



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CAROLINE THAIS MARTINS DE SENA

**PROCESSAMENTO SÍSMICO DE UM DADO REAL
MARINHO 2-D DAS BACIAS DE TUMBES-PROGRESSO E
TALARA (PERU)**

BELÉM
2014

CAROLINE THAIS MARTINS DE SENA

**PROCESSAMENTO SÍSMICO DE UM DADO REAL
MARINHO 2-D DAS BACIAS DE TUMBES-PROGRESSO E
TALARA (PERU)**

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 título de Bacharel em Geofísica.
Orientadora: Prof^a. Dra. Ellen de Nazaré Souza Gomes

BELÉM
2014

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)
Biblioteca do Instituto de Geociências/UFPA

Sena, Caroline Thais Martins de, 1986-
Processamento sísmico de um dado real marinho 2-D das Bacias de
Tumbes-Progresso e Talara (PERU) / Caroline Thais Martins de Sena. –
2014.
95 f : il. ; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: Ellen de Nazaré Souza Gomes
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal
do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2014.

1. Método de reflexão sísmica - Processamento. 2. Prospecção
sísmica. I. Título.

CDD 22 ed. 622.1592

CAROLINE THAIS MARTINS DE SENA

**PROCESSAMENTO SÍSMICO DE UM DADO REAL MARINHO 2-D DAS
BACIAS DE TUMBES-PROGRESSO E TALARA (PERU)**

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 título de Bacharel em Geofísica.

Data de Aprovação: 25 / 06 / 2014

Banca Examinadora:

Prof^a. Dra. Ellen de Nazaré Souza Gomes - Orientadora
Doutora em Métodos Sísmicos
Universidade Federal do Pará

Prof^a. Dra. Carolina Barros da Silva - Membro
Doutora em Geofísica Aplicada
Universidade Federal do Pará

Msc. Andrei Gomes de Oliveira - Membro
Mestre em Métodos Sísmicos
Universidade Federal do Pará

Aos meus filhos, Beatriz e Lucas, por eles eu tive forças para lutar e nunca desistir.

Aos meus avós Lindalva e Lauro (in memoriam), com todo o meu amor e gratidão, por tudo que fizeram por mim.

AGRADECIMENTOS

Este é o momento de expor a minha gratidão a todas as pessoas que, de uma forma ou de outra, contribuíram, participaram ou vivenciaram o encerramento deste ciclo acadêmico. Não há palavras que consigam expressar toda a minha gratidão aos esforços espontâneos e sinceros que foram dedicados a mim e que tornaram possível a realização do mesmo.

Quando fecho os meus olhos e foco minha mente a quem tenho que agradecer, primeiramente vem Ele, Deus, que sempre me deu o que eu precisava, força em momentos de fraqueza e “anjos” nos momentos difíceis. Sim, anjos! Assim chamo às pessoas que Ele enviou à minha vida, que me ajudaram a superar e vencer as dificuldades da vida.

Vencer essa etapa da conclusão do curso não foi nada fácil, por várias vezes tive que abandonar a graduação. Sempre que eu tentava retomar os estudos acontecia algum problema e eu precisava parar. O sonho de terminar a faculdade foi ficando cada vez mais distante, até que um dia o sonho acabou. Tudo estava difícil!

Nesse momento de dificuldade, Deus enviou um dos primeiros anjos na minha vida, minha prima Adrienne Keyssse que me ajudou e me apresentou a família da D. Nazaré (Júnior, Rafa e Raissa) outros anjos que foram fundamentais nessa parte da minha vida e fizeram toda a diferença nela durante esse tempo longe da geofísica. Com eles eu cresci e me fortaleci. A eles, todo o meu amor e gratidão.

Passados tanto tempo, e já trabalhando, eu não tinha mais nenhuma expectativa de voltar à faculdade. Portanto, não posso deixar de agradecer ao Alberto Vinícius, pois no momento em que menos esperei, incentivou meu reingresso a Geofísica. Incentivo que abriu meus olhos para a esperança de mudar minha realidade e me deu forças para ultrapassar os momentos de dificuldade.

Agradeço a D. Inajá Sales e sua família que me deram todo o apoio para que esse sonho pudesse se tornar realidade. A eles, minha eterna gratidão.

Mas retomar os estudos naquele ano (2011) não seria nada fácil, já que era o ano em que aconteceria o meu jubileamento. Graças ao colegiado da Faculdade de Geofísica, que deu mais uma oportunidade, consegui o tempo necessário para a minha formação.

Para voltar a estudar, eu precisei abandonar o emprego; mas para me manter na faculdade, eu precisaria de um emprego. Nesse momento, outro anjo foi enviado, minha linda

Raiza Macambira, ela me auxiliou a conseguir o estágio que me ajudou a me manter na faculdade. A ela minha gratidão.

No estágio conheci a minha coordenadora, outro anjo, Ana Clotildes, que é acima de tudo, uma amiga. Sempre disposta a me ajudar, sempre compreendeu os meus problemas e várias vezes foi minha salvadora. A ela meu carinho e minha eterna gratidão.

Então, três anos se passaram e hoje estou aqui, concluindo esta etapa. Durante esse período, tantos anjos apareceram...

Agradeço a minha mãe e a minha irmã que cuidaram dos meus filhos quando não pude estar presente.

As minhas amigas Jéssica Lia e Angela Montalvão (tratantes) pela amizade, carinho e afeto. Elas me deram todo o apoio que eu precisava, me ajudaram quando eu estava toda enrolada e não conseguia tomar conta nem de mim, me puxavam a orelha quando era necessário e me consolavam quando algo não ia bem. São amigas que levarei para vida toda.

Aos meus amigos do Upper que estão no meu coração: Cadu Amanajás, Jéssica Pena e João Alves, pelos momentos divertidos, pelo apoio, pela companhia.

Ao Huguinto Sousa, ex-secretário da FAGEOF e amigo querido, pela preocupação constante, pelo apoio, pelas várias vezes que me salvou a vida. Outra amizade que levarei para a vida toda!

Aos meus bebês da Turma de 2010 que amo demais e que foram meus companheiros de estudo: Diego Rogério (Dieguinho), Michael Alves (velho), Dheymison Moreira, Leonardo Reis e Vitor Alfaia. Com eles dei boas gargalhadas.

A galera da Nati: Natiê Almeida, Iverson Angelim, Erlane Santos e Gleissiane Vasconcelos, a eles meu carinho e amizade. Amigos que sempre estiveram dispostos a me ajudar.

A todos da Turma de 2010, pois me acolheram tão bem.

Aos amigos que fiz nesta longa jornada, Diogo Lopes, Isis Tourinho, Adriano César, Celina Monteiro, Wilber Pinheiro e Juliete Favacho.

Aos queridos amigos da Pós-Graduação Tiago Paulo e Zoraida Tejada, que apesar de estarem atarefados, sempre estiveram dispostos a me ajudar. Um agradecimento especial a Zozo que foi incansável durante a elaboração deste trabalho, deu-me todo o suporte necessário para a conclusão do mesmo. A eles minha eterna gratidão!

Ao querido Jonathas Maciel pela companhia no PROSIS e nas noites perigosas da UFPA.

Aos meus amigos queridos Kivia Gomes, Leandro Sadala, Laryssa Beatriz e Jorlivan Corrêa pelas palavras de incentivo e pela amizade.

Aos amigos que conquistei na FAGEOF durante as minhas várias tentativas de terminar o curso.

As queridas secretárias da Graduação Socorro e Elaine que sempre nos atendem com bom humor e disposição.

A professora Ellen Gomes por ter aceitado o meu pedido de orientação, pela sugestão do tema de pesquisa, pela compreensão e pelo apoio.

Aos professores André Andrade, Carolina Barros, Cristiano Martins, Geraldo Alves, José Jadsom e Marcos Welby, pois sempre se mostraram compreensivos com a minha situação.

