

CAIO HENRIQUE OLIVEIRA DE ALMEIDA

**INTERPRETAÇÃO DE DADOS DE POÇO E LINHA SÍSMICA 2D NA
BACIA DO PARNAÍBA, REGIÃO DE FLORIANO – OESTE DO
ESTADO DO PIAUÍ**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

UFRJ
Rio de Janeiro
2013



UFRJ

CAIO HENRIQUE OLIVEIRA DE ALMEIDA

**INTERPRETAÇÃO DE DADOS DE POÇO E LINHA SÍSMICA 2D NA BACIA DO
PARNAÍBA, REGIÃO DE FLORIANO – OESTE DO ESTADO DO PIAUÍ**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Prof. Dr. Fábio André Perosi

Rio de Janeiro

Agosto 2013

CAIO, Henrique Oliveira de Almeida

Interpretação de dados de poço e linha sísmica 2D na Bacia do Parnaíba, região de Floriano – oeste do Estado do Piauí / Caio Henrique Oliveira de Almeida - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2013.

xiv, 90f. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2013.

Orientador: Fábio André Perosi

1. Geologia. 2. Geofísica – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Fábio André Perosi. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título.

Caio Henrique Oliveira de Almeida

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Prof. Dr. Fábio André Perosi

Aprovada em:

Por:

Fábio André Perosi (UFRJ)

Leonardo Borghi (UFRJ)

Claudio Bettini (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2013

Dedico esta monografia à minha família. Sei que se não fosse por vocês, esse sonho não estaria se realizando. Esse trabalho também é de vocês! Muito obrigado!

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado a vida que tenho, com saúde e minha família sempre por perto.

Aos meus amados pais, Salvador de Almeida e Cláudia Lúcia por terem me ajudado em todos os aspectos durante a vida, me ensinando a ser um homem com princípios e valores. Obrigado pela paciência nos (muitos) momentos de estresse. Sem vocês este ciclo não estaria se encerrando.

Ao meu amado irmão, João Victor, por estar junto com meus pais sempre ao meu lado, dando todo o apoio necessário para trilhar esta jornada. Eu te amo meu irmão!

Aos meus amigos, geólogos ou do Mundo, mas em especial à Fernanda Cardia, Gustavo Pires, Karina Marques e Thamara Alves. Muito obrigado pela convivência no dia a dia.

A todos os Professores do Departamento de Geologia da UFRJ.

Ao Professor Leonardo Borghi por ter aceitado participar da minha bancada e pela oportunidade nos cursos da ABGP, os quais foram de extrema importância para meu crescimento profissional e contribuíram muito para o desenvolver desta monografia.

Ao Professor Claudio Bettini por ter aceitado participar da minha bancada.

Ao Professor Fábio André Perosi por ter aceitado ser meu orientador de iniciação científica e monografia, por todos os ensinamentos e paciência, dando-me um melhor entendimento da Geofísica aplicada.

À Schlumberger por ter cedido o software PETREL para realização deste estudo.

Ao CNPQ/PIBIC pela concessão da bolsa de iniciação científica.

ALMEIDA, Caio Henrique Oliveira. Interpretação de dados de poço e linha sísmica 2D na Bacia do Parnaíba, região de Floriano – oeste do Estado do Piauí. 2013. xiv, 90f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Resumo

A Bacia do Parnaíba é uma bacia paleozoica intracratônica localizada na porção noroeste da região Nordeste do território brasileiro. Apresenta-se posicionada entre faixas de dobramentos que bordejam os crátons do Guaporé, São Luís e São Francisco. Seu preenchimento é dividido em cinco sequências deposicionais, além de apresentar rochas intrusivas e extrusivas, relacionadas a eventos magmáticos do Mesozoico. Apesar de ter sido considerada uma fronteira exploratória por muitos anos, atualmente a Bacia do Parnaíba tem sido alvo de muitos investimentos, justamente por possuir todas as características necessárias para a formação de um sistema petrolífero completo. A metodologia aplicada compreendeu uma revisão estratigráfica baseada na literatura, a correlação das informações de perfilagem de poços, amostragem de calha e a interpretação de uma seção sísmica. Para interpretar o poço FL-1-PI (Poço Floriano) e a linha sísmica utilizou-se o *software* PETREL. A interpretação do poço foi baseada nos principais sistemas petrolíferos, utilizando os perfis de Raio Gama (GR), Indução (RILD) e Sônico. A linha sísmica interpretada apresentou três horizontes principais, demarcando os grupos Serra Grande, Canindé e Balsas. Além dos horizontes, foram interpretadas falhas e soleiras de diabásio.

Palavras-chave: Bacia do Parnaíba. Interpretação Sísmica 2D. Interpretação dados de poço.

ALMEIDA, Caio Henrique Oliveira. Interpretação de dados de poço e linha sísmica 2D na Bacia do Parnaíba, região de Floriano – oeste do Estado do Piauí. 2013. xiv 95 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Abstract

The Parnaíba Basin is a Paleozoic intracratonic basin located in the northwestern portion of the Northeast of Brazil. It is positioned between fold belts bordering the cratons Guapore, São Luís and São Francisco. Its filling is divided into five depositional sequences, in addition to presenting intrusive and extrusive rocks, magmatic events from Mesozoic. Despite being considered an exploration frontier for many years, currently the Parnaíba Basin has been the focus of much investment, precisely because it has all the features necessary for the formation of a complete oil system. The methodology consisted of a literature review based on stratigraphy, geophysical data correlation, sampling and interpretation of a trough seismic section. To interpret the well 1-FL-1 PI (Well Floriano) and seismic line, the software Petrel was applied. The interpretation of the well was based on main petroleum system, using the profiles of Gamma Ray (GR), Induction (LLIN), and Sonic. The interpreted seismic line presented three main horizons, marking the groups Serra Grande, Caninde and Balsas. Besides the horizons, faults and diabase sills were interpreted.

Keywords: Parnaíba Basin. 2D seismic interpretation. Well data interpretation.

Lista de Figuras

<i>Figura 1: Localização da Bacia do Parnaíba e da linha 2D (traço preto) e do poço 1 FL 1 PI (ponto preto) estudado na Bacia do Parnaíba. (FONTE: BDEP).</i>	5
<i>Figura 2: Limites estruturais da Bacia do Parnaíba. FONTE: Marchesini & Sardenberg (2004).</i>	7
<i>Figura 3: Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba. FONTE: Alves (2013).</i>	8
<i>Figura 4: (a) - Estruturas do Ciclo Brasileiro de compartimentação no Paleozóico (A, B e C) e (b) - estruturas relacionadas ao mesozoico (C, D e E). Fonte: Marchesini & Sardenberg, 2004).</i>	11
<i>Figura 5: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba. Retirado de Vaz et al. (2007). O Retângulo vermelho indica o intervalo envolvido na seção sísmica estudada.</i>	14
<i>Figura 6: Principais rochas geradoras da Bacia do Parnaíba. FONTE: PETERSOHN (2007).</i>	24
<i>Figura 7: Principais rochas reservatório da Bacia. FONTE: PETERSOHN (2007).</i>	25
<i>Figura 8: Principais selantes da Bacia. FONTE: PETERSOHN (2007).</i>	25
<i>Figura 9: Esquema ilustrando as principais formas de onda e seu possível comportamento (reflexão/refração). FONTE: PORTUGAL (2004)</i>	29
<i>Figura 10: Ilustração da Lei de Snell, princípio da ótica que governa o comportamento das ondas sísmicas. FONTE: autor.</i>	30
<i>Figura 11: Comportamento de um corpo ao sofrer ação de uma força externa, por compressão ou distensão. FONTE: PEROSI -</i>	<i>not</i>
<i>a de aula.</i>	32
<i>Figura 12: Propagação de uma onda P mostrando as partículas do corpo pela qual esta onda atravessa vibrando na mesma direção de propagação da onda. FONTE: DOURADO (2007).</i>	34
<i>Figura 13: Propagação de uma onda S. Durante sua passagem por um corpo, as partículas desse corpo vibram perpendicularmente em relação à direção de propagação destas ondas. FONTE: DOURADO (2007).</i>	35
<i>Figura 14: Propagação de ondas Rayleigh. Essas ondas fazem com que as partículas se desloquem verticalmente com um movimento elíptico e retrógrado. FONTE: DOURADO (2007)</i>	36
<i>Figura 15: Propagação de ondas Love. Quando essas ondas passam, as partículas do corpo vão vibrar horizontalmente e na direção perpendicular ao sentido de propagação da vibração. FONTE: DOURADO (2007).</i>	36
<i>Figura 16: Relação entre parâmetros rochosos e velocidade de propagação. FONTE: SCHINELLI (2013).</i>	37
<i>Figura 17: Parte da energia da onda P é refletida e parte é transmitida e, também são geradas ondas S a partir das ondas P (onda convertida P-S). FONTE: DOURADO (2007).</i>	38
<i>Figura 18: Etapas para produção do sismograma sintético. FONTE: SCHINELLI (2013).</i>	39
<i>Figura 19: Ilustração dos principais métodos de aquisição: terrestre e aquática.</i>	40

<i>Figura 20: Demonstração do método CMP ("Common Mid Point". FONTE: http://www.uff.br/geofisica/index.php/ilust</i>	42
<i>Figura 21: Fluxograma das principais etapas do processamento sísmico.</i>	43
<i>Figura 22: Demonstração de uma correção NMO. FONTE: CUNHA (2012).</i>	46
<i>Figura 23: Família de Ponto Médio Comum (a), corrigida de NMO (b) e posteriormente empilhada para produzir o traço simulado de afastamento nulo (c). FONTE: CUNHA (2012).</i>	47
<i>Figura 24: Ciclo completo de variação do nível de base. FONTE: HOLZ (2011)</i>	50
<i>Figura 25: Representação dos Tratos de Sistemas gerados pela variação do nível de base. FONTE: HOLZ (2011).</i>	51
<i>Figura 26: Principais padrões de terminações de refletores e superfícies de truncamento. FONTE: CATUNEANU (2010).</i>	52
<i>Figura 27: Configuração interna das sismofácies. FONTE: HOLZ (2011)</i>	54
<i>Figura 28: Geometria externa das sismofácies. FONTE: HOLZ (2011)</i>	54
<i>Figura 29: Visualização em janela 3D no PETREL, mostrando a distância entre a linha e o poço.</i>	61
<i>Figura 30: Perfil composto completo do Poço Floriano (1-FL-1-PI) interpretado pelo autor.</i>	63
<i>Figura 31: Demarcação do sistema petrolífero Poti/Longá a partir do perfil composto</i>	64
<i>Figura 32: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes et al. (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando semelhança na curva de raio gama (elipse vermelha) nos três poços.</i>	66
<i>Figura 33: Demarcação do Sistema Petrolífero Cabeças/Pimenteiras a partir do perfil composto... ..</i>	67
<i>Figura 34: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes e Feijó (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando o contato entre as Formação Cabeças e Formação Pimenteiras, evidenciado (elipse vermelha) pela diminuição nos valores de radioatividade (três picos para direita, representando as camadas de folhelho.)</i>	69
<i>Figura 35: Demarcação do sistema petrolífero Jaicós/Tianguá a partir do perfil composto.</i>	70
<i>Figura 36: Mudança da curva do perfil sônico na passagem do arenito para o folhelho (retângulo vermelho) provocando um inesperado aumento do Δt nos folhelhos podendo estar relacionado à presença de gás.</i>	72
<i>Figura 37: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes et al. (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando a camada de diabásio bem marcada pela diminuição brusca nas curvas de sônico e raio gama (elipse vermelha).</i>	73
<i>Figura 38: Seção sísmica 2D migrada.</i>	75
<i>Figura 39: Feições de múltipla (amarelo) e difrações em formato de "U" ou "V" (vermelho).</i>	75
<i>Figura 40: Mapeamento do contato entre o Embasamento e o Grupo Serra Grande, representado na figura pela cor verde.</i>	76

<i>Figura 41: Seção convertida em profundidade mostrando maiores profundidades para o embasamento. FONTE: CUNHA (2012).</i>	77
<i>Figura 42: Seção sísmica interpretada por Góes et al., 1990(a) indicando com a seta azul o embasamento no mesmo tempo da seção interpretada neste trabalho (b) (1.5 segundos).</i>	78
<i>Figura 43: Mapeamento do contato entre o Grupo Serra Grande e o Grupo Canindé, representado pelo horizonte laranja.</i>	79
<i>Figura 44: Mapeamento do contato entre o Grupo Canindé e o Grupo Balsas, representado pelo horizonte vermelho.</i>	79
<i>Figura 45: (a) Detalhe da seção sísmica na região das falhas sem interpretação; (b) Mapeamento das falhas normais.</i>	80
<i>Figura 46: No retângulo verde, é possível observar um refletor que pode representar uma soleira de diabásio.</i>	80
<i>Figura 47: O retângulo laranja representa uma feição caótica indicando possível falha ou até mesmo o conduto das intrusões de diabásio.</i>	81
<i>Figura 48: Seção sísmica interpretada. Horizonte vermelho - base do Grupo Serra Grande; horizonte laranja - base do Grupo Canindé; horizonte vermelho - base do Grupo Balsas; em azul estão as falhas mapeadas.</i>	81

Lista de tabelas

<i>Tabela 1: Etapas de um ciclo de variação do nível de base completo e seus padrões de empilhamentos associados.</i>	51
<i>Tabela 2: Configuração das sismofácies e seus significados. FONTE: HOLZ (2011)</i>	53

SUMÁRIO

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Histórico Exploratório	1
1.2. Objetivo	4
2. CONTEXTO GEOLÓGICO	5
2.1. Localização	5
2.2. Generalidades	6
2.3. Evolução Tectono-sedimentar	7
2.3.1. Arcabouço Estrutural.....	7
2.3.2. Arcabouço Estratigráfico.....	11
2.4. Estratigrafia	13
2.4.1. Embasamento.....	15
2.4.2. Grupo Serra Grande.....	15
2.4.3. Grupo Canindé.....	16
2.4.4. Grupo Balsas.....	18
2.4.5. Grupo Mearim.....	20
2.4.6. Coberturas Cretáceas.....	20
2.4.7. Rochas Magmáticas.....	22
2.5. Sistemas Petrolíferos.....	23
3. MÉTODOS E MATERIAIS	28
3.1. Método sísmico	28
3.1.1. Constantes Elásticas.....	30
3.1.2. Ondas Sísmicas.....	32
3.1.3. Conceitos Básicos.....	38
3.1.3.1. Impedância, Coeficiente de reflexão e sismograma sintético... 38	
3.1.4. Etapas do Método Sísmico.....	39
3.1.4.1. Aquisição.....	40
3.1.4.2. Processamento.....	42
3.1.4.3. Interpretação sísmica.....	48
3.1.4.4. Perfilagem.....	55
a) Raio Gama.....	55
b) Indução	56
c) Sônico.....	58
3.2. Materiais	59

4. RESULTADOS	60
4.1. Interpretação Perfil Composto	61
4.1.1. Sistema Petrolífero Poti/Longá.....	64
4.1.2. Sistema Petrolífero Cabeças/Pimenteiras.....	67
4.1.3. Sistema Petrolífero Jaicós/Tianguá.....	70
4.2. Interpretação linha 2D.....	74
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	82

1 INTRODUÇÃO

A Bacia do Parnaíba, antigamente conhecida como Bacia do Maranhão, Meio-Norte ou Piauí-Maranhão, está localizada na porção noroeste da região Nordeste do território brasileiro. Sua extensão é de aproximadamente 600.000 km² abrangendo quase que totalmente os estados do Maranhão e Piauí, além de parte dos estados do Tocantins, Pará, Ceará e Bahia.

É considerada uma Bacia paleozoica intracratônica, e apresenta-se posicionada entre faixas de dobramentos que bordejam os crátons do Guaporé, São Luís e São Francisco. Seu preenchimento é dividido em cinco sequências deposicionais, Além disso, apresenta rochas intrusivas e extrusivas, relacionados a eventos magmáticos de idades jurotriássica e eocretácea (GÓES *et al.*, 1990).

A Bacia do Parnaíba, devido a sua grande extensão e afastamento dos grandes centros, recebeu ao longo do tempo poucos investimentos no âmbito da exploração de petróleo. Com isso, poucos dados principalmente de subsuperfície foram gerados para auxiliar no entendimento desta bacia considerada uma fronteira exploratória.

No entanto, por possuir todas as características necessárias para a formação de sistemas petrolíferos, os esforços exploratórios estão se intensificando, o que de fato ajudará no conhecimento desta bacia em subsuperfície.

1.1 Histórico Exploratório

Devido a sua grande área de ocupação, sua localização afastada dos grandes centros e pouca perspectiva exploratória, a Bacia do Parnaíba era considerada uma Fronteira Exploratória, reunindo poucos dados, principalmente de subsuperfície, se comparada com as

bacias cretáceas. Os investimentos em bacias de novas fronteiras foram relativamente baixos, pelo menos até 1997 (BACOCOLI *et al.*, 2003).

No início da década de 1950, os estudos relacionados à exploração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba foram impulsionados através do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), desenvolvendo estudos geológicos de superfície (GÓES *et al.*, 1990) e realizando a perfuração de três poços no Estado do Maranhão (ALVES, 2013).

Uma segunda fase exploratória ocorreu entre 1956 e 1966, coordenada pela Petrobras, criada em 1953. Foram realizados trabalhos de mapeamento geológico, interpretação fotogeológica, gravimetria, levantamentos sísmicos e a perfuração de 22 poços exploratórios, alguns apresentando indícios de óleo e gás. Após uma interrupção, os esforços exploratórios foram retomados em 1975, através de levantamento sísmico, aeromagnetometria e com a perfuração de quatro poços pioneiros (GÓES *et al.*, 1990).

No início da década de 1980, contratos de risco foram assinados pelas empresas Esso e Anschutz, e assim empreenderam uma terceira campanha exploratória, possibilitando assim a obtenção de novos dados (GÓES *et al.*, 1990). Nesta fase exploratória, a sísmica de reflexão foi a principal ferramenta utilizada, além da perfuração de cinco poços (PETERSOHN, 2007).

A partir de 1988, a Petrobras deu início a uma quarta fase exploratória que tinha como objetivo a reinterpretação sistemática dos dados disponibilizados anteriormente. Como resultado dessa campanha exploratória, alguns poços apresentaram indícios de hidrocarbonetos como, por exemplo, poço 2-CP-1-MA, com indícios subcomerciais de gás. Uma importante ressalva dada em Góes *et al.* (1990) é o surgimento de óleo na região de Testa Branca e de gás na região de Floriano, área objeto de estudo neste trabalho, através do poço 1-FL-1-PI.

Em 1997, com o advento da Lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) passou a contratar áreas, a partir

de licitações de blocos exploratórios, que impulsionaram o mercado petrolífero no Brasil. A primeira rodada de licitações ocorreu em 1999. No ano de 2002, um bloco foi ofertado na quarta rodada de licitações na Bacia do Parnaíba, porém foi rejeitado sem nenhuma oferta (FERNANDES, 2011).

Em 2007, a ANP lançou o Programa Plurianual de Geologia e Geofísica (PPA 2007-2011), que contemplou com investimentos a Bacia do Parnaíba e possibilitou a realização de levantamento geofísico e geoquímico, levantamento sísmico 2D e perfuração de dois poços. Neste mesmo ano, ocorreu a nona rodada de licitações, na qual a ANP ofertou dez blocos exploratórios no setor SPN-N-NF, arrematados pelas empresas Petra Energia, Devon, Petrobras e Comp E&P de Petróleo e Gás S.A. (FERNANDES, 2011).

Em 2010, a OGX Maranhão identificou a presença de gás na seção devoniana do poço 1-OGX-16-MA no bloco PN-T-68. A OGX Maranhão, sociedade formada entre OGX S.A. (66,6%) e MPX Energia S.A. (33,3%), é a operadora e detém 70% de participação neste bloco, enquanto a Petra Energia S.A. detém os 30% restantes (site OGX - Notícias 12/08/2010). Em 2011, a OGX declara comercialidade de gás na Bacia do Parnaíba por meio da subsidiária OGX Maranhão (site OGX - Notícias 17/05/2011) nos Campos Gavião Azul, Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Branco Oeste (ALVES, 2013).

Já em 2012, ocorre o início da produção comercial de gás integrada à geração de energia na Unidade de Tratamento de Gás (UTE Paranaíba). Apesar de possuir quatro campos de gás reconhecidos, o campo de Gavião Real é o único campo produtor da bacia e produziu 2 Mm³/dia de gás natural em dezembro de 2012. Desde janeiro de 2012, a ANP recebeu oito notificações de descoberta na bacia. Além da OGX, são operadoras na bacia as empresas BP e Petrobras.

Atualmente a Bacia do Parnaíba possui 89 poços, subdivididos em: 38 poços pioneiros, 04 pioneiros adjacentes, 12 estratigráficos, 01 jazida mais rasa, 19 poços em desenvolvimento, 06 poços de extensão e 09 poços especiais. Além disso, possui 294 km² de sísmica 3D, 25.535 km de sísmica 2D, 243.930 km² de levantamento magnetométrico, 116.360 km² de levantamento gravimétrico e 5.000 pontos de amostragem geoquímica (ALVES, 2013).

Apesar dos esforços exploratórios terem se concentrado principalmente nas décadas de 60 a 80, sem grandes resultados obtidos, a partir das recentes descobertas da ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, esse quadro vem mudando e a cada dia a Bacia do Parnaíba tem se tornando grande alvo dos investimentos e pesquisas exploratórias.

Este resultado pode ser visto, recentemente, na Décima Primeira Rodada de Licitações da ANP, realizada em Maio de 2013, onde observou-se grande interesse nos setores ofertados (SPN-N, SPN-SE e SPN-O) e arrematados por empresas de grande porte como Petra, OGX, IMETAME, Ouro Preto Óleo e Gás S.A., Sabre Internacional de Energia S.A. e pelo consórcio Petrobras/Petrogal (site ANP).

Os dados obtidos nesse novo cenário exploratório ainda são de acesso restrito. Sendo assim, neste trabalho utilizaram-se dados remanescentes de antigos esforços exploratórios, permitindo apenas a obtenção de duas linhas e um poço.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem por objetivo a caracterização estratigráfica dos principais sistemas petrolíferos, através da interpretação de dados de poço e de uma seção sísmica 2D da Bacia do Parnaíba, no Município de Floriano, oeste do estado do Piauí

A motivação do trabalho foi dada pela necessidade de aprimoramento das informações de subsuperfície e compreensão da geologia/geofísica da região, no âmbito da exploração de gás da Bacia, impulsionados por resultados recentes do potencial de comercialidade.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Localização

A Bacia do Parnaíba está localizada na Província Estrutural Parnaíba, na porção noroeste da região nordeste do território brasileiro. Trata-se de uma extensa bacia paleozoica intracratônica, com aproximadamente 600.000 km² (CUNHA,1986), abrangendo quase que totalmente os estados do Maranhão e Piauí, além de parte dos estados do Tocantins, Pará, Ceará e Bahia.

A área de estudo do presente trabalho está localizada a leste do Rio Parnaíba, na porção sudeste da Bacia do Parnaíba, oeste do Estado do Piauí. A região abrange as cidades de Floriano, Francisco Ayres, Amarante, e Jurumenha. A localização da linha e do poço pode ser vista na figura abaixo marcados com linha e ponto preto (Figura 1).

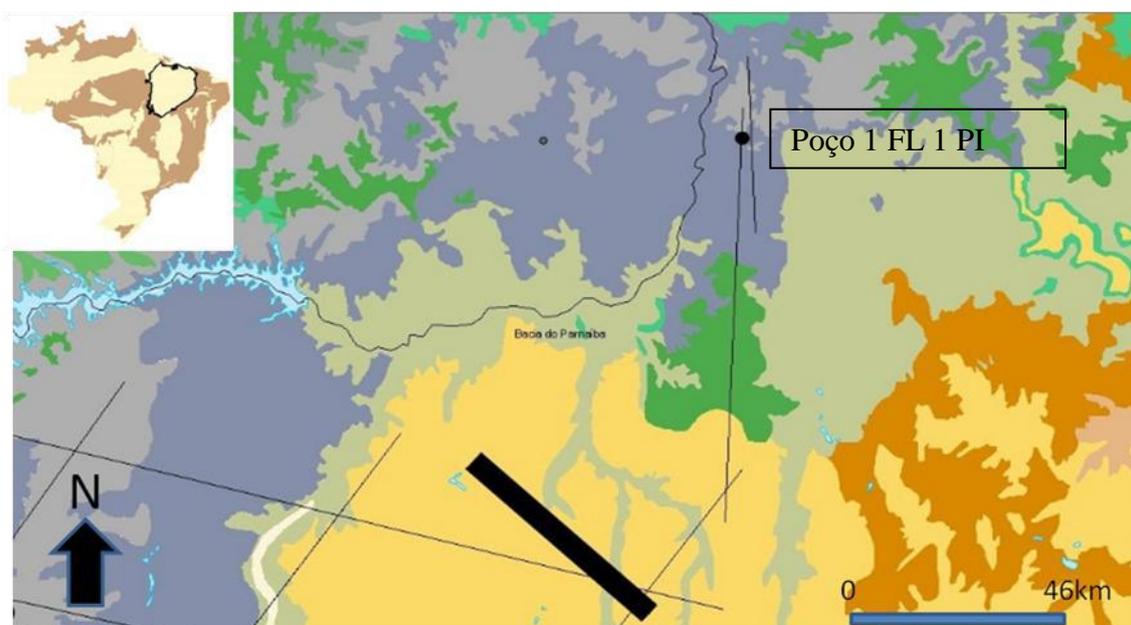


Figura 1: Localização da Bacia do Parnaíba e da linha 2D (traço preto) e do poço 1 FL 1 PI (ponto preto) estudado na Bacia do Parnaíba. (FONTE: BDEP).

2.2 Generalidades

A Bacia do Parnaíba apresenta-se geologicamente limitada ao norte, com oceano Atlântico, pelo arco Ferrer-Urbano Santos; com a bacia do São Francisco, ao sul, pelo arco de São Francisco; a noroeste, com o rifte Mesozoico do Marajó, pelo arco de Tocantins (SOUZA, 2007) e por rochas da Orogenia Brasileira nas bordas leste e oeste (CUNHA, 2012), como pode ser visto na figura 2.

É uma bacia estruturalmente assimétrica, segundo um eixo NE-SW, e possui forma elipsoidal com diâmetro longitudinal (sentido NE-SW) medindo cerca de 1.000 km, e o diâmetro menor (ortogonal ao primeiro) atingindo cerca de 800 km (CUNHA, 1986).

Na Bacia do Parnaíba são encontrados sedimentos depositados do Ordoviciano ao Terciário, além de rochas intrusivas e extrusivas, relacionadas a eventos magmáticos jurotriássicos e eocretáceos (GÓES *et al.*, 1990). Como o interesse do trabalho também consiste em caracterizar geologicamente a área para a exploração na indústria do petróleo, vale ressaltar que a sedimentação de interesse, para tal atividade, desenvolveu-se principalmente durante o Paleozoico (GÓES *et al.*, 1990).

Anteriormente, considerava-se que a espessura máxima da bacia era em torno de 3.400 metros no seu depocentro. Porém, em recente levantamento sísmico pela ANP e divulgado em seminário para a Décima primeira rodada de licitações, foi constatada a possibilidade de a espessura máxima ser da ordem de 6.000 metros na região do Lineamento Transbrasiliano, comprovando a presença dos grábens silurianos (ALVES, 2013). Cunha (1986) já havia tido a percepção da presença de fossas tectônicas que conservavam espessas seções sedimentares, ao longo principalmente do Lineamento Transbrasiliano.

