



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JULIO DE MESQUITA FILHO"  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS



---

GEOLOGIA

FELIPE FERREIRA LUIZ GORLA

INTERPRETAÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA DO  
RESERVATÓRIO QUISSAMÃ (EO-MESO-ALBIANO)  
NOS CAMPOS DE PAMPO, BICUDO E BONITO, BACIA  
DE CAMPOS.

Rio Claro – SP  
2011

**UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**  
Instituto de Geociências e Ciências Exatas  
**Campus de Rio Claro (SP)**

**INTERPRETAÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA DO  
RESERVATÓRIO QUISSAMÃ (EO-MESO-ALBIANO)  
NOS CAMPOS DE PAMPO, BICUDO E BONITO, BACIA  
DE CAMPOS.**

FELIPE FERREIRA LUIZ GORLA

Orientador: Antonio Roberto Saad

*Monografia apresentada à Comissão do Trabalho de  
Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de  
Geociências e Ciências Exatas – UNESP, campus de  
Rio Claro, como parte das exigências para o  
cumprimento da disciplina Trabalho de Conclusão de  
Curso no ano letivo de 2011.*

Rio Claro – SP  
2011

553.282 Gorla, Felipe Ferreira Luiz  
G671i        Interpretação tectono-estratigráfica do reservatório Quissamã  
(Eo-meso-albiano) nos campos de Pampo, Bicudo e Bonito, Bacia de  
Campos. / Felipe Ferreira Luiz Gorla. - Rio Claro : [s.n.], 2011  
67 f. : il., figs., quadros

Trabalho de conclusão de curso (bacharelado - Geologia) -  
Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas  
Orientador: Antonio Roberto Saad

1. Petróleo – Geologia. 2. Rochas carbonáticas. 3. Trapa estrutural. 4.  
Cleirrudito oncolítico. 5. Análise sísmica 3-D. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP  
Campus de Rio Claro/SP

FELIPE FERREIRA LUIZ GORLA

INTERPRETAÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA DO RESERVATÓRIO  
QUISSAMÃ (EO-MESO-ALBIANO) NOS CAMPOS DE PAMPO, BICUDO  
E BONITO, BACIA DE CAMPOS.

*Monografia apresentada à Comissão do Trabalho de  
Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de  
Geociências e Ciências Exatas – UNESP, campus de  
Rio Claro, como parte das exigências para o  
cumprimento da disciplina Trabalho de Conclusão de  
Curso no ano letivo de 2011.*

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Antonio Roberto Saad  
Orientador

Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro  
Banca Examinadora

Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli  
Banca Examinadora

Rio Claro, 16 de Novembro de 2011.

**Dedico esse trabalho aos meus pais e ao meu irmão, Luiz Augusto, Ana  
Maria e Frederico**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a elaboração desse trabalho e a todos que me acompanharam nestes cinco anos de geologia.

Em especial externo meus agradecimentos: aos meus orientadores e amigos, Prof. Dr. Antonio Roberto Saad e Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro, por me guiarem desde o terceiro ano da graduação, tendo assim papel fundamental em minha formação, e por me mostrarem do modo mais entusiasmado a grandiosidade e beleza da geologia.

Aos pesquisadores e amigos do Unespetro: Dra. Maria Gabriella Castillo Vincenteli, Dr. Sergio Antonio Cáceres Contreras e Dr. Iata Anderson de Souza, pela orientação, apoio e sugestões essenciais para a realização desse trabalho e para meu amadurecimento na geologia do petróleo. Ao Prof. Dr. Paulo Tibana pelas dicas e sugestões que enriqueceram muito esse trabalho.

Às amigas de classe e de Unespetro: Milena Cristina Rosa, Juliana Okubo e Julia Favoretto, pela excelente convivência, pelo companheirismo e pelas sugestões e discussões geológicas.

Ao apoio concedido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) por meio do Programa de Formação de Recursos Humanos para Setor de Petróleo e Gás, e ao PRH-05, representado pelo Prof. Dimas e pelo Zé Maria que auxiliaram no aperfeiçoamento de minha formação profissional;

Aos amigos das repúblicas que morei nos primeiros anos do curso (repúblicas Curva de Rio, Boca de Porco e Fossa), a todos os amigos da Turma de Geologia de 2007.

Aos amigos da República Mansão, Marcos (Marquito), Basílio, Caio (Boca), José (Zé), Diego (Cindy), Julio (Julião), Felipe S. (Merda), Antonio (Stopa), Pedro L. F. (Bolacha), Pedro (Pedrão), Rodrigo (Piru), Renzo (Macaco), Vinicius (Chester), Rafael (Resgate), Leonardo (Lombriga), Mauro (Maurão), Sérgio (Modelo), Luís Felipe (Formen), Nicholas (Chólas), Gabriel (Fronha), Luiz Henrique (Hulk) e Dona Sandra.

E aos meus pais e ao meu irmão por todo amor e apoio, e por estarem sempre presentes em todos os momentos e realizações.

*"Live to win, 'till you die, 'till the light dies in your eyes".*

*Paul Stanley (KISS)*

## RESUMO

Várias acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em reservatórios carbonáticos marinhos da Formação Quissamã (Eo-Meso-Albiano), no sudoeste da Bacia de Campos. Neste trabalho investigamos os campos de Pampo, Bonito e Bicudo, objetivando compreender o condicionamento tectono-estrutural dos reservatórios de calcirruditos e calcarenitos oncolíticos/bioclásticos e o intervalo capeador de calcilito, marga e folhelho da Formação Outeiro ou “Bota” (Neo-Albiano a Turoniano).

Com base nos dados de onze poços representativos daquelas acumulações, foram feitas seções estruturais e cronocorrelacionada toda a coluna estratigráfica (cretácea-cenozóica) e o Grupo Macaé – reservatório Quissamã e selante Outeiro, este último correspondendo à fase de aprofundamento tectônico da bacia.

Com base nos perfis de densidade e elétrico, foi elaborada a seção estrutural do reservatório carbonático, e identificados os intervalos porosos e contatos óleo-água das acumulações.

Um extenso cubo sísmico 3-D (~300 Km<sup>2</sup>) forneceu a base de dados para o mapeamento sísmo-estrutural de três refletores limitantes das unidades do Grupo Macaé.

**Palavras Chave:** reservatório carbonático, trapa estrutural-estratigráfica, calcirrudito oncolítico, análise sísmica 3-D.

## ABSTRACT

Hydrocarbon accumulations occur in marine carbonate reservoirs of Quissamã Formation (early to middle Albian), southwest Campos Basin. We investigated Pampo, Bicudo and Bonito fields, in order to understand the tectono-structural framework of oncolite/bioclast coarse-grained calcarenite reservoir and the calcilutite-marl-shale sealing interval (Late Albian to Turonian).

The database of eleven wells from those fields allowed to elaborate structural sections correlating the Macaé Group – both Quissamã reservoir and Outeiro seal, the latter corresponding to the tectonic deepening phase of basin evolution.

Based on density and electric logs, it was prepared structural sections of the carbonate reservoirs with consequent identification of porous zones and oil-water contacts.

An extensive 3-D seismic database (~300 Km<sup>2</sup>) allowed to map three reflectors which represent the limiting units of Macaé Group.

**Key words:** carbonate reservoir rock, stratigraphic-structural trap, oncolitic calcirrudite, 3-D seismic analysis.

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1** – Mapa de localização da Bacia de Campos, com batimetria, blocos produtores e em vermelho os blocos de Pampo e Linguado, foco do estudo.....2
- Figura 2** – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos, segundo Winter *et al.* (2007).....5
- Figura 3** – Feições estruturais da Bacia de Campos (Rangel *et al.* 1998).....10
- Figura 4** – Destaque no Eomesoalbio da Bacia de Campos, representado pelas formações Quissamã e Outeiro. Modificado de Winter *et al.* (2007).....11
- Figura 5** – Mecanismos de migração do óleo da seção geradora para os reservatórios carbonáticos nas áreas de Pampo-Enchova e Enchova-Bicudo-Bonito.....12
- Figura 6** – Mapa de contorno estrutural do topo dos reservatórios carbonáticos do Macaé Inferior, campo de Pampo, Bacia de Campos (Guardado *et al.*, 1989).....13
- Figura 7** – Seção estratigráfica W-E, campo de Pampo. Datum, marco LF-80. Horschutz & Scuta (1992).....14
- Figura 8** – Seção Geológica que corta os Campos de Badejo, Linguado e Pampo onde observa-se as acumulações de óleo nas coquinas do Grupo Lagoa Feia e nos calcarenitos do Grupo Macaé (Horschutz, 1992).....15
- Figura 9** – Exemplo de uma suíte de perfis obtidos em um poço exploratório.....17
- Figura 10** – Princípio da formação do traço sísmico. As frentes de onda incidem nas interfaces do meio e são refletidas de volta à superfície onde são captadas por geofones.....19
- Figura 11** – Detalhe da porção sudoeste da Bacia de Campos contendo os campos produtores, os poços utilizados no presente trabalho e a localização do cubo sísmico...21

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 12</b> – Detalhe do poço RJS-74, com os perfis de GR, ILD e RHOB dispostos lado a lado, ao modo que foram confeccionadas as seções estratigráficas..... | 22 |
| <b>Figura 13</b> – Mapa de localização das seções estratigráficas.....  | 23 |
| <b>Figura 14</b> – Esquema dos intervalos e das velocidades intervalares utilizadas na calibração sísmica-poço.....   | 25 |
| <b>Figura 15</b> – Exemplo de uma seção sísmica <i>dip</i> ao longo dos campos de Pampo e Bicudo, interpretada no software <i>Seisvision (Geographix)</i> .....   | 26 |
| <b>Figura 16</b> – Seção Estratigráfica Enchova-Bicudo.....   | 29 |
| <b>Figura 17</b> – Seção Estratigráfica Linguado-Pampo.....   | 32 |
| <b>Figura 18</b> – Seção Estratigráfica Pampo-Bonito.....   | 34 |
| <b>Figura 19</b> – Mapa de localização das seções sísmicas no volume sísmico.....   | 36 |
| <b>Figura 20</b> – Estruturas identificadas na interpretação do volume sísmico.....   | 37 |
| <b>Figura 21</b> – Seção Sísmica E-E’ .....   | 38 |
| <b>Figura 22</b> – Seção Sísmica B-B’ .....   | 40 |
| <b>Figura 23</b> – Seção Sísmica F-F’ .....   | 42 |
| <b>Figura 24</b> – Seção Sísmica A-A’ .....   | 43 |
| <b>Figura 25</b> – Seção Sísmica D-D’ .....   | 44 |
| <b>Figura 26</b> – Seção Sísmica C-C’ .....   | 45 |

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 27</b> – Seção Sísmica G-G’ .....   | 46 |
| <b>Figura 28</b> – Mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Lagoa Feia, em profundidade.....  | 47 |
| <b>Figura 29</b> – Superfície 3D correspondente ao topo do Grupo Lagoa Feia, em profundidade.....   | 48 |
| <b>Figura 30</b> – Mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Macaé, em profundidade.....   | 49 |
| <b>Figura 31</b> – Superfície 3D correspondente ao topo do Grupo Macaé, em profundidade.....  | 50 |
| <b>Figura 32</b> – Mapa de porosidade sobre a superfície 3D correspondente ao topo do nível potencial reservatório.....   | 52 |
| <b>Figura 33</b> – Mapa de reservatório total sobre a superfície 3D correspondente ao topo do nível potencial reservatório.....   | 53 |
| <b>Figura 34</b> - Seção Esquemática Enchova-Bicudo – Grupo Macaé.....  | 55 |
| <b>Figura 35</b> - Seção Esquemática Pampo Linguado – Grupo Macaé.....  | 56 |
| <b>Figura 36</b> - Seção Esquemática Pampo-Bonito – Grupo Macaé.....  | 57 |
| <b>Figura 37</b> – Acumulações de hidrocarbonetos identificadas nos poços estudados. a) Bonito - Poço 3BO-0003; b) Bicudo – Poço 3BI-0004 e c) Pampo – Poço 3PM-0003A.....                                | 58 |
| <b>Figura 38</b> – Modelo 3D da área de estudo construído através da tecnologia Recon. a) Base do Gr. Macaé; b) Topo e base do Gr. Macaé; e c) Topo e base do Gr. Macaé e superfície do fundo do mar..... | 59 |

**Figura 39** – Vista tridimensional da área de estudo com destaque para o topo do Grupo Macaé e o topo do principal nível reservatório.....61

**Figura 40** – Mapa de isópacas do Grupo Macaé.....61

## ÍNDICE DE QUADROS

**Quadro 1** – Fórmula da porosidade aparente, que utiliza os dados de densidade dos registros de poço.....26

**Quadro 2** – Valores de resistividade e densidade tomados como referência nos cálculos petrofísicos.....27

**Quadro 3** – Fórmula do volume de areia, que utiliza os dados de registros de raio gama dos poços.....27

**Quadro 4** – Resultados dos cálculos de porosidade e de volume de areia e argila.....51

# Sumário

|  |     |
|--|-----|
| <b>DEDICATÓRIA</b> .....                                       | i   |
| <b>AGRADECIMENTOS</b> .....                                    | ii  |
| <b>EPÍGRAFE</b> .....  | iii |
| <b>RESUMO</b> .....  | iv  |
| <b>ABSTRACT</b> .....  | v   |
| <b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....                                 | vi  |
| <b>ÍNDICE DE QUADROS</b> .....                                 | ix  |
| <br>   |     |
| <b>1 INTRODUÇÃO</b> .....                                      | 1   |
| <b>1.1 Apresentação</b> .....                                  | 1   |
| <b>1.2 Objetivos</b> .....                                     | 3   |
| <br>   |     |
| <b>2 GEOLOGIA REGIONAL</b> .....                               | 3   |
| <b>2.1 A Bacia de Campos</b> .....                             | 3   |
| 2.1.1 Origem e Evolução Tectono-Sedimentar.....                | 3   |
| 2.1.1.1 <i>Supersequência Rifte</i> .....                      | 4   |
| 2.1.1.2 <i>Supersequência Pós-Rifte</i> .....                  | 6   |
| 2.1.1.3 <i>Supersequência Drifte</i> .....                     | 6   |
| 2.1.2 Arcabouço Estratigráfico.....                            | 7   |
| 2.1.3 Arcabouço Estrutural.....                                | 9   |
| <b>2.2 Geologia do <i>trend</i> Linguado-Pampo</b> .....       | 11  |
| 2.2.1 Campo de Pampo.....                                      | 13  |
| 2.2.2 Campo de Linguado.....                                   | 14  |
| <br>   |     |
| <b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....                           | 16  |
| <b>3.1 Perfilagem Geofísica: Conceitos Básicos</b> .....       | 16  |
| <b>3.2 Método Sísmico de Reflexão: Conceitos Básicos</b> ..... | 17  |
| <br>   |     |
| <b>4 MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO</b> .....                    | 19  |
| <b>4.1 Levantamento Bibliográfico</b> .....                    | 19  |
| <b>4.2 Base de Dados</b> .....                                 | 20  |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>4.3 Perfilagem Geofísica.....</b>                                       | <b>21</b> |
| 4.3.1 Construção dos Perfis de Poços.....                                  | 21        |
| 4.3.2 Correlação dos poços e definição dos intervalos estratigráficos..... | 22        |
| <b>4.4 Interpretação Sísmica 3D.....</b>                                   | <b>24</b> |
| <b>4.5 Análise Petrofísica.....</b>  | <b>26</b> |
| <br>   |           |
| <b>5 RESULTADOS OBTIDOS .....</b>  | <b>28</b> |
| <b>5.1 Análise Estratigráfica.....</b>                                     | <b>28</b> |
| 5.1.1 Seção Estratigráfica Enchova-Bicudo.....                             | 28        |
| 5.1.2 Seção Estratigráfica Fechada Linguado-Pampo.....                     | 31        |
| 5.1.3 Seção Estratigráfica Pampo-Bonito.....                               | 33        |
| <b>5.2 Interpretação dos dados sísmicos.....</b>                           | <b>35</b> |
| <b>5.3 Interpretação dos mapas de contorno estrutural.....</b>             | <b>47</b> |
| <b>5.4 Análise dos potenciais reservatórios.....</b>                       | <b>50</b> |
| 5.4.1 Análise Petrofísica.....   | 50        |
| 5.4.2 Análise Estrutural-Estratigráfica.....                               | 54        |
| <b>5.5 Integração dos Resultados.....</b>                                  | <b>58</b> |
| <br>   |           |
| <b>6 CONCLUSÕES.....</b>   | <b>62</b> |
| <br>   |           |
| <b>7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                                  | <b>64</b> |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Apresentação

A Bacia de Campos, área de estudo do presente trabalho, situa-se entre a costa norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, entre os paralelos 21° e 23° sul. Limita-se ao sul com a Bacia de Santos pelo Arco de Cabo Frio e ao norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Arco de Vitória (Figura 1).

A pesquisa para petróleo na Bacia de Campos começou na década de 1950 com a perfuração de um poço em terra, no Cabo de São Tomé. Após a descoberta do primeiro campo em área submersa (Campo Garoupa), na década de 1960, seguiram-se várias outras pesquisas importantes, e atualmente, segundo dados da Petrobrás, essa bacia é a maior produtora nacional de petróleo, responsável por cerca de 84% do total de sua produção (ANP, 2010). As reservas provadas somam 11,7 bilhões de barris, e as recentes descobertas de grandes acumulações de óleo e gás natural no chamado intervalo “Pré-sal” (seção rifte) nas bacias de Santos e Campos apontam excelentes perspectivas para o setor petrolífero brasileiro.

Dentre os vários campos petrolíferos existentes na Bacia de Campos, encontram-se os campos de Linguado e Pampo, que se situam na culminância de um proeminente alto estrutural. Tais campos associados aos campos adjacentes de Bicudo, Bonito e Enchova constituem o objeto de análise da pesquisa ora apresentada.

A área de Pampo-Linguado situa-se no extremo sudoeste do alinhamento de campos petrolíferos da Bacia de Campos, em lâmina d’água entre 85 e 150 metros. Nessa área, acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em arenitos da Formação Carapebus do Grupo Campos, em calcarenitos do Grupo Macaé, em coquinas do Grupo Lagoa Feia e em basaltos (Baumgarten, 1985).

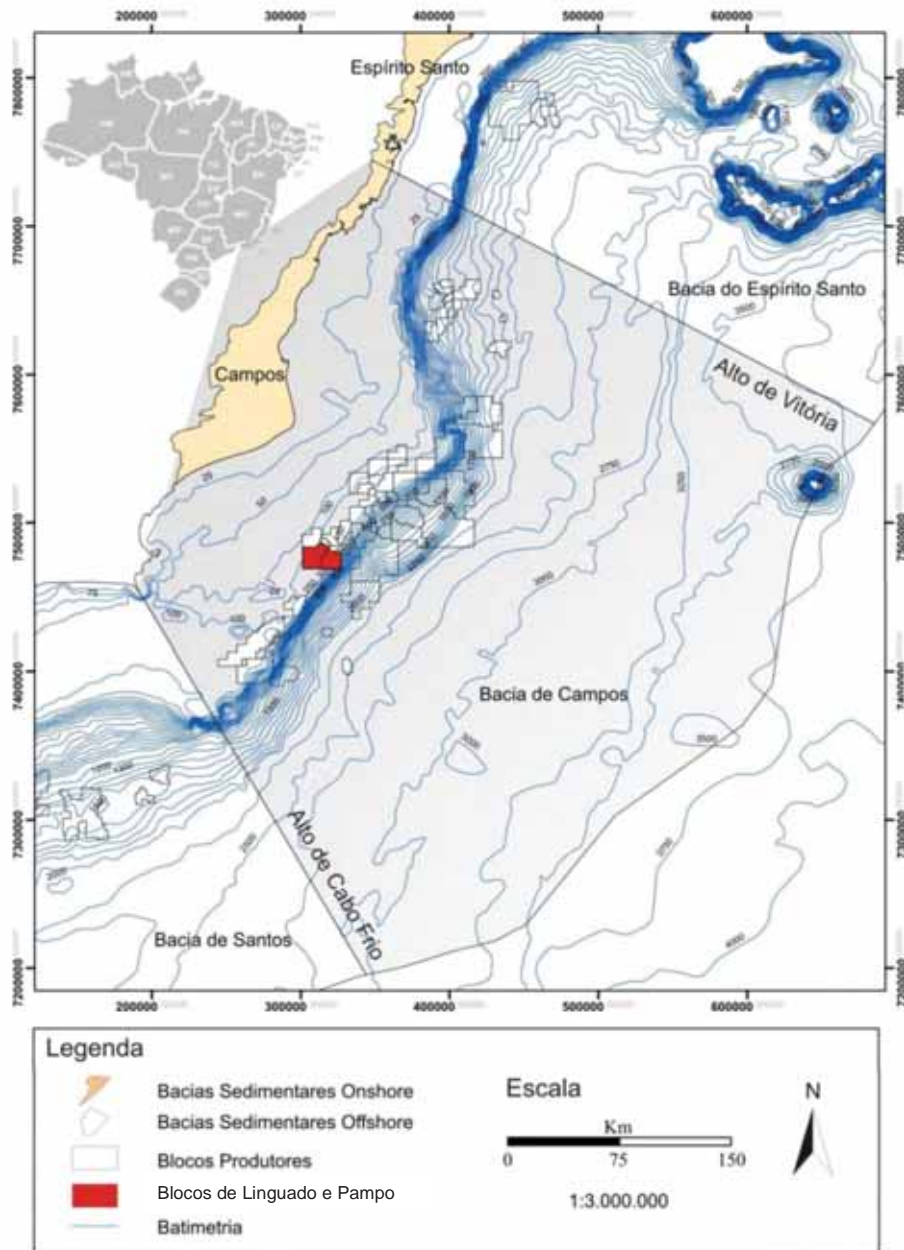


Figura 1 - Mapa de localização da Baía de Campos, com batimetria, blocos produtores e em vermelho os blocos de Pampo e Linguado, foco do estudo.

Todas as acumulações econômicas de hidrocarbonetos na Baía de Campos têm como rocha geradora os folhelhos lacustres do Grupo Lagoa Feia (Eocretáceo), que ocorrem logo abaixo da camada de anidrita aptiana. Atualmente, apesar da descoberta de grandes volumes de hidrocarbonetos nas camadas “pré-sal”, o principal reservatório comercial da Baía de Campos continua sendo os arenitos turbidíticos paleogenos.

A realização deste trabalho se enquadra no cenário dos trabalhos geológicos regionais com ênfase em geologia do petróleo, que tem por finalidade entender como os parâmetros estratigráficos e estruturais atuam no favorecimento de acumulações de hidrocarbonetos. Desse modo, quanto melhor for a compreensão da geologia do sistema petrolífero, mais bem sucedida é a tarefa de delimitação das áreas potenciais para a exploração, minimizando riscos de insucesso.

## 1.2 Objetivos

Os objetivos principais deste trabalho resumem-se em:

- Compreender a evolução do *trend* Linguado-Pampo, e verificar se seus condicionantes tectono-estruturais favorecem ou não a presença de hidrocarbonetos no nível do Grupo Macaé (seção pós-Lagoa Feia);
- Analisar, em termos de porosidade, os intervalos da área de estudo que constituem potenciais reservatórios;
- Visa também elucidar uma questão ainda não muito bem compreendida relacionada ao papel de charneira desempenhado pelo Alto de Linguado-Pampo em relação às unidades do pós-Aptiano;
- Proporcionar ao estudante de Geologia um treinamento em análise de perfis geofísicos, correlação de perfis e interpretação sísmica 3D aplicada à exploração de hidrocarbonetos.

## 2 GEOLOGIA REGIONAL

### 2.1 Bacia de Campos

#### 2.1.1 Origem e Evolução Tectono-Sedimentar

A ruptura do megacontinente Gondwana ocorrida a 200 Ma, com conseqüente origem do Oceano Atlântico, por volta de 130 Ma, resultou na formação das bacias marginais brasileiras e africanas. Esse processo deu início ao desenvolvimento do Rife Sul-Atlântico (Bueno, 2004).

Desde a década de 70, em território brasileiro, este processo de ruptura tem sido amplamente estudado e classificado sob os preceitos da Teoria da Tectônica de Placas (Asmus, 1975; Porto, 1972). A Bacia de Campos é uma bacia típica de margem divergente, coincidindo nos seus aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias da costa leste, já que todas elas possuem origem e evolução intimamente ligadas ao processo de fragmentação do Gondwana.

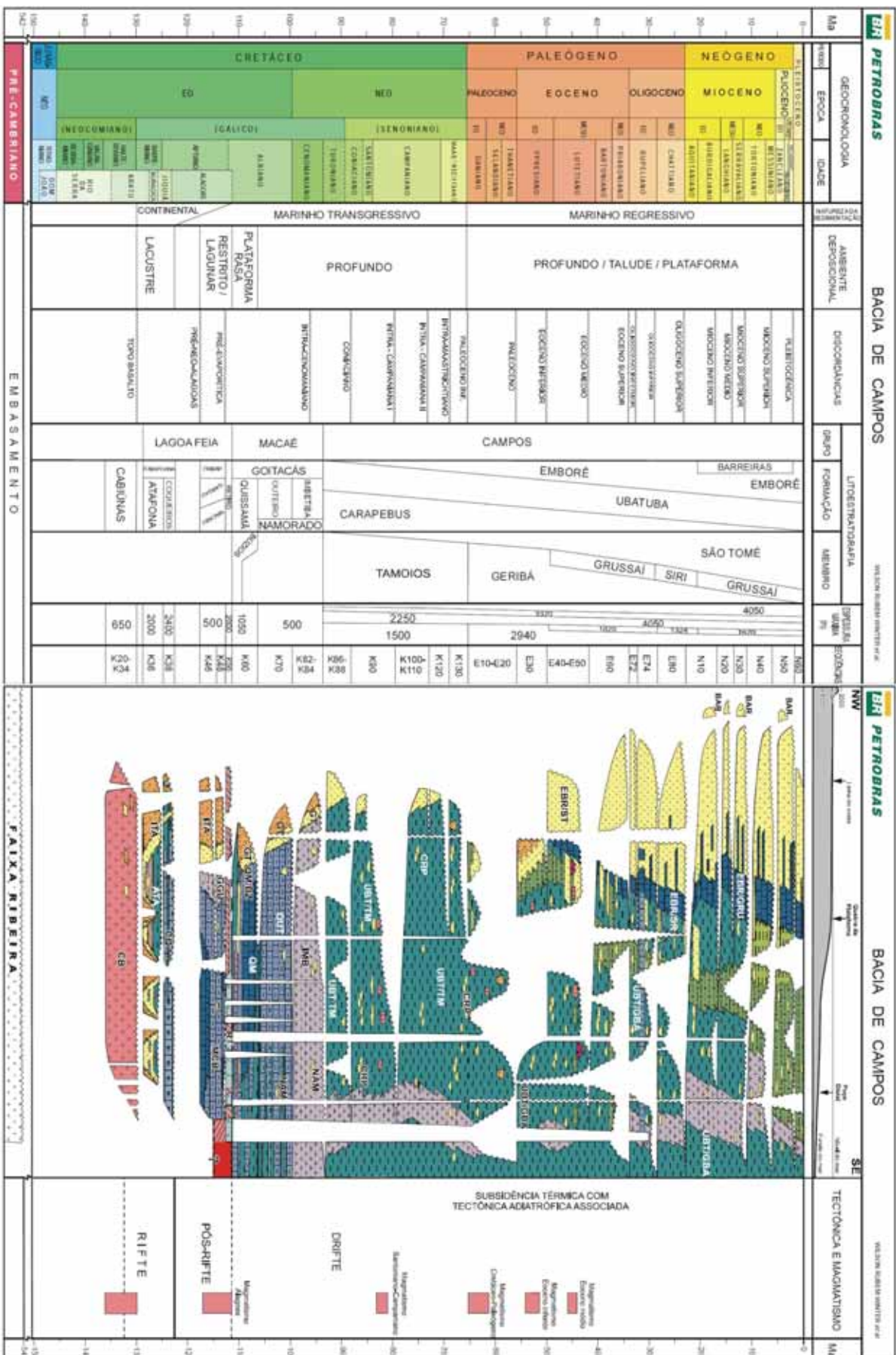
A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos tem sido descrita por diversos autores (Asmus, 1975; Asmus & Guazeli, 1981; Dias *et al.* 1990; Mohriak *et al.* 1990; Chang *et al.* 1992; Cainelli & Mohriak, 1998), o que permite relacionar as unidades litoestratigráficas aos estágios tectônicos, conferindo uma conotação genética e evolutiva à divisão litoestratigráfica.