Ao Andrei pela colaboração nesse trabalho.

Agradeço a SBGF que promove os Congressos de Geofísica e assim me permitiu conhecer pessoas incríveis com as quais compartilhei momentos maravilhosos nesses congressos da vida.

Aos amigos da DAIE-PROEX pela compreensão, apoio e amizade.

Aos meus queridos e melhores amigos da IEQ por toda compreensão e pelos momentos maravilhosos que compartilhamos. A eles todo o meu amor: Axel, Breno, Denize, Elisângela, Léo e Rafael.

Aos meus amigos do CEFET, Breno, Bruno, Guga, Isaac, Marcelle, Sammy e Tiago. Pelos longos anos de amizade, porque amizade verdadeira não é ser inseparável é estar separados e nada mudar.

A minha amiga Tayana, pela amizade incondicional, que esteve ao meu lado nos momentos tristes e felizes da minha vida.

Por fim, agradeço a todos os outros amigos que não foram citados, mas que sabem o valor de sua importância em minha vida.

“Tudo o que um sonho precisa para ser realizado é alguém que acredite que ele possa ser realizado ”.

(Roberto Shinyashiki)

“Não diga que a vitória está perdida. Tenha fé em Deus, tenha fé na vida. Tente outra vez ”.

(Raul Seixas)

“Jesus pode escrever a sua história de novo, olha o que Ele fez comigo. (...) Eu não tinha nada e agora eu tenho vida e uma história nova e linda escrita pelos dedos de Deus ”.

(Talles Roberto)

RESUMO

A sísmica de reflexão possibilita a localização de alvos exploratórios através dos dados sísmicos. O tratamento de dados sísmicos divide-se em três partes: pré-processamento, processamento e imageamento. Esses dados são gravados e passam por processos computacionais digitais para produzir imagens de estruturas superficiais da Terra, então são processados e interpretados. Neste trabalho são apresentadas as principais ferramentas utilizadas no processamento de dados sísmicos sendo cada etapa descrita. É um dos problemas do processamento sísmico é a presença de múltiplas que afetam a qualidade das seções sísmicas dificultando assim, a etapa de interpretação. Na tentativa de atenuar a múltipla presente no dado utilizou-se duas técnicas de atenuação de múltiplas, a filtragem Radon e o SRME (Surface-Related Multiple Elimination), ferramentas complementares disponíveis no ProMAX[®], entretanto o resultado da combinação dessas técnicas não foi satisfatório, já que o meio dessa bacia sofre brusca variação lateral de velocidade. Outra tentativa para atenuá-la foi melhorar o modelo de velocidade. O objeto de estudo deste trabalho é uma linha sísmica 2-D, RIB93-05. Essa linha foi registrada pela companhia PERUPETRO S. A. ao longo de duas bacias, Tumbes-Progresso e Talara, logo é apresentada uma breve explanação sobre a geologia e estratigrafia das referidas bacias. Este trabalho apresenta como resultado a seção migrada referente à linha sísmica.

Palavras-Chave: Sísmica de reflexão. Prospecção Sísmica. Processamento Sísmico. Migração. Bacia de Tumbes-Progresso e Talara. Múltipla

ABSTRACT

The reflection seismic provides the location of exploration targets through seismic data. The processing of seismic data is divided into three parts: pre-processing, processing and imaging. These data are recorded and processed through digital computational steps to produce images of the Earth's subsurface structures, then they are interpreted. This paper presents the main tools used in seismic data processing with each step described. One of many problems in seismic processing is the presence of multiple waves affecting the quality of seismic sections providing, then, a difficult interpretation. In an attempt to attenuate multiple waves we used two techniques, Radon Filter and SRME (Surface-Related Multiple Elimination) and additional tools available in ProMAX ®, however the result of the combination of these techniques has been unsatisfactory, because the sedimentary package of this basin suffers abrupt lateral variations of the velocity field. thus we improved the velocity model to solve this problem . The object of this work is a 2-D seismic profile, RIB93-05 line. This profile was recorded by the company PeruPetro SA along two basins, Tumbes-Progresso e Talara, and we present a brief explanation of the geology and stratigraphy of these basins and show a migrated section of the cited profile.

Keywords: Seismic Reflection. Seismic Prospecting. Seismic Processing. Migration. Basin of Talara and Tumbes-Progress. Multiple

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1	Mapa de localização das Bacias de Tumbes-Progresso e Talara.	21
Figura 2.2	Coluna estratigráfica da Bacia de Tumbes-Progresso.	23
Figura 2.3	Composição Estratigráfica da Bacia Tumbes-Progresso.	23
Figura 2.4	Coluna estratigráfica da Bacia de Talara.	24
Figura 2.5	Ilustração do sistema de falhas do tipo <i>strike-slip</i>	26
Figura 2.6	Perfil geológico das Bacia de Tumbes-Progresso e Talara ilustrando as suas formações.	27
Figura 3.1	Ilustração de aquisição de dados marinhos com arraste de cabos.	29
Figura 4.1	Eventos no sismograma.	31
Figura 4.2	Fluxograma mostrando a sequência básica do processamento sísmico. . . .	32
Figura 4.3	Lanço (máximo offset e mínimo offset).	33
Figura 4.4	Disposição de famílias em um levantamento sísmico.	33
Figura 4.5	Representação dos filtros de frequências mais usados no processamento sísmico.	36
Figura 4.6	Figura esquemática que ilustra o filtro de Wiener Levinson.	39
Figura 4.7	Figura esquemática da aquisição de registros usando a técnica CMP. . . .	41
Figura 4.8	Trajetórias hiperbólicas e janelas envolvidas no cálculo da função semblance para correção e empilhamento NMO.	42
Figura 4.9	Reposicionamento dos eventos sísmicos.	45
Figura 4.10	Modelo sintético de onde se originou a seção empilhada e a seção migrada. .	47
Figura 5.1	Fluxograma do processamento sísmico utilizado na linha RIB93-05	50
Figura 5.2	Painel principal para construção da geometria de uma linha sísmica no ProMAX	51

Figura 5.3	Painel para construção do Setup	51
Figura 5.4	Painel para construção da planilha Auto 2D	52
Figura 5.5	Tabela Patterns	53
Figura 5.6	Tabela Source	54
Figura 5.7	Planilha Bin	54
Figura 5.8	Planilha Bin	54
Figura 5.9	Planilha Bin	55
Figura 5.10	Painel para controle de qualidade	55
Figura 5.11	Gráfico de cobertura CDP da linha RIB93-05	56
Figura 5.12	Dado após carregamento da geometria.	57
Figura 5.13	Seção bruta visualizada em afastamento mínimo (277).	59
Figura 5.14	Aplicação do Picking Top Mute (FFID 101)	60
Figura 5.15	Dado editado visualizado no domínio do tiro (FFID 103).	60
Figura 5.16	<i>Offsets</i> de referência	61
Figura 5.17	Visualização do dado sísmico no offset mínimo 277.	62
Figura 5.18	Silenciamento do canal 2	63
Figura 5.19	Espectro de frequência da linha RIB93-05 antes da aplicação do filtro passa banda	64
Figura 5.20	Espectro de frequência após a filtragem do dado	65
Figura 5.21	Painel onde é construída a análise de velocidade	66
Figura 5.22	Campo de velocidades interpoladas a partir das velocidades estimadas.	67
Figura 5.23	Dado com correção de amplitude visualizado em afastamento mínimo.	69
Figura 5.24	Janelas de deconvolução	70
Figura 5.25	Dado após a deconvolução visualizado em afastamento mínimo (277).	71
Figura 5.26	Dado após a filtragem SRME visualizado em afastamento mínimo (277).	73
Figura 5.27	Seção empilhada após a filtragem SRME visualizada em afastamento mínimo	

