



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA

Jeferson Afonso Evangelista Santos

**Análise de Velocidade e Empilhamento Sísmico Aplicados aos dados Sísmicos da Bacia
do Parnaíba**

BELÉM-PARÁ

2015

Jeferson Afonso Evangelista Santos

Análise de Velocidade e Empilhamento Sísmico Aplicados aos dados Sísmicos da Bacia do Parnaíba

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará-UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz

BELÉM-PARÁ

2015

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)

Biblioteca do Instituto de Geociências/SIBI/UFPA

Santos, Jeferson Afonso Evangelista, 1991 –

Análise de velocidade e empilhamento sísmico aplicados
aos dados sísmicos da Bacia do Parnaíba / Jeferson Afonso
Evangelista Santos. – 2015.

59 f : il.; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: João Carlos Ribeiro Cruz

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) –
Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências,
Faculdade de Geofísica, Belém, 2015.

1. Método de reflexão sísmica. 2. Prospecção - Métodos
geofísicos. 3. Velocidade – Análise. 4. Velocidade –
Modelos. 5. Parnaíba, Rio, Bacia. I. Título.

CDD 22 ed. 622.1592

JEFERSON AFONSO EVANGELISTA SANTOS

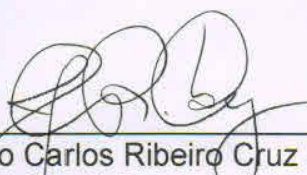
ANÁLISE DE VELOCIDADE E EMPILHAMENTO NMO APLICADOS AOS DADOS
SÍSMICOS DA BACIA DO PARAÍBA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de Geofísica do
Instituto de Geociências da Universidade
Federal do Pará, como requisito parcial à
obtenção de grau de Bacharel em
Geofísica.

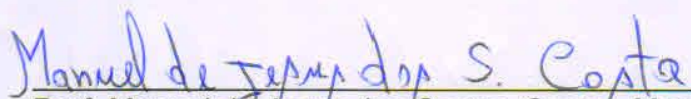
Data da defesa: 22 de outubro de 2015.

Conceito: 8,5

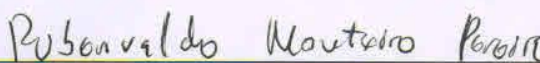
Banca Examinadora:



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



Prof. Manuel de Jesus dos Santos Costa - Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Prof. Rubenvaldo Monteiro Pereira - Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Oeste do Pará

Aos meus pais João e Tereza

AGRADECIMENTOS

À toda minha família pelo apoio e compreensão ao longo de todo o curso, aos meus amigos de classe os quais levarei comigo em todas as fases que se sucederão ao fim da faculdade.

Agradecer aos irmãos Victor Barros e Rodolfo André (“the kiñasteam”) pelo suporte profissional e pela lealdade e firmeza, bem como toda a Alcateia (Murilo, Francisco, Felipe e Carlos), companheiros de longa data e para todas as horas.

Por fim, agradeço a meu Orientador, o Prof. Dr João Carlos Ribeiro Cruz pela dedicação em sua orientação e ensinamentos de grande valia para a conclusão deste trabalho e o auxílio de Jayme Colares que juntamente com os dados da ANP, estrutura da FAGEOF (Faculdade de Geofísica) e IG (Instituto de Geociências) tornaram isso possível.

“...proelium proelium donec agnus transformit lupo...”
(Cerberus)

RESUMO

Em se tratando da Bacia do Parnaíba, devidos os insucessos em termos de exploração petrolífera, esta é considerada um verdadeiro desafio, ou uma “fronteira” a ser desvendada na área de exploração hidrocarbônica. Somente 3 dos 33 poços perfilados resultaram em indícios de hidrocarbonetos. Já no âmbito geológico, trata-se de uma das mais desconhecidas devidas suas proporções colossais. Dentre os projetos que visam um melhor conhecimento dessa bacia para os mais diversos fins, têm-se a iniciativa da Agência Nacional do Petróleo (ANP) que através do levantamento realizado ao longo de nove linhas distribuídas pela área em questão procura, fornecer, um melhor processamento dos dados a fim de analisar possíveis ocorrências de reservatórios de petróleo e/ou gás. Neste trabalho, objetivou-se o reprocessamento desses dados (dados brutos) referentes à linha 2D número 0295-0001, mais precisamente à um trecho correspondente ao conjunto dos 1000 tiros finais dessa linha equivalente à 10 km, com o auxílio do software ProMAX® da Land Mark Corporation para a criação e posterior análise do modelo de velocidade, com o intuito de prestar esclarecimentos sobre a importância dessa etapa e sua utilização em processamentos sísmicos em dados terrestres.

Palavras-chave: Prospecção. Técnicas de processamento sísmico. Modelo de velocidade. Análise de velocidade. Métodos geofísicos. Bacia do Parnaíba.

ABSTRACT

The failures in terms of oil exploration on the Parnaíba Basin are considered a real challenge, or a “frontier” to be unveiled in the hydrocarbon exploration area. Only 3 out of the 33 profiled wells have resulted in hydrocarbons indications. On a geological context, it is one of the most unknown due to its colossal proportions. Among the projects aiming at a better understanding of this basin for different purposes, there is the initiative of the National Petroleum Agency (ANP) that through a survey conducted over nine lines distributed along the area in question seeks to provide improved handling of data in order to analyze possible occurrences of oil and/or gas reservoirs. This work aimed to reprocess such data (brute data) for the line 2D 02FF-001, more precisely to a passage corresponding to the set of the 1000 final shots of this equivalent line at 10 km, with the help of the Land Mark corporation’s software named @Promax for the creation and subsequent analysis of the speed model, in order to provide information on the importance of this step and its use in seismic processing on land data.

Key words: Prospection. Techniques for Seismic Procession. Speed Model. Speed Analisis. Geophysical Methods. ParnaibaBasin.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1- Bacia do Parnaíba, porção investigada pela ANP. Destaque para a linha 0295-0001.	13
Figura 2.1- Distribuição das bacias sedimentares brasileiras.	16
Figura 2.2- Resumo ilustrado dos tipos de bacias sedimentares presentes no Brasil.	18
Figura 3.1- Unidades geotectônicas da Província Parnaíba.	21
Figura 3.2- Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba.	23
Figura 4.1- Levantamento sísmico terrestre evidenciando camadas de investigação do método.....	25
Figura 4.2- Configuração fonte-comum (FC) com um arranjo unilateral utilizado na aquisição de dados onde todos os raios partem do mesmo ponto. Aquisição sísmica 2D.	26
Figura 4.3- Configuração afastamento-comum (AC) onde a distância fonte-receptor é constante.	27
Figura 4.4- Configuração afastamento-nulo (AN) onde a distância fonte-receptor é zero. Considerando o tempo simples, esta seção pode ser interpretada como o “refletor em explosão” de interface plano-horizontal, e que equivale à onda hipotética denominada de Onda Normal (onda N, normal ao refletor).	26
Figura 4.5- Configuração ponto-médio-comum (PMC) na superfície, e u ponto em profundidade para ilustração mostrando a iluminação pontual em subsuperfície. Os receptores à direita correspondem às fontes à esquerda, bem como vice-versa.	27
Figura 4.6- Configuração PMC para um refletor plano-inclinado. Nesse caso não há coincidência entre um PCP e um PMC devido a inclinação do refletor, e a iluminação é distribuída em uma área (superfície de reflexão comum). Os receptores à direita correspondem às fontes à esquerda, bem como vice-versa.	27
Figura4.7- Representação esquemática de um evento de reflexão. s é a fonte e r os receptores que captam o sinal.	29
Figura 4.8- Representação esquemática da posição atribuída ao ponto de reflexão na imagem sísmica e sua real posição em subsuperfície.	29
Figura 4.9- Geometria das famílias CMP.	31
Figura 4.10- Seção <i>zero-offset</i> . O eixo x são os CMP's e y apresentam o tempo em segundos.	32
Figura 5.1-Esquemática das etapas (fluxos) abordados no trabalho.	33
Figura 5.2- Módulo convencional, painel para o preenchimento de dados referentes à geometria.	36

Figura 5.3- Gráfico CDP x FOLD (cobertura) para os tiros selecionados. O máximo de cobertura é 210. Quanto mais semelhante a um trapézio for a figura, mais precisos foram os dados de entrada para a construção dela.	36
Figura 5.4- Dado após o TAR (<i>true amplitude recovery</i>).	38
Figura 5.5- Dado sem o TAR.	38
Figura 5.6- Parâmetros do AGC aplicado (<i>automatic gain control</i>).	39
Figura 5.7- Aplicação de correção estática nos traços sísmicos: (a) pequenos deslocamentos em tempo dados pelas heterogeneidades; (b) dado após a correção estática.	40
Figura 5.8- Ilustração esquemática do processo de correção estática por elevação. Na figura observa-se fonte e receptor em diferentes níveis de elevação na superfície do terreno.	41
Figura 5.9- Correção estática de elevação.	42
Figura 5.10- Aplicação da correção estática pela refração: (a) dado bruto sem correção; (b) dado após a correção estática por refração. Nota-se que após a correção as primeiras quebras tomam caráter mais linear.	43
Figura 5.11- Correção estática de refração.	43
Figura 5.12- Seção CMP original, seção NMO sobrecorrigida, seção CMP com velocidade correta e seção CMP subcorrigida (esquerda para a direita).	45
Figura 5.13- Empilhamento de traços sísmicos. Super-traço (à direita), é possível perceber a melhora na relação sinal/ruído.	46
Figura 6.1- Análise de velocidade para um guetter. (Este processo se repete para todos os guetter's envolvidos).	48
Figura 7.1- Figura resultante do “BruteStack” (empilhamento bruto).	51
Figura 7.2- Empilhamento Bruto com estáticas.	52
Figura 7.3- Modelo de velocidade produzido.	53
Figura 7.4- Seção stack produzida pelo modelo de velocidade proposto.	53

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	ASPECTOS GEOLÓGICOS DE UMA BACIA	14
3	GEOLOGIA DA BACIA DO PARNAÍBA	18
3.1	Localização e justificativa	18
3.2	Contexto geológico visão-geral	19
3.3	Evolução tectono-sedimentar e aspectos estratigráficos	21
3.4	Sistema petrolífero	22
4	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	24
4.1	Método sísmico	24
4.1.1	Método sísmico de reflexão	25
4.1.2	Ponto médio comum (CMP) e ponto médio em profundidade (CDP)	30
4.1.3	Destaque para o grupamento CMP	30
4.2	Arranjo (geometria CMP)	32
5	METODOLOGIA	34
5.1	Pré-processamento	34
5.1.1	Ordenação em famílias CDP	36
5.1.2	Leitura e tratamento dos dados	37
5.1.3	Geometria	37
5.2	Modelo de velocidade	39
5.2.1	Etapas para a construção do modelo	40
5.2.2	Edição de traços	41
5.3	Correção estática	42
5.3.1.	Correção estática por elevação	43
5.3.2.	Correção estática pela refração	44
5.4	Correção NMO	45
5.5	<i>BruteStack</i>	48

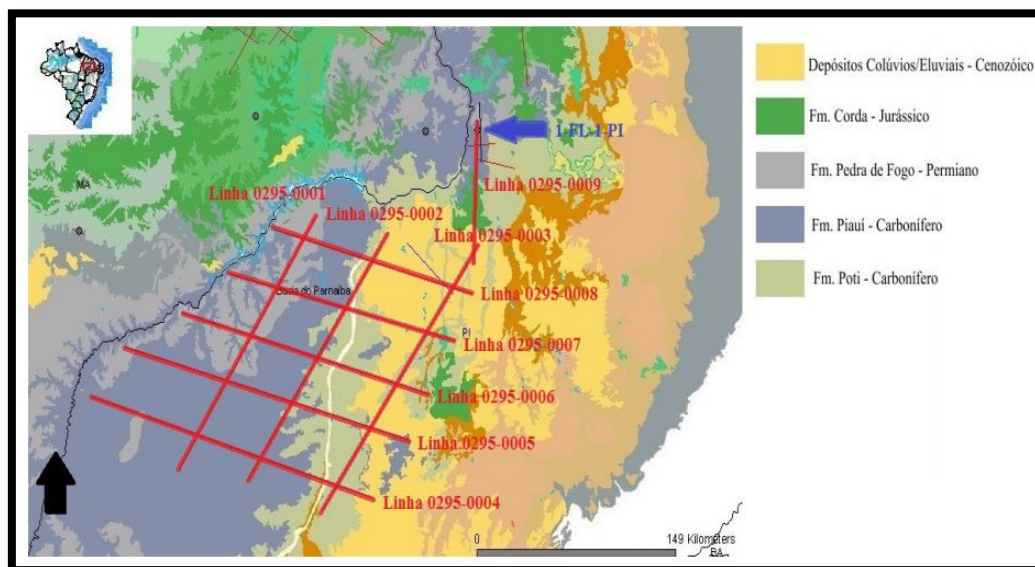
6 ANÁLISE DE VELOCIDADES.....	48
7 EMPILHAMENTO.....	51
8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	55
REFERÊNCIAS	58

1. INTRODUÇÃO

Este projeto realizou o pré-processamento e o processamento até a etapa da criação e análise do modelo de velocidade na linha 0295-0001, linha esta que faz parte do projeto 0295_ANP_2D_PARNAIBA desenvolvido pela empresa CPGEIO a contrato da Agência Nacional do petróleo – ANP. A linha 0295-0001 corresponde a um comprimento de 183 km, devida às limitações computacionais, os procedimentos adotados foram aplicados apenas em 10 km de processamento, que equivaleram a 1000 tiros. O presente trabalho utiliza referências contidas na etapa de aplicação dos métodos de correção estática no artigo referente à “*Análise de migração Kirchhoff e Stoltz em dados terrestres da Bacia do Parnaíba*” e objetiva a criação do modelo de velocidade através dos diversos passos a serem seguidos na etapa de pré-processamento para servir como base para a fase de migração para a mesma linha em trabalho futuro.

A área base para a realização do levantamento geofísico da ANP é referente à Bacia do Parnaíba e corresponde a uma das nove linhas investigadas na mesma e que podem ser observadas na figura abaixo:

Figura 1.1- Bacia do Parnaíba, porção investigada pela ANP. Destaque para a linha 0295-0001, foco do trabalho.



Fonte: Adaptado de (ANP, 2007).

A criação do modelo de velocidade é de suma importância por se tratar de uma etapa que visa gerar uma imagem para ser devidamente interpretada e utilizada nas fases seguintes de processamento, como a migração. Toda a análise feita objetiva determinar a velocidade para o empilhamento, procedimento posterior ao do trabalho em questão.

2. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE UMA BACIA

As bacias sedimentares são depressões da superfície terrestre (litosfera) formadas por tectonismo que em algumas ocorrências é auxiliado pela presença de uma fonte quente, nas quais se depositam, ou depositaram sedimentos carregados por agentes de transporte. E em alguns casos com presença de material/substrato vulcânico.

Em linhas gerais, dividem-se as bacias, primeiramente, em dois tipos:

- **Intracratônicas** também chamadas de bacias de plataforma, situa-se no interior de áreas mais estáveis em termos tectônicos denominadas crátons. Eles representam porções relativamente mais estáveis da crosta terrestre, em geral ligadas a terrenos pré-cambrianos. As bacias intracratônicas fanerozóicas do Brasil situam-se no interior continental da Plataforma Sul-Americana (ALMEIDA et al., 2000), região de extensa e complexa história geológica, onde se depositaram espessas sequências de rochas sedimentares paleozóicas e mesozóicas, algumas com intenso magmatismo básico e alcalino associado. Essas rochas sedimentares afloram em área superior a 3.500.000 km², remanescente de superfície primitivamente muito maior, cujos sítios deposicionais foram condicionados por estruturas herdadas do Ciclo Brasileiro-Pan-Africano (MILANI; THOMAZ FILHO, 2000).

- **Pericratônicas** ou bacias da margem continental desenvolvem-se em áreas alongadas de margens cratônicas e sofreram subsidências mais ou menos acentuadas. Essas bacias situam-se, comumente, em parte sobre a crosta continental, de natureza granítica e em parte sobre a crosta oceânica de composição basáltica.

Essas formações geológicas ocupam a maior área do território brasileiro, estimando-se que ocupem 5,5 milhões de km², ou seja, cerca de 64%. No Brasil, existem bacias sedimentares de grande e de pequena extensão:

- **Grande Extensão:** a Amazônica, do Parnaíba – chamada também de Meio-Norte -, a do Paraná ou Paranaica e a Central.

- **Menor Extensão:** do Pantanal Mato-Grossense, do São Francisco ou Sanfranciscana (esta definição é muito antiga), do Recôncavo Tucano (produtora de petróleo) e a Litorânea.

