

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

BRUNO TAMBELLINI SCALVI

EVOLUÇÃO TECTÔNICA DO TREND BADEJO-LINGUADO-  
PAMPO – BACIA DE CAMPOS (RJ)

Rio Claro – SP  
2009

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

BRUNO TAMBELLINI SCALVI

**EVOLUÇÃO TECTÔNICA DO TREND BADEJO-LINGUADO-  
PAMPO – BACIA DE CAMPOS (RJ).**

Orientador: Luiz Sérgio Amarante Simões

*Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia,  
apresentado ao 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 2009”*

Rio Claro – SP  
2009

## Dedicatória

“Minha receita para enriquecer? Acorde cedo,  
trabalhe muito e encontre petróleo.”

(J. Paul Getty)

## Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos que me ajudaram na confecção deste trabalho de formatura. Primeiramente gostaria de agradecer ao meu pai e minha mãe que me apoiaram muito nesta caminhada e deram toda a base para que o curso fosse feito com toda a tranquilidade possível. Aos meus irmãos pelos conselhos e também pelo ânimo que sempre deram.

Queria registrar aqui meu agradecimento ao Prof. Dr. Luiz Sérgio Amarante Simões, pela paciência e determinação como orientador, e acima de tudo como um grande amigo que fiz neste tempo trabalhando com ele.

Ao Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro que foi de fundamental importância para o andamento do projeto com seu conhecimento pleno sobre a área de estudo. Uma pessoa sensacional que também se tornou um grande amigo.

Ao PRH 05 –ANP pelo fornecimento da bolsa de estudo e a infraestrutura que proporcionaram a confecção de todos os produtos conseguidos neste trabalho. Ao Dr. Iata Anderson de Souza pela colaboração e treinamento nos *softwares* necessários para a confecção deste trabalho de formatura.

E finalmente, porém não menos importante, a todos os meus amigos que fiz nesta longa jornada em Rio Claro, afinal de contas nem só de trabalho vive o homem. Em especial agradeço ao grande amigo que fiz Luiz Zanão Neto, que sempre foi companheiro para as horas boas e ruins, ao Eduardo Assis (Alface), Caio (Spantalho), Bule, Pedrammm, Pê e Léo que fizeram essa faculdade valer ainda mais a pena.

Muito Obrigado!

**Resumo:** Os trabalhos geológicos regionais para a indústria petrolífera, com a finalidade de encontrar áreas potenciais para a exploração de hidrocarbonetos e entender os parâmetros geológicos responsáveis pela formação do depósito são de conhecida importância. A realização deste trabalho se enquadra nesse cenário, com investigação regional feita com auxílio de poços e de sísmica 2D e 3D cedidos pelo BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção). Também foram utilizados *softwares* como Geographix do pacote Landmarks módulos *Prizm* e *SeisWork 2D e 3D*, além do Surfer 8 e Arcgis 9.2 com a infra-estrutura cedida pelo PRH 05 – ANP com o LISG (Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica) situado na UNESP – Campus de Rio Claro. O trabalho tem como foco de estudo o *trend* petrolífero de Badejo-Linguado-Pampo, campos produtores desde o início das explorações *offshore*. A Bacia de Campos atualmente é conhecida como a bacia *offshore* mais produtora do país, e o alto estrutural de Badejo é uma estrutura de grande importância na referida bacia apresentando-se como grande responsável pelo condicionamento de hidrocarboneto nos campos de Pampo, Linguado e Badejo. Portanto este trabalho visa além de aumentar o conhecimento da região em termos tectônicos e estratigráficos, caracterizar a geometria das estruturas associadas a esta importante estrutura regional. Para isso foram utilizados mapas de contorno estruturais dos principais crono-horizontes, bem como mapas de isópacas com a finalidade de melhor entender a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos localmente.

**Palavras Chave:** Geologia Estrutural, Tectônica, Sedimentação, Alto de Badejo, Bacia de Campos

**Abstract:** *The regional geological work for the oil industry, in order to find potential areas for hydrocarbon exploration and understand the geological parameters responsible for the formation of the deposit are known importance. This work fits into that scenario, with regional research with the aid of wells and 2D and 3D seismic sold by DBEP (Database Exploration and Production). Were also used as GeoGraphix software package Landmarks modules Prizm and SeisWork 2D and 3D, and the Surfer 8 and ArcGIS 9.2 with the infrastructure provided by the 05 PRH - ANP with LSGI (Laboratory of Seismic and Geological Interpretation) located at UNESP -- Campus de Rio Claro. The work focuses on study the trend of oil-Badejo-Linguado-Pampo, producing fields since the beginning of offshore holdings. The Campos Basin is now known as the offshore basin of the country more productive, and the high structural Badejo is a structure of great importance in the basin presents itself as largely responsible for the conditioning of hydrocarbon fields Pampo, Linguado and Badejo. Therefore this work also aims to increase knowledge of the region in terms of tectonic and stratigraphic characterize the geometry of the structures associated with this major regional structure. For this we used structural contour maps of the main chronohorizons, and Isopach maps for the purpose of better understanding the tectono-sedimentary evolution of the Campos Basin locally.*

**Key Words:** *Structural Geology, Tectonics, Sedimentation, Badejo High, Campos Basin*

## Índice de Figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 3.1- Perfilagem referente ao poço 0065 .....   | 4  |
| Figura 3.2 – Correlação dos poços.....  | 5  |
| Figura 3.3 – Sismograma Sintético .....   | 6  |
| Figura 3.4 – Localização das Linhas Sísmicas 2D .....   | 8  |
| Figura 4.1 – Localização da Bacia de Campos.....  | 10 |
| Figura 4.2 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos .....  | 16 |
| Figura 4.3 – Localização do Alto de Badejo .....  | 18 |
| Figura 4.4 – Mapa de contorno estrutural do topo do Barremiano .....                                      | 19 |
| Figura 4.5 – Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório .....                                    | 20 |
| Figura 4.6 – Seção representativa do Alto de Badejo .....   | 21 |
| Figura 4.7 – Seção geológica esquemática do reservatório de coquinas .....                                | 22 |
| Figura 4.8 – Seção Geológica que corta os Campos de Badejo, Linguado e Pampo .....                        | 23 |
| Figura 4.9 - Mapa de contorno estrutural do topo dos carbonatos do Grupo Macaé .....                      |    |
| Figura 5.1 - Figura de localização dos perfis de poços confeccionados e suas seções correspondentes ..... | 27 |
| Figura 5.2 - Correlação dos perfis A-A' indicando as formações da bacia .....                             | 28 |
| Figura 5.3 – Correlação dos poços da seção B-B', região do campo de Pampo em direção N-S.....             | 29 |
| Figura 5.4 - Correlação dos perfis feita por geólogos da Petrobrás dos poços vistos na figura 5.2 .....   | 30 |
| Figura 5.5 – Correlação dos poços da seção C-C' do Campo de Linguado.....                                 | 31 |
| Figura 5.6 – Sismograma sintético .....   | 33 |
| Figura 5.7 - a) Linha sísmica 2D 0048 0366 sem interpretações .....                                       | 34 |
| Figura 5.7 – b) Linha sísmica 2D com os horizontes .....  | 35 |
| Figura 5.8 – Linha Sísmica 2D (0048_0362) representativa do Alto de Badejo-Pampo .....                    | 38 |
| Figura 5.9 - Localização dos mapas de contorno estrutural .....   | 40 |
| Figura 5.10 - Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento .....                                    | 41 |
| Figura 5.11 - Mapa de contorno estrutural do topo do rifte .....  | 42 |
| Figura 5.12 - Mapa de contorno estrutural do topo do sal .....  | 43 |
| Figura 5.13 - Mapa de contorno estrutural do horizonte do topo do albiano .....                           | 45 |
| Figura 5.14 - Mapa de Isópacas da fase rifte.....   | 46 |
| Figura 5.15 - Superfície 3D correspondente ao horizonte do topo do embasamento .....                      | 47 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 5.16 – Superfície 3D correspondente ao topo do rifte .....   | 48 |
| Figura 5.17 - Superfície 3D correspondente ao horizonte do topo do sal.....   | 48 |
| Figura 5.18 - Superfície 3D correspondente ao horizonte do topo do albiano.....   | 49 |
| Figura 5.19 - a) Mapa de contorno estrutural das acumulações de óleo nas coquinas junto ao mapa de contorno estrutural do topo do embasamento ..... | 50 |
| Figura 5.19 - b) Mapa de contorno estrutural das acumulações de óleo nas coquinas junto ao mapa de contorno estrutural do topo do rifte .....       | 51 |
| Figura 5.19 - c) Seções do mapa de contorno estrutural.....   | 52 |

## Sumário

|  |    |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO .....                            | 1  |
| 2. OBJETIVOS .....                             | 2  |
| 3. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO .....          | 2  |
| 4. GEOLOGIA REGIONAL .....                     | 9  |
| 4.1 A Bacia de Campos .....                    | 9  |
| 4.1.1 Localização .....                        | 9  |
| 4.1.2 Contexto Geológico .....                 | 11 |
| 4.1.2.1 Evolução Tectono-Sedimentar .....      | 11 |
| 4.1.2.2 Estratigrafia .....                    | 13 |
| 4.1.2.3 Arcabouço Estrutural .....             | 17 |
| 4.1.2.4 – Geologia do trend Badejo-Pampo ..... | 18 |
| 5. RESULTADOS OBTIDOS .....                    | 24 |
| 6. CONCLUSÕES .....                            | 53 |
| 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....            | 54 |



## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos é a bacia *offshore* mais produtiva do país e tem uma área de aproximadamente 100.000 Km<sup>2</sup>. No dia 13 de agosto de 1977 se deu início a produção comercial de petróleo na Bacia de Campos, que é responsável por cerca de 75% da produção de petróleo brasileiro (GUARDADO et al. 2000) sendo o folhelho calcífero da Formação Lagoa Feia (Barremiano) a rocha geradora para esta bacia. Os campos incluem uma grande diversidade de reservatórios siliciclásticos e carbonáticos, e também rochas basálticas neocomianas.

Todas as acumulações econômicas de hidrocarbonetos na Bacia de Campos têm como geradoras as rochas do Grupo Lagoa Feia do sistema rifte, do Cretáceo, antes da camada de sal Aptiano. A grande maioria tem como reservatório os turbiditos acima da camada de sal (Cobbold et al. 2001)

A porção inferior da Formação Lagoa Feia inclui conglomerados com abundantes clastos de basalto que formam grandes leques ao longo das falhas de borda; também ocorrem arenitos, folhelhos ricos em matéria orgânica e coquinas, definindo um contexto de sedimentação lacustre. As coquinas alcançam até 400 m de espessura, constituindo-se em depósitos de carapaças de pelecípodes (Membro Coqueiros) associados a altos estruturais e representando uma fácies particular de rochas porosas nesta bacia.

O chamado embasamento econômico da Bacia de Campos é representado por uma seqüência de basaltos toleíticos intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares denominado de Formação Cabiúnas. O basalto Cabiúnas, produtor de óleo nos campos de Badejo e Linguado, foi detalhadamente estudado por Mizusaki (1986), que observou, em testemunhos de poço, que o óleo de Badejo ocorre em zonas vesiculadas, em micro poros presentes na matriz vítrea e em fraturas inclinadas, cujas paredes estão recobertas por cristais euédricos de calcita com até um cm de diâmetro.

Os campos de óleo de Badejo e Linguado, situados na porção sul da Bacia de Campos, produzem óleo a partir desses basaltos fraturados da Formação Cabiúnas. Esse tipo de acumulação em rocha-reservatório magmática foi um dos objetivos principais buscados no início da exploração dessa bacia, mas depois ficou em segundo plano em virtude do sucesso que vem sendo obtido com a exploração de reservatórios turbidíticos (Eiras et al. 2003).

## **2. OBJETIVOS**

O presente trabalho visa à análise da evolução tectônica do Alto de Badejo e de sua importância como condicionante para as acumulações petrolíferas presente nos campos de Badejo, Linguado e Pampo.

Visa também a caracterização da geometria e cinemática das falhas associadas à formação do alto estrutural, assim como analisar sua influência nos diferentes marcadores cronoestratigráficos, são fatores que tem grande importância para o entendimento do sistema petrolífero dos referidos campos, bem como no desenvolvimento de porosidade dos carbonatos.

## **3. MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO**

O presente trabalho conta com os dados adquiridos, junto ao BDEP, por outros dois alunos formandos, cujos trabalhos são para caracterizar reservatórios dos campos de Pampo (Luiz Zano Neto) e Linguado (Letícia Ludmila Porfírio).

Os dados foram aproveitados devido ao caráter mais regional deste trabalho, além dos campos estudados por eles, localmente, obviamente pertencerem a área de estudo.

As etapas de trabalho consistiram em: Levantamento Bibliográfico; Aquisição dos Dados; Edição dos Dados; Confecção da Perfilagem de Poços; Correlação dos Perfis de Poços; Criação do Sismograma Sintético para Calibração Sísmica; Interpretação Sísmica 2D; Geração dos Mapas de Contorno Estrutural e de Isópacas, Confecção de Seções Estruturais e Croqui das acumulações de óleo nos Campos de Pampo e Linguado.

### **Levantamento Bibliográfico**

Primeiramente fez-se o levantamento bibliográfico para o melhor conhecimento da área em termos geológico, estratigráfico e tectônico. O levantamento também enfocou conceitos e técnicas para o entendimento dos métodos sísmicos visando otimizar a interpretação dos dados geofísicos analisados neste trabalho.

## **Aquisição dos Dados**

Os dados utilizados no desenvolvimento do projeto foram requeridos ao BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção), sendo eles três dados de poço em formato LAS (1RJS 0074, 1RJS 0065 e 1RJS 0041), cinco linhas sísmicas 2D em formato SGY das quais somente, três foram utilizadas inicialmente devido aos dados recebido terem se mostrados incompletos (os números das linhas utilizadas são: 0058\_0585<=>0048\_0610<=>0048\_0365) e um cubo sísmico 3D que por se tratar de dados pouco expressivos na área não foram considerados. Os dados adquiridos pelos outros dois alunos foram aproveitados para a confecção deste trabalho. Os poços utilizados foram 1RJS\_0049, 3RJS\_0073B, 7LI\_0003, 3PM\_0003, 4RJS\_0055 e 4RJS\_0062A.

Outro pacote de dados foi requerido em 17/08/09 e com isso o trabalho contou com mais 3 dados de poços (3PM\_0012, 1RJS\_0235 e 3PM\_0002), além de 5 linhas sísmicas 2D adicionais.

Portanto o presente trabalho conta com 16 linhas sísmicas 2D, além de 12 perfis de poços.

## **Edição dos Dados**

Para iniciar a edição tanto os dados de poço quanto os de sísmica 2D foram carregados no computador do LISG (Laboratório de Interpretação Sísmica e Geológica), a fim de serem trabalhados para posteriores interpretações. Foram carregados diretamente no *software* Geographix, do pacote Landmarks, sendo os dados de poço no módulo *Prizm* e os dados sísmicos no *SeisWork 2D*.

## **Confecção da Perfilagem de Poços**

Para trabalhar os dados de poços utilizou-se do *software* Microsoft Excel, uma vez que os poços foram cedidos em forma de tabelas numéricas em extensão .LAS. Sendo assim o aluno teve que montar uma única tabela para cada poço com as variáveis de perfilagem (Raio Gama, Perfil Sônico, Densidade e Resistividade) (Figura 3.1). Posteriormente os dados foram carregados no *software* Geographix módulo *Prizm*, gerando os perfis digitais.

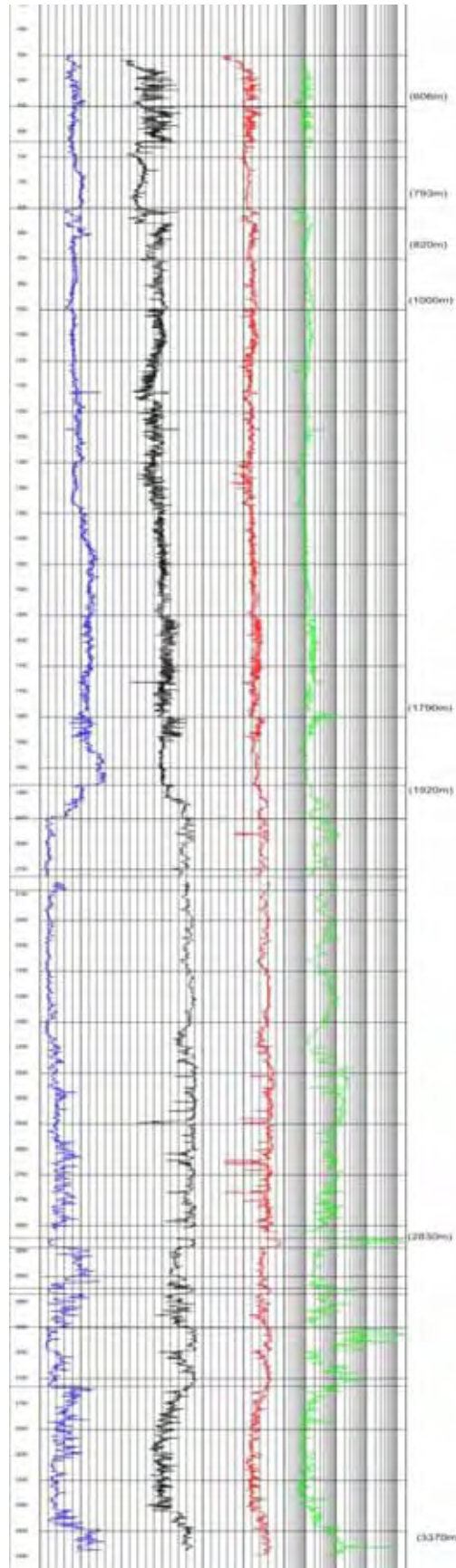


Figura 3.1 – Perfilagem referente ao poço 0065. Em azul o perfil Raio Gama (GR), em preto Sônico (DT), em vermelho Densidade (RHOB) e em verde Resistividade (ILD)

## Correlação dos Perfis de Poço

Após a geração dos perfis de poço, a correlação entre eles foi efetuada, tomando atento às escalas horizontal e vertical. Esta correlação foi feita segundo a interpretação das diferentes seqüências sedimentares, sendo executada inicialmente no papel, em escalas de 1:4.000 e 1:10.000, e depois em formato digital com o software Coreldraw X4.

Junto aos dados com extensão LAS, foram cedidos os dados de interpretação dos poços pelos geólogos da PETROBRÁS em formato PDF. Com isso o primeiro passo antes da correlação entre os poços foi registrar as profundidades interpretadas por esses geólogos nos três diferentes poços. A correlação dos poços com base nas informações recebidas em PDF foi feita para posterior comparação com as interpretações feitas pelo aluno. Este passo foi repetido com a chegada dos novos dados.

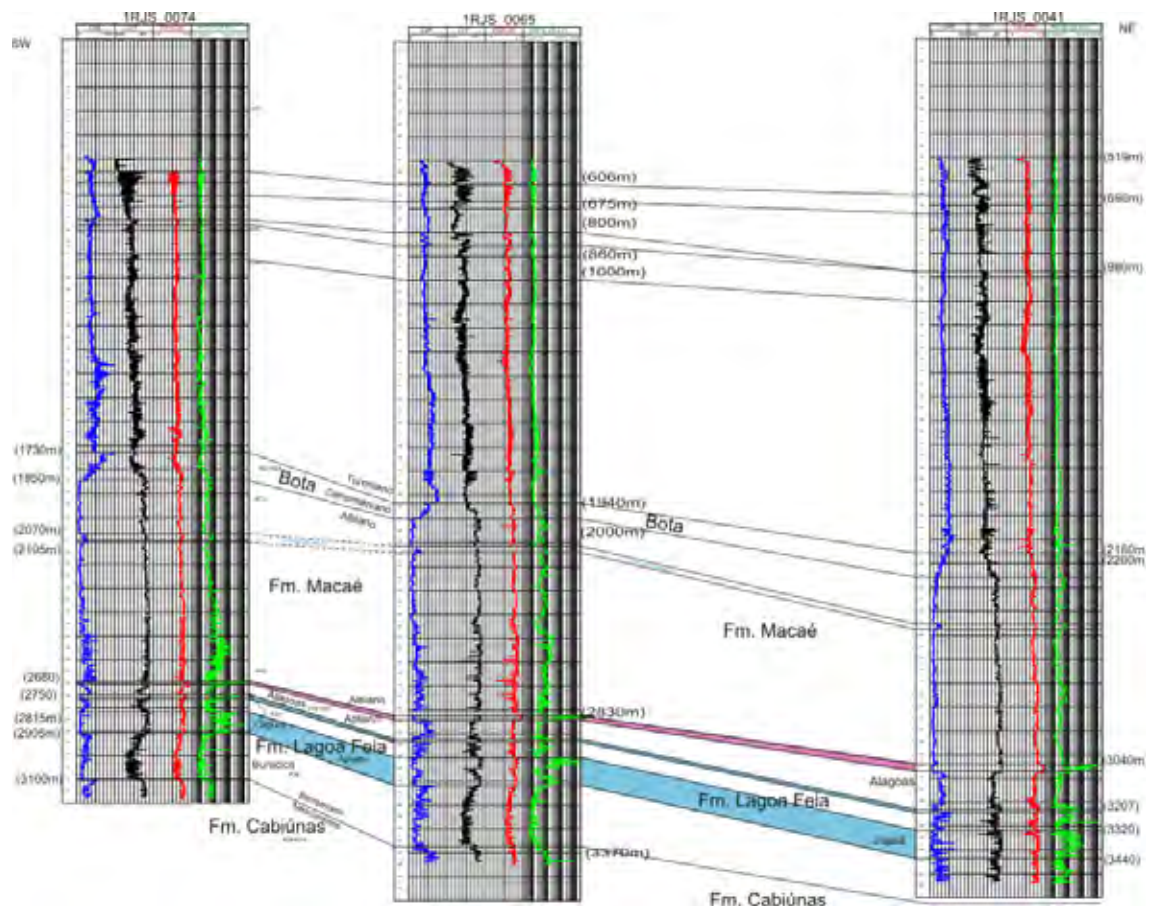


Figura 3.2 – Correlação dos poços (1RJS\_0074 RJ, 1RJS\_0065 RJ, 1RJS\_0041 RJ). Em azul observa-se os pacotes de coquinas no grupo Lagoa Feia e em roxo o sal aptiano.

### Criação do Sismograma Sintético para Calibração Sísmica

Finalizada a correlação, foram confeccionados os sismogramas sintéticos que são produtos dos parâmetros de perfilagem (sônico e densidade). Para a geração do sismograma foi utilizado o programa Syntool onde foram utilizados os parâmetros pulso de fase 0 e filtro Ricker que, para cada sismograma, apresenta um valor diferente. O sismograma sintético transforma os dados de profundidade dos poços em tempo para a interpretação das linhas sísmicas. Para cada poço foi confeccionado um sismograma sintético representativo.

O sismograma sintético foi utilizado para a calibração das linhas sísmicas 2D, chamada de calibração Poço-Sísmica, porém como se trata de uma informação pontual, o local do poço deve ser determinado corretamente na linha sísmica e não deve ser extrapolado.

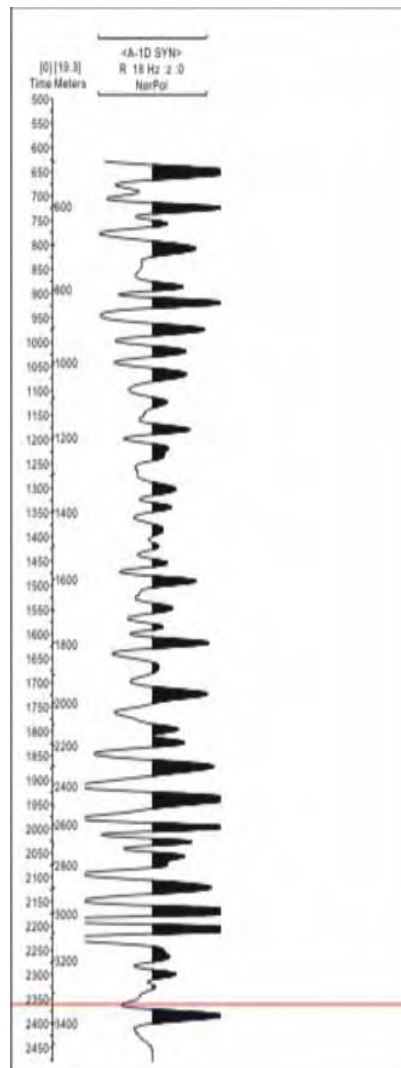


Figura 3.3 – Sismograma sintético referente ao poço 1RJS\_0065 RJ

## **Interpretação Sísmica 2D**

Na etapa de interpretação das linhas sísmicas, informações de mais dois alunos foram compiladas para adensamento dos dados totalizando 16 linhas sísmicas na área de estudo, onde cada linha sísmica possui uma nomenclatura única (ex: C-C'). Inicialmente 20 linhas seriam utilizadas, mas quatro delas foram concedidas com problema (não enviaram os dados ou foram cedidos pela metade).

Com a calibração poço-sísmica feita os cronohorizontes de interesse para o trabalho foram traçados.

A interpretação das linhas sísmicas 2D foi feita primeiramente em papel para a melhor visualização das estruturas e sequências, e posteriormente em formato digital através do programa *SeisWork 2D* da Landmarks, onde os dados brutos são carregados e trabalhados. Com a finalidade de obter-se uma interpretação sísmica 2D plausível o aluno teve treinamento em interpretação de linhas sísmicas com o colaborador do trabalho Dr. Iata Anderson de Souza, que também auxiliou no carregamento de todas as linhas sísmicas (Figura 3.4).