(277).	74
Figura 5.28 Dado após a filtragem Radon visualizada em afastamento mínimo (277). . .	76
Figura 6.1 Fluxograma de Processamento Sísmico	77
Figura 6.2 Campo de velocidades interpoladas a partir das velocidades estimadas. . .	79
Figura 6.3 Seção empilhada visualizada em afastamento mínimo (277).	81
Figura 6.4 Seção migrada visualizada em afastamento mínimo (277).	83
Figura 6.5 Seção migrada com análise interpretativa visualizada em afastamento mínimo (277).	84
Figura A.1 Reflexão múltipla.	91

LISTA DE ABREVIATURAS

ABREVIATURA	DESCRIÇÃO
AGC	Controle Automático de Ganho (<i>Automatic Gain Control</i>)
CDP	Ponto Comum em Profundidade (<i>Common Depth Point</i>)
CVP	Painéis de Velocidade Constante (<i>Constant Velocity Panels</i>)
CMP	Ponto Médio Comum (<i>Common Mid Point</i>)
FFID	<i>Field File ID Number</i>
NMO	<i>Normal Moveout</i>
OBS	<i>Ocean Bottom Seismic</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SEG	<i>Society Exploration Geophysics</i>
SRME	Eliminação de Múltiplas Relacionadas à Superfície (<i>Surface-Related Multiple Elimination</i>)
VSP	<i>Vertical Seismic Profile</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
2	AS BACIAS DE TUMBES-PROGRESSO E TALARA	20
2.1	Geologia	22
2.2	Configurações Tectônicas Regionais	25
3	GEOMETRIA DA AQUISIÇÃO MARINHA	28
3.1	Arraste de Cabo Marinho (<i>Marine Towed Streamer</i>)	28
3.2	O dado sísmico	29
4	ETAPAS DO PROCESSAMENTO SÍSMICO	31
4.1	Leitura dos dados	32
4.2	Geometria	32
4.3	Edição de traços	34
4.3.1	Eliminação de traços ruidosos	34
4.3.2	Silenciamento dos traços	34
4.4	Correção de amplitude	35
4.5	Filtragem de frequência	36
4.6	Deconvolução	37
4.7	Análise de velocidade	39
4.7.1	Common mid-point	40
4.7.2	O Painel Semblance	41
4.7.3	Correção de NMO	42
4.8	Empilhamento	43
4.9	Migração	44

5	PROCESSAMENTO SÍSMICO DA LINHA RIB93-05	49
5.1	Leitura dos dados	49
5.2	Geometria	49
5.2.1	Setup	51
5.2.2	Auto 2D	52
5.2.3	Patterns	52
5.2.4	Source	53
5.2.5	Bin	53
5.3	Carregamento da geometria	56
5.4	Edição de traços	58
5.4.1	Top-Mute	58
5.4.2	Silenciamento dos canais	61
5.4.3	Eliminação dos tiros ruidosos	63
5.5	Análise Espectral	63
5.5.1	Filtragem	64
5.6	Análise de Velocidade	65
5.7	Correção de amplitude	68
5.8	Deconvolução	68
5.9	SRME (<i>Surface-Related Multiple Elimination</i>)	72
5.10	Filtragem Radon	75
6	RESULTADOS OBTIDOS	77
6.1	Empilhamento	80
6.2	Migração	82
6.2.1	Análise Interpretativa	82
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	85
	REFERÊNCIAS	87

APÊNDICE A - MÉTODOS DE ATENUAÇÃO DE MÚLTIPLAS	90
A.1 Múltiplas	90
A.2 Técnicas de Atenuação de Múltiplas	92
A.2.1 Método de eliminação de reflexões múltiplas relacionadas à superfície livre (SRME)	93
A.2.2 Transformada Radon	94

1 INTRODUÇÃO

A Geofísica estuda as zonas profundas da Terra que geralmente são inacessíveis às observações diretas. As informações sobre as estruturas e composição das zonas inacessíveis em grandes profundidades são geradas através de medidas físicas e da interpretação das observações realizadas na superfície.

A crescente demanda por óleo e gás em todo o mundo e a dificuldade crescente das empresas petrolíferas em fazer novas descobertas de grandes jazidas propiciaram o grande avanço obtido nas técnicas geofísicas. O avanço da tecnologia nas áreas de aquisição, processamento e interpretação dos dados sísmicos, aliado ao estudo das relações entre propriedades sísmicas, petrofísicas e condições ambientais, possibilitou um aperfeiçoamento no imageamento da subsuperfície.

Dentre as técnicas geofísicas, a prospecção sísmica é a mais utilizada. O método sísmico é detentor de um grande poder de penetração e a sua resposta se aproxima muito dos modelos geológicos. A forte utilização da sísmica na exploração e desenvolvimento de reservatórios de hidrocarbonetos se deve à sua larga e densa amostragem tanto em área quanto em profundidade aliada ao contínuo refinamento de técnicas de tratamento e interpretação dos dados sísmicos.

O objetivo da sísmica de reflexão na prospecção geofísica é identificar a localização de alvos exploratórios através dos dados sísmicos. Os dados sísmicos gravados passam por processos computacionais digitais para produzir imagens de estruturas superficiais da Terra, esses dados são então processados e interpretados.

O tratamento de dados sísmicos divide-se em três partes: pré-processamento, processamento e imageamento. O processamento de dados sísmicos é uma atividade rotineira na indústria do petróleo e tem por objetivo a obtenção de uma imagem representativa da subsuperfície.

Entretanto, um dos maiores problemas do processamento sísmico é a presença de ruído, que corresponde a uma energia indesejada. Atenuar esses ruídos para melhorar um sinal que indica uma reflexão, sem perder sinal desejável é algumas vezes uma tarefa difícil para o processador. A necessidade de atenuar os ruídos é porque eles podem mascarar as informações e/ou gerar informações erradas da subsuperfície.

Yilmaz e Doherty (1987) descreve o sinal refletido sendo captado com dois tipos de ruídos, os ruídos incoerentes e os ruídos coerentes. Os ruídos incoerentes, ou aleatórios, são ruídos ambientais que são captados junto com o sinal sísmico; eles têm fonte externa tais como ventos, falha na implantação dos geofones, movimentos transientes na vizinhança da linha, ruído elétrico, entre outros. E como tipos de ruídos coerentes temos as ondas diretas, *groun-roll*, refratadas, guiadas, múltiplas, ruído difuso e ruído de cabo, eles têm sua fonte na aparelhagem que é utilizada. Por exemplo: variação da fonte de energia e ruído do cabo de transmissão após a captação.

Em exploração sísmica terrestre o ruído coerente mais conhecido e que dificulta o processamento é o *ground roll*, que são ondas dispersivas, de baixa frequência, de baixa velocidade e alta amplitude que se misturam com os dados de interesse; são formadas por ondas compressivas (P) e por ondas cisalhantes (S). Já na exploração sísmica marinha, o principal problema no processamento são as reflexões múltiplas, já que podem ocorrer no mesmo tempo e com mesma frequência que as reflexões primárias.

Neste trabalho serão apresentadas as principais ferramentas utilizadas no processamento de dados sísmicos utilizando o ProMAX[®], software desenvolvido pela Landmark Graphics Corporation. Este aplicativo dispõe de ferramentas que organizam fluxogramas contendo todos os processos desejados para cada etapa do processamento. O fluxograma pode ser criado de diferentes maneiras e dependerá da qualidade dos dados e dos recursos disponíveis no software adotado.