Além dessas, há as denominadas *bacias de compartimento de planalto*, de reduzida extensão, se comparadas às cidades, e correspondentes a formações sedimentares alojadas em porções côncavas dos crátons de pouca extensão e profundidade. É o caso das bacias

sedimentares de Curitiba (PR), Taubaté (SP), Resende (RJ), São Paulo e outras.

As bacias sedimentares do Brasil possuem camadas dispostas horizontalmente ou quase horizontalmente, fato que evidencia a ausência de movimentos importantes – como os tectonismos – desde remotos tempos geológicos. Entretanto, no fim da era Mesozóica, ocorreram movimentos da crosta que formaram fraturas, ou seja, fendas ou aberturas microscópicas ou macroscópicas que aparecem no corpo de uma rocha, principalmente em decorrência de forças tectônicas. No Brasil datam do Paleozóico, do Mesozóico e do Cenozóico. As bacias sedimentares como a do Pantanal Mato-Grossense, litorâneas e de trechos que margeiam os rios da bacia hidrográfica amazônica são do Cenozóico.

Figura 2.1-Bacias sedimentares brasileiras.



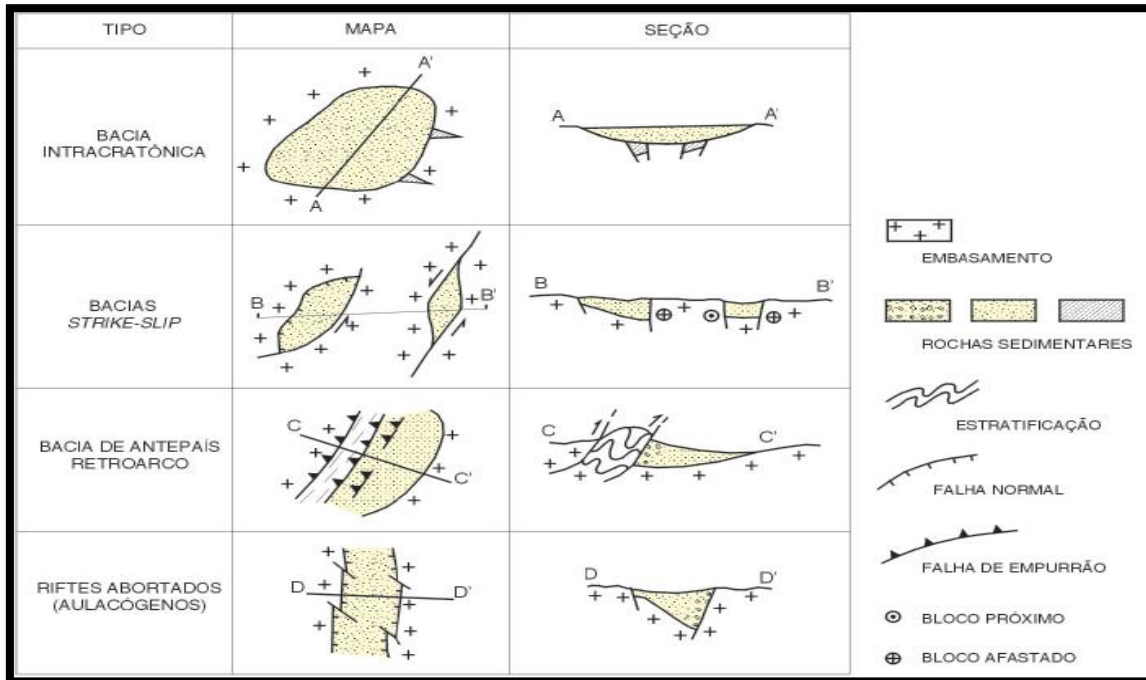
Fonte: Adaptado de (CPRM, 2003).

Colocando em perspectiva global, as bacias podem ser de vários tipos, de acordo com as causas da sua formação, em termos gerais, tectonismo (localização, limites de placas, etc.). Destacam-se, além das já citadas intracratônica e pericratônicas:

- **Frontais:** que se localizam à frente de uma cadeia montanhosa ou de um arco de ilhas vulcânicas, resultado da convergência de placas que obriga à flexão e afundamento da litosfera.

- **Retroarco:** localizam-se entre o arco de ilhas vulcânicas e o continente, pois resultam da formação de cadeias montanhosas. As Bacias de Antepaís Retroarco são estruturas de grande escala e longa duração: centenas de quilômetros de largura, milhares de quilômetros de extensão, muitos quilômetros de espessura e 10–100 milhões de anos de duração (JORDAN, 1995). Elas formam-se ao longo dos flancos de cinturões orogênicos de margem continental, do lado voltado para o interior do continente. Sua sedimentação é dominada por depósitos não-marinhos e marinhos rasos. São mais comumente ligadas à tectônica *thin-skinned*, isto é, sem envolvimento do embasamento. De acordo com (JORDAN, 1995), este envolvimento é pouco comum nesse tipo de bacia. Podem ser classificadas como do tipo IS (KINGSTON et al., 1983). A única bacia mesozóica deste tipo conhecida no Brasil é a Bacia do Acre.
- **Estiramento:** resultam da distensão da litosfera devido à atuação de forças tectônicas distensivas e um exemplo destas são os riftes (também se incluem grábens).
- **Fossas de Afundamento:** por último, existem as bacias sedimentares que resultam do arrefecimento da litosfera, pois este provoca um aumento da densidade das rochas e a sua subsidência.
- **Strike-Slip:** Este tipo de bacia comumente forma-se em áreas com regime de tectônica de placas mutantes, com alternância de transcorrências e falhamentos normais (NILSEN; SYLVESTER, 1995). Entre os diversos tipos de bacia *strike-slip*, descritos por esses autores, estão as bacias *pull-apart*, formadas como calhas extensionais (KEAREY; VINE, 1996), e as bacias polihistóricas, formadas inicialmente como bacias rifte desenvolvidas sob extensão regional, convertidas para *strike-slip* por transcorrência posterior (NILSEN; SYLVESTER, 1995). As bacias *strike-slip* que estão situadas no Nordeste do Brasil são intracratônicas, distribuídas ao longo de uma faixa de direção SW–NE e foram denominadas por (CASTRO, 1999) de “Bacias Rifte do Vale do Cariri” (Fig. II.13). Elas formaram-se em meio-grábens resultantes do regime extensional ao longo de linhas de falhas neoproterozóicas, reativadas durante o quebramento do Gondwana.

Figura 2.2- Resumo ilustrado dos tipos de bacias sedimentares presentes no Brasil.



Fonte: Adaptado de (CPRM, 2003).

Essas áreas como um todo possuem seu registro sedimentar composto por um “pacote” deposicional mais espesso em seu interior (podendo ser observado pela localização do depocentro), regredindo em direção às bordas e podendo apresentar camadas de rochas que mergulham da periferia para o centro. Essas estruturas têm função de servirem como jazidas e/ou depósitos de recursos naturais importantes como água subterrânea, minerais minérios e petróleo, sendo o último o principal interesse das pesquisas e levantamentos geofísicos na **Bacia do Parnaíba**, a qual o presente trabalho se objetiva a tratar.

3. GEOLOGIA DA BACIA DO PARNAÍBA

3.1 Localização e justificativa da área escolhida

A Bacia do Parnaíba localiza-se na região nordeste ocidental brasileira, uma área de aproximadamente 600.000 km², com espessura sedimentar máxima (depocentro) em torno de 3.500 metros (VAZ et. al., 2007). Caracteriza-se como uma bacia intracratônica situada entre faixas de dobramentos que bordejam os crátons do Amazonas, São Luís e São Francisco, possui sedimentação datada do Siluriano ao Cretáceo, e rochas intrusivas e extrusivas ligadas a eventos magmáticos de idades Jurotriássica a Eocretácea (GÓES; FEIJÓ, 1994).

Apesar das pesquisas geofísicas (principalmente sísmica) e geológicas desempenhadas nessa bacia ao longo dos anos, suas dimensões, bem como complexidade deposicional, a quantidade de dados coletados ainda é inexistente para um imageamento da bacia como um todo (TEIXEIRA, 2001). O que se obteve serviu para aspectos estratigráficos, litológicos, estruturais, etc.

O método empregado no presente trabalho, trata-se do método sísmico, de extrema importância ao que tange à exploração e produção de petróleo. Este método possui aplicações diversas, como mapeamento regional, de prospecção, delineamento de reservatório, modelagem sísmica, análise indireta para detecção hidrocarbônica e posterior monitoramento da produção petrolífera.

A exploração sísmica é normalmente compreendida em três etapas, sendo elas: aquisição de dados, processamento de dados e interpretação. À grosso modo, a aquisição é feita através de fontes artificiais, geralmente explosivas, que têm como função a geração de ondas elásticas que se propagam em subsuperfície, tendo seu retorno à superfície captado por sensores (no caso dos dados utilizados no trabalho, geofones), para posterior análise dos fenômenos de reflexão e refração sísmica e identificação de interfaces rochosas (propriedades petrofísicas em refletores sísmicos).

Toda essa etapa descrita foi realizada em pesquisa fita pela ANP (Agência Nacional do Petróleo) na já citada Bacia do Parnaíba. Os dados gerados foram processados a fim de se produzir um modelo de velocidade com qualidade para ser utilizado na etapa de migração em profundidade.

3.2 Contexto geológico e visão geral

Também conhecida como bacia do Meio Norte ou do Maranhão, a bacia do Parnaíba localiza-se no Nordeste do Brasil, em uma área de cerca de 600.000 km², ocupando parte dos estados do Para, Maranhão, Piauí, Tocantins, Ceara e Bahia. Inserida na plataforma Sul-Americana e sobreposta à um embasamento cristalino cratonizado, supostamente após a conclusão do evento Brasileiro (ALMEIDA; CARNEIRO, 2004), ocorrido entre o final do Proterozóico e início do Cambriano, composto pela acoplagem dos crátons de São Luís, do Amazonas e São Francisco e pelas faixas de dobramento Tocantins-Araguaia, Gurupi e Rio Preto (CUNHA, 1986).

A bacia é estruturalmente assimétrica disposta segundo um eixo NE-SW que atravessa a capital do estado do Piauí, Teresina. O mergulho das camadas na borda sul/sudeste é mais destacado que o da borda noroeste. Na porção central da bacia, as camadas possuem inclinações variando de 7m/km a 10m/km fazendo com que as feições estruturais como dobras, arcos e falhas sejam perceptíveis apenas em nivelamentos encontrados em afloramentos mais extensos (CUNHA, 1986). A borda sul da bacia do Parnaíba é delimitada pelo Arco de São Francisco. As bordas leste e oeste são delimitadas por rochas da orogenia Brasileira. A borda noroeste da bacia é delimitada pelo arco de Tocantins, separando essa bacia da Bacia do Amazonas. Ao Norte há duas bacias costeiras (Bacias de São Luiz e de Barreirinhas), que são separadas da Bacia do Parnaíba pelo Arco de Ferrer-Urbano Santos

Os processos deposicionais que afetaram essa bacia foram principalmente de natureza termal. A origem ou subsidência inicial da Bacia do Parnaíba provavelmente está ligada às deformações e eventos térmicos fini- e pós-orogênicos do Ciclo Brasileiro ou ao estágio de Transição da plataforma (ALMEIDA; CARNEIRO, 2004).

Trata-se de uma bacia de ampla dimensão que acomoda um pacote de 3.500m de espessura máxima de sedimentos (VAZ et. al., 2007). Caracterizada como paleozoica, apesar de depósitos mesozoicos ocuparem extensas áreas (MESNER; WOOLDRIDGE, 1964), possui geometria elipsoidal com diâmetro longitudinal medindo aproximadamente 1000 km, e o diâmetro perpendicular a esse medindo cerca de 800 km, confirmando sua proporção “continental”.

Figura 3.1- Unidades geotectônicas da província Parnaíba.



Fonte: Adaptado de (CPRM, 2003)

3.3. Evolução tectono-sedimentar e aspectos estratigráficos

A bacia do Parnaíba ocupa ao em torno da metade total da província na parte centro-sul. Implantada nos riftescambro-ordovicianos de Jaibaras, Jaguarapi, Cococi/Rio Jucá, São Julião e São Raimundo Nonato (Brito Neves, 1998), equivalente às superseqüências Siluriana (Grupo Serra Grande), Devoniana (Grupo Canindé) e Carbonífero-Triássica (Grupo Balsas) de (GÓES; FEIJÓ, 1994). O Grupo Serra Grande se refere às Formações Ipu, Tianguá e Jaicós, já caracterizadas em subsuperfície, mas não individualizadas em trabalhos geológicos de superfície. Os ambientes de deposição do Grupo Serra Grande classificam-se como flúvioglacial e glacial (GÓES; FEIJÓ, 1994), passando à transicional (nerítico) e posteriormente retornando às condições continentais (fluvial entrelaçado). Já o Grupo Canindé é definido pelas Formações Itaim (considerada como membro inferior da Formação Pimenteiras), Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti.

A Formação Itaim é composta de arenitos e folhelhos de ambiente de plataforma rasa. Já a Formação Pimenteiras consiste de arenitos em diferentes níveis de folhelhos, depositados em ambientes que foram influenciados por marés e tempestades. A Formação Cabeças, composta por arenitos de geometria sigmoidal abaulada e localmente intercalações de diamictitos é classificada como depósito de ambiente nerítico plataformar (GOÉS E FEIJÓ 1994), com provável ação de correntes e influência periglacial. A Formação Longá consiste-se de arenitos finos e siltitos, tidos como depósitos plataformais dominados por tempestades. O Grupo Canindé é delimitado pela Formação Poti, considerados ambientes de submaré inferior e superior, canal flúvio estuarino e planície de marés (GÓES et al., (1997). As formações Piauí, Pedra-de-Fogo, Motuca e Sambaíba compõem o Grupo Balsas, representanteda Superseqüência Carbonífero-Triássica da Bacia do Parnaíba.

A Formação Piauí, (presente na porção nordeste da cidade de Floriano), é composta por depósitos de dunas eólicas, interdunas e planícies de deflação. A Formação Pedra de Fogo é representada por duas seqüências de arenitos: os arenitos inferiores correspondem a dunas; os superiores a um ambiente litorâneo com presença localizada de biostromas com estromatólitos hemisféricos. Estes são superpostos por arenitos de estratificação cruzada sigmoidal e alternâncias de folhelho e arenito, depositados em planície de maré.

Por fim, têm-se a formação Motuca que consiste de folhelhos vermelhos com níveis de silito, e estromatólitos dômicos in loco, o que representa deposição em ambiente lacustre. Seguindo-se, encontra-se a Formação Sambaíba formada de arenito fino, com granulometria bimodal, interpretado como eólico.

3.4 Sistema petrolífero

Informações disponíveis a respeito da Bacia do Parnaíba indicam que ela contém os requisitos necessários para a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos como: reservatório, rocha geradora, migração primária secundária e trapas estruturais e estratigráficas.

A Formação Pimenteiras trata-se da principal unidade potencialmente geradora de hidrocarbonetos, distribuindo-se amplamente e alcançando espessuras maiores que 500 metros. Apesar da pequena quantidade de informações; interpretou-se que a maturação dos geradores

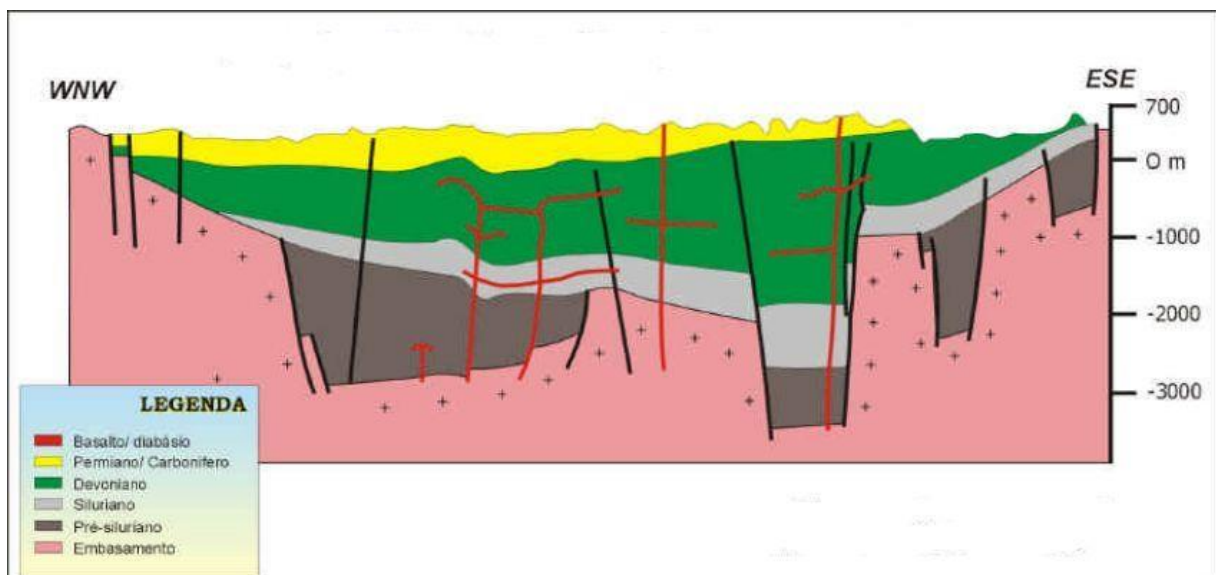
Pimenteiras foi iniciada a partir de processos de soterramento e com forte influência de efeitos térmicos das intrusivas Jurotriássica, que também podem atuar como capeadoras.

