

Trabalho de Conclusão de Curso

Curso de Graduação em Geologia

**CARACTERIZAÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA INTEGRADA DE  
RESERVATÓRIOS DO PÓS-SAL NA PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS**

**Leonardo Habermann**

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

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

Rio Claro (SP)  
2016

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

LEONARDO HABERMANN

CARACTERIZAÇÃO TECTONO - ESTRATIGRÁFICA  
INTEGRADA DE RESERVATÓRIOS DO PÓS-SAL NA  
PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS

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

2016

551.7 Habermann, Leonardo  
H114c Caracterização tectono-estratigráfica integrada de  
reservatórios do Pós-sal na porção sudoeste da Bacia de  
Campos / Leonardo Habermann. - Rio Claro, 2016  
104 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. Carbonatos. 3. Turbiditos. 4.  
Trapas. I. Título.

LEONARDO HABERMANN

CARACTERIZAÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA  
INTEGRADA DE RESERVATÓRIOS DO PÓS-SAL NA  
PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS

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

José de Alexandre de Jesus Perinotto(orientador)

Lucas Veríssimo Warren

Sergio Antonio Cáceres Contreras

Rio Claro, 28 de novembro de 2016.

Assinatura do(a) aluno(a)

Assinatura do(a) orientador(a)

**Dedico este trabalho aos meus pais, Paula e Júnior, e à minha irmã, Beatriz, aos quais  
devo tudo que sou.**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, por proporcionar as condições e estrutura necessárias ao aprendizado da Geologia.

Ao Unespetro, seu coordenador, Prof. Dr. Dimas Dias-Brito, e à Petrobrás, pelo apoio e aporte financeiro concedido ao projeto “Modelagem Estratigráfica/Sedimentológica, Diagenética, Estrutural e Petrofísica dos Reservatórios Albianos do Campo B da Bacia de Campos”.

Ao Prof. Dr. Alexandre J. Perinotto, à Dr.<sup>a</sup> Maria Gabriela C. Vincentelli e ao Dr. Sergio A. C. Contreras, pela orientação, ensinamentos, paciência, compreensão e incentivo, fundamentais ao desenvolvimento deste trabalho e ao meu amadurecimento na Geologia.

Aos colegas de trabalho do LISG: Maíra, Milena, Lucas e Luana, pelas discussões, paciência e bom-humor no dia-a-dia.

Aos colegas e funcionários do Unespetro: Iata e Zé Maria, pelo auxílio técnico, e à Márcia, pelos cafezinhos e simpatia.

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

Aos meus pais, Paula e Júnior, e à minha irmã Beatriz, pelo apoio, incentivo e amor incondicionais, por sempre acreditarem em mim, e também pela compreensão em meus momentos de ausência. Vocês são meus pilares, meus exemplos. Tudo que sou, devo a esta família.

Aos amigos que tornaram possível esta graduação: Renata, 300 (Leonides), Thaís, Traffica (Henrique), Lula (Rafael) e Frank (Nikolas). Obrigado pela amizade, apoio, risadas e conversas. Se “amigos são os irmãos que nos permitiram escolher”, tenho certeza de que vocês foram as melhores escolhas.

E a todos que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão desta etapa, estendo meu obrigado.

“ Vou-lhe dizer um grande segredo, meu caro. Não espere o Juízo Final. Ele realiza-se todos os dias”.

Albert Camus

## RESUMO

O alvo de estudos do presente trabalho consiste na avaliação tectono-estratigráfica de oito campos petrolíferos situados na porção sudoeste da bacia de Campos, área onde foram perfurados os primeiros poços *offshore* produtores no Brasil. Até o ano de 1981, os campos de Enchova, Linguado e Pampo, localizados na área de estudos deste trabalho, já constituíam campos petrolíferos comerciais em águas brasileiras, revelando a importância desta região ao contexto exploratório nacional. A recente queda na produção de reservatórios importantes na bacia, a exemplo dos turbiditos do paleógeno, torna de suma importância estudos de caráter regional, que permitam a compreensão ampla dos mecanismos atuantes na geração das acumulações de hidrocarbonetos presentes na região. Neste contexto, o presente estudo visa à caracterização tectono-estratigráfica integrada dos principais reservatórios existentes no intervalo Albiano – Eoceno, por meio da análise e correlação de perfis de 34 poços, além da interpretação de 62 linhas sísmicas 2D e dois volumes sísmicos 3D, que totalizam 140 km<sup>2</sup> em área. As seções estratigráficas elaboradas permitiram caracterizar a sedimentação das fases pós-rifte e drifte em meio à área estudada, possibilitando também a identificação dos principais intervalos produtores locais: rochas calcareníticas na porção superior da Formação Quissamã e turbiditos cretácicos e eocênicos da Formação Carapebus, estes últimos subdivididos em dois níveis específicos (EO-01 e EO-02). Os dados sísmicos interpretados, em associação aos mapas estruturais e de isópacas gerados, foram utilizados para a caracterização dos mecanismos estruturais e estratigráficos atuantes na formação das acumulações petrolíferas descritas. Constatou-se a predominância de armadilhas estruturais nos carbonatos na região dos campos de Pampo, Linguado e Bicudo, ao passo que em Enchova e Bonito, trapas mistas foram identificadas. Os turbiditos cretácicos, restritos aos campos de Pampo e Linguado, revelaram a atuação tanto de mecanismos estruturais quanto estratigráficos na geração das trapas locais, situação observada também para os níveis eocênicos nos campos de Bonito e Enchova. No entanto, na porção centro-oeste de Bicudo, estruturas do tipo *rollover* são as principais responsáveis pelo aprisionamento dos hidrocarbonetos nos turbiditos eocênicos da região, configurando, assim, armadilhas de caráter estrutural.

**Palavras-chave:** Bacia de Campos. Carbonatos. Turbiditos. Tectono – estratigrafia. Trapas.

## ABSTRACT

The subject of the present work consists in the tectonic-stratigraphic evaluation of eight oil fields located in the southwestern portion of the Campos Basin, where the first *offshore* production wells were drilled in Brazil. Until 1981, the oil fields of Enchova, Linguado and Pampo, located in the study area of this work, already constituted commercial oil fields in Brazilian waters, revealing the importance of this region to the national exploratory context. The recent fall in production of important reservoirs in the basin, like the turbidites of the Paleogene, makes of paramount importance studies of regional character, which allow the ample understanding of the mechanisms acting in the generation of the hydrocarbon accumulations present in the region. In this context, the present study aims at the integrated tectono-stratigraphic characterization of the main reservoirs in the Albian-Eocene range, by means of the analysis and correlation of 34 well profiles, in addition to the interpretation of 62 2D seismic lines and two 3D seismic volumes, which totalize an area of 140 km<sup>2</sup>. The elaborated stratigraphic sections allowed to characterize the sedimentation of the post-rift and drift phases in the studied area, allowing the identification of the main local production intervals: calcarenitic rocks in the upper portion of the Quissamã Formation and Cretaceous and Eocene turbidites of the Carapebus Formation, these last subdivided into two specific levels (EO-01 and EO-02). The seismic data interpreted, in association with structural and isopach maps, were used for the characterization of the structural and stratigraphic mechanisms acting in the formation of the petroleum accumulations described. It was observed the predominance of structural traps in the carbonates of Pampo, Linguado and Bicudo fields, while in Enchova and Bonito, mixed traps were identified. The Cretaceous turbidites, restricted to the Pampo and Linguado fields, revealed the presence of both structural and stratigraphic mechanisms in the generation of local traps, a situation also observed for Eocene levels in the Bonito and Enchova fields. However, in the central-western portion of Bicudo, *rollover* type structures are the main responsible for the trapping of hydrocarbons in Eocene turbidites of the region, setting thus structural character traps.

**Keywords:** Campos Basin. Carbonates. Turbidites. Tectonostratigraphy. oil traps.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Área de Estudo.....	16
1.2 Objetivos.....	17
2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE CAMPOS .....	18
2.1 Aspectos gerais .....	18
2.2 Evolução Tectono-sedimentar .....	18
2.3 Arcabouço Estratigráfico .....	21
2.3.1 Supersequência Rifte (Fase Rifte) .....	21
2.3.2 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte).....	21
2.3.3 Supersequência Drifte (Fase Drifte).....	22
2.4 Geologia Estrutural da Bacia de Campos .....	25
2.4.1 Estruturas do Embasamento e Fase-Rifte.....	25
2.4.2 Estruturas de sobrecarga da seção pós-rifte.....	26
2.5 Geologia Local .....	27
2.5.1 Campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.....	28
2.5.2 Campos de Enchova e Enchova Oeste .....	30
2.5.3 Campos de Bicudo e Bonito .....	31
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	32
3.1 Perfilagem geofísica .....	32
3.2 Sísmica de Reflexão .....	35
4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO .....	38
4.1 Levantamento Bibliográfico .....	38
4.2 Banco de Dados .....	38
4.3 Correlação de poços.....	43
4.4 Interpretação Sísmica .....	45
4.5 Confeção de Mapas.....	48
4.6 Análise Tectono-Estratigráfica .....	49
5. RESULTADOS .....	50
5.1 Seções Estratigráficas .....	50
5.1.1 Seção Estratigráfica Enchova Oeste – Trilha – Bicudo.....	50
5.1.2 Seção Estratigráfica Enchova – Bicudo – Bonito.....	54

5.1.3 Seção Estratigráfica Enchova Oeste – Enchova.....	58
5.1.4 Seção Estratigráfica Badejo – Linguado – Pampo .....	60
5.1.5 Seção Estratigráfica Linguado – Pampo.....	64
5.2 Mapas de isópacas .....	67
5.3 Interpretação Sísmica .....	72
5.4 Mapas baseados em dados sísmicos .....	79
5.4.1 Mapa de contorno estrutural da Formação Cabiúnas .....	79
5.4.2 Mapa de Contorno Estrutural do Topo da Formação Quissamã .....	80
5.4.3 Mapa de contorno estrutural do Topo da Formação Carapebus – K.....	82
5.4.4 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus – K.....	83
5.4.5 Mapa de contorno estrutural do topo do depósito EO-01.....	84
5.4.6 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus EO-01. ....	85
5.4.7 Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-02.....	86
5.4.8 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus EO– 02.....	87
6. ANÁLISE ESTRUTURAL-ESTRATIGRÁFICA.....	89
6.1 Formação Quissamã .....	89
6.2 Formação Carapebus .....	94
6.2.1 Depósito Carapebus – K.....	94
6.2.2 Depósito Carapebus EO - 01 .....	96
6.2.3 Depósito Carapebus EO – 02 .....	98
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	101

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribuição da produção de petróleo nacional. Fonte: ANP – Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (2016). .....	14
Figura 2: Localização da área de estudo no contexto da bacia de Campos, com destaque aos campos petrolíferos abordados. ....	16
Figura 3: Fases da evolução tectono-sedimentar nas bacias marginais brasileiras. Fonte: CPRM (2003). ....	20
Figura 4: Seção esquemática da Bacia de Campos. Fonte: Adaptada de Rangel et al. (1998). ....	23
Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos. Fonte: Winter et al.(2007). ....	24
Figura 6: Principais estruturas extensionais relacionadas ao embasamento e Fase Rifte. Fonte: Rangel & Martins. (1998). ....	26
Figura 7: Coluna estratigráfica parcial da Bacia de Campos, com destaque (em laranja) ao intervalo de interesse do presente estudo. Os níveis reservatórios estão indicados pela simbologia ®. Fonte: Modificado de CPRM (2003). ....	28
Figura 8: Seção esquemática entre os campos de Linguado e Badejo, representando acumulações de óleo em coquinas (Gr. Lagoa Feia) e carbonatos albianos (Gr. Macaé). Fonte: Adaptado de Guardado et al. (1989). ....	30
Figura 9: Seção esquemática entre os campos de Bicudo e Bonito. Fonte: Guardado & Arso apud Guardado et al. (1989). ....	31
Figura 10: Esquema simplificado de aquisição sísmica offshore. Fonte: Adaptado de Unicamp (2005) .....	36
Figura 11: Exemplo de elementos interpretados numa seção sísmica 2D. Fonte: Adaptado de Morley et al. (2009). ....	37
Figura 12: Distribuição dos poços (em azul) utilizados na área de estudos. ....	41

Figura 13: Distribuição espacial das seções sísmicas 2D (traços verdes) ao longo região abordada neste trabalho Fonte: BDEP (2016).	42
Figura 14: Localização do cubo sísmico 3D (em roxo) na área de estudos, ilustrada em relação aos poços analisados Fonte: BDEP(2016).	43
Figura 15: Planilha reorganizada com os dados provenientes do arquivo “.las” (esquerda) e gráficos gerados a partir destas curvas (direita). Arquivos são referentes ao poço 1RJS_0041_RJ.	44
Figura 16: Seções estabelecidas para correlação dos poços analisados.	45
Figura 17: Exemplo de intervalos selecionados por meio da correlação de perfis sônicos, e o cálculo das respectivas velocidades médias de cada um. Dados referentes ao poço 3RJS_0038_RJ.	47
Figura 18: Seção sísmica 2D 0048_0358 com horizontes e feições interpretadas.	48
Figura 19: Seção Estratigráfica Enchova Oeste - Trilha – Bicudo.	51
Figura 20: Seção Estratigráfica Enchova - Bicudo – Bonito.	55
Figura 21: Seção Estratigráfica Enchova Oeste – Enchova.	59
Figura 22: Seção Estratigráfica Badejo - Pampo – Linguado.	61
Figura 23: Seção Estratigráfica Linguado – Pampo.	65
Figura 24: Mapa de isópacas referente à Formação Retiro.	67
Figura 25: Mapa de isópacas do Membro Búzios.	68
Figura 26: Mapa de isópacas referente à porção superior da Formação Quissamã.	69
Figura 27: Mapa de isópacas relativo ao depósito turbidítico CR-01.	70
Figura 28: Mapa de isópacas elaborado para o turbidito EO-01.	71
Figura 29: Mapa de isópacas relativo ao turbidito EO-02.	72

Figura 30: Seção sísmica 48_0358 interpretada.....	74
Figura 31: Seção sísmica 48_0350 interpretada.....	76
Figura 32: Seção sísmica BO_575 interpretada.....	78
Figura 33: Mapa de contorno estrutural da Formação Cabiúnas.....	79
Figura 34: Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Quissamã.....	81
Figura 35: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus - K.....	83
Figura 36: Mapa de isópacas do depósito Carapebus – K, com indicação de provável área fonte.....	84
Figura 37: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-01. A área correspondente ao <i>Canyon</i> de Enchova segue representada em rosa.....	85
Figura 38: Mapa de isópacas do depósito Carapebus EO-01. Áreas fontes prováveis são indicadas por setas.....	86
Figura 39: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-02.....	87
Figura 40: Mapa de isópacas do depósito Carapebus EO-02, com interpretação dos lobos turbidíticos e provável área fonte indicada pela seta amarela.....	88
Figura 41: Detalhe do Domo de Pampo, representando os poços produtores (em altos estruturais locais) e secos (baixos locais).....	90
Figura 42: Contorno estrutural local do Topo da Formação Quissamã, com destaque à estrutura dômica no campo de Bicudo (amarelo) e o alto estrutural local em Enchova (azul).....	91
Figura 43: Seção esquemática entre os campos de Bicudo e Bonito, representando o alto estrutural local, ao nível do Grupo Macaé, em que está inserido o poço 3BI_0004.....	94

Figura 44: Seção sísmica 48_0356 interpretada, com destaque, em branco, à feição de <i>rollover</i> no poço 1RJS_0039A.....	95
Figura 45: Seção sísmica composta por duas linhas 2D (48_358 e 48_0348), ilustrando os grabens gerados a sul e leste do lobo turbidítico, os quais influenciam no <i>pinchout</i> do depósito.....	97
Figura 46: Área sul do campo de Bonito, representando o topo do depósito Carapebus EO-01, à esquerda, e topo do turbidito eocênico de Guardado et al. (1989), à direita, com enfoque à estrutura dômica local e ao <i>Canyon</i> de Enchova.....	98

#### LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Produção diária de óleo nos campos estudados (BDEP, 2016).....	15
Tabela 2 – Valores de radioatividade para algumas litologias. Modificado de Evenick (2008).....	33
Tabela 3 – Intervalo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias (EVENICK, 2008).....	33
Tabela 4 – Valores de resistividade esperados para cada tipo de fluido presente no reservatório (CONTRERAS & CASTRO, 2012).....	34
Tabela 5 – Valores padrão de densidade para algumas rochas e fluidos (BASSIOUNI, 1994; EVENICK, 2008).....	34
Tabela 6 – Localização, profundidade, categoria e lâmina d’água referentes aos poços utilizados.....	39
Tabela 7 – Dados disponíveis para cada um dos poços utilizados nesta pesquisa.....	40

## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos é considerada a mais prolífica do país, respondendo por 60% da produção nacional de óleo (março de 2016), como ilustrado pela Figura 1 (ANP, 2016). O início das atividades exploratórias na região deu-se na década de 70, contribuindo para a confecção do primeiro arcabouço estratigráfico local por Schaller (1973), reelaborado por Rangel et al. (1994) e, mais recentemente, por Winter et al. (2007).

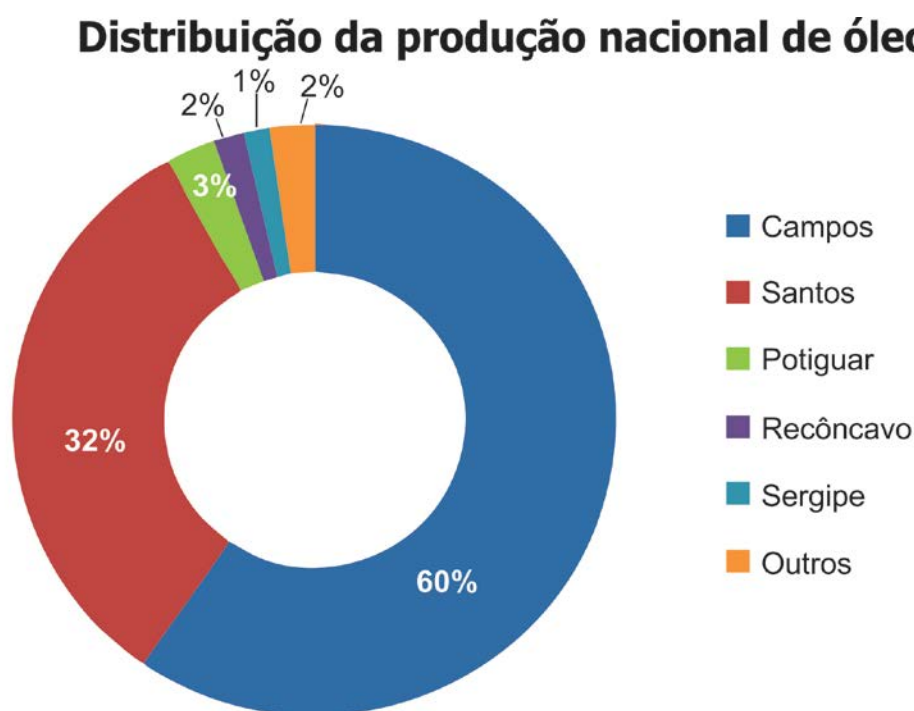


Figura 1: Distribuição da produção de petróleo nacional. Fonte: ANP – Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (2016).

A produção comercial de hidrocarbonetos da Bacia de Campos se iniciou em 1977, no campo de Enchova, um dos alvos deste estudo, seguido em 1981 pelos campos de Garoupa, Pampo, Badejo e Linguado. Estes três últimos também estão inseridos na região de estudos do presente trabalho.

Tais dados demonstram que os campos petrolíferos situados na porção sudoeste da Bacia de Campos têm sido centro de interesse desde o início das atividades exploratórias na região. Atualmente, quatro intervalos estratigráficos correspondem aos principais níveis produtores nesta porção da bacia: I - rochas basálticas fraturadas pertencentes ao embasamento local, II - espessos pacotes de coquinas de idade aptiana, III – carbonatos

plataformais do Albiano, e IV – arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e Paleógeno, os quais correspondem aos principais reservatórios reconhecidos na Bacia de Campos.

Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP), a produção diária conjunta destes campos atingiu 15749 barris/dia em março de 2016, conforme expresso na Tabela 1. Estes números mostram uma redução de quase 53% na geração de óleo local durante o primeiro trimestre de 2016, fato em grande parte ligado à rápida e significativa queda da produção relacionada aos turbiditos do Cretáceo e Paleógeno.

Tabela 1: Produção diária de óleo nos campos estudados.

<b>Campo</b>	<b>Produção em janeiro/2016 (barris/dia)</b>	<b>Produção em março/2016 (barris/dia)</b>
Badejo	56,067	9,912
Bicudo	7974,648	0
Bonito	5457,713	6724,048
Enchova	2359,221	2619,177
Enchova Oeste	3858,883	4088,972
Linguado	426,569	76,387
Pampo	13385,622	2231,088
Trilha	1,348	0,237
<b>TOTAL</b>	<b>33420,071</b>	<b>15749,821</b>

Fonte: BDEP (2016)

Nesse contexto, torna-se de suma importância a reexploração dos níveis reservatórios existentes nesta região da bacia, com ênfase, no presente trabalho, àqueles de natureza turbidítica e aos carbonatos de idade albiana.

Tradicionalmente, os campos situados na porção sudoeste da bacia têm sido abordados de maneira individual, geralmente com maior detalhe em intervalos estratigráficos de interesse específico.

Assim, passam a ser fundamentais estudos de caráter regional, que proporcionem uma abordagem integrada dos principais níveis reservatórios e feições estruturais associadas aos campos petrolíferos considerados. Ademais, a escassez de novas jazidas no cenário da exploração petrolífera atual leva as empresas do setor a investirem em pesquisas nos seus campos maduros, já em atividade, visando à identificação das acumulações de hidrocarbonetos que ainda estejam presentes em subsuperfície. A execução do projeto aqui apresentado justifica-se em ambos os contextos, utilizando dados geofísicos para a caracterização em escala regional dos principais reservatórios mesozoicos na porção sudoeste

da Bacia de Campos. Por meio do emprego de softwares modernos e visões reexploratórias na área estudada, procura-se a melhor compreensão dos elementos geológicos que condicionaram a presença de jazidas petrolíferas na região.

### 1.1 Área de Estudo

A área de estudo deste trabalho está inserida no contexto geológico da Bacia de Campos, situada entre os paralelos 21° e 23° sul, na costa sudeste do Brasil. Limita-se a norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Arco de Vitória, e a sul com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (RANGEL et al., 1994). Ocupa uma área com cerca de 100.000 km<sup>2</sup>, atingindo lâminas d'água de 3400m (GUARDADO et al. 2000).

A região que corresponde ao foco dos estudos consiste na porção sudoeste desta bacia, incluindo um total de oito campos petrolíferos: Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Pampo e Trilha. As cotas verticais locais variam de 95m, no campo de Badejo, a 480m, no sudeste do campo de Bonito (BDEP, 2016). A Figura 2 ilustra a localização destes campos em relação à Bacia de Campos.

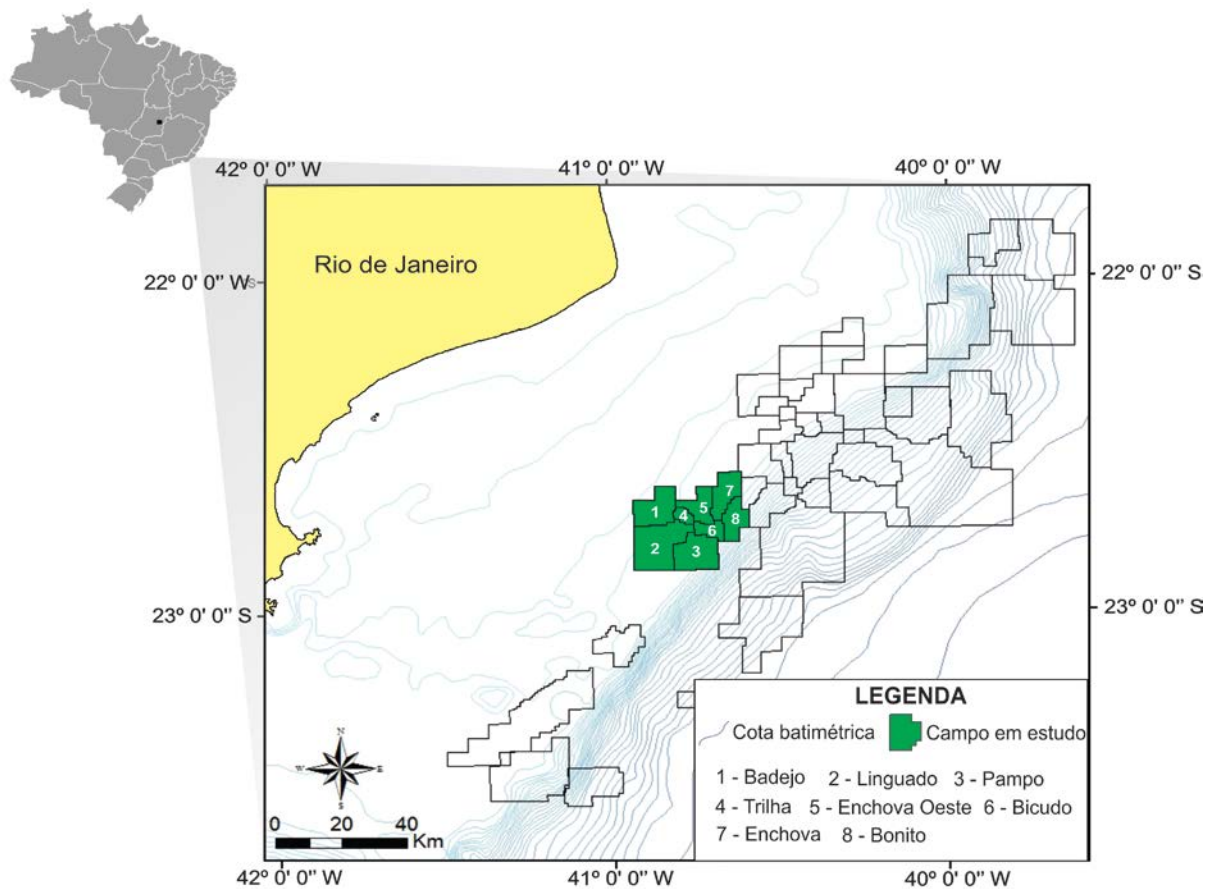


Figura 2: Localização da área de estudo no contexto da bacia de Campos, com destaque aos campos petrolíferos abordados.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é a caracterização tectono-estratigráfica, integrada, dos principais reservatórios do pós-sal de idade albiana a eocênica, situados na porção sudoeste da bacia de Campos, por meio da utilização de dados geofísicos estudados à luz de visões reexploratórias aliadas a softwares de ampla utilização na indústria petrolífera. Este trabalho possibilita também ao estudante de Geologia o treinamento em análise e correlação de perfis de poços, bem como na interpretação sísmica 2D e 3D aplicada à exploração de hidrocarbonetos.

## 2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE CAMPOS

### 2.1 Aspectos gerais

A Bacia de Campos limita-se a norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Arco de Vitória, e a sul com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (RANGEL et al., 1994), situando-se quase exclusivamente em terrenos *offshore*. Ocupa área aproximada de 115.800 km<sup>2</sup>, atingindo lâminas d'água de 3400m (GUARDADO et al. 2000).

Sua origem está relacionada ao rifteamento do Supercontinente Gondwana iniciado no Jurássico Superior, em função de esforços distensivos atuantes entre a América do Sul e África, que proporcionaram um progressivo estiramento litosférico. No continente americano, estes esforços estenderam-se da Argentina ao atual litoral nordeste brasileiro (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000), culminando na formação do Oceano Atlântico, durante o Cretáceo Superior.

### 2.2 Evolução Tectono-sedimentar

A história evolutiva das bacias sedimentares da margem leste brasileira pode ser dividida em quatro fases principais (CHANG et al. 1990; MOHRIAK, 2004): Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte/Transicional e Drifte/Marinha, as quais seguem brevemente descritas.

Ao final do Jurássico (155 – 160 M.a.), a atuação de esforços distensivos deu início a um processo de afinamento crustal e lenta ascensão astenosférica na porção central do Supercontinente Gondwana. Esse cenário foi intensificado, segundo Wilson (1993), pela presença de *hotspots* locais, a exemplo das plumas Santa Helena e Tristão da Cunha. Como resultado, foram gerados falhamentos incipientes, de baixa profundidade, onde ocorreu a deposição de sedimentos eólicos, fluviais e lacustres (MILANI et al., 2003; RICCOMINI, 2012). Esta etapa corresponde à fase Pré-rifte, sem registro sedimentar equivalente na Bacia de Campos.

A ampliação dos processos de estiramento litosférico e ascensão astenosférica desencadeou a extrusão de derrames basálticos durante o Cretáceo Inferior (133 M.a), associados à instalação de extensas falhas normais. Estes falhamentos levaram ao abatimento e rotação de blocos crustais, proporcionando a formação de horsts, grábens e semi-grábens (MILANI et al., 2003). Tais estruturas atuaram como áreas para deposição de sedimentos continentais lacustres e aluviais, nas porções baixas, e coquinas, nos blocos elevados (CHANG et al., 2008). Esta etapa é denominada de fase Rifte, cujo registro estratigráfico na

Bacia de Campos corresponde aos basaltos da Formação Cabiúnas e às porções basal e intermediária do Grupo Lagoa Feia.

O terceiro estágio evolutivo da margem passiva brasileira caracteriza-se pela passagem gradual do regime de subsidência mecânica, atuante na Fase Rife, para um contexto de subsidência dominado por mecanismos termais (CAINELLI & MOHRIAK, 1998; HASUI et al., 2012). Esta etapa é denominada de Fase Transicional ou Proto-oceano (CHANG et al., 1990), e coincide com incursões periódicas de águas marinhas vindas do sul durante o Aptiano, controladas pela topografia das cadeias de Walvis e São Paulo (GUARDADO et al., 1989; RICCOMINI et al., 2012). Como resultado, houve a instalação de um golfo estreito e alongado (Golfo do Atlântico Sul), onde predominavam condições climáticas áridas, com altas taxas de evaporação, levando a um aumento progressivo na salinidade das águas. Tais fatores propiciaram a deposição de espessos pacotes salinos entre o intervalo Aptiano – Albiano Inferior, os quais se apresentam sobrepostos a litotipos clásticos aluviais e carbonatos microbiais de águas rasas, de idade aptiana (LOPES, 2004).

A Fase Transicional/Proto-oceano está representada, na Bacia de Campos, pela porção superior do Grupo Lagoa Feia e pacotes evaporíticos da Formação Retiro.

O último estágio na evolução das bacias marginais brasileiras corresponde à chamada Fase Drifte, onde há o estabelecimento de um ambiente marinho franco. Em função de mudanças no padrão de preenchimento e na tectônica atuante durante esta etapa, pode-se subdividi-la em dois estágios: Marinho Restrito e Marinho Aberto.

A subsidência progressiva, associada ao basculamento regional e aumento percentual de crosta oceânica (ASMUS & PORTO, 1980) ampliou a circulação das águas no Golfo do Atlântico Sul durante o Albiano Inferior a Médio, interrompendo a deposição salina e levando à formação de um ambiente marinho raso, que caracteriza o Estágio Marinho Restrito. Neste cenário, a lenta subida eustática é evidenciada pela deposição inicial de sedimentos carbonáticos típicos de plataforma rasa, que gradam para margas e folhelhos de águas profundas, com corpos turbidíticos subordinados (LOPES, 2004; RICCOMINI, 2012). Os litotipos do Grupo Macaé são os representantes do Estágio Marinho Restrito na Bacia de Campos.

Ao final do Turoniano, o contínuo espalhamento do assoalho oceânico levou à conexão entre o Atlântico Sul e Pacífico, marcando o início do Estágio Marinho Aberto.

O preenchimento sedimentar da Bacia de Campos neste estágio mostra inicialmente caráter retrogradante, reflexo de uma alta taxa de subsidência, associada à elevação do nível eustático e baixo aporte de sedimentos clásticos. A partir do Paleoceno Superior, o

soerguimento da Serra do Mar promoveu significativo aumento na disponibilidade de sedimentos na bacia, enquanto variações eustáticas negativas diminuiram o espaço de acomodação existente. Dessa maneira, o regime de preenchimento adquiriu caráter progradante, que se mantém até o Holoceno.

Para a Bacia de Campos, o Grupo Campos equivale ao registro estratigráfico do Estágio Marinho Aberto, caracterizando-se, do ponto de vista litológico, por apresentar tanto depósitos de folhelhos, calcilutitos e turbiditos distais, quanto arenitos e carbonatos bioclásticos de águas rasas e proximais (LOPES, 2004).

A Figura 3 ilustra de maneira simplificada as fases que compõem a história evolutiva das bacias marginais brasileiras.

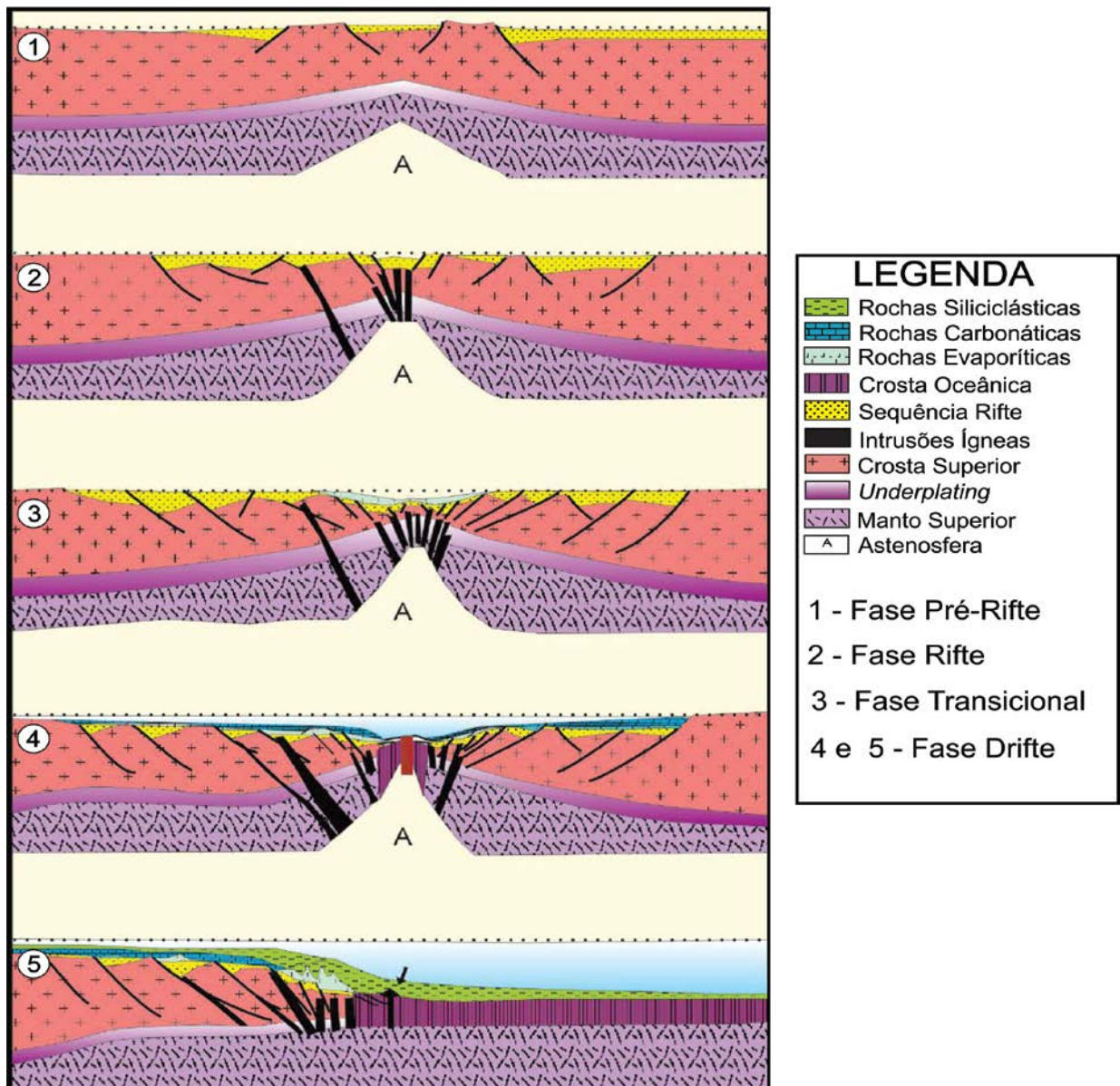


Figura 3: Fases da evolução tectono-sedimentar nas bacias marginais brasileiras. Fonte: CPRM (2003).

## **2.3 Arcabouço Estratigráfico**

Os conhecimentos acerca da geologia da Bacia de Campos evoluíram de maneira significativa desde a primeira carta estratigráfica, publicada por Schaller (1973).

Neste trabalho, a descrição do arcabouço estratigráfico da Bacia de Campos segue os conceitos apresentados no trabalho de Winter et al. (2007), que consiste na carta estratigráfica mais atualizada para a bacia. Nela, o registro sedimentar da Bacia de Campos se apresenta subdividido em três Supersequências: Supersequência Rifte, Supersequência Pós-Rifte e Supersequência Drifte.

### 2.3.1 Supersequência Rifte (Fase Rifte)

Ocorre assentada sobre o embasamento gnáissico-migmatítico da Província Ribeira, compreendendo intervalo temporal entre o Hauteriviano e o Eoaptiano. Sua base é composta por derrames basálticos de natureza toleítica, que compõem a Fm. Cabiúnas, considerada o “embasamento econômico” da Bacia de Campos.