Esse trabalho está estruturado da seguinte forma: no Capítulo 2 são apresentadas as Bacias de Tumbes-Progresso e Talara, onde foi feita a aquisição da linha sísmica RIB93-05, objeto de estudo deste trabalho. No Capítulo 3 é apresentado um apanhado sobre a geometria de aquisição marinha juntamente com a configuração da geometria da aquisição da linha sísmica RIB93-05. No Capítulo 4 são apresentadas as etapas do processamento sísmico com conceitos apresentados sem grande abordagem matemática. No Capítulo 5 é apresentada a utilização de cada operação usada no processamento sísmico e como essa afeta e transforma o dado. Isso será mostrado através de figuras que mostram o resultado obtido. No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos. E por fim, são apresentadas as conclusões e recomendações desse trabalho.

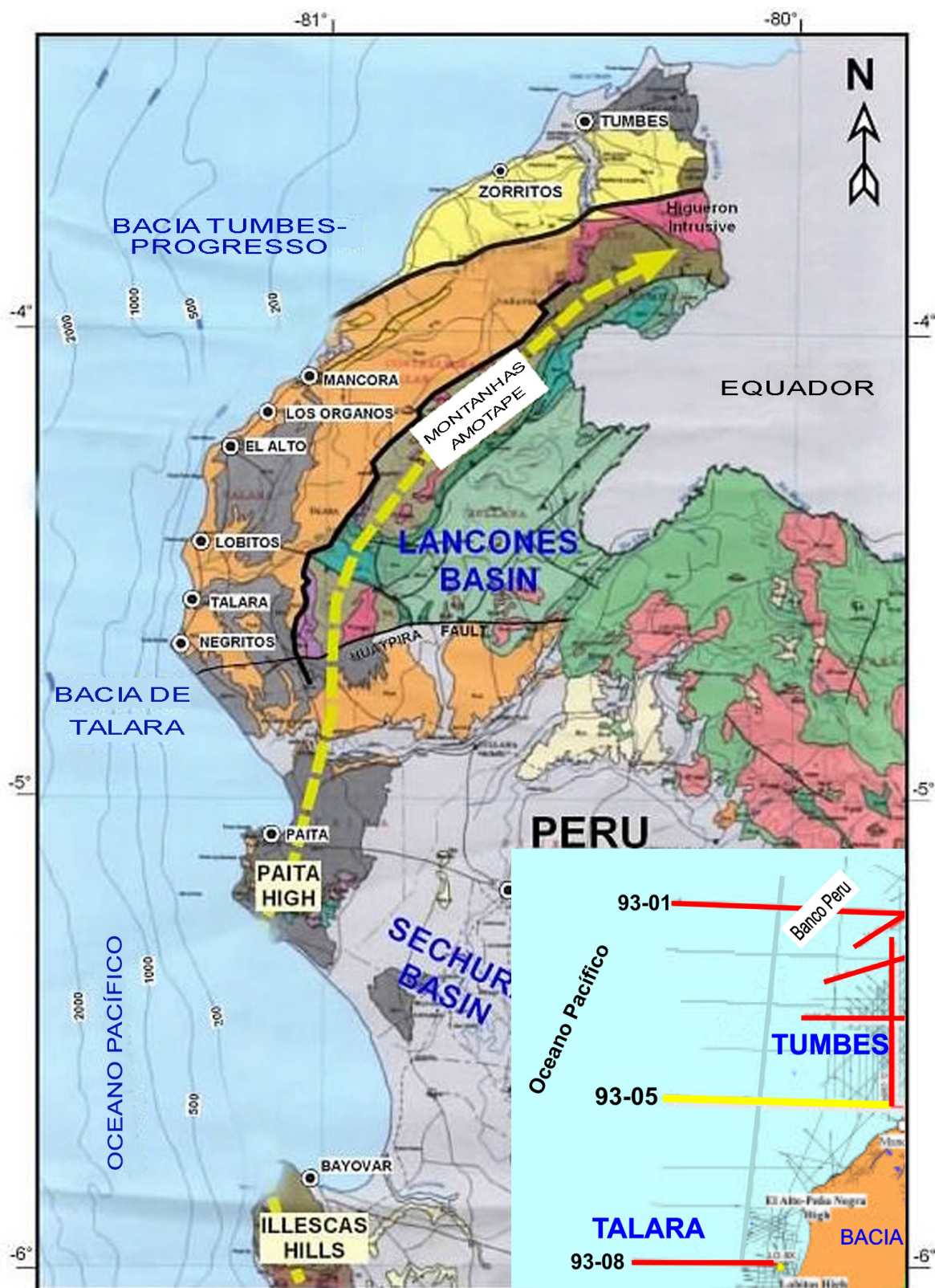
2 AS BACIAS DE TUMBES-PROGRESSO E TALARA

O Peru é dividido em quatro principais regiões morfológicas, três terrestres e uma offshore. As três regiões terrestres incluem a Cordilheira dos Andes, a região Sub-Andino e a região costeira. A região offshore abrange o Oceano Pacífico. A região costeira é uma faixa de terra estreita que separa a Cordilheira dos Andes do Oceano Pacífico, esta região inclui 11 bacias sedimentares, algumas das quais se estendem a porção offshore.

No Peru existem dezenove bacias sedimentares, entre estas estão as Bacias de Tumbes-Progresso e Talara que estão localizadas no extremo Noroeste do Peru. O mapa de localização dessas bacias pode ser visualizado na Figura 2.1.

Essas bacias apresentam fortes indícios de existência de hidrocarbonetos. (PERUPE-TRO, 2005)

Figura 2.1 – Mapa de localização das Bacias de Tumbes-Progresso e Talara.



Fonte: Modificado de PERUPETRO (2005)

2.1 Geologia

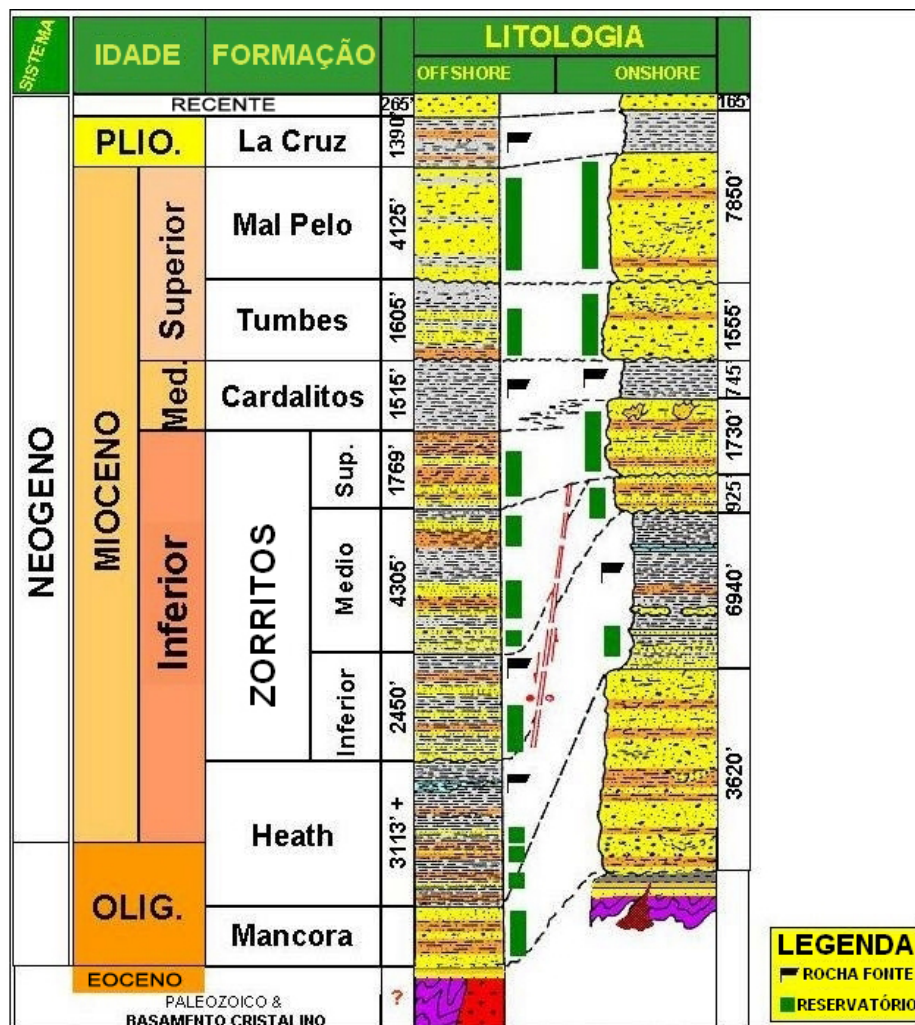
Os dados sísmicos sobre estas bacias indicam a presença de mais de 6096 m de sedimentos clásticos terrígenos do Oligoceno-Mioceno e Plioceno em cima do embasamento Paleozóico. Até agora, acredita-se que os sedimentos do Eoceno são restritos à parte sul da bacia.

