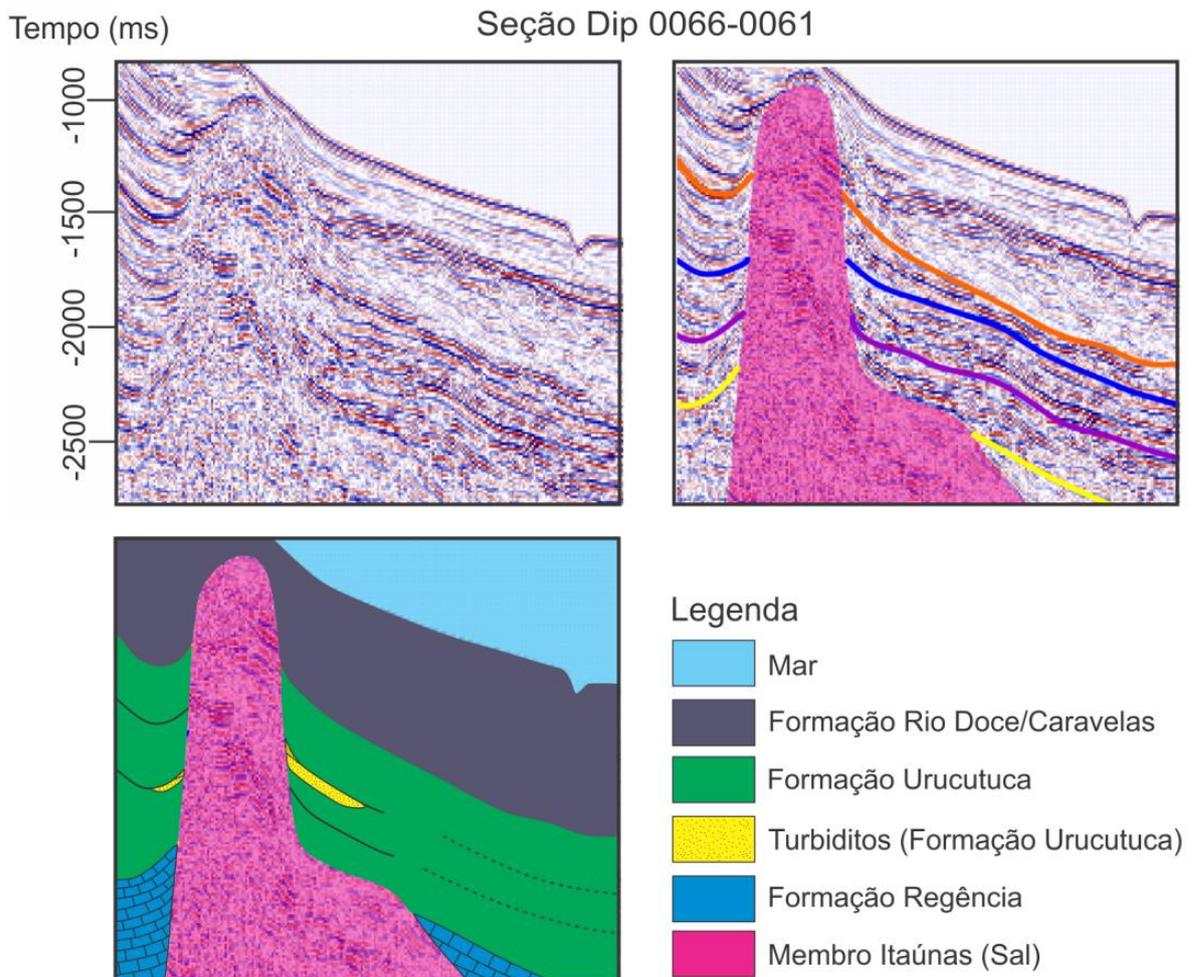


Figura 28: Representação esquemática do *Play* Turbiditos da Formação Urucutuca.

## 6. CONCLUSÕES

A análise dos resultados obtidos auxiliou, em primeiro lugar, na compreensão das características geológicas da área de estudo, integrando-se informações de cunho estratigráfico e estrutural.

As três seções estratigráficas confeccionadas possibilitaram caracterizar a distribuição espacial das formações Rio Doce e Urucutuca no intervalo entre o Paleógeno e o Recente. Os depósitos turbidíticos da Formação Urucutuca no Oligoceno-Mioceno mostram espessuras altamente variadas, normalmente entre 10 e 50 metros, além de porosidades médias na ordem de 16 %. Dois níveis produtores principais foram identificados: T-01 e T-02. O primeiro encontra-se no Campo de Cangoá e apresenta espessura de 15 metros, já o segundo ocorre no Campo de Peroá e mostra-se mais espesso, alcançando quase 70 metros.