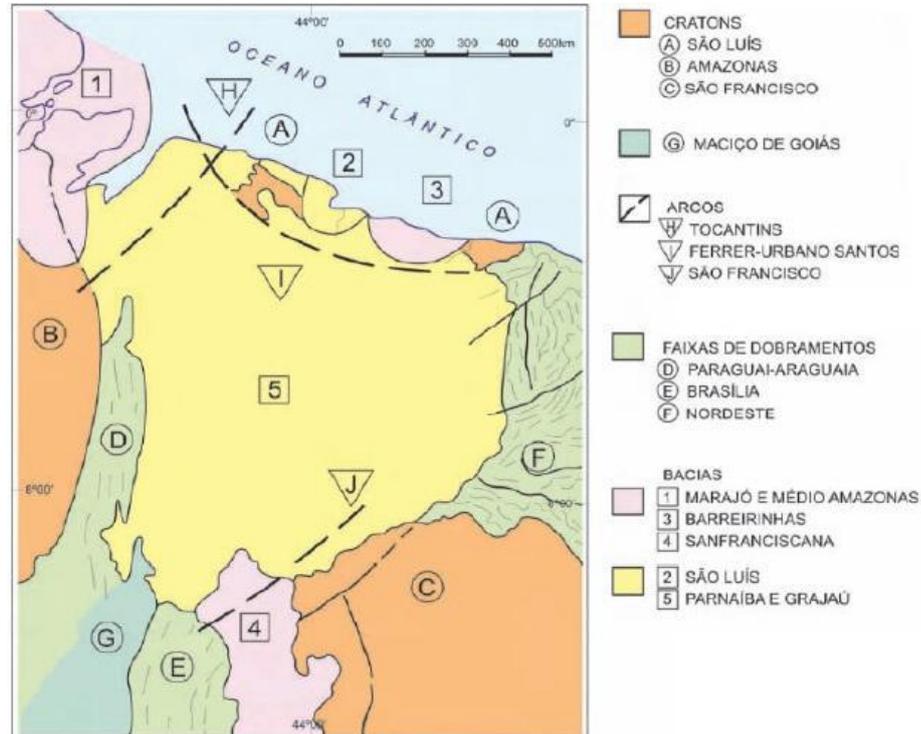


Figura 2: Limites estruturais da Bacia do Parnaíba. FONTE: Marchesini & Sardenberg (2004).

2.3 Evolução tectonossedimentar.

2.3.1 Arcabouço estrutural

A Bacia do Parnaíba é uma sinéclise paleozoica repousada sobre crosta continental situada na porção ocidental do nordeste da Plataforma Sulamericana, cuja origem remonta ao Arqueano. O desenvolvimento da Bacia do Parnaíba está intimamente ligado ao encerramento do ciclo Brasiliano e da consolidação da Plataforma Sulamericana, entre o Proterozoico superior e o início do Fanerozoico (700-450 Ma) (CUNHA, 1986).

Os processos termotectônicos associados ao brasiliano estenderam-se até cerca de 450 a 500 Ma. No início do fanerozoico, ao final do ciclo brasiliano, durante a transição do Cambriano para o Ordoviciano, houve um acentuado declínio de temperatura, talvez por efeito de resfriamento e descompressão e com isso, antigas zonas de cisalhamentos, falhas

transcorrentes e fraturas foram reativas sob forma de falhas normais, propiciando a instalação de extensas formas estruturais (grábens e hemi-grábens) (CUNHA, 1986).

Tais estruturas grabeniformes apresentam-se distribuídas por toda extensão da bacia (Figura 3), com eixos orientados de nordeste a norte (GÓES *et al.*, 1990). A pequena espessura sedimentar apresentada pela Bacia do Parnaíba contrasta vivamente com suas amplas dimensões, o que por si só vem denunciar uma subsidência muito lenta durante seu desenvolvimento no paleozoico (CUNHA, 1986).

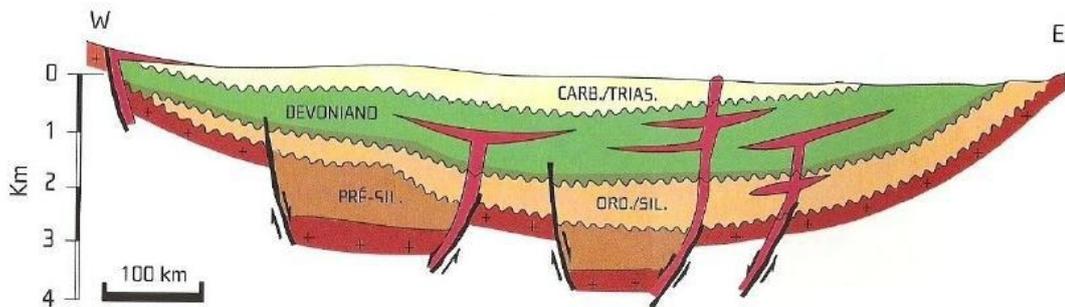


Figura 3: Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba. FONTE: Alves (2013).

Dentre as principais feições estruturais encontradas na Bacia do Parnaíba (Figura 4a), três se destacam por atuarem durante sua compartimentação no Paleozoico. São elas: Lineamento Transbrasiliano de direção NE-SW; Lineamento Picos-Santa Inês, de direção NW-SE e o Lineamento Tocantins-Araguaia, de direção N-S (CUNHA, 1986).

O Lineamento Transbrasiliano é considerado a mais proeminente estrutura, atravessando toda a porção nordeste e sul-sudeste da Bacia. As falhas que o compõem atingem centenas de quilômetros de extensão e cortam tanto rochas do pré-cambriano como rochas do fanerozoico (CUNHA, 1986).

Já o Lineamento Picos-Santa Inês não é tão claramente representado se comparado ao Lineamento Transbrasiliano, porém, se reflete em uma série de alinhamentos orientados para

noroeste, que possivelmente foram importantes para o desenvolvimento da bacia, controlando também um expressivo eixo deposicional NW-SE (CUNHA, 1986).

As mais significativas fraturas e falhas herdadas do embasamento foram importantes não somente na fase inicial da bacia, mas também em sua evolução, pois controlaram as direções dos eixos deposicionais até o Eocarbonífero (VAZ *et al.*, 2007).

No final do Ordoviciano, a evolução termomecânica da área possibilitou a formação de uma grande depressão e assim, os grábens foram preenchidos por sedimentos clásticos, que chegam a atingir milhares de metros de espessura e que constituem a estruturação precursora da Bacia do Parnaíba, demarcando no tempo e no espaço o início de sua subsidência (CUNHA, 1986).

A partir do Neocarbonífero, os movimentos precursores da formação do supercontinente Pangea, ligado à orogenia Eoherciniana, promoveram o deslocamento do depocentro para noroeste, iniciando assim a retração da área deposicional e o processo de continentalização da Bacia (GÓES & FEIJÓ, 1994).

No Permiano, a região a noroeste e a oeste, denominada de Lineamento Tocantins, sofreu uma elevação, o que propiciou o fim da comunicação entre as Bacias do Parnaíba e Bacia Amazonas. A partir do Triássico, a área deposicional foi deslocada para o centro da bacia, finalizando o ciclo continental com as Formações Motuca e Sambaíba (TEIXEIRA, 2010).

Durante o Mesozóico, a evolução tectono-sedimentar foi controlada por três elementos regionais, que são: a Estrutura de Xambioá de orientação leste-oeste, situada na região central da bacia; o Arco Ferrer-Urbano Santos, o qual delimita as pequenas bacias marginais associadas à abertura do Atlântico Sul Equatorial; e o Alto do Rio Parnaíba (Figura 4b).

No Jurássico e Cretáceo, os efeitos da separação dos continentes tornam-se perceptíveis pela presença de derrames e diques de rochas básicas. Possivelmente, a orientação dessas rochas sendo E-W e NW-SE está ligada à orientação E-W do Arco de Xambioá, feição esta correspondente a um alto estrutural durante o Paleozoico e posteriormente transformada em um novo eixo deposicional no Mesozoico, como consequência do processo de fragmentação de Pangea.

O Arco Ferrer-Urbano Santos está diretamente relacionado à abertura do Oceano Atlântico Equatorial no Mesozoico e esta feição flexural positiva é responsável pela delimitação da Bacia do Parnaíba a norte, onde o rifteamento quebrou a conexão existente dessa sinéclise com bacias análogas do noroeste da África (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000 *apud* VAZ *et al.*, 2007). Como consequência da abertura do Oceano Atlântico Equatorial, houve um significativo processo magmático intrusivo e extrusivo (GÓES *et al.*, 1990), permitindo o surgimento de falhamentos de pequeno rejeito, dobras e outras estruturas (VAZ *et al.*, 2007).

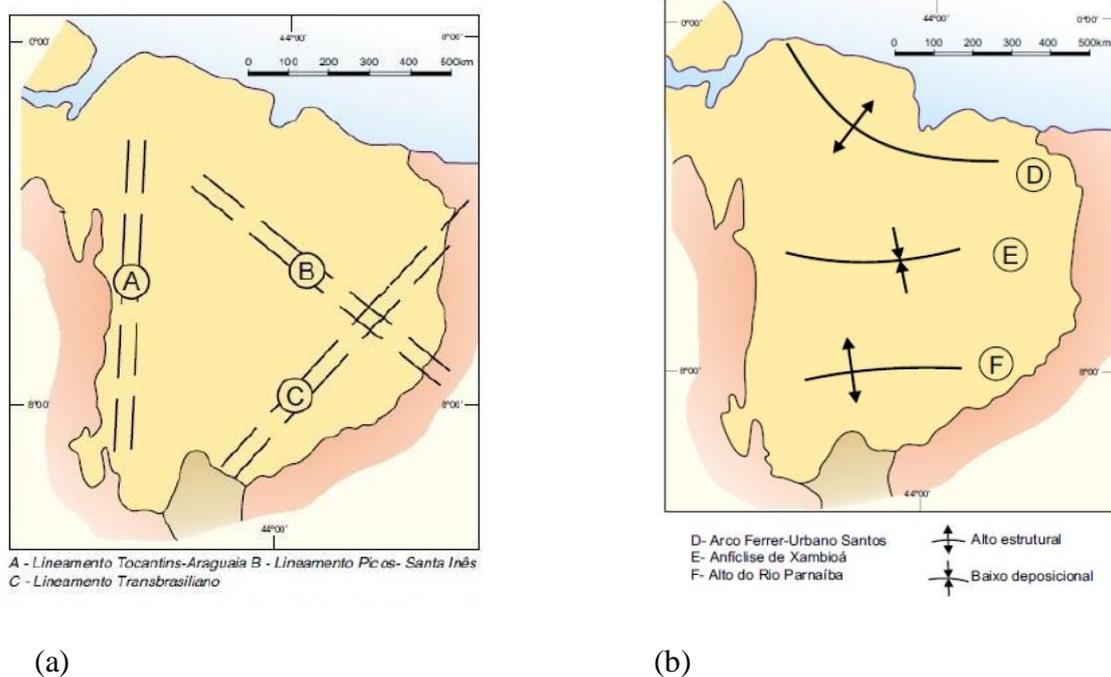


Figura 4: (a) - Estruturas do Ciclo Brasileiro de compartimentação no Paleozóico (A, B e C) e (b) - estruturas relacionadas ao mesozoico (C, D e E). Fonte: Marchesini & Sardenberg, 2004).

2.3.2 Arcabouço estratigráfico

A Bacia do Parnaíba é preenchida por sedimentos clásticos depositados durante cinco ciclos deposicionais, separados por grandes discordâncias regionais, sendo três ciclos paleozoicos e dois mesozoicos. Os ciclos paleozoicos são representados pela Sequência Siluriana, Sequência Mesodevoniânica-Eocarbonífera e Sequência Neocarbonífera-Eotriássica; enquanto os ciclos mesozoicos são representados pela Sequência Jurássica e Sequência Cretácea. Além disso, é possível reconhecer na Bacia do Parnaíba uma Sequência pré-bacia, detalhada a seguir.

A Sequência pré-bacia é caracterizada por sedimentos imaturos relacionados ao cambro-ordoviciano, sendo originados pela rápida mudança na feição do relevo desenvolvido durante o Ciclo Brasileiro e da consequente deposição nas fossas geradas ao fim deste ciclo,

alcançando até três mil metros de espessura de sedimentos imaturos e grosseiros, indicativo de deposição próxima à área fonte (CUNHA 1986).

Ao final da deposição da Sequência pré-bacial, a região foi epirogenicamente soerguida, o que gerou a formação de uma grande discordância erosiva (CUNHA 1986). Como resultado de uma subsidência termal, formou-se uma grande depressão ordoviciana, preenchida pela Sequência Siluriana, com os sedimentos flúvio-deltaicos das formações do grupo Serra Grande, através de um ciclo transgressivo-regressivo completo. Sobre essa discordância regional depositaram-se os sedimentos relacionados à Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera (TEIXEIRA, 2010).

A Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera está ligada à continuidade de processos de subsidência termais influenciados pelos efeitos flexurais e de expansão da bacia, resultando na implantação de novo ciclo transgressivo-regressivo (GÓES & FEIJÓ, 1994). Na transição do Siluriano para o Devoniano ocorreu uma expressiva mudança no ambiente deposicional, que passou de continental a marinho, com acentuada influência glacial (CUNHA, 1986). Essa maior influência marinha está relacionada a uma tendência global de elevação do nível do mar, instalando sobre a Bacia do Parnaíba um extenso mar epicontinental, onde se depositaram os sedimentos do Grupo Canindé. O fim dessa sequência está relacionado à Orogenia Eoherciniana, gerando uma nova discordância regional (TEIXEIRA, 2010).

A última Sequência deposicional relacionada ao registro Paleozoico na Bacia do Parnaíba é a Sequência Neocarbonífera-Eotriássica, responsável pela sedimentação e deposição do Grupo Balsas. Este grupo marca uma progressiva continentalização e desertificação em toda a bacia, onde mares abertos com ampla circulação e clima temperado cederam lugar a mares restritos e clima quente, o que propiciou inclusive a formação de depósitos evaporíticos (GÓES & FEIJÓ 1994). O fim dessa Sequência é marcado pela

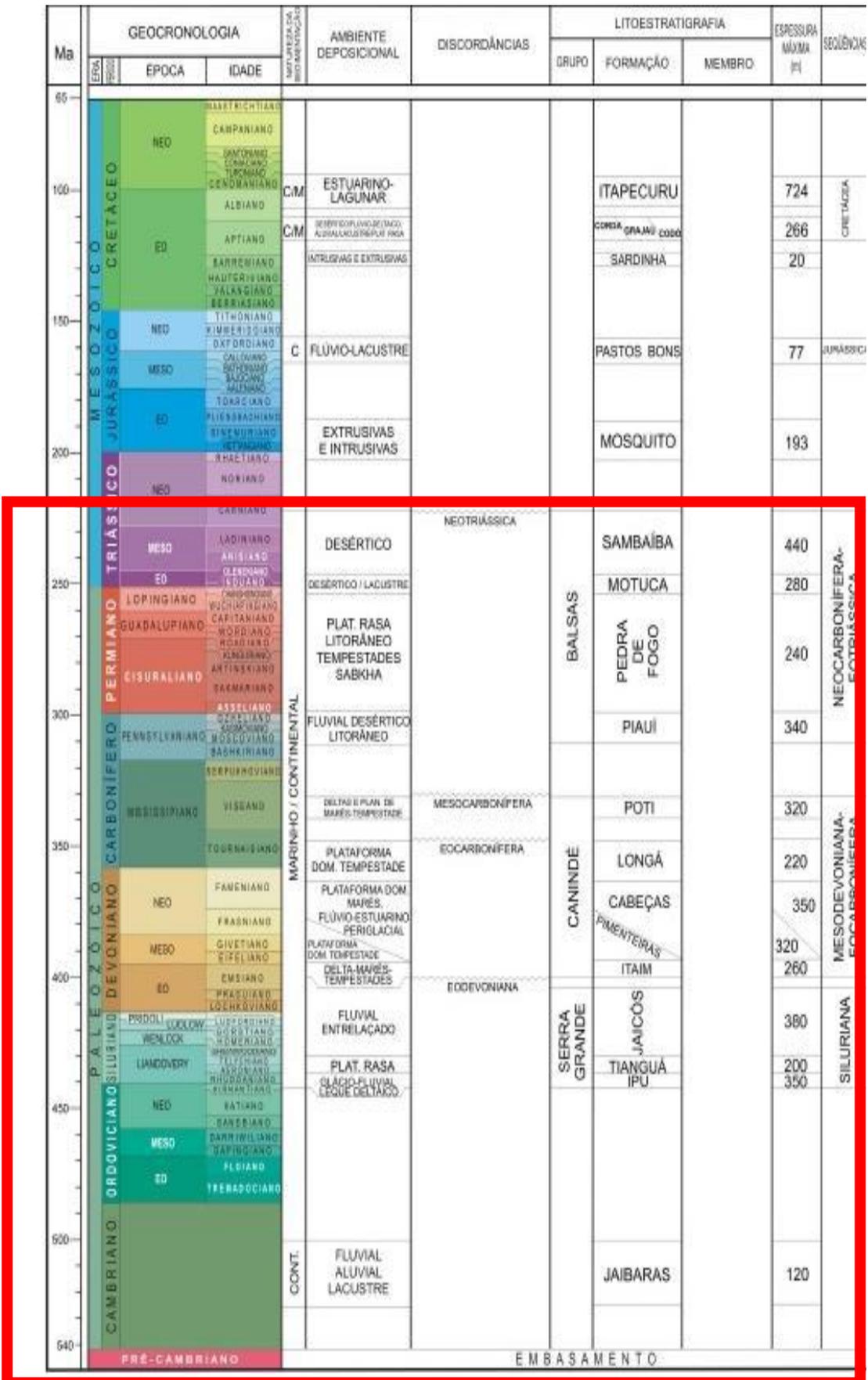
reativação Wealdeniana, representando a desagregação do paleocontinente Gondwana (ARCE, 2006).

A primeira Sequência deposicional ligada ao Mesozoico é a Sequência Jurássica, correspondente ao Grupo Mearim, no entanto, com distribuição e espessura reduzida. Trata-se de uma retomada da sedimentação atribuída ao elevado peso da carga das rochas vulcânicas resultantes do magmatismo básico ocorrido no Neotriássico-Eojurássico (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A segunda sequência Mesozoica e último registro da Bacia do Parnaíba é a Sequência Cretácea. Essa Sequência retoma a sedimentação à Bacia do Parnaíba em detrimento aos esforços de ruptura da margem equatorial brasileira. Com isso, estabeleceu-se uma subsidência e a implantação de um novo ciclo sedimentar caracterizado por uma rápida transgressão, seguida de definitiva retirada do mar. A partir desse momento, a sedimentação passa a ser exclusivamente continental e o ciclo de sedimentação é encerrado (GÓES & FEIJÓ, 1994).

2.4 Estratigrafia

A Bacia do Parnaíba apresenta seu preenchimento sedimentar repousado sobre embasamento que abrange rochas do arqueano ao cambro-ordoviciano, em cinco sequências deposicionais registradas do Siluriano ao Cretáceo, correspondentes aos Grupos Serra Grande, Canindé, Balsas, Mearim e Formações Cretáceas (Corda, Grajaú, Codó e Itapecuru), como explicitado anteriormente (Figura 5).



Neste trabalho será abordado todo o preenchimento da Bacia do Parnaíba desde o Pré-Siluriano ao Cretáceo. Porém, alguns autores como Young (2006) e Pinheiro (2011), adotam a Bacia do Parnaíba como uma entidade geológica preenchida apenas pelas três sequências deposicionais correspondentes aos Grupos Serra Grande, Canindé e Balsas, por estarem relacionados à subsidência do embasamento da bacia no contexto evolutivo de Gondwana. Ou seja, os sedimentos depositados pós Grupo Balsas (Grupo Mearim e coberturas Cretáceas), devem ser considerados como evolução distinta de outra bacia sedimentar, de acordo com o sugerido por ROSSETI *et al.* (2001) (*apud* PINHEIRO 2011).

2.4.1 Embasamento

O embasamento da Bacia do Parnaíba é constituído de rochas metamórficas, ígneas e sedimentares, cujas idades abrangem um longo intervalo do Arqueano ao Ordoviciano, Contudo, possivelmente, há predominância de rochas do final do proterozóico e início do paleozoico (VAZ *et al.*, 2007). As unidades que compõem o embasamento são a Formação Riachão e o Grupo Jaibaras e estão relacionadas à Sequência Pré Bacial.

A Formação Riachão é composta por depósitos imaturos de grauvacas, arcóseos, siltitos e folhelhos vermelhos (VAZ *et al.*, 2007), além de ignimbritos, característicos de uma sequência molássica. (GÓES & FEIJÓ, 1994). O Grupo Jaibaras é representado por depósitos fluviais, aluviais e lacustres.

2.4.2 Grupo Serra Grande

O Grupo Serra Grande é correspondente à Sequência Siluriana, repousado sobre rochas ígneas e metamórficas ou rochas sedimentares correspondentes a Sequência pré-bacial.

Inicialmente, o Grupo Serra Grande foi definido por Small (1914) como série, posteriormente caracterizado como formação até ser promovido a grupo por Carozzi (1975), abrangendo as formações Mirador, Ipu, Tianguá e Itaim. Góes & Feijó (1994) caracterizam este grupo como composto pelas formações Ipu, Tianguá e Jaicós, excluindo-se as formações Mirador e Itaim.

A Formação Ipu (Campbell, 1949) é a unidade mais antiga, caracterizada por arenitos, conglomerados, arenitos conglomeráticos e diamictitos, sendo depositadas em grande variedade de ambientes, de glacial proximal e glacial-fluvial a leques ou frentes deltaicas (CAPUTO, 1984).

A Formação Tianguá é caracterizada por folhelhos cinza-escuros, bioturbados, sideríticos e carbonáticos, de arenitos cinza-claros, fino a médio, feldspáticos e de intercalações de siltitos e folhelhos cinza-escuros, bioturbados e micáceos. Seu registro sedimentar é representativo de ambiente plataformal raso (GÓES & FEIJÓ, 1994). A Formação Tianguá apresenta-se concordante tanto com a Formação Ipu quanto com a Formação Jaicós.

A Formação Jaicós é constituída por arenitos cinzas, grosseiros, com seixos angulares a subangulares, mal selecionados, maciços ou com estratificação cruzada ou lenticular (CAPUTO, 1984), depositados em sistemas fluviais entrelaçados (GÓES & FEIJÓ, 1994).

É possível atribuir à deposição da Formação Tianguá o papel de representante da superfície de transgressão máxima (STM), assim como a deposição da Formação Jaicós como representante do intervalo regressivo dessa sequência (GÓES & FEIJÓ, 1994).

2.4.3 Grupo Canindé

O Grupo Canindé, representante da Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, apresentou algumas mudanças ao longo do tempo, no que diz respeito às Formações que o

integravam. Para este trabalho, adotou-se a subdivisão do Grupo Canindé em cinco formações: Formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti. (GÓES & FEIJÓ, 1994).

As rochas pertencentes a este grupo afloram nas regiões leste e sudoeste da bacia, porém, em subsuperfície, está presente quase em toda a Bacia. Seus estratos apresentam-se em discordância com o Grupo Serra Grande (VAZ *et al.*, 2007).

A Formação Itaim é caracterizada por conter arenitos finos a médios, grãos subarredondados e alta esfericidade. Em sua base, encontra-se um maior número de intercalações de folhelhos bioturbados. É possível notar um perfil de granodecrescência ascendente (DELLA FÁVERA, 1990). Os sedimentos que compõem a Formação Itaim foram depositados em ambientes deltaicos e plataformais, dominados por correntes de marés e tempestades (GÓES & FEIJÓ 1994).

A Formação Pimenteiras é caracterizada por apresentar principalmente folhehos de colorações que variam de cinza-escuros a pretos, esverdeados, por vezes bioturbados. Esses folhelhos são ricos em matéria orgânica e radioativos, representando a ingressão marinha mais importante nesse estágio da Bacia. São observadas intercalações de siltitos e arenitos, mostrando a sedimentação de um ambiente plataformal raso dominado por tempestades. Essa mudança de tendência indica ciclicidade deposicional e, neste caso, mudança de um padrão transgressivo para regressivo, mostrando uma passagem gradacional da Formação Pimenteiras para a Formação Cabeças, sobreposta (DELLA FAVERA, 1990).

A Formação Cabeças consiste predominantemente em arenitos cinza-claros a brancos, médios a grossos, com estratificação cruzada tabular, com intercalações delgadas de siltitos e folhelhos e ocorrência de tempestitos na base (transição com a Formação Pimenteiras) (DELLA FAVERA, 1990). A deposição desta unidade está relacionada a um ambiente marinho plataformal sob influência preponderante de correntes induzidas por processos de maré, ou também a presença de uma fácies de arenitos grossos evidencia um paleoambiente

estuarino com influência periglacial (GÓES & FEIJÓ 1994). A ocorrência de diamictitos, tilitos e pavimentos e seixos estriados são fortes indicativos de um ambiente glacial (CAPUTO E LIMA, 1984). O contato com a unidade superior o Grupo Balsas dá-se discordantemente (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Longá é caracterizada pela presença de folhelhos cinza-escuros a pretos, por vezes arroxeados, homogêneos ou bem laminados e bioturbados (VAZ *et al.*, 2007). Apresenta em sua porção intermediária um pacote de arenitos e siltitos cinza-claros a esbranquiçados, laminados (LIMA E LEITE, 1978). A deposição da Formação Longá está associada a um ambiente marinho plataformal dominado por tempestades (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Poti pode ser subdividida em duas porções: a porção inferior consiste em arenitos cinza-esbranquiçados, de granulometria média, com lâminas dispersas de silito cinza-claros; a porção superior consiste em arenitos cinzas, lâminas de siltitos e folhelhos com pontuais aparecimento de carvão (LIMA E LEITE, 1978). Sua deposição está atrelada a um ambiente de delta e planície de maré, com influência eventual de tempestades (GÓES & FEIJÓ, 1994). É a última Formação do Grupo Canindé e apresenta-se em contato discordante erosivo com o Grupo Balsas.

2.4.4 Grupo Balsas

O Grupo Balsas, representante da Sequência Neocarbonífera-Eotriássica, foi designado para abranger um complexo clástico carbonático sobreposto e em discordância com o Grupo Canindé. É composto por quatro Formações: Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba (GÓES *et al.*, 1990). Sua ocorrência em superfície é vista principalmente nas regiões centro-sul e parte das regiões oeste e leste-nordeste da bacia. Já em subsuperfície sua ocorrência é

extensa na bacia, no entanto, o processo de erosão mais do que a não deposição, pode ser uma das explicações para a ausência dessa unidade nas bordas da bacia (VAZ *et al.*, 2007).

A Formação Piauí, de idade Pensilvaniana, pode ser dividida em duas sucessões: a parte inferior composta por arenitos de coloração rosada, granulometria média, maciços ou com estratificação cruzada de grande porte, intercalados com folhelhos vermelhos; a parte superior é composta por arenitos vermelhos e amarelados, de granulometria fina a média, apresentando intercalações de folhelhos vermelhos, calcários e camadas finas de sílex (LIMA & LEITE, 1978). A ocorrência de siltitos e eventuais lentes conglomeráticas são descritas por Caputo (1984). A sedimentação é dada em um ambiente fluvial, apresentando contribuição eólica (arenitos com estratificações de grande porte) e incursões marinhas, num clima semi-árido a desértico (LIMA & LEITE, 1978).

A Formação Pedra de Fogo, de idade Permiana, é caracterizada por relativa variedade de rochas, apresentando sílex, calcários oolíticos e pisolíticos, eventualmente estromatolíticos, intercalados com arenitos de granulometria fina a média, de coloração amarelada, folhelhos cinzentos, siltitos e anidrita. A deposição desta formação é interpretada como um ambiente marinho raso a litorâneo, com a presença de planícies de sabkha, com eventual influência de tempestades (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Motuca depositou-se do final do Permiano ao início do Eotriássico (CAPUTO, 1984), e é caracterizada predominantemente por siltitos vermelhos e marrons, arenitos brancos de granulometria fina à média e folhelhos, anidrita e calcários em menores quantidades (sendo os dois últimos litotipos sob a forma de lentes delgadas nos pelitos) (LIMA & LEITE, 1978). Sua sedimentação é característica de um ambiente continental desértico controlado por sistema de lagos associados (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Sambaíba é composta por arenitos de coloração rosada e amarelada, de granulometria fina a média, bem selecionados, com estratificações cruzadas de grande porte.

Sua deposição está relacionada a um sistema eólico em ambiente desértico (GÓES & FEIJÓ, 1994). Rochas basálticas recobrem a Formação Sambaíba (VAZ *et al.*, 2007).

2.4.5 Grupo Mearim

O Grupo Mearim está associado à Sequência Jurássica e é definido por apenas uma formação denominada Pastos Bons, tendo em vista que a posição estratigráfica da formação Corda foi reinterpretada pelos autores e passou a fazer parte da Sequência Cretácea. (VAZ *et al.*, 2007).

A Formação Pastos Bons apresenta seus litotipos divididos em três partes: na parte basal, ocorre o predomínio de arenitos esbranquiçados ou levemente esverdeados, com granulometria fina a média, grãos subarredondados e em grande parcela com estratificação paralela, no entanto, com raras lentes de calcários; a parte mediana apresenta siltitos, folhelhos/argilitos de coloração cinza-esverdeada, geralmente intercalados com arenitos; já na porção superior, ocorrem arenitos vermelhos/rosados, de granulometria fina, com gradação para siltito, apresentando níveis de folhehos (CAPUTO, 1984).

Esta Formação teria sido depositada em ambiente lacustre e fluvial, resultado de uma reorganização que ocorreu nos padrões de drenagem no Nordeste do Brasil (CAPUTO, 1984).