A discussão sobre a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos referente aos próximos tópicos encontra-se fundamentada na compilação publicada no Boletim de Geociências da PETROBRAS do ano de 2007 (Winter *et al.*, 2007), uma vez que trata-se do resumo mais atual dos conhecimentos referentes à Bacia de Campos. Neste trabalho, os autores consideram três estágios de desenvolvimento no processo evolutivo da bacia, que correspondem a três Supersequências, são elas: Supersequência Rifte, Supersequência Pós-Rifte e Supersequência Drifte, todas elas encontram-se ilustradas na Carta da Estratigráfica da Bacia de Campos publicada na compilação supracitada (Figura 2).

#### *2.1.1.1 Supersequência Rifte*

A Supersequência Rifte, de origem continental lacustre e fluvial deltáica, foi subdividida por Winter *et al.* (2007) em três sequências deposicionais, são elas: K20-K34, K36 e K38. A idade desse registro sedimentar varia entre o Hauteriviano e o Eoaptiano (Andar Jiquiá), e corresponde aos depósitos da Formação Cabiúnas e da porção basal e intermediária do Grupo Lagoa Feia (formações Itabapoana, Atafona e Coqueiros).

A subsidência mecânica propiciada por falhas normais gerou o estilo estrutural dominante dessa etapa, que foi o de blocos falhados e rotacionados, com grábens alojando grandes depocentros sedimentares.



### 2.1.1.2 Supersequência Pós-Rifte

A Supersequência Pós-rifte, por sua vez, é marcada por uma baixa atividade tectônica e foi depositada durante o Aptiano, Andar Alagoas, correspondendo às sequências K46, K48 e K50. Esta seção sedimentar está disposta de maneira discordante sobre a sequência de rochas de origem lacustre e é constituída pela já citada Formação Itabapoana e pelas formações Gargaú, Macabu e Retiro (porção superior do Grupo Lagoa Feia).

Nas porções proximais predominam conglomerados e arenitos com típico padrão progradacional. Uma maior variação de espessuras pode ser observada na base do sistema, devido ao condicionamento da rugosidade do relevo herdado do substrato exposto à erosão e às raras falhas sindeposicionais. Já a porção superior é caracterizada por um padrão retrogradacional que configura uma subida eustática.

### 2.1.1.3 Supersequência Drifte

A Supersequência Drifte compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico, em ambiente de margem continental. Esta supersequência pode ser subdividida em quatro sequências conforme Guardado *et al.* (1989), a saber: Sequência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano Inferior/Médio), Sequência Oceânica Hemipelágica (Albiano Superior/Paleoceno Superior), Sequência Oceânica de Aprofundamento (Turoniano/Eopaleoceno) e Sequência Oceânica de Raseamento (Eoceno Médio/Recente).

A **Sequência Carbonática Nerítica Rasa** corresponde à porção inferior do Grupo Macaé (“Macaé Inferior”), de idade eoalbiana/mesoalbiana. Nesse período ocorreu a implantação definitiva da fase pré-oceano e instalação de ampla plataforma clástico-carbonática. A feição paleogeomórfica era de uma rampa carbonática, dominada em sua maior parte por *grainstones* e *packstones*. A seção basal é formada predominantemente por depósitos clásticos de leques costeiros.

Nesta fase, tem-se o primeiro registro do desenvolvimento da tectônica adiastrófica relacionada à movimentação do sal (halocinese), originada pela sobrecarga de sedimentos e basculamento da bacia, resultando na formação de almofadas de sal.

A **Sequência Oceânica Hemipelágica** foi depositada entre o Albiano Superior e o Eocenomaniano-Neoturoniano, correspondendo à porção superior do Grupo Macaé (“Macaé

Superior” ou “Bota”). Há quiescência tectônica, e reativações apenas localizadas de falhamentos normais da fase rifte anterior. O conjunto “Macaé Superior”, informalmente conhecido como “Bota”, resulta de uma acentuada e progressiva elevação relativa do nível do mar durante o Neoalbiano.

A **Sequência Oceânica de Aprofundamento**, por sua vez, foi depositada durante o Turoniano e o Eopaleoceno e é composta principalmente por folhelhos e leques submarinos. Embora eles representem uma pequena parte da sequência, estes arenitos turbidíticos constituem reservatórios importantes na Bacia de Campos devido à alta permeabilidade e porosidade que possuem. Os folhelhos dessa sequência correspondem a Formação Ubatuba e as areias turbidíticas correspondem a Formação Carapebus do Grupo Campos.

A **Sequência Oceânica de Raseamento** varia em idade do Eoceno ao Holoceno e caracteriza-se por uma mudança sensível no estilo sedimentar. Sismicamente observam-se sequências prográdantes, em feições de *offlap*, assentadas sobre a discordância do Cretáceo Superior. Os depósitos arenosos rasos (Formação Emborê) constituíram-se nas principais fontes para a formação dos turbiditos cenozóicos (Formação Carapebus) durante os períodos de rebaixamento relativo do nível do mar. Nos períodos em que o sistema transgressivo atingiu o nível máximo, nas partes externas destas plataformas desenvolveram-se zonas de condensação. Os membros Siri (Oligoceno) e Grussaí (Mioceno Médio) representam marcos formados sob essas condições.

### 2.1.2 Arcabouço Estratigráfico

A Formação Cabiúnas foi proposta por Rangel *et al.* (1994) para designar os derrames basálticos subalcalinos, intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares, que constituem o assoalho de todo preenchimento sedimentar da Bacia de Campos, como pode ser observado na Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (Figura 2). As datações radiométricas apresentam idades que variam de 120 a 130 Ma (Mizusaki, 1986; Mizusaki *et al.* 1988).

Sobreposto discordantemente sobre a Formação Cabiúnas ocorre o Grupo Lagoa Feia que compreende rochas de naturezas diversas, como conglomerados polimíticos, arenitos com estratificação cruzada, carbonatos lacustres, e folhelhos pretos (Schaller, 1973; Castro *et al.* 1981

e Dias *et al.* 1988). A porção basal é composta pelas formações Itabapoana e Atafona, já a porção intermediária compreende as formações Itabapoana e Coqueiros, depositadas do Neobarremiano ao Eoaptiano. A porção superior do grupo, por sua vez, compreende as formações Itabapoana, Gargaú e Macabu, depositadas no Aptiano médio e superior, e a Formação Retiro (Andar Albiano Inferior).

A Formação Retiro corresponde à sequência evaporítica do Grupo Lagoa Feia, que possui grande importância desempenhando papel de rocha selante para os reservatórios do “Pré-Sal”.

O Grupo Macaé foi definido por Schaller (1973) para designar os calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos depositados durante o Albo-Turoniano. Com base em suas características litológicas, a unidade foi subdividida em três formações: Formação Goitacás, Formação Quissamã e Formação Outeiro.

A Formação Goitacás é constituída basicamente por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados, com associação de margas e calcilutitos. Sendo denominada informalmente de “Macaé Proximal” pelo fato de ocorrer próxima à costa. A Formação Quissamã, por sua vez, designa calcários que ocupam as porções de plataforma e de periplataforma, além de conglomerados dolomitizados em sua porção basal. Os sedimentos carbonáticos da plataforma rasa são compostos basicamente por oncolitos, oolitos, pelóides e bioclastos.

A Formação Outeiro, informalmente conhecida como “Bota”, cujo registro sedimentar é constituído por calcilutitos bastante cimentados, com elementos pelágicos, sobrepostos por margas e folhelhos, foi depositada em resposta a uma progressiva subida do nível relativo do mar.

Proposta inicialmente por Schaller (1973) como Formação Campos, designando a seção clástico-carbonática que sobrepõe o Grupo Macaé, o Grupo Campos é subdividido por Rangel *et al.* (1994) em três formações: Formação Ubatuba, Formação Carapebus e Formação Emboré.

A Formação Ubatuba (Turoniano-Holoceno) é constituída por uma espessa sucessão de folhelhos cinza-escuros e esverdeados, argilas, margas, calcilutitos e diamictitos. A Formação Carapebus (Turoniano-Holoceno) é composta por arenitos turbidíticos finos a conglomeráticos, que ocorrem intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba. A Formação Emboré, por sua vez, foi inicialmente definida como arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba (Schaller, 1973). Rangel *et al.* (1994) dividiram a unidade em três membros: Membro São Tomé (constituído de clásticos grossos avermelhados de borda de bacia), Membro Siri e Membro Grussaí (compostos basicamente por calcarenitos bioclásticos).

### 2.1.3 Arcabouço Estrutural

O estilo estrutural da Bacia de Campos, segundo Guardado *et al.* (1989), é dominado por dois elementos estruturais principais típicos de bacias de margem divergente: (1) estruturas extensionais do embasamento da Fase Rifte, que influenciam sobremaneira a sedimentação barremiana e aptiana, e (2) estruturas extensionais de sobrecarga que se ativaram com a movimentação do sal e influenciam todo o pacote pós-Albiano.

- **Estruturas extensionais do embasamento da Fase Rifte**

Durante o Eocretáceo, um sistema de *rift-valley* formou-se na região da Bacia de Campos em resposta a distensão relacionada à quebra do supercontinente Gondwana. Esta fase rifte está representada por uma séria de horstes, grábens, e hemigrábens que ocorrem no embasamento e em sedimentos e vulcânicas do “pré-sal”. Blocos de falha estão limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas, que são lateralmente contínuas por longas distâncias. A orientação dessas falhas é coincidente com lineamentos estruturais evidentes no escudo Pré-Cambriano, sugerindo que o falhamento normal reativou fraquezas pré-existentes da crosta (Ponte & Asmus, 1976).

O horste mais proeminente criado durante a fase de rifteamento eocretácea constitui o Alto de Badejo. Esta estrutura mergulha em direção ao norte até alcançar o Cabo de São Tomé, onde ela bifurca em dois altos subparalelos. As calhas mais proeminentes são os baixos de Corvina-Parati e São João da Barra que flanqueiam o Alto de Badejo a leste e oeste, respectivamente, na latitude do Cabo de São Tomé. Estes baixos contêm até 9000 m de sedimentos. Todas estas feições estruturais supracitadas podem ser observadas no mapa da Figura 3.

Os falhamentos da Fase Rifte influenciaram a distribuição de fácies do Grupo Lagoa Feia (Eocretáceo). A maioria dessas falhas tornou-se inativa após o desenvolvimento da discordância Pré-Alagoas.

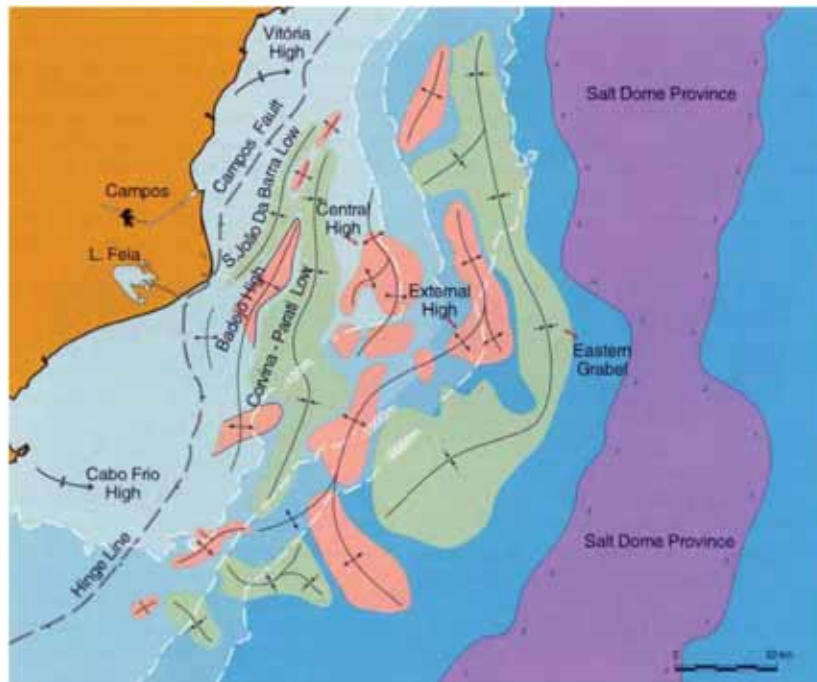


Figura 3 - Feições estruturais da Bacia de Campos (Rangel *et al.* 1998).

- **Estruturas extensionais de sobrecarga**

Após um período de relativa quiescência tectônica, durante a idade Alagoas (Aptiano), o abaulamento da bacia para leste associado a uma compactação diferencial ativou a movimentação do sal e o consequente desenvolvimento de falhas de crescimento. Este tipo de falhamento, que se tornou ativo durante o Albiano, persistiu até o Holoceno e desempenhou um papel decisivo no controle das fácies sedimentares e formação de armadilhas para a maioria das acumulações de hidrocarbonetos na bacia de Campos. Os primeiros movimentos do sal causados pela sobrecarga diferencial de sedimentos formaram almofadas que controlaram a distribuição dos carbonatos albianos do Grupo Macaé. Com as estruturas de sal evoluídas, falhas lítricas sindeposicionais se desenvolveram e causaram rotação nos blocos baixos, dando origem às falhas de crescimento. Cristas em *rollover* e anticlinais falhadas são associadas com esse tipo de falhamento (Figueiredo *et al.*, 1984).

## 2.2 Geologia Local: *Trend* Linguado-Pampo

O foco de estudo do presente trabalho é constituído pelo intervalo estratigráfico do Eomesoalbio da Bacia de Campos (Figura 4) na área dos campos de Pampo e Linguado. Entretanto, para a melhor compreensão da evolução estrutural e estratigráfica dessa área se faz necessária a análise dos campos adjacentes, caso dos campos de Enchova, Bicudo, e Bonito. Esta porção situa-se no sudoeste do alinhamento de campos petrolíferos da Bacia de Campos, em lâmina d'água entre 85 e 150 metros. Nessa área, acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em arenitos da Formação Carapebus do Grupo Campos, em calcarenitos do Grupo Macaé, em coquinas do Grupo Lagoa Feia e de forma menos comum, em basaltos (Baumgarten, 1985).

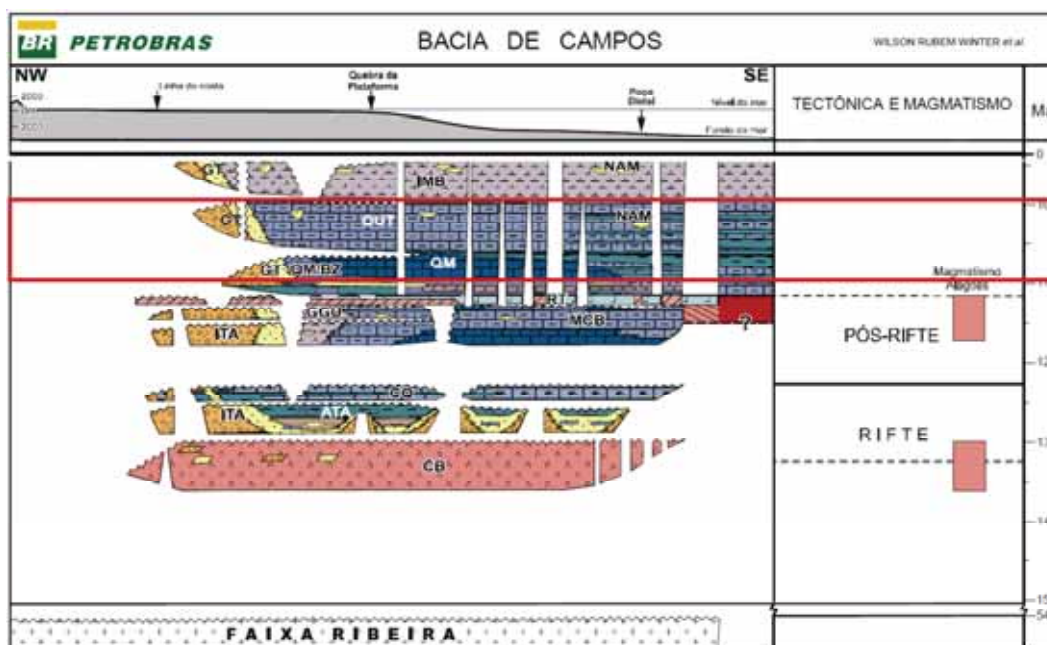


Figura 4 - Destaque no Eomesoalbio da Bacia de Campos, representado pelas formações Quissamã e Outeiro. Modificado de Winter *et al.* (2007).

A descoberta de hidrocarbonetos nestes campos data da segunda metade da década de 1970 (Badejo - 1975, Enchova - 1976, Bicudo - 1976, Bonito - 1977, Pampo - 1977 e Linguado - 1978), durante o denominado ciclo de águas rasas, cujos principais alvos exploratórios foram os carbonatos albianos.

À exceção do Campo de Badejo, onde os reservatórios formados por coquinas e basaltos fraturados pertencem à Sequência Rifte, nos demais a tectônica de sal desempenhou papel primordial, seja na formação da trapa, seja criando “janelas” para favorecer a migração do petróleo para os reservatórios acima do sal (Figueiredo & Mohriak, 1984; Guardado *et al.*, 1989; Mohriak *et al.*, 1990).

No grupo das trapas com forte controle estrutural, aparecem os anticlinais formados sobre almofadas de sal, *rollovers* associados à falhas lítricas e calhas invertidas. Figueiredo & Mohriak (1984) destacaram o papel das falhas lítricas na formação destas estruturas e no controle deposicional das fácies carbonáticas. Propuseram, ainda, mecanismos de migração do petróleo da seção geradora para os reservatórios carbonáticos e siliciclásticos acima do sal, através de falhas lítricas justapostas às da sequência rifte como pode ser observado nas áreas de Pampo, Enchova, Bicudo e Bonito (Figura 5).

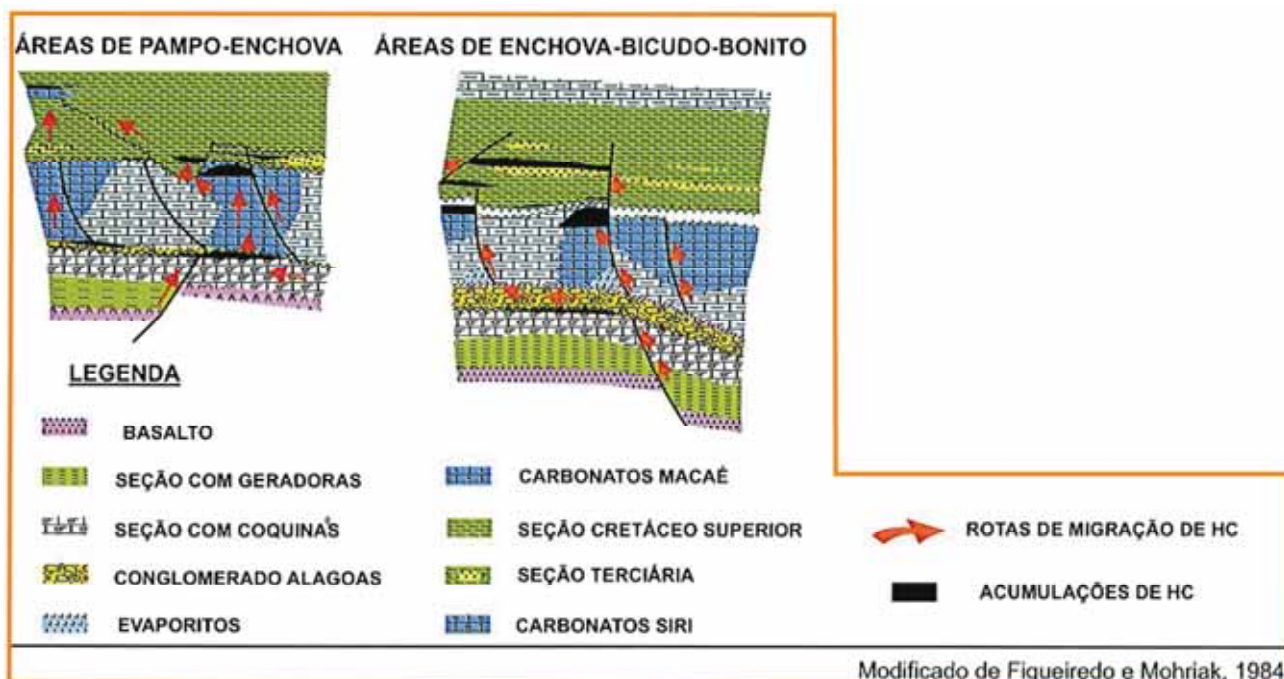


Figura 5 - Mecanismos de migração do óleo da seção geradora para os reservatórios carbonáticos nas áreas de Pampo-Enchova e Enchova-Bicudo-Bonito (Mohriak, 2004).

### 2.2.1 Campo de Pampo

O Campo de Pampo foi descoberto em 1977 e teve sua produção iniciada em 1983. Em junho de 1991, operava com cinco poços, com produção aproximada da ordem de 300 m<sup>3</sup>/dia (Horschutz & Scuta, 1992). O principal reservatório é constituído por *grainstones* e *packstones* da sequência carbonática nerítica.

O campo de Pampo possui uma forma dômica ao nível das camadas reservatório do Albiano. A principal falha normal define seu limite nordeste e falhas menores cortam o campo, como pode ser observado na Figura 6. A estrutura de Pampo foi formada após o Eo-Albiano como uma consequência do movimento do sal. Durante o Neo-Albiano, falhas normais lítricas começaram a se desenvolver na região.

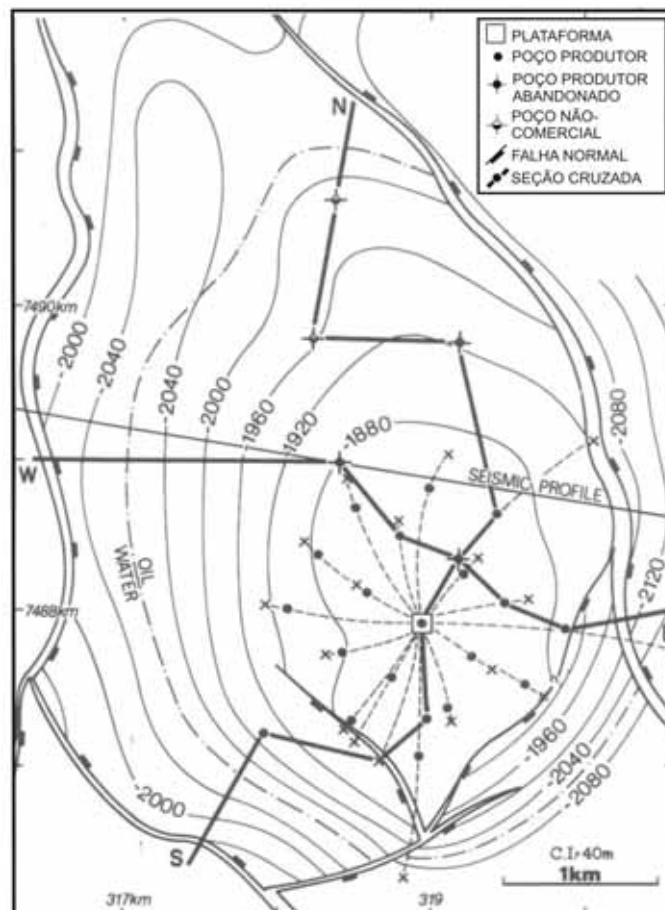


Figura 6 - Mapa de contorno estrutural do topo dos reservatórios carbonáticos do Macaé Inferior, campo de Pampo, Bacia de Campos (Guardado *et al.*, 1989).

O traqueamento do óleo no campo é controlado tanto por fatores estruturais como por fatores estratigráficos. O reservatório é composto de uma variedade de fácies carbonáticas depositadas em ambientes de água rasa. Estas fácies estão distribuídas em uma sucessão de ciclos de *shoaling-upward*. Cada ciclo começa com *packstones* oncolíticos/peloidais e finaliza com *grainstones* oolíticos (Guardado *et al.*, 1989).

Na seção estratigráfica W-E do campo de Pampo (Figura 7), verifica-se, ao nível do Grupo Lagoa Feia, o espessamento da coquina no bloco baixo da falha de Pampo, indicando uma tectônica sin-sedimentar. No Alto de Pampo a coquina assenta-se quase que diretamente sobre o basalto. As interpretações das linhas sísmicas e dos perfis geofísicos no presente trabalho visaram a melhor compreensão da influência deste alto nas unidades sedimentares que sucedem o Grupo Lagoa Feia.