A interpretação das seções sísmicas evidenciou os diferentes estilos tectônicos e padrões deformacionais da bacia, com identificação do sistema de falhas sintéticas e antitéticas da Fase Rife e dos falhamentos lístricos e falhas normais de direção preferencial NE-SW da sequência pós-sal. A deformação estrutural associada à movimentação do sal é bastante presente, sendo identificados extensos domos salinos que deformam os estratos adjacentes e superiores, sobretudo na porção SE da área.

Nos mapas de contorno estrutural, foi possível constatar que a província salina se concentra na região leste da área de estudo, onde extensos domos salinos mostram ligeiro alinhamento na direção NNE. O mapa de isópacas do Aptiano-Albiano revela que esse intervalo se encontra mais espesso na porção SE da área, que também é a região com a maior quantidade de estruturas salinas e, conseqüentemente, com maior presença de falhas lístricas. Já o mapa de isópacas do Oligoceno-Mioceno mostra que as regiões mais espessas desse intervalo são a norte e a sul da área e, por isso, há pacotes turbidíticos mais espessos nesses locais. A integração dos mapas de isópacas com os demais resultados permitiu caracterizar as principais oportunidades exploratórias da sequência pós-sal, representadas pelo *Play* do Albiano Estruturado e o *Play* Turbiditos da Formação Urucutuca.

O *Play* do Albiano Estruturado é caracterizado por falhas lístricas geradas pela acomodação da deformação causada pela halocinese, o que propicia a formação de dobras em *rollover*, as quais, por sua vez, consistem em estruturas favoráveis para o armazenamento de hidrocarbonetos. Como as dobras em *rollover* formam altos estruturais em padrão côncavo, possibilita-se a formação de reservatórios quando há rochas porosas trapeadas por essas estruturas.

O *Play Turbiditos* da Formação Urucutuca, no que lhe concerne, corresponde aos reservatórios turbidíticos estruturados pela ação da halocinese do Membro Itaúnas, constituindo as principais reservas comercialmente exploradas na área de estudo, sobretudo no intervalo do Oligoceno-Mioceno. Nessa situação, os turbiditos encontram-se trapeados pelos flancos dos domos salinos e selados por folhelhos, o que resulta em condições adequadas para a formação de reservatórios se existirem vias de migração de óleo e gás, as quais muitas vezes se devem ao fraturamento gerado pelas próprias intrusões salinas.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, F. F. M. de; CARNEIRO, C. D. R. Origem e evolução da Serra do Mar. **Revista Brasileira de Geociências**. São Paulo, v. 28, p. 135-150, 1998.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2016. 264p. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario\\_Estatistico\\_ANP\\_2016.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf)>. Acesso em 20 mar. 2017.

ASMUS H. E. Significado geotectônico das feições estruturais das bacias marginais brasileiras e áreas adjacentes. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32., 1982, Salvador. **Anais...** Salvador: SBGEO, 1982. v. 4. p. 1547-1557.

ASMUS, H. E. Geologia da margem continental brasileira. In: SCHOBENHAUS, C.; CAMPOS, D. A.; DERZE, G. R.; ASMUS, H. E. (Eds.). **Geologia do Brasil**. Brasília: MME/DPNPM, 1984. p. 443-472.

ASMUS, H. E.; PONTE, F. C. The Brazilian Marginal Basins. In: NAIRN, A. E. M.; STEHILI, F. G. (Eds.). **The Ocean Basins and Margins**. New York: Plenum Press, 1973. p. 87-133.

ÁVILA, R. **Bacia do Espírito Santo - Sumário Geológico e Setores em Oferta**. 2015. Disponível em: <[http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/areas\\_oferecidas\\_r13/Sumarios\\_Geologicos/Sumario\\_Geo-logico\\_Bacia\\_Espirito\\_Santo\\_R13.pdf](http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geo-logico_Bacia_Espirito_Santo_R13.pdf)>. Acesso em 21 mar. 2017.

BDEP. **Banco de Dados de Exploração e Produção**. 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos>>. Acesso em 21 mar. 2017.

BASSIOUNI, Z. **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. Texas: HENRY L. DOHERTY MEMORIAL FUND OF AIME, 1994. 372 p.

BIASSUSI, A. S. et al. Bacia do Espírito Santo: o “estado da arte” da exploração. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 13-19, mar. 1990.

BIASSUSI, A.S.; MACIEL, A.A.; CARVALHO, R.S. Bacia do Espírito Santo: o “estado da arte” da exploração. **Boletim de Geociências da Petrobrás**. Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 13-19, 1990.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - SPG. **\_Boletim anual de exploração e produção de petróleo e gás natural - 2016**. 4. ed. Brasília: DEPG, 2017. 20p.