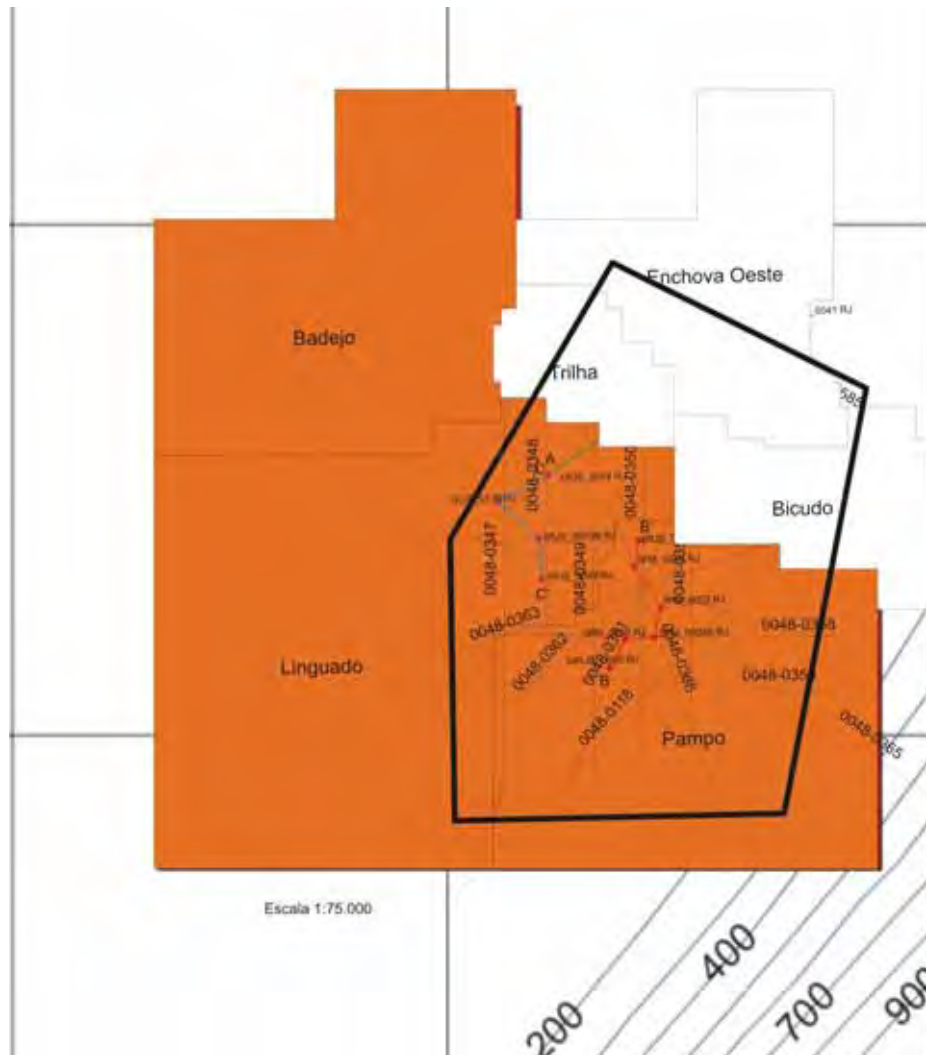


Figura 3.4 – Localização das linhas sísmicas 2D e do local da área de estudo onde os dados são significativos.

### Confecção dos Mapas de Contorno Estrutural e Isópacas

Com a interpretação de todas as linhas sísmicas no *software* Geographix, foram construídos mapas de contorno estrutural dos horizontes principais por interpolação das interpretações. Posteriormente o mapa foi exportado com extensão XYZ que contém informações de coordenadas e profundidade em milissegundos.

Para trabalhar com essa tabela exportada o foi utilizado o *software* Surfer 8 com a finalidade de converter os valores de profundidade da coluna C (Z) para valores negativos. Isso deve ser feito para que a superfície 3D dos horizontes não saia ao contrário.

Para criar os mapas de contorno estrutural foi utilizado o *software* Geosoft onde foi possível gerar os mapas de contorno estrutural dos horizontes correspondentes ao

embasamento, topo do rifte, sal e topo do Albiano, além do mapa de isópacas (gerados por diferença de cotas entre as superfícies do topo do rifte e topo do embasamento) do pacote rifte, todos em milissegundos. No mesmo *software* foi gerado uma superfície 3D com contrastes de cores para cada horizonte supracitado.

### **Confecção de Seções Estruturais a Partir dos Mapas de Contorno Estrutural**

Por fim foram feitas seções a partir dos mapas estruturais, no *software* CorelDraw. Foram traçadas sete linhas (A a G) em direção NW-SE em todos os mapas de contorno estrutural.

## **4. GEOLOGIA REGIONAL**

As bacias da margem continental atlântica tiveram praticamente o mesmo sistema de formação, já que todas elas são oriundas do processo tectônico de abertura do Oceano Atlântico. A quebra do supercontinente Gondwana, a qual se deu por regimes oblíquo e distensivo, resultou no rifteamento e posterior criação do oceano.

Inicialmente o processo de rifteamento tinha uma separação rotacionada devido ao plutonismo magmático, associado com elevação de um domo e posterior subsidência térmica, na região onde hoje são as bacias do sul e sudeste brasileiros. Posteriormente a abertura teve caráter distensivo caracterizando a presença de falhas normais paralelas a costa (Milani et al. 2000).

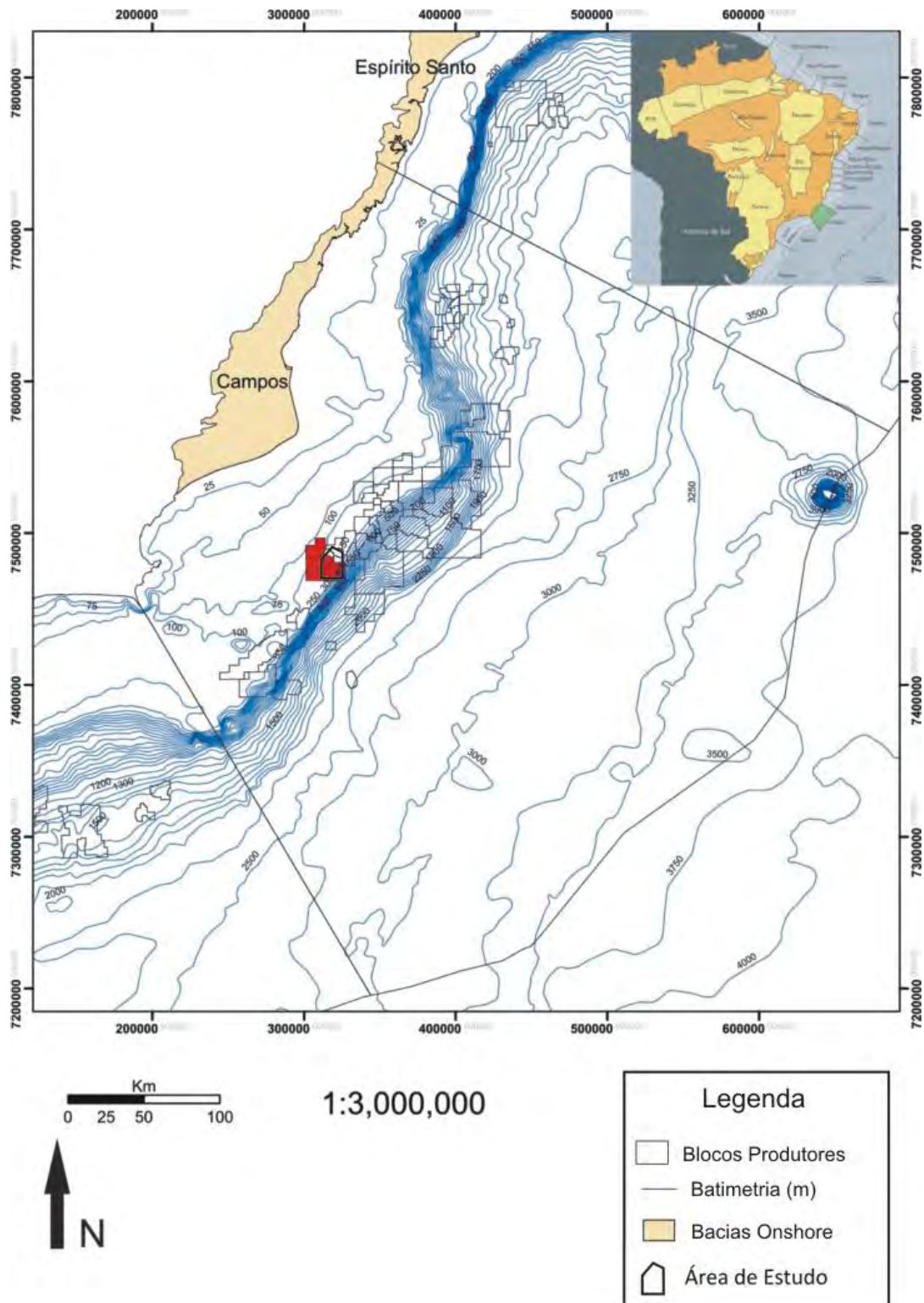
Portanto a Bacia de Campos está enquadrada nesse evento tectônico e sua sedimentação e estruturação condicionadas a ele.

### **4.1 A Bacia de Campos**

#### **4.1.1 Localização**

A Bacia de Campos é uma bacia de margem passiva, situada nos domínios do Atlântico Sul e localiza-se na porção norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Estado do Espírito Santo sendo limitada, a norte, pelo Alto de Vitória que a separa da Bacia do Espírito Santo e, a sul, pelo Alto de Cabo Frio, o qual a separa da Bacia de Santos (Figura 4.1). A região do Alto de Cabo Frio comportou-se como um foco de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia (Milani et al., 2000).

Os campos estudados situam-se na porção sudoeste da bacia em cotas batimétricas que variam de 100m a 500m de profundidade.



**Figura 4.1 - Mapa de localização da Bacia de Campos contendo os blocos produtores em branco e os blocos pesquisados por este trabalho em vermelho. Contém também informações de batimetria, localização das bacias *onshore* e a da área de estudo.**

#### 4.1.2 Contexto Geológico

##### *4.1.2.1 Evolução Tectono-Sedimentar*

A origem e evolução da Bacia de Campos está diretamente relacionada ao rifteamento mesozóico que resultou da quebra do supercontinente Gondwana por regime predominantemente distensivo e que ao final conduziu a formação do oceano Atlântico.

Caracterizada como bacia de margem continental atlântica, a Bacia de Campos foi dividida de maneira diferente por vários autores, porém no presente projeto será adotada a proposta de três grandes sequências segundo Cainelli & Mohriak (1998) e Guardado et al. (1989): Sequência Continental Clástica (Rifte), Sequência Transicional e Sequência Marinha (Drifte).

##### **Sequência Continental Clástica (Fase Rifte)**

A fase rifte ocorreu do Neocomiano ao Barremiano, com grande atividade tectônica gerando falhas sintéticas e antitéticas com direção preferencial NE-SW, as quais apresentam um certo paralelismo com as estruturas pré-Cambrianas adjacentes. Também é caracterizada por rápida subsidência crustal devido a presença de falhas com blocos rotacionados e posterior atividade vulcânica de caráter básico.

Os ambientes de deposição variam entre os tipos lacustres e fluviais deltáicos formados na fase rifte (Barremiano). Essas rochas se referem ao Grupo Lagoa Feia, onde pode-se definir 3 fácies cíclicas, compostas por leques aluviais/fan deltas que geram rochas siliciclásticas como arenitos e folhelhos, e depósitos transicionais como carbonatos; margas e folhelhos lacustres; carbonatos lacustres (Castro et al. 1981).

##### **Sequência Transicional**

Esta sequência foi depositada durante o período Aptiano Inferior, andar Alagoas e pode ser dividida em:

- Sequência Terrígena, que contém desde conglomerados até folhelos depositados em ambientes de leques aluviais /fan deltas e sabkhas. Essas rochas fazem parte ainda do Grupo Lagoa Feia, Andar Buracica que com espessura de até 600 metros é possível evidenciar a presença de fósseis como Ostracóides e Palinomorfos.

- Sequência Evaporítica instalada no andar Alagoas superior, formada em ambiente de proto oceano envolvendo a abertura entre América do Sul e África. Dolomitos e anidritos ocorrem nas margens e halita e sais potássicos são mais centrais na bacia. Esta unidade criou os domos de sal, os quais formam importantes trapas para o óleo. A diminuição da atividade tectônica e a restrição da bacia associada ao clima quente e árido favoreceram a deposição destes evaporitos ao longo das costas brasileira e africana. Os carbonatos são característicos do Andar Jiquiá e os sedimentos clásticos somados ao sal caracterizam o Andar Alagoas, ambos do Grupo Lagoa Feia.

Nesta sequência os campos de Badejo, Linguado e Pampo apresentam reservatórios de hidrocarbonetos nas coquinas do Andar Jiquiá do Grupo Lagoa Feia.

### **Megassequência Marinha (Drifte)**

Caracteriza a sequência com maior aporte sedimentar apresentando sedimentação marinha variada, em ambiente de margem continental. Devido a variedade de tipos litológicos, a sequência pode ser agrupada em grandes pacotes com rochas e características distintas, sendo assim dividida em 3 porções:

- Sequência carbonática nerítica

Extensa plataforma carbonática apresentando subsidência térmica pós rifte, representada pela Formação Macaé (Albiano Inferior à Médio). Próximo aos Campos de Badejo e Pampo ela chega a ter mais de 1 Km de espessura.

Nas áreas proximais tem-se a evidência de ambientes de deposição do tipo fan delta, composto por clastos que por sua vez, na porção mais a leste, gradam para sedimentos típicos de plataforma carbonática/clástica.

- Sequência hemipelágica

Depositada no Albiano Superior e entre Cenomaniano Superior e Tunomaniano inferior com espessura máxima de 400 metros, corresponde a porção superior da Formação Macaé, onde o topo é marcado por uma discordância. Nessa sequência também são encontrados turbiditos (Albiano e Cenomaniano/Turoniano) que possuem espessura máxima de 150 metros (Bacocold et al. 1980).

- Sequência de Oceano Profundo (Turoniano ao Paleoceno inferior)

Composta por folhelhos, que correspondem à Fm. Ubatuba, e areias de leques submarinos, correspondentes à Fm Carapebús que são importantes devido às suas porosidades e permeabilidades .

#### 4.1.2.2 *Estratigrafia*

A estratigrafia da Bacia de Campos utilizada neste trabalho é atualmente dividida em 4 grandes pacotes representados pela Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupos Campos, onde a primeira é enquadrada na Sequência Rifte, a segunda na Sequência Transicional e os dois últimos na Megasequência Marinha, e foi baseada na caracterização representada por Winter et al. (2007) (Figura 4.2).

#### **Formação Cabiúnas**

Caracterizada pela abundância dos derrames ígneos (basaltos e diabásios), que cobrem discordantemente o embasamento pré-cambriano, depositados nos Andares Rio da Serra e Aratu inferior (Neocomiano). As datações obtidas através do método K\Ar indicaram idades entre  $122 \pm 5$  Ma e  $134 \pm 4$  Ma (Bueno, 2004 apud Mizusaki et al. 1989) a essas rochas permitindo correlacionar o evento magmático Cabiúnas com o evento ígneo Serra Geral, na Bacia do Paraná. A espessura máxima perfurada nesses basaltos foi de 650 m sendo que em alguns casos foram considerados bons reservatórios de petróleo (Winter et al., 2007)

#### **Grupo Lagoa Feia:**

Essa unidade tem sua deposição datada do Barremiano ao Albiano Inferior sendo seu limite basal o topo dos basaltos da Fm. Cabiúnas, e o limite superior a passagem dos evaporitos da Formação Retiro para sedimentos da Formação Goitacás e Quissamã do Grupo Macaé (Winter et al., 2007), sendo composta pelas formações:

- Fm. Itabaporana: representada por uma sequência clástica avermelhada característica de borda de bacia e borda de falha.

- Fm. Atafona: está representada principalmente por arenitos, siltitos e folhelhos depositados em ambiente alcalino

- Fm. Coqueiros: são barras de coquinas, reservatórios de variados campos da bacia, depositadas nessa sequência em ambiente de alta energia, apresentando intercalações com camadas de folhelhos ricos em matéria orgânica.

- Fm. Gargaú: presença predominante de rochas pelíticas como folhelhos e siltitos, margas intercalados com arenitos e calcilitos, depositados em ambiente raso no andar Aptiano.

- Fm. Macabu: representada por sedimentos carbonáticos depositados em ambiente raso e árido, no Aptiano Superior (lamitos microbiais e estromatólitos) com raras intercalações de estratos arenosos e folhelhos. Podem ser depositados discordantemente aos sedimentos terrígenos da Fm. Coqueiros ou sobre os basaltos.

- Fm. Retiro: é nela que ocorre o sal sendo este composto por anidritas e halitas do Aptiano Superior, encerrando o Gr. Lagoa Feia.

### **Grupo Macaé**

Esta unidade foi depositada desde o Albiano Inferior ao Turoniano Inferior, sendo caracterizada pela presença de calcirruditos, calcarenitos e calcilitos depositados acima da camada de sal aptiano. O Grupo Macaé teve origem em ambiente nerítico raso com posterior passagem para batial superior (Fernandes, 2001).

- Fm. Quissamã - teve sua sedimentação condicionada em ambiente de plataforma rasa e é caracterizada por espessos leitos de calcirruditos e calcarenitos com presença marcante de dolomitos com cristalinidade fina a grossa.

- Fm. Outeiro - a deposição desta formação reflete um ambiente de periplataforma em condições bem menos restritas que os carbonatos de água rasa e apresentam calcilitos com biota plantônica (calcisferulídeos e foraminíferos), margas e conglomerados.

- Fm. Goitacás - é representada basicamente por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados, com associação de margas e calcilitos.

- Fm. Imbetiba - corresponde as margas do intervalo palinológico informalmente conhecido como gama (Cenomaniano). Nessa unidade ainda tem-se o predomínio de rochas pelíticas compondo grandes cunhas clásticas que selou a ocorrência dos carbonatos do Grupo Macaé.

### **Grupo Campos**

- Fm. Ubatuba - depositada em ambientes marinho batial e abissal, do Turoniano ao recente, caracterizada por folhelhos, argilitos, margas, calcilutitos e diamictitos. Recobre discordantemente os carbonatos do Grupo Macaé e em direção às porções proximais, interdigita-se com sedimentos clásticos e carbonáticos da Fm. Emboré.

- Fm. Carapebus também foi depositada do Turoniano ao recente representados pela sedimentação de arenitos finos, resultantes das atuações de corrente de turbidez, e conglomerados. Essa sequência clástica intercala-se com as rochas pelíticas da Fm. Ubatuba.

- A Fm. Emboré é caracterizada pela presença de arenitos e carbonatos impuros, oriundos de sistemas deposicionais flúvio-deltáicos e paltafornal, também interdigitando-se com os sedimentos finos da Fm. Ubatuba. Representada pelos membros São Tomé, Siri e Grussai, sua sedimentação ocorreu do Turoniano ao recente.

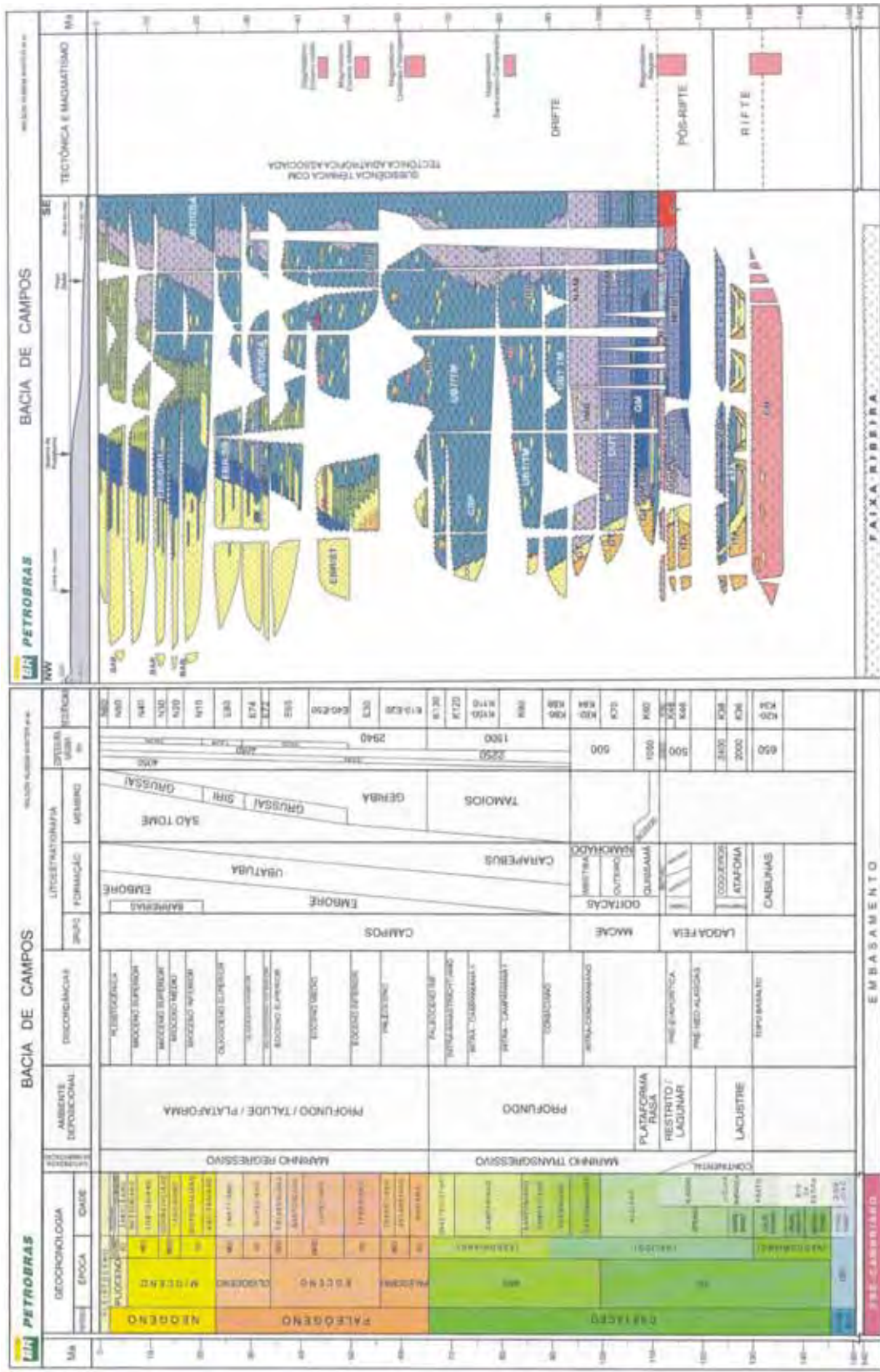


Figura 4.2 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos com destaque para a divisão em 3 grandes seqüências sedimentares. Segundo Winter (2007)

#### 4.1.2.3 Arcabouço Estrutural

O rifteamento mesozóico e conseqüente formação do Atlântico Sul foram condicionados por um arcabouço estrutural pré-existente, que inclui *trends* de idades pré-cambriana, paleozóica e triássica, acomodando as falhas normais sobre um padrão estrutural mais antigo. Do mesmo modo, a presença de estruturas transversais criou complicações neste quadro simplificado de propagação do rifte de sul para norte (Milani et al, 2000).

A Bacia de Campos está inserida no grupo de bacias de margem continental do Atlântico Sul que possuem uma evolução tectôno-sedimentar muito característica, com presença das falhas normais NE-SW, paralelas à costa continental e falhas de caráter transformante com ângulos de mergulho muito elevados.

A ocorrência do pacote aptiano, mais antigo, é limitada por uma zona de falha sintética de orientação geral NE-SW que desenvolve-se paralela e próxima à linha de costa.

O Grupo Campos, que recobre discordantemente a Formação Macaé, representa o preenchimento desta bacia marginal durante a fase final de subsidência térmica e basculamento do substrato para leste. Esse basculamento progressivo da bacia para leste propiciou o desenvolvimento de uma intensa deformação adiastrófica em função do peso criado pelo volumoso fluxo de sal (Demerchian et al., 1993).

A tectônica salina e os estilos estruturais resultantes dela configuram duas situações:

- Próximo à costa, nos primeiros 100 a 200 km, tem-se um regime francamente distensivo devido a abertura do Oceano Atlântico, que somado a sedimentação provinda do continente, empurra o sal para o fundo da bacia.

- Em regiões de águas mais profundas a presença do sal gera um contexto compressivo, originado pela contração mergulho-abaixo do pacote salino em movimento.

A halocinese foi de grande importância no padrão de preenchimento sedimentar da bacia pela criação de falhas de crescimento e anticlinais em *rollover*, nos quais os primeiros corpos turbidíticos se encaixaram (Fernandes, 2001). Entre o Cenomaniano e

o Eoturoniano, as falhas de crescimento aumentaram em quantidade e rejeito (Dias et al. 1990).

#### 4.1.2.4 – Geologia do *trend* Badejo-Pampo

Também conhecido como *trend* Badejo-Linguado-Pampo, devido aos nomes dos próprios campos que ocorrem ao longo desta estrutura, está localizado na porção sudoeste da Bacia de Campos. Os campos supracitados situam-se na culminância estrutural de um proeminente *horst* ao nível do embasamento, o Alto de Badejo (Figura 4.3), o qual se desenvolve na direção NW-SE a cerca de 70Km da costa, em área com lâmina d'água próxima aos 100 metros.

O alto é caracterizado pelo desenvolvimento de uma plataforma de coquinas de bivalves, sendo limitado a NW e SW por rochas siliciclásticas do Grupo Lagoa Feia (não-reservatórios), e a SE por uma linha de charneira responsável pelo basculamento da plataforma que mais tarde (cretáceo superior – cenozócio) funciona como margem de plataforma.