Sobrepostas de maneira discordante às rochas magmáticas encontram-se litologias do Grupo Lagoa Feia, formadas por conglomerados, arenitos e siltitos da Formação Itabapoana e folhelhos lacustres da Formação Atafona, cuja deposição está associada ao sistema de horsts, grábens e hemi-grábens oriundo do rifteamento continental do Gondwana. Também pertence a esta macrounidade a Formação Coqueiros, composta por espessos depósitos carbonáticos formados por conchas de bivalves (coquinas) intercalados a folhelhos subordinados (Folhelhos Jiquiá), os quais correspondem à principal rocha geradora na Bacia de Campos.

### 2.3.2 Supersequência Pós-Rifte (Fase Pós-Rifte)

Depositada entre o Aptiano médio e Albiano Inferior, sobrepõe-se de forma discordante às sequências lacustres anteriores. Compreende o topo do Grupo Lagoa Feia, incluindo as Formações Itabapoana, Gargaú, Macabu e Retiro.

A Formação Gargaú é composta por rochas pelíticas (margas, folhelhos e siltitos), intercaladas a arenitos e calcilutitos. Nas porções distais, estes litotipos gradam para os carbonatos da Formação Macabu, caracterizados como estromatólitos e laminitos microbiais. Recobrimo de maneira discordante estas rochas, a Formação Retiro consiste em pacotes evaporíticos de espessura variável, chegando a 2000 m, compostos principalmente de halita, com intercalações de carnalita, anidrita e taquidrita (GAMBOA et al., 2008).

### 2.3.3 Supersequência Drifte (Fase Drifte)

Corresponde ao intervalo denominado “Pós-sal”, de idade Mesoalbiana a Holocênica, formado por sedimentos depositados em margem passiva, sob regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico e halocinese. Pode ser subdividida em Sequência Marinha Transgressiva e Sequência Marinha Regressiva.

A primeira compreende os litotipos do Grupo Macaé, depositados entre o Mesoalbiano e Turoniano, incluindo as formações Goitacás, Quissamã, Outeiro e Imbetiba. A Formação Goitacás representa os depósitos de leques deltaicos proximais, compostos por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados.

A Formação Quissamã corresponde aos litotipos depositados em rampa carbonática, gerada com a progressiva abertura da bacia. Sua porção basal é composta por sedimentos carbonáticos de intermaré, supramaré e de planícies de maré. Na região sul-sudoeste da bacia, estas rochas mostram-se comumente dolomitizadas, correspondendo neste caso ao Membro Búzios. As porções intermediária e de topo da Formação Quissamã são compostas por calcarenitos e calcirruditos oolíticos e oncolíticos, depositados em bancos carbonáticos de alta energia, formados em função da movimentação halocinética (LOPES, 2004).

Sobreposta a estes carbonatos, ocorre a Formação Outeiro, que representa o afogamento progressivo da plataforma carbonática durante o intervalo Albiano Superior – Turoniano. Sua base é formada por calcilitos bioclásticos e margas, que gradam para folhelhos em direção ao topo da unidade. Mostra diversidade biótica superior àquela presente na Formação Quissamã, como reflexo da progressiva dessalinização das águas durante seu período de deposição (SPADINI et al., 1987). A Formação Namorado, comumente conhecida como Arenito Namorado, corresponde a depósitos turbidíticos de idade albo-cenomaniana, intercalados aos estratos da Formação Outeiro.

Ainda compondo a Sequência Transgressiva, encontram-se os litotipos do Grupo Campos, que incluem as Formações Carapebus, Ubatuba e Emborê.

Segundo Rangel et al. (1994), a Formação Carapebus é composta por arenitos finos a conglomeráticos, intercalados ou inseridos nos pelitos da Formação Ubatuba. Sua deposição ocorreu a partir de correntes de turbidez em ambiente de talude, do Turoniano Superior ao Holoceno. Constituem os principais reservatórios produtores de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, sendo subdivididos por Bruhn et al. (2003) em quatro sistemas turbidíticos principais: Cretáceo Superior, Eoceno, Oligoceno e Mioceno. Sua origem está relacionada à

halocinese, variações eustáticas e tectonismo, além da deposição de sedimentos plataformais no talude (LOPES, 2004).

A Formação Ubatuba, depositada entre o Turoniano e Holoceno, consiste numa espessa sucessão de folhelhos, argilas, margas, calcilitos e diamictitos. A base da Formação Emborê corresponde ao Membro São Tomé, caracterizado por depósitos arenosos grossos, mal selecionados, de coloração avermelhada (LOPES, 2004).

Entre o fim do Cretáceo e início do Paleoceno, situa-se a base da sequência Marinha Regressiva, composta pelos pelitos da Formação Ubatuba, os depósitos miocênicos da Formação Carapebus, e a porção superior da Formação Emborê, que inclui os Membros Siri (Oligoceno) e Grussaí (Mioceno – Recente), além da Formação Barreiras. O Membro Siri é caracterizado por calcarenitos bioclásticos de plataforma rasa, que gradam para lamias carbonáticas nas porções distais (AZAMBUJA FILHO apud LOPES 2004), ao passo que o Membro Grussaí consiste basicamente em carbonatos bioclásticos algálicos de plataformas rasas. A Formação Barreiras representa a única porção emersa da bacia, situando-se na borda oeste desta. Consiste em depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos de rios entrelaçados e leques aluviais.

As informações apresentadas seguem sumarizadas na Figura 4, a qual ilustra uma seção esquemática de direção NW-SE da Bacia de Campos, e na Figura 5, que corresponde à Carta Estratigráfica da mesma bacia, elaborada por Winter et al. (2007).

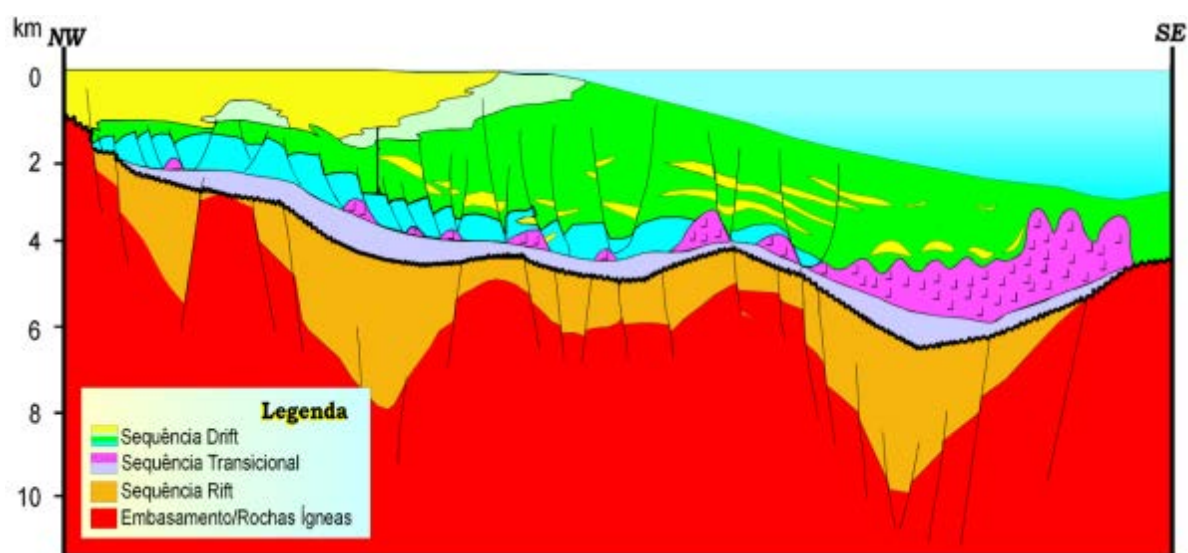


Figura 4: Seção esquemática da Bacia de Campos. Fonte: Adaptada de Rangel et al. (1998).



## 2.4 Geologia Estrutural da Bacia de Campos

O estilo estrutural dominante na Bacia de Campos está intimamente relacionado ao contexto geotectônico que caracteriza cada uma das fases evolutivas da mesma. Tomando-se por base os trabalhos de Guardado et al. (1989), Dias et al. (1990) e Demercian et al. (1993), é possível estabelecer dois conjuntos de elementos estruturais principais na Bacia de Campos: I – estruturas extensionais do embasamento e seção rifte; II – estruturas de sobrecarga geradas e reativadas em função da movimentação halocinética, dominantes na seção “pós-sal”.

### 2.4.1 Estruturas do Embasamento e Fase-Rifte

O processo de extensão crustal e estiramento litosférico atuante durante o Cretáceo Inferior levou à instalação de um sistema de *rift valley* alongado, com orientação NE-SW (GUARDADO et al. 1989). Mostra-se dominado por horsts, grábens e semi-grábens, que afetam tanto o embasamento (rochas gnáissico-migmatíticas da Faixa Ribeira) quanto as vulcânicas e sedimentos da seção “pré-sal”.

Dentre as numerosas estruturas relacionadas a este sistema, destaca-se o Alto de Badejo, que consiste num proeminente *horst* quilométrico, de direção nordeste – sudoeste (CPRM, 2003). Sua presença exerceu grande influência na sedimentação de plataforma média e externa nas porções sul e sudoeste da Bacia de Campos (LOPES, 2004). Dispostos paralelamente ao Alto de Badejo ocorrem outros horsts, a exemplo dos Altos Central e Externo (RANGEL & MARTINS, 1998), separados entre si por falhas normais sintéticas e antitéticas, de extensa continuidade lateral e rejeitos que chegam a atingir 2500m (GUARDADO et al. 1989). Estas falhas mostram orientação coincidente aos principais lineamentos do embasamento pré-cambriano, de direção NE-SW, indicando que os falhamentos tenham acompanhado e reativado as estruturas e zonas de fraqueza de idade pré-cretácica (PONTES & ASMUS, 1976).

Adjacentes aos altos estruturais citados, desenvolveram-se significativos baixos deposicionais de orientação nordeste, dentre os quais se destacam os Baixos de Corvina-Parati e São João da Barra, situados, respectivamente, nas bordas oeste e leste do Alto de Badejo (RANGEL & MARTINS, 1998).

Os elementos estruturais abordados acima exercem grande influência na migração do óleo da seção pré-sal até a base dos pacotes evaporíticos, que ocorre geralmente por meio de falhamentos extensionais associados aos altos locais, que atuam no sentido de “focalizar” a migração de hidrocarbonetos (LOPES, 2004).

A Figura 6, retirada de Rangel & Martins (1998), ilustra as principais estruturas descritas, bem como sua disposição em relação à costa brasileira.

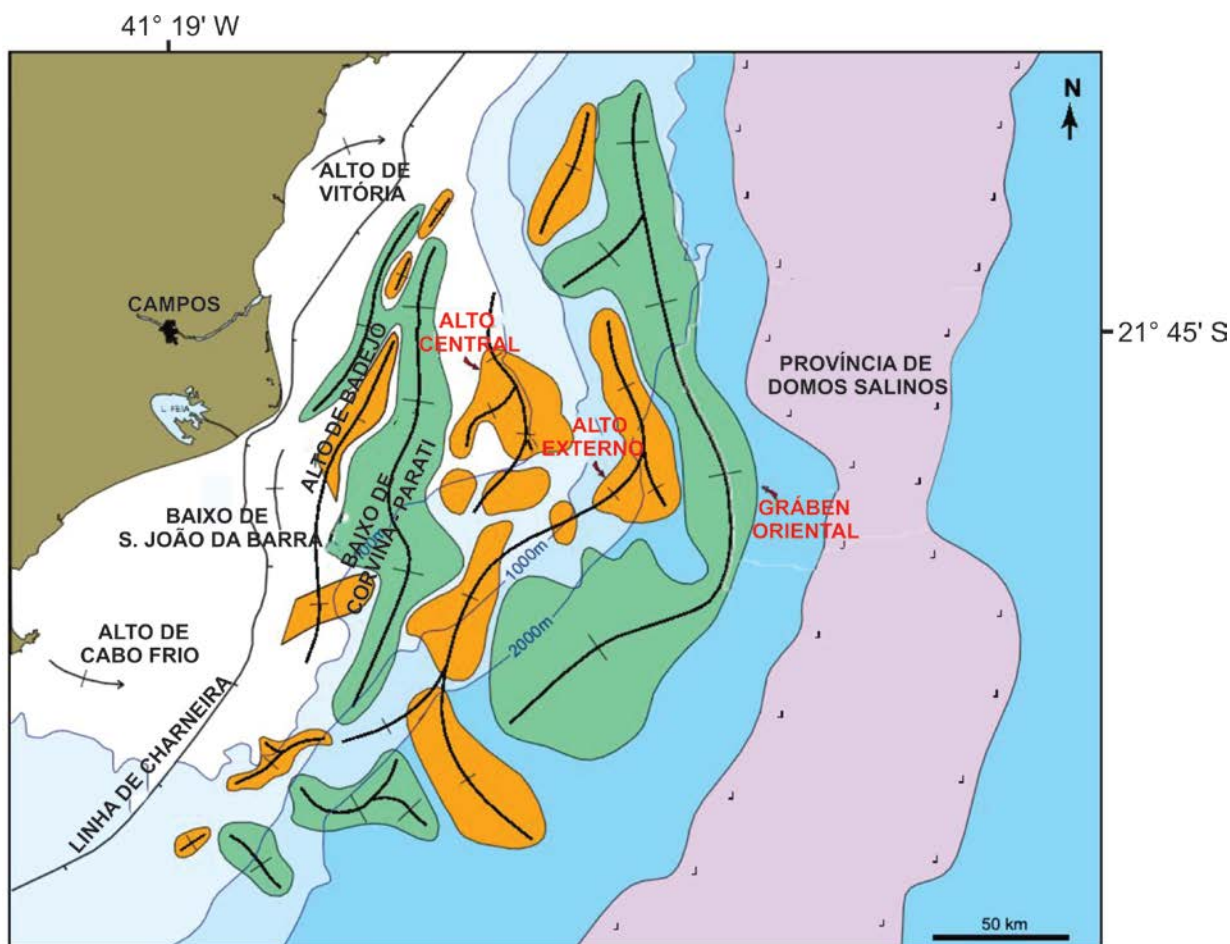


Figura 6: Principais estruturas extensionais relacionadas ao embasamento e Fase Rifte. Fonte: Rangel & Martins. (1998).

#### 2.4.2 Estruturas de sobrecarga da seção pós-rifte

Os elementos estruturais da seção pós-rifte são resultado do basculamento da Bacia de Campos em direção a leste, iniciado a partir do Andar Alagoas (Mesoaptiano), e da compactação diferencial dos sedimentos da seção pós-sal (LOPES, 2004). Estes fatores desencadearam a movimentação halocinética dos estratos evaporíticos aptianos, que perdura do Albiano aos dias atuais (DEMERCIAN et al., 1993), gerando uma morfologia variada de estruturas ao longo da bacia.

De acordo com as feições e estilos estruturais predominantes, a tectônica salina pode ser dividida em dois domínios principais (LOPES, 2004): extensional, situado mais próximo à costa, e contracional, que ocorre em regiões distais.

O primeiro se apresenta como uma faixa de 100 a 200 km de largura, caracterizando-se por almofadas, diápiros e paredes de sal com seção triangular, que exerceram forte controle na deposição dos carbonatos mesoalbianos, gerando as chamadas estruturas em “casco de tartaruga”. Com o avanço da halocinese, instalaram-se falhamentos lístricos sindeposicionais e *roll-overs*, que provocaram a rotação dos blocos baixos e a formação de falhas de crescimento (FIGUEIREDO et al., 1984). A movimentação salina ocorrida ao longo do Cretáceo Superior e Paleógeno é apontada por Peres (1990) como um dos fatores que levaram à formação dos complexos turbidíticos de Campos. Os pulsos oriundos desse processo modificavam constantemente a declividade da plataforma externa, desencadeando fluxos de massa e gerando espaços para acomodação de sedimentos, possibilitando a deposição de corpos turbidíticos nas porções distais.

Já o domínio contracional, disposto numa faixa de largura entre 50 e 150 km, exhibe ampla presença de domos salinos, associados a mini-bacias, ou bacias de sal. Estas estruturas equivalem às depressões oriundas da migração e concentração dos pacotes evaporíticos em domos e muralhas, de dimensões bastante superiores às paredes salinas presentes no domínio extensional (DEMERCIAN et al., 1993).

Os caminhos mais favoráveis à migração de hidrocarbonetos na seção pós-sal consistem em falhamentos normais de grande extensão, conectados a estruturas da seção pré-sal por fraturas nos pacotes evaporíticos (LOPES, 2004). Essa ligação garante a passagem de hidrocarbonetos gerados nas rochas lacustres aptianas para os reservatórios carbonáticos e turbidíticos do pós-sal.

## **2.5 Geologia Local**

O contexto geológico de interesse para o presente trabalho consiste no intervalo cronoestratigráfico entre o Mesoalbiano e o Eoceno, na porção sudoeste da Bacia de Campos, que inclui os reservatórios carbonáticos da Formação Quissamã e dois sistemas turbidíticos (Cretáceo Superior e Paleoceno - Eoceno) da Formação Carapebus (Figura 7). Oito campos petrolíferos serão contemplados neste estudo: Badejo, Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Linguado, Pampo e Trilha.

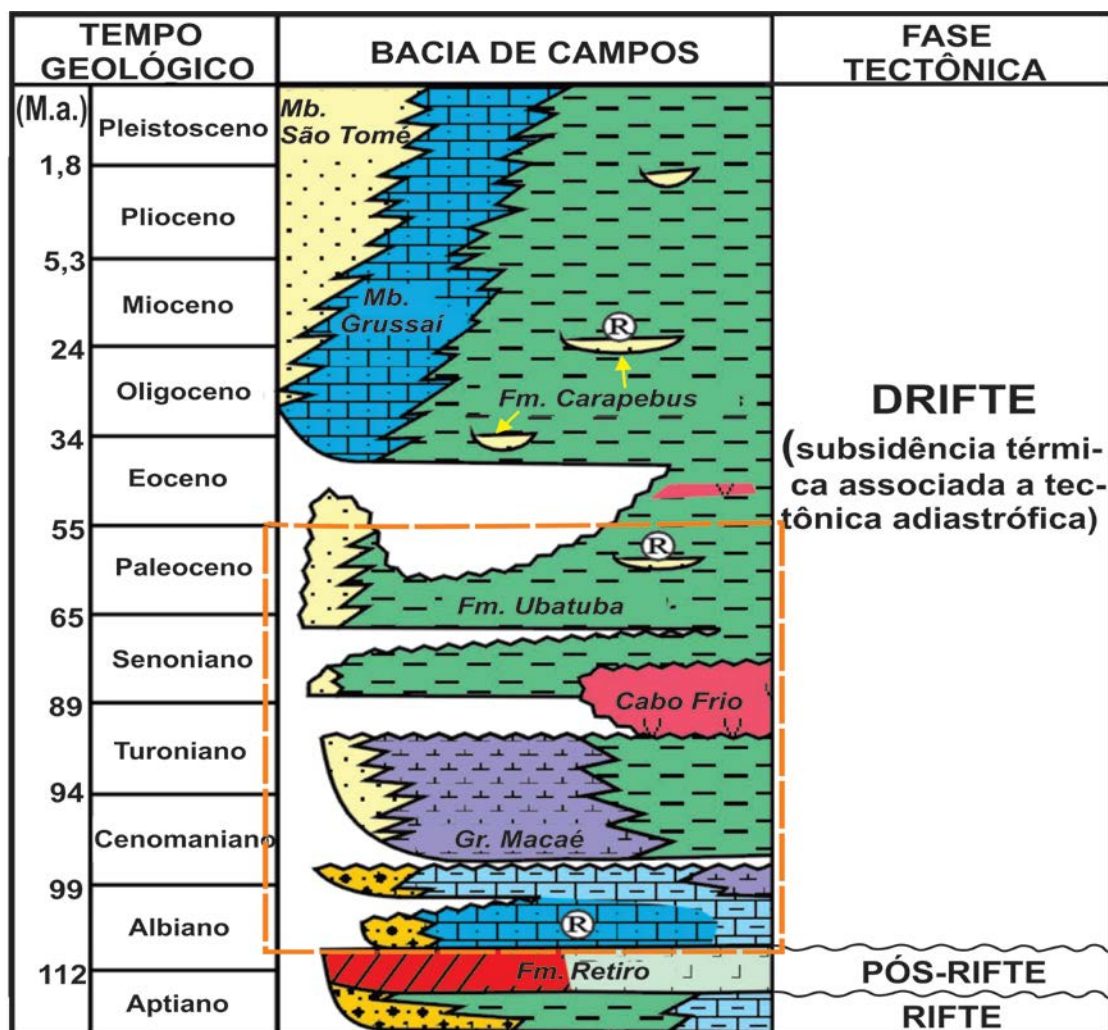


Figura 7: Coluna estratigráfica parcial da Bacia de Campos, com destaque (em laranja) ao intervalo de interesse do presente estudo. Os níveis reservatórios estão indicados pela simbologia ®. Fonte: Modificado de CPRM (2003).

Em função da considerável extensão da área a ser abordada, optou-se aqui por descrever a geologia local de acordo com o contexto presente em cada campo, agrupando-se aqueles cujo arcabouço tectono-estratigráfico exhibe certa semelhança.

### 2.5.1 Campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha

Localizam-se na porção oeste da região estudada, sob cotas verticais de 85 a 125 m (BAUMGARTEN, 1985). Os campos de Badejo, Pampo e Linguado foram descobertos na segunda metade da década de 70 (1975, 1977 e 1978, respectivamente), ao passo que o primeiro poço perfurado na região de Trilha data de 1982.

Todos estes campos são produtores no intervalo Aptiano, a partir dos pacotes de coquinas da Fase Rife (BAUMGARTEN, 1985; HORSCHUTZ & SCUTA, 1992). Basaltos

fraturados, pertencentes à Formação Cabiúnas, constituem reservatórios não convencionais nos campos de Badejo e Trilha (ANP, 2016). Com relação aos níveis produtores da seção “pós-sal”, os calcarenitos da Formação Quissamã se apresentam como *plays* importantes nos campos de Badejo, Pampo e Linguado, enquanto arenitos turbidíticos cretácecos da Formação Carapebus aparecem como reservatórios nos campos de Pampo e, secundariamente, Linguado (HORSCHUTZ et al., 1992; ANP, 2016). Até o presente momento, não foram descobertas acumulações de valor econômico de idade pós-Aptiano no campo de Trilha.

Os reservatórios carbonáticos em Linguado e Pampo exibem controle tanto estrutural quanto estratigráfico. As trapas estratigráficas estão relacionadas à variação lateral e vertical de fácies. Em Pampo, estas fácies ocorrem distribuídas em ciclos de raseamento ascendente, com deposição de calcissiltitos e calcarenitos microoncolíticos muito cimentados na porção basal, que gradam para calcarenitos oolíticos e oncolíticos no topo (BAUMGARTEN & SCUTA, 1988). No campo de Linguado, a sucessão faciológica é semelhante. Em ambos os casos, os calcissiltitos da base dos ciclos de raseamento funcionam como selantes, ao passo que, para os reservatórios situados no topo da Formação Quissamã, enfocados neste estudo, os calcilitos e margas da Formação Outeiro atuam como camada impeditiva à passagem de hidrocarbonetos.

Já o controle estrutural está ligado à presença de falhamentos lítricos normais e almofadas de sal, que geram estruturas do tipo “casco de tartaruga”, *rollover* e anticlinais (LOPES, 2004). A Figura 8 ilustra uma seção entre os campos de Badejo e Linguado, representando de forma esquemática o reservatório carbonático neste último campo.

Os reservatórios turbidíticos de Pampo consistem em litotipos datados do Eoceno, geralmente formando lobos arenosos depositados em depressões batiais, resultantes da migração da camada salina sob regime extensional (LOPES, 2004). O principal controle atuante nestes reservatórios é de cunho estratigráfico, predominando feições de *pinchout*, seladas pelos folhelhos da Formação Ubatuba.

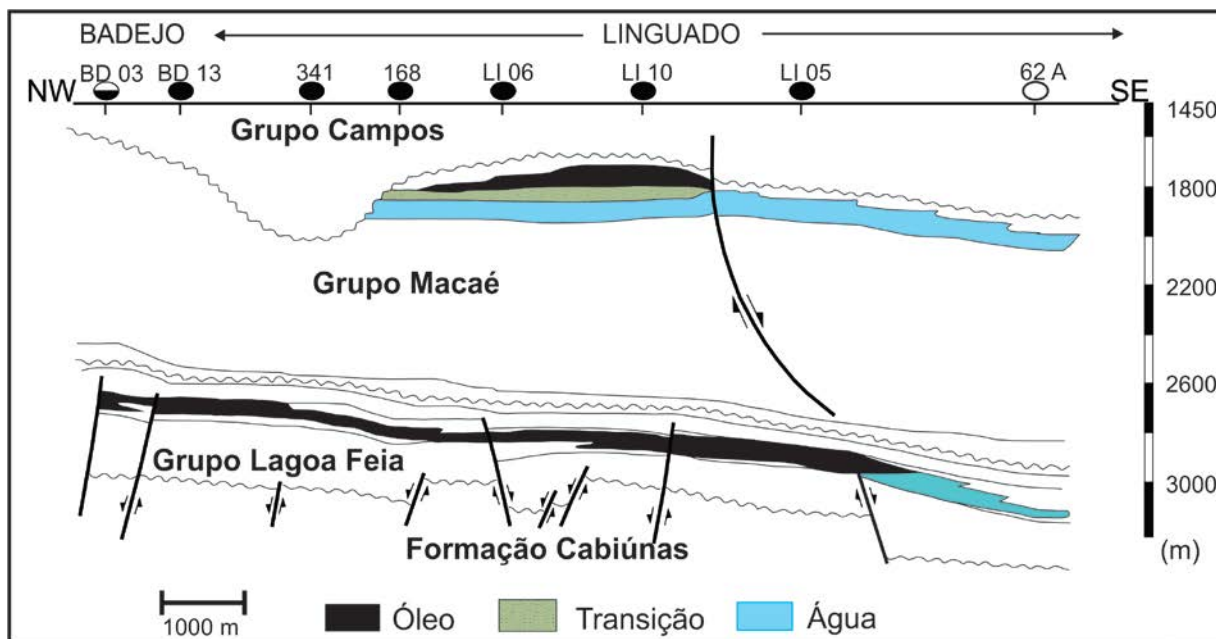


Figura 8: Seção esquemática entre os campos de Linguado e Badejo, representando acumulações de óleo em coquinas (Gr. Lagoa Feia) e carbonatos albianos (Gr. Macaé). Fonte: Adaptado de Guardado et al. (1989).

### 2.5.2 Campos de Enchova e Enchova Oeste

Situam-se a pouco mais de 90 km da costa, atingindo lâminas d'água de até 300m de profundidade. Enchova encerra a 1ª ocorrência comercial de óleo na Bacia de Campos, datada em 1977, enquanto o campo de Enchova Oeste foi descoberto em 1980.

Ambos os campos apresentam como principais níveis produtores litotipos pertencentes ao intervalo Pós-Sal. Em Enchova Oeste, destacam-se arenitos turbidíticos de idade oligocênica e, secundariamente, eocênica. Estes depósitos ocorrem confinados em calha erosiva, predominando um controle por mecanismos estratigráficos (ANP, 2004).

No caso de Enchova, a maior produção de hidrocarbonetos advém de calcarenitos oolíticos/oncolíticos albianos da Formação Quissamã, e, secundariamente, de arenitos turbidíticos eocênicos da Formação Carapebus (LOPES, 2004). Os mecanismos que propiciaram a acumulação de óleo e gás nos carbonatos são de natureza estratigráfico-estrutural, com atuação significativa de falhas normais na migração e trapeamento de hidrocarbonetos, sendo muito comuns estruturas do tipo casco de tartaruga (FIGUEIREDO & MOHRIAK, 1984).

### 2.5.3 Campos de Bicudo e Bonito

Situados na porção sudeste da área estudada, a cerca de 85 km do Cabo de São Tomé e sob lâmina d'água de até 125m (BAUMGARTEN, 1986). Estes campos são produtores apenas no intervalo Pós-Sal, ambos tendo como principais reservatórios os calcarenitos oolíticos da Formação Quissamã, de maior expressão no campo de Bonito, e arenitos da Formação Carapebus (Paleoceno – Eoceno), nível de maior produção no campo de Bicudo (LOPES, 2004).

O limite Bicudo - Bonito é marcado, na porção sudoeste, por uma falha com rejeito superior a 100 m cujo bloco baixo separa as duas áreas (BAUMGARTEN, 1986). Outra feição significativa da região limítrofe entre estes campos consiste no *Canyon* do Oligoceno, preenchido por sedimentos neógenos, conforme expresso pela Figura 9. Nela aparecem também os principais níveis reservatórios em cada campo, bem como a presença de falhas lístricas que afetam toda a sequência albiana, resultantes da halocinese nos pacotes evaporíticos (Formação Retiro).

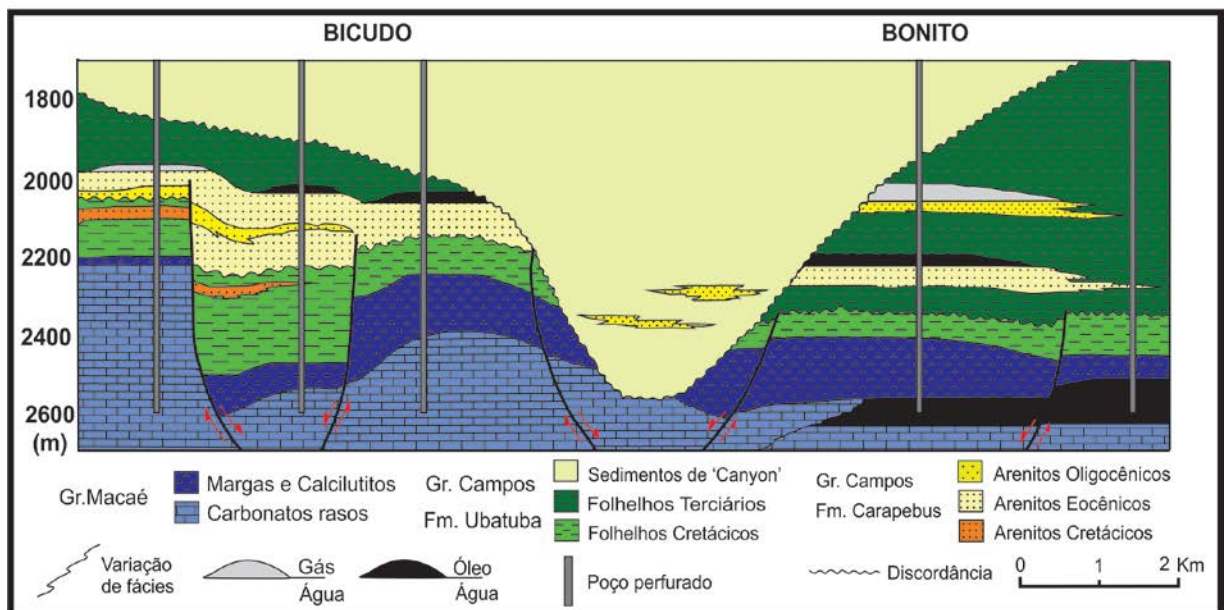


Figura 9: Seção esquemática entre os campos de Bicudo e Bonito. Fonte: Guardado & Arso apud Guardado et al. (1989).

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Métodos geofísicos permitem o estudo da subsuperfície terrestre por meio da análise de diferentes propriedades físicas. A avaliação e interpretação conjunta dos dados obtidos por meio destas investigações indiretas e daqueles oriundos de observações diretas (diferentes tipos de amostras, petrografia, análises geoquímicas) possibilitam a caracterização de regiões inacessíveis, contribuindo de maneira fundamental na elaboração de modelos geológicos abrangentes e de alta confiabilidade.

A gravimetria e magnetometria eram as técnicas geofísicas dominantes na indústria do petróleo durante o início do século XX. Entretanto, a partir da década de 50, a alta resolução das feições em profundidade fornecida pela sísmica de reflexão tornou este o principal método geofísico empregado na prospecção de hidrocarbonetos, panorama que se mantém nos dias presentes. Outra técnica de amplo emprego na indústria petrolífera é a perfilagem geofísica, desenvolvida inicialmente ao final da década de 20. Ambos os métodos, utilizados neste trabalho, serão detalhados a seguir.

#### 3.1 Perfilagem geofísica

Os perfis geofísicos consistem na amostragem contínua, em profundidade, de uma ou mais propriedades físicas das rochas perfuradas, cuja leitura é expressa na forma de curvas. A perfilagem é realizada por meio da descida de um ou mais sensores (sondas), por cabo ou acoplado em coluna, até a base do poço. Esse equipamento é então deslocado em direção à superfície, registrando durante o trajeto determinada(s) propriedade(s) física(s) dos litotipos, de acordo com o sensor utilizado. Segundo Ellis (2008), há mais de 50 equipamentos diferentes para perfilagem, cada qual empregado para medição de parâmetros específicos. No presente trabalho, foram utilizados quatro tipos de perfis geofísicos: Raio Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD) e Densidade (RHOB). Abaixo, segue-se uma descrição sucinta de cada um destes perfis.

**Perfil de Raio Gama (GR):** Exibe a radioatividade natural da rocha analisada, em unidades API (American Petroleum Institute). A medição é realizada por um cintilômetro, que quantifica a radiação oriunda do decaimento de elementos instáveis, geralmente  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{Th}$  e  $^{238}\text{U}$  (EVENICK, 2008).

Segundo Ellis & Singer (2008), os perfis de raio gama são tradicionalmente utilizados para determinação litológica, correlações estratigráficas e cálculo do volume de argila (ou argilosidade) de intervalos específicos. A Tabela 2 exibe valores de radioatividade comuns aos principais tipos de litologias.

Tabela 2: Valores de radioatividade para algumas litologias

LITOLOGIA	Radioatividade (API)
Arenito	20 a 50
Calcário	20 a 30
Dolomito	20 a 30
Folhelho	75 a 200
Sal	0 a 20

Fonte: Modificado de Evenick (2008).

**Perfil Sônico (DT):** Registra o tempo de trânsito de uma onda mecânica através dos litotipos, sendo expresso em  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . A velocidade das ondas nas rochas está diretamente relacionada à porosidade destas, o que faz desse perfil um meio interessante de se estimar o volume de espaços vazios num intervalo rochoso. Também é útil para determinação da densidade, grau de compactação, fraturamento e cimentação de um intervalo. Pode ainda ser utilizado como indicativo da presença de gás, para a qual são registrados valores mais altos (em função de seu estado físico, que dificulta a passagem da onda) e assinaturas irregulares (EVENICK, 2008). Abaixo, a Tabela 3 mostra o tempo de trânsito na matriz para as principais litologias.

Tabela 3: Intervalo de trânsito de ondas mecânicas em algumas litologias

LITOLOGIA	DT( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )
Arenito	55.5
Calcário	47.5
Dolomito	43.5
Folhelho	62 - 167

Fonte: Evenick (2008)

**Perfil de Resistividade (ILD):** Também chamado de perfil de indução, é utilizado para determinar a resistividade de uma formação geológica à passagem de corrente elétrica, sendo expresso em ohm.m ( $\Omega$ m). O tipo e quantidade do fluido existente no intervalo, bem como a porosidade da rocha, influenciam na medição do equipamento. Portanto, o perfil de resistividade é útil para determinar a natureza e distribuição do fluido presente no reservatório (ELLIS et al. 2008; EVENICK, 2008). A Tabela 4 traz os valores-padrão para os fluidos encontrados no intervalos-reservatório.

Tabela 4: Valores esperados para cada tipo fluido presente no reservatório

FLUIDO	ILD( $\Omega$ m)
Água salgada	0.00000001 a 2
Água doce	1 a 10
Petróleo	50 a 150
Gás	150 a >1500

Fonte: Contreras & Castro (2012)

**Perfil de Densidade (RHOB):** Os valores fornecidos por este perfil equivalem a uma função da densidade dos minerais dominantes nas rochas amostradas (matriz) e do fluido alojado nos poros (STEVANATO, 2011). A medição envolve a colisão entre raios gama artificiais (gerados a partir de uma fonte de  $^{60}\text{Co}$  ou  $^{137}\text{Cs}$ ) e os elétrons da formação. A radiação gama que retorna ao detector permite estimar a densidade da formação, que é expressa em massa por volume, geralmente  $\text{g/cm}^3$  (KEARY et al., 2009). O perfil de densidade pode ser utilizado para o cálculo da porosidade relativa/PHID (BASSIOUNI, 1994). A Tabela 5 fornece a densidade padrão para certos fluidos e rochas.

Tabela 5: Valores padrão de densidade para algumas rochas e fluidos

MATERIAL	Densidade ( $\text{g/cm}^3$ )
Água salgada	1.0
Água doce	1.1
Arenito	2.65
Calcário	2.71
Dolomito	2.87
Folhelho	2.4 a 2.6
Óleo	0.9

Fonte: Bassiouni (1994); Evenick (2008).

### 3.2 Sísmica de Reflexão

O método sísmico de reflexão consiste na principal ferramenta utilizada na prospecção de hidrocarbonetos no atual cenário global, respondendo por cerca de 90% dos investimentos relativos à exploração geofísica na indústria do petróleo (THOMAS, 2001). Seu amplo emprego é decorrente da alta resolução fornecida pelos dados sísmicos, associada a uma extensa amostragem em área, o que confere a este método um custo/benefício atrativo.

A partir da análise e interpretação das informações obtidas pela sísmica de reflexão é possível caracterizar diversas feições e parâmetros, tais como: espessura e mergulho de camadas, presença de falhamentos, discordâncias e deslizamentos submarinos.

Segundo Robinson e Treitel (1980), a geração de dados pelo método sísmico pode ser dividida em três etapas: aquisição, processamento e interpretação. Abaixo, segue uma breve descrição para cada uma destas fases, com base em conceitos apresentados por Yilmaz (2001) e Silva (2004).