BUGALHO, A. **Bacia do Espírito Santo - Superintendência de definição de blocos**. 2013. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios\\_r11/tec\\_ambiental/Bacia\\_do\\_Espirito\\_Santo.pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Espirito_Santo.pdf)>. Acesso em 22 mar. 2017.

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

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Geology of Atlantic eastern brazilian basins. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Brazilian Geology part 2, 1998.

CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. "Novos conceitos sobre o desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro". In: RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (Eds.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro, 1990. p. 269 - 89.

CRAVEIRO, K. D. E. S. **Well Logging Analysis – Análise de diagrfias em poços na bacia de Rio Grande do Norte**. 2013. 79 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas) - Técnico Lisboa, Lisboa, 2013.

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 13, n.1, p.7-25, nov. 2004/maio 2005.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. Second Edition. Springer, Dordrecht, Holanda, 2008.

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

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

FRANÇA, R. L. et al. Bacia do Espírito Santo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 501-509, nov. 2007.

FRANÇA, R. L.; TSCHIEDEL, F. E. Os evaporitos das Bacias do Espírito Santo e Mucuri: sedimentação e tectônica In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 43., 2006, Aracaju. **Anais...** Bahia: SBGEO, 2006. p. 93

FRANÇA, R.L.; TOKUTAKE, L.R. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Espírito Santo. **Phoenix**, v. 69, p. 1-6, 2004.

LANDIM, P. M. B. **Análise estatística de dados geológicos multivariados**. Lab. Geomatemática, DGA, IGCE, UNESP/Rio Claro, 2000. Texto Didático 3, 128 p. Disponível em: <<http://www.rc.unesp.br/igce/aplicada/textodi.html>>. Acesso em 22/08/2017.

MELLO, M. R.; MOHRIAK, W. U.; KOUTSOUKOS, E. A. M.; BACOCOLI, G. Selected Petroleum Systems in Brazil. In: MAGOON, L. B.; Dow, W. G. (Eds.). **The Petroleum System: from Source to Trap**. Tulsa: AAPG Memoir 60, 1994. p. 499-512.

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

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**. São Paulo, v. 18, n. 3, p. 351 - 396, dez. 2001.

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. Sedimentary Basins of South America. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Eds.). **Tectonic Evolution of South America**. Rio de Janeiro: IGC, 2000. p. 389 - 449.

MOHRIAK W. U. ; ROSENDAHL B. R.; TURNER J. P.; VALENTE S. C. Crustal architecture of South Atlantic volcanic margins. In: MENZIES, M. A.; KLEMPERER, S. L.; EBINGER, C. J.; BAKER, J. (eds.). **Volcanic Rifted Margins**. Colorado, v. 362, p. 159-202, 2002.

MOHRIAK, W. U. Bacias da margem continental divergente. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C. D. R.; ALMEIDA, F. F. M.; BARTORELLI, A. (Orgs.). **Geologia do Brasil**. São Paulo: BECA, 2012. p. 466 - 480.

MOHRIAK, W. U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozoico-cenozoica da América do Sul. A Evolução tectônica da Faixa Brasília. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. (Orgs.). **Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. São Paulo: BECA, 2004. p. 293 - 319.

MORAIS, R. M. O. **Sistemas fluviais terciários na área emersa da Bacia do Espírito Santo (formações Rio Doce e Barreiras)**. 2007. 144 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

OJEDA, H. A. O. Structural Framework, Stratigraphy, and Evolution of Brazilian Marginal Basins. **AAPG Bulletin**. Tulsa, v. 66, p. 732-749, 1982.

PINHEIRO, L. M. **Fundamentos sobre Métodos Sísmicos: Introdução, Sistemas de Aquisição e Conceitos Gerais**. Portugal, 2010. Apresenta conceitos de geofísica com foco em Geociências para Geoengenharia.

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

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2. ed. rev. Scotland: INTERPRINT, 2002. 280 p.

ROBINSON, E. A.; TREITEL, S. **Geophysical signal analysis**. Prentice-Hall, Inc. 1980.

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

TAGLIARI, C. V. **Evolução das sequências Mistas (Siliciclásticas e Carbonáticas) sob a influência da Halocinese Durante o albo-Aptiano da Plataforma de Regência, Bacia do Espírito Santo**. 1993. 159 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1993.

VIEIRA, R. A. B. et al. Bacias do Espírito Santo e Mucuri. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 191-202, jan./mar. 1994.

YILMAZ, O. **Seismic Data Analysis - Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data**. Volume I - Ed. Stephen M. Doherty, Society of Exploration Geophysicists. 2001.