



anp **prh**
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Programa de
Recursos Humanos
da ANP



unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Curso de Graduação em Geologia

LUIZ ZANÃO NETO

**CARACTERIZAÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DO
GRUPO LAGOA FEIA (EOCRETÁCEO) NO CAMPO
DE PAMPO, SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS**

Rio Claro (SP)
2009

LUIZ ZANÃO NETO

CARACTERIZAÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DO
GRUPO LAGOA FEIA (EOCRETÁCEO) NO CAMPO DE
PAMPO, SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS

*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 2009*

Orientador: Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro

Co- Orientador: Dr. Iata Anderson de Souza

Rio Claro – SP
2009

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais e irmãos, que sempre acreditaram em mim e me apoiaram durante esta jornada. Com um carinho especial a Brenda, amiga de valor inestimável, pela compreensão e apoio todo o tempo, independente das circunstâncias.

Agradecimentos

Gostaria de deixar aqui os meus mais sinceros agradecimentos a todos aqueles que nesta incrível jornada estiveram ao meu lado, direta ou indiretamente, influenciando de forma positiva a minha caminhada.

Primeiramente ao PRH - Programa de Recursos Humanos 05 da ANP – Agência Nacional do Petróleo, pela concessão de bolsa de estudo durante os dois anos de desenvolvimento do projeto, assim como toda a infra-estrutura necessária para realização do trabalho.

Aos meus pais Luiz e Conceição, que sempre lutaram para dar todo o suporte necessário a fim de que eu fizesse uma boa faculdade, me desenvolvesse profissionalmente e pudesse chegar aonde cheguei até agora. Sempre tentaram entender as minhas angústias e preocupações, e estiveram prontos para me compreender e me acalmar quando era preciso, e nunca pouparam esforços com as incansáveis discussões tentando me mostrar os meus erros.

Aos meus irmãos Rodrigo e Marina, pelas horas de conversas, fossem elas embasadas em boas idéias e brilhantes discussões, ou simplesmente conversas fúteis e abordagens que servissem simplesmente para passar o tempo. Sempre estiveram ao meu lado, e sei que posso contar com eles para qualquer situação.

A minha ex-namorada Brenda, que durante os cinco anos de faculdade literalmente abraçou todas as minhas causas, malucas ou não, fundamentadas em boas idéias ou meramente devaneios, estando ao meu lado, me compreendendo, me apoiando e me ajudando a transpor os obstáculos que surgiram no caminho. Marcou de forma positiva a minha vida e estará para sempre guardada em meu coração.

Ao mestre Joel, pela confiança depositada em mim durante todo o tempo que trabalhamos juntos. Amigo para uma cerveja gelada, para conversas filosóficas sobre a vida e sobre o futuro, para debates sobre algumas de suas idéias mirabolantes que até hoje não entendo e principalmente pelas palavras de apoio e ânimo quando as coisas pareciam não irem bem. Sou muito grato por todos os seus ensinamentos durante todo o tempo, que não se limitaram somente à Geologia.

Aos amigos petianos pelas divertidas horas em reunião, projetos desenvolvidos e viagens de encontro de bolsistas, e ao professor Luiz Simões, tutor do grupo, por todo apoio e pelos conselhos dados durante os anos em que fui do Grupo PET.

A todos os amigos de faculdade e de sala, feitos nestes anos ímpares da minha vida. Em especial ao Tropeço (Luis Fernando), amigo de muitas viagens mentais e festinhas, Jorge (Mamute) e Andrew, pelos momentos de descontração. A Sarita (Sá) também conhecida

como Mulher Maravilha, a fiel escudeira de quem sempre lembrarei com muito carinho, esteve ao meu lado durante todo o tempo e fez toda a diferença na minha formação como pessoa. A Pâmela (Pepe), a Maria Luisa (Malu, quase geóloga e quase da minha sala) e Larissa (Loba), pelos bons momentos de risadas. A mãezona e eterna amiga Mariana (Mari), que passou e marcou muito a minha vida. A Letícia, Catarina (Paula), Angela (Baratinha) e Marina (Nhoque), que em todo momento estiveram prontas pra uma geladinha. A Patrícia (Paty Maluca) e os amigos da República Kraka-a-Toa, José Guilherme (Lagartixa), Juliano (Fimose), Filipe (Cuzela), João (Penélope), Guilherme (Matraca) e Sabonete, foram momentos bem distintos vividos junto deles.

Agradecimentos especiais aos irmãos que adquiri na faculdade. Marília e Juliana, foram boas risadas, bons momentos, confidências, choros, enfim, às primeiras pessoas que tive o prazer de conhecer por aqui e as tenho até hoje por perto. Ao fiel companheiro de batalhas Bruno (Mijo), parceiro e cúmplice de absolutamente tudo aquilo que foi feito ou dito até aqui, realmente só tenho que agradecer. Aos *hermanos* mais antigos Eduardo (Du), Rodrigo (Bullet's) e Caio (Spantalho), da República do Ócio. Foram anos em que conheci tudo aquilo de bom que a vida tem a oferecer, amizades sinceras sobre qualquer aspecto, estarão sempre comigo. E é claro, aos integrantes mais recentes deste humilde lar, Pedro (Pê, bom esse rapaz viu, bom mesmo) e Eduardo (Pedram, ou senhor sossego). Breja no gelo e carne na brasa sempre foram o lema.

Por fim aqueles que apareceram e desapareceram pelo caminho, e aqueles que apareceram e em minha vida ainda mostram-se presentes. O destino nos põe perante pessoas e situações que jamais entenderemos. Pessoas que aparecem e se vão, e algumas em especial que surgem, marcam de forma inexplicável e em nossas vidas permanecem. Sei que por algum motivo aqui estão. A todos vocês meu muito obrigado.

*“... nem sempre ganhando,
nem sempre perdendo,
mas aprendendo a jogar ...”*

Guilherme Arantes.

RESUMO

O Grupo Lagoa Feia (Eocretáceo) apresenta ampla distribuição pela Bacia de Campos, constituindo prospectos profundos na bacia. Possui duas extensas plataformas de coquinas de bivalves, sendo a plataforma inferior constituinte de importante reservatório na porção sudoeste da bacia, produtora de óleo no *trend* Badejo-Linguado-Pampo, onde se insere o Campo de Pampo, que compreende a área estudada. Este campo, assim como os demais que compõem o *trend*, enquadra-se como interessante área alvo para estudos. Os campos encontram-se inseridos no mesmo contexto quanto às acumulações de hidrocarbonetos, apresentando compartimentação estrutural – estratigráfica única. Constituem trapa de origem mista, com influência de fatores estruturais, estratigráficos e diagenéticos. Com a evolução dos campos da bacia este último condicionante manifestou-se como responsável à ocorrência de porções com poços não produtores, onde são observados intervalos em que as coquinas encontram-se fechadas, com reduzida espessura e/ou baixa qualidade porosa. O entendimento do Grupo Lagoa Feia no Campo de Pampo, através de análises estruturais, estratigráficas e de reservatório e do uso de técnicas geológicas e geofísicas, traz uma melhor compreensão das porções referentes ao acúmulo econômico ou sub-econômico de hidrocarbonetos desta região, contribuindo para o conhecimento científico do campo.

Palavras-chave: Bacia de Campos, Campo de Pampo, Grupo Lagoa Feia, plataformas de coquinas, reservatório, perfis geofísicos.

ABSTRACT

The Lagoa Feia Group (Early Cretaceous) is widely distributed around the Campos Basin, forming deep prospects in the basin. It has two large coquinas platforms shellfish, and the lower deck constituent important reservoir in the southwestern of this basin, a producer of oil in the trend-Badejo-Linguado-Pampo. Due to the rising national energy demand is necessary to see the incorporation of technical knowledge and training of human resources in the knowledge of petroleum reservoirs. In this sense, the Pampo Field, as well as other fields of the trend, fall as interesting target area for study. Accumulations of hydrocarbons are partitioning structural - stratigraphic only for the three fields. They are mixed origin of traps, with influence of structural, stratigraphic and diagenetic. With the development of catchment areas of the latter condition has manifested itself in such a way to verify parts with non-producing wells, which are observed in the intervals coquinas are closed, with reduced thickness and / or low quality porous. The understanding of these accumulations, by testing structural, stratigraphic and reservoir and the use of geological and geophysical techniques, will bring a better understanding of the portions relating to economic accumulation or sub-economic development of hydrocarbons in this region, contributing to the scientific knowledge of the Pampo Field.

Key words: Campos Basin, Pampo Field Lagoa Feia Group, coquinas plataforms, reservoir, geophysical logs.

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos	14
1.2: Mapa de localização da área de estudo	15
3.1: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos	25
3.2: Mapa Estrutural no topo da subzona IV-B, Campo de Pampo	28
3.3: Seção Estrutural AA' com distribuição dos fluidos, Campo de Pampo	29
3.4: Seção Estratigráfica AA'', Campo de Pampo	30
4.1: Perfilagem de poço mostrando as litologias presentes no Grupo Lagoa Feia e suas formações geológicas	32
4.2: Seção Estratigráfica	36
4.3: Sismograma sintético do poço 3PM_0003A_RJS	37
4.4A: Linha Sísmica 2D sem interpretação dos horizontes	39
4.4B: Linha Sísmica 2D com os horizontes estratigráficos interpretados	39
4.5A: Seções sísmicas 3D sem interpretação dos horizontes	40
4.5B: Seções sísmicas 3D com os horizontes estratigráficos interpretados	40
4.6: Mapa de contorno estrutural do Topo do Embasamento	43
4.7: Mapa de contorno estrutural do Topo do Buracica	44
4.8: Mapa de contorno estrutural do Topo do Jiquiá	45
4.9: Mapa de contorno estrutural do Topo do Rifte	45
4.10: Mapa de contorno estrutural do Topo do Sal	46
4.11 Mapa de Isópacas da porção reservatório	47
4.12 Mapa de Atributo Sísmico RMS – Amplitude Absoluta	50
4.13 Mapa de Atributo Sísmico RMS – Máxima Amplitude	51

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Considerações Iniciais	12
1.2 Objetivos	13
1.3 Localização da Área	13
2. MATERIAIS, MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO	16
3. A BACIA DE CAMPOS E O CAMPO DE PAMPO	19
3.1 A Bacia de Campos	19
3.1.1 Introdução	19
3.1.2 Evolução Tectono-Sedimentar	20
3.1.2.1 <i>Supersequência Rifte</i>	20
3.1.2.2 <i>Supersequência Pós-Rifte</i>	21
3.1.2.3 <i>Supersequência Drifte</i>	21
3.1.3 Arcabouço Estratigráfico	23
3.1.4 Arcabouço Estrutural	26
3.2 O Campo de Pampo	27
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
4.1 Análise Estratigráfica	31
4.2 Sequências Depositionais e Cronocorrelação entre os poços	33
4.3 Interpretações Sísmicas	37
4.4 Análise Estrutural	42
4.5 Análise do Reservatório	58
5. CONCLUSÕES	52
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

APÊNDICES

Dados Sísmicos 2D interpretados

Linha Sísmica 0048_0350

Linha Sísmica 0048_0358

Linha Sísmica 0048_0359

Linha Sísmica 0048_0361

Dados Sísmicos 3D interpretados

Corte *inline* 1196

Corte *inline* 1226

Corte *inline* 1256

Corte *inline* 1286

Corte *inline* 1346

Corte *crossline* 1280

Corte *crossline* 1310

Corte *crossline* 1340

Corte *crossline* 1370

Corte *crossline* 1400

Corte *crossline* 1430

Corte *crossline* 1490

Corte *crossline* 1520

Corte *crossline* 1550

1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Cada vez mais a indústria do petróleo vem desenvolvendo tecnologias a fim de minimizar os riscos de insucesso e garantir novas descobertas, tanto em áreas ainda não exploradas, quanto em campos maduros. Assim, é constante o progresso tecnológico na área de geologia, geofísica e engenharia, que participam fortemente na prospecção de hidrocarbonetos no país.

Dentre as diversas técnicas utilizadas nesta prospecção, encontram-se as análises de perfis de poços, correlação entre os mesmos, interpretações de dados sísmicos 2D e 3D e modelos geométricos para os campos petrolíferos, assim como um notável progresso no uso de técnicas computacionais e *softwares* para alcançar os produtos gerados a partir destes estudos.

Neste sentido faz-se de grande importância o conhecimento destas técnicas por parte de geólogos ingressantes na indústria do petróleo. Desta forma este estudo emprega todas estas técnicas e programas disponíveis para melhor entender e avaliar as plataformas de coquinas reservatório presentes no Grupo Lagoa Feia, de idade Eocretácea, pertencente à Bacia de Campos, onde o foco de estudo é o Campo de Pampo, localizado a sudoeste da bacia.

A realização do trabalho justifica-se pela constante busca de capacitação por profissionais do mercado no que tange o conhecimento de reservatórios carbonáticos.

Mesmo tratando-se de dados coletados ao final da década de 70, a utilização de novas técnicas para análise deste reservatório permitiu melhores interpretações e maior conhecimento do campo. A publicação destes estudos traz um avanço no conhecimento do Campo de Pampo.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como enfoque o estudo do reservatório de coquinas do Grupo Lagoa Feia (Eocretáceo), do Campo de Pampo, sudoeste da Bacia de Campos. Dentre os objetivos do estudo estão:

- Correlacionar cronoestratigraficamente o Grupo Lagoa Feia na área de estudo;
- Identificar e mapear as porções correspondentes aos reservatórios do campo supracitado;
- Interpretar dados sísmicos 2D e 3D para contextualização tectono-sedimentar da área;
- Criar um modelo geométrico 3D do Grupo Lagoa Feia, para compreensão das estruturas presentes no campo;
- Extrair mapas de atributos sísmicos, que junto ao modelo geométrico possibilita a identificação de possíveis acumulações no campo.

1.3 Localização da Área

A área estudada corresponde ao Campo de Pampo, a qual está situada na porção sudoeste da Bacia de Campos. (**Figura 1.1**).

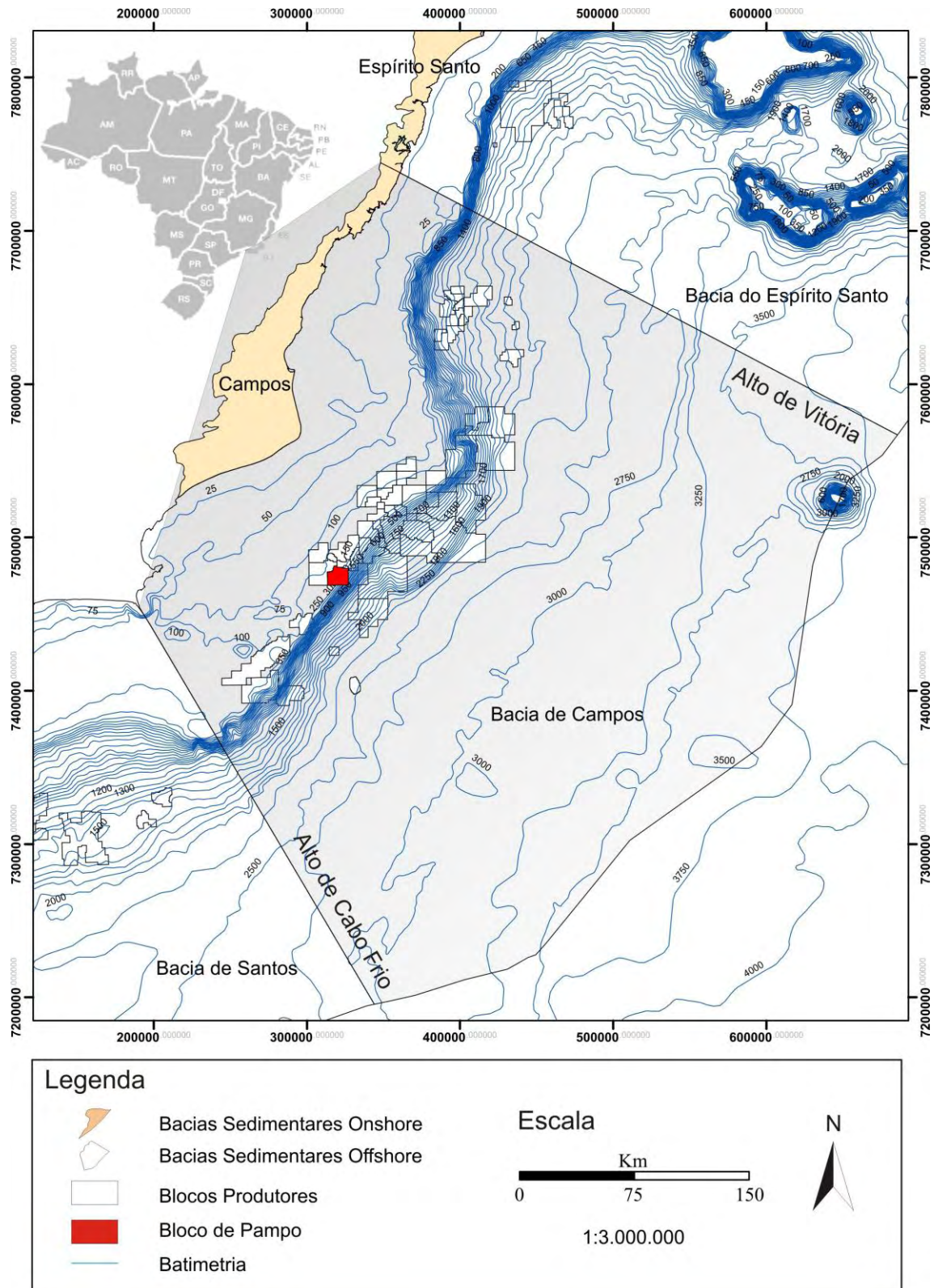


Figura 1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, com as Bacias Sedimentares Onshore e Offshore, batimetria, blocos produtores e em vermelho o bloco de Pampo, foco do estudo.

A extensão tridimensional mapeada é de 20 Km², que corresponde ao levantamento sísmico 3-D disponibilizado pelo BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP. Contou com seis poços e cinco linhas sísmicas 2-D. Quatro poços encontram-se contidos nesta porção tridimensional e as linhas nas regiões adjacentes e cortando a área 3-D, formando assim significativa malha para interpretação (**Figura 1.2**).