2.4.6 Coberturas Cretáceas

A separação dos Grupos que recobrem a Bacia do Parnaíba se encerra com o Grupo Mearim. A partir daí, todas as rochas depositadas são chamadas de Sequência Cretácea e se dividem em: Formação Corda, Codó, Grajaú e Itapecuru. Em afloramento, essa sequência ocorre principalmente na porção noroeste-norte da bacia e sobrepõe-se discordantemente sobre as rochas das sequências Jurássica e as mais antigas (VAZ *et al.*, 2007).

A Formação Corda é composta essencialmente por arenitos avermelhados e castanhos avermelhados, de granulometria variando de muito fina a média, regularmente a bem selecionados, podendo apresentar-se semifriáveis a semicoesos, com bastante óxido de ferro e zeólitas. Podem apresentar estratificações cruzadas de grande porte, cruzadas de baixo ângulo e cruzadas acanaladas, *climbing ripples* e *ripples*, estruturas de fluxo de grãos e outras típicas de dunas eólicas (VAZ *et al.*, 2007). Sua deposição está relacionada a um ambiente continental desértico, com controle de sistemas fluviais lacustres, eventualmente retrabalhados por processos eólicos e sujeito à ação esporádica de processos semelhantes a corrente de turbidez (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Grajaú possui sua representação dada por arenitos de coloração clara (creme/esbranquiçada), granulometria média a grossa, subangulosos a angulosos, mal selecionados, sendo comum o aparecimento de seixos e níveis conglomeráticos. Nesta formação também se encontram camadas de arenitos finos ou muito finos e pelitos, e estratificações cruzadas acanaladas e marcas de cargas ocorrem em grande quantidade (VAZ *et al.*, 2007). Os depósitos da Formação Grajaú ocorrem interdigitados aos depósitos de ambiente marinho restrito da Formação Codó (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A Formação Codó é caracterizada principalmente por folhelhos betuminosos, calcários, siltitos, gipsita/anidrita e arenitos e frequentemente a presença de níveis de sílex e estromatólitos. Sua sedimentação está associada a um ambiente litorâneo.

A Formação Itapecuru é constituída predominantemente de arenitos, com ocorrência subordinada de pelitos e arenitos conglomeráticos representativos de um ambiente flúvio-lacustre em clima semi-árido (FERNANDES, 2011).

2.4.7 Rochas Magmáticas

Dentro do contexto tectônico explicitado neste trabalho, ocorrem na Bacia do Parnaíba rochas ígneas intrusivas (diques e soleiras) e extrusivas, de composição básica, e que foram divididas em duas unidades: Formação Mosquito e Formação Sardinha (VAZ *et al.*, 2007). Esse magmatismo foi intensificado no Mesozoico, estando relacionado a grandes eventos extensionais, como a abertura do rifte precursor do Atlântico Sul (Formação Sardinha) (MIZUSAKI & THOMAZ FILHO, 2004) e ao rifteamento e consequente abertura do Atlântico Central (Formação Mosquito) (VAZ *et al.*, 2007).

Os diques e soleiras encontrados em subsuperfície estão ligados principalmente às sequências Mesodevoniana-Eocarbonífera e Siluriana, e em caráter de raridade na Sequência Neocarbonífera-Eotriássica (VAZ *et al.* 2007). Na superfície, na Formação Sardinha predominam grandes diques e pequenas soleiras, enquanto na Formação Mosquito predominam grandes derrames e soleiras. De acordo com VAZ *et al.* (2007), utilizando-se a interpretação sísmica, é possível perceber a ocorrência de soleiras em grande parte da Bacia do Parnaíba, não sendo possível distinguir as Formações Sardinha e Mosquito, mas admite-se que possa ocorrer um predomínio da Formação Mosquito.

Essas intrusões foram fundamentais na história da Bacia do Parnaíba, principalmente por sua atuação na liberação de calor para o processo de maturação da matéria orgânica presente nos folhelhos devonianos (ÁVILA, 2010).

De acordo com modelagem geoquímica feita para as Bacias do Amazonas e do Parnaíba, a transformação da matéria orgânica em óleo e gás está relacionada ao efeito térmico causado pelo diabásio Triássico Penatecaua (BENDER *et al.* 2001 *apud* ÁVILA, 2010).

A Formação Mosquito, de idade Eojurássica (178 Ma) é caracterizada por um basalto preto, amigdaloidal, toleítico, eventualmente intercalado com arenitos de coloração avermelhada e sílex, entre os Grupos Balsas e Mearim (TEIXEIRA, 2010). De acordo com MIZUSAKI e THOMAZ FILHO (2004), a Formação Mosquito é correlacionável com as soleiras de diabásio, de magmatismo Penatecaua, das Bacias do Solimões e Amazonas.

A Formação Sardinha, de idade Eocretácea (124 Ma), é composta por um basalto preto, amigdaloidal, limitado inferiormente pelo Grupo Mearim e superiormente pela Formação Itaipuru (TEIXEIRA, 2010). Esse magmatismo básico da Formação Sardinha seria correlacionável aos derrames da Formação Serra Geral, na Bacia do Paraná.

2.5 Sistemas petrolíferos

Um sistema petrolífero é definido por Magoon & Dow (1994) como um sistema natural que relaciona uma rocha geradora a um determinado tipo de óleo ou gás em uma bacia sedimentar e que inclui todos os processos que são essenciais para a existência e acumulação de hidrocarbonetos. Constitui uma combinação de elementos e processos que, sob condições adequadas propiciam a geração, acumulação e armazenamento de petróleo.

Sabe-se que a Bacia do Parnaíba apresenta-se como uma nova fronteira exploratória e possui todas as características necessárias para a formação de um sistema petrolífero completo, tais como: rocha reservatório, geradora, selante e trapas. No entanto, o sistema petrolífero existente na Bacia do Parnaíba é considerado como um sistema atípico, onde a geração de hidrocarbonetos ocorre de outro modo que não seja somente por soterramento, incluindo-se nesta categoria a maturação da rocha geradora por condução de fluxo térmico resultante de intrusões ígneas).

As principais rochas geradoras que compõem os sistemas petrolíferos da Bacia do Parnaíba são: Folhelhos Devonianos da Formação Pimenteiras (principal), e Folhelhos das Formações Tianguá e Longá (secundários) (Figura 6).

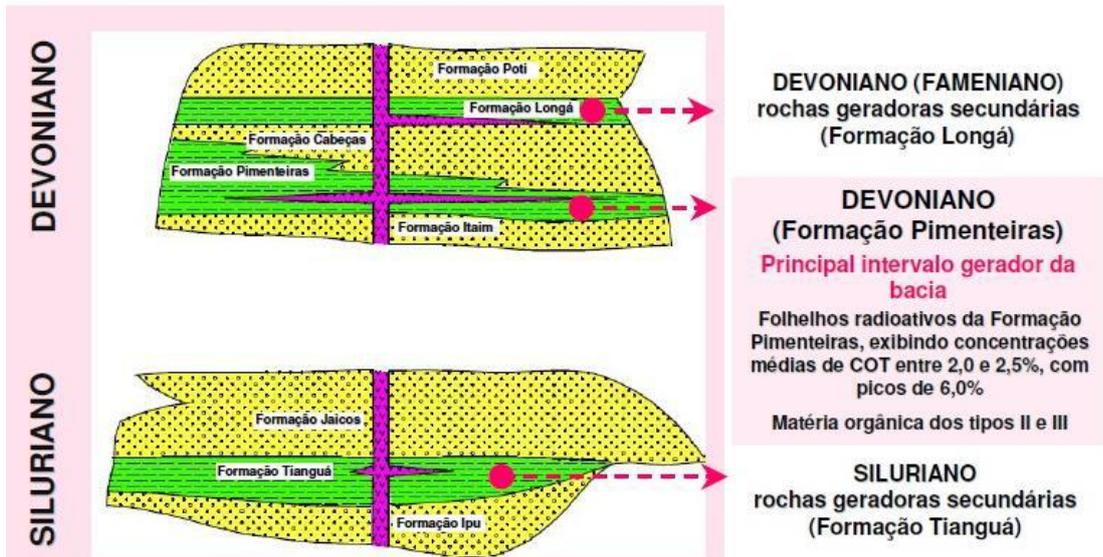


Figura 6: Principais rochas geradoras da Bacia do Parnaíba. FONTE: PETERSOHN (2007).

Já as principais rochas reservatório são: arenito da Formação Cabeças (principal), arenitos Silurianos da Formação Ipu e arenitos Devonianos da Formação Itaim (ambos secundários) (Figura 7).

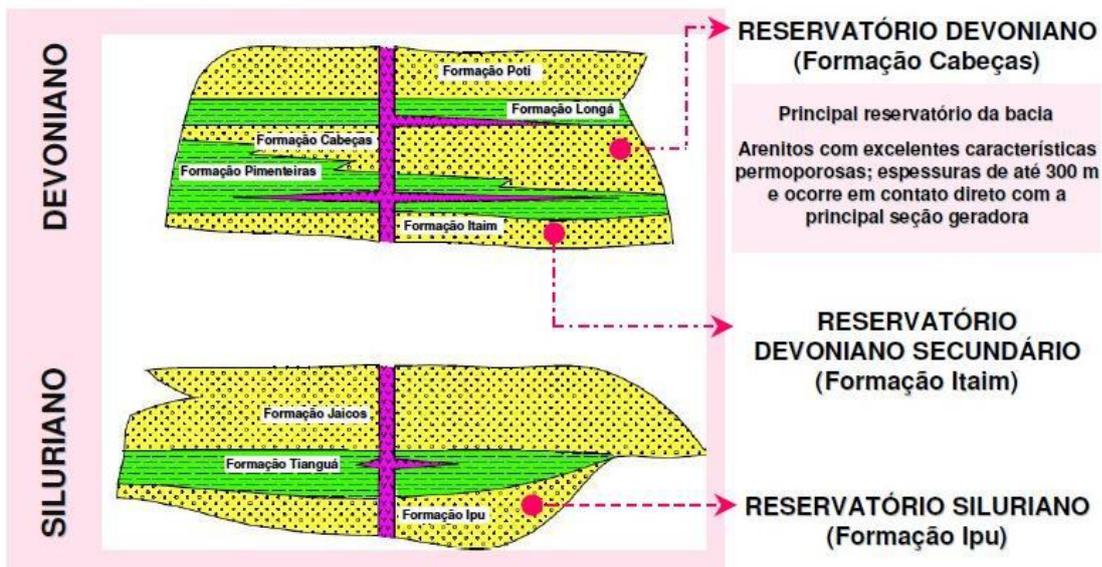


Figura 7: Principais rochas reservatório da Bacia. FONTE: PETERSOHN (2007).

Os principais selos são (Figura 8): Folhelhos Formação Longá para arenitos da Fm. Cabeças; Folhelhos Formação Pimenteiras para arenitos Formação Itaim; Folhelhos Formação Tianguá para clásticos grosseiros Formação Ipu; e as soleiras de diabásio. Complementando o sistema petrolífero estão as trapas representadas por falhas normais e reversas relacionadas às intrusões ígneas (ÁVILA, 2010).

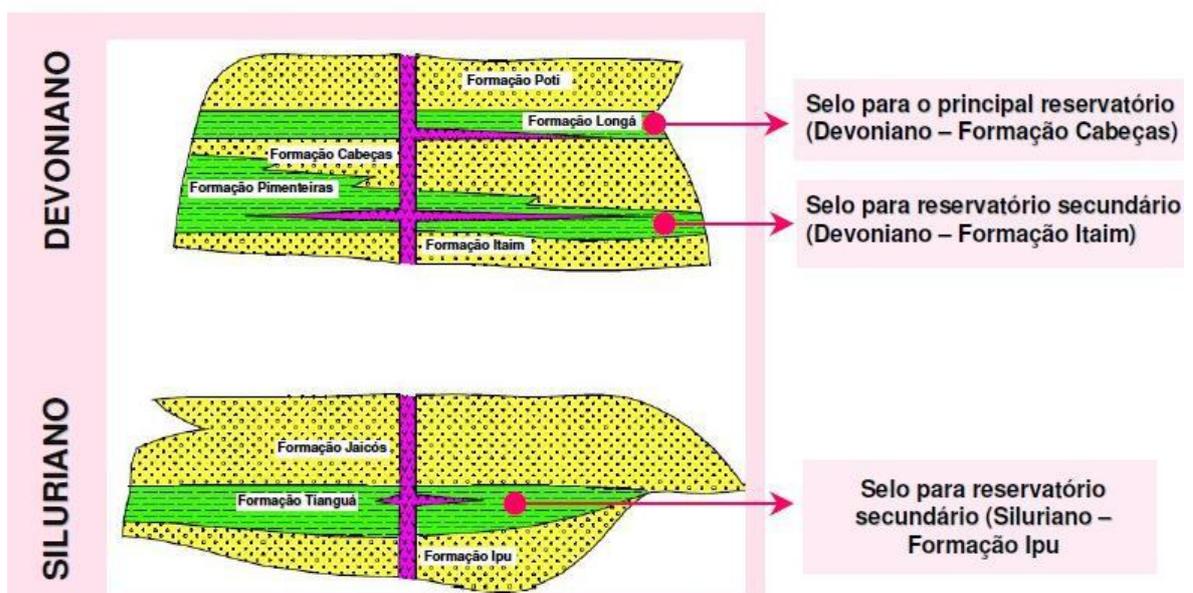


Figura 8: Principais selantes da Bacia. FONTE: PETERSOHN (2007).

A evolução do sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba teve grande contribuição dos lineamentos Transbrasiliano e Picos–Santa Inês, no que diz respeito à estruturação de trapas, favorecimento de ambiente de geração de hidrocarbonetos (soterramento) e espessamento do pacote sedimentar no Devoniano.

Segundo Magoon & Dow (1994) sistema petrolífero pode ser classificado de acordo com o nível de incerteza em: conhecido (!), hipotético (.) e especulativo (?).

A Bacia do Parnaíba possui os seguintes sistemas petrolíferos: Tianguá-Jaicós (?), Tianguá-Ipu (.), Pimenteiras-Pimenterias (?), Pimenteiras-Poti (!), Pimenteiras-Piauí (.), Pimenteiras-Itaim (.), Poti-Longá (.) e Pimenteiras-Cabeças (!) (ALVES, 2013). Para este trabalho, como forma de exemplificação, utilizaram-se três tipos de sistemas com incertezas diferentes.

O sistema Tianguá-Ipú (.) foi definido por Góes *et al.* (1990), composto pelos Folhelhos da Formação Tianguá como geradores, e os conglomerados e arenitos da Formação Ipu como reservatórios. Foi considerado que as rochas selantes também seriam os folhelhos da Formação Tianguá. Os folhelhos marinhos da Formação Tianguá, representantes da rocha geradora Siluriana, apresentam teor de carbono orgânico total (COT) geralmente inferiores a 1%, raras exceções alcançando 1,2%. A matéria orgânica é do tipo III, oriunda de vegetais superiores (FERNANDES, 2011).

O sistema Pimenteiras-Cabeças (!) é caracterizado pelos Folhelhos da Formação Pimenteiras como geradores e os Arenitos da Formação Cabeças como reservatórios. As rochas selantes seriam os Folhelhos da Formação Longá. Os Folhelhos da Formação Pimenteiras são considerados os principais geradores da bacia, com ampla distribuição e alcançando espessuras de até 500 metros. Rodrigues (1995) mostrou que esses folhelhos apresentam COT entre 2% e 5%, o que demonstra uma influência maior das intrusões ígneas,

vide valores elevados se comparados com a evolução térmica por soterramento. Nestes folhelhos são encontrados dois tipos de matéria orgânica (tipos II e III), e sua riqueza orgânica é correlacionável a níveis de radioatividade elevada, atingindo valores de COT residual de até 6% e isólicas máximas em torno de 60 metros. (GÓES *et al*, 1990).

Young, (2003) observou a possibilidade da ocorrência de um sistema petrolífero Pimenteiras-Pimenteiras (?). Young (2003) analisou os corpos arenosos situados dentro da Formação Pimenteiras, constatando valores elevados de porosidade e permeabilidade, além de fornecer uma nova interpretação geológica para o posicionamento destes corpos dentro desta formação. Em Young (2006), nota-se que os arenitos da parte mediana da Formação Pimenteiras possuem grande continuidade lateral (150 km) e espessura média de 15m. Estes arenitos podem ser separados em duas sequências, sendo a mais importante à sequência inferior, que representa 30%-50% da espessura total da sequência e possui as melhores características de permo-porosidade, tornando-se assim um importante intervalo para a exploração e confirmando as sugestões de Young (2003). Góes *et al* (1990) sugerem justamente que esses corpos areníticos ocorrem de forma isolada em meio aos folhelhos da Formação Pimenteiras, podendo ter grande potencial reservatório.

3 MÉTODOS E MATERIAS

A metodologia utilizada neste trabalho consistiu inicialmente na realização de uma revisão bibliográfica da Bacia do Parnaíba, resgatando publicações, teses e artigos através de buscadores de internet (ex: Google acadêmico), sítios recomendados (BDEP/ANP/PETROBRAS) e acervos encontrados no sistema de documentação da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Base Minerva). Posteriormente, a partir de dados de domínio público cedidos pela ANP e sediados no LAGEP (Laboratório de Geofísica e Petrofísica), foi realizada a etapa de interpretação sismoestratigráfica de uma linha sísmica 2D e de um poço, os quais serão detalhados mais adiante, utilizando-se o pacote PETREL oferecido pela Schlumberger. O método geofísico utilizado como base teórica para este trabalho é o método sísmico, que será abordado a seguir.

3.1 Método sísmico

O método sísmico baseia-se na emissão de ondas sísmicas geradas artificialmente por impacto de explosões, *air-guns*, impactos mecânicos ou vibradores. As ondas geradas propagam-se por todas as direções, penetrando na crosta terrestre, onde são refletidas e refratadas pelas diferentes interfaces rochosas (Nota de aula de métodos sísmicos – UFRJ) (Figura 9).

Após retornar à superfície, os sinais de resposta são registrados pelos receptores (hidrofonos - ambientes aquáticos e geofones - ambientes terrestres). Nesse momento, os receptores podem também registrar as ondas diretas, os ruídos e as múltiplas (reflexões internas), que serão removidos na fase de processamento sísmico, de modo a melhorar a qualidade do sinal.

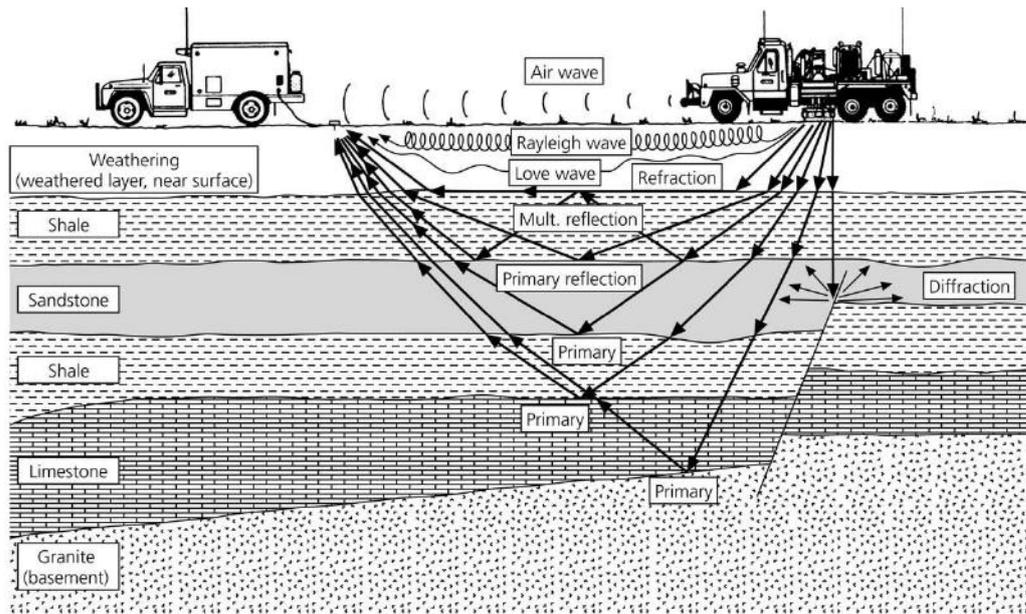


Figura 9: Esquema ilustrando as principais formas de onda e seu possível comportamento (reflexão/refração). FONTE: PORTUGAL (2004)

Sendo assim, temos dois tipos de métodos sísmicos: métodos sísmicos de reflexão e métodos sísmicos de refração. As leis que governam a reflexão e a refração são as mesmas da ótica podendo-se aplicar a lei de Snell: a relação dos senos dos ângulos de incidência e de refração é igual à relação da velocidade da onda incidente e da onda refratada ($N_1 \cdot \text{sen } i = N_2 \cdot \text{sen } r$) (Figura 10). A sísmica de refração alcança grandes áreas de extensão com pouco detalhamento, oposta à sísmica de reflexão que permite um melhor detalhamento do subsolo.

Além da reflexão e da refração, um outro fenômeno pode ocorrer em limites entre meios com diferentes propriedades, denominado difração. A difração ocorre quando a interface não é uma superfície contínua, mas uma feição em subsuperfície com dimensões iguais ou menores que o comprimento da onda incidente – como no caso de falhas, pequenos diques, terminações bruscas de camadas etc. Nesses casos a Lei de Snell não se aplica (ALMEIDA, 2006)

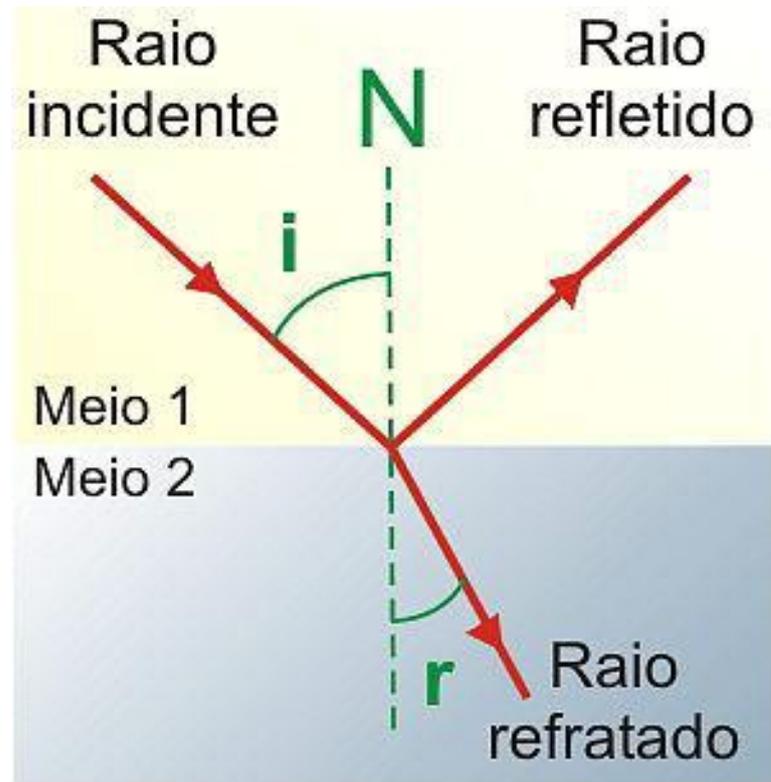


Figura 10: Ilustração da Lei de Snell, princípio da ótica que governa o comportamento das ondas sísmicas. FONTE: autor.

Dentre os métodos sísmicos, a sísmica de reflexão é a mais utilizada na indústria do petróleo, sendo responsável por grandes investimentos na etapa de exploração. Este método permite a obtenção de imagens com altas resoluções, possibilitando a identificação de estruturas, camadas e feições geológicas em subsuperfície, e até mesmo indícios de hidrocarbonetos em alguns casos (THOMAS, 2001).

3.1.1 Constantes elásticas

O tamanho e a forma de um corpo sólido podem mudar, se forem aplicadas forças externas na superfície do mesmo corpo. Essas forças externas são contrárias às forças internas que resistem para que não haja mudança no tamanho e na forma. Como resultado do fim da

ação das forças externas, o corpo tende a retornar às condições originais. Essa propriedade é denominada de elasticidade (SHERIFF & GELDART, 1995).

O meio geológico pode ser considerado de certa forma como um meio elástico, no qual as ondas elásticas de diferentes tipos podem ser geradas e propagadas. De acordo com a Teoria da Elasticidade, toda deformação em um meio elástico pode ser representada como resultado da superposição de duas deformações simultâneas: deformação de volume e deformação cisalhante (Notas de aula de métodos sísmicos - UFRJ). Sendo assim, o método sísmico está intimamente ligado às constantes elásticas dos materiais litológicos, que varia de material para material.

A pressão, esforço ou tensão sobre uma rocha pode ser descrita pela atuação de uma força (F) sobre uma área (A), representada pela razão F/A . Se esta força é perpendicular à área receberá o nome de esforço de compressão (encurtamento do corpo) ou distensão (alongamento do corpo), dependendo do sentido de F . Caso esta força seja paralela à área, esta será denominada de esforço cisalhante (deformando sem alterar o volume do corpo) (Notas de aula de métodos sísmicos - UFRJ) (Figura 11).

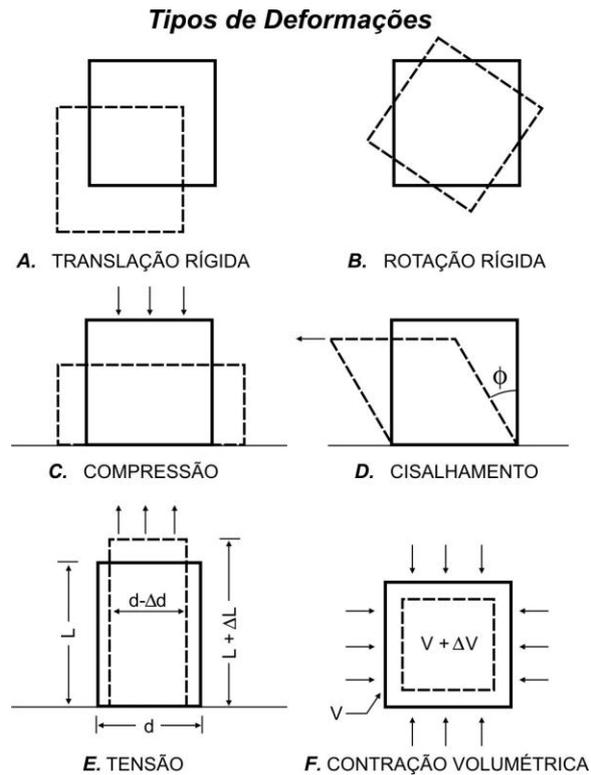


Figura 11: Comportamento de um corpo ao sofrer ação de uma força externa, por compressão ou distensão. FONTE: PEROSI - nota de aula.

3.1.2 Ondas sísmicas

O método sísmico é regido e derivado das mesmas leis da Física: as Leis de Newton e a Lei de Hooke, a primeira relaciona força e aceleração e a segunda relaciona força e deslocamento. Integrando-se as duas é possível chegar à equação matemática que descreve a propagação de uma onda (SHERIFF & GELDART, 1995). No caso dos métodos sísmicos, essas equações são deduzidas levando-se em conta que o meio de propagação é o interior da Terra.

As ondas sísmicas são consideradas ondas elásticas, pois geram elasticidade nos corpos em que se propagam. A velocidade com a qual essas ondas propagam é dada pela teoria da elastodinâmica (YILMAZ, 2001), e é diretamente proporcional aos parâmetros elásticos

citados anteriormente, e inversamente proporcional à densidade dos corpos que atravessam (DOURADO, 2007).

As ondas sísmicas podem ser divididas em ondas de corpo (se propagam no interior da matéria) e ondas superficiais (se propagam na superfície da matéria). As ondas de corpo são mais conhecidas como ondas P (longitudinais) e S (transversais). As ondas superficiais são as ondas Rayleigh e Ondas Love. (Notas de aula de métodos sísmicos - UFRJ).

As ondas P, também denominadas de ondas compressionais ou primárias, fazem com que as partículas do corpo pelo qual estão atravessando vibrem na mesma direção de propagação da onda (Figura 12). Este tipo de onda se propaga tanto em meio sólido quanto em meio líquido, e sua velocidade de propagação é dada pela seguinte função:

$$V_p = \alpha = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$$

Onde α = velocidade das ondas P; λ = constante de Lamé; μ = módulo de rigidez; ρ = densidade.