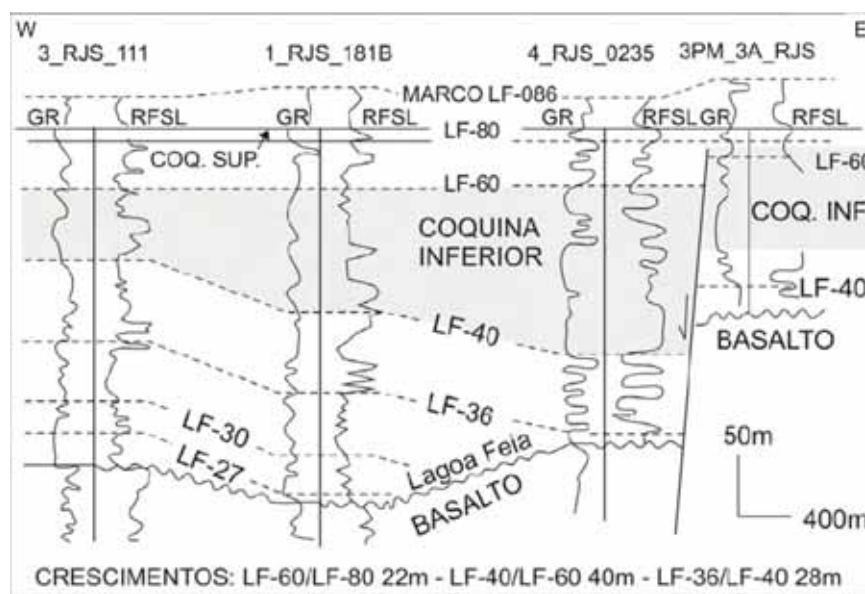


Figura 7 - Seção estratigráfica W-E, campo de Pampo. Datum, marco LF-80 (Horschutz & Scuta, 1992).

### 2.2.2 Campo de Linguado

O campo de Linguado foi descoberto pelo poço 1-RJS-49 em maio de 1978 e tem área de 32 km<sup>2</sup>. Está localizado à 80 km do Cabo de São Tomé, no extremo sudoeste da Bacia de Campos. As rochas reservatório compreendem basaltos fraturados do Hauteriviano, coquinas de

bivalves, calcarenitos oolíticos e oncolíticos do Albiano e, secundariamente, arenitos turbidíticos do Cretáceo. O reservatório principal é formado por coquinas do Grupo Lagoa Feia (80% do volume total de óleo recuperável) (Horschutz *et al.*, 1992).

O reservatório albiano, por sua vez, contém 31% do VOIP (Volume de Óleo *in Place*) e consiste principalmente de oncolitos, oolitos, e calcarenitos peloidais e calcirruditos do Grupo Macaé. A geologia estrutural consiste num domo com mergulho suave, cortado por pequenas falhas de crescimento. A natureza do trapeamento neste reservatório é essencialmente estrutural-estratigráfica. A geologia estrutural é representada por falhas normais de crescimento e a estratigrafia por variações de fácies na parte superior do reservatório, onde os calcirruditos gradualmente passam para calcilutitos, no oeste e sudoeste do campo.

A Figura 8 ilustra uma seção geológica do Campo de Badejo ao Campo de Pampo onde podem ser observadas duas acumulações de óleo, sendo uma delas nas coquinas do Grupo Lagoa Feia e a outra no Grupo Macaé. Nota-se que as acumulações se sobrepõem possivelmente devido à falha a leste da acumulação do Grupo Macaé.

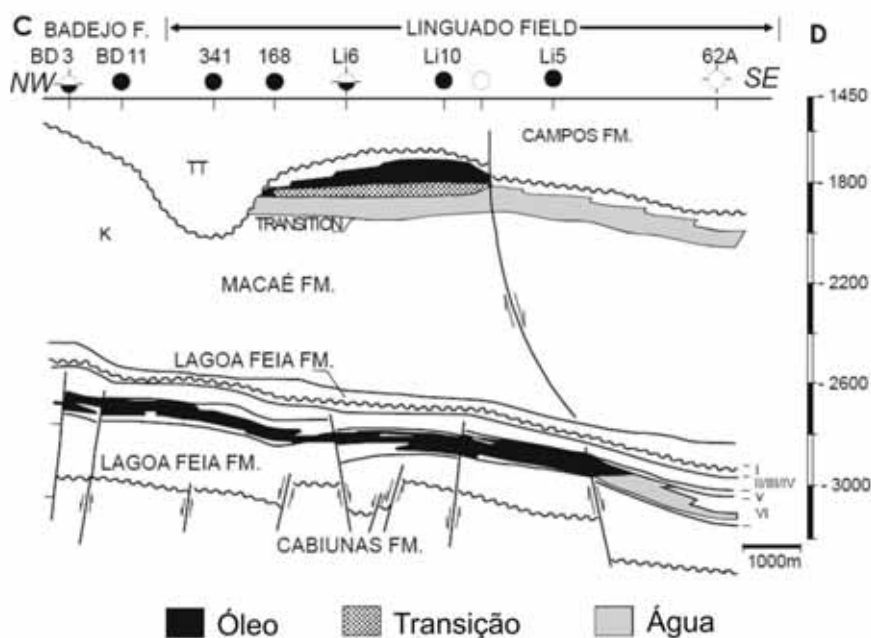


Figura 8 – Seção Geológica que corta os Campos de Badejo, Linguado e Pampo onde observa-se as acumulações de óleo nas coquinas do Grupo Lagoa Feia e nos calcarenitos do Grupo Macaé (Horschutz, 1992).

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 3.1 Perfilagem Geofísica: Conceitos Básicos

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades físicas das rochas perfuradas. Tais perfis, obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, são denominados genericamente de perfis geofísicos, independentemente do processo físico de medição utilizado. Existem muitos tipos diferentes de perfis com finalidades específicas de acordo com a pesquisa a ser realizada. No presente trabalho foram utilizados apenas perfis de Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Resistividade (ILD), Sônico (DT) e Neutrão (NPHI). Abaixo segue uma breve discussão dos princípios e mecanismos físicos que estes perfis utilizam.

O perfil de **Raio Gama (GR)** detecta a radioatividade total da formação geológica. Utilizado para a identificação da litologia, a identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argilas ou argilosidade.

O perfil de **Indução (ILD)** fornece a leitura aproximada da resistividade da rocha no reservatório, através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas. A resistividade elétrica é uma propriedade física intrínseca a cada substância e quantifica a maior ou menor dificuldade de passagem de corrente elétrica através do sistema rocha-fluido. É subordinada à granulometria, composição, grau de saturação, porosidade e salinidade do fluido que preenche os vazios da rocha analisada, medida em unidade de resistência elétrica multiplicada por unidade de comprimento (Ohm.m).

O perfil de **Densidade (RHOB)**, por sua vez, corresponde à densidade média de uma unidade litológica da formação (rocha e fluido), sua medida baseia-se na emissão de raios gama (provenientes do célio 137), que saem em alta velocidade e colidem com os elétrons presentes, perdendo energia. Após as colisões os raios gama retornam e são contados. Dessa forma, quanto menor o número de emissões gama contadas, maior a densidade da rocha.

O perfil **Sônico (DT)** mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou estimativas das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético.

Já no que diz respeito ao perfil **Neutrônico (NPHI)**, os perfis mais antigos medem a quantidade de raios gama de captura após excitação artificial através de bombardeio dirigido de nêutrons rápidos. Os mais modernos medem a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termiais da rocha após o bombardeio. São utilizados para estimativas da porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás. Na Figura 9, pode ser observado um exemplo obtido em um poço exploratório contendo a maioria dos perfis supracitados.

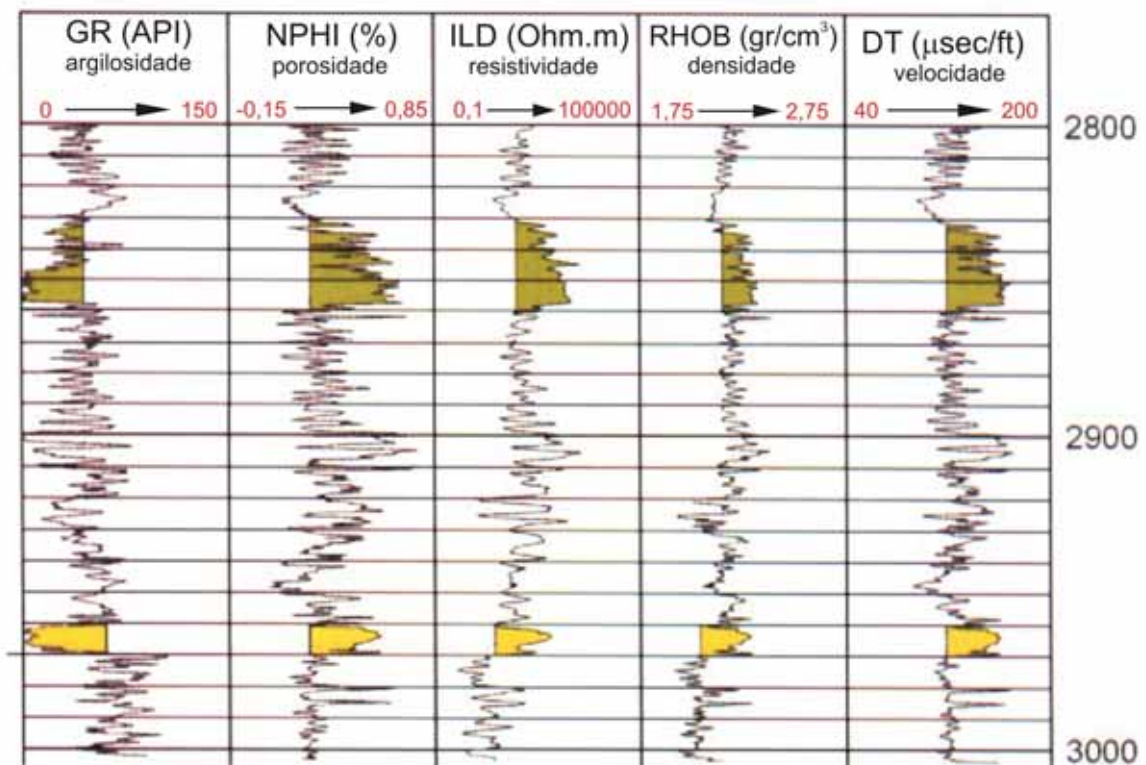


Figura 9 – Exemplo de uma suíte de perfis obtidos em um poço exploratório (Thomas, 2004).

### 3.2 Método Sísmico de Reflexão: Conceitos Básicos

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece alta definição das feições estratigráficas e estruturais em subsuperfície que podem indicar áreas propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo com relação ao custo da perfuração de um poço. Mais de 90% dos investimentos em prospecção de hidrocarbonetos são aplicados em sísmica de reflexão.

Através de um registro sísmico é possível avaliar parâmetros como espessura de camadas, mergulho, presença de falhamentos, ocorrências de acumulações rasas de gás biogênico e deslizamentos submarinos.

O levantamento sísmico inicia-se com a geração de ondas elásticas, através de fontes artificiais (dinamite, vibrador, canhões de ar comprimido, entre outras), que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas com constituições elásticas diferentes, e retornam à superfície, onde são captadas por sofisticados equipamentos de registro (geofones em terra e hidrofones em levantamentos na água).

Geofones e hidrofones reproduzem as vibrações mecânicas produzidas pelas ondas na forma de oscilações elétricas. Estas oscilações elétricas são transmitidas até o sismógrafo, onde são digitalizadas, multiplexadas e registradas após severo depuramento e amplificação eletrônicos.

Em um levantamento de sísmica de reflexão são realizadas medidas da amplitude da vibração em pontos específicos do terreno através dos receptores por um período de tempo chamado tempo de registro.

O tempo de registro corresponde ao tempo que a onda gasta no percurso desde sua saída da fonte até sofrer reflexão em uma determinada interface do meio e retornar novamente à superfície, onde é captada pelo receptor. Quando essas medidas de amplitudes de vibração são representadas em um gráfico contendo no eixo Y o valor do tempo de registro (tempo duplo de trânsito) e no eixo X as diversas posições dos receptores, compõe-se o que se chama de sismograma. Cada trajetória de ida e volta corresponde a um par fonte-receptor cuja representação no sismograma é denominada de traço sísmico (Figura 10).

Em levantamentos tridimensionais, as ondas emitidas por uma fonte qualquer são, após a reflexão, captadas por um conjunto de receptores distribuídos numa malha regular espalhada na superfície do terreno ou mar.

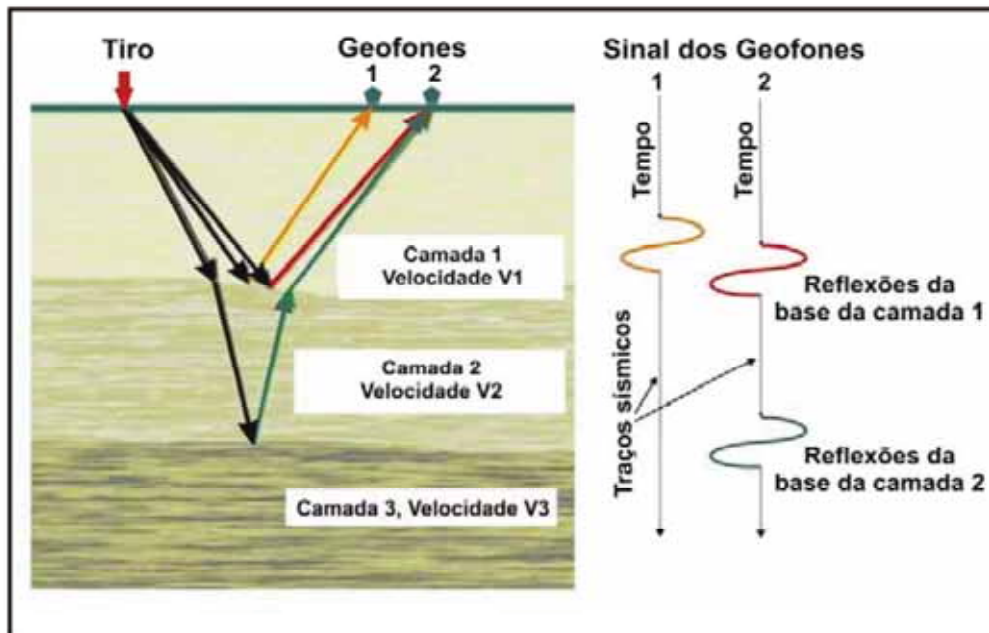


Figura 10 - Princípio da formação do traço sísmico. As frentes de onda incidem nas interfaces do meio e são refletidas de volta à superfície onde são captadas por geofones. As trajetórias de ida e retorno da onda quando dispostas em um gráfico *tempo x distância* correspondem aos traços sísmicos.

## 4 MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

### 4.1 Levantamento Bibliográfico

A pesquisa bibliográfica realizada focou tanto temas relacionados à geologia da Bacia de Campos, com ênfase no Eomesoalbiano, como temas referentes aos métodos geofísicos utilizados (Perfilagem Geofísica e Método Sísmico de Reflexão). Nesse contexto, uma série de dados e informações referentes aos aspectos estruturais, estratigráficos e sedimentológicos da bacia foi compilada.

Todo o material pesquisado foi obtido no acervo de dados da Biblioteca do Instituto de Geociências e Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista – Campus Rio Claro.

## 4.2 Base de Dados

O banco de dados utilizado no trabalho foi adquirido junto ao BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP – Agência Nacional do Petróleo. Estas informações são referentes a levantamentos de poços e sísmica 3D. Os arquivos fornecidos são públicos e gratuitos para fins de uso acadêmico.

Os dados de levantamentos de poços obtidos para realização do trabalho consistem em arquivos digitais “.las” dos registros da perfilagem. Utilizou-se um total de 11 poços que seguem listados abaixo assim como os campos aos quais eles pertencem:

- Pampo: 3PM\_0003A\_RJS, 4RJS\_0055\_RJ;
- Linguado: 4RJS\_0062A\_RJ, 1RJS\_0049\_RJ, 3RJS\_0073B\_RJ, 1RJS\_0074\_RJ;
- Enchova: 3EN\_0002\_RJS, 1RJS\_0131\_RJ;
- Bicudo: 3BI\_0004\_RJS, 4RJS\_0134\_RJ;
- Bonito: 3BO\_0003\_RJS.

O conjunto de perfis disponível para este trabalho é composto por perfis de Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Resistividade (ILD), Sônico (DT) e Neutrão (NPHI).

O levantamento sísmico 3-D disponibilizado pelo BDEP possui extensão tridimensional mapeada de 306 Km<sup>2</sup>. Dos onze poços utilizados, apenas quatro não se encontram contidos nesta porção tridimensional, como pode ser observado no mapa da Figura 11.

Os arquivos digitais em formato “.las” foram utilizados para a montagem dos perfis geofísicos em forma gráfica, com uso dos *softwares Matlab* e *Recon*. Para a análise e interpretação dos dados foram necessários infra-estrutura e *softwares* adequados localizados no LISG (Laboratório de interpretação de dados sísmicos e geológicos). Os programas computacionais utilizados constam dos módulos do *software Geographix*, do pacote da *Landmark Co.*

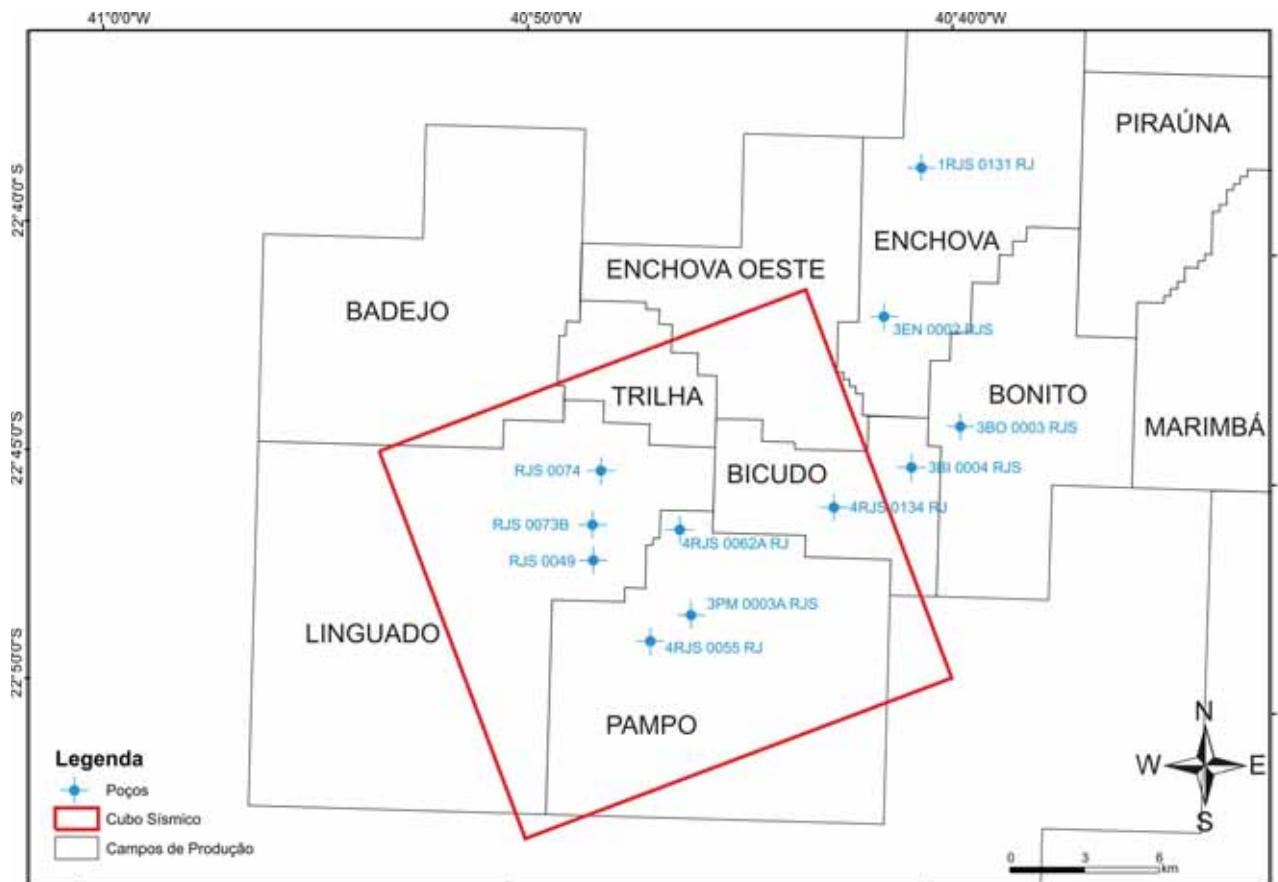


Figura 11 - Detalhe da porção sudoeste da Bacia de Campos contendo os campos produtores, os poços utilizados no presente trabalho e a localização do cubo sísmico.

### 4.3 Perfilagem Geofísica

#### 4.3.1 Construção dos Perfis de Poços

A organização e tratamento dos dados fornecidos pelo BDEP/ANP anteciparam a etapa de construção gráfica dos perfis. Nesta etapa preliminar, através do *software* Microsoft Excel, os dados “.las” de cada poço que vieram separados em diversos arquivos, foram reorganizados em planilhas individuais, onde constam todas as informações das curvas utilizadas (GR, RHOB, ILD, DT e NPHI). Depois de todos os dados terem sido editados, foram construídos os perfis geofísicos em forma gráfica, através dos softwares *Matlab* e *Recon* (*Cascade Technology*). A

Figura 12, traz detalhes do poço 1RJS\_0074\_RJ onde pode ser observado o modo com que os perfis de poços foram dispostos nas seções.

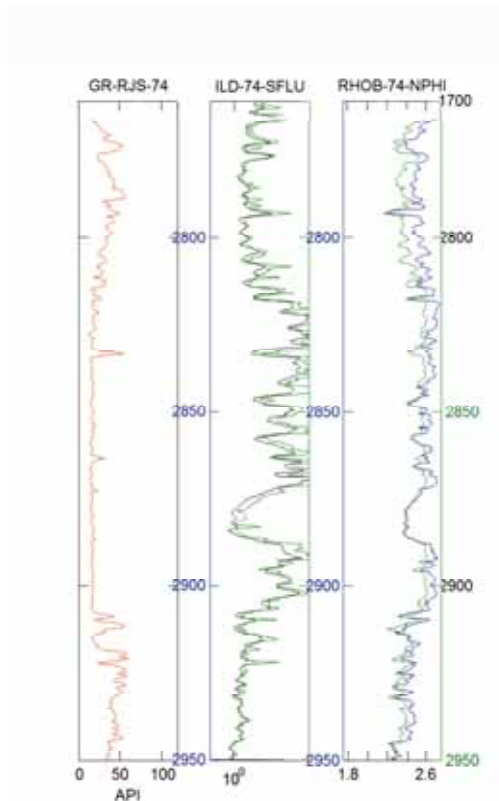


Figura 12 - Detalhe do poço 1RJS-0074-RJ, com os perfis de GR, ILD-SFLU e RHOB-NPHI dispostos lado a lado, ao modo que foram confeccionadas as seções estratigráficas.

Os arquivos “.las” de cada poço vieram acompanhados de arquivos “.pdf” contendo as descrições de calha e interpretações estratigráficas do perfil composto. Tais arquivos foram utilizados como base de comparação após o término da análise dos perfis geofísicos e das interpretações dos principais marcadores estratigráficos.

#### 4.3.2 Correlação dos poços e definição dos intervalos estratigráficos

Nesta etapa do trabalho, uma vez construídos os perfis geofísicos, os principais marcadores estratigráficos e limites entre formações e/ou litologias foram identificados. Alguns dados obtidos durante a compilação bibliográfica foram utilizados como base para a

interpretação. Dentre os trabalhos consultados podemos citar como exemplo: Castro (2006), Guardado *et al.* (1989), Baumgarten (1985) e Baumgarten (1986).

Os perfis geofísicos foram dispostos em seções estratigráficas e posteriormente, suas unidades estratigráficas foram correlacionadas, sendo as unidades do pós-Aptiano (formações Quissamã e Outeiro) mais bem detalhadas.

Três seções estratigráficas diferentes foram construídas, de maneira a melhor aproveitar as informações dos registros de poço. Foi construída uma seção N-S que atravessa os campos de Enchova e Bicudo; para a melhor compreensão da estratigrafia da região de Pampo-Linguado, uma seção fechada (“*Hinge Fence*”) com os poços disponíveis desses campos foi confeccionada. Posteriormente, foi construída uma seção de *trend* SW-NE que passa pelos campos de Pampo, Bicudo e Bonito. O mapa da Figura 13 exhibe a localização de cada uma delas.

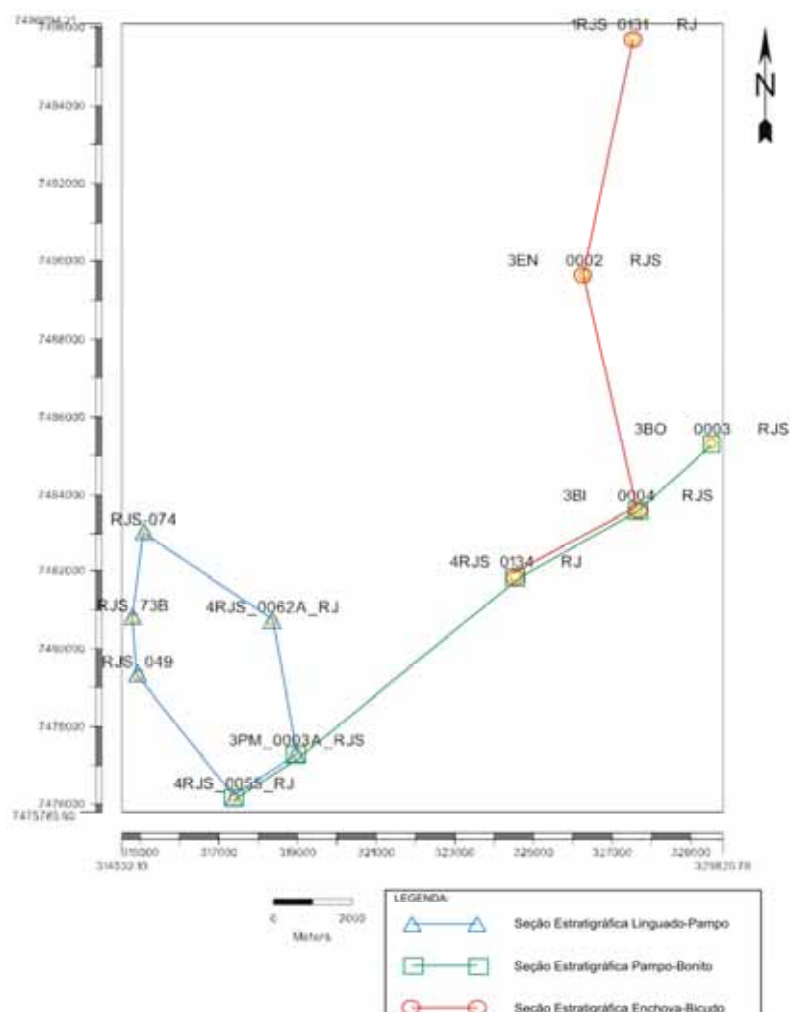


Figura 13 - Mapa de localização das seções estratigráficas.

#### 4.4 Interpretação Sísmica 3D

A interpretação sísmica tem como principal objetivo deduzir informações sobre o comportamento das rochas e sua disposição geométrica em subsuperfície, a partir da observação dos tempos de viagem das ondas sísmicas.

Preliminarmente ao trabalho de interpretação sísmica, se faz necessária a calibração sísmica com os dados de poço. Como o presente trabalho visa compreender o comportamento estrutural do Grupo Macaé, foram identificados na sísmica os refletores correspondentes à base e ao topo dessa unidade, tomando por base os dados obtidos na interpretação e correlação dos poços.