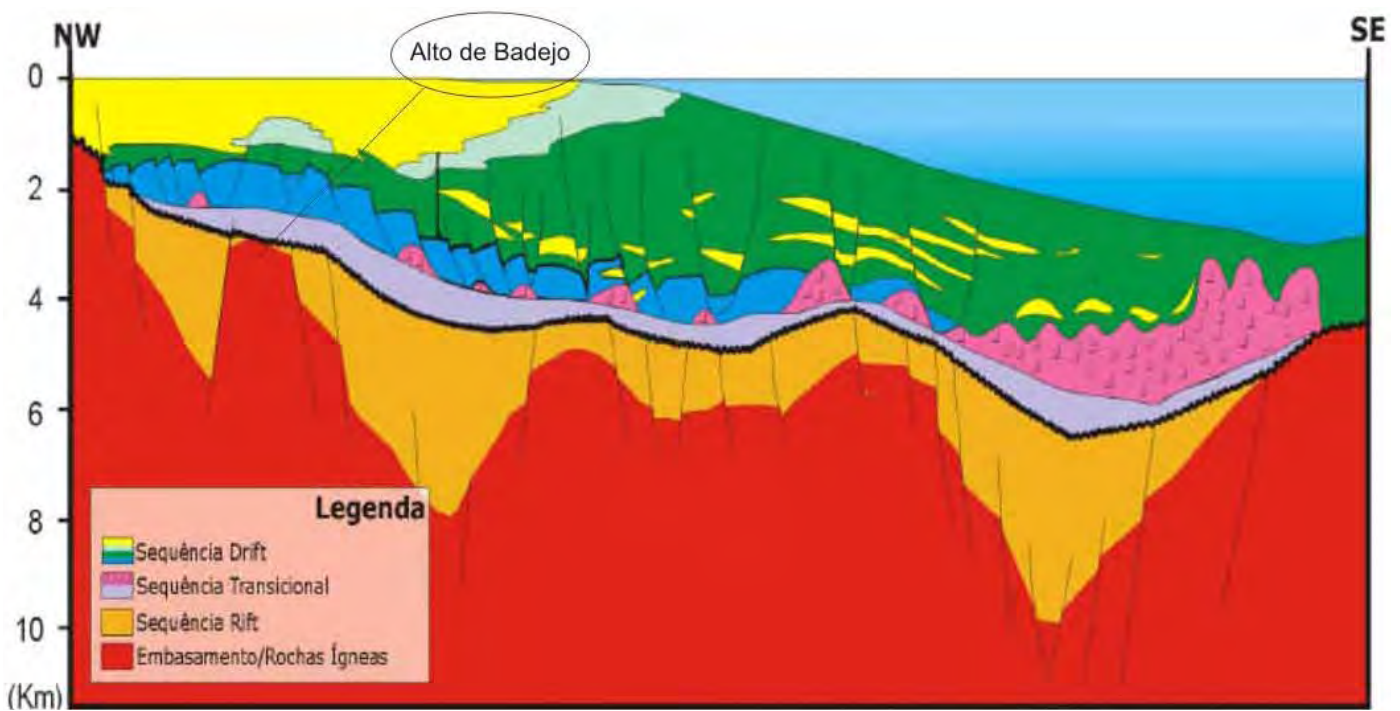
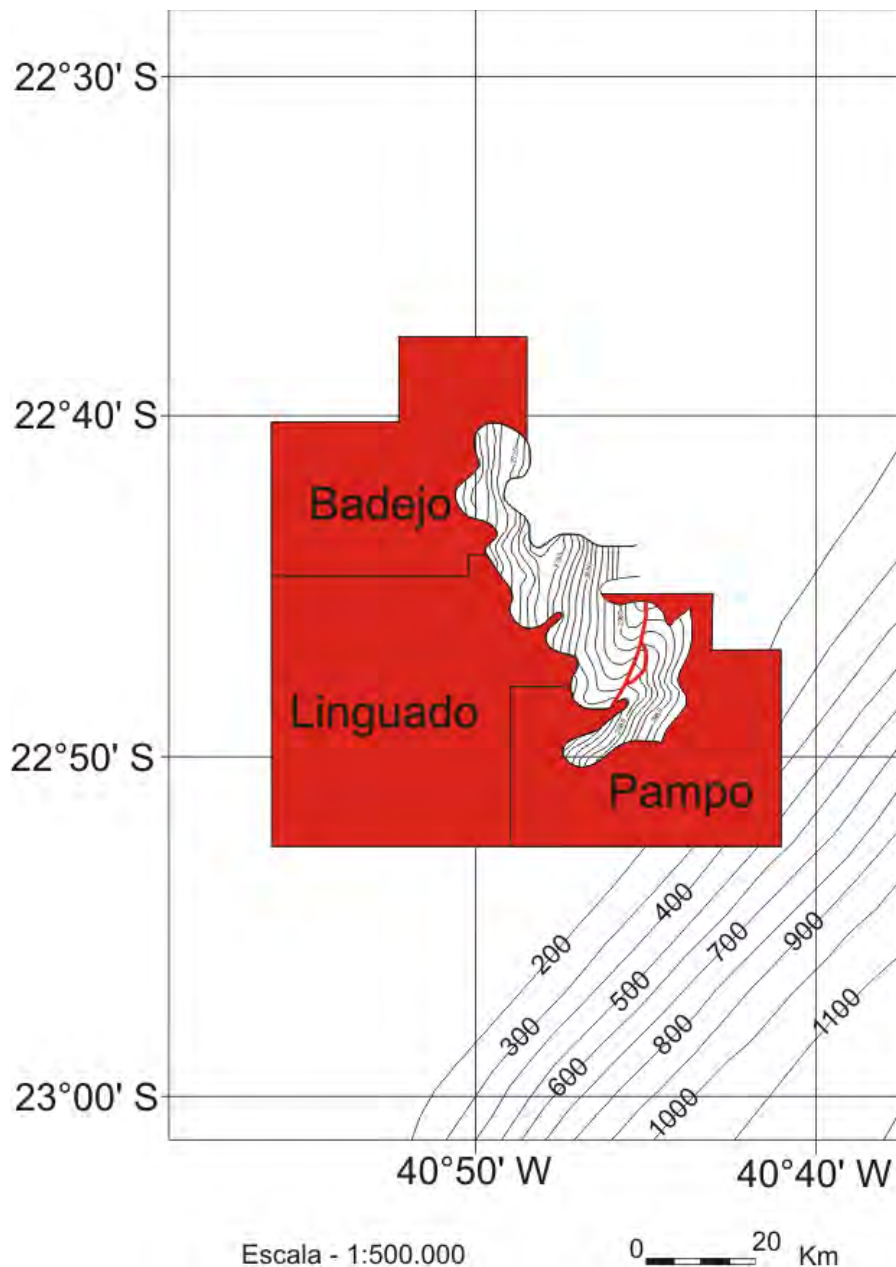


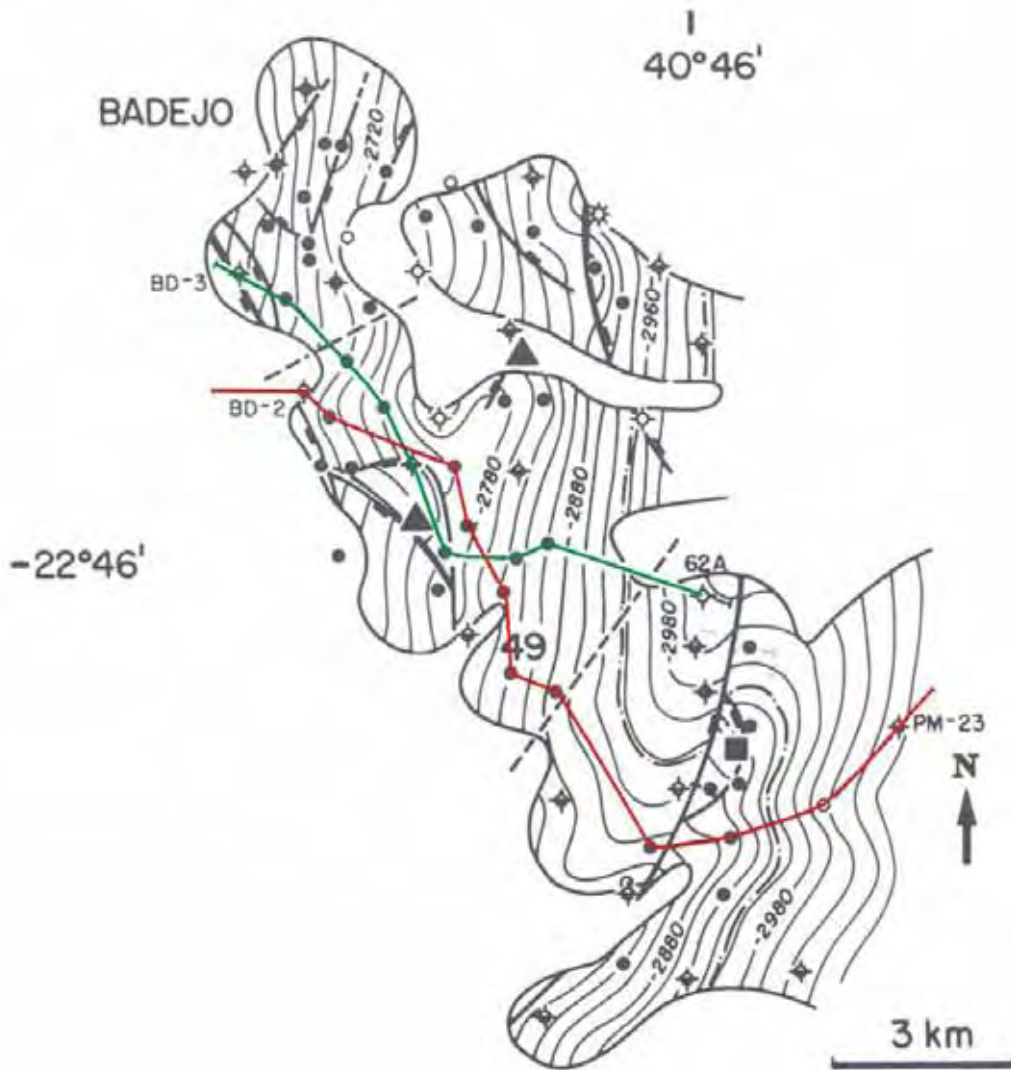
Figura 4.3– Localização do Alto de Badejo em seção tipo da Bacia de Campos (modificado de Rangel et al., 1998)

As Figuras 4.4 e 4.5 ilustram o mapa de contorno estrutural do topo das acumulações de hidrocarbonetos na coquina (Barremiano) do Grupo Lagoa Feia. A primeira figura localiza o reservatório nos três campos que fazem parte da área de

estudo e a segunda mostra os poços perfurados, produtores e não comerciais. Os campos de Badejo e Pampo e são os que a compreensão da trapa do óleo está melhor caracterizada, ao relacionar o desenvolvimento da porosidade do reservatório com falhas sin-sedimentares (Castro, 2006). Com isso nota-se a grande presença de poços comerciais próximos a zonas de falha, principalmente nos arredores da falha de Pampo, a sudeste.

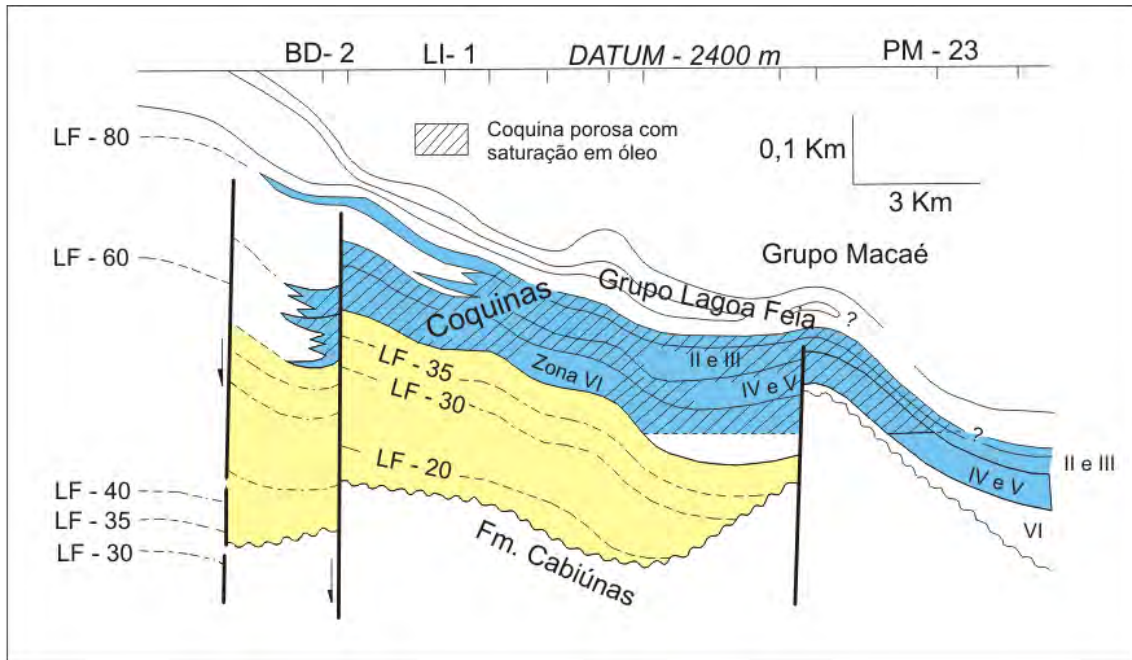


**Figura 4.4–** Localização do mapa de contorno estrutural do topo do Barremeiano ou topo da coquina superior. As linhas azuis indicam a batimetria atual. Adaptado de Horschutz (1992).



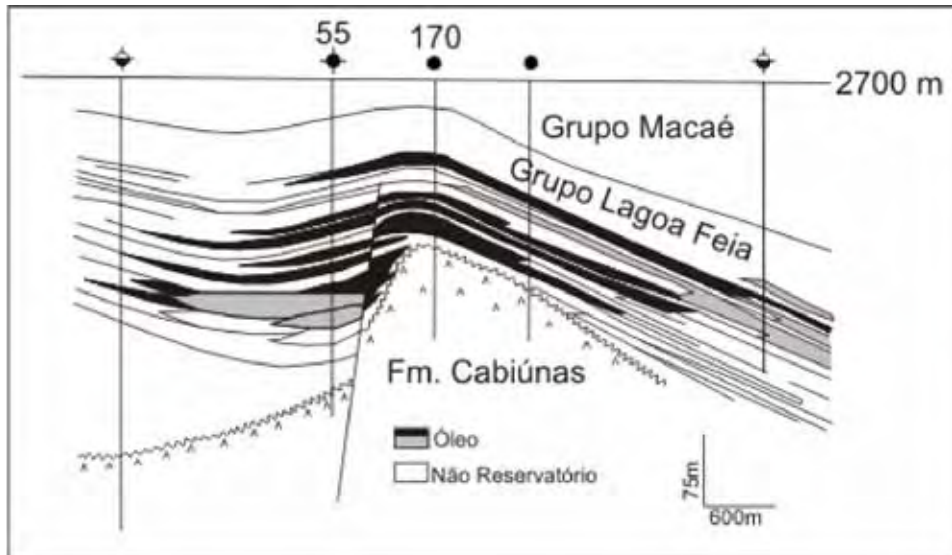
**Figura 4 5– Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório (Topo do Barremiano) na coquina superior do Grupo Lagoa Feia. Linha vermelha indica seção da Figura 4.6 e a linha verde representa a seção da Figura 4.8. (Horschutz, 1992).**

No maior alto da região, no Campo de Pampo, nota-se que a plataforma de coquinas está depositada diretamente sobre os basaltos no *horst*, enquanto que nas porções mais baixas existe um espesso pacote de rochas siliciclásticas depositado entre as coquinas e o basalto (Figura 4.6). Ainda na mesma figura observa-se o espessamento da plataforma de coquinas em direção a Badejo indicando que a falha à oeste de Pampo é sin-sedimentar.



**Figura 4.6– Seção representativa do alto estrutural na região do Campo de Pampo onde observa-se a coquina depositada praticamente sobre o basalto da Fm. Cabiúnas a sudeste , e o espessamento da coluna sedimentar siliciclástica em direção ao Campo de Badejo. Modificado de Baumgarten, 1988.**

As acumulações de hidrocarbonetos nas coquinas do Grupo Lagoa Feia, como pode-se observar na figura 4.7, estão correlacionadas ao alto do embasamento, sendo que estas ocorrem próximas às zonas de falhas e ao *horsts* gerados por estas estruturas, sendo assim as trapas são do tipo estrutural. Porém como pode-se observar na figura abaixo, o óleo não se encontra somente em um pacote, sendo separado por camadas menos porosas, com isso o traqueamento também é estratigráfico. Portanto as trapas do Grupo Lagoa Feia são do tipo misto (estrutural e estratigráfico) e são aliadas a uma evolução diagenética favorável (Castro, 2006).



**Figura 4.7– Seção geológica esquemática do reservatório de coquinas no Grupo Lagoa Feia no Campo de Pampo (Horschutz e Scuta, 1992).**

A Figura 4.8 ilustra uma seção geológica do Campo de Badejo ao Campo de Pampo onde observa-se 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.

Na mesma figura evidencia-se que as acumulações do Grupo Macaé têm controle estratigráfico, pois na porção alta há maiores acumulações de calcarenitos porosos, enquanto que nas porções mais baixas ocorrem calcilitos que são menos porosos evitando a migração lateral. Esse fenômeno também é evidenciado na figura 4.9 que ilustra a estrutura que possibilitou a as acumulações de óleo no Grupo Macaé. As falhas estão dispostas concêntrica, formando uma estrutura com *rollover*, e as acumulações se encontram na porção alta próxima à zona de falha, evidenciando também um controle estrutural no traqueamento.

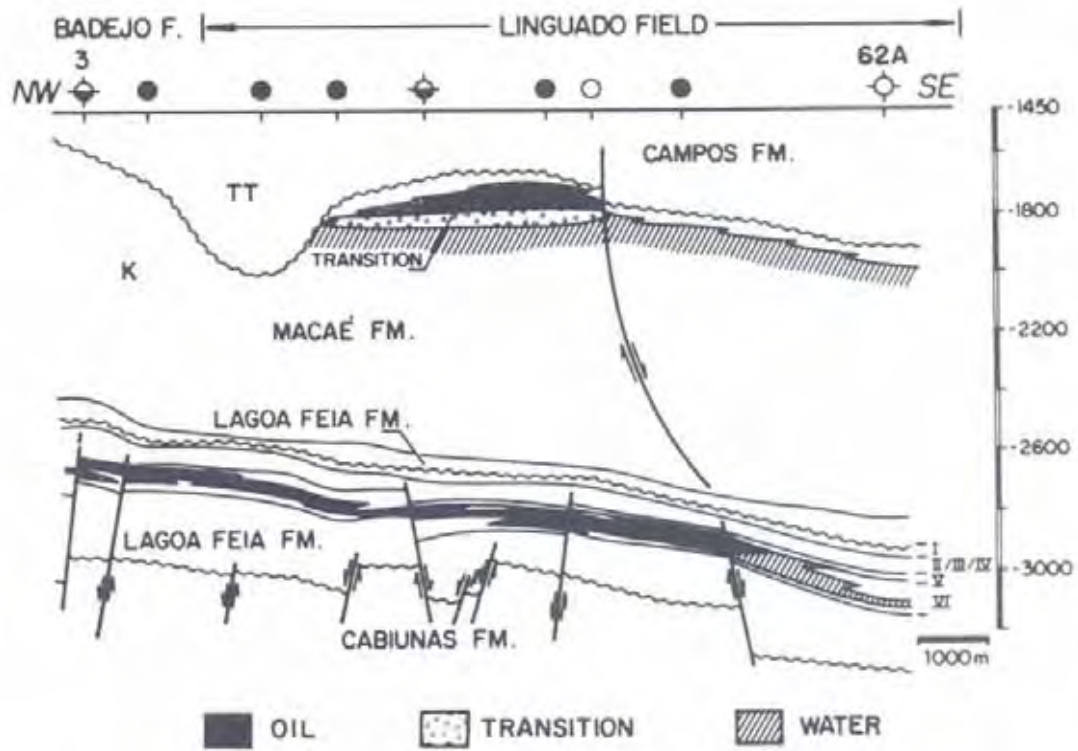


Figura 4 8 – Seção Geológica que corta os Campos de Badejo, Linguado e Pampo onde observa-se as acumulações de óleo nas coquinas do Grupo Lagoa Feia e nos calcarenitos do Grupo Macaé (Horschutz, 1992)

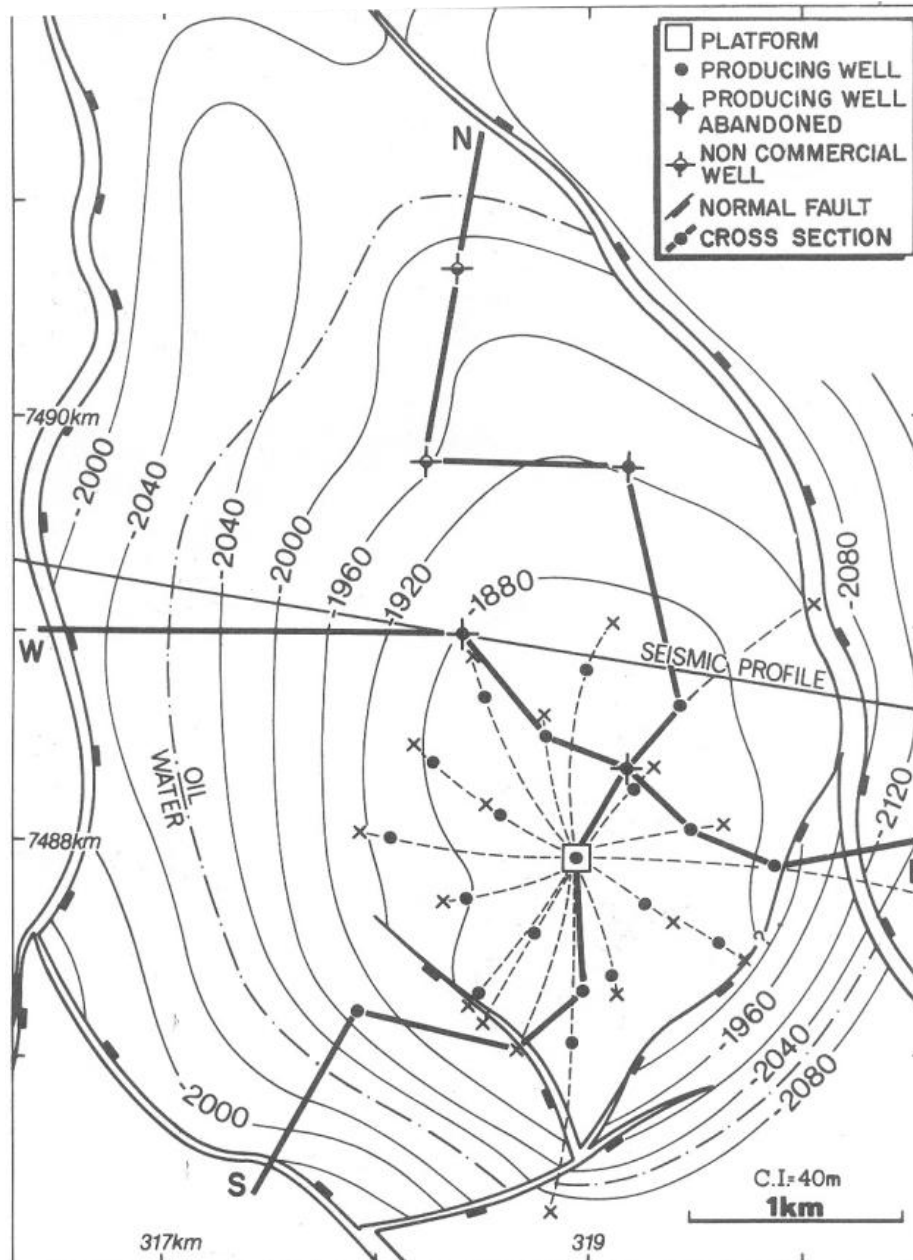


Figura 4.9 - Mapa de contorno estrutural do topo dos carbonatos do Grupo Macaé.

## 5. RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados referidos no presente relatório foram obtidos de acordo com o progresso nas etapas de trabalho, sendo que primeiras etapas são de fundamental importância para a confecção dos produtos finais. As etapas adotadas pelo presente trabalho consistem em:

- Levantamento Bibliográfico

- Cursos de Capacitação
- Aquisição dos dados
- Confeção e Correlação dos Poços
- Criação do Sismograma Sintético
- Interpretação das linhas sísmicas 2D
- Geração dos Mapas de Contorno Estrutural e de Isópacas
- Análise e Interpretação dos Produtos

A partir destas etapas foi possível gerar os seguintes produtos:

1. Confeção da perfilagem dos poços
2. Correlação cronoestratigráfica entre os poços
3. Sismograma Sintético
4. Interpretação de 16 linhas sísmicas, traçando os horizontes correspondentes ao embasamento, topo do rifte (base do sal), sal, final do albianos e limite K-T.
5. Confeção dos Mapas de Contorno Estrutural e de Isópacas
6. Contextualização tectono-sedimentar através da integração dos produtos gerados

### **Aquisição dos Dados**

Os produtos gerados nesta etapa consistem figuras digitais com perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Densidade (RHOB) e Resistividade (RES ou ILD), os quais variam segundo a litologia encontrada em cada profundidade, evidenciada pela diferença na resposta das variáveis na perfilagem.

### **Correlação dos Perfis de Poços**

As Figuras 5.1 e 5.2 ilustram duas seções geológicas confeccionadas pelo aluno para a caracterização estratigráfica da área de estudo. Elas são fruto da correlação entre os perfis de poços a partir dos dados de perfilagem.