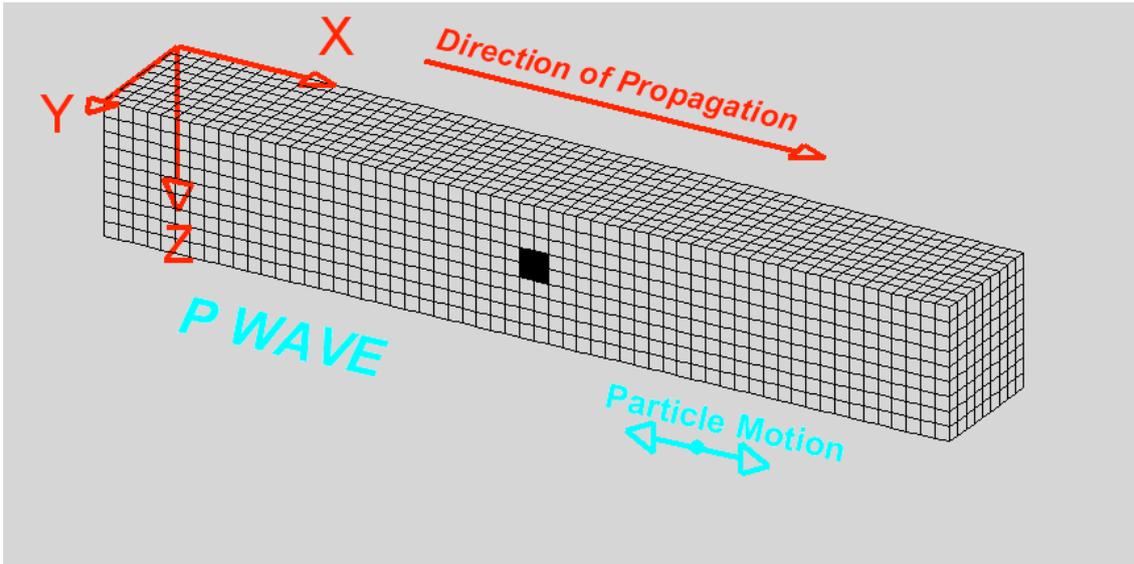


Figura 12: Propagação de uma onda P mostrando as partículas do corpo pela qual esta onda atravessa vibrando na mesma direção de propagação da onda. FONTE: DOURADO (2007).

As ondas S são também conhecida como cisalhantes ou secundárias. Durante sua passagem por um corpo, as partículas vibram perpendicularmente em relação à direção de propagação destas ondas (Figura 13). No entanto, a onda S não se propaga em meio líquido, e sua velocidade de propagação é dada pela função:

$$V_s = \beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Onde β = velocidade das ondas S; μ = módulo de rigidez; ρ = densidade.

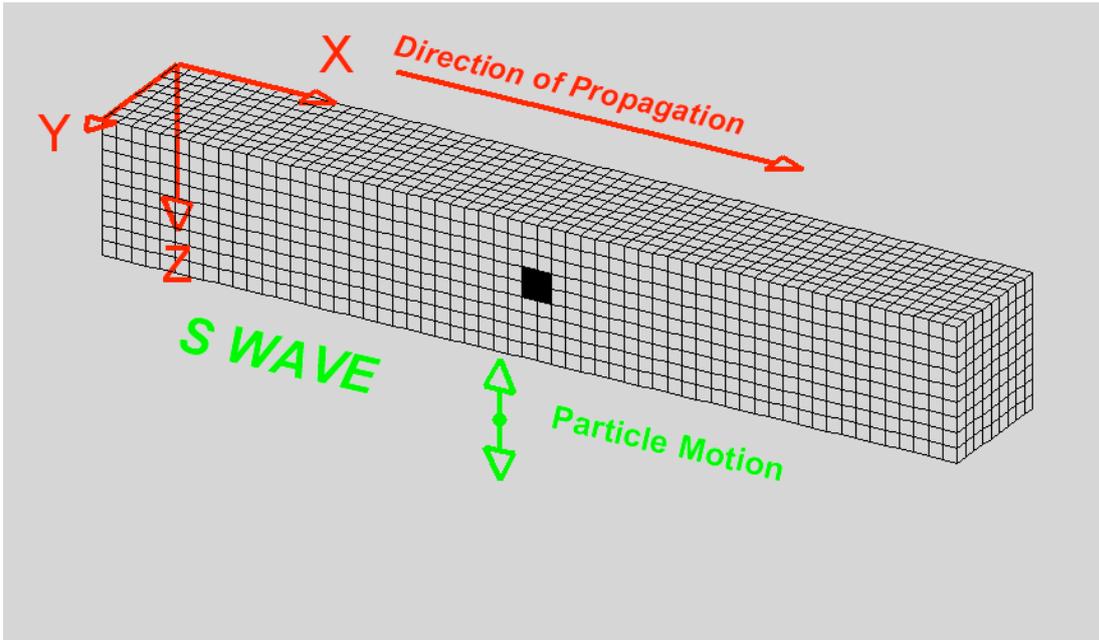


Figura 13: Propagação de uma onda S. Durante sua passagem por um corpo, as partículas desse corpo vibram perpendicularmente em relação à direção de propagação destas ondas. FONTE: DOURADO (2007).

As ondas superficiais são ondas que se formam na superfície livre da Terra. São divididas em ondas Rayleigh e ondas Love. As ondas Rayleigh (Figura 14) fazem com que as partículas se desloquem verticalmente com um movimento elíptico e retrógrado. Já com as Ondas Love (Figura 15), as partículas vão vibrar horizontalmente e na direção perpendicular ao sentido de propagação da vibração (DOURADO, 2007).

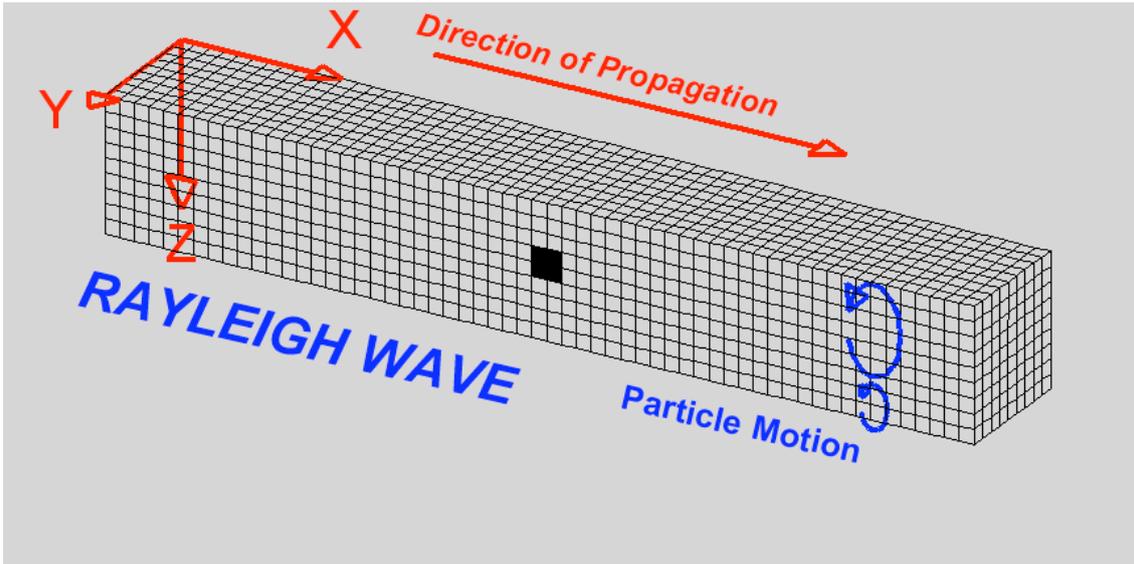


Figura 14: Propagação de ondas Rayleigh. Essas ondas fazem com que as partículas se desloquem verticalmente com um movimento elíptico e retrógrado. FONTE: DOURADO (2007)

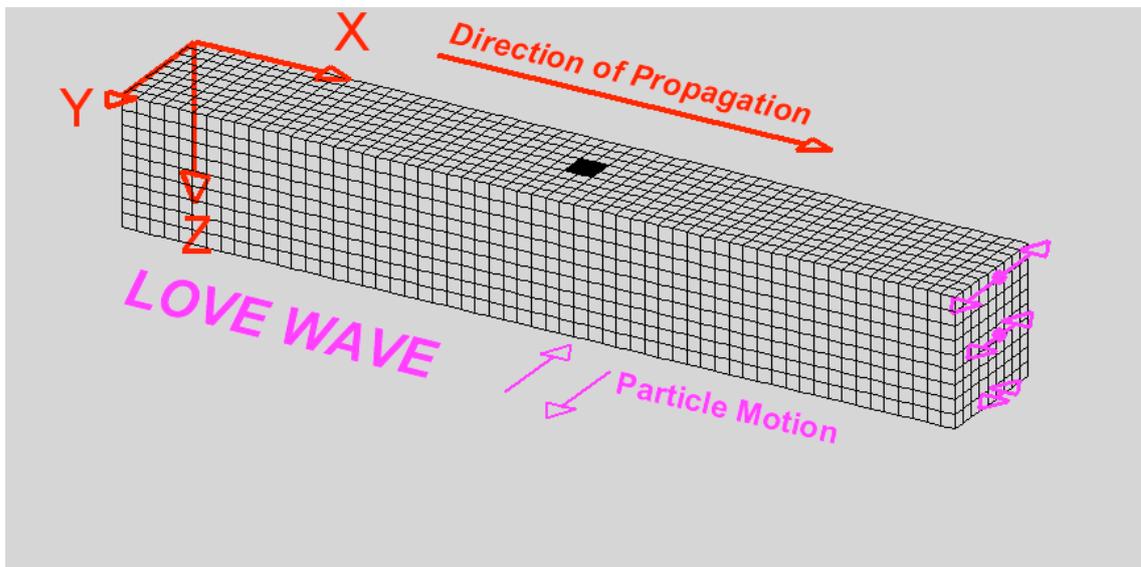


Figura 15: Propagação de ondas Love. Quando essas ondas passam, as partículas do corpo vão vibrar horizontalmente e na direção perpendicular ao sentido de propagação da vibração. FONTE: DOURADO (2007)

Como visto anteriormente e de acordo com as equações que regem a velocidade de propagação das ondas P e S, verifica-se que estas velocidades estão diretamente ligadas às

condições elásticas e de densidades do meio que atravessam. No entanto, a compactação, a porosidade, a saturação, a presença de fluidos e a mineralogia podem influenciar na velocidade das ondas sísmicas. Com o cálculo da velocidade da onda, é possível estimar parâmetros do meio rochoso (Figura 16).

É importante resaltar que em geral as camadas geológicas são anisotrópicas, de forma que a velocidade de propagação das ondas sísmicas depende da direção de propagação. Este efeito tem consequências importantes no processamento dos dados sísmicos, e deve ser levado em conta para a obtenção de melhor imageamento de subsuperfície e também para determinar de forma correta a alocação de poços (TRIQUES, 2007).

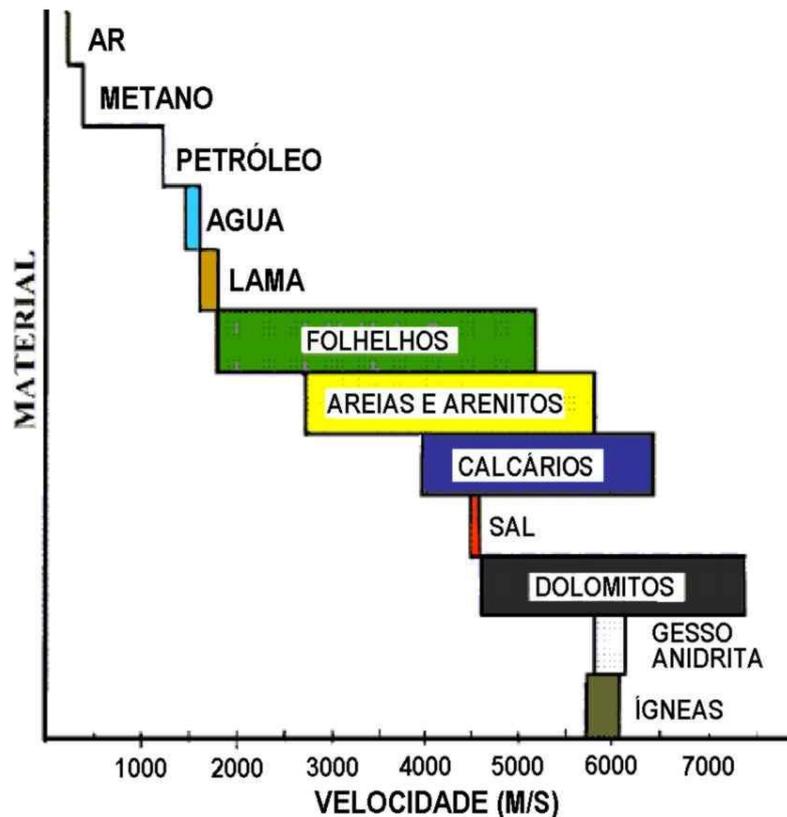


Figura 16: Relação entre parâmetros rochosos e velocidade de propagação. FONTE: SCHINELLI (2013).

3.1.3 Conceitos básicos

3.1.3.1 Impedância acústica, coeficiente de reflexão e sismograma sintético.

As ondas sísmicas, ao se propagarem em subsuperfície, encontram mudanças nas propriedades físicas dos materiais e, com isso, parte da onda é refletida e parte da onda atravessa para camadas inferiores, sendo a soma das intensidades da onda refletida e absorvida igual à intensidade da onda incidente. Ou seja, a razão entre as amplitudes da onda incidente e a da onda refletida é função do contraste entre o produto da densidade pela velocidade de propagação em cada um dos meios. Esse produto é denominado impedância acústica (I).

Como pode ser visto abaixo (Figura 17), no limite de mudança de impedância acústica, parte da energia da onda P é refletida e parte é transmitida, e também são geradas ondas S a partir das ondas P (onda convertida P-S). Esse processo de partição de energia se repete a cada nova transição entre rochas, até que a energia da onda propagada se disperse e não mais retorne à superfície (CUNHA, 2012).

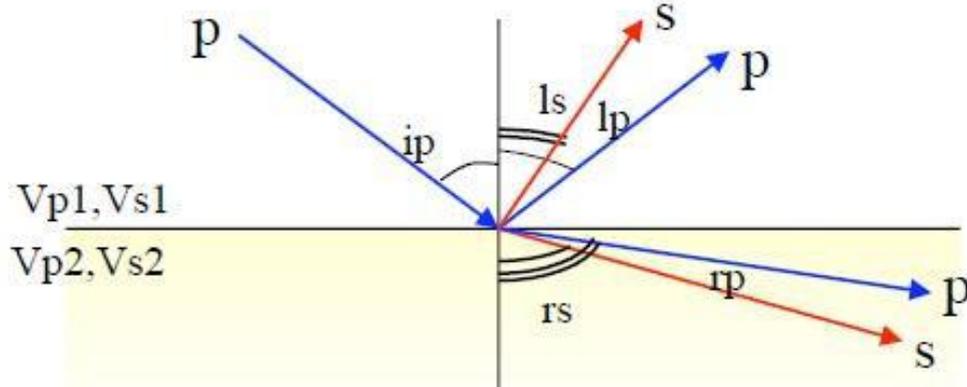


Figura 17: Parte da energia da onda P é refletida e parte é transmitida e, também são geradas ondas S a partir das ondas P (onda convertida P-S). FONTE: DOURADO (2007).

É possível calcular a energia refletida em cada interface pelo Coeficiente de Reflexão (CR), relacionado ao contraste de impedância acústica (I_i) entre duas camadas (TEIXEIRA,

2010). Em posse de parâmetros como velocidade e densidade (a partir dos valores de impedância e coeficiente de reflexão), associados a modelos geológicos ou dados de poços (perfis de densidade e sônico), é possível gerar um sismograma sintético (Figura 18) que representa uma simulação à resposta sísmica de um pacote rochoso.

$$CR = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \qquad I_i = \rho V_i$$

Onde: I_i – impedância acústica; ρ - densidade; V_i - velocidade da onda.
 CR – coeficiente de reflexão; I_1 – impedância acústica da camada a partir da qual a onda que incide; I_2 – impedância acústica da camada na qual a onda incide.

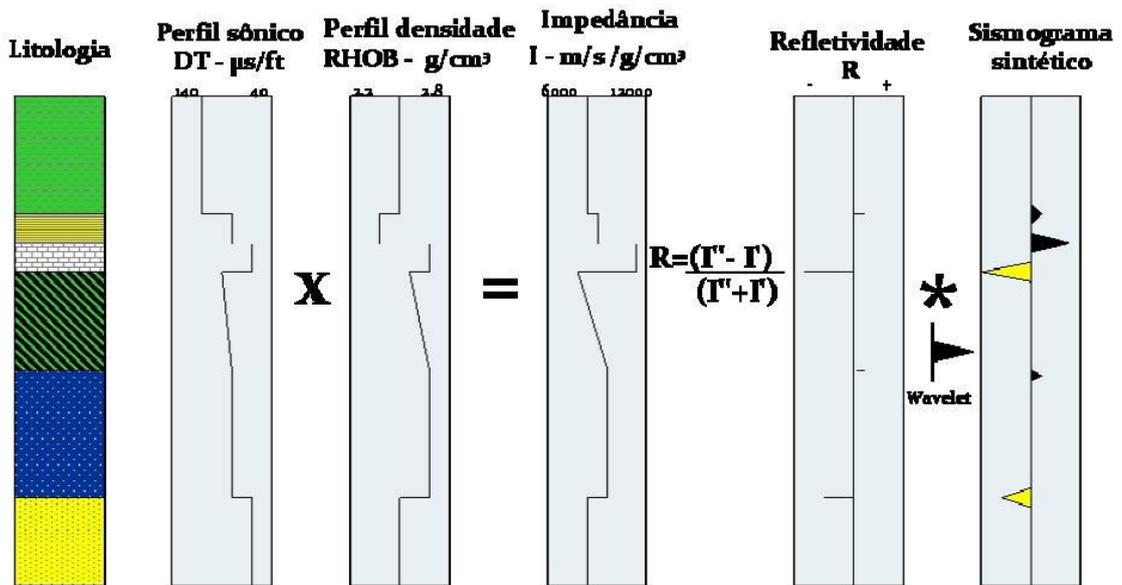


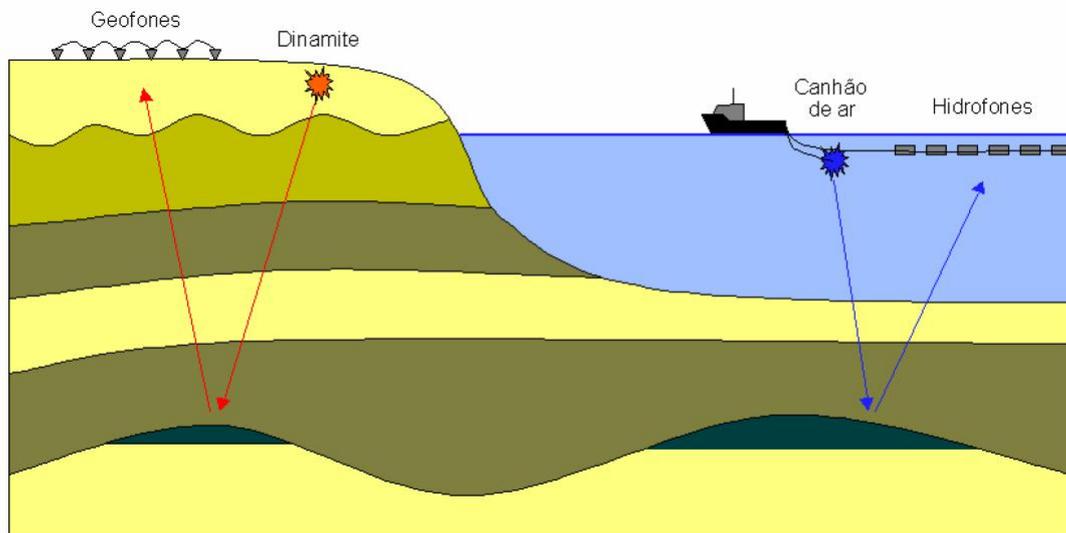
Figura 18: Etapas para produção do sismograma sintético. FONTE: SCHINELLI (2013).

3.1.4 Etapas do método sísmico

A exploração de hidrocarbonetos, óleo e gás baseada em sísmica pode ser dividida em três etapas principais: aquisição, processamento e interpretação.

3.1.4.1 Aquisição

No processo de aquisição sísmica, são geradas ondas elásticas artificiais (impulsos) de pequena duração em pontos específicos previamente escolhidos na área a ser mapeada. Essas ondas são geradas por impactos de explosões (dinamites), *air-guns*, impactos mecânicos ou vibradores, atravessando o subsolo e retornando à superfície, onde são registradas pelos receptores (Figura 19). Esses receptores podem ser de dois tipos: eletromagnéticos para registro em terra (geofones) ou de pressão (hidrofonos). Uma vez registradas pelos sensores, as informações passam a ser gravadas em sismógrafos (site PUC).



Figur

a 19: Ilustração dos principais métodos de aquisição: terrestre e aquática.

Como os dados deste trabalho são relacionados à sísmica terrestre 2D, será dado um enfoque neste tipo de aquisição. Na sísmica 2D, o levantamento ocorre ao longo de linhas paralelas bastante espaçadas e poucas linhas perpendiculares (SILKA, 2007). O processo de aquisição dos dados sísmicos em bacias sedimentares terrestres é bastante complexo e inclui diversas etapas tais como: elaboração da malha e parâmetros de aquisição, requisição das licenças ambientais, permissões dos proprietários de terras (inclusive passíveis de serem indenizados), contratação de equipes especializadas, entre outras (ÁVILA, 2010).

Na aquisição sísmica terrestre, as fontes são enterradas a alguns metros da superfície e os receptores, fixados no solo. Antes do levantamento, é de extrema importância a realização de testes dos receptores, assim como a quantidade de carga necessária e a profundidade ideal para a detonação, que pode variar de solo para solo (SILKA, 2007).

Como dito anteriormente, as fontes sísmicas que são usadas para aquisição em terra são basicamente duas: os explosivos e caminhões vibradores (*vibroiseis*). Hoje em dia, utiliza-se fonte gel ao invés de dinamites, e no Brasil, pouco se utilizam caminhões vibradores por conta da presença de vasta vegetação e topografia acidentada (ÁVILA, 2010).

Durante o levantamento sísmico, é importante que se mantenha um controle de qualidade do sinal captado, sendo responsabilidade do controlador verificar se não há ruídos gerados por animais e maquinários em movimento, ou partes do solo que podem ser ejetadas (“sopros”) após a explosão, e ao colidirem com o solo novamente, geram ruídos (SILKA, 2007).

Os sinais refletidos e captados pelos receptores geram uma imagem sísmica. A qualidade desta imagem está diretamente relacionada ao espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície, ou seja, quanto menor for esse espaçamento, melhor será a imagem gerada.

Para a aquisição da linha sísmica interpretada neste trabalho, utilizou-se explosivo como gerador de ondas sísmicas. O espaçamento dos geofones foi de 30 metros, num total de 1.540 geofones. A imagem sísmica obtida por esse processo de captação dos sinais refletidos será tão melhor quanto menor for o espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície.

Neste trabalho, a aquisição foi feita utilizando-se a técnica CMP (“*Common Mid Point*”). Esta técnica é empregada para amostrar reflexões advindas de um ponto da subsuperfície de maneira redundante. Sendo assim, efetua-se um tiro (através da explosão da fonte) e coletam-se os dados com os receptores. Em seguida, desloca-se a fonte, desliga-se o

canal de geofones mais próximos a ela e liga-se outro canal. Após essa etapa, dá-se um novo tiro e novos dados são coletados com os receptores em novas posições. Esse procedimento é realizado repetidamente (TRIQUES, 2007).

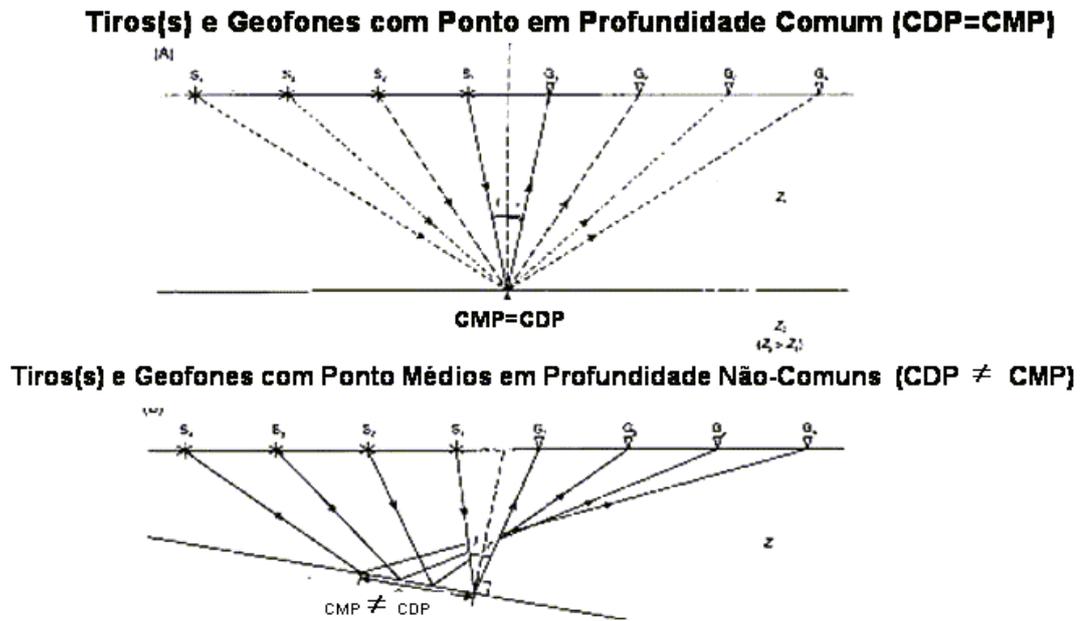


Figura 20: Demonstração do método CMP ("Common Mid Point". FONTE: <http://www.uff.br/geofisica/index.php/ilust>

3.1.4.2 Processamento

A etapa de processamento é de extrema importância para melhoria da qualidade do dado sísmico e consequentemente possibilitar uma melhor interpretação. Essa melhoria aumenta a razão sinal/ruído e é feita através da minimização de ruídos tais como: reflexões múltiplas, ondas diretas, ondas refratadas, ruídos de cabos. Como o enfoque do trabalho não é o processamento dos dados sísmicos será feita uma abordagem geral das principais etapas que o integram, ilustrada pela sequência abaixo (Figura 21). As principais etapas do processamento sísmico são: edição de traços, ordenação em famílias CMP, correções estáticas, análise de velocidade, correções de NMO, empilhamento, migração. Como resultado, obtém-se a linha

sísmica para interpretação. No entanto, é possível que se faça um processamento com migração pós ou pré-empilhamento, visto que, no primeiro caso, há necessidade ou não de realizar a correção DMO (TRIQUES, 2007).

Em resumo, no processamento dos dados utiliza-se uma estratégia basicamente similar a outra anteriormente utilizada, mas que nunca é exatamente igual, ou seja, as correções utilizadas dependem de cada dado adquirido e de sua qualidade.