A Formação Pimenteiras pode atuar como selo para o reservatório secundário da Formação Itaim. As Formações Longa e Tianguá podem ser consideradas geradoras secundárias, pois, as suas camadas geradoras, composta predominantemente por folhelhos, são delgadas.

O principal reservatório é representado pela Formação Cabeças; por conter arenitos com características permoporosas em contato direto com a principal seção geradora e por serem capeados por folhelhos devonianos. As Formações Itaim e Ipu podem exercer a função de reservatório secundário, devido a presença de arenito hialino, médio e grosso e arenito fino, respectivamente. Os folhelhos da Formação Longa podem atuar como capeadora, funcionando como uma forma de impedir a migração do óleo ou gás formado nas geradoras abaixo dela, no caso, da Formação Pimenteiras.

As Formações Pimenteiras e Tianguá podem atuar como selos para os reservatórios das Formações Itaim e Ipu, respectivamente.

Figura 3.2-Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba.



Fonte: Adaptado de (ANP, 2011).

4 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

Espaço dedicado aos conceitos e ilustrações referentes à toda a teoria e posteriormente aplicação do método geofísico utilizado para a conclusão do trabalho, bem como discussões relativas ao processamento computacional envolvido.

4.1 Método sísmico

Os Métodos Sísmicos baseiam-se na propagação de ondas mecânicas produzidas artificialmente por meio de fontes controladas para avaliar as propriedades da subsuperfície da Terra, por serem ondas elásticas que se propagam em rochas, são melhor qualificadas como ondas elastodinâmicas. O levantamento sísmico origina-se com a ativação de uma fonte que produz essas ondas elásticas (vibroseis, airgun, dinamite, etc.), que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que dividem rochas com formações petrofísicas distintas, e retornam à superfície, onde são captadas por geofones, na aquisição terrestre, ou hidrofones, na aquisição marítima. Em geral, existem dois métodos: refração e reflexão.

No Método Sísmico de Refração; as ondas sísmicas propagam-se em subsuperfície percorrendo extensas distâncias, logo as informações coletadas por este método frequentemente são de áreas em grande escala. No Método Sísmico de Reflexão, as propriedades da subsuperfície da Terra são estimadas através da reflexão de ondas sísmicas. No levantamento ao qual esse trabalho se vale, a reflexão foi a metodologia utilizada.

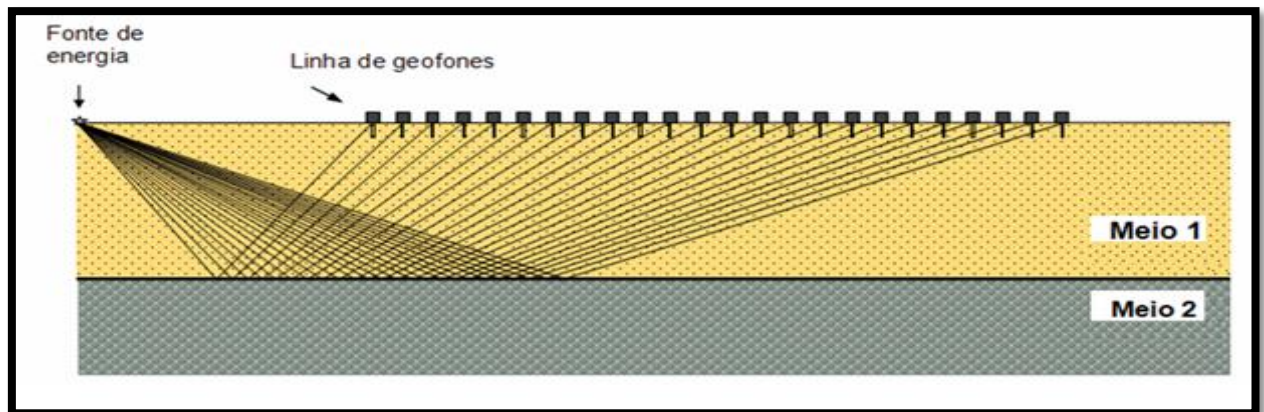
4.1.1 Método sísmico de reflexão

Rochas com diferentes elasticidades admitem a propagação de ondas com velocidades diferentes. Uma parcela da energia dessas ondas é refletida e outra parcela é refratada, ao encontrarem meios com propriedades físicas distintas. No levantamento sísmico é usado um conjunto de fontes, que excitam o meio em subsuperfície e receptores, os quais captam a informação do meio geológico por meio das ondas que retornam a superfície (Figura 4.1).

A informação do tempo de transito das ondas em diferentes pontos possibilita estabelecer a velocidade de propagação da onda e a posição das interfaces que separam os meios

com diferentes valores de impedância acústica. As interfaces acústicas dividem meios com diferentes litologias e, portanto, com diferentes velocidades de propagação.

Figura 4.1- Levantamento sísmico terrestre evidenciando camadas de investigação do método.



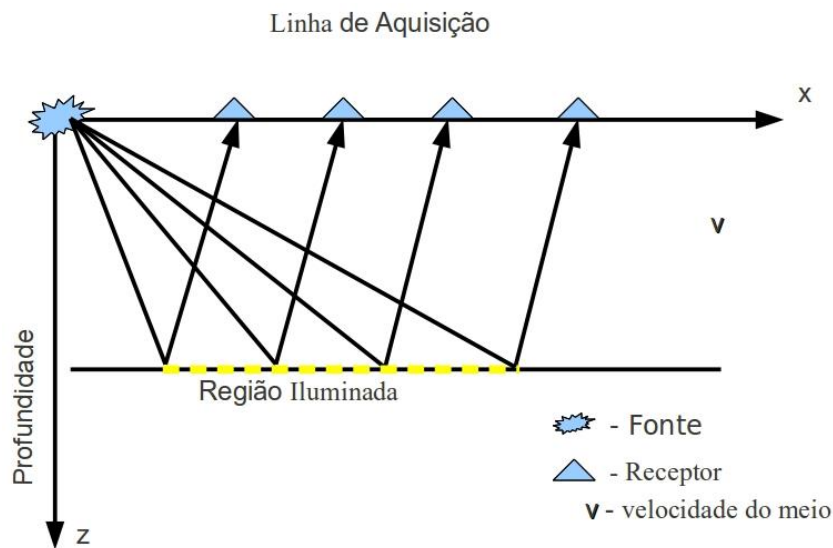
Fonte:Autor.

A aquisição original de dados sísmicos é realizada na configuração fonte-comum (FC) (ver Figura 4.2), onde o conjunto de traços sísmicos registrados são oriundos de alvos localizados em subsuperfície. Esta seção contém traços que são organizados de acordo com o afastamento fonte-receptor para ambos os lados (bilateral simétrico ou assimétrico, ou unilateral) para compor o cubo de dados em multicobertura. Na configuração FC fica estabelecido e a discretização original temporal-espacial, que normalmente são da ordem de 2ms e 25m, nesse trabalho a discretização utilizada foi de 6ms e 25m, respectivamente. Diferentes arranjos podem ser organizados, a partir do cubo de dados, como por exemplo, o arranjo ponto-médio-comum (PMC) e o receptor-comum (RC). Nestas novas configurações as propriedades da discretização mudam com relação ao espaço. Há mudança, também, na escala temporal com o processamento, como por exemplo, no empilhamento.

O levantamento 2D consiste de uma série de explosões (dinamites, ou *vibroscis*, no caso terrestre e *airguns*, no caso marinho) em sequência situados ao longo de uma linha para obtenção de registros através de estações de geofones quando o registro é terrestre; ou de hidrofones quando marinho.

A fonte sísmica gera no meio geológico uma complexidade infinita de ondas, que podemos classificar de forma prática em ondas de volume e ondas de superfície. Para as aplicações sísmicas, as ondas de superfície são automaticamente descartadas pelas janelas temporais.

Figura 4.2- Configuração fonte-comum (FC) com um arranjo unilateral utilizada na aquisição de dados onde todos os raios partem do mesmo ponto. Aquisição sísmica 2D.



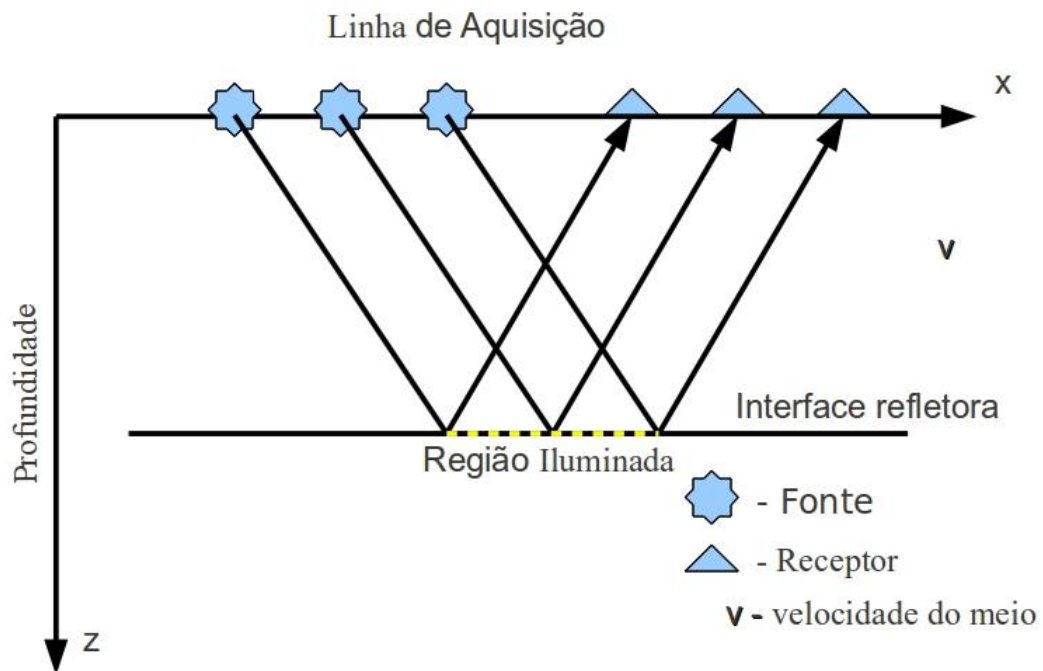
Fonte: Autor.

As ondas podem ser classificadas em três formas simples: ondas diretas (água, solo ou ar), ondas de volume (reflexões e refrações) e ondas de superfície (marinhas e terrestres).

No fenômeno da propagação, o interesse é na transmissividade e na refletividade através das discontinuidades na subsuperfície. A onda que emerge nos receptores é registrada com relação ao tempo percorrido a partir da emissão da fonte (tempo de trânsito). Na sísmica 2D, a configuração FC (ver Figura 4.2) é continuamente deslocada ao longo de uma linha para se obter várias seções FC que contém reflexões da subsuperfície iluminada. O conjunto de dados registrados forma o cubo de dados, que contém redundância na cobertura de pontos em profundidade.

Vários outros arranjos podem ser obtidos para que se formem outras seções que representam um passo na interpretação de dados registrados. A seção afastamento-comum (AC) contém todos os traços com um certo afastamento fixo fonte-receptor ao longo da linha (ver Figura 4.3).

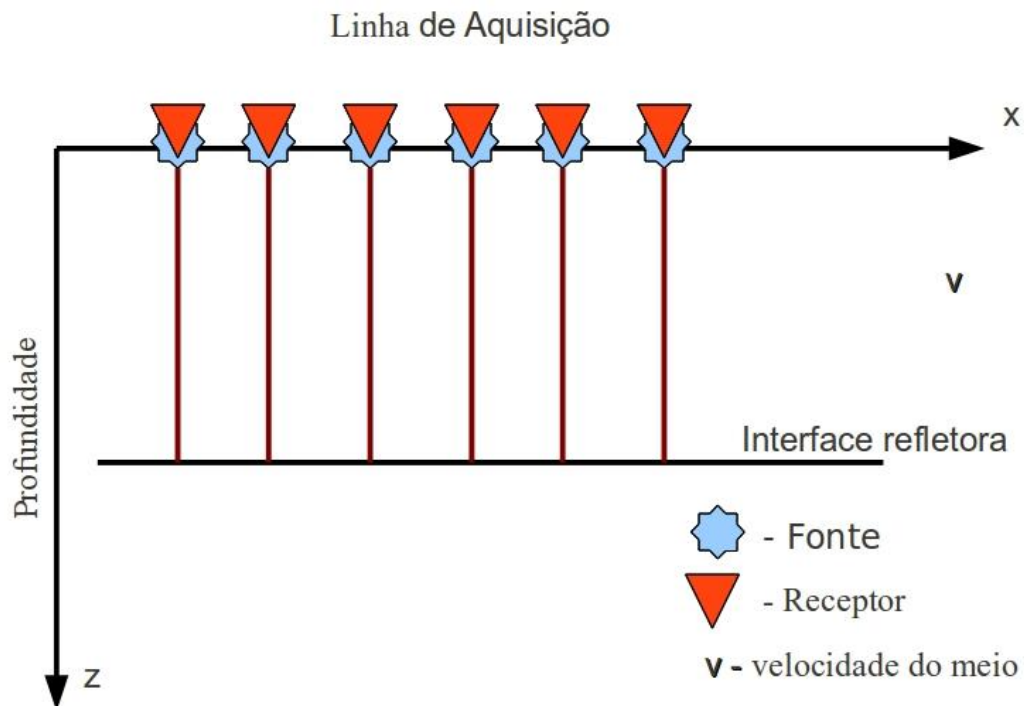
Figura 4.3- Configuração afastamento-comum (AC) onde a distância fonte-receptor é constante.



Fonte: Autor.

Uma seção especial e desejável é a afastamento-nulo (AN) onde o meio-afastamento é zero ($h = 0$), ou seja, a posição da fonte e receptor é coincidente (ver Figura 4.4). No entanto, a configuração AN não pode ser realizada durante a aquisição sísmica de reflexão, e esta seção é obtida como uma simulação matemática por métodos de empilhamento, como mostra a figura abaixo:

Figura 4.4- Configuração afastamento-nulo (AN) onde a distância fonte-receptor é zero. Considerando o tempo simples, esta seção pode ser interpretada como o “refletor em explosão” de interface plano-horizontal, e que equivale à onda hipotética denominada de Onda Normal (onda N, normal ao refletor).

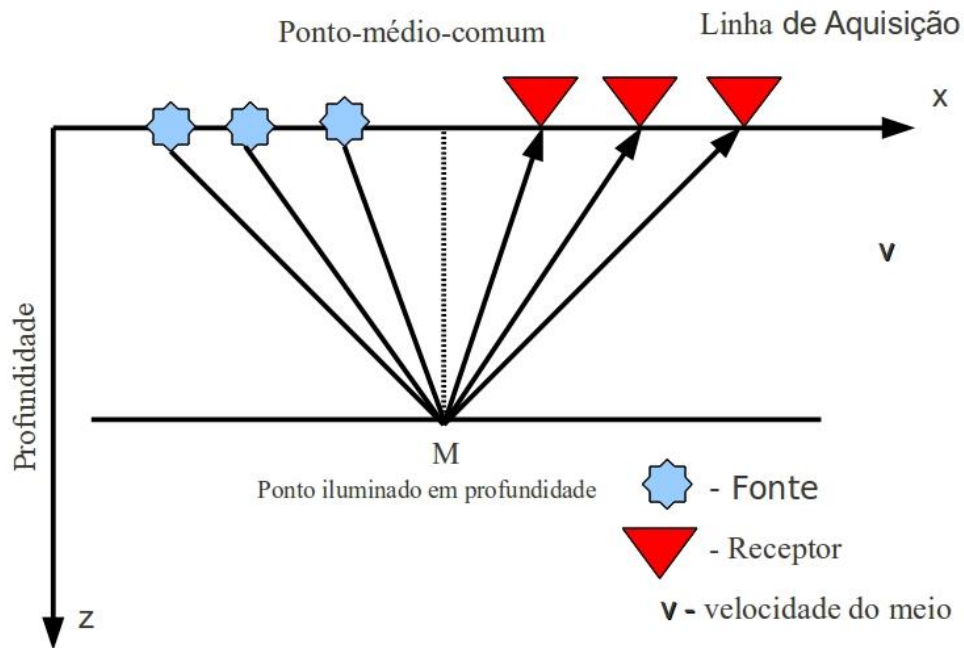


Fonte: Autor.