O Gr. Lagoa Feia, onde encontram-se os reservatórios dos campos de Badejo, Linguado e Pampo, foi subdividido para melhor caracterizar a presença e espessura das

coquinas que têm como característica, baixos valores de Raio Gama (GR) por ser “limpo” e alta resistividade (ILD), comum em carbonatos. Nas figura supracitadas observa-se que a quebra no perfil GR juntamente com a do ILD são utilizadas para separar os ciclos siliciclásticos dos Andares Buracica (Fm. Atafona) e Alagoas Inferior (Fm. Gargaú) dos pacotes de coquinas inferior (Fm. Coqueiros) e superior (Fm. Macabú?) do Andar Jiquiá.

As coquinas nos poços da figura 5.2 apresentam-se com alta ILD e RHOB caracterizando pouca porosidade e por consequência não há presença de hidrocarbonetos.

Já na figura 5.3 observa-se presença de óleo na coquina inferior do poço 1RJS\_0055 e 3PM\_0002 indicado pela alta porosidade dos carbonatos com baixo valor de RHOB (carbonatos têm densidade de 2,72) e alto valor de ILD caracterizando presença de hidrocarbonetos.

O sal que ocorre no Andar Alagoas Superior (Membro Retiro), também aparece com valores baixos de GR e altos de ILD, sendo possível delimitar o pacote pela quebra dos perfis GR, densidade (RHOB) e ILD

A porção basal do Grupo Macaé apresenta os perfis com significativa variação, que é causada pelo pacote de dolomitos que ocorre logo após o término da sedimentação salina. Com base na figura 4.1 observa-se que o pacote dolomítico não ocorre no poço 1RJS\_0041 evidenciando uma possível não sedimentação dessa litologia em ambientes mais profundos.

No Grupo Macaé é possível evidenciar a presença de óleo nos poços 3PM\_0003A e 3PM\_0002 com base nos dados de RHOB que indicam boa porosidade das rochas e alto valor de ILD que caracteriza a presença de óleo que tem característica resistiva. Se fosse água o perfil ILD estaria mais próximo de 0,2 por ser mais condutivo.

Os calcilutitos e calcarenitos do Gr. Macaé são separados dos dolomitos por apresentarem resposta razoavelmente diferente nos perfis, principalmente no perfil GR que aparece constante e com baixos valores e ILD que apresenta resposta bem diferente na perfilagem, caracterizando um grande pacote sedimentar que é encerrado pela sequência Bota (porção superior do Gr. Macaé).

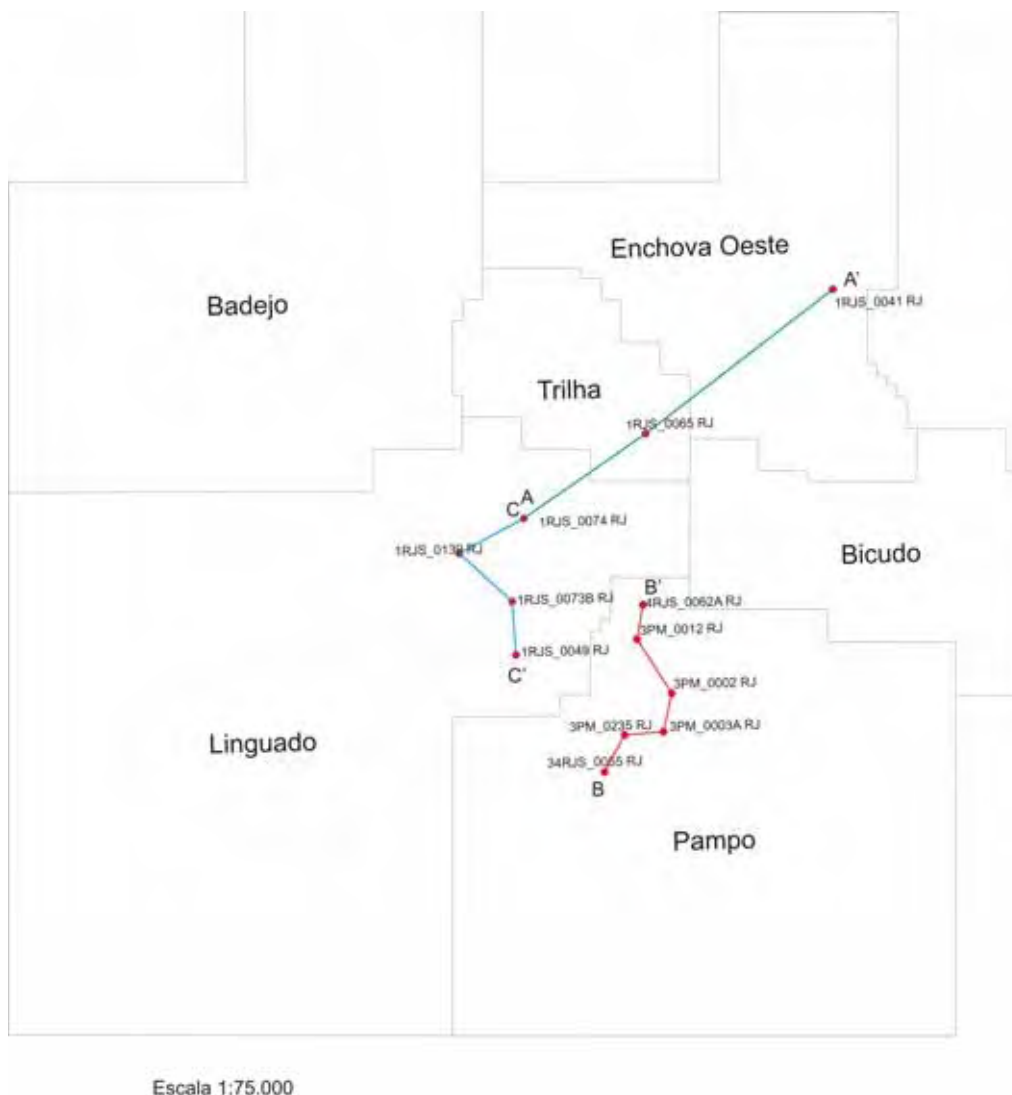
A sequência Bota foi interpretada a partir de sua resposta muito característica nos perfis GR e ILD, indicando um afogamento da bacia com presença de um evento anóxico, gerado por uma grande transgressão marinha, a qual encerra o Gr. Macaé.

Os marcadores pertencentes ao Gr. Campos são característicos das Formações Ubatuba, Carapebus e Emborê que ocorrem muito interdigitadas entre si.

Na Figura 5.4 é possível ver a diferença de interpretação dos geólogos da Petrobrás na época e a do aluno e seu co-orientador (Figura 5.2). Toda essa diferença se fez necessária pela semelhança nos perfis dos poços nos dados de perfilagem.

Os Grupos Lagoa Feia e Macaé não tiveram grandes mudanças pois as reinterpretações coincidiram com a interpretação pioneira.

Com a complexidade devido à interdigitação das camadas, o Grupo Campos teve maiores reinterpretações. É possível evidenciar a diferença na reinterpretação dos marcadores estratigráficos acima do topo da primeira camada da Fm. Ubatuba. Só o poço 1RJS 0041 teve o topo do Fm. Ubatuba (Gr. Campos) retraçado de 980 m para 1100.



**Figura 5.1** Figura de localização dos perfis de poços confeccionados e suas seções correspondentes.

A-A' se refere a figura 5.2 e 5.4, B-B' a figura 5.3 e C-C' a 5.5

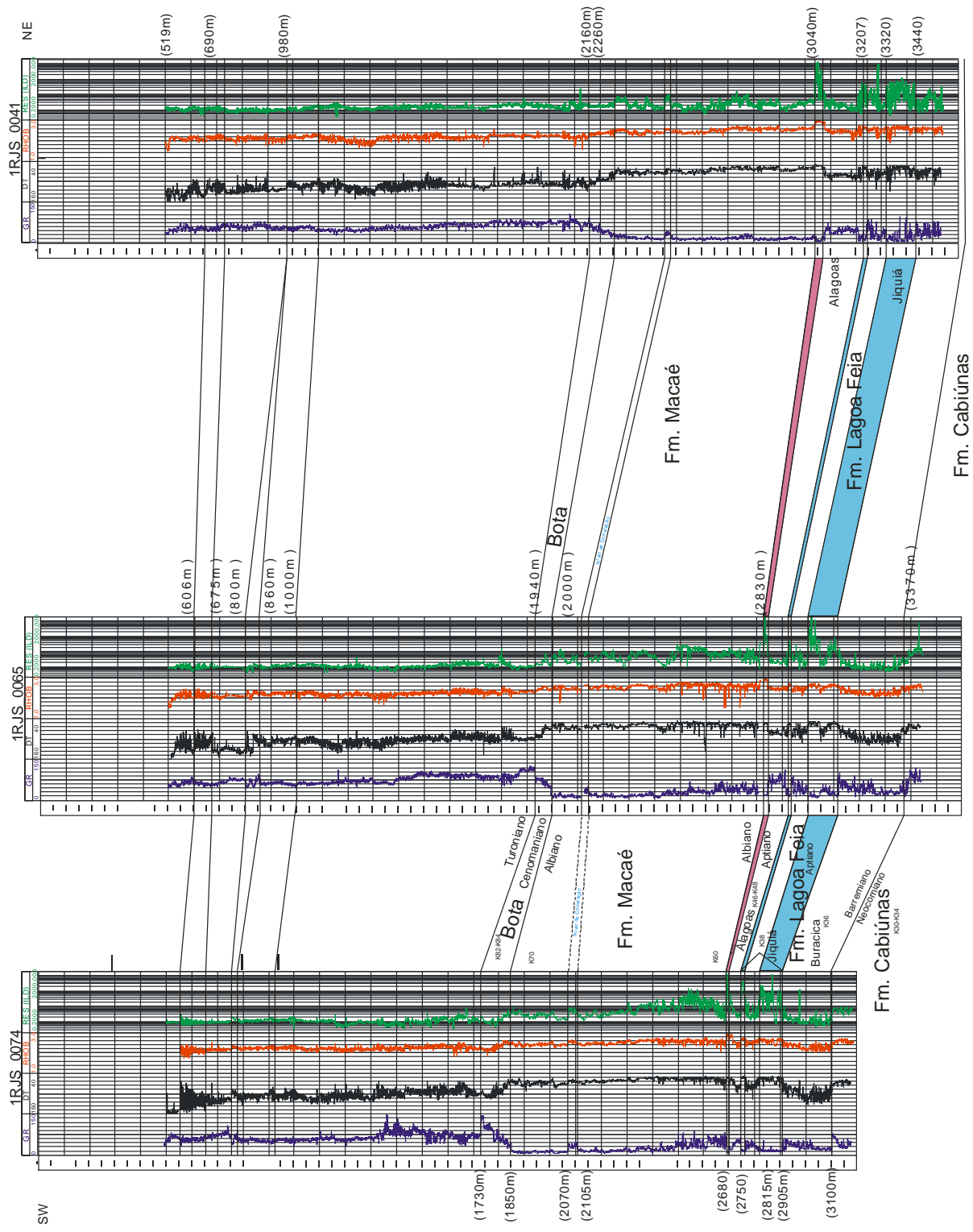
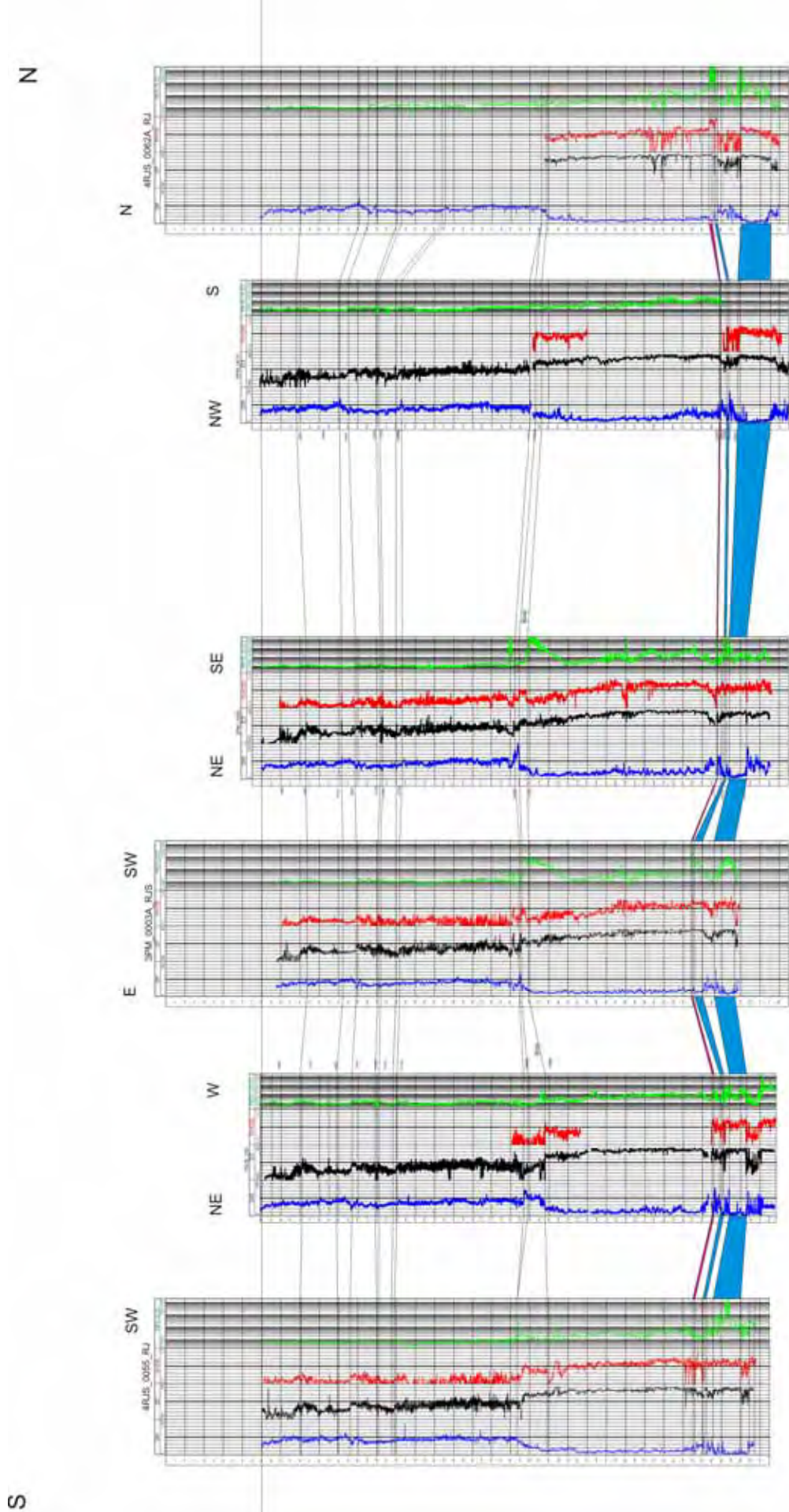


Figura 5.2– Correlação dos perfis A-A' indicando as formações da bacia. Em azul observa-se os pacotes de coquinas reservatório do Grupo Lagoa Feia e em roxo o horizonte do sal Aptiano.



Escala vertical: 1:10.000

Escala horizontal: 1:10.000

Figura 5.3- Correlação dos poços da seção B-B', região do campo de Pampo em direção N-S. Em azul estão as coquinas do Grupo Lagoa Feia e em roxo encontra-se o pacote referente ao Sal.

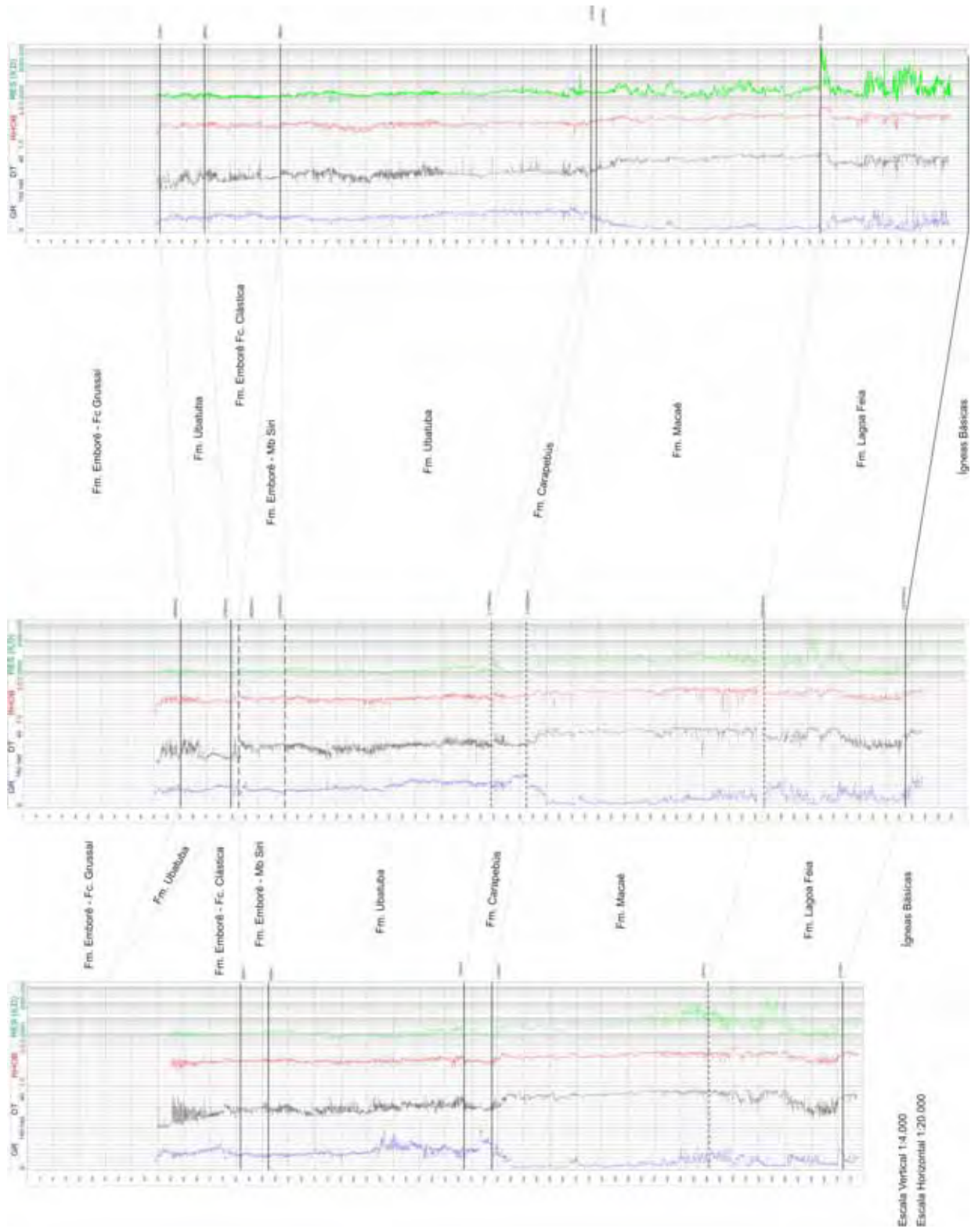


Figura 5. 4- Correlação dos perfis feita por geólogos da Petrobrás dos poços visos na figura 5.2

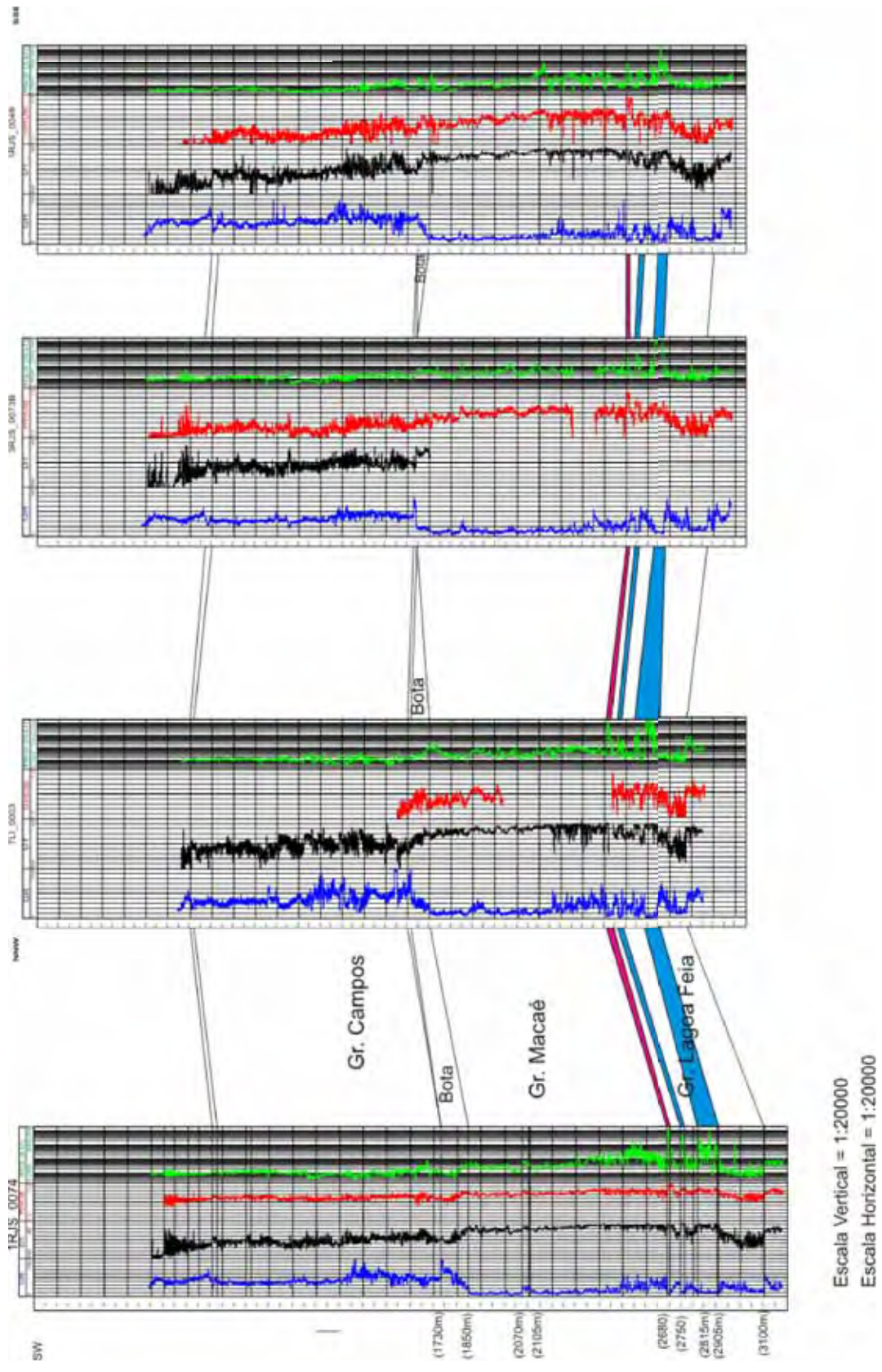


Figura 5- Correlação dos poços da seção C-C' do Campo de Linguado. Em azul estão as coquinas do Grupo Lagoa Feia e em roxo encontra-se o pacote referente ao Sal

Na Figura 5.5 observa-se a correlação de poços no campo de Linguado (C-C' da figura 5.1) que também apresenta as coquinas do Andar Jiquiá com baixa porosidade, caracterizada pela alto RHOB dos carbonatos, evidenciando não dissolução ou cimentação da rocha. Os carbonatos aparecem alternados com ciclos siliciclásticos do Andar Buracica e Alagoas do Grupo Lagoa Feia. No poço 7Li\_0003 nota-se a menor espessura deste pacote siliciclástico (em branco) em relação ao 1RJS\_0074 que aparece mais profundo.

O Grupo Macaé aparece com praticamente a mesma espessura na correlação dos perfis, porém a sequência Bota apresenta uma discordância no poço 3RJS\_73B, o que evidencia um aprofundamento da bacia na época da deposição, sedimentando os folhelhos diretamente que são representados pelo pico a direita do perfil GR. Os sedimentos referentes à sequência Bota se espessam em direção ao poço 1RJS\_0074 que se apresenta como poço de água mais profunda em relação aos outros.

### **Confecção do Sismograma Sintético para Calibração Sísmica**

O sismograma sintético tem como objetivo auxiliar na interpretação das linhas sísmicas 2D, que possuem a profundidade em milisegundos (ms), em função da transformação da profundidade do poço em tempo (ms) (Figura 5.6). Sabendo em que profundidade determinada litologia ocorre é possível saber em que profundidade em tempo (ms) o horizonte representativo da mesma aparecerá na linha .

Os valores anômalos à direita do sismograma caracterizam anomalias positivas que são causadas pela diferença de velocidade da onda em duas litologias distintas, fato que ocorre devido à diferença de velocidade característica de cada litologia, densidade e compactação das rochas. Se a onda sísmica passa de uma rocha com menor densidade e compactação para uma com maior, o resultado é um aumento na velocidade da onda, gerando uma anomalia positiva.

Anomalias negativas são observadas a esquerda do sismograma e são caracterizadas pelo processo inverso ao da anomalia positiva onde a velocidade de transito é menor.

As rochas mais densas e compactas, que normalmente indicam anomalias positivas, geram os melhores refletores nas linhas sísmicas devido ao contraste de velocidade observado.