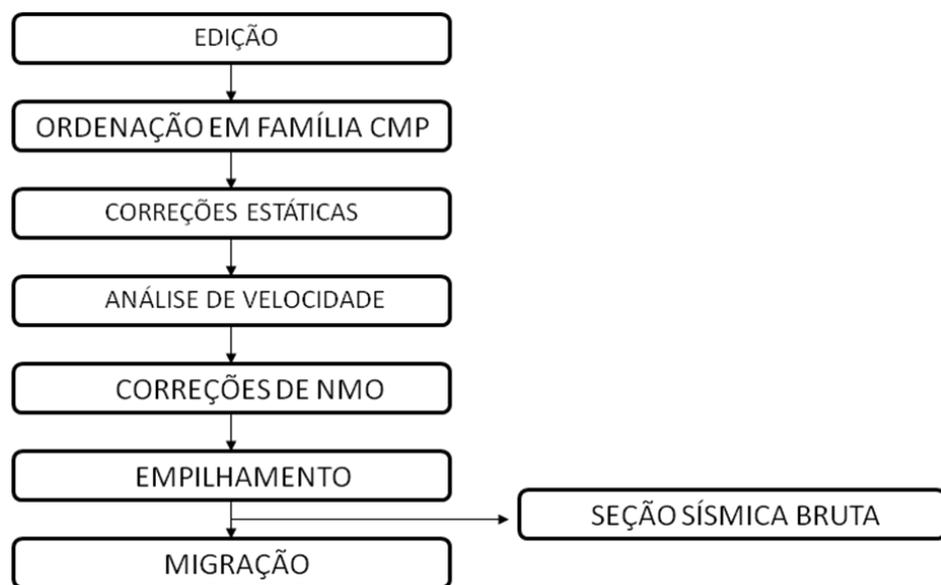


Figura 21: Fluxograma das principais etapas do processamento sísmico.

a) Edição

Esta primeira etapa consiste em preparar os dados para serem processados. É feita uma reorganização dos dados com a definição da geometria de aquisição e a conversão desses para um formato de uso no processamento. Ocorre também o tratamento dos dados com a retirada de traços ruidosos, possíveis correções de polaridade e recuperação de ganho (TRIQUES, 2007).

b) Ordenação em família CMP

Das diversas formas de ordenação dos dados, a mais utilizada é a ordenação CMP. Com essa ordenação, cada grupo de traços contém informações (reflexões) de um ponto comum dos refletores iluminados pela geometria de aquisição. O número de amostragens de um ponto comum sobre o refletor é conhecido como cobertura. Logo, se o ponto em subsuperfície é amostrado somente uma vez diz-se que a cobertura é de 100%, se amostrado oito vezes diz-se que a cobertura é de 800% e assim por diante.

c) Correções estáticas

As correções estáticas são utilizadas para alinhar sinais que representam o mesmo horizonte em profundidade, mas ao serem empilhados aparecem em posições temporais diferentes (TRIQUES, 2007). Esse fenômeno ocorre por conta da topografia e da variação de velocidade em camadas de intemperismo (*weathering zone*). Essas camadas são representadas por zonas próximas à superfície, compostas por material muito heterogêneo, e são responsáveis pela geração de diversas formas de ruídos que atrapalham a reflexão da onda (PINHEIRO, 2011).

Por apresentarem velocidade muito baixa de propagação de ondas P, essas zonas também são conhecidas como ZBV (Zonas de Baixa Velocidade), visto que ao propagarem nessa camada, as ondas sofrem atraso, influenciando o posicionamento dos refletores subjacentes à ZBV. O processo de correção estática é realizado para que hipoteticamente se retire a ZBV da região de propagação de aquisição dos dados em relação a um *datum* (PINHEIRO, 2011).

d) Análise de velocidade

A análise de velocidade é realizada no domínio CMP, buscando determinar as tendências de velocidade de propagação da onda como função da profundidade em subsuperfície. Essa análise é feita sobre uma série de sismogramas CMP em sequência, onde se procura ajustar as hipérbolas de reflexão observadas nesses sismogramas. (SILKA, 2007):

$$t_r^2 = t_0^2 + \left(\frac{x}{V_1}\right)^2$$

Onde V_1 = velocidade do meio; t_0 = tempo de chegada de um sinal com fonte e receptor na mesma posição (tempo de *zero-offset*)

De acordo com a expressão acima, ilustrando uma hipérbole hipotética, a análise de velocidade visa encontrar, para cada valor de t_0 , o campo de velocidade em relação a esta hipérbole (SILKA, 2007).

e) Correções NMO

A partir do campo de velocidade estimado na etapa de análise de velocidades, os sismogramas CMP passam pela correção de sobretempo normal, NMO (*Normal Moveout*) (Figura 22), visando corrigir os eventos dos seus arqueamentos hiperbólicos, horizontalizando-os (SILKA), ou seja, cada amostra ao longo da hipérbole de reflexão é colocada no tempo de afastamento zero, criando uma situação onde fonte e receptor estão na mesma posição no momento do registro (TRIQUES, 2007).

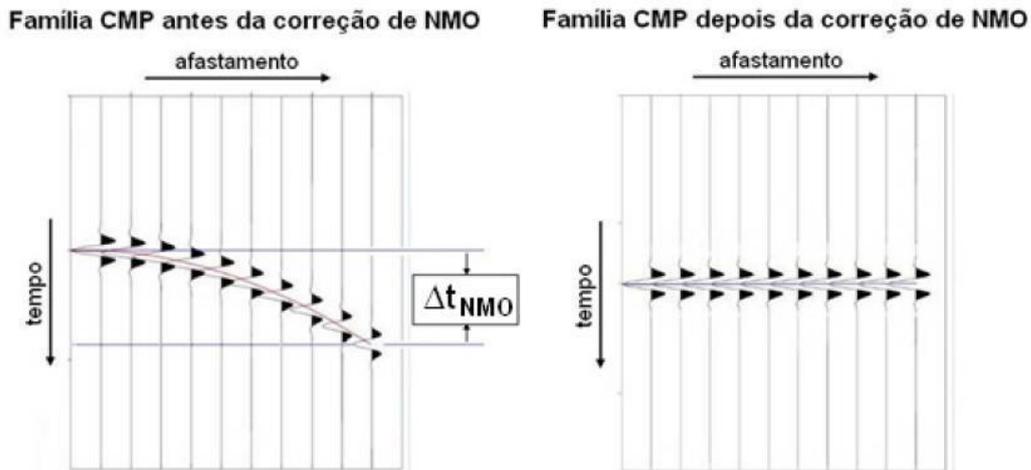


Figura 22: Demonstração de uma correção NMO. FONTE: CUNHA (2012).

f) Empilhamento

A etapa de empilhamento (*stacking*) é realizada após as etapas de NMO e correção estática. (Figura 23). Consiste na soma de traços CMP, respeitando-se as posições das amostras e tempo. Sendo assim, cada CMP passará a ser representado por um único traço (supertraço) da seção sísmica. Esses traços resultantes irão compor a seção sísmica bruta, ou seja, sem as correções necessárias por conta da inclinação dos refletores em subsuperfície (PINHEIRO, 2011).

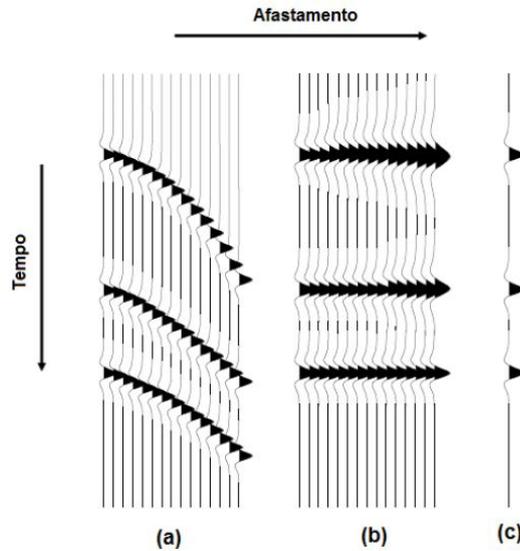


Figura 23: Família de Ponto Médio Comum (a), corrigida de NMO (b) e posteriormente empilhada para produzir o traço simulado de afastamento nulo (c). FONTE: CUNHA (2012).

g) Migração

Como dito anteriormente, o empilhamento dos dados permite a formação de uma seção sísmica onde seus refletores estão orientados em relação aos pontos médios. Para que os dados estejam em suas verdadeiras posições (em tempo ou em profundidade) é realizado então o processo de migração. No entanto, a migração do dado empilhado ideal, utilizando a velocidade do meio, move os eventos mergulhantes para suas verdadeiras posições em subsuperfície e colapsa as difrações (SILKA, 2007).

Esse procedimento é responsável pela correção de efeitos causados pelas feições geológicas (inclinação de camadas, falhas e dobras) no posicionamento das reflexões mapeadas na seção sísmica não migrada (PINHEIRO, 2011)

Como resultado, a seção migrada apresenta uma imagem mais próxima à realidade, permitindo o reconhecimento mais claro de feições geológicas em subsuperfície. Além disso, a seção migrada apresenta uma maior resolução lateral, o que é de maior valia para a prospecção de petróleo. (SILKA, 2007).

Além dos processos principais citados, existem outros secundários/auxiliares, utilizados de acordo com a necessidade de cada dado a ser processado, tais como: demultiplexação, filtragens, aplicação DMO, *muting*, etc. O sucesso do processamento sísmico não depende somente do responsável pela execução, mas depende também da qualidade dos dados em campo.

3.1.4.3 Interpretação sísmica

A última fase integrante do método sísmico é a interpretação da seção migrada resultante do processamento dos dados. A interpretação consiste na tentativa de criação de um modelo que represente a geologia da área de levantamento. No entanto, o ato de interpretar depende fundamentalmente da qualidade e quantidade de informações disponíveis e da experiência e ferramentas de que dispõe o intérprete, na tentativa de transformar todos os dados em uma solução fiel ao contexto geológico que a produziu (HOLZ, 2011).

A etapa de interpretação sísmica pode ser dividida principalmente em duas: interpretação estrutural e interpretação estratigráfica. A interpretação estrutural busca identificar as camadas geológicas e suas interfaces, indícios de hidrocarbonetos e estruturas geológicas como falhas, dobras, etc. Já a interpretação estratigráfica tem por objetivo identificar e mapear superfícies que tenham a mesma idade geológica (interpretação de horizontes). O mapeamento dos horizontes do conjunto de dados é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica.

Para que a interpretação de horizontes seja feita, é necessário identificar os refletores que mais se destacam na seção sísmica. É importante que se assumam um modelo geológico prévio para se definirem os refletores de interesse na sísmica. Esses refletores são identificados, por um lado, com base no traço sísmico, considerando-se as assinaturas das

amostras nas posições dos diversos refletores. Por outro lado, o modelo geológico usado deve ser baseado em evidências, e para isso, utilizam-se dados de poço (por bioestratigrafia ou *chekshots*). Esse procedimento é conhecido na indústria do petróleo como “amarração de poços” (TRIQUES, 2007).

A interpretação de falhas é feita com base no próprio dado sísmico, observado as discontinuidades nos refletores, ou alterações como mudança de mergulhos, difrações, rejeitos e cubos de coerência. Outras estruturas geológicas como dobras e domos também são identificadas observando o próprio sinal sísmico.

É comum reconhecer na seção sísmica discordâncias que por vezes são indicativos de variações no nível eustático. Essas variações podem estar relacionadas a determinadas épocas específicas no tempo geológico. Para estudar essas variações, é importante ter conhecimento de dois conceitos primordiais: estratigrafia de sequências e sismoestratigrafia.

A Estratigrafia de sequências é o estudo de relações de rochas sedimentares dentro de um arcabouço cronoestratigráfico de estratos relacionados geneticamente, o qual é limitado por discordâncias e/ou por suas concordâncias correlativas (BORGHI - Nota de aula estratigrafia).

Alguns conceitos importantes relacionados à estratigrafia de sequências serão abordados para melhor entendimento desta técnica, tais como: nível de base, retrogradação/agradação/progradação, transgressão/regressão, tratos de sistemas deposicionais, etc.

A variação do nível de base tem origem em fatores como tectônica, eustasia e clima. Assim, o nível de base tem a função de controlar o padrão de empilhamento de sedimentos e fósseis, ou seja, acima do nível de base ocorre erosão e transporte, e abaixo do nível de base, o sedimento se deposita e fica preservado.

As fases de nível baixo, de transgressão, de nível alto e de regressão forçada geram cada uma delas, uma associação de fácies e sistemas deposicionais diferentes, que são agrupados

em grupos denominados Tratos de Sistemas Depositionais, representados pelo Trato de Sistema de Nível Baixo (TSNB); Trato de Sistema Transgressivo (TST); Trato de Sistema de Nível Alto (TSNA) e Trato de Sistema de Regressão Forçada (TSRF).

As quatro fases citadas anteriormente integram o ciclo de variação do nível e controlam o regime sedimentar. Este ciclo envolve uma regressão normal associada ao final da subida do nível de base (TSNA – agradacional a progradacional), uma regressão forçada durante a fase de queda do nível de base (TSRF - progradacional), outra regressão normal durante a fase de nível baixo (TSNB – progradacional a agradacional) e uma transgressão ocasionada pela subida do nível do mar (TST – retrogradacional (Tabela 1) É possível observar a presença de discordância marcando a fase de regressão forçada (HOLZ, 2011) (Figuras 24 e 25).

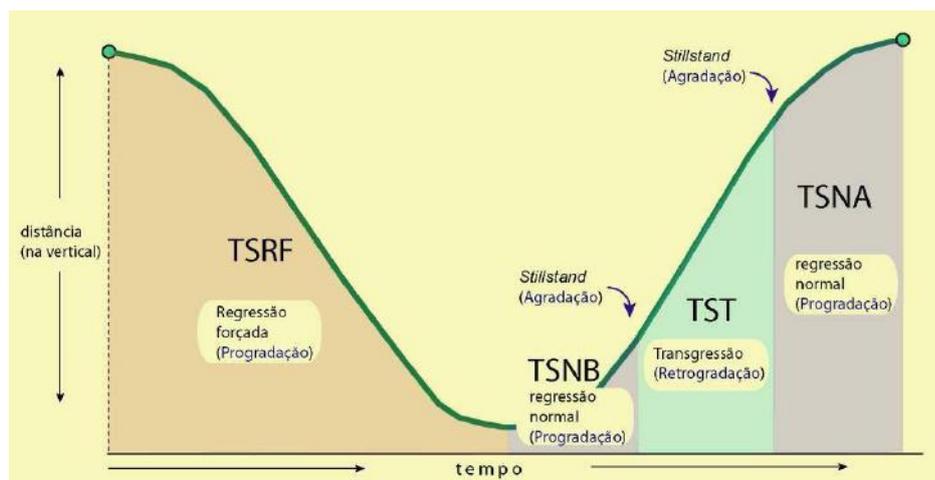


Figura 24: Ciclo completo de variação do nível de base. FONTE: HOLZ (2011)

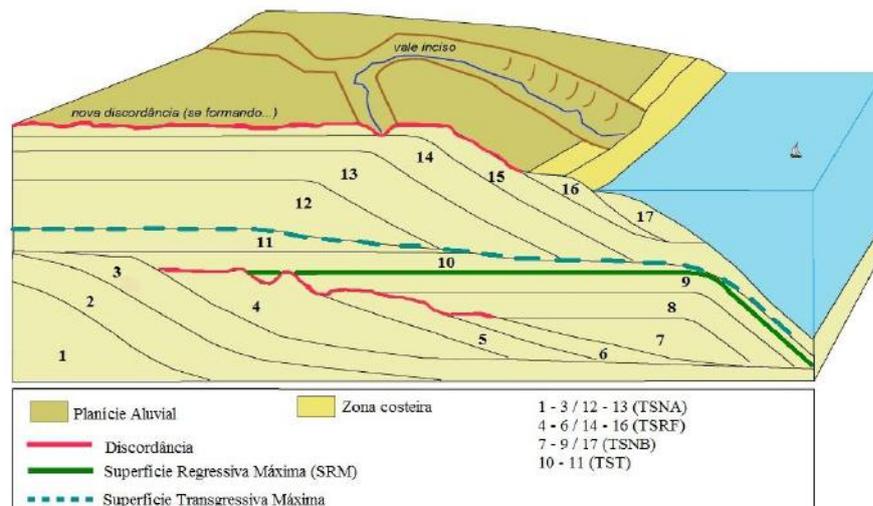


Figura 25: Representação dos Tratos de Sistemas gerados pela variação do nível de base. FONTE: HOLZ (2011).

Tabela 1: Etapas de um ciclo de variação do nível de base completo e seus padrões de empilhamento associados.

Trato de sistemas	Sigla	Movimento da linha de costa	Padrão de empilhamento das parasequências
Nível Alto	(TSNA)	regressão normal	agradacional a progradacional (primeiro agradacional, depois cada vez mais fortemente progradacional)
Regressão forçada	(TSRF)	regressão forçada	fortemente progradacional
Nível baixo	(TSNB)	regressão normal	progradacional a agradacional
Nível transgressivo	(TST)	transgressão	retrogradacional

A Estratigrafia de seqüências recebe suporte da sismoestratigrafia, sendo esta uma técnica muito importante para subsidiar o intérprete na análise estratigráfica de seqüências deposicionais. A sismoestratigrafia consiste na técnica de obtenção de informações estratigráficas sobre o arranjo de litofácies em uma bacia, baseado em dados sísmicos, permitindo correlação e mapeamento de rochas sedimentares (BORGHI - Notas de aula estratigrafia). É considerada uma das técnicas mais importantes para o auxílio de intérpretes na análise estratigráfica das seqüências deposicionais e por vezes é até confundida com o processo de análise estratigráfica de seqüências (SCHINELLI, 2013).

A sismosmoestratigrafia está embasada no conceito de seqüência sísmica que consiste em subdividir uma seção sísmica em pacotes de refletores concordantes, separados por

descontinuidades ou discordâncias e interpretá-los através do conceito de sequência deposicional. Sendo assim, para interpretar corretamente uma sequência sísmica, é necessário observar as relações entre as terminações das reflexões.

Os padrões de terminações mais comuns que são utilizados na interpretação sismoestratigráfica são: *onlap*, *downlap*, truncamento e *toplap*.(Figura 26)

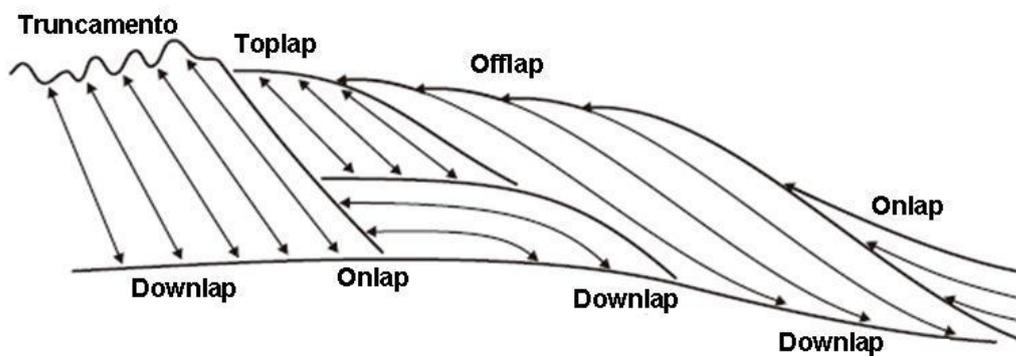


Figura 26: Principais padrões de terminações de refletores e superfícies de truncamento. FONTE:CATUNEANU (2010).

Após o reconhecimento das terminações de reflexões, é necessário que se faça uma análise de alguns parâmetros (configuração, continuidade, amplitude, frequência, velocidade intervalar e geometria) que caracterizam as sismofácies. Sismofácies é a expressão sísmica de fácies sedimentar em seções verticais ou horizontais (SCHINELLI, 2013). Cabe ressaltar que um mesmo padrão sedimentar pode ocasionar sismofácies diferentes, assim como diferentes ambientes deposicionais podem gerar sismofácies semelhantes.

Um dos parâmetros principais é a configuração interna das sismofácies, onde cada configuração tem um significado geológico (Tabela 2). Essa configuração interna é subdividida em paralela (Figura 28): (regular, subparalela e ondulada); divergente; progradantes (oblíqua tangencial, sigmoidal, complexo sigmoidal obíquo, oblíqua paralela e

shingled); caótico; *hummocky*; lenticular; segmentado; contorcido e transparente (PINHEIRO, 2011)

Tabela 2: Configuração das sismofácies e seus significados. FONTE: HOLZ (2011)

CONFIGURAÇÃO	SIGNIFICADO
Paralelas/subparalelas	Deposição uniforme sobre superfície estável ou subsidência uniforme.
Divergente	Variação em áreas na taxa de deposição e/ou inclinação progressiva do substrato
Progradantes: (paralelas e tangenciais), sigmoidais, complexo sigmoidal-oblínquo e <i>shingled</i> .	Superposição lateral dos estratos gerando clinofomas, em diversos tipos de ambientes.
Caóticas	Reflexões discordantes e descontínuas sugerem um arranjo desordenado. Ambiente de alta energia ou deformado sin ou pós deposicional.
Transparente	Intervalos com ausência de reflexão. Pacotes intensamente redobrados ou com mergulhos abruptos, assim como litologias homogêneas ou não estratificadas (alguns folhelhos, arenitos espessos, carbonatos, camadas de sal e corpos ígneos)
Hummocky	Interpretado, comumente, como lobos de estratos interdigitados no prodelta, área interdeltáica de águas rasas ou leques turbidíticos de sopé de talude.

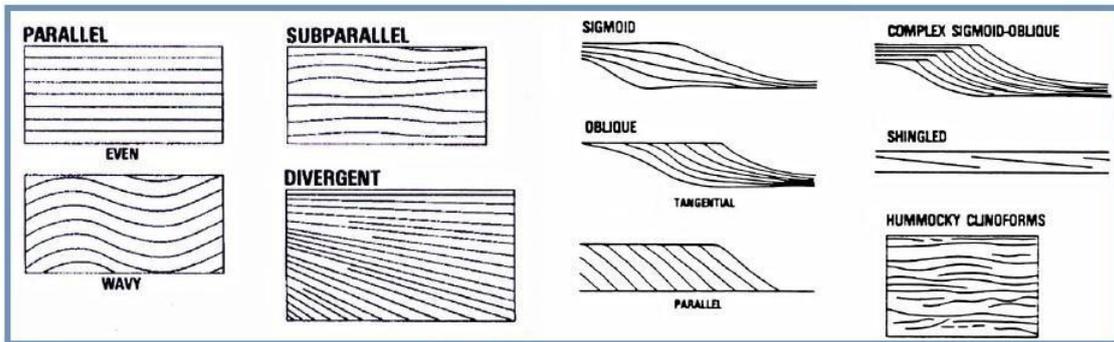


Figura 27: Configuração interna das sismofácies. FONTE: HOLZ (2011)

Outro parâmetro importante na descrição de sismofácies é a geometria externa. Alguns exemplos de geometria externa são: geometria em lençol, cunhas e bancos ou montiformas (Figura 27).

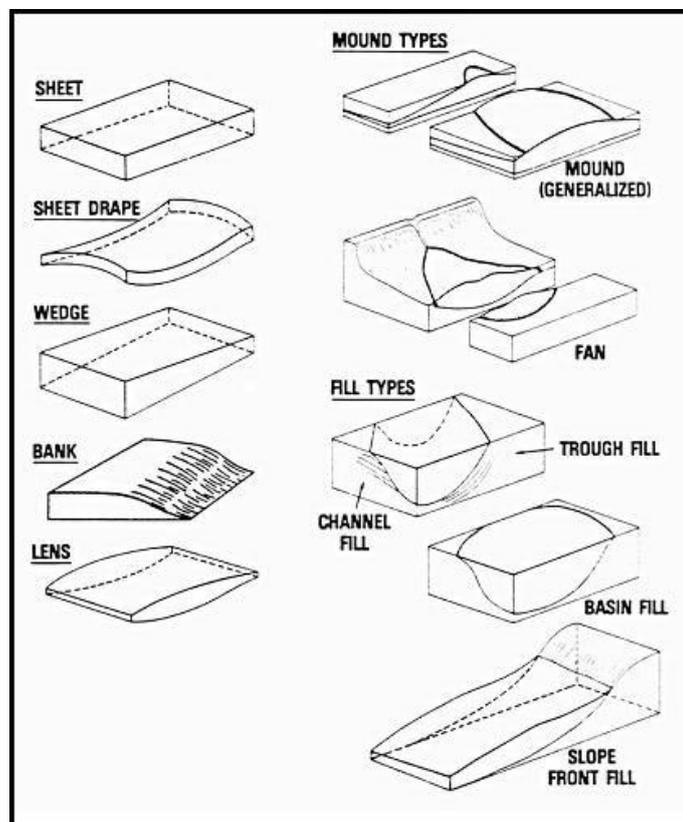


Figura 28: Geometria externa das sismofácies. FONTE: HOLZ (2011)

3.1.4.4 PERFILAGEM

A perfilagem de poço é definida como um registro das características da formação litológica percorrida por uma ferramenta de medição em um poço (RODRIGUES, 2007). Os perfis geofísicos podem ser relacionados a propriedades como elétricas, acústicas, radioativas, mecânicas, etc, dependendo do objetivo a ser alcançado.

Esses perfis são registros visuais, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.). É possível que se obtenham, através da perfilagem, outras informações relevantes, como litologia, espessura, porosidade, presença de fluidos nos poros e saturação (GARCIA, 2007).

Os perfis de poços são utilizados principalmente na prospecção de petróleo e de água subterrânea, sempre objetivando determinar a profundidade e estimar quantitativamente o volume de hidrocarbonetos ou o aquífero (RODRIGUES, 2007).

A análise dos perfis é de extrema importância na indústria do petróleo, pois se não houver indícios de interesse econômico que levem à realização dos testes de formação, o poço é abandonado (GARCIA, 2007).

Dos diversos tipos de perfis existentes (caliper, raio gama, potencial espontâneo, indução, densidade, neutrão, sônico, etc), serão abordados neste capítulo somente os que foram utilizados para interpretação do poço neste trabalho: raio gama, indução e sônico.

a) Raio Gama (RG)

O perfil de raio gama é regido pela radioatividade proveniente dos principais radioisótopos presentes nas rochas. A radioatividade é a propriedade que certos átomos tem de

emitir espontaneamente radiação, por instabilidade de seus núcleos. A intensidade ou quantidade da radiação está relacionada com o número de fótons detectados no tempo. Essa contagem da radiação é feita por um cintilômetro que acompanha a sonda, medindo a radioatividade, geralmente na unidade API (padrão *do American Petroleum Institute*) (RODRIGUES, 2007).

As rochas podem ser divididas em três tipos principais, de acordo com sua radioatividade natural: altamente radioativas (folhelhos, argilas de águas profundas, folhelhos betuminosos, evaporitos potássicos e algumas rochas ígneas/metamórficas); medianamente radioativas (folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas, carbonatos e dolomitos argilosos); e de baixa radioatividade (maioria dos carvões e evaporitos não potássicos).

Sendo assim, os perfis de raio gama podem ser utilizados para diferenciar litologias, distinguindo principalmente folhelhos de não folhelhos, visto que os elementos radioativos tendem a se concentrar em folhelhos e argilas. Por esta razão, o perfil de raio gama é extremamente importante para caracterizar a quantidade de argila nas rochas (relação com a permeabilidade) e para a correlação entre poços (RODRIGUES, 2007).

No entanto, é necessário estar atento no momento da interpretação dos perfis de raio gama, pois alguns fatores podem influenciar negativamente esta análise, tais como a presença de arenitos monazíticos ou feldspatos potássicos (k-feldspato), que geram valores altos, parecidos com os valores registrados por folhelhos.

b) Indução (IES/RILD)

Para facilitar o entendimento do princípio da ferramenta de indução, usa-se um único par de bobinas, ambas coaxiais ao eixo do poço, sendo uma transmissora e a outra receptora. A bobina transmissora gera um campo magnético, induzindo correntes alternadas (CA) nas

camadas, que, por sua vez, geram campos magnéticos induzindo sinais na bobina receptora (GARCIA, 2007).

É importante ressaltar que alguns fatores influenciam na magnitude do sinal captado na bobina receptora, tais como: permeabilidade do meio através do qual se realiza a indução; potência da energia aplicada; quantidade de voltas e a distância entre as espiras; etc (NERY, 2013).

O perfil de indução apresenta limitações observadas em poços perfurados com lamas muito salgadas ou que apresentem uma invasão muito profunda, não sendo possível obter a resistividade verdadeira (R_t), e sim a resistividade da zona invadida pelo filtrado (R_{xo}). Além disso, o perfil de indução não se torna usual quando utilizado em rochas que apresentam condutividade baixa (ou seja, resistividade alta), pois essas rochas são tão isolantes quanto o ar. Então, recomenda-se o uso deste tipo de perfil em rochas menos resistivas.

Sendo assim, o perfil de indução indica a resistividade da rocha e pode ser utilizado principalmente para a correlação poço-poço e identificação qualitativa da litologia e do fluido das rochas (rochas contendo gás, óleo e/ou água em seus poros terá sua resistividade aumentada consideravelmente). Além disso, permite caracterizar o valor de saturação de água (S_w) e ter uma ideia qualitativa da permeabilidade da rocha.

Diversos tipos de perfis de indução foram criados acoplando-se outras ferramentas. Inicialmente acoplavam-se ao perfil de Indução convencional (IES), duas outras curvas: a normal curta (SN de 16 polegadas) e o SP. Através desta combinação que a indústria petrolífera conseguiu continuar correlacionando trabalhos de IES com poços perfilados com mono ou multi eletrodos (ES).

Esta composição de curvas RIL, $1/\sigma$, SN e SP, recebeu o nome de perfil Eletro-Indução (IES) e foi considerada a primeira geração de novas ferramentas. Esta nova configuração obriga a corrente primária a penetrar mais profundamente na rocha (fenômeno denominado de

focalização) e sua leitura passou a ser denominada de RILD (onde a letra “D” representa “Deep”, mostrando a maior penetração da corrente) (NERY, 2013). A ferramenta utilizada neste trabalho é a de Eletro Indução com leitura RILD.