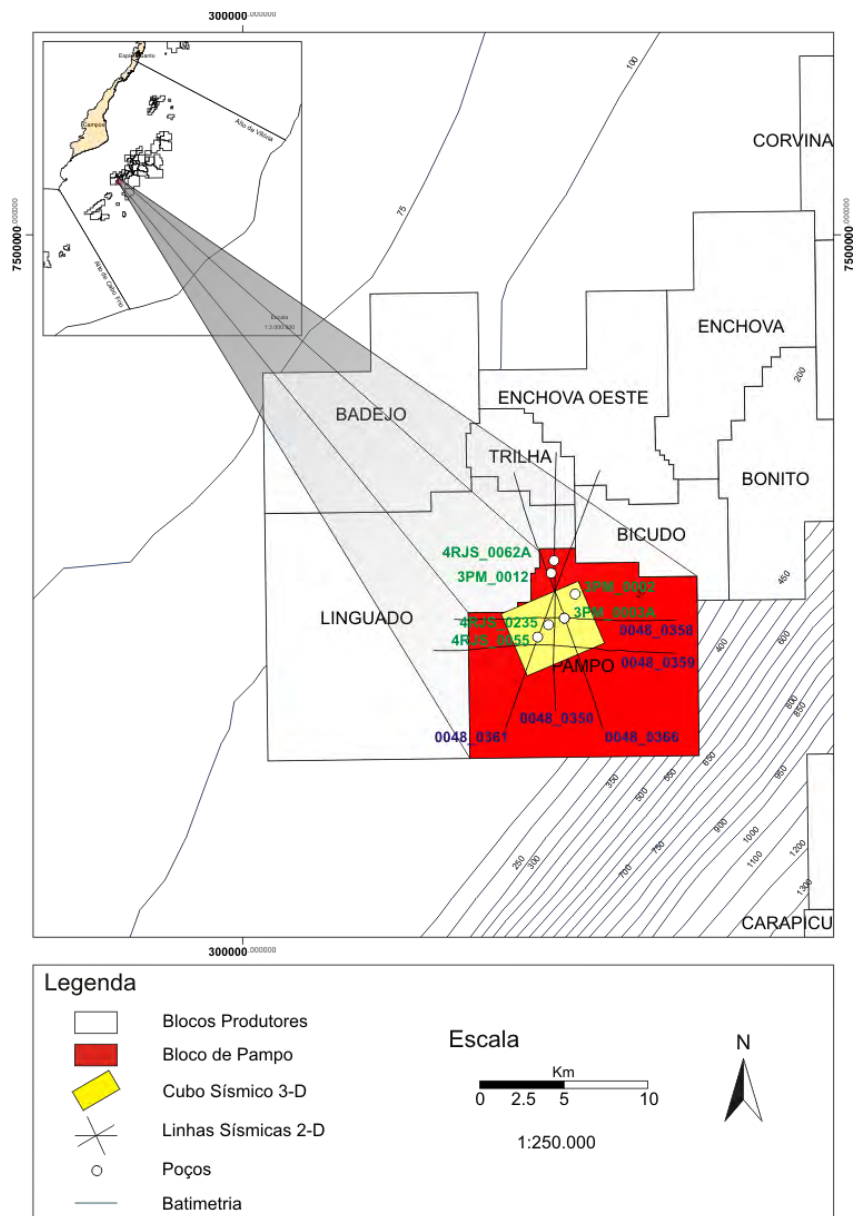


Figura 1.2: Mapa de localização da área de estudo, com limites dos blocos produtores e o bloco de Pampo em vermelho e de localização dos dados requeridos ao trabalho, no volume de três poços, cinco linhas sísmicas 2-D e um cubo sísmico 3-D.

2. MATERIAIS, MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

2.1 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, sísmica 2D e 3D realizados nas bacias brasileiras durante estes 55 anos de exploração. Os arquivos fornecidos são públicos e gratuitos para fins de uso acadêmico.

Os dados obtidos para realização do trabalho consistem em arquivos digitais .LAS e em formato numérico de seis poços (3PM_0003A_RJS, 4RJS_0062A_RJ, 4RJS_0055_RJ, 4RJS_0235_RJ, 3PM_0002_RJS e 3PM_0012_RJS), que fazem parte do levantamento 0048_CAMPOS_13A e um cubo sísmico 3D com área de 20 Km², que corresponde ao levantamento 0265_PAMPO_LINGUADO_01A (**Figura 1.2**), todos em formato SEG Y. O conjunto de perfis disponível para este trabalho é composta por perfis *Gamma ray* (GR), Sônico (DT), Densidade (RHOB) e Resistividade (ILD).

Os arquivos digitais em formato .LAS foram utilizados para a montagem dos perfis geofísicos em forma gráfica, com o auxílio do módulo *Prizm* do *software Geographix*.

Para as análises e as interpretações dos dados foi necessário infra-estrutura e *softwares* adequados. Para isto o Programa de Recursos Humanos 05 – PRH/05-ANP, disponibiliza toda a infra-estrutura necessária para exequibilidade do trabalho, com computadores de alta tecnologia e espaço físico. Os programas computacionais utilizados constam dos módulos do *software Geographix*, do pacote da Landmark Co. adquirido através de política de concessão gratuita junto às universidades. O trabalho foi desenvolvido inteiramente dentro da universidade.

2.2 Trabalhos Preliminares

Compreendeu uma etapa preliminar ao desenvolvimento do trabalho cursos de capacitação para alunos bolsistas do PRH-05/ANP, que foram ministrados por alguns profissionais especializados na área do petróleo. A duração dos cursos foi de aproximadamente dois meses, abrangendo diversas áreas – geologia, estratigrafia, bioestratigrafia, estrutural e tectônica, geoquímica orgânica, geofísica e sistemas petrolíferos.

Uma das etapas posteriores consistiu na compilação de informações referentes à Geologia da Bacia de Campos e do Campo de Pampo através de publicações relacionadas à temática do trabalho.

Outro trabalho preliminar trata da organização dos dados fornecidos pelo BDEP/ANP. Os dados .LAS vieram separados em diversos arquivos, muitos deles contendo somente parte das informações necessárias. Para que os dados pudessem ser utilizados, eles foram reorganizados em planilhas, com o uso do *software* Microsoft Excel, onde arquivos das curvas (GR, DT, RHOB, ILD) com profundidades distintas foram unidas em um único arquivo. Com estes poços em formato digital foram realizadas as primeiras interpretações das formações geológicas em poço, dando ênfase ao Grupo Lagoa Feia. Para cada um dos poços ainda foi fornecido um documento em .PDF com as interpretações geológicas feitas por profissionais da PETROBRÁS. Desta forma foi possível ter uma base para as interpretações e também comparar resultado obtido com o trabalho junto ao material bibliográfico fornecido. Com esta etapa atingida para cada poço foi feita uma seção estratigráfica integrando os seis poços para reconhecimento do paleo-relevo na época da deposição.

Os dados sísmicos 2D foram carregados no módulo *SeisVision* 2D e os dados 3D no módulo *SeisVision* 3D, para análise e interpretação.

2.3 Sismograma sintético e calibração sísmica – poço

Com o auxílio das ferramentas do programa *Geographix* (módulo *Syntool*) foram gerados sismogramas sintéticos a partir dos perfis sônico e densidade (DT e RHOB, respectivamente) convolvendo o pulso sísmico com o perfil de refletividade. Foi utilizado um pulso de fase zero, e a *wavelet* de *ricker*. A partir deste produto foi feita a calibração da sísmica com os poços, a fim de identificar que eventos geológicos correspondem a reflexões sísmicas (estas em tempo).

2.4 Interpretação de dados sísmicos 2D e 3D

Á partir da criação do sismograma sintético foi realizada a calibração com a sísmica. O sismograma tem como objetivo auxiliar nas interpretações e no mapeamento dos distintos eventos geológicos presentes nos dados sísmicos. A profundidade destes dados é dada em tempo (ms - milissegundos) onde, posteriormente, é realizada a transformação das informações

do poço em tempo. Este processo dá-se da seguinte maneira: conhecendo a profundidade de ocorrência de determinada litologia é possível estabelecer a profundidade em tempo, e, com isso, marcar no dado sísmico o horizonte que a representa.

Realizada a calibração sísmica – poço, os intervalos correspondentes aos distintos eventos geológicos foram identificados, e desta forma mapeadas as falhas e os horizontes correspondentes ao: Embasamento, Topo do Buracica, Topo do Jiquiá, Topo do Rifte e Topo do Sal para os dados sísmicos 2D e 3D, afim de gerar um conhecimento dos padrões sísmicos da porção correspondente ao Campo de Pampo.

Posteriormente, com o cubo sísmico 3D, o trabalho de interpretação sísmica foi realizado diretamente no computador, e os mesmos horizontes identificados e mapeados.

A zona correspondente ao reservatório de coquinas, que compreende a porção produtora de óleo no campo, compreendem o intervalo Buracica – Topo Jiquiá.

2.5 Confeção dos Mapas

Finalizadas as interpretações sísmicas dos cortes *inline* e *crossline* junto aos dados sísmicos 3D, foi delimitado como área para construção dos mapas de contorno estruturais dos distintos horizontes mapeados a extensão de 20 Km² do cubo. Através do uso do *software* Geosoft foi feita a interpolação dos dados referente a estes horizontes. Eles foram exportados em formato .XYZ do cubo, sendo X e Y coordenadas e Z profundidade em tempo (ms - milissegundos) para criar o modelo geométrico 3D de ocorrência destes horizontes na área correspondente ao cubo. Embora os dados estejam em milissegundos (ms), os mapas foram gerados em tempo (s), correspondendo ao tempo duplo de trânsito da onda sísmica.

A partir do mapeamento dos distintos horizontes no cubo sísmico 3D, foi possível confeccionar mapas de contorno estrutural para cada um dos horizontes: Embasamento, Topo Buracica, Topo Jiquiá, Topo do Rifte e Topo do Sal; e um mapa de isópacas do pacote correspondente ao reservatório de coquinas do Grupo Lagoa Feia (Buracica/Jiquiá), obedecendo a diferença de cotas entre um horizonte e outro. Desta forma criou-se um modelo geométrico 3D da porção do campo, permitindo interpretações a respeito das estruturas da área, assim como sua sedimentação.

Este processo deu-se através da interpolação destes horizontes na área correspondente ao cubo. Os dados foram exportados em formato .xyz, com informações de localização e

profundidades em (ms - milisegundos) na forma de planilha para o *software Geosoft*, gerando um mapa com linhas de isovalores que serviram para caracterizar as estruturas na área.

2.6 Mapas de atributos sísmicos

Após a interpretação tridimensional da área de interesse, com análises a respeito da compartimentação, estruturas e continuidades das porções reservatório, foram gerados, com o auxílio do *software Geographix*, mapas de atributo sísmico para melhor caracterização da porção correspondente ao reservatório, sendo eles mapas RMS de Amplitude Absoluta e Máxima Amplitude.

3. A BACIA DE CAMPOS E O CAMPO DE PAMPO

3.1 A Bacia de Campos

3.1.1 Introdução

A Bacia de Campos localiza-se ao longo da margem sudeste do Brasil, na costa norte do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, com extensão de aproximadamente 100.000 Km². Sua área faz limite, a sul, com a Bacia de Santos, pelo Alto de Cabo Frio, e a norte, com a Bacia do Espírito Santo, pelo Alto de Vitória (**Figura 1**). Economicamente, é a bacia brasileira mais prolífica, alojando cerca de 88% das reservas petrolíferas atuais (ANP, 2008).

A origem da bacia está relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana, marcado pela separação entre as placas tectônica sul-americana e africana. Este processo ocorreu há cerca de 140 M.a. (Eocretáceo) e marca o início da formação do Oceano Atlântico Sul.

A formação e compartimentação tectônica da bacia foram controladas pelas descontinuidades presentes no embasamento cristalino, que é caracterizado por gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira e Araçuaí. Nesta região, as zonas de cisalhamento possuem direção NE-SW, coincidente com a direção das principais feições da bacia, como a Charneira de Campos e o Baixo de São Tomé (Dias *et al.*, 1990; Mohriak *et al.*, 1995). O embasamento econômico da bacia é definido pelos basaltos da Formação Cabiúnas, depositado nos andares Rio da Serra e Aratu inferior (Halteriviano), que cobrem discordantemente o embasamento pré-cambriano (Winter *et al.*, 2007).

Típica de margem divergente, a Bacia de Campos assemelha-se muito as demais bacias da costa brasileira, sendo diferenciada em seu potencial petrolífero, que é bem maior, até então, em comparação as demais. Esta diferença está relacionada a características tectono-sedimentares, tais como baixo grau de afinamento crustal, reativação de fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e variações globais do nível do mar no Neocretáceo e Neógeno (Dias *et al.*, 1990).

Com base em dados sísmicos, estima-se que o preenchimento sedimentar supere 7.000 metros de espessura, sendo representados por arenitos, carbonatos, folhelhos, margas, evaporitos e vulcânicas básicas e alcalinas (Fernandes, 2001).

3.1.2 Evolução Tectono-Sedimentar

O arcabouço tectono-sedimentar adotado para este trabalho consiste em: I) Supersequência Rifte; II) Supersequência Pós-Rifte e; III) Supersequência Drifte, correspondendo à compilação feita pela Petrobrás em seu boletim de Geociências publicado no ano de 2007 (Winter *et al.*), por tratar-se de um resumo mais atual do conhecimento da bacia e pela ênfase dada a análise cronoestratigráfica, além de dados de poços e sísmica e utilização de tabelas bioestratigráficas internas da empresa.

3.1.2.1 Supersequência Rifte

Esta sequência instalou-se do Neocomiano Superior ao Aptiano Inferior. Durante o rompimento do supercontinente Gondwana, ocorrido no Eocretáceo, formou-se, na porção que corresponde hoje à Bacia de Campos, um sistema de *rift-valley* com direção N-S a NE-SW. Esta fase foi responsável pela geração de horsts, grabens e semi-grabens, formados a partir de falhas sintéticas e antitéticas, que afetaram o embasamento, rochas sedimentares e vulcânicas (Guardado *et al.*, 1989). Estas falhas coincidem com a direção dos lineamentos pré-existentes no embasamento cristalino, o que indica uma possível relação entre os falhamentos do Eocretáceo e as descontinuidades mais antigas do embasamento (Dias *et al.*, 1990).

Um destes alinhamentos pode ser evidenciado através da Falha de Campos, que separa a bacia em duas áreas, sendo uma a leste, preenchida por sedimentos do Eocretáceo, também conhecida como crosta continental atenuada; e outra a oeste, com deposição de sedimentos do

neógeno sobre o embasamento cristalino e rochas vulcânicas básicas, denominada de crosta continental normal.

As estruturas geradas na fase de rifteamento formaram diversos altos e baixos estruturais, sendo os mais importantes o Alto de Badejo e os baixos de Corvina-Parati, São Tomé e São João da Barra. Outras feições importantes dessa bacia são o Baixo norte de Albacora-Marlim e o Alto Externo (Guardado *et al.*, 1989; Dias *et al.*, 1990). O Alto de Badejo possui acumulações na porção sudoeste da bacia, nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha, com reservatórios de coquinas e basaltos fraturados.

O Grupo Lagoa Feia corresponde ao registro sedimentar das fases rifte e continental. Os depósitos são representados por espesso pacote de sedimentos terrígenos e carbonáticos, depositados em bacias alongadas, limitadas por falhas principalmente sintéticas. O ambiente deposicional predominante foi aluvial-lacustre (Bertani & Carozzi, 1984).

3.1.2.2 *Supersequência Pós-Rifte*

Esta fase aconteceu durante o Aptiano (Idade Alagoas), com a ocorrência das primeiras incursões marinhas na região, que deram origem ao espesso pacote de evaporitos. É marcada por uma baixa atividade tectônica, passando após este período a sofrer uma inclinação para leste, devido à compactação diferencial causada pela movimentação halocinética.

A supersequência corresponde à seção sedimentar disposta discordantemente sobre a sequência de rochas de origem lacustre, da Fase Rifte. Possui em sua base rochas argilosas, que correspondem aos folhelhos Alagoas, além de estratos originados pelo retrabalhamento de coquinas Jiquiá. Possui maiores variações de espessura devido à rugosidade do relevo herdado do substrato exposto à erosão e condicionadas às raras falhas sindeposicionais.

A porção superior apresenta um padrão retrogradacional, caracterizando uma subida eustática.

3.1.2.3 *Supersequência Drifte*

A sequência iniciou-se no Eoalbiano e possui ampla plataforma carbonática com origem quando a circulação marinha ainda era restrita, associada à subsidência térmica que estava ocorrendo com a continuidade da separação dos continentes. A sedimentação

carbonática ocorreu sob clima quente e seco, ambiente nerítico raso, fundo oxigenado e águas hipersalinas, sugerido pela baixa diversidade do conteúdo fossilífero (Dias-Brito & Azevedo, 1986). Nas porções proximais estão presentes sedimentos terrígenos.

Do Albiano ao Holoceno houve desenvolvimento de falhas de crescimento, sendo este o principal fator controlador da deposição e da geração de trapas na bacia (Guardado *et al.*, 1989).

As estruturas salíferas desenvolveram falhas lítricas sindeposicionais no topo do Grupo Macaé, o que causou a rotação de blocos e conseqüentemente um aumento da geração das estruturas com falhas de crescimento. Associados a este tipo de falhamento ocorrem *rollovers* e anticlinais falhadas (Figueiredo *et al.*, 1984). Nos baixos adjacentes encaixaram-se os primeiros corpos areníticos turbidíticos.

A halocinese teve papel fundamental no preenchimento sedimentar ocorrido durante o intervalo Neolbiano e Eoturoniano. No final deste período, entre o Cenomaniano e o Eoturoniano, as falhas de crescimento aumentaram em quantidade e rejeito (Dias *et al.*, 1990). A porção central da bacia foi a mais afetada pela halocinese, devido às camadas de sal presentes nesta área (Guardado *et al.*, 1989).

Do Neocretáceo ao recente é visto um ambiente marinho aberto, responsável pela construção de um espesso pacote sedimentar com caráter transgressivo-regressivo, constituído de uma complexa associação litológica, com indicações de flutuações paleobatimétricas entre ambientes nerítico e batial (Fernandes, 2001).

Sucessivos eventos erosivos de caráter regional ocorreram entre o Eocampaniano e o Mesomioceno, que resultaram na preservação apenas parcial de rochas do Maastrichtiano, Paleoceno e Eoceno, inclusive em águas profundas. Complexos turbidíticos foram implantados sobre a discordância meso-eocênica em baixos criados pelos últimos pulsos de halocinese.

A paleogeografia da bacia, junto às correntes oceânicas, tiveram uma grande influência no padrão de empilhamento das sequências stratigráficas. Houveram períodos de erosão e deposição, que foram controlados por maior ou menor atividade das correntes de fundo e pela relação entre aporte sedimentar e dispersão dos sedimentos pelas correntes. Com os períodos de glaciação, e assim rebaixamento do nível do mar, a circulação oceânica

intensificou-se, provocando períodos de maior erosão e *bypass* de sedimentos para águas profundas (Fernandes, 2001).

3.1.3 Arcabouço Estratigráfico

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos data de 1973, compilada por Schaller a partir dos primeiros poços perfurados na bacia. Desde então muitos novos dados foram obtidos, e diversas atualizações foram feitas, através da perfuração de mais de 1.600 poços. O arcabouço estratigráfico adotado no trabalho é baseado no Boletim de Geociências da Petrobrás (Winter *et al* 2007) (**Figura 3.1**).