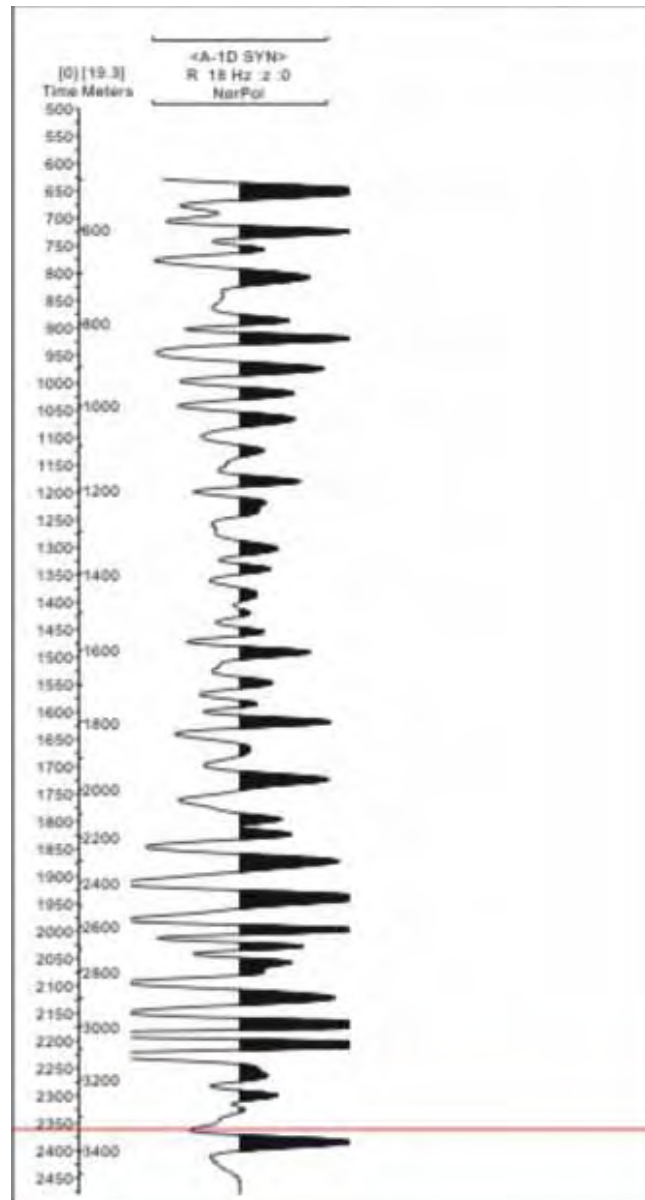
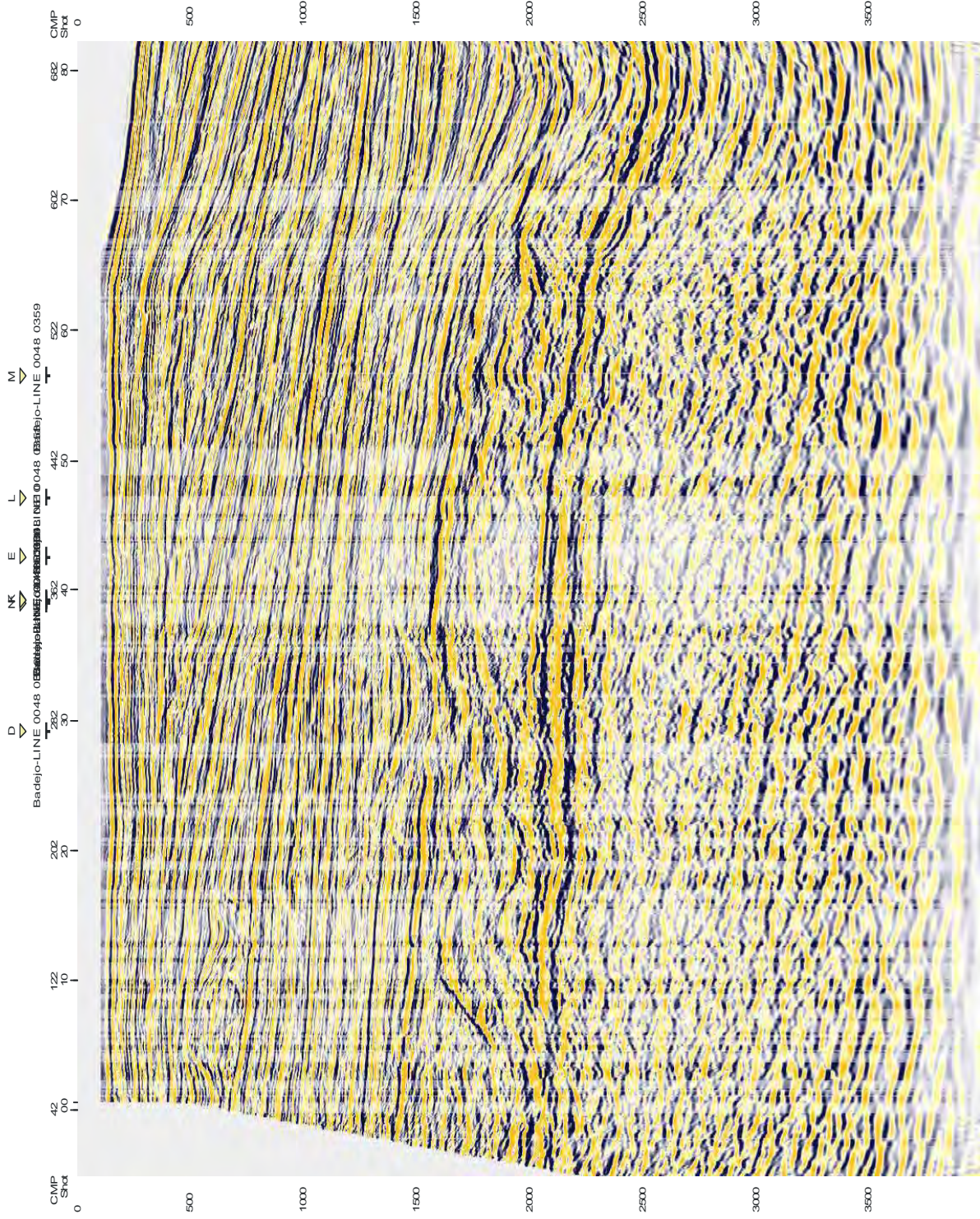


Figura 5. 6– Sismograma sintético com as anomalias positivas em preto do lado direito e negativas em branco do lado esquerdo.

### Interpretação Sísmica 2D

A interpretação é feita de modo dedutivo já que a informação do poço e sismograma, como dito anteriormente, é pontual. O refletor mais característico das linhas sísmicas 2D (Figura 5.7a) é aquele que indica a base do sal pois ele é bastante contínuo por toda a bacia, sendo este o primeiro a ser traçado.

Posteriormente os outros cronohorizontes mais importante também são traçados na linha sísmica 2D baseados no sismograma sintético (Figura 5.7b).



a)

Figura 5.7 a) Linha sísmica 2D 0048 0366 sem interpretações



Para auxiliar a interpretação destas estruturas foi necessário conhecer o horizonte correspondente ao embasamento já que a maior atividade delas se deu nessa porção. .

Com base na figura 5.7b é possível observar a grande quantidade de falhas com componente normal que ocorre no embasamento, segmentando intensamente este horizonte, caracterizando grande atividade tectônica. Estas estruturas são as responsáveis pela criação dos altos (*hosts*) e baixos (*grábens*). A partir da visualização desta estrutura pode-se dizer que a tectônica estava fortemente ativa no começo da fase rifte, onde é possível evidenciar grandes diferenças na espessura dessa sequência, indicando um tectônica sin-sedimentar.

Ainda na mesma figura observa-se que as estruturas da fase rifte não chegam a cortar o refletor da base do sal, indicando pequena atividade tectônica sin e pós deposicional da superfície salina, porém em alguns casos é possível observar essas falhas atravessando o horizonte do sal e chegando até as sequências superiores dos campos, possivelmente servindo de conduto para que o óleo conseguisse chegar aos reservatórios pós sal.

Nota-se na figura anterior que, apesar do sismograma apresentar a profundidade em milissegundos, a sedimentação salina aparece pouco espessa. O sal ainda tem como característica a baixa velocidade com que a onda sísmica transpassa por ele. Portanto se o sismograma fosse transformado para profundidade em metros, o sal mal apareceria, somado a isso, nos poços ele também se apresenta com pouca espessura, caracterizando uma região com sutura de sal.

O pacote Albiano, representado pelo Grupo Macaé, também apresenta estruturas de fundamental importância para o trapeamento (armadilha) para acumulação de hidrocarbonetos. As estruturas são menos significativas que as do pacote rifte e apresentam mergulhos menores. A halocinese, que apresenta-se como condicionante principal para a criação destas estruturas no Albiano, é caracterizada pelo escape salino para regiões mais profundas. Isso ocorre devido a sedimentação mais recente vinda do continente que, devido a plasticidade do sal, exerce peso em cima deste pacote que desliza para as regiões mais profundas, onde o peso sedimentar é menor.

Com o escape salino, somado a tectônica que ainda era ativa, porém com menos intensidade que na sedimentação do pacote rifte (Figura 4.8), foram geradas estas estruturas do Grupo Macaé que são representadas pelas falhas de crescimento com *rollover* sendo estas de fundamental importância para o condicionamento de

hidrocarbonetos nos campos de Linguado e Pampo devido ao seu formato dômico (Figura 5.8).

Na figura 5.8, assim como na figura 5.7 nota-se que os sedimentos terciários, acima do horizonte do Albiano, não apresentam estruturas que evidenciam alguma atividade tectônica. A partir deste fato pode-se interpretar que a tectônica foi ativa apenas até meados a fase rifte, podendo ocorrer reativações que proporcionaram a subida do óleo para os reservatórios no Grupo Macaé e nos turbiditos evidenciado na linha 0058\_0585, em anexo.

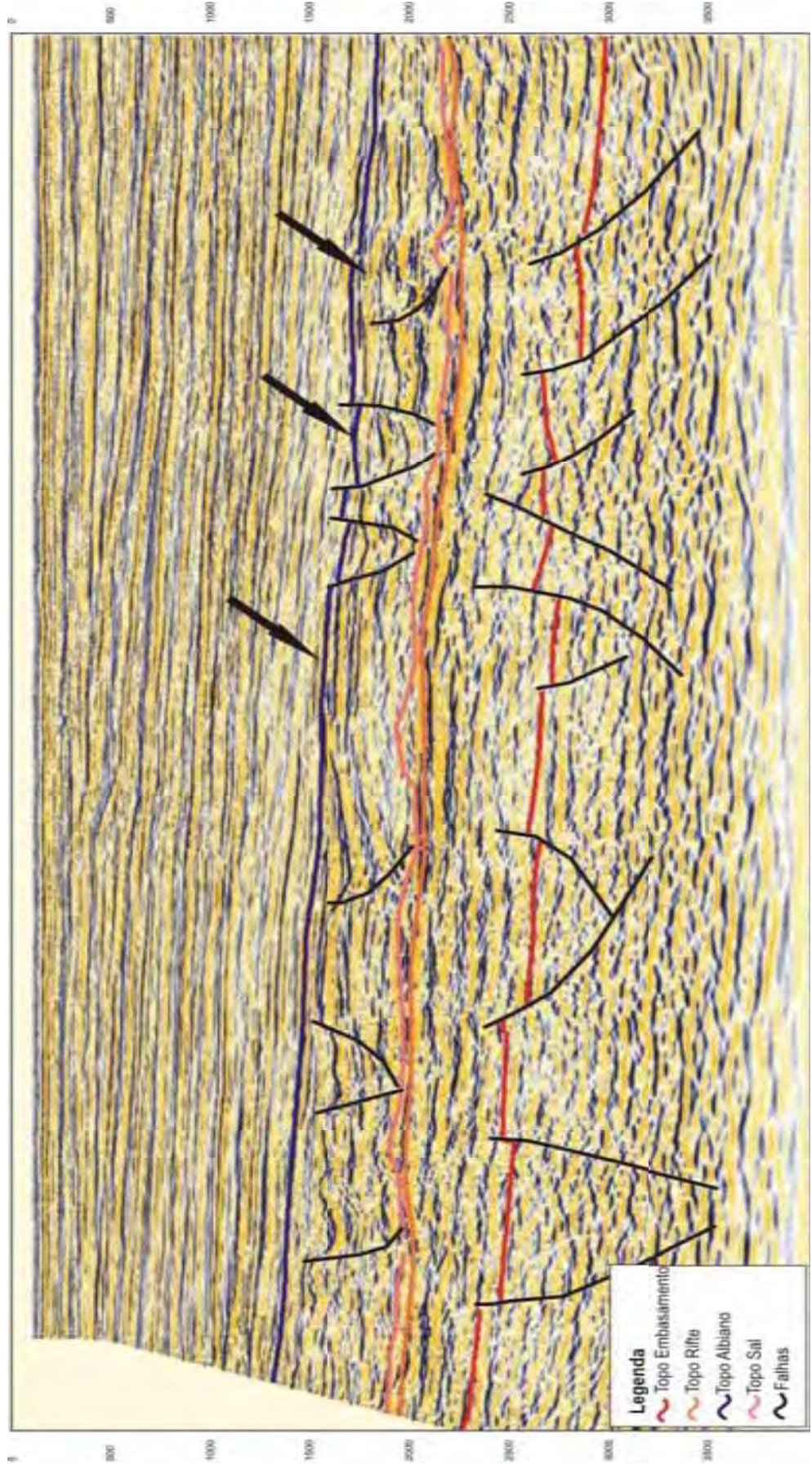


Figura 5. 8 – Linha Sísmica 2D (0048\_0362) representativa do Alto de Badejo-Pampo, em corte perpendicular, com os cronohorizontes interpretados. No horizonte do Albiano (azul) é possível evidenciar as falhas com componente normal e rollover (indicado pela seta) funcionando como trapas mistas do Grupo Macaé.

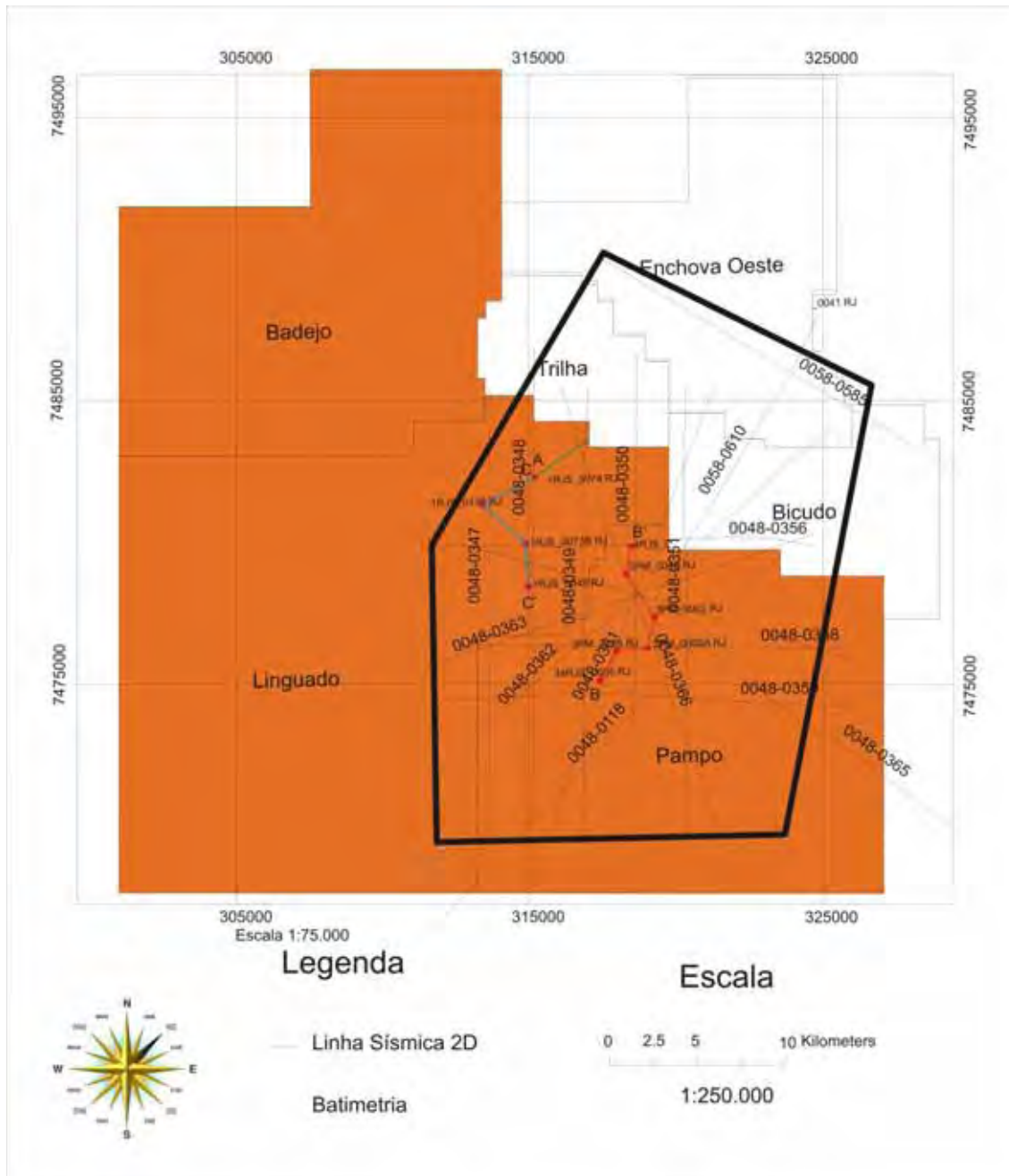
## Confecção dos Mapas de Contorno Estrutural e Isópacas

Os mapas de contorno estrutural foram gerados para possibilitar a contextualização tectono-sedimentar da área de estudo. A área de estudo foi escolhida de acordo com o volume de dados adquiridos com o BDEP. Sendo assim o limite dos mapas de contorno estrutural e de isópacas também foi definido pelos locais que apresentavam grande volume de dados (Figura 5.9), sendo mais confiável, já que o programa poderia interpolá-las equivocadamente.

Os mapas de contorno também gerados no *software* Geographix módulo *Seis Work 2D* do pacote da *Landmark*, só foram criados a partir do momento em que todas as linhas carregadas foram interpretadas para a interpolação. Com a interpolação dos dados interpretados o programa gerou mapas de contorno estrutural, exportados no formato XYZ, que contém informações das coordenadas XY e profundidade em tempo (ms).

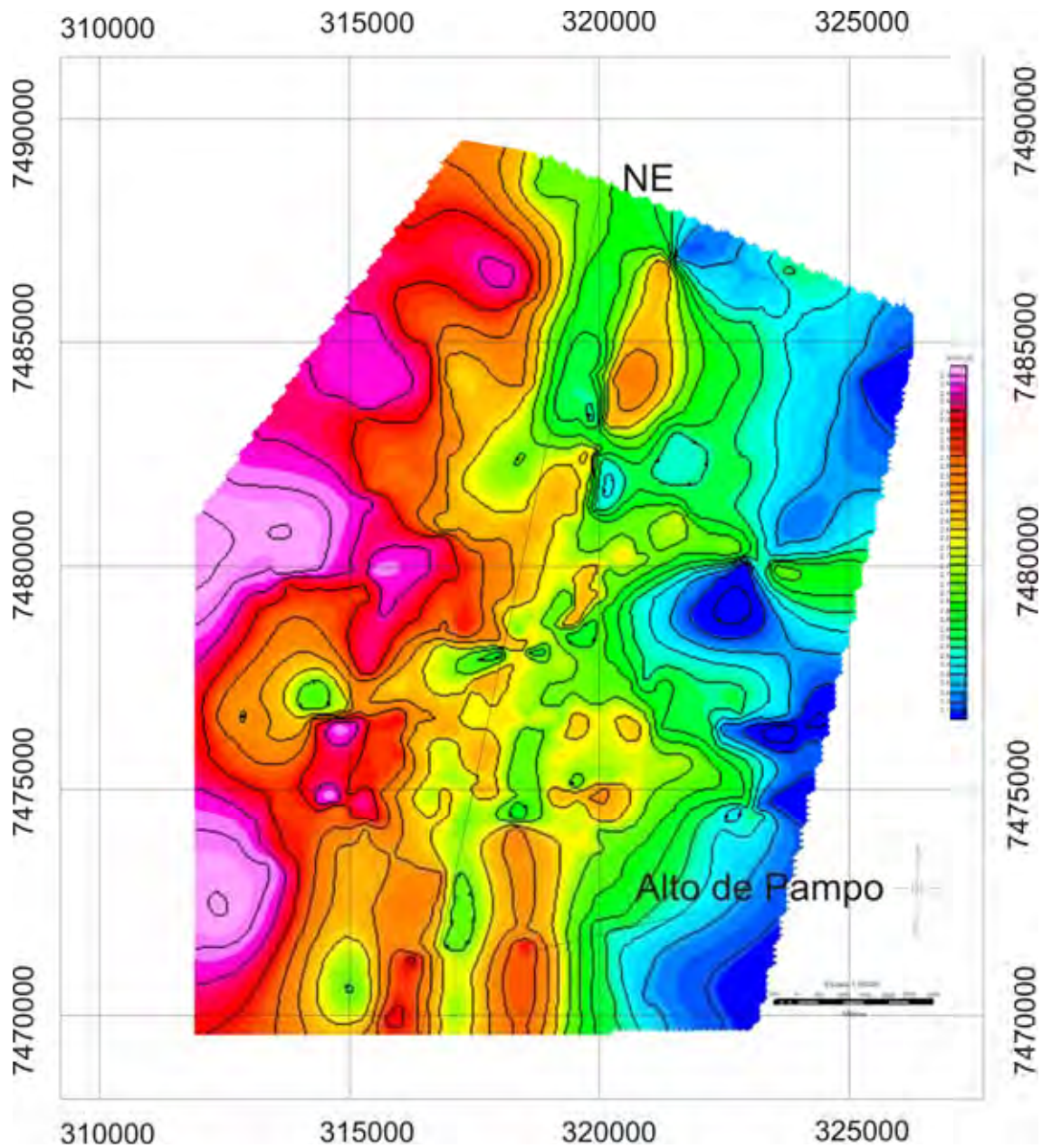
No mapa do embasamento (Figura 5.10) é possível visualizar o importante alto estrutural existente no Campo de Pampo na porção sul da figura. Também é possível evidenciar, além do alto na região de Pampo, um alinhamento NNE, que apresenta menor abatimento, na porção oeste da área. Nota-se nesta figura que 2 os *trends* gerados pelas falhas apresentam direção NNE e como visto na figura 4.5 as acumulações de óleo estão dispostas obliquamente a estes *trends* estruturais. De acordo com a hipótese de entrada de água meteórica no sistema por percolação nas falhas, o *trend* das acumulações de hidrocarbonetos deveria seguir a direção das estruturas, já que elas provavelmente geraram a permoporosidade da rocha. No trabalho de Cobbold (2001) o alto estrutural de Badejo é descrito como uma estrutura com direção preferencial NE, porém ocorrem desvios para N-S e NW localmente.

Também observa-se a morfologia do terreno na porção do embasamento, sendo esta bastante acidentada devido à presença das falhas com componente normal. Com isso pode-se interpretar também com base nas linhas sísmicas 2D, que a tectônica era muito ativa, gerando uma morfologia mais complexa para a superfície no mapa de contorno estrutural. A partir disso nota-se uma grande diferença entre as cotas, em milissegundos, de NW para SE devido à presença destas estruturas que mergulham em direção a SE.



**Figura 5.9– Localização dos mapas de contorno estrutural (linha preta cheia), linhas sísmicas 2D (cinza) e dos campos estudados (vermelho)**

Estas estruturas encontradas no embasamento criaram os *grabéns* e *horsts* que, localmente, apresentam acumulação sedimentar diferenciada em função da criação de maior espaço de acomodação nos baixos estruturais, os quais apresentam maiores pacotes siliciclásticos (Figura 4.6). Portanto pode-se dizer que devido a esta sedimentação diferenciada evidenciada na figura (4.6), somada ao gradiente NW para SE da sedimentação (Figura 5.10 e 5.11), estas estruturas ao nível do embasamento condicionaram a deposição dos pacotes mais recentes.