**Aquisição:** Esta etapa se inicia com a geração de ondas elásticas a partir de fontes artificiais, que correspondem a explosivos ou vibradores em levantamentos *onshore*, e a dispositivos pneumáticos (canhões de ar comprimido) em aquisições *offshore*. As ondas produzidas se propagam em subsuperfície, até atingirem interfaces onde há diferenças na impedância acústica dos materiais (a exemplo de contatos entre litotipos distintos). Quando isso ocorre, parte da onda sofre refração e continua a se propagar, enquanto outra parte é refletida, retornando à superfície. A fração de energia refletida é proporcional à diferença na impedância acústica entre os dois meios, sendo captada em receptores superficiais (geofones em terra e hidrofones em mar aberto) e gravada nos sismógrafos, que registram a intensidade e tempo de chegada das ondas refletidas. A Figura 10 ilustra de maneira simplificada a aquisição sísmica marinha.

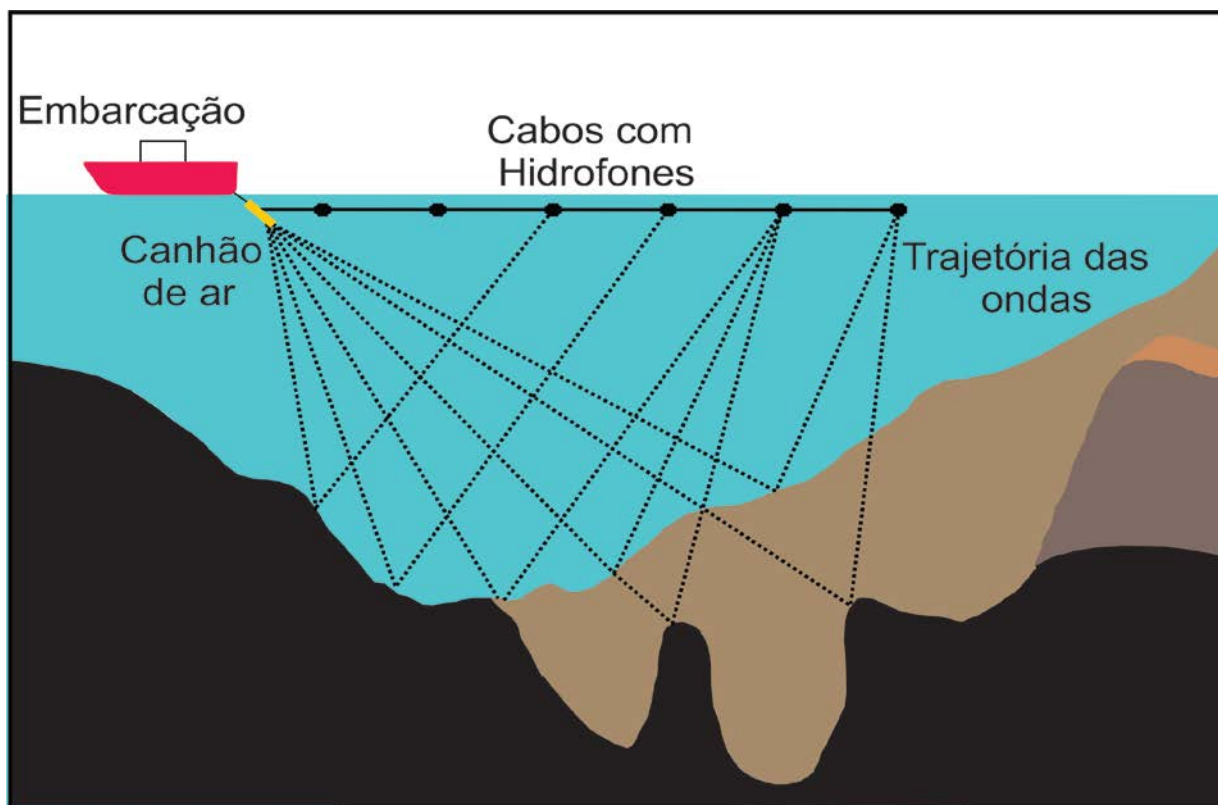


Figura 10: Esquema simplificado de aquisição sísmica offshore. Fonte: Adaptado de Unicamp (2005)

Para gerar uma amostragem ampla e confiável, grande número de detonações ou (disparos) são realizados, com variação na posição tanto de fontes quanto de receptores. Dados coletados em linha correspondem à sísmica 2D, enquanto aqueles amostrados em cubo compõem a sísmica 3D.

**Processamento:** Após a aquisição, os dados passam por uma série de processos matemáticos para ajuste dos tiros e diminuição dos ruídos. Durante esta etapa, são organizados os traços sísmicos, que consistem em colunas compostas por valores verticais de amplitudes, que apresentam as mesmas coordenadas espaciais (X e Y), mostrando variação apenas no eixo tempo. É a integração destes traços em duas dimensões que forma a linha sísmica ou seção sísmica 2D, ao passo que a integração em três dimensões permite a obtenção do cubo sísmico.

**Interpretação:** Consiste na análise das aquisições sísmicas obtidas, visando à identificação de feições estratigráficas e estruturais que permitam determinar as áreas mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, bem como a caracterização dos possíveis níveis reservatório. Um parâmetro essencial na interpretação sísmica é a delimitação de horizontes cronoestratigráficos, que correspondem a refletores (ou superfícies de interface acústica) de

significativo realce nas linhas analisadas. A Figura 11 exemplifica as feições interpretadas numa seção sísmica 2D.

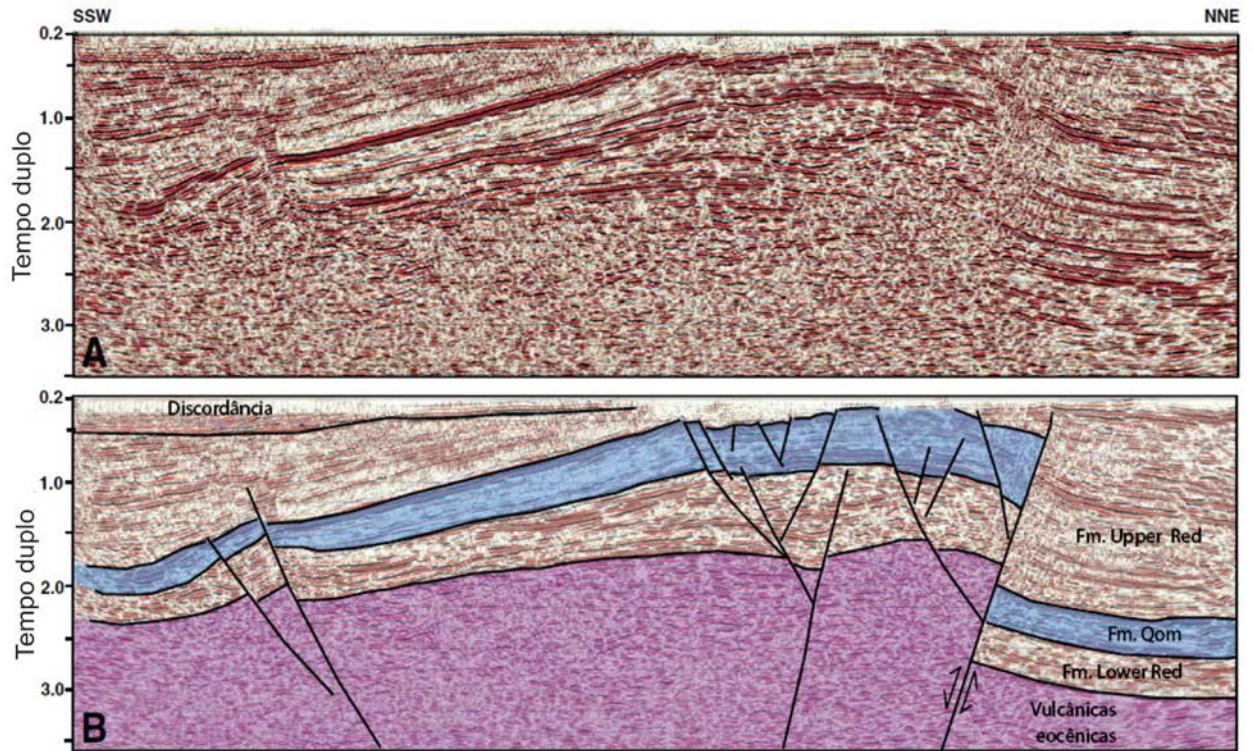


Figura 11: Exemplo de elementos interpretados numa seção sísmica 2D. Fonte: Adaptado de Morley et al. (2009).

## 4. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

Este estudo foi desenvolvido em cinco etapas principais, descritas de maneira detalhada abaixo.

### 4.1 Levantamento Bibliográfico

A primeira etapa de trabalho envolve o levantamento da bibliografia acerca da Bacia de Campos, no que tange a seus aspectos crono e litoestratigráficos, contexto tectônico em que está inserida e estilos estruturais predominantes, além dos principais reservatórios e suas características. Foram consultados artigos em periódicos científicos, teses, dissertações, dados fornecidos por órgãos públicos, além de livros e textos base sobre fundamentação teórica e aplicação de técnicas geofísicas, caracterização de reservatórios e sistemas petrolíferos.

### 4.2 Banco de Dados

A base de informações utilizada para o desenvolvimento desta pesquisa é composta por dados adquiridos junto ao BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Tais informações são gratuitas e de acesso público para fins acadêmicos.

O banco de dados organizado consiste nos perfis geofísicos de 34 poços, 62 linhas sísmicas 2D e um dois cubos sísmico 3D, cuja área total perfaz 140 km<sup>2</sup>.

Do total de 34 poços, nove foram solicitados junto à ANP pelo autor da pesquisa, enquanto os 25 restantes foram selecionados em meio ao acervo digital disponível no UNESPetro. As Tabelas 6 e 7 exibem a identificação, localização e informações disponíveis acerca dos poços estudados, bem como sua classificação, enquanto a Figura 12 ilustra a distribuição espacial destes na área de estudo.

Tabela 6: Localização, profundidade de perfuração, categoria e lâmina d'água referentes aos poços utilizados.

POÇO	Coordenadas UTM		Profundidade Máxima (m)	Categoria	Lâmina d'água (m)
	X	Y			
1RJS_0022_RJ	327815	7491209	3578	Pioneiro	121
1RJS_0029_RJ	330529	7489271	2924	Pioneiro	179
1RJS_0049_RJ	314949	7479306	3187	Pioneiro	105
1RJS_0065_RJ	318368	7485334	3446	Pioneiro	103
1RJS_0181A_RJ	315838	7476984	3232	Pioneiro	115
1RJS_0041_RJ	323380	7489287	3539	Pioneiro	108
3BD_0003_RJS	310185	7486622	3146	Extensão	92
3BD_0013_RJS	310280	7488525	2502	Extensão	96
3BI_0004_RJS	327650	7483613	2514	Extensão	194
3BO_0003_RJS	329521	7485313	2742	Extensão	208
3BRSA_539A_RJS	324501	7491176	2226	Extensão	115
3EN_0030_RJS	328684	7490644	2565	Extensão	116
3LI_0004_RJS	311729	7483999	3092	Extensão	99
3LI_0008_RJS	315749	7478947	3058	Extensão	106
3PM_0003A_RJ	318971	7477292	2993	Extensão	120
3PM_0023A	320500	7476880	3168	Extensão	118
3RJS_0073B_RJ	314826	7480762	2711	Extensão	102
3RJS_0159A_RJ	316684	7474769	2802	Extensão	114
3RJS_0167_RJ	311909	7481446	3139	Extensão	104
3RJS_0321A_RJ	326689	7491119	2474	Extensão	119
4BRSA_896A_RJS	332452	7478513	2793	Pioneiro adjacente	479
4RJS_0038_RJ	330019	7487790	2844	Pioneiro adjacente	189
4RJS_0039A_RJ	323266	7480671	2600	Pioneiro adjacente	118
4RJS_0055_RJ	317386	7476176	3079	Pioneiro adjacente	114
4RJS_0062A_RJ	318361	7480720	3198	Pioneiro adjacente	109
4RJS_0161_RJ	322328	7482060	2346	Pioneiro adjacente	117,6
4RJS_0256_RJ	327806	7479570	2714	Pioneiro adjacente	250
4RJS_0263_RJ	319274	7490183	2350	Pioneiro adjacente	101
4RJS_0265A_RJ	315360	7487367	3429	Pioneiro adjacente	101
4RJS_0322_RJ	329435	7492537	2565	Pioneiro adjacente	114
4RJS_0323_RJ	326848	7494045	2602	Pioneiro adjacente	105
4RJS_0134_RJ	324546	7481853	3593	Pioneiro adjacente	124
7LI_0003_RJS	313377	7482048	3061	Produção	104,5
7LI_0010_RJS	313743	7481469	2937	Produção	105

Fonte: BDEP (2016)

Tabela 7: Dados disponíveis para cada um dos poços utilizados nesta pesquisa.

Dados			Perfis Geofísicos			
POÇO	Pasta de poço	Perfil Composto	GR	DT	ILD	RHOB
1RJS_0022_RJ		X	X	X	X	X
1RJS_0029_RJ	X	X	X	X	X	X
1RJS_0049_RJ			X	X	X	X
1RJS_0065_RJ	X		X	X	X	X
1RJS_0181A_RJ		X	X	X	X	X
1RJS_0041_RJ	X		X	X	X	X
3BD_0003_RJS	X		X	X	X	X
3BD_0013_RJS	X		X	X	X	X
3BI_0004_RJS	X		X	X	X	X
3BO_0003_RJS	X	X	X	X	X	X
3BRSA_539A_RJS		X	X	X		X
3EN_0030_RJS		X	X	X	X	X
3LI_0004_RJS	X		X		X	X
3LI_0008_RJS	X	X	X	X	X	X
3PM_0003A_RJ	X		X	X	X	X
3PM_0023A		X	X	X	X	X
3RJS_0073B_RJ			X	X	X	X
3RJS_0159A_RJ		X	X	X	X	X
3RJS_0167_RJ	X		X		X	X
3RJS_0321A_RJ		X	X	X	X	X
4BRSA_896A_RJS		X	X			X
4RJS_0038_RJ			X	X	X	X
4RJS_0039A_RJ	X	X	X	X	X	X
4RJS_0055_RJ	X		X	X	X	X
4RJS_0062A_RJ	X		X	X	X	X
4RJS_0161_RJ	X	X	X	X	X	X
4RJS_0256_RJ	X	X	X	X	X	X
4RJS_0263_RJ	X	X	X	X	X	
4RJS_0265A_RJ	X	X	X	X	X	X
4RJS_0322_RJ		X	X	X	X	X
4RJS_0323_RJ			X	X	X	X
4RJS_0134_RJ	X		X	X	X	X
7LI_0003_RJS		X	X	X	X	X
7LI_0010_RJS		X	X	X	X	X

Fonte: BDEP (2016)

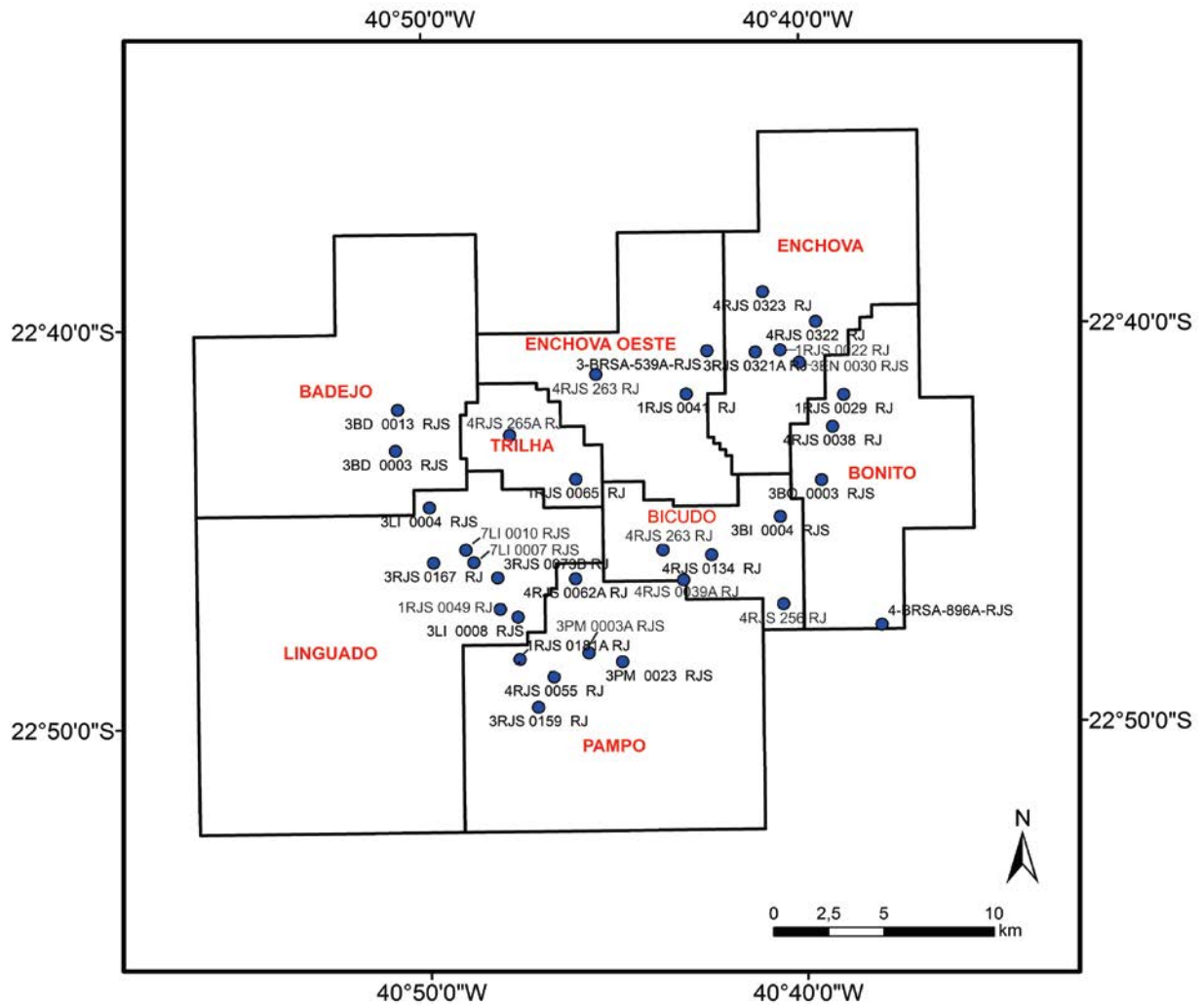


Figura 12: Distribuição dos poços (em azul) utilizados na área de estudos.

É importante destacar que a pasta de poço consiste num arquivo que inclui diversas informações acerca das operações de um poço, a exemplo das amostras obtidas, colunas litológicas interpretadas pelos geólogos responsáveis e análises laboratoriais realizadas. Já o perfil composto corresponde à interpretação litológica do poço, baseada em diversos perfis geofísicos (GR, RHOB, ILD, NPHI, SP, Cáliper, LLD), os quais também se encontram representados. Neste arquivo consta a demarcação dos intervalos amostrados e o tipo de método empregado (calha, amostra lateral ou testemunho), bem como as profundidades onde foi constatada a presença de hidrocarbonetos.

Com relação à sísmica 2D, foram solicitadas e analisadas 62 linhas, cuja distribuição segue expressa na Figura 13

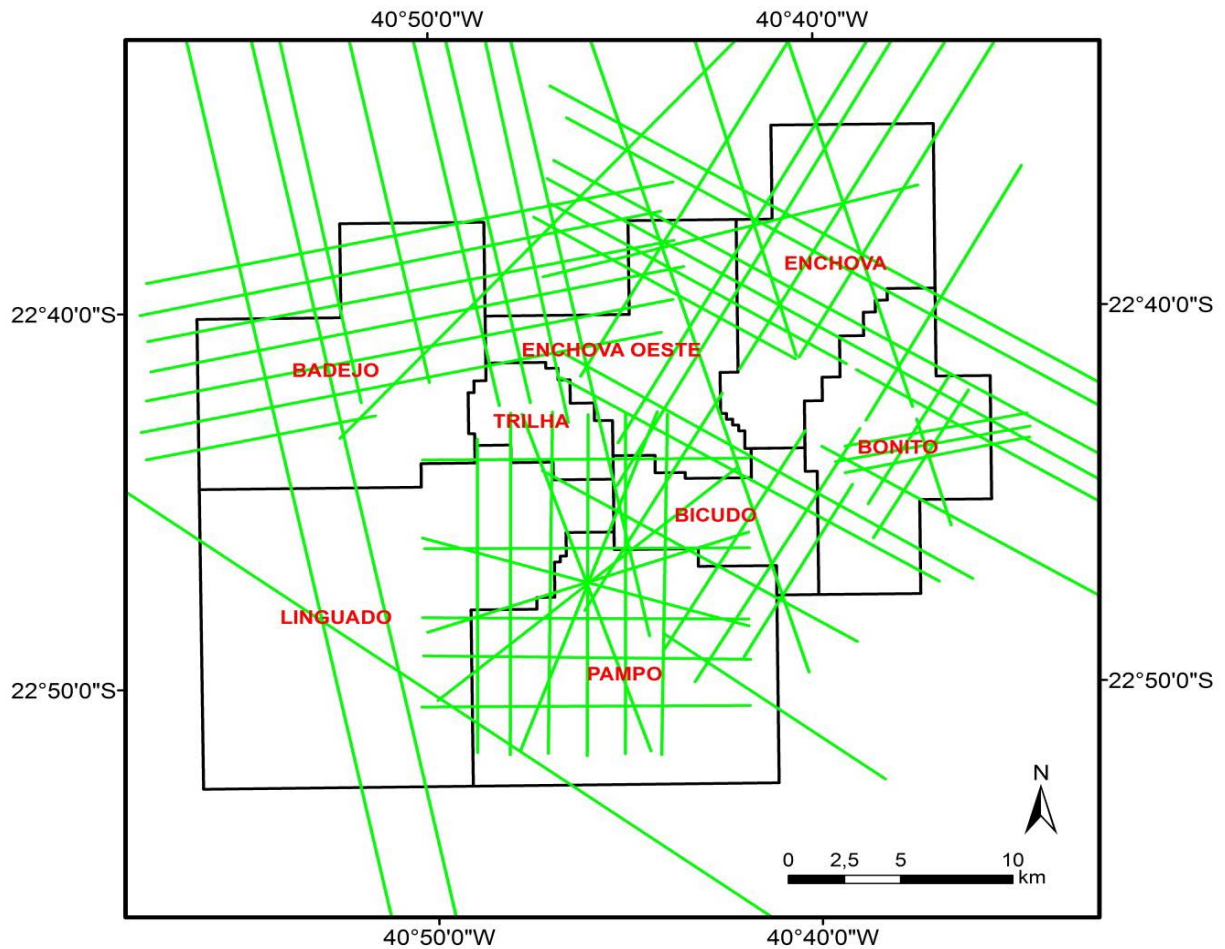


Figura 13: Distribuição espacial das seções sísmicas 2D (traços verdes) ao longo região abordada neste trabalho. Fonte: BDEP (2016).

Já quanto à sísmica 3D, os cubos utilizados foram também adquiridos juntamente à ANP. Como mencionado, a extensão total destes volumes sísmicos, não contíguos, perfaz 140 km<sup>2</sup>. O primeiro dos cubos está localizado na região limítrofe entre Enchova Oeste e Trilha, enquanto o segundo cobre zonas relativas aos campos de Enchova, Enchova Oeste e Bonito. A área contemplada pelos cubos sísmicos permite sua calibração com os perfis de sete poços (1RJS\_0041\_RJ, 1RJS\_0029\_RJ, 4RJS\_0038\_RJ, 3BO\_0003\_RJS, 1RJS\_0065\_RJ, 4RJS\_0263\_RJ, 4RJS\_0265A\_RJ), conforme mostrado pela Figura 14. O poço 3\_BRSA\_539\_RJS não pode ser utilizado para calibração do dado sísmico, uma vez que não possui perfil DT(sônico) disponível, impossibilitando a conversão do dado em profundidade (perfil de poço) em tempo, conforme será discutido adiante.

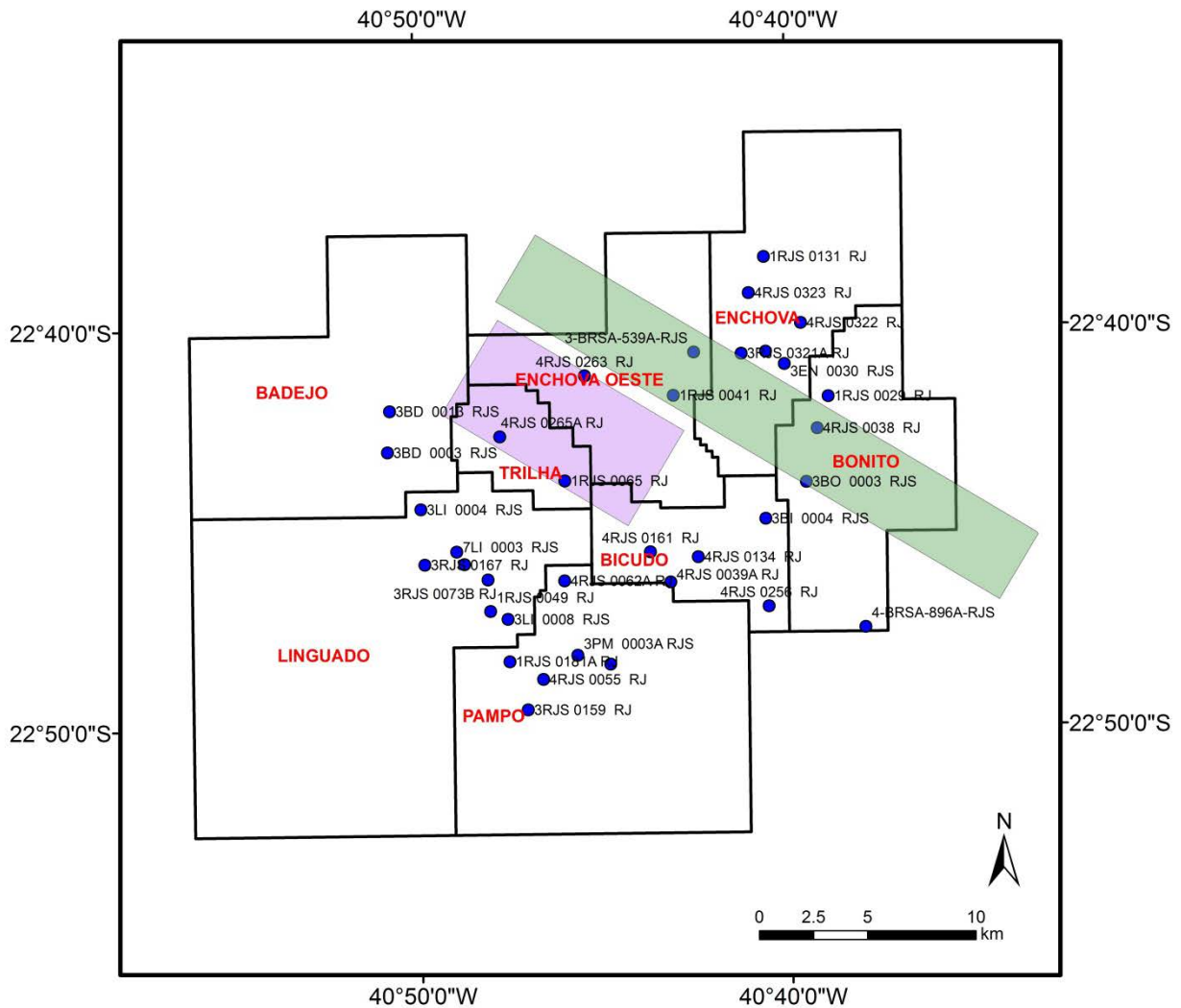


Figura 14: Localização dos cubos sísmicos 3D (em roxo) na área de estudos, ilustrada em relação aos poços analisados Fonte: BDEP(2016).

### 4.3 Correlação de poços

A etapa de correlação entre os poços se inicia por meio da organização dos arquivos “.las”, que contêm as curvas dos perfis geofísicos e sua respectiva profundidade de amostragem, utilizando-se para tal fim o software *Microsoft Excel 2010*. Estes dados foram dipostos em planilhas únicas, correspondentes cada uma a determinado poço, e a partir destas foram produzidos os gráficos relativos aos perfis geofísicos disponíveis (GR, DT, ILD e RHOB). A Figura 15 exemplifica a disposição das informações dos arquivos “.las” após sua reorganização, mostrando também o aspecto dos gráficos gerados.

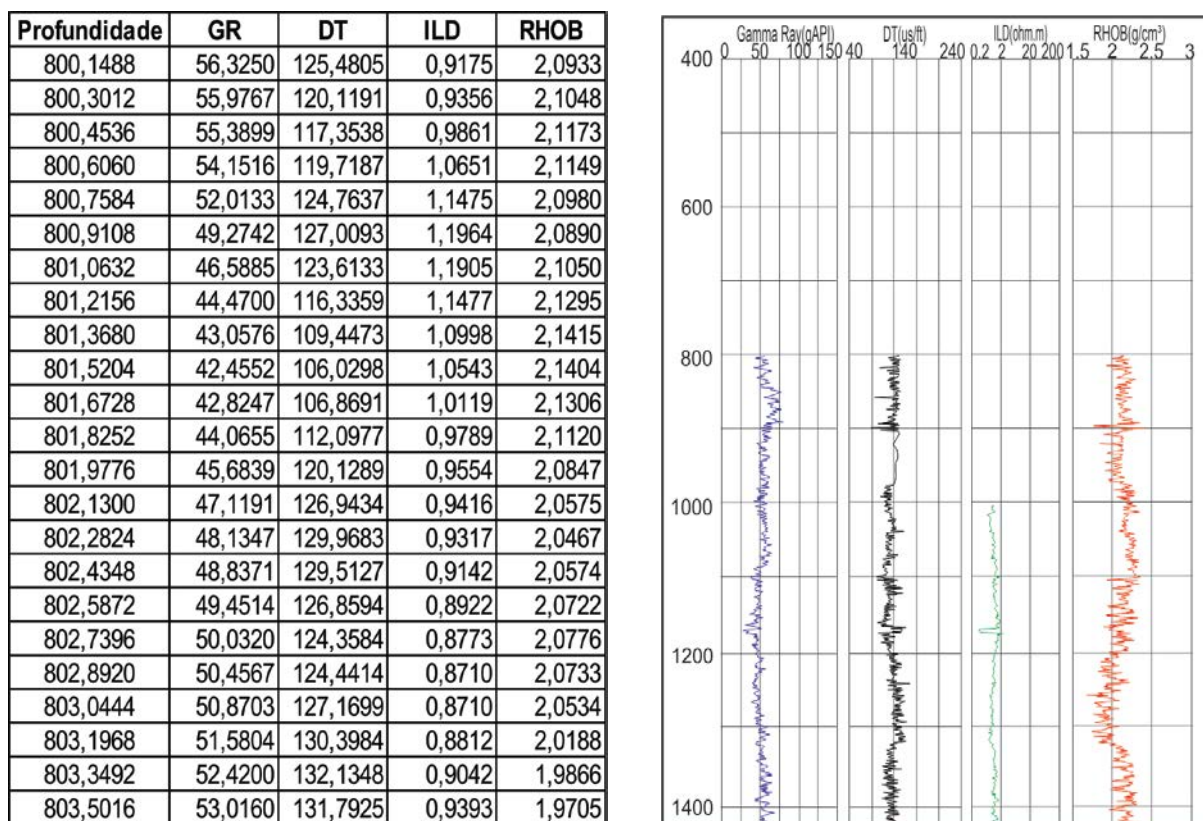


Figura 15: Planilha reorganizada com os dados provenientes do arquivo “.las” (esquerda) e gráficos gerados a partir destas curvas (direita). Arquivos são referentes ao poço 1RJS\_0041\_RJ.

A correlação é baseada na similaridade entre os valores e morfologias das curvas de diferentes poços, a partir das quais é feita a identificação dos níveis estratigráficos de interesse. No presente trabalho, houve maior detalhamento nas unidades pós-Aptiano, com destaque ao intervalo carbonático do Albiano e pacotes turbidíticos.

Visando facilitar a análise da distribuição espacial e vertical dos intervalos estratigráficos delimitados, foram estabelecidas cinco seções principais que nortearam a correlação entre os perfis analisados: Seções Badejo – Linguado – Pampo, Enchova Oeste – Trilha – Bicudo e Enchova – Bonito, de direção NW-SE, e Seções Linguado – Pampo e Enchova Oeste – Enchova, orientadas a WSW – ENE. A Figura 16 traz a configuração destas linhas.

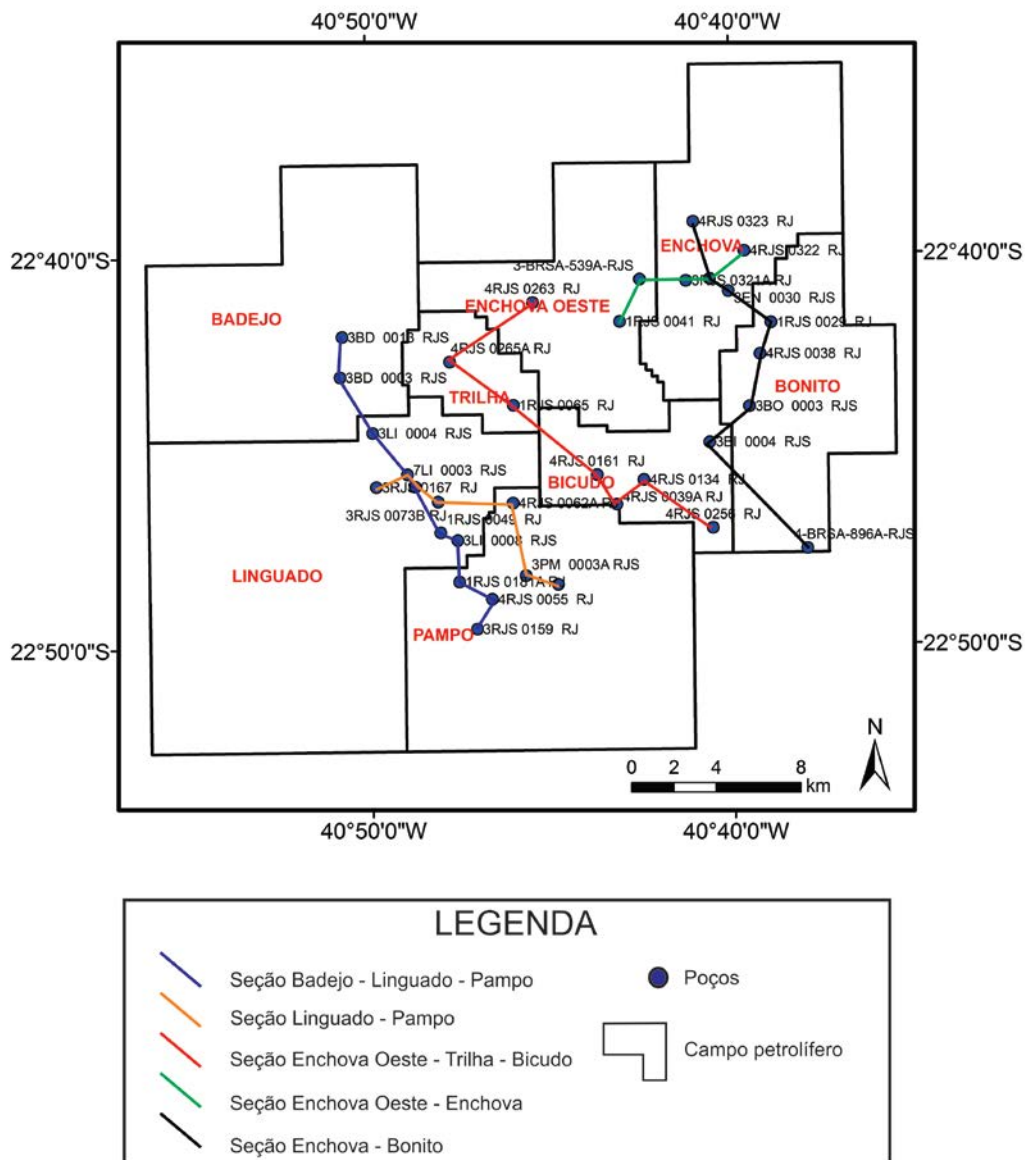


Figura 16: Seções estabelecidas para correlação dos poços analisados.

#### 4.4 Interpretação Sísmica

Os dados sísmicos 2D e 3D foram carregados no software *Decision Space*<sup>®</sup>, da empresa *Landmark*, cuja licença encontra-se disponível no LISG (Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica), localizado no UNESPetro.

A interpretação dos dados sísmicos é precedida pela calibração destes com os perfis dos poços estudados, os quais também são carregados na plataforma *Decision Spaces*. Tal procedimento é necessário em função das unidades distintas em que cada arquivo está expresso: os dados sísmicos são obtidos em função do tempo (ms), ao passo que a perfilagem em poços está definida em m.

Para realizar a conversão, utilizam-se as informações disponíveis no perfil sônico (DT), presente nas planilhas geradas no software *Microsoft Excel*. Primeiramente, é preciso realizar a conversão da unidade de medida deste perfil ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) para a unidade da velocidade empregada (m/s). Em seguida, por meio da Equação 1, pode-se determinar o tempo simples da onda sísmica. No entanto, pelo fato de a escala dos dados sísmicos representar o tempo duplo de onda (tempos de ida e volta), os resultados obtidos devem ser multiplicados por dois.

$$V_m = \frac{\Delta S}{\Delta t}$$

Onde:

$V_m$  = Velocidade média (obtida a partir do perfil DT, em m/s)

$\Delta S$  = Intervalo de profundidade (m)

$\Delta t$  = Intervalo de tempo (s)

(1)

Neste trabalho, os intervalos utilizados para o cálculo das velocidades e tempo duplo de onda foram escolhidos com base na morfologia dos perfis sônicos. Estes foram preliminarmente suavizados por meio do software *Rock 8.3* (UNESPetro, 2016), com seleção dos níveis a partir das principais quebras nos valores de DT. Estas foram determinadas a partir da correlação exclusiva dos perfis sônicos, efetuada com base na disposição de poços estabelecida nas seções de correlação anteriormente apresentadas. Para o intervalo correspondente à lâmina d'água em cada poço, foi utilizada a velocidade média padrão de 1500 m/s.

