



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA

ADRIANE GOMES PINHEIRO

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2D E MODELAGEM
GEOLÓGICA 2,5D DA BACIA DO PARNAÍBA

BELÉM-PA

2011

ADRIANE GOMES PINHEIRO

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2D E MODELAGEM
GEOLÓGICA 2,5D DA BACIA DO PARNAÍBA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará – UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de grau de bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz

Co-orientador: Prof. Dr. Pedro Andrés Chira Oliva

BELÉM-PA

2011

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação(CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro G. de Montalvão

P654i Pinheiro, Adriane Gomes

Interpretação sísmica 2d e modelagem geológica 2,5D da bacia do Parnaíba / Adriane Gomes Pinheiro; Orientador: João Carlos Ribeiro Cruz; Coorientador: Pedro Andrés Chira Oliva – 2011

83 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2011.

1. Interpretação sísmica. 2. Modelagem geológica 2.5D. 3. GOCAD. 4. Bacia do Parnaíba. I. Cruz, João Carlos Ribeiro, *orient.* II. Chira Oliva, Pedro Andrés, *coorient.* III. Universidade Federal do Pará. IV. Título.

CDD 20ª ed.: 622.1592

ADRIANE GOMES PINHEIRO

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2D E MODELAGEM
GEOLÓGICA 2,5D DA BACIA DO PARNAÍBA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará – UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de grau de bacharel em Geofísica.

Data de aprovação: ___/ ___/ ___

Conceito: _____

Banca examinadora:

Prof. João Carlos Ribeiro Cruz - Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Prof. Pedro Andrés Chira Oliva – Co-orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Prof. Cristiano Mendel Martins
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

*À Maria (mãe) e Elias (pai) pela vida e por
me ensinarem como prosseguir nela*

AGRADECIMENTOS

À Deus, principalmente, por nunca faltar-me com Sua presença me dando força e inspiração para concluir este trabalho.

Aos meus queridos pais, pelo incentivo e pelos sábios ensinamentos ao longo de toda minha vida e por me deixarem como herança a oportunidade de minha formação acadêmica.

À minha irmã Andréia e aos meus irmãos Elias André e Elias Adriano pelo ambiente de amor e companheirismo em todos os momentos da minha vida.

Ao meu avô Raimundo Gomes pelas palavras de incentivo e apoio.

Ao Prof. Dr. Pedro Andrés Chira Oliva pelo apoio e ensinamentos importantes para o desenvolvimento deste trabalho junto ao Laboratório de Geoprocessamento, Cartografia e Modelagem – LAGEOMOD/UFPA (Bragança).

Ao Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz pelo apoio, disposição e orientação.

Ao Prof. Dr. Roberto Vizeu pelas sugestões referentes à geologia da Bacia do Parnaíba.

Ao Prof. Dr. Cristiano Mendel Martins por aceitar participar da banca examinadora.

À Glauco Pereira pelas contribuições dadas a este trabalho.

À Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGF), pela concessão de bolsa de apoio financeiro ao longo do último ano de graduação.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados sísmicos e de poço utilizados neste trabalho.

À Universidade Federal do Pará (UFPA), pelos equipamentos e espaço cedido durante minha formação acadêmica.

À todos os professores da Faculdade de Geofísica por seus importantes ensinamentos.

Às secretarias Ana Ribeiro e Benildes Lopes pela amizade e carinho.

Aos meus amigos geofísicos Danilo Ferreira e Rafael Furtado por me ajudarem a direcionar meus estudos aos métodos sísmicos.

Um agradecimento especial a Daniel Ferreira.

Também gostaria de agradecer aos meus amigos geofísicos César Carneiro, Rafaela Dias e João Filho e a todos os meus companheiros de turma.

E a todos aqueles que de alguma forma positiva colaboraram para conclusão deste trabalho.



RESUMO

A Bacia do Parnaíba é uma bacia paleozóica intracratônica localizada na região nordeste ocidental brasileira, posicionada entre grandes faixas de dobramento onde se encontram depositados sedimentos desde o Ordoviciano até o Terciário, com eventos magmáticos no mesozóico. Esta bacia encontra-se em um estágio exploratório preliminar com pouca expectativa no âmbito de exploração de petróleo, contudo as informações disponíveis indicam que ela possui as condições básicas para a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos. Neste contexto, o presente trabalho apresenta os resultados da interpretação sísmica 2D das linhas sísmicas 0295-0001, 0295-0002, 0295-0003, 0295-0007, 0295-0008 e 0295-0009, as quais fazem parte de um projeto da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que teve como objetivo avaliar o potencial petrolífero da Bacia do Parnaíba. A interpretação sísmica foi feita com o auxílio da interpretação do perfil composto de um poço, a partir da calibração sísmica-poço e do mapa geológico da área. Foi possível fazer uma correlação entre os dados dos perfis do poço com os refletores que aparecem na sísmica. Ao todo, foram mapeados dez refletores a partir do topo da Formação Piauí até o que foi chamado de Embasamento que teve medidas variando de 1.500ms até 2.500ms na Linha 0295-0007. Com o mapeamento dos refletores pode-se observar algumas regiões que sugerem ser depocentros nas Linhas 0295-0007 e 0295-0008 as quais devem estar relacionadas ao lineamento Transbrasiliano, principal lineamento regional da Bacia do Parnaíba. Também foi construído um Modelo Geológico Estrutural 2,5D das estruturas geológicas mapeadas na Linha 0295-0007 que é a mais representativa e de melhor qualidade dentre as linhas sísmicas interpretadas. Para a construção deste modelo foi utilizada a ferramenta da modelagem sísmica e o *software* de modelagem GOCAD (*Geological Object Computer Aided Design*). O Modelo Geológico Estrutural 2,5D apresentado fornece uma visualização das estruturas mapeadas ao longo dessa linha com destaque para a Formação Pimenteiras que é a unidade potencialmente geradora e para a Formação Cabeças que é a unidade potencialmente reservatório, o que pode contribuir para estudos no âmbito de Geologia do Petróleo na Bacia do Parnaíba.

Palavras - chave: Interpretação sísmica 2D. Modelagem geológica 2,5D. GOCAD. Bacia do Parnaíba.

ABSTRACT

The Parnaíba Basin is a Paleozoic intracratonic basin located in the western region of Northeastern Brazil, positioned between large ranges of folding where sediments are deposited from the Ordovician to the Tertiary, with magmatic events in the Mesozoic. This basin is in a preliminary exploratory stage, with little expectation in oil exploration, but the available information indicates that it has the basic conditions for the occurrence of hydrocarbon accumulations. In this context, this work presents the results of seismic interpretation of 2D seismic lines 0295-0001, 0295-0002, 0295-0003, 0295-0007, 0295-0008 and 0295-0009, which are part of a project of the National Oil, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP), which aimed to evaluate the oil potential of the Parnaíba Basin. The seismic interpretation was performed with the aid of the interpretation of the composite profile of a well, from the well-seismic calibration and geological map of the area. It was possible to make a correlation between the data from the well log profiles with the reflectors that appear in the seismic sections. In total, ten reflectors were mapped, from the top of the Piauí Formation to what was called the Basement, that had measures ranging from 1.500ms to 2.500ms in Line 0295-0007. By mapping the reflectors, it can be observed that some regions suggest to be depocenters in Lines 0295-0007 and 0295-0008, which may be related to the Transbrasiliana lineament, which is the main regional lineament in Parnaíba Basin. Also, it was built a 2.5 D Geological Structural Model of the geological structures mapped in line 0295-0007 which is the most representative and has the best quality among interpreted seismic lines. To build this model, seismic modeling and modeling software GOCAD (Geological Object Computer Aided Design) were used. The 2.5D Geological Structural Model presented provides a visualization of the structures mapped along this line, especially the Pimenteiras Formation, which is the potentially generating unit, and the Cabeças Formation, which potentially is the reservoir unit, which can contribute to studies in the framework of Petroleum Geology in the Parnaíba Basin.

Keywords: 2 D Seismic interpretation . 2.5 D Geological Model. GOCAD. Parnaíba Basin.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1:	Mapa de localização da Bacia do Parnaíba, com dados estruturais e estratigráficos	16
Figura 2.2:	Seção geológica (A-B) esquemática da Bacia do Parnaíba	17
Figura 2.3:	Relação entre os eixos deposicionais dos grupos Serra Grande e Canindé, e os lineamentos Transbrasilianos e Picos-Santa Inês	18
Figura 2.4:	Carta Estratigráfica da Bacia do Parnaíba	21
Figura 2.5:	Carta Estratigráfica da bacia mostrando as formações geradoras e reservatórios	23
Figura 3.1:	Ilustração da aquisição marinha de dados sísmicos	25
Figura 3.2:	Técnica CMP (<i>common midpoint</i>) cujo objetivo é a melhoria da relação sinal/ruído	25
Figura 3.3:	Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo	26
Figura 3.4:	Fluxograma básico do processamento dos dados sísmicos	27
Figura 3.5:	Ilustração mostrando o registro sísmico de um refletor curvo, e o reposicionamento (Migração) do refletor deslocado, aumentando a resolução sísmica horizontal	31
Figura 3.6:	Os padrões de terminações de refletores sísmicos podem ocorrer no limite superior (A) e inferior (B) de uma seqüência sísmica	33
Figura 3.7:	Identificação de descontinuidades com base nos padrões de terminações de refletores	34
Figura 3.8:	Padrão de configurações de fácies sísmicas	36
Figura 3.9:	Geometria externa e padrão de configuração interna de algumas fácies sísmicas em montiforma.....	38
Figura 3.10:	Padrões de configuração interna das reflexões das fácies sísmicas de preenchimento	39
Figura 4.1:	Acima, mapa mostrando o esforço exploratório na Bacia do Parnaíba, com as nove linhas sísmicas do projeto 0295_ANP_2D_PARNAIBA (em vermelho). As setas indicam a localização do poço 1-FL-1-P1 e da linha 0295-0009 que passa por este poço. Abaixo, em destaque a área alvo (contorno em amarelo) mostrando os municípios por onde se encontra a malha com as linhas sísmicas 0295-0001, 0295-0002, 0295-0003, 0295-0007, 0295-0008 e 0295-0009 utilizadas neste trabalho. Observação: devido a questões de confidencialidade, as coordenadas apresentadas são aproximadas	41
Figura 4.2:	Representação da litologia das rochas	44
Figura 4.3:	Demarcação do topo das Formações Poti e Longá a partir do Perfil Composto	45
Figura 4.4:	Demarcação do topo das Formações Cabeças e Pimenteiras a partir do Perfil Composto	47

Figura 4.5:	Comparação entre o poço 2-CP-1-MA com o Poço Floriano, mostrando as semelhanças entre os perfis de raios gama no topo da Formação Pimenteirás	48
Figura 4.6:	Demarcação do topo das Formações Jaicós e Tianguá a partir do Perfil Composto	50
Figura 4.7:	Comparação entre o poço 2-CP-1-MA com o poço Floriano, mostrando as semelhanças entre os perfis de raios gama no topo da Formação Tianguá ..	51
Figura 4.8:	Forma do pulso Ricker	52
Figura 4.9:	Calibração Sísmica-Poço a partir dos perfis sônico e raio gama	54
Figura 4.10:	Snapshot tirado do programa GeoFrame mostrando a interpretação do perfil de Raios Gama (vermelho) e Perfil Sônico (Verde) nos horizontes mais marcantes observados no trecho da Linha 0295-0009 que passa pelo poço 1-FL-1-P1 e mostrando o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	56
Figura 4.11:	Acima, seção sísmica correspondente a Linha 0295-0009 completa, com traço em azul mostrando o trecho da seção que foi interpretado na figura 4.10. Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	59
Figura 4.12:	Snapshot tirado do <i>software</i> GeoFrame mostrando a área alvo deste trabalho (contorno em vermelho). As cores que aparecem nas linhas representam a profundidade das linhas em tempo, em milissegundos (horizonte mapeado: Formação Longá)	60
Figura 4.13:	Imagem gerada do <i>software</i> GOCAD mostrando o cruzamento e as respectivas inclinações das linhas utilizadas neste trabalho	61
Figura 4.14:	Acima, visualização 3D no GOCAD das seis linhas sísmicas com seus respectivos tamanhos e posicionamentos, observar que os refletores apresentavam continuidade entre as linhas. Abaixo, visualização da extrapolação dos horizontes sísmicos a partir da Linha 0295_0009 para as demais linhas.....	62
Figura 4.15:	Acima, visualização 3D no GOCAD das seis linhas sísmicas, observar que refletores apresentavam continuidade entre as linhas. Abaixo, visualização mapeamento das estruturas da área alvo.....	63
Figura 4.16:	Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0003 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	65
Figura 4.17:	Acima, seção sísmica correspondente a Linha 0295-0007 completa, conforme mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	67

Figura 4.18:	Acima, seção sísmica correspondente a Linha 0295-0008 completa, conforme mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	68
Figura 4.19:	Mapa Geológico da Bacia do Parnaíba. O elipsóide azul demarca a área mapeada e representada na Figura 4.20. Observe que toda a parte interpretada encontra-se na região onde aflora a Formação Pedra de Fogo	69
Figura 4.20:	Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0001 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	70
Figura 4.21:	Mapa da topografia do Embasamento, a cor roxa está relacionada às partes mais profundas da bacia. Mapa de isolinhas de tempo de trânsito com referência ao embasamento da bacia	71
Figura 4.22:	Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0002 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente	73
Figura 5.1:	Sistema sísmico 3D mostrando o sistema de coordenadas cartesianas tridimensional	75
Figura 5.2:	Visualização da digitalização dos pontos a partir dos horizontes marcados na Linha 0295-0007	75
Figura 5.3:	Visualização das curvas de contorno construídas a partir dos horizontes marcados na Linha 0295-0007	76
Figura 5.4:	Modelo Estrutural 2,5D construído a partir dos horizontes mapeados na Linha 0295-0007	77
Figura 5.5:	Visualização do Modelo Estrutural 2,5 e da Linha 0295-0007 interpretada	77
Figura 5.6:	Destaque lateral (direita) do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. C) modelo estrutural 2,5D	78
Figura 5.7:	Destaque lateral (esquerda) do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. c) modelo estrutural 2,5D	79
Figura 5.8:	Destaque frontal do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. c) modelo estrutural 2,5D	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1:	Mostrando o procedimento de Interpretação Sismo-estratigráfica estabelecido pela Escola Exxon	32
Tabela 3.2:	Mostrando os parâmetros de reflexão sísmica usados em Sismo-estratigrafia e seus significados geológicos	35
Tabela 4.1:	Metodologia utilizada na realização de uma calibração sísmica x poço	54

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	CONTEXTO GEOLÓGICO	15
2.1	LOCALIZAÇÃO	15
2.2	EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR	17
2.3	ESTRATIGRAFIA	19
2.4	SISTEMAS PETROLÍFEROS	22
3	MÉTODOS SÍSMICOS	24
3.1	AQUISIÇÃO SÍSMICA	24
3.2	PROCESSAMENTO SÍSMICO	27
3.3	INTERPRETAÇÃO SISMO-ESTRATIGRÁFICA	31
4	INTERPRETAÇÃO DE DADOS	40
4.1	DESCRIÇÃO DOS DADOS	40
4.2	INTERPRETAÇÃO DO PERFIL COMPOSTO	43
4.2.1	Play Poti/Longá	44
4.2.2	Play Cabeças/Pimenteiras	46
4.2.3	Play Jaicós/Tianguá	49
4.3	CALIBRAÇÃO SÍSMICA-POÇO	52
4.4	INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2D.....	55
5	MODELAGEM SÍSMICA 2,5D	72
5.1	CONCEITOS BÁSICOS	72
5.2	METODOLOGIA	74
5.3	RESULTADOS	76
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	81
	REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

Em subsuperfície determinadas estruturas geológicas complexas (como inclinação de camadas, falhas, diques, soleiras, dobras e domos de sal) são difíceis de serem imageadas pela sísmica e em muitos casos reduzem a qualidade do imageamento sísmico. Essa dificuldade se dá pelo fato de que nessas estruturas complexas as ondas sísmicas se difratam produzindo imagens distorcidas, mesmo que se apliquem técnicas de processamento avançadas.

Existem vários processos e metodologias para melhorar o imageamento sísmico e reduzir esses freqüentes problemas encontrados na exploração petrolífera nas bacias sedimentares, como por exemplo a modelagem.

A modelagem constitui-se em uma ferramenta importante e fundamental para auxiliar na interpretação sísmica e geológica e ajudar a identificar possíveis reservatórios ou áreas de aprisionamento de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar.

Antunes et al. (2003) construíram modelos 3-D em algumas bacias sedimentares brasileiras. Os resultados foram passos fundamentais para o estudo mecânico e térmico do comportamento dessas bacias.

De Lima et al. (2005) modelaram e visualizaram o reservatório Mossoró (Natal-Brasil) a partir de dados obtidos com algoritmos de percolação. Isto é importante no estudo da injeção alternativa de água e gás na recuperação de petróleo.

Chira-Oliva et al. (2008) modelaram e visualizaram as soleiras de diabásio e principalmente o reservatório correspondente a Fm. Monte Alegre presentes em uma determinada área da bacia sedimentar paleozóica Amazonas. Eles construíram vários modelos (estrutural, estratigráfico e de velocidades) para entender e qualificar riscos associados à exploração e produção de hidrocarbonetos nas regiões onde existem diabásio.

O presente trabalho tem como objetivo interpretar linhas sísmicas da Bacia do Parnaíba e fazer uma modelagem geológica 2,5D da seção sísmica mais representativa e de melhor qualidade dentre as linhas sísmica interpretadas. A interpretação sísmica foi feita a partir da calibração sísmica-poço. Com o auxílio da interpretação do perfil composto de um poço e do mapa geológico da área, foi possível fazer uma correlação entre os dados dos perfis do poço com os refletores que aparecem na linha sísmica, e assim realizar um mapeamento mais preciso do que realmente é visível na malha sísmica.

Neste trabalho utilizou-se a ferramenta de modelagem sísmica com o objetivo de produzir um modelo geológico 2,5D da região de interesse em subsuperfície, mapeando as estruturas geológicas interpretadas na etapa de interpretação sísmica. O *software* utilizado para a geração deste modelo foi o GOCAD (*Geological Object Computer Aided Design*).

A Bacia intracratônica do Parnaíba possui perspectivas pouco promissoras para óleo e gás preliminarmente estabelecidas. Mas apesar desta bacia se encontrar em um estágio exploratório preliminar, as informações disponíveis indicam que ela possui as condições básicas para a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos.

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo apresenta a parte introdutória do trabalho. O segundo capítulo destaca os aspectos geológicos da Bacia do Parnaíba. O terceiro capítulo examina os aspectos teóricos dos Métodos Sísmicos. O quarto capítulo descreve detalhadamente cada uma das etapas da Interpretação Sísmica. O quinto capítulo mostra os fundamentos da Modelagem Sísmica e os resultados obtidos com a Modelagem 2,5D. Por fim, o sexto e último capítulo mostra as conclusões referentes aos resultados.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

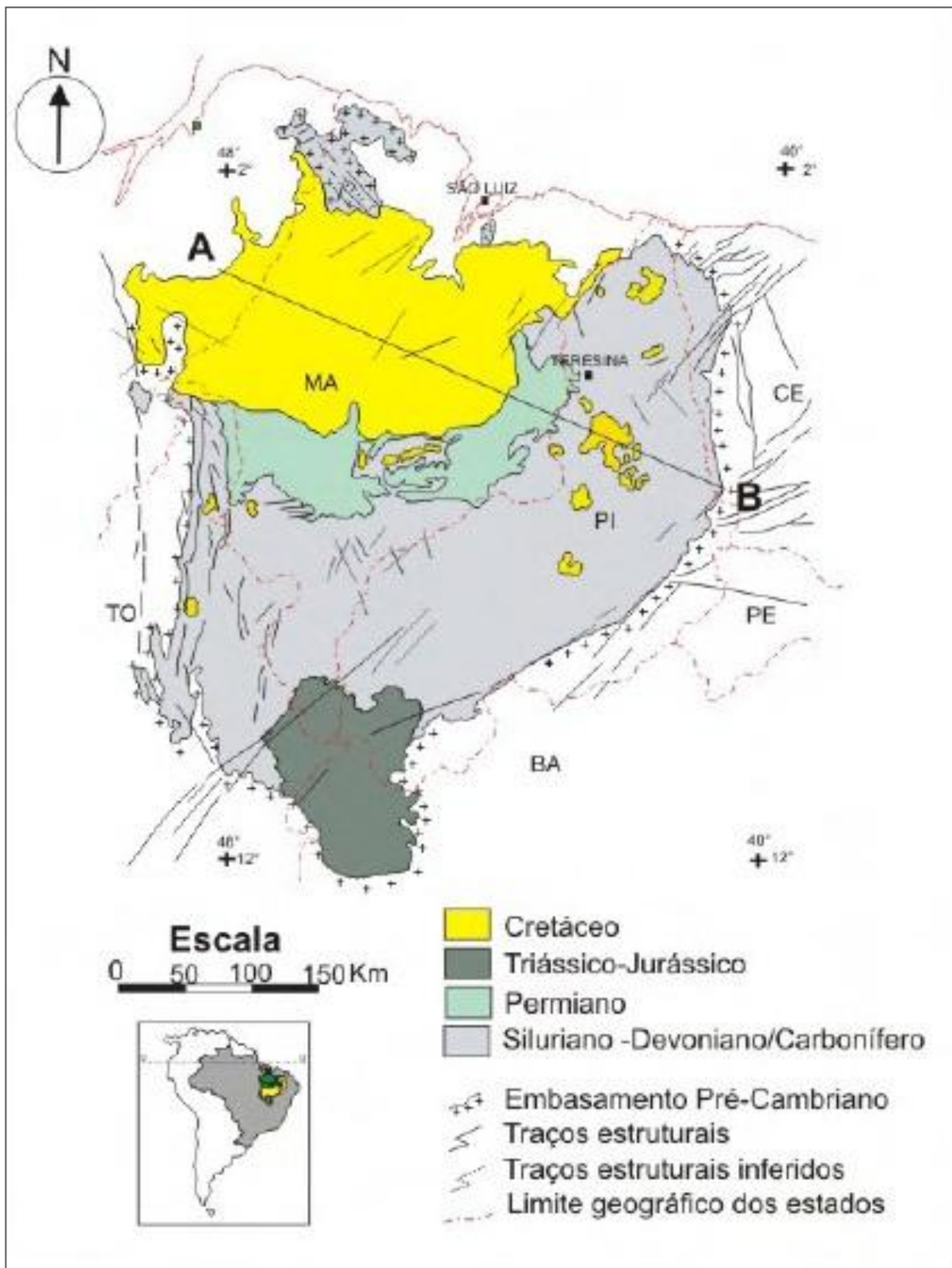
2.1 LOCALIZAÇÃO

A Bacia do Parnaíba está localizada na Província Estrutural Parnaíba, na parte nordeste ocidental do território brasileiro, compreendendo terrenos dos estados do Maranhão, Piauí, Tocantins e, restritamente, do Ceará (Figura 2.1). Encontra-se inserida na plataforma Sul-Americana sobreposta a um embasamento cristalino cratonizado após o término do evento Brasiliano, datado do final do Proterozóico e início do Cambriano, constituído pela colagem dos crátons São Luís-Oeste Africano, Amazônico e do São Francisco e pelas faixas de dobramento Tocantins-Araguaia, Gurupi e Rio Preto.

Esta bacia foi classificada por Asmus e Porto (1972) como cratônica tipo I, por Brito Neves (1985) como intracratônica e por Figueiredo e Gabaglia (1986) como Sinéclise Interior Continental. Essas classificações refletem a evolução dos conhecimentos sobre a origem e evolução das bacias paleozóicas, estando esta última mais relacionada à indústria de petróleo. O distanciamento geográfico dessa bacia dos principais centros de pesquisa do Brasil, aliado às perspectivas pouco promissoras para óleo e gás preliminarmente estabelecidas pela PETROBRAS, contribuiu para que ela permaneça como a menos conhecida das bacias paleozóicas do Brasil (LIMA FILHO, 1990).

Com o início da prospecção petrolífera pela PETROBRAS na Bacia do Parnaíba em meados da década de 70, foi dado um salto quantitativo e qualitativo no seu conhecimento litoestratigráfico, paleontológico e paleoambiental, tendo-se descoberto indícios e acumulações subcomerciais de hidrocarbonetos. Na mesma época, surgiram também diversas contribuições de pesquisadores vinculados a UFPA, UFRJ, UFPE, UFC, UFRN, UFOP e USP. O esforço exploratório da PETROBRAS nesta bacia resultou em 31 poços exploratórios, dos quais apenas sete foram perfurados com apoio da sísmica, tendo uma cobertura sísmica distribuída esparsamente que abrange 13.000 km.

Figura 2.1: Mapa de localização da Bacia do Parnaíba, com dados estruturais e estratigráficos.

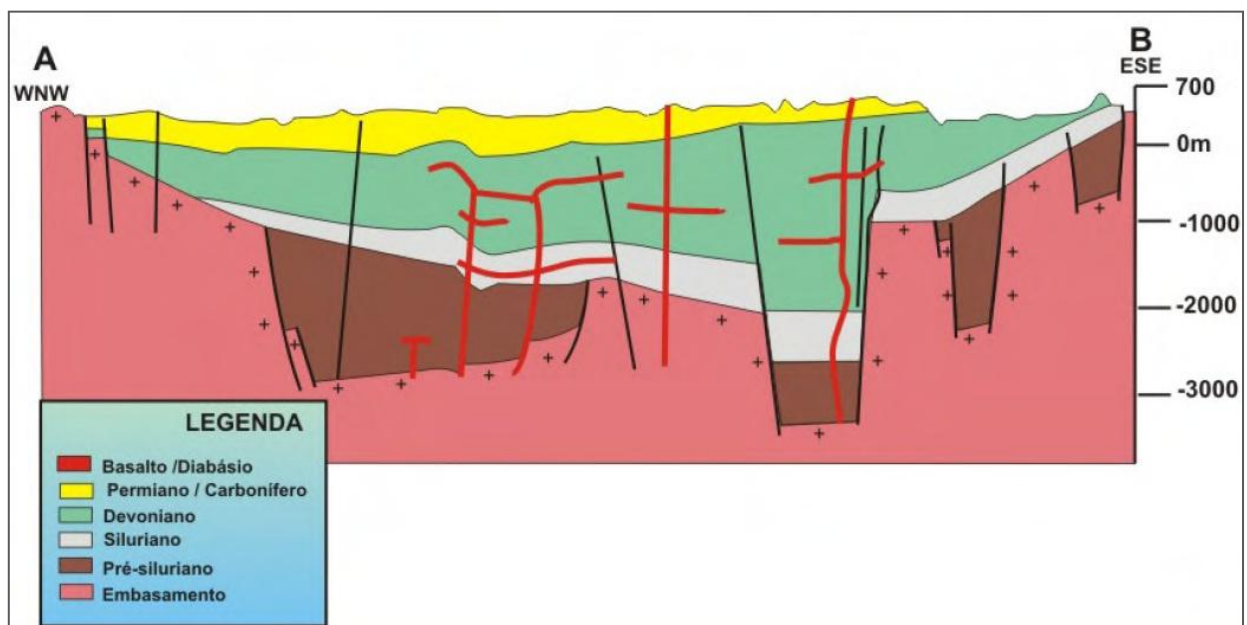


Fonte: modificado de Serviço Geológico do Brasil (CPRM), 2002.

2.2 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

O desenvolvimento tectono-sedimentar da Bacia do Parnaíba é atribuído à estruturação precursora relacionada aos pulsos terminais do Ciclo Brasileiro (cerca de 500Ma), responsável pela formação de grábens (Figura 2.2) distribuídos por toda a bacia, com eixos orientados de nordeste a norte. A influência desta tectônica no desenvolvimento da sedimentação pós-ordoviciano marcou pronunciadamente as primeiras fases deposicionais na bacia.

Figura 2.2: Seção geológica (A-B) esquemática da Bacia Parnaíba.