A Formação Cabiúnas corresponde ao assoalho para a sedimentação da Bacia de Campos e suas rochas são do Andar Aratu. É composta de derrames ígneos, subalcalinos, subaéreos e subaquosos, de espessura máxima perfurada de 650 metros. Apresenta basaltos amigdaloidais cinza a castanho e diabásios como principais litologias, ocorrendo também arenitos, siltitos e conglomerados localmente, entre os derrames sucessivos, que recebem o nome de *intertrapes*. Os basaltos da formação, quando fraturados e vesiculares, representam reservatórios produtores de óleo, como ocorre no campo de Badejo. Datações obtidas nestas rochas permitem correlacionar o evento magmático Cabiúnas ao derrame da Formação Serra Geral, na Bacia do Paraná.

Sobreposta discordantemente sobre a Formação Cabiúnas ocorre o Grupo Lagoa Feia, de idade barremiana a aptiana. A porção inferior do grupo corresponde a Supersequência Rifte, e o pacote pertencente ao Andar Alagoas constitui a Supersequência Pós-Rifte.

O Grupo Lagoa Feia é constituído por conglomerados ricos em clastos de basalto, arenito grosso, ritmitos arenito-silto avermelhados, carbonatos-coquinas de bivalves, folhelhos cinza-escuro e castanho-avermelhados e silito cinza e verde (Castro *et al.*, 1981), depositados em ambiente lacustre alcalino.

A porção basal é composta pelas formações Itabapoana e Atafona, depositadas no Andar Barremiano, equivalente aos andares cronoestratigráficos locais Aratu e Buracica. Apresentam conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos. Os folhelhos da Formação Atafona apresentam minerais de talco e estevensita, por terem sido depositados em ambiente quimicamente diferenciado (alcalino).

Compreendem a porção intermediária as formações Itabapoana e Coqueiros, depositadas desde o Neobarremiano ao Eoaptiano (equivalente ao Andar local Jiquiá).

A Formação Coqueiros é representada por intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos lacustres compostos, predominantemente, por moluscos bivalves. Estes depósitos de conchas chegam a formar espessas camadas porosas, acima de 100 metros, denominadas barras de coquinas (Winter *et al.*, 2007). Os pacotes de coquinas porosas foram depositados em ambiente de alta energia e se constituem reservatórios produtores de petróleo. As margas e folhelhos presentes na formação são ricas em matéria orgânica e são os principais geradores de hidrocarbonetos da Bacia de Campos (Dias *et al.*, 1988).

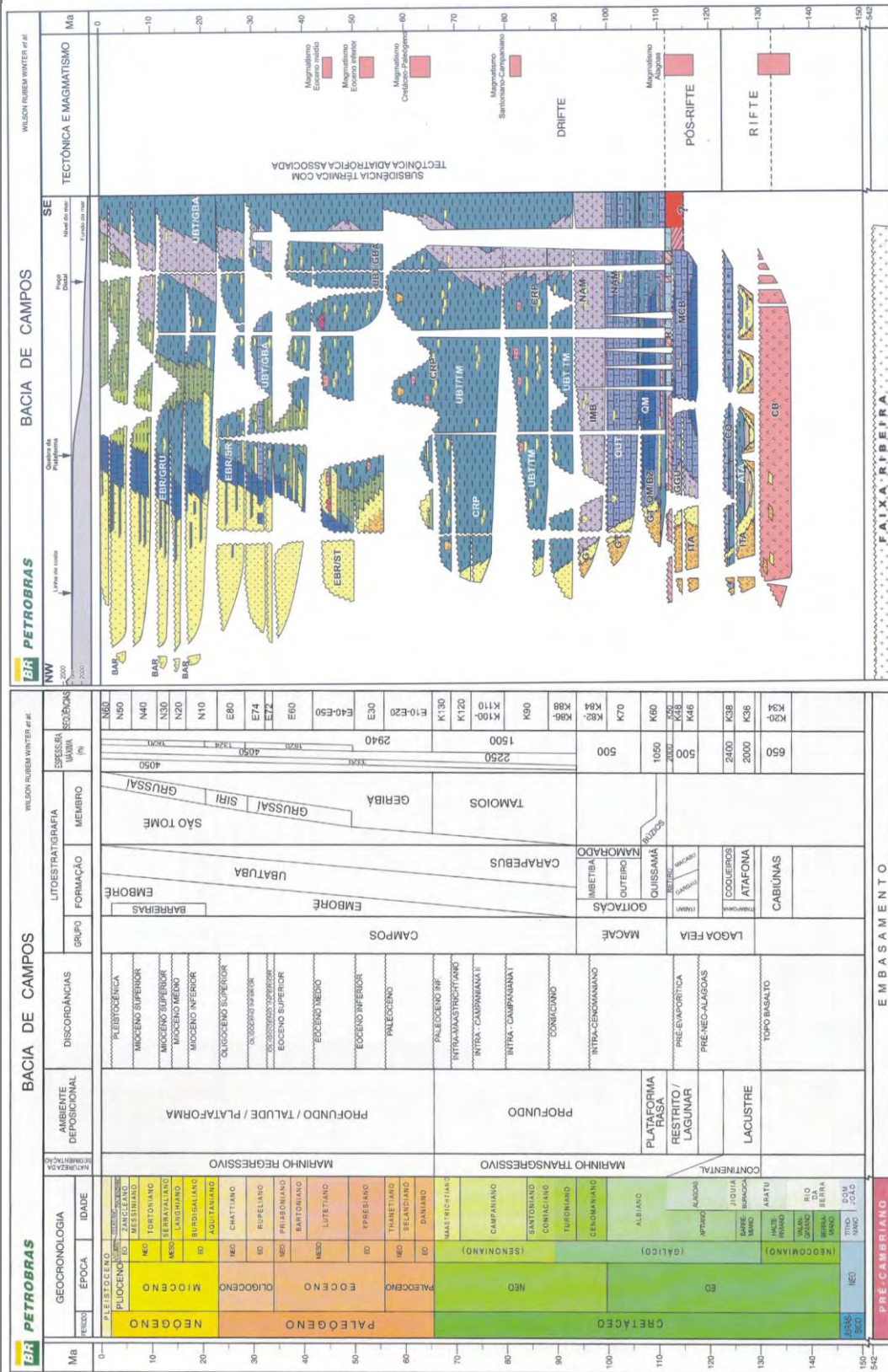
A porção superior do grupo compreende as formações Itabapoana, Gargaú e Macabu, depositadas no Aptiano médio e superior (equivalente ao Mesoalagoas e Alagoas), e a Formação Retiro (Andar Albiano inferior ou Andar local Alagoas superior).

As três primeiras formações supracitadas encontram-se inseridas em sequências transicionais, originadas durante a passagem do ambiente continental lacustre para o ambiente marinho, e representam grande expansão da bacia envolvendo grande diversidade litológica. Apresentam caráter tanto progradacional quanto retrogradacional.

A Formação Itabapoana representa os conglomerados e arenitos de borda de bacia, e as formações Gargaú e Macabu são caracterizadas por sedimentos carbonáticos, margas e arenitos, depositados em ambiente raso, transicional. Nas porções mais distais ocorrem calcários estromatolíticos (representados como calcarenitos na carta estratigráfica e laminitos microbiais da Formação Macabu, por vezes dolomitizados).

A Formação Retiro marca o fim da Supersequência Pós-Rifte e corresponde aos evaporitos do topo do Grupo Lagoa Feia (Albiano ou Alagoas superior). Em um contexto geral observa-se sais mais solúveis nos depocentros deposicionais do ambiente marinho/lagunar, árido. São observados ciclos de sais com presença de anidrita, anidrita + halita, anidrita + halita + carnalita/silvinita. As camadas de halita frequentemente originam grandes domos de sal, que perfuram parte das rochas sedimentares sobrejacentes.

Esta sequência possui um papel importante na arquitetura da bacia, pois a movimentação de sal moldou o assoalho marinho, criando caminhos preferenciais para as areias depositadas no Cretáceo Superior.



3.1.4 Arcabouço Estrutural

O rifteamento mesozóico e a conseqüente formação do oceano Atlântico Sul foram condicionados por um arcabouço estrutural pré-existente, com *trends* de idades pré-cambriana, paleozóica e triássica, acomodando as falhas normais sobre um padrão estrutural mais antigo. Da mesma forma, 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 o Grupo 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).

3.2 O Campo de Pampo

O Campo de Pampo está localizado na porção sudoeste da Bacia de Campos (**Figura 1.2**). Este campo foi descoberto em 1977 e teve sua produção iniciada em 1983, com vazões totais de ordem de $1.000 \text{ m}^3/\text{d}$, a partir de três poços, e em junho de 1991 encontrava-se ao nível de $300 \text{ m}^3/\text{d}$ com cinco poços, antecedendo ao início da fase de desenvolvimento complementar. Naquela data, a produção acumulava $2,45 \times 10^6 \text{ m}^3$, permanecendo uma reserva de $5,07 \times 10^6 \text{ m}^3$, para um volume original de $30,10 \times 10^6 \text{ m}^3$ (Horschutz & Scuta, 1992).

Os reservatórios produtores correspondem às plataformas de coquinas presentes no Grupo Lagoa Feia e aos calcarenitos do Grupo Macaé. Espessas acumulações de coquinas de bivalves formam uma contínua e extensa plataforma carbonática rasa, correspondendo a reservatórios de óleo no complexo Badejo-Linguado-Pampo e Trilha, localizado a cerca de 80 Km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 110 a 120 metros (Horschutz & Scuta 1992), com óleo de 28 a 33^0 API (Castro *et al.* 2006). Tratam-se de dois intervalos de coquinas, sendo o inferior responsável pela produção de óleo no Grupo Lagoa Feia.

Estas coquinas possuem espessura máxima bruta de 205 metros e média de 100 metros. Ocorrem em ciclos, no qual sedimentos grosseiros (calcirruditos) sobrepõem os sedimentos mais finos (calcarenitos e calcilutitos), sendo que a melhor qualidade do reservatório associa-se aos calcirruditos.

A porosidade é secundária, com os tipos vugular e intergranular compreendendo a grande parcela do espaço poroso (Carvalho *et al.*, 1984). Subordinadamente ocorrem porosidade móldica e intercrystalina.

O traçamento em todos esses campos é do tipo misto (estrutural, estratigráfico e diagenético), e seus reservatórios são do tipo subsaturado, com mecanismo de produção formado por gás em solução e influxo de água (Horschutz & Scuta, 1992).

Estudos realizados por Castro *et al.* (1981) identificaram três grandes ciclos no Grupo Lagoa Feia, formados por depósitos siliciclásticos em arranjo granodecrescente ascendente, seguidos por intervalos de coquina (ciclos inferior e médio) ou de evaporito (ciclo superior, de idade Alagoas-Aptiano). Uma falha, de traçado côncavo e orientação NE-SW, provavelmente têm um importante papel na acumulação de Pampo. Trata-se de uma falha com crescimento

da seção carbonática no bloco baixo (RJS-55), e com desenvolvimento permoporoso ao longo da falha, tanto no bloco baixo (oeste) como no alto (leste) (Horschutz & Scuta, 1992).

Castro (2006) sugeriu que, ao término do desenvolvimento do primeiro ciclo siliciclástico-carbonático, o banco de coquina estava sujeito à exposição subaérea. A conseqüente infiltração de água meteórica, principalmente ao longo da falha principal, facilitou a dissolução carbonática e resultou no desenvolvimento permoporoso da coquina, de modo indistinto (nos dois lados da falha).

A estrutura de Pampo nas coquinas (33 Km²) localiza-se numa monoclinal com mergulho geral NE, a SE dos campos de Badejo e Linguado (**Figura 3.2 e 3.3**).

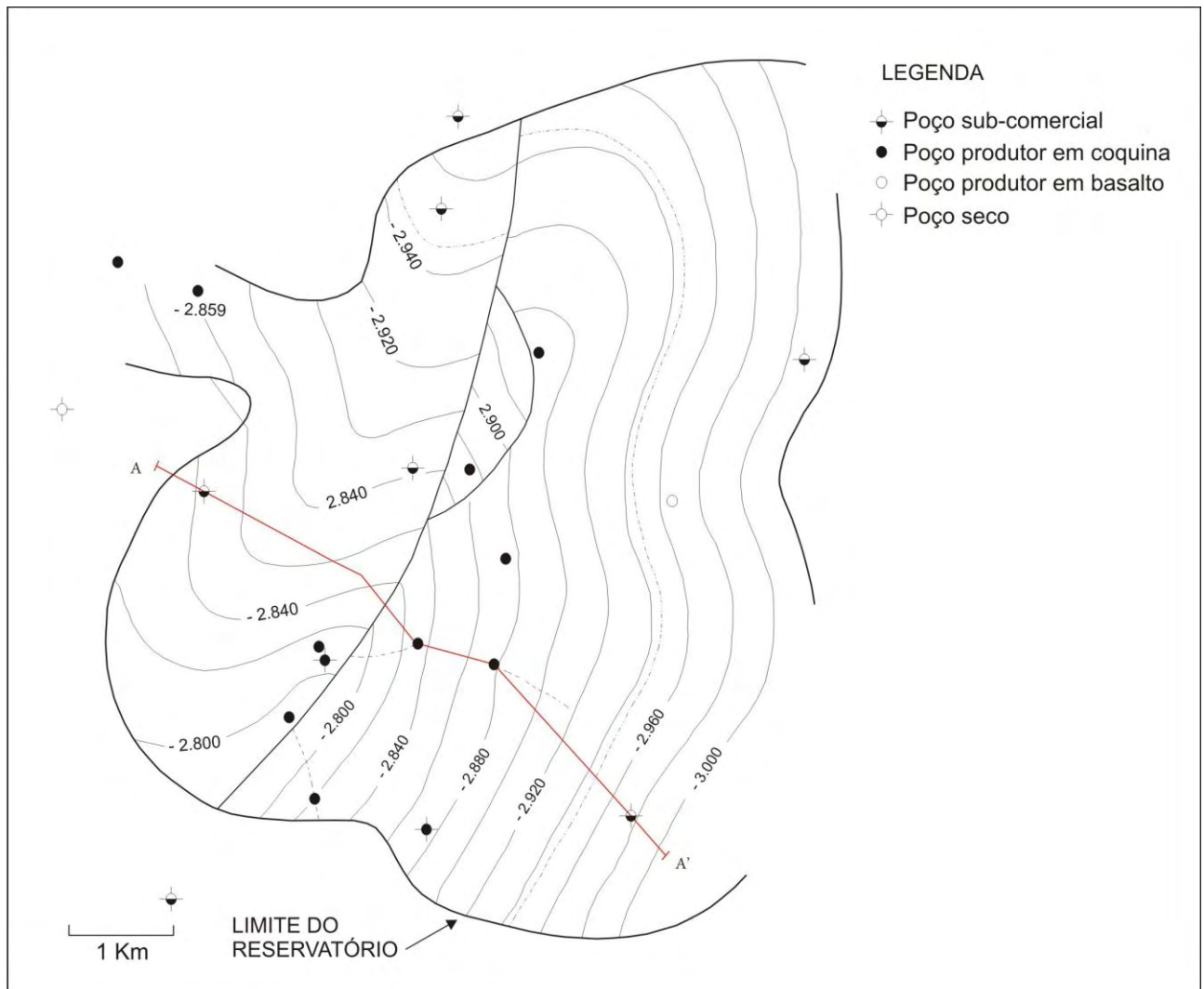


Figura 3.2: Mapa Estrutural no topo da subzona IV-B, Campo de Pampo (modificado de Horschutz & Scuta, 1992).

Horschutz e Scuta (1992) indicam um contato óleo-água a -2.945 metros (**Figura 3.5**). Ainda na seção estrutural da **Figura 3.5** nota-se a ausência da zona VI na crista do bloco alto (poço central da seção), mostrando o controle sin-sedimentar da falha de Pampo. O padrão da falha, ainda que desenhada imperfeitamente (deveria coincidir com a superfície discordante fortemente inclinada), mostra um típico bloco alto ou *horst*, limitado a oeste por falha (com rejeito de aproximadamente 20 metros, no nível da sub-zona IV-B) e basculado para ESE, fazendo com que a falha atue como charneira contra a qual a zona VI termine em *onlap*. Deve-se destacar também o problema do poço a extremo oeste da seção (RJS-181-B), onde a coquina porosa tem espessura reduzida devido a sua posição mais afastada da falha de Pampo.

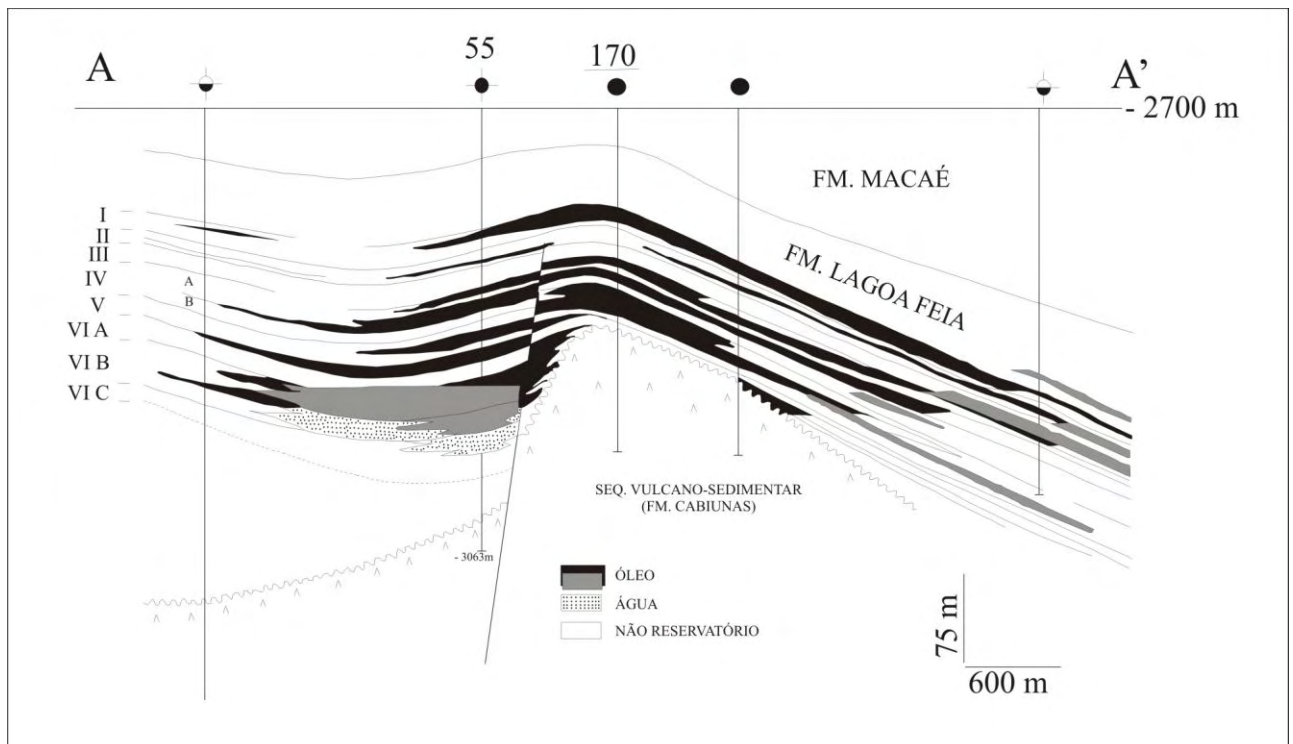


Figura 3.3: Seção Estrutural AA' com distribuição dos fluidos, Campo de Pampo (modificado de Horschutz & Scuta, 1992).