Tendo em vista a fórmula da velocidade ( $V = \Delta s / \Delta t$ ) e que cada camada geológica possui uma velocidade própria de propagação das ondas mecânicas, devido às propriedades físicas inerentes aos seus constituintes, foram medidos no registro sônico valores representativos de velocidades intervalares para os seguintes intervalos: topo da lâmina d'água até o fundo oceânico, fundo oceânico até o topo do Grupo Macaé e topo do Grupo Macaé até o topo do Grupo Lagoa Feia.

Um esquema dos intervalos e as respectivas velocidades utilizadas pode ser observado na Figura 14. Esses valores de velocidade intervalar correspondem a uma velocidade média de propagação das ondas acústicas numa determinada espessura litológica.

Com os valores de velocidade intervalar ( $V$ ) escolhidos e a espessura de cada unidade ( $\Delta s$ ) pode-se calcular o tempo através da fórmula  $\Delta t = \Delta s / V$ . A escala vertical de uma imagem sísmica é o tempo duplo (de ida e volta) de reflexão, portanto o valor encontrado no cálculo deve ser multiplicado por dois. De posse dos valores de tempo de cada horizonte de interesse, a calibração sísmica-poço pode ser realizada e os refletores são identificados na seção sísmica.

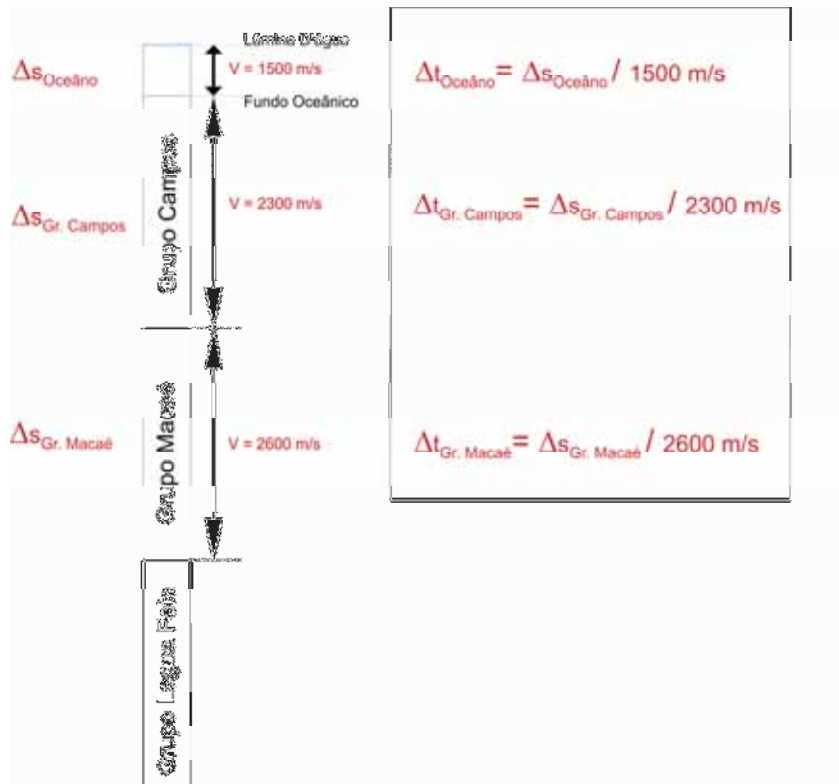


Figura 14 - Esquema dos intervalos e das velocidades intervalares utilizadas na calibração sísmica-poço.

As seções sísmicas foram interpretadas utilizando o programa *Seisvision (Geographix)*, que permite mapear os horizontes estratigráficos e interpretar os falhamentos presentes. Na Figura 15 pode ser observado um exemplo de seção sísmica interpretada, referente a uma seção *dip* ao longo dos campos de Pampo e Bicudo. O cubo sísmico foi interpretado integralmente através de uma malha formada por seções paralelas entre si (*dip* e *strike*), distantes 100 m umas das outras.

A partir do mapeamento dos horizontes no cubo sísmico 3D, foi possível confeccionar mapas de contorno estrutural para cada um dos horizontes: Topo do Grupo Lagoa Feia e Topo do Grupo Macaé; e um mapa de isópacas do Grupo Macaé. Desta forma criou-se um modelo geométrico 3D da porção recoberta pela sísmica, permitindo interpretações a respeito das estruturas da área, assim como de sua sedimentação.

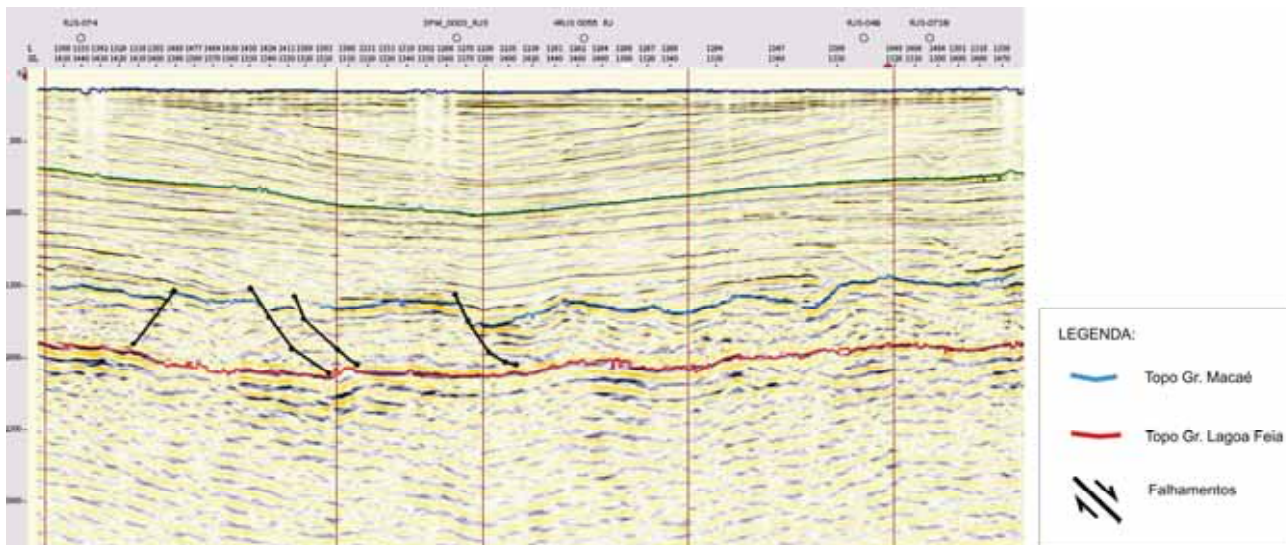


Figura 15 - Exemplo de uma seção sísmica *dip* ao longo dos campos de Pampo e Bicudo, interpretada no *software Seisvision (Geographix)*.

#### 4.5 Análise Petrofísica

A análise petrofísica realizada no presente trabalho visou a identificação de potenciais zonas-reservatório no intervalo estudado. Para tanto, foi realizada a delimitação dos intervalos com melhores condições permo-porosas do Grupo Macaé, levando-se em conta os perfis de raio gama, resistividade, densidade e neutrão.

Com estes intervalos definidos e correlacionados, foram identificados seus valores de porosidade obtidos no perfil neutrão (quando estes eram disponíveis) e calculados os valores de porosidade aparente através da fórmula exibida no Quadro 1.

|  |  |
|--|--|
| $\varnothing_d = \frac{\rho_m - \rho_{log}}{\rho_m - \rho_{fluido}}$ | <p>Onde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><math>\varnothing_d</math> = porosidade aparente;</li> <li><math>\rho_m</math> = densidade da matriz;</li> <li><math>\rho_{log}</math> = densidade lida no perfil;</li> <li><math>\rho_{fluido}</math> = densidade do fluido que satura a rocha</li> </ul> |
|--|--|

Quadro 1 - Fórmula da porosidade aparente, que utiliza os dados de densidade dos registros de poço.

Os valores de plog são referentes aos registros do perfil RHOB (presente em todos os poços), enquanto que para os valores de densidade da matriz ( $\rho_m$ ) foi utilizado um valor padrão para rochas carbonáticas de 2,72 gr/cm<sup>3</sup>. Com a identificação do fluido presente através do registro de resistividade, foram utilizados os valores de pfluido presentes no Quadro 2 a seguir:

| FLUIDO       | RESISTIVIDADE (Ohm.m) | DENSIDADE (gr/cm <sup>3</sup> ) |
|--------------|-----------------------|---------------------------------|
| Água Salgada | 0,1 < fluido < 1      | 1,1                             |
| Água Doce    | 1,1 < fluido < 10     | 1,0                             |
| Óleo         | fluido > 30           | 0,8                             |

Quadro 2 - Valores de resistividade e densidade tomados como referência nos cálculos petrofísicos.

Com os intervalos porosos delimitados nas seções estratigráficas e os valores de porosidades obtidos, foi possível a confecção de uma superfície tridimensional do topo da zona porosa e de um mapa de porosidade, ambos com uso do *software Surfer 9.0*. O mapa foi plotado na superfície 3D, permitindo uma análise da distribuição e comportamento da porosidade no Grupo Macaé.

Cálculos de volume de rocha reservatório e de argila da formação também foram realizados, com o intuito de mensurar a proporção desses componentes em meio à rocha de matriz carbonática. Para tanto, foram utilizados os registros de raio gama, presentes em todos os poços, e a fórmula presente no Quadro 3 a seguir:

|   |   |
|---|---|
| $V_{cln} = \frac{RG_{m\acute{a}x} - RG_{log}}{RG_{m\acute{a}x} - RG_{m\acute{i}n}}$ | <p><b>Ordem:</b><br/> <math>V_{cln}</math> = volume de areia (%);<br/> <math>RG_{m\acute{a}x}</math> = máximo valor de raio gama do log;<br/> <math>RG_{m\acute{i}n}</math> = mínimo valor de raio gama do log;<br/> <math>RG_{log}</math> = raio gama lido no nível do reservatório.</p> |
|---|---|

Quadro 3 - Fórmula do volume de areia (ou volume de rocha “limpa”), que utiliza os dados de registros de raio gama dos poços.

Como os níveis em que foram aplicados os cálculos petrofísicos constituem níveis carbonáticos (calcarenitos) o volume de areia representa o volume de rocha limpa capaz de armazenar hidrocarbonetos.

Os valores de volume de areia obtidos proporcionaram a confecção de um mapa de reservatório total, que fora plotado na superfície 3D correspondente ao topo do principal nível reservatório, em um procedimento idêntico ao aplicado com o mapa de porosidade.

## 5 RESULTADOS OBTIDOS

### 5.1 Análise Estratigráfica

#### 5.1.1 Seção Estratigráfica Enchova-Bicudo

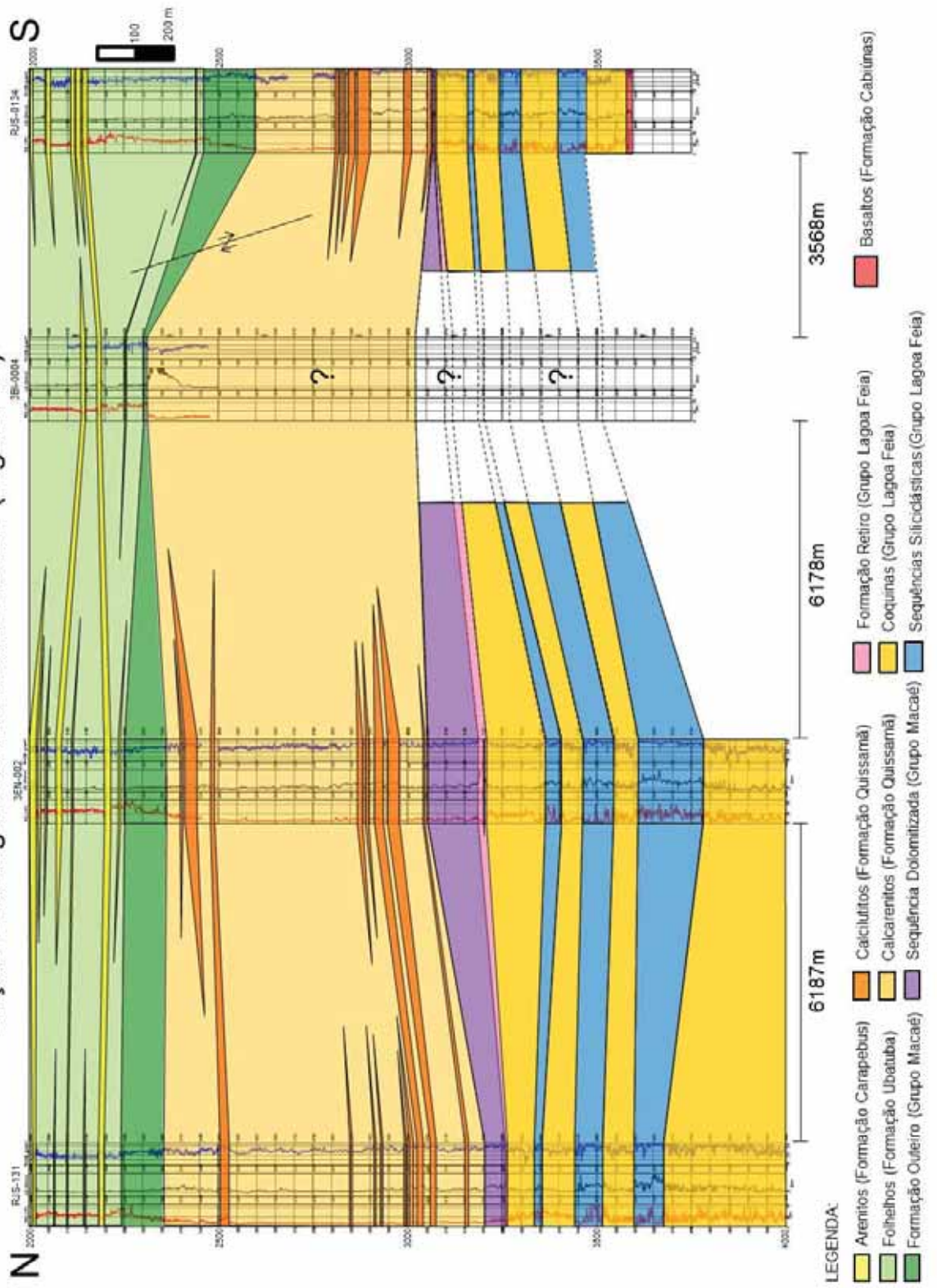
A Seção Estratigráfica Enchova-Bicudo (Figura 16) possui *trend* N-S e está localizada no norte da área de estudo. Para sua confecção foram utilizados os poços 3EN\_0002\_RJS, 1RJS\_0131\_RJ, 3BI\_0004\_RJS e 4RJS\_0134\_RJ. O intuito de se construir uma seção N-S é o de melhor compreender o comportamento estratal desde a porção norte do campo de Enchova até a porção central do campo de Bicudo.

Nos poços desta seção foram identificados três níveis de coquinas dentro do Grupo Lagoa Feia com uma assinatura muito característica nos perfis de densidade e resistividade. A partir da coquina inferior, esses níveis apresentam espessuras decrescentes, sendo a inferior a mais espessa e a superior a mais delgada. A ausência de registros de poço na seção aptiana do poço 3BI\_0004\_RJS impossibilitou uma correlação contínua destes níveis ao longo de toda a seção.

Entre os níveis de coquinas encontram-se diferentes tipos de sedimentitos aluviais, cuja deposição configura ciclos majoritariamente granodecrescentes-ascendentes. Há de se destacar que intra-ciclos encontram-se os folhelhos lacustres (Folhelho Jiquiá), que constituem o principal gerador da Bacia de Campos.

A unidade evaporítica (Formação Retiro) exhibe um mergulho suave para norte (Campo de Enchova) e apresenta-se na seção com espessura reduzida, que varia de 5 a 10 metros. No poço 3EN\_0002\_RJS, uma camada delgada de sedimentos siliciclásticos faz-na duplicar, como acontece nos poços 1RJS\_0049\_RJ e 1RJS\_0074\_RJ da Seção Linguado-Pampo (Figura 17).

Seção Estratigráfica Enchova-Bicudo (Figura 16)



No que diz respeito à sequência albiana, mais especificamente na Formação Quissamã, assim como nas outras seções pode ser observada em sua porção basal uma sequência siliciclástica dolomitizada. Tal unidade apresenta também mergulho suave para norte, acompanhando a camada de anidrita. No poço 4RJS\_0134\_RJ possui espessura comparável com a da anidrita (aproximadamente 10 metros), enquanto que no poço 3EN\_0002\_RJS, esta sequência chega a apresentar espessuras superiores a 170 metros, o que implicaria num maior influxo relativo de sedimentos provenientes do continente na porção sul do campo de Enchova. Nos perfis geofísicos, essa unidade apresenta assinatura característica nos perfis de raio gama e resistividade, onde os registros exibem valores altamente variáveis, comportamento distinto daquele encontrado nos calcarenitos/calculutitos.

Acima da sequência aluvial dolomitizada ocorrem os depósitos provenientes de uma ampla plataforma carbonática. Esses depósitos caracterizam-se por uma intercalação de calcarenitos e calculutitos, sendo os primeiros mais abundantes que os segundos. Os calcarenitos da Formação Quissamã, quando espessos e contínuos, correspondem a importantes reservatórios de hidrocarbonetos. Nota-se que na porção logo abaixo da Formação Outeiro, encontram-se os valores de densidade mais baixos dos calcarenitos, indicando porosidades relativamente mais elevadas. Os calculutitos apresentam na seção duas principais zonas de ocorrência, uma mais basal próxima ao contato com os dolomitos e outra superior próxima ao contato com a Formação Outeiro. Como pode ser observado na seção, nem todas as camadas de calculutitos são correlacionáveis.

A Formação Outeiro, por sua vez, apresenta comportamento estrutural constante até o poço 4RJS\_0134\_RJ onde há um abatimento, que poderia implicar na presença de falhamento normal. Tal unidade é facilmente reconhecível através do padrão em forma de “sino” adquirido pelos registros de raio gama.

As unidades cenozóicas encontram-se representadas na seção pelos folhelhos da Formação Ubatuba e pelas camadas arenosas da Formação Carapebus. Tais depósitos arenosos encontram-se em meio aos folhelhos e exibem baixos valores de densidades e altos valores de resistividade, que indicam respectivamente, a presença de porosidade elevada e o preenchimento dos poros por hidrocarbonetos e/ou água doce.

### 5.1.2 Seção Estratigráfica Fechada Linguado-Pampo

A Seção Estratigráfica Fechada (“*Hinge Fence*”, Figura 17) foi confeccionada tomando por base apenas os dados de poços disponíveis de Pampo e Linguado, visando uma melhor compreensão da estratigrafia desses campos. Como pode ser observado na seção, os poços das extremidades pertencem ao campo de Linguado, enquanto os poços do centro da seção pertencem ao campo de Pampo, sendo, portanto, notável a presença de um alto estrutural nos poços 3PM\_0003A\_RJS e 4RJS\_0055\_RJ ao nível do embasamento econômico (Formação Cabiúnas). O mergulho ao nível dos basaltos configura-se de Pampo para Linguado, enquanto que no Grupo Macaé inverte-se, sendo de Linguado para Pampo.

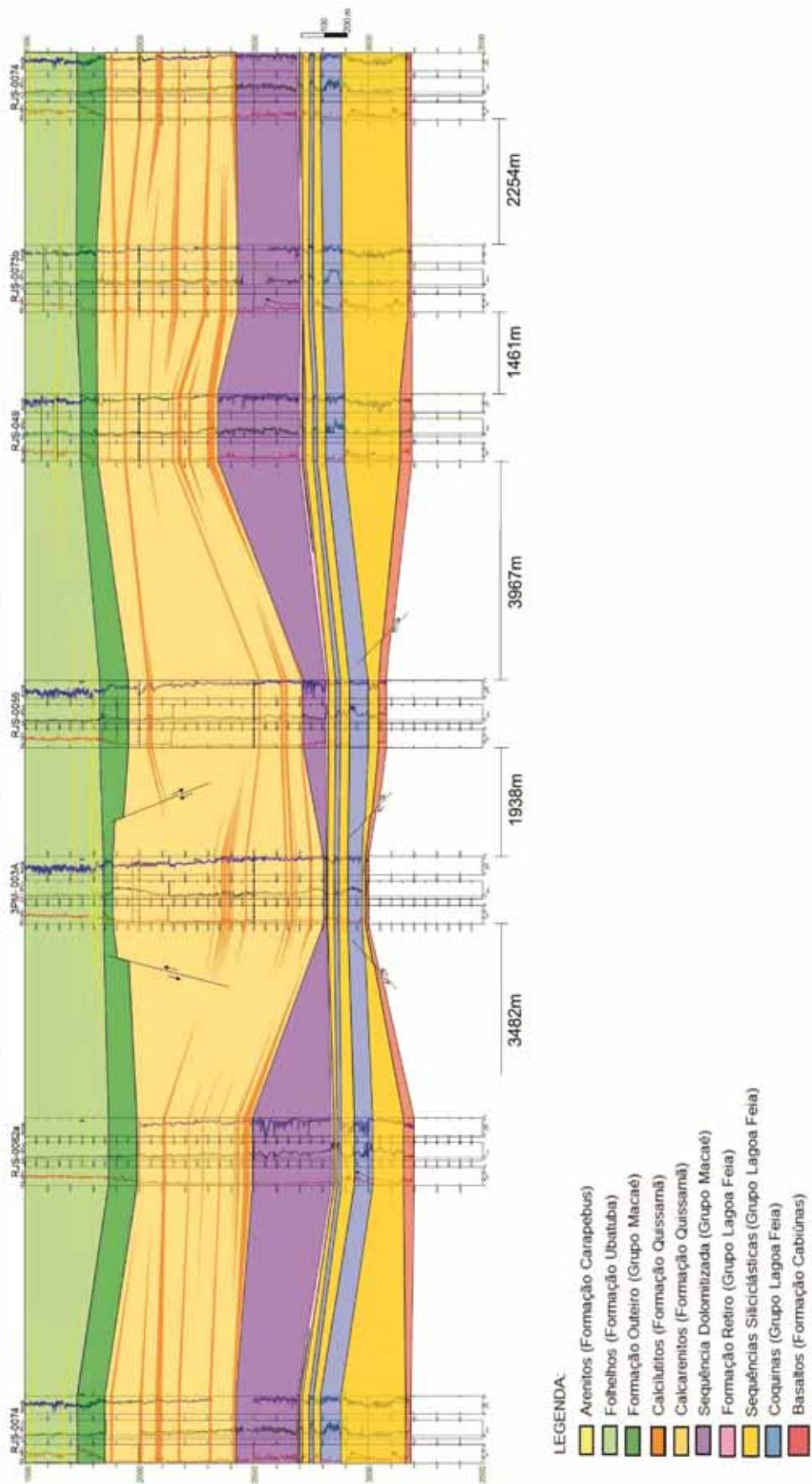
Nos poços localizados no alto estrutural, as sequências siliciclásticas pré-coquina apresentam-se relativamente menos desenvolvidas, sendo as coquinas depositadas quase que sobre os basaltos, como já fora mencionado na seção de Horschutz & Scuta (1992) na seção da Figura 7.

No Grupo Lagoa Feia, ao contrário do que foi encontrado nos poços da Seção Enchova-Bicudo, foram identificados apenas dois níveis de coquinas. As coquinas apresentam espessura relativamente constante durante toda a seção, sendo a inferior (aproximadamente 80 metros) mais espessa que a superior (20 a 25 metros).

Ainda tratando-se dos poços de Pampo, no que diz respeito à Formação Quissamã, verifica-se um adelgaçamento da espessura da camada dolomitizada e uma maior espessura dos depósitos carbonáticos de plataforma, o que poderia ser explicado pelo melhor desenvolvimento de organismos carbonáticos em regiões de águas mais rasas, devido às melhores condições de oxigenação e iluminação.

O topo da camada de anidrita que constitui o contato entre os Grupos Lagoa Feia e o Grupo Macaé foi traçado nos perfis geofísicos tomando por base os trabalhos de Baumgarten (1985) e Castro (2006). Assim como nas outras seções, essa camada é de fácil identificação no perfil de densidade, onde os valores normalmente excedem  $2,75 \text{ g/cm}^3$ . Nos poços 1RJS\_0049\_RJ e 1RJS\_0074\_RJ, a unidade evaporítica encontra-se duplicada devido à presença de lentes delgadas de depósitos siliciclásticos.

Seção Estratigráfica Pampo-Linguado - Figura 17



Internamente aos depósitos de calcarenitos da Formação Quissamã, foram identificados os corpos de calcilutito, caracterizados por possuírem valores de densidade e resistividade relativamente elevados, devido à presença abundante de matriz micrítica. Uma sequência notável desses calcilutitos pode ser observada junto ao contato com os depósitos dolomitizados. As áreas que constituem potenciais reservatórios, menos densas/mais porosas e com pouca argilosidade, localizam-se nos calcarenitos nas proximidades do contato entre as formações Quissamã e Outeiro, como pode ser observado nos poços 4RJS\_0062A\_RJ e 3PM\_0003A\_RJS.

A sequência de aprofundamento oceânico representada pela Formação Outeiro também fora identificada e correlacionada nos perfis. O topo desta sequência em alguns poços (como por exemplo, nos poços 3RJS\_0073B\_RJ, 3PM\_0003A\_RJS e 1RJS\_0074\_RJ) é marcado por uma delgada camada de folhelhos radioativos, cujos registros variam entre 100 e 140 API.

Acima da Formação Outeiro ou “Macaé Superior” também foram identificadas as unidades de idade neo-cretácea/cenozóica, que correspondem às formações Carapebus e Ubatuba. Estes últimos correspondem a folhelhos e siltitos com registros de raio gama que variam entre 50 e 75 API.