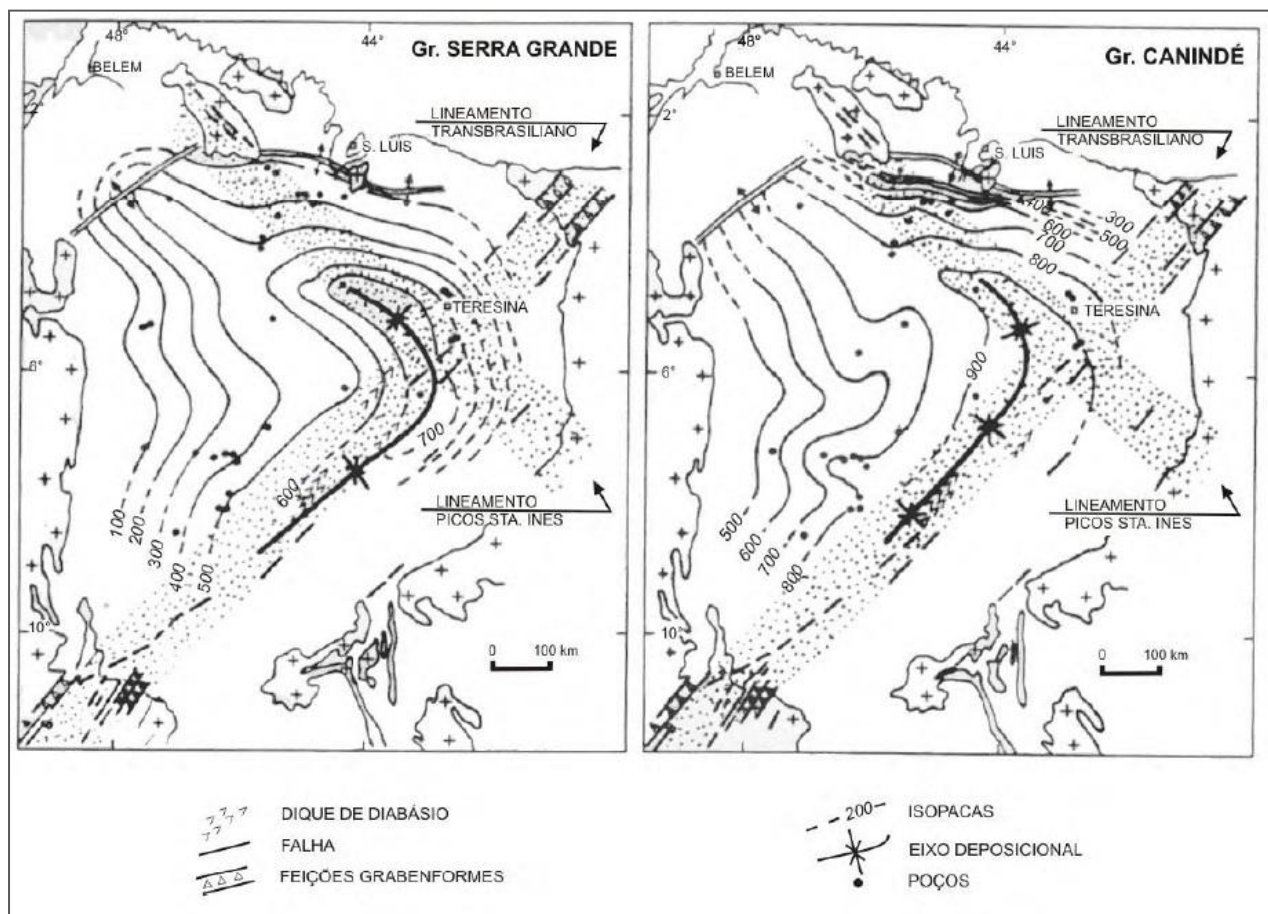
Fonte: Góes et al. (1994), modificado.

Cunha (1986) reconheceu a enorme influência dos pulsos termiais do Ciclo Brasileiro cambro-ordovicianos sobre a sedimentação subsequente da Bacia do Parnaíba. Em função desta tectônica, formaram-se grábens ou riftes precursores, com eixos orientados de nordeste a norte-sul (Figura 2.3), preenchidos inicialmente por sedimentos imaturos. As áreas subsidentes dos riftes precursores e o lineamento denominado Picos-Santa Inês (CUNHA, 1986; GÓES et al., 1989) influenciaram principalmente na sedimentação ocorrida durante o Devoniano.

A evolução termo-mecânica da área resultou numa grande depressão ordoviciano, sobre a qual se depositaram sedimentos flúvio-deltaicos a marinhos rasos do Grupo Serra Grande. O final desta sedimentação reflete os efeitos da orogenia caledoniana, que causou uma discordância de caráter regional (GÓES et al., 1990). O desenvolvimento contínuo dos processos termiais,

aliado à influência de natureza flexural, resultou em um notável aumento da sedimentação durante o Devoniano, registrado pela Formação Jaicós do Grupo Serra Grande. O término dessa sedimentação é caracterizado por uma expressiva discordância regional associada aos efeitos da Orogenia Eoherciniana ocorrida no Eocarbonífero, também representada na porção central da bacia por falhas normais e estruturas ligadas a falhas reversas (GÓES et al., 1990).

Figura 2.3: Relação entre os eixos deposicionais dos grupos Serra Grande e Canindé, e os lineamentos Transbrasiliano e Picos-Santa Inês.



Fonte: Góes et al. (1990), modificado.

Acima desta discordância regional, a sedimentação recomeça durante o Neocarbonífero, com progressiva desertificação e deslocamento de depocentros para a parte mais central da bacia. Esta fase inicial de continentalização está representada pelo Grupo Balsas (GÓES et al., 1990). No Jurássico, os efeitos da tectônica extensional entre os continentes Sul-Americano e Africano provocavam o magmatismo intrusivo e extrusivo, seguido da deposição clástica, do Grupo Mearim: formações Pastos Bons e Corda (GÓES et al., op. cit.). O Cretáceo está representado na bacia por duas fases distintas. A primeira está relacionada a eventos tectônicos neocomianos,

representada por falhas reversas e dobramentos compressivos com *trends* em direção noroeste (GÓES; FEIJÓ, 1994). A segunda fase é o encerramento do ciclo sedimentar, com uma deposição lacustre a continental das formações Codó/Grajaú e Itapecurú, limitadas à porção norte-noroeste da bacia (GÓES et al., 1990).

2.3 ESTRATIGRAFIA

A interpretação do arcabouço litoestratigráfico da Bacia do Parnaíba, desde Small (1914), tem sido modificado por vários autores, como Plummer et al. (1948), Campbell et al. (1949), Kegel (1953), Mesner e Wooldridge (1964), Aguiar (1969), Brito (1979), Quadros (1982), Caputo e Lima (1984), Melo (1988), Grahn (1992), Loboziak et al. (1992) e Góes e Feijó (1994). Estas propostas são tidas como trabalhos-referência, tendo por base a ‘seção tipo’ definida por Kegel (1953). A proposta estratigráfica adotada neste trabalho é a mais recente (GÓES ; FEIJÓ, 1994), baseada em dados de subsuperfície da PETROBRAS (Figura 2.4).

A partir de Figueiredo e Gabaglia (1986) há uma tendência em considerar esta bacia como policíclica, inclusive com a separação em várias “sub-bacias”. Góes e Feijó (1994) a denominaram de Província Sedimentar do Meio Norte o conjunto das rochas paleo-, meso- e cenozóicas compartimentadas em diferentes bacias com gênese e idades distintas, denominadas de Bacia do Parnaíba, Bacia Alparagatas, Bacia do Grajaú e do Espigão-Mestre. Para esses autores, a Bacia do Parnaíba, com uma área aproximada de 400.000 km² e 3.000m de espessura de rochas siliciclásticas e carbonáticas, representa a porção remanescente de uma extensa sedimentação afro-brasileira, envolvendo três grandes ciclos transgressivo-regressivos que ocorreram desde o Siluriano até a continentalização da bacia (Triássico), representados pelos grupos Serra Grande, Canindé e Balsas. Apresentando formato poligonal alongado na direção NE-SW, com limites atuais erosivos que refletem as reativações tectônicas das estruturas do seu substrato.

Já a anfíclise das Alparagatas, com espessura de cerca de 200m, seria o resultado de eventos precoces (jurássicos) relacionados à abertura do Atlântico Sul (GÓES ; FEIJÓ, 1994). Nesse período, ocorreu o abatimento da região central da Província Sedimentar do Meio Norte, com a instalação de um sistema de riftes que contém rochas sedimentares flúvio-lacustres (formações Pastos Bons e Corda) e vulcânicas associadas, de idade jurássica e eo-cretácica (formações Mosquito e Sardinha).

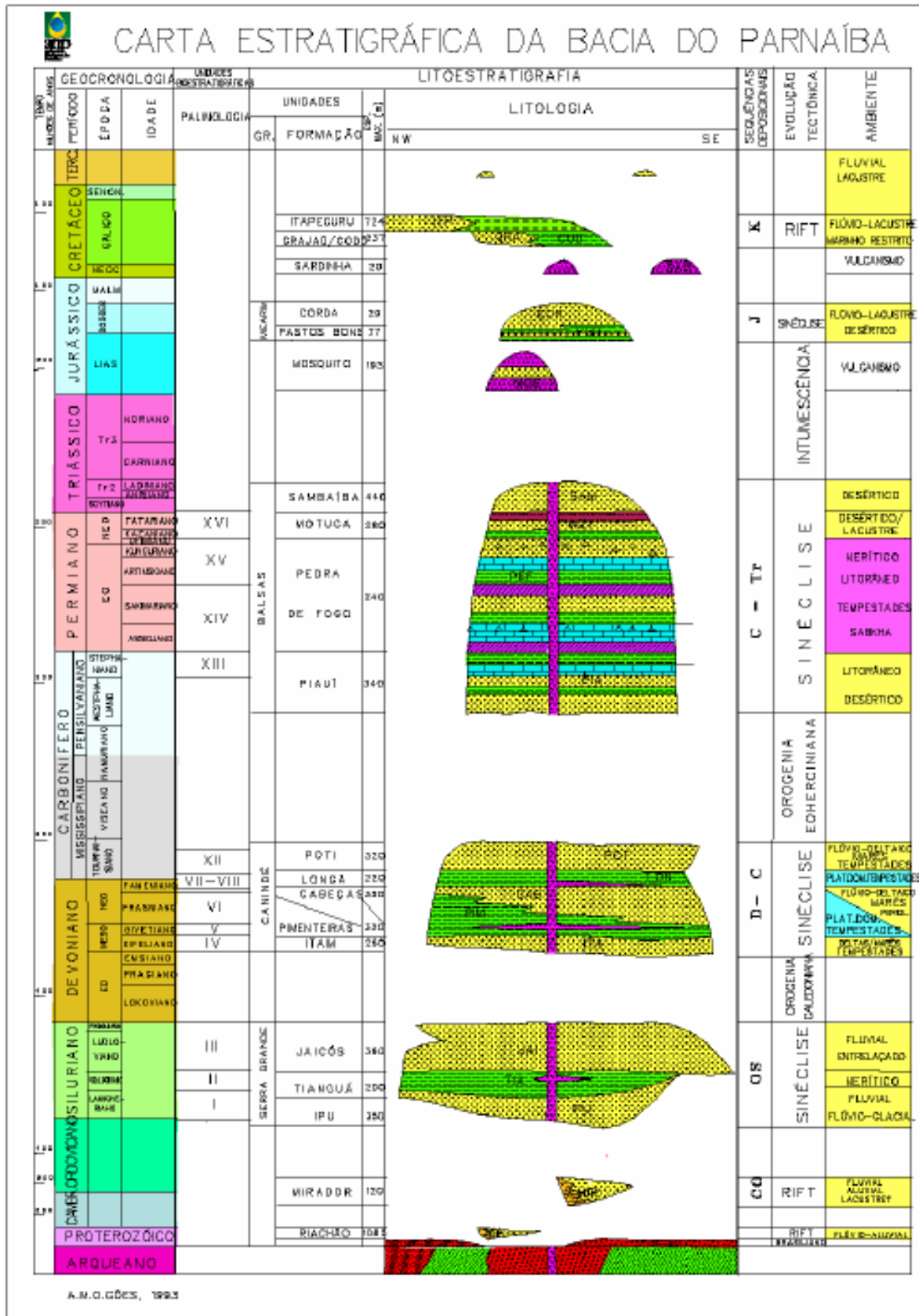
No Cretáceo, com a efetiva abertura do Atlântico Sul, foram gerados novos depocentros, ao norte denominado Bacia do Grajaú, com sedimentação eólico-lacustre (formações Codó, Grajaú e Itapecurú) que atinge 800m de espessura, e a sul, denominado Bacia Espigão Mestre, com depósitos predominantemente flúvio-eólicos (Grupo Areado e Formação Urucuia) de cerca de 400m de espessura (FIGUEIREDO ; GABAGLIA, 1986).

Assim sendo, e seguindo o proposto de Góes e Feijó (1994), a Bacia do Parnaíba está representada apenas por rochas paleozóicas, correspondentes aos grupos Serra Grande, Canindé e Balsas, que tiveram um desenvolvimento tectônico e sedimentar associado à subsidência do embasamento da bacia dentro do contexto evolutivo do paleocontinente Gondwana. Os aspectos tectônicos sedimentares observados após o Grupo Balsas estão diretamente associados ao processo de ruptura do Gondwana, considerados como bacias de evolução distinta da Bacia do Parnaíba, de acordo com o sugerido por Rosseti et al. (2001).

Grupo Serra Grande

A sucessão inicial consiste de sedimentos clásticos silurianos do Grupo Serra Grande. A sedimentação inicia-se com os conglomerados e os arenitos continentais com possível influência glacial da Formação Ipu que, por sua vez, gradam para os arenitos e folhelhos marinhos da Formação Tianguá. O ciclo encerra-se com a sedimentação regressiva constituída por arenitos e conglomerados fluviais da Formação Jaicós.

Figura 2.4: Carta Estratigráfica da Bacia do Parnaíba.



Grupo Canindé

A seqüência média corresponde ao Grupo Canindé que inicia com sedimentos marinhos da Formação Itaim, que representam evento transgressivo, cujo auge foi atingido durante a deposição da Formação Pimenteiras. Seguem-se os diamictitos glaciais e os arenitos deltaicos devonianos da Formação Cabeças, que gradam para os folhelhos transgressivos da Formação Longa (Devoniano-Carbonífero inferior). O ciclo se encerra com os arenitos regressivos da Formação Poti (Carbonífero inferior).

Grupo Balsas

A seqüência sobreposta corresponde ao Grupo Balsas que inicia com sedimentação predominantemente continental eólica, com breves incursões marinhas representadas pelos arenitos, calcários e anidritas da Formação Piauí (Carbonífero superior). Seguem-se, para o topo, arenitos, folhelhos e calcários marinhos rasos da Formação Pedra de Fogo (Permiano); finalizando com folhelhos e anidritas depositados nos mares remanescentes da Formação Motuca (Permiano). O máximo da continentalização e desertificação (Triássico) do clima correspondem aos arenitos eólicos da Formação Sambaíba, representantes do final da acumulação de sedimentos na Bacia do Parnaíba.

2.4 SISTEMAS PETROLÍFEROS

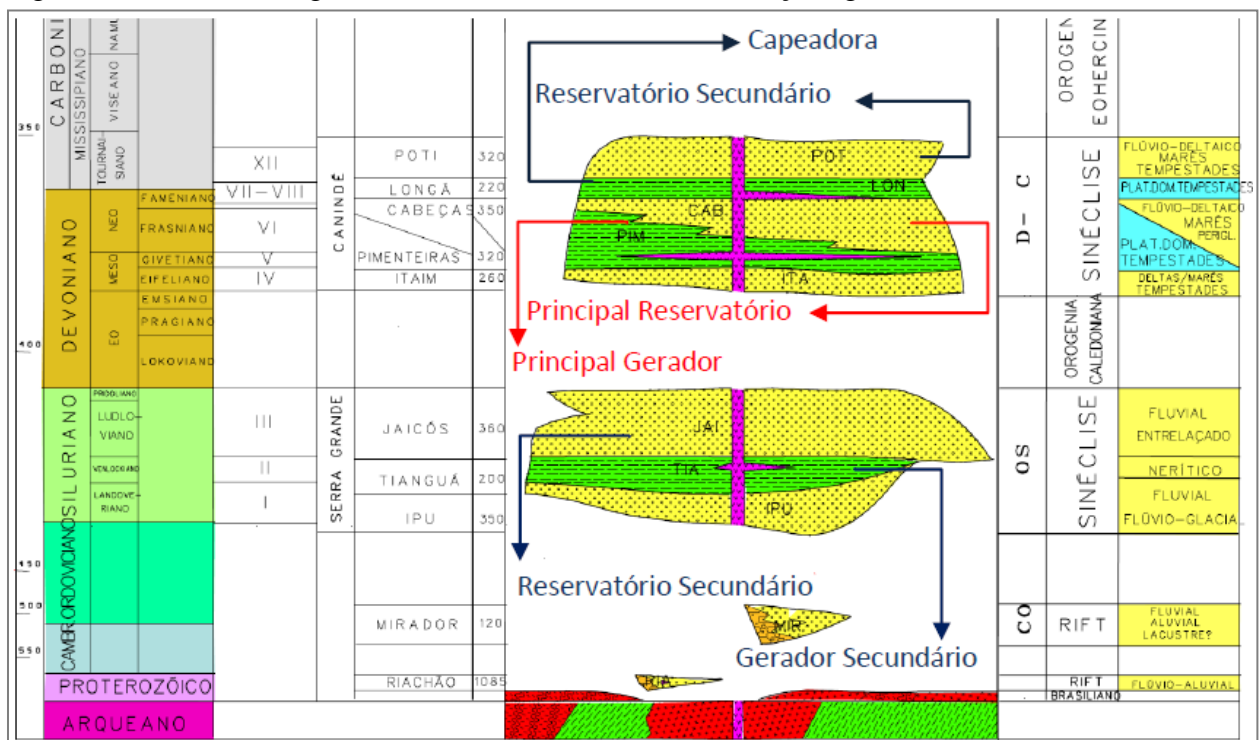
A Bacia do Parnaíba encontra-se em um estágio exploratório preliminar, contudo as informações disponíveis indicam que ela possui as condições básicas para a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos, que são reservatório, geração, migração e trapeamento.

A Formação Pimenteiras (Figura 2.5) é considerada a principal unidade potencialmente geradora de hidrocarbonetos, distribuindo-se amplamente e alcançando espessuras superiores a 500m. A relativa riqueza orgânica dos folhelhos desta formação é restrita a níveis de radioatividade elevada, atingindo valores de carbono orgânico total residual de até 6% e isólitias máximas em torno de 60m. A matéria orgânica predominante é do tipo II e III (QUADROS et al. 1980, FREITAS et al. 1984).

Apesar do pequeno volume de informações, interpretou-se que a maturação dos geradores Pimenteiras foi deflagrada a partir de processos de soterramento e fortemente influenciada pelos efeitos térmicos das intrusivas juro-triássicas que também podem atuar como capeadoras. As formações Longá e Tianguá podem vir a ser consideradas geradoras secundárias, pois as suas camadas geradoras são delgadas. No entanto, os poucos dados disponíveis não permitem uma avaliação mais criteriosa.

Os principais reservatórios são os arenitos devonianos da Formação Cabeças capeados por folhelhos devonianos. A Formação Longá representaria um capeador, ou seja, funcionaria como uma forma de impedir a migração do óleo ou gás formado nas geradoras abaixo dela, no caso, da Formação Pimenteiras. A Formação Poti é um reservatório secundário, pois só poderia armazenar pouca quantidade devido à formação anteposta a ela (Formação Longá) funcionar como capeadora. Arenitos silurianos, capeados por folhelhos transgressivos silurianos e reservatórios carboníferos e permianos, selados por evaporitos permianos, são reservatórios potenciais.

Figura 2.5: Carta estratigráfica da Bacia mostrando as formações geradoras e reservatórios.



Fonte: Adaptado de Góes e Feijó (1994).

3 MÉTODOS SÍSMICOS

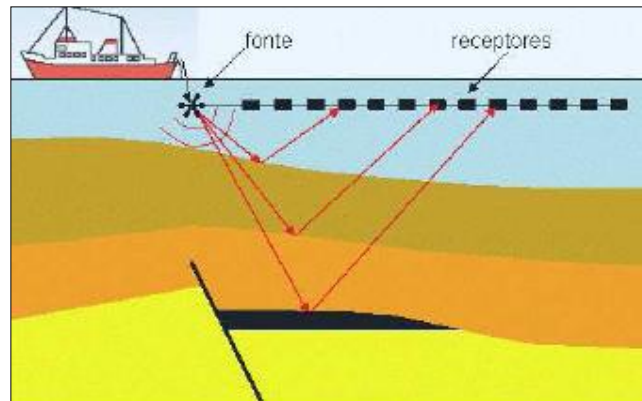
Os Métodos Sísmicos são baseados na propagação de ondas mecânicas geradas artificialmente através de fontes controladas para estimar as propriedades da subsuperfície da Terra. No Método Sísmico de Refração as ondas sísmicas propagam-se em subsuperfície viajando a grandes distâncias, as informações obtidas por este método geralmente são de áreas em grande escala. E no Método Sísmico de Reflexão as propriedades da subsuperfície da Terra são estimadas com base na reflexão de ondas sísmicas.

O Método Sísmico de Reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, representando cerca de 90% dos investimentos em exploração, pois fornece excelente resolução de feições geológicas em subsuperfície, propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo/benefício relativamente vantajoso. Os produtos finais são imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfície, apresentadas sob as mais diversas formas, que são disponibilizadas para o trabalho dos intérpretes (THOMAS, 2001). Por essas razões, o Método Sísmico de Reflexão foi o utilizado para este trabalho. Sendo aquisição sísmica, processamento sísmico e interpretação sísmica suas principais etapas, conforme descrito a seguir.

3.1 AQUISIÇÃO SÍSMICA

A aquisição de dados sísmicos inicia-se com a detonação de uma fonte que gera ondas elásticas, que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas com diferentes constituições petrofísicas, e retornam à superfície, onde são captadas por equipamento de registro, geofone na aquisição terrestre e hidrofone na aquisição marinha (Figura 3.1).

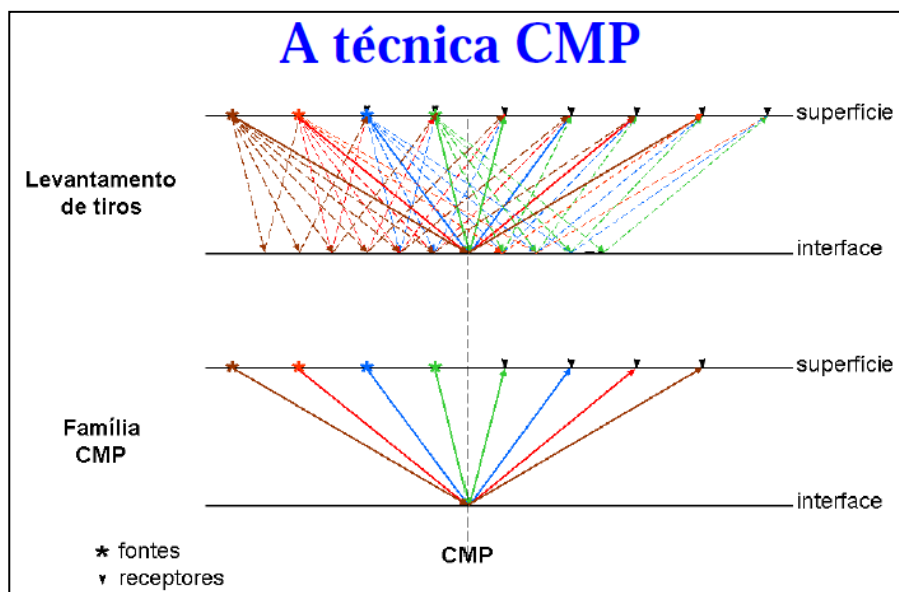
Figura 3.1: Ilustração da aquisição marinha de dados sísmicos.



Fonte: Modificado de VARELA (2011).

A geometria para a aquisição dos dados obedece a um padrão predefinido. A finalidade é registrar múltiplas informações de um mesmo ponto no horizonte refletor conforme estabelece a técnica CDP (*common-depth-point*). Para tal, após o registro de uma família de tiro comum (Figura 3.1), a fonte sofre um deslocamento constante até o ponto de tiro seguinte. O registro é então executado para um novo grupo de estações receptoras, preestabelecido pela geometria de aquisição. Assim alguns pontos do refletor foram amostrados mais de uma vez, o que é conhecido como cobertura múltipla da técnica CDP, cujo objetivo é a melhoria da relação sinal/ruído. No caso de camadas planas horizontais cada um desses pontos encontra-se no ponto médio entre a fonte e um receptor, razão pela qual são conhecidos por CMP (*common midpoint*), em conseqüência, um CMP corresponde a um CDP.

Figura 3.2: Técnica CMP (*common midpoint*) cujo objetivo é a melhoria da relação sinal/ruído.



Fonte: Modificado de Varela (2011).

As ondas sísmicas podem ser de dois tipos: P e S. As ondas P são as primeiras a chegar, pois têm uma maior velocidade de propagação, são ondas longitudinais que fazem as partículas vibrarem paralelamente à direção de propagação da onda. As ondas S secundárias são ondas transversais ou de cisalhamento, o que significa que as partículas vibram perpendicularmente.

As ondas sísmicas podem ser calculadas pela teoria da elastodinâmica (YILMAZ, 2001). Sendo a velocidade de propagação das ondas P e ondas S uma função das constantes elásticas do meio de acordo com as equações 3.1 e 3.2, respectivamente.

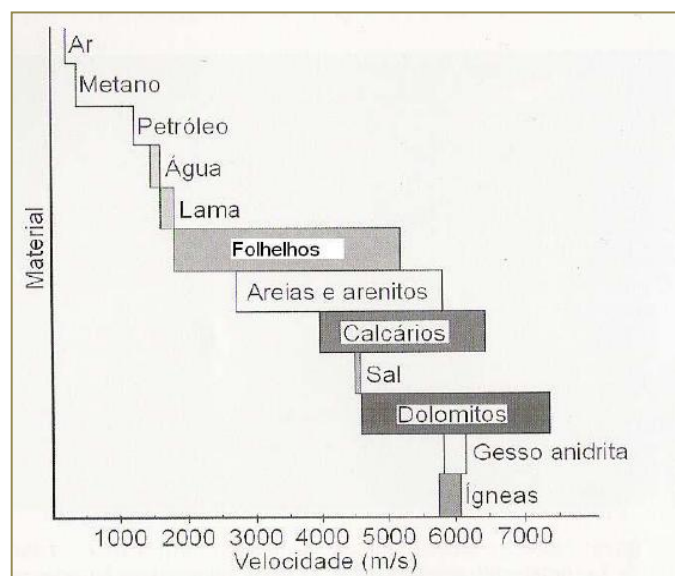
$$V_P = \alpha = \sqrt{\frac{\gamma + 2\mu}{\rho}} \quad (3.1)$$

$$V_S = \beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.2)$$

(sendo α : velocidade das ondas P, β : velocidade das ondas S, γ : constante de Lamé, μ : módulo de rigidez, e ρ : densidade)

Com base nas equações 3.1 e 3.2, pode-se perceber que as velocidades com que estas ondas se propagam são função da densidade e das constantes elásticas do meio que elas atravessam. Desta forma, estão intrinsecamente relacionadas com propriedades como compactação, porosidade, saturação e constituição mineralógica da rocha. Conhecendo a velocidade, é possível então estimar parâmetros das rochas, como mostrado na Figura 3.3.

Figura 3.3: Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo.