A seção estratigráfica AA'' do Campo de Pampo (**Figura 3.4**), demonstra um sucessivo acunhamento e *onlap* da seção pré-marco LF-35 contra o alto do poço RJS-235, e da seção pré-marco LF-40 contra a Falha de Pampo. Observa-se o espessamento da coquina no bloco baixo da falha, indicando uma tectônica sin-sedimentar. No bloco alto da falha pode-se observar a coquina praticamente em contato com o basalto (**Figura 3.3**).

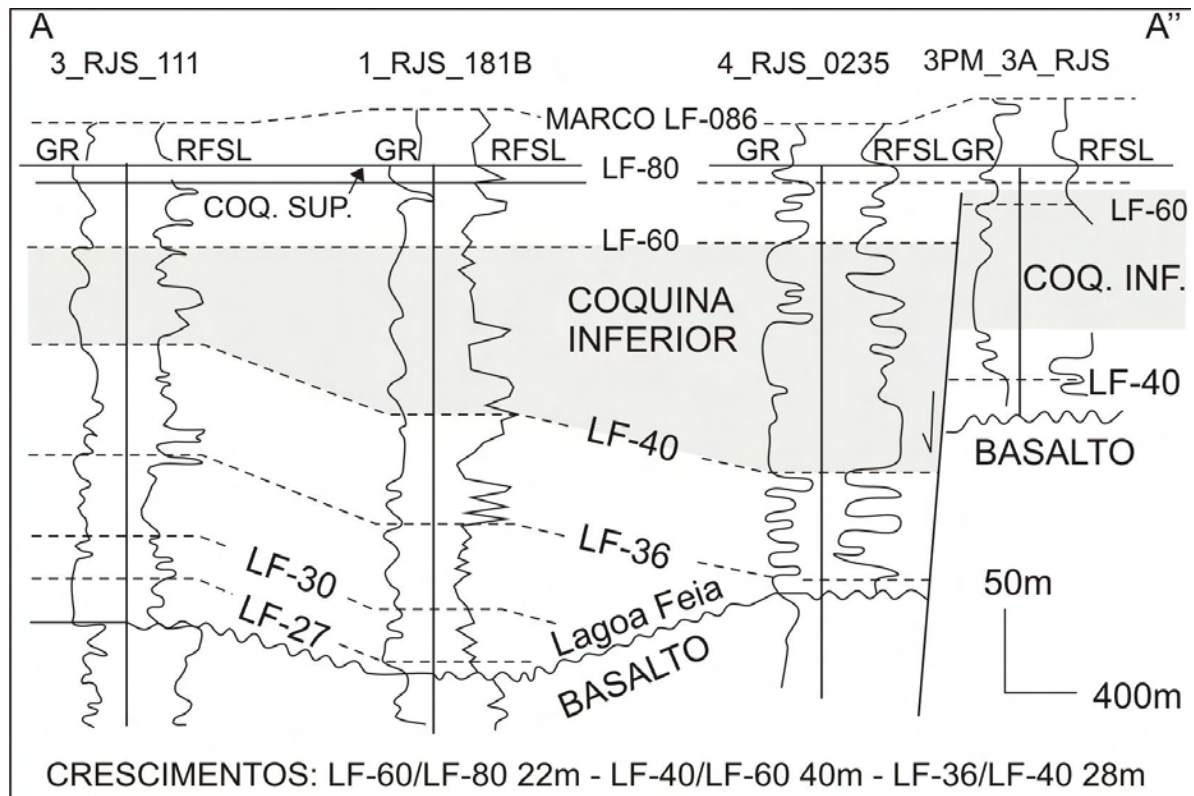


Figura 3.4 – Seção Estratigráfica AA'', Campo de Pampo. Datum marco LF-80 (modificado de Horschutz & Scuta, 1992).

Na seção estratigráfica observa-se ainda um adelgaçamento da coquina sentido oeste, favorecendo maior presença de rochas siliciclásticas. Isto, junto à questão da pequena espessura da coquina porosa no poço RJS-181-B, explica a subcomercialidade do poço.

Outra indicação da **Figura 3.6** é com relação à sedimentação siliciclástica aluvial entre as coquinas inferior e superior e entre a coquina superior e o evaporito. A área-fonte no primeiro caso encontra-se de oeste para leste e passa a ser de leste para oeste no segundo caso. Isso denota uma significativa mudança estrutural na bacia, na passagem discordante entre Jiquiá/Buracica (Barremiano) para Alagoas (Aptiano) (Castro *et al.* 2006).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise Estratigráfica

As plataformas de coquinas do Campo de Pampo pertencentes ao Grupo Lagoa Feia compreendem as fácies calcarenitos, calcirruditos e calcilutitos, ocorrendo intercaladas com as fácies conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos.

A base da coquina inferior, plataforma responsável pela produção do campo, apresenta contato discordante-erosivo com os sedimentos de idade Buracica, correspondendo a um ciclo siliciclástico granodecrescente encerrado por folhelho que marca um afogamento da bacia.

Entre a plataforma de coquinas inferior e superior ocorre outro ciclo siliciclástico que também apresenta-se encerrado por folhelho, em contato discordante-erosivo com a coquina superior.

Por fim um terceiro ciclo é evidenciado, marcando o encerramento do Grupo Lagoa Feia com ocorrência de um pacote siliciclástico que compreende margas e arenitos encerrados por sal (**Figura 4.1**).

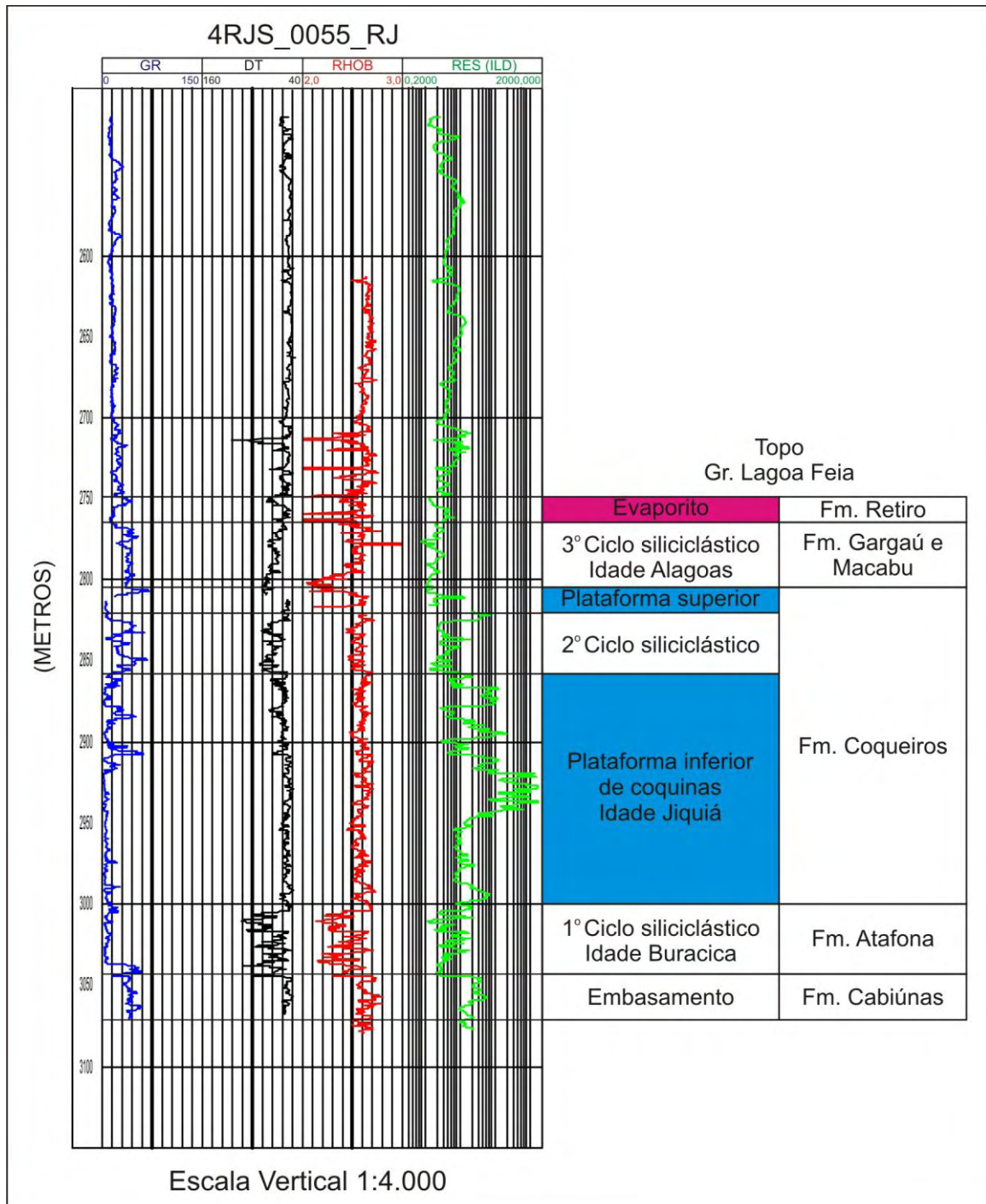


Figura 4.1: Perfilagem de poço mostrando as litologias presentes no Grupo Lagoa Feia, os três ciclos deposicionais e as formações geológicas correspondentes.

4.2 Ciclos Depositionais e Cronocorrelação entre os poços

A seção estratigráfica da **Figura 4.2**, localizada na porção norte do Campo de Pampo e que corresponde a área de estudo do presente trabalho, possui seis poços, contendo informações como o mapeamento bidimensional do embasamento, dos ciclos deposicionais do grupo e zonas reservatório observadas.

A seção foi construída tendo como *datum* a cota do nível do mar, e dos mais de 3.000 metros de perfilagem para cada poço foi dado ênfase somente ao Grupo Lagoa Feia, foco do trabalho.

A Formação Cabiúnas, que corresponde ao embasamento econômico da bacia, não ocorre nos poços 3PM_0003A_RJS e 4RJS_0062A_RJ. Nos demais poços ela ocorre e é facilmente identificada pela quebra brusca no perfil de resistividade (ILD), que marca facilmente uma discordância entre o basalto e os sedimentos siliciclásticos de Idade Buracica. Nos poços em que é identificado vê-se que as unidades sobrepostas seguem um comportamento semelhante ao do embasamento, marcando assim o controle sin-sedimentar das estruturas presentes no basalto. É importante ressaltar que corresponde a basaltos fraturados e vesiculares que representam reservatórios produtores de óleo no Campo de Badejo.

Logo acima do embasamento encontra-se o primeiro ciclo deposicional siliciclástico, correspondendo ao pacote de idade Buracica. A quebra entre uma litologia e outra é facilmente identificada em todos os perfis, onde ocorre uma queda na resistividade, bem como é evidenciada uma queda nos perfis de densidade e tempo de trânsito (RHOB e DT, respectivamente). Nos poços 4RJS_0235_RJ, 3PM_0002_RJS, 3PM_0012_RJS e 4RJS_0062A_RJ é possível observar um aumento no perfil GR, marcado por maior impureza nos sedimentos. Ocorre uma gradação de material conglomerático, arenito e folhelho encerrando a sequência, onde o pico em GR é mais elevado, devido à maior radioatividade característica do folhelho e também pelo perfil de resistividade, que apresenta um pico mais elevado, pelo fato do folhelho corresponder a uma litologia mais compacta que o arenito e conglomerado. Aspecto de ritmo é visto no poço 4RJS_0235_RJ, onde ocorre grande variação de valores altos e baixos no perfil GR.

Sobreposto a este ciclo deposicional ocorrem as plataformas de coquinas, porção reservatório do Grupo Lagoa Feia, marcada por uma discordância facilmente evidenciada

pelos quatro perfis geofísicos. O perfil GR apresenta valores tendendo a zero, devido à maior pureza encontrada nas coquinas, enquanto que os perfis DT e RHOB oscilam entre valores aproximados, condicionados pela diferença de porosidade encontrada nas coquinas. É observado nessa variação uma menor oscilação e maior diferenciação dos valores em comparação com o ciclo siliciclástico, evidenciando um outro padrão nos perfis, marcando assim diferença de litologias. Há um aumento no perfil de resistividade no pacote correspondente a coquina inferior devido à sua porosidade e indicação de água ou hidrocarbonetos.

No segundo ciclo siliciclástico é possível observar variação no perfil GR, que apresenta maior oscilação e maior impureza, onde ocorrem novamente sedimentos arenosos e folhelhos. Outro perfil bastante característico da variação do pacote é o de resistividade, que assume valores menores que o da coquina, marcando o mesmo padrão evidenciado no primeiro ciclo. Sobreposto a este pacote têm-se a coquina inferior, bem pouco espessa e não produtora de óleo no campo. Da mesma forma como a coquina inferior o banco superior apresenta GR próximo de zero e resistividade mais elevada.

Encerrando o intervalo analisado ocorre um terceiro ciclo siliciclástico seguido de sal. Os padrões deste ciclo apresentam-se semelhante aos descritos acima, onde o sal é indicado pela ocorrência de no perfil GR em conjunto com uma quebra brusca e maior oscilação no perfil de densidade.

Observando-se a cronocorrelação apresentada na Seção Estratigráfica da **Figura 4.2** nota-se a perfilagem do basalto da Formação Cabiúnas possui representação máxima de 70 metros (poço 4RJS_0235_RJ), sendo que em alguns poços não há ocorrência do mesmo (poços 3PM_0003A_RJS e 4RJS0062A_RJ). O primeiro ciclo deposicional apresenta aumento de espessura nas porções baixas e diminuição nas porções altas, nos quatro primeiros poços da seção, e espessura constante nos últimos dois, devido ao maior espaço de acomodação.

Entre os poços 4RJS_0055_RJ e 4RJS_0235_RJ é notada maior espessura do pacote de coquinas no bloco alto e menor no bloco baixo. Nos demais poços esta relação é constante, ocorrendo maior espessura das coquinas nos blocos baixos e menor espessura no bloco alto, como esperado.

Os ciclos siliciclásticos médio e superior apresentam comportamento homogêneo em sua distribuição dentro da seção estratigráfica, onde somente o poço 4RJS_0062A_RJ exhibe maior espessura do pacote sedimentar entre os bancos de coquina.

Encerrando o Grupo Lagoa Feia ocorre o sal, representado por camada delgada e distribuição uniforme por toda a seção.

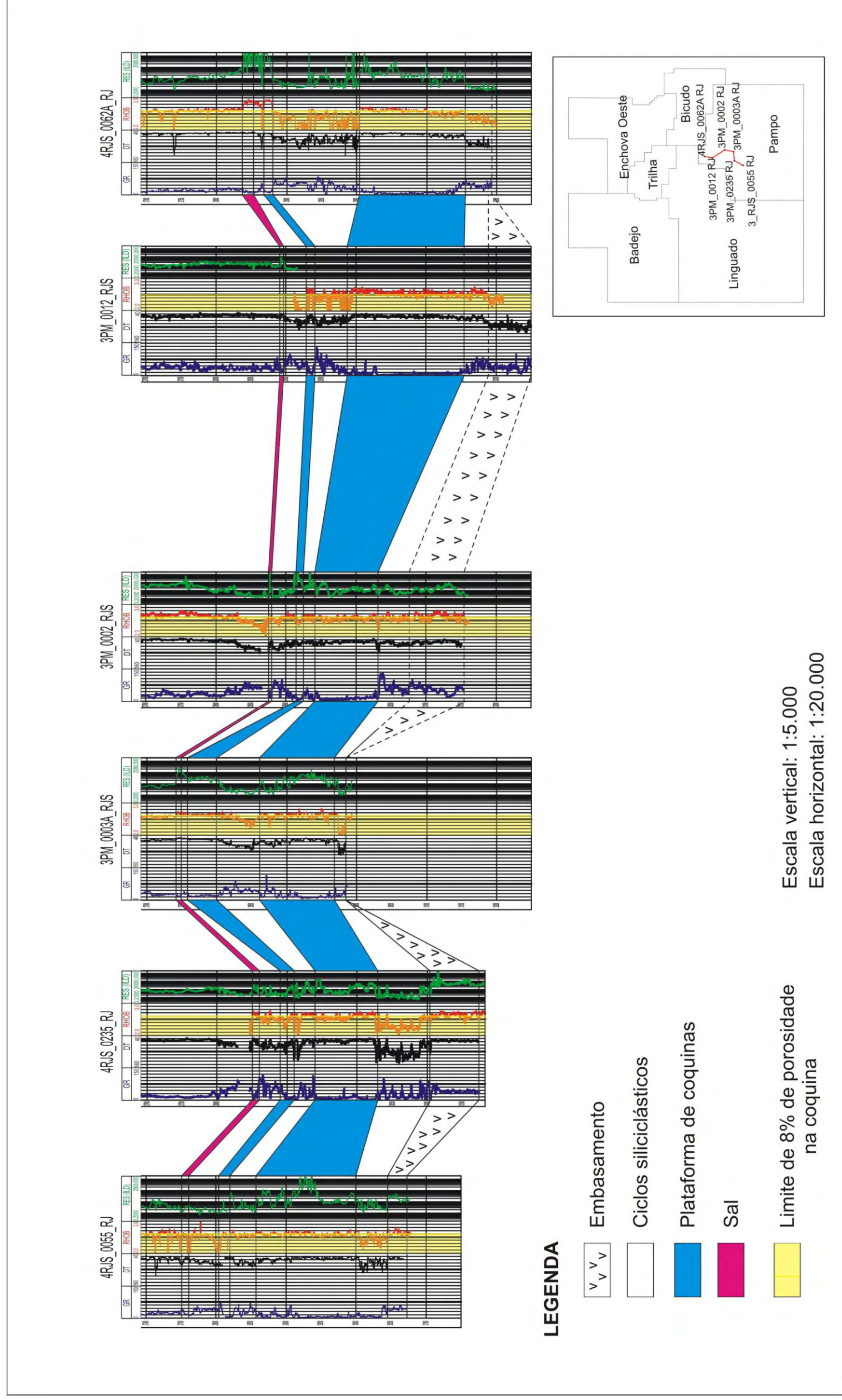


Figura 4.2: Seção Estratigráfica do Grupo Lagoa Feia com os seis poços estudados do campo.

4.3 Interpretações Sísmicas

À partir da criação do sismograma sintético (**Figura 4.3**) deu-se início ao processo de interpretação dos dados sísmicos.