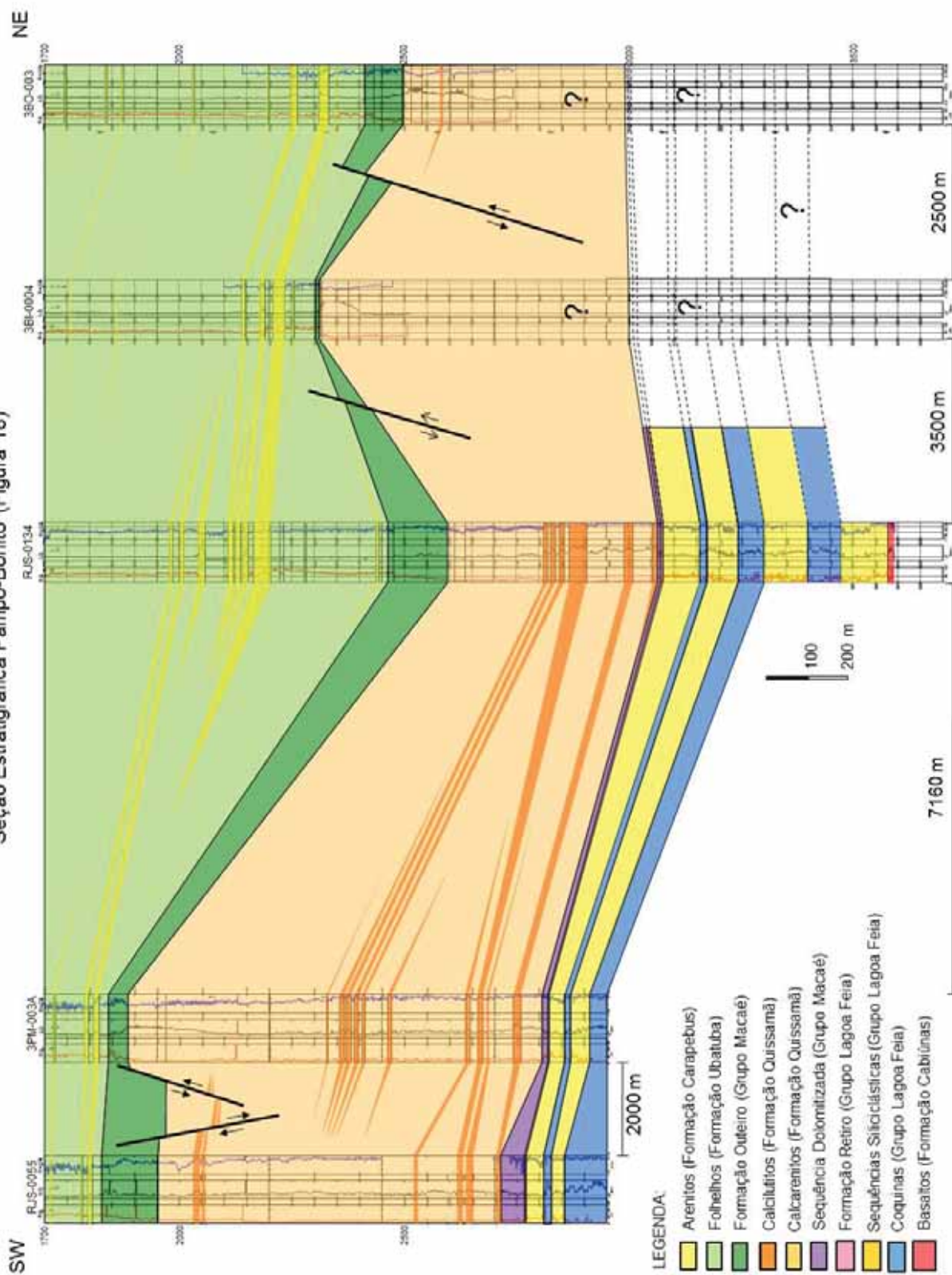
Ao nível do Grupo Macaé, um proeminente horste oriundo da tectônica albiana pode ser observado no poço 3PM\_0003A\_RJS. Este horste tem papel fundamental na acumulação de hidrocarbonetos presente nesse poço e ausente nos poços adjacentes da seção, como será visto com mais detalhe no item 5.4.2.

### 5.1.3 Seção Estratigráfica Pampo-Bonito

A Seção Estratigráfica Pampo-Bonito (Figura 18) de *trend* SW-NE, que passa pelos campos de Pampo, Bicudo e Bonito, fora construída com o intuito de melhor compreender o comportamento estratal em direção à porção leste da área de estudo (Campo de Bonito).

Os registros dos poços 3PM\_0003A\_RJS e 4RJS\_0055\_RJ já interpretados e correlacionados na Seção Pampo-Linguado, foram correlacionados com aqueles do poço 4RJS\_0134\_RJ. Devido a ausência de registros do Grupo Lagoa Feia nos poços 3BI\_0004\_RJS e 3BO\_0003\_RJS foi realizada uma projeção da correlação na porção aptiana à leste da seção.

Seção Estratigráfica Pampo-Bonito (Figura 18)



Foram identificados três níveis de coquinas no poço 4RJS\_0134\_RJ em detrimento aos apenas dois encontrados nos poços de Pampo. As coquinas e os depósitos siliciclásticos apresentam mergulho constante para E-NE em direção às partes mais distais da bacia.

O mesmo comportamento é verificado na Formação Retiro, cujos depósitos de anidrita possuem espessura constante ao longo da seção de aproximadamente 5 metros. Em relação aos depósitos do Grupo Macaé, a sequência siliciclástica dolomitizada diminui gradativamente de espessura de SW para NE, tendo no 4RJS\_0134\_RJ apenas 3 metros. Tais depósitos, oriundos de leques costeiros (Guardado *et al.*, 1989), tem o aporte sedimentar diminuindo à medida que o ambiente deposicional se afasta da costa.

Em relação aos depósitos albianos carbonáticos, nos poços de Bicudo e Bonito duas potenciais zonas reservatório foram identificadas próximas ao contato com a Formação Outeiro. Tais zonas constituídas por calcarenitos têm como rocha selante os folhelhos radioativos do topo da Formação Outeiro, e possuem valores de resistividade da ordem de 300 Ohm.m, indicando preenchimento dos poros por hidrocarbonetos. No poço 3BI\_0004\_RJS, a Formação Outeiro não apresenta padrão “em sino” nos registros de raio gama, restringindo-se a uma delgada camada de folhelhos. Tal camada encontra-se mais elevada do que sua camada correlata do poço 4RJS\_0134\_RJ, o que implicaria na existência de um alto estrutural local.

No que diz respeito aos depósitos cenozóicos, os depósitos arenosos da Formação Carapebus diminuem a frequência de ocorrência em direção às porções distais (Campos de Bicudo e Bonito) e superiores dos poços.

## **5.2 Interpretação dos dados sísmicos**

A sísmica de reflexão é um método de prospecção indireto em subsuperfície, utilizado pela indústria de exploração petrolífera com o objetivo de se obter informações sobre o comportamento das rochas e sua disposição (estratigráfica e estrutural) na bacia, como já foi visto no item 3.2. O objetivo principal é a caracterização estrutural da área de estudo no nível stratigráfico do Grupo Macaé, utilizando o cubo sísmico obtido junto ao BDEP (ANP) (Figura 10).



A Figura 20 traz algumas das principais estruturas reconhecidas sobre o cubo sísmico, dentre elas podemos destacar: falhas normais sintéticas e antitéticas (a), grábens e horstes (b), falhas lítricas com *rollover* (d) e anticlinais de *rollover* (e). Estas estruturas têm importantes implicações para o sistema petrolífero, já que são responsáveis pela distribuição, migração e trapeamento de hidrocarbonetos.

A Seção Sísmica E-E' (Figura 21), de mesma direção da Seção Pampo-Bonito, serviu como suporte à interpretação dada à geometria estratigráfica verificada na confecção da seção. A seção é caracterizada estruturalmente por uma sucessão de falhamentos lítricos ao nível do Grupo Macaé, alguns configurando geometria de leque lítrico, e falhamentos normais planares de alto mergulho ao nível do Grupo Lagoa Feia.

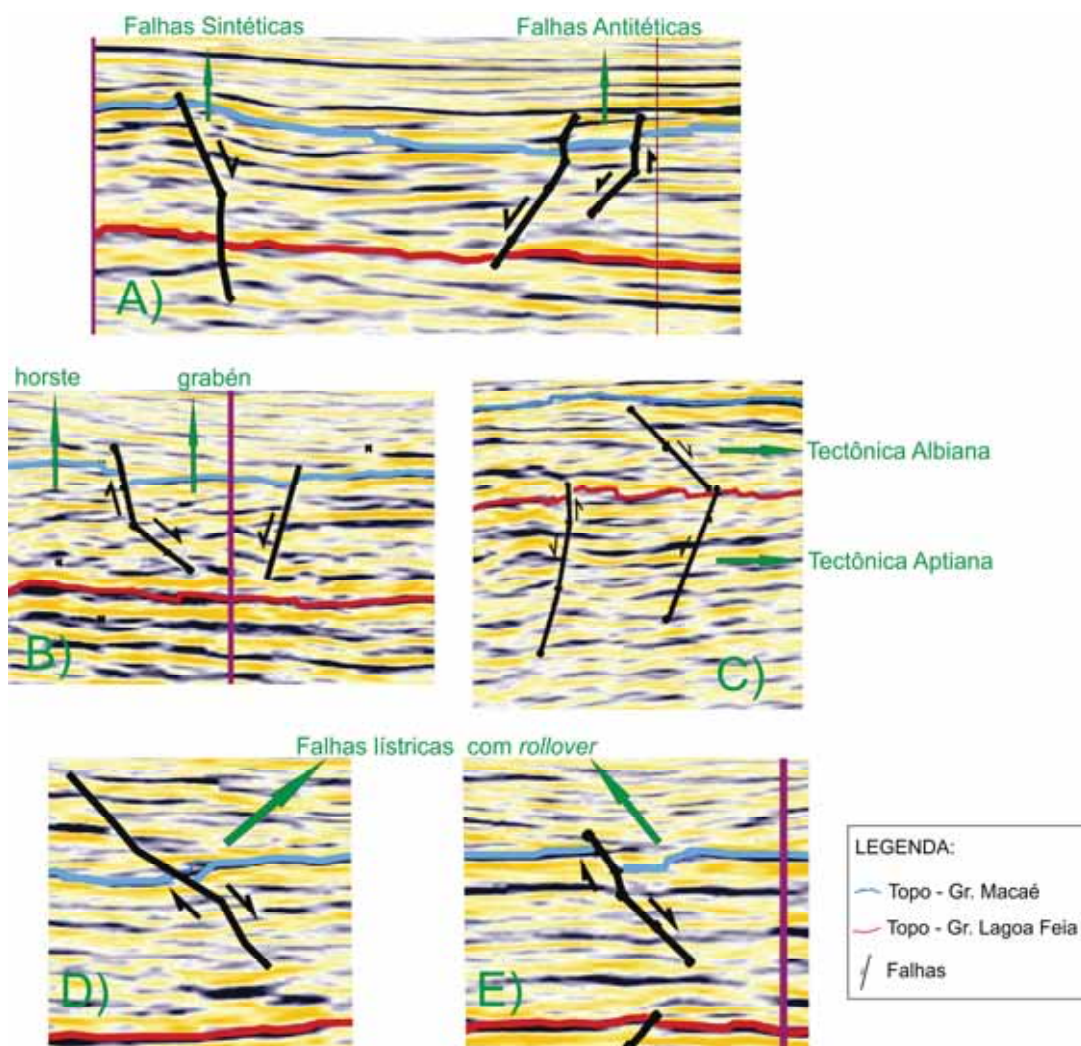
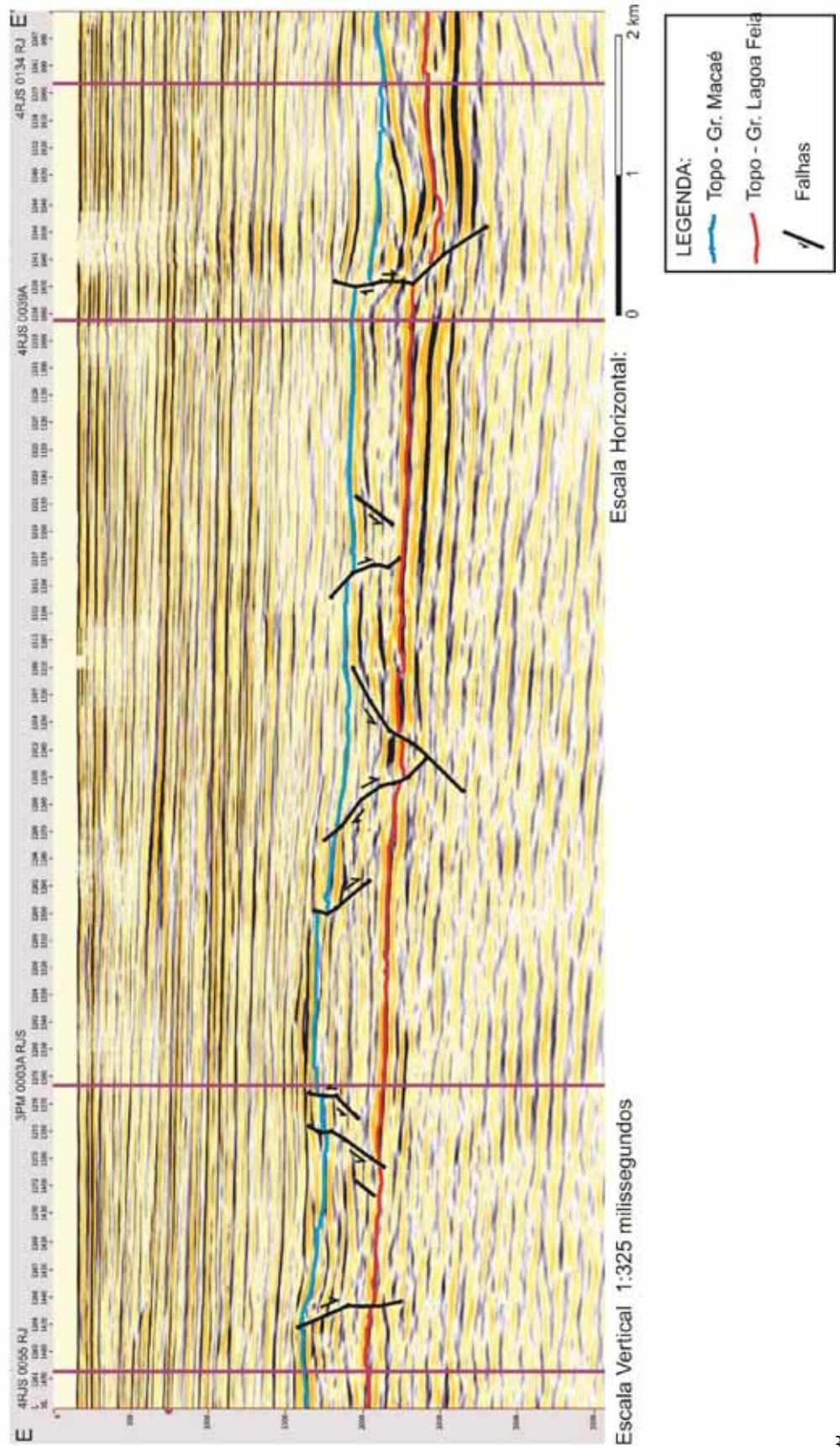


Figura 20 – Estruturas identificadas na interpretação do volume sísmico.

Seção E-E' - Figura 21



Na porção referente ao campo de Pampo, um conjunto de falhas normais atua de maneira deslocar o topo do Grupo Macaé. Duas falhas normais antitéticas que ocorrem a leste do poço 3PM\_0003A\_RJS, configuram um sistema gráben/horste, estando o poço mencionado no bloco alto.

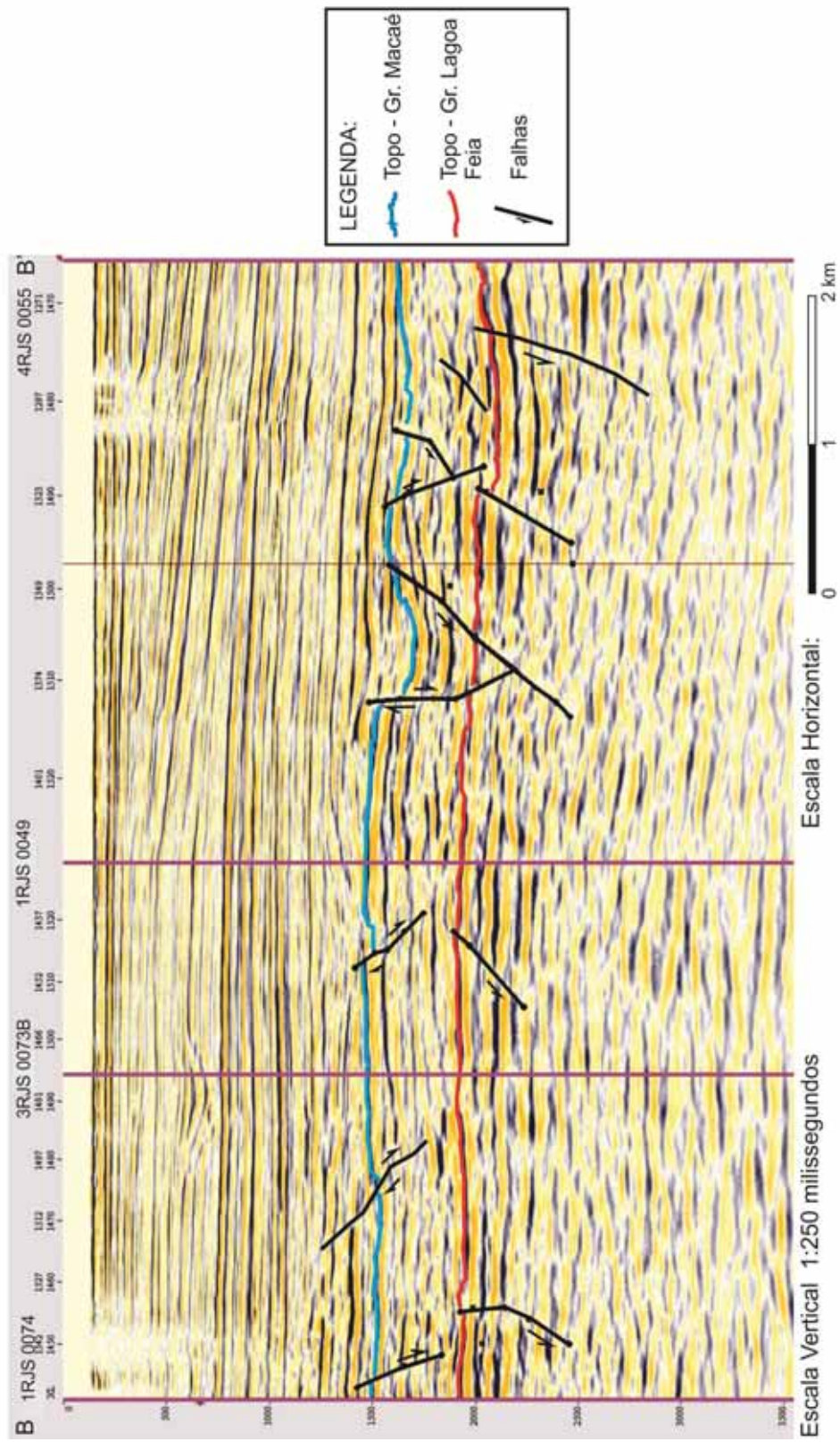
Alguns exemplos de falhamentos que deformam tanto o Grupo Lagoa Feia como o Grupo Macaé podem ser observados ao longo da seção, como no caso do gráben localizado no centro da seção, implicando que durante a tectônica albiana houve aproveitamento das fraquezas estruturais pré-existentes na acomodação do esforço tectônico.

A grande quantidade de estruturas rúpteis na porção central e centro-leste da seção sísmica, na transição do campo de Pampo para campo de Bicudo, explica o grande desnível (aproximadamente 600 m) entre o topo da Formação Outeiro no poço 3PM\_0003A\_RJS e no poço 4RJS\_0134\_RJ, evidente na seção estratigráfica.

A Seção Sísmica B-B' (Figura 22) tem a mesma direção da porção oeste da Seção Estratigráfica Linguado-Pampo e serve de base para a interpretação estrutural da mesma.

O campo de Linguado, na porção entre os poços 1RJS\_0074\_RJ e 1RJS\_0049\_RJ, é caracterizado por uma sucessão de falhas normais lítricas ao nível do topo do Grupo Macaé. Em tais estruturas, de caráter sintético, o falhamento proporcionou a geração de *rollovers*, onde pode ser observada a presença de anticlinais de *rollovers* adjacentes às falhas. Este estilo estrutural poder-se-ia estar relacionado à tectônica oriunda da movimentação do sal, que tende a fluir para regiões mais profundas, em consequência do basculamento geral da bacia para leste e da sobrecarga sedimentar depositada na plataforma continental a partir do Albiano Inferior. Com o escape salino, somado a tectônica que ainda era ativa, porém com menor intensidade que na sedimentação do pacote rifte, foram geradas estas estruturas de crescimento com *rollover*, sendo de fundamental importância para o condicionamento de petróleo nos campos de Pampo, Linguado, Bonito e Enchova (Mohriak, 2004), como já fora visto no item 2.2.

Seção B-B' - Figura 22



A porção centro-leste da seção, por sua vez, é marcada por dois proeminentes grábens presentes no Grupo Macaé, que deslocam o topo desta unidade formando abatimentos. Entre estas duas estruturas, uma falha com rejeito de caráter inverso pode ser identificada na porção aptiana. Esta estrutura foi interpretada como falha transcorrente e o caráter inverso do rejeito seria um exemplo de inversão do rejeito com a profundidade, sendo esta uma característica inerente de falhas transcorrentes em seções sísmicas, segundo Zalán (1986).

Em relação ao Grupo Lagoa Feia, este é dominado por falhas normais antitéticas, sendo a mais evidente delas, a falha logo a oeste do poço 4RJS\_0055\_RJ, esboçada na seção estratigráfica, que configura um horste formado pela tectônica aptiana no campo de Pampo. Estas estruturas relacionam-se à fase rifte, sendo características da distensão que gerou a bacia durante a quebra do Supercontinente Gondwana e são responsáveis pela criação dos altos (horstes) e baixos (grábens) que envolvem o Grupo Lagoa Feia e o embasamento.

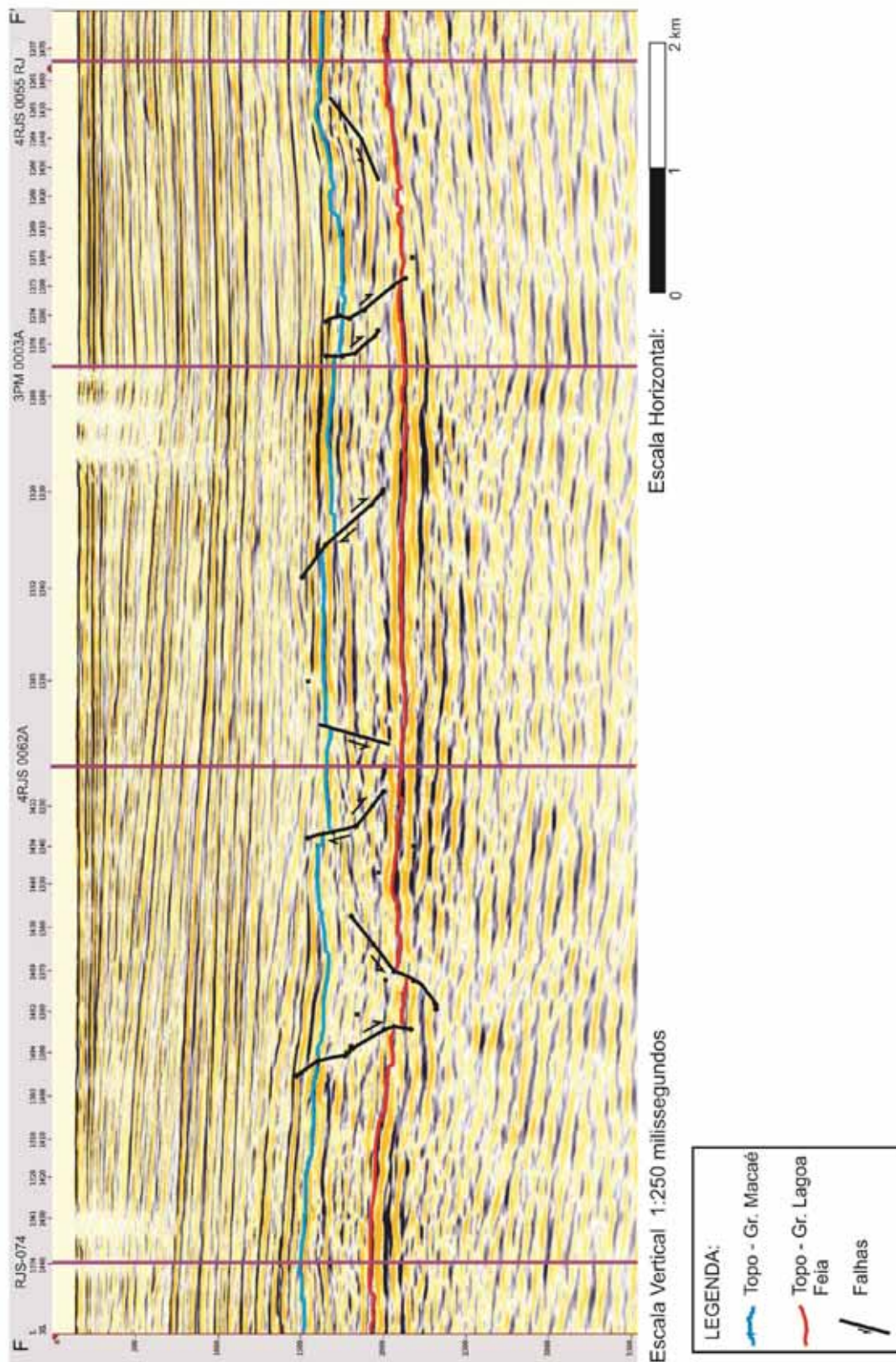
A Seção Sísmica F-F' (Figura 23) compreende a porção leste da “*hinge fence*”. Nesta seção, foi possível o mapeamento de dois altos estruturais interceptados pelo poço 3PM\_0003A\_RJS, que ocorrem um ao nível do Grupo Lagoa Feia e outro ao nível do Grupo Macaé. Ambas estruturas foram esboçadas na confecção da seção estratigráfica e possuem papel fundamental no trapeamento de óleo. Um leque lítrico apresentando *rollover*, pode ser observado à leste do poço, na porção albiana.

O poço 4RJS\_0062A\_RJ intercepta uma zona abatida por falhamentos lítricos no Macaé, tal geometria de falhas não possibilitou acumulação de hidrocarbonetos neste poço como fez no 3PM\_0003A\_RJS.