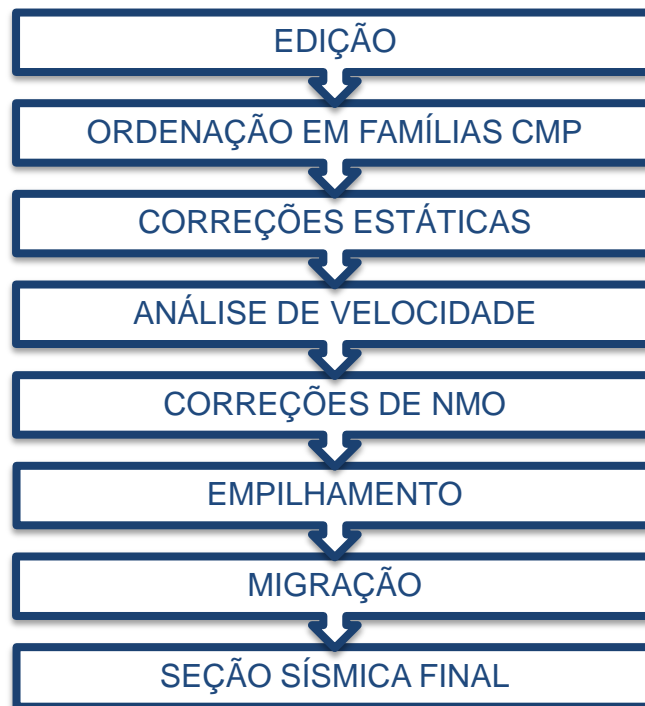
Fonte: Modificado, Lima (2005).

3.2 PROCESSAMENTO SÍSMICO

Esta etapa consiste da aplicação de fluxogramas computacionais pré-estabelecidos, com técnicas para corrigir e/ou atenuar efeitos naturais que comprometem a qualidade do dado, como ruídos espúrios, reflexões múltiplas, ondas diretas e ondas superficiais, dentre outros, aumentando assim a relação sinal/ruído, tendo como produto final a seção sísmica.

As etapas de edição, ordenação em famílias CMP, correções estáticas, análise de velocidade, correções de NMO, empilhamento e migração, nesta ordem, formam o núcleo do processamento dos dados.

Figura 3.4: Fluxograma básico do processamento dos dados sísmicos.



Fonte: Adaptado de Ribeiro (2001).

a) EDIÇÃO

É a etapa em que os dados são preparados para o processamento propriamente dito. A finalidade é analisar os dados, eliminando os traços muito ruidosos e aqueles danificados por problemas instrumentais. A gravação da geometria de aquisição nos *headers* dos traços sísmicos é outro importante procedimento executado nessa fase, pois os demais módulos de processamento dependerão das informações da geometria de tiros nos traços.

b) ORDENAÇÃO EM FAMÍLIAS CMP

Os dados podem ser ordenados de várias maneiras, mas a ordenação CMP é a mais utilizada. Ao final da ordenação, cada grupo de traços assim composto contém informações (reflexões) de um mesmo ponto (CMP – ponto médio) dos refletores iluminados pela geometria de aquisição.

c) CORREÇÕES ESTÁTICAS

Visam à correção dos deslocamentos verticais nos traços sísmicos provocados por variações na topografia e pela camada de intemperismo. Essas zonas próximas à superfície são constituídas por materiais muito heterogêneos; podem ser consideradas em geral espessas em regiões tropicais e são responsáveis pela geração de várias formas de ruídos (*ground-roll*) que interferem de forma destrutiva nas reflexões. Também são conhecidas por zonas de baixa velocidade (ZBV), uma vez que possuem velocidade de propagação de ondas P muito baixa. As ondas propagadas nessa camada sofrem atraso durante sua propagação, provocando erros de posicionamento dos refletores subjacentes à ZBV. As correções estáticas podem ser determinadas a partir da aquisição de dados de sísmica de refração rasa executada em determinados trechos da linha sísmica; ou, de forma menos onerosa, a partir dos traços sísmicos mais próximos da fonte nos registros de reflexão. Para eliminar a influência da zona de intemperismo, cada traço CMP recebe uma correção em tempo. Esse procedimento é executado como se a ZBV estivesse sendo “retirada” fisicamente da região onde os dados foram registrados, e em relação a uma superfície de referência (*datum*).

d) ANÁLISE DE VELOCIDADE E CORREÇÕES DE NMO

Conforme visto anteriormente, os traços sísmicos que compõem uma família CMP representam, na verdade, informações acerca de um ponto ao longo de um mesmo refletor. O objetivo é gerar um único traço sísmico a partir desses dados, o qual posteriormente comporá a seção sísmica. Em consequência, as hipérbolas de reflexão presentes nas famílias CMP devem ser corrigidas em relação ao tempo t_0 (correções de *normalmove-out*). Ou seja, as posições das reflexões em relação ao t_0 existentes nos traços mais afastados precisam ser corrigidas, a fim de que cada reflexão encontre coerência traço a traço. E isso só é possível quando a função velocidade inerente ao grupo de traços CMP é conhecida.

A etapa de análise de velocidade tem por objetivo estimar a função velocidade para empilhamento dos dados. As velocidades de empilhamento (V_{NMO}) são determinadas de maneiras distintas, conforme o ambiente de aquisição dos dados. É comum, no caso terrestre, executar a análise de velocidade para vários CMP's estrategicamente escolhidos. Um intervalo de trabalho e um incremento para as velocidades são adotados. O incremento é aplicado ao CMP a partir do valor inicial do intervalo escolhido até o valor final, executando-se as correções de NMO conforme a equação $\Delta t_n = t_r - t_0$. O tempo de reflexão t_r é calculado através da equação $t_r^2 = t_0^2 + \left(\frac{x}{V_1}\right)^2$ e t_0 é extraído diretamente do CMP. A visualização lado a lado dos vários CMP's originados ao longo desses procedimentos fornece a posição em tempo das reflexões alinhadas na horizontal. Gráficos das velocidades de empilhamento em função do tempo são construídos para os CMP's escolhidos. Esses dados são empregados para a execução de interpolações para as velocidades entre CMP's intermediários.

e) EMPILHAMENTO

É uma operação simples executada depois da aplicação das correções estáticas e das correções de NMO. O somatório de um grupo de traços CMP é executado respeitando-se as posições das amostras em tempo. Um único traço sísmico é gerado para cada CMP empregado. Os traços resultantes comporão a seção sísmica bruta, isto é, a seção sísmica sem as correções devido às inclinações dos refletores em subsuperfície. No entanto, procedimentos mais sofisticados como migração pós-empilhamento são capazes de, após o empilhamento propriamente dito, gerar seções sísmicas com os refletores mais coerentemente posicionados em subsuperfície. A atenuação dos ruídos incoerentes pelas interferências destrutivas representa uma vantagem do empilhamento CMP. Eventos que possuem coerência nos traços laterais têm a amplitude reforçada após o empilhamento; os eventos incoerentes são atenuados.

f) MIGRAÇÃO

Os traços sísmicos gerados após o empilhamento podem ser imaginados como se fonte e receptores de uma família CMP estivessem posicionados em um mesmo ponto na superfície. As reflexões contidas nesses traços estão, a princípio, associadas a uma propagação puramente vertical no caso de superfícies e refletores horizontais, gerando a seção sísmica *zero-offset* (afastamento nulo). No entanto, a posição temporal das reflexões na seção sísmica deve ser

corrigida em virtude da presença de camadas inclinadas em subsuperfície. A migração dos dados é o procedimento que corrige os efeitos das feições geológicas (como inclinação de camadas, falhas e sinclinais) no posicionamento das reflexões mapeadas na seção sísmica não-migrada (Figura 3.5). A seção sísmica final migrada é o produto da migração, e fornece uma imagem mais real das feições geológicas em subsuperfície.

Deve-se salientar nesse ponto que os fundamentos matemáticos da migração são complexos. Em síntese, o método visa ao colapso das difrações em um ponto (ápice da hipérbole de difração) que, teoricamente, pertence a um dado refletor. O processo requer o prévio conhecimento da distribuição das velocidades nas rochas, fato que representa um sério problema em regiões inexploradas ou estruturalmente complexas. Com o intuito de contornar tais situações, opta-se pelo emprego do processo de migração pré-empilhamento. Embora consuma bastante tempo de computação, trata-se de um procedimento capaz de fornecer seções sísmicas com os refletores mais corretamente posicionados em subsuperfície, e pode ser executado tanto em tempo como em profundidade.

Podem-se enumerar outros módulos de programas aplicados no processamento de dados como: deconvolução, correção de amplitude por divergência esférica e por dispersão, correções estáticas residuais e correções DMO (*DipMoveoutCorrection*).

A fim de que as feições inferidas numa seção sísmica sejam representativas das rochas sedimentares em subsuperfície, a minimização dos ruídos e das distorções nos dados torna-se um imperativo. Isso implica a execução de um bom controle de qualidade quando da aquisição dos dados e de um criterioso processamento.

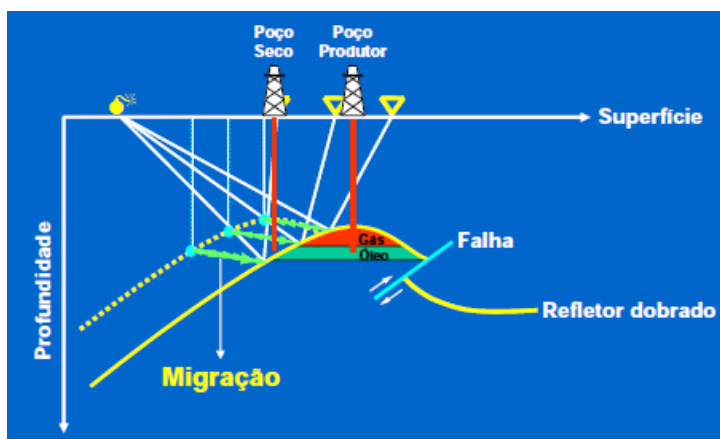
3.3 INTERPRETAÇÃO SISMO-ESTRATIGRÁFICA

Sismo-estratigrafia é o método estratigráfico de interpretação de dados sísmicos, o qual permite uma melhor compreensão da evolução tectono-sedimentar de uma bacia (SEVERIANO RIBEIRO, 2001).

As reflexões sísmicas possuem significado cronoestratigráfico, elas seguem linhas de tempo síncronas, em geral com cerca de metade do comprimento de onda ($\pm 1/2 \lambda$). As interfaces causadoras de reflexões entre dois estratos com contraste de velocidade-densidade correspondem, principalmente, às superfícies estratais e às discordâncias (VAIL et al., 1977). Em alguns casos raros, as reflexões sísmicas são causadas por interface de fluidos ou por certas mudanças diagenéticas, que seguem superfícies diácronas.

Nesse contexto, o termo resolução é empregado como sendo a capacidade de separar dois eventos próximos, expressa pela menor distância que eles podem chegar, sem perder a individualidade. A resolução sísmica deve ser tratada em duas dimensões: resolução sísmica vertical e resolução sísmica horizontal. Fala-se em resolução sísmica vertical quando o interesse é o de identificar, na dimensão vertical, feições estratigráficas (camadas) delgadas na seção sísmica. Em consequência duas reflexões são consideradas: topo e base de uma camada delgada. Por outro lado, quando se trata de resolução sísmica horizontal, está-se referindo à capacidade de identificar com certo grau de clareza, descontinuidades ao longo dos refletores (RIBEIRO, 2001). A migração é a principal técnica usada para aumentar a resolução sísmica horizontal (BROWN, 1986), conforme ilustrado na Figura 3.5. Dessa forma quanto maior é a resolução de uma seção sísmica melhor ela representa uma imagem em subsuperfície ao longo da linha sísmica.

Figura 3.5: Ilustração mostrando o registro sísmico de um refletor curvo, e o reposicionamento (Migração) do refletor deslocado, aumentando a resolução sísmica horizontal.



Fonte: modificado de LUZ, 2003.

O procedimento de Interpretação Sismo-estratigráfica estabelecido pela Escola Exxon é composto de sete estágios, cada um com seus objetivos específicos, conforme descrito na Tabela 3.1.

Uma seqüência sísmica consiste na subdivisão de uma seção sísmica em pacotes de reflexões concordantes, separados por superfícies de discontinuidades, interpretados segundo o conceito de seqüência deposicional. A seqüência deposicional é definida como uma unidade estratigráfica composta por uma sucessão de estratos geneticamente relacionados, relativamente concordantes, limitados no topo e na base por discordâncias ou por seus equivalentes concordantes (MITCHUM JR. et al., 1977). Dessa maneira, a seqüência sísmica, considerada a unidade sismo-estratigráfica básica, tem seus limites reconhecidos através das relações de terminação das reflexões.

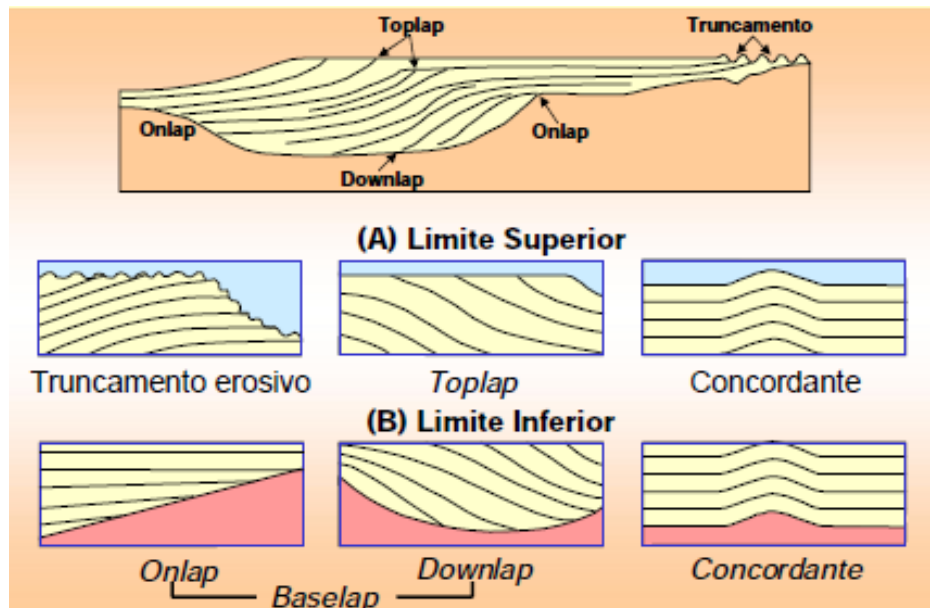
Os principais padrões de terminação de reflexões mais comumente utilizados nas interpretações sismo-estratigráficas são: *lapout*, *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamento e a concordância ou conformidade (Figura 3.6).

Tabela 3.1: Mostrando o procedimento de Interpretação Sismoestratigráfica estabelecido pela Escola Exxon.

Estágios	Objetivos
Passo 1: Análise da seq. sísmica	<ul style="list-style-type: none"> • determinar os padrões de terminação • identificar as discontinuidades • definir as seqüências e os tratos sísmicos
Passo 2: Análise da seqüência em perfis	<ul style="list-style-type: none"> • determinar as formas dos perfis • definir as seqüências e os tratos
Passo 3: Amarração c/ sismogramas sintéticos	<ul style="list-style-type: none"> • ajustar profundidade x tempo • determinar a causa da reflexão sísmica
Passo 4: Análise das fácies sísmicas	<ul style="list-style-type: none"> • identificar as variações dos parâmetros • determinar as variações laterais
Passo 5: Interpret. dos ambientes e litofácies	<ul style="list-style-type: none"> • associar as fácies sísmicas com a geologia
Passo 6: Modelagem sísmica	<ul style="list-style-type: none"> • gerar seções sísmicas a partir de geológicas • simular os padrões de reflexão
Passo 7: Interpretação final	<ul style="list-style-type: none"> • atentar para os objetivos • considerar os dados disponíveis

Fonte: Modificado de MITCHUM Jr. et al. (op.cit.).

Figura 3.6: Os padrões de terminações de refletores sísmicos podem ocorrer no limite superior (A) e inferior (B) de uma seqüência sísmica.



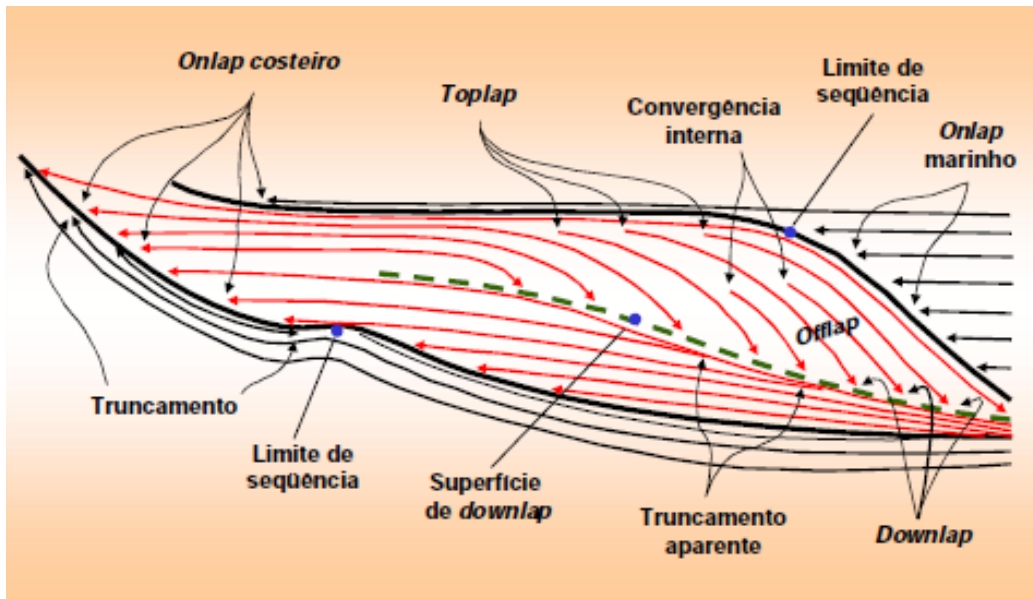
Fonte: Modificado de MITCHUM JR. et al. (1977).

O *lapout* ocorre quando as reflexões/estratos terminam lateralmente em seu limite deposicional original. O *lapout* denomina-se *baselap* quando ocorre no limite inferior de uma unidade sísmica e *toplap* no seu limite superior. O *baselap* pode ser de dois tipos: a) *onlap* – quando uma reflexão/estrato, inicialmente horizontal, termina deposicionalmente contra uma superfície inicialmente inclinada ou quando uma reflexão/estrato com certa inclinação termina deposicionalmente mergulho acima contra uma superfície de maior inclinação. b) *downlap* – quando uma reflexão/estrato, inicialmente inclinada, termina mergulho abaixo contra uma superfície originalmente horizontal ou inclinada.

O *onlap* e *downlap* são os padrões de terminação de reflexões mais facilmente identificáveis, como também os termos mais utilizados. Além disso, o *onlap* pode ser costeiro, quando a terminação mergulho acima ocorre em ambientes costeiros ou fluviais, como também, quando as terminações mergulho acima ocorrem em ambientes de talude/sopé de talude (Figura 3.7).

No *toplap* as reflexões/estratos terminam lateralmente, diminuindo gradualmente de espessura mergulho acima e ascendendo ao limite superior assintoticamente. No truncamento as reflexões/estratos terminam lateralmente por terem sido seccionadas de seu limite deposicional original, podendo ser erosional ou estrutural. A concordância ou conformidade ocorre quando as reflexões/estratos de duas unidades sísmicas ou seqüências adjacentes se apresentam paralelas com a superfície que as delimitam.

Figura 3.7: Identificação de discontinuidades com base nos padrões de terminações de refletores.



Fonte: Modificado de VAIL et al., 1977.

A análise de fácies sísmicas visa ao reconhecimento dos padrões de reflexões sísmicas e suas inter-relações dentro das unidades sísmicas ou seqüências, interpretando seus segmentos geológicos (MITCHUM JR. et al., op.cit.). Fácies sísmicas é o registro nas reflexões sísmicas dos fatores geológicos que as geraram, tais como: litologia, estratificação e feições deposicionais (RIBEIRO, 2001).

Na interpretação das fácies sísmicas são descritos os parâmetros dos padrões de reflexão observados em uma unidade sísmica ou em uma seqüência, tais como: configuração, continuidade, amplitude, freqüência, velocidade intervalar e geometria, interpretando-os geologicamente (Tabela 3.2).

Tabela 3.2: Mostrando os parâmetros de reflexão sísmica usados em Sismo-estratigrafia e seus significados geológicos.

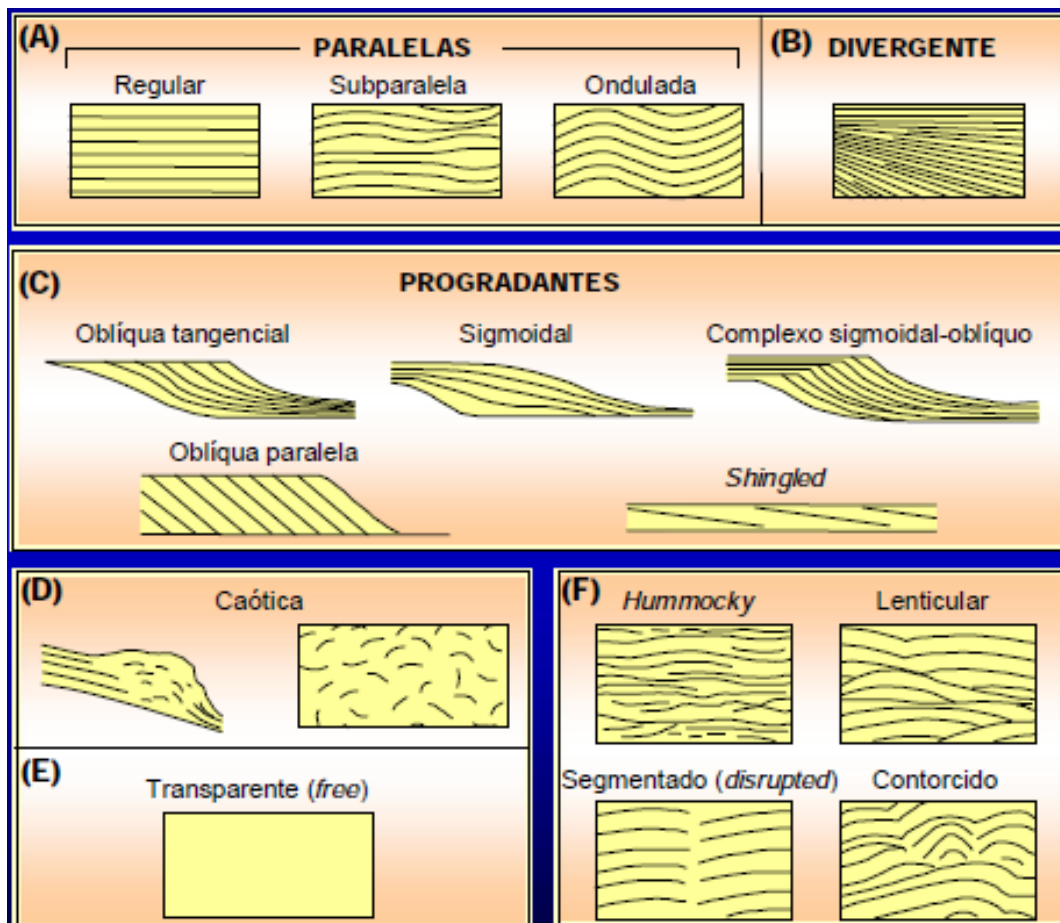
Parâmetros de Fácies Sísmicas	Interpretação Geológica
Configuração das reflexões	<ul style="list-style-type: none"> • padrão de estratificação • processo deposicional • erosão e paleotopografia • contato entre fluidos
Continuidade das reflexões	<ul style="list-style-type: none"> • continuidade dos estratos • processo deposicional
Amplitude das reflexões	<ul style="list-style-type: none"> • contraste velocidade / densidade • espaçamento dos estratos • conteúdo fluido
Frequência das reflexões	<ul style="list-style-type: none"> • espessura dos estratos • conteúdo fluido
Velocidade intervalar	<ul style="list-style-type: none"> • estimativa de litologia • estimativa de porosidade • conteúdo fluido
Forma externa e associação espacial das fácies sísmicas	<ul style="list-style-type: none"> • ambiente deposicional • fonte sedimentar • sítio geológico

Fonte: Modificado de Ribeiro (2001).

A continuidade das reflexões, por exemplo, associa-se intimamente com a continuidade e espessura dos estratos, sugerindo depósitos amplamente distribuídos e uniformemente estratificados. A frequência pode relacionar-se com vários fatores geológicos, tais como o espaçamento das interfaces refletoras, variação lateral na velocidade intervalar e, também, pode associar-se a ocorrências de gás.

A configuração interna das reflexões é o parâmetro de fácies sísmicas que melhor caracteriza e, portanto, o mais comumente utilizado na sua análise. As configurações paralelas / subparalelas (Figura 3.8A) indicam uma taxa de deposição uniforme dos estratos, sobre uma superfície estável ou uniformemente subsidente.

Figura 3.8: Padrão de configurações de fácies sísmicas.



Fonte: Modificado de Mitchum Jr. et al. (1977).

A configuração divergente (Figura 3.8B) pode indicar uma variação em áreas na taxa de deposição, inclinação progressiva do substrato ou os dois fatores juntos. As configurações progradantes (Figura 3.8C) ocorrem em áreas onde os estratos superpõem-se lateralmente, constituindo-se em superfícies inclinadas denominadas clinofórmias, podendo ocorrer em diversos tipos de ambientes. Os padrões das clinofórmias diferem em função das variações na razão de deposição e profundidade da lâmina d'água. As clinofórmias podem ser oblíquas (paralelas e tangenciais), sigmoidais, complexo sigmoidal-oblínquo e *shingled*.

As configurações caóticas (Figura 3.8D) consistem em reflexões discordantes e descontínuas, sugerindo um arranjo desordenado das superfícies de reflexão, podendo indicar um ambiente de energia alta e variável, deformações penecontemporâneas ou posteriores à deposição. O padrão de configuração transparente (Figura 3.8E) são intervalos com ausência de reflexão, podendo indicar pacotes sedimentares intensamente redobrados ou com mergulhos muito abruptos, como também litologias homogêneas para o método sísmico ou não-

estratificadas, como alguns tipos de folhelhos, arenitos espessos, carbonatos maciços, camadas de sal ou corpos ígneos.