As ferramentas de perfis de indução apresentam outras gerações mais avançadas, porém não serão tratadas neste trabalho por não ser enfoque do mesmo.

c) Sônico (DLT)

O perfil sônico é caracterizado pelo registro do tempo de trânsito do sinal sonoro nas rochas atravessadas pelo poço, necessitando de um transmissor de energia acústica (de frequência ultrassônica) e dois receptores, posicionados em distâncias fixas e pré-determinadas. Um impulso sonoro é emitido pelo transmissor, propagando-se pelas camadas, até atingir os receptores. O equipamento calcula a diferença do tempo gasto pela onda acústica (tempo de trânsito ou *delay time*) entre os dois receptores, expressa em termos do inverso da velocidade (RODRIGUES, 2007).

Wyllie (1949) ao estudar a correlação existente entre o tempo de trânsito e a porosidade de uma rocha, percebeu que o perfil sônico poderia ser utilizado na determinação da porosidade total (ϕ_s), através da fórmula abaixo (LOPES, 2007):

$$\Delta t = \Phi \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi) \cdot \Delta t_m$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Onde, Δt_m é o tempo de trânsito na matriz (sólidos); Δt_f é o tempo de trânsito no fluido percolante e Δt é tempo de trânsito total.

O tempo de trânsito está intimamente ligado à porosidade da rocha. Quanto maior for o tempo, maior será a porosidade. Com isso, é possível que tempos elevados de trânsito estejam relacionados a fraturas, desmoronamentos ou presença de hidrocarbonetos no poço (RODRIGUES, 2007). As camadas portadoras de hidrocarbonetos têm um ligeiro (óleo) ou exagerado (gás) aumento no Δt , em função da diferença de tempos de trânsito entre seus diversos fluidos. Ou seja, há um retardamento no tempo total de propagação de uma onda sonora em camadas contendo uma mistura de óleo e água, quando comparados àquelas contendo apenas água (NERY, 2013)

3.2 Materiais

Os dados utilizados neste trabalho são de domínio público cedidos pela ANP e podem ser visualizados em www.bdep.gov.br. Utilizou-se uma linha 2D e um poço, na região de Floriano, Bacia do Parnaíba, que serão descritos a seguir.

O levantamento da linha sísmica 2D foi realizado em 1996 como parte integrante do projeto 0240_PARANAIBA_45, que é composto por duas linhas, tendo como proprietária a PETROBRAS. No entanto, para este trabalho, somente uma linha sísmica foi usada por conta da resolução dos dados. A linha utilizada foi a UFRJ_BOF2294.83670500.SEGY.00001.0240_PARNAIBA_45.2D.MIG_FIN e sua orientação é NW-SE. Essa linha foi processada pela PETROBRAS por Joaquim C. de Sousa em março de 2000 e encontra-se no formato SEG Y.

Já o poço utilizado recebe o nome de 1 FL 0001 PI, mas é popularmente conhecido por Poço Floriano (Latitude: $6^{\circ} 27' 29.20''$ e Longitude: $42^{\circ} 48' 13.72''$ W – SAD 69). Sua perfuração se iniciou em 12/05/1962 e terminou em 19/02/1963. Foi operado pela PETROBRAS, sendo considerado um poço pioneiro com a finalidade avaliar estruturalmente e estratigraficamente a seção de sedimentos até o embasamento. Diversos tipos de perfis foram feitos, mas para este trabalho foram disponibilizados somente os perfis de Raio Gama

(RG), Sônico (DLT) e Indução (RILD). Apresentou uma profundidade máxima de 2.405 metros, abrangendo as formações Paleozoicas (desde a Formação Piauí) até o que se considerou embasamento. O arquivo encontra-se em formato LAS.

Para a visualização dos perfis e da linha sísmica 2D, fez-se uso do *software* PETREL, cedido pela Schlumberger. A visualização do cabeçalho e por vezes da linha sísmica também se fez utilizando os softwares *SegYDetective* e *Segyview*.

4 RESULTADOS

Os resultados que serão apresentados neste capítulo estão ligados à interpretação da linha sísmica e do poço utilizados neste trabalho. Por conta da distância entre a linha e o poço (Figura 29) e a ausência de um perfil de densidade que possibilitasse a elaboração de um sismograma sintético, não foi possível realizar a correlação poço-sísmica e conseqüentemente impossibilitou a correlação entre os mesmos. Logo, a interpretação do poço e da linha foi praticamente feita de forma independente.

Como dito anteriormente, para a interpretação dos dados utilizou-se o *software* PETREL, programa este de grande importância para o ramo de petróleo e gás, tanto para interpretação geofísica como para caracterização e engenharia de reservatório.

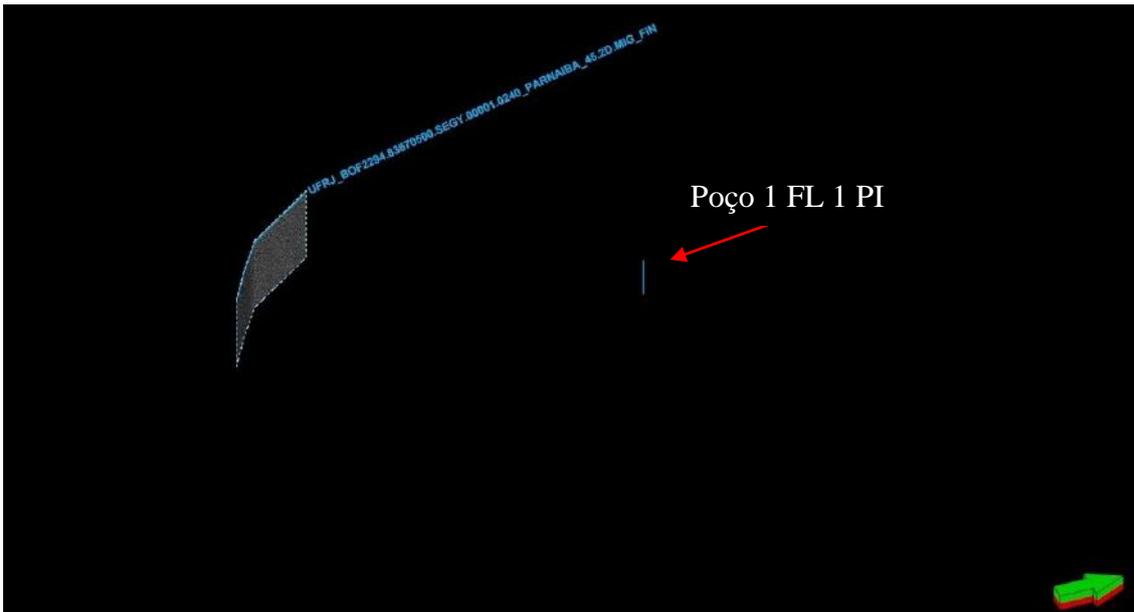


Figura 29: Visualização em janela 3D no PETREL, mostrando a distância entre a linha e o poço.

4.1 Interpretação perfil composto

Para a interpretação do perfil composto do poço Floriano (1-FL-1-PI), foram utilizadas informações de relatório de amostragem de calha, os perfis Sônico (DLT), Raio Gama (GR) e Indução (RILD), e a associação com trabalhos anteriores, como o poço 2-CP-1-MA interpretado por Góes *et al.* (1994) e uma interpretação do poço Floriano feita por Teixeira (2010).

Dessa forma, foram delimitados os topos das formações Piauí (vermelho), Poti (azul), Longá (verde azulado), Cabeças (laranja), Pimenteiras (verde escuro), Itaim (Roxo), Jaicós (azul claro) e Tianguá (verde claro), além de quatro soleiras de diabásio (rosa). A figura abaixo mostra o perfil composto completo com os três perfis para leitura (Sônico – DLT / Raio Gama – GR / Indução – RILD, dispostos respectivamente nesta ordem), os limites das Formações e as soleiras (Figura 30).

Como parte do objetivo deste trabalho está relacionado à exploração de gás na Bacia do Parnaíba, daremos enfoque aos sistemas petrolíferos mais importantes.

É importante observar que o perfil Sônico deste trabalho está invertido se comparado a Teixeira (2010). Usualmente a indústria do petróleo utiliza a escala variando da esquerda para a direita, de 140 a 0 ms, porém, o arquivo Las importado para este trabalho apresentou a escala variando de 0 a 140 ms. De qualquer forma, os valores de Δt para as principais litologias interpretadas (folhelhos, arenitos e diabásio) são os mesmos e seguem a premissa onde $\Delta t - \text{arenitos} > \Delta t - \text{folhelhos} > \Delta t - \text{diabásio}$.

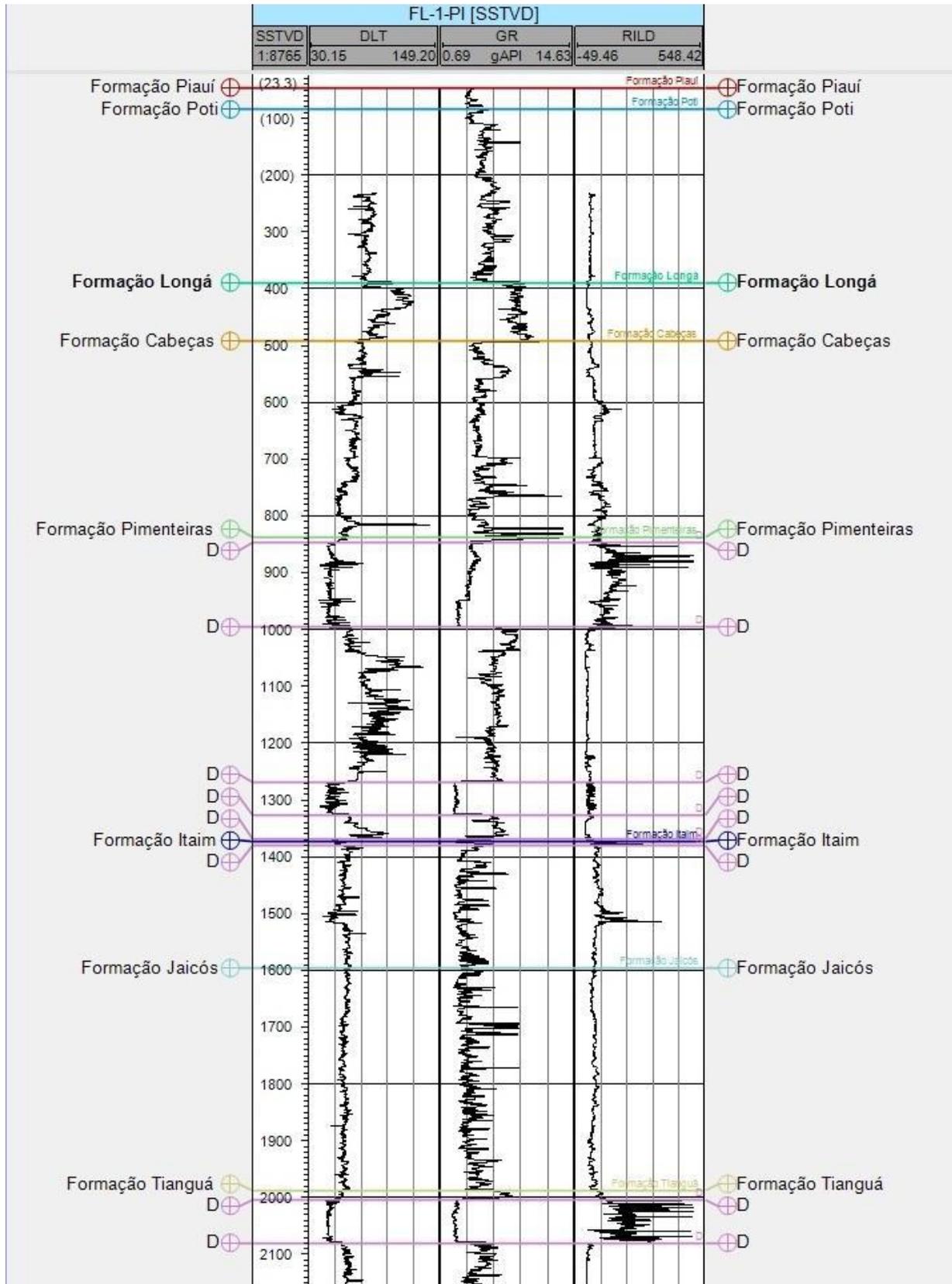


Figura 30: Perfil composto completo do Poço Floriano (1-FL-1-PI) interpretado pelo autor.

4.1.1 Sistema Petrolífero Poti/Longá

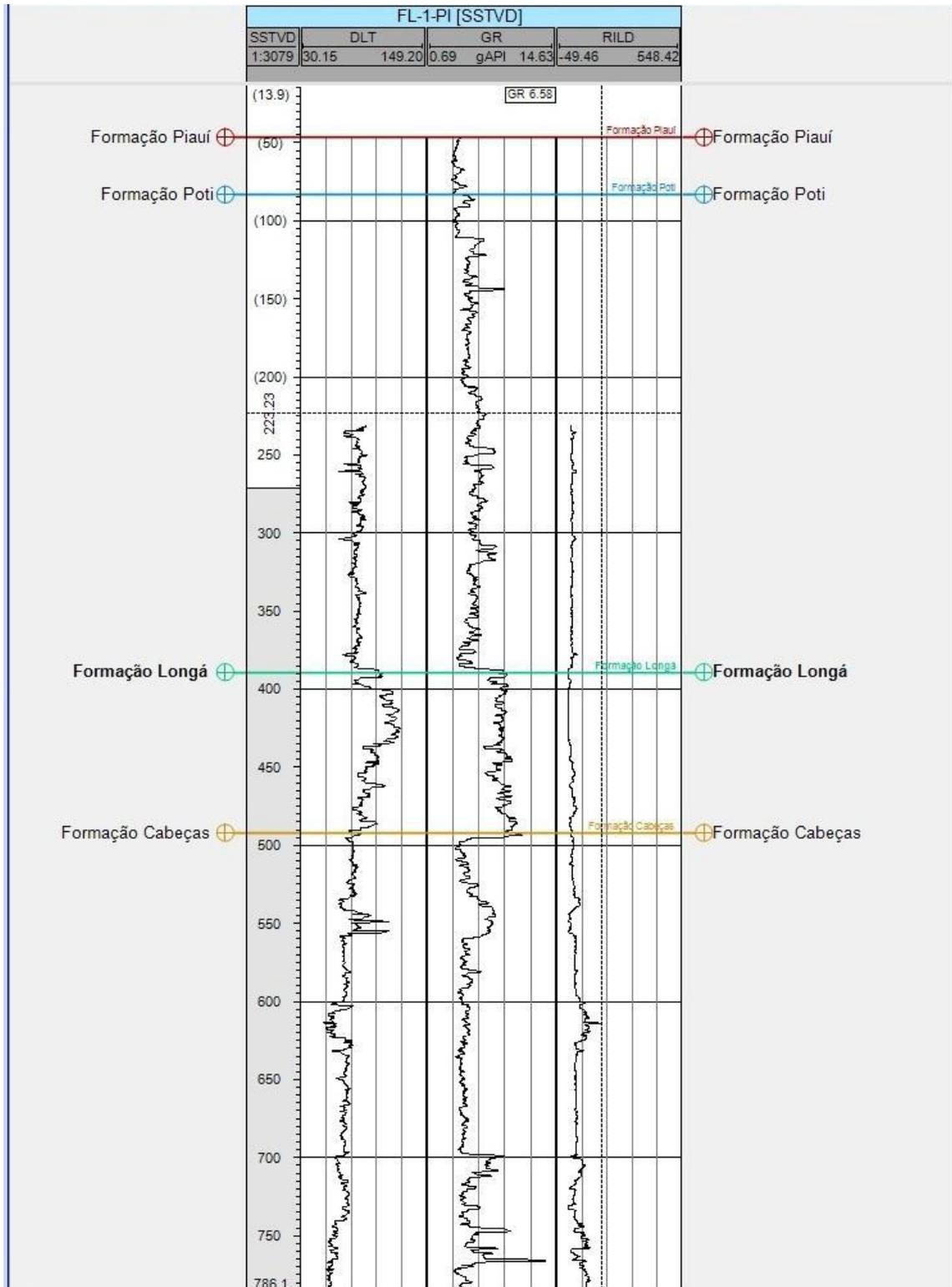


Figura 31: Demarcação do sistema petrolífero Poti/Longá a partir do perfil composto

O sistema petrolífero Poti/Longá (Figura 31) está inserido dentro do Grupo Canindé (neodevoniado-eocarbonífero). A Formação Poti apresenta-se sobreposta pela Formação Piauí e sotoposta pela Formação Longá, como pode ser visto na interpretação do perfil.

A Formação Poti (azul) é composta principalmente por arenitos intercalados com siltitos e folhelhos com pontuais aparecimentos de carvão. Isto fica evidenciado no perfil de Raio Gama pelo comportamento da curva apresentando baixos valores de radioatividade, com poucos picos maiores, indicando as finas camadas de siltitos e folhelhos intercalados. Essa Formação é considerada um reservatório secundário e apresenta espessura em torno de 305 metros.

A Formação Longá (verde azulado) é composta predominantemente por folhelhos escuros intercalados com arenitos e siltitos. Apresenta espessura de aproximadamente 100 metros e é considerada o selante do principal sistema petrolífero da Bacia (Cabeças/Pimenteiras). Seu contato com a formação Poti é bem marcado pela mudança no comportamento da curva de raio gama, ou seja, passa a ter valores mais altos de radioatividade e poucos picos de valores baixos representados pela intercalação com os arenitos.

Na transição dos arenitos da Formação Poti para os folhelhos da Formação Longá observa-se um comportamento inesperado para a curva do perfil sônico: ao passar de um arenito para um folhelho o valor de Δt deveria diminuir e neste caso aumenta. Isso pode ser justificado possivelmente pela presença de gás, pois a presença de hidrocarbonetos aumenta o Δt dos folhelhos.

Abaixo, uma comparação entre o resultado do presente trabalho com Góes *et al.* (1994) e Teixeira (2010), onde pode-se ver claramente o contato entre as Formação Poti e Formação Longá, marcado por um aumento nos valores de raio gama, mostrando a transição dos arenitos da Formação Poti para os folhelhos da Formação Longá. (Figura 32).

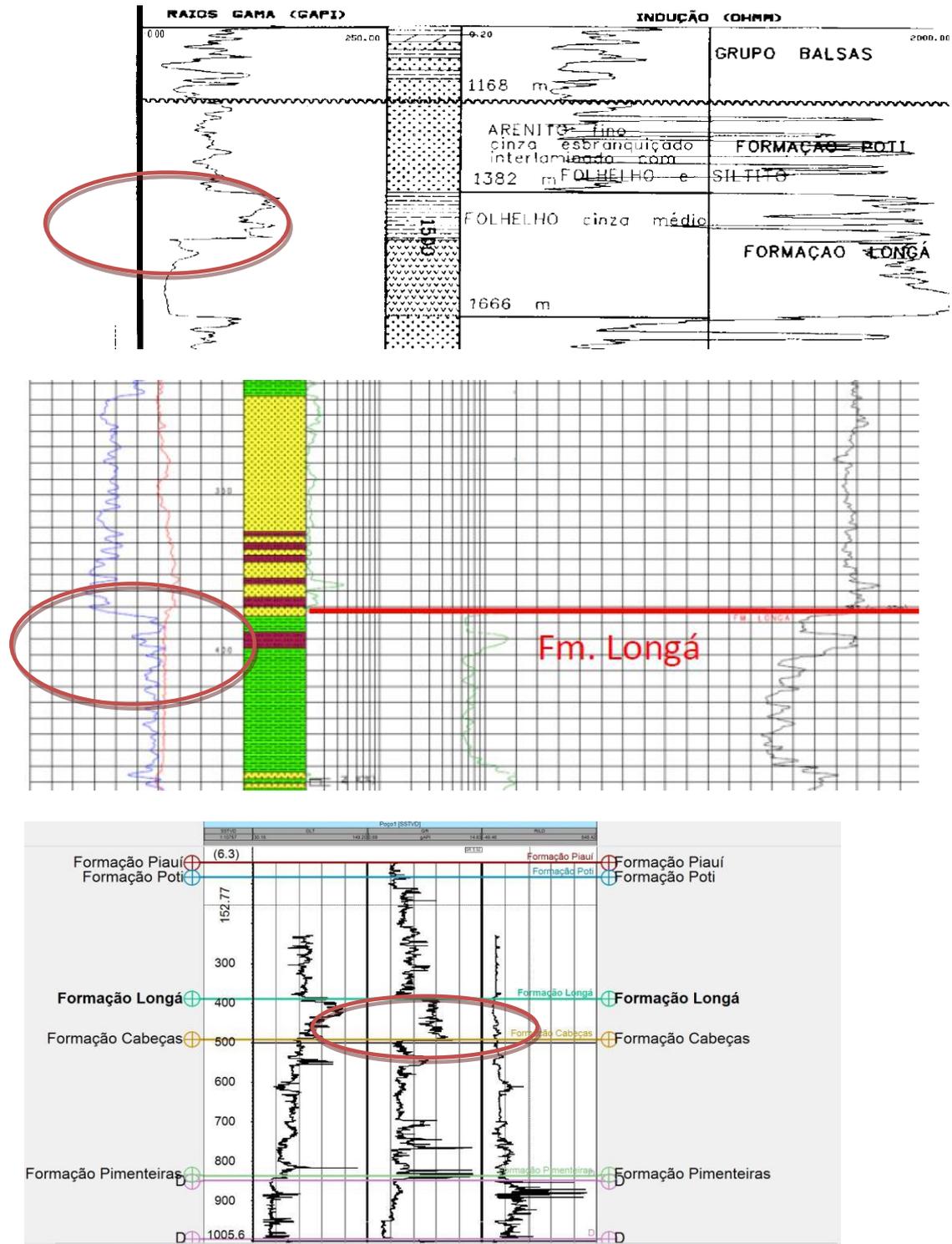


Figura 32: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes et al. (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando semelhança na curva de raio gama (elipse vermelha) nos três poços.

4.1.2 Sistema Petrolífero Cabeças/Pimenteiras

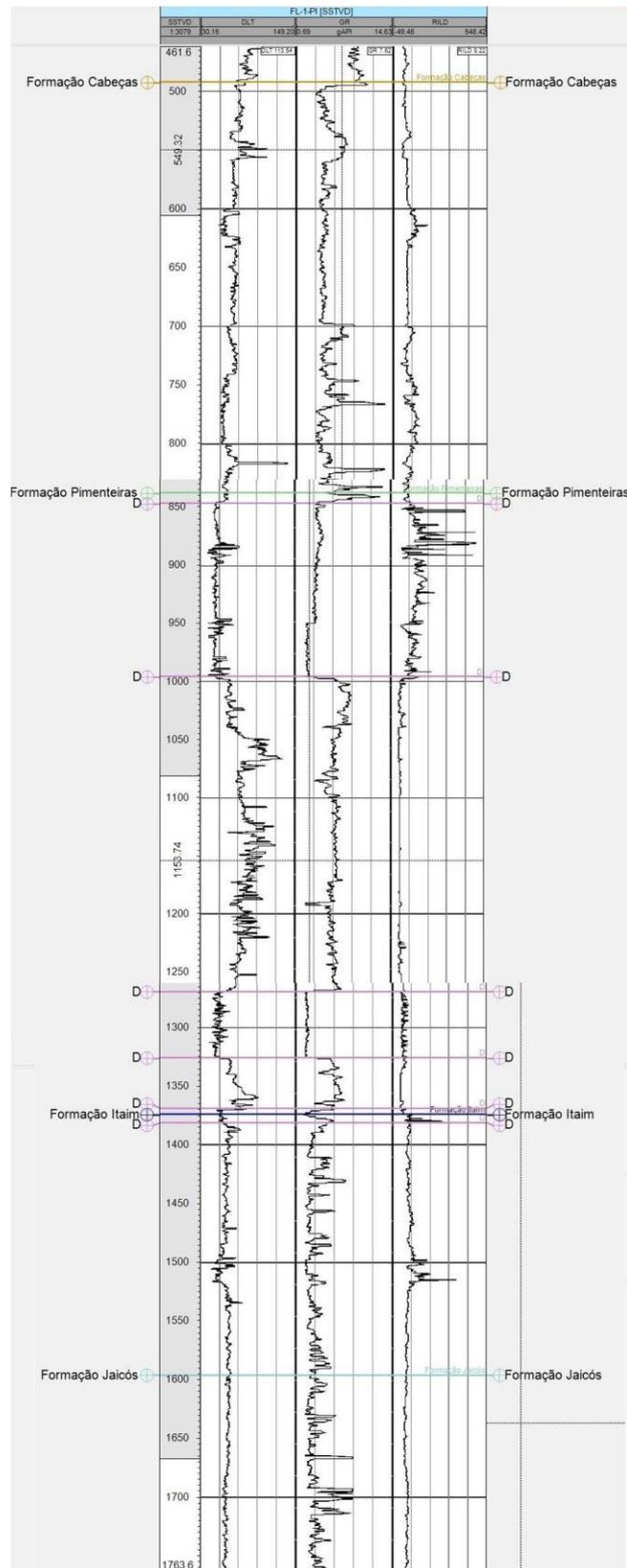


Figura 33: Demarcação do Sistema Petrolífero Cabeças/Pimenteiras a partir do perfil composto.

O sistema petrolífero Cabeças/Pimenteiras (Figura 33) é considerado o mais importante da Bacia do Parnaíba, inclusive sendo alvo da maior parte dos estudos. Este sistema petrolífero também está inserido no Grupo Canindé.

A Formação Cabeças (laranja) é considerada o principal reservatório da Bacia, constituída predominantemente por arenitos intercalado com camadas delgadas de siltitos e folhelhos. Sua espessura é de aproximadamente 345 metros e é sobreposta pela Formação Longá e sotoposta pela Formação Pimenteiras. A curva de raio gama apresenta predominantemente valores baixos, característico de arenitos e picos de valores altos marcando a intercalção de folhelhos.

A Formação Pimenteiras (verde escuro) é representada por folhelhos escuros, radioativos e ricos em matéria orgânica, sendo considerada o principal gerador da Bacia e apresentando espessura de aproximadamente 550 metros, sendo 207 metros de soleiras de diabásio, divididos nos seguintes intervalos: 849m – 993m; 1272m – 1323m e 1368m – 1380m (já intercalando com a Formação Itaim).

Essas intrusões são vistas claramente no perfil através da diminuição dos valores de raio gama e sônico (picos para esquerda). A grande importância dessas intrusões não é que elas podem ter causado um aumento do gradiente geotérmico, provocando assim a formação dos hidrocarbonetos gerados pelos folhelhos da Formação Pimenteiras.

Novamente, através da comparação entre o resultado do presente trabalho com Góes *et al.* (1994) e Teixeira (2010), onde pode-se ver claramente o contato entre as Formação Cabeças e Formação Pimenteiras, evidenciado pela diminuição nos valores de radioatividade (três picos para direita, representando as camadas de folhelho) (Figura 34).