As Bacias de Tumbes-Progresso e Talara contêm sequências estratigráficas de sedimentos espessos do Paleozóico ao Terciário que se estendem na porção offshore e onshore ao longo da região costeira. A evolução geológica complexa de todas estas sequências é controlada por dois sistemas tectônicos regionais reconhecidos nas bacias do Peru. O primeiro, o sistema pré-andino, engloba três ciclos do Ordoviciano, Devoniano e Permo-Carbonífero que recobrem o embasamento pré-cambriano do Guiana. O segundo, o sistema Andino, começou com a subducção ao longo da margem ocidental do Peru, ele engloba várias sequências mega-estratigráficas e numerosos ciclos sedimentares menores, variando do antigo até o presente Permiano.

As colunas estratigráficas apresentadas na Figura 2.2 e Figura 2.4 mostram a marca distintiva da tectônica e a história de sedimentação que dominou a área costeira que foi influenciada por vários impulsos que dominam as placas tectônicas na região.

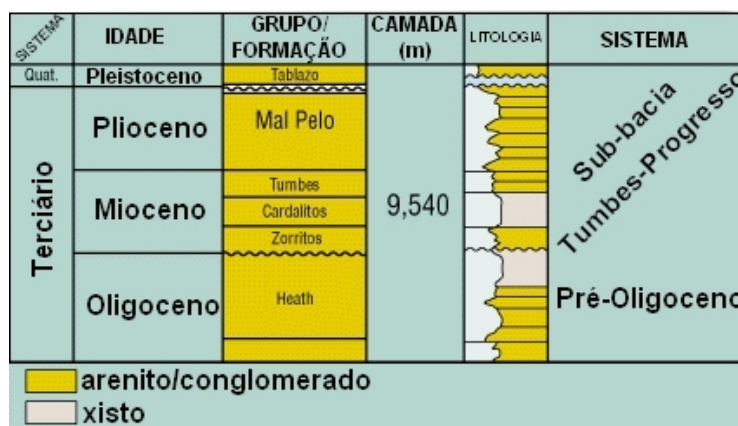
Os sedimentos dos antigos Oligoceno, Mioceno e Plioceno são os mais presentes nessas bacias, eles foram depositados por cinco sequências estratigráficas em cima do Eoceno. Na Figura 2.3 pode-se visualizar a composição estratigráfica da Bacia Tumbes-Progresso.

Figura 2.2 – Coluna estratigráfica da Bacia de Tumbes-Progresso.



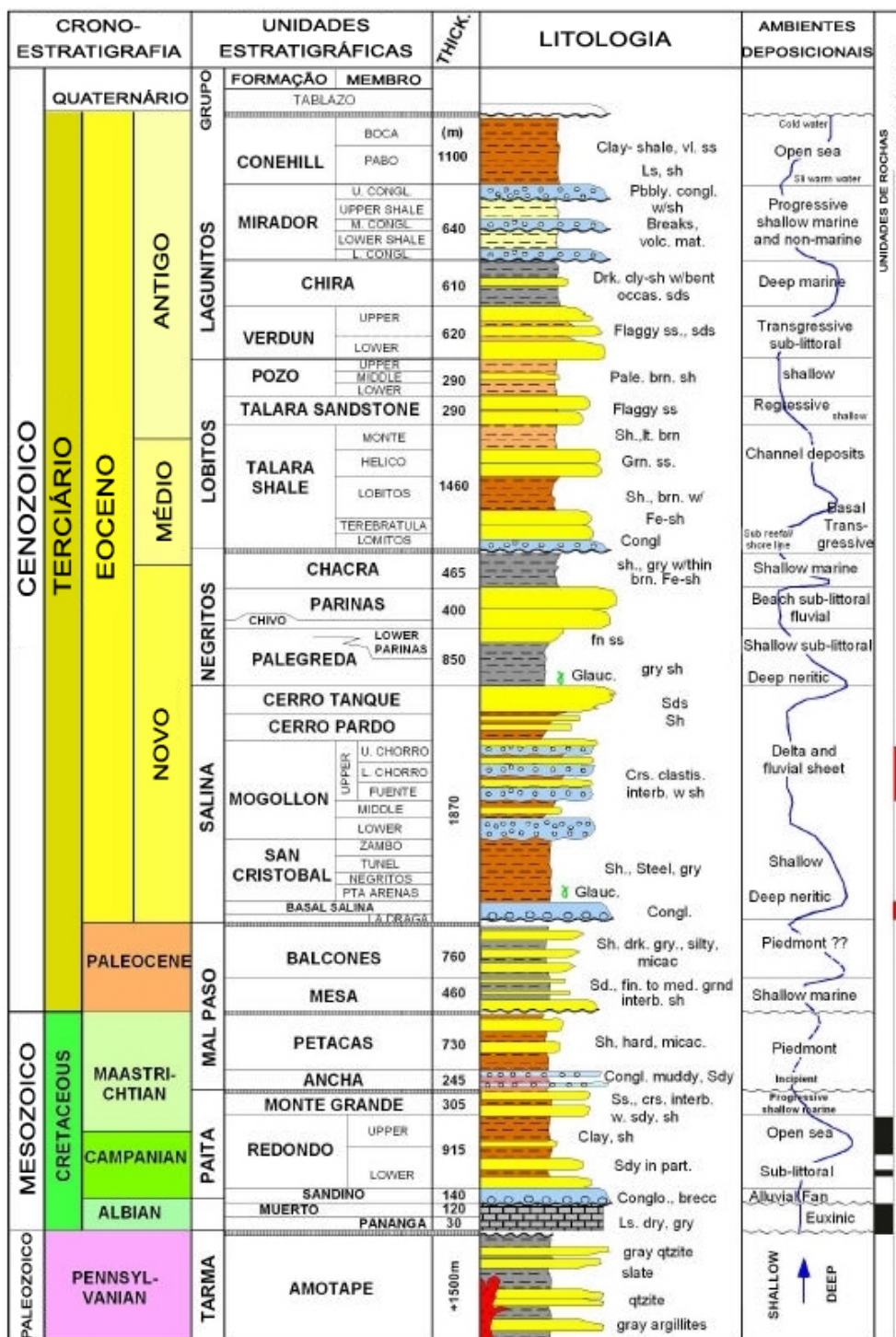
Fonte: Figura modificada de PERUPETRO (2005)

Figura 2.3 – Composição Estratigráfica da Bacia Tumbes-Progresso.



Fonte: Modificado de PERUPETRO (2005)

Figura 2.4 – Coluna estratigráfica da Bacia de Talara.