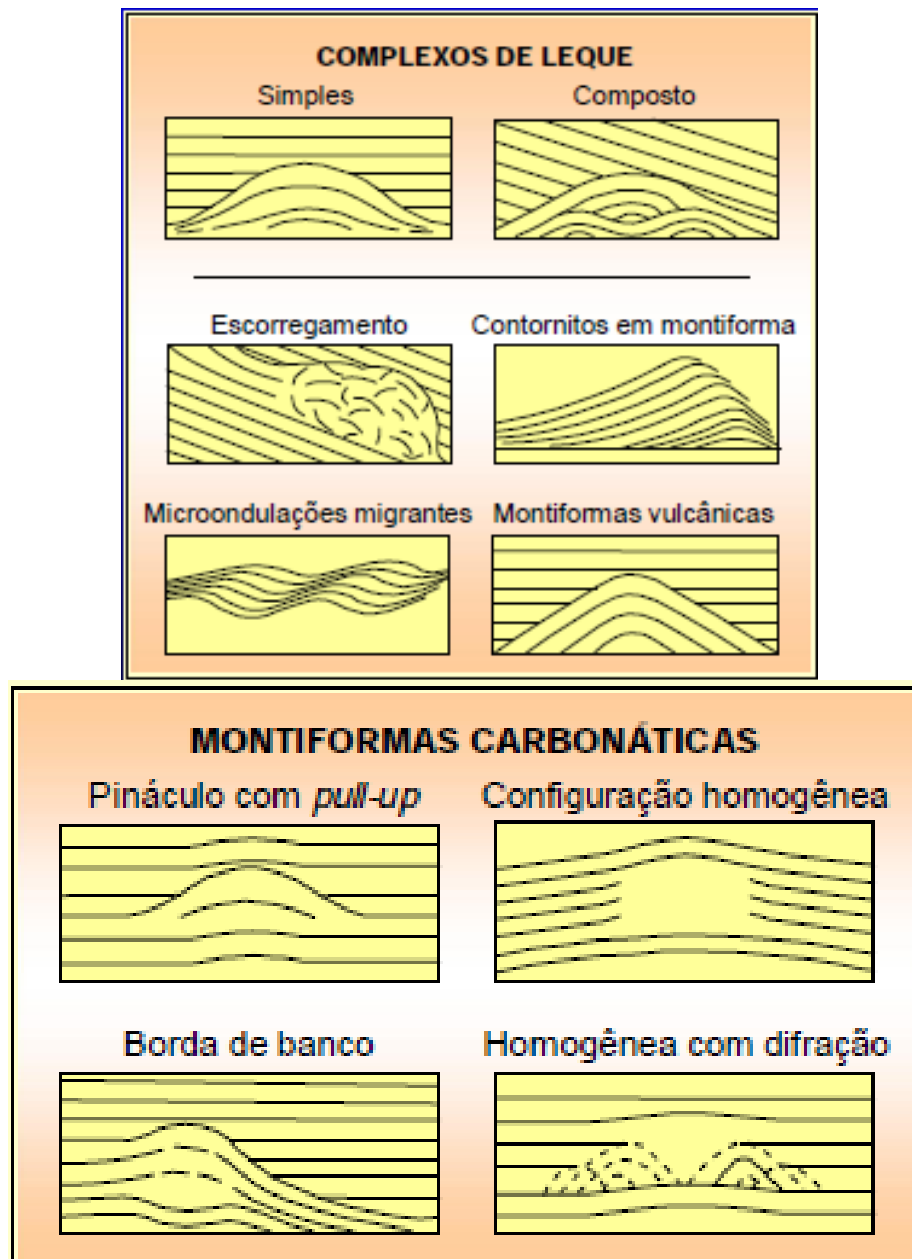
A Figura 3.8F ilustra algumas variações dos padrões básicos das configurações, tais como: *hummocky*, lenticular, segmentado e contorcido. A configuração *hummocky* apresenta os refletores descontínuos, irregulares, subparalelos, formando um padrão ondulado segmentado com terminações não-sistemáticas. Esse padrão é interpretado, comumente, como lobos de estratos interdigitados no prodelta, área interdeltáica de águas rasas ou leques turbidíticos de sopé de talude.

Outro parâmetro de reflexão sísmica usado em sísmo-estratigrafia é a forma externa e a associação espacial das fácies sísmicas. A forma tridimensional e a expansão areal são características importantes das fácies sísmicas (BROWN JR.; FISCHER, 1980).

Podemos citar algumas geometrias das fácies sísmicas, que são: as geometrias em lençol, cunhas e bancos que caracterizam ambientes plataformais, as configurações internas dessas geometrias podem ser paralelas, divergentes e progracionais. As geometrias extensas de superfícies paralelas, suavemente onduladas e com configuração interna paralela são denominadas por lençol ondulado, indicando deposição uniforme em conformidade com a superfície subjacente, em um ambiente relativamente profundo e de baixa energia. E as geometrias em lentes associam-se a várias fácies sísmicas, porém é comum nas clinofomas progradantes.

Outra geometria externa e padrão de configuração interna de algumas fácies sísmicas são as montiformas (Figura 3.9). Montiformas caracterizam feições deposicionais mais elevadas topograficamente em relação às camadas adjacentes, podendo ser o resultado de processos sedimentares, vulcânicos ou biogênicos (leques de águas profundas, lobos deposicionais de escorregamento associados à turbiditos, contornitos, recifes e outros tipos de construções – carbonáticas, vulcânicas, etc).

Figura 3.9: Geometria externa e padrão de configuração interna de algumas fácies sísmicas em montiforma.

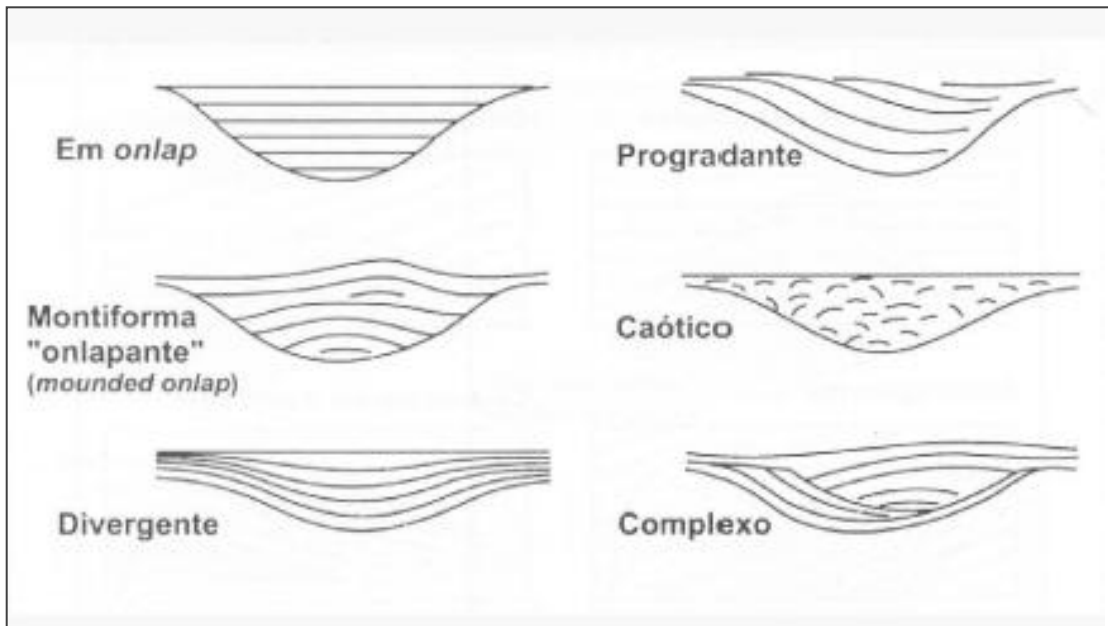


Fonte: modificado de Mitchum Jr. et al. (1977).

Outro padrão de configuração interna das reflexões das fácies sísmicas é o de preenchimento. As geometrias de preenchimento (Figura 3.10) são interpretadas como a sedimentação em feições negativas no relevo da superfície deposicional, sendo erosiva ou não, tais como canais, canyons, calhas estruturais, bacias, depressões e sopé de talude.

Os padrões de configuração interna das reflexões das fácies sísmicas de preenchimento podem ser: em *onlap*, progradante, montiforma “onlapante”, caótico, divergente e complexo.

Figura 3.10: Padrões de configuração interna das reflexões das fácies sísmicas de preenchimento.



Fonte: Modificado de Mitchum Jr. et al. (1977).

A geometria de preenchimento divergente mostrou-se de fundamental importância para a interpretação de linhas sísmicas na Bacia do Parnaíba feita neste trabalho, mostrada no capítulo 4. Visto que, essa estrutura pode ser observada na região desta bacia onde foi realizado o mapeamento. Nesta região ocorre uma sedimentação em feições negativas no relevo da superfície de deposição, o que sugere ser uma estrutura característica de uma região de depocentro.

4 INTERPRETAÇÃO DE DADOS

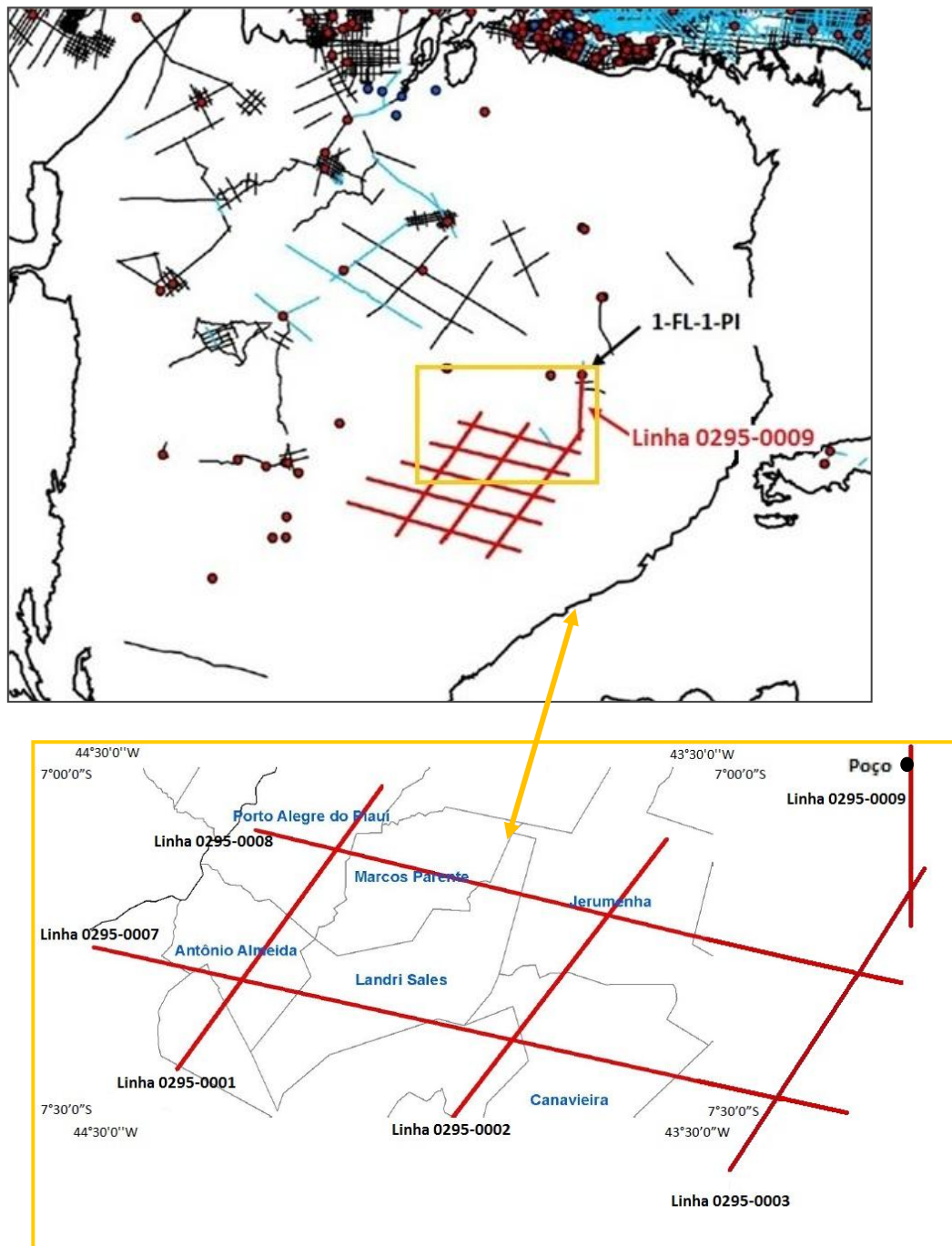
Neste capítulo será descrito detalhadamente cada uma das etapas executadas para fazer a interpretação de seis linhas sísmicas na Bacia do Parnaíba. Primeiramente, é feita a descrição dos dados utilizados. Em seguida é apresentada a interpretação do perfil composto de poço. Depois é mostrado como foi feita a calibração sísmica-poço. E por fim, a interpretação sísmica.

4.1 DESCRIÇÃO DOS DADOS

A malha com as linhas sísmicas utilizada neste trabalho fica localizada na porção sudeste da Bacia do Parnaíba, mais precisamente na região centro-sul do estado do Piauí, passando pelos municípios de Ladri Sales, Canavieira, Antônio Almeida, Porto Alegre do Piauí, Marcos Parente e Jerumenha (Figura 4.1). Essas linhas fazem parte de um projeto da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que recebeu o nome de 0295_ANP_2D_PARNAIBA o qual constou de um total de nove linhas sísmicas 2D, com 1600Km de extensão linear, abrangendo mais de 55.000Km². Essa malha foi traçada por geólogos e geofísicos da ANP, a partir de mapas gravimétricos pertencentes à área, acompanhando a trajetória *dip* e *strike* do lineamento estrutural Transbrasiliano, com o objetivo de avaliar o potencial petrolífero da Bacia do Parnaíba.

Neste trabalho foram utilizadas somente seis dessas linhas, que são as linhas 0295-0001, 0295-0002, 0295-0003, 0295-0007, 0295-0008 e 0295-0009, mostradas na Figura 4.1. A linha 0295-0009 foi estrategicamente planejada para passar sobre o poço 1-FL-1-PI para que houvesse uma melhor integração dos dados para possibilitar uma interpretação sísmo-estratigráfica dos horizontes sísmicos correspondentes a geologia da área. Este conjunto de dados foi adquirido da ANP pelo Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará (IG-UFGPA) para fins de desenvolvimento acadêmico.

Figura 4.1: Acima, mapa mostrando o esforço exploratório na Bacia do Parnaíba, com as nove linhas sísmicas do projeto 0295_ANP_2D_PARNAIBA (em vermelho). As setas indicam a localização do poço 1-FL-1-P1 e da linha 0295-0009 que passa por este poço. Abaixo, em destaque a área alvo (contorno em amarelo) mostrando os municípios por onde se encontra a malha com as linhas sísmicas 0295-0001, 0295-0002, 0295-0003, 0295-0007, 0295-0008 e 0295-0009 utilizadas neste trabalho. Observação: devido a questões de confidencialidade, as coordenadas apresentadas são aproximadas.



Fonte: ANP (2006), modificado

O poço 1-FL-1-PI, também conhecido por Poço Floriano, (coordenadas geográfica: Latitude 6° 27' 29.20" S e Longitude 42° 48' 13.72" W) teve seu final de perfuração em 1963, e tinha como principal finalidade avaliar estruturalmente e estratigraficamente a seção de sedimentos até o embasamento da bacia. Alcançando a profundidade máxima de 2405m, encontrou as formações paleozóicas típicas da bacia, a partir da Formação Piauí, de idade Carbonífera Superior até o que foi considerado por embasamento, de idade Pré-Siluriana. Além de quatro soleiras de diabásio com um total de 298m, sendo aproximadamente 250m só diabásio da Formação Pimenteiras. Para tal, foram realizados diversos tipos de perfis, porém os que serão mais úteis e foram empregados neste trabalho são apenas os Perfis de Raios Gama (GR) e o Sônico (DT).

A aquisição das linhas sísmicas foi feita utilizando um equipamento de registro sísmográfico de 24 bits, com pelo menos 1000 canais de registro. O grau de cobertura mínimo exigido foi de 210, ou seja, um ponto de subsuperfície amostrado 210 vezes, o que exigiu 420 estações ativas no terreno. A distância entre estações de geofones e intervalos entre pontos de tiro foi de 25 metros. As perfurações foram feitas, preferencialmente, com trado manual e, apenas onde as condições não permitiram, com perfuratrizes mecânicas portáteis. Os furos foram múltiplos, dispostos em linha, em número de quatro a oito, centrados na estaca, com profundidade variando entre 3 e 4 metros. As estações de geofones foram dispostas a intervalos regulares, em princípio iguais ao intervalo entre pontos de tiro. A quantidade de geofones por rede foi de seis elementos, sendo que o afastamento entre elementos foi definido após testes de campo.

Todas as seis linhas foram processadas pela empresa FLAMOIL, a serviço da ANP. Assim as linhas sísmicas foram adquiridas da ANP já processadas. As linhas adquiridas estavam migradas em tempo pré e pós-stack. Sendo as linhas migradas em tempo pós-stack as utilizadas neste trabalho por apresentarem melhores resultados, ou seja, melhor resolução. Dessa forma o tratamento necessário foi apenas a realização da calibração sísmica-poço, para se obter o ajuste necessário para realização de uma interpretação segura.

4.2 INTERPRETAÇÃO DO PERFIL COMPOSTO



























Para entender o que será mapeado nos horizontes sísmicos, é necessário primeiro conhecer o Perfil Composto do Poço Floriano, pois foi com o auxílio dos perfis de Raios Gama e Sônico do mesmo que foram realizadas as calibrações, fazendo com que a interpretação sísmica fosse viável.

Observando os dados do Perfil Composto do Poço Floriano e comparando ao de outros poços como, por exemplo, o poço 2-CP-1-MA, nota-se que a maioria dos perfis elétricos possui coerência com as litologias descritas na literatura, mostrando um comportamento sintomático (GÓES; FEIJÓ, 1994). Devido a essa aparente padronização, foi possível identificar e diferenciar o seu empilhamento estratigráfico e agrupá-lo segundo a carta estratigráfica da bacia.

Como o poço possui um foco secundário neste trabalho, não será mostrado o perfil composto completo, com o detalhamento de cada formação, mas sim apresentado na forma dos *plays* exploratórios, mostrando as formações mais relevantes no caráter de geologia de petróleo, definindo quais seriam as possíveis rochas reservatórias, capeadoras e geradoras principais e secundárias como mostrados na Figura 2.5. A definição de *play* é a percepção ou modelo de como os fatores litológicos e estruturais se combinam para gerar uma acumulação economicamente explorável de petróleo, em um determinado nível estratigráfico. Seria portanto o objetivo econômico.

Os principais perfis apresentados ao lado do empilhamento estratigráfico do poço que aparecerão nas próximas figuras são: Raios Gama (GR), em cor azul; Potencial Espontâneo (SP), em vermelho; Sônico (DLT), em preto e perfil de Neutrôns (NEUT), em verde. Dentre esses perfis serão utilizados para interpretação apenas os de Raios Gama, que mede a radioatividade natural das formações, esta informação é relevante pois em pacotes mais argilosos se concentram os elementos radioativos; e o Sônico, que consiste em um sistema de perfilagem acústica, que emite pulsos sonoros que são convertidos em sinais elétricos e servem para medir a porosidade dos pacotes. As linhas vermelhas horizontais mostram o topo de cada formação e a litologia das rochas é representada conforme descrito na Figura 4.2.

Figura 4.2: Representação da litologia das rochas.

Litologia / Lithology			
 conglomerado/conglomerate	 calcirudito/calcirudite	 dolomita/dolomite	 basalto/basalt
 arenito/sandstone	 calcarenito/calcarenite	 sal/salt	 tufo/tuff
 siltito/siltstone	 coquina/coquina	 halita/halite	 rochas metamórficas metamorphic rocks
 argilito/mudstone	 calcissiltito/calcissiltite	 carnalita/carnallite	 ígneas/igneous rocks
 folhelho/shale	 calcilutito/calcilutite	 anidrita/anhydrite	 brechas/breccia
fonte: PETROBRAS	 marga/marl	 silvinita/sylvinite	 tilito/tillite
	 calcáreo/limestone	 diabásio/diabase	 diamictito/diamictite

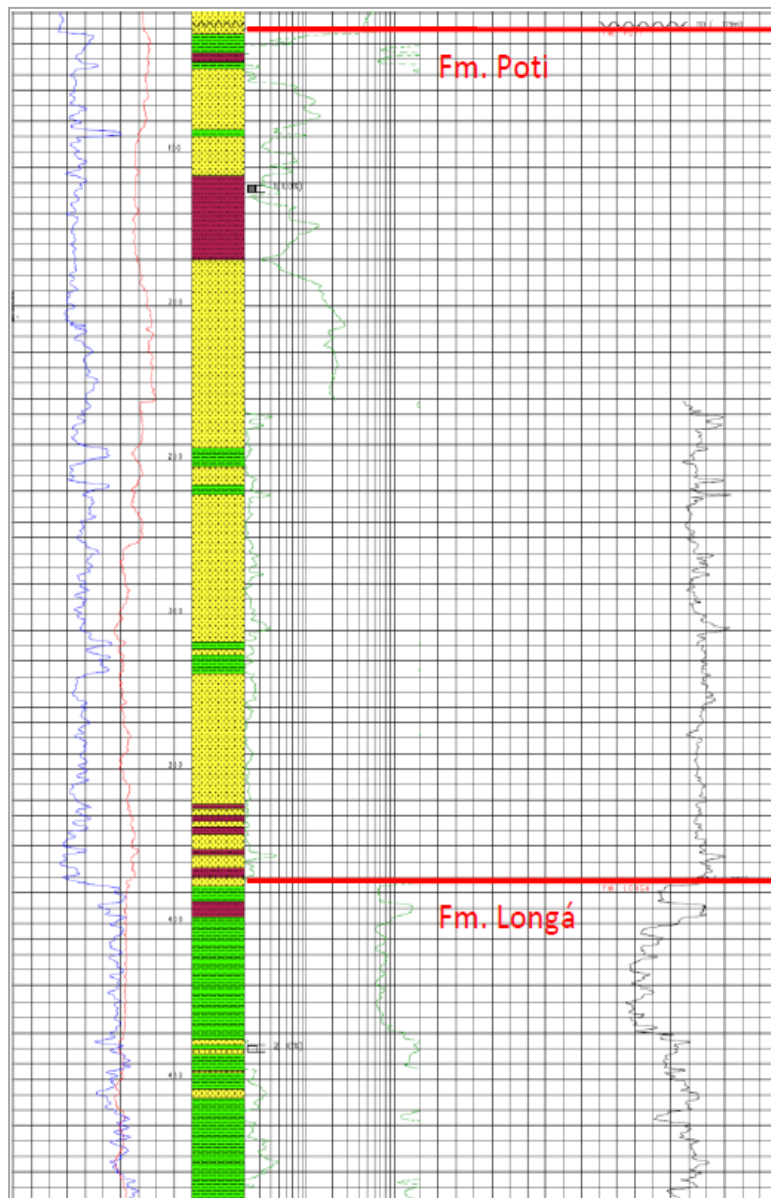
Fonte: PETROBRAS (2007).

4.2.1 Play Poti/Longá

Este *Play* é formado por duas formações do Grupo Canindé, de idades neodevonianas a eocarboníferas, de ambientes de sedimentação marinho/continental (Figura 4.3).

A Formação Poti é formada quase que predominantemente por arenitos, com intercalações de camadas delgadas de folhelho e siltito, e apresenta uma espessura total de aproximadamente 260 metros. Possui uma camada de siltito com cerca de 25 metros a qual ocorre um nível de carvão. A Formação Poti é delimitada no topo por uma discordância erosiva que marca a base da Fm. Piauí. Sendo um reservatório secundário, pois só poderia armazenar pouca quantidade devido à formação anteposta a ela funcionar como capeadora.

Figura 4.3: Demarcação do topo das Formações Poti e Longá a partir do Perfil Composto.



Fonte: ANP (2010), modificado.

A Formação Longá apresenta uma espessura total de aproximadamente 110 metros, formado predominantemente de folhelho, com finas intercalações de siltito e arenito. Ela representaria um capeador, ou seja, funcionaria como uma forma de impedir a migração do óleo ou gás formado nas geradoras abaixo dela, neste caso, da Formação Pimenteiras.

4.2.2 *Play* Cabeças/Pimenteiras

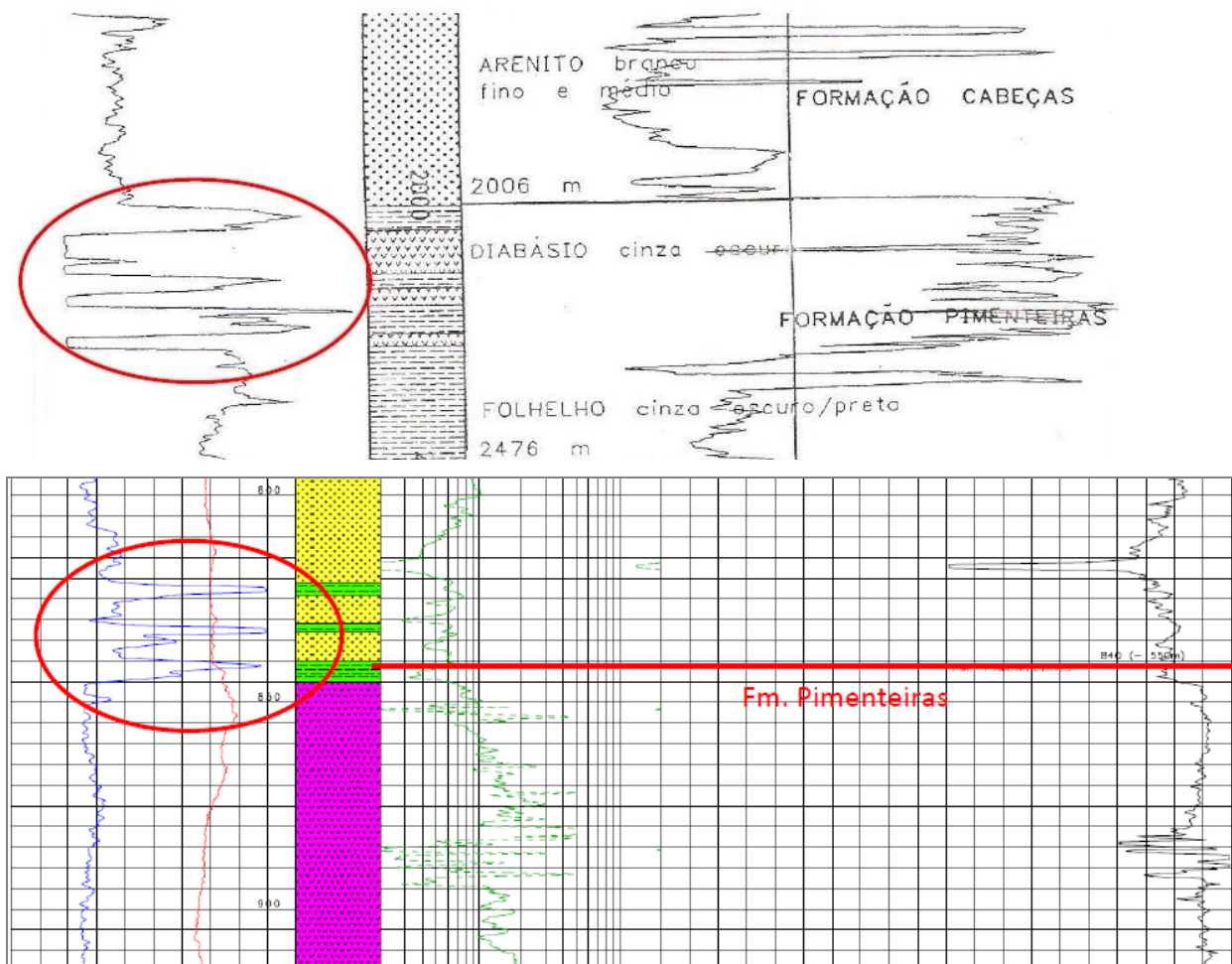
Este é o principal *play* da Bacia do Parnaíba, constituída por duas formações do Grupo Canindé de idade mesodevoniana, e ambiente de sedimentação plataformal (Figura 4.4).

O reservatório é constituído pela Formação Cabeças que apresenta uma espessura total de aproximadamente 350 metros, formado predominantemente de arenito, com finas camadas de folhelho e siltito, e eventuais intercalações das mesmas com arenito. Seu ambiente é plataformal, com influencia de marés e tempestades.

A Formação Pimenteiras é a principal geradora da bacia, apresentando uma espessura total de aproximadamente 540 metros, sendo 100 metros constituído principalmente por folhelhos negros, radioativos, ricos em matéria orgânica. Notam-se delgadas intercalações de arenito com siltito, e a sedimentação ocorreu em um ambiente de plataforma rasa com tempestade. Está limitada no topo e na base por rochas básicas intrusivas, que podem ter influenciado no aumento do gradiente térmico, ajudando a formação de hidrocarbonetos. Nota-se que o perfil de raios gama marca claramente o topo e a base destas intrusões, as quais são mostradas na forma de picos para a esquerda. Também pode ser notada influência dessas intrusivas no perfil sônico, onde ocorre um quebra para a direita do perfil.