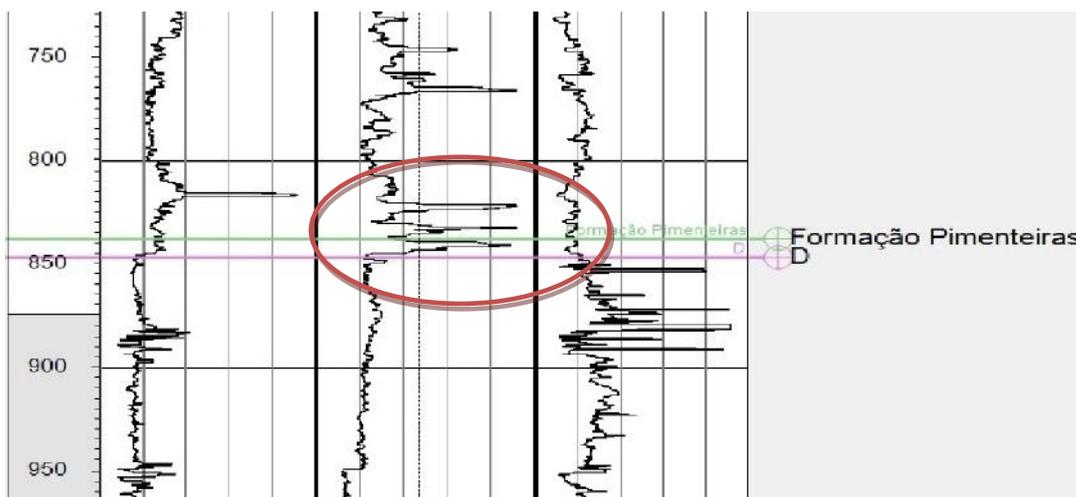
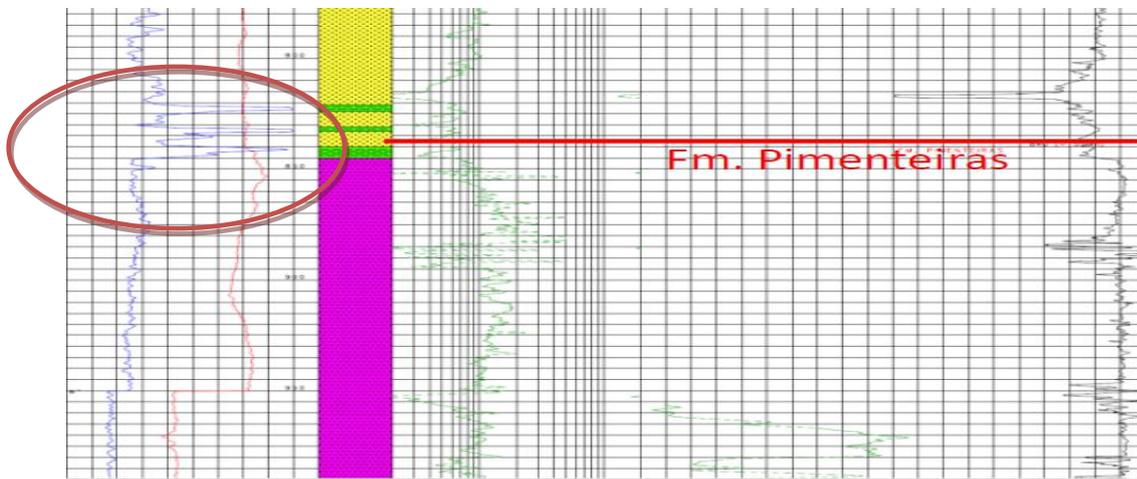
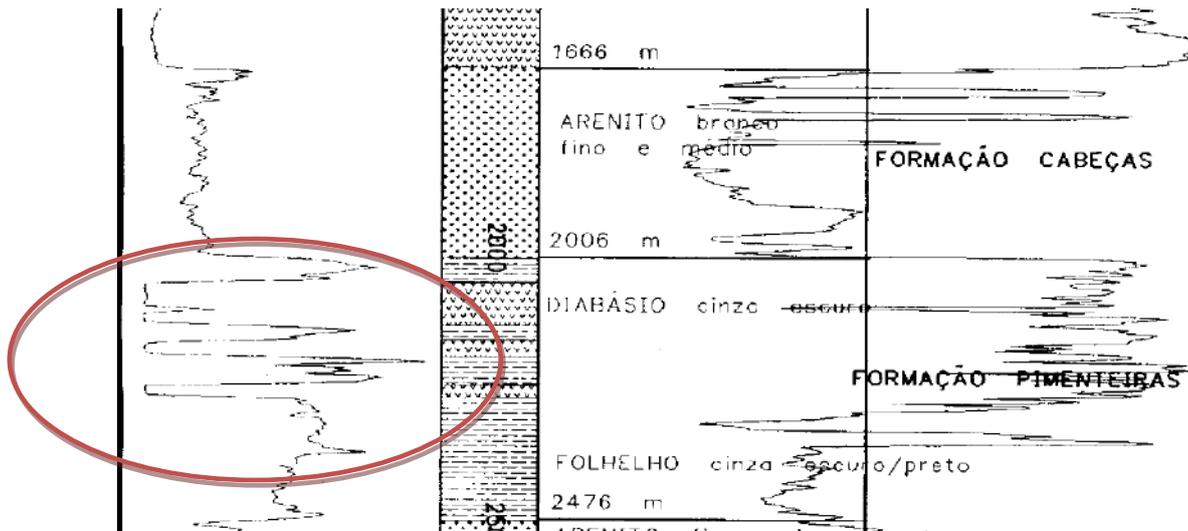


Figura 34: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes e Feijó (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando o contato entre as Formação Cabeças e Formação Pimenteiras, evidenciado (elipse vermelha) pela diminuição nos valores de radioatividade (três picos para direita, representando as camadas de folhelho.)

4.1.3 Sistema Petrolífero Jaicós/Tianguá

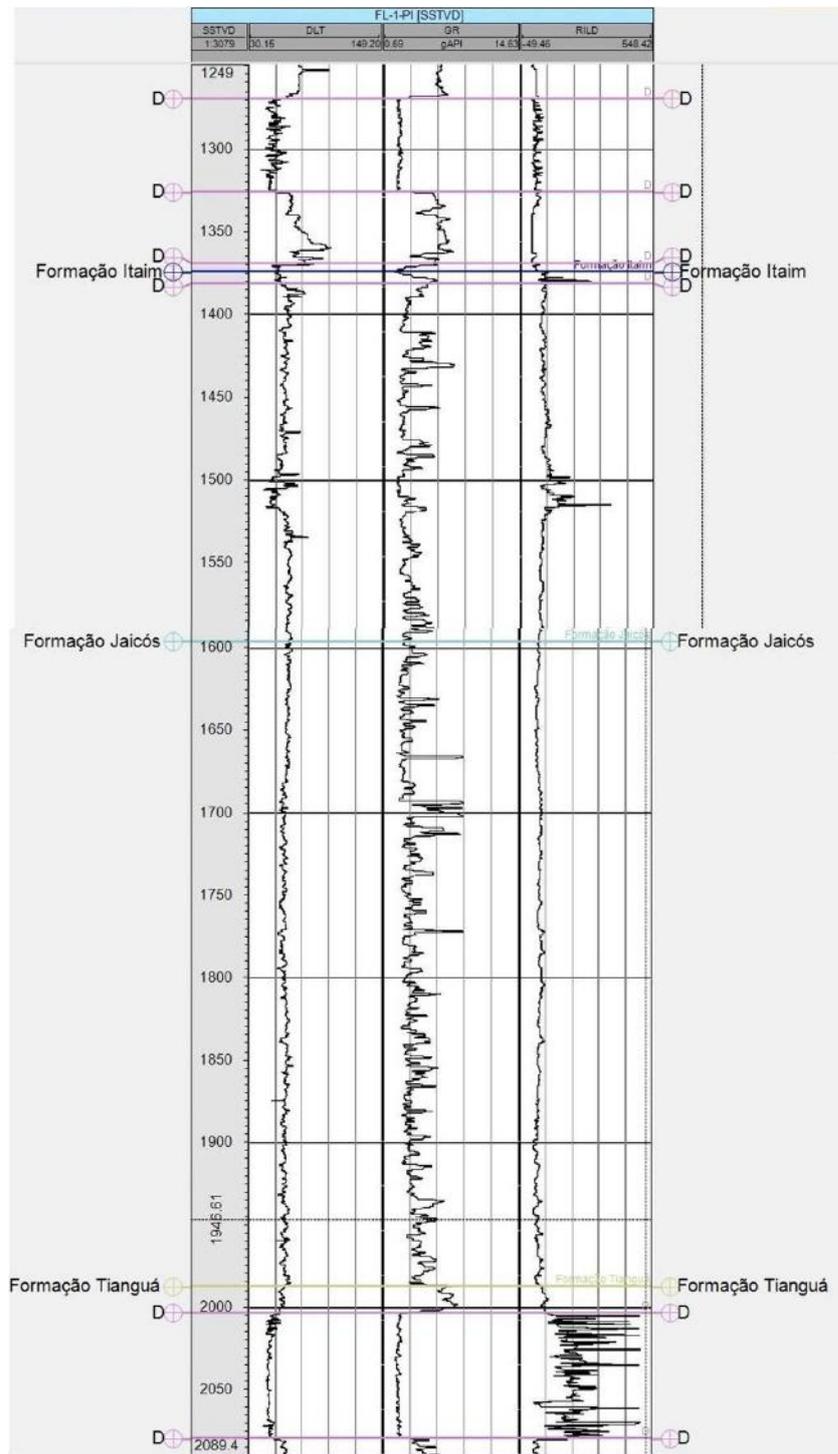


Figura 35: Demarcação do sistema petrolífero Jaicós/Tianguá a partir do perfil composto.

O sistema petrolífero Jaicós/Tianguá (Figura 35) está inserido no Grupo Serra Grande (Neosiluriano). Este perfil foi dividido em duas partes, sendo a primeira (acima) a maior parte

do perfil mostrando as delimitações das formações que o compõem; e a segunda parte (abaixo) foi utilizada para detalhar a Formação Tianguá.

A Formação Jaicós (azul claro) apresenta neste perfil uma espessura de aproximadamente 400 metros e é composta por arenitos grosseiros com seixos angulosos a subangulosos (o que facilita a permo-porosidade) (TEIXEIRA, 2010). Encontra-se intercalado com camadas delgadas de folhelhos e siltitos.

A Formação Jaicós apresenta pouca variação no perfil sônico. Mesmo essa formação sendo composta por folhelhos e arenitos, a variação desta alternância não é registrada pelo perfil sônico. Isso possivelmente pode ser explicado pela compactação dos arenitos, diminuindo a porosidade e conseqüentemente o Δt .

A Formação Tianguá (verde claro) é caracterizada por folhelhos escuros intercalados a camadas finas de arenitos e siltitos. Possui espessura de aproximadamente 240 metros e é a rocha geradora deste sistema petrolífero.

A presença de uma soleira de diabásio de 75 metros (2.004m – 2.079m) no topo da Formação Tianguá pode ter ocasionado a geração de hidrocarbonetos (gás) nessa Formação que é considerada uma geradora secundária, mesmo seu poder de geração sendo baixo por conta da espessura pequena das camadas. Esse indício de gás foi relatado na amostragem de calha e possivelmente pode ser vista pela mudança da curva do perfil sônico na passagem do arenito para o folhelho: o inesperado aumento do Δt nos folhelhos pode estar relacionado à presença de gás (Figura 36).

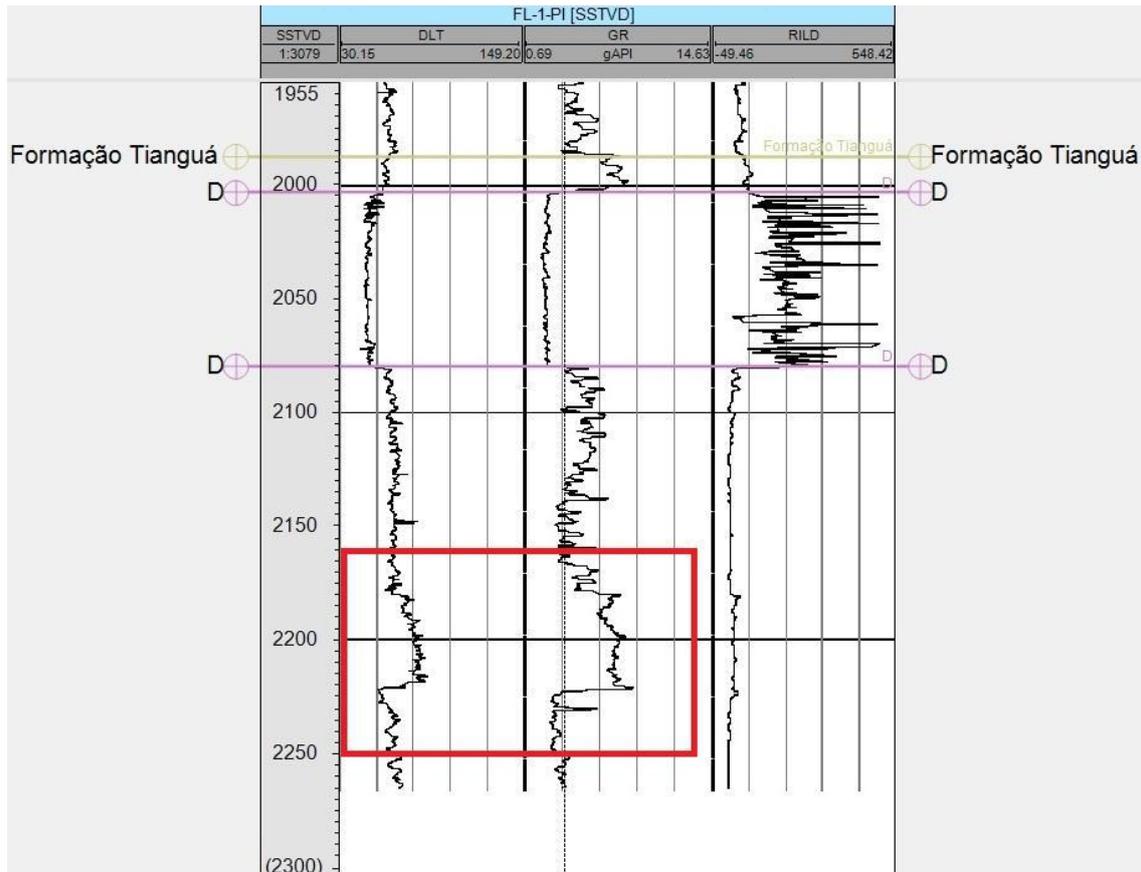


Figura 36: Mudança da curva do perfil sônico na passagem do arenito para o folhelho (retângulo vermelho) provocando um inesperado aumento do Δt nos folhelhos podendo estar relacionado à presença de gás.

Também foi possível realizar uma comparação entre os perfis interpretados por Góes (1994) e Teixeira (2010) onde se observa de forma clara a intrusão marcada por um pico para a esquerda, nos perfis de raio gama e sônico. Em algumas partes do perfil a soleira apresenta altos valores de indução, o que indica alta resistividade do diabásio (Figura 37).

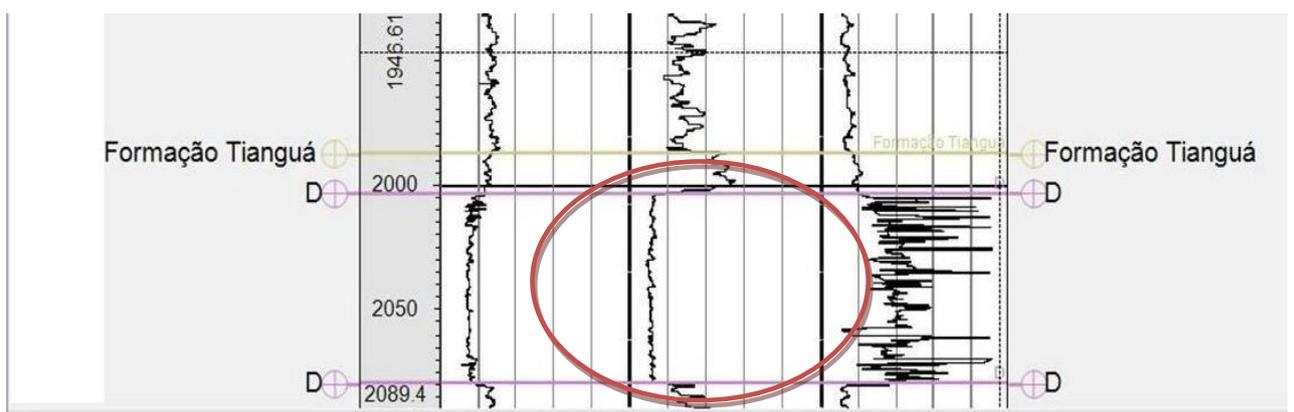
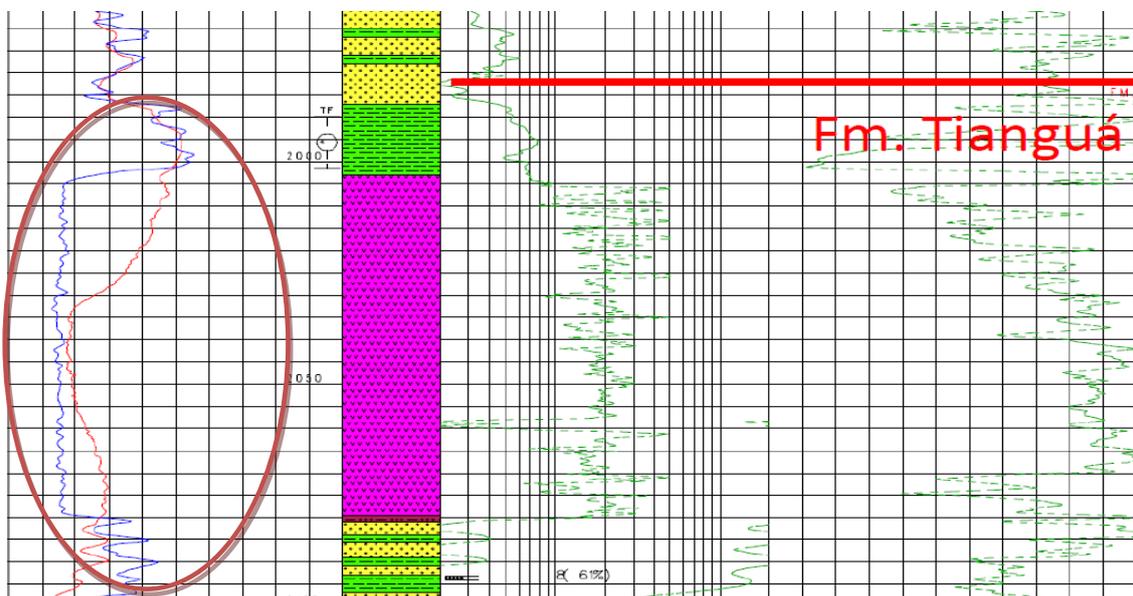
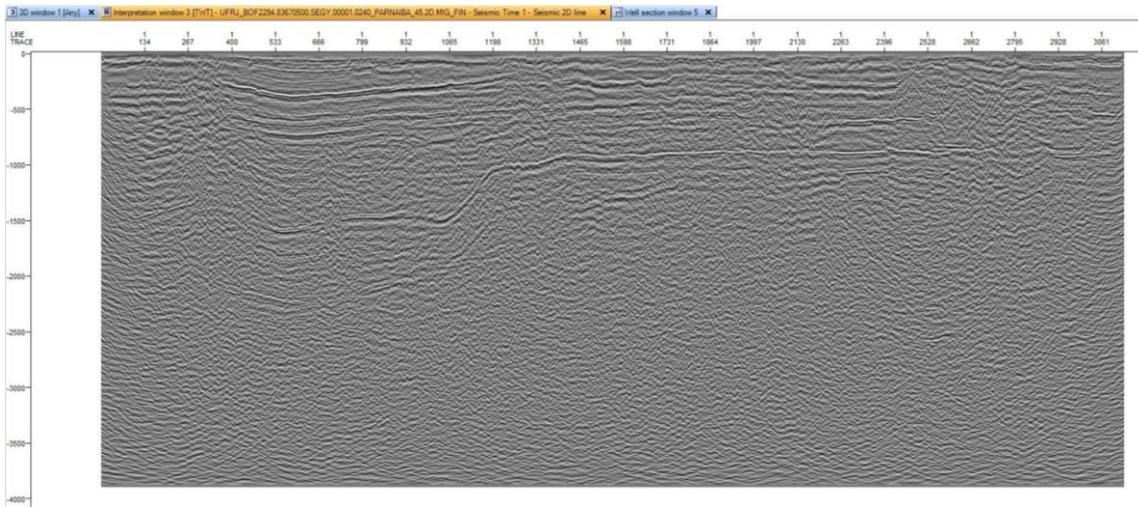


Figura 37: Comparação entre os poços 2-CP-1-MA descrito por Góes et al. (1994) com a descrição do poço 1 FL 1 PI por Teixeira (2010) e a interpretação do autor, mostrando a camada de diabásio bem marcada pela diminuição brusca nas curvas de sônico e raio gama (elipse vermelha).

4.2 INTERPRETAÇÃO DA LINHA SÍSMICA 2D

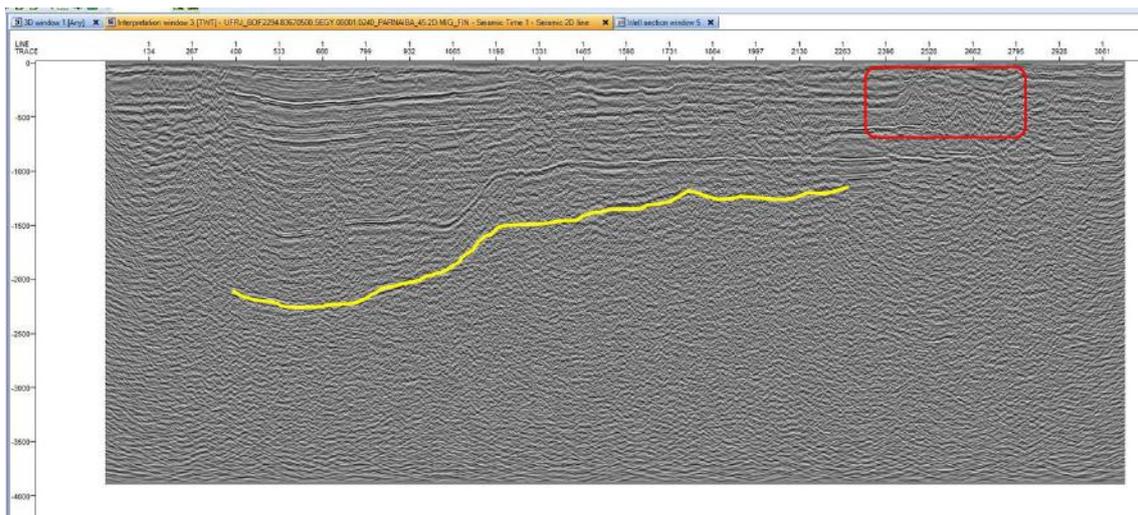
Após a interpretação do poço Floriano, deu-se início à interpretação da linha sísmica 2D (Figura 38) detalhada anteriormente. Para realizar uma interpretação coerente é necessário fazer a correlação poço-sísmica, para isso são gerados sismogramas sintéticos que utilizam os perfis sônico e densidade. Neste trabalho, não obteve-se acesso ao perfil de densidade (gamma-gama), por isso não foi possível gerar um sismograma sintético deste poço. Além disso, mesmo se houvesse a curva de densidade, o sismograma sintético não teria correlação direta com a linha sísmica, pois este poço está localizado a 80 km da linha.

A baixa qualidade do sinal sísmico também dificultou a interpretação desta linha, apresentando múltiplas e feições de difrações. Em muitos momentos não foi possível mapear alguns refletores por conta da ausência de continuidade lateral dos mesmos. Algumas feições como múltipla (amarelo) e difrações em formato de “U” ou “V” (vermelho) (Figura 39). Essa múltipla foi identificada, por exemplo, por indício de inversão do sinal, estando relacionada ao refletor acima dela, limite entre o embasamento (pré-siluriano) e o Grupo Serra Grande.



Figur

a 38: Seção sísmica 2D migrada.

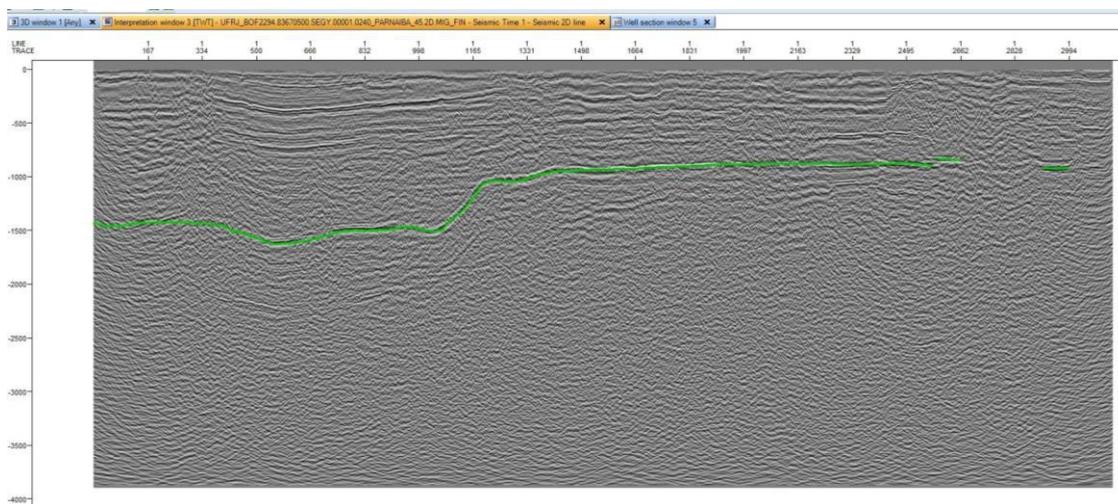


Figur

a 39: Feições de múltipla (amarelo) e difrações em formato de “U” ou “V” (vermelho).

Apesar da baixa qualidade dos dados sísmicos, o mapeamento dos horizontes sísmicos e de estruturas como falhas se adequaram à continuidade lateral dos refletores comparando-os com dados obtidos na literatura e com isso indicando os principais Grupos da Bacia do Parnaíba. Sendo assim, foi possível mapear três horizontes principais, marcados na linha sísmica pelas cores vermelha, laranja e verde.

O horizonte verde foi mapeado como sendo o contato entre o Grupo Serra Grande e o embasamento. De acordo com Cunha (1986), a área objeto deste estudo abrange os sedimentos Pré-Silurianos que servem de embasamento para o Grupo Serra Grande. Então o embasamento na seção sísmica estudada é considerado Pré Siluriano (Figura 40). Observa-se no lado direito do horizonte dois intervalos no refletor sem continuidade lateral, sendo um deles mapeado como uma falha geológica vista mais à frente.



Figura

40: Mapeamento do contato entre o Embasamento e o Grupo Serra Grande, representado na figura pela cor verde.

Com relação ao embasamento da Bacia do Parnaíba, alguns estudos recentes encontraram profundidades maiores do que os encontrados em bibliografias antigas (aproximadamente 3.400 metros). Um dos estudos que corrobora com a hipótese de profundidades maiores é o de Cunha (2012), que ao converter as seções sísmicas de tempo em profundidade, encontrou valores aproximados em 5,5 – 6 km para o embasamento (Figura 41), sendo consideradas regiões de baixos estruturais e paralelas ao Lineamento Transbrasiliano (TEIXEIRA, 2010).