Fonte: Modificado de PERUPETRO (2005)

2.2 Configurações Tectônicas Regionais

A configuração estrutural está relacionada com uma complexa história geodinâmica que está ligada a interação das forças tectônicas e processos sedimentares que é controlada pela direção e velocidade da subducção relativa da crosta oceânica que implicou na construção dos Andes. Os principais elementos tectônicos que controlam a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Tumbes-Progresso são:

- a) A região a oeste da Bacia de Tumbes-Progresso é controlada pela estrutura do Banco Peru.
- b) A região a leste da Bacia de Tumbes-Progresso é controlada pelos Zorritos - Piedra Redonda Alta e as Montanhas Amotapes.

A Bacia de Talara teve sua geração causada pela subducção da placa oceânica sobre a crosta continental sul-americana em um processo iniciado no Aptiano. Seus limites são a zona da fossa tectônica a Oeste, o batólito granítico conhecido como “Pilar de Zorritos” ao Norte, as montanhas Amotape ao Leste (embasamento aflorante) e a “Silla de Paita” na direção Sul. Em um contexto predominantemente convergente, Talara pode ser classificada como uma bacia “contraída” (contracted) do tipo ante-arco. A posição da Bacia de Talara coincide ainda com a região onde a cordilheira dos Andes muda de direção Sudeste-Noroeste para Sudoeste-Nordeste, em uma estrutura conhecida como Deflexão de Huancabamba ou localmente como Cordilheira Real. Esta configuração tectônica acompanha a mega estrutura conhecida como Falha Dolores-Guayaquil, um sistema de falhas do tipo *strike-slip* dextral¹ resultante do efeito da subducção oblíqua da placa de Nazca sob a crosta continental sul-americana. Associados a estas mega-estruturas de orientação Nordeste, observa-se a existência de vários outros sistemas do mesmo tipo, porém de direção Noroeste e com vergência sinistral² (Figura 2.5). A Bacia de Talara é composta de duas plataformas marinhas (profundas e rasas), controlada por falhas normais lítricas.

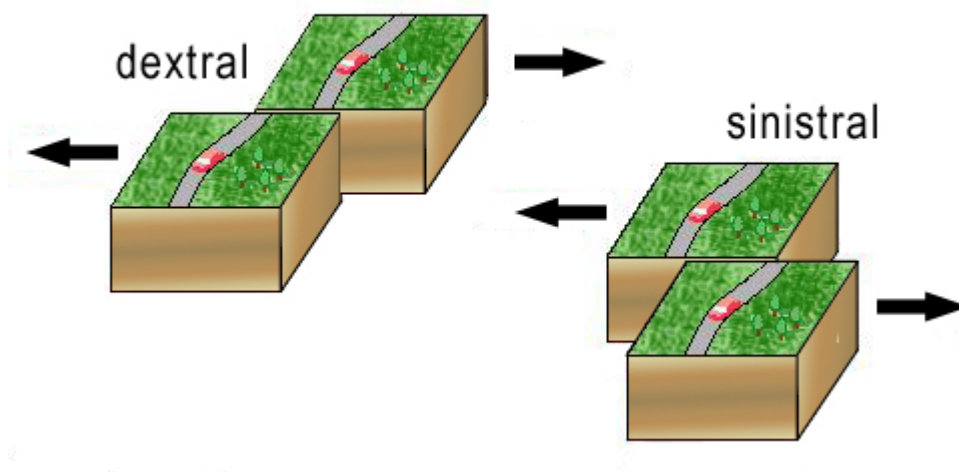
O preenchimento das Bacias Tumbes-Progresso e Talara é caracterizado por uma sequência estratigráfica diferente que está associada a eventos tectônicos significativos, o que gerou superfícies erosivas, mudanças no ambiente de deposição, taxa de sedimentação e a migração do depocentro. A arquitetura estratigráfica reflete mudanças no espaço de alojamento da

¹Falha transcorrente que, para um observador colocado em dois blocos, o bloco oposto apresenta-se deslocado para a direita.

²Falha transcorrente que, para um observador situado em um dos blocos, o deslocamento relativo do bloco oposto é da direita para a esquerda.

bacia que deriva da interação de tectônica extensional, do fornecimento de sedimentos e a atuação do nível do mar sobre a abertura de arco.

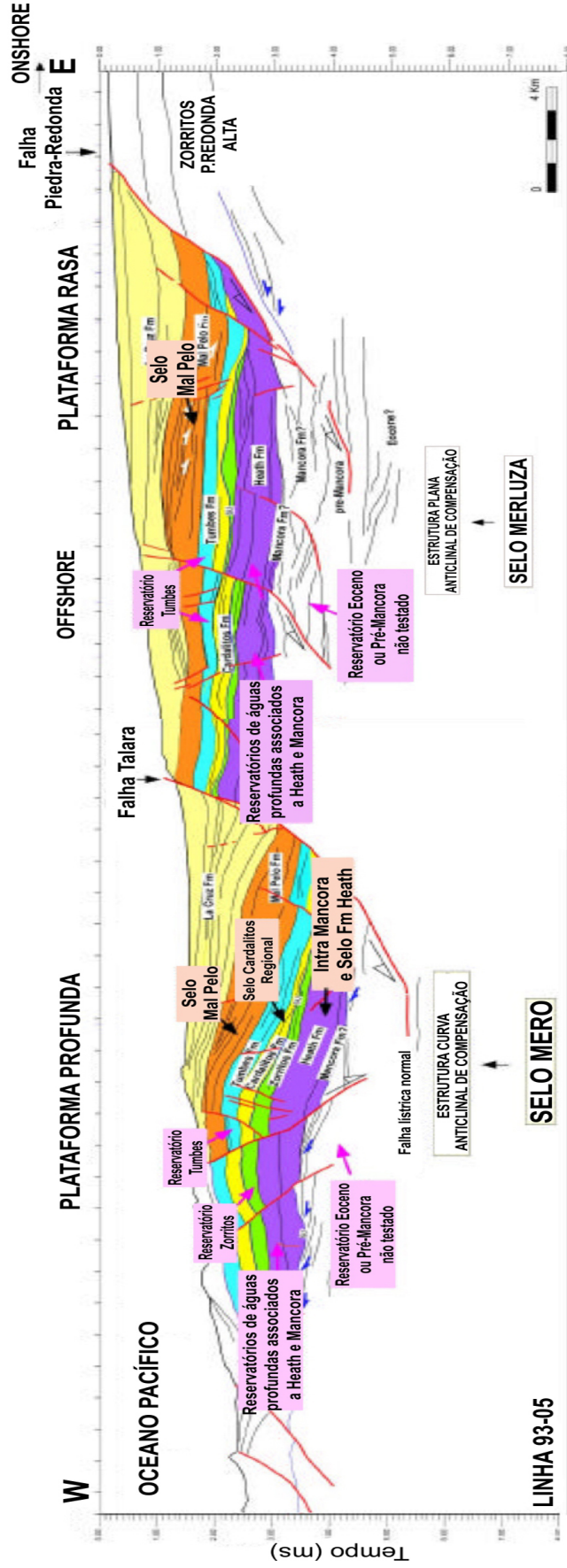
Figura 2.5 – Ilustração do sistema de falhas do tipo *strike-slip*.



Fonte: Autora

O perfil geológico dessas bacias está exemplificado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Perfil geológico das Bacia de Tumbes-Progresso e Talara ilustrando as suas formações.



Fonte: Modificado de PERUPETRO (2005)

3 GEOMETRIA DA AQUISIÇÃO MARINHA

Existem várias configurações de distribuições de fonte e receptor na aquisição marinha. As mais utilizadas para a produção e exploração de petróleo são:

- *Towed streamers*, em que as fontes e os receptores são distribuídos horizontalmente na coluna de água perto da superfície do mar;
- *Ocean -bottom- seismic* (OBS), em que as fontes ficam na coluna de água e os receptores no fundo do mar;
- Cabo vertical, em que as fontes são dispostas na superfície do mar como o levantamento de arraste de cabo e OBS, porém os receptores ficam distribuídos em uma matriz vertical;
- VSP (*vertical seismic profile*), no qual as fontes ficam arranjadas como na aquisição OBS, mas os receptores ficam dentro de um poço.