A Figura 17 exemplifica a seleção de intervalos a partir do perfil sônico, e a respectiva velocidade média calculada. É importante ressaltar que, dada a menor exatidão da calibragem realizada exclusivamente pela análise dos perfis sônicos, os poços em que este procedimento foi adotado foram também recalibrados por meio do ajuste entre o sismograma sintético e a sísmica observada para a posição do poço considerado. O sismograma sintético corresponde às curvas sísmicas geradas pelo software *Decision Spaces* a partir dos dados dos perfis de densidade (RHOB) e sônico (DT) relativos a determinado poço. O refino na calibragem é realizado por meio de modificações manuais efetuadas pelo usuário diretamente no sismograma sintético, aumentando a similaridade entre este e os dados sísmicos observados para a localização do poço.

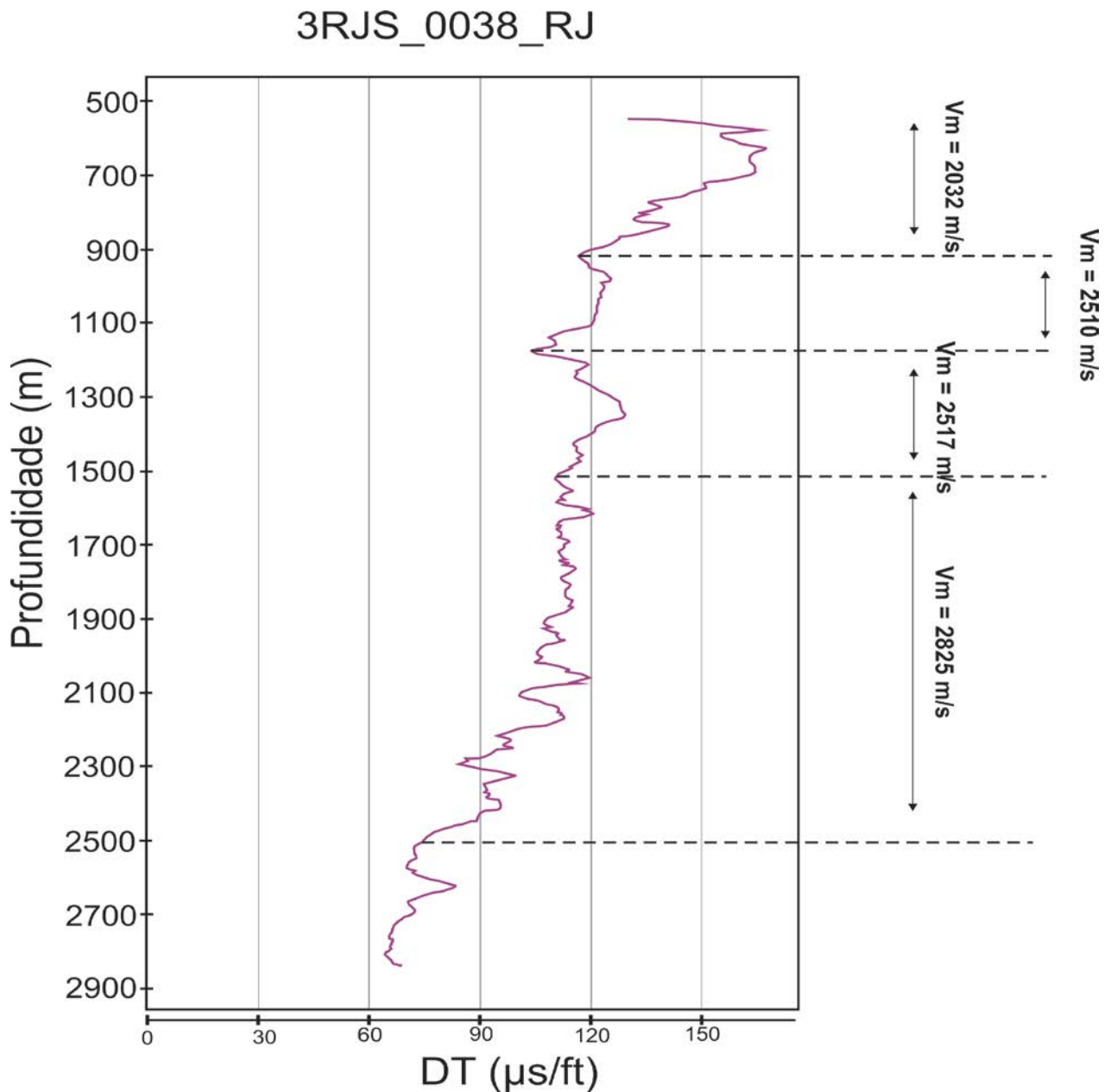


Figura 16: Exemplo de intervalos selecionados por meio da correlação de perfis sônicos, e o cálculo das respectivas velocidades médias de cada um. Dados referentes ao poço 3RJS\_0038\_RJ.

A metodologia descrita foi adotada em todos os poços que apresentam perfis sônicos. No entanto, seis destes apresentam também dados de *check-shots*, disponíveis em seus respectivos perfis compostos. Os *check-shots* consistem em pontos tanto em tempo simples (ms) quanto em profundidade (m), obtidas por meio do registro do tempo de trajeto de ondas mecânicas em geofones posicionados a profundidades conhecidas. Dessa forma, estes dados podem ser utilizados para calibragem poço – sísmica, apresentando alta confiabilidade. Para seu uso, é necessário multiplicar os valores em tempo por dois, obtendo-se os respectivos

parâmetros de tempo-duplo. Os poços com *check-shots* disponíveis são: 3RJS\_0159\_RJ3, PM\_0023A\_RJS, 3LI\_0008\_RJS, 4RJS\_0256\_RJ, 4RJS\_0161\_RJ e 1RJS\_0181A\_RJ.

Após o carregamento e calibração dos dados, realizou-se a interpretação dos horizontes estratigráficos de interesse tanto nas seções 2D quanto 3D, por meio do software *Decision Spaces*. Os cubos sísmicos foram analisados integralmente, em malhas regulares, com espaçamento de 3x3 entre as linhas e traços. Feições estruturais, como falhas normais, *grábens* e *horsts* também foram identificadas. A Figura 18 exemplifica uma seção sísmica 2D interpretada durante o estudo.

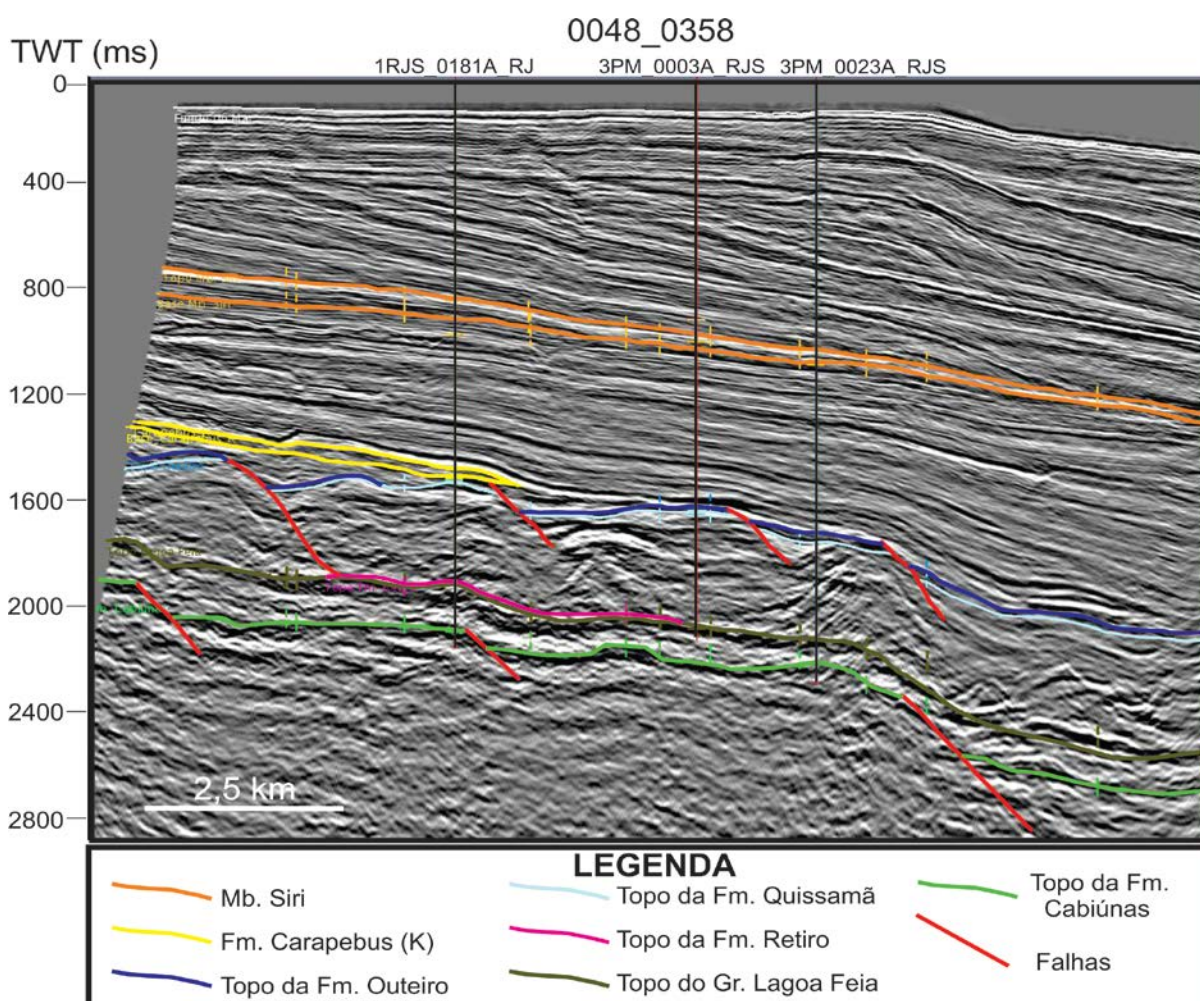


Figura 17: Seção sísmica 2D 0048\_0358 com horizontes e feições interpretadas.

#### 4.5 Confeção de Mapas

A correlação estratigráfica baseada nas seções, aliada à interpretação dos dados sísmicos, possibilitaram a confeção de mapas estruturais e de isópacas para os níveis

estratigráficos de interesse. Estes produtos foram obtidos por meio da utilização dos softwares *Decision Spaces* e *Surfer® 12*, o último pertencente à empresa *Golden Software*.

Os mapas de contorno estrutural elaborados a partir de dados sísmicos têm sua profundidade expressa em milissegundos, uma vez que a conversão destes valores em metros varia de acordo com a espessura e natureza da coluna sedimentar sobreposta à superfície considerada, tornando as aproximações pouco fiéis aos reais valores que seriam encontrados. Já os mapas de isópacas foram apresentados em metros, uma vez que a conversão de tempo para profundidade neste caso utilizará a velocidade intervalar na equação (1). Assim, será usada a velocidade intervalar em um mesmo estrato, podendo-se então assumir um valor médio, uma vez que as variações sob estas condições são consideravelmente menores. Para os depósitos turbidíticos, a velocidade média utilizada foi de 2680 m/s, calculada a partir dos perfis de DT dos poços em que estes litotipos foram constatados.

Neste estágio, a correlação estratigráfica realizada na etapa 4.3 foi aprimorada com as informações obtidas a partir da análise sísmica, permitindo a confecção de seções onde estão expressos os principais componentes de natureza estratigráfica e estrutura da área analisada.

#### **4.6 Análise Tectono-Estratigráfica**

Os resultados obtidos nas etapas anteriores permitiram uma análise tectono-estratigráfica em âmbito regional dos principais níveis reservatório, de idade pós-aptiana, na área estudada. Neste estágio, buscou-se caracterizar as feições determinantes para a presença de acumulações de hidrocarbonetos, com destaque ao tipo, continuidade e distribuição das trapas dominantes em cada porção da região abordada. Dados bibliográficos foram comparados e confrontados às informações obtidas nesta pesquisa, de modo a garantir uma análise completa e robusta dos resultados gerados.

## 5. RESULTADOS

### 5.1 Seções Estratigráficas

Com o intuito de analisar a distribuição lateral e vertical das unidades presentes na porção sudoeste da Bacia de Campos, cinco seções estratigráficas foram confeccionadas.

Considerando que o foco do presente estudo compreende as Formações Quissamã (Mesoalbian) e Carapebus (Cretáceo Superior a Eoceno), optou-se por não diferenciar as unidades que compõem o Grupo Lagoa Feia, com exceção à Formação Retiro, cujos pacotes evaporíticos desempenham papel fundamental no controle da tectônica pós-aptiana, conforme discutido anteriormente. De maneira semelhante, apenas os depósitos turbidíticos de idades entre o Cretáceo Superior e o Eoceno foram analisados, como estabelecido, previamente, nos objetivos do presente estudo. O Membro Siri, depositado a partir do Oligoceno Superior e pertencente à Formação Emborê, embora não constitua uma unidade de enfoque deste trabalho, foi interpretado nos registros dos poços e correlacionado nas seções estratigráficas. Tal ação visa possibilitar um controle cronoestratigráfico em meio às unidades cenozoicas do Grupo Campos, permitindo também identificar possíveis feições estruturais que afetem os estratos do Paleógeno.

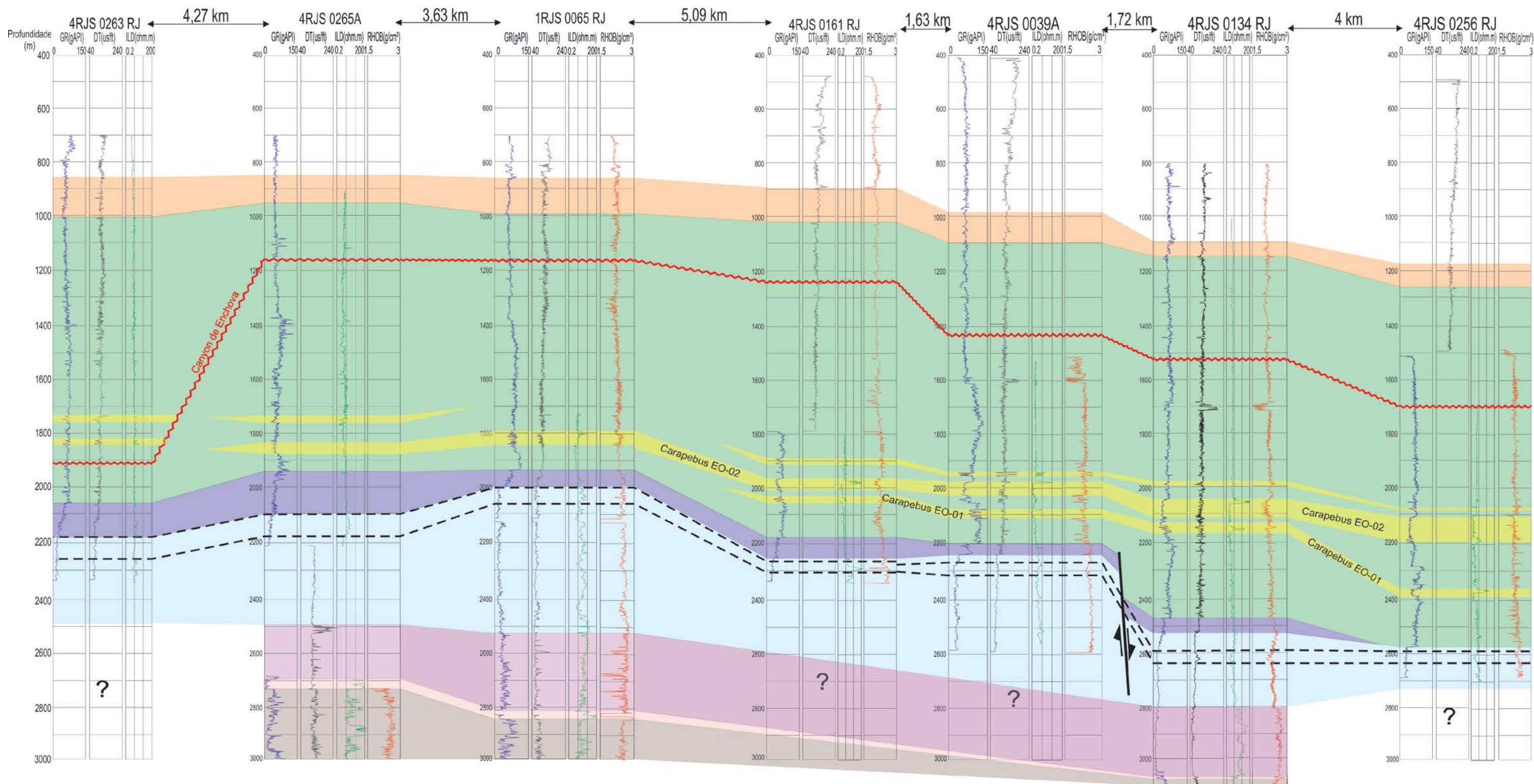
#### 5.1.1 Seção Estratigráfica Enchova Oeste – Trilha – Bicudo

A Seção Enchova Oeste – Trilha – Bicudo possui orientação NE-SE, sendo composta pelos registros geofísicos de sete poços, conforme apresentado na Figura 19. Sua análise visa à compreensão da distribuição espacial e vertical dos estratos existentes na porção central da área de estudo.

Apenas os poços 4RJS\_0265A\_RJ, 1RJ\_0065\_RJS e 4RJS\_0134\_RJ desta seção atingem os litotipos aptianos. A Formação Retiro, que marca o topo do Grupo Lagoa Feia, exibe mergulho aproximado de 2° para sudeste, em direção ao campo de Bicudo, com adelgaçamento neste mesmo rumo. Nos registros geofísicos, esta unidade caracteriza-se pelos baixos valores de Gama Ray (<40 gAPI), altos valores de resistividade e densidades superiores a 2,7 g/cm<sup>3</sup>, permitindo inferir a predominância de anidrita nestes depósitos evaporíticos.

Recoberto a Formação Retiro, foi identificada a seção basal da Formação Quissamã, que consiste nos dolomitos do Membro Búzios. A variação vertical desta unidade acompanha

# SEÇÃO C - C' (Enchova Oeste - Trilha - Bicudo)



### LEGENDA

<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: orange; margin-right: 5px;"></span> Formação Emborê/Membro Siri (carbonatos algálicos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: green; margin-right: 5px;"></span> Formação Ubatuba (pelitos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: yellow; margin-right: 5px;"></span> Formação Carapebus (arenitos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; border-bottom: 1px dashed red; margin-right: 5px;"></span> Discordância Oligoceno Superior</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: purple; margin-right: 5px;"></span> Formação Outeiro (calcilititos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: lightblue; margin-right: 5px;"></span> Formação Quissamã (calcarenitos e calcissilitos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: purple; margin-right: 5px;"></span> Formação Quissamã/Membro Búzios (dolomito)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; border-bottom: 1px dashed black; margin-right: 5px;"></span> Reservatório (calcarenitos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: pink; margin-right: 5px;"></span> Formação Retiro (evaporitos)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: brown; margin-right: 5px;"></span> Grupo Lagoa Feia</li> </ul>
--	---	--

Grupo Campos

Grupo Macaé

Figura 19: Seção Enchova Oeste - Trilha - Bicudo

aquela dos pacotes evaporíticos, apresentando mergulho para sudeste inferior a 5°. Entretanto, há um espessamento do Membro Búzios em direção ao campo de Trilha, com sua máxima espessura sendo atingida no poço 1RJS\_0065\_RJ. Os dolomitos mostram registro característico nos perfis de raio gama e resistividade, adquirindo assinaturas caóticas em ambos.

A porção superior da Formação Quissamã exibe um mergulho geral ESE, sendo marcada nos perfis geofísicos por valores de raio gama inferiores a 40 graus API. O principal reservatório carbonático da área estudada ocorre no topo desta unidade, exibindo valores de densidade inferiores àqueles dos estratos sotopostos (indicando uma maior porosidade), bem como registros de raio gama ainda menores que a média observada para a unidade, caracterizando calcarenitos com baixa radioatividade. A análise dos perfis ILD indica que o poço 4RJS\_0161\_RJ possui o maior potencial para produção de hidrocarbonetos neste intervalo, com valores de resistividade que chegam a 200 ohm.m.

Entre os poços 4RJS\_0039A\_RJ e 4RJS\_134\_RJ foi constatada uma considerável variação estrutural do topo da Formação Quissamã, interpretada como oriunda de um falhamento normal, que gera um abatimento da seção na porção centro-leste do campo de Bicudo.

Capeando os calcarenitos da Formação Quissamã, ocorrem os calcilitos e margas da Formação Outeiro, informalmente denominada de “Seção Bota”, cujo registro nos perfis de radioatividade exibe um crescimento gradual em seus valores, formando um padrão característico do tipo sino. Esta feição é representativa do afogamento progressivo da plataforma carbonática albiana, iniciada a partir do Mesoalbiano (WINTER et al., 2007). O comportamento estrutural desta unidade segue aquele apresentado pela Formação Quissamã, com mergulho de rumo ESE, sendo também afetada pela falha normal inferida anteriormente. No entanto, a variação vertical observada para a Formação Outeiro é marcante, ocorrendo claro adelgaçamento em direção ao campo de Bicudo, estando ausente esta unidade no poço que marca o extremo sudeste da seção (4RJS\_0256\_RJ), implicando na erosão ou não-deposição local desta formação

Acima dos calcilitos e margas que marcam o topo do Grupo Macaé, foram identificados os depósitos pelíticos da Formação Ubatuba, onde predominam espessos folhelhos de baixa densidade ( $<2,5 \text{ g/cm}^3$ ) e valores de radioatividade geralmente superiores a 60 gAPI.

Inseridos em meio aos pelitos da Formação Ubatuba, ocorrem depósitos turbidíticos da Formação Carapebus, cuja distribuição lateral e vertical é altamente variável. Na seção Enchova Oeste – Trilha – Bicudo, foram identificados dois pulsos turbidíticos principais, além de outros dois restritos, que ocorrem apenas nos extremos noroeste e sudeste da correlação. Estes estratos arenosos são caracterizados por quedas bem marcadas nos valores do perfil de raio gama, comumente mostrando um padrão do tipo caixa.

É importante ressaltar a presença de uma discordância que afeta os estratos paleógenos e, conseqüentemente, a correlação entre os depósitos turbidíticos. Tal feição foi observada em dados sísmicos, conforme será apresentado nos itens 5.3 e 5.4, e corresponde ao *Canyon* de Enchova, detalhado no trabalho de Antunes et al. (1988). A superfície erosiva considerada data do Oligoceno Superior, e foi constatada ao longo dos campos de Enchova Oeste, Enchova, Bonito e Bicudo, estando presente em três das cinco seções confeccionadas. A assinatura desta superfície nos dados geofísicos é pouco clara, utilizando-se para sua determinação dados disponíveis nos perfis compostos dos poços analisados, bem como quebras positivas de magnitude variável no registro sônico.

O turbidito situado logo acima do topo do Grupo Macaé exhibe ocorrência restrita ao campo de Bicudo, na porção leste da seção. Sua espessura média é de aproximadamente 30 m, mostrando variação pouco expressiva. O aumento na profundidade do topo deste estrato evidencia mergulho de rumo SE, constante até o último poço da seção, onde há um abatimento maior da camada arenosa. De acordo com o perfil de ILD, os poços 4RJS\_0134\_RJ e 4RJS\_0256\_RJ podem constituir níveis produtores de hidrocarbonetos, uma vez que exibem resistividades acima de 20 ohm.m. Tal fato é confirmado pelas informações presentes na pasta do poço 4RJS\_0256\_RJ, que foi classificado como “produtor subcomercial de óleo” nos intervalos arenosos identificados, os quais exibem idade eocênica. Dessa maneira, o depósito turbidítico basal foi denominado de EO-01.

O segundo estrato arenoso identificado, situado acima do turbidito EO-01, e, portanto, denominado EO-02, exhibe ocorrência generalizada por toda a seção, exceto à altura do poço 4RJS\_0263A\_RJ. Nesta localidade, os estratos arenosos situam-se no interior do *Canyon* de Enchova e, portanto, exibem idade oligocênica ou mais recente, não sendo correlacionáveis aos depósitos enfocados neste trabalho. Ostrata espessamento em direção à porção leste da seção e suave mergulho de rumo SE. Sua espessura média é superior a dos demais depósitos turbidíticos, variando de aprox. 50 m nos poços

centrais da seção a mais de 90 m no poço 4RJS\_0256\_RJ. O padrão de caixa nos perfis de raio gama é mais evidente no turbidito EO-02, implicando em arenitos mais limpos, com presença reduzida de pelitos intercalados; além disso, inflexões negativas nas curvas dos perfis de densidade apontam para porosidades interessantes nestes estratos. Os dados de resistividade para os quatro poços que apresentam este depósito turbidítico em meio ao campo de Bicudo indicam a presença de hidrocarbonetos na porção superior do reservatório, constituindo o principal nível produtor nos poços 4RJS\_0161\_RJ, 4RJS\_0134\_RJ e 4RJS\_0039A\_RJ.

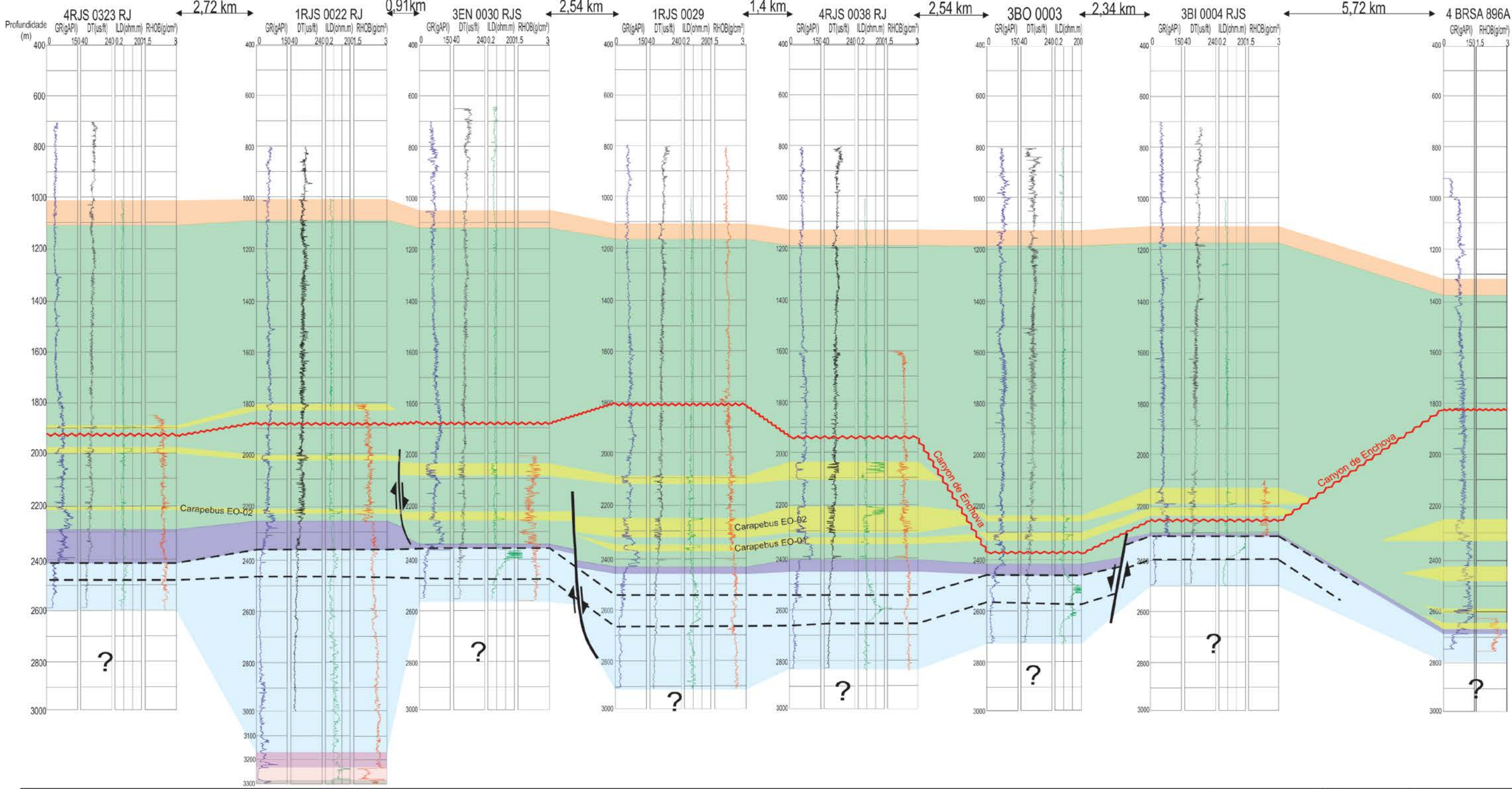
Acima do turbidito EO-02, constatou-se a presença de novo pulso arenoso, de espessura reduzida (10 a 25 m) e baixa declinação estratal para SE, acompanhando o sentido do adelgaçamento da camada. Os dados presentes nas pastas de poço analisadas apontam ainda idade eocênica para estes litotipos. Tal nível, no entanto, não constitui intervalo produtor na seção analisada, o que pode estar relacionado ao não preenchimento dos reservatórios ou a uma baixa porosidade, sustentada por valores de densidade mais elevados. Dessa maneira, a pequena espessura e continuidade lateral deste turbidito impede sua análise pelos dados sísmicos e, portanto, este nível não será detalhado.

Recobrando os extensos depósitos pelíticos da Formação Ubatuba, ocorrem os carbonatos algálicos da Formação Emborê, Membro Siri, que datam do Oligoceno Superior. Sua assinatura nos perfis geofísicos caracteriza-se por intervalos de valores constantes de DT, ligeiramente inferiores àqueles referentes aos sedimentos argilosos sobrepostos e sotopostos, os quais apresentam compactação e densidade menores. Valores de raio gama comumente mostram também uma pequena queda no intervalo correspondente ao Membro Siri. A distribuição espacial e vertical desta unidade mostra poucas variações, com batimetria constante nos campos de Trilha e Enchova e mergulho bastante suave de rumo SE no campo de Bicudo. A espessura deste estrato é aproximadamente constante ao longo da seção, com leve adelgaçamento em direção à porção oriental da seção.

### 5.1.2 Seção Estratigráfica Enchova – Bicudo – Bonito

Com orientação N-S e composta por oito poços, a Seção Enchova – Bicudo – Bonito (Figura 20) foi confeccionada com o objetivo avaliar principalmente a variação vertical das unidades locais, bem como possibilitar a identificação de níveis turbidíticos

### SEÇÃO E - E' (Enchova - Bicudo - Bonito)



### LEGENDA

- Formação Emborê/Membro Siri (carbonatos algálicos)
- Formação Ubatuba (pelitos)
- Formação Carapebus (arenitos)
- Formação Outeiro (calcilitos)
- Formação Quissamã (calcarenitos e calcissiltitos)
- Formação Retiro (evaporitos)
- Grupo Lagoa Feia
- Reservatório (calcarenitos)
- Grupo Campos
- Grupo Macaé
- Discordância Oligoceno Superior

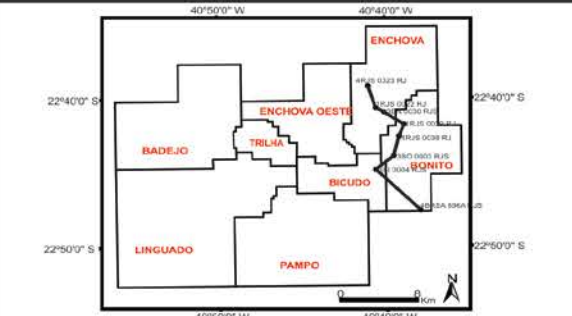


Figura 20: Seção Enchova - Bonito - Bicudo

comuns à porção leste da área de estudos. Apenas um dos poços desta seção (1RJS\_0022\_RJ) atinge as unidades aptianas, impossibilitando assim o estudo desse intervalo estratigráfico.

Dessa forma, a análise da seção se inicia pela porção superior da Formação Quissamã, constituída principalmente por calcarenitos e que exhibe a característica assinatura marcada por valores de raio gama inferiores a 50 gAPI. Seu comportamento estrutural é constante na maior parte da seção, exceto nos limites entre os campos de Enchova – Bonito e Bonito – Bicudo. Em ambos os casos, a Formação Quissamã mostra uma brusca mudança em sua posição estrutural, com abatimento da camada em direção ao campo de Bonito. Tais feições foram interpretadas como falhas de caráter normal, cujos blocos altos estão situados nos campos de Enchova e Bicudo. O último poço da seção (4BRSA\_896A\_RJS), situado no extremo sul de Bonito, evidencia que o mergulho geral da Formação Quissamã ocorre em direção à porção distal da bacia, com rumo SSE.

O topo do reservatório principal hospedado nesta unidade acompanha o contato entre as Formações Outeiro e Quissamã ao longo do campo de Enchova, sofrendo um rebaixamento batimétrico a partir do poço 1RJS\_0029\_RJ, voltando a acompanhar o mesmo contato na extremidade sul da seção. A presença da fácies reservatório no último poço da correlação não pôde ser constatada. Com base nos dados de resistividade e aqueles disponíveis nas pastas de poços, é possível verificar que este reservatório consiste num importante intervalo produtor de hidrocarbonetos na maioria dos poços desta seção (3EN\_0030\_RJS, 1RJS\_0029\_RJ, 4RJS\_0038\_RJ, 3BO\_0003\_RJS e BI\_0004\_RJS).

Sobreposta à Formação Quissamã, foi identificada a Formação Outeiro, marcada pelo padrão em “sino” observado nos perfis de raio gama, que representa a transição para uma sedimentação dominada por rochas de granulação fina (margas, calcilutitos e folhelhos). A principal característica constatada neste estrato foi a considerável redução em sua espessura a altura do poço 3EN\_0030\_RJS, de 120 m para cerca de 25 m, feição relacionada a um possível falhamento normal, indicado na porção norte da seção. A partir deste ponto, ocorre leve espessamento da camada na porção central da seção, situada na transição entre os campos de Enchova e Bonito, seguido de novo adelgaçamento, relacionado à presença de um provável falhamento normal.

Os folhelhos e pelitos da Formação Ubatuba recobrem a Formação Outeiro, exibindo valores de raio gama superiores a 65 gAPI. Em meio à Formação Ubatuba,

foram discernidos dois depósitos turbidíticos principais da Formação Carapebus, além de outros três que, por sua reduzida continuidade lateral, não foram detalhados.

Dados sísmicos, aliados a correlações locais disponíveis no trabalho de Baumgarten (1986), permitem identificar uma superfície erosiva à altura dos poços 3BO\_0003\_RJS e BI\_0004\_RJS, classificada como parte do *Canyon* de Enchova. Dessa maneira, os depósitos turbidíticos situados acima desta discordância datam do Oligoceno Superior ou mais recente, não sendo correlacionáveis aos depósitos eocênicos objetivados neste trabalho.

A camada arenosa situada a maiores profundidades ocorre exclusivamente nos poços localizados em meio ao campo de Bonito, exibindo uma espessura média de 25 m, com variação pouco significativa. O comportamento estrutural deste estrato acompanha aquele apresentado pelo topo do Grupo Macaé, com abatimento da seção em direção à porção oriental do campo e mergulho geral para SSE. Analisando-se a posição vertical e a espessura apresentada por este depósito turbidítico, bem como a morfologia das curvas de raio gama e densidade, é possível correlacioná-lo ao turbidito EO-01, estabelecido na Seção Enchova Oeste – Trilha – Bicudo. Dessa maneira, opta-se aqui por utilizar a mesma nomenclatura para este estrato.

O segundo pulso arenoso identificado possui a maior distribuição lateral observada na seção, não ocorrendo apenas na região no *Canyon* de Enchova. Este turbidito exibe significativas variações em sua espessura, mostrando-se inferior a 20 m no extremo sul da correlação, atingindo 100 m na porção central, localizada no campo de Bonito, e se adelgaçando em direção ao extremo sul do mesmo campo. O intervalo correspondente nos perfis de raio gama evidencia um padrão em caixa, enquanto os baixos valores de densidade (2,3 a 2,5 g/cm<sup>3</sup>) indicam boas porosidades. Valores de radioatividade superiores a 20 ohm.m referentes a este estrato estão presentes nos poços situados na porção central da seção, apontando um possível preenchimento por hidrocarbonetos neste intervalo. De maneira análoga ao discutido para o primeiro turbidito, a semelhança observada entre as características deste depósito arenoso da Formação Carapebus e àquelas relativas ao turbidito EO-02, delimitado na Seção Enchova Oeste – Trilha – Bicudo, permite classificar ambos como o mesmo estrato, atribuindo-se, por conseguinte, a mesma nomenclatura (EO-02).

Constatado em cinco dos oito poços desta seção, o terceiro depósito turbidítico mapeado exibe considerável variação em sua distribuição vertical, atingindo quase 70 m no poço 4RJS\_0038\_RJ, e adelgaçando-se em direção ao campo de Enchova, onde

apresenta espessuras pouco superiores a 10 m (poço 4RJS\_0323\_RJ). O padrão em caixa nos perfis de raio gama, característico dos turbiditos inseridos em meio aos litotipos pelíticos, está presente também neste pacote, cujo único poço produtor na seção analisada é aquele em que o turbidito mostra-se mais espesso (4RJS\_0038\_RJ).. Dados provenientes dos perfis compostos dos poços 3EN\_0030\_RJS e 1RJS\_0022\_RJ apontam que este estrato data do Oligoceno Inferior, sendo correlacionável ao chamado “Arenito Marlim”. Assim, embora apresente certa expressividade lateral e vertical, este pacote não será detalhado, pois não consiste no alvo de estudos deste trabalho.