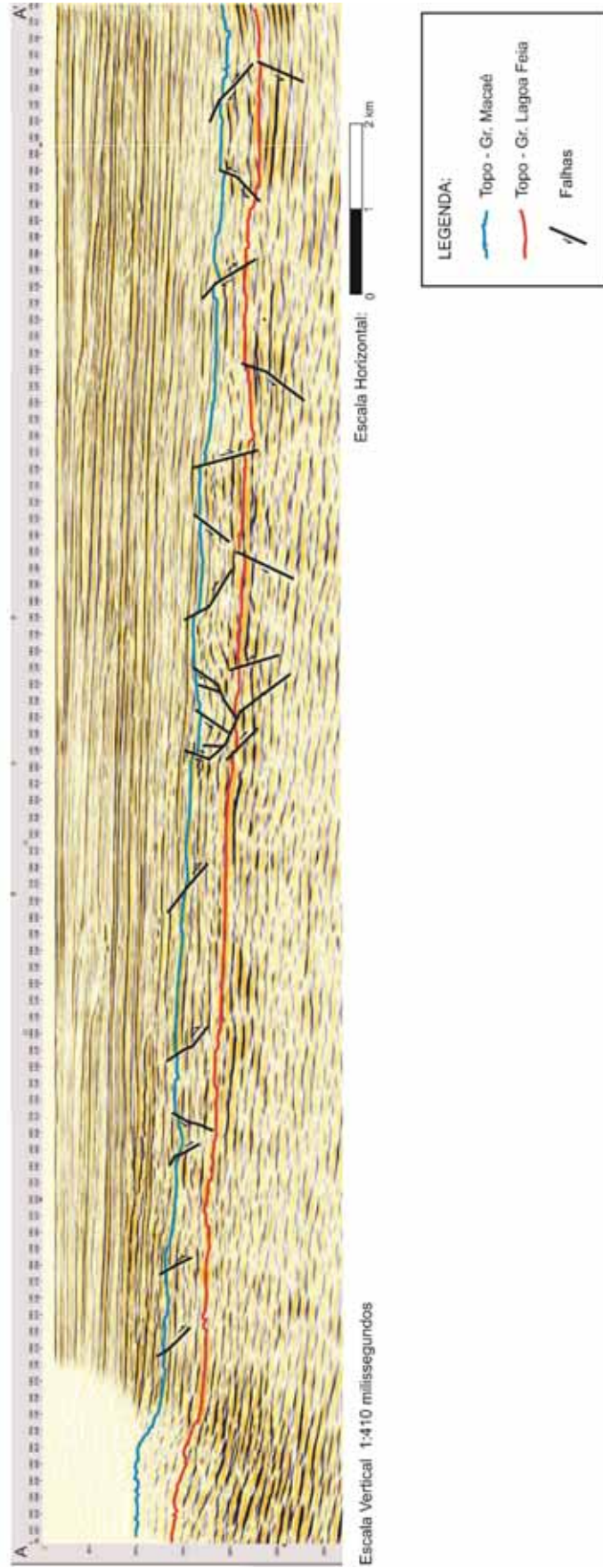
As Seções Sísmicas A-A' e D-D' (Figuras 24 e 25) apresentam todas as características estruturais anteriormente mencionadas, com os dois estilos estruturais, do Albiano e do Aptiano, bem definidos.

As Seções Sísmicas C-C' e G-G' (Figuras 26 e 27) mostram em algumas porções intensa deformação nas camadas intra-Grupo Macaé, exibindo anticlinais e sinclinais separados por falhas lítricas sintéticas e antitéticas, como pode ser observado na porção oeste da seção C-C'. Tal deformação é responsável pelo espessamento e adelgaçamento do Macaé ao longo das seções.

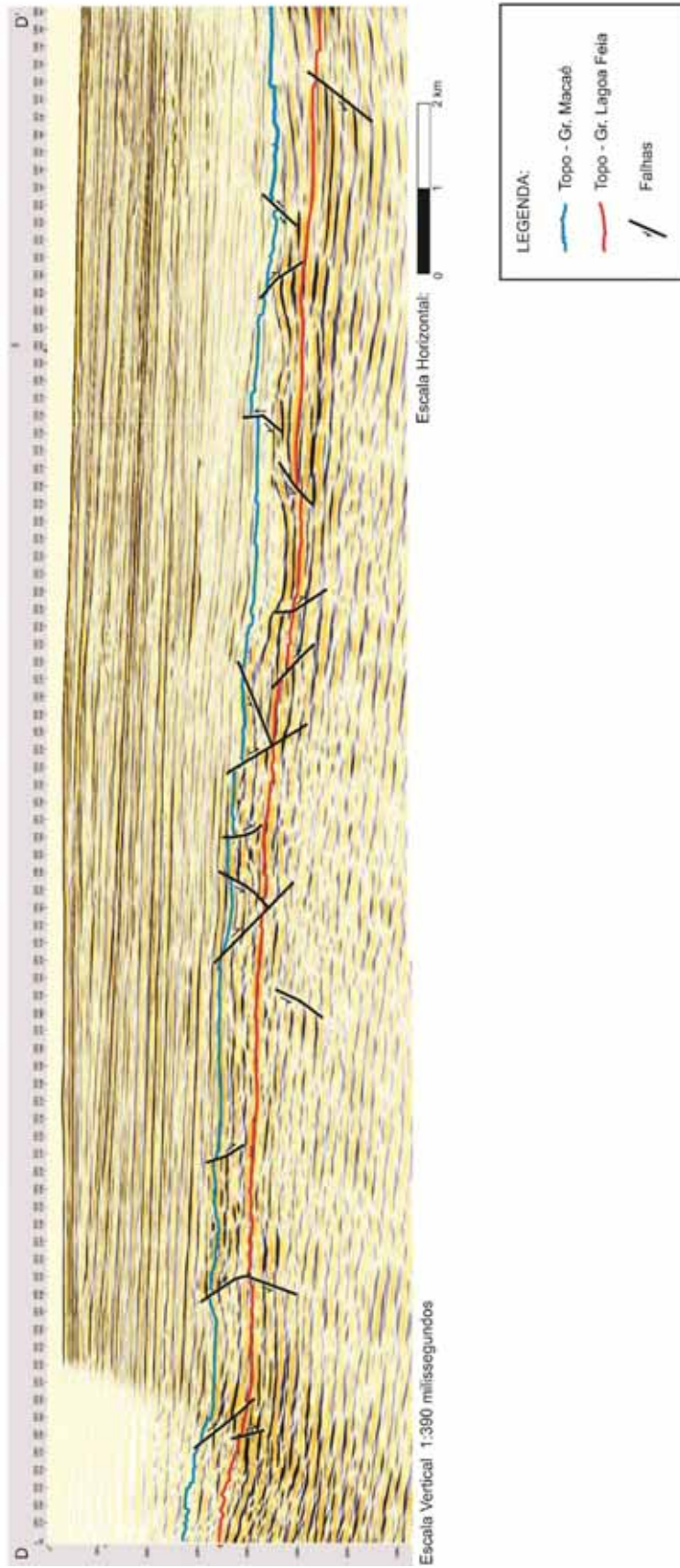
Seção F-F' - Figura 23



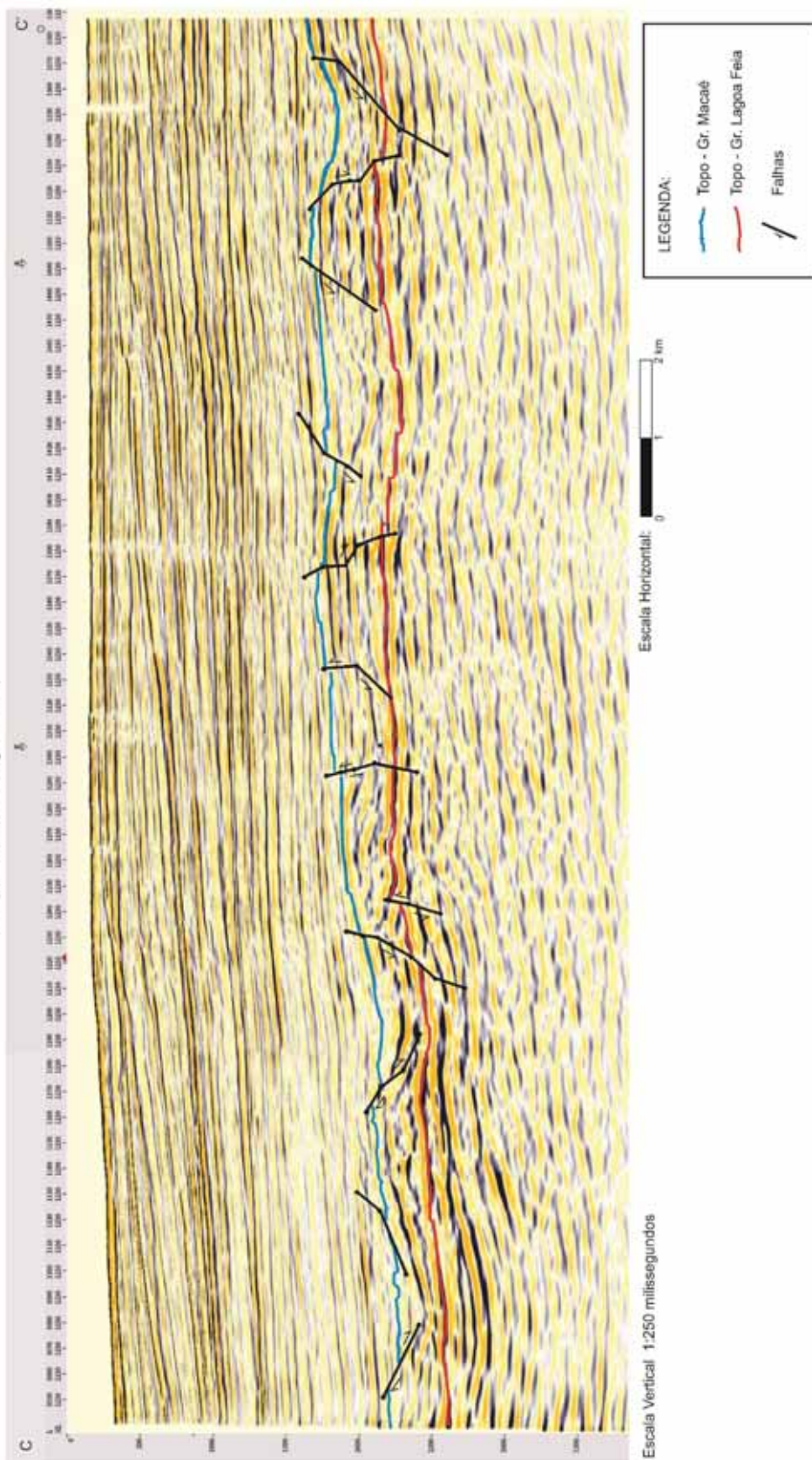
Seção A-A' - Figura 24



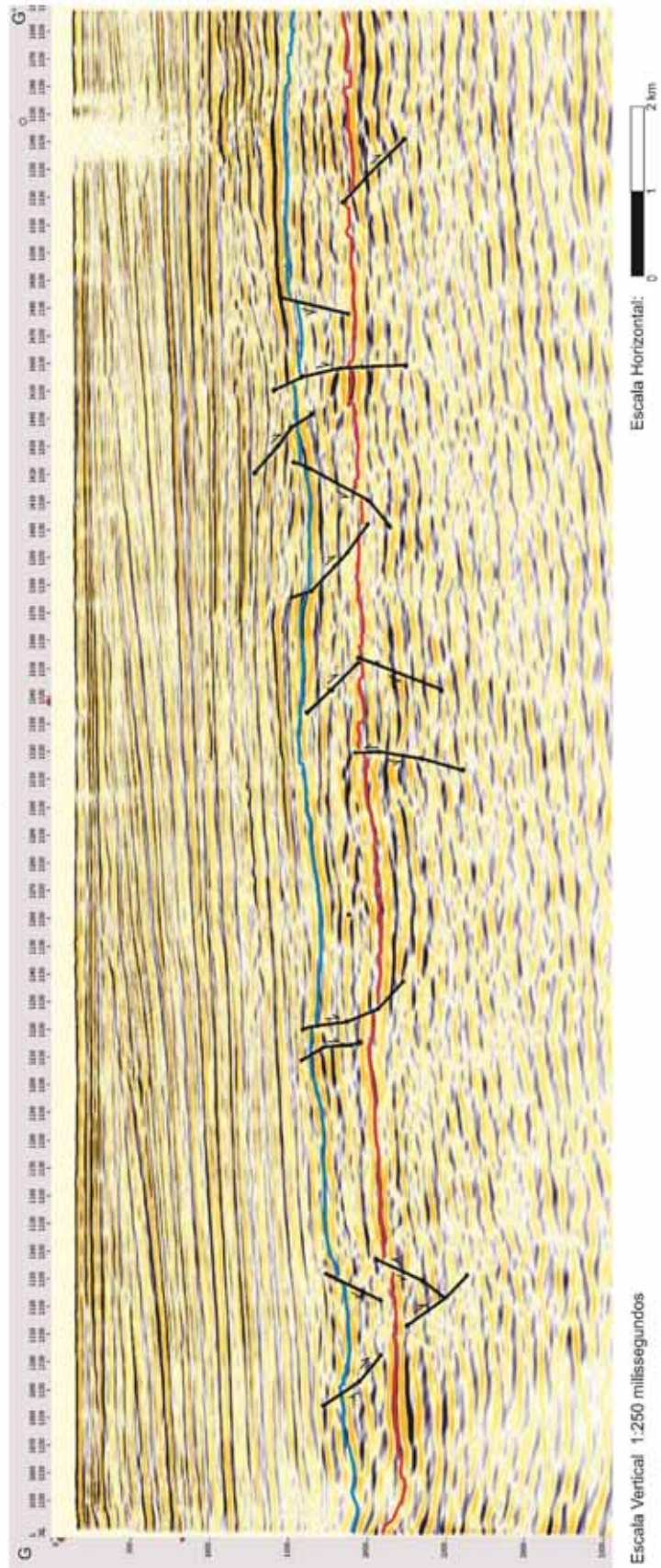
Seção D-D' - Figura 25



Seção C-C' - Figura 26



Seção G-G' - Figura 27



LEGENDA:

- Topo - Gr. Macaé
- Topo - Gr. Lagoa Feia
- Falhas

### 5.3 Interpretação dos mapas de contorno estrutural

Os horizontes interpretados no cubo sísmico foram utilizados para a construção de mapas de contorno estrutural (em profundidade), visando um melhor reconhecimento das estruturas que afetam o Grupo Macaé.

No Mapa de Contorno Estrutural do Topo do Grupo Lagoa Feia (Figura 28), é possível notar de forma nítida o relevo positivo na área referente ao Campo de Pampo, herança do horste formado ao nível do embasamento que condicionou a sedimentação das coquinas e das seqüências siliciclásticas e atuou como charneira deposicional, além de ter influenciado na migração e traçamento dos hidrocarbonetos deste nível. Uma proeminente falhar normal separa o Alto de Pampo do alto localizado logo a noroeste no campo de Linguado. O baixo estrutural entre os dois campos subdivide o Alto de Linguado-Pampo em dois altos distintos. Este alto fora descrito originalmente como uma estrutura única e contínua através de registros de poço, porém não há poços perfurados na área correspondente a este baixo, sendo este visível apenas na sísmica.

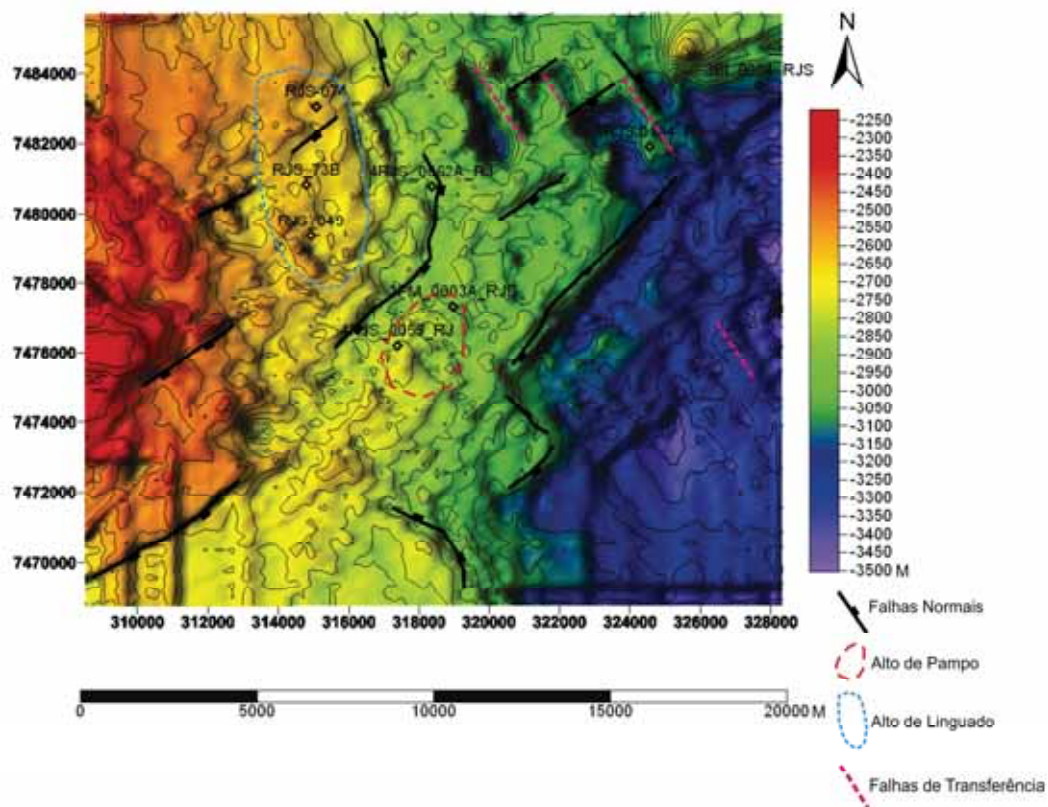


Figura 28 - Mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Lagoa Feia, em profundidade.

Os dois principais *trends* de falhas identificados no mapa são NE-SW e NW-SE, o primeiro refere-se à direção principal da distensão aptiana que culminou na fragmentação do Gondwana, o segundo, por sua vez, são interpretados neste trabalho como oriundos de zonas de transferências responsáveis por acomodar a distensão diferencial existente. Estas zonas de transferência por vezes geram altos que subdividem depocentros, este tipo de feição pode ser melhor observado na porção nordeste da superfície tridimensional em profundidade do topo do Grupo Lagoa Feia (Figura 29).

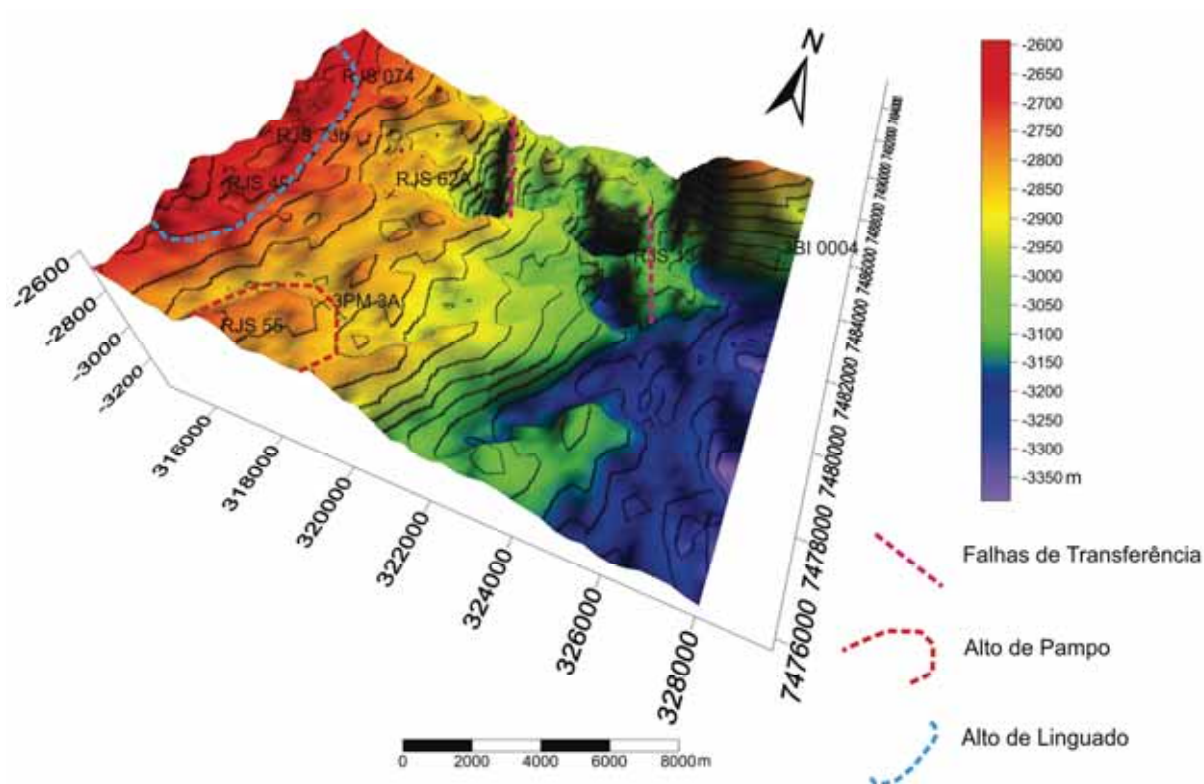


Figura 29 - Superfície 3D correspondente ao topo do Grupo Lagoa Feia, em profundidade.

O mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Macaé (Figura 30), por sua vez, exibe os dois *trends* de falhas verificados no topo do Grupo Lagoa Feia, entretanto, destaca-se neste caso a identificação da estrutura em forma de domo do campo de Pampo. Tal feição fora descrita por Guardado *et al.* (1989), tendo sido formada durante o Eoalbian por consequência da movimentação do sal. O domo constitui então, um alto estrutural, cuja geometria de falhas proporcionou condições propícias para o desenvolvimento do sistema petrolífero da sequência carbonática nerítica.

O poço 4RJS\_0055\_RJ, ao contrário do 3PM\_0003A\_RJS, não é englobado pelo domo de Pampo como pode ser observado nas figuras 30 e 31, e seus condicionantes estruturais não favoreceram o desenvolvimento de acumulações comerciais, já que a análise dos registros de poço permitiu constatar que este poço não possui indícios de hidrocarbonetos.

Um conjunto de falhamentos normais a nordeste do mapa separa o campo de Pampo do Campo de Bicudo, deslocando o topo do Grupo Macaé entre os poços 4RJS\_0134\_RJ e 3BI\_0004\_RJS. O arranjo resultante, com o poço 3BI\_0004\_RJS no bloco alto também condicionou a acumulação de hidrocarbonetos neste poço, como será visto com mais detalhe no item 5.4.2.

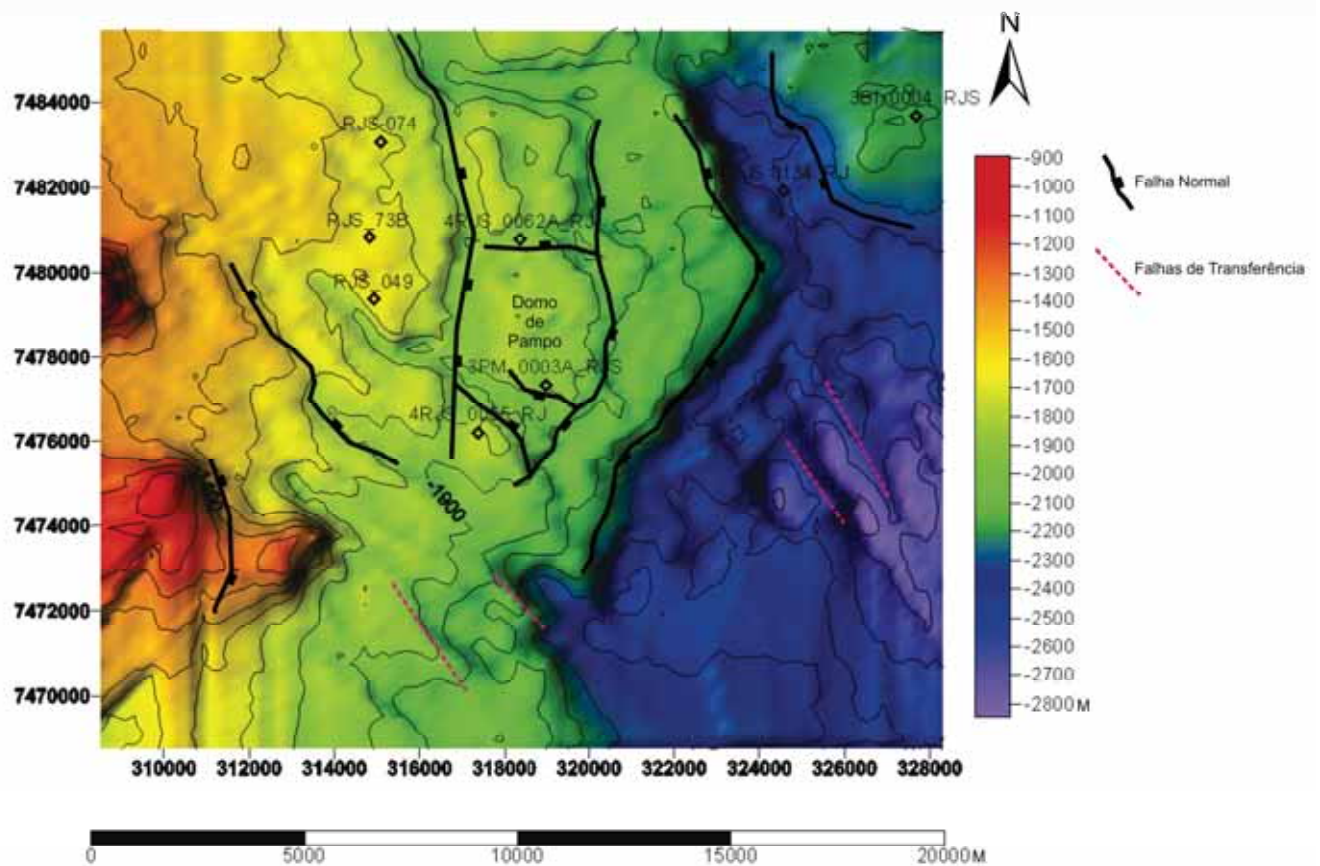


Figura 30 - Mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Macaé, em profundidade.