Uma seção especial e desejável é a afastamento-nulo (AN) onde o meio-afastamento é zero $h = 0$, ou seja, a posição da fonte e receptor é coincidente (ver Figura 4.4). No entanto, a configuração AN não pode ser realizada durante a aquisição sísmica de reflexão, e esta seção é obtida como uma simulação matemática por métodos de empilhamento, como mostra a figura abaixo:

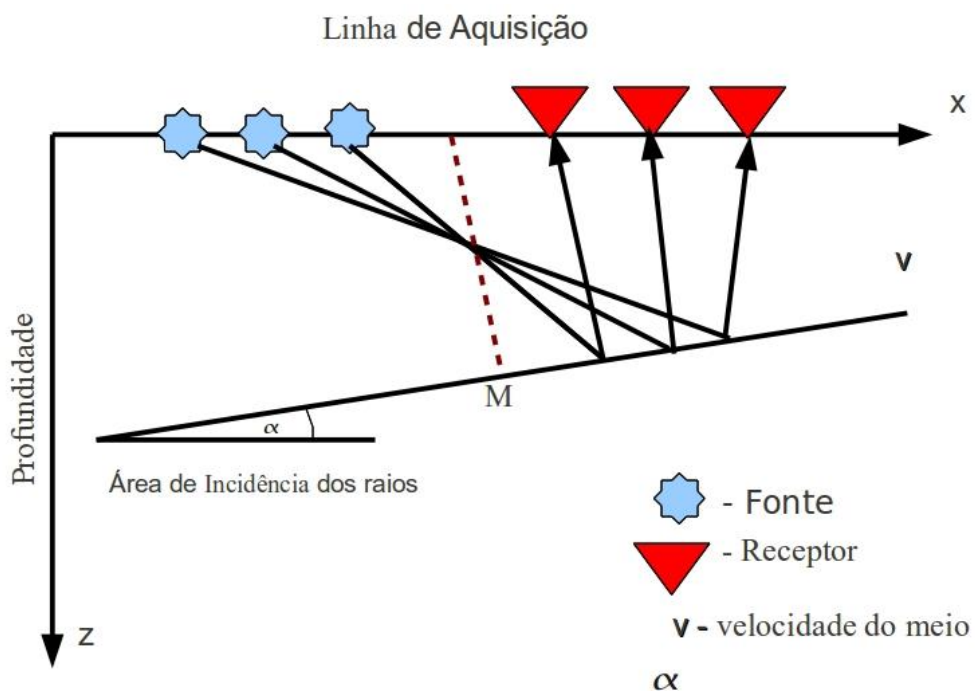
A relação aplicável na seção PMC é $x_m = constante$ e $h = constante$, e é constituída por um painel paralelo ao eixo h no plano (x_m, h) . Na seção AC a relação aplicável é $h = constante$, sendo constituída por um painel paralelo ao eixo x_m no plano (x_m, h) . O caso especial da seção NA é o plano frontal à direita/esquerda do cubo de dados onde $h = 0$.

Figura 4.5- Configuração ponto-médio-comum (PMC) na superfície, e um ponto em profundidade para ilustração mostrando a iluminação pontual em subsuperfície. Os receptores à direita correspondem às fontes à esquerda, bem como vice-versa.



Fonte: Autor.

Figura 4.6- Configuração PMC para um refletor plano-inclinado. Neste caso não há coincidência entre um PCP e um PMC devido à inclinação do refletor, e a iluminação é distribuída em uma área (superfície de reflexão comum). Os receptores à direita correspondem às fontes à esquerda, bem como vice-versa.



Fonte: Autor.

4.1.2 Ponto médio comum (CMP) e ponto médio em profundidade CDP

Em um levantamento sísmico, os dados adquiridos são representados em sismogramas, seções ilustradas através da posição do receptor (x) e do tempo de registro (t) sendo este último em geral de poucos segundos. Basicamente cada ponto em x esboça um traço sísmico (trajeto percorrido da fonte, incidindo sobre o refletor e alcançando o refletor). Sendo a amplitude $u(x, t)$ representada pela oscilação dos pontos dispostos nas linhas formadas.

Segue na ilustração abaixo o esquema do funcionamento do registro sismográfico, onde são observados diversos traços medidos a partir da mesma fonte, R_1 , dando origem à família de tiro comum, também conhecida como fonte comum. Sendo que os registros são feitos por vários receptores devidamente espaçados ao longo do arranjo, formando assim o sismograma resultante. Neste, ressalta-se a tendência dos eventos pela linha vermelha, o chamado *moveout* hiperbólico.

Normalmente, os dados sísmicos são adquiridos em famílias de tiro-comum (do inglês: *commonshot*), no entanto, os dados podem ser agrupados em diversas famílias. A guia de exemplos, têm-se família de tiro comum, receptor comum, ponto médio comum e etc.

4.1.3 Destaque para o grupamento CMP

A importância do arranjo PMC reside no fato de ser a base da técnica empregada comumente no processamento de dados. Matematicamente falando, a posição desse ponto médio x_m da fonte x_s e do receptor x_g é dada pela equação 4.1:

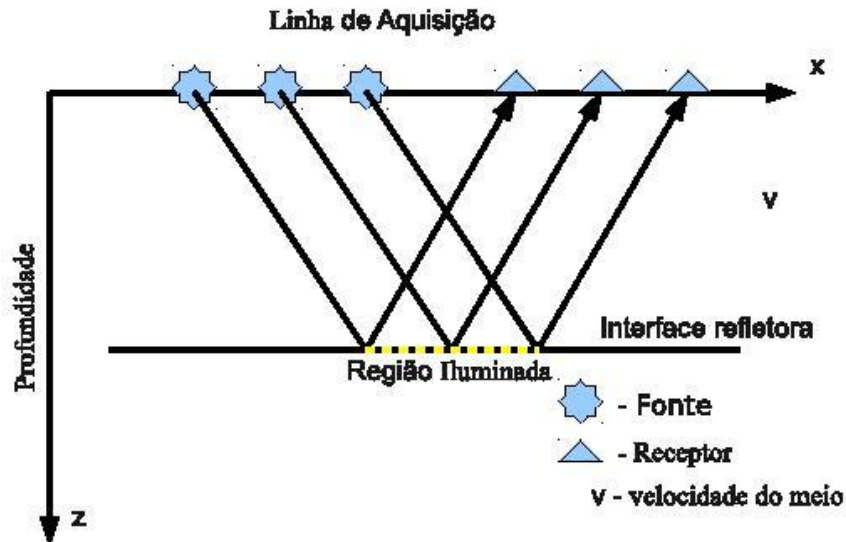
$$x_m = \frac{1}{2}(x_g, x_s) \quad (4.1)$$

Para um conjunto de traços sísmicos, adota-se a definição:

$$x_m = \text{constante} \quad (4.2)$$

Os traços da família CMP possuem o mesmo ponto médio comum em superfície (CMP). Na figura 4.7 abaixo o ponto m é o CMP do par fontes s e receptor r :

Figura 4.7-Representação esquemática de um evento de reflexão, s é a fonte e r os receptores que captam o sinal.



Fonte:Autor.

Na ilustração, o refletor é plano-horizontal, em termos de modelagem computacional, usa-se isso para considerar uma camada homogênea e com velocidade constante, nesse caso um valor v . O ponto m é a projeção da reflexão de D (superfície da camada em profundidade) na superfície. Nesse modelo, M será o CMP (o já citado ponto Médio Comum) de todos os traços observados na família. Já para D usa-se a atribuição de ponto comum em profundidade, ou CDP da sigla em inglês para *CommonDepth Point*.

Sendo o CDP a projeção do CMP, para a localização daquele, basta atribuir a mesma posição no eixo x do CMP, nesse caso o ponto m , no entanto, em profundidade. Para isso, é necessária a equação do movimento unidimensional:

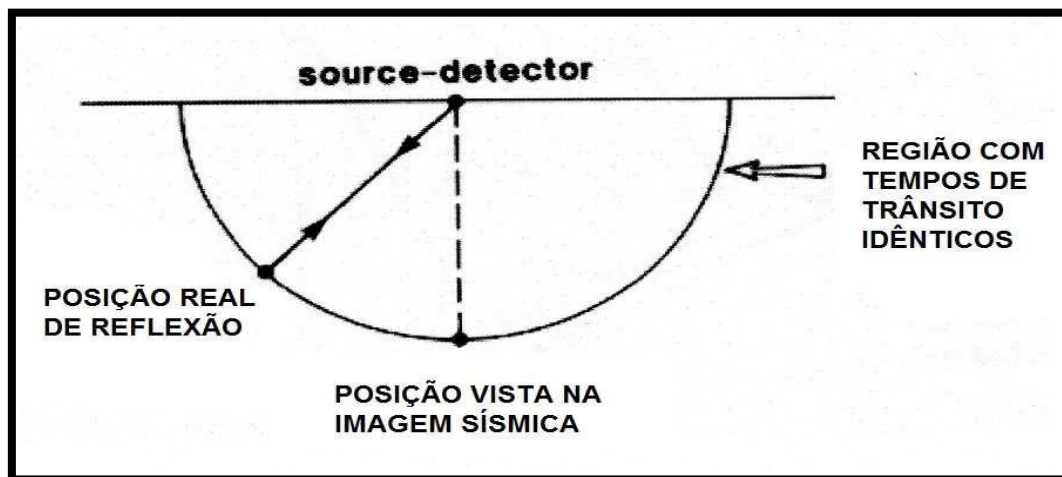
$$h = v \cdot t \quad (4.3)$$

onde h é a profundidade de d , v é a velocidade da onda no meio e t é a metade do tempo de registro para um raio que sai de m e atinge d verticalmente.

Com a utilização dos raios verticais, simplifica-se a equação para localizar os CDP's. Com o empilhamento e o uso dessa técnica produz-se seções *zero-offset* na qual os raios são exclusivamente verticais. Sendo, esta, uma das vantagens do CMP.

Por outro lado, num cenário real, se houver um refletor que não possa ser aproximado de um plano-horizontal, o CMP e o CDP não serão as projeções um do outro. No fim, a posição em profundidade do refletor obtida durante o pré-processamento será incorreta e o CDP será erroneamente posicionado na seção *zero-offset*. Na figura abaixo, é possível visualizar a diferença entre as posições real e imagiada do CDP, além de uma área mostrada para as prováveis posições desse CDP em profundidade e com tempos de trânsito idênticos. Sendo este problema o principal a ser superado na etapa de empilhamento sísmico.

Figura 4.8- Representação esquemática da posição atribuída ao ponto de reflexão na imagem sísmica e sua real posição em subsuperfície.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2011).

4.2 Arranjo (geometria CMP)

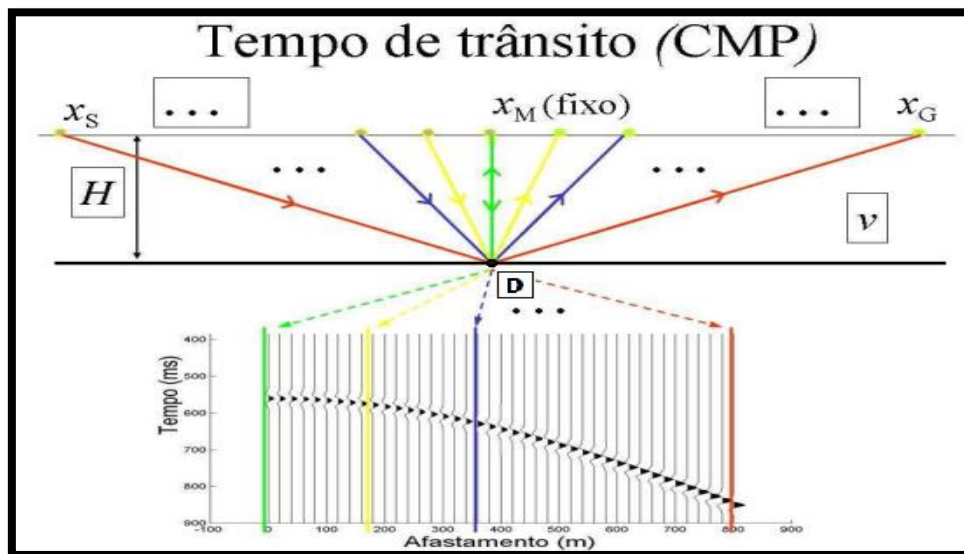
Na figura 4.9 abaixo é possível observar a geometria do arranjo CMP, nota-se que os diferentes traços, ainda que oriundos de diversas posições de fontes e receptores, possuem o mesmo CDP, no caso o ponto D. bem como a hipérbole do evento registrada no sismograma, representada inferiormente à ilustração.

Em relação aos tempos de trânsito, o menor tempo do registro é o tempo vertical, em verde, mostra a incidência direta do CDP para o CMP, seguido de vários outros tempos

representados por outras cores, o resultado desses afastamentos entre fonte e receptor são o já citado move-out.

Para o valor zero de ângulo, ou seja, na incidência vertical entre CDP e CMP é dada a atribuição de estarem na mesma direção, já para os outros ângulos de incidência, fica clara defasagem em relação à distância fonte-receptor.

Figura 4.9- Geometria das famílias CMP.



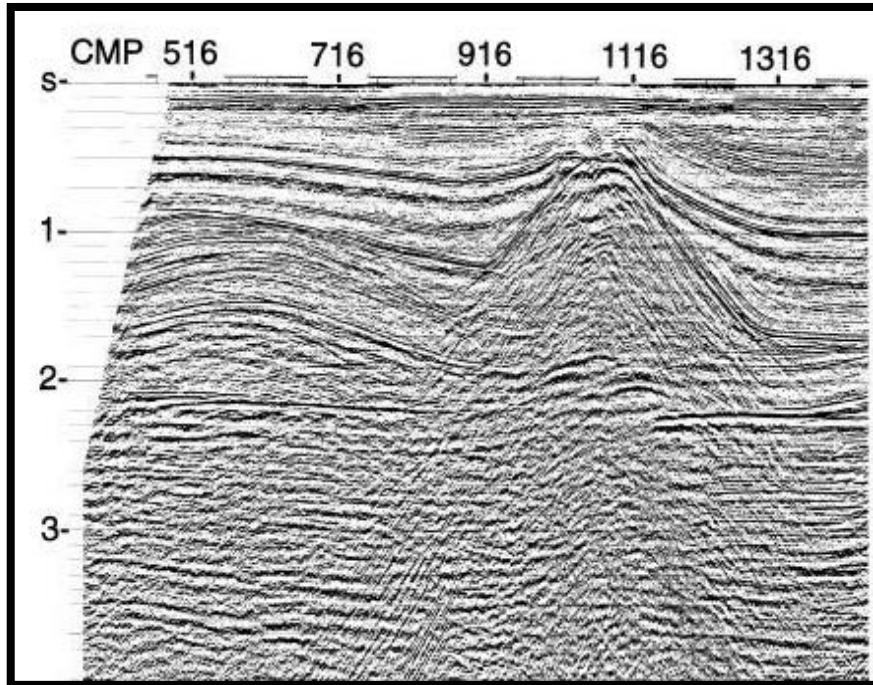
Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2011).

Valendo-se dessas informações, a técnica CMP corrige os efeitos do afastamento fonte-receptor, zera os ângulos de incidência e reflexão dos traços para evidenciar apenas a incidência vertical e com isso a conversão dos traços em CMP para o domínio do afastamento nulo ou zero off-set. Com o devido tratamento desses dados, obtêm-se informações valiosas sobre o mesmo ponto e reflexão D para todos os traços captados. Essa soma de traços carrega em si mais informação que cada traço individualmente, sendo assim, quanto mais traços possuir a família, mais detalhes à cerca do CDP estarão disponíveis. Essa quantidade de traços é conhecida como número de cobertura e seu empilhamento reforça as reflexões de modo que os ruídos aleatórios possam ser atenuados.

Somando-se esses traços do grupamento, pós correção, adquire-se o supertraço, onde sua posição em superfície é o próprio CMP juntamente com sua projeção para o CDP. O mesmo

processo sendo aplicado para todos os CMP's do arranjo e somando-os, têm-se a seção zero *off-set* ou *stack*.

Figura 4.10- Seção *zero-offset*. O eixo x são os CMP's e y apresentam o tempo em segundos.



Fonte: Adaptado de (YILMAZ, 1987).