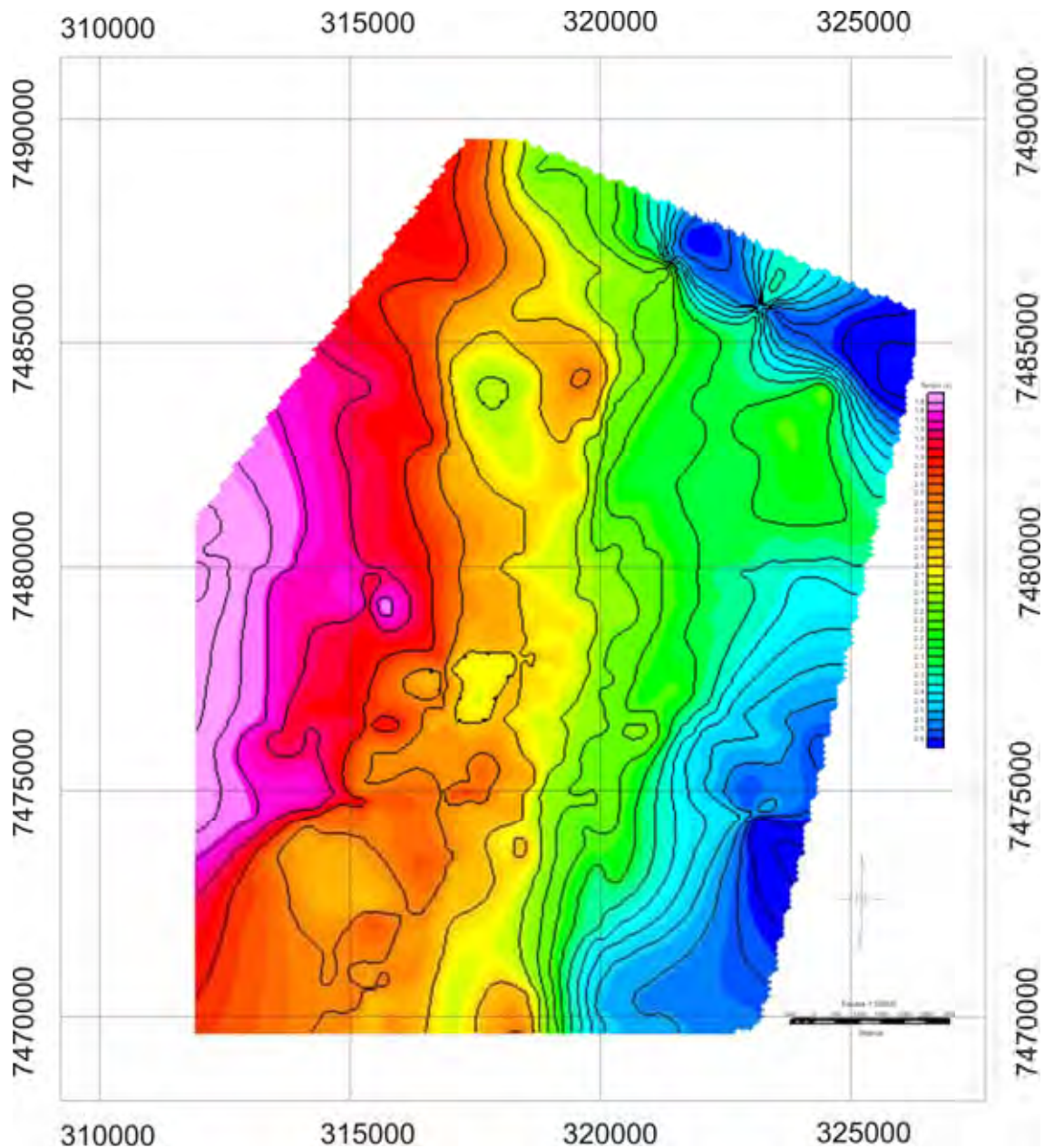


**Figura 5. 10– Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento gerado pela interpolação das interpretações das linhas sísmicas 2D. O tempo (s) é o tempo duplo da onda sísmica. As linhas pretas NW indicam os lugares onde foram feitas as seções estruturais mostradas mais a frente. As linhas NNE indicam as direções dos *trends* estruturais.**

No mapa do topo do rifte (Figuras 5.11) nota-se a presença de 2 *trends*, onde um deles aparece com direção NNE, na porção mais a leste da figura, e outro com direção N-S na região mais alta a oeste, podendo aparecer até NE na porção inferior da figura.

Observa-se que a sedimentação foi condicionada pelo importante alto estrutural formado a oeste, visto na figura anterior, o Alto de Badejo-Pampo. Este alto funciona como uma charneira deposicional, formando uma plataforma inclinada que tem mergulho em direção ESE na porção sul da figura e E à norte, isso ocorre pois os *trends* apresentam uma variação na direção das falhas na área estudada. A superfície do mapa

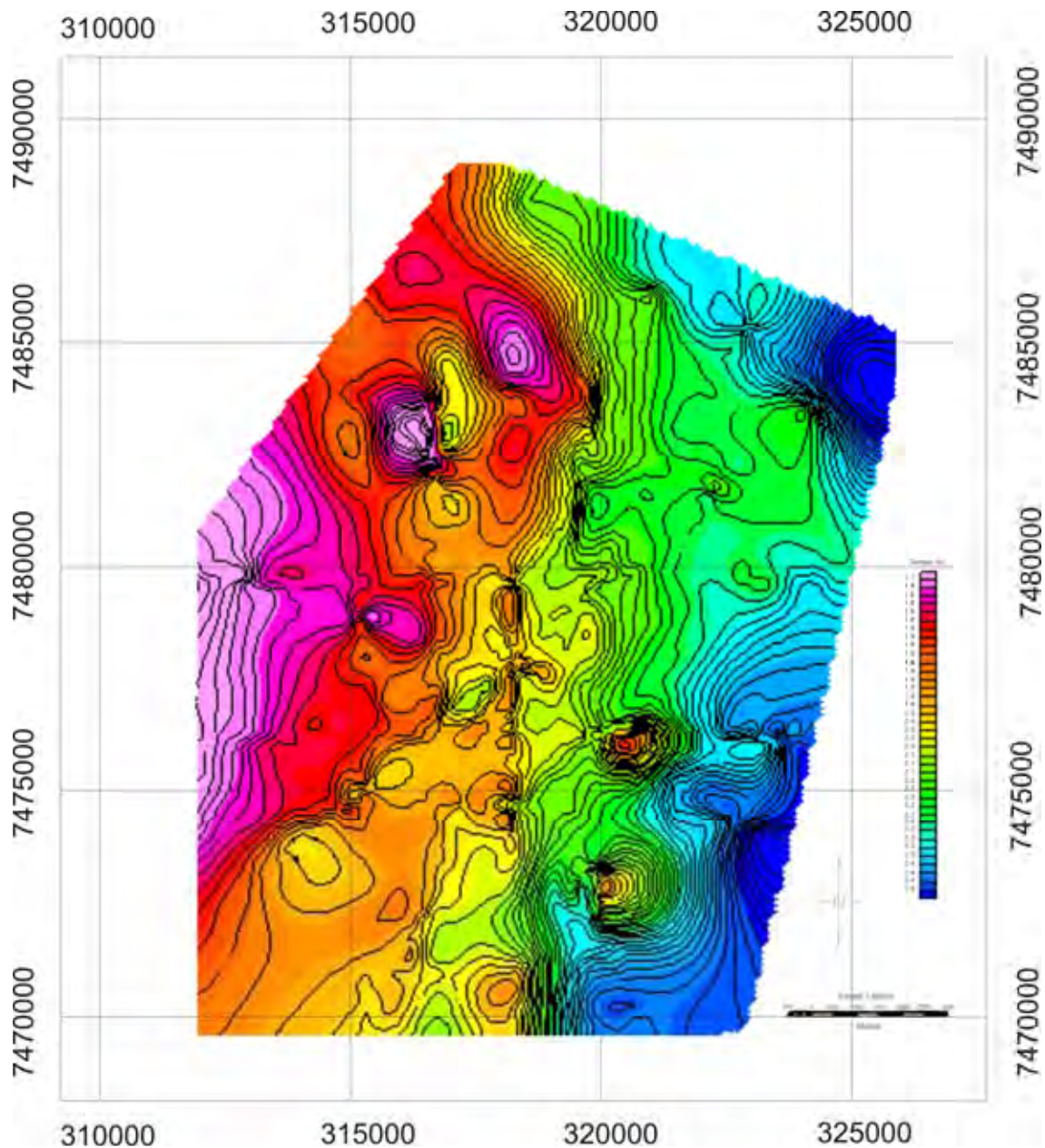
de contorno estrutural do topo do rifte apresenta menor complexidade de estruturas do que o mapa do topo do embasamento, já não evidenciando-se *horsts* e *grábéns*, com isso ela se apresenta de maneira mais suave.



**Figura 5. 11– Mapa de contorno estrutural do topo do rifte gerado por interpolação dos pontos do horizonte caracterizado como rifte.**

No mapa de contorno estrutural do topo do sal (Figura 5.12) nota-se que as curvas apresentam direções mais diversificadas, com presença de diápiros a NW e SE da imagem. Os diápiros são formados, como dito anteriormente, devido a ação da halocinese também evidenciada nas linhas sísmicas 2D, onde o sal é praticamente inexistente. Sendo assim pode-se interpretar que mesmo que a região oeste se encontre

mais acima em relação a porção leste, a espessura aumenta para leste. No centro da figura pode-se observar uma muralha salina, também evidenciando a halocinese na região.



**Figura 5. 12- Mapa de contorno estrutural do topo do sal gerado por interpolação dos pontos do horizonte caracterizado como sal.**

O mapa de contorno estrutural do pacote Albiano tem como característica uma quebra morfológica menor, com um gradiente mais suave de deposição do que o topo do embasamento e o topo do rifte (Figura 5.13). Esse fato induz a interpretação de uma

sedimentação carbonática em ambiente tectônico mais calmo que o do topo do rifte e topo do embasamento, onde as estruturas ocorrem em maior número.

Porém, mesmo que em menor quantidade, aparecem quebras na superfície do topo do Albiano com direções NNE e N-S, com uma pequena inflexão para NW na porção norte da figura. Com isso os mergulhos das camadas Albanas também aparecem com direções distintas na área estudada, variando de SE na porção sul para E na região central e por fim desviando para NE à norte, mas de uma maneira geral ainda apresenta uma dependência das direções geradas no topo do embasamento, condicionando, mesmo que em menor intensidade, a sedimentação dos carbonatos albianos..

A intensidade da influência do pacote rifte apresenta-se menor nestes sedimentos devido ao maior preenchimento da bacia, que como visto nas linhas sísmicas, já apresenta um horizonte bastante contínuo, o sal. Com isso a sedimentação albiana segue o mergulho da camada representada pela base do sal.

O mapa de isópacas do pacote sedimentar representado pela sequência rifte (Figura 5.14) ilustra a diferença na sedimentação comentada anteriormente. O mapa contém as informações da diferença de cotas, em milissegundos, entre a superfície do topo do rifte e do topo do embasamento.

Nesta figura é possível evidenciar que os baixos estruturais, ou *grábens*, apresentam maiores espessuras sedimentares e os *horsts*, ao contrário, evidenciam menor espessura. Isso ocorre devido ao maior espaço de acomodação nas porções baixas, que por serem mais profundas tem maior presença de sedimentos siliciclásticos já evidenciado nas figuras 4.6 e 4.7 do capítulo anterior. As coquinas diferentemente são depositadas em ambiente mais raso e em razão disso aparecem logo acima do embasamento nos *horsts*, fato que, não ocorre nos *grábens*.

Sabendo que os hidrocarbonetos, por terem menor densidade que a rocha, tendem a ir para as regiões mais altas (contanto que ocorram rochas porosas), pode-se interpretar que as coquinas que ocorrem sobre os *horsts* são os maiores alvos na busca do óleo, também visto na figura 4.7.

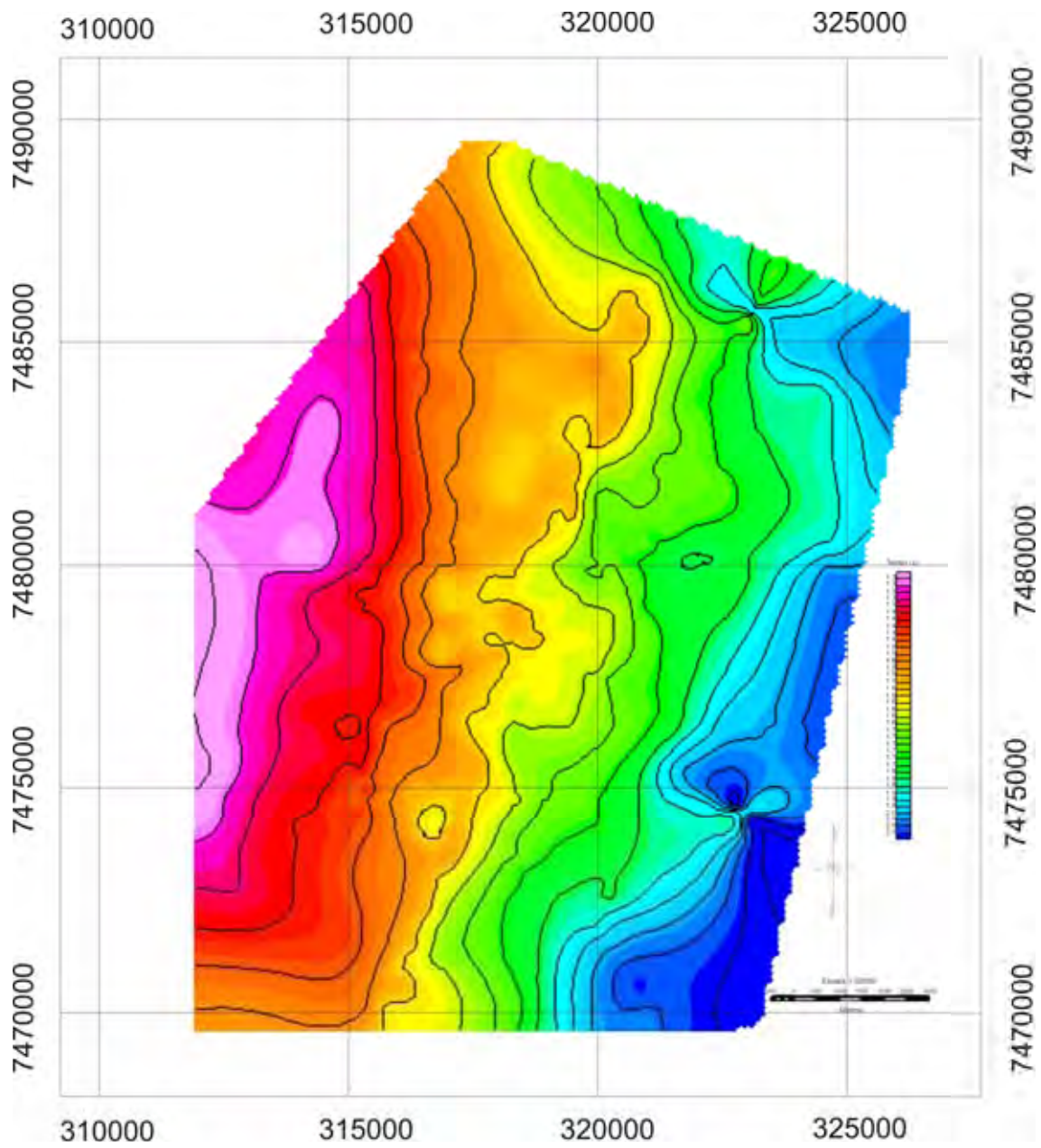
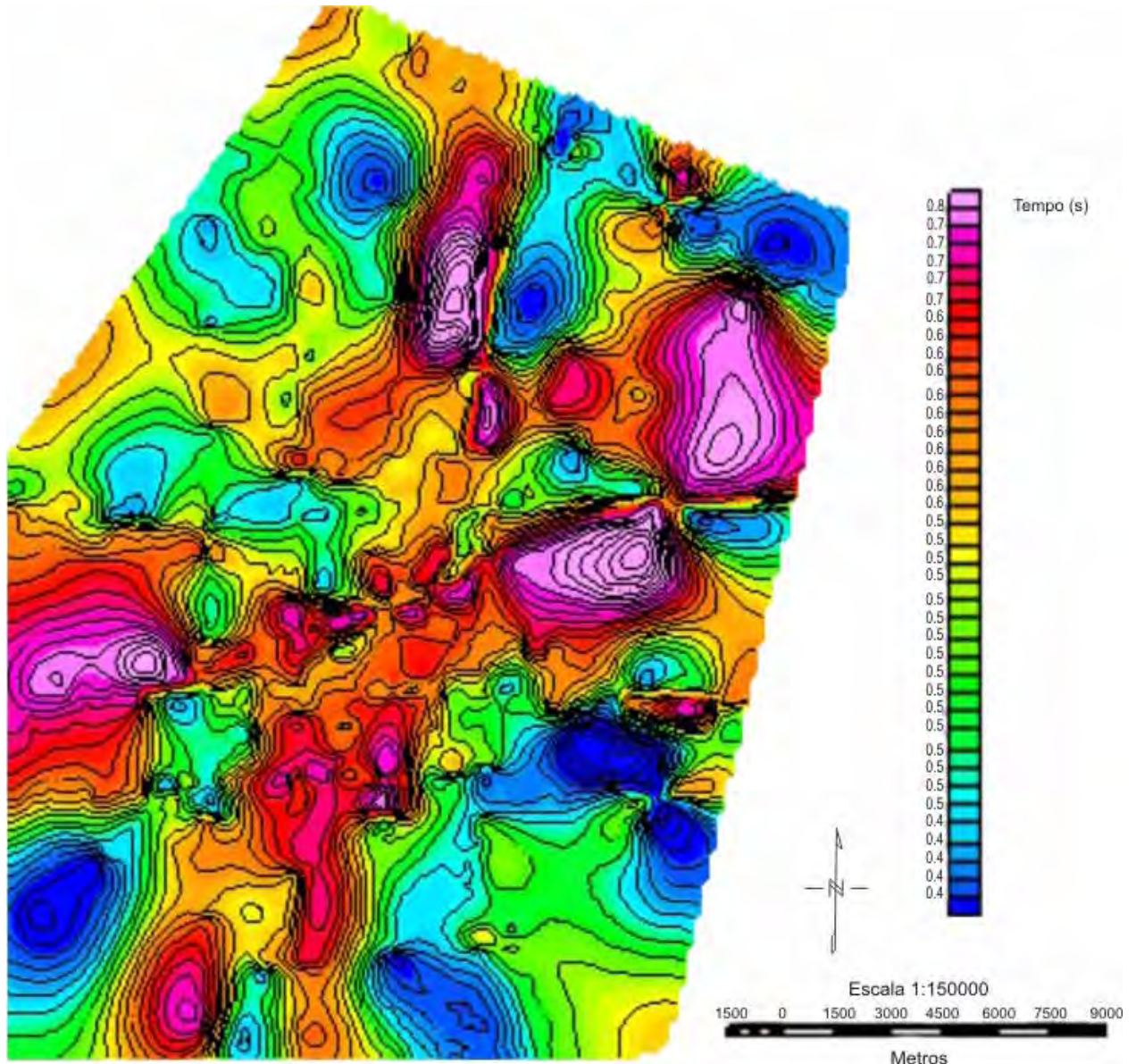


Figura 5. 13– Mapa de contorno estrutural do horizonte do topo do albiano geradas pelo *software* Geosoft.

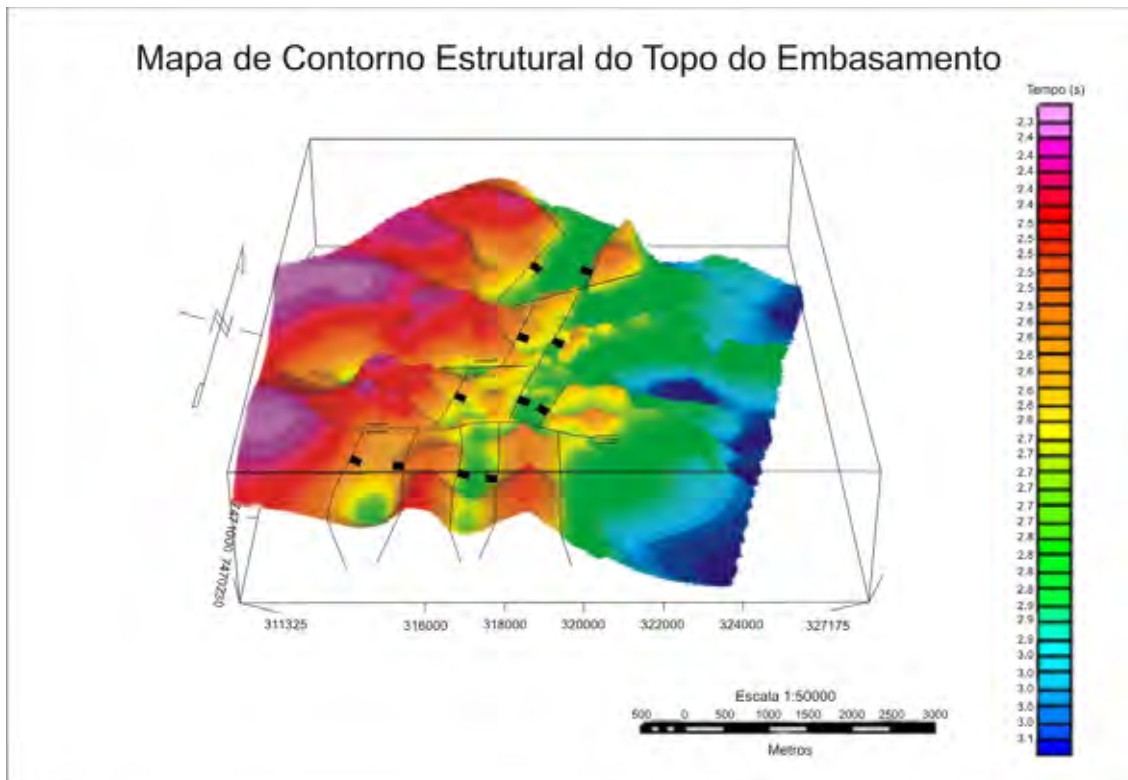


**Figura 5. 14- Mapa de Isópacas da fase rifte**

Portanto nos altos, o pacote siliciclástico é menor que nos baixos, assim como toda a coluna sedimentar da fase rifte.

Para melhor evidenciar a maior atividade tectônica até a fase rifte foram confeccionadas as superfícies 3D dos 4 cronohorizontes interpretados.

Na superfície correspondente ao topo do embasamento (Figura 5.15) reforça a idéia vista nos mapas de contorno 2D que realmente a complexidade das estruturas neste horizonte é bem grande. Sendo assim é possível afirmar, face aos produtos gerados, que a tectônica era fortemente ativa, com presença de falhas com componente normal deslocando os blocos, com possível associação de falhas transcorrentes dextrais representando estruturas de acomodação.



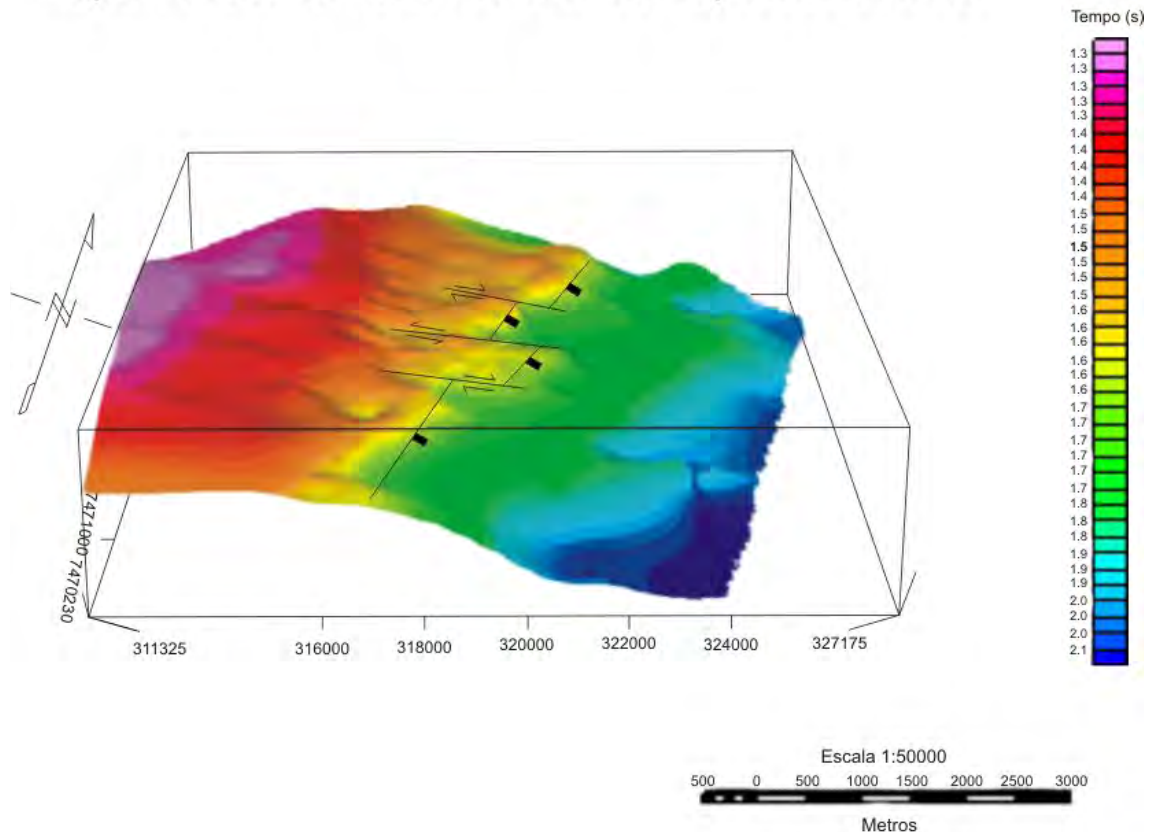
**Figura 5. 15– Superfície 3D correspondente ao horizonte do topo do embasamento.**

A partir dos outros mapas (Figura 5.16, 5.17, 5.18) é possível observar uma progressiva suavização nas superfícies mais recentes devido à sedimentação diferenciada durante a deposição do pacote rifte. Somado a isso o pacote Albiano tem como característica a presença de sedimentação carbonática, formando uma rampa com desenvolvimento em ambiente tectonicamente mais calmo.

Na superfície correspondente ao topo do sal (Figura 5.17) nota-se que a porção oeste é relativamente mais alta que a leste, fato que tem relação com o alto gerado no embasamento. Porém a espessura deste pacote aumenta com a profundidade devido à halocinese, já comentada anteriormente. Nesse contexto nota-se a presença de pequenos diápiros de sal à SE que provavelmente irão aumentar em quantidade e tamanho em direção às regiões de água profunda.



## Mapa de Contorno Estrutural do Topo do Albiano



**Figura 5. 18– Superfície 3D correspondente ao horizonte do topo do albiano.**

Foram feitas seções a partir dos mapas de contorno estrutural (Figura 5.10) com a finalidade de melhor caracterizar o alto estrutural de Badejo-Pampo (Figura 5.19).