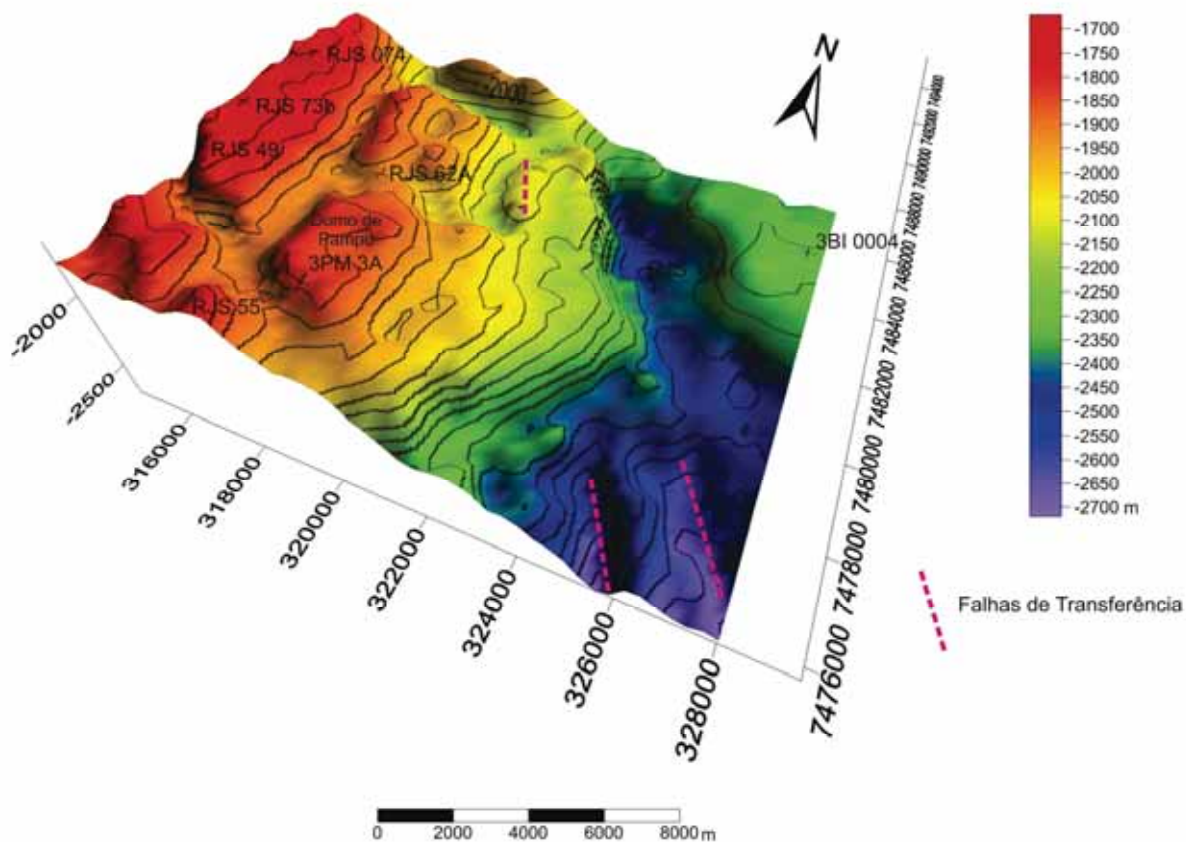


Figura 31 - Superfície 3D correspondente ao topo do Grupo Macaé, em profundidade.

## 5.4 Análise dos Potenciais Reservatórios

### 5.4.1 Análise Petrofísica

A análise petrofísica foi realizada no presente trabalho após a delimitação dos potenciais intervalos reservatórios do Grupo Macaé, que considerou os dados disponíveis dos perfis de raio gama, resistividade, neutrão e densidade.

A partir da análise dos perfis de poço, constatou-se a presença de intervalos na porção superior da Formação Quissamã com parâmetros geofísicos interessantes do ponto de vista de porosidade. Os valores de densidade para matriz de rochas carbonáticas típicas giram em torno de  $2,72 \text{ gr/cm}^3$ , enquanto que na porção superior da Formação Quissamã puderam ser identificados

valores da ordem de 2,20 gr/cm<sup>3</sup>. Os valores de raio gama nesses intervalos são bastante baixos (10-20 API) refletindo em índices de argilosidade também baixos na rocha. Estes dois parâmetros permitiram inferir os prováveis intervalos com as melhores condições permo-porosas. Segundo Spadini & Paumer (1983), a porosidade nas rochas carbonáticas da Formação Quissamã é essencialmente intergranular primária; porosidade secundária por dissolução de núcleos de oncolitos e porosidade vugular são pouco efetivas.

A análise do perfil de resistividade, por sua vez, permitiu inferir a presença ou ausência de hidrocarbonetos no poço, bem como identificar o fluido da formação (água salgada ou água doce). Foram identificados valores de resistividade típicos de hidrocarbonetos (maiores que 30 Ohm.m) nos três poços que produzem óleo comercialmente, são eles: 3BI\_0004\_RJS, 3BO\_0003\_RJS e 3PM\_0003A\_RJS.

O nível potencial reservatório mais contínuo presente na área de estudo e no qual se localizam as acumulações comerciais dos três poços supracitados, situa-se próximo ao contato entre as Formações Quissamã e Outeiro. Todos os cálculos de porosidade, volume de argila e volume de areia aqui realizados tiveram como alvo este intervalo. A tabela a seguir, exhibe os resultados desses cálculos em todos os poços.

| Poço      | $\rho_{\log}$<br>(gr/cm <sup>3</sup> ) | $\rho_{\text{fluido}}$<br>(gr/cm <sup>3</sup> ) | GR.máx(API) | GR.Mín(API) | GR.log(API) | Vcln (%) | Vsh (%) | Ød (%) |
|-----------|--|---|-------------|-------------|-------------|----------|---------|--------|
| RJS-049   | 2,43                                   | 1   | 75          | 9,09        | 17,72       | 86,9     | 13,1    | 16     |
| RJS-073B  | 2,27                                   | 1   | 56,5        | 6,52        | 17,4        | 78,2     | 21,8    | 26     |
| RJS-074   | 2,3                                    | 1   | 70,45       | 4,54        | 9,09        | 93       | 7       | 24     |
| 3PM_0003  | 2,196                                  | 0,81  | 63,9        | 11,11       | 16,6        | 89,5     | 10,5    | 27,3   |
| 4RJS_0055 | 2,25                                   | 1,1   | 69,4        | 11,11       | 19,4        | 85,7     | 14,3    | 29     |
| 4RJS_0062 | 2,375                                  | 1   | 72,2        | 11,11       | 19,4        | 86,4     | 13,6    | 20     |
| 1RJS 0131 | 2,3                                    | 1   | 65,6        | 12,5        | 25          | 76,4     | 23,6    | 24     |
| 3BI 0004  | 2,16                                   | 0,81  | 70          | 10          | 16,6        | 89       | 11      | 29,1   |
| 3BO 0003  | 2,15                                   | 0,81  | 75          | 10          | 12,5        | 96,1     | 3,9     | 29,8   |
| 3EN 0002  | 2,33                                   | 1   | 71          | 12,5        | 31,25       | 67,9     | 32,1    | 22,6   |
| 4RJS 0134 | 2,216                                  | 1,1   | 70          | 9           | 15          | 90,1     | 9,9     | 29,8   |

Quadro 4 - Resultados dos cálculos de porosidade e de volume de areia e argila.

Com os valores obtidos, foi gerado um mapa de porosidade aparente no *software Surfer 9.0* e plotado sobre a superfície tridimensional do topo do reservatório interpretada na sísmica. O resultado pode ser observado na Figura 32. Conforme pode ser observado no mapa, todos os

valores de porosidade variam entre 20 e 30%. Suguio (2004) estabelece como porosidade ótima porcentagens entre 20 e 25%, e porosidade excelente porcentagens entre 25 e 35%, portanto, no intervalo considerado as porcentagens classificam-se, no seu valor mais baixo, como ótima e no mais alto, como excelente.

Verifica-se no mapa um aumento da porosidade crescente em direção às porções mais distais da bacia, tendo os poços 3BO\_0003\_RJS e 4RJS\_0134\_RJ os valores mais elevados, ambos com 29,8% (porosidade excelente). O segundo poço, entretanto não é produtor de petróleo, pois se insere em um baixo estrutural sem condições propícias para trapeamento. O nível potencial reservatório tem em Linguado e Pampo valores relativamente mais baixos do que os dos campos a nordeste, variando entre 20 e 26%.

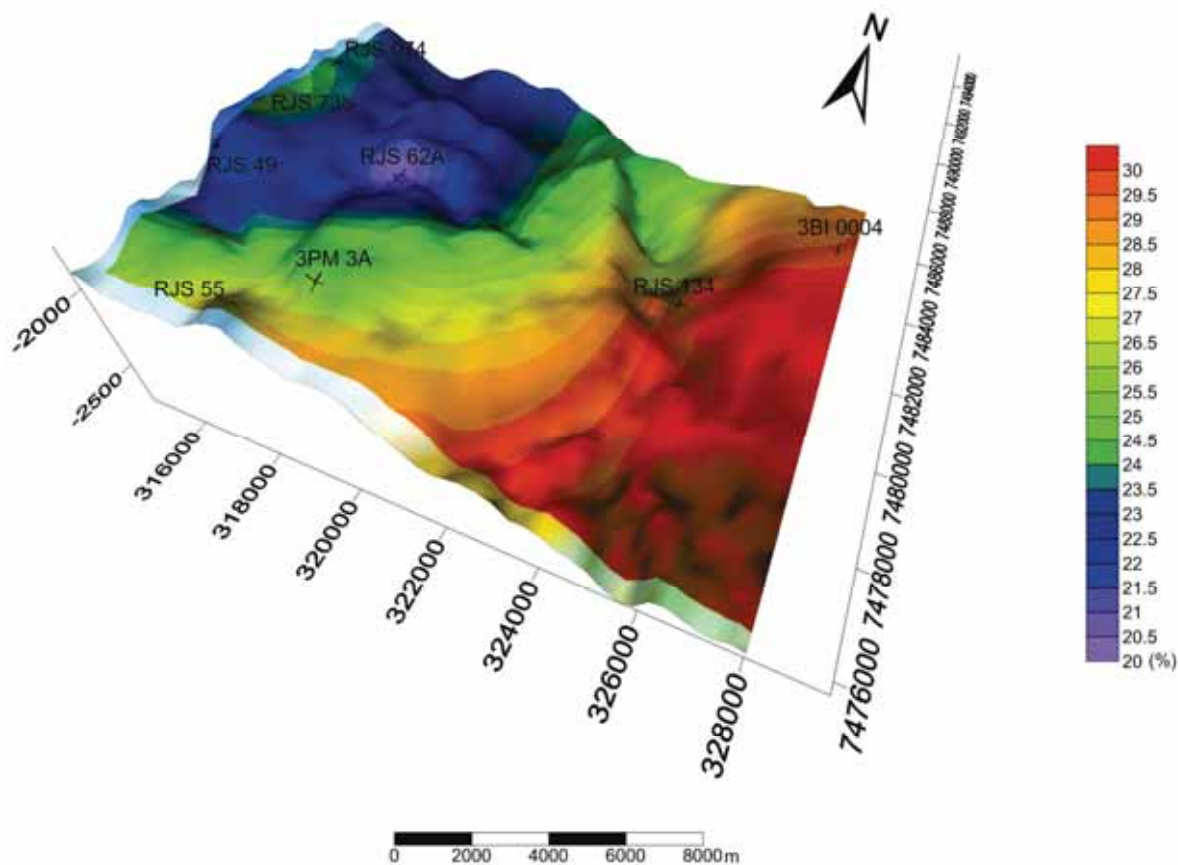


Figura 32 - Mapa de porosidade sobre a superfície 3D correspondente ao topo do nível potencial reservatório.

Os valores de porcentagem de areia obtidos nos cálculos proporcionaram a confecção de um mapa de reservatório total, com o intuito de avaliar a porcentagem de rocha limpa na formação. O mesmo procedimento realizado com o mapa de porosidades foi repetido no mapa de reservatório total, sendo este também plotado sobre a superfície do topo do nível reservatório, como pode ser observado na Figura 33.

No mapa de reservatório total constata-se que o volume de rocha “limpa” (sem argila) aumenta proporcionalmente com o aumento da porosidade, tendo os poços dos campos de Bicudo e Bonito os maiores valores, superiores a 88%. Os menores volumes são encontrados nos altos de Linguado e Pampo, o que poderia indicar sedimentação de material micrítico/argiloso contemporâneo ao desenvolvimento das barras de calcarenito nessa região.

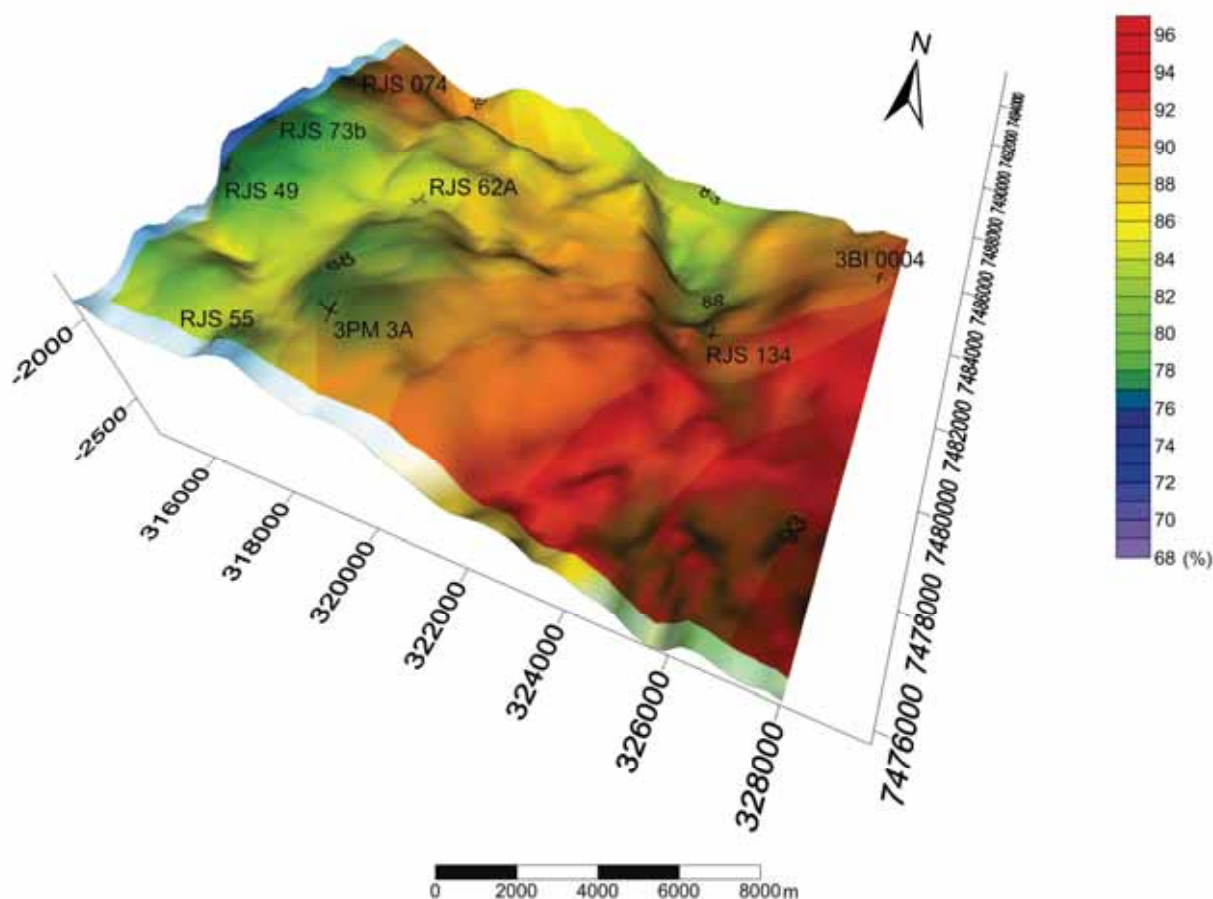


Figura 33 - Mapa de reservatório total sobre a superfície 3D correspondente ao topo do nível potencial reservatório.

#### 5.4.2 Análise Estrutural-Estratigráfica

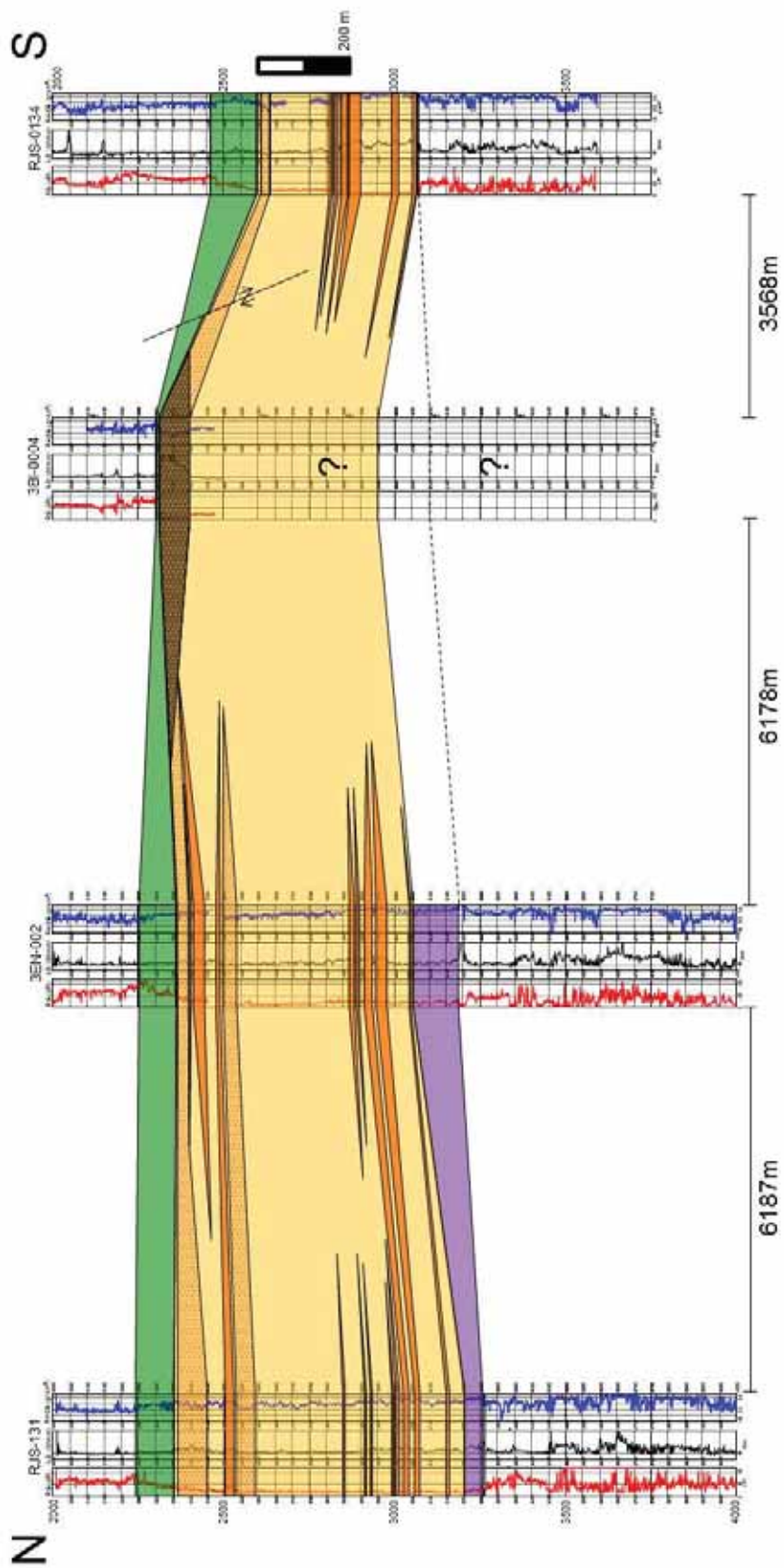
Neste item serão discutidos os condicionantes estruturais e estratigráficos que atuam nas acumulações identificadas nos poços 3PM\_0003A\_RJS, 3BI\_0004\_RJS e 3BO\_0003\_RJS, bem como serão caracterizadas suas trapas.

As três acumulações possuem como rocha reservatório os calcarenitos oolíticos/oncolíticos (*grainstones e packstones*) da Formação Quissamã, e como rocha selante a sequência de calcilitos, margas e folhelhos da Formação Outeiro, formadas durante um evento marinho transgressivo. Os potenciais níveis reservatórios, delimitados nas seções esquemáticas do Grupo Macaé (Figuras 34, 35 e 36), tiveram também seus contatos água/óleo inferidos. Os casos de trapeamento verificados nos três poços são do tipo misto, com a presença de falhas normais formando altos e baixos estruturais, e justapondo camadas porosas com camadas pouco porosas ou impermeáveis.

A acumulação do poço 3PM\_0003A\_RJS, insere-se num alto estrutural (Domo de Pampo) cujo bloco baixo adjacente evitou o escape de hidrocarbonetos e sua migração para o poço 4RJS\_0055\_RJ, como pode ser observado na seção esquemática Pampo-Linguado (Figura 35) e na Figura 37 (c). O contato óleo/água foi inferido de acordo com a curva de perfil de resistividade e confere com a profundidade estimada por Baumgarten (1988) (Figura 6), estando ao redor de 2040 metros de profundidade.

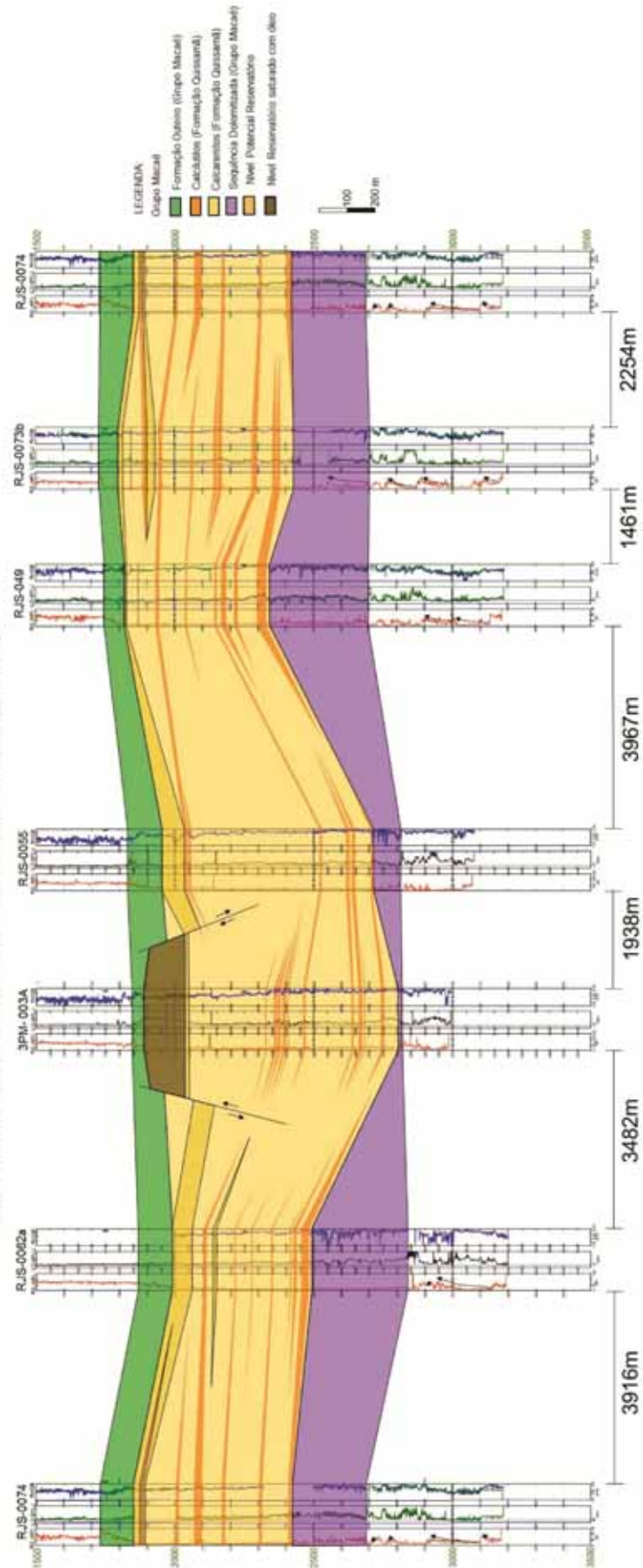
Uma situação análoga pode ser verificada no caso dos poços 3BI\_0004\_RJS e 4RJS\_0134\_RJ, o primeiro poço, produtor, localiza-se em um horste (Figura 34 e Figura 37-b), enquanto que o segundo, é seco e situa-se num baixo adjacente. A acumulação de Bicudo separa-se da de Bonito através de uma proeminente falha normal, como pode ser observado na seção esquemática Pampo-Bonito (Figura 36) e na Figura 37 (a). Essa falha condiciona o trapeamento no campo de Bonito, já que proporcionou o abatimento da rocha selante favorecendo a acumulação. Os contatos água/óleo foram também determinados em Bicudo e Bonito através do perfil de resistividade e situam-se a aproximadamente 2400 m de profundidade no primeiro caso e 2650 m no segundo.