O topo da coluna estratigráfica analisada em cada um dos poços é marcado pelo Membro Siri, da Formação Emborê. A distribuição lateral e vertical desta unidade se mostra bastante constante, com mergulho suave para SSE e adelgaçamento do pacote na mesma direção, variando de aprox. 100 m na porção setentrional da seção para menos de 70 m no extremo meridional.

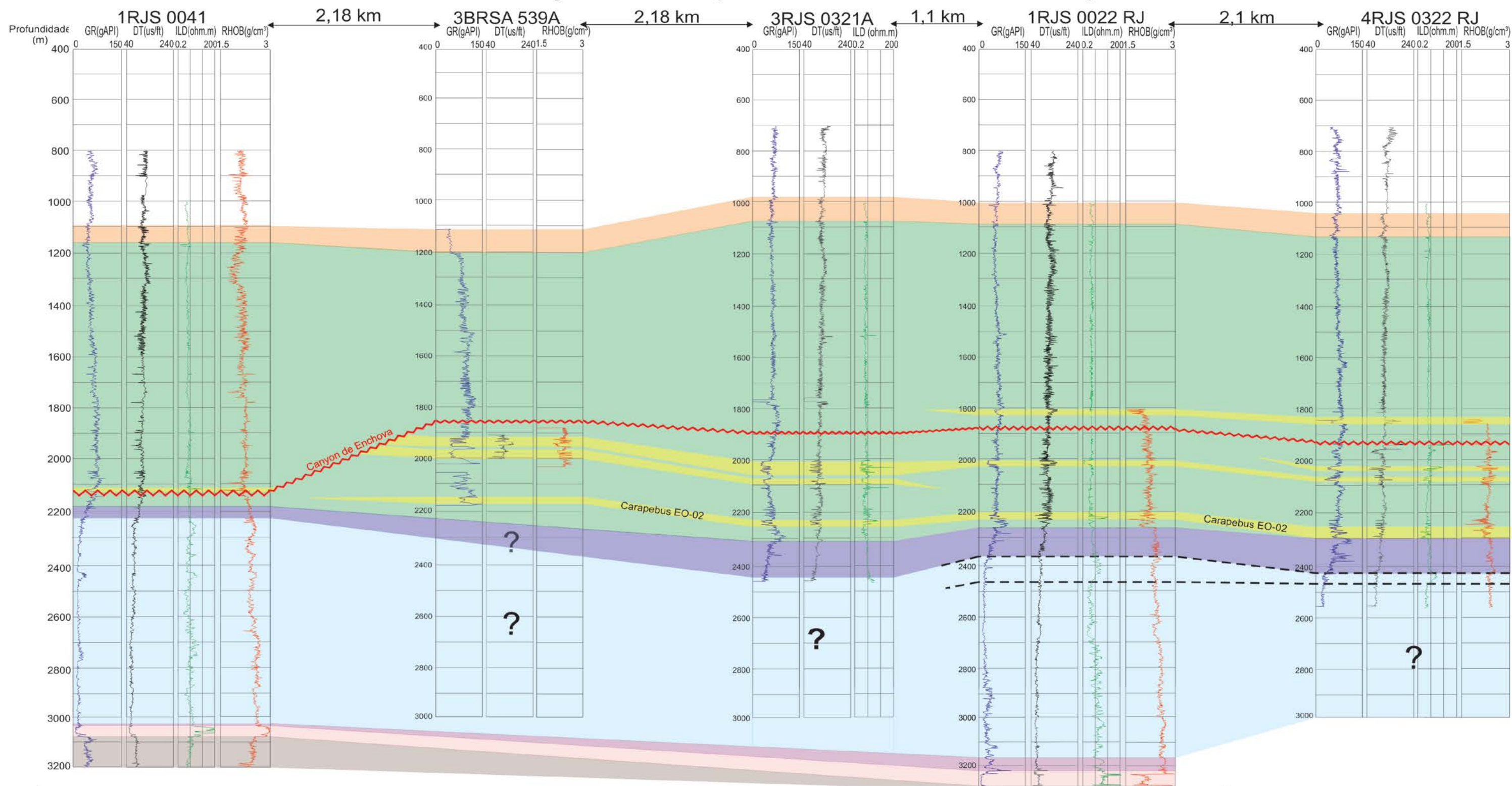
### 5.1.3 Seção Estratigráfica Enchova Oeste – Enchova

Esta seção possui orientação W-E, sendo composta por apenas cinco poços, dos quais dois (1RJS\_0041\_RJ e 1RJS\_0022\_RJ) atingem os litotipos aptianos, conforme evidenciado pela Figura 21. Seu principal intuito é verificar a continuidade lateral das litologias presentes, notadamente os estratos turbidíticos.

A primeira unidade discernida na seção foi a Formação Retiro, caracterizada por altos valores de resistividade ( $> 20$  ohm.m). Exibe mergulho de baixo ângulo rumo ao campo de Enchova, com espessamento da camada seguindo mesmo rumo. O perfil de densidade permite constatar que os depósitos evaporíticos presentes no poço 1RJS\_0041\_RJ são compostos exclusivamente por anidrita ( $\rho > 2,75$  g/cm<sup>3</sup>), ao passo que, no poço 1RJS\_0022\_RJ, a Formação Retiro consiste em camadas delgadas de anidrita no topo e na base, com predominância de halita ( $\rho = 2,3$  g/cm<sup>3</sup>) na maior parte da unidade.

Acima dos depósitos evaporíticos, foi identificado o Membro Búzios, constituído por dolomitos que compõem a base da Formação Quissamã. A distribuição vertical desta unidade evidencia um mergulho que acompanha a camada salina sotoposta, de rumo E. A variação de espessura dos dolomitos é marcante, aumentando de 10 m no campo de Enchova Oeste, para 50 m em Enchova.

# SEÇÃO D - D' (Enchova - Enchova Oeste)



## LEGENDA

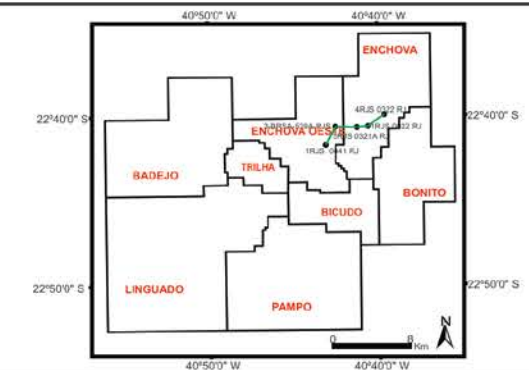
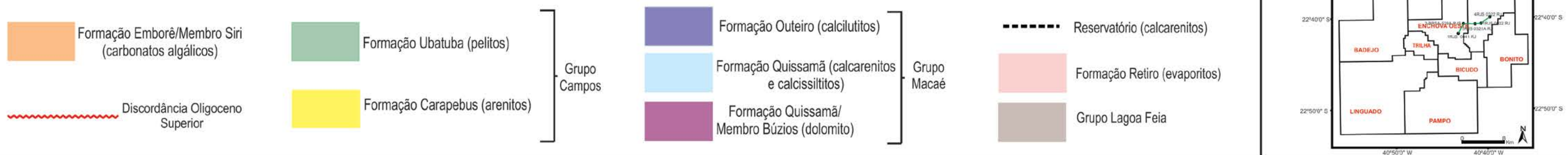


Figura 21: Seção Enchova Oeste - Enchova

Os calcarenitos da Formação Quissamã, sobrepostos à base dolomitizada da unidade, mostram um comportamento estrutural relativamente constante, com leve mergulho de rumo E. A fácies reservatório principal desta unidade tem seu topo marcado pelo contato entre as formações Quissamã e Outeiro, acompanhando sua posição estrutural. A espessura deste reservatório mostra um significativo adelgaçamento em direção à porção oriental do campo de Enchova, reduzindo-se de 80 m para cerca de 30 m nos dois últimos poços da seção.

Atuando como rocha selante para o reservatório calcarenítico, os calcilutitos e margas da Formação Outeiro foram identificados por meio do característico padrão em sino presente nos perfis de radioatividade. Acompanhando a orientação da Formação Quissamã, esta unidade mostra um mergulho suave de rumo leste, com espessamento aproximado de 70 m na mesma direção, entre os extremos oeste e leste da correlação.

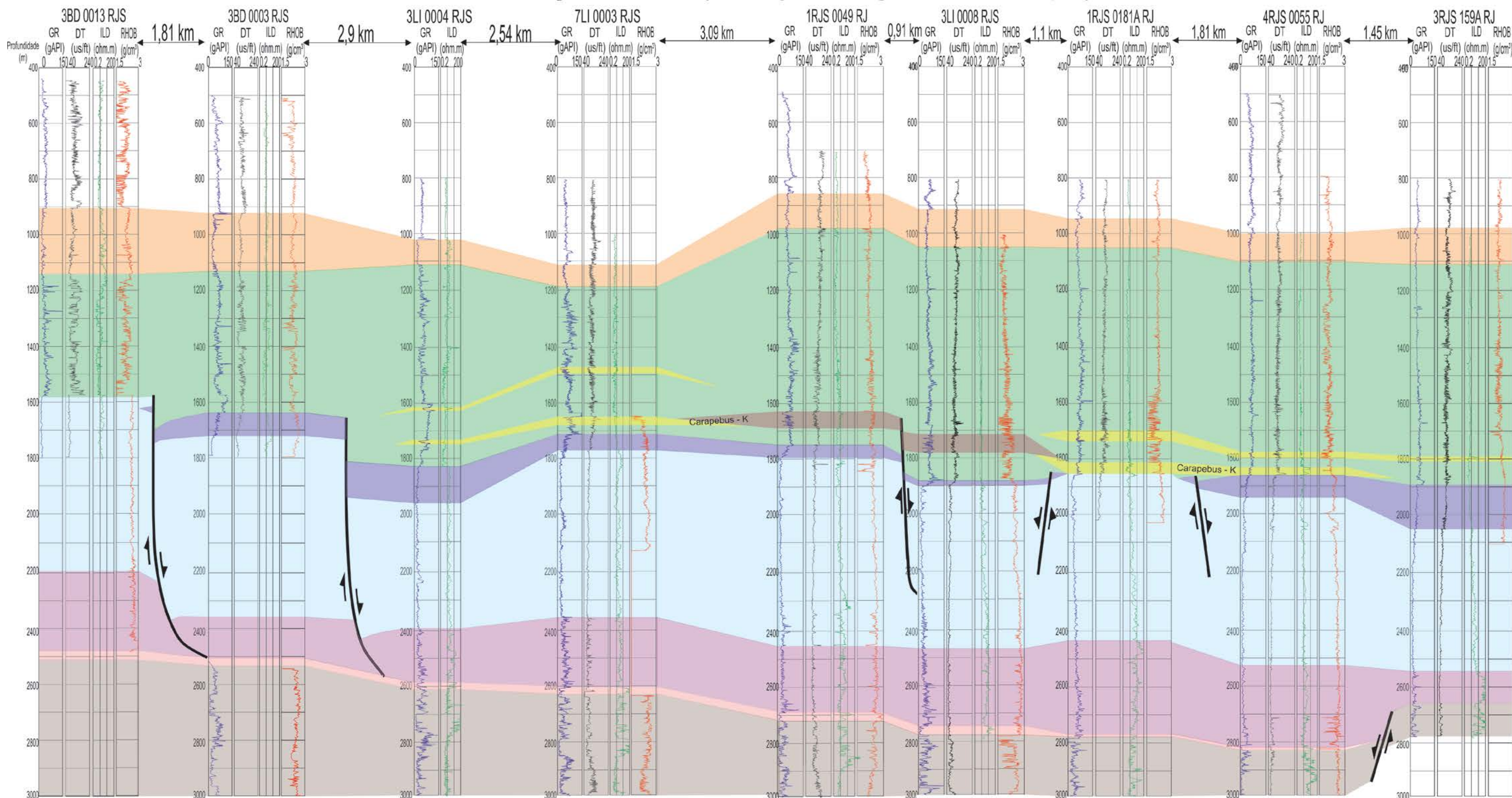
Representando a sedimentação francamente marinha, os folhelhos da Formação Ubatuba estão marcados como espessos depósitos sobrepostos ao Grupo Macaé, caracterizados por valores de raio gama superiores a 65-70 gAPI. Intercalados a estes pelitos, foi identificado dois depósitos turbidíticos expressivos da Formação Carapebus, além de outros dois corpos isolados. O primeiro pacote arenoso principal, situado logo acima do Grupo Macaé, corresponde ao turbidito EO-02, já delimitado no poço 1RJS\_0022\_RJ em meio à seção Enchova – Bicudo – Bonito. O segundo pacote arenoso expressivo foi constatado no mesmo poço e seção anteriormente citados, apresentando idade oligocênica (“Arenito Marlim”). Desta forma, este depósito não será detalhado no presente trabalho.

O topo do intervalo analisado nos poços da seção equivale à Formação Emborê, Membro Siri, cuja assinatura característica consiste em aumentos de velocidade bem marcados nos perfis sônicos. Esta unidade mostra uma pequena variação em sua espessura, com adelgaçamento rumo ao campo de Enchova Oeste, e mergulho baixo de rumo oeste.

#### 5.1.4 Seção Estratigráfica Badejo – Linguado – Pampo

Composta por um total de nove poços (todos os quais atingem a sequência aptiana), esta seção possui orientação NW-SE (Figura 22), possibilitando uma análise referente ao comportamento estrutural e distribuição espacial das unidades abordadas.

# SEÇÃO A - A' (Badejo - Linguado - Pampo)



## LEGENDA

- Formação Emborê/Membro Siri (carbonatos algálicos)
- Formação Carapebus (diamictitos)

- Formação Ubatuba (pelitos)
- Formação Carapebus (arenitos)

- Formação Outeiro (calcilitos)
  - Formação Quissamã (calcarenitos e calcissilitos)
  - Formação Quissamã/Membro Búzios (dolomito)
- } Grupo Campos } Grupo Macaé

- Reservatório (calcarenitos)
- Formação Retiro (evaporitos)
- Grupo Lagoa Feia

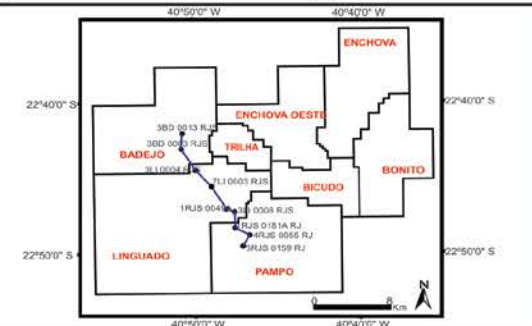


Figura 22: Seção Badejo - Linguado - Pampo

Novamente, a primeira camada identificada foi a Formação Retiro, composta pelos depósitos evaporíticos de assinatura marcante nos perfis resistividade e densidade. Mostram um claro mergulho de baixa intensidade ( $< 2^\circ$ ) para sudeste, com rebaixamento batimétrico do campo de Badejo ao de Pampo. No mesmo sentido, ocorre a diminuição da espessura da formação, de 20 a 25 m nos campos de Badejo e Linguado, para 5 a 10 m no campo de Pampo, chegando a estar ausente no poço situado ao extremo sudeste da seção (3RJS\_0159A\_RJ). Tal fato, aliado a uma brusca inversão do mergulho da seção aptiana, de SE para NW entre os dois últimos poços da correlação, funcionam como indícios ao posicionamento de um falhamento normal nessa área, conforme expresso na Figura 4. É importante ressaltar que a delimitação desta unidade nos poços 3BD\_0003\_RJS e 3BD\_0013\_RJS foi realizada com base nas informações presentes nas respectivas pastas de poços, uma vez que os registros geofísicos equivalentes à profundidade de ocorrência dos evaporitos estão ausentes.

Sobrepostos à Formação Retiro, os dolomitos que compõem o Membro Búzios foram delimitados de acordo com a mudança no padrão de registros dos perfis de resistividade e radioatividade, os quais tendem a exibir valores caóticos, com maiores oscilações. A delimitação desta unidade nos poços do campo de Badejo foi também dependente dos dados das respectivas pastas de poço, uma vez que as curvas geofísicas estão ausentes nesse intervalo, de forma análoga ao ocorrido com a Formação Retiro. De modo geral, é possível apontar uma variação vertical positiva para os dolomitos à medida que se avança do campo de Badejo para o de Pampo, com aumento significativo de espessura nos poços deste último campo, chegando a atingir 330 m. O Membro Búzios apresenta um mergulho geral que acompanha aquele exibido pela seção aptiana; no entanto, a considerável variação no topo desta unidade entre os dois poços do campo de Badejo, e próxima ao limite entre Badejo-Linguado, permite posicionar duas falhas lítricas na região, cuja influência é observada também nas camadas superior (Topo da Formação Quissamã e Formação Outeiro). O caráter lítrico do falhamento está relacionado ao fato de a sequência aptiana não ser afetada pela provável feição estrutural, conforme evidenciado pelo mergulho apresentado pelo Grupo Lagoa Feia, que se mostra de baixo grau.

A porção superior da Formação Quissamã, caracterizada pela predominância de calcarenitos, mostra espessuras que variam de aprox. 650 m (campo de Badejo) a 430 m (poço 3LI\_0004\_RJS), não sendo clara, na seção, uma direção específica de adelgaçamento dessa unidade. A principal fácies reservatório, situada próxima ao contato entre as Formações Quissamã e Outeiro, mostra uma variação pouco

significativa em sua espessura, acompanhando de maneira geral a configuração do topo dos calcarenitos. De acordo com os perfis de resistividade, os poços 7LI\_0003\_RJS e 1RJS\_0049\_RJ mostram os maiores potenciais para a produção de hidrocarbonetos neste intervalo.

Quanto aos aspectos estruturais, a tendência geral consiste num mergulho suave de rumo sudeste, com rebaixamento do topo da unidade no sentido Badejo - Pampo. No entanto, várias feições estruturais afetam este intervalo, incluindo os falhamentos lístricos entre os poços 3BD\_0013\_RJS e 3BD\_0003\_RJS e entre este e o poço 3LI\_0004\_RJS. Na região limítrofe entre os campos de Linguado e Pampo, as variações expressivas nas cotas que marcam o topo da Formação Quissamã, bem como da espessura apresentada pela Formação Outeiro, permitem estabelecer um conjunto de falhamentos normais que afetam a área. Este gera o abatimento da seção à altura do poço 3LI\_0008\_RJS, e seu soerguimento no poço 1RJS\_0181A\_RJ, formando um sistema *graben-horst* local.

Os calcilutitos e margas da Formação Outeiro, ou “Seção Bota”, recobrem a Formação Quissamã, e apresentam notável heterogeneidade ao longo da seção. Esta unidade se mostra ausente no poço 3BD\_0013\_RJS, um efeito possivelmente relacionado ao soerguimento local gerado pelo falhamento lístrico, o que teria promovido a erosão do pacote equivalente à Formação Outeiro. Na transição entre os campos de Badejo e Linguado, a Seção Bota exhibe significativa espessura, entre 90 e 130 m, adelgaçando-se no sentido SE, até estar ausente no poço 1RJS\_0181A\_RJ, no campo de Pampo. Já na porção final da seção, situada em seu extremo sudeste e abatida pelo sistema de falhamentos na região limítrofe entre os campos de Pampo e Linguado, a Formação Outeiro atinge sua máxima espessura, chegando a quase 150 m no poço 3RJS\_0159A\_RJ.

Capeando o Grupo Macaé, foram discernidos os folhelhos da Formação Ubatuba, em meio aos quais ocorrem corpos arenosos, de natureza turbidítica, pertencentes à Formação Carapebus.

A análise da Seção Badejo – Linguado – Pampo permitiu identificar um pulso arenoso principal, de ampla distribuição lateral, ausente apenas nos poços do campo de Badejo e no extremo sudeste da seção. A configuração estrutural desta camada acompanha aproximadamente aquela do Grupo Macaé, com leve mergulho de rumo sudeste. Sua espessura é máxima na região central da seção, onde totaliza quase 70 m, atingindo o menor valor no poço 3LI\_0004\_RJS (entre 15 e 20 m).

Nos poços 1RJS\_0049\_RJ e 3LI\_0008\_RJS, o depósito turbidítico aqui caracterizado é composto por espessos diamictitos, confirmados pelas informações nos perfis compostos e pastas de poço, além do padrão observado nos perfis de radioatividade. Estes mostram uma maior oscilação, indicando ampla presença de litotipos pelíticos em meio às areias turbidíticas, o que confere baixo potencial de reservatório aos pacotes delimitados nessa região.

Com base em dados observados nas pastas dos poços 3LI\_0004\_RJS e 1RJS\_0181A\_RJ, é possível estabelecer uma idade cretácica ao depósito turbidítico principal da Seção Badejo – Linguado – Pampo. Neste contexto, opta-se aqui por denomina-lo CR-01.

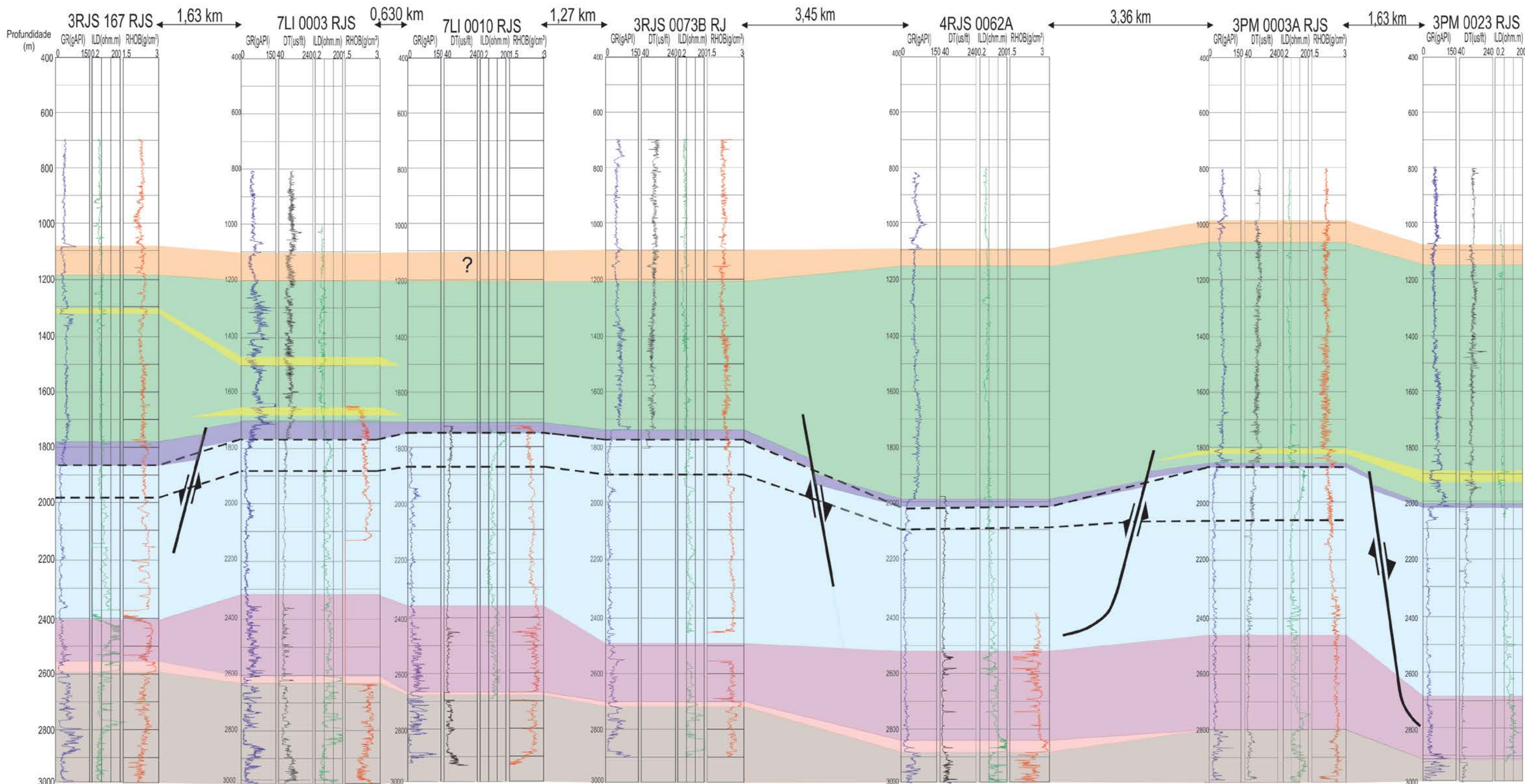
Atuando como marco do Oligoceno Superior, o Membro Siri da Formação Emborê exibe espessura maior nesta porção da bacia, especialmente no campo de Badejo, onde chega a atingir espessuras de quase 240 m. Sua configuração geral evidencia um adelgaçamento da camada rumo à região central da seção (campo de Linguado), onde há uma inversão do mergulho geral observado (de SE para NW) e uma considerável elevação no topo da unidade. A partir deste ponto, a espessura apresentada pelo Membro Siri se mantém aproximadamente constante ao longo do restante da seção, retomando-se o suave mergulho de rumo sudeste. As mudanças observadas na região central da correlação podem representar a influência de um falhamento relacionado a uma tectônica recente, hipótese que poderá ser confirmada por meio da análise sísmica regional.

#### 5.1.5 Seção Estratigráfica Linguado – Pampo

Esta seção foi confeccionada por meio da análise dos registros de sete poços, apresentando orientação geral WNW – ESE (Figura 23). Seu estudo visa caracterizar a continuidade e distribuição lateral dos litotipos nos campos considerados.

Os evaporitos da Formação Retiro mapeados ao longo desta correlação exibem baixo mergulho de rumo ESE, acompanhando a tendência geral observada na bacia. Sua espessura diminui à medida que se avança em direção ao campo de Pampo, inicialmente perfazendo cerca de 40 m no poço 3RJS\_0167\_RJ e atingindo 15 m à altura do poço 3RJS\_0073B\_RJ. Entretanto, esta unidade se espessa na transição entre os campos de Linguado e Pampo, atingindo novamente 40 m na base do poço 4RJS\_0062A\_RJ, estando ausente nos dois últimos poços da seção.

# SEÇÃO B - B' (Linguado - Pampo)



## LEGENDA

Formação Emborê/Membro Siri (carbonatos algálicos)

Formação Carapebus (diamictitos)

Formação Ubatuba (pelitos)

Formação Carapebus (arenitos)

Grupo Campos

Formação Outeiro (calcilutitos)

Formação Quissamã (calcarenitos e calcissiltitos)

Formação Quissamã/Membro Búzios (dolomito)

Grupo Macaé

Reservatório (calcarenitos)

Formação Retiro (evaporitos)

Grupo Lagoa Feia

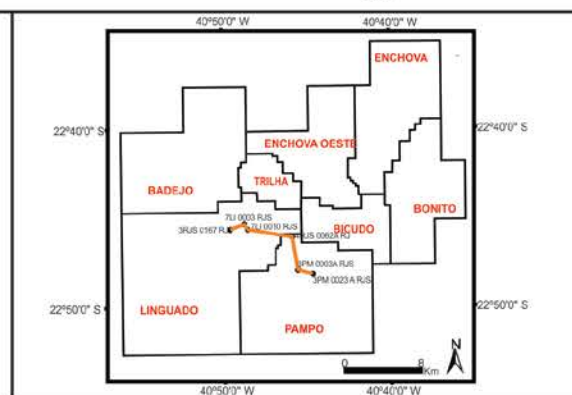


Figura 23: Seção Linguado - Pampo

Sobrepostos aos depósitos evaporíticos, os dolomitos que compõem o Membro Búzios, porção basal da Formação Quissamã, têm sua configuração estrutural acompanhando aquela exibida pela Formação Retiro. As maiores espessuras verificadas para estes litotipos ocorrem no nordeste do campo de Linguado e noroeste de Pampo, chegando a superar 300 m.

A porção da Formação Quissamã, marcado pela presença de calcarenitos, mostra uma leve tendência de espessamento rumo à região leste da seção, chegando a atingir 700 m na área limítrofe entre Pampo e Linguado. A batimetria desta unidade evidencia a existência de um alto na porção nordeste do campo de Linguado, que inclui os poços 7LI\_0003\_RJS, 7LI\_0010\_RJS e 3RJS\_0073B\_RJ. Tal feição equivale a um *horst* delimitado por falhamentos normais que afetam apenas os litotipos albianos, conforme evidenciado na seção. Avançando em direção ao campo de Pampo, percebe-se que novo falhamento normal soergue a Formação Quissamã na porção central do campo de Pampo (extremo leste da seção, poço 3PM\_0003A\_RJS), criando assim um conjunto *horst-gráben-horst*, claramente ilustrado na Figura 23.

É notável o comportamento do reservatório localizado na porção superior desta unidade, que ocorre acompanhando o contato com a Formação Outeiro ao longo de toda a seção. Sua espessura mostra-se constante até o campo de Pampo, perfazendo cerca de 100 m; sofre uma significativa redução no poço 4RJS\_0062A\_RJ (aprox. 50 m), espessando-se novamente rumo ao poço seguinte, onde atinge sua máxima distribuição vertical (cerca de 190 m).

A Formação Outeiro, sobreposta à Formação Quissamã, acompanha o contorno estrutural desta última, exibindo claro adelgaçamento em direção ao campo de Pampo, com diminuição de 85 m no extremo WNW da seção para menos de 20 m na porção ESE.

Acima desta unidade, situam-se os espessos depósitos pelíticos da Formação Ubatuba, cujas espessuras tendem a aumentar em direção ao campo de Pampo. Os turbiditos da Formação Carapebus inseridos em meio a esta unidade não mostram representatividade significativa na seção considerada, limitando-se a ocorrências nos poços situados em ambos os extremos da seção. Dessa maneira, pode-se inferir que o turbidito CR-01, definido na seção Badejo – Linguado – Pampo, mostra uma distribuição muito reduzida no sentido E-W, uma vez que, na Figura 23, sua presença foi comprovada apenas no poço 7LI\_0010\_RJS.

O Membro Siri da Formação Emborê, marco do Oligoceno Superior, apresenta baixa variação estrutural, mostrando-se mais elevado à altura do poço 3PM\_0003A\_RJS. Tal fato pode ser um indício de que os falhamentos posicionados próximos a essa localidade atinjam



A distribuição dos depósitos evaporíticos evidencia o adelgaçamento destes campo de Badejo e porção nordeste do campo de Linguado, espessando-se em direção à porção nordeste da área estudada (campos de Enchova e Enchova Oeste). As isópacas desta unidade mostram significativa variação no campo de Pampo (SW da Figura 6), com espessura de aproximadamente 35 m na porção NW do campo (poço 1RJS\_0065\_RJ), que rapidamente se adelgaçam rumo ao extremo meridional da área, estando ausente nos poços 3PM\_0003A\_RJS e 3PM\_0023A\_RJS. A ausência de dados referentes à camada salina nos campos de Bonito e Bicudo inviabiliza a obtenção de resultados nessa região.

A Figura 25 ilustra o mapa de isópacas referente ao Membro Búzios, seção basal da Formação Quissamã, registrado de forma completa num total de 20 poços. A razão para confecção deste mapa reside no fato de o Membro Búzios constituir um reservatório secundário nos campos de Badejo e Linguado.

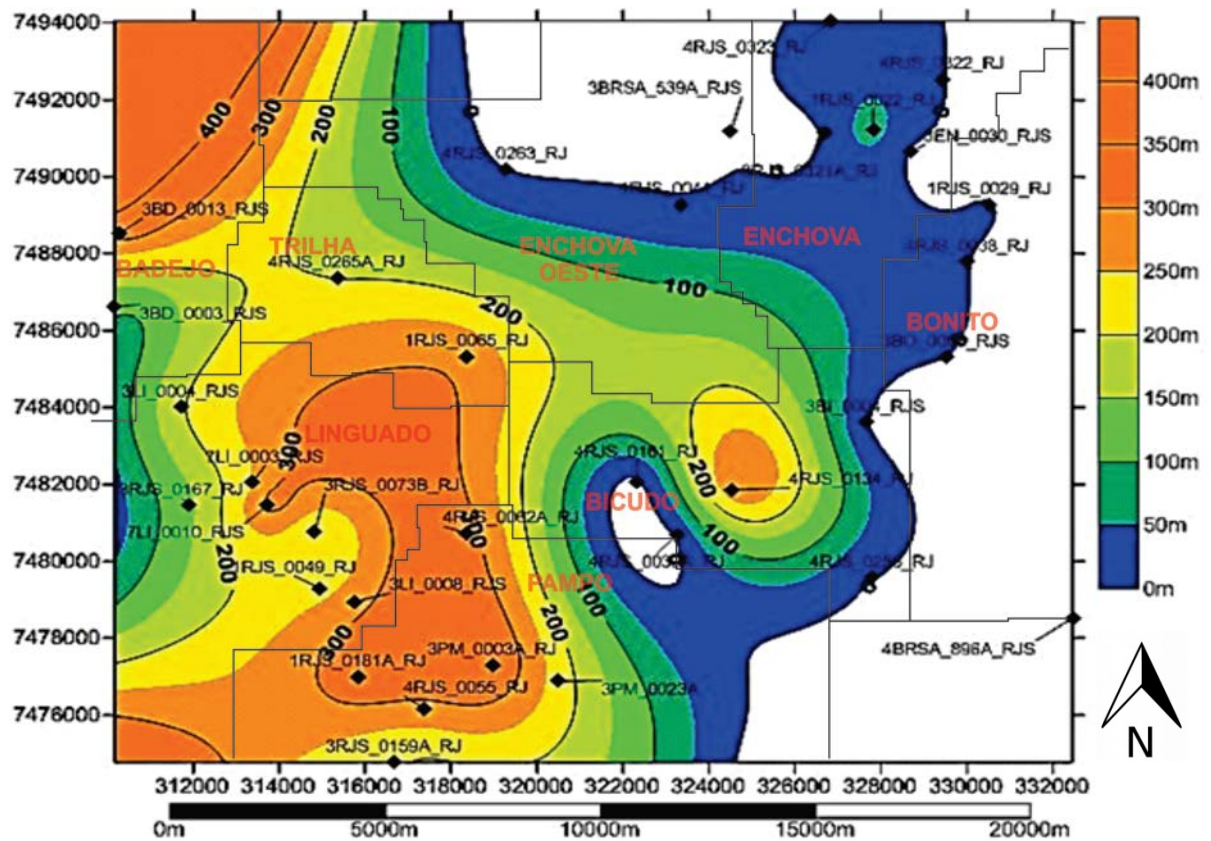


Figura 25: Mapa de isópacas do Membro Búzios.

Como evidenciado na Figura 25, o Membro Búzios exibe claro adelgaçamento em direção às porções distais da bacia, variando de espessuras na ordem de 400 m em Badejo e Linguado, para menos de 50 m em Enchova, Bonito e extremo sul de Pampo. É notável a significativa redução da espessura desta unidade entre os poços 3BD\_0003\_RJS e

3BD\_0013\_RJS, mantendo-se pouco espessa até o poço 3RJS\_0167\_RJ, no campo de Linguado.

O terceiro mapa elaborado reflete a distribuição vertical da Formação Quissamã, expressa na Figura 26. Optou-se aqui por considerar apenas a seção acima do Membro Búzios, a qual hospeda o principal reservatório calcarenítico da bacia. Embora esta unidade esteja presente em 33 dos 34 os poços analisados, apenas 20 a exibem de maneira completa, sendo estes utilizados na elaboração dos mapas.

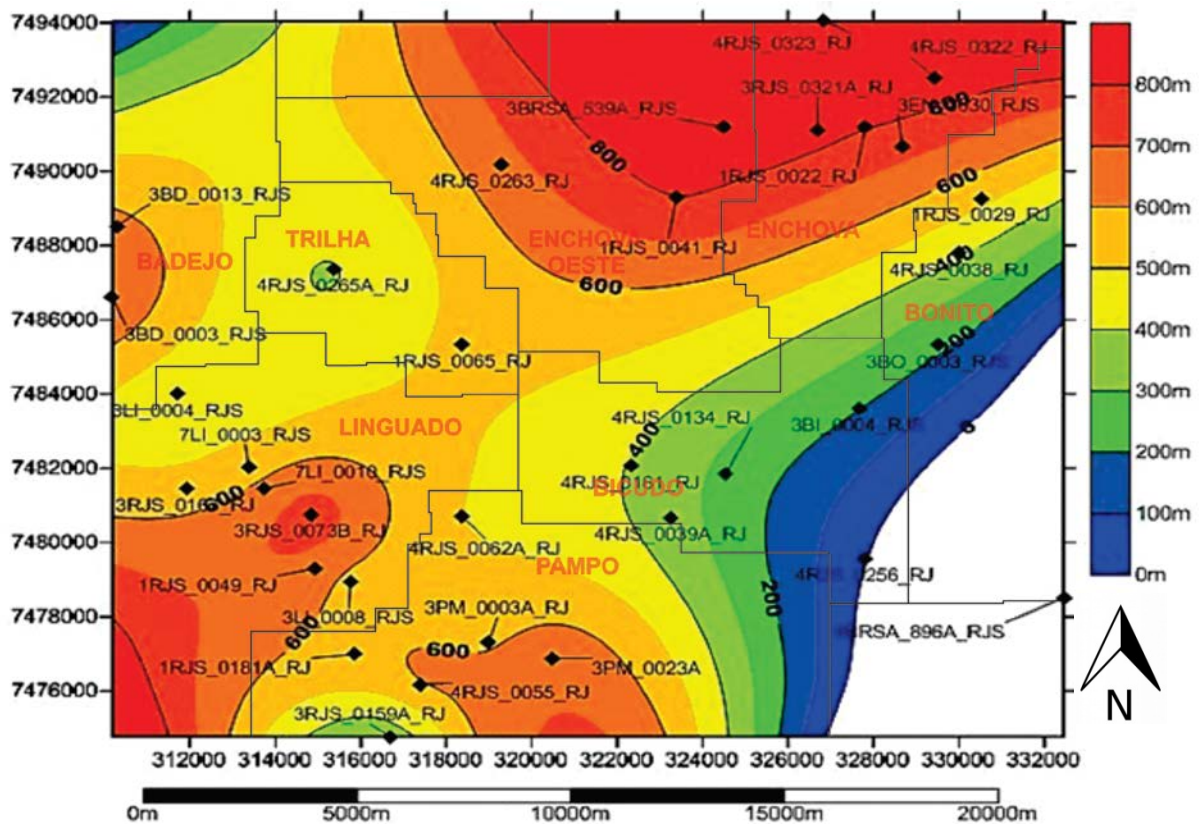


Figura 26: Mapa de isópacas referente à porção superior da Formação Quissamã.