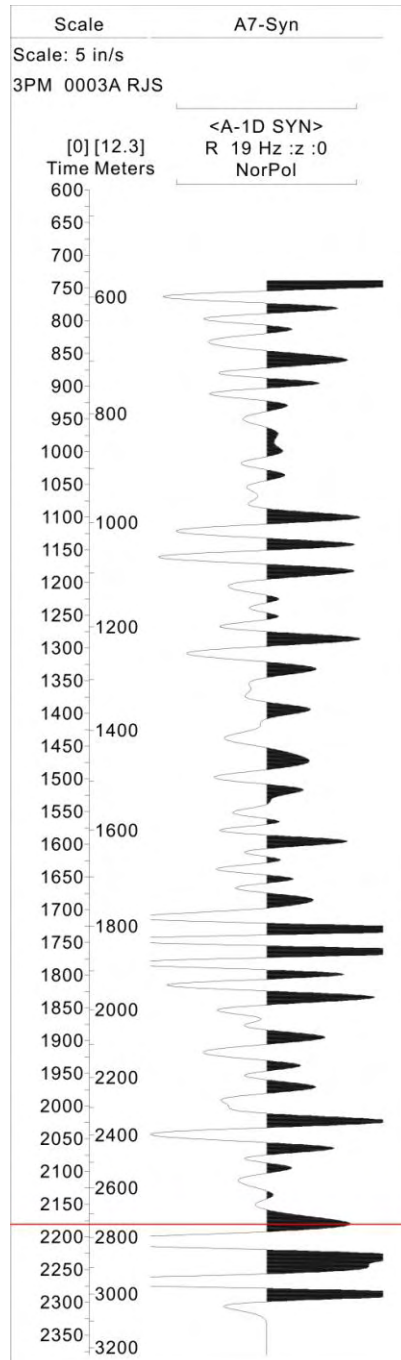


Figura 4.3: Sismograma sintético do poço 3PM_0003A_RJS gerado à partir das corridas DT e RHOB. O traço em vermelho indica o topo do sal, na profundidade 2750, como interpretado no perfil do poço.

A deflexão para o lado direito, observada no sismograma, indica uma passagem de velocidade alta para baixa, correspondendo a transição entre duas litologias, ocorrendo devido a diferença de densidade e compactação das rochas. Neste caso é notada a transição de uma litologia de menor para uma de maior densidade e compactação, gerando picos positivos no sismograma sintético.

De forma semelhante, este processo aplica-se as deflexões para o lado esquerdo do sismograma, geradas devido a transição de litologias de rochas com maior para rochas de menor densidade e compactação, tendo como resultado picos negativos.

Os refletores sísmicos negativos, gerados pela transição de rochas de menor para maior densidade e compactação resultam em melhores refletores para a interpretação sísmica, é importante ressaltar também, que estas informações são pontuais e tratam-se de um poço localizado ao longo do dado sísmico (2D ou 3D). Sendo assim, o sismograma possui a função de nortear a identificação dos horizontes e, o mapeamento dos mesmos é efetuado por meio da interpretação.

Com as litologias interpretadas nos poços e seus horizontes identificados na sísmica, foi possível realizar a interpretação em tempo dos eventos geológicos nos dados sísmicos. Nas linhas sísmicas 2D (**Figura 4.4A**), foram interpretados os cinco horizontes estratigráficos correspondentes ao Embasamento, Topo do Buracica, Topo do Jiquiá, Topo do Rife e Topo do Sal (**Figura 4.4B**) e, desta forma, criou-se um conhecimento sobre as estruturas no campo que embasou a interpretação do cubo sísmico 3D. Mais quatro linhas sísmicas foram interpretadas para contexto estrutural regional do campo, como pode ser observado nos Apêndices.

O cubo sísmico 3D foi interpretado segundo cortes *inline* e *crossline* (**Figura 4.5A e 4.5B**), com espaçamento de 30 seções entre cada um dos sentidos do cubo, totalizando 6 cortes *inline* e 10 cortes *crossline*.

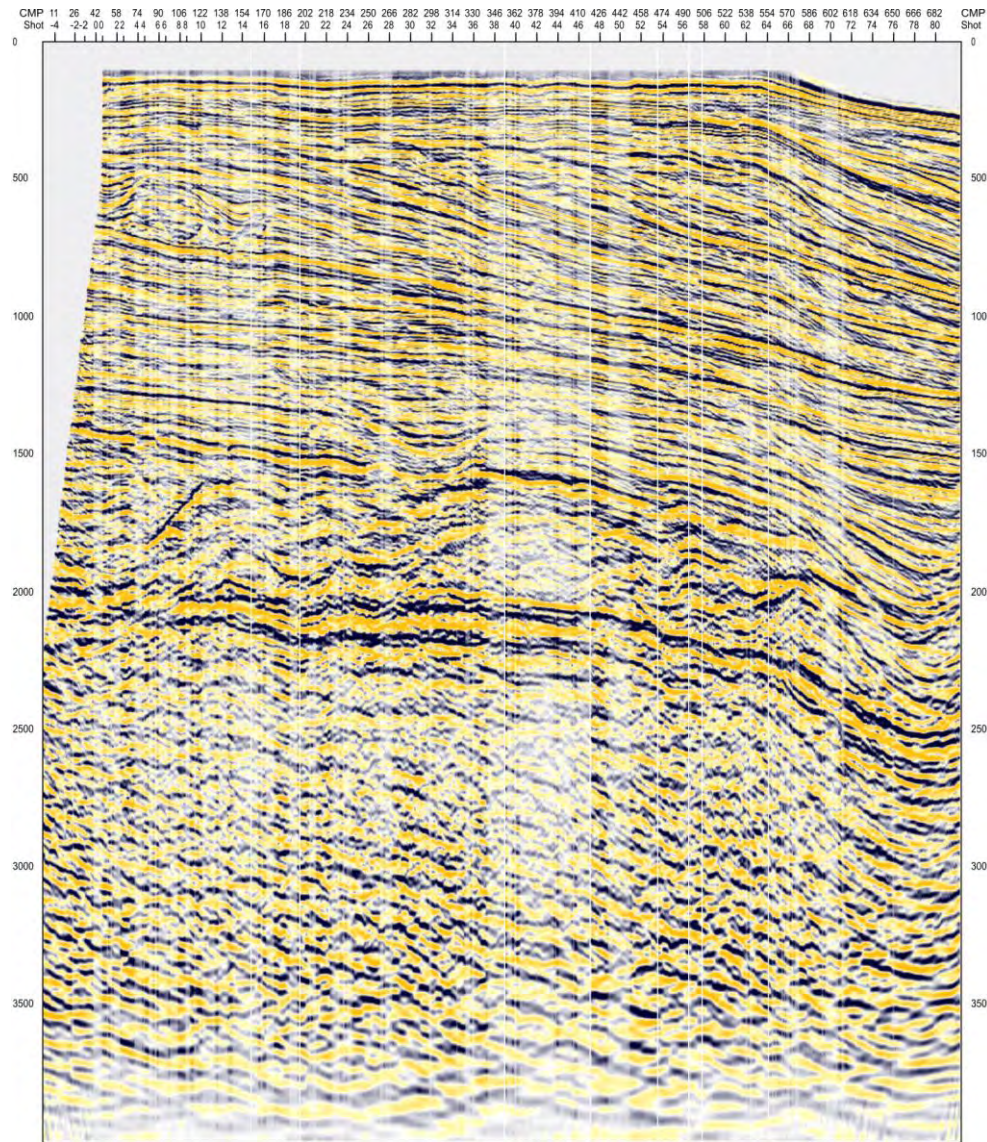


Figura 4.4A: Linha Sísmica 2D 0048_0366 sem interpretação dos horizontes.

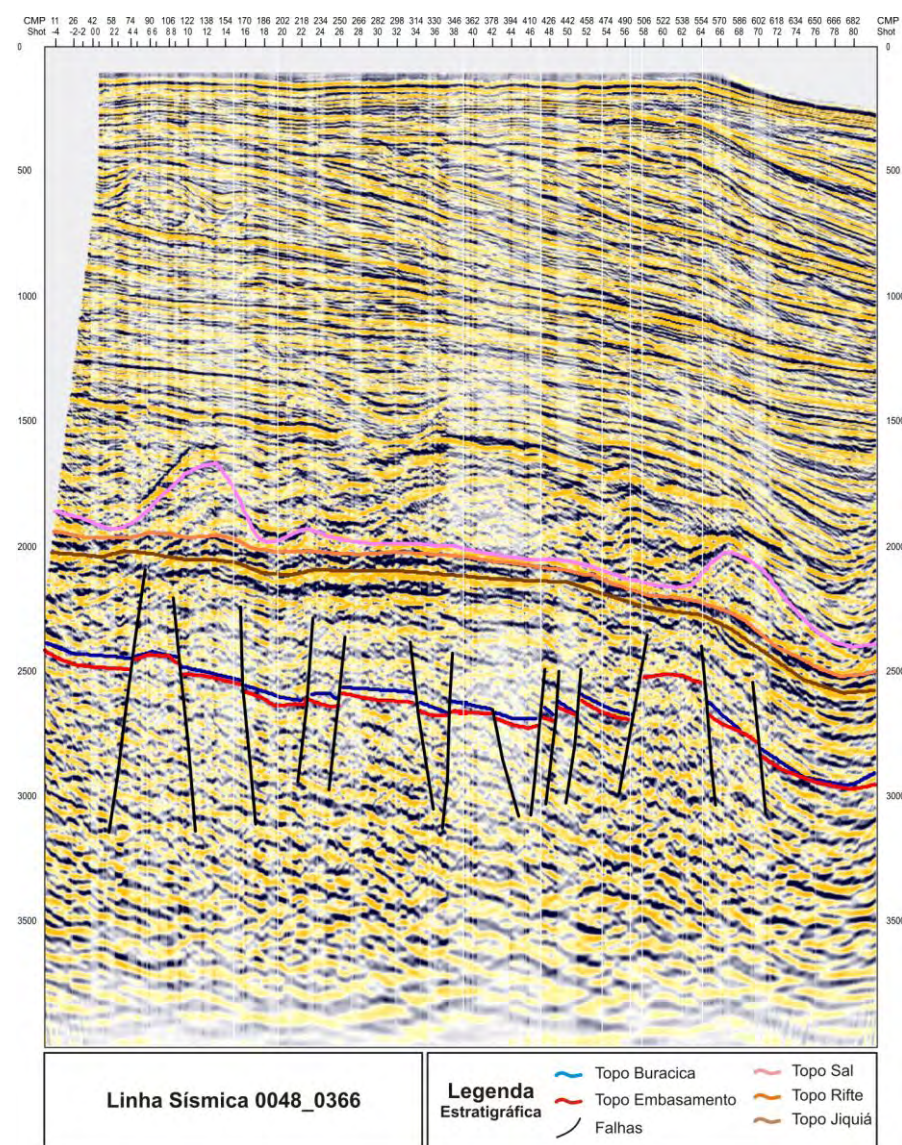
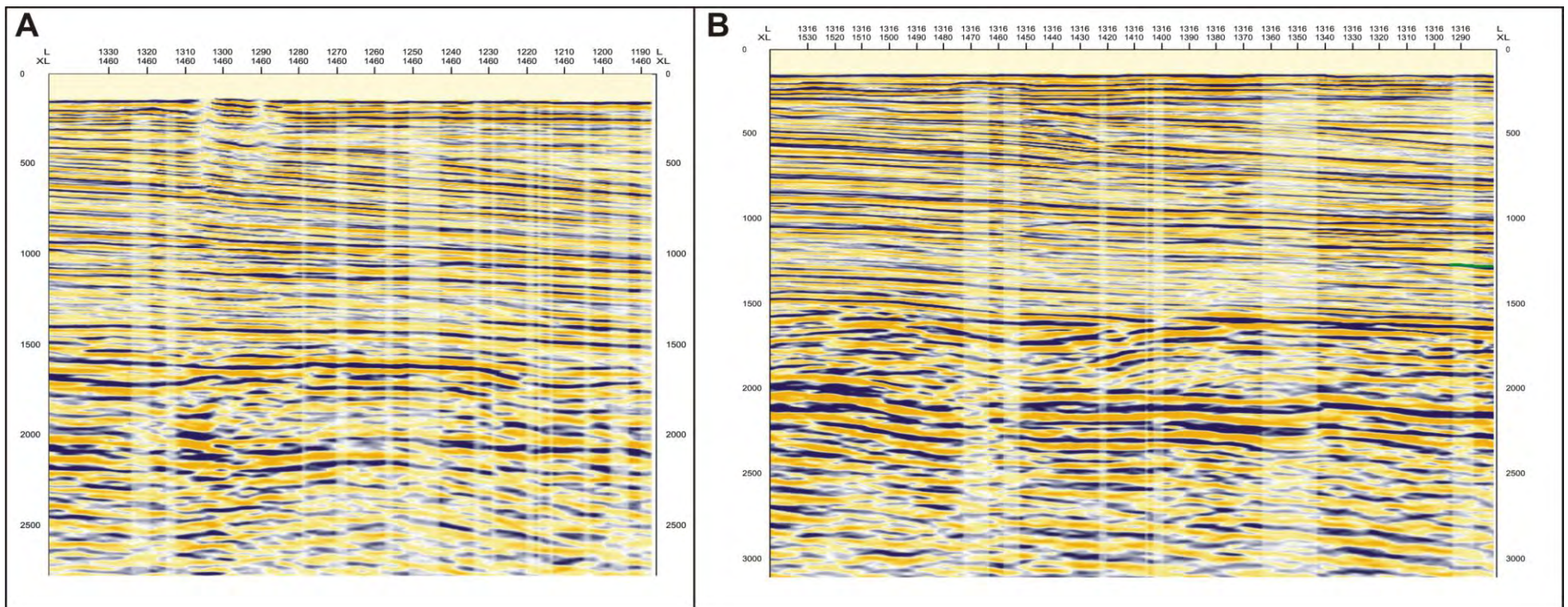


Figura 4.4B: Linha Sísmica 2D com os horizontes estratigráficos interpretados.



4.5B: Seções sísmicas 3D sem interpretação dos horizontes. A) Seção *Crossline* 1460 e; B) Seção *Inline* 1316.

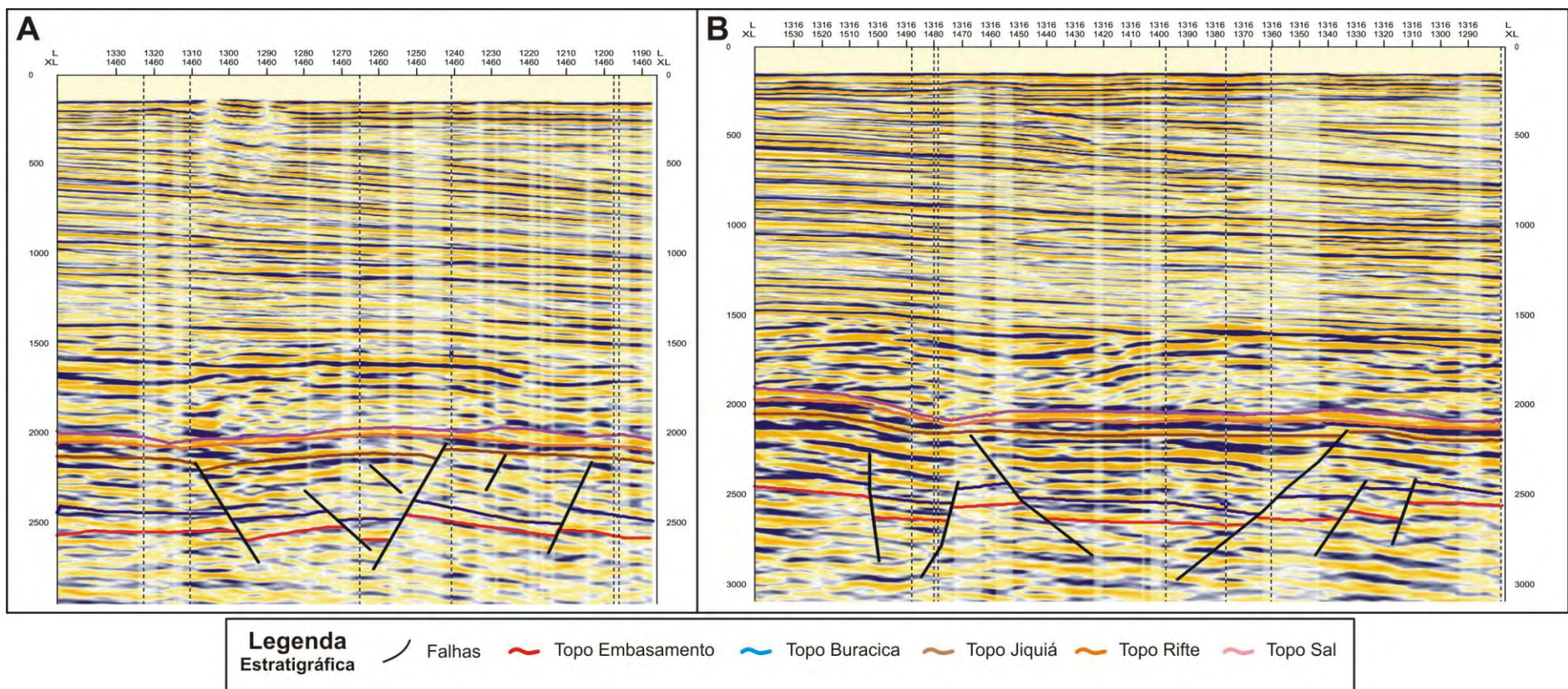


Figura 4.5B: Seções sísmicas 3D com os horizontes estratigráficos interpretados. A) Seção *Crossline* 1460 e; B) Seção *Inline* 1316.

O primeiro horizonte estratigráfico mapeado na sísmica foi o topo do Embasamento, onde as estruturas são facilmente identificadas por interrupções na continuidade dos refletores sísmicos, gerados por falhas. Todas estas estruturas da fase rifte apresentam caráter tectônico sin-deposicional à camada de sal, fato este constatado por não apresentarem-se cortando esta camada em nenhuma das linhas sísmicas.

Nota-se presença de falhas com componente de mergulho por toda a porção rifte. Estas falhas geraram altos estruturais (*horsts*), que compreendem possíveis locais com acumulação e trapeamento estrutural de hidrocarbonetos no campo. É importante lembrar que estas falhas são condicionantes genéticos para ocorrência de óleo, uma vez que a percolação de água meteórica através destes planos de falha geraram a dissolução do carbonato e permitiram o desenvolvimento permoporoso das coquinas.

Outra estrutura identificada nas linhas sísmicas são os baixos estruturais, correspondentes aos *grabens*. É possível observar maior espessura nas porções correspondentes a estes baixos, onde o espaço de acomodação foi maior, e o contrário para as porções que compreendem os *horsts*, onde há um menor espaço de acomodação.