Nesta seção, nos deteremos na configuração da geometria arraste de cabo marinho (*marine tower streamer*), uma vez que o dado estudado é resultante de uma aquisição marinha 2-D utilizando esse tipo de aquisição.

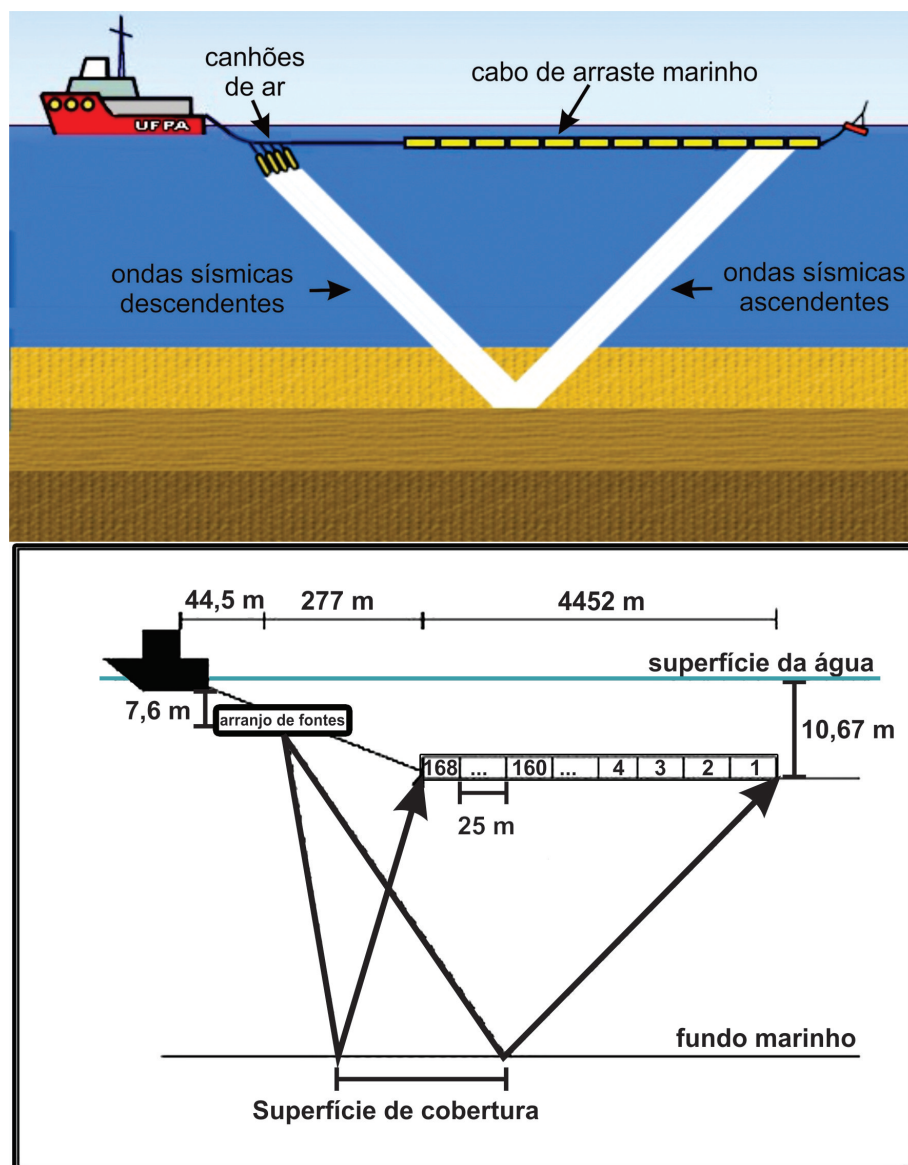
3.1 Arraste de Cabo Marinho (*Marine Towed Streamer*)

Neste tipo de levantamento, as fontes e os cabos que contêm os receptores ficam imersos na água a uma profundidade entre 5 a 12 metros. A aquisição de dados sísmicos é realizada a partir de embarcações equipadas com canhões de ar comprimido, rebocando diversos cabos sismográficos que estão espaçados de 50 a 100 m de distância. Cada cabo pode conter vários hidrofones dispostos em intervalos regulares e podem medir de 4 a 16 km.

Vários tipos de fontes podem ser empregados na aquisição de arraste de cabo, porém a mais comumente utilizada é o canhão de ar. Nesta fonte o sinal acústico é gerado pela explosão do ar comprimido. O sinal emitido é capaz de se propagar através da água e das formações geológicas, e após interação com os refletores, retornar e ser registrado pelos hidrofones. São

geralmente rebocadas a profundidades menores que a dos *streamers*. A Figura 3.1 ilustra esse tipo de aquisição.

Figura 3.1 – Ilustração de aquisição de dados marinhos com arraste de cabos.



Fonte: Modificado de Ikelle e Amundsen (2005)

3.2 O dado sísmico

A pesquisa Ribiana foi feita pela Digicon Geophysical em 1993, que consistiu na aquisição de seis linhas sísmicas, cinco destas na direção EW e a outra na direção NS. A embarcação M/N Digicon Explorer acoplou a fonte de energia a 44,5 m da sua seção traseira. Os disparos

da fonte de canhão de ar, com volume de 4.590 polegadas, foram efetuados a cada 25 *m*. O cabo rebocado tem um comprimento de 4000 *m* contendo 160 canais e mais 8 de teste. O tempo de observação foi de 8 *s* e o intervalo de amostragem de 2 *ms*.

O objeto de estudo deste trabalho é a linha sísmica RIB93-05 que foi construída sob a configuração 2-D. Os parâmetros de aquisição descritos abaixo foram retirados do relatório de campo disponibilizado pela PERUPETRO S.A.

Tabela 3.1 – Parâmetros da geometria de linha sísmica 2-D RIB93-05

CONFIGURAÇÕES	DADOS
Tempo de observação	8 <i>s</i>
Intervalo de amostragem	2 <i>ms</i>
Número de fontes	1764
Número de receptores	168
Intervalo entre as fontes	25 <i>m</i>
Intervalo entre os receptores	25 <i>m</i>
Máximo offset	4.452 <i>m</i>
Mínimo offset	277 <i>m</i>
Canal mais próximo	168
Canal mais distante	1
Profundidade da fonte	7,6 <i>m</i>
Profundidade do receptor	10,67 <i>m</i>
Tiros com problemas (FFID)	98-99-100-1771
Canal com problema	2

Fonte: Autora

4 ETAPAS DO PROCESSAMENTO SÍSMICO

O processamento de dados sísmicos de reflexão é uma atividade rotineira na indústria do petróleo e tem por objetivo a obtenção de uma imagem representativa da subsuperfície.

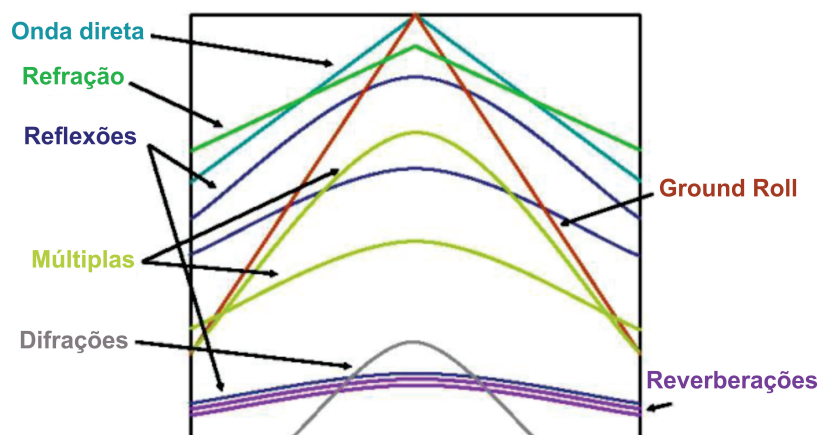
Para obtenção da imagem da subsuperfície é necessário submeter os dados sísmicos a uma sequência de tratamentos que fazem parte das etapas do processamento. Estas etapas incluem a leitura de dados, especificações da geometria de aquisição, aplicação de técnicas simples e avançadas que visam corrigir e melhorar a qualidade dos dados.