A distribuição das isópacas relativas à seção superior da Formação Quissamã apresenta um evidente adelgaçamento desta unidade na porção central da região estudada, que corresponde ao campo de Trilha e porção ocidental do campo de Enchova Oeste. Os campos de Bocado e Bonito também exibem uma distribuição vertical menos expressiva desta unidade. Por outro lado, suas maiores espessuras concentram-se nas áreas regiões nordeste do campo de Linguado e central do campo de Enchova.

Para a avaliação dos depósitos turbidíticos, foram confeccionados três mapas de isópacas, cada um referente a um dos turbiditos classificados anteriormente, com base na análise das seções estratigráficas que compõem o item 5.1. O primeiro destes mapas é

referente ao turbidito Carapebus - K, que ocorre em seis poços, estando expresso na Figura 27.

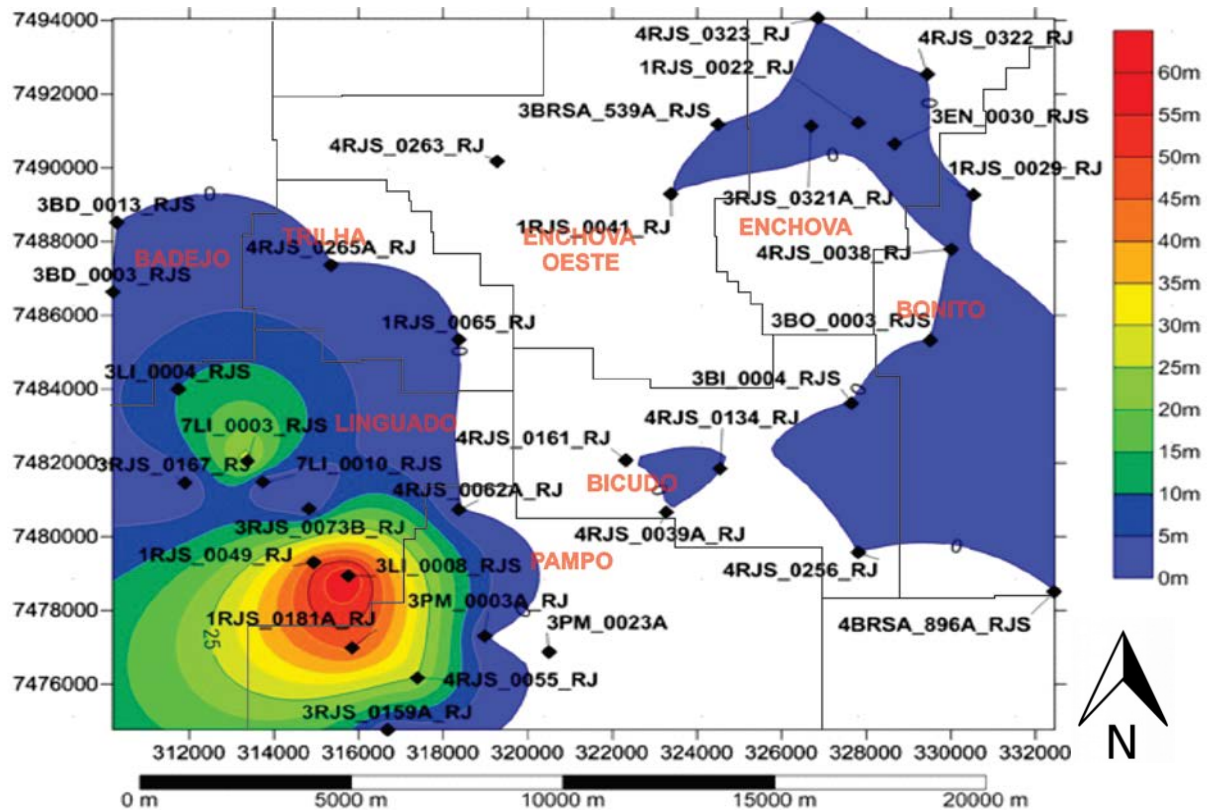


Figura 27: Mapa de isópacas relativo ao depósito turbidítico Carapebus - K.

O mapa de isópacas referente ao depósito turbidítico Carapebus - K mostra duas localidades de maior espessura, com a principal situada na região central dos campos de Pampo e Linguado. A distribuição observada permite inferir que a área fonte deste pulso arenoso situa-se na região norte do campo de Linguado, próxima ao limite entre Badejo e Linguado.

O segundo depósito turbidítico identificado nas correlações estratigráficas foi denominado EO-01, de idade eocênica. Mostra expressividade superior ao turbidito Carapebus - K, sendo registrado num total de sete poços. A distribuição de suas espessuras está expressa na Figura 28, mostrada a seguir.

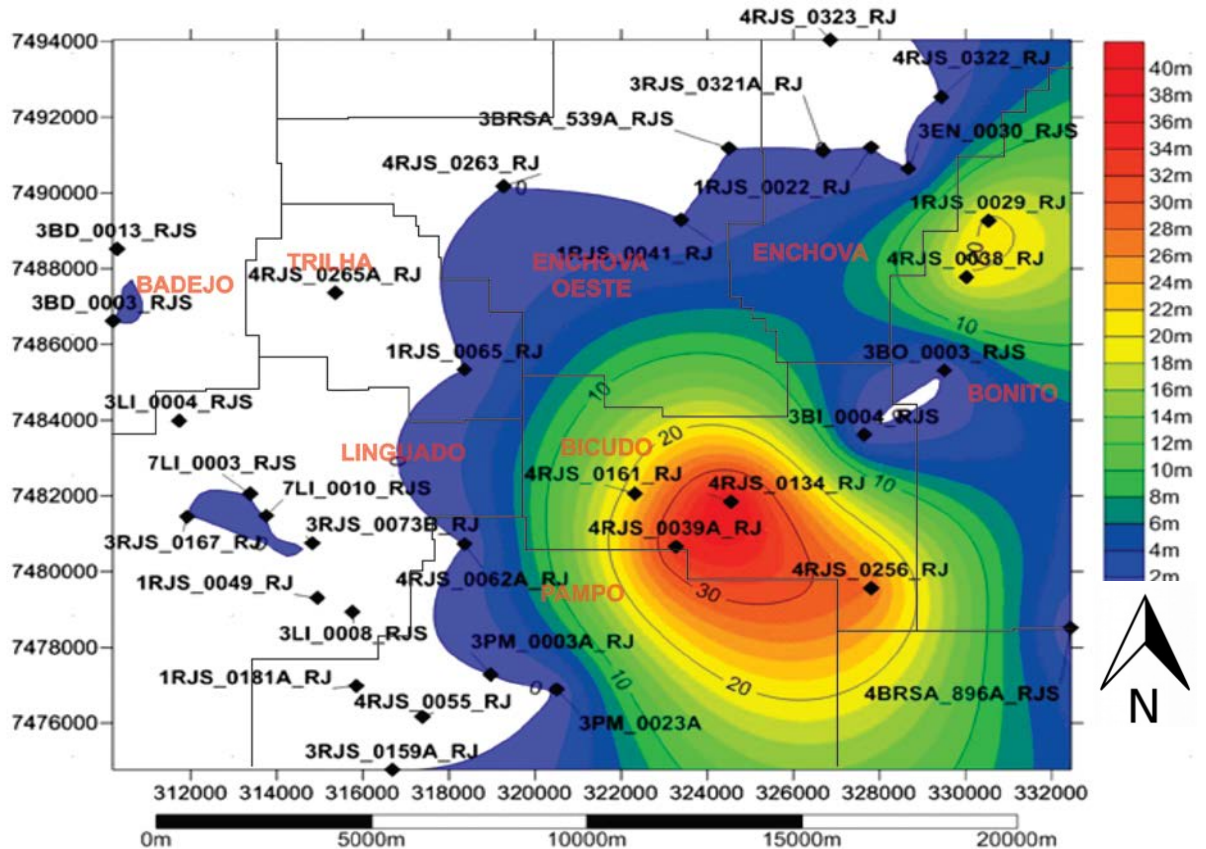


Figura 28: Mapa de isópacas elaborado para o turbidito EO-01.

As maiores espessuras constatadas para o depósito EO-01 ocorrem na região sudeste da área estudada, situada na zona central do campo de Bicudo. A distribuição das isópacas indica adelgaçamento da camada arenítica em direção à região distal deste mesmo campo, permitindo inferir uma área fonte posicionada a NNW, possivelmente no campo de Enchova.

Constituindo o depósito turbidítico de maior relevância na área estudada, o turbidito EO-02 foi constatado em 17 poços, sendo também aquele que apresenta o maior número de prováveis ocorrências de hidrocarbonetos dentre todos os turbiditos identificados. O mapa de isópacas referente a este estrato segue expresso na Figura 29.

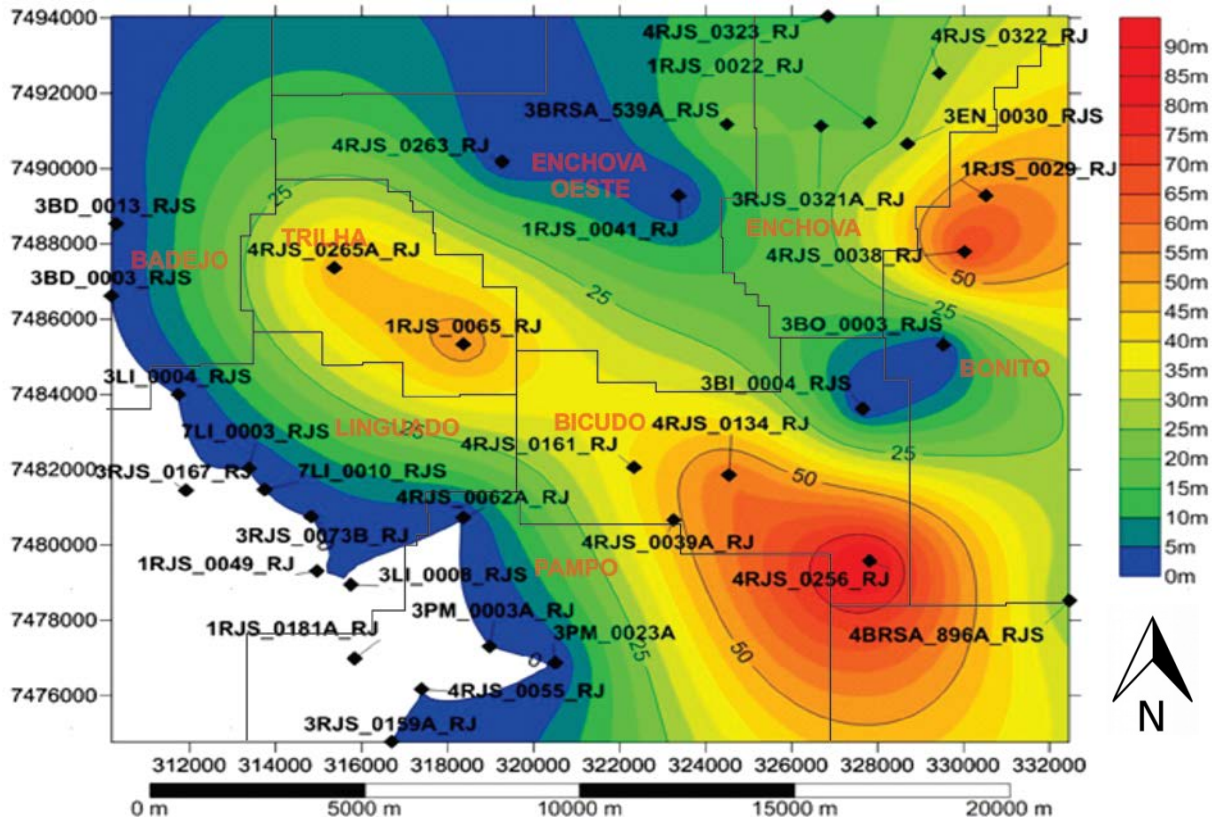


Figura 29: Mapa de isópacas relativo ao turbidito EO-02.

A distribuição das espessuras para o turbidito EO-02 evidencia que a maior relevância vertical deste depósito ocorre na porção sudeste da área estudada, situada nos campos de Bicudo e Bonito. Com base na posição da paleolinha de costa da Bacia de Campos, é provável que a área-fonte do turbidito EO-02 se localize no extremo noroeste da região analisada, fato corroborado pela tendência ao espessamento do depósito arenoso no sentido NW-SE. Neste contexto, a provável área fonte corresponderia à região limítrofe entre os campos de Trilha e Badejo.

### 5.3 Interpretação Sísmica

A análise dos dados sísmicos 2D e 3D possibilitou o mapeamento contínuo dos níveis estratigráficos de interesse na área estudada, permitindo também a identificação das principais feições estruturais que controlam a distribuição espacial destas camadas.

Optou-se por diferenciar nestas seções os horizontes equivalentes à Formação Cabiúnas, Topo e Base da Formação Retiro, Topo das Formações Outeiro e Quissamã, bem como aos depósitos turbidíticos presentes em cada linha interpretada, tomando-se como

referência aqueles diferenciados nas correlações estratigráficas (K, EO-01, EO-02). O Membro Siri, da Formação Emborê, também foi identificado nos dados sísmicos.

O horizonte referente à Formação Cabiúnas foi delimitado seguindo-se a base do último refletor bem marcado nas seções, visto que há considerável diferença na impedância acústica das rochas basálticas em relação à sequência clástico-carbonática do Grupo Lagoa Feia, além de uma acentuada queda na resolução do dado sísmico em rochas cristalinas.

O Grupo Lagoa Feia é representado por uma sucessão de refletores plano-paralelos, cuja amplitude alterna entre positiva e negativa, em função da intercalação entre litotipos arenosos, carbonáticos e pelíticos existentes nesta unidade. A base da Formação Retiro corresponde a um destes refletores, enquanto o topo da camada evaporítica é representado por um refletor bem marcado, cuja geometria apresenta-se menos retilínea, em função da movimentação da camada salina.

Em contraste ao padrão observado para o Grupo Lagoa Feia, os horizontes sísmicos relativos à Formação Quissamã mostram amplitude e geometria variáveis, refletindo a morfologia dos bancos carbonáticos e sua variação faciológica, bem como a influência da movimentação halocinética na distribuição espacial desta unidade. O topo da Formação Outeiro segue padrão similar quanto à forma dos refletores, embora a variação de amplitudes seja menor, geralmente prevalecendo valores negativos.

Os depósitos turbidíticos da Formação Carapebus de idade cretácica (K) caracterizam-se por apresentarem, tanto para os refletores de base quanto de topo, valores de amplitude negativos. O mesmo ocorre com os horizontes sísmicos referentes ao depósito turbidítico EO-01, que se apresentam como superfícies de coloração escura. No entanto, os refletores que delimitam o turbidito EO-02 correspondem a horizontes de tons claros, menos evidentes nos dados sísmicos. O Membro Siri é de fácil identificação nas seções, representado tanto em sua base quanto no topo por refletores contínuos e de geometria retilínea, predominando amplitudes negativas.

### 5.3.1 Seções Sísmicas

Com o objetivo de ilustrar as principais estruturas e feições interpretadas ao longo das linhas 2D e 3D analisadas, foram selecionadas três seções sísmicas, das quais duas estão localizadas na região dos campos de Pampo, Linguado e Trilha, enquanto a terceira compreende a porção sul de Bonito.

A primeira destas linhas, denominada de 48\_0358, tem orientação E-W, consistindo assim numa seção *strike* que atravessa os campos de Pampo e Linguado, conforme expresso na Figura 30.

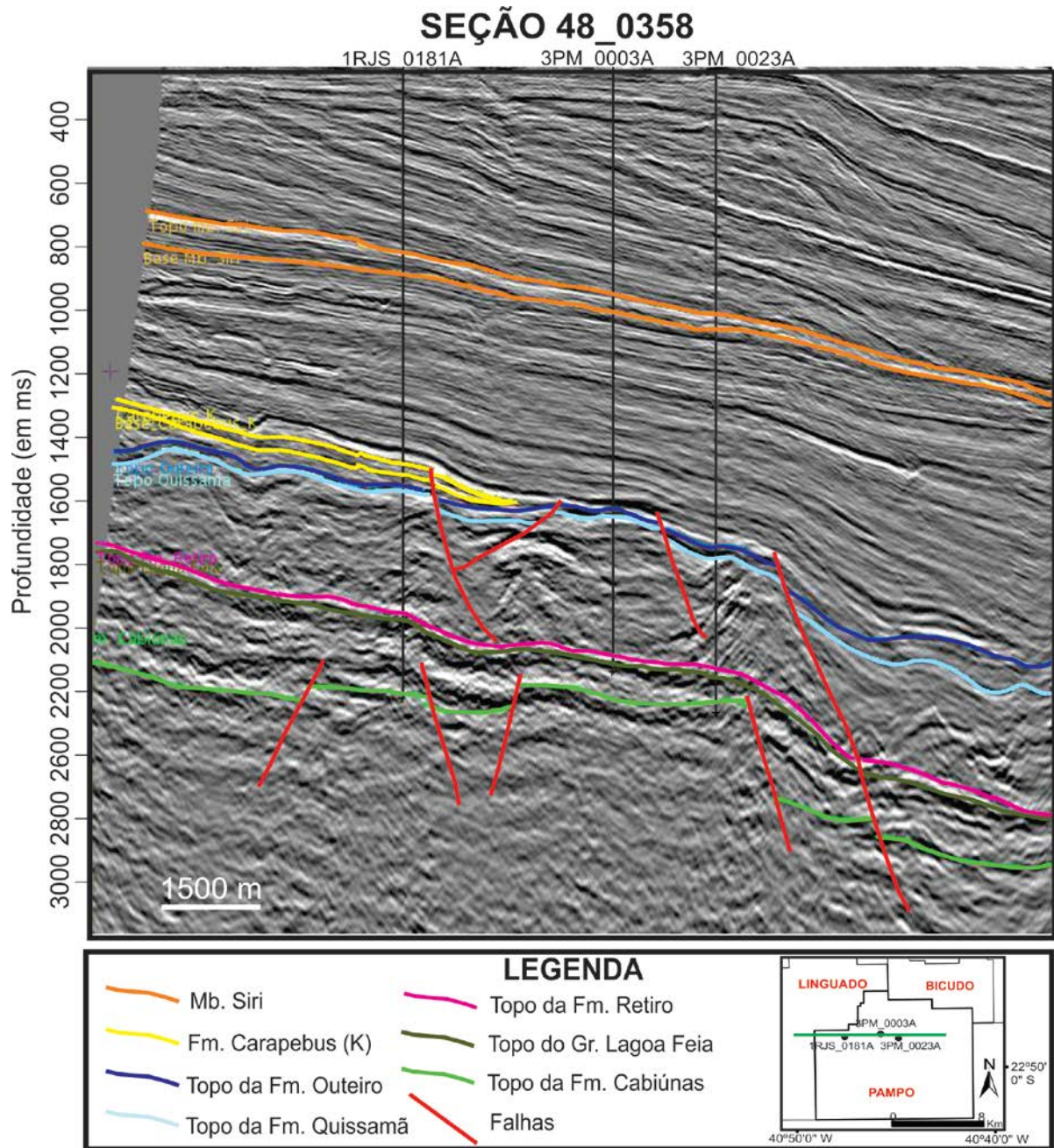


Figura 30: Seção sísmica 48\_0358 interpretada.

É possível discernir dois padrões estruturais que caracterizam a linha analisada: falhamentos lítricos predominam nos carbonatos do Grupo Macaé, enquanto falhas normais planares, de mergulho elevado, consistem nas principais feições existentes ao nível da Formação Cabiúnas e Grupo Lagoa Feia. Na porção leste, um falhamento sintético que atravessa tanto a seção aptiana quanto a albiana demarca o limite entre os campos de Bicudo e Pampo, abatendo o bloco a leste (região de Bicudo) e, assim, justificando o significativo desnível observado quando são comparados os poços destes dois campos.

A sucessão de falhamentos normais sintéticos e antitéticos que afetam os basaltos da Formação Cabiúnas é o fator condicionante à variação de espessura da seção rifte, que

demonstra claro adelgaçamento à altura dos poços 3PM\_0003A e 3PM\_0023A, situados num *horst* ao nível do embasamento. Conforme será discutido mais a frente neste trabalho, tal estrutura corresponde ao Alto de Pampo.

Observa-se para a seção albiana uma tendência geral de leve abatimento das unidades de oeste para leste, corroborando o mergulho geral SSE constatado nos mapas e correlações estratigráficas apresentados nos itens 5.1 e 5.2, respectivamente. Um falhamento lístrico antitético a oeste do poço 3PM\_0003A, associado a uma falha sintética a leste do mesmo, geram um *horst* na posição deste poço, conforme inferido na Seção Pampo – Linguado (Figura 23). Assim, nesta localidade, observam-se altos tanto na seção pré-sal quanto pós-sal. É interessante ressaltar a presença de um gráben entre os poços 1RJS\_0181A e 3PM\_0003A, no qual é possível identificar uma falha de crescimento, que promove o espessamento da Formação Outeiro. Esta feição é bastante característica nos sedimentos que datam do Cretáceo Superior ao Neógeno, em função da movimentação halocinética iniciada a partir do Albiano Superior (DERMERCIAN et al., 1993), que levou à instalação de falhamentos sin-deposicionais.

A Formação Carapebus cretácica mostra-se limitada por uma feição de *pinch-out*, acunhando na região do gráben entre os poços 1RJS\_0181A e 3PM\_0003A. Pode-se assumir que o acunhamento do lobo turbidítico está relacionado a tal estrutura, uma vez que o bloco alto a leste constituiu uma provável barreira ao fluxo sedimentar.

Sem apresentar feições deformacionais significativas, o Membro Siri exhibe mergulho baixo e claro adelgaçamento para leste, conforme já constatado nas correlações estratigráficas do item 5.1.

A segunda linha a ser apresentada neste capítulo, denominada 48\_0350, tem orientação N-S, compreendendo os campos de Trilha, Pampo e Linguado. A interpretação desta seção segue expressa na Figura 31.

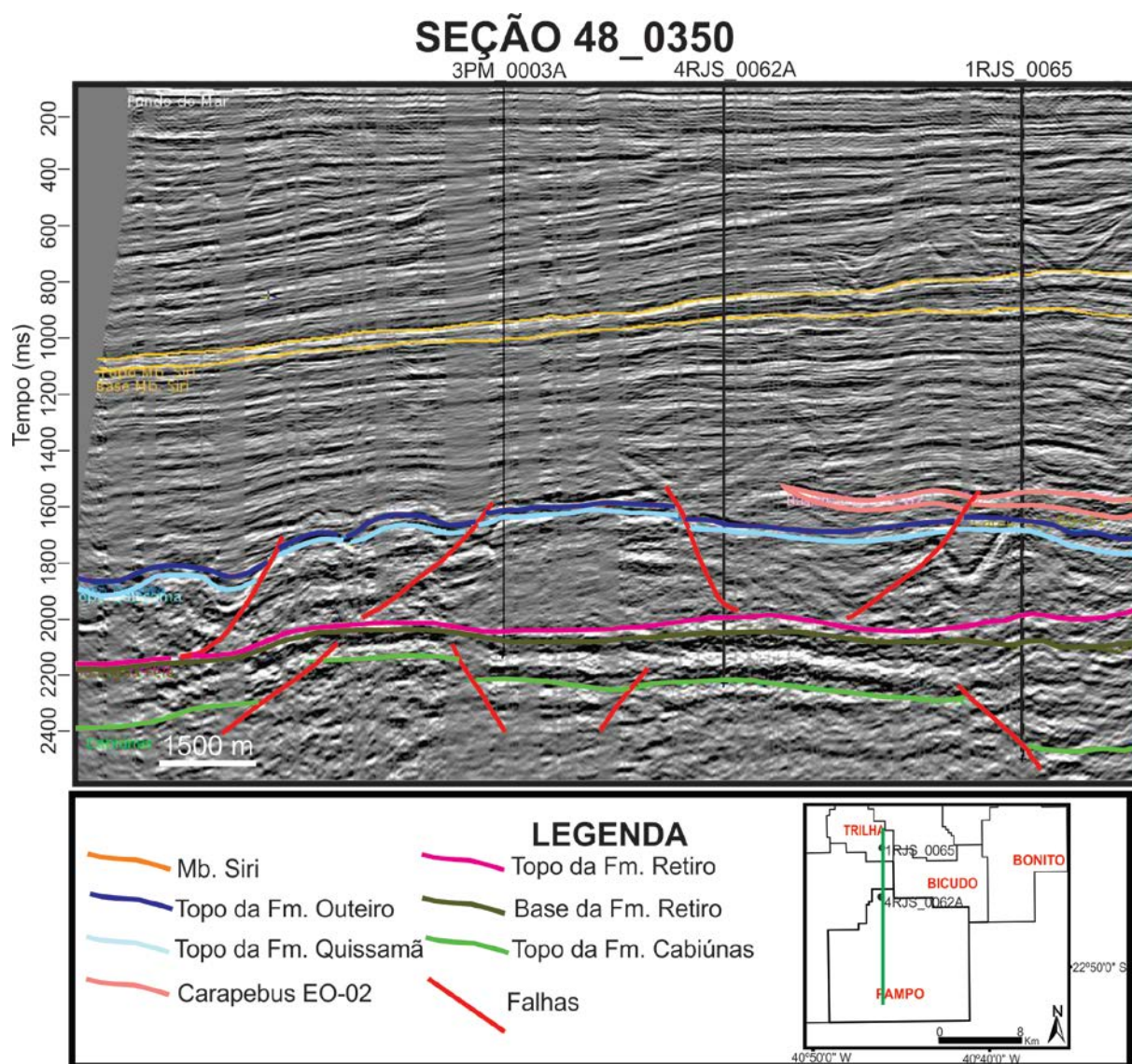


Figura 31: Seção sísmica 48\_0350 interpretada.

Os padrões estruturais característicos das fases rifte (pré-sal) e drifte (pós-sal) são também bastante evidentes nesta linha. A Formação Cabiúnas exibe significativo abatimento em direção ao campo de Trilha, causado por um falhamento normal próximo ao poço 1RJS\_0065. Na região central de Pampo, verifica-se a existência de um proeminente *horst*, cuja presença já fora constatada na seção 48\_0358, sendo interpretado como correspondente ao Alto de Pampo. É notável o espessamento da camada evaporítica rumo ao norte da linha analisada, em direção ao campo de Trilha.

A seção pós-sal mostra uma sucessão de falhamentos lístricos, típicos da tectônica albiânica. Tais estruturas promovem a geração de um sistema *horst* – gráben – *horst* na porção centro-norte de Pampo, onde há abatimento do bloco que abriga o poço 1RJS\_0062A, associado ao soerguimento das regiões a norte, onde o poço 1RJS\_0065 foi perfurado, e sul,

cuja estrutura corresponde ao alto que inclui o poço 3PM\_0003A, descrito na Seção 48\_0358. O falhamento situado no extremo norte da seção separa os campos de Trilha e Linguado ao nível do Grupo Macaé. No entanto, percebe-se que essa estrutura não é conectada à falha normal que afeta o embasamento na mesma região; tais feições, inclusive, exibem rejeitos de sentidos contrários.

É importante ressaltar que a estrutura em forma de calha próxima ao poço 1RJS\_0065 constitui na realidade um efeito lateral, oriundo do processamento dos dados sísmicos 2D, não sendo constatado em outras linhas analisadas.

Na porção centro-sul do campo de Pampo (sul da linha analisada), são bastante evidentes estruturas do tipo *rollover*, extremamente importantes para a acumulação de hidrocarbonetos em diversos dos campos estudados. O Membro Siri mostra-se novamente sem nenhuma deformação significativa, com mergulho suave de rumo sul, adelgaçando-se no mesmo sentido.

A terceira linha sísmica, apresentada na Figura 32, é denominada BO\_575, situando-se na região leste de Bonito. Mostra orientação NE-SW, constituindo uma seção *strike*.

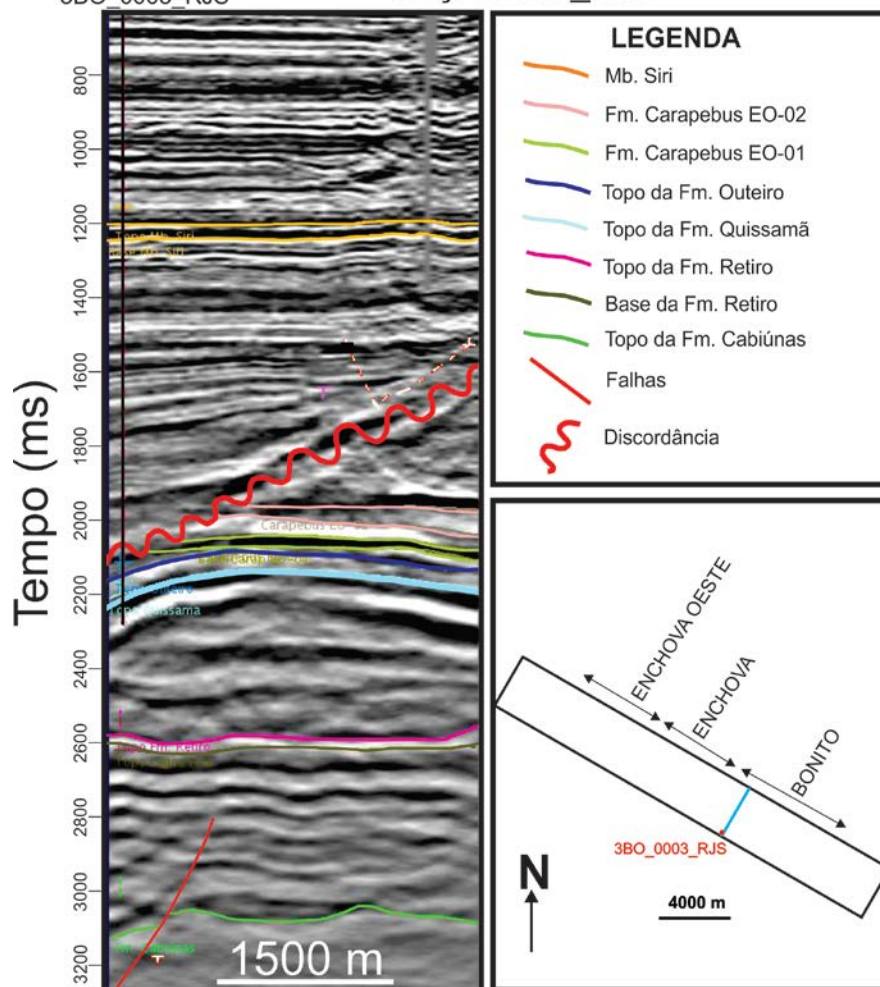


Figura 32: Seção Sísmica BO\_575 interpretada.

A principal característica estrutural observada nesta linha é a ausência de feições deformacionais, representadas unicamente por um falhamento normal à altura da Formação Cabiúnas. Dessa forma, fica evidente a presença reduzida de estruturas com orientação NW-SE em meio ao campo de Bicudo, cuja representação seria favorecida em função do rumo adotado para a seção considerada.

Estratigraficamente, pode-se destacar a existência de clara feição erosiva que afeta ambos os turbiditos de idade eocênica, não sendo estes constatados no poço 3BO\_0003\_RJS. Portanto, conforme já discutido na seção 5.1, os depósitos arenosos identificados acima do Grupo Macaé nesta localidade correspondem a fluxos turbidíticos mais jovens, possivelmente oligocênicos, não sendo correlatos aos estratos eocênicos enfocados neste trabalho. A superfície da discordância exibe mergulho acentuado de rumo SSW, possibilitando inferir sua presença também na área nordeste do campo de Bicudo, à altura do poço 3BI\_0004.

## 5.4 Mapas baseados em dados sísmicos

Cinco dos horizontes interpretados foram utilizados para a confecção de mapas de contorno estrutural: Formação Cabiúnas, Topo da Formação Quissamã, e topo de cada um dos depósitos turbidíticos identificados (Carapebus cretácico, Carapebus EO-01 e Carapebus EO-02). Estes produtos visam possibilitar uma melhor compreensão das estruturas que afetam os níveis reservatório de interesse.

Foram também elaborados mapas de isópacas relativos aos turbiditos citados, com o objetivo de determinar a configuração geral dos lobos arenosos e suas prováveis áreas fontes.

### 5.4.1 Mapa de contorno estrutural da Formação Cabiúnas

A Figura 33 ilustra o padrão estrutural observado para o Topo da Formação Cabiúnas, que exibe mergulho geral ESE e caracteriza-se pelo predomínio de falhamentos normais de orientação NE-SW. Tais feições são oriundas do processo de fragmentação do Supercontinente Gondwana, iniciado no Jurássico Superior. Um *trend* secundário de falhas WNW-ESE também pode ser observado, o qual representa zonas de transferência geradas para acomodação dos esforços distensivos.

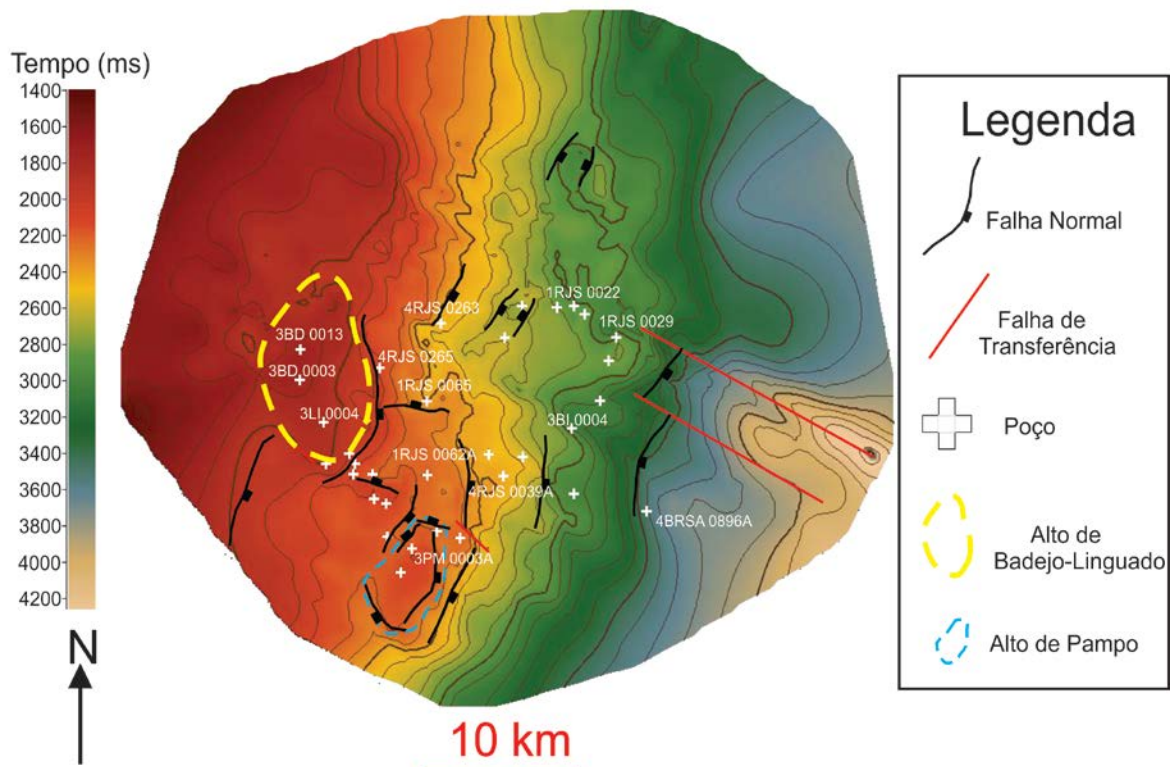


Figura 33: Mapa de contorno estrutural da Formação Cabiúnas.

Localmente, pode-se destacar a presença de dois altos estruturais principais, localizados na porção oeste da área estudada. O primeiro, superior em dimensão e proeminência, mostra-se como uma feição alongada, de direção NNW-SSE, correspondendo ao Alto de Badejo-Linguado. Sua borda oriental é marcada por uma extensa falha normal, situada próxima ao limite entre os campos de Badejo e Trilha, promovendo o abatimento do bloco a leste, correspondente à área de Trilha (poços 4RJS\_0265A e 1RJS\_0065).

O segundo alto identificado, de orientação NE-SW, equivale ao Alto Estrutural de Pampo, localizado na porção centro-norte do campo homônimo. Mostra-se delimitado por falhamentos normais ao longo da maior parte de seu contorno. Este sistema cria um estreito gráben entre os altos de Pampo e Linguado, representado também na linha sísmica 48\_0358 (Figura 30, Seção 5.3).

A configuração das falhas interpretadas permite observar que os campos de Pampo e Bicudo têm seu limite marcado por uma proeminente falha, situada a leste do Alto de Pampo. Esta estrutura se mostra afetada por uma zona de transferência, e promove um significativo abatimento da região de Bicudo (região do poço 4RJS\_0039A).

Os campos de Enchova Oeste e Enchova caracterizam-se por falhamentos de pequenas dimensões e rejeitos à altura da Formação Cabiúnas (poços 4RJS\_0263 e 1RJS\_0022), assim como a maior parte do campo de Bonito, que apresenta apenas uma falha significativa em sua porção leste, associada a um sistema de zonas de transferência.