Logo acima do embasamento o horizonte interpretado corresponde ao Topo do Buracica, que compreende a porção basal do reservatório de coquinas. Após a identificação utilizando o sismograma sintético, este horizonte foi mapeado através do forte refletor sísmico negativo logo acima do embasamento. Vê-se uma mudança no padrão da sísmica e adotou-se como o primeiro destes refletores devido ao pacote siliciclástico pouco espesso presente entre o embasamento e a base do reservatório. Em locais de baixos estruturais podemos observar que este pacote apresenta-se ainda existente, mas nas porções que compreendem os *horsts* a coquina aparece sobre o embasamento, não havendo a deposição do ciclo siliciclástico.

O horizonte correspondente ao Topo do Jiquiá, que compreende também o topo da porção reservatório foi mapeado seguindo o mesmo raciocínio para a base deste reservatório. Trata-se de sua identificação junto ao sismograma sintético e posterior continuidade do refletor sísmico, que é característico, por toda a extensão do dado sísmico.

O intervalo entre o Topo do Jiquiá e o Topo do Sal inclui um pacote sedimentar siliciclástico que representa o último ciclo da sequência deposicional, sotoposto ao sal. Como interpretado em dados de poços e com auxílio do sismograma sintético, vê-se uma camada

delgada de sal por toda a extensão do campo, possuindo espessura pouco mais significativa somente alguns locais muito pontuais das linhas sísmicas.

As interpretações realizadas nas linhas sísmicas 2D e no cubo sísmico 3D apresentam-se significativamente semelhantes. É possível observar as falhas de componente de mergulho, os *horsts*, que compreendem trapas estruturas, os *grabens* e a sedimentação no cubo sísmico 3D seguindo o mesmo comportamento analisado nas linhas sísmicas 2D, tratando-se da confirmação destas estruturas mais regionais em escala local.

Na interpretação das estruturas das linhas e do cubo foi criado um banco de dados para cada linha assim como para cada seção *inline* ou *crossline*, afim de que elas fossem devidamente individualizadas, sendo fundamental na criação do mapa de contorno estrutural, permitindo que não houvessem interpolações equivocadas das informações.

4.4 Análise Estrutural

No Mapa Estrutural do Topo do Embasamento (**Figura 4.6**), é possível notar de forma nítida o alto estrutural pertencente ao Campo de Pampo. Embasado em trabalhos anteriores, esta estrutura observada confirma os estudos realizados no referente trabalho. Embora o alinhamento presente na Bacia de Campos seja de sentido NE-SW, o mapa de contorno do Topo do Embasamento demonstra orientação preferencial sentido NW-SE. A formação desta estrutura dá-se pela atividade tectônica ativa da fase rifte, que atua como possível condicionante para acumulação de óleo no campo, agindo como trapa estrutural para estas acumulações, uma vez que as falhas de componente de mergulho interpretadas junto aos dados sísmicos condicionam a geomorfologia que caracteriza o Grupo Lagoa Feia, evidenciam a formação de *horsts*. Este tectonismo observado na superfície do topo do embasamento atua como condicionante dos fatores tectono-sedimentares no campo, gerando estruturas de *grabens*, onde o espaço de acomodação é maior e os pacotes apresentam maiores espessuras.

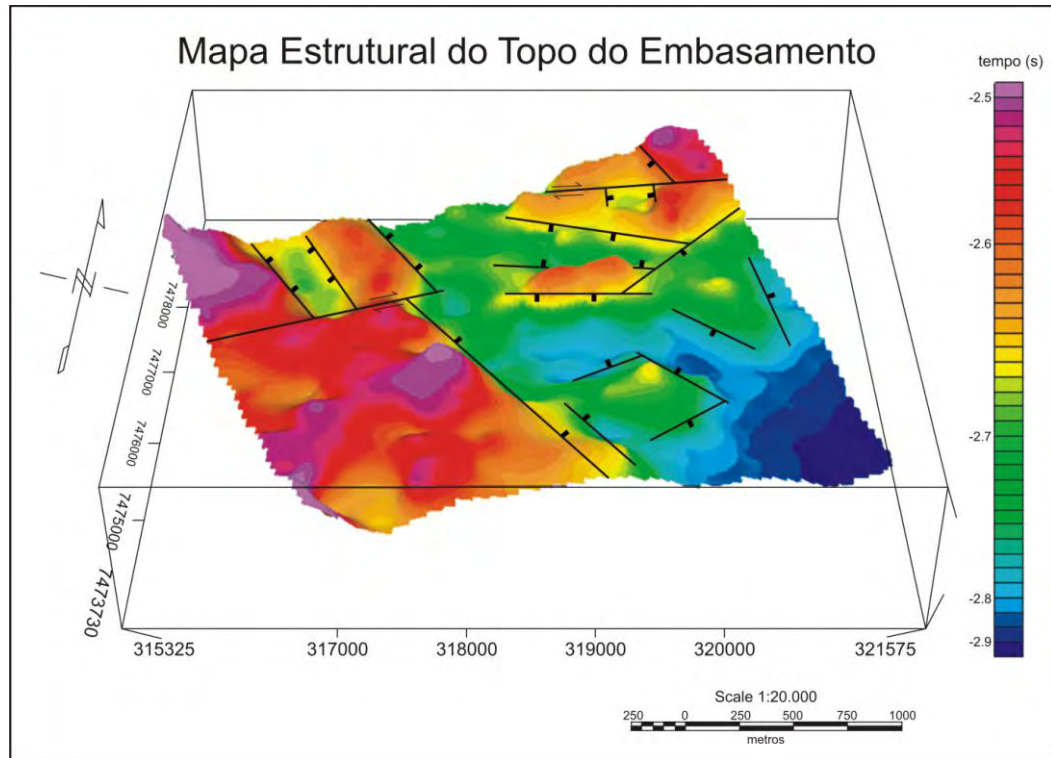


Figura 4.6: Mapa de contorno estrutural do Topo do Embasamento.

O horizonte posteriormente mapeado foi o do Topo do Buracica. Seu mapa de contorno estrutural é apresentado na **Figura 4.7**.

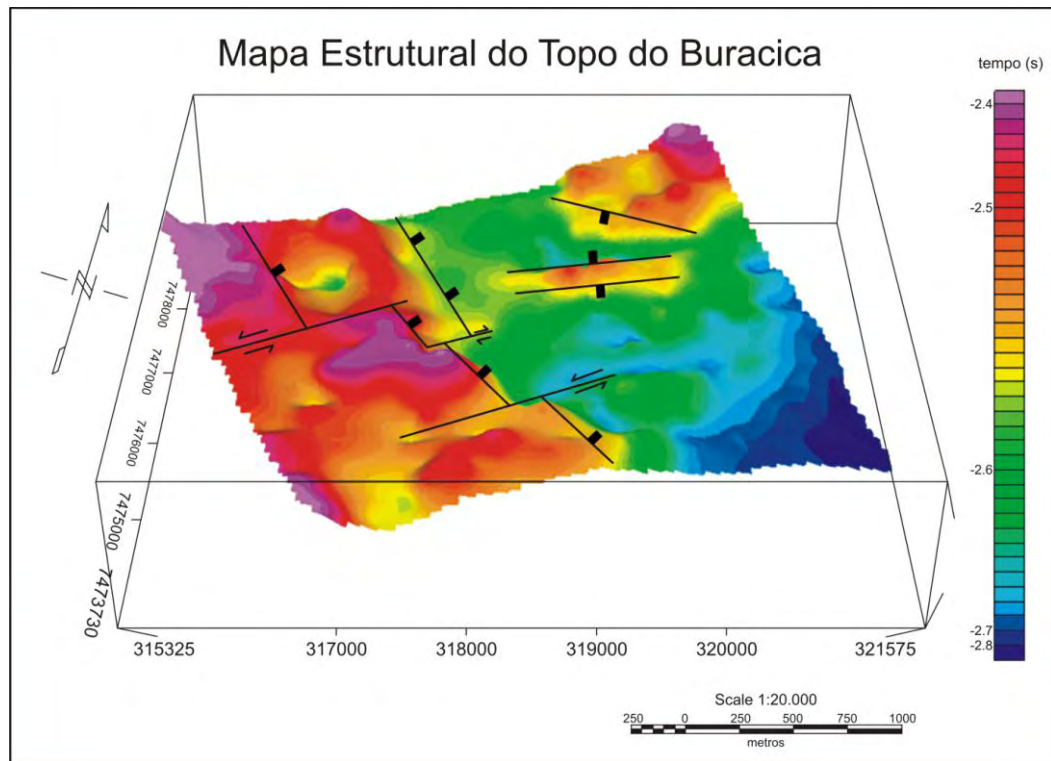


Figura 4.7: Mapa de contorno estrutural do Topo do Buracica.

Observa-se um controle deposicional marcado pelo alto estrutural presente na área, citado anteriormente. Esta estrutura atua como uma charneira deposicional, condicionando a sedimentação no campo. Este mesmo controle deposicional fica evidenciado ao observarmos os demais mapas de contorno, correspondentes ao Topo do Jiquiá, Topo do Rifte e Topo do Sal (**Figura 4.8, 4.9 e 4.10**).

Entre os horizontes do Topo do Buracica e Topo do Jiquiá encontra-se a porção reservatório do campo, e é possível observar, através da análise do tempo de trânsito das ondas sísmicas, uma sedimentação praticamente homogênea das coquinas, como analisada na seção estratigráfica da **Figura 4.2**. Os pacotes apresentam espessuras parecidas por toda a área, servindo de afirmação ao controle tectônico gerado pelas estruturas do embasamento.

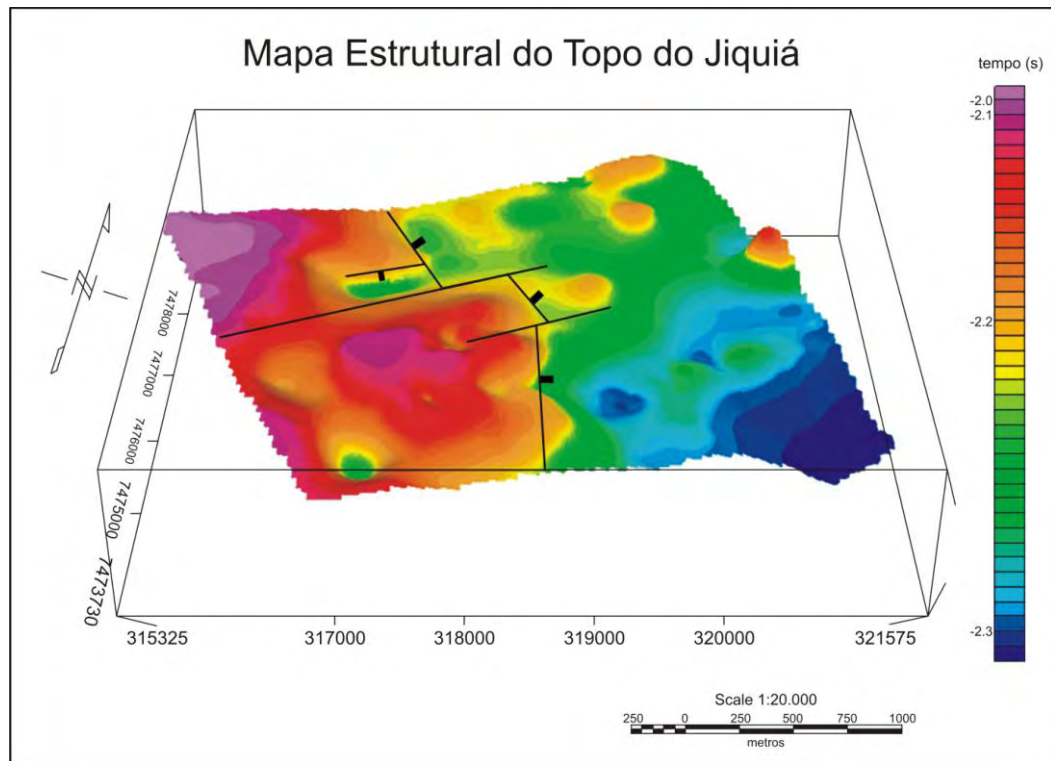


Figura 4.8: Mapa de contorno estrutural do Topo do Jiquiá.

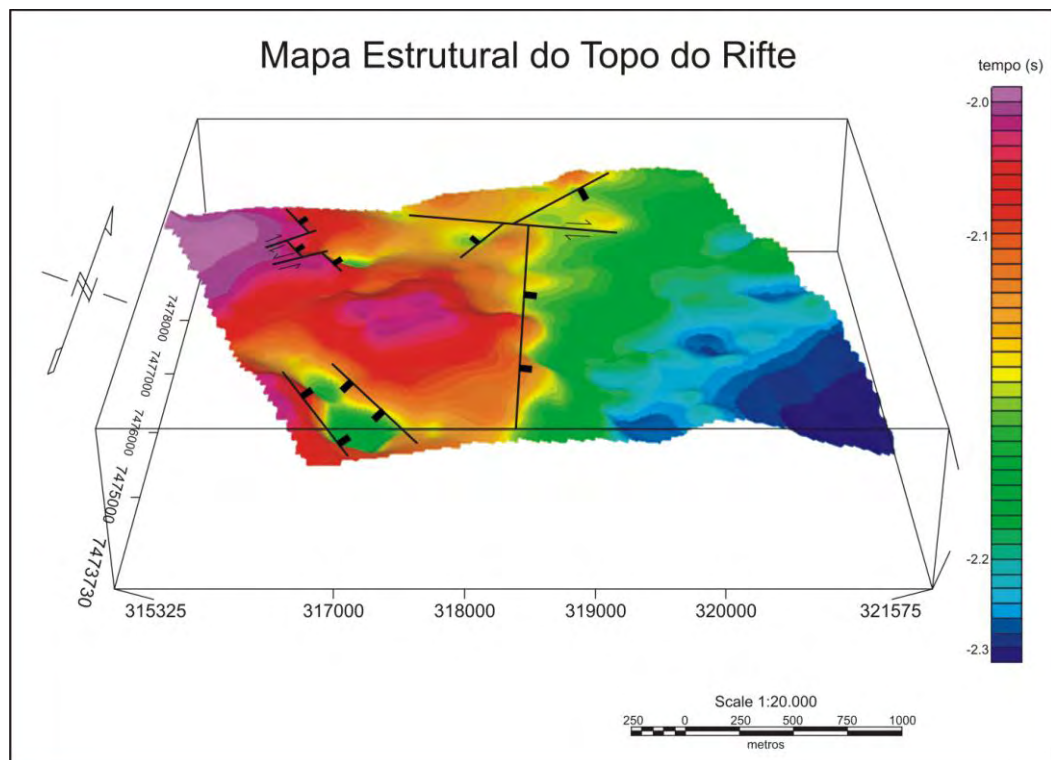


Figura 4.9: Mapa de contorno estrutural do Topo do Riffe.

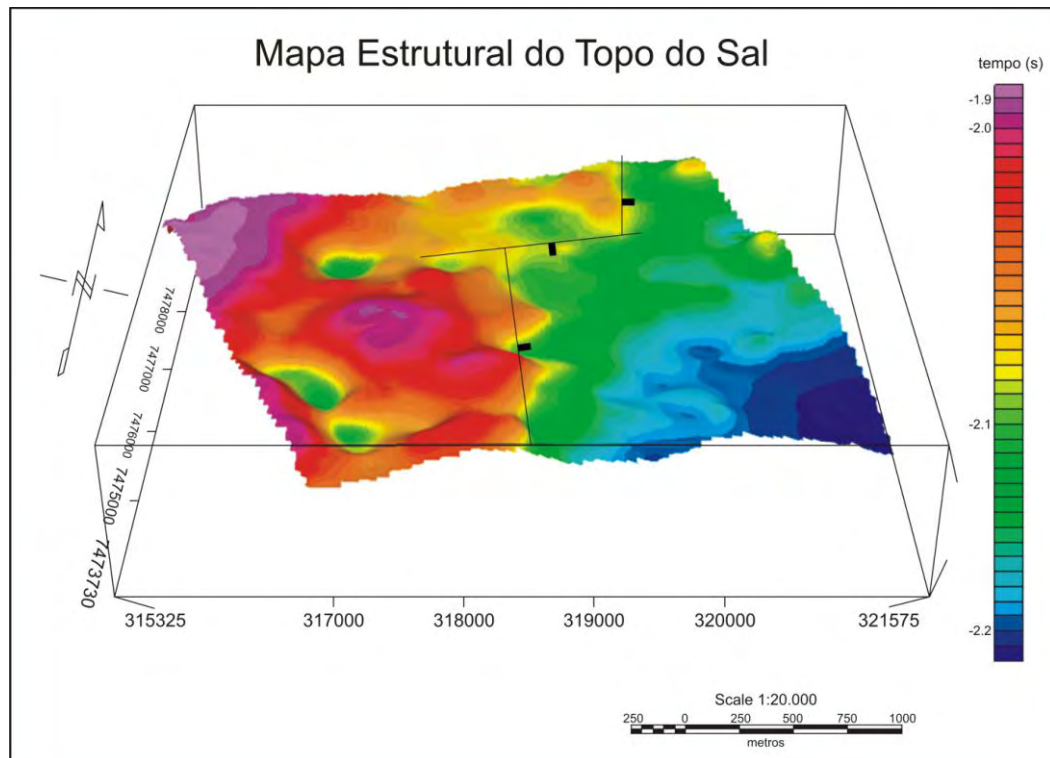


Figura 4.10: Mapa de contorno estrutural do Topo do Sal.

De forma contrária a paleogeografia acidentada do embasamento, os horizontes correspondentes ao Topo do Rifte e Topo do Sal já apresentam uma morfologia mais suavizada. Estes mapas reafirmam a idéia do tipo de sedimentação do Grupo Lagoa Feia.

No Mapa de Isópacas (**Figura 4.11**) gerado com as curvas de isovalores dos horizontes Topo do Buracica e Topo do Jiquiá, que correspondem ao reservatório, é possível evidenciar que o alto estrutural é condicionante na sedimentação no campo. Na porção oeste da figura o tempo de trânsito das ondas sísmicas mostra um pacote sedimentar de menor espessura. Esta mesma área compreende *horsts* que atuam como trapas estruturais, na acumulação de hidrocarbonetos no local. Este alto, limitado por falhas, age também na questão diagenética do campo, pois trata-se de uma porção onde as falhas proporcionaram a dissolução do carbonato e permitiram desenvolvimento de porosidade, principalmente nas porções baixas adjacentes, como é o caso do poço 4RJS_0055_RJ, produtor de óleo no campo.