# Seção Esquemática Enchova-Bicudo – Grupo Macaé (Figura 34)

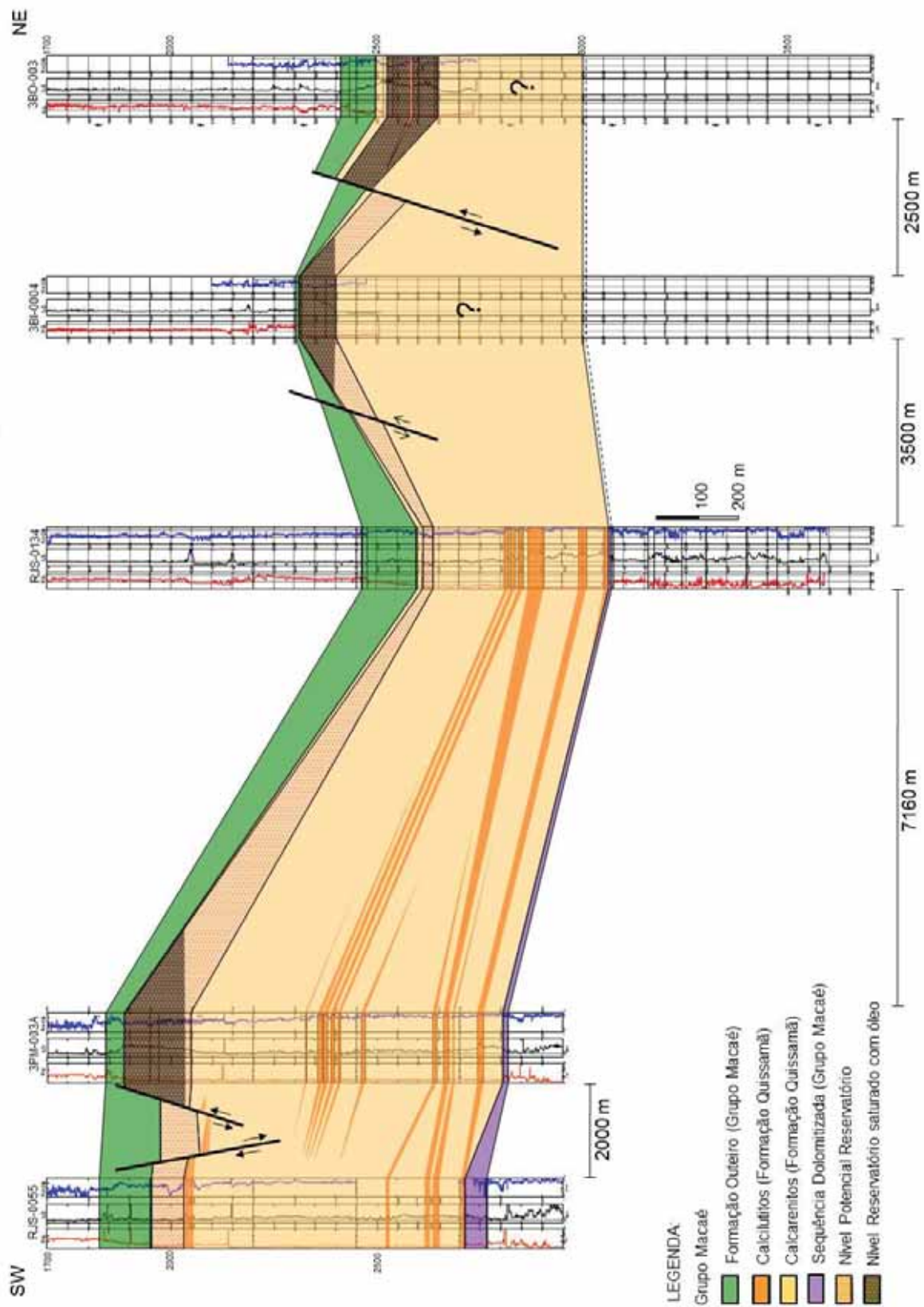


- LEGENDA:**
- Grupo Macaé
    - Formação Outeiro (Grupo Macaé)
    - Calcilitos (Formação Quissamã)
    - Calcareitos (Formação Quissamã)
    - Sequência Dolomitizada (Grupo Macaé)
    - Nível Potencial Reservatório
    - Nível Reservatório saturado com óleo

Seção Esquemática Pampo-Linguado - Grupo Macaé (Figura 35)



Seção Esquemática Pampo-Bonito – Grupo Macaé (Figura 36)



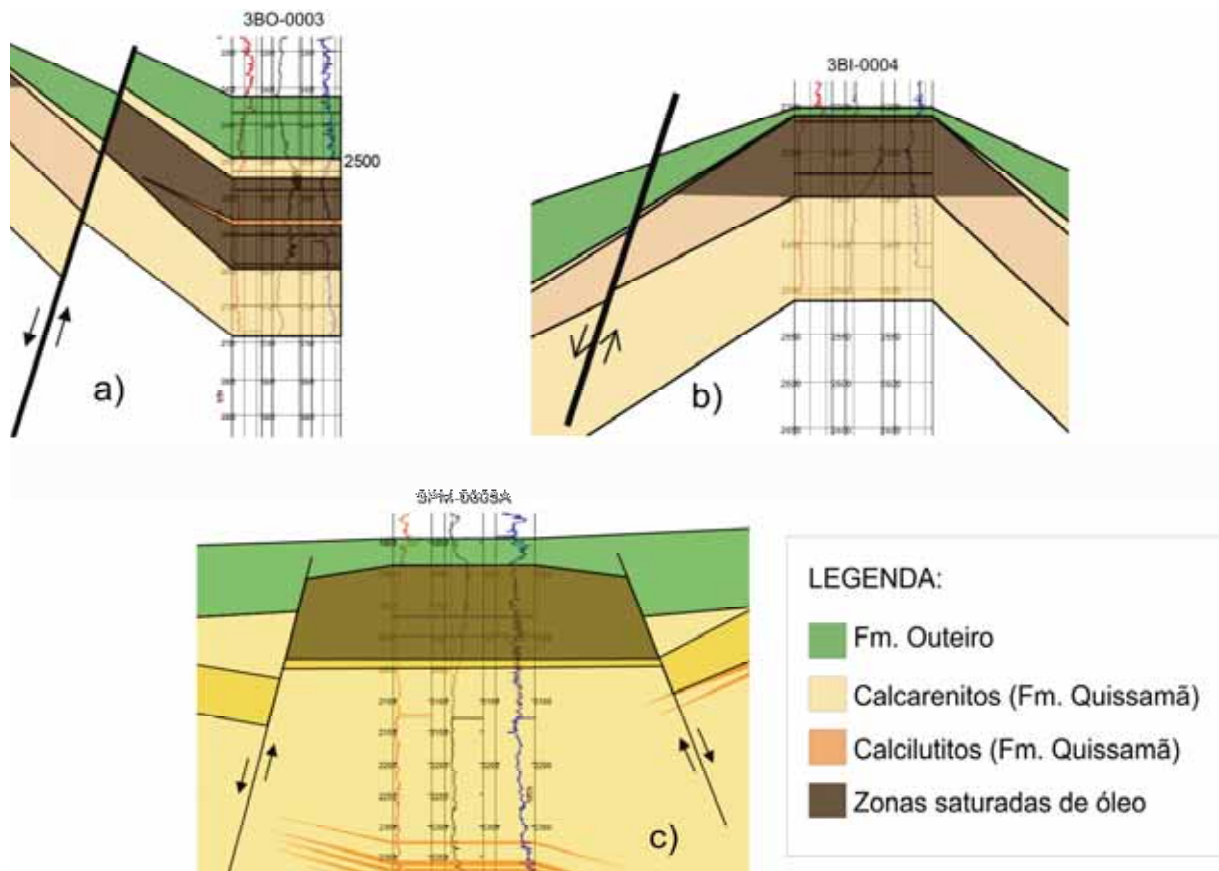


Figura 37 - Acumulações de hidrocarbonetos identificadas nos poços estudados. a) Bonito - Poço 3BO-0003; b) Bicudo – Poço 3BI-0004 e c) Pampo – Poço 3PM-0003A.

## 5.5 Integração Dos Resultados

No *software Recon (Cascade Technology)*, foram carregados os perfis de poço e as superfícies interpretadas no cubo sísmico, estabelecendo um modelo 3D para a área de estudo. Os horizontes interpretados na sísmica foram ajustados com os *picks* das respectivas unidades estratigráficas identificadas nos registros de poço, tornando o modelo o mais preciso possível. Na sequência de figuras a seguir (Figura 38; *a, b e c*), pode ser observado o modelo 3D gerado com os perfis de poço, o topo do Grupo Lagoa, o topo do Grupo Macaé e a superfície correspondente ao fundo do mar.

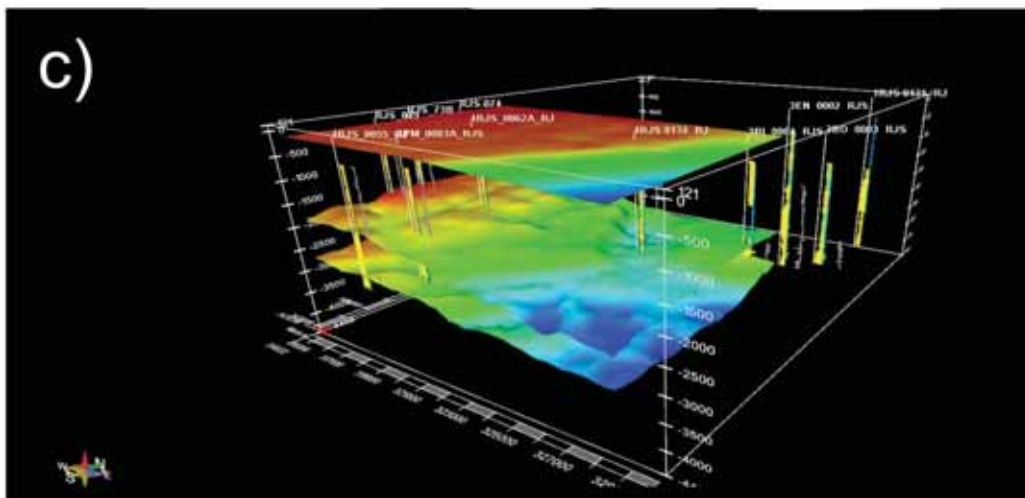
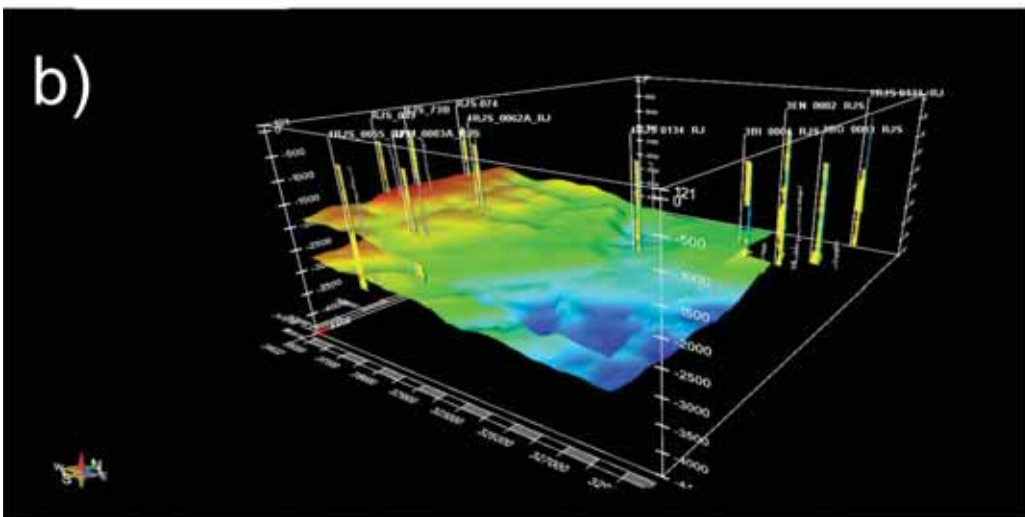
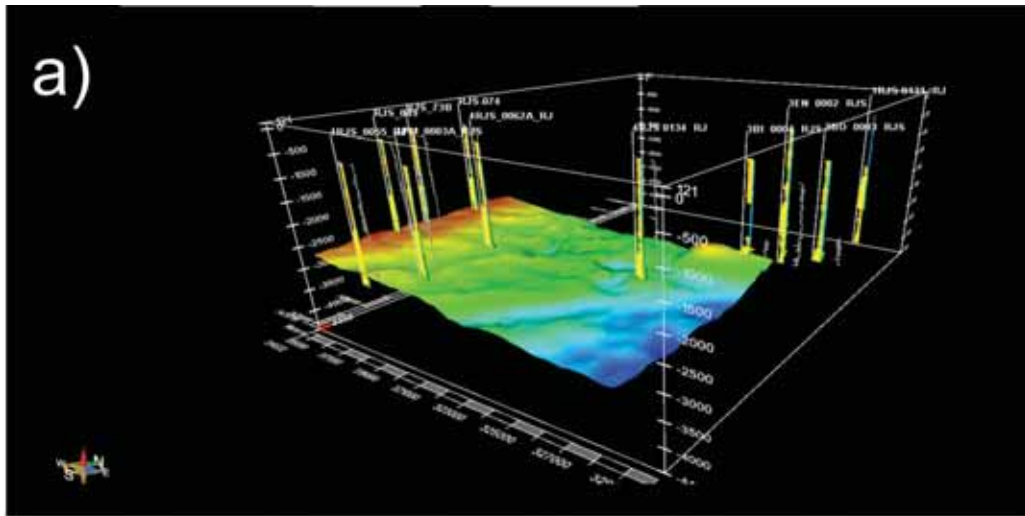


Figura 38 - Modelo 3D da área de estudo construído através da tecnologia *Recon*. a) Base do Gr. Macaé; b) topo e base do Gr. Macaé; e c) topo e base do Gr. Macaé e superfície do fundo do mar.

Segundo Guardado *et al.* (1989), ao final do Macaé Inferior os esforços ascensionais de halocinese passaram a concentrar-se em áreas específicas, como é o caso da área de Pampo. Os falhamentos lítricos (claramente identificados na sísmica) oriundos desses esforços, estruturaram o Macaé de maneira a desenvolver depressões relativamente profundas, adjacentes a bancos rasos, ocasionando intensa variação de fácies.

A variação lateral de calcarenitos para calcários finos pôde ser verificada em todas as seções estratigráficas interpretadas. A análise por si só dos perfis (raio gama, resistividade e densidade) não permitiu a distinção dos calcários finos entre calcilutitos e calcissiltitos. Como fora visto na análise estrutural e estratigráfica dos níveis reservatórios, estas mesmas rochas, na Formação Outeiro, proporcionam o caráter estratigráfico às trapas encontradas no Grupo Macaé, enquanto que as falhas lítricas da tectônica do Albiano proporcionam o caráter estrutural.

O grande baixo estrutural entre os campos de Pampo e Linguado, evidente na superfície tridimensional do topo do Grupo Macaé, evidencia a descontinuidade espacial entre as barras de calcarenito (*shoals*) desses campos, embora o desenvolvimento de ambas seja síncrono.

A migração dos hidrocarbonetos, gerados pelo Folhelho Jiquiá, pelas camadas aptianas se deu através dos falhamentos normais e por “janelas” no sal. O volume de óleo migrou então pelo Grupo Macaé, alojando-se em trapas mistas situadas junto ao contato entre as Formações Quissamã e Outeiro. O nível reservatório mais contínuo identificado possui porcentagens ótimas a excelentes de porosidade, e configura-se de maneira quase subparalela ao topo do Macaé, como pode ser observado na Figura 39, que exhibe de modo tridimensional o topo do reservatório e o contato Grupo Macaé/Grupo Campos.

A interpretação na sísmica 3D do topo e da base do Grupo Macaé possibilitou a geração do mapa de isópacas dessa unidade (Figura 40). Verificou-se nesse mapa, espessamento da unidade nas regiões referentes aos altos de Pampo e Linguado, o que implicaria em um desenvolvimento mais bem sucedido das barras de calcarenito nessas áreas, cujo relevo positivo é herança da tectônica aptiana. As regiões entre altos onde há um aparente adelgaçamento, poderiam estar associadas a depressões entre barras (ambientes mais profundos e de baixa energia). Em contrapartida, o não adelgaçamento da unidade sobre os altos parece descaracterizar a atuação destes como charneira à sedimentação albiana, restringindo o papel de charneira apenas à sedimentação do Grupo Lagoa Feia (Aptiano).

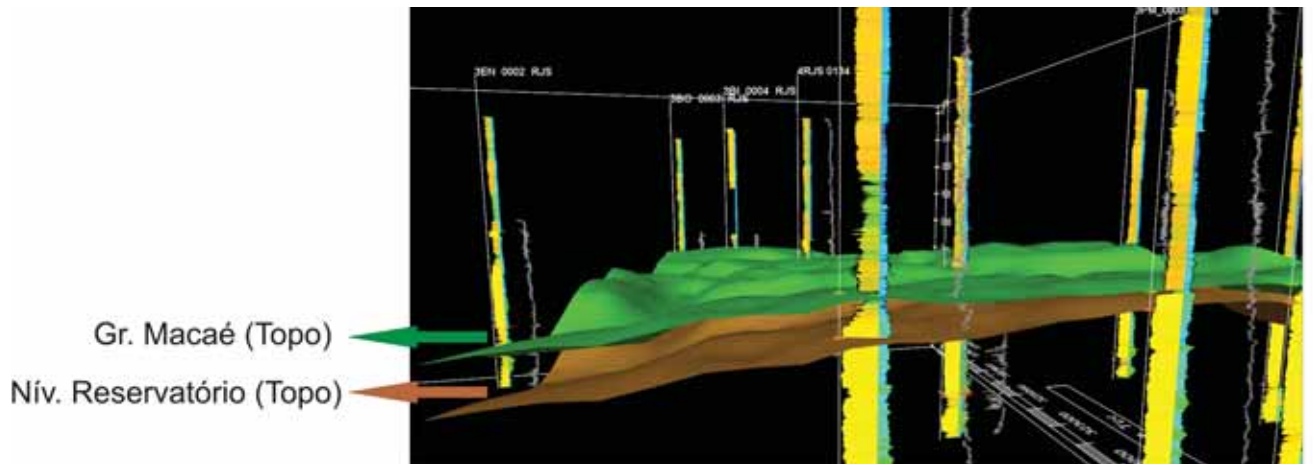


Figura 39 – Vista tridimensional da área de estudo com destaque para o topo do Grupo Macaé e o topo do principal nível reservatório.

Tal hipótese pode ser sustentada pelo reconhecimento na sísmica de dois altos estruturais distintos (um ao nível do Grupo Lagoa Feia e outro ao nível do Grupo Macaé) nas proximidades do poço 3PM\_0003A\_RJS, o que denota duas fases tectônicas bem definidas e independentes uma da outra nesta localidade.

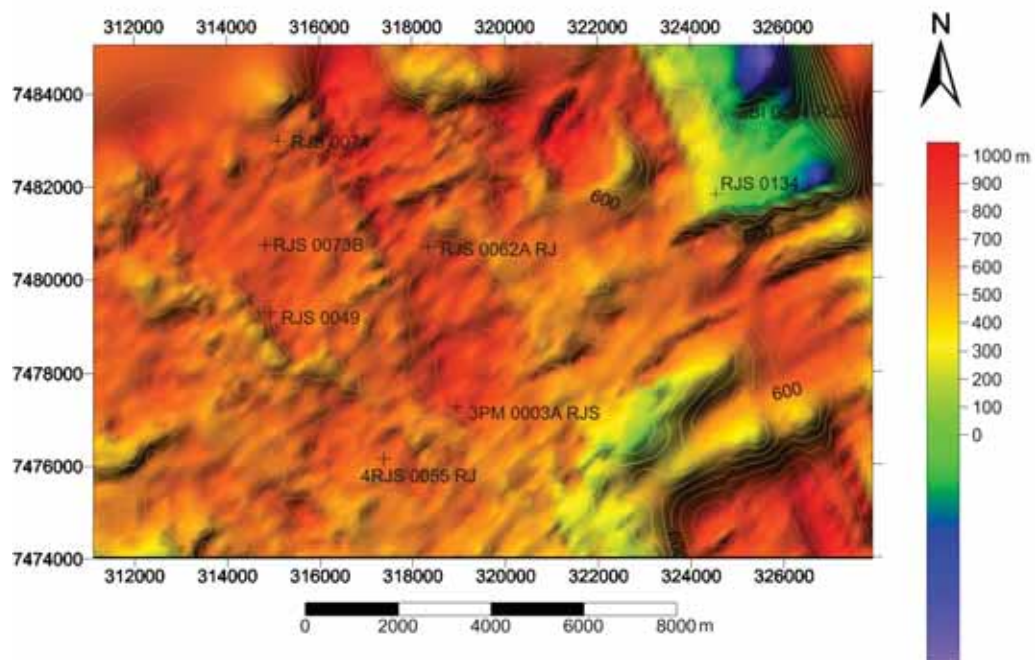


Figura 40 - Mapa de isópacas do Grupo Macaé.

## 6 CONCLUSÕES

A análise das três seções estratigráficas construídas permitiu uma melhor compreensão dos padrões de sedimentação encontrados nos Grupos Lagoa Feia, Macaé e Campos, na área de estudo. Toda a área é caracterizada por uma sedimentação evaporítica discreta, caracterizada por uma camada de anidrita delgada que varia entre 5 a 25 metros. Sobre essa unidade, surge a sequência siliciclástica dolomitizada depositada em ambientes de leques costeiros. Tal sequência diminui gradativamente de espessura em direção às áreas mais distais da bacia, uma vez que o aporte sedimentar diminui à medida que esse ambiente deposicional se afasta da costa.

No Grupo Macaé, foco do estudo, foram identificadas as Formações Quissamã e Outeiro (“Bota”), sendo a primeira delas subdividida, através dos perfis geofísicos de raio gama e densidade, em calcarenitos e calcilutitos compondo uma unidade dotada de intensa variação lateral de fácies.

Os níveis de calcilutitos identificados nos perfis relacionam-se àqueles descritos por Guardado *et al.* (1989) como sendo consequência do afogamento das barras de calcarenitos, o que evidencia os ciclos de *shoaling upward*, que caracterizam a sedimentação carbonática da Formação Quissamã. Esses níveis apresentam correlação restrita nos perfis geofísicos assim como as barras de calcarenito, uma vez que não constituem camadas contínuas (encontram-se fragmentadas pela variação lateral de fácies e pela tectônica do Albiano). Ainda assim, por representarem transgressões de menores proporções, os calcissiltitos e calcilutitos constituem eventos síncronos e por isso, sugere-se aqui um estudo aprofundado desses níveis sob a ótica da estratigrafia de sequências.

Através do mapa de contorno estrutural do topo do Grupo Lagoa Feia, um baixo estrutural entre os campos de Linguado e Pampo pôde ser identificado, subdividindo o Alto de Linguado-Pampo em dois altos distintos. Esses altos condicionam a sedimentação aptiana, já que proporcionaram condições paleoambientais propícias à sedimentação carbonática.

No que diz respeito ao Grupo Macaé, a análise do mapa de isópacas e do mapa de contorno estrutural indica um desenvolvimento bem sucedido das barras de calcarenito nas áreas sobre os altos estruturais aptianos. Entretanto, a não diminuição da espessura do Grupo Macaé sobre esses altos descaracteriza a atuação desses como charneira à sedimentação do Eomesoalbiano.

Os poços 3BI-0004 (Bicudo), 3BO-0003 (Bonito) e 3PM-0003A (Pampo) constituem os poços produtores da área de estudo. Os três casos de acumulações foram estudados, e constatou-se a trapeamento misto em todos eles. O sistema petrolífero é constituído pela geração dos hidrocarbonetos pelo Folhelho Jiquiá (Grupo Lagoa Feia), sua migração pelas camadas aptianas via falhamentos e “janelas” no sal, e acumulação em altos estruturais presentes na Formação Quissamã (principalmente em *grainstones* e *packstones*). Os anticlinais de *rollover* interpretados com frequência no cubo sísmico formam estruturas propícias para o trapeamento do óleo. As acumulações são separadas umas das outras por notáveis falhamentos normais e nos três casos, a rocha selante é constituída pela sequência de calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Outeiro.

Os contatos água/óleo foram inferidos através da análise da curva de resistividade, que bruscamente passa a exibir valores altamente resistivos. No caso do poço 3PM-0003A, a profundidade do contato confere com aquela estimada por Baumgarten (1988).

Constatou-se também, através da análise dos perfis de resistividade, raio gama, densidade e neutrão, que o intervalo com maior potencial reservatório situa-se próximo ao contato entre as Formações Quissamã e Outeiro. Este nível foi delimitado em seções esquemáticas do Grupo Macaé e constituiu o alvo dos cálculos petrofísicos realizados. As porcentagens de porosidade para esse nível variam entre 20 a 30% o que denota valores de porosidade ótima a excelente. Há também um aumento crescente da porosidade em direção às porções mais distais da bacia, tendo os poços 3BO\_0003\_RJS e 4RJS\_0134\_RJ os valores mais elevados, ambos com 29,8% (porosidade excelente).

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Disponível em:  
<[http://www.anp.gov.br/doc/dados\\_estatisticos/Produção\\_de\\_Petroleo\\_bep.](http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Produção_de_Petroleo_bep.)>

ASMUS, H. E. Controle estrutural da deposição mesozóica nas bacias da margem continental brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, 5: 160-175, 1975.

ASMUS, H. E. & GUAZELLI, M. Descrição sumária das estruturas da Margem Continental Brasileira e das áreas oceânicas adjacentes. In: Projeto REMAC 9, 1981.

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

BAUMGARTEN, C. S.; DUTRA, A. J.C.; SCUTA, M. S.; FIGUEIREDO, M. V. L.; SIQUEIRA, M. F. P. B. Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: Evolução da Geologia de Desenvolvimento. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, vol. 2, n. 1, p. 27-36, 1988.

BUENO, G.V., Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico, *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 203-229, maio/nov, 2004.

CAINELLI, C. & MOHRIAK, W. U. Geology of atlantic eastern brazilian basins. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, v. *Brazilian Geology* 2, 66P, 1998.

CASTRO, J. C.; AZAMBUJA FILHO, N. C.; XAVIER, A.A.P.G. Fácies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos. Petrobrás – CENPES – labor, Rio de Janeiro, Relatório Interno, 1981.

CASTRO, J. C. Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas – reservatório da Formação Lagoa Feia no *trend* Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos, Boletim de Geociências da Unesp, V. 25, N. 2, P. 175 – 186, 2006.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the east Brazil rift system: An Overview. *Tectonophysics*, 97-138, 1992.

DIAS, J. L.; OLIVEIRA, J. Q.; VIEIRA, J. C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, 18: 252-260, 1988.

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. M., e.j. (coords.) *Origem e evolução de bacias sedimentares. PETROBRÁS* 333-360, 1990.

FIGUEIREDO, A.M.F.; PEREIRA, M.; MOHRIAK, W.U.; TRINDADE, L.. Salt tectonics and oil accumulation in Campos Basin, offshore Brazil. *AAPG*, V. 69, P.255, 1984.

GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P. LUCHESI, C.F. *Petroleum geology of the Campos Basin, a model for a producing Atlantic-type basin.* 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.

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.

HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V.; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimbá Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil. In: Halbouty, M.T. (Ed.) Giant oil and gas fields of the decade, 1978-1988. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir, n. 54, p. 137-153, 1992.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V. & GAMBOA, L. A. P., Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas, Revista Brasileira de Geofísica, vol.18, nº3, São Paulo, 2000.

MIZUSAKI, A. M. P. Rochas ígneas básicas do Neocomiano da Bacia de Campos: características e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Tese, 104p, 1986.

MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ FILHO, A.; VALENÇA, J. Volcano sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). Revista Brasileira de Geociências, 18: 247-251, 1988.

MOHRIAK, W. E.; MELLO, M. R.; DEWEY, J. F.; MAXWELL, J. R. Petroleum Geology of the Campos Basin, offshore Brazil. Classic Petroleum Provinces, 50: 119-141, 1990.

MOHRIAK, U.W. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: L.A. Bizzi, C. Schobenhau, R.M. Vidotti, J.H. Gonçalves (eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, CPRM, Brasília, p.87-165, 2003.

MOHRIAK, W.U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica Mesozóico-Cenozóico da América do Sul. In: MANTESSO-NETO, V., BARTORELLI, A., CARNEIRO, C.D.R., BRITO-NEVES, B.B. (eds), Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, editora Beca, p. 293-318, 2004.

PONTE, F.C.; ASMUS, H.E., The Brazilian Marginal Basins: current state of knowledge. *An. Acad. Bras.*, 1976.

PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. Anais do Congresso Brasileiro de Geologia, 26, Belém, v. 2, pp. 667-690, 1972.

RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8: 203-217, 1994.

RANGEL, H.D., SANTOS, P.R., QUINTAES, C.M.S.P. Roncador Field, a new giant in Campos Basin, Brazil. In: Offshore Technology Conference, Houston 8. Proceedings, 579-587, 1998.

SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju, v.3, 247-258, 1973.

SUGUIO, K. Geologia Sedimentar. São Paulo-SP. Editora Edgar Blucher Ltda. 400p, 2003.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia do Petróleo. Editora Interciência, 2ª edição, Rio de Janeiro, 2004.

WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. In: MILANI, E. J. (Editor coordenador) Boletim de Geociências da Petrobrás – v. 15, n. 2, Rio de Janeiro, p. 511-529, maio/novembro 2007.

ZALÁN, P.V. Identificação de falhas transcorrentes em seções sísmicas. Revista Brasileira de Geociências, v.16, n.3, p. 258-265, 1986b.