#### 5.4.2 Mapa de Contorno Estrutural do Topo da Formação Quissamã

A configuração estrutural da Formação Quissamã, exibida na Figura 34, evidencia que o *trend* de falhamentos NE-SW consiste no principal sistema atuante também durante a tectônica albiana, com presença ainda significativa das zonas de transferência. O mergulho geral para este nível estratigráfico tem rumo sudeste, apresentando as menores cotas no extremo leste dos campos de Bicudo e Bonito.

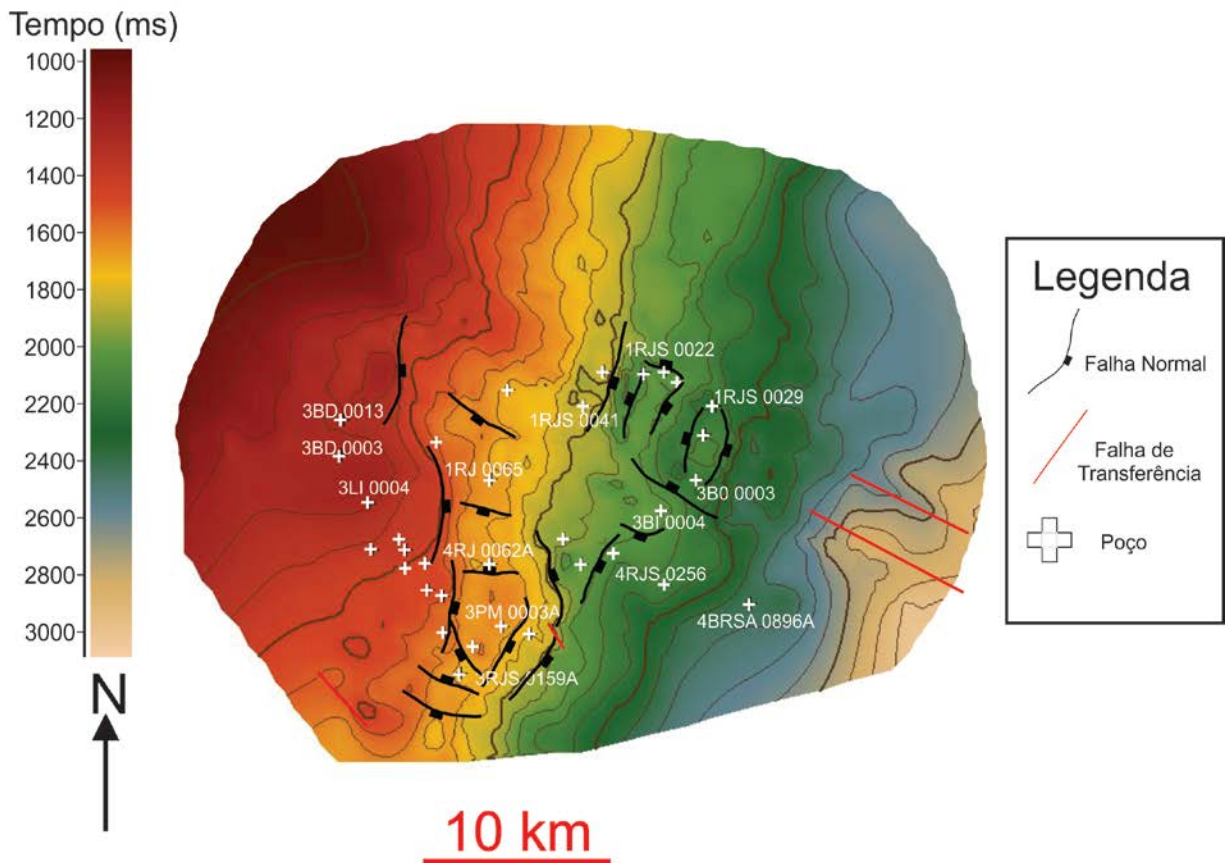


Figura 34: Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Quissamã.

Destaca-se neste mapa um alto estrutural situado na porção sudoeste da região estudada (área do poço 3PM\_0003A), delimitado por quatro falhamentos normais principais. Esta estrutura corresponde ao Domo de Pampo, descrito por Guardado et al. (1989) e Baumgarten & Scuta (1989), cuja origem estaria relacionada ao início da tectônica halocinética, durante o Albiano Inferior. Como será discutido no próximo capítulo, o Domo de Pampo influencia diretamente as acumulações petrolíferas locais em estratos calcareníticos.

Muitos falhamentos que afetam a Formação Quissamã correspondem a estruturas de grande extensão vertical, atuantes também à altura do embasamento, exemplificadas pelas falhas que separam os campos de Pampo e Bicudo, bem como Badejo e Trilha. A configuração destas feições acompanha aquela de estruturas já identificadas no mapa de contorno da Formação Cabiúnas, indicando que parte considerável das estruturas albianas se formou sobre planos de fraqueza pré-existentes, que oriundos da tectônica atuante na fase rifte.

No entanto, vários falhamentos ocorrem apenas ao nível do Grupo Macaé, ou apresentam vergência inversa àquela das estruturas presentes na seção rifte. Exemplos são a falha que separa os campos de Trilha e Pampo, cuja configuração gera um gráben, onde está

localizado o poço 4RJS\_0062A, e a extensa falha que separa os campos de Enchova Oeste (poço 1RJS\_0041) e Enchova (poço 1RJS\_0022), abatendo a área deste último. O limite NE-SW entre os campos de Bicudo e Bonito é marcado por outra falha importante, constatada nas correlações estratigráficas e citada no trabalho de Baumgarten (1986), a qual promove o abatimento do bloco na região de Bonito.

Os campos de Enchova e Bonito apresentam um padrão estrutural similar para a Formação Quissamã, onde predomina uma sucessão de falhamentos NE-SW, algumas vezes delimitados por falhas NW-SE. Este sistema cria estruturas dômicas com alongamento paralelo aos falhamentos, onde se situam os poços 1RJS\_0022(Enchova), BO\_0003 e 1RJS\_0029 (Bonito), todos produtores no intervalo albiano.

#### 5.4.3 Mapa de contorno estrutural do Topo da Formação Carapebus – K

O depósito turbidítico Carapebus – K, de idade cretácica, ocorre apenas nos campos de Linguado e Pampo, conforme evidencia a Figura 35. Exibe mergulho geral de rumo sudeste, sendo afetada por uma falha ao sul do poço 1RJS\_0049, que promove abatimento da camada a partir deste ponto.

Em direção à porção sul do lobo arenoso, duas falhas normais afetam a região. Estas estruturas geram um estreito gráben na porção sul de Pampo, promovendo o soerguimento do bloco no extremo meridional da área e criando uma barreira ao fluxo turbidítico. Tal configuração contribui para o confinamento do lobo arenoso, gerando um afinamento da camada em geometria de *pinchout* na porção central do gráben, não avançando em direção ao bloco no extremo sul. Situação semelhante ocorre na porção leste do depósito, onde as falhas que marcam os limites oeste e sul do Domo de Pampo levam à geração de uma região abatida, ocorrendo ali o *pinchout* do lobo arenoso.

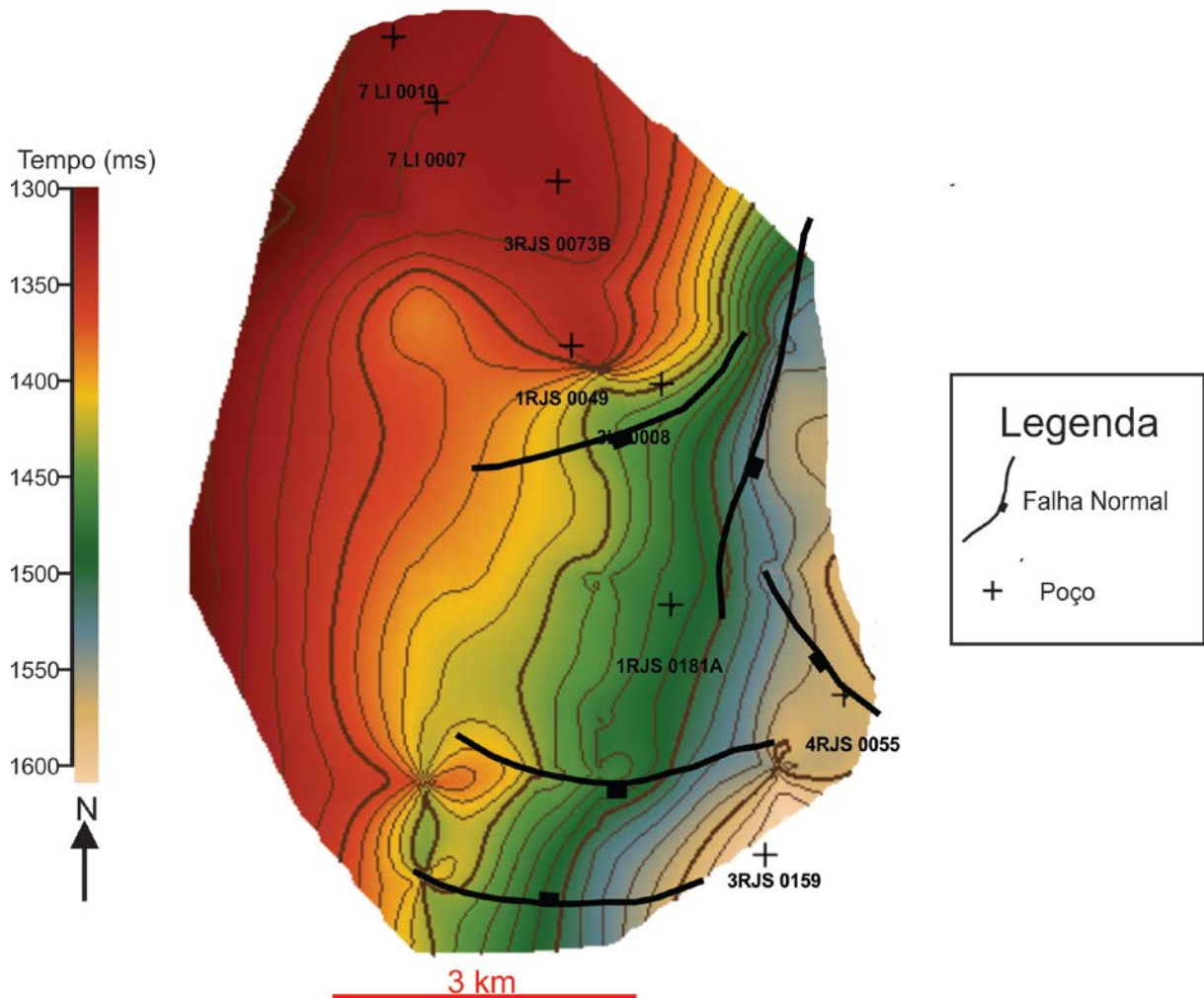


Figura 35: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus – K.

#### 5.4.4 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus – K

A Figura 36 equivale ao Mapa de Isópacas referente ao depósito Carapebus – K., que mostra uma clara tendência de espessamento no sentido N-S. As maiores espessuras são constadas na região a sudoeste do poço 1RJS\_0181A, chegando a atingir mais de 50 m. Estes valores caem abruptamente a sul do poço 3RJS\_0159A e a este do poço 1RJS\_0181A, representando o *pinchout* do lobo na áreas dos grabens gerados pelos sistemas de falha citados. A partir das informações apresentadas, pôde-se expressar o contorno geral do depósito, bem como inferir que sua área fonte situa-se ao norte da área estudada, equivalente à região dos campos de Linguado e Badejo.

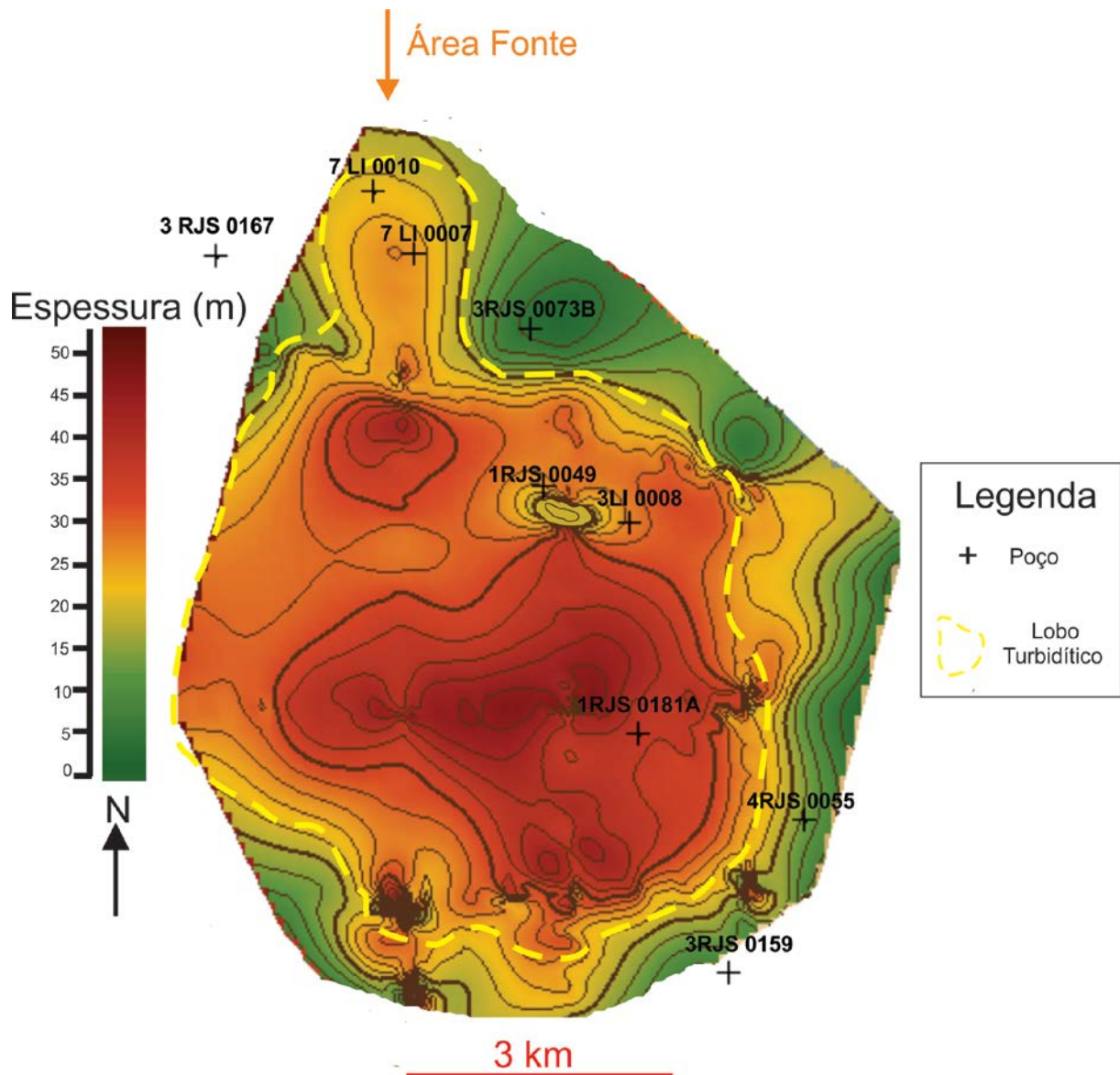


Figura 36: Mapa de Isópacas do depósito Carapebus – K, com indicação de provável área fonte.

#### 5.4.5 Mapa de contorno estrutural do topo do depósito EO-01

O contorno estrutural do turbidito EO-01 acompanha a tendência geral dos estratos já descritos, com mergulho de rumo sudeste (Figura 37). O estrato tem ocorrência restrita aos campos de Bicudo e Bonito, ocorrendo limitado por duas falhas principais: a oeste, pela falha que separa os campos de Pampo e Bicudo, e a norte por um falhamento que marca a região limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito.

As curvas isócronas mostram inflexões na direção NW-SE na porção central do depósito, representando quedas nas cotas de topo do estrato turbidítico. Este padrão está relacionado à presença do *Canyon* de Enchova na região, que leva ao truncamento das superfícies dos estratos afetados pela discordância oligocênica.

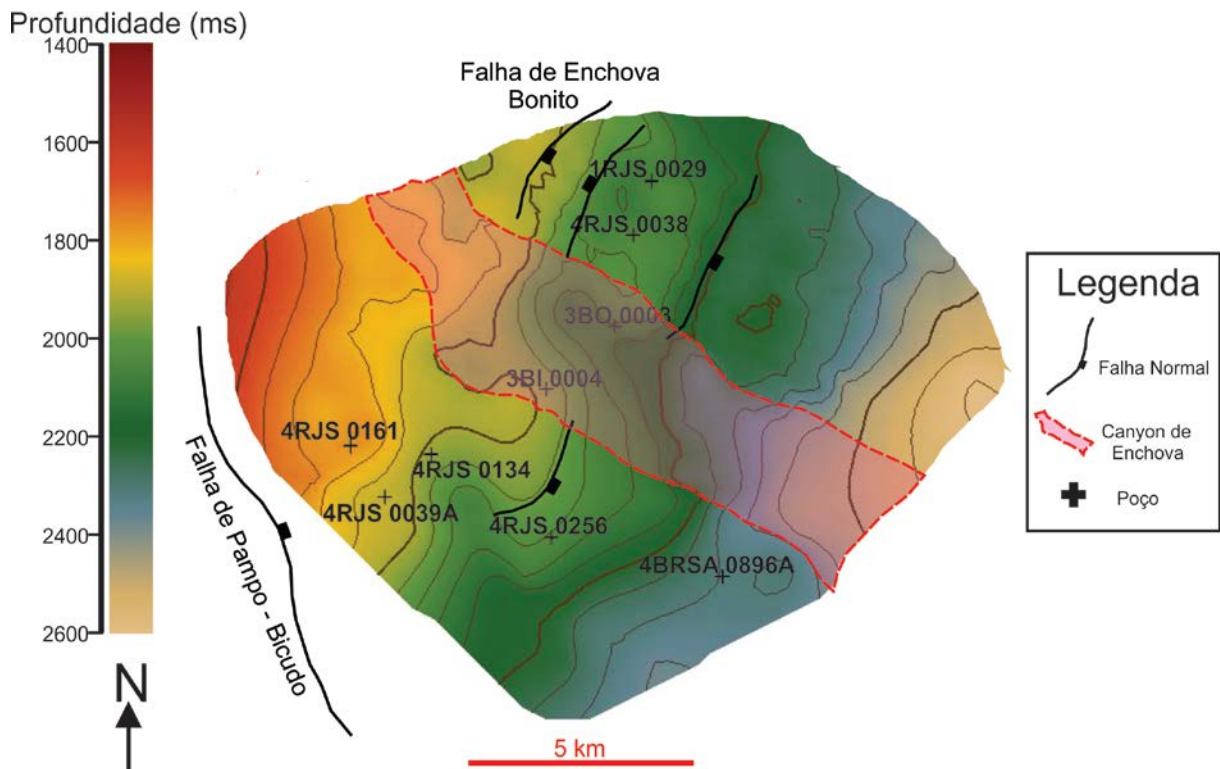


Figura 37: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-01. A área correspondente ao *Canyon* de Enchova segue representada em rosa.

#### 5.4.6 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus EO-01.

A distribuição das isópacas referentes ao arenito Carapebus EO-01 segue expressa na Figura 39. O padrão observado evidencia espessuras superiores nas porções sul e leste da área estudada, e permite inferir dois pulsos arenosos principais que compõem o depósito abordado: um deles apresenta orientação NW-SE, ao passo que o outro se mostra orientado na direção WNW-ESE. O primeiro tem sua área fonte interpretada como a região próxima ao limite entre os campos de Bicudo e Trilha, enquanto o segundo tem seu canal situado próximo ao limite entre os campos de Enchova e Bonito.

A localização do *Canyon* de Enchova é evidenciada pelos valores de espessura nulos, com coloração cinza na Figura 38. Consiste numa feição de direção NW-SE, cujo canal erosivo exhibe largura aproximada de 3 km. A presença do *Canyon* de Enchova dificulta

interpretações acerca da distribuição e morfologia dos lobos arenosos, mas o truncamento das camadas arenosas e o preenchimento, por extensos depósitos pelíticos, da porção interna do *Canyon* configuram uma importante trapa para os reservatórios eocênicos estudados.

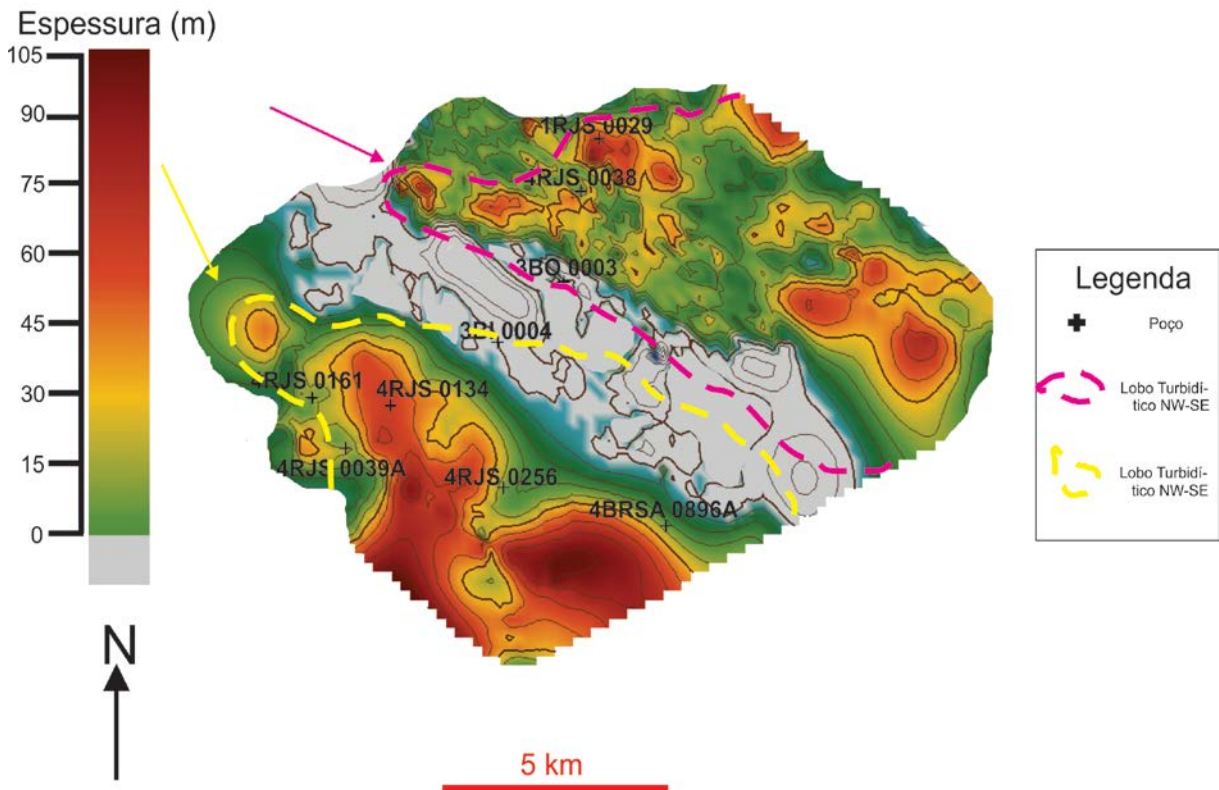


Figura 38: Mapa de isópacas do depósito Carapebus EO-01. Áreas fontes prováveis são indicadas por uma seta.

#### 5.4.7 Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-02

O turbidito EO-02, de grande extensão areal, exibe um mergulho geral de rumo sudeste, conforme evidenciado na Figura 39. O padrão estrutural deste estrato é caracterizado pela predominância de falhamentos normais de orientação NE-SW, que promovem o abatimento da camada em direção aos campos de Bicudo e Bonito. Na região deste último, um sistema de falhas sintéticas e antitéticas, atuante também nos litotipos do Grupo Macaé, gera um *horst* local, alongado segundo a direção NE-SW. Esta estrutura ocorre na região dos poços 1RJS\_0029 e 3RJS\_0038, muito semelhante àquela observada para a Formação Quissamã e para o depósito Carapebus EO-01.

O *Canyon* de Enchova afeta as isócronas de maneira análoga ao comentado com relação ao turbidito EO-01, truncando os lobos arenosos na porção central da área estudada.

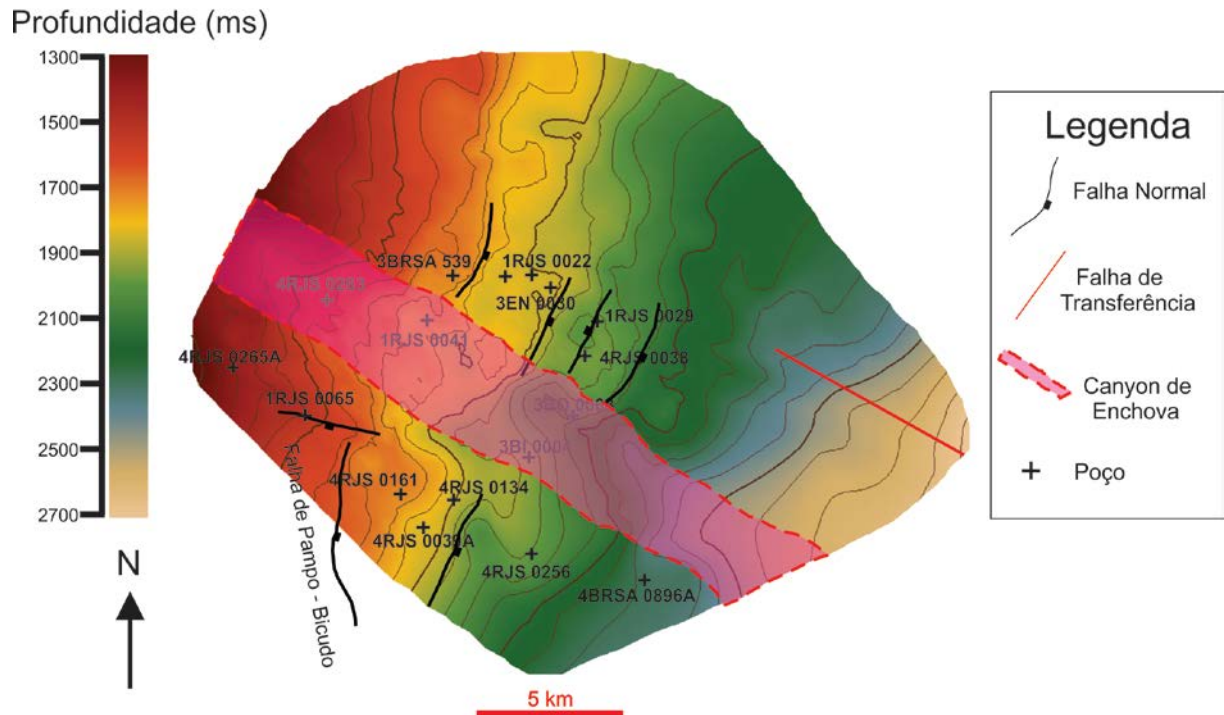


Figura 39: Mapa de contorno estrutural do topo do depósito Carapebus EO-02.

#### 5.4.8 Mapa de Isópacas do depósito Carapebus EO– 02

A Figura 40 consiste no mapa de isópacas confeccionado para o turbidito Carapebus EO-02, evidenciando que as maiores espessuras deste estrato concentram-se na porção leste da área de abrangência desta camada. Dessa maneira, interpretou-se o principal lobo gerador deste depósito como sendo orientado segundo a direção E-W, com área fonte na região limítrofe entre os campos de Trilha e Bicudo (poço 1RJS\_0065)

O segundo lobo turbidítico, de orientação NW-SE e ocorrência limitada ao campo de Bicudo, tem como área fonte a mesma região, que consiste no sul do campo de Trilha. A determinação da configuração deste lobo é dificultada pela presença, na região central da área analisada, do *Canyon* de Enchova, claramente representado na Figura 41 por valores de isópacas nulos.

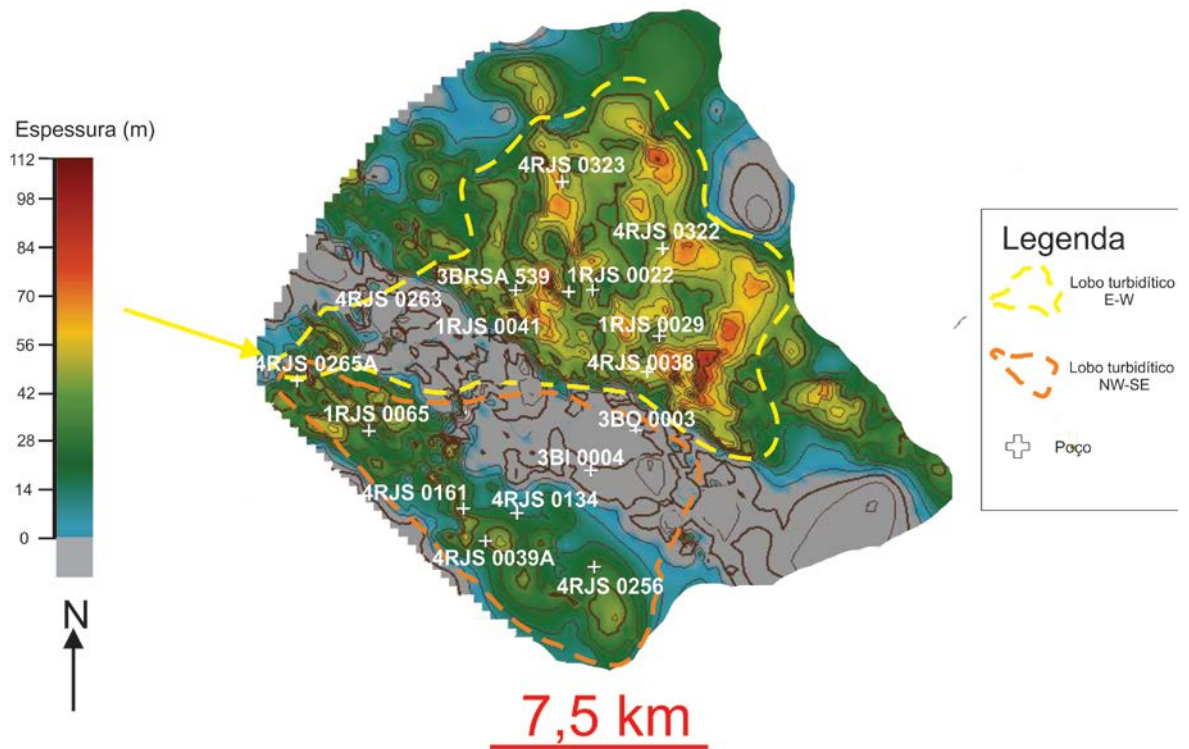


Figura 40: Mapa de isópacos do depósito Carapebus EO-02, com interpretação dos lobos turbidíticos e provável área fonte indicada pela seta amarela.

## 6. ANÁLISE ESTRUTURAL-ESTRATIGRÁFICA

Este capítulo tem como finalidade abordar os aspectos tectono-estratigráficos que poderiam condicionar as acumulações de hidrocarbonetos identificadas ao longo dos oito campos petrolíferos abordados neste estudo, caracterizando a natureza e localização das armadilhas observadas. Com o intuito de garantir uma melhor compreensão dos mecanismos condicionantes e das acumulações em cada nível estratigráfico correspondente a um reservatório, optou-se por apresentar a análise subdividida de acordo com o estrato considerado: Formação Quissamã ou Formação Carapebus.

### 6.1 Formação Quissamã

As acumulações petrolíferas identificadas na porção superior da Formação Quissamã podem ser agrupadas em três regiões distintas, em função do contexto geológico local presente em cada uma: Domo de Pampo, campos de Enchova-Bonito e campo de Bicudo. A principal característica comum a todas estas acumulações é a rocha selante que capeia os níveis reservatório, correspondente aos calcilitos e margas da Formação Outeiro.

Na área do Domo de Pampo, foram identificados intervalos produtores nos poços 1RJS\_0181A, 3PM\_0003A e 3PM\_0023, tanto pela análise dos perfis de resistividade quanto das respectivas pastas de poço e perfis compostos. A morfologia obtida para a estrutura dômica é condizente com aquela apresentada nos trabalhos de Guardado et al. (1989), Baumgarten & Scuta (1989) e Gorla (2011).

Conforme evidenciado nas seções estratigráficas Badejo – Linguado – Pampo (Figura 22) e Linguado - Pampo (Figura 23), bem como no mapa de contorno estrutural do topo da Formação Quissamã (Figura 34), o poço 3PM\_0003A situa-se na porção central do Domo de Pampo, que consiste num *horst* regional à altura do Grupo Macaé. Já o poço 1RJS\_0181A está localizado num alto estrutural a oeste do domo, separado deste por uma proeminente falha normal, que demarca o limite ocidental da estrutura. O terceiro poço (3PM\_0023) foi perfurado a leste do Domo de Pampo, e, embora seu perfil de resistividade não esteja disponível, sua classificação atual é “extensão produtor de óleo”, segundo dados oficiais da ANP (2016) e respectivo perfil composto. Este poço está separado do Domo de Pampo por uma falha normal que promove o abatimento da região. No entanto, outra falha, de grande extensão, ocorre a leste, separando os campos de Pampo – Bicudo e promovendo um significativo abatimento da área a leste do poço 3PM\_0023. O contexto descrito está expresso na Figura 30, que consiste na seção sísmica 48\_0358.

Desta maneira, pode-se atribuir caráter estrutural às trapas atuantes nas acumulações petrolíferas em meio à região do Domo de Pampo: os três poços analisados situam-se em posições de alto estrutural relativo a áreas adjacentes, cujos falhamentos impedem a migração lateral do óleo em função da justaposição de camadas pouco permeáveis (Formação Outeiro ou Formação Ubatuba) às rochas calcareníticas da Formação Quissamã.

É interessante observar a ausência de intervalos produtores nos poços 4RJS\_0062A e 3RJS\_0159A, situados respectivamente a norte e a sul do Domo de Pampo, em baixos locais gerados pelo sistema de zonas de transferência instalado em função da tectônica salina coalbiana (DEMERCIAN et al., 1993), conforme ilustra a Figura 41. Outro fator, fundamental para a existência das acumulações de hidrocarbonetos, é a presença de falhamentos que permitam a migração do óleo gerado nos folhelhos Jiquiá (Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia) até os reservatórios albianos e paleógenos. Neste contexto, a falha de Pampo - Bicudo representa uma feição geológica de grande importância para o sistema petrolífero local, pois afeta toda a coluna litológica da região, desde os basaltos da Formação Cabiúnas até a sequência pós-sal. Tal fato é evidenciado pela análise conjunta dos mapas de contorno estrutural do topo das formações Cabiúnas (Figura 33) e Quissamã (Figura 34).

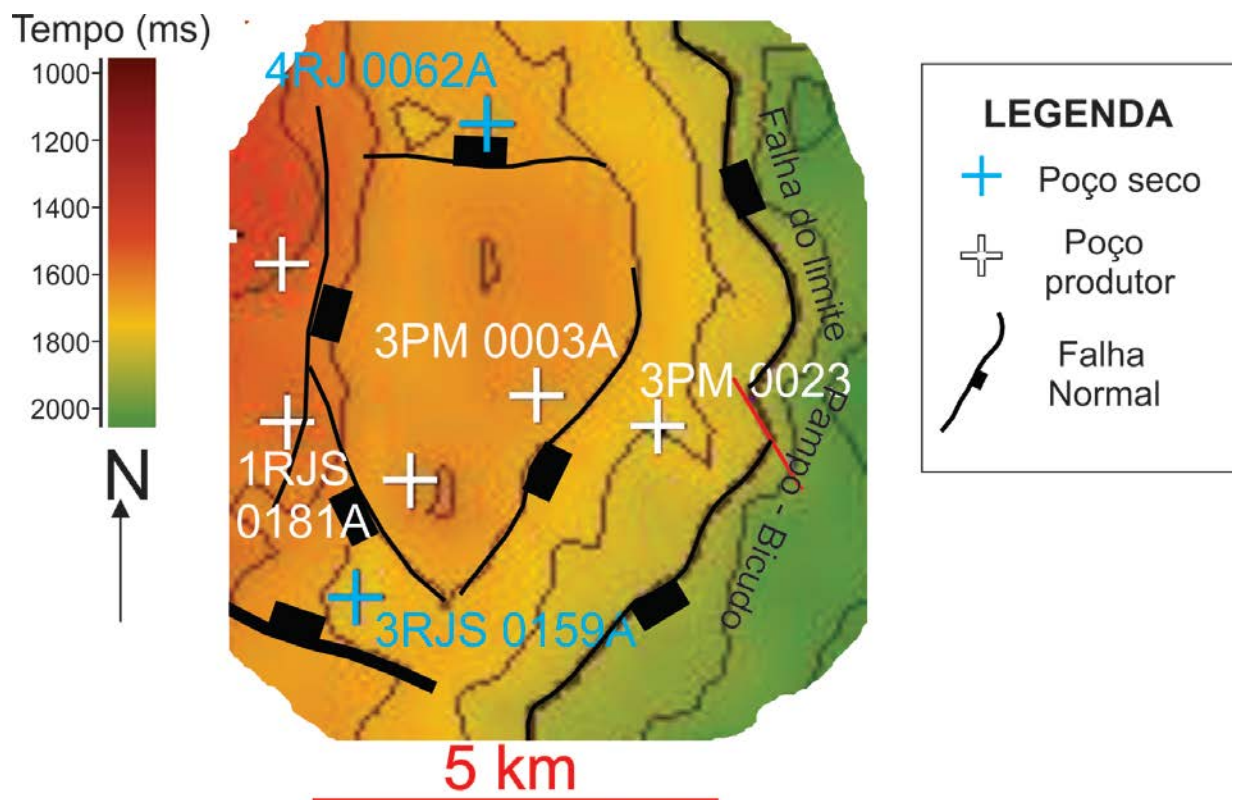


Figura 41: Detalhe do Domo de Pampo, representando os poços produtores (em altos estruturais locais) e secos (baixos locais).