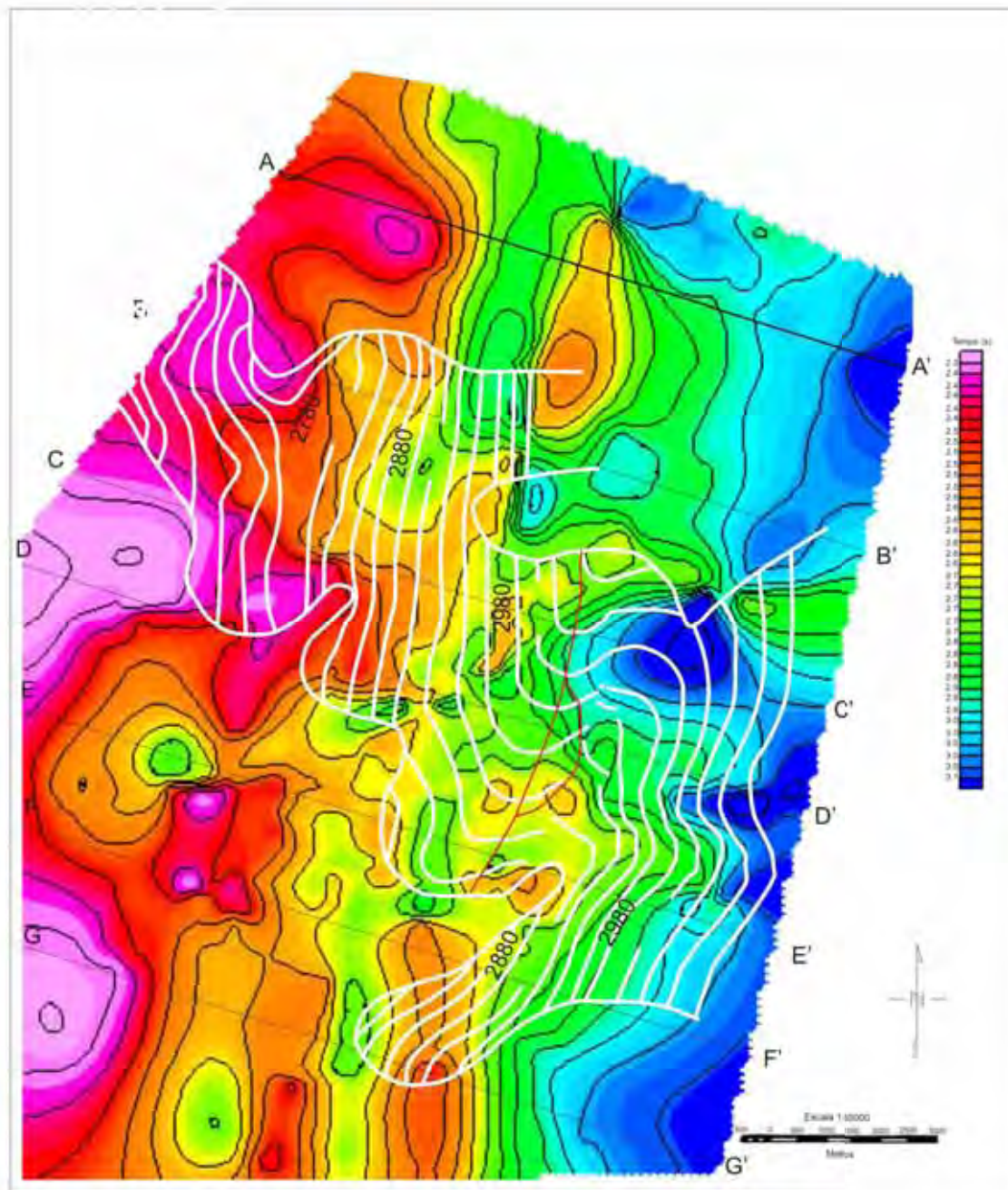
Na figura 5.19a e 5.19b observam-se o mapa de contorno estrutural do topo da acumulação de óleo na coquina superior (topo do Barremiano) colocado juntamente aos mapas de contorno estrutural do embasamento e do topo do rifte respectivamente.

Nota-se que as acumulações de hidrocarbonetos estão dispostas obliquamente à direção das falhas, como já descrito anteriormente. A falha que é observada no mapa de contorno das acumulações também segue a direção das estruturas principais da área de estudo à NNE.

Também é possível observar que as acumulações cessam após os limites do contorno devido à variação da permoporosidade das coquinas reservatório, já vista na correlação de poços, onde a coquina em alguns deles aparecem fechadas devido a não dissolução ou cimentação.

A figura 5.19c representa o comportamento, em perfil, dos horizontes interpretados com algumas das estruturas sendo evidenciadas e traçadas. Na seção F-F' é evidenciada uma das estruturas que atravessam o horizonte do topo do rifte podendo

assim posteriormente servir de conduto para os reservatórios pós-sal.



**Figura 19 a) Mapa de contorno estrutural das acumulações de óleo nas coquinas junto ao mapa de contorno estrutural do topo do embasamento.**

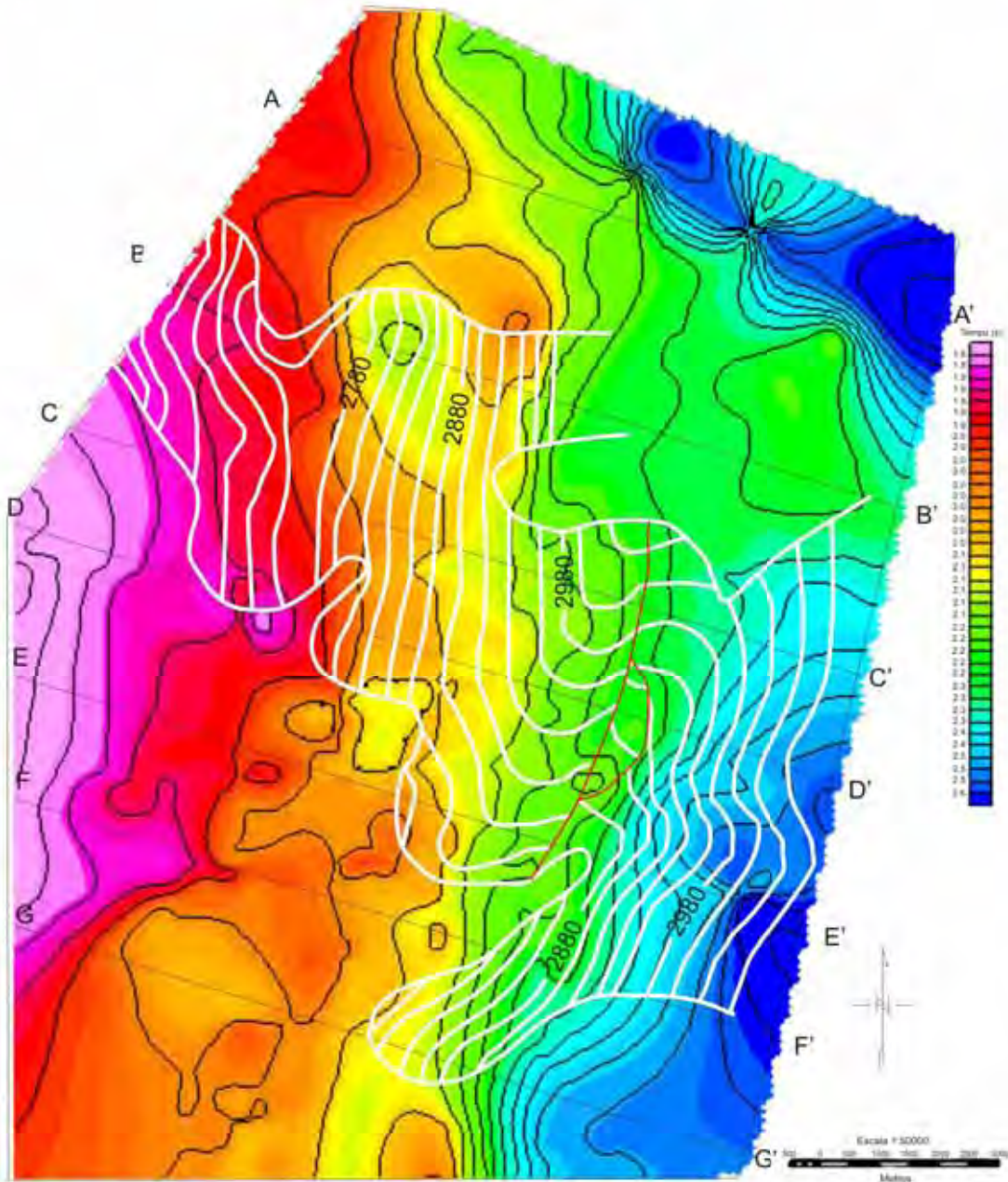


Figura 19 b) Mapa de contorno estrutural das acumulações de óleo nas coquinas junto ao mapa de contorno estrutural do topo do rifte

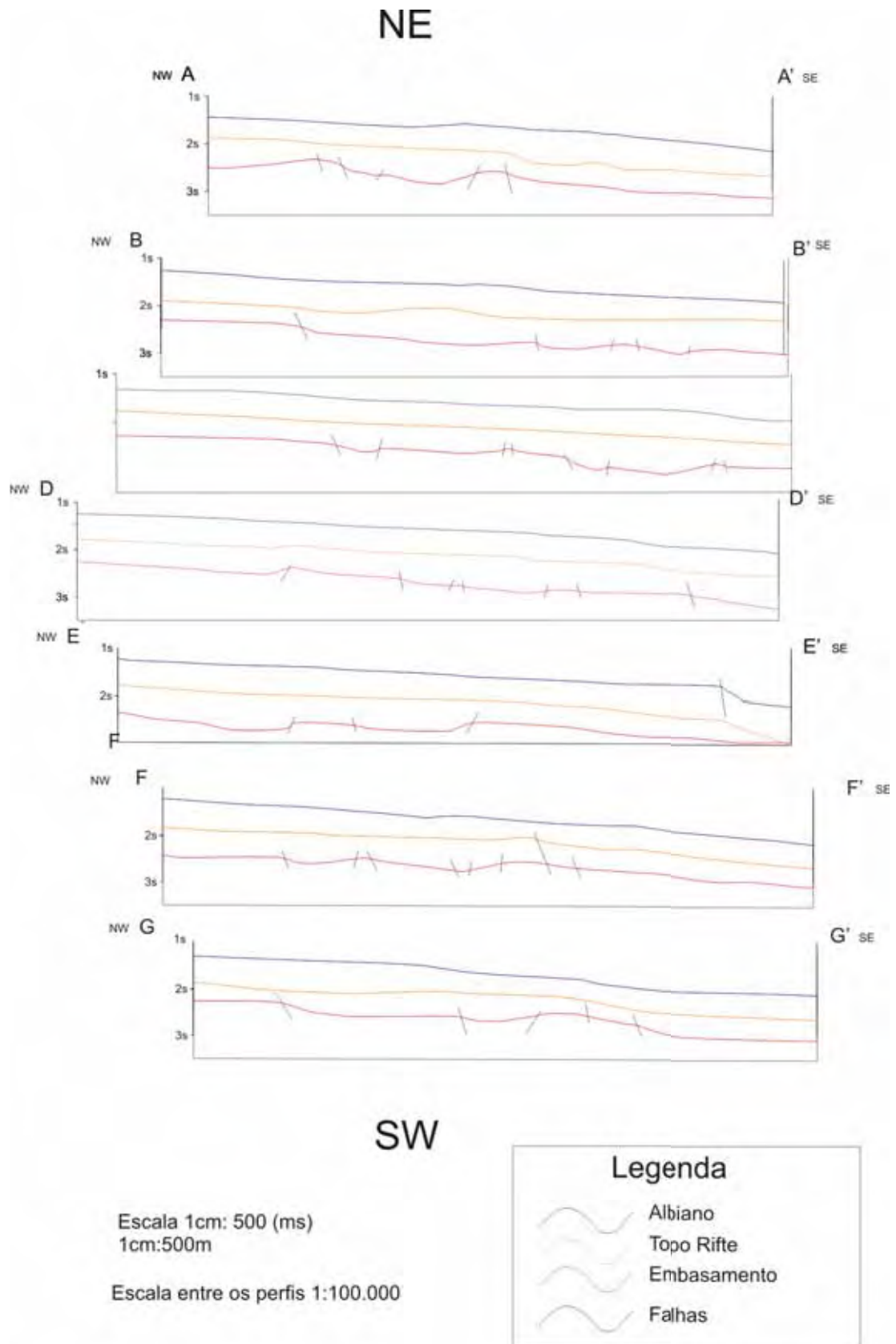


Figura 5. 19 c) Seções do mapa de contorno estrutural do embasamento (Figura 5.8), topo do rifte (Figura 5.9) e do topo do albiano (Figura 5.11).

## 6. CONCLUSÕES

Com os produtos gerados no presente trabalho bem como a compilação e interpretação dos mesmos é possível concluir que o alto estrutural de Badejo-Pampo foi de fundamental importância no condicionamento da sedimentação na região, e consequentemente possibilitou a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos na área.

As falhas com componente normal, geradas pela tectônica distensiva, formaram os *hosts* e *grábens*. A sedimentação do pacote rifte, acima do embasamento, foi diferenciada devido à presença dessas estruturas. Enquanto que nos altos o pacote siliciclástico é pouco espesso, podendo em alguns locais nem existir, nos baixos este pacote se espessa devido ao maior espaço de acomodação gerado pelas falhas. A tectônica no início da fase rifte foi ativa sendo evidenciada pela diferença de espessura tanto nesta sequência siliciclástica quando no pacote de coquinas.

As trapas que possibilitaram as acumulações de óleo nas coquinas dos campos de Pampo, Linguado e Badejo são do tipo mista, pois são estruturais devido a presença das falhas, estratigráficas pela interdigitação entre coquinas e siliciclásticos e diagenéticas pela criação de permoporosidade nos carbonatos do Grupo Lagoa Feia.

A sedimentação do sal e do pacote carbonático albiano apresentam estruturas e comportamentos diferentes das coquinas do Grupo Lagoa Feia. O sal por ser plástico desliza para o interior da bacia devido a sedimentação acima dele, e com isso a área de estudo apresenta pouco ou quase nenhum sal associado. A atividade tectônica é mínima evidenciada pela suavidade da superfície do topo do Albiano fortalecendo a hipótese de estruturas por halocinese.

A halocinese gerou falhas com *rollover* nos carbonatos do Grupo Macaé, onde nos altos da estrutura há sedimentação de calcarenitos e nas porções mais baixas há presença de calcilutitos. Portanto a trapa do Grupo Macaé também pode ser considerada como mista e as acumulações de óleo se encontram na porção alta da estrutura, nos calcarenitos.

Após o Albiano, a tectônica fica inativa e os pacotes terciários aparecem sem nenhuma estrutura significativa, principalmente no que tange o alto estrutural de Badejo-Pampo.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BACOCOLI, G., MORAIES, R.G., CAMPOS, O.A.J. The Namorado Oil Field: A Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil. In: *Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, (AAPG Memoir 30), 1980.

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.,, *Brazilian Geology part II: Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins.*, Rio'98 AAPG International Conference and Exhibition, American Association of Petroleum Geologists/Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Short Course Notes, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

CASTRO, J. C., Evolução do Conhecimento das Coquinas Reservatório da Formação Lagoa Feia no Trend Badejo-Linguado-Pampo- Bacia de Campos, São Paulo, UNESP, Geociências, v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006

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.

COBBOLD, P.R., MEISLING, K.E. and MOUNT, V.S. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, Southeastern Brazil, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2001.

COBBOLD, P.R., MEISLING, K.E. and MOUNT, V.S, Segmentacion of an obliquely rifted margin, Campo and Santos basins, southeastern Brazil, AAPG Bulletin, v.85, Rio de Janeiro, p.1903-1924, 2000.

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

DIAS-BRITO, D., AZEVEDO R.L.M., 1986, As Sequências Depositionais Marinhas da Bacia de Campos sob a Ótica Paleocológica: XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, p.38-49.

EIRAS, J. F., FILHO, J. R. W. – Sistemas Petrolíferos Ígneo-Sedimentares - 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás – 2003.

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, p317-324, 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: HALBOUITY, 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, n°3, São Paulo, 2000.

MIZUSAKI, A. M. P. Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos – caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. UFRJ, 104 p., 1986.

MIZUSAKI, A. M. P.; PICCIRILLO, E. M.; DIAS, J. L.; CHIARAMONTI, P. C.; ROISEMBERG, A.; BELLINI, G.; GIARETTA, A. Petrologia, geoquímica e geocronologia do vulcanismo básico do Neocomiano da Bacia de Campos. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1989. 96 f. Relatório interno.

MOHRIAK, W. U. ; MELLO, M. R.; DEWEY, J. F.; MAXWELL, J. R., Petroleum geology of the Campos Basins, offshore Brazil, *from* Brooks, J. (ed.), *Classic Petroleum Provinces*, Geological Society Special Publication, n°50, Londres, 1990, p. 119-141

MOHRIAK, W. U. , SZATMAN, P., ANJOS, S.M.C., Sal – Geologia e Tectônica, Exemplos nas Bacias Sedimentares Brasileiras, Primeira Edição, Beca Edições, São Paulo, 2008, p. 316

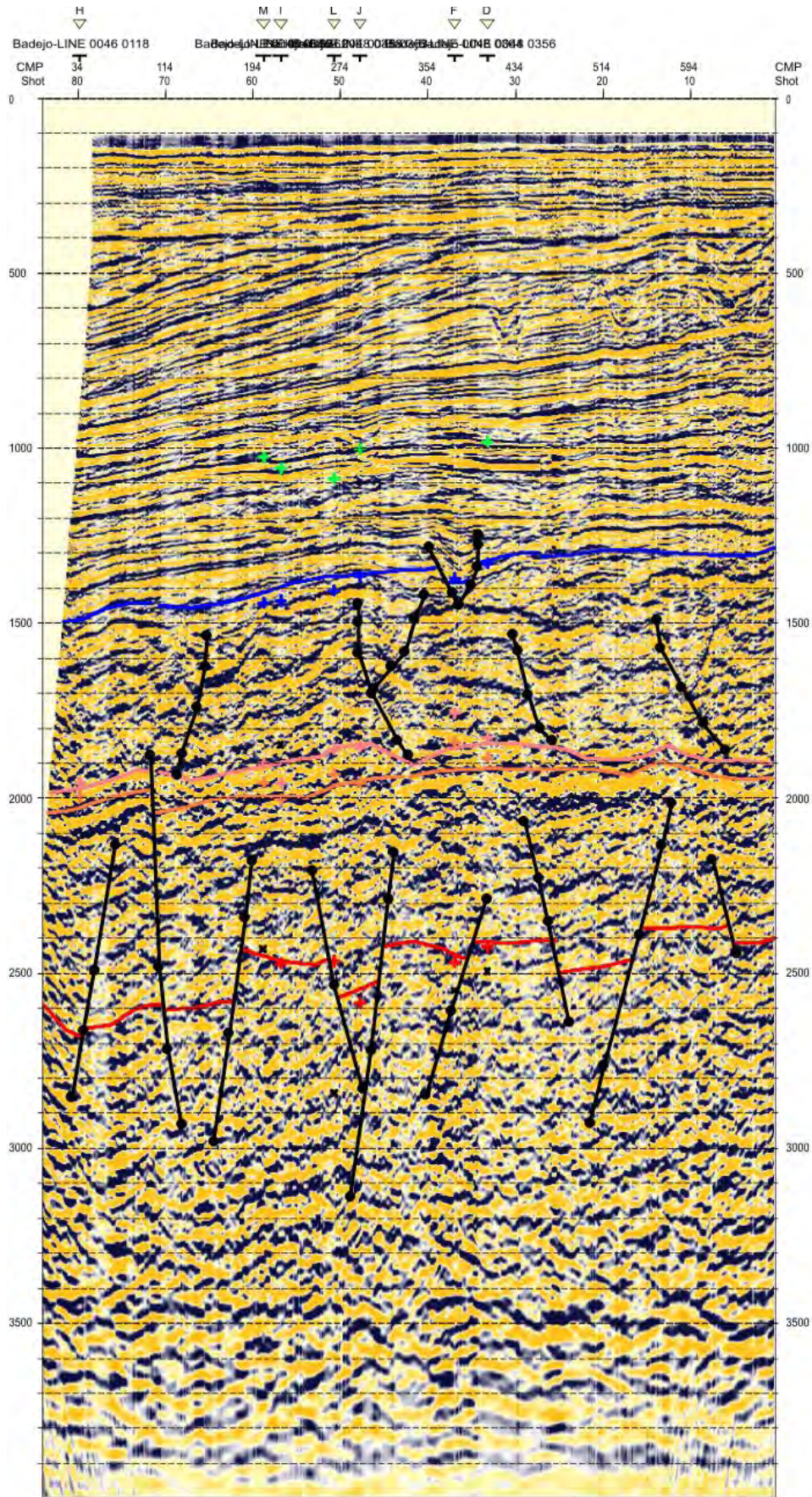
PIMENTEL, A. M. P, GOMES, R. M. R 1982. As rochas ígneas básicas como reservatório do Campo de Badejo, Bacia de Campo. In SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 32, Salvador.

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

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.