O mais interessante é que se compararmos o poço Floriano com o poço 2-CP-1- MA, descrito por Góes e Feijó (1994), observa-se claramente que o perfil de raios gama possui as mesmas características em ambos os perfis, como pode ser observado na Figura 4.5. Observe que nos dois perfis o início da Formação Pimenteiras é caracterizado por três picos para a esquerda no raio gama, representando as camadas de folhelho. Em outras formações também são observadas semelhanças nos perfis o que demonstra um caráter sintomático da bacia.

Figura 4.5: Comparação entre o poço 2-CP-1-MA descrito por Góes e Feijó (1994) com o Poço Floriano, mostrando as semelhanças entre os perfis de raios gama no topo da Formação Pimenteiras.



Fonte: Góes e Feijó (1994), modificado.

4.2.3 *Play* Jaicós/Tianguá:

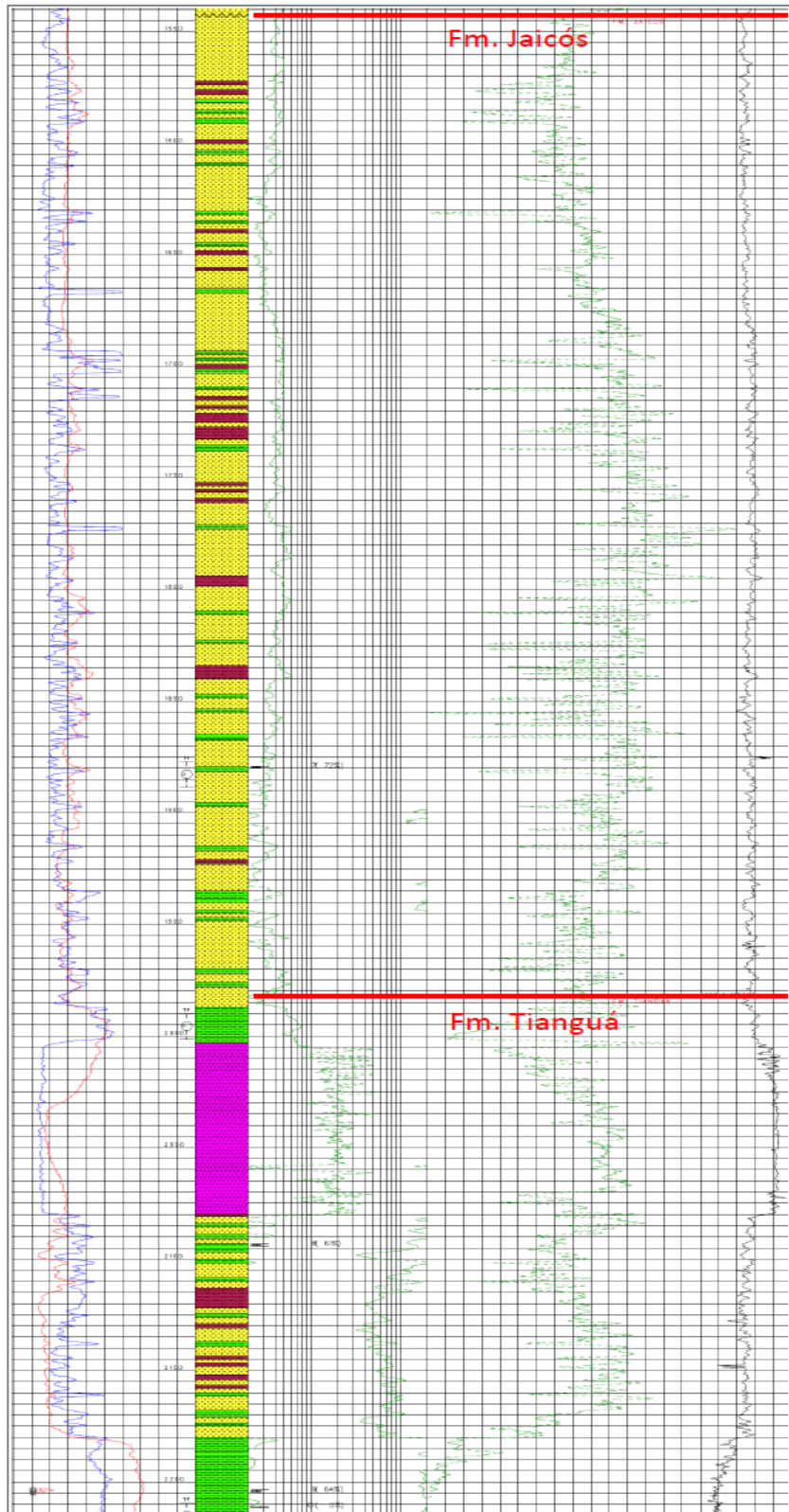
Este *play* é constituído pelas formações do Grupo Serra Grande, com idades neosilurianas, e ambiente de sedimentação de plataforma rasa (Figura 4.6).

A Formação Jaicós possui várias camadas de arenito médio/grossos, além de eventuais pelitos, depositados em ambiente fluvial entrelaçado. Contém seixos angulosos o que facilita a permo-porosidade da camada. Apresenta uma espessura total de aproximadamente 440 metros, com finas intercalações de folhelho e siltito. Representa o intervalo regressivo da seqüência e está limitada no topo por uma discordância erosiva com a base da Formação Itaim.

A Formação Tianguá representa a geradora deste *play*, e possui uma espessura total de aproximadamente 240 metros, formada predominantemente por folhelhos intercalados a delgadas lâminas de arenito e, por vezes, siltito. O seu poder de geração é baixo, pois as camadas geradoras são delgadas.

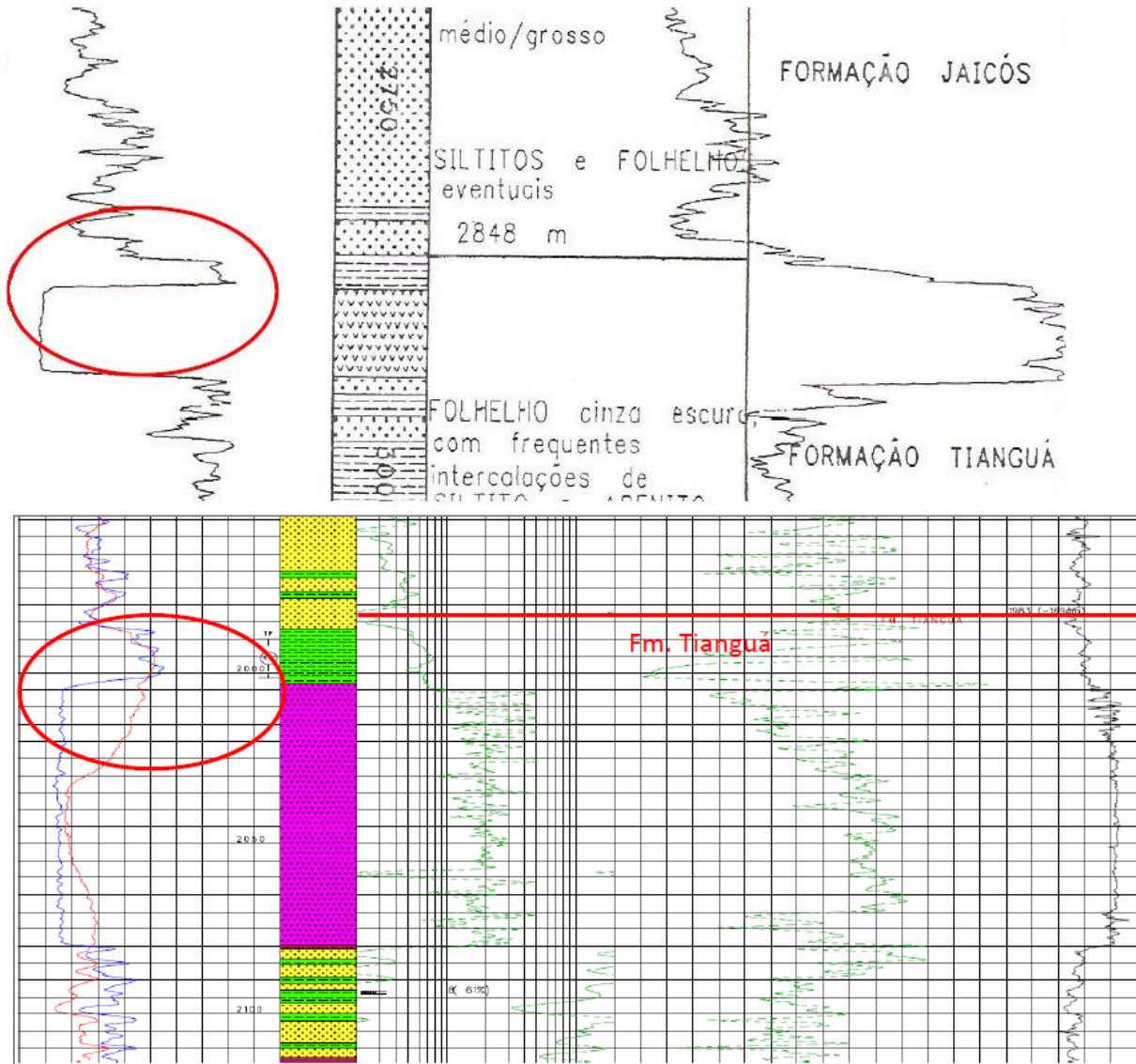
Observa-se no topo da formação Tianguá uma intrusão de rocha básica de aproximadamente 75 metros, a qual poderia ter acarretado um aumento do gradiente térmico, o que poderia influenciar na maturação dos folhelhos da formação. Esta intrusão é marcada por um pico para a direita no perfil de raios gama, e assim como mencionado no *play* anterior, possui semelhança ao que ocorre no início da formação Tianguá no poço 2-CP-1-MA, o qual também possui a mesma característica em seu perfil gama, conforme observado na Figura 4.7.

Figura 4.6: Demarcação do topo das Formações Jaicós e Tianguá a partir do Perfil Composto.



Fonte: ANP(2010), modificado.

Figura 4.7: Comparação entre o poço 2-CP-1-MA descrito por Góes e Feijó (1994) com o poço Floriano, mostrando as semelhanças entre os perfis de raios gama no topo da Formação Tianguá.

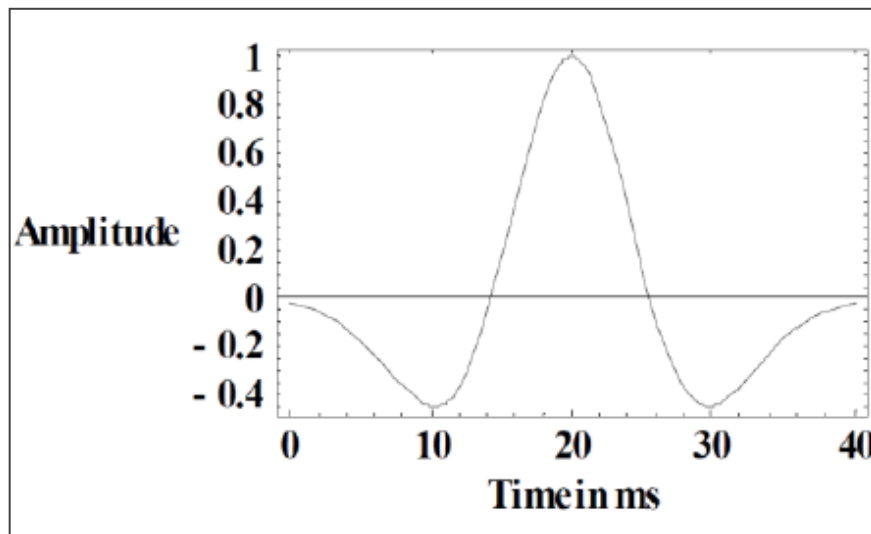


Fonte: Góes e Feijó (1994), modificado.

4.3 CALIBRAÇÃO SÍSMICA-POÇO

A calibração sísmica-poço é realizada com base no sismograma sintético, criado pela convolução do coeficiente de reflexão com um pulso definido, o chamado pulso Ricker. O pulso Ricker é simétrico, formado por um pico central positivo e dois picos laterais negativos, como mostrado na Figura 4.8.

Figura 4.8: Forma do pulso Ricker.



Este pulso será adicionado a cada ponto de reflexão com a amplitude equivalente ao tamanho da reflexão. O objetivo do sismograma sintético é correlacionar os coeficientes de reflexão dos principais topos de litologia atravessadas pelo poço, através de um traço sísmico, com o traço sísmico da sísmica real. O ajuste das curvas dos perfis nos eventos de reflexões sísmicas que representam os principais horizontes litológicos gera uma curva tempo x profundidade para efetuar a calibração sísmica x poço.

A calibração entre a Linha 0295-0009 e o poço 1-FL-1-P1 (Poço Floriano) foi feita por Teixeira (2010) utilizando a metodologia descrita na Tabela 4.1. Teixeira (op.cit.) utilizou o *software* GeoFrame da Schlumberger muito utilizado na exploração de petróleo e gás por ser um excelente *software* de interpretação geofísica, entre outras funções. No GeoFrame ajusta-se a sísmica correlacionando com o perfil sônico e o perfil de raios gama. Com a criação de um perfil sintético do poço, foi possível fazer a partir dele a amarração dos dados, conforme mostrado na Figura 4.9.

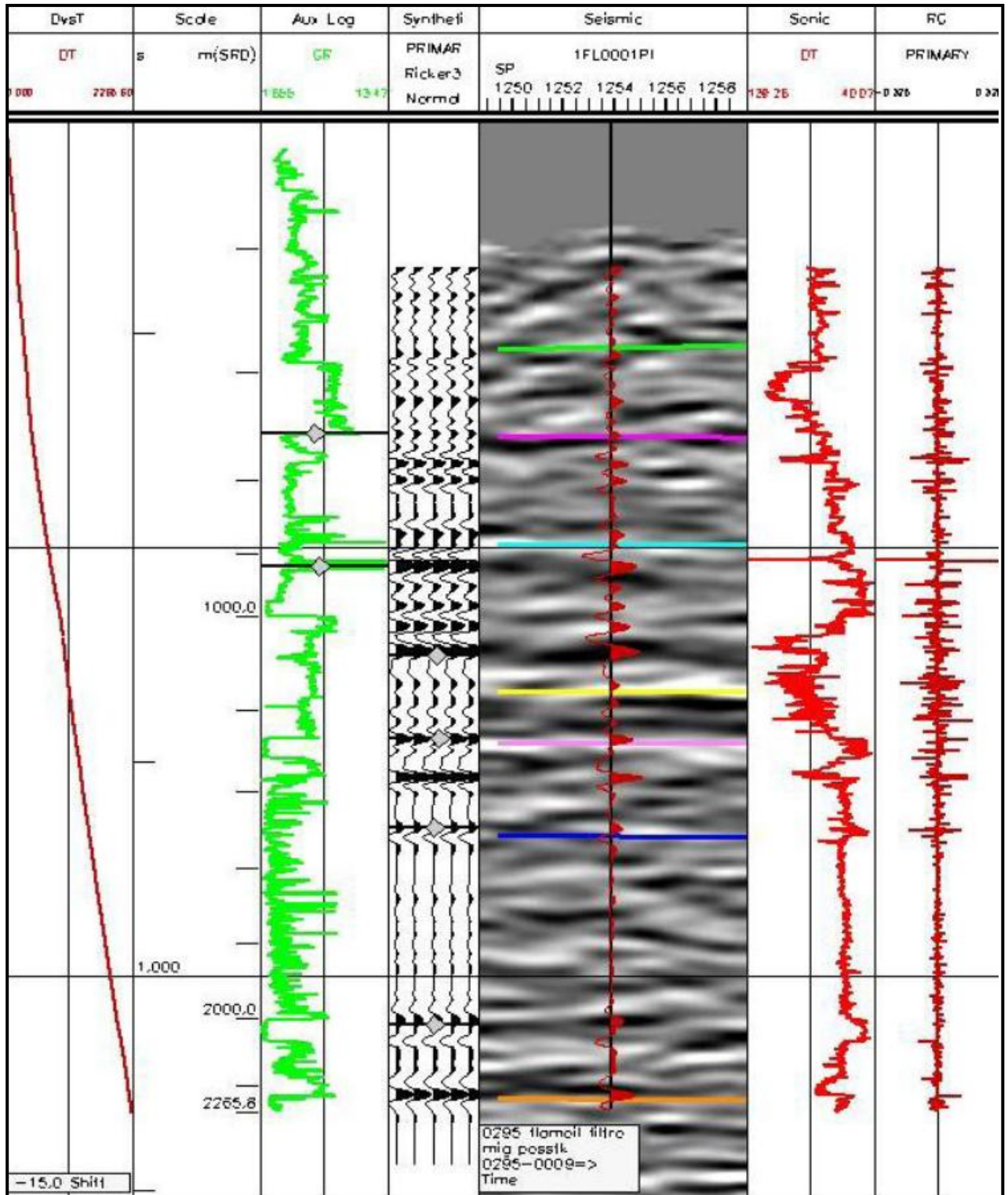
A metodologia utilizada para a realização de uma calibração é a seguinte:

Tabela 4.1: Metodologia utilizada na realização de uma calibração sísmica x poço.

Metodologia para efetuar calibração Sísmica-Poço	
1°	Correção do perfil sônico usando <i>checkshot</i> , que são pontos do poço com profundidade e tempo conhecidos.
2°	A ponte entre os dados dos poços (em profundidade) e a sísmica (em tempo) é a conversão tempo/profundidade usando: o perfil sônico corrigido, os <i>checkshots</i> , profundidade dos poços e tempo duplo de trânsito (TWT). A ordem pode ser alterada.
3°	A impedância acústica sintética é calculada usando o perfil sônico e/ou o perfil de densidade, podendo também usar a velocidade modelo. Ela é calculada multiplicando-se a densidade pela velocidade.
4°	Através do perfil de impedância acústica sintética são calculados os coeficientes de reflexão reais. O coeficiente de reflexão é uma diferencial da impedância acústica que define a porcentagem de reflexão dos vários limites geológicos.
5°	É a criação do sismograma sintético o que é feito a partir da função de refletividade com a <i>wavelet</i> definida. O perfil sônico é utilizado em conjunto com o perfil densidade.
6°	A calibração entre os registros do levantamento sísmico e os registros dos perfis de poços. Nesta etapa, é realizado um ajuste dos marcadores geológicos entre o sismograma sintético e a seção sísmica.

Fonte: Teixeira (2010), modificado.

Figura 4.9: Calibração Sísmica-Poço a partir dos perfis sônico e raio gama.



Fonte: Teixeira (2010), modificado.

É conveniente ressaltar que durante o processo de amarração, ocorreram alguns imprevistos. Não havia o perfil de densidade para auxiliar na calibração; também não havia *checkshot* do poço; a resolução sísmica não era tão boa; além do fato de alguns horizontes do poço não terem continuidade na sísmica, o que causou dificuldade na interpretação. Com isso, a interpretação por vezes é subjetiva, tendo como referência apenas o perfil composto do poço e o mapa geológico da região (TEIXEIRA, 2010).

A partir desta amarração e com auxílio do mapa geológico e do perfil composto do poço, pode-se fazer uma correlação entre os dados dos perfis do poço com os refletores que aparecem na linha sísmica, e assim realizar um mapeamento mais preciso do que realmente é visível na malha sísmica.

4.4 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 2D

Os resultados da interpretação sísmica apresentados a seguir foram possíveis após a calibração do poço 1-FL-1-P1 com a Linha 0295_0009 feita por Teixeira (op.cit.), conforme mostrado no item anterior. Teixeira (op.cit) define que os horizontes mais marcados na sísmica representavam as formações observadas no perfil composto do Poço Floriano. A partir dessa interpretação feita do trecho da Linha 0295-0009 que passa pelo poço 1-FL-1-P1 foi possível ser feita neste trabalho a interpretação de toda a Linha 0295-0009 e a extrapolação desses horizontes para as demais linhas conforme será mostrado a seguir.

No trecho da Linha 0295-0009 (migrada pós-stack) que passa pelo poço 1-FL-1-P1 foram marcados oito horizontes sísmicos através dos picos no perfil de Raios Gama e no perfil Sônico, conforme mostrado na Figura 4.10. Os oito horizontes marcados representando o topo das seguintes Formações, na ordem da base para o topo: Embasamento (vermelho), Formação Ipu (laranja), Formação Jaicós (azul marinho), Formação Itaim (rosa claro), um refletor muito marcante de idade Devoniano Médio (amarelo), Formação Pimenteiras (azul claro), Formação Cabeças (rosa-pink) e Formação Longá (verde).

Na sísmica, o último horizonte a ser mapeado foi o Embasamento (em vermelho) que na verdade seria o Pré-Siluriano. Sua locação é mais por inferência, pois não há dados de perfilagem e também por ser o último refletor mais marcante da sísmica (TEIXEIRA, 2010).

O topo da Formação Ipu (em laranja) representa a transição dos folhelhos basais da Formação Tianguá para um pacote de arenito da Formação Ipu. Foi um refletor relativamente de fácil interpretação, pois representava o exato final da perfilagem do poço. A Formação Tianguá que estratigraficamente encontra-se sobre a Formação Ipu não pode ser interpretada na sísmica, porque não houve continuidade do refletor para que pudesse ser mapeado (TEIXEIRA, op.cit.).

O horizonte azul marinho marca o topo da Formação Jaicós, que foi um dos horizontes mais difíceis de ser interpretado por representar uma discordância erosiva entre dois pacotes de arenito, um marcando o final da Formação Itaim e o outro marcando o início da Formação Jaicós. Para defini-lo, foi observado um pico no perfil sônico o qual representaria tal discordância (TEIXEIRA, op.cit.).

O topo da Formação Itaim (em rosa claro) corresponde à mudança litológica de folhelho para arenito, o qual se confirma no perfil composto do poço. Outra importante feição que ajudou a demarcar tal horizonte é o fato de ocorrer outra soleira de diabásio no final da Formação Pimenteiras, que se encontra bem marcada no perfil de raios gama, facilitando a interpretação (TEIXEIRA, op.cit.).

O único horizonte que não representa exatamente um topo de formação esta relacionado ao refletor de cor amarela, de idade Devoniano Médio, que se encontra dentro da Formação Pimenteiras. Analisando os perfis de raios gama e sônico, a forte impedância retratada na sísmica deve estar relacionada a intercalações de arenitos e siltito entre duas grandes camadas de folhelhos da formação (TEIXEIRA, op.cit.).

O topo da Formação Pimenteiras (em azul claro) causou muitas dúvidas durante a fase de interpretação das linhas por dois motivos: o primeiro relacionado ao fato de a sísmica estar em tempo e não em profundidade, o que deslocava um pouco os perfis na hora da calibração; e o segundo devido o topo da Formação Pimenteiras possuir uma soleira de diabásio de aproximadamente 155m, o que poderia interferir no contraste do refletor. O que foi incontestável para a definição da locação do refletor desta formação, foram os três picos fortes que aparecem no raio gama e um grande pico, correspondente a eles no perfil sônico, que estão relacionadas a três intercalações de folhelho no arenito que constitui a base da Formação Cabeças (TEIXEIRA, op.cit.).

O horizonte que representa o topo da Formação Cabeças (em rosa pink), possui uma forte anomalia positiva de amplitude, e também serviu como um dos guias de calibração. Isto se deve a uma queda brusca dos valores do perfil de raios gama, mostrando a transição entre os folhelhos da Formação Longá para um pacote de arenitos da Formação Cabeças (TEIXEIRA, 2010).

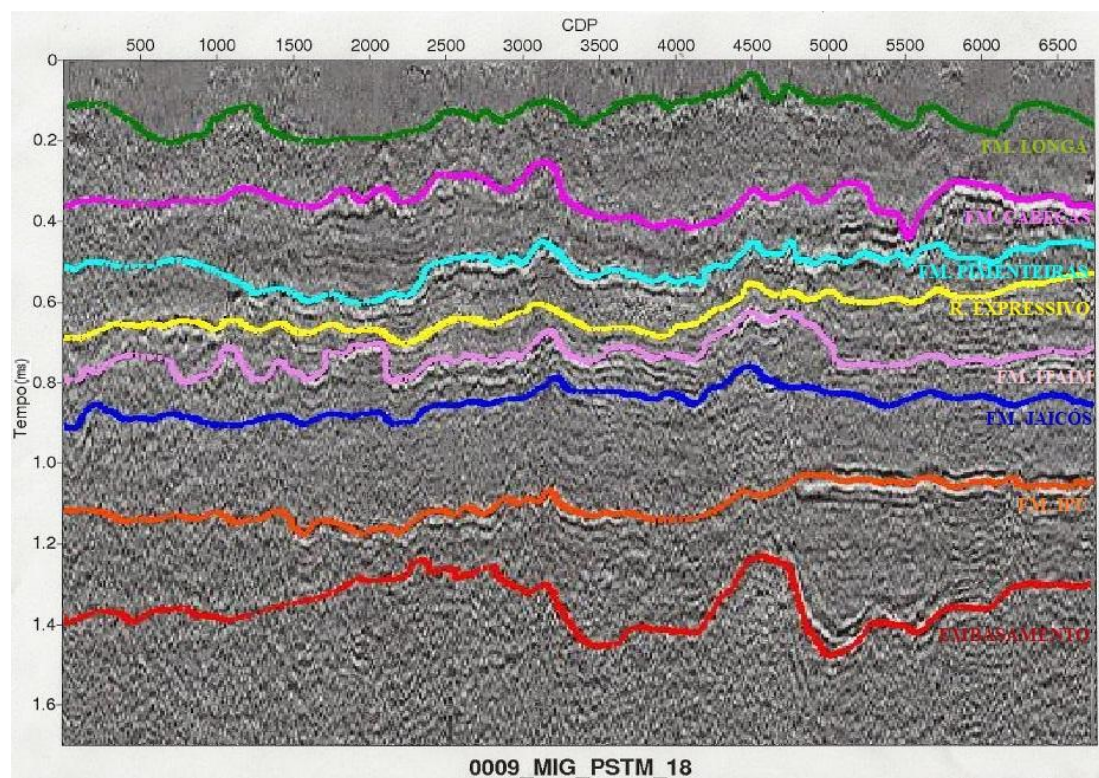
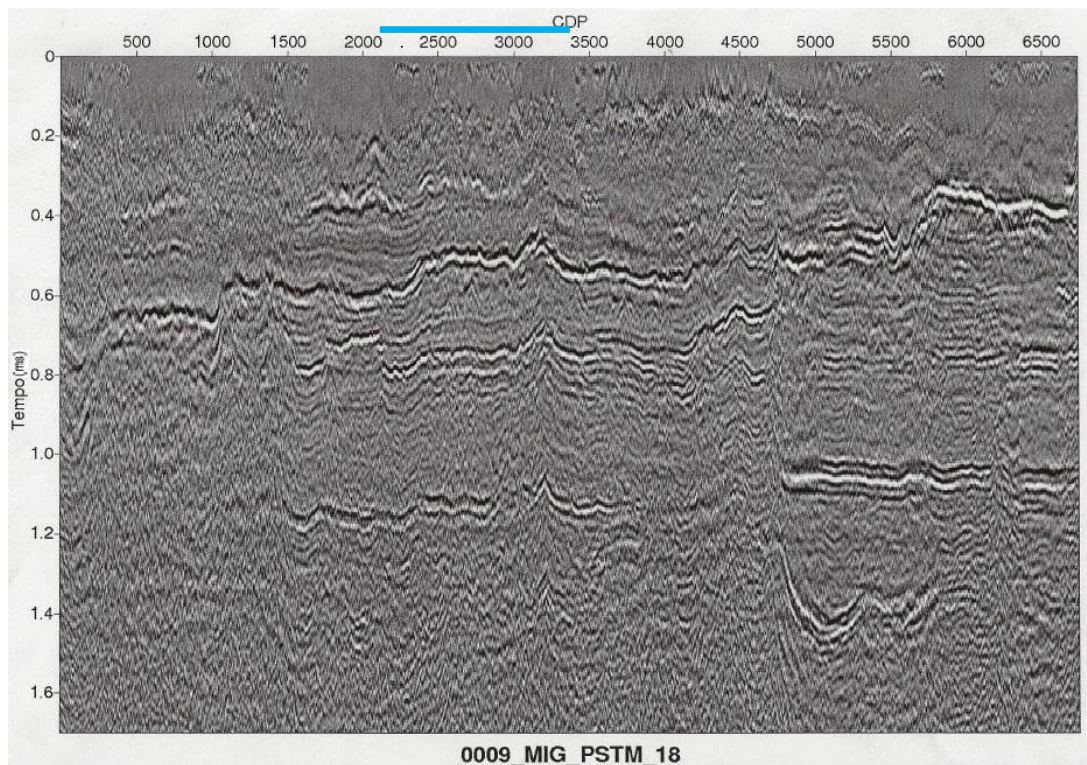
O topo da Formação Longá (horizonte verde) foi o primeiro horizonte a ser mapeado, pois serviu como um dos guias na calibração do poço com a sísmica, devido seu contraste de impedância marcante. Sua principal característica é uma quebra marcante no perfil de raios gama, que representa a passagem do arenito basal da Formação Poti para o folhelho da Formação Longá, o que gerou tal contraste marcante (TEIXEIRA, op.cit).