5 METODOLOGIA

5.1 Pré-processamento

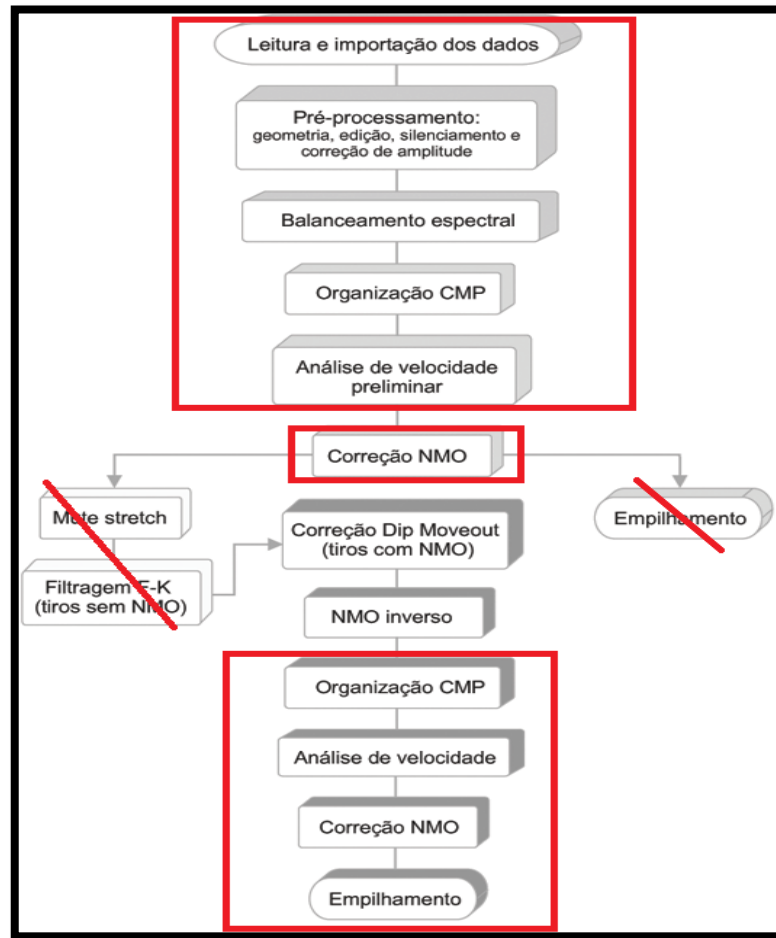
Nesta etapa o objetivo principal é organizar os dados derivados da aquisição e identificar problemas capazes de comprometer a qualidade dos resultados (OGORODNIK, 2008), como: traços ruidosos, anomalias de amplitude, ruídos coerentes e outros. Isto é feito através da visualização de todo o sismograma, procurando informações sobre sua disposição ou características, como por exemplo, a simetria do arranjo usado na aquisição.

Por isso é indispensável que o processador disponha de treinamento apropriado sobre a ferramenta utilizada, a fim de identificar a natureza dos problemas presentes nos dados e usar métodos mais eficazes para resolver cada um deles.

No presente trabalho, esta fase foi muito extensa, devido a um minucioso procedimento de edição para a minimização da energia indesejável causadas pela existência de traços ruidosos e/ou com amplitudes anômalas. Todo pré-processamento foi realizado utilizando-se o software ProMAX® desenvolvido pela LandmarkGraphics Corporation. Este aplicativo dispõe de ferramentas que organizam fluxogramas contendo todos os processos desejados para cada etapa do processamento.

Visando uma melhor compreensão dos processos realizados, a sessão seguinte foi organizada mesclando-se conceitos das etapas de pré-processamento com as descrições dos passos realizados computacionalmente no ProMax9® para o desenvolvimento do trabalho.

Figura 5.1-Esquemática das etapas (fluxos) abordadas do trabalho.



Fonte: Autor.

5.1.1 Ordenação em famílias CDP

Ordenação em famílias CDP: após a seleção dos registros (etapa de edição de traços), agora possuindo os *headers* com informações referentes à geometria de aquisição. O próximo passo é a ordenação que pode ser feita de várias maneiras, mas em via de regra, usa-se a ordenação em CDP (*comondeep point*).

Tabela 5.1- Tabela com as etapas do processamento

Leitura e importação dos dados
Pré-processamento: geometria, edição, silenciamento e correção de amplitude
Balanceamento espectral
Organização CMP
Análise de velocidade preliminar
Correção NMO
Análise de velocidade
Empilhamento

5.1.2 Leitura e tratamento dos dados

A primeira etapa do pré-processamento é a leitura dos dados. Geralmente, os dados sísmicos brutos são fornecidos no formato **SEG-Y**, necessitando a sua conversão para outro formato (**SU**).

Os dados sísmicos de reflexão da Bacia do Parnaíba utilizados neste trabalho, conjunto dos 1000 tiros finais da Linha Sísmica 2D 0295-0001, já citada anteriormente, pertencente ao projeto da Agência Nacional do Petróleo (ANP) denominado de 0295_ANP_2D_PARNAIBA (TEIXEIRA, 2001), já haviam sido demultiplexados e gravados em **SEG-Y**. Para efetuar a leitura dos dados no ProMAX®, foi necessário, primeiramente, a conversão de formato do dado, originalmente em **SEG-Y**, para o formato interno do *software*. Após essa conversão, os dados podem ser devidamente tratados no ProMAX®. Ao final do processamento sísmico, é necessária a reconversão dos dados para o formato SEG-Y, para que eles possam ser acessados por qualquer outro aplicativo.

O Software de processamento PROMAX foi utilizado, seguindo o fluxo de processamento (vide figura 5.2), com o intuito de obter-se o modelo de velocidade e suas implicações. O principal aspecto pretendido é a discussão acerca da construção do modelo e sua relevância para as etapas seguintes. A linha de dados sísmicos que foi trabalhada tem dimensão de 10Km, em arranjo split-spread, com 420 CDPs. O tipo de fonte usada foi dinamite, com 963 tiros. Foram usados 12 geofones por grupo, com o espaçamento de 2.08 m. O intervalo entre grupos de geofones foi de 25 m, com o mínimo afastamento de 25 m e o máximo

de 5237m. O tempo total de registro foi de 5 segundos, porém observou-se em trabalhos realizados anteriormente na área, que o tempo máximo de interesse geológico é de 3 s.

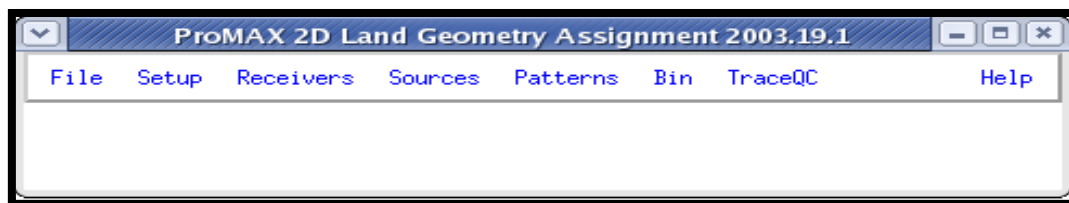
5.1.3 Geometria

A geometria é uma etapa fundamental no pré-processamento sísmico e deve-se ter o máximo de atenção por parte de quem a processa, pois nela são informadas as posições corretas de fontes e receptores, por meio de suas coordenadas geográficas, informações essas que serão usadas no restante do processamento. Havendo erro nesta etapa, todo o processamento será comprometido, pois a seção sísmica gerada não corresponderá coerentemente à subsuperfície do local de registro.

O objetivo desta etapa é registrar no “cabeçalho” de cada traço sísmico, as informações relativas à posição da fonte e as informações referentes à localização espacial do receptor. Baseado nestas informações, o aplicativo define as coordenadas do ponto médio comum, o afastamento entre fonte e receptor, além de outras informações relevantes, que possibilitem a organização dos traços em famílias CDP, dentre outras formas possíveis de organização.

A construção da geometria com o ProMAX® foi realizado através do módulo convencional de processamento para linhas bidimensionais terrestres. Dessa opção, surge o painel principal constituído por vários itens (Figura 15). Cinco desses itens devem ter suas tabelas ou lacunas preenchidas: Setup; Receivers; Sources; Patterns; Bin. O preenchimento das mesmas deve ser baseado nas informações contidas no relatório de levantamento ou documento de campo similar.

Figura 5.2- módulo convencional, painel para o preenchimento de dados referentes à geometria.



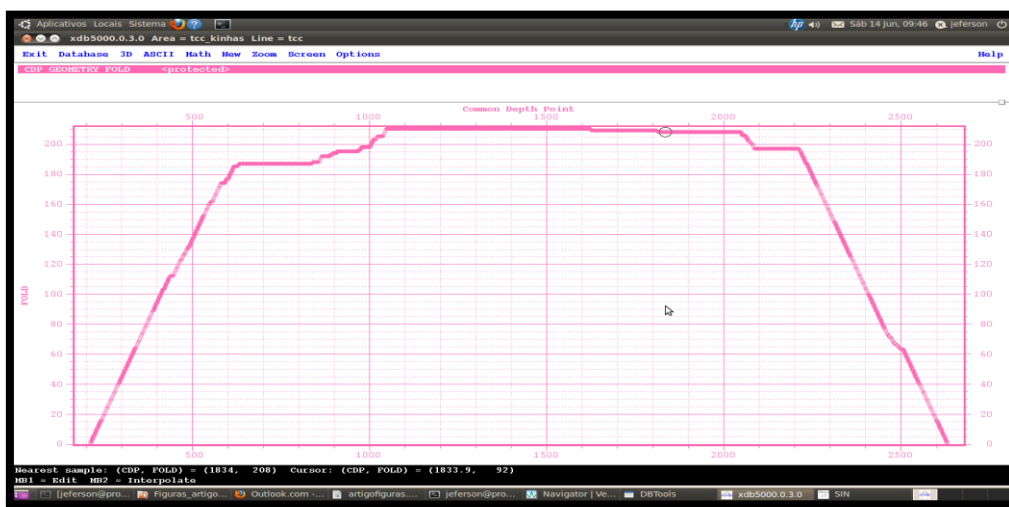
Fonte: Autor.

Dentre todos os itens deste processo, a tabela referente ao **PATTERN** ganha destaque. Ela deve ser preenchida seguindo, rigorosamente, as variações do lanço contidas no relatório do observador, já que em alguns casos, a linha sísmica pode mudar a configuração do lanço. Conforme foi visto na descrição dos dados, o arranjo sofre modificações nos dois extremos da

linha. Essa característica deve ser informada durante a montagem da geometria, admitindo um *pattern* para a organização dos canais “vivos” (ligados) do lado esquerdo da fonte, e outro *pattern* para o lado direito

Os 1000 tiros selecionados da Linha sísmica 0001, fornecidos em formato **SEG-Y** pela ANP, foram convertidos para o formato *Seispace*, para realização do carregamento da geometria, informando-se as coordenadas das fontes e dos grupos de geofones (Receptores) (ver Figura 5.3).

Figura 5.3- Gráfico CDP x FOLD (cobertura) para os tiros selecionados. O máximo de cobertura é 210. Quanto mais semelhante à um trapézio for a figura, mas preciso foram os dados de entrada para a construção dela.



Fonte: Autor.

5.2 Modelo de velocidade

5.2.1 Etapas para a construção do modelo

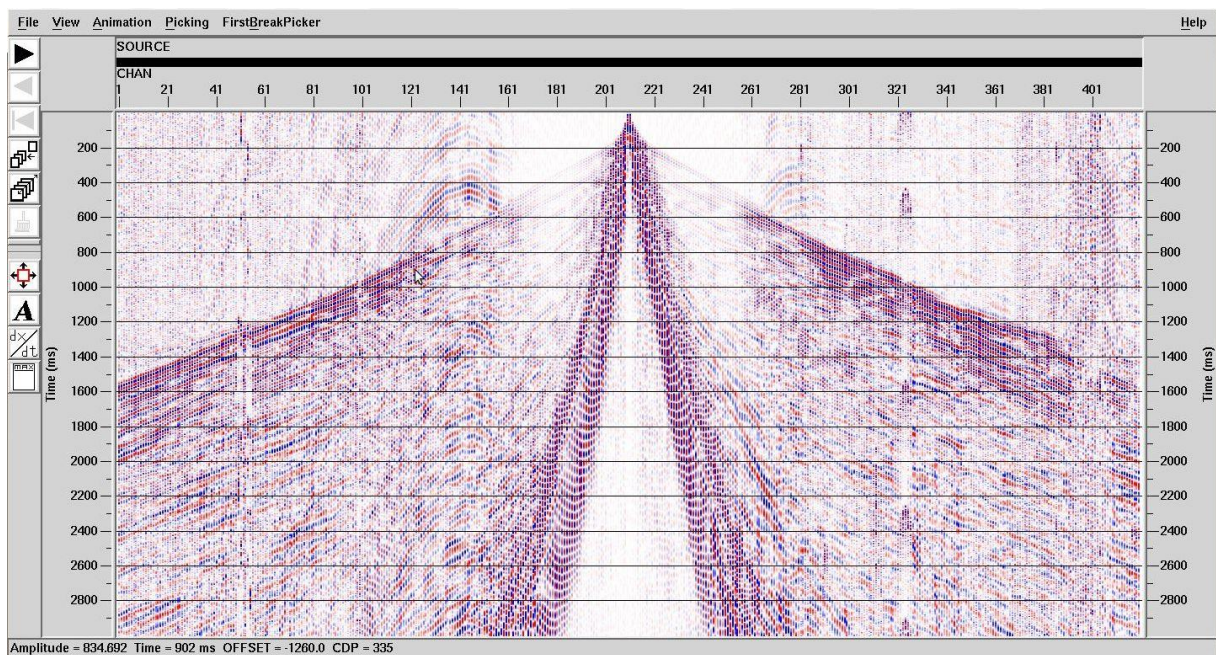
Para a construção do modelo de velocidades, foram utilizadas as seguintes etapas:

1. Eliminação dos traços mortos (de amplitude zero) e eliminação das primeiras chegadas (refração): usando o módulo “*top mute*” faz-se a demarcação de horizontes (*picking*) que é extrapolado até o tempo de início do levantamento. Toda essa área demarcada tem sua amplitude eliminada (multiplicada por zero). O módulo “*kill trace*” elimina traços muito ruidosos e de amplitude zero selecionados pelo usuário.
2. Correções de divergência esférica e atenuação: através do módulo “**True Amplitude Recovery**”, faz-se correções para divergência esférica e atenuação inserindo-se uma função de velocidades $v(t)$, semelhante a utilizada no “*brutestack*”, ou uma tabela de

velocidades. A figura 5.5 mostra o dado sem a utilização do **TAR**, e após a aplicação do **TAR**.

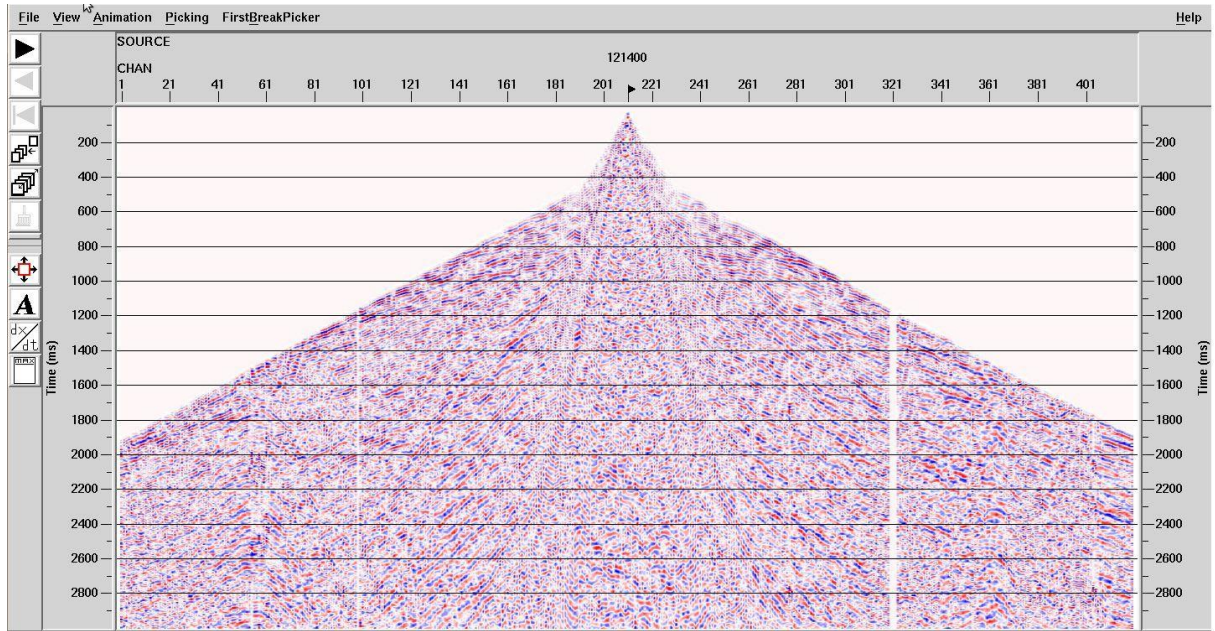
3. Aplicação da deconvolução “*spikedecon*”: a deconvolução (*deconpredictive*), baseada na compressão da *wavelet* sísmica, melhora a resolução vertical no dado sísmico. Foi utilizada a deconvolução de fase mínima, sendo o comprimento do operador de deconvolução 320 e a distância do operador de predição 25.
4. Filtragem banda passante: o principal módulo de filtragem utilizada foi o filtro de banda passante *Orsmy*, de fase mínima, onde o usuário pode especificar as frequências utilizadas no processo de filtragem. As frequências utilizadas neste foram 6 – 12 – 60 – 90hz; com o intuito de atenuar o “*groundroll*” com frequências abaixo de 6hz e ruídos de altas frequências acima de 90hz.