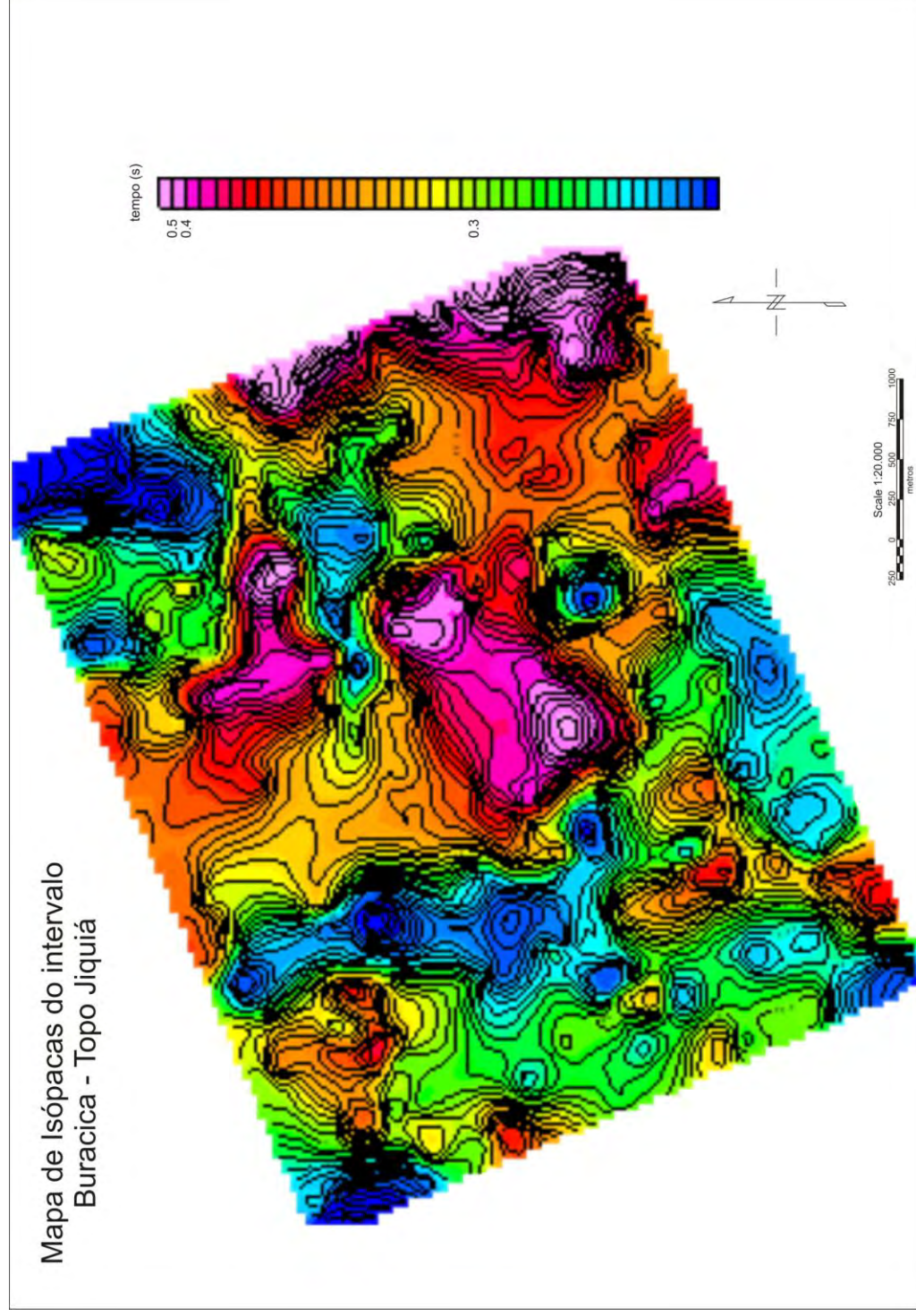


Figura 4.11: Mapa de Isópacas da porção reservatório.

4.4 Análise do Reservatório

Por meio da análise dos perfis de resistividade e densidade na seção estratigráfica da **Figura 4.2** é possível concluir onde há possíveis acumulações de hidrocarbonetos. É observado que os perfis de resistividade, quando analisados no banco de coquinas inferior, apresentam valores elevados, e que a densidade para carbonatos presentes na área é da ordem de 2,72. Ao analisarmos as densidades correspondentes as coquinas inferiores, nos mesmo intervalos em que a resistividade é elevada, podemos ter idéia de em quais porções esta acumulação ocorre e qual a sua porosidade estimada, tratando-se de um método indireto de investigação desta porosidade.

Através do perfil de densidade, partindo de uma densidade de 2,72 dos carbonatos da área, tem-se a cada 0.05 unidades de medida da densidade a porosidade aumentada em 3%. Adotando-se esse método de análise e sabendo que 8% é o padrão de corte para boa porosidade nas coquinas, o traço amarelo em 2,6 no perfil de densidade, traçado na Seção Estratigráfica, delimita os intervalos onde este parâmetro é alcançado. Desta forma as porosidades alcançadas são, em média, de 19% no poço 4RJS_0055_RJ; 20% no poço 4RJS_0235_RJ; picos de ocorrência de 22 a 24% de porosidade no poço 3PM_0003A_RJS, possuindo uma média de 13%; de 15% nos poços 3PM_0002_RJS e 3PM_0012_RJ e de 6% no poço 4RJS_0062A_RJ, com picos de 20% na porção basal da coquina inferior.

Mapas de atributos sísmicos RMS são comumente utilizados na indústria do petróleo para identificação de anomalias sísmicas. As amplitudes RMS geram mapas de contraste das amplitudes. Na análise destes mapas foram observadas as anomalias presentes nos mesmos.

As **Figuras 4.12 e 4.13** correspondem aos mapas de Amplitude Absoluta e Máxima Amplitude, respectivamente. Observando a porção extremo oeste destes mapas, onde localiza-se o poço 4RJS_0055_RJ, produtor de óleo no campo, pode-se notar valores elevados na escala logarítmica, de coloração amarela (em pontos bem específicos) e porções azuis, no Mapa de Amplitude Absoluta e porções com colorações azuis claras e escuras nas mesmas regiões no Mapa de Máxima Amplitude, tratando-se de anomalias presentes nestas regiões. Estas áreas compreendem a porções de baixos estruturais adjacentes ao alto estrutural do campo, onde a ocorrência de óleo é evidenciada pela seção estratigráfica e os mapas de contorno estrutural.

Da mesma forma existem ainda porções anômalas no extremo leste dos mapas, que compreendem altos estruturais quando observados os mapas de contorno estruturais do Topo do Buracica e Topo do Jiquiá, intervalo reservatório do Grupo Lagoa Feia.

Têm-se desta forma uma confirmação da geologia do campo nestas áreas com possíveis ocorrências de hidrocarbonetos, que correspondem a porções anômalas nos mapas de atributos sísmicos RMS.

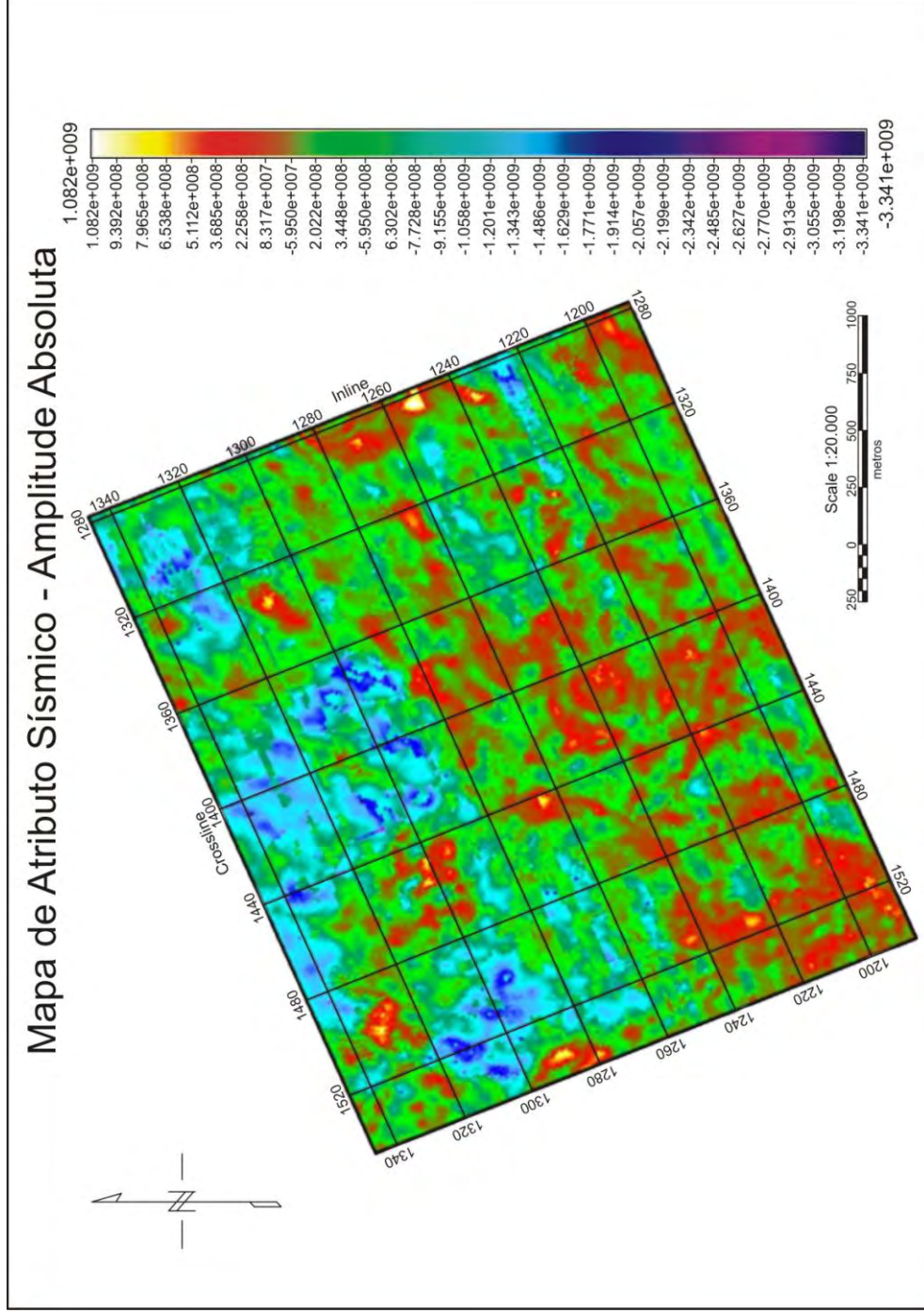


Figura 4.12: Mapa de Atributo Sísmico RMS – Amplitude Absoluta.

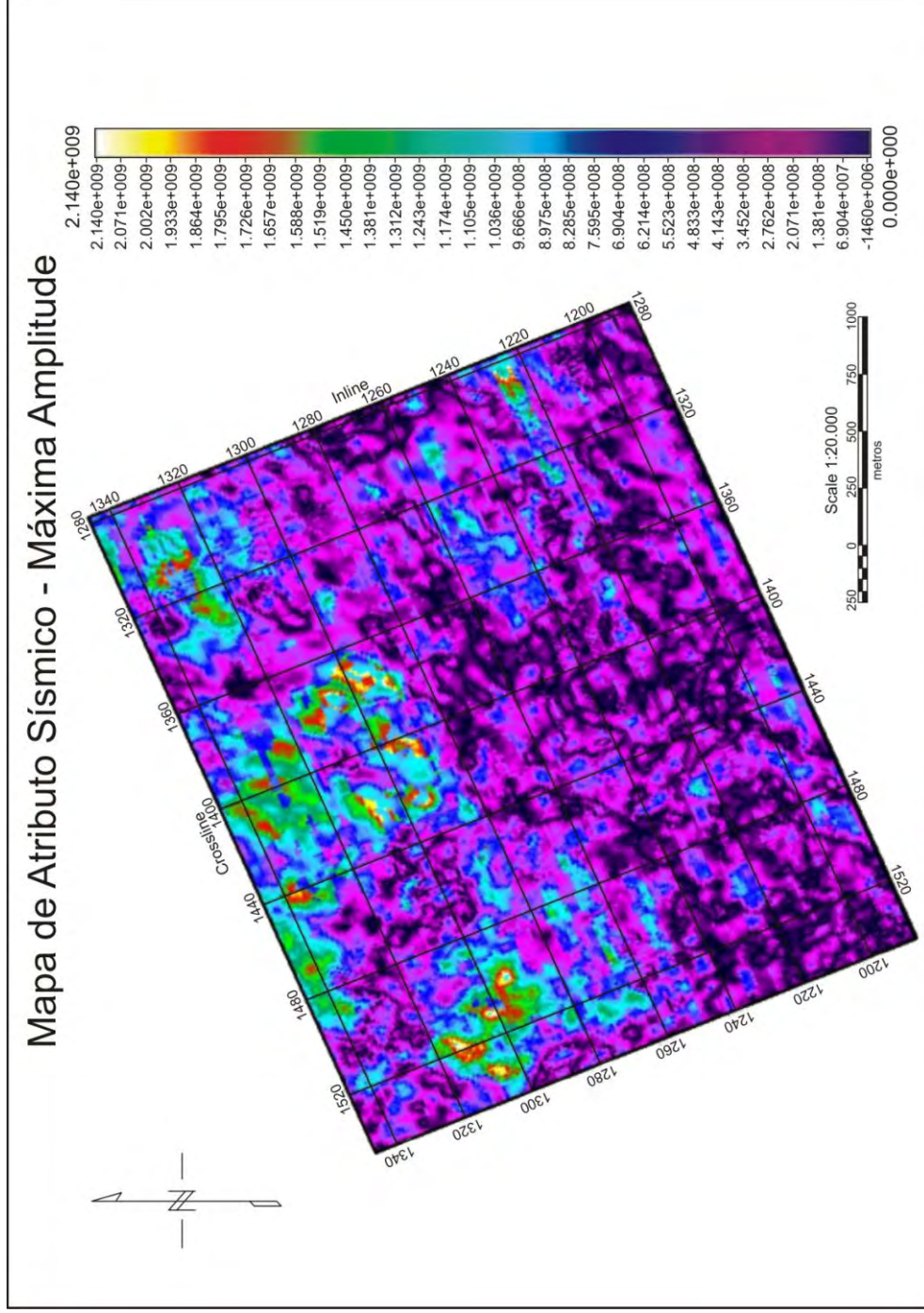


Figura 4.13: Mapa de Atributo Sísmico RMS – Máxima Amplitude.

5. CONCLUSÕES

A plataforma inferior de coquina, produtora de óleo no *trend* Badejo-Linguado-Pampo, apresenta espessura da ordem de 100 a 150 metros nos poços analisados no Campo do Pampo. Estes poços permitiram interpretar os três ciclos deposicionais que compreendem o Grupo Lagoa Feia, como citado em bibliografia.

As espessuras dos pacotes inseridos nos ciclos mostram o controle sin-sedimentar sobre o qual atua os basaltos fraturados da Formação Cabiúnas, comprovado nas análises estruturais. Desta forma, porções correspondentes a baixos estruturais ou *grábens* possuem maior espessura dos pacotes, devido ao maior espaço de acomodação, e de forma contrária, as porções que compreendem altos estruturais ou *horsts* menor espessura.

As interpretações sísmicas permitiram identificar estes *horsts*, que atuam como importantes trapas estruturais na possível ocorrência de hidrocarbonetos no campo. As falhas que compreendem estes altos e baixos estruturais atuam como condicionante genético à esta evento, uma vez que a percolação de água meteórica pelas mesmas permitiu o desenvolvimento permoporoso das coquinas, através da dissolução do carbonato.

Pelos mapas de contorno estrutural gerados à partir da sísmica 3D foi possível comprovar a ocorrência destes altos e baixos estruturais, como eles atuam no controle tectono-sedimentar do campo e sua influência para a ocorrência de hidrocarbonetos.

Através das análises viu-se que embora o alinhamento presente na Bacia de Campos seja de sentido NE-SW, o mapa de contorno do Topo do Embasamento demonstra orientação preferencial sentido NW-SE, caracterizando o Alto de Badejo. A formação desta estrutura dá-se pela atividade tectônica ativa da fase rifte, e estas falhas moldam a geomorfologia encontrada no Grupo Lagoa Feia. Esta estrutura atua como uma charneira deposicional, condicionando a sedimentação no campo. Este controle deposicional é evidenciado em todos os mapas de contorno gerados após o Topo do Embasamento assim como no Mapa de Isópacas da porção que compreende o reservatório.

Os perfis GR, DT, RHOB e ILD contidos nos poços, permitem identificação da porção reservatório do campo, assim como a presença de água ou hidrocarbonetos. A análise do perfil de densidade (RHOB) nos dá uma porosidade que varia de 6 a 24% para as coquinas do campo nos poços estudados. Os mapas de atributos sísmicos RMS comprovam anomalias existentes na porção que compreende o poço 4RJS_0055_RJ, produtor de óleo no campo.

Estas mesmas anomalias são encontradas a extremo leste dos mapas, onde está localizado o poço 3PM_0002_RJS, correspondendo a áreas com possíveis ocorrências de hidrocarbonetos, como nos dois poços supracitados.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAUMGARTEN, C. S. 1985. 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.
- BERTANI, R.T. & CARROZI, A.V. 1984. Microfácies, depositional models and diagenesis of Lagoa Feia (Lower Cretaceous), Campos Basin, offshore Brazil. Petrobras/Cenpes. Ciência-Técnica-Petróleo, v. 14, 104 p.
- CARVALHO, M. D., MONTEIRO, M., PIMENTEL, A.M., REHIM, H. A. A. A. Microfácies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo. Rio de Janeiro. PETROBRÁS/CENPES. Relatório Interno, 1984.
- 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. 2006. 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.
- 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, J.L.; OLIVEIRA, J.Q.; VIEIRA, J.C. 1988. Sedimentological and Stratigraphic Analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase os Campos Basin, Offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 18, n. 3, p. 252-260.

- DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R.
1990. Aspectos da Evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: RAJA GABAGLIA, L.R.; MILANI, E.J. (Eds) Origem e Evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras. Petrobrás. Rio de Janeiro, p. 330-360.
- DIAS-BRITO, D., AZEVEDO R.L.M., 1986, As Sequências Depositionais Marinhas da Bacia de Campos sob a Ótica Paleoecológica: XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, p.38-49.
- EBERLI, G. P.; MASAFERRO, J. L.; SARG, J.F. 2004. Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems. AAPG Memoir 81, 376 pág.
- FERNANDES, F.L. 2001. Estudo da evolução tectono-sedimentar da região Centro-Oeste da Bacia de Campos, através da técnica de restauração de seções geológicas, Tese de Doutorado, Rio Claro.
- FIGUEIREDO, A.M.F.; PEREIRA, M.; MOHRIAK, W.U.; TRINDADE, L. 1984. Salt tectonics and oil accumulation in Campos Basin, offshore Brazil. AAPG, v. 69, p.255.
- 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., 2000, Petroleum System of the Campos Basin, Brazil: AAPG Memoir 73.
- HORSCHUTZ, P. M. C.; FREITAS, L. C.; STANK, C. V.; BARROSO, A. S.; CRUZ, W. M. 1992. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brazil, In M. T. Halbouty (Edited). Giant Oil and Gas Fields of the Decade, AAPG Memoir 54, Chapter 9, p. 137-153.
- HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M. S. 1992. 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. ½, p. 45 – 58.