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

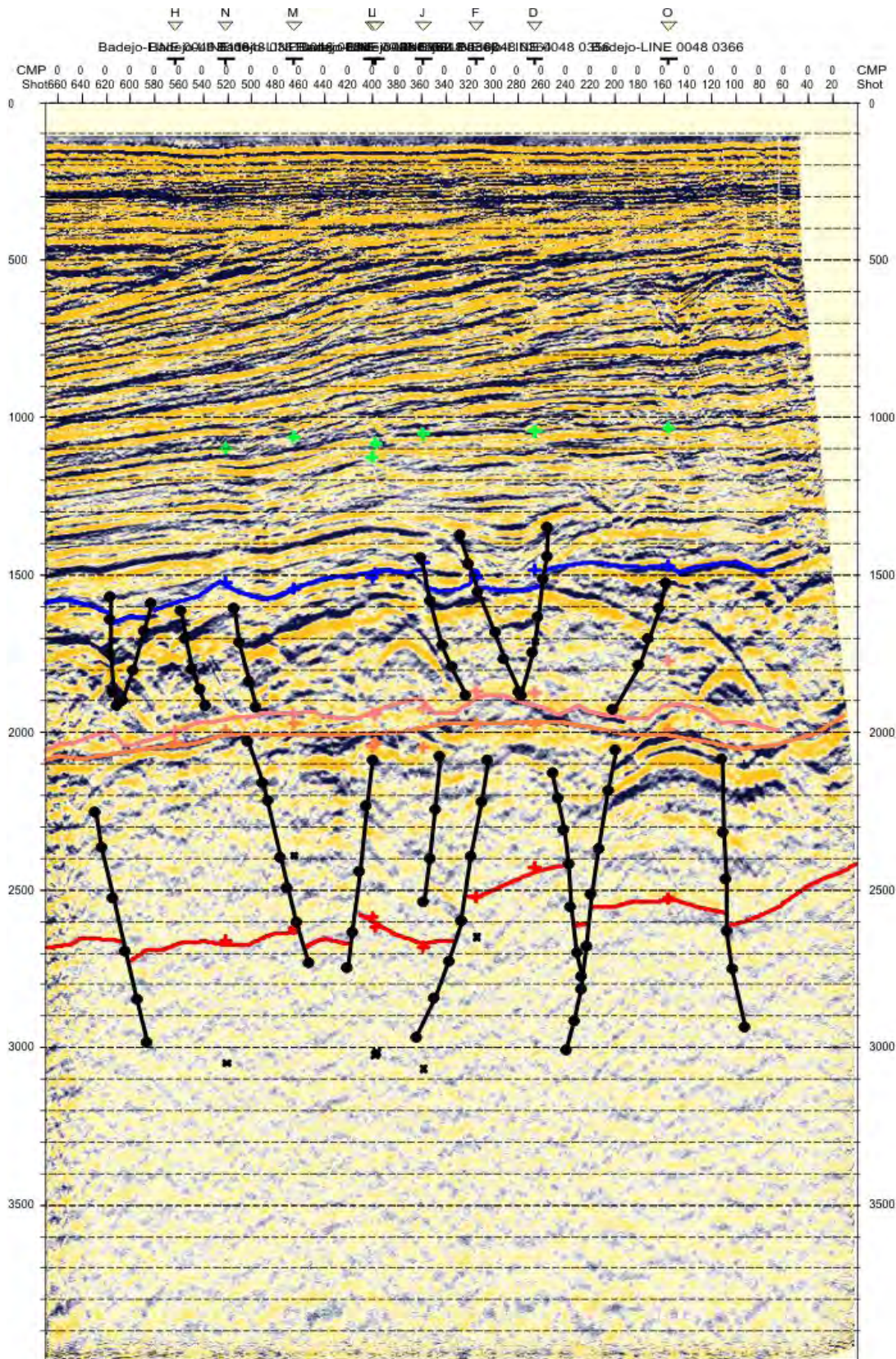
# Anexos



Escala 1:100.000

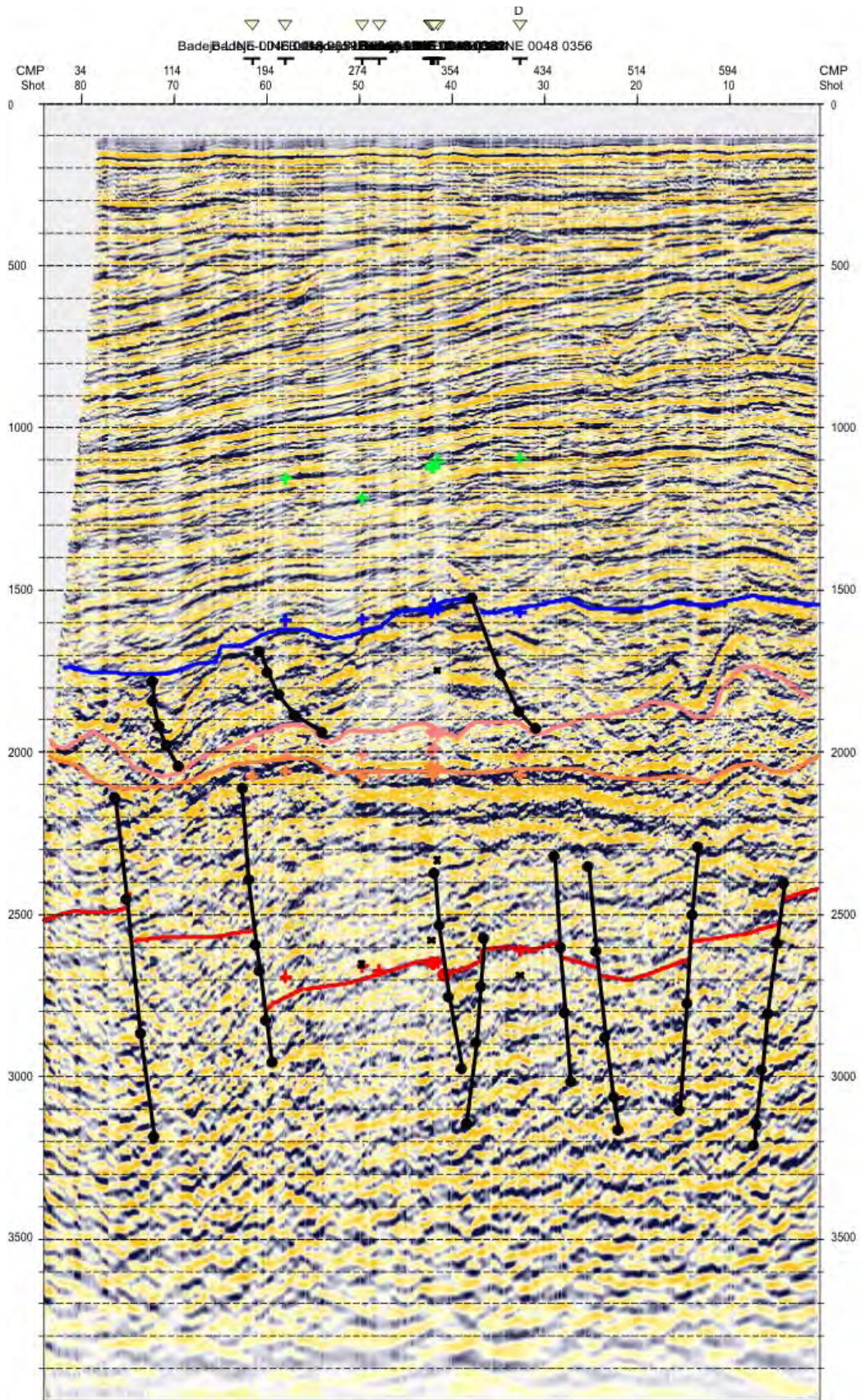
Linha Sísmica 2D 0048 0348

Escala 1:125 milissegundos



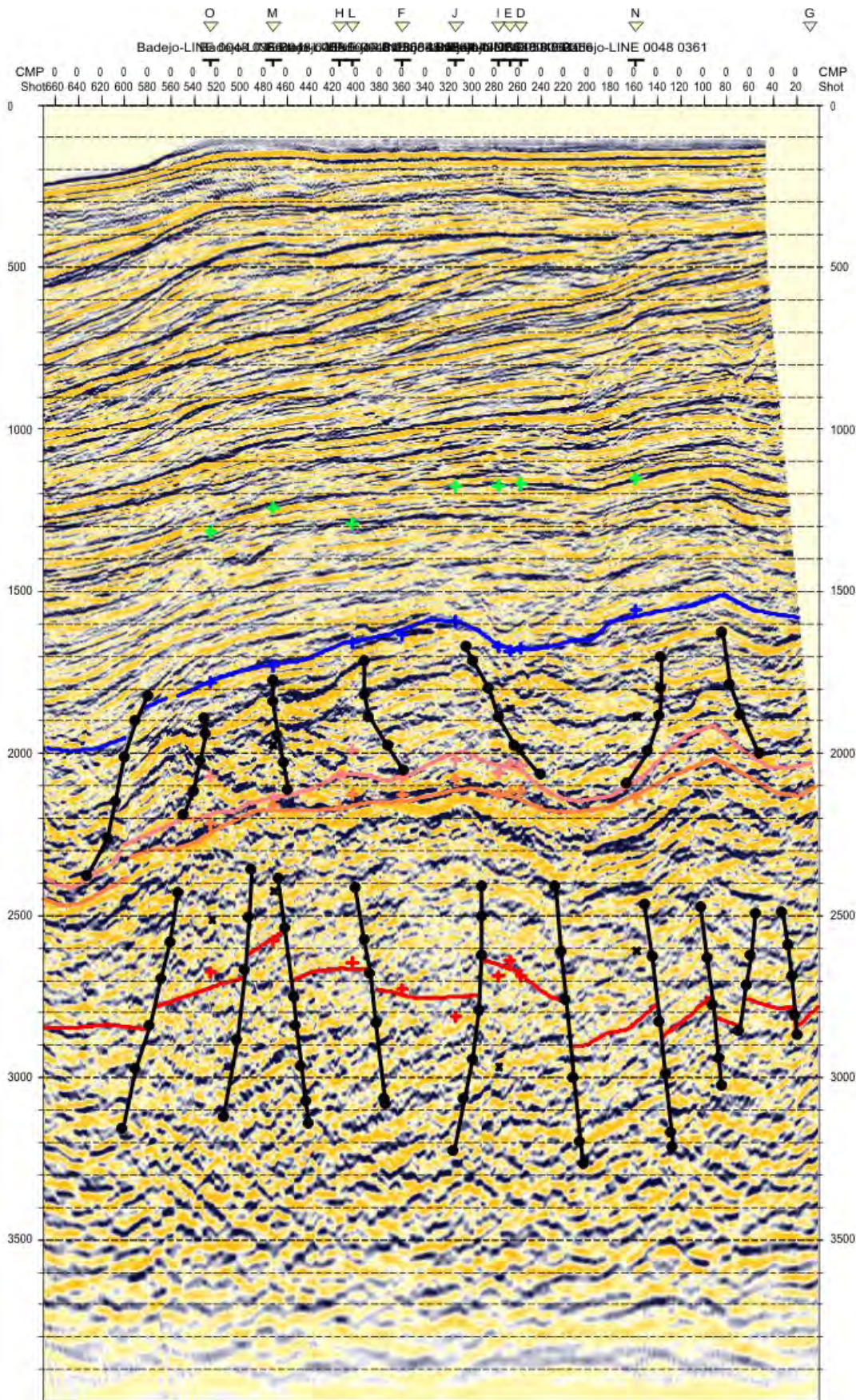
Linha Sísmica 2D 0048 0349

Escala 1:100.000



Linha Sísmica 2D 0048 0350

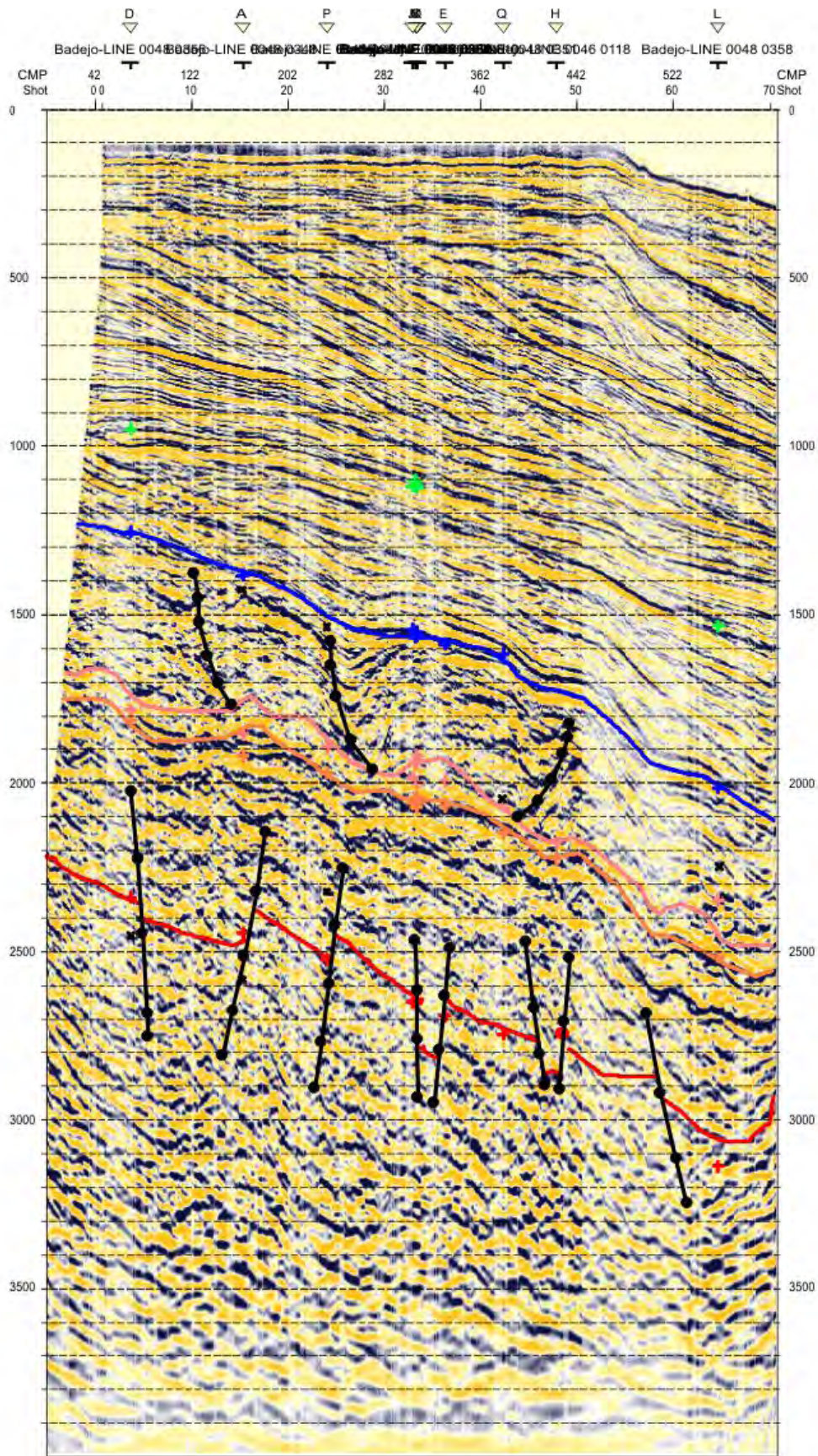
Escala 1:100.000  
Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0048 0351

Escala 1:100.000

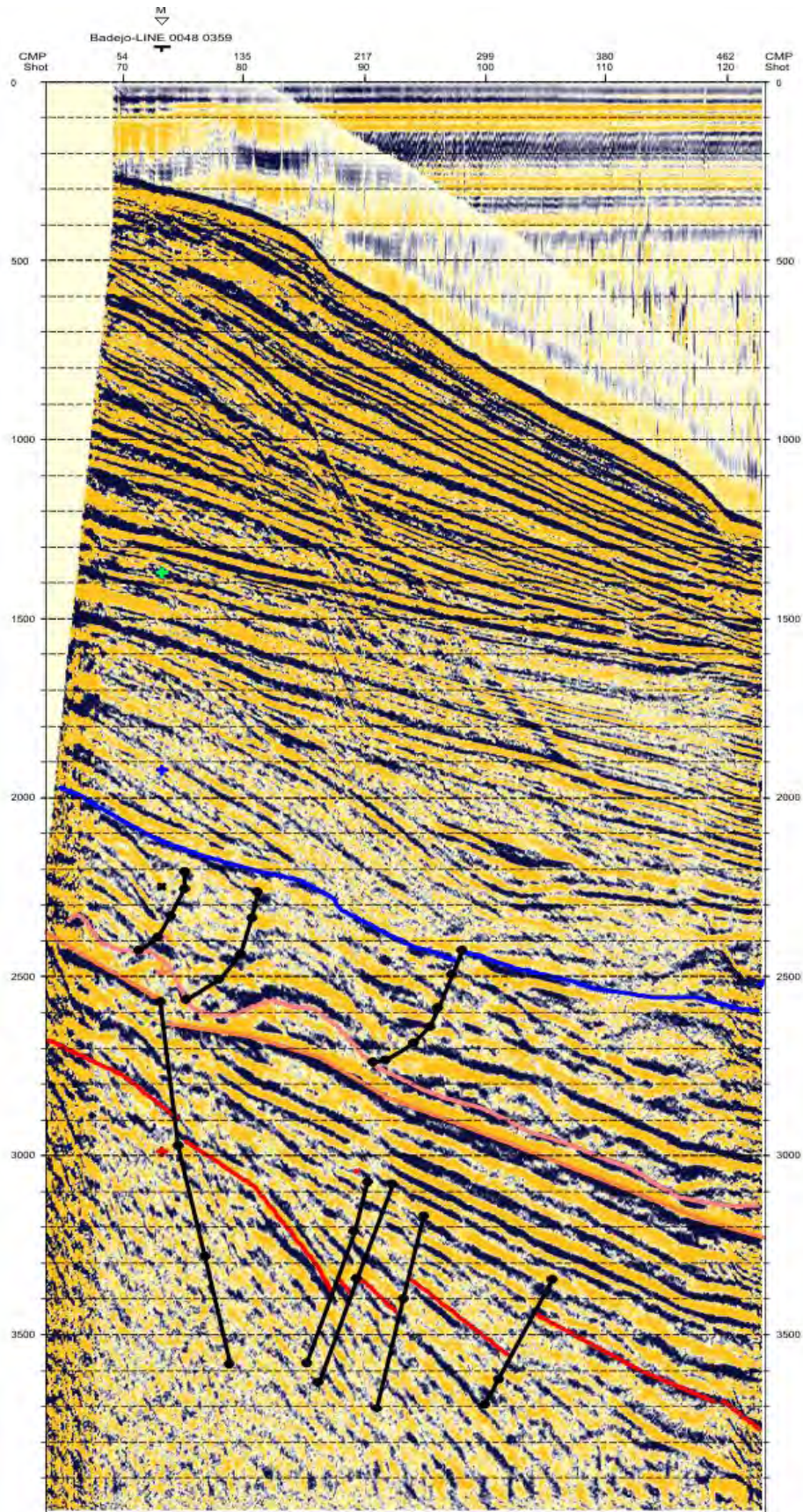
Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0048 0364

Escala 1:100.000

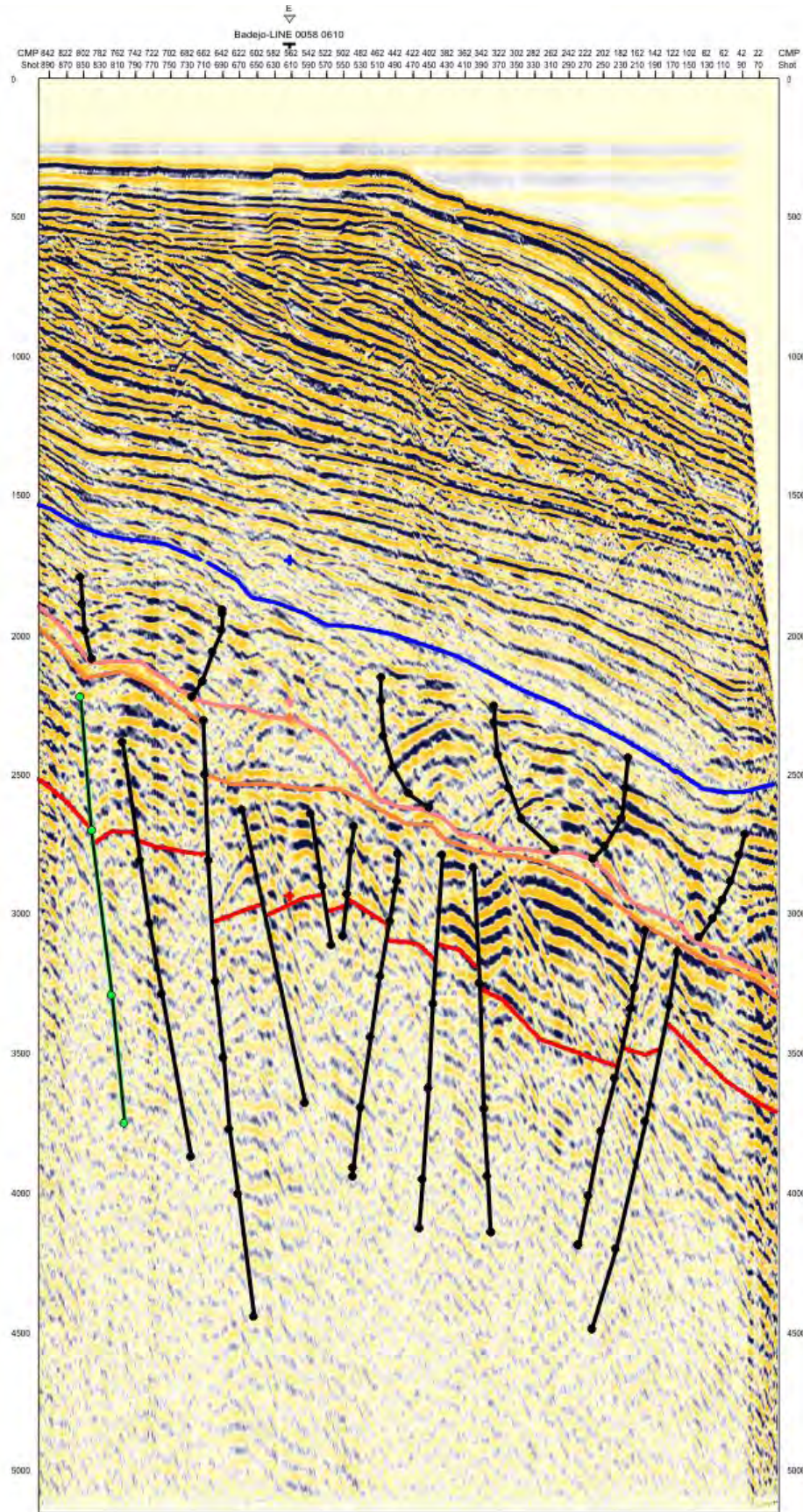
Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0048 0365

Escala 1:100.000

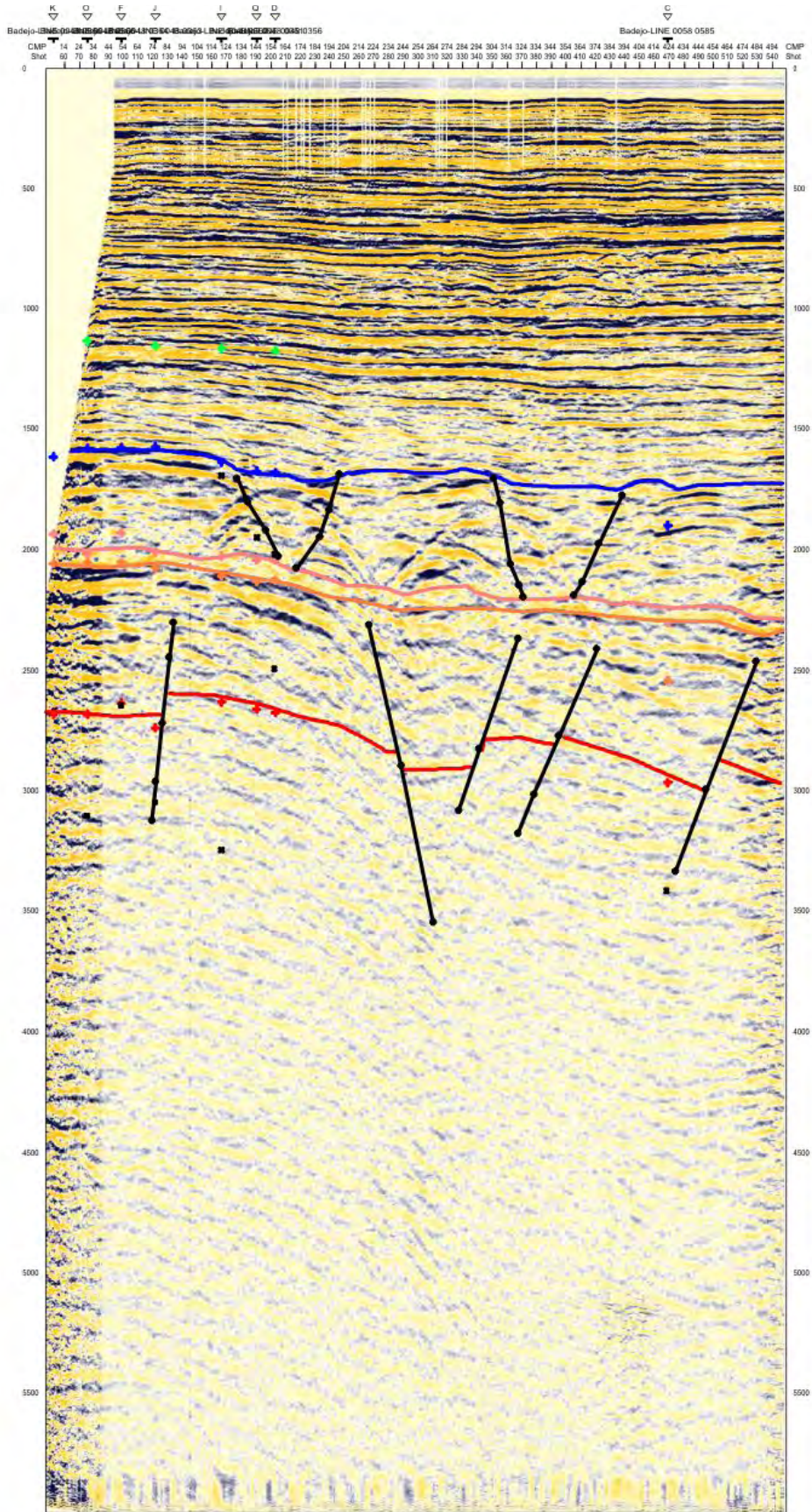
Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0058 0585

Escala 1:100.000

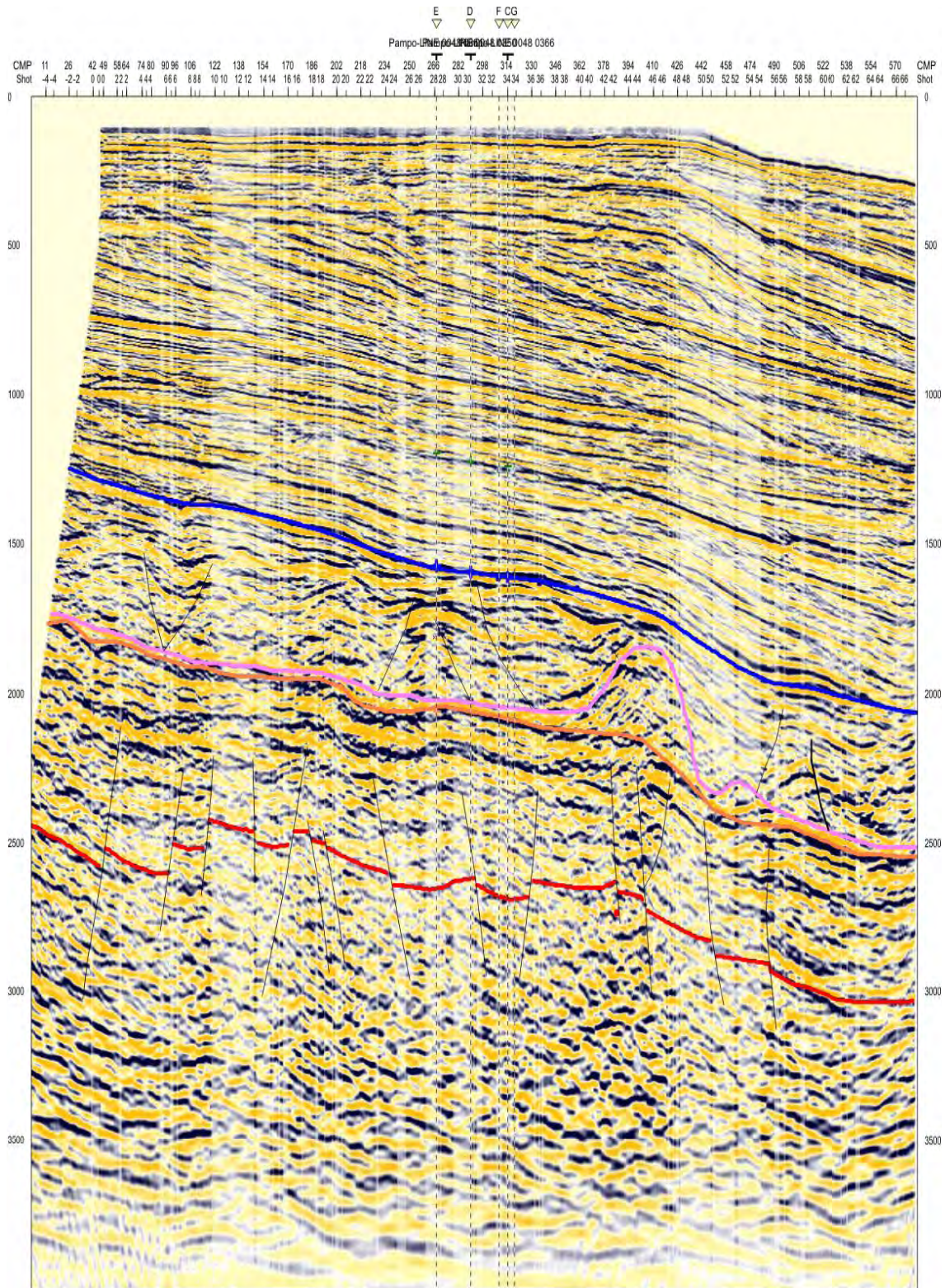
Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0058 0610

Escala 1:100.000

Escala 1:125 milissegundos



Linha Sísmica 2D 0048 0358

Escala 1:100.000

Escala 1:125 milissegundos