Outra área que abriga reservas petrolíferas em meio à Formação Quissamã consiste na porção limítrofe entre os campos de Enchova e Bonito. Os poços 1RJS\_0022, 3EN\_0030 (Enchova), 3RJS\_0038, 1RJS\_0029 e 3BO\_0003 (Bonito) são produtores de óleo e/ou gás no intervalo albio.

Analisando-se o mapa de contorno estrutural geral da Formação Quissamã (Figura 34), é possível observar a existência de sucessivos falhamentos sintéticos e antitéticos, de pequena extensão e de orientação NE-SW, nessa localidade. Com o intuito de detalhar as estruturas constatadas na área, confeccionou-se um mapa estrutural do topo da Formação Quissamã específico para a área de Enchova – Bonito (com base na interpretação sísmica de um dos volumes 3D), expresso na Figura 42.

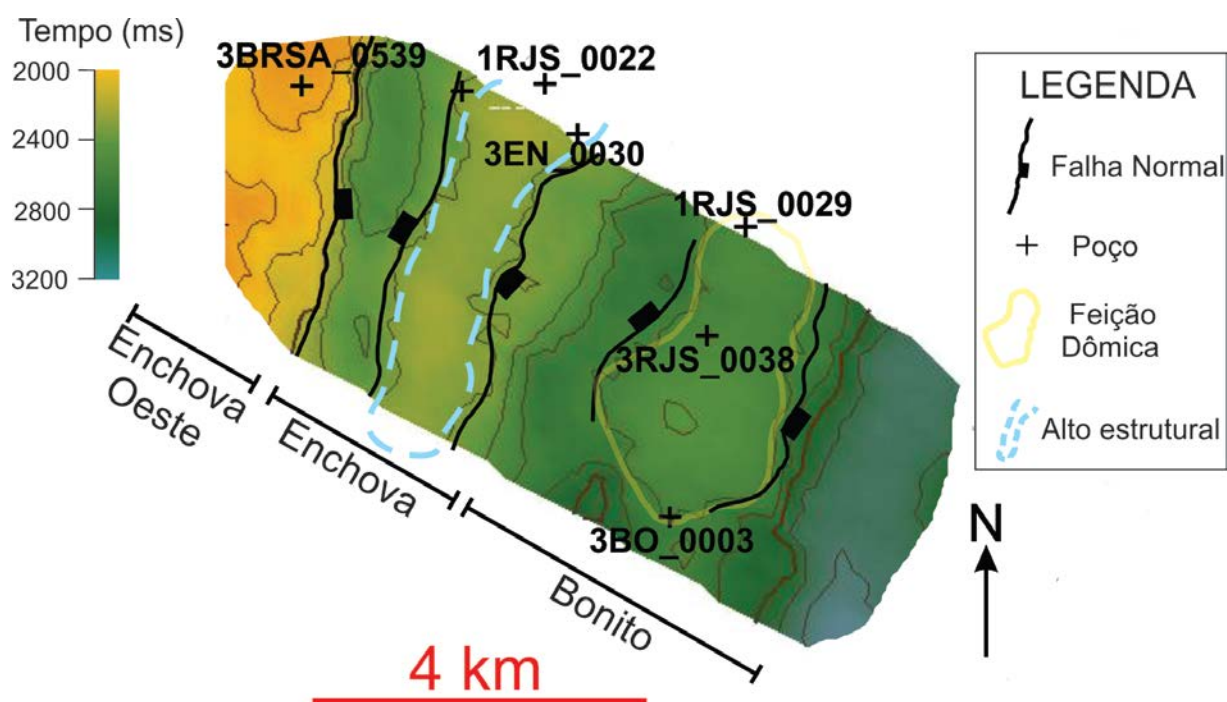


Figura 42: Contorno estrutural local do Topo da Formação Quissamã, com destaque à estrutura dômica no campo de Bicudo (amarelo) e o alto estrutural local em Enchova (azul).

A falha que separa os campos de Enchova Oeste e Enchova, bem como o sistema de falhamentos sintéticos e antitéticos anteriormente citados, são claramente visíveis no mapa acima. Estas feições compartimentam o arcabouço geológico do Grupo Macaé na região, criando, em Enchova, um alto estrutural com largura aprox. de 2 km e grande comprimento (maior que 5 km), alongado paralelamente aos falhamentos. No campo de Bonito, este padrão origina uma estrutura dômica, com eixo maior de direção NE-SW, limitada a sudeste e

noroeste por falhas normais, com suave mergulho de rumo SW em sua borda sudoeste, representando um abatimento da Formação Quissamã nessa direção.

As ocorrências de hidrocarbonetos apresentadas estão relacionadas a estas estruturas. Em Enchova, os poços 1RJS\_0022 e 3EN\_0030 estão situados na porção central do alto descrito, levando à acumulação de óleo e gás nos estratos do topo da Formação Quissamã. Situação similar ocorre no domo presente na região sul de Bonito, que abriga os três poços produtores no campo, conferindo ao trapecamento local de hidrocarbonetos um caráter estrutural. No entanto, os limites sudoeste e nordeste deste domo não são marcados por descontinuidades estruturais, mas sim pelo adelgaçamento da Formação Quissamã e consequente espessamento das margas e calcilutitos da Formação Outeiro. Dessa maneira, ocorre uma variação lateral de fácies calcareníticas para fácies de menor energia (calcissiltitos e calcilutitos) na direção NE-SW, caracterizando trapas de natureza estratigráfica nesse sentido.

Portanto, as acumulações petrolíferas na região de Enchova e Bonito são controladas por trapas mistas, estratigráfico-estruturais, relacionadas aos falhamentos de direção NE-SW e à variação lateral de fácies no sentido NE-SW.

O padrão estrutural descrito para a região corrobora o trabalho de Baumgarten (1986), que descreve duas estruturas dômicas principais na porção meridional dos campos de Enchova e Bonito. O mesmo autor enfatiza que a variação lateral e vertical das fácies de alta energia para aquelas de baixa energia ocorre resposta à halocinese albiana, que gera baixos posicionais propícios à deposição de litotipos pelíticos.

A terceira região que concentra acumulações petrolíferas relevantes em meio à Formação Quissamã consiste no campo de Bicudo, onde os poços 4RJS\_0039A, 4RJS\_0161 e 3BI\_0004 correspondem a produtores comerciais ou subcomerciais de óleo e/ou gás.

Considerando-se as seções estratigráficas Enchova Oeste – Trilha – Bicudo (Figura 19) e Enchova – Bicudo – Bonito (Figura 20), bem como o mapa de contorno estrutural da Formação Quissamã (Figura 34), percebe-se que o poço 3BI\_0004 está situado num alto estrutural ao nível do Grupo Macaé: uma falha o separa do poço 4RJS\_0134 a sudoeste, enquanto outro falhamento, que limita os campos de Bicudo e Bonito, abate a região do poço 3BO\_0003. A Figura 43 consiste numa seção esquemática que ilustra o contexto geológico local, evidenciando o caráter estrutural do trapecamento de hidrocarbonetos no poço 3BI\_0004.

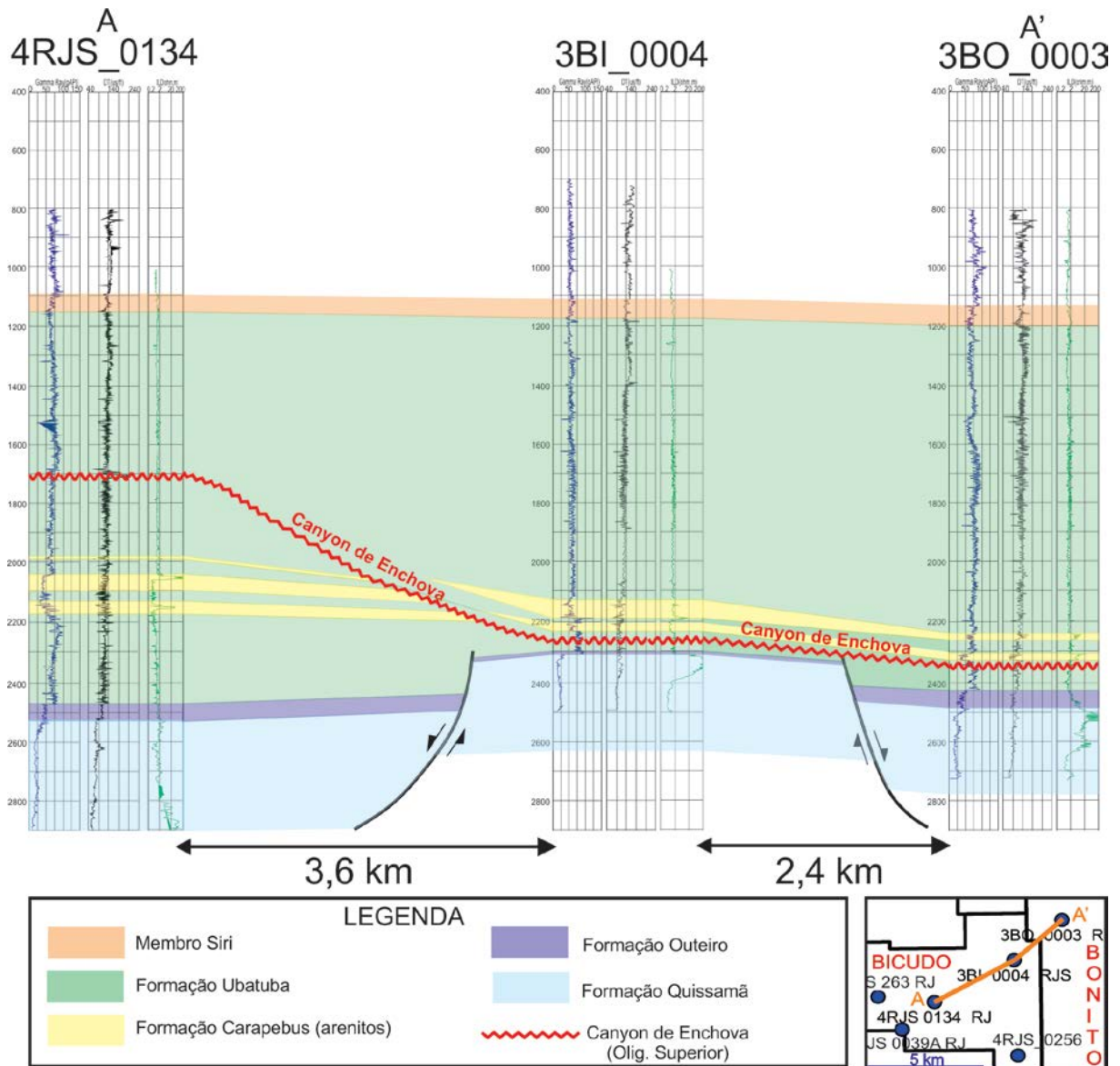


Figura 43: Seção esquemática entre os campos de Bicudo e Bonito, representando o alto estrutural local, ao nível do Grupo Macaé, em que está inserido o poço 3BI\_0004.

Situados no extremo oeste de Bicudo, os poços 4RJS\_0039A e 4RJS\_0161 foram perfurados próximos à falha que separa este campo de Pampo, promovendo um desnível de 200 m no Topo da Formação Quissamã em relação ao poço 3PM\_0023.

Inicialmente, o contexto estrutural local parece desfavorável à presença de acumulações petrolíferas nestes poços. No entanto, a análise sísmica regional permitiu a identificação de estruturas do tipo *rollover* próximas ao plano da Falha Pampo – Bicudo. Como se pode perceber na Figura 44, o poço 4RJS\_0039 intercepta a crista da anticlinal de *rollover*, onde estaria presente a maior espessura da coluna de hidrocarbonetos. A proximidade espacial entre os poços 4RJS\_0039 e 4RJS\_0161, bem como a posição estrutural constante do topo da Formação Quissamã em ambos (aprox. 2050m, segundo a Figura 19)

sugere o mesmo contexto para as acumulações petrolíferas em cada um deles. Dessa maneira, atesta-se o caráter estrutural das trapas atuantes nessa região.

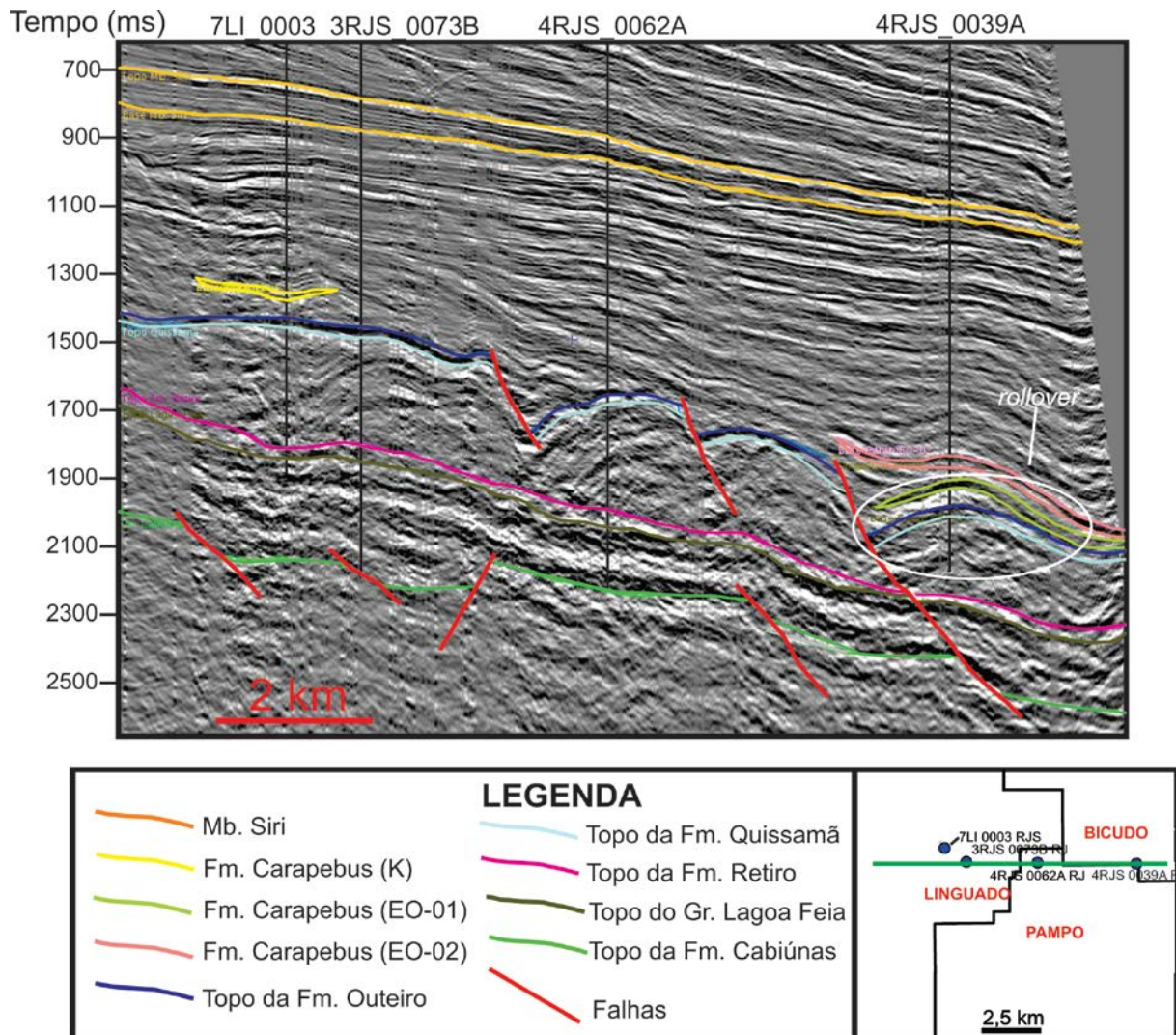


Figura 44: Seção sísmica 48\_0356 interpretada, com destaque, em branco, à feição de *rollover* no poço 1RJS\_0039A.

## 6.2 Formação Carapebus

Para facilitar a integração e análise dos produtos gerados, será mantida a divisão dos litotipos turbidíticos adotada até aqui. Assim, serão descritas as acumulações petrolíferas dos depósitos Carapebus – K, Carapebus EO – 01 e Carapebus EO – 02.

### 6.2.1 Depósito Carapebus – K

O turbidito de idade cretácica identificado nas correlações estratigráficas e seções sísmicas compõe um nível produtor secundário, importante apenas nos poços 1RJS\_0181A e

4RJS\_0055, ocorrendo nos campos de Pampo e Linguado. A análise do mapa de contorno estrutural do topo deste depósito (Figura 35) permite observar que o sistema de falhas atuante na porção leste da área de ocorrência deste estrato exerce controle direto no confinamento do lobo turbidítico, assim como o graben situado no extremo sul. Estas áreas rebaixadas teriam funcionado como barreira ao fluxo arenoso, limitando sua deposição nas bordas leste e sul do leque turbidítico, conforme ilustra a Figura 45. A oeste, feições de *pinchout* em direção à região elevada do campo de Linguado foram identificadas.

Embora apresente espessuras relevantes nos poços 1RJS\_0049 e 3LI\_0008, a Formação Carapebus é composta por fácies diamictíticas nestas localidades, segundo seus respectivos perfis compostos. Desse modo, acumulações petrolíferas de valor comercial na área são pouco prováveis.

A trapa que condiciona a acumulação constatada no poço 1RJS\_0181A pode ser caracterizada como mista: a variação faciológica lateral em direção ao poço 3LI\_0008, com transição de arenitos para diamictitos, configura caráter estratigráfico, enquanto o sistema de falhas a leste, que soergue o bloco contendo o poço 1RJS\_0181A, compõe o fator estrutural.

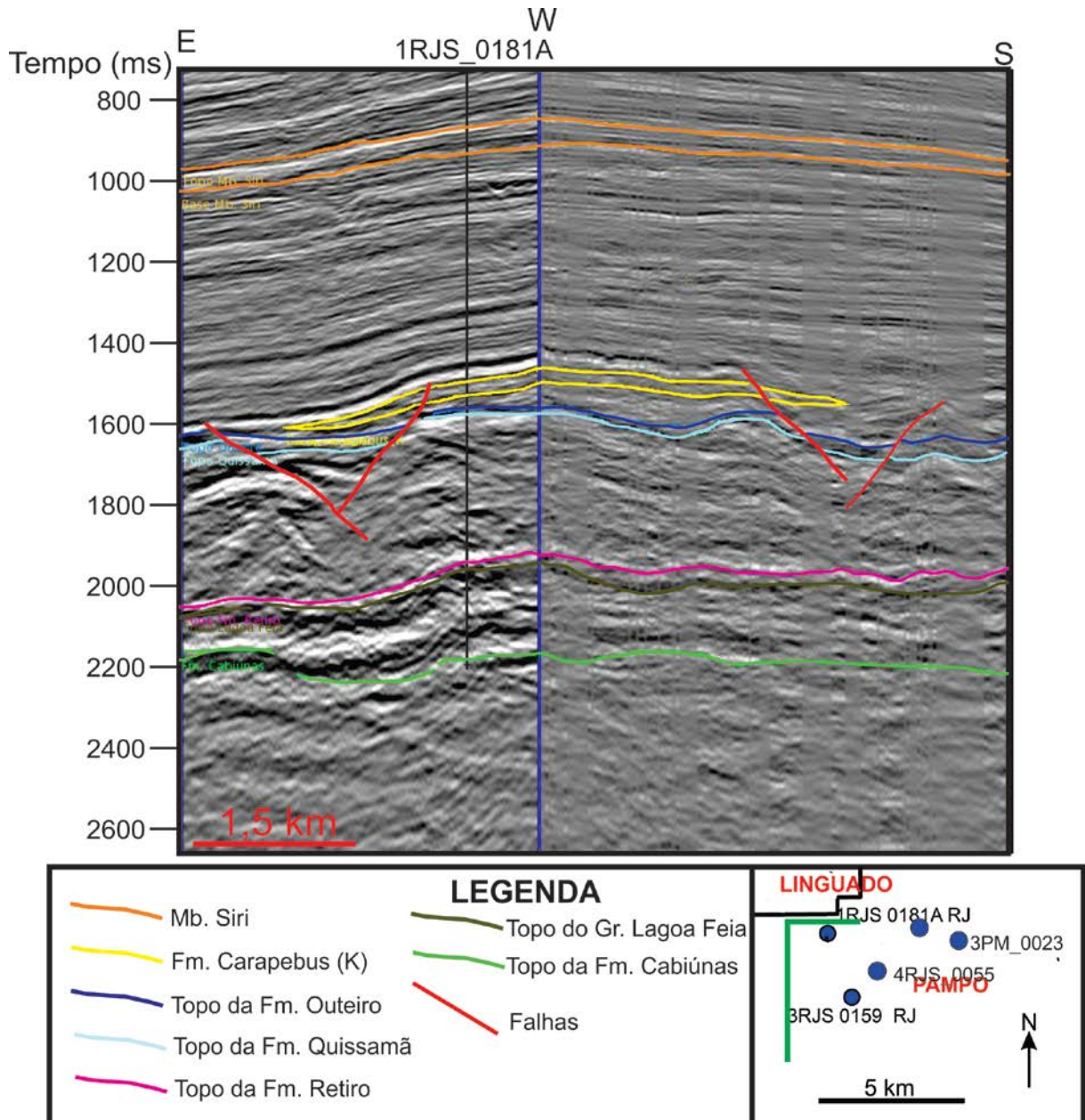


Figura 45: Seção sísmica composta por duas linhas 2D (48\_358 e 48\_0348), ilustrando os grabens gerados a sul e leste do lobo turbidítico, os quais influenciam no *pinchout* do depósito.

### 6.2.2 Depósito Carapebus EO - 01

Conforme já discutido no item 5.4.5, o turbidito EO - 01 tem ocorrência restrita aos campos de Bicudo e Bonito, sendo limitado a norte pela falha que separa este último do campo de Enchova, e a oeste pela falha de Pampo – Bicudo (Figura 37). Os perfis de radioatividade indicam que os poços produtores neste intervalo incluem: 4RJS\_0039A, 4RJS\_0134, 4RJS\_0256 (Bicudo) e 1RJS\_0029 (Bonito).

Os reservatórios identificados nos poços 4RJS\_0039A e 1RJS\_0029 têm sua presença controlada pelas estruturas já descritas para o Grupo Macaé: o primeiro encontra-se numa estrutura anticlinal, próxima à Falha de Pampo - Bicudo, enquanto o segundo está situado na porção central da estrutura dômica que caracteriza a porção sul do campo de Bonito. A trapa atuante no poço 4RJS\_0039A tem, portanto, caráter estrutural, ao passo que aquela existente à altura do poço 4RJS\_0038 possui caráter misto: além dos falhamentos orientados segundo NE-SW que limitam a feição dômica (componente estrutural), a porção sudoeste do depósito turbidítico é limitada pela superfície erosiva do *Canyon* de Enchova, preenchido durante o Oligoceno Superior – Mioceno Inferior por pelitos da Formação Ubatuba (ANTUNES et al., 1988). Guardado et al. (1989) apresentam um modelo bastante semelhante ao exposto aqui para o trapeamento de hidrocarbonetos nos turbiditos de Bonito. A Figura 46 evidencia esta similaridade.

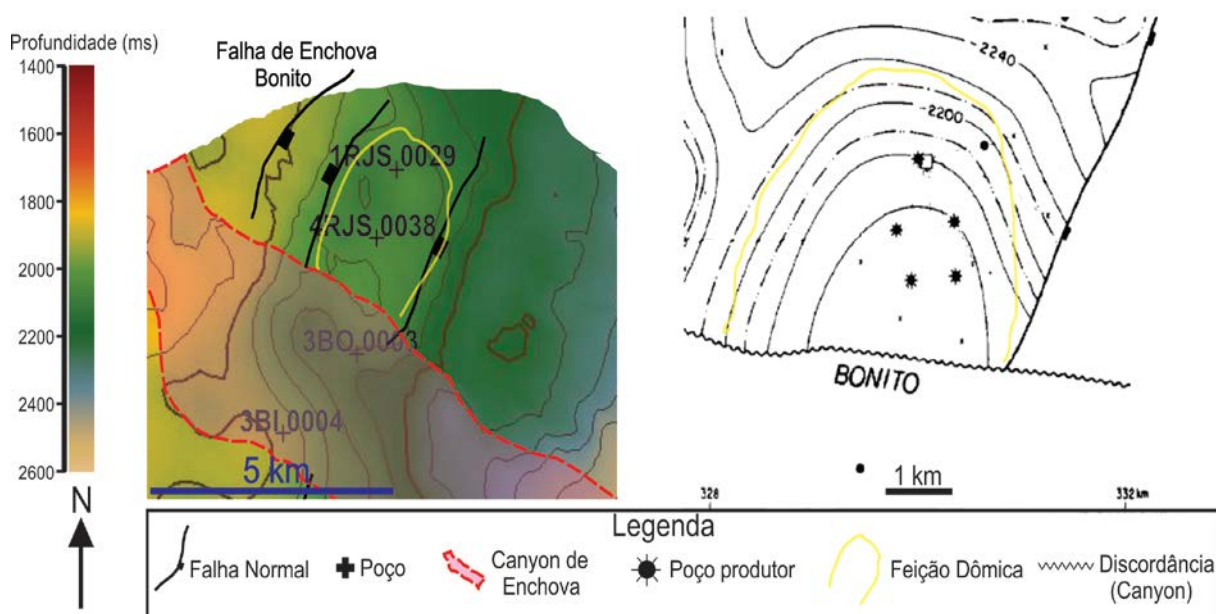


Figura 46: Área sul do campo de Bonito, representando o topo do depósito Carapebus EO-01, à esquerda, e topo do turbidito eocênico de Guardado et al. (1989), à direita, com enfoque à estrutura dômica local e ao *Canyon* de Enchova.

As acumulações constatadas nos outros dois poços, presentes na região distal de Bicudo, não puderam ser caracterizadas de maneira confiável, em função da pouca disponibilidade de dados sísmicos para a área. No entanto, é importante ressaltar dois aspectos: o abatimento reduzido da camada turbidítica no poço 4RJS\_0134, quando

comparado àquele existente para o Grupo Macaé, e a presença do *Canyon* de Enchova, relativamente próximo a estes poços (Figura 37), podendo atuar como trapa estratigráfica.

### 6.2.3 Depósito Carapebus EO – 02

O turbidito de maior extensão ocorre em áreas de quatro campos distintos: Trilha, Enchova, Bonito e Bicudo. Poços produtores neste nível estratigráfico estão situados em Bicudo (4RJS\_0161, 4RJS\_0039A, 4RJS\_0134), Enchova (1RJS\_0022, 3EN\_0030) e Bonito (4RJS\_0038, 1RJS\_0029).

Como já discutido acima, bem como no trabalho de Guardado et al. (1989), as acumulações no campo de Bonito estão relacionadas à estrutura dômica em sua porção meridional, limitada a sudoeste pela discordância que gerou o *Canyon* de Enchova durante o Oligoceno Superior; configura, dessa maneira, uma trapa mista (estrutural – estratigráfica). Os poços 4RJS\_0039A e 4RJS\_0161 têm seus reservatórios condicionados também por feições descritas em níveis estratigráficos sotopostos (Formação Quissamã e Carapebus EO – 01), que consistem em anticlinais de *rollover* oriundas da movimentação e rotação de blocos em função da tectônica salina. O fato de o poço 4RJS\_0161 produzir a partir do depósito Carapebus EO – 02, mas estar seco ao nível do depósito EO – 01 pode estar relacionado à porosidade da rocha, que aparenta ser maior no estrato mais jovem, considerando-se os valores observados no perfil RHOB.

O alto que inclui os poços 1RJS\_0022 e 3EN\_0030, observado também por Guardado et al. (1989), promove o trapeamento de caráter estrutural do depósito arenoso, enquanto os pelitos depositados no paleocanal que corresponde ao *Canyon* de Enchova funcionam como trapa estratigráfica, limitando a porção sul do lobo turbidítico. Dessa forma, a trapa presente na área mostra caráter misto.

## 7. CONCLUSÕES

As cinco seções estratigráficas elaboradas permitiram caracterizar a distribuição lateral e a variação vertical dos litossomas de interesse na área de estudos. Os depósitos evaporíticos da Formação Retiro têm espessura geral reduzida, comumente entre 5 e 30 m, sendo capeados pela porção basal da Formação Quissamã, que consiste numa sequência dolomítica cujas maiores espessuras concentram-se nos campos de Badejo, Pampo e Linguado, com claro adelgaçamento em direção à porção distal da bacia.

O intervalo superior da Formação Quissamã, composto por rochas calcareníticas e calcissiltitos subordinados, equivale a um dos níveis reservatório de interesse deste trabalho, com poços produtores em cinco campos distintos (Pampo, Linguado, Enchova, Bicudo e Bonito). Exibe mergulho geral baixo de rumo sudeste, sendo capeada pelas margas e calcilutitos da Formação Outeiro.

Representando a progressão do episódio de afogamento da plataforma albiana, os folhelhos da Formação Ubatuba recobrem os litotipos do Grupo Macaé. Inseridos em meio a estes pelitos, foram identificados três depósitos turbidíticos principais. O mais antigo, de idade cretácica, ocorre nos campos de Linguado e Pampo, constituindo nível produtor de importância secundária. Os outros dois depósitos exibem idade eocênica, denominados assim EO-01 e EO-02, com o primeiro restrito aos campos de Bicudo e Bonito, e o segundo de ocorrência ampla, compreendendo os campos de Trilha, Bicudo, Bonito e Enchova. Ambos consistem em importantes intervalos produtores na bacia.

A interpretação dos dados sísmicos e mapas elaborados evidenciaram o padrão estrutural regional, com falhamentos normais de direção NE-SW dominantes, e zonas de transferência subordinadas, orientadas a NW-SE. Na porção sudoeste da área de estudos, importante feição dômica foi caracterizada ao nível da Formação Quissamã, correspondente ao Domo de Pampo. Estrutura de natureza semelhante, em menor escala, foi também identificada na porção sul do campo de Bonito, associada a um sistema de falhamentos sintéticos e antitéticos que condicionam a produção de hidrocarbonetos localmente. Foi possível a identificação de falhamentos que afetam tanto as rochas aptianas quanto a sequência pós-sal, exemplificados pela falha que separa os campos de Bicudo – Pampo e Badejo – Trilha, as quais apresentam grande importância para a migração dos hidrocarbonetos gerados nos folhelhos da seção rifte até os reservatórios da seção aptiana e paleógena.

Integrando-se os resultados obtidos, foram caracterizadas as condições que possibilitaram a existência das principais acumulações petrolíferas identificadas. A Formação

Quissamã tem seus reservatórios descritos nos campos de Pampo e Linguado condicionados por trapas estruturais, relacionadas a falhamentos que soerguem os blocos na porção oeste do primeiro (região do Domo de Pampo) e rumo ao centro do segundo campo, onde se localizam os poços 7LI\_0003 e 7LI\_0010, ambos produtores.

Ainda neste intervalo estratigráfico, as armadilhas presentes nos campos de Bonito e Enchova foram classificadas como mistas, relacionadas tanto a altos estruturais e domos locais, quanto à variação lateral de fácies em baixos deposicionais. No campo de Bicudo, as trapas descritas mostram caráter estrutural, apresentando-se como feições de *rollover* nos poços 1RJS\_0039A e 4RJS\_0161. Na porção nordeste, uma falha de grande extensão e rejeito separa as áreas de Bicudo e Bonito, abatendo o bloco neste último campo. Esta feição ocorre associada a outro falhamento, a sudoeste do poço 3BI\_0004, promovendo o soerguimento da Formação Quissamã na região deste poço.

O depósito turbidítico cretácico tem suas maiores espessuras constatadas na porção centro-leste de Pampo, e a configuração do lobo arenoso indica provável área fonte a norte (região do Alto de Badejo – Linguado). Sua distribuição é influenciada por mecanismos estruturais e estratigráficos: sistemas de falhas abatem blocos locais a leste e sul, criando barreiras ao fluxo arenoso, estando associados a variações faciológicas laterais, de arenitos para diamictitos, em direção ao campo de Linguado.

As armadilhas que condicionam a produção de hidrocarbonetos a partir dos turbiditos eocênicos são bastante similares no campo de Bicudo, estando relacionadas às estruturas *rollover* constatadas já no Grupo Macaé.

Na região de Bonito e Enchova, de maneira semelhante, o trapeamento de hidrocarbonetos é fortemente influenciado pelas feições já constatadas na Formação Quissamã (alto estrutural em Enchova, domo local na região de Bonito). No entanto, pode-se atribuir caráter misto às armadilhas existentes nessa área, em função da presença do *Canyon* de Enchova, que promove o truncamento dos depósitos arenosos na porção sudoeste dos campos. O preenchimento desta feição erosiva por folhelhos durante o Oligoceno Superior - Mioceno Inferior criou uma barreira estratigráfica ao escape lateral dos hidrocarbonetos presentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP – **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – Março de 2016. Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acessado em 15/03/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Enchova Oeste** – Ago. de 2004. Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em 17/03/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Linguado** – Mar. de 2016. Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em 10/07/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Pampo** – Fev. de 2016. Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em 09/07/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Sumário Executivo do Campo de Trilha** – Mar. de 2016. Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em 09/07/2016

ANTUNES, R.L.; SONOKI, N.T.; CARMINATTI, M.: The Enchova PaleoCanyon (Campos Basin-Brazil): Its Oligocene-Miocene History Based on Calcareous Nannoplankton Stratigraphy and Seismostratigraphy. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18(3), p. 283-290. Set. 1988.

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

BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO – BDEP – **Produção de petróleo e gás natural por campo** – 2016. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br>>. Acesso em: 20/07/2016.

BASSIOUNI, Z. **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. SPE textbook series vol. 4, 1994. 372 p.

BAUMGARTEN C.S. & SCUTA M.S. 1988. Geometria dos corpos carbonáticos do reservatório Macaé (Metade Superior), Campo de Pampo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, 3(1/2): p. 49-57.

BAUMGARTEN, C. S. Campo de Bonito: Relacionamento Tectônica Sedimentação do Albiano ao Eoceno. **Boletim Técnico Petrobrás**, Rio de Janeiro, v 29, n.2, p 261-269, 1986.

BAUMGARTEN, C.S. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. **Boletim Técnico Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 28, n.2, p. 91-101, 1985.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG**. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Brasília, 2003. 692 p.

BRUHN, C. H. L., J. A. T. GOMES, C. DEL LUCHESE, P. R. S. JOHANN. Campos Basin: reservoir characterization and management—Historical overview and future challenges: **OTC Proceedings Contribution** No. 15220, 12 p. 2003.

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

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

CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. “Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro”, IN G. P. RAJA GABAGLIA & E. J. MILANI (eds.). **Origem e Evolução de Bacias Sedimentares**. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.

CONTRERAS, S.A.C. & DE CASTRO, J.C. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. **Revista Escola de Minas**. Ouro preto. v. 65, no .3. Jul/Set 2012.

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

DIAS, J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L. R. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. IN: RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E.J. (Coords.) **Origem e evolução de Bacias Sedimentares**. Petrobrás, 1990. p. 333-360.

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.

FAVORETTO, J. **Modelo deposicional de carbonatos albianos da Formação Quissamã: análise faciológica, diagenética e estratigráfica de um campo de óleo na porção meridional da Bacia de Campos**. 2014. 157 f. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro, 2014.

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

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-estratigráfico na Bacia de Santos, IN W. U. MOHRIAK; P. SZATMARI; S. M. C. ANJOS (eds.). **Sal: Geologia e Tectônica**. São Paulo, Beca, 2008. pp. 340-59.

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

GUARDADO, L.R., MELLO, M. R., SPANDINI, A. R., BRANDAO, J. S. L. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil: **AAPG memoir 73**, 2000.

GORLA, F. F. L. **Interpretação tectono-estratigráfica do Reservatório Quissamã (Eo-Meso-Albiano) nos campos de Pampo, Bicudo e Bonito, Bacia de Campos.** 2011. 82 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Bacharelado em Geociências. Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro, 2011.

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

HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v.6, n. 1/2, p. 45-58. 1992

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

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

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

MILANI, E.J., THOMAZ FILHO, A.. Sedimentary Basins of South America. IN: CORDANI, U.G., MILANI, E.J., THOMAZ FILHO, A. CAMPOS, D.A. (eds.). **Tectonic Evolution of South America.** Rio de Janeiro, 31st. IGC, 2000. P. 389-449.

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

OKUBO, J. **Calcários Albianos de Campo Petrolífero na Bacia de Campos: Fácies, Diagênese e Modelo Depositional**. 2014. 113 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro, 2014.

PERES, W.E., 1990, **Seismic-stratigraphic study of the Oligocene-Miocene shelf-fed turbidite systems of the Campos Basin, Brazil**: Ph.D. Thesis, The University of Texas at Austin, 188p. 1990.

PONTE, F.C. & ASMUS, H.E.. The Brazilian Marginal Basins: Current state of knowledge. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, vol.48, p. 215-239. 1976.

RANGEL, H. D; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**. Vol. 8, p. 203-218. 1994.

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

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

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

SCHALLER H. 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos. IN: XXVII CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA. **Anais...** Aracaju, 3: 247-258.

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

SPADINI, A.R., ESTEVES, F.R., AZEVEDO, R.L.M. O Ritmo do Albiano Superior da Formação Macaé, Bacia de Campos, Um Marco Estratigráfico com Significado Paleoambiental e Cronoestratigráfico. IN: X CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA. **Anais...** Rio de Janeiro, 19-25 de Julho, 1987.

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

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro. Editora Interciência. 2001. 271 p.

UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas. **Jornal da Unicamp**. Maio de 2005. Disponível em <[https://www.unicamp.br/unicamp/unicamp\\_hoje/ju/maio2005/ju289pag09.html](https://www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/maio2005/ju289pag09.html)>. Acesso em 22/07/2016.

WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 15, n. 2. Rio de Janeiro, p. 511-529. Mai/Nov. 2007.

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

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