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.

MOHRIAK, W.U.; MACEDO, J.M.; CASTELLANI, R.T.; RANGEL, H.D.; BARROS, A.Z.N.; LATGÉ, M.A.L.; RICCI, J.A.; MIZUSAKI, A.M.P.; SZATIMARI, P.; DEMERCIAN, L.S.; RIZZO, J.G.; AIRES, J.R. 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. AAPG MEMOIR 65, p. 273-304.

MOHRIAK, W.U. ; MELLO, M.R.; DEWEY, J.F.; MAXWELL, J.R. 1990. Petroleum geology of the Campos Basins, offshore Brazil, from Brooks, J. (Ed.) Classic Petroleum Provinces, Geological Society Special Publication, nº50, Londres, p. 119-141

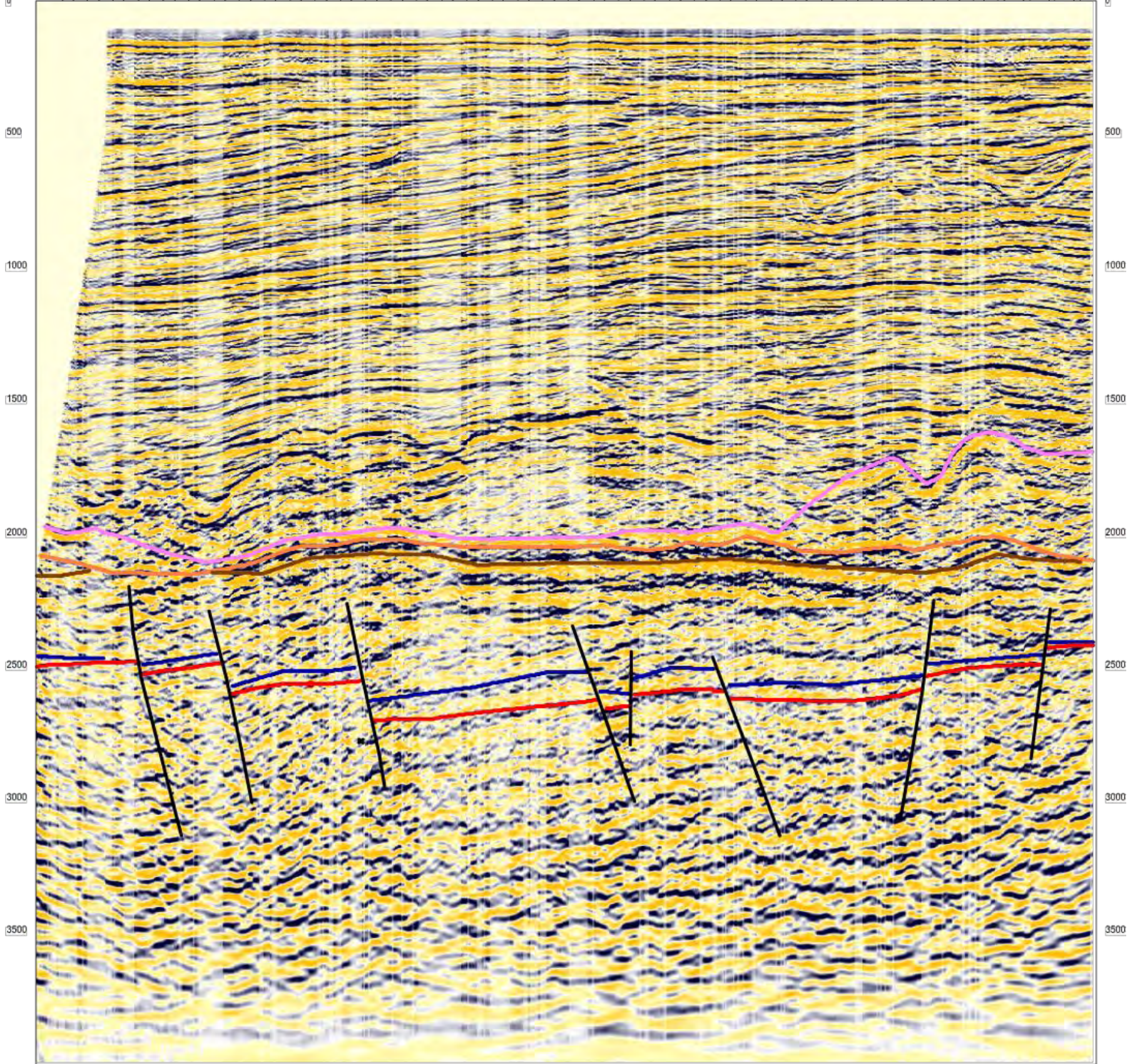
RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. 1994. Bacia de Campos, Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 8, p. 203-218.

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

SITE: www.anp.gov.br







APÊNDICES

CMP Shot 1829 34 41 5057 6673 8289 98105 121 137 153 169 185 201 217 233 249 265 281 297 313 329 345 361 377 393 409 425 441 457 473 489 505 521 537 553 569 585 601 614 626 642 658 CMP Shot
8282 80 80 7878 7676 7474 7272 7070 6868 6666 6464 6262 6060 5858 5656 5454 5252 5050 4848 4646 4444 4242 4040 3838 3636 3434 3232 3030 2828 2626 2424 2222 2020 1818 1616 1414 1212 1010 88 66 44 22

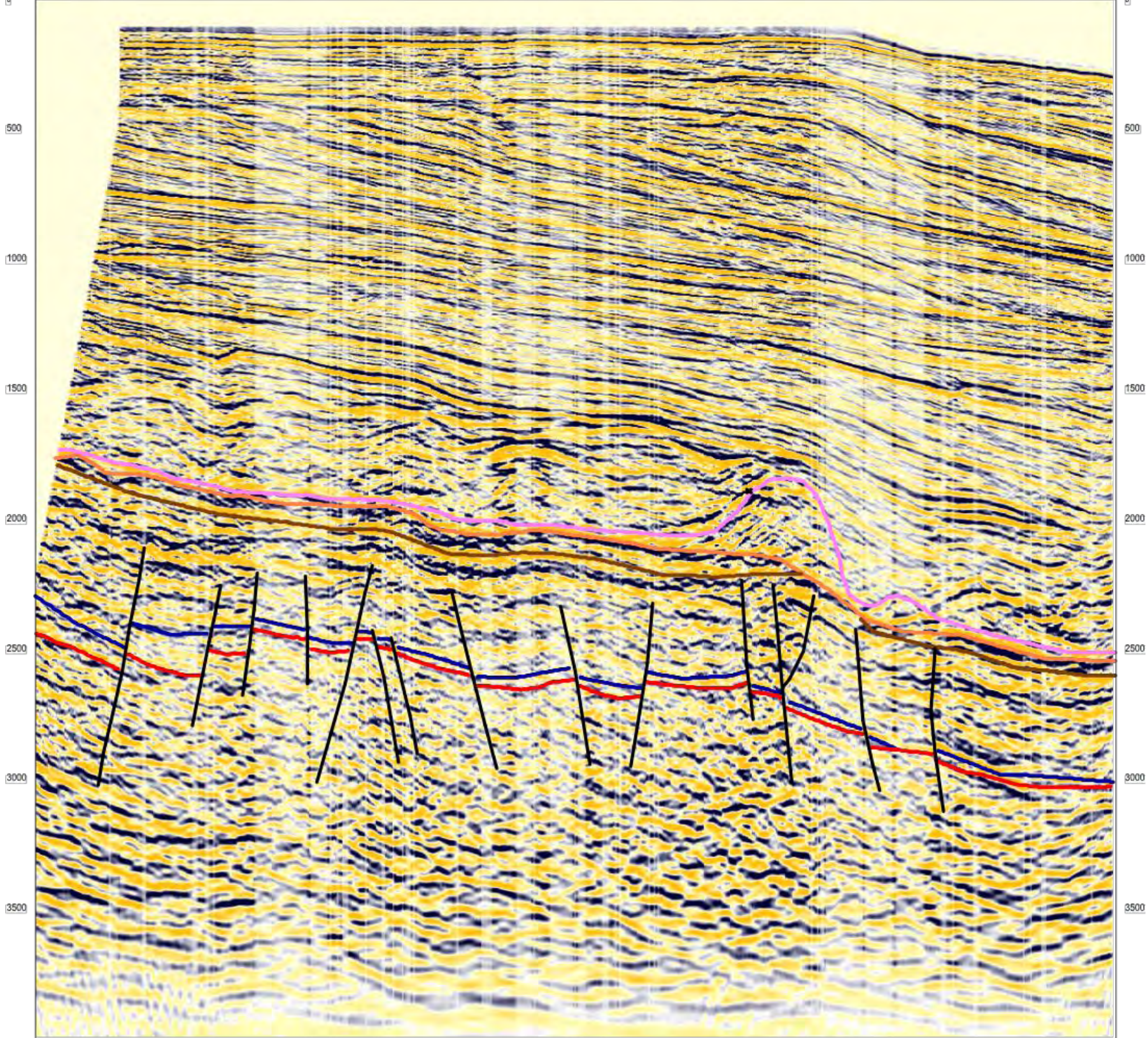


Linha Sísmica 0048_0350

**Legenda
Estratigráfica**

-  Topo Buracica
-  Topo Embasamento
-  Falhas
-  Topo Sal
-  Topo Rife
-  Topo Jiquiá

CMP Shot 11 26 42 49 5864 /480 9096 106 122 138 154 170 186 202 218 234 250 266 282 298 314 330 346 362 378 394 410 426 442 458 474 490 506 522 538 554 570 CMP Shot
 -4-4 -2-2 0 00 222 444 666 888 1010 1212 1414 1616 1818 2020 2222 2424 2626 2828 3030 3232 3434 3636 3838 4040 4242 4444 4646 4848 5050 5252 5454 5656 5858 6060 6262 6464 6666

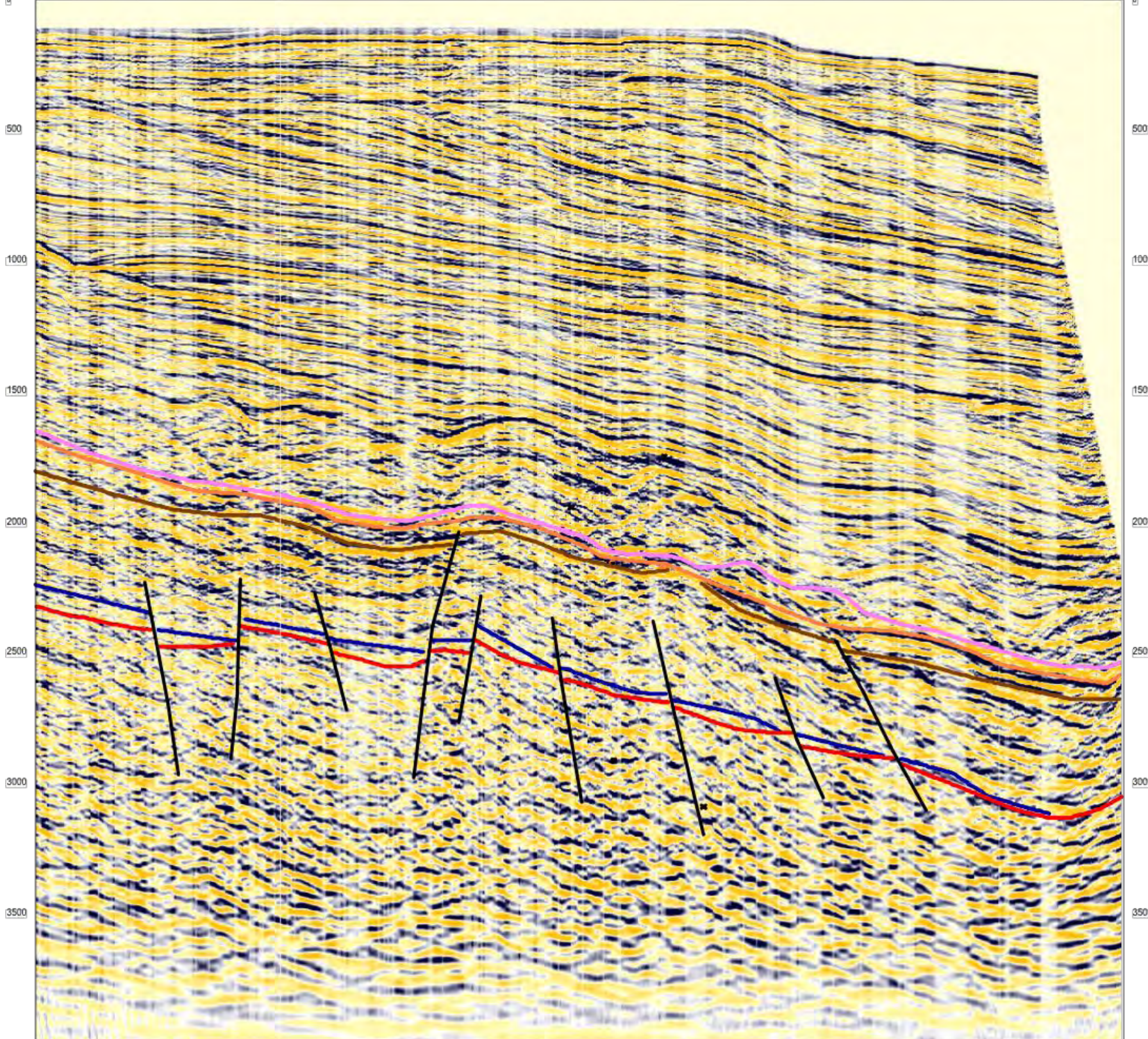


Linha Sísmica 0048_0358

Legenda Estratigráfica

- Topo Buracica
- Topo Embasamento
- Topo Sal
- Topo Rifte
- Topo Jiquiá
- Falhas

CMP Shot 5/3 561 545 529 513 497 481 465 449 433 417 401 385 369 353 337 321 305 289 273 257 241 225 209 193 177 161 145 129 113 97/91 81/75 65/59 49/43 33/27 17/11 CMP Shot
 22 44 4 66 88 10 12 14 16 18 20 22 24 26 28 30 32 34 36 38 40 42 44 46 48 50 52 54 56 58 60 62 64 66 68 70 72

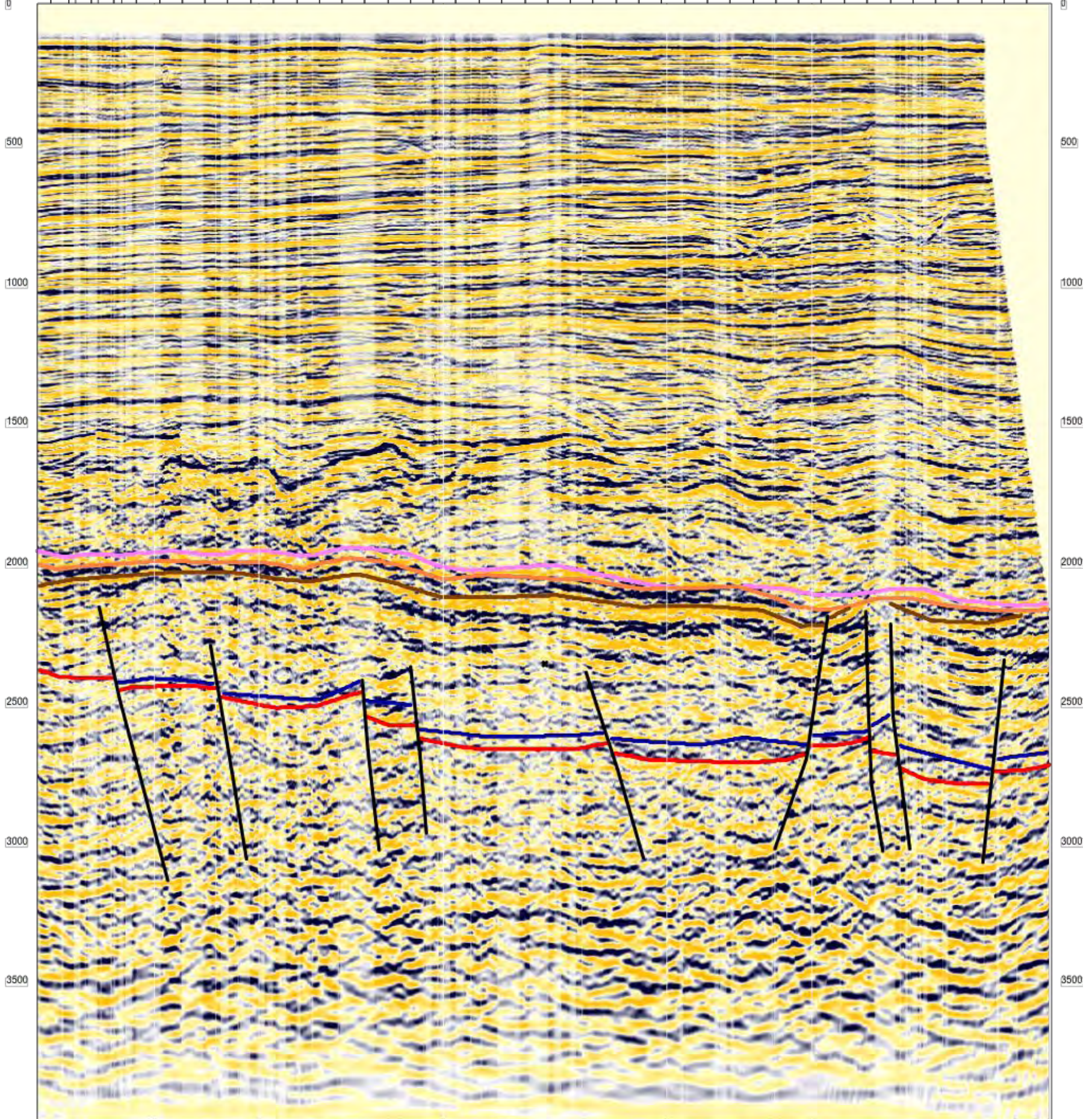


Linha Sísmica 0048_0359

Legenda Estratigráfica







 Topo Buracica	 Topo Sal
 Topo Embasamento	 Topo Rifte
 Falhas	 Topo Jiquiá

CMP 701689 673 657 641 625 609 593 577 561 545 529 513 497 481 465 449 433 417 401 385 369 353 337 321 305 289 273 257 241 225 209 193 177 161 145 129 113 97 81 65 49 33 17 CMP
 Shot 2 44 66 88 10 12 14 16 18 20 22 24 26 28 30 32 34 36 38 40 42 44 46 48 50 52 54 56 58 60 62 64 66 68 70 72 74 76 78 80 82 84 86 88 Shot



Linha Sísmica 0048_0361

Legenda Estratigráfica

 Topo Buracica	 Topo Sal
 Topo Embasamento	 Topo Rifte
 Falhas	 Topo Jiquiá