Tendo como referência essa interpretação feita por Teixeira (op.cit) no trecho da Linha 0295-0009 que passa pelo poço, foi feita uma interpretação de toda a Linha 0295-0009 a qual é apresentada na Figura 4.11.

Feita a interpretação da Linha 0295_0009 foi possível extrapolar os mesmos horizontes para a linha a que intercepta, a Linha 0295_0003. E assim para a Linha 0295_0007 e a Linha 0295_0008 que interceptam a Linha 0295_0003. E por final a interpretação da Linha 0295_0002 e da Linha 0295_0001 que interceptam a Linha 0292_0007 e a Linha 0295_0008, conforme mostrado na Figura 4.12.

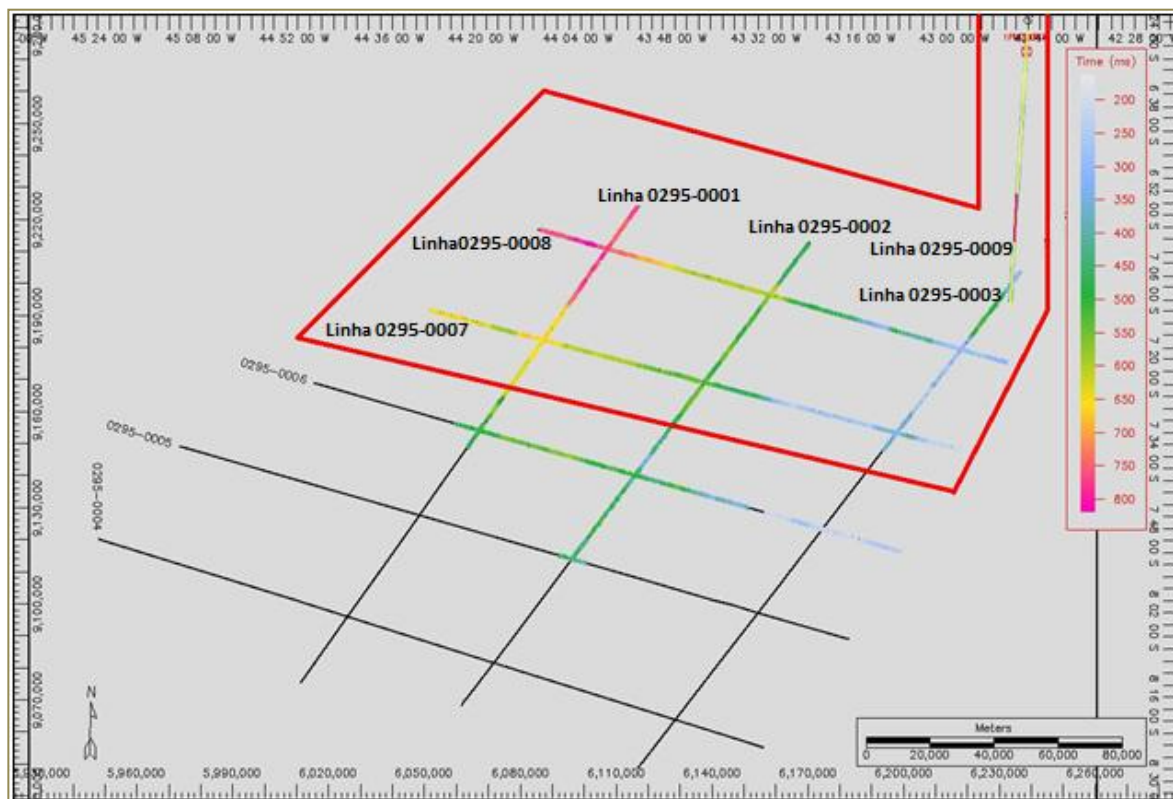
Para fazer a extrapolação dos horizontes foi necessário o cruzamento e o correto posicionamento das linhas com suas respectivas direções (Figura 4.13), para isso foi utilizado o *software* GOCAD, que será mais bem descrito no capítulo 5 sobre Modelagem. No GOCAD foi possível a visualização 3D das seis linhas sísmicas com seus respectivos tamanhos e posicionamentos. Possibilitando fazer uma extrapolação mais segura dos horizontes sísmicos a partir da Linha 0295_0009 para as demais linhas, e dessa maneira mapear as estruturas da área alvo, conforme mostrado na Figura 4.14 e na Figura 4.15.

Figura 4.11: Acima, seção sísmica correspondente a Linha 0295-0009 completa, com traço em azul mostrando o trecho da seção que foi interpretado na Figura 4.10. Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente.



Fonte: Da autora.

Figura 4.12: Snapshot tirado do *software* GeoFrame mostrando a área alvo deste trabalho (contorno em vermelho). As cores que aparecem nas linhas representam a profundidade das linhas em tempo, em milissegundos (horizonte mapeado: Formação Longá).



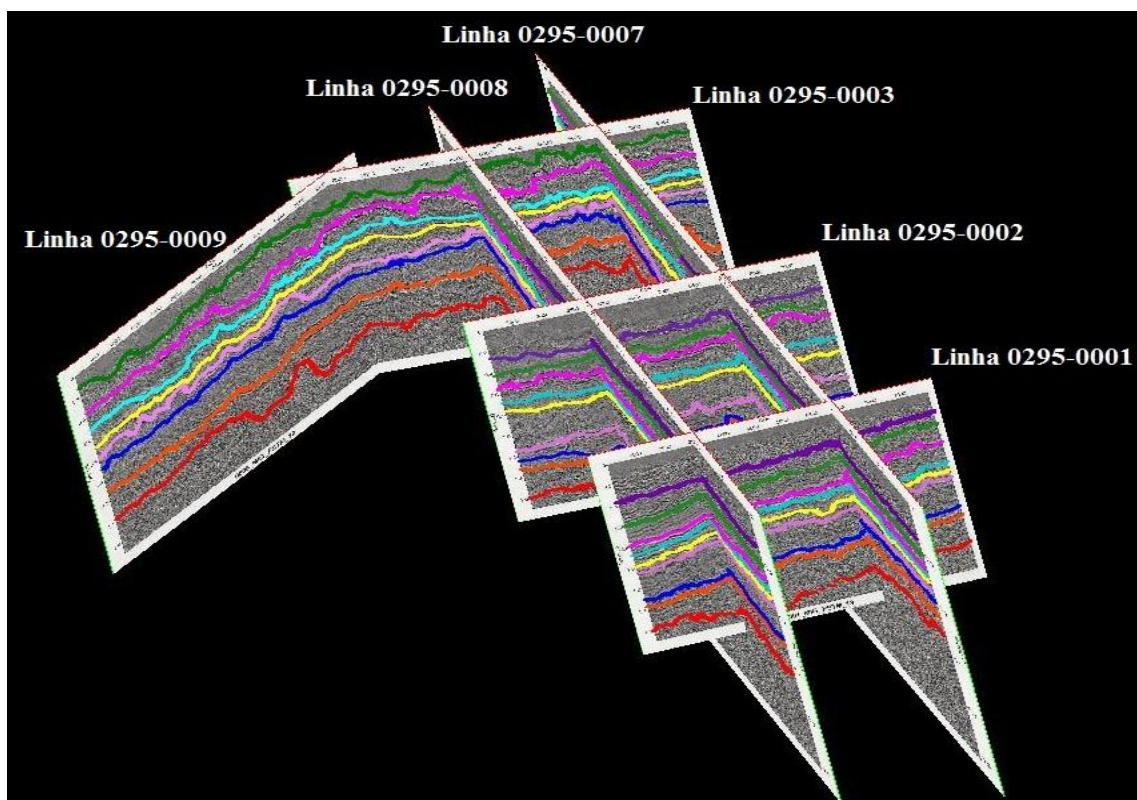
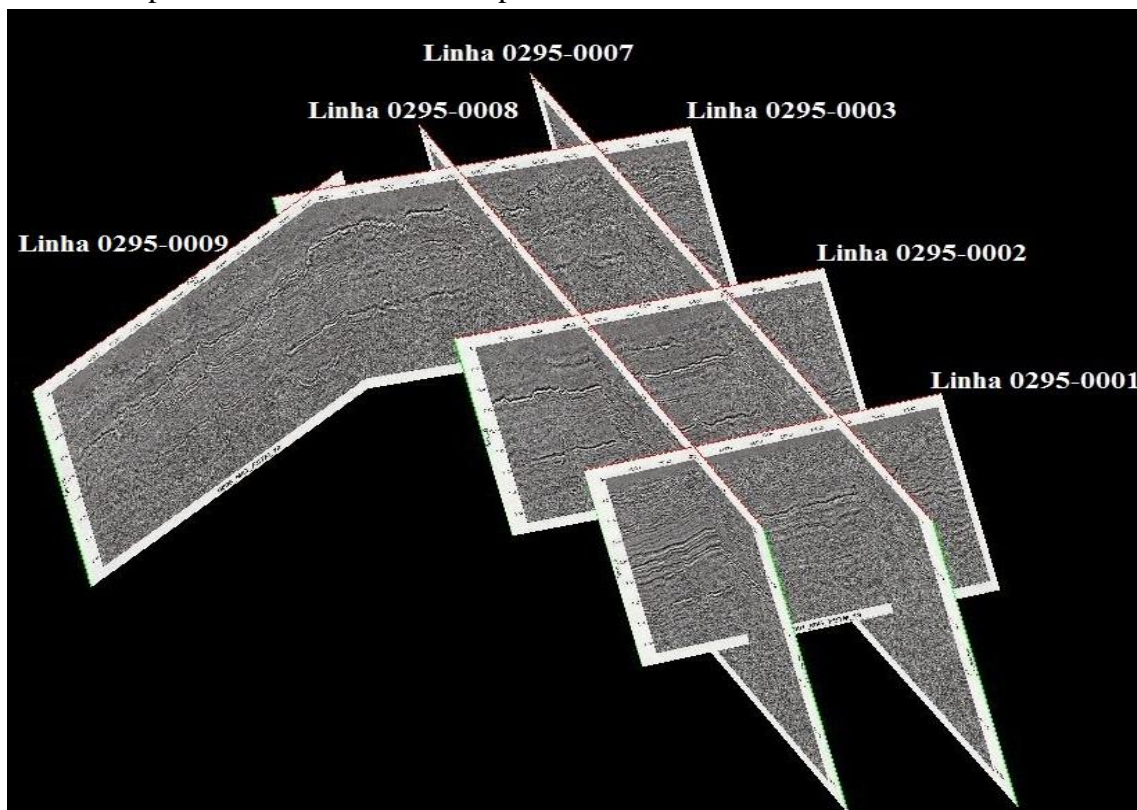
Fonte: Adaptado de Teixeira, 2010.

Figura 4.13: Imagem gerada do *software* GOCAD mostrando o cruzamento e as respectivas inclinações das linhas utilizadas neste trabalho.



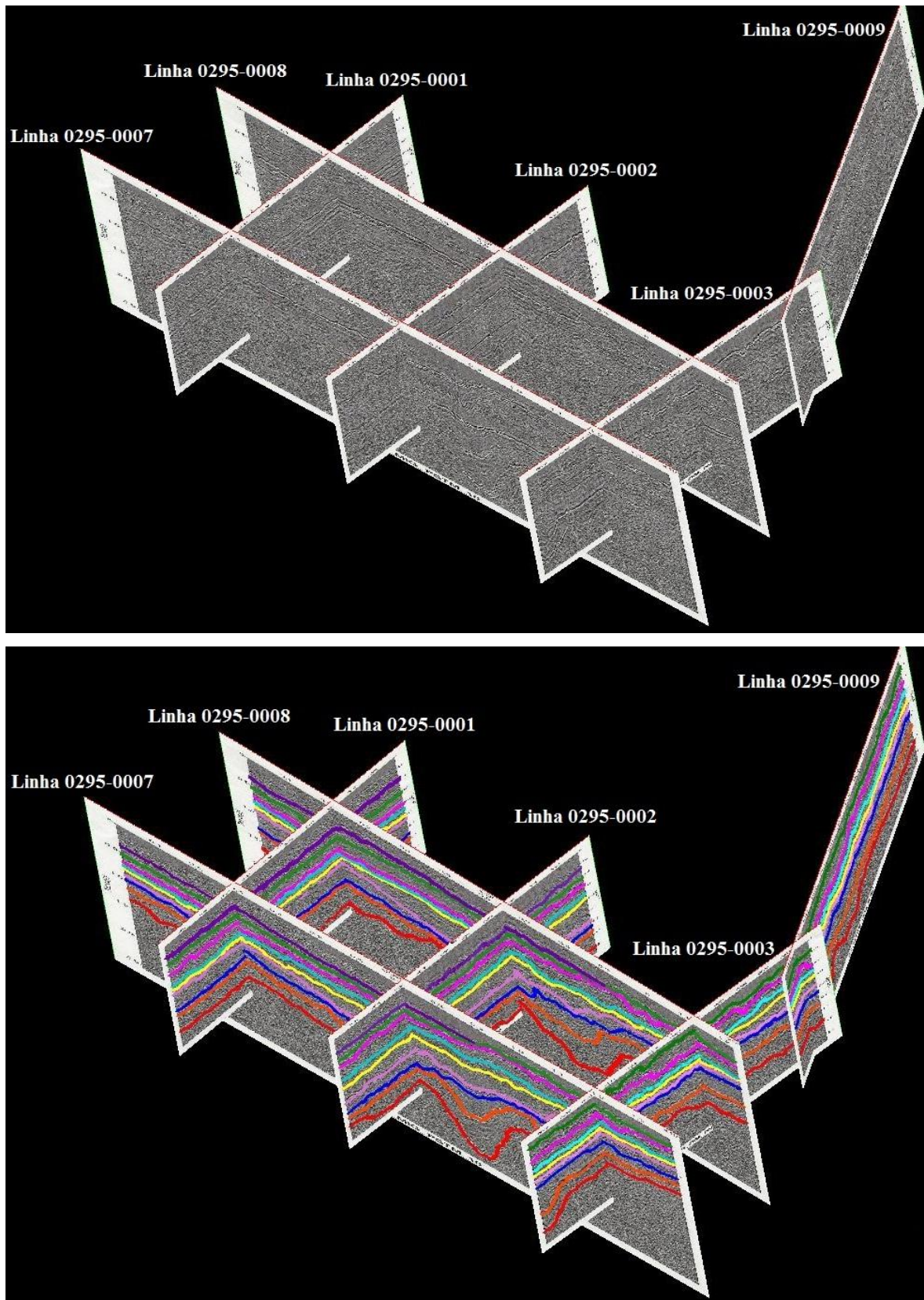
Fonte: Da autora.

Figura 4.14: Acima, visualização 3D no GOCAD das seis linhas sísmicas com seus respectivos tamanhos e posicionamentos, observar que os refletores apresentam continuidade entre as linhas. Abaixo, visualização da extrapolação dos horizontes sísmicos a partir da Linha 0295_0009 para as demais linhas.



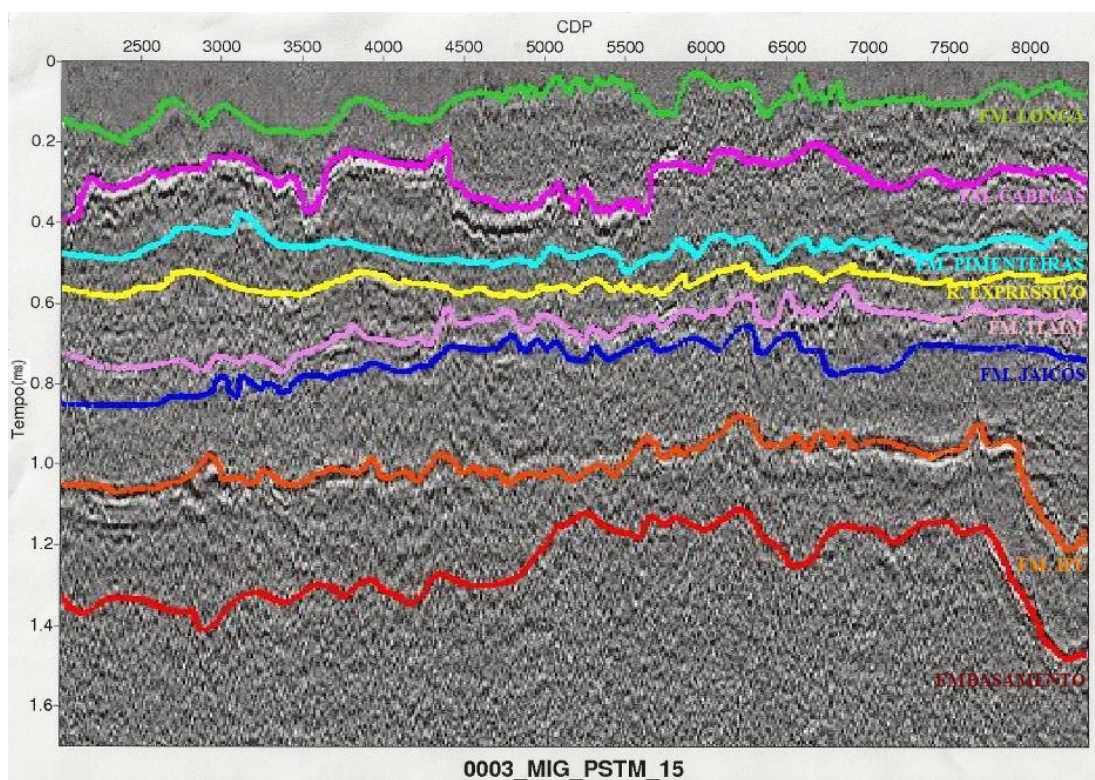
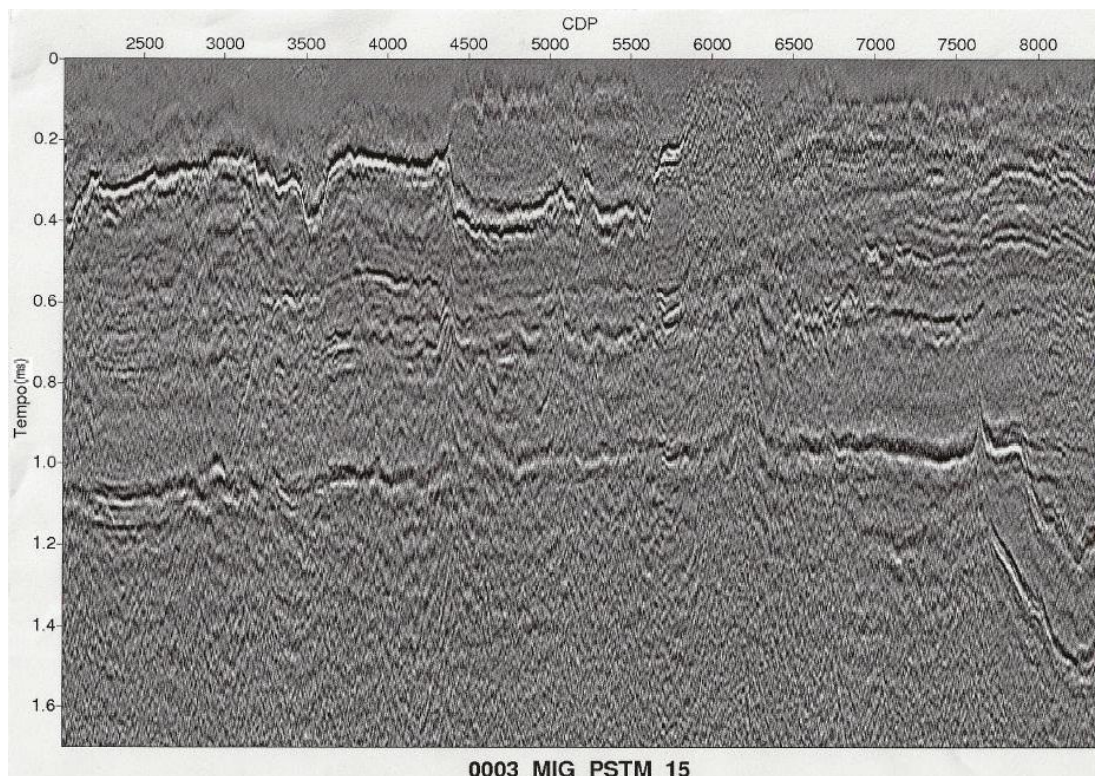
Fonte: Da autora.

Figura 4.15: Acima, visualização 3D no GOCAD das seis linhas sísmicas, observar que os refletores apresentam continuidade entre as linhas. Abaixo, visualização do mapeamento das estruturas da área alvo.



Fonte: Da autora.

Figura 4.16: Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0003 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente.



Fonte: Da autora.

Dentre todas as linhas mapeadas para este trabalho, a que apresenta a melhor qualidade do dado é a Linha 0295-0007 (Figura 4.17). Ela corta quase que perpendicularmente o Lineamento Transbrasiliano. E possui refletores bem marcantes do embasamento até a Formação Poti (refletor acima da Formação Longá) que só aparece na parte mais profunda da bacia, não aparece, portanto nas Linhas 0295-0003 e 0295-0009.

Os refletores apresentam-se aparentemente horizontalizados, e não apresentam falhas bem marcadas. Uma feição interessante observada é o *pinch-out* dos refletores (acunhamento, terminação de uma camada geológica pela redução gradativa da sua espessura) nas laterais de um depocentro. Nessa região o embasamento atinge sua porção mais profunda em quase 2.500 ms (lembrando que a sísmica encontra-se em tempo) o que mostra claramente uma feição de um baixo estrutural, conforme observado no mapa gravimétrico do embasamento mostrado na Figura 4.21. Esta feição de *pinch-out* dos refletores também pode ser observada na Formação Poti e Longá.

Nessa região ocorre a variação da espessura das camadas, principalmente das Formações Jaicós e Ipú, apresentando-se mais espessa em direção ao baixo estrutural. Algo que chama atenção é o fato de que aparentemente só as camadas abaixo da Formação Pimenteiras sofreram subsidência, visto que os refletores desta formação e acima dela encontram-se praticamente paralelos e horizontais, o que indica que a deposição dos sedimentos que deram origem a estas formações é posterior a tal estrutura.

A presença de feições dômicas, como observado no refletor da Formação Itaim (rosa) pode estar relacionada a rochas intrusivas, os quais se apresentam na sísmica como corpos tabulares. Mas deve-se ter cuidado durante a observação, pois algumas feições abauladas representam apenas ruídos da sísmica.

De maneira geral, a Linha 0295-0007 é a mais representativa da área mapeada neste trabalho, pois mostra com mais clareza os refletores. Possibilitando uma observação mais precisa das estruturas geológicas mais interessantes da área.

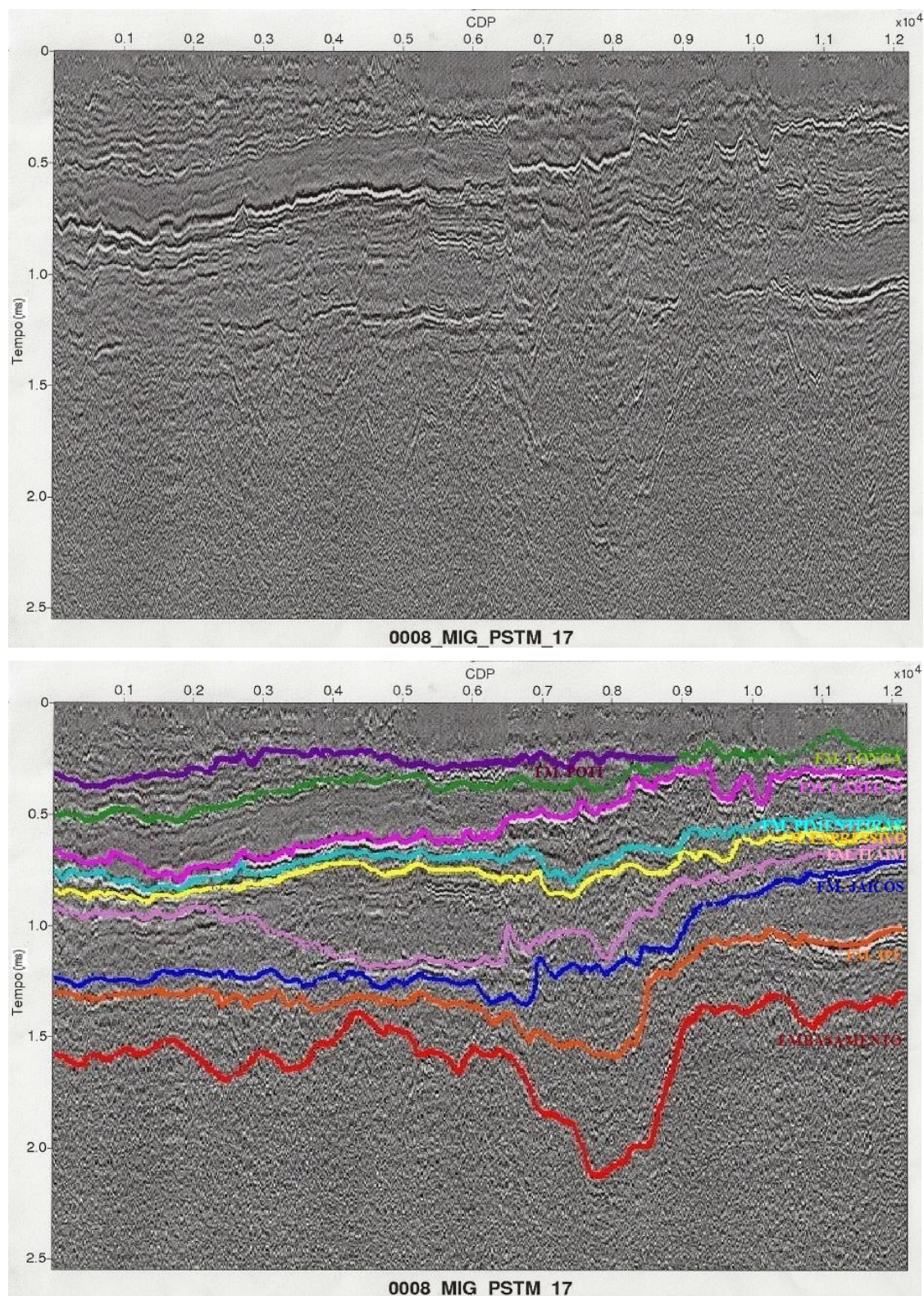
A Linha 0295-0008 também é perpendicular ao Lineamento Transbrasiliano (Figura 4.18). Os refletores apresentam-se aparentemente horizontalizados, e não apresentam falhas bem marcadas. E da mesma forma que a Linha 0295-0007 apresenta uma parte mais profunda, o que sugere ser um depocentro, conforme observado no mapa gravimétrico do embasamento da Figura 4.21, nessa região o embasamento atinge mais de 2.0 ms.