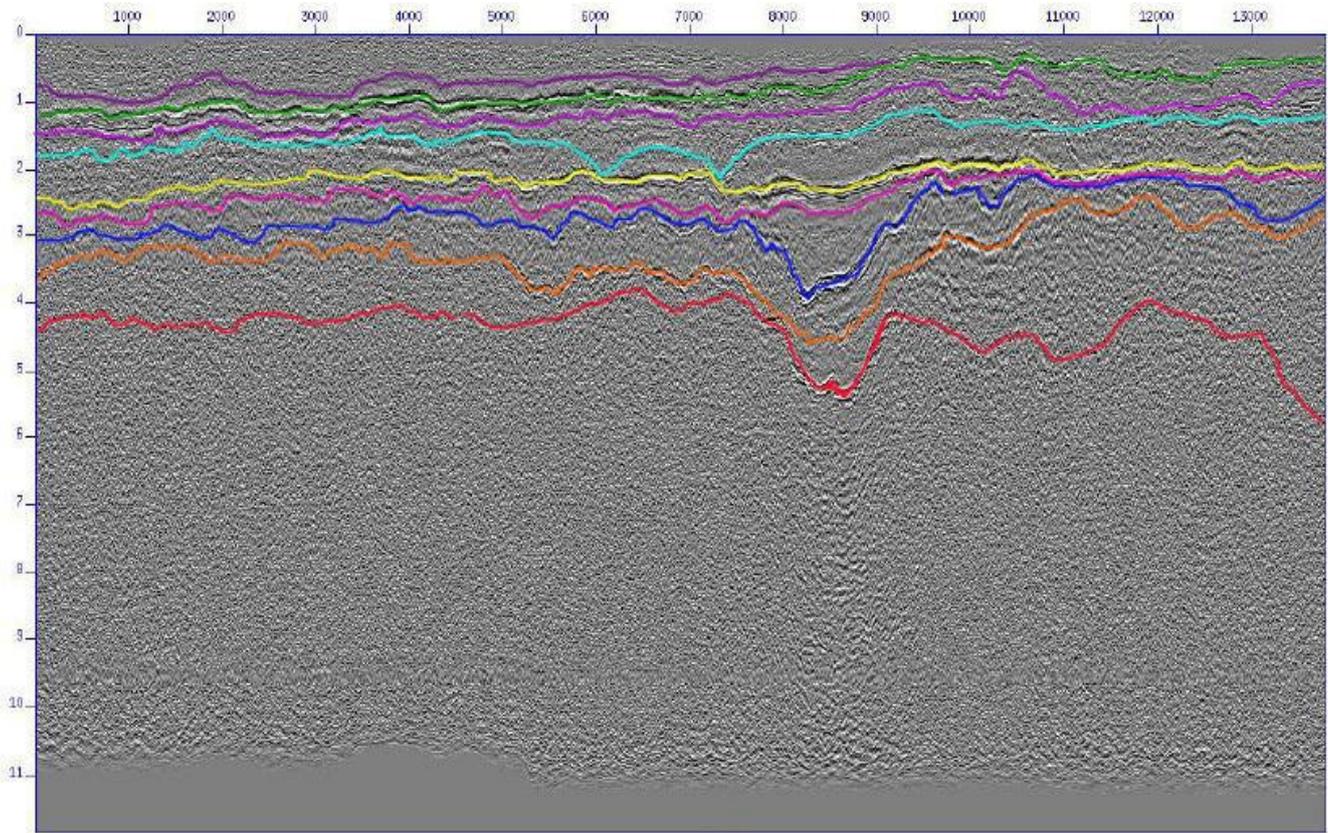
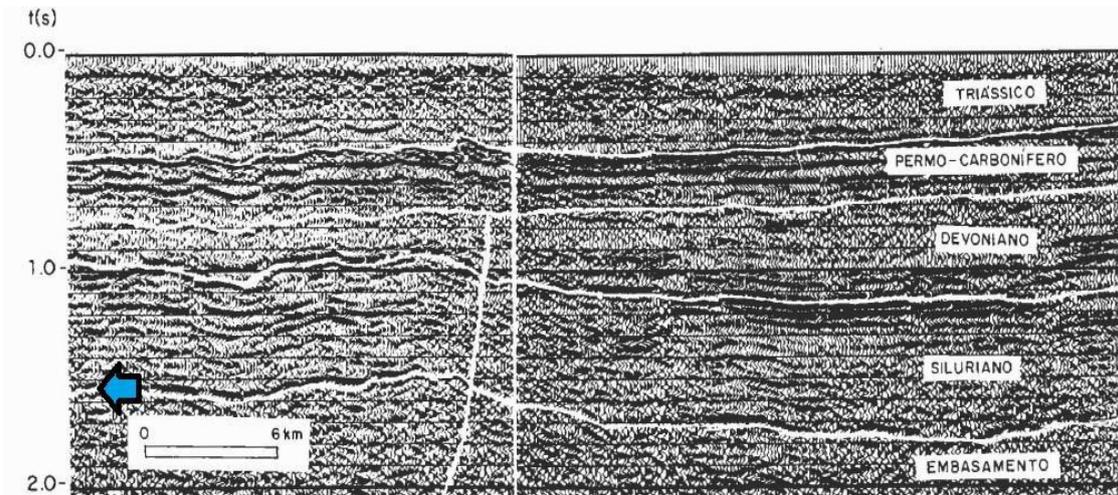


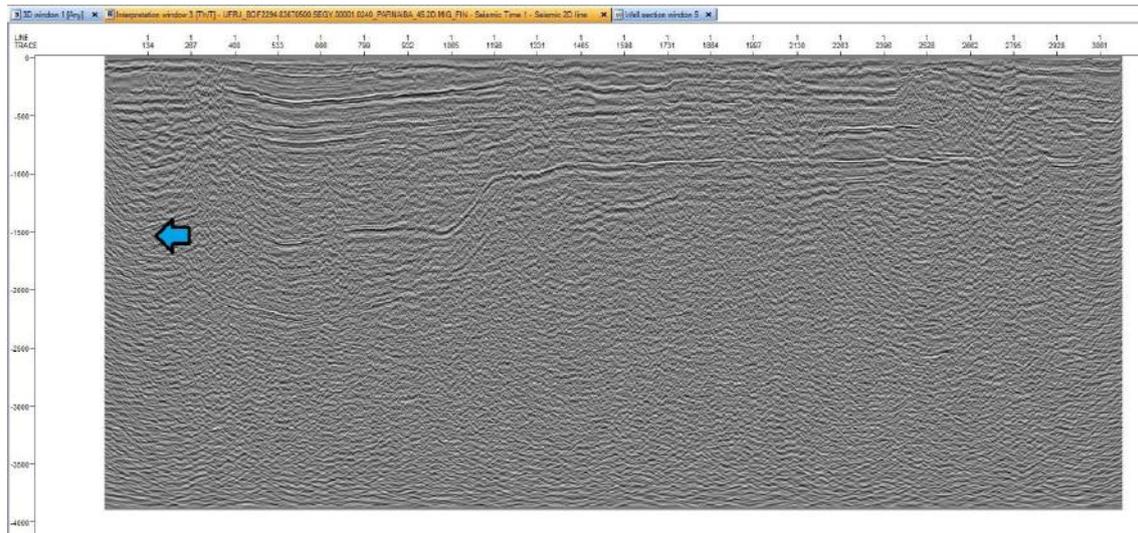
Figura 41: Seção convertida em profundidade mostrando maiores profundidades para o embasamento.

FONTE: CUNHA (2012).

No entanto, ao comparar a interpretação do embasamento da linha sísmica deste trabalho com o embasamento interpretado por Góes *et al.* (1990), sendo que ambas a linha estão em tempo, observa-se que os embasamentos coincidem no tempo (aproximadamente 1.5 segundos) (Figuras 42a e 42b).



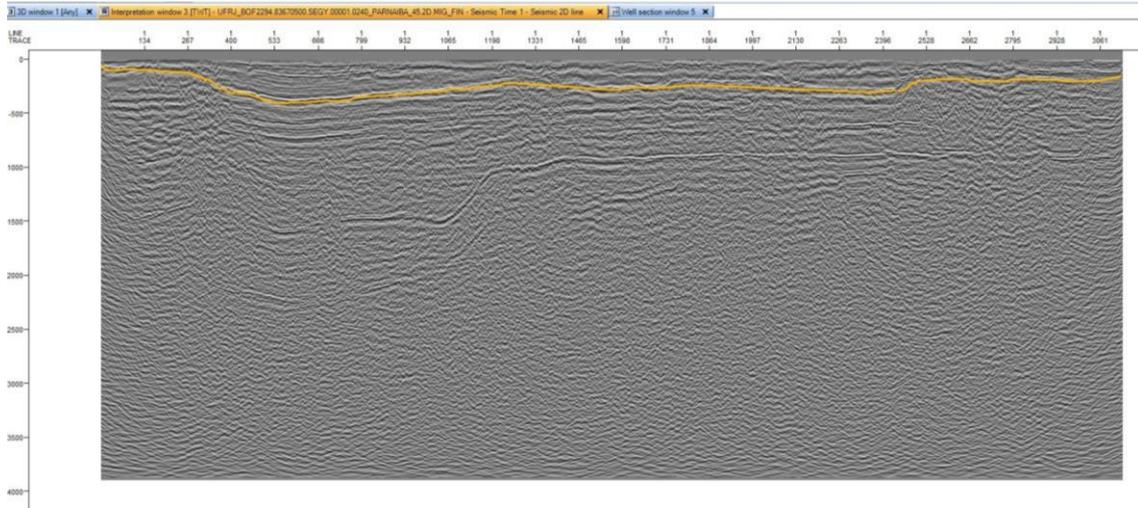
(a)



(b)

Figura 42: Seção sísmica interpretada por Góes et al., 1990(a) indicando com a seta azul o embasamento no mesmo tempo da seção interpretada neste trabalho (b) (1.5 segundos).

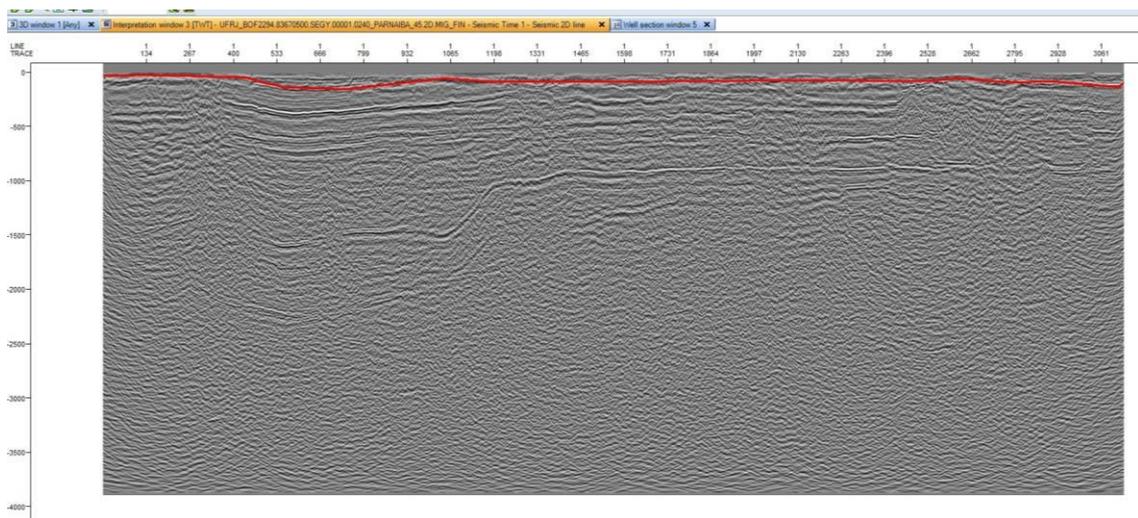
O segundo horizonte mapeado é o correspondente a cor laranja. O mapeamento deste horizonte seguiu os mesmos padrões de continuidade lateral e foi interpretado como sendo o contato entre o Grupo Serra Grande e o Grupo Canindé (Figura 43).



Figur

a 43: Mapeamento do contato entre o Grupo Serra Grande e o Grupo Canindé, representado pelo horizonte laranja.

O terceiro e último horizonte mapeado é o correspondente a cor vermelha. Este horizonte foi mapeado e interpretado como sendo o contato entre o Grupo Canindé e Grupo Balsas, levando-se em conta novamente a continuidade dos refletores e a sucessão estratigráfica da Bacia do Parnaíba (Figura 44).



Figur

a 44: Mapeamento do contato entre o Grupo Canindé e o Grupo Balsas, representado pelo horizonte vermelho.

Além do mapeamento dos horizontes, foi possível realizar um mapeamento estrutural, reconhecendo-se falhas normais, por vezes formando estruturas grabeniformes, que interrompem a continuidade lateral de alguns refletores. Essas falhas foram identificadas na seção sísmica pela cor azul (Figuras 45a e 45b).

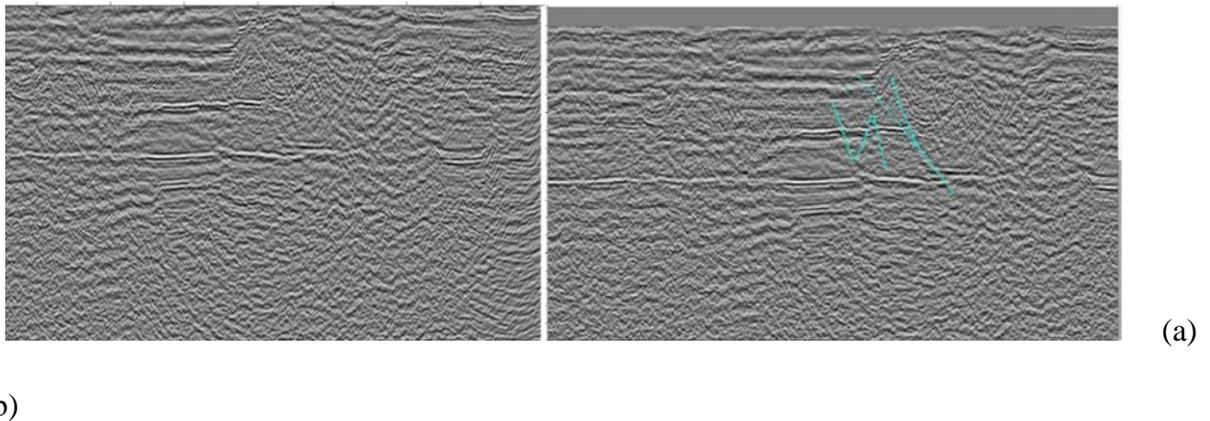


Figura 45: (a) Detalhe da seção sísmica na região das falhas sem interpretação; (b) Mapeamento das falhas normais.

Algumas feições encontradas na seção sísmica foram de difícil compreensão para interpretação. Certos refletores, por exemplo, foram considerados possíveis soleiras de diabásio (retângulo verde) por serem refletores fortes, sem continuidade lateral e concordantes com o pacote abaixo (Figura 46).

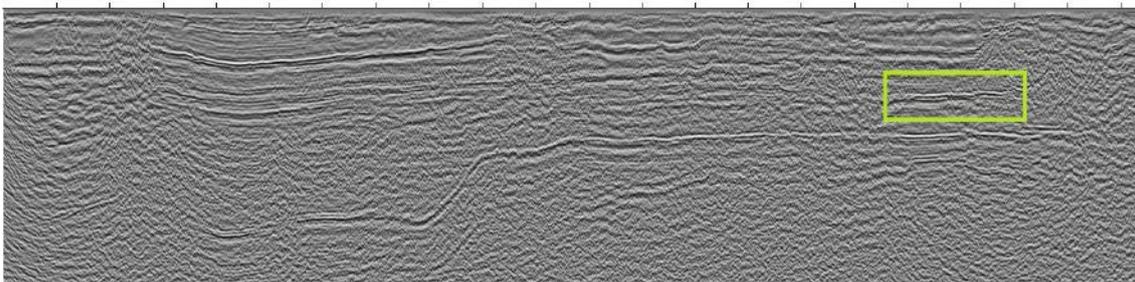


Figura 46: No retângulo verde, é possível observar um refletor que pode representar uma soleira de diabásio.

É possível também observar outras feições caóticas nesta seção. Essas feições (retângulo laranja) podem ser interpretadas como falhas que não aparecem por conta do processamento, podendo vir a ser até mesmo o conduto por onde essas intrusões vieram (Figura 47).

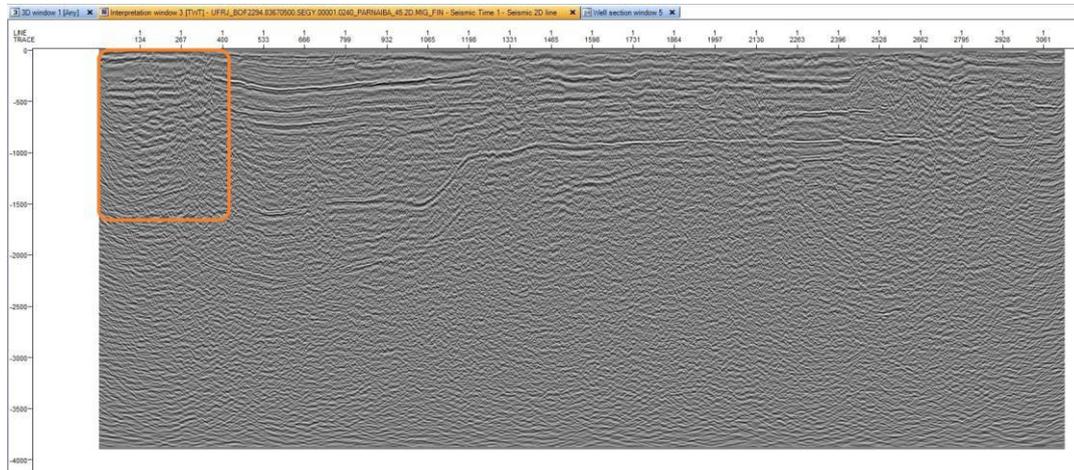


Figura 47: O retângulo laranja representa uma feição caótica indicando possível falha ou até mesmo o conduto das intrusões de diabásio.

Após as etapas de reconhecimento e mapeamento de horizontes e estruturas, gerou-se a seção sísmica interpretada (Figura 48).

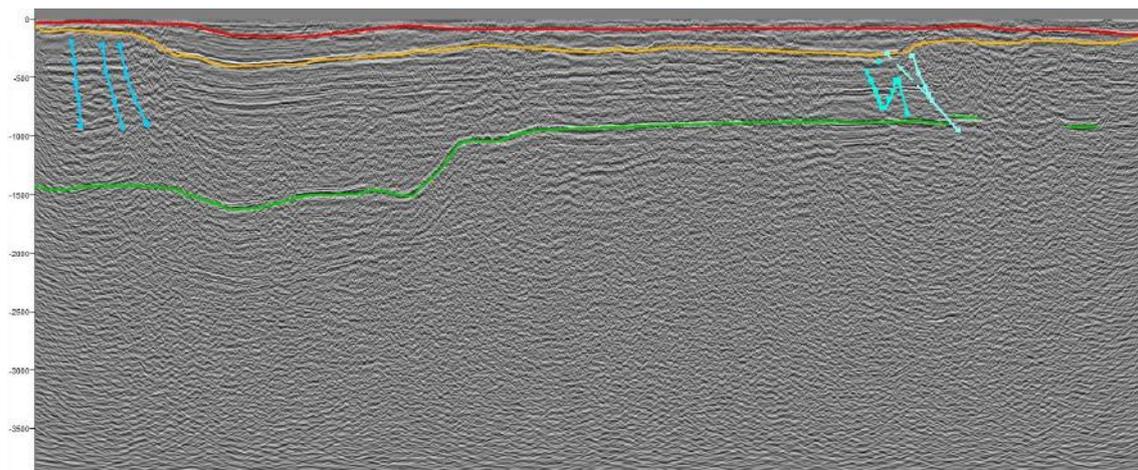


Figura 48: Seção sísmica interpretada. Horizonte vermelho - base do Grupo Serra Grande; horizonte laranja - base do Grupo Canindé; horizonte verde - base do Grupo Balsas; em azul estão as falhas mapeadas.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A partir dos dados de poço e da linha sísmica 2D utilizados neste trabalho, foi possível realizar a interpretação de ambos, o que permitiu um melhor entendimento da Bacia do Parnaíba .

A resolução da seção sísmica e a resolução do poço são diferentes em termos de marcação de limites concordantes/discordantes, sendo possível neste caso, mapear no poço o limite entre as formações e na seção o limite entre os grupos que abrangem essas formações.

A interpretação do poço foi feita através da utilização dos perfis, principalmente os de Raio Gama e Sônico. Foram delimitados os topos das Formações Piauí, Poti, Longá, Cabeças, Pimenteiras, Itaim, Jaicós e Tianguá, além de quatro soleiras de diabásio.

De acordo com os dados de poço interpretados, deve-se procurar observar no âmbito exploratório os sistemas petrolíferos secundários da Bacia do Parnaíba, como por exemplo, os sistemas petrolíferos Jaicós/Tianguá e Poti/Longá, visto a possível presença de gás nas rochas geradoras de ambos.

A interpretação da seção sísmica 2D ficou limitada pela dificuldade de visualização dos dados. Diversos fatores, como o processamento e feições geológicas podem influenciar na qualidade desses dados.

No entanto, deve-se lembrar que a resolução de seções sísmicas 2D é inferior nas bacias intracratônicas, se comparadas às bacias cretáceas. Esse fator associado ao comportamento do sinal sísmico nesta seção não permitiu a separação de sismofácies e nem o reconhecimento de terminações dos refletores, como *downlaps*, *onlaps*, entre outros.

A interpretação da linha permitiu o reconhecimento de três refletores principais marcando os contatos entre o Embasamento e o Grupo Serra Grande, do Grupo Serra Grande

com o Grupo Canindé e do Grupo Canindé com o Grupo Balsas. Além disso, foram identificadas falhas e possíveis soleiras de diabásio.

Ficou claro também a necessidade da correlação sísmica-poço para melhora da interpretação sismoestratigráfica. Recomenda-se a preocupação em coletar dados que não tenham grandes distâncias geográficas, ou seja, dados onde o poço encontra-se em cima ou próximo à linha sísmica, além da perfilagem com ferramentas fundamentais, como perfis de densidade, para geração de sismogramas sintéticos.

REFEÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, M. A.R., **Material Elaborado Para Décima Primeira Rodada de Licitações Bacia do Parnaíba**. ANP - Superintendência de Definição de Blocos. Disponível em http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Parnaiba.pdf Acessado em Março/2013.
- ARCE, A.; RIGOTI, C. A.; MOURA D. H.L; CAMPELO, F. M. A. C.; SCHUAB, F. B.; 2006. **Bacia do Parnaíba: uma revisão estratigráfica, tectônica, estrutural e sistemas petrolíferos**. 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.
- ÁVILA, R. M., 2010, **Reprocessamento de Dado Sísmico 2D da Bacia do Parnaíba**.66p. Dissertação (Mestrado) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- BACOCOLI et al., 2003, **Situação da Sísmica Terrestre no Brasil** - ONIP/GEO, Rio de Janeiro, RJ.
- BENDER, A. A., EIRAS, J. F., WANDERLEY FILHO, J. R., BARBOSA FILHO, C. M.; 2001. **Quantificação 3D da Evolução Termal da Bacia do Solimões e suas Implicações Petrolíferas**. In: VII Simpósio de Geologia da Amazônia. 2001, Belém. CD-ROM. Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, Núcleo Norte *apud* ÁVILA, R. M., 2010. **Reprocessamento de Dado Sísmico 2D da Bacia do Parnaíba**. Dissertação (Mestrado) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- BORGHI, L. **Nota de aula estratigrafia turma 2010.2 – UFRJ**.

- CAPUTO, M. V. 1984 - **Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of Northern Basins of Brazil**. 583 pp. (PhD Thesis) - University of California, Santa Barbara, USA.
- 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.
- CAROZZI V.C.; FALKENHEIN F.U.H.; CARNEIRO R.G.; ESTEVES F.R.; CONTREIRAS, C.J.A.; 1975. **Análise ambiental e evolução tectônica sedimentar da seção siluro-eocarbonífera da bacia do Maranhão**. Rio de Janeiro, Petrobras. 2v. (Ciência-Técnica-Petróleo, Seção Exploração de Petróleo, 7).
- CUNHA, A. R. A.; 2012. **Conversão em profundidade de dados migrados em tempo da Bacia do Parnaíba**. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geofísica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém.
- CUNHA, F.M.B.; 1986. **Evolução paleozoica da Bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. 1986. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- DELLA FÁVERA, J.C. 1990. **Tempestitos da Bacia do Parnaíba**. Porto Alegre, 243p. Tese (Doutorado em Geociências). Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- DOURADO, J.C. **Textos didáticos apresentados na parte teórica da Disciplina "Geofísica Aplicada", ministrada para alunos do terceiro ano do curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências e Ciências Exatas da UNESP - Campus de Rio Claro - Disponível em:**

<<http://www.rc.unesp.br/igce/aplicada/DIDATICOS/DOURADO/metodossismicos1.html>>. Acessado em Junho/2013.

- FERNANDES, R.F., 2011. Estudo **da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba**. 102p. Dissertação (Mestrado) –UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro.
- GARCIA, D.C.; 2007. **Aplicação do método de perfilagem em reservatório da Bacia Austral**. 70p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- GÓES, A.M.O.; FEIJÓ J.F. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências**, PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p.57-67. 1994.
- GÓES, A.M.O.; SOUZA, J.M.P.; TEIXEIRA, L.B. 1990. **Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da bacia do Parnaíba**. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v.4, n. 1, p. 55-64.
- HOLZ, M.; 2011. **Estratigrafia de seqüências – um resumo**. v. 2. 15p. jan/2011.
- LIMA, E. A. M.; LEITE, J. F. **Projeto estudo global dos recursos minerais da Bacia Sedimentar do Parnaíba: integração geológico-metalogenética: relatório final da etapa III**. Recife: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. 1978. 212p.
- LOPES, E.L.; 2007. **Estudo de caso de perfilagem de poços na Bacia Argentina de Cuyo**.100p.Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- MAGOON, L.B., DOW, W.G., 1994, “The petroleum system”. AAPG Memoir n.60, p. 3-24.
- MARCHESINI, M. E. C., SARDENBERG, M. S. C. 2004 - **Paleontologia das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís**. Programa Levantamentos Geológicos Básicos do Brasil. CPRM.

- MILANI E. J.; THOMAZ FILHO, A. **Sedimentary basins of South America**. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Ed.). 2000. **Tectonic evolution of South America**. Rio de Janeiro: [s.n.]: 2000. p. 389-450 *apud* 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.
- MIZUSAKI, A. M. P, THOMAZ FILHO, A. **O Magmatismo Pós Paleozoico no Brasil**. In: MANTESSO-NETO, V., BARTORELLI, A., CARNEIRO, C. D. R., BRITO NEVES, B. B. (eds). **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. 1 ed. Capítulo 17, São Paulo, Beca, 2004.
- NERY, G.G.; 2013. **Material sobre perfilagem geofísica de poços**. Disponível em: <http://www.geraldogirao.com/apostilas.html> Acesso em Junho/2013.
- PEROSI, F.A.; 2011. **Notas de aula de método sísmico – UFRJ**.
- PETERSOHN, E., 2007. **Material Elaborado Para Nona Rodada de Licitações Bacia do Parnaíba**. ANP - Superintendência de Definição de Blocos. Disponível em [http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras/Parnaiba%20\(ingles\).pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras/Parnaiba%20(ingles).pdf). Acessado em: Março 2013.
- PINHEIRO, A. G.; 2011. **Interpretação sísmica 2D e modelagem geológica 2,5D da Bacia do Parnaíba**. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geofísica) – UFPA, Faculdade de Geofísica, Belém.
- PORTUGAL, R.; 2004: **Introdução ao método da sísmica de reflexão**. DGRN-IG-UNICAMP

- RODRIGUES R. 1995. **A Geoquímica Orgânica na bacia do Parnaíba**. 225p. Tese (Doutorado) - IG/UFRGS, Porto Alegre.
- RODRIGUES, B.F.T.; 2007. **Bacia Madre de Dios: perfilagem de poços**. 76p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- 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 *apud* PINHEIRO, A. G.; 2011. **Interpretação sísmica 2D e modelagem geológica 2,5D da Bacia do Parnaíba**. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geofísica) – UFPA, Faculdade de Geofísica, Belém.
- SCHINELLI, M.C.; 2013. **Material didático para o curso de interpretação sísmica para geólogos** - ABGP, Rio de Janeiro. (Apostila)
- SHERRIF, R. E.; GELDART, L. P. **Exploration seismology**. 2ª Ed. Cambridge: Cambridge University Press, United Kingdom, 1995.v. 18, p. 971-972.
- SILKA, M. B.; 2007. **O método sísmico e a bacia de Santos**. 120p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Geofísica do Petróleo), Programa de Pós graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- SOUZA, I.V.A.F.; 2007. **Faciologia Orgânica de Seções Devonianas da Bacia do Parnaíba (Formação Pimenteira): Implicações para Geração de Petróleo** - Rio de Janeiro: UFRJ / IGEO
- TEIXEIRA, F. S.; 2010. **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.** 92 f. (Trabalho de Conclusão de Curso) - Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- THOMAS, J. E.; 2001 - **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** – Rio de Janeiro, Interciência. PETROBRAS.
 - TRIQUES, A. L. C.; 2007. **O método de reflexão sísmica aplicado à Bacia de Madre de Dios.** 113p. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
 - 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. p. 1176–1254.
 - YOUNG, C.G.K.; 2003. **Contribuição à análise da Formação Pimenteira (Devoniano, Bacia do Parnaíba): caracterização de um potencial intervalo de rochas reservatório.** 84p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - IGEO/UFRJ, Rio de Janeiro.
 - YOUNG, C.G.K.; 2006. **Estratigrafia de Alta-Resolução da Formação Pimenteiras (Devoniano, Bacia do Parnaíba).** 170p. Dissertação (Mestrado) - IGEO/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

❖ SITES

Google Acadêmico - <http://scholar.google.com.br/schhp?hl=pt-BR>

ANP - <http://www.anp.gov.br/> Acesso em: Fevereiro/2013.

Sistema de documentação UFRJ - <http://www.minerva.ufrj.br/>

BDEP - <http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm> Acesso em Fevereiro/2013.

UFF – **Material didático sobre processamento e interpretação sísmica.** Disponível em:

<http://www.uff.br/geofisica/index.php/interpretacao-sismica>

USP- ALMEIDA, R.P.. 2006. Material **online para aulas de sismoestratigrafia da USP.**

Disponível em: <http://www.igc.usp.br/pessoais/renatoalmeida/sistrat2009.html>. Acesso em Março/2013.

(PUC) – Material sobre método sísmico na exploração de petróleo. Disponível em:

http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/11341/11341_3.PDF. Acessado em Junho/2013

OGX - Notícias 12/08/2010 e 17/05/2011. <http://www.ogx.com.br/pt/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/default.aspx>. Acesso em Maio/13