Figura 5.4- Dado após o **TAR**(true amplitude recovery).



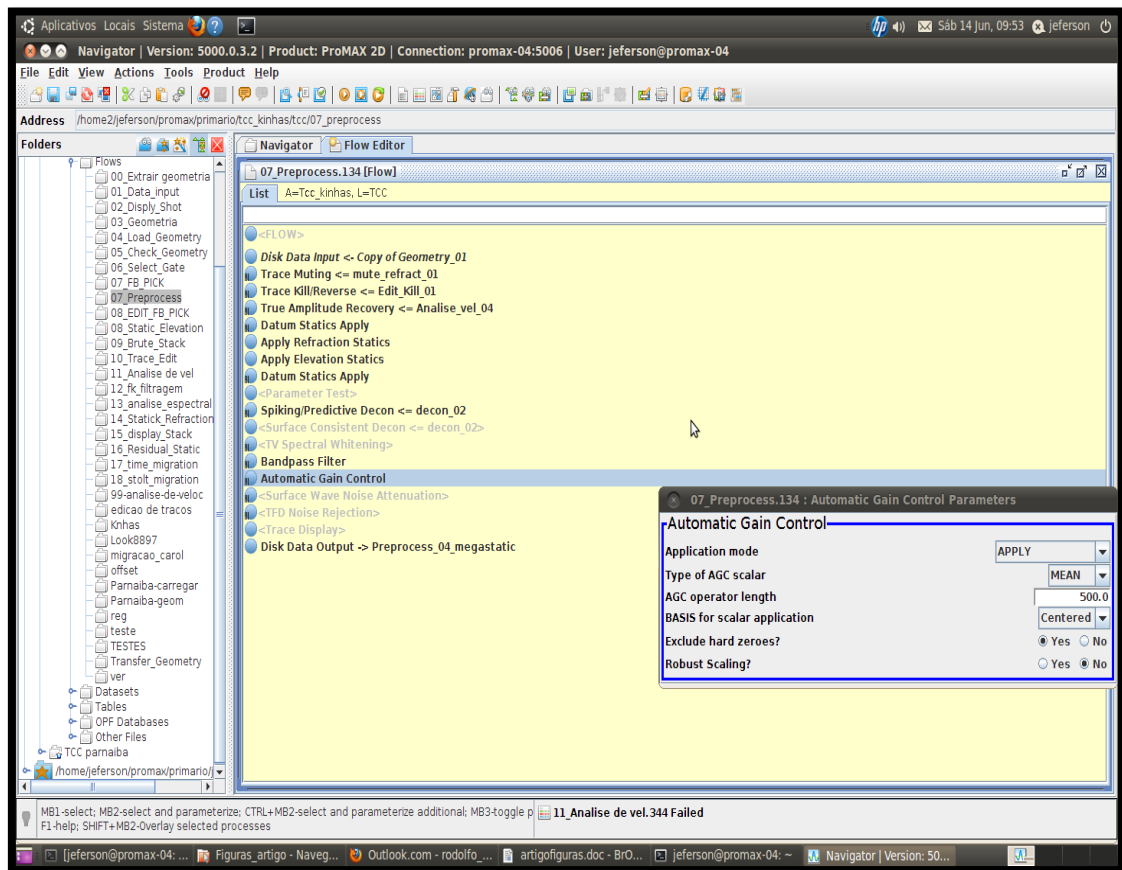
Fonte: Autor.

Figura 5.5- Dado sem o **TAR**



Fonte: Autor.

Figura 5.6- Parâmetros do AGC aplicado (AutomaticGainControl).



Fonte: Autor.

5.2.2 Edição de traços

Fortes heterogeneidades da velocidade perto da superfície, ou variações na topografia, frequentemente, produzem alterações no tempo de trânsito dos registros que podem variar de modo imprevisível entre fontes e estações. Para um refletor horizontal em subsuperfície, por exemplo, as reflexões em diferentes traços não estão, normalmente, na forma hiperbólica aceitável ao empilhamento, apresentando maiores ou menores deslocamentos causados pela variação topográfica (fonte e receptor localizados em diferentes posições verticais) ou pelas camadas sedimentares rasas, denominadas camada ou zona de baixa velocidade (ZBV). Esta camada está formada por um pacote litológico heterogêneo aflorante, normalmente inconsolidado e com espessura variável.

Estas variações de velocidades sísmicas na ZBV implicam em deslocamentos relativos nos tempos de registro dos sinais de reflexão, podendo dificultar a aplicação de técnicas

posteriores como o empilhamento e a migração. Objetivando a eliminação dessas variações ou uma redução da intensidade destas, aplicam-se as correções, no caso do trabalho em questão, duas delas: correção estática por elevação e correção estática por refração.

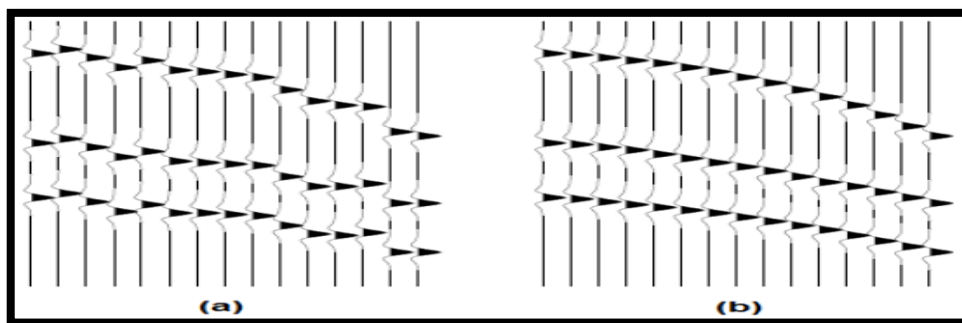
5.3 Correção estática

É o processo de deslocamento no tempo, fornecido aos traços sísmicos, de forma que os refletores sejam empilhados de maneira mais coerente. Trata-se de uma simulação da retirada, substituição ou acréscimo de camadas sobrejacentes, de modo que cada um dos traços sísmicos seja deslocado em tempo para um determinado nível de referência conhecido como *datum*.

Para a aplicação da correção estática, é necessário o conhecimento de vários parâmetros, tais como: elevação do terreno, profundidade de carga utilizada no levantamento sísmico e velocidade e espessura da camada de intemperismo. Deve-se considerar que a mesma pode melhorar o resultado da seção sísmica processada, caso haja uma moderada variação lateral de velocidade da camada de baixa velocidade. No entanto, quando essa variação lateral aumenta de forma significativa, a aplicação não eficaz do processo pode causar distorções das estruturas mapeadas em subsuperfície.

As correções estáticas por elevação e por refração denominadas correções estáticas gerais, são aplicadas após a edição de traços.

Figura 5.7-Aplicação de Correção Estática nos traços sísmicos: (a) pequenos deslocamentos em tempo dados pelas heterogeneidades;(b) dado após a correção estática.

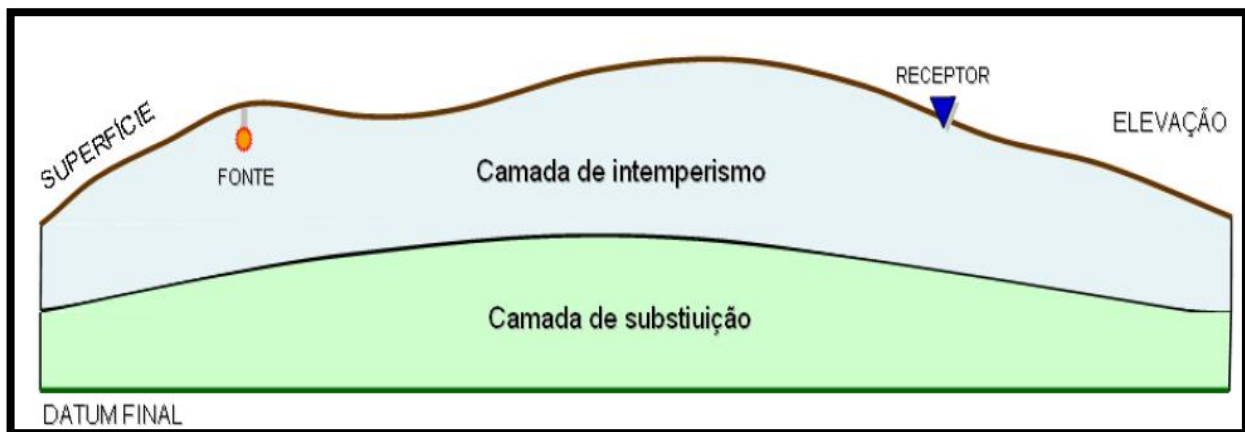


Forte: Autor.

5.3.1 Correção estática por elevação

O primeiro tipo de correção estática aplicada nos dados editados do presente trabalho foi a correção estática por elevação. Neste tipo de correção é realizado um alinhamento vertical das diferentes elevações das fontes e dos receptores com o objetivo de eliminar o efeito da topografia causado pelo posicionamento das fontes e dos receptores em diferentes níveis de elevação no terreno. Após a correção de topografia considera-se que as fontes e os receptores encontram-se no mesmo nível de referência (*datum*) (ver Figura 5.9).

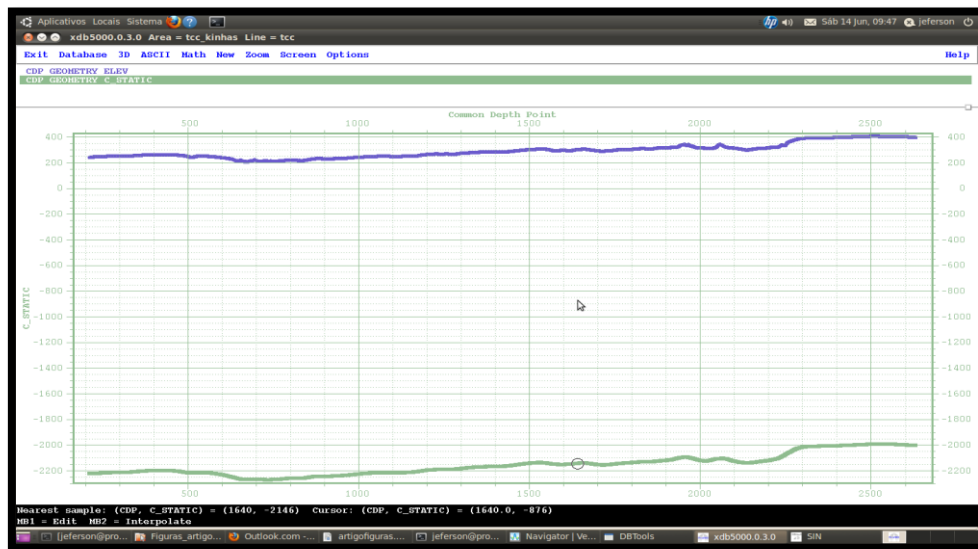
Figura 5.8- Ilustração esquemática do processo de correção estática por elevação. Na figura observa-se fonte receptor em diferentes níveis de elevação na superfície do terreno.



Fonte: Autor.

A Correção estática de Elevação (ver Figura 5.9) corrige a partir da informação da topografia, os desvios no tempo de transito ocasionados pela diferença de elevação entre os receptores. Ou seja, fisicamente, transforma a seção original, com receptores em diferentes posições em z, para uma seção como se os receptores e fontes estivessem no mesmo nível topográfico (*Datum*).

Figura 5.9- Correção estática de Elevação.

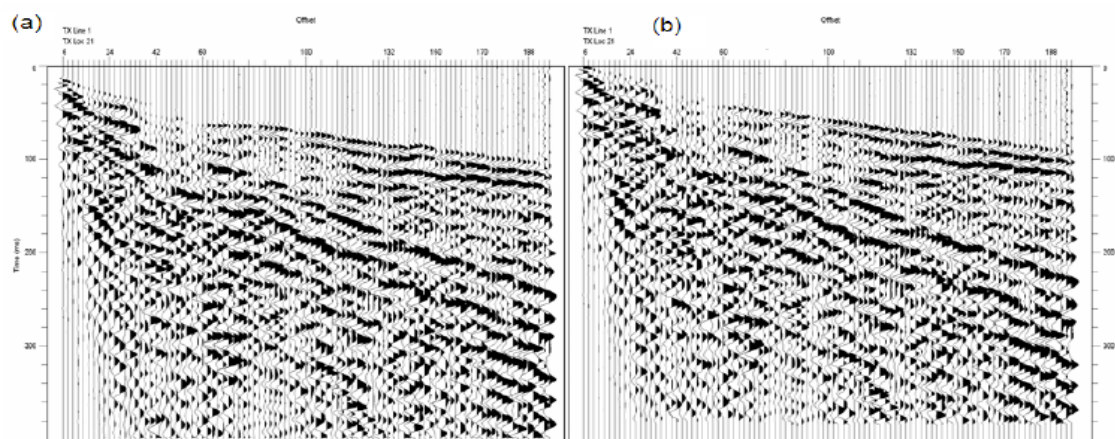


Fonte: Autor.

5.3.2. Correção estática pela refração

A finalidade deste tipo de correção estática é corrigir as irregularidades de espessura da camada mais superficial, normalmente de baixa velocidade (ZBV) figura 5.11.

Figura 5.10- Aplicação da correção estática pela refração: (a) dado bruto sem correção; (b) dado após a correção estática por refração. Nota-se que após a correção as primeiras quebras tomam caráter mais linear.

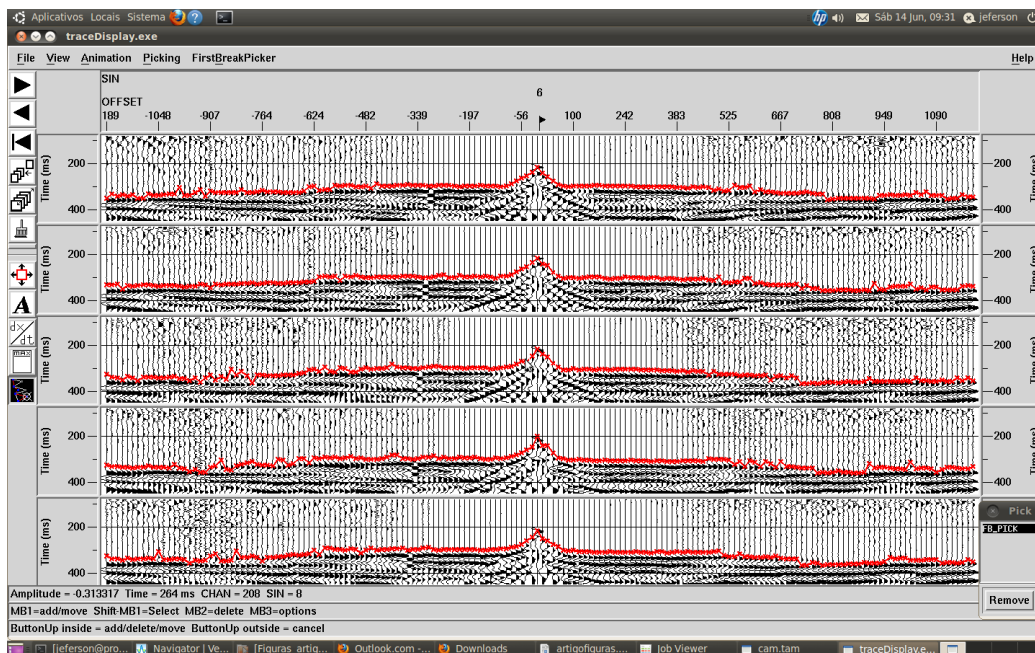


Fonte: Adaptado de Yilmaz (1987).

A correção estática por refração foi aplicada após a correção de topografia. Nela um modelo de velocidade e profundidade da camada de baixa velocidade pode ser construído através das primeiras quebras ou primeiros eventos registrados de alguns tiros do sismograma.

A Correção Estática de Refração (ver figura 5.11) corrige as diferenças nos tempos de transito ocasionadas pelas camadas sedimentares rasas, denominadas camada ou zona de baixa velocidade (ZBV). O parâmetro de entrada necessário é o *FB Pick* (marcação das primeiras chegadas) e o tempo de *uphole* (que pode ser inserido a partir da tabela de Geometria, ou pode ser calculado pelo programa).

Figura 5.11- Correção estática de refração.



Fonte: Autor.