Outra característica semelhante ao que ocorre na Linha 0295-0007 é o fato de haver espessamento mais representativo do pacote de sedimentos em direção ao baixo estrutural, principalmente nas Formações Jaicós e Ipú.

Algo que também chama atenção é fato de que aparentemente as Formações Cabeças, Longá e Poti encontram-se praticamente paralelas e horizontais, o que indica que a deposição dos sedimentos que deram origem a estas formações é posterior ao depocentro visto que os seus refletores não sofreram subsidência.

Também ocorrem feições dômicas, provavelmente relacionados a rochas intrusivas, de geometria tabular.

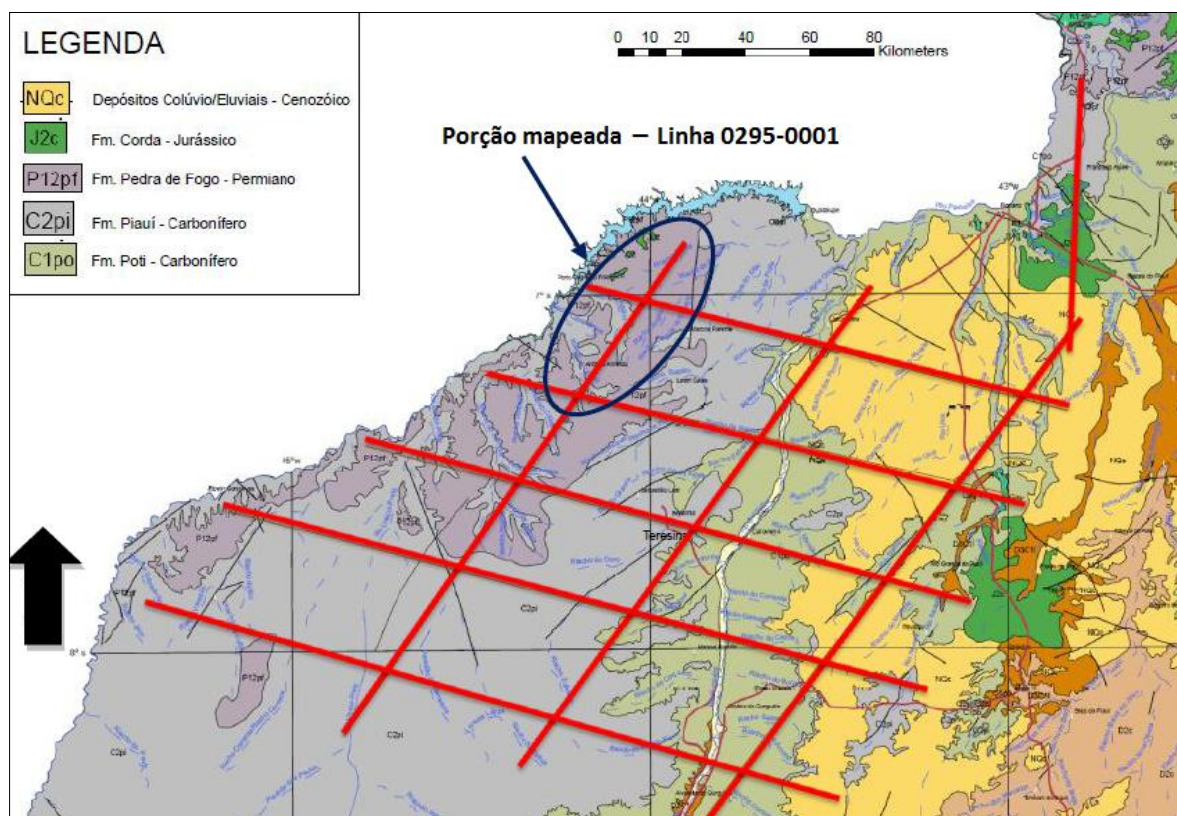
Figura 4.18: Acima, seção sísmica correspondente a Linha 0295-0008 completa, conforme mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente.



Fonte: Da autora.

A Linha 0295-0001 encontra-se em uma parte mais profunda em comparação as outras linhas. Devido a isso, possui um pacote de sedimentos maior do que as demais. Dessa forma, explica-se o aparecimento de mais dois refletores sobre a Formação Longá, representando as Formações Poti (roxo) e Piauí (azul), o que é observado claramente na Figura 4.20. A Formação Piauí pode ser observada apenas na Linha 0295-0001. Para se chegar a esta conclusão, foi necessário observar atentamente o mapa geológico da Bacia do Parnaíba, e notar as rochas aflorantes. No caso, a porção superior da Linha 0295-0001 que foi a parte mapeada, possui a Formação Pedra de Fogo aflorando, de idade Permiana, enquanto que as Formações Poti e Piauí encontram-se em subsuperfície (Figura 4.19).

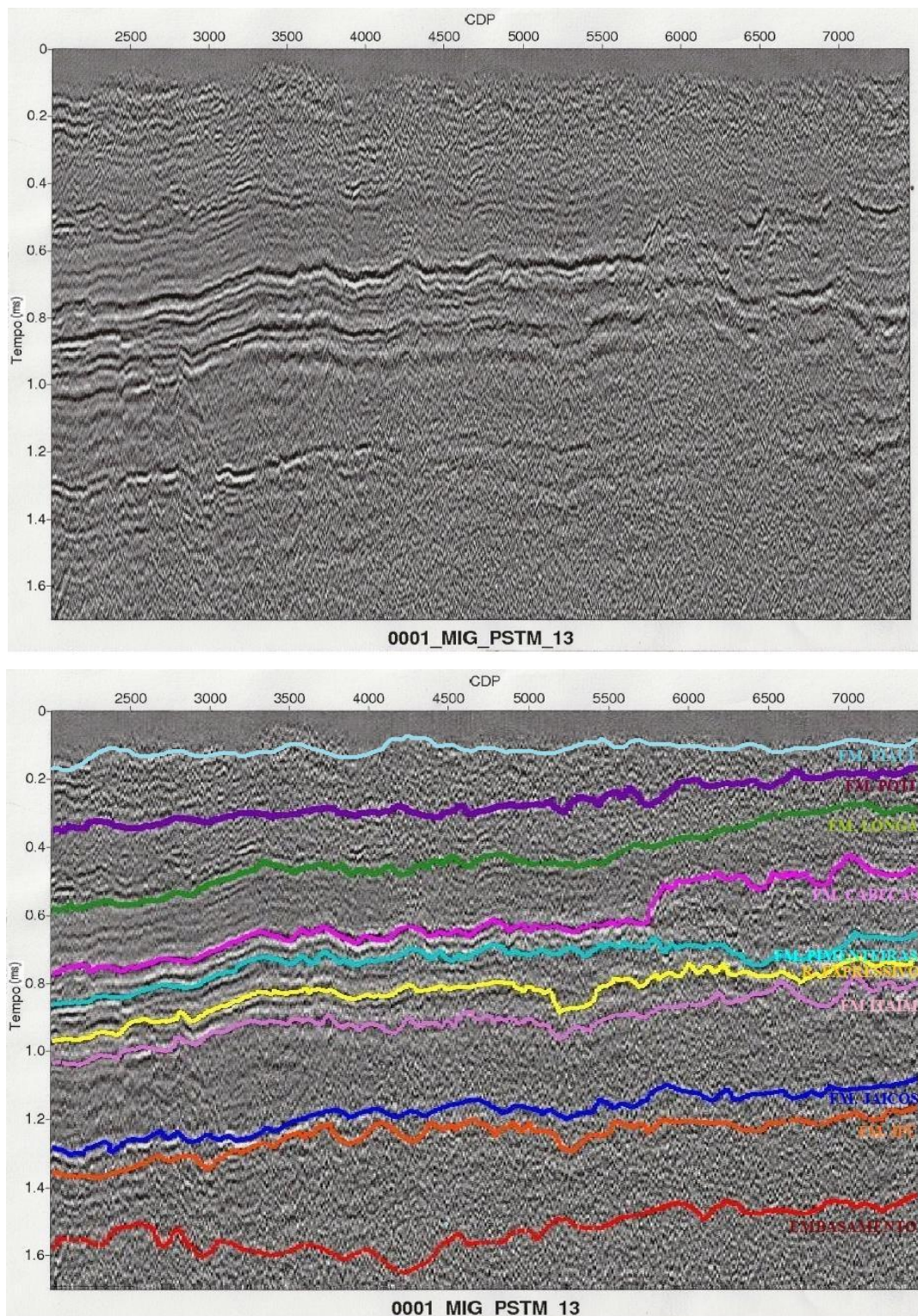
Figura 4.19: Mapa Geológico da Bacia do Parnaíba. O elipsóide azul demarca a área mapeada e representada na Figura 4.20. Observe que toda a parte interpretada encontra-se na região onde aflora a Formação Pedra de Fogo.



Fonte: Modificado de Teixeira (2010).

Analisando estruturalmente as feições, há quase que um paralelismo entre as camadas empilhadas, sem presença de falhas ou outras estruturas marcantes.

Figura 4.20: Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0001 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente.



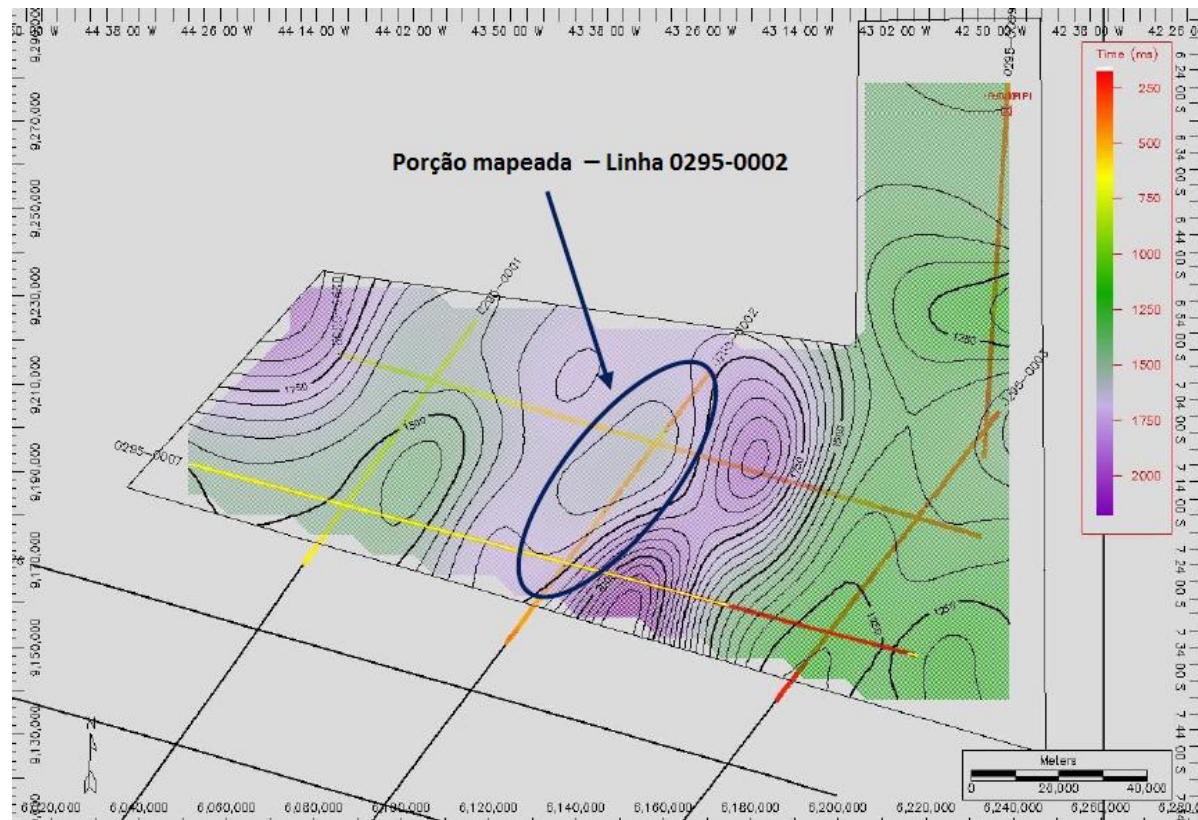
Fonte: Da autora.

A Linha 0295-0002 é representada pela linha com *strike* paralelo a maior feição estrutural de controle de sedimentação da Bacia do Parnaíba: o Lineamento Transbrasiliano. O mapa gravimétrico do embasamento (Figura 4.21) apresenta com clareza que a região deve ter realmente sido influenciada pelo Lineamento Transbrasiliano, além de mostrar que a linha encontra-se próxima a uma região de depocentro, reforçado principalmente o que foi muito bem representado na interpretação nas Linhas 0295-007 e 0295-0008.

Analisando a interpretação da Linha 0295-0002 (Figura 4.20), o que chama atenção é a profundidade encontrada do embasamento, que nessa porção é mais profunda quando comparada a Linha 0295-0001, e a espessura entre os refletores que são bem mais expressivas.

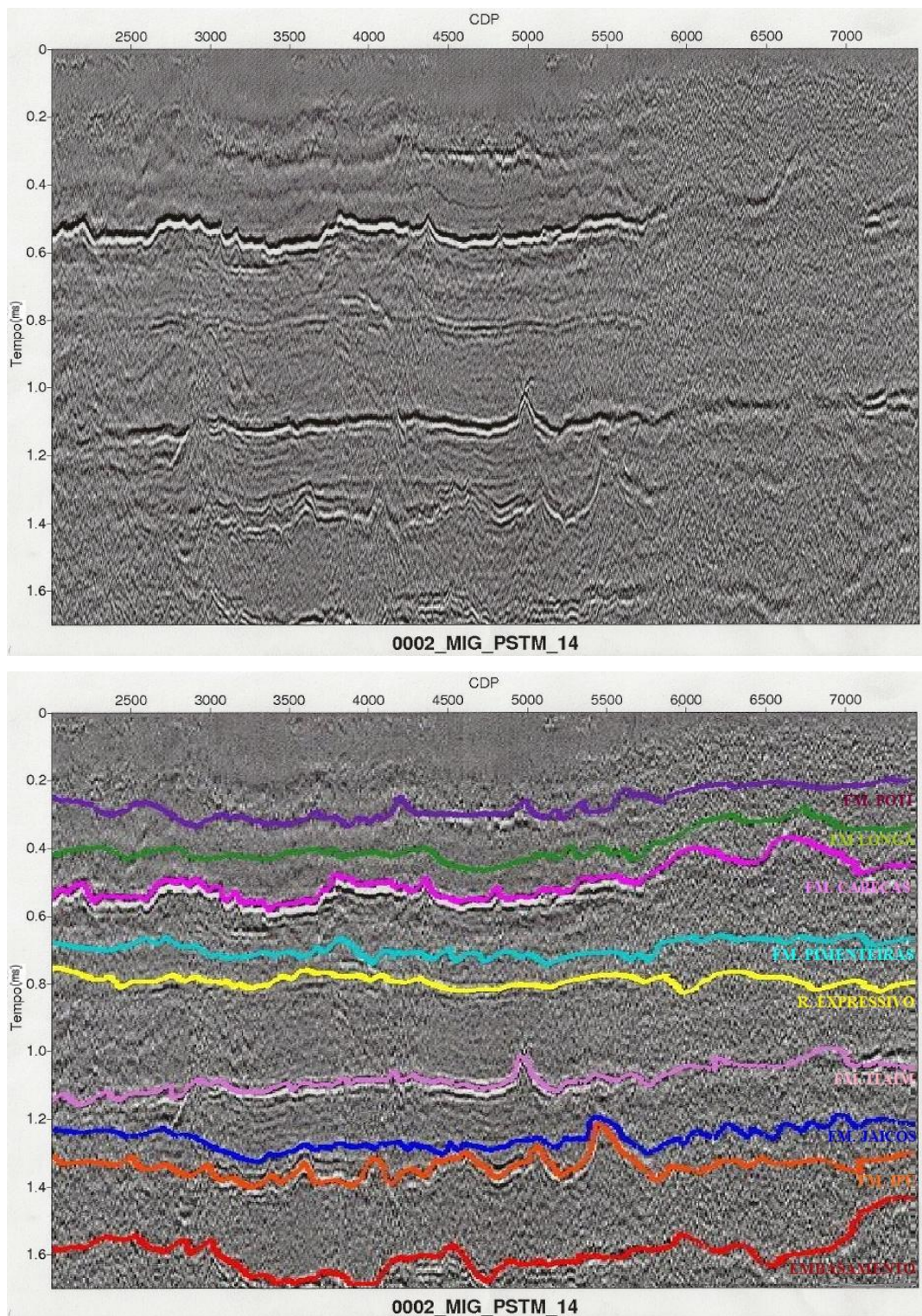
Algumas estruturas como se fossem “picos” que aparecem na interpretação da Linha 0295-0002 podem representar corpos de rochas intrusivas devido ao contexto de proximidade do Lineamento Transbrasiliano.

Figura 4.21: Mapa da topografia do Embasamento, a cor roxa está relacionada às partes mais profundas da bacia. Mapa de isolinhas de tempo de trânsito com referência ao embasamento da bacia.



Fonte: Modificado de Teixeira (2010).

Figura 4.22: Acima, seção sísmica correspondente ao trecho da Linha 0295-0002 mostrado no mapa da área alvo (figura 4.12). Abaixo, a mesma seção mostrando os horizontes sísmicos interpretados e dizendo o que cada um dos horizontes representa estratigraficamente.



Fonte: Da autora.

5 MODELAGEM SÍSMICA

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos da Modelagem Geológica Estrutural 2,5D na Bacia do Parnaíba feita a partir da Interpretação Sísmica da Linha 0295-0007, mostrada no capítulo anterior. Essa seção sísmica é a mais representativa e de melhor qualidade dentre as linhas sísmica interpretadas.

Primeiramente, será feita uma breve abordagem sobre os conceitos básicos de Modelagem. Em seguida, será descrita a metodologia empregada para a construção do modelo geológico estrutural 2,5D. Por fim, são mostrados os resultados, com destaque para a principal unidade potencialmente geradora e a principal unidade potencialmente reservatório de hidrocarbonetos da bacia, Formação Pimenteiras e Formação Cabeças, respectivamente.

5.1 CONCEITOS BÁSICOS

Modelagem é o conjunto de métodos matemáticos usados para produzir um modelo de topografia, geometria e propriedades petrofísicas de um objeto geológico em estudo, tendo em conta todos os tipos de dados relativos a esse objeto. A modelagem permite que partes internas de uma determinada estrutura sejam vistas, através de uma imagem de um possível reservatório geralmente enterrado milhares de metros abaixo da superfície e que muitos de seus limites são desconhecidos (ANDRÉINI et al., 2008).

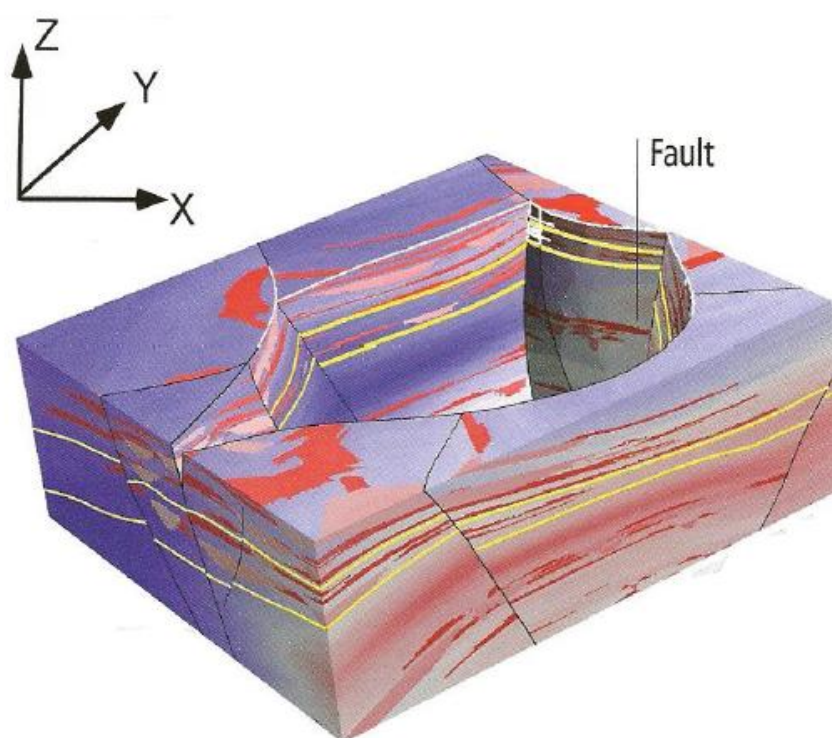
Um sistema sísmico seja ele, 2D, 2,5D ou 3D é definido como um conjunto de camadas de número arbitrário, homogêneas ou heterogêneas, isotrópicas, separadas por interfaces curvas e suaves (BORFELD, 1989). Para definir um sistema sísmico deveremos considerar um sistema de coordenadas Cartesianas tridimensional (x, y, z), onde x e y representam direção em superfície e z em profundidade, conforme mostrado na Figura 5.1.

Através da visualização do modelo, podemos ter uma visão geral ou parcial das estruturas em subsuperfície, facilitando muitas fases do processo de interpretação. Existem dois tipos gerais de visualização: *superfície* e *volume*. A visualização de *Superfície* é a utilização das superfícies, ou de uma superfície, baseada em objetos no espaço 3D. A visualização do *Volume* é um processo de aplicar a opacidade (transparência) a um

subconjunto de dados sísmicos 3D extraídos do volume geral para revelar suas características internas (KIDD e MONTILLA, 2003). Os métodos práticos de visualização do *Volume 3D* foram desenvolvidos para direcionar problemas estruturais complexos da interpretação.

A utilização dos modelos e da visualização 2D, 2,5D ou 3D ajuda a diminuir os riscos de interpretação. Também contribui para gerar modelos de velocidade que possam ser utilizados no processamento sísmico.

Figura 5.1: Sistema sísmico 3D mostrando o sistema de coordenadas Cartesianas tridimensional.



Fonte: Adaptado de Andréini et al. (2008).

Dessa forma, a modelagem sísmica tem por objetivo produzir imagens ou volumes das regiões de interesse em subsuperfície, mapeando estruturas geológicas através da aquisição dos dados relativos à área de estudo. Portanto, a modelagem sísmica é uma ferramenta poderosa utilizada na resolução de problemas encontrados na exploração petrolífera.

5.2 METODOLOGIA

Neste item será explicada de maneira sucinta a metodologia utilizada e as etapas que proporcionaram a construção do modelo geológico estrutural 2,5D.

Neste trabalho foi utilizado o *software* de modelagem GOCAD (*Geological Object Computer Aided Design*). O GOCAD é um consórcio internacional de pesquisas, com a participação das principais empresas da indústria petrolífera e Universidades (incluindo a UFPA através do IECOS- Instituto de Estudos Costeiros), que coloca à disposição de seus membros um aplicativo para modelagem geológica tridimensional através da empresa PARADIGM. O objetivo do GOCAD é desenvolver novos métodos de modelagem interativa da geometria e propriedades de objetos geológicos complexos, para aplicações em Geologia, Geofísica e Engenharia de reservatórios. Trata-se de um *software* de alto nível, com uma série de suítes já existentes, que oferece um verdadeiro mundo de possibilidades.

O modelo geológico construído neste trabalho é 2,5D, ou seja, os pontos que formam os horizontes sísmicos da interpretação da Linha 0295-0007 foram repetidos ao longo do eixo y a fim de formar uma estrutura que possibilite a visualização 3D das estruturas mapeadas na Linha 0295-0007.

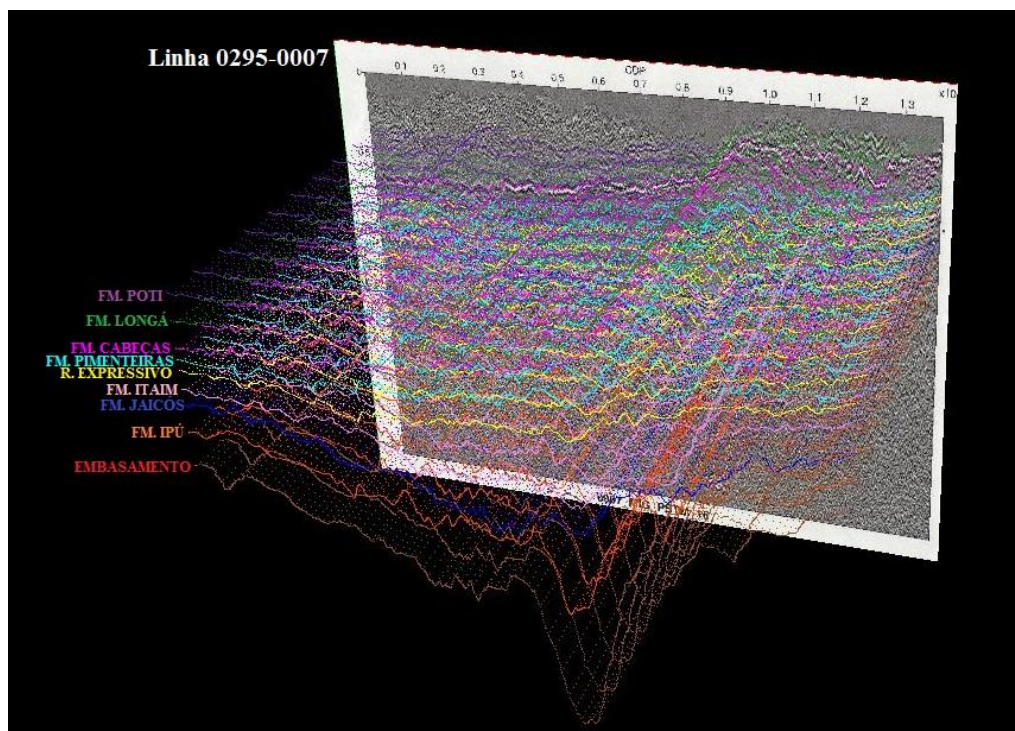
O modelo geológico 2,5D construído corresponde ao modelo estrutural. O modelo estrutural é representado pelos horizontes (interfaces) e pelas possíveis falhas da estrutura (o modelo construído neste trabalho não apresenta nenhuma falha).

A construção de um modelo estrutural de uma área de interesse pode ser feita através do fluxo de trabalho de modelagem estrutural “*Building a Structural Framework*” do *software* GOCAD. Este módulo é utilizado para construção de modelos estruturais com o objetivo de realizar simulações de uma determinada área que possuam estruturas geológicas falhadas (GOCAD, 2008).

Outra forma de construção do modelo geológico estrutural corresponde à construção dos objetos geológicos que compõem o modelo estrutural (horizontes) manualmente no *software* GOCAD. Este foi o método utilizado neste trabalho.

Foram construídas as superfícies (horizontes) através da digitalização de pontos a partir dos horizontes marcados na Linha 0295-0007. Esta etapa é mostrada na Figura 5.2.

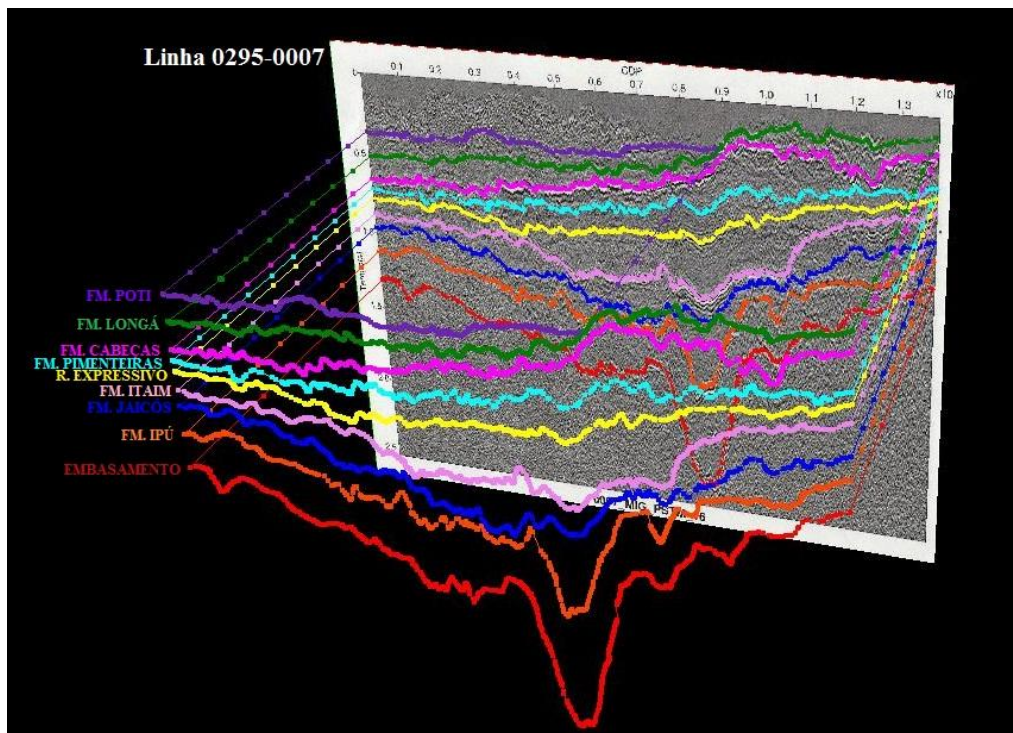
Figura 5.2: Visualização da digitalização dos pontos a partir dos horizontes marcados na Linha 0295-0007.



Fonte: Da autora.

Em seguida foram construídas as curvas de contorno a partir de cada horizonte marcado na Linha 0295-0007. Esta etapa é mostrada na Figura 5.3. Feita a digitalização dos pontos e a construção das curvas de contorno foi possível a construção das superfícies de cada horizonte a partir de uma interpolação, conforme será mostrado no item seguinte.

Figura 5.3: Visualização das curvas de contorno construídas a partir dos horizontes marcados na Linha 0295-0007.



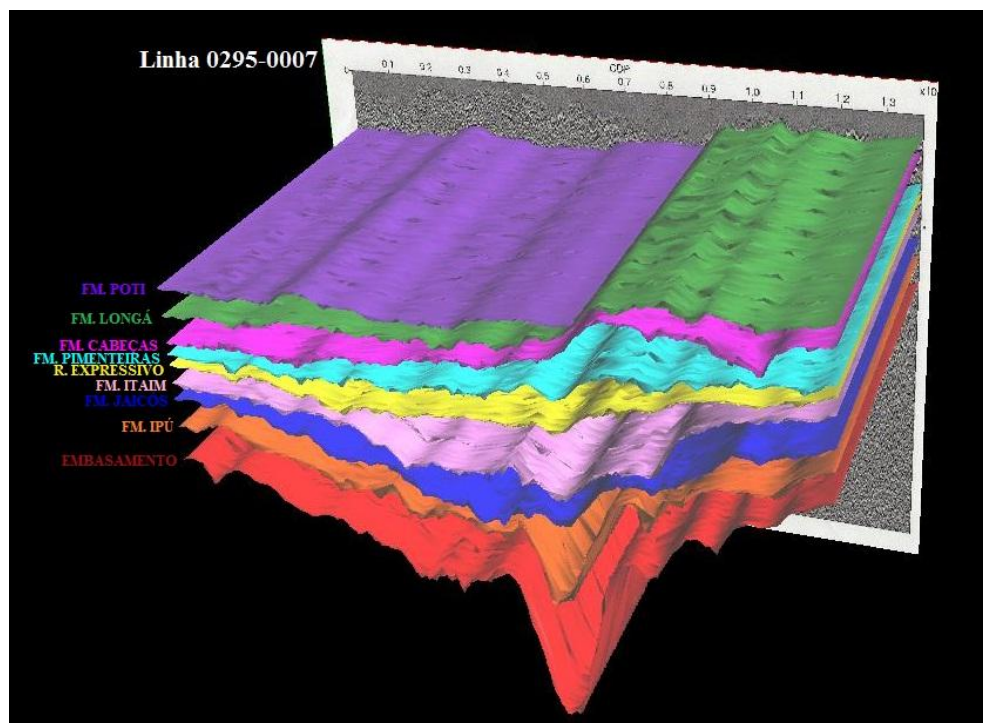
Fonte: Da autora.

5.3. RESULTADOS

As etapas de construção do modelo permitiram que fosse criado o Modelo Estrutural 2,5D com base na interpretação sísmica da Linha 0295-0007 de uma determinada área de interesse na Bacia do Parnaíba. Foram construídos nove horizontes (superfícies), que são na ordem da base para o topo: Embasamento (vermelho), Formação Ipu (laranja), Formação Jaicós (azul marinho), Formação Itaim (rosa claro), um refletor muito marcante de idade Devoniano Médio (amarelo), Formação Pimenteiras (azul claro), Formação Cabeças (rosa-pink), Formação Longá (verde) e Formação Poti (roxo). A Figura 5.4 e a Figura 5.5 representam o Modelo Estrutural 2,5D construído.

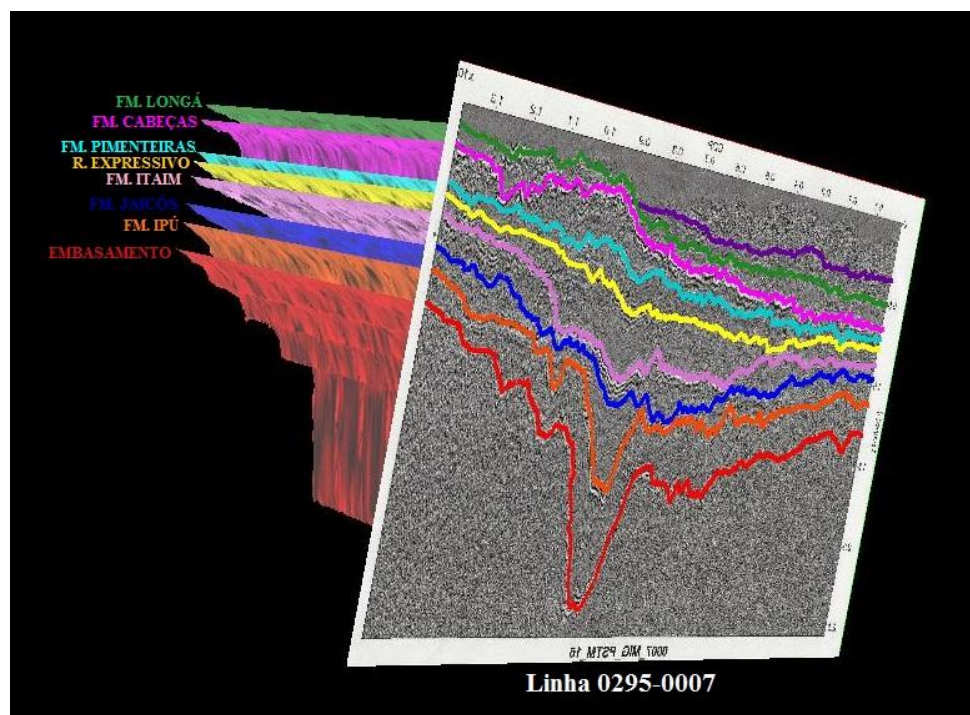
A Figura 5.6, a Figura 5.7 e a Figura 5.8 destacam as formações de maior interesse da bacia. São mostrados os resultados, com destaque para a Formação Pimenteiras que é a principal unidade potencialmente geradora e para a Formação Cabeças que é a principal unidade potencialmente reservatório de hidrocarbonetos da Bacia do Parnaíba.

Figura 5.4: Modelo Estrutural 2,5D construído a partir dos horizontes mapeados na Linha 0295-0007.



Fonte: Da autora.

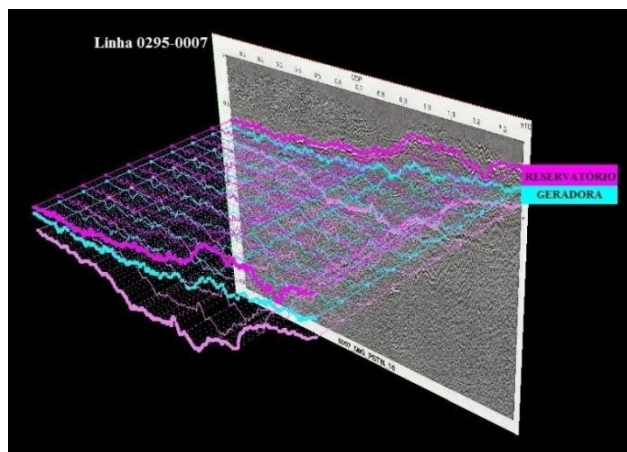
Figura 5.5: Visualização do Modelo Estrutural 2,5 e da Linha 0295-0007 interpretada.



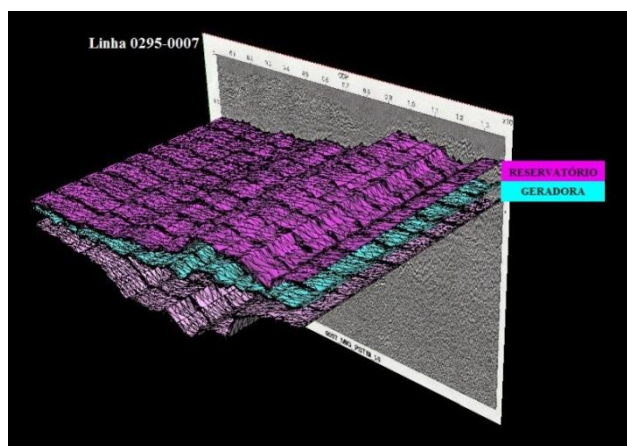
Fonte: Da autora.

Figura 5.6: Destaque lateral (direita) do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. c) modelo estrutural 2,5D.

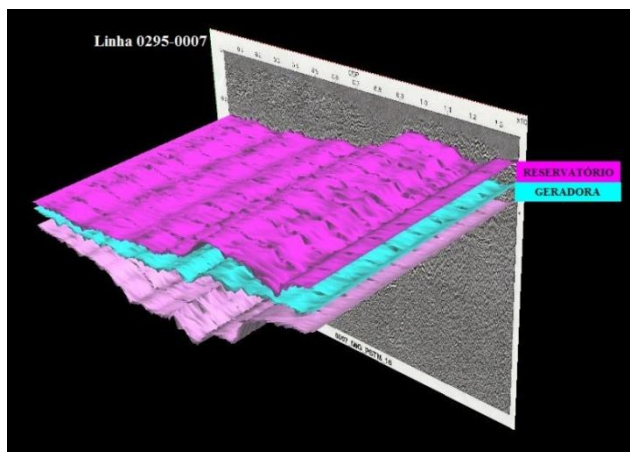
a)



b)



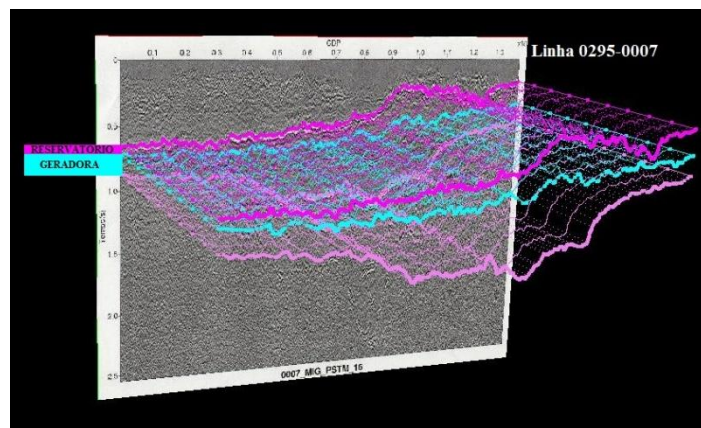
c)



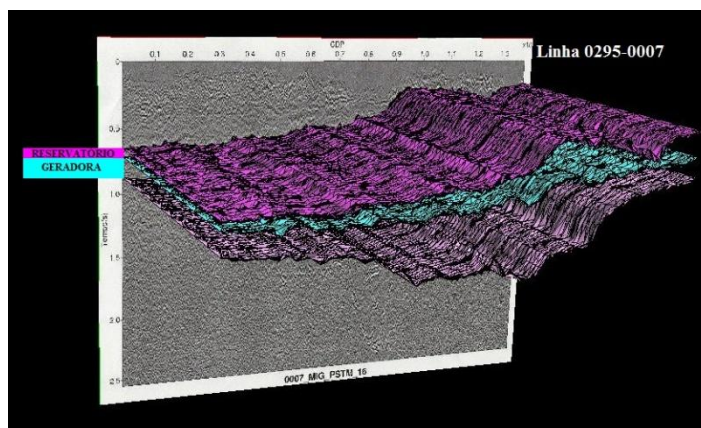
Fonte: Da autora.

Figura 5.7: Destaque lateral (esquerda) do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. c) modelo estrutural 2,5D.

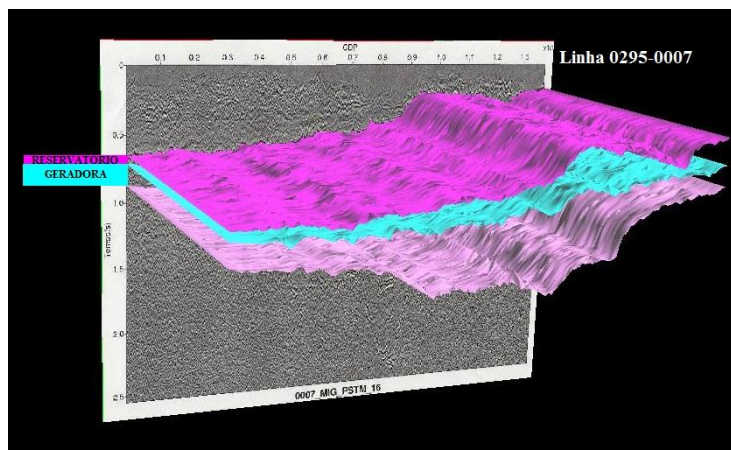
a)



b)



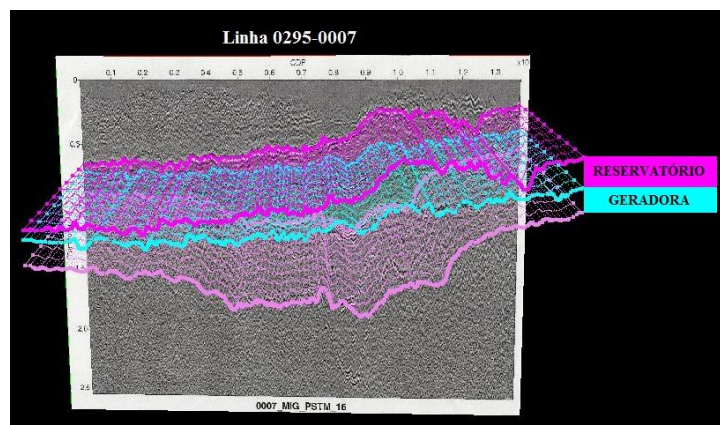
c)



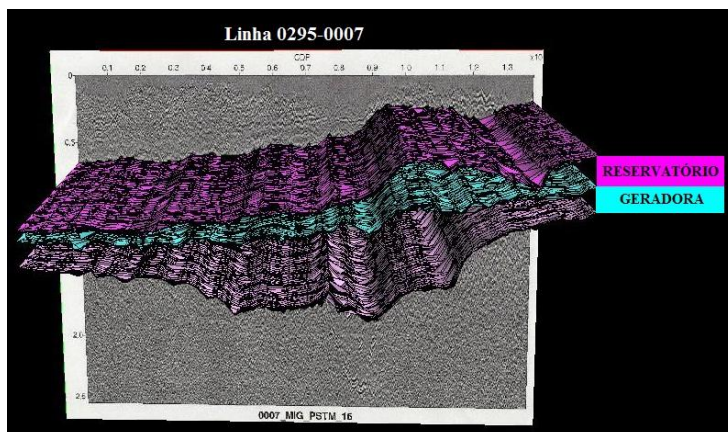
Fonte: Da autora.

Figura 5.8: Destaque frontal do topo e da base da Formação Pimenteiras (azul claro) que é a unidade potencialmente geradora da bacia e do topo e da base da Formação Cabeças (rosa-pink) que é a unidade potencialmente reservatório. a) conjunto de pontos que formam os horizontes. b) superfície triangulada que corresponde à interpolação para formar os horizontes. c) modelo estrutural 2,5D.

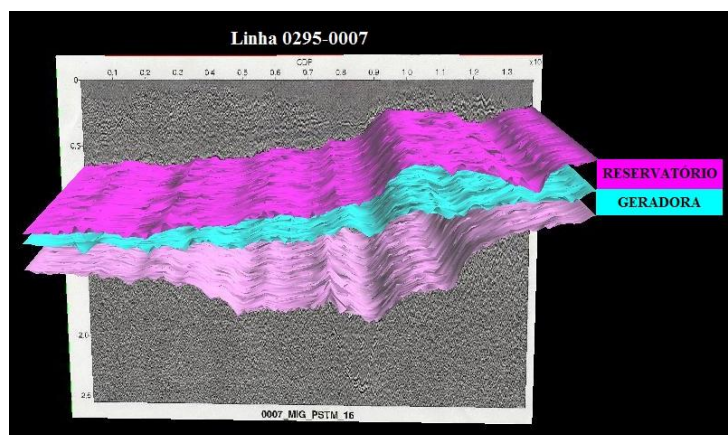
a)



b)



c)



Fonte: Da autora.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A idéia de fazer o cruzamento das seis linhas sísmicas mostrou-se satisfatória visto que os refletores apresentavam continuidade entre as linhas. Em cada cruzamento de linhas ocorreu interseção dos refletores o que possibilitou a extrapolação dos horizontes sísmicos ao longo das linhas. A partir da calibração do poço 1-FL-1-PI com a sísmica da Linha 0295-0009 feita por Teixeira (2010) foi possível uma correlação das camadas observadas no poço com os refletores sísmicos, mostrando que os picos dos perfis de Raios Gama e Sônico apresentam semelhança entre os picos das *wavelets* nas linhas sísmicas.

Ao todo, foram mapeados dez refletores a partir do topo da Formação Piauí até o que foi chamado de Embasamento que teve medidas variando de 1.500ms até 2.500ms na Linha 0295-0007. Com o mapeamento dos refletores pode-se observar algumas regiões que sugerem ser depocentros nas Linhas 0295-0007 e 0295-0008 as quais devem estar relacionadas ao lineamento Transbrasiliano, principal lineamento regional da Bacia do Parnaíba.

Sendo assim, mais uma vez a Geofísica se mostra uma ferramenta de grande utilidade, aliada a Geologia, para o estudo de bacias sedimentares, mostrando com clareza estruturas e as relações do embasamento com o pacote sedimentar e apresentando dados interessantes que podem contribuir para o estudo da Bacia do Parnaíba.

Neste trabalho também foram modeladas as estruturas geológicas interpretadas na Linha 0295-0007. A escolha desta linha se deve ao fato dela ser perpendicular à direção *strike* e ao lineamento Transbrasiliano, interceptando o depocentro. A partir daí, o Modelo Geológico Estrutural 2,5D apresentado pode fornecer uma visualização das estruturas mapeadas ao longo dessa linha com destaque para a Formação Pimenteiras que é a unidade potencialmente geradora e para a Formação Cabeças que é a unidade potencialmente reservatório, o que pode contribuir para estudos no âmbito de Geologia do Petróleo na Bacia do Parnaíba.

Contudo, não houve esgotamento do estudo. Para que se possa complementar este estudo recomenda-se que se faça o modelo geológico estratigráfico e o modelo geofísico de

velocidade. E ainda a modelagem 3D, a qual não foi possível ser feita neste trabalho devido à insuficiência de dados. Outra recomendação seria o estudo do reservatório com base em um maior número de poços e na sísmica 4D.

Este trabalho representa uma pequena parte desta imensa bacia, por isso é necessário que haja mais estudos geológicos e levantamentos geofísicos, para que se possa ter uma visão mais ampla da Bacia do Parnaíba no que diz respeito às feições estruturais e estratigráficas.

REFERÊNCIAS

- AGUIAR, G. A. Revisão geológica da bacia paleozóica do Maranhão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25, 1971, São Paulo, **Anais...** São Paulo: SBG, 1971. v.3, p.113-122.
- ANTUNES, P.T.S. **Modelagem numérica tridimensional visando o estudo de tensões na bacia do Recôncavo via método dos elementos finitos**. 2003. Tese (Doutorado) - COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.
- ARCE, A.; RIGOTI, C. A.; MOURA D. H.L; CAMPELO, F. M. A. C.; SCHUAB, F. B. **Bacia do Parnaíba: uma revisão estratigráfica, tectônica, estrutural e sistemas petrolíferos**. 2006. 84 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Projeto de Análise de Bacias) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- BRITO, I. M. Estratigrafia da Bacia do Parnaíba 1: a seqüência sedimentar inferior. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, Rio de Janeiro, v.51, n. 4, p. 695-727. 1979.
- BROWN Jr., L. F.; FISHER, W. L. Seismic-stratigraphic Interpretation and Petroleum Exploration. Austin, **AAPG**. 125 p. (Continuing education course note series # 16), 1980.
- CAMPBELL, D. F.; ALMEIDA, L. A.; SILVA, S. O. **Relatório preliminar sobre a geologia da bacia do Maranhão**. Rio de Janeiro, Conselho Nacional do Petróleo, 160p 1949. (Boletim, 1).
- CAPUTO, M. V.; IANNUZZI, R.; FONSECA, V. M. M. **Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Parnaíba**. [S.l.]: Fundação Paleontológica PROENIX, 2005. (Manuscrito).
- CAPUTO, M.V.; LIMA, E.C. Estratigrafia, idade e correlação do grupo Serra Grande–Bacia do Parnaíba. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, SBG, 1984. p. 740–752.
- CHIRA OLIVA et al. 3-D velocity and structural modeling of Brazilian Amazonas paleozoic basin. In: GOCAD MEETING, 28., 2008, França.
- COMPANHIA DE PRODUÇÃO E RECURSOS MINERAIS (CPRM). **Serviço Geológico do Brasil**. 2002. Disponível em <http://www.geoambiente.com.br/site/cprmgeologico/viewer.htm>. Acessado em 21 de Janeiro de 2005.
- CUNHA, F.M.B. **Evolução paleozóica da Bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. 1986. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986.

LIMA, C. M. de ; BEZERRA, S. J.; DE FREITAS, J. E.; CHIRA OLIVA, P. Visualização 3D utilizando GOCAD em ambiente imersivo Reality Center. In: WORKSHOP DA REDE COOPERATIVA DE PESQUISA EM RISCO EXPLORATÓRIO EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2005, Belém: [s.n.], 2005.

DELLA FÁVERA, J. C. **Fundamentos de estratigrafia moderna**. Rio de Janeiro: Ed. UERJ, 2001. 264p.

DUARTE, O. O. **Dicionário enciclopédico inglês-português de geofísica e geologia**. 2. ed. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1997. 401p.

FIGUEIREDO, A. M.; RAJA-GABAGLIA G. P. Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileira. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.16, n.4, p. 350-369. 1986.

GRAHN, Y. Revision of silurian and devonian strata of Brazil. **Palinology**, 1992, London, v.16, p. 35-61.

GOCAD. **Gocad 2.5.2. user's guide**. [S.l.]: GOCAD consortium, 2008.

GÓES, A.M.O.; SOUZA, J. M. P.; TEIXEIRA, L.B. Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da Bacia do Parnaíba. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1., 1989, Rio de Janeiro: **Coletânea dos trabalhos técnicos**. Rio de Janeiro, 1989. p. 25-34.

GÓES, A.M.O.; FEIJÓ J.F. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p.57-67. 1994.

GÓES, A.M.O.; SOUZA, J.M.P.; TEIXEIRA, L.B. Estágio explorativo perspectivas petrolíferas da bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v.4, n. 1, p. 55-64. 1990.

GÓES, A. M. de O; TRAVASSOS, W. A. S.; NUNES, K. C. **Projeto Parnaíba: reavaliação da bacia e perspectivas exploratórias**. Belém: Petrobrás, 1993. v.1. (Relatório interno).

KEGEL, W. Contribuição para o estudo do devoniano da Bacia do Parnaíba. Rio de Janeiro, 1953. **Bol. Div. Geol. Min. DNPM**. No 141, 48p.

KIDD, G. D.; MONTILLA, G. J. T. Practical volume visualization methods for imaging complex structures. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 8., 2003, North Eastern Venezuela.

LIMA, K. T. P. **Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para a caracterização dos turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA)**, 2005.

LIMA FILHO, F. P. **A Seqüência permo-pensilvaniana da Bacia do Parnaíba**. 1999. 155f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, 1999.

LOBOZIAK, S.; MELO, J. H. G.; STREEL, M.; CAPUTO, M. V. Middle Devonian and Lower Carboniferous miospore stratigraphy in the central Parnaíba Basin. In: SOCIETY OF GEOLOGY OF BELGIUM, 1992, Bruxelles. **Annales** Bruxelles, 1992. v.115, p. 215-226.

LUZ, 2003. **Introdução à interpretação sísmica**. Universidade Federal do Pará-UFGPA, Faculdade de Geofísica, Belém. 2003. (Notas de aula)

MELO, J.H.G. Malvinokaffric in the devonian of Brazil. **Canadian Society of Petroleum Geologists**, Toronto,1988, p. 669-703. (Memoir, 14)

MESNER, J.C.; WOOLDRIDGE, L.C. Maranhão Paleozoic Basin and Cretaceous Coastal Basins, Northern Brazil. **Bulletin of the American Association Petroleum Geologists**, Tulsa, v. 48, n. 9, p.1.475-1.512. 1964.

MITCHUM Jr., R. M.; VAIL, P. R.; SANGREE, J. B. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C. E. (ed.). **Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration**. Tulsa: AAPG, 1977a. p. 117-113 (Memoir # 26).

NASCIMENTO, E. P. **Modelagem 3-D de estruturas geológicas complexas**. 2008. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Centro de Geofísica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2008.

PLUMMER, F. D. **Relatório de 1946**. Rio de Janeiro, Conselho Nacional do Petróleo, 1948. 398p.

QUADROS, L. P. Distribuição bioestratigráfica dos chitinozoa e acritarchae na Bacia do Parnaíba. **Ciência – Técnica – Petróleo**, 1982, Rio de Janeiro, 13: 3-28.

ROSSETTI, D.F. Análise arquitetural de depósitos da Bacia de São Luís-Grajaú, meio-norte do Brasil. In: ROSSETTI, D.F.; GÓES, A.M. de O., 2001.

SANTOS, V. H. **Seqüências siluro-devoniana e eocarbonífera da bacia do Parnaíba, Brasil, como análogos para a exploração de hidrocarbonetos**. 2005. 208f. Tese (Doutorado em Geociências) – Universidade Federal de Pernambuco, CTG, Geociências, Recife, 2005.

SEVERIANO RIBEIRO, H. J. P. **Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações**. São Leopoldo: Editora Unisinos, 2001. 428p.

TEIXEIRA, F. S. **Análise estrutural e estratigráfica de feições geológicas através da interpretação de seções sísmicas e de mapas gravimétricos, na porção leste da Bacia do Parnaíba, PI**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

VAIL, P. R. ; MITCHUM Jr., R. M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 1: Overview. In: PAYTON, C. E. (ed.). **Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration**. Tulsa, AAPG, 1977. p. 51-52 (Memoir # 26).

VARELA C. P. **Applications to seismic interpretation**. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 12., 2011. Rio de Janeiro, 2011. 1. CD-ROM.

VAZ, P. T.; REZENDE, N. G. A. M.; W. FILHO, J. R.; TRAVASSOS, W. A. S. **Boletim de Geociências**, PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 253-263, maio/nov. 2007.

YILMAZ, O. Seismic data analysis. In: COOPER, M. R.; DOHERTY, S. M. **Seismic data analysis**. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists, 2001. v. 1.