5.4 Correção NMO

A técnica CMP é usada para transformar os traços da família CMP para o domínio do afastamento nulo por intermédio da correção NMO (*Normal Move-Out*). Através dessa técnica é feita a alteração dos ângulos de incidência e reflexão com a utilização da equação do move-out hiperbólico nas famílias CMP.

Equação do NMO:

$$t^2 = t_0^2 + \left(\frac{x}{v}\right)^2. \quad (5.1)$$

A equação 5.1 descreve o tempo de registro da reflexão pelo afastamento entre a fonte e o receptor. Onde t é o tempo de reflexão e t_0 tempo duplo vertical, x é o *offset* e v a velocidade acústica da onda na camada.

Através da consideração:

$$\Delta t_{NMO} = t(x) - t(x = 0) = t - t_0 \quad (5.2)$$

Obtém-se a equação da correção NMO para um $t(x)$ qualquer:

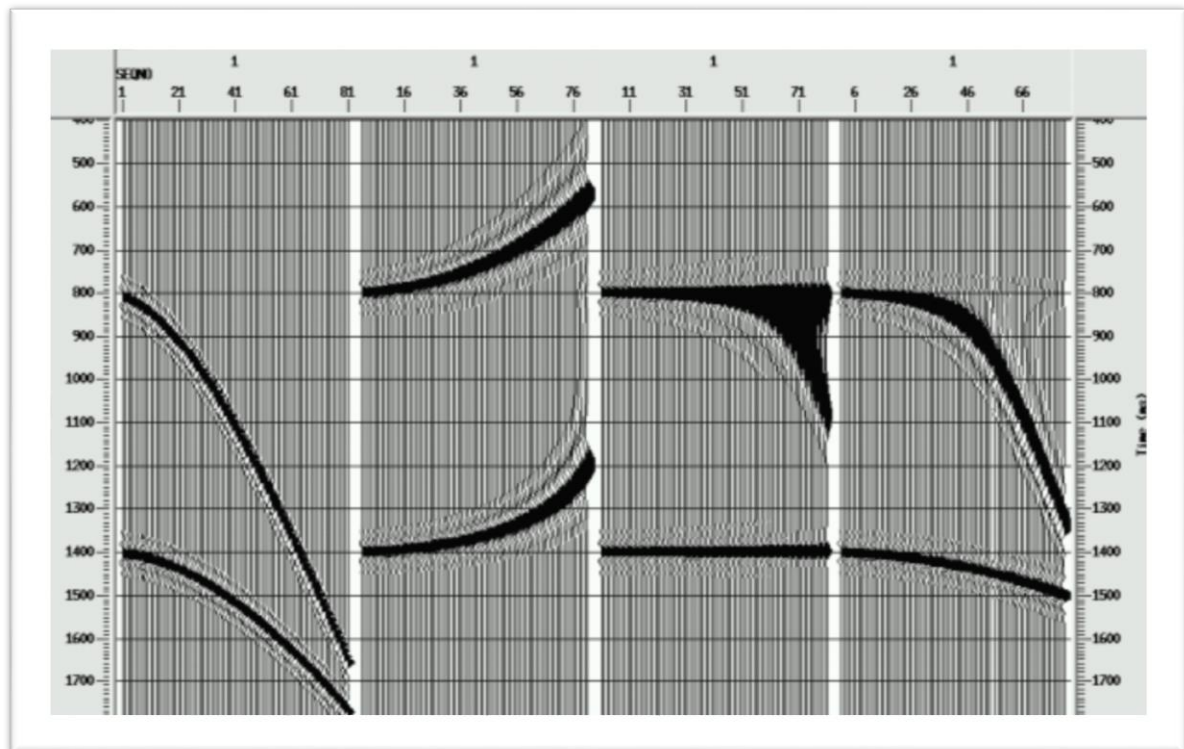
$$\Delta t_{NMO} = t_0 \left(\sqrt{1 + \left(\frac{x}{v_{NMO} \cdot t}\right)^2} - 1 \right) \quad (5.3)$$

onde Δt_{NMO} é o valor da correção NMO para o *offset* x e para o tempo t e v_{NMO} a velocidade NMO utilizada na correção.

A correção NMO utiliza a velocidade v_{NMO} , como não se sabe ao certo a velocidade de cada camada investigada em subsuperfície, faz-se a construção do modelo de velocidades, a chamada análise de velocidades (item 6 deste trabalho). Ainda na correção, a escolha da velocidade é feita através da observação da sobrecorreção do possível valor real da camada (no caso do valor escolhido for superior ao real), na subcorreção (valor escolhido ser menor que o real) ou na linearização (valor escolhido for próximo ao real), sendo este último o objetivo da etapa em questão.

Esta velocidade escolhida produzirá uma soma mais coerente alinhando os traços do levantamento. É válido ressaltar que com a correção têm-se o estiramento do pulso sísmico que afeta a qualidade da seção final. Sendo mais observável em reflexões próximas da superfície e para afastamentos longos, ou seja, o efeito negativo é mais presente nos extremos. Uma solução para esse efeito é o cancelamento desses pulsos na etapa de silenciamento dos traços (OGORODNIK, 2008).

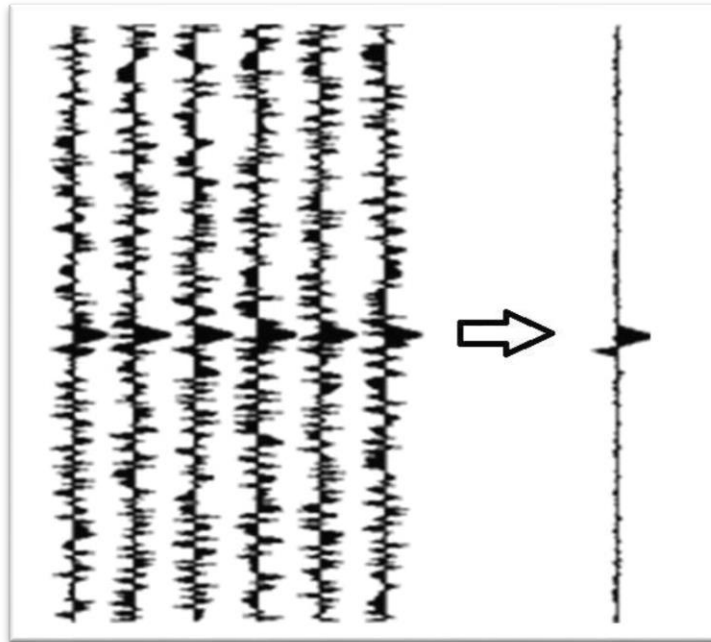
Figura 5.12- Seção CMP original, seção CMO sobrecorrigida, Seção CMP com velocidade correta e seção CMP subcorrigida (esquerda para a direita).



Fonte: Adaptado de (YILMAZ, 1987)

Visando a confirmação da aplicação correta do método anterior, aplica-se a função coerência, também conhecida como semblance, onde esta mede o alinhamento dos eventos para cada velocidade utilizada na correção NMO. Sendo esta função uma base para a análise de velocidades. Dessa forma, após a correção NMO, os traços somados no empilhamento trazem informações sobre o mesmo CDP alinhados em tempo duplo, assim o empilhamento produz uma soma construtiva dos eventos reflexivos alinhados em fase. Para o ruído aleatório resta a atenuação pela soma destrutiva devido este estar fora de fase. Em outras palavras, o empilhamento melhora a relação sinal/ruído.

Figura 5.13- Empilhamento de traços sísmicos. Supertraço (à direita), é possível perceber a melhora na relação Sinal/ruído.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2011)

5.5 *BruteStack*

O *brutestack*, ou empilhamento preliminar, segue o mesmo algoritmo utilizado no empilhamento convencional: Os eventos de reflexão, em famílias CMP, são corrigidos de NMO e depois superpostos. Porém este se dá sem a utilização de um modelo de velocidades prévio (ou seja, não precisa de Análise de Velocidades para ser construído).

No *brutestack*, o usuário insere uma função de Velocidades $v(t)$, onde t representa o Tempo que o programa irá utilizar como base para o empilhamento. Ele fornece uma primeira visão do dado processado. Se os refletores têm mergulho, ou se são mais tabulares. É uma ferramenta interessante, pois fornece uma prévia do comportamento dos refletores.

6 ANÁLISE DE VELOCIDADES

A análise de velocidades (ver Figura 6.1) utiliza como entrada um dado pré processado. A partir desse dado, é formado um supergather (conjunto de CDP's máximo e mínimo – Common Deep Point) para realizar um pré dado computacional de velocidade (velocityprecompute). Os "supergathers" são utilizados para a construção da análise de velocidade preliminar (o *cdpIncrement* informa o incremento, o *cdps to combine* informa o número de cdps utilizados como conjunto em cada supergather.).

A tabela de velocidades é preparada como entrada na análise de velocidades, calculando-se o *semblance* (medida de coerência), e criando funções de velocidade de empilhamento (VFS) para um cdp predefinido.

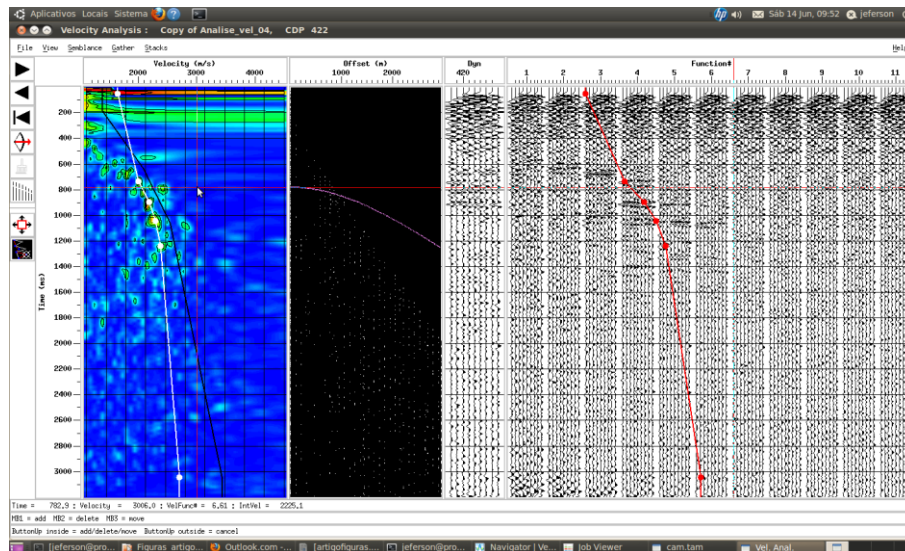
Equação 5: Função semblance.

$$S_{MN} = \frac{\sum_{i=1}^N [\sum_{j=1}^M x_j(t_i)]^2}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M x_j^2(t_i)}$$

onde: S é definida para um grupo de M traços em uma janela de tempo de N amostras. O numerador representa a energia da soma dos traços; e o denominador a soma da energia de cada traço. Essa soma possui o valor máximo 1.

Por intermédio da equação acima, obtêm-se os valores para cada velocidade, sendo esses valores entre 0 e 1. Quanto mais próxima de 1, mais coerente será a linearização dos eventos na correção NMO.

Figura 6.1-Análise de velocidade para um gather. (Este processo se repete para todos os gather's envolvidos).



Fonte: Autor.

Neste trabalho, a utilização da *semblance* e a análise de velocidades foram realizadas de maneira interativa, através dos painéis de *semblance* do Promax (ver Figura 6.1). Na porção colorida, as manchas em vermelho indicam os valores de v_{NMO} (as velocidades do normal move-out melhor explanada no item 6 do trabalho). Ou sejam, tais regiões apontam para os valores de velocidade que melhor linearizam os eventos de reflexão. Esses pontos devem ser marcados em correspondência no painel ao lado (operação de piking de velocidades).

Essa operação é feita repetidas vezes gather por gather objetivando aumentar a cobertura final dos CMP'S para posteriormente fazer-se a análise de velocidades em cada um dos gather's obtidos.

Ainda analisando a figura, a primeira coluna da direita representa o offset x tempo através da hipérbole de reflexão sobre cada ponto no painel do semblance. A coluna seguinte ilustra os resultados para os pontos escolhidos no painel e as demais colunas são referentes as funções de velocidade em ordem crescente.

O modelo de velocidade produzido na análise de velocidades é o modelo de velocidades NMO (V_{NMO}) que será utilizado na correção NMO e no empilhamento. A escolha dessa velocidade se dá pelo fato de ser a que melhor lineariza as reflexões nas famílias CMP.

Ressalta-se o fato da velocidade NMO se tratar e uma aproximação matemática, advinda de uma série finita e truncada para ser válida apenas em offsets pequenos. As reflexões para um

mesmo ponto médio comum e mesmo t_0 , formarão uma hipérbole.

Representação de uma curva por série infinita truncada (Taner, *et. al.*, 1974):

Equação 6: Série infinita hiperbólica truncada.

$$t^2 = C_0 + C_1x^2 + C_2x^4 + \dots \approx t^2 = C_0 + C_1x^2$$

Sendo t o tempo de registro.

x é o offset.

C_0, C_1, \dots, C_n constantes.

Valendo-se da equação 6 truncada, o *move-out* é expresso por:

Equação 7: Move-out obtido a partir da equação 6.

$$t^2 - t_0^2 = \Delta t = \frac{x^2}{V_{NMO}^2}$$

Isto valida a velocidade NMO como a mais indicada para lidar com famílias CMP's.

7 EMPILHAMENTO

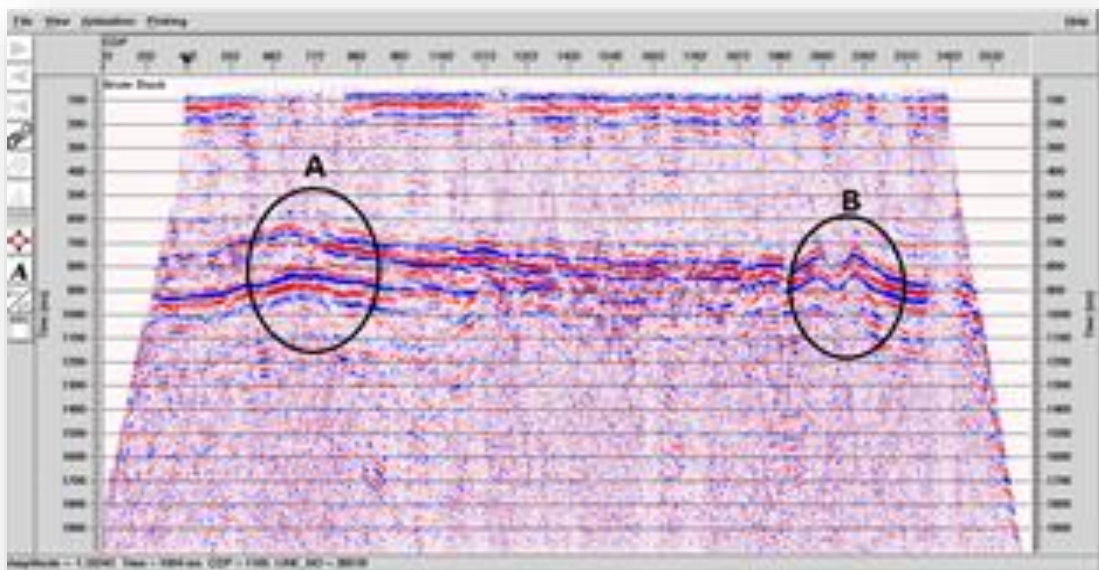
A principal vantagem de se produzir a seção empilhada é o melhoramento da relação sinal/ruído. O fluxo de empilhamento realiza a correção NMO e empilha os traços em CMP, utilizando como parâmetro um modelo de Velocidades construído na Análise de Velocidades.

Na etapa do empilhamento é realizada a soma aritmética das amplitudes dos traços das famílias CMP, após a correção NMO. O resultado é uma aproximação da seção de afastamento nulo onde as reflexões são supostas abaixo da posição do CMP. A melhoria da razão sinal-ruído dos dados, nesse caso, dependerá do grau de coerência alcançada nos eventos de interesse (reflexões).

Esta situação em princípio é atingida em interfaces horizontais e modelos sem variação lateral de velocidade. Vale lembrar que, para uma interface com fortes mergulhos, as reflexões não provêm de pontos de reflexão exatamente abaixo do CMP.

O empilhamento CMP também pode minimizar a anuência de chegadas contaminantes, tais como ondas diretas ou ondas superficiais. Em consequência, esses eventos não são somados coerentemente no processo de empilhamento.

Figura 7.1- Figura resultante do “BruteStack” (empilhamento bruto).



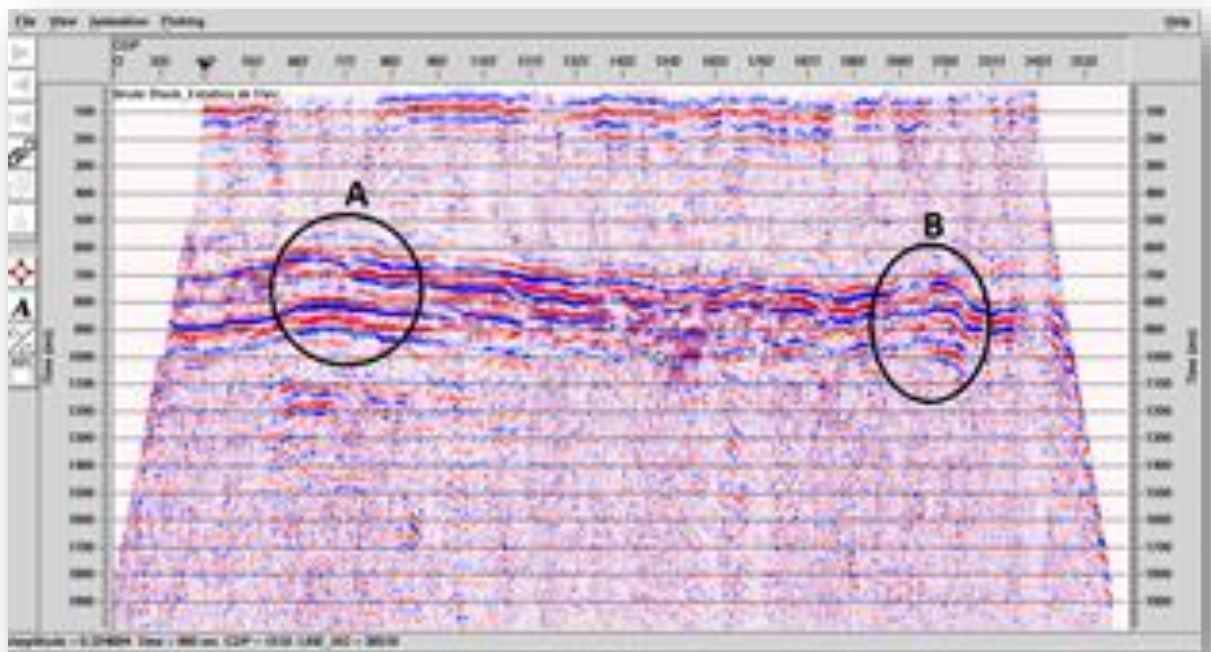
Fonte: Autor.

A seção BruteStack apresenta refletores ligeiramente planos e com pequeno mergulho para a direita. Percebe-se também duas áreas com regiões dobradas identificadas como A e B. Esse conjunto de refletores aparecem na porção intermediária da seção entre 600-750 s.

Com o intuito de melhorar a continuidade, e retirar os efeitos da topografia e da Zona de Baixa Velocidade (ZBV) foram realizadas as Correções Estáticas de Elevação e de Refração (Figura 5.11).

Percebe-se como a continuidade dos refletores melhora; estes estão mais planos, e as regiões anteriormente dobradas A e B, tornaram-se mais contínuas. Isso pode ser observado na figura abaixo:

Figura 7.2- Empilhamento Bruto com estáticas.



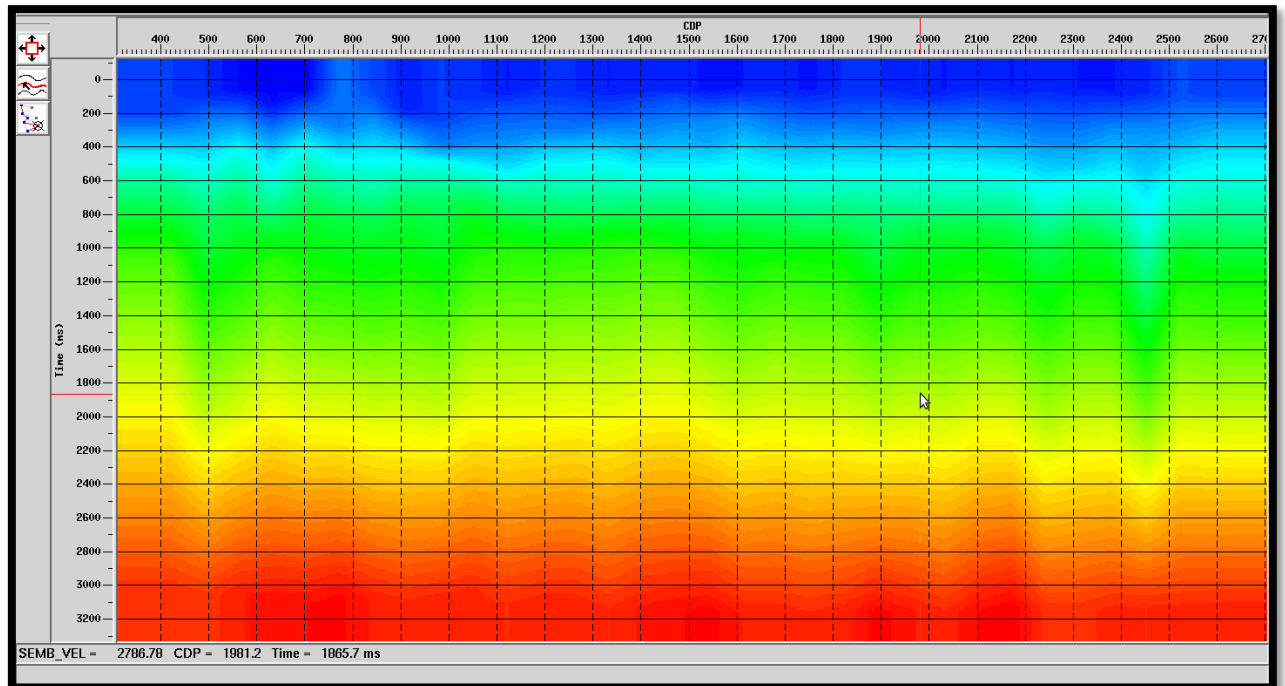
Fonte: Autor.

A partir de então, realizou-se a Análise de Velocidades; para que a seção empilhada fosse melhorada. A Análise de Velocidades serve para encontrar o melhor modelo de Velocidades $v(x, t)$ possível que produza a soma coerente dos eventos de reflexão.

Como observado no "BruteStack", a velocidade não deve variar muito lateralmente, então o modelo de velocidades mais coerente, deve variar verticalmente de maneira suave e apresentar continuidade horizontal.

Dentre os Modelos de Velocidades obtidos, o melhor Modelo de Velocidades produzido apresenta-se na Figura 7.3.

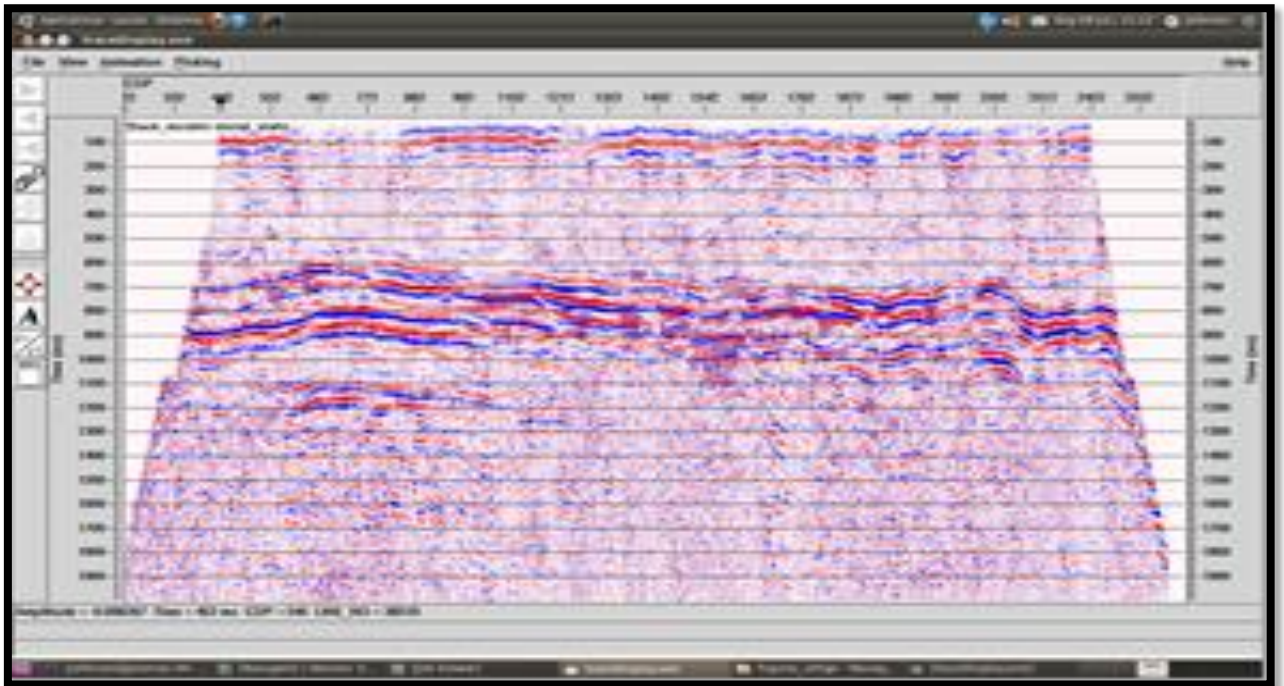
Figura 7.3- Modelo de velocidade produzido.



Fonte: Autor.

O critério de escolha do Modelo de Velocidades acima, foi o fato de que este produz a seção empilhada mais coerente (refletores contínuos) e semelhante a seção BruteStack eventos de reflexão plano-tabulares. Abaixo na figura 7.4 segue a Seção Stack (Empilhada ou Zero-offset) produzida:

Figura 7.4- Seção stack produzida pelo modelo de velocidade proposto.



Fonte: Autor.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O processamento sísmico como um todo é uma arma mais que fundamental para o mundo da prospecção e da extração, partes cruciais para o mundo moderno. Cada etapa tem seu objetivo, sendo o foco geral a qualidade final do modelo a ser seguido.

Tal modelo resulta de várias etapas, desde a própria coleta de dados medidos em campo até as respectivas migrações, sendo ingênuo escolher uma dessas fases como a mais importante. O modelo de velocidade e sua análise configuram um item fundamental a ser utilizado no processamento, ele reúne informações importantes do conjunto de traços em CMP, da correção NMO, do empilhamento e etc. para formar um dado referente à possíveis velocidades das camadas envolvidas no levantamento. Ainda que seja bem verdade que os processos geofísicos como um todo não se valham da exatidão, mas sim aproximação, um bom modelo de velocidade, ainda que seja aproximado, mas desenvolvido em um bom nível de qualidade, representa um dado valioso para outros muitos processos. A velocidade de uma camada é fundamental para a determinação de sua possível composição, comparação de densidade, migrações computacionais para se determinar modelos de profundidade e etc.

A responsabilidade necessária em cada etapa do pré-processamento torna-se mais que uma recomendação nesse trabalho, é dada como uma filosofia de trabalho, assim como a qualidade da realização de um processo anterior passa para o seguinte, as possíveis falhas também, sendo acumuladas etapa a etapa. Uma má correção NMO fornecerá dados ruins para a construção de um mal modelo de velocidade e essa cadeia tenderá a piorar degrau por degrau dos processamentos futuros. Operar os softwares com acurácia e cautela é a chave para o bom desenvolvimento dos trabalhos geofísicos na área, sendo o modelo de velocidade o cerne entre o pré-processamento ideal e o processamento adequado.

REFERÊNCIAS

- ABREU, P. M. **Estudos geofísicos magnetotelúrico e eletromagnético transiente da Porção Leste da Bacia do Parnaíba**: contribuição ao conhecimento hidrogeológico. 2002. 130 f. Dissertação (mestrado) – Observatório Nacional, Rio de Janeiro, 2002.
- ALMEIDA, F. F. M.; BRITO NEVES, B. B.; CARNEIRO, C. D. R. The origin and evolution of the South American Platform. **Earth Science Reviews**, 50, n.1-2, p.77-111, 2000.
- ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. (Org.). **Geologia do Continente Sul- Americano**: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, 2004. p.43-58.
- AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO (ANP). **Bancos de dados**. 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Plano plurianual de geologia e geofísica da ANP (PPA 2007-2011)**. 2007. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso: em 25 de agosto de 2011, 21:30:30.
- CASTRO, D. L. **Modelagem Gravimétrica 3-D das Bacias rift do Vale do Cariri-NE do Brasil**. In: SIMPÓSIO NACIONAL DE ESTUDOS TECTÔNICOS, 7., 1999, Salvador. *Anais*, Salvador: SBG/BA-SE/ABGP, 1999. v.3, p.60-62.
- COMPANHIA DE PESQUISAS E RECURSOS MINERAIS (CPRM). **BACIAS SEDIMENTARES PALEOZÓICAS E MESO-CENOZÓICAS INTERIORES**. BRASÍLIA, 2003.
- CUNHA, F. M. B. **Evolução paleozóica da Bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. 1986. 107 f. Dissertação (mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986.
- EIRAS, J. F.; BECKER, C. R.; SOUZA, E. M.; GONZAGA, F. G.; SILVA J. G. F.; DANIEL, L. M. F.; MATSUDA, N. S.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Solimões. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro: CENPES, v. 8, n. 1, p. 17-45, jan./mar. 1994.
- FERNANDES, R. F. **Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba**. 2011. 102 f. Dissertação (mestrado) - COPPE, Programa de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.
- GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p. 57-68, jan/mar. 1994.
- GÓES, A. M.; COIMBRA, A. M.; NOGUEIRA, A. C. R. Depósitos Costeiros Influenciados por Tempestades e Marés da Formação Poti (Carbonífero Inferior) da Bacia do Parnaíba. In: COSTA, M. L.; ANGÉLICA, R. S. (Coord.). **Contribuições à Geologia da Amazônia**. Belém. FINEP/SBG-NO, 1997.v. 1, p. 285-306.
- IKELLE, L. T.; AMUNDSEN, L. **Introduction to petroleum seismology**. Tulsa: SEG, 2005.v.12.

- JORDAN, T. Retroarc Foreland and Related Basins. In: BUSBY, C. J.; INGERSOL, R. V. (eds.) **Tectonics of sedimentary basins**. Cambridge: Blackwell Science, 1995. p. 331-362.
- KEAREY, P.; VINE, F. J. **Global tectonics**. 2. ed. Osney Mead: Blackwell, 1996. 333 p.
- KINGSTON, D.R.; DISHROON, C.P.; WILLIAMS, P.A. Global basin classification. **AAPG Bull.**, v. 67, p. 2175-2193, 1983.
- KLEIN, G. D. Intracratonic basins. In: BUSBY, C.J.; INGERSOLL, R.V. (eds.) **Tectonics of sedimentary basins**. [S.l.]: BlackwellScience, 1995. p. 459-478.
- MENDONÇA, P.M.M.; SPADINI, R.A.; MILANI, J.E. “Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso”. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.12, n.1, p.9-58, nov.2003/maio 2004.
- MESNER, J. C.; WOOLDRIDGE, P. **Estratigrafia das bacias paleozóica e cretácea do Maranhão**. Rio de Janeiro: Petrobrás, 1964.p. 137-164.
- 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.). **Tectonic evolution of South America**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2000. p. 389-450.
- NILSEN, T. H.; SILVESTER, A. G. Strike-slip basins. In: BUSBY, C. J.; INGERSOL, R. V. (eds.) **Tectonics of sedimentary basins**. Cambridge:Blackwell Science, 1995. p. 425-457.
- NOVAES, F. C. **Processamento de dados sísmicos da Bacia de Campos utilizando deconvolução multicanal para a supressão de múltiplas**. 2007. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil, 2007.
- OLIVEIRA, D. C.; MOHRIAK, W. U. Jaibaras trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag Basin, Northeastern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 20, p. 351-383, 2003.
- OGORODNIK, F. S. da. **Processamento de dados sísmicos da bacia do Tacutu utilizando as migrações de Kirchhoff pós e pré-empilhamento em tempo**. 2008. 77f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Faculdade de Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2008.
- SANTOS, R. A. **Apostila da disciplina de aquisição sísmica**. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense- UFF, 2011.
- SILVA, M.G. **Processamento de dados sísmicos da Bacia do Tacutu**. 2004. 126f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador, Brasil, 2004.
- TEIXEIRA, L. B. Evidências geofísicas de rifts precursores nas Bacias Paleozóicas do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, Solimões e Alto Tapajós. In: MELO, J. H. G.; TERRA, G. J. S. (eds.). **Correlação de sequências paleozoicas Sul-americanas**. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2001. p. 7.
- VAZ, P. T.; REZENDE, N. G. A. M.; WANDERLEY FILHO, J. R. “A bacia do Parnaíba”, **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.15, n.2, p. 253-263, maio/nov. 2007.
- YILMAZ, O. **Seismic data processing**. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1987.