Na fase inicial do processamento o usuário deve organizar os dados provenientes da aquisição e identificar problemas capazes de comprometer a qualidade dos resultados como traços ruidosos, anomalias de amplitude, múltiplas entre outros.

O fluxo de processamento é muito variado, mas têm etapas básicas que são fundamentais e não podem ser descuidadas. O fluxo a ser cumprido depende da qualidade do dado, das ferramentas disponíveis (*software* e *hardware*), da experiência do processador, do tempo disponível e do objetivo a ser alcançado. A Figura 4.2 mostra um fluxograma com as principais etapas utilizadas no processamento sísmico.

Após estas etapas cumpridas já podemos ter uma boa aproximação da composição real e disposição geológica do local estudado. Cabe ao processamento destacar os eventos ilustrados na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Eventos no sismograma.



Fonte: Modificado de Almeida (2009)

Figura 4.2 – Fluxograma mostrando a sequência básica do processamento sísmico.



Fonte: Autora

4.1 Leitura 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. O SEG-Y é um dos padrões desenvolvidos pela SEG (*Society Exploration Geophysics*) para o armazenamento e distribuição de dados sísmicos.

4.2 Geometria

A geometria é uma das etapas básicas fundamentais para o processamento sísmico e precisa receber a devida atenção por parte do processador, pois nela são inseridas as informações sobre as posições corretas de fontes e receptores, conforme o relatório do observador (relatório de campo). Dos relatórios do observador são obtidas ainda informações a respeito de registros perdidos, estações ruidosas, canais invertidos, além de dados complementares como intervalo entre estações, tiros, lanços³ (Figura 4.3), *offsets* e etc.

³Disposição do arranjo que informa o afastamento mínimo e máximo dos receptores em relação à fonte.

Figura 4.3 – Lanço (máximo offset e mínimo offset).



Fonte: Autora

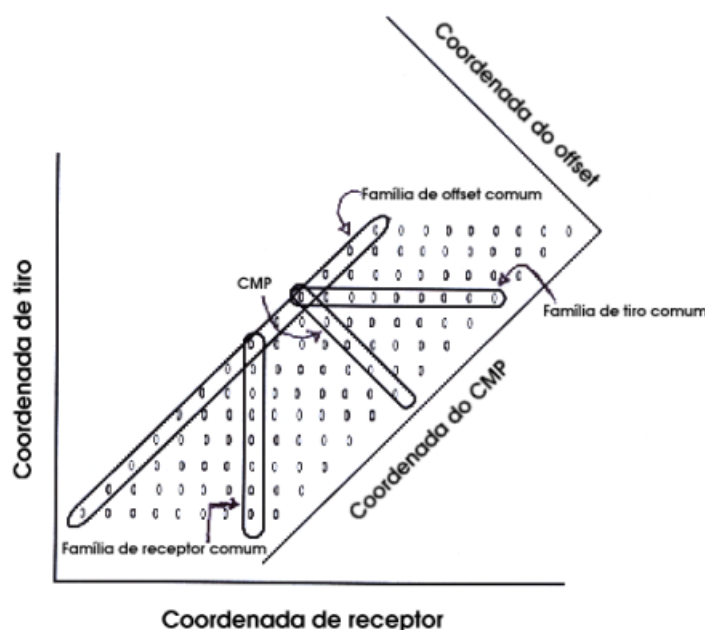
Qualquer erro na etapa da geometria acarretará na perda total ou parcial do trabalho, pois a seção sísmica gerada não corresponderá coerentemente à subsuperfície do local de registro, já que estaremos trabalhando com posicionamentos errados de fontes e receptores.

O objetivo é registrar no cabeçalho (header) de cada traço sísmico essas coordenadas (de ponto de tiro e receptor, do ponto médio comum e o seu offset correspondente) e outras informações relevantes.

Após a geometria, podem-se reorganizar os traços em famílias cdp, receptor e afastamento comum. A geometria está relacionada ao tipo de levantamento sísmico e a configuração/arranjo fonte-receptor empregada.

Figura 4.4 – Disposição de famílias em um levantamento sísmico.

Figura esquemática mostrando como estão dispostas algumas famílias em um levantamento sísmico e configuração de um levantamento marinho.



Existem três tipos principais de arranjo na aquisição: *end-on*, *end off*, *split-spread*. No arranjo *end-on* a fonte se encontra no início do streamer, ou seja, à frente do primeiro hidrofone. No arranjo *end off*, a fonte fica localizada atrás do último hidrofone. No arranjo *split-spread*, a fonte é colocada no meio da linha de hidrofones, onde a quantidade de hidrofones pode ser a mesma de cada lado da fonte, ou não. A configuração/arranjo utilizada na aquisição da linha sísmica RIB93-05 foi do tipo *end-on*.

4.3 Edição de traços

Esta etapa do processamento corresponde à eliminação dos traços ruidosos, ondas diretas e possíveis ruídos que podem estar acima do assoalho oceânico. Geralmente ela é feita no domínio do tiro e seu processo é feito manualmente selecionando os traços e regiões na seção a serem removidos. Recomenda-se que esta etapa seja feita antes ou logo após a montagem da geometria, porém nada impede dela ser feita em qualquer outra etapa do processamento.

É importante levar em consideração que a eliminação de traços sísmicos diminui a cobertura do dado. Neste caso, o processador deve ter a máxima atenção para que não haja perda elevada de informação em virtude de eliminação equivocada.

4.3.1 Eliminação de traços ruidosos

O ideal na edição dos traços é eliminar somente o ruído, porém, em muitos casos, torna-se necessário eliminar toda a coluna de amostras. Isso ocorre, por exemplo, nos dados cujo afastamento fonte-receptor ultrapassa a profundidade do refletor. Além de conter ruídos de grande intensidade, as reflexões nesta região apresentam problemas de difícil solução como à sobreposição de eventos, por exemplo.

4.3.2 Silenciamento dos traços

No silenciamento, o usuário tenta suprimir parcialmente o ruído das informações contidas em um traço. Normalmente, essa etapa é efetuada na parte inicial dos traços para eliminar as áreas ruidosas das famílias de tiro entre o tempo inicial e as primeiras chegadas.

4.4 Correção de amplitude

Alguns fenômenos afetam de maneira destrutiva a amplitude do sinal de tal forma que tentamos recuperar o máximo possível sua forma e intensidade originais. Podemos citar como fenômenos que afetam a amplitude: a divergência esférica, absorção, perdas por transmissão, acoplamento de fonte-receptor, reflexões múltiplas, curvatura da superfície do refletor e a dispersão, sendo os três primeiros os que mais afetam o sinal.

A divergência esférica está relacionada ao decaimento da amplitude pelo espalhamento da frente de onda durante sua propagação pela Terra.

A absorção faz com que a energia da onda elástica decaia com sua propagação na terra, transformando energia elástica em calor (conversão irreversível, devido ao comportamento inelástico das rochas). Para um meio elástico, a energia total do campo de onda é constante durante a propagação, porém, como a terra não possui esse comportamento, existe atenuação da onda sísmica com o tempo.

O pulso sísmico ao se propagar na terra sofre perda de conteúdo de frequência, sendo que as altas frequências são mais atenuadas que as baixas com a distância, tal comportamento do espectro de frequência do pulso sísmico está associado à absorção, sendo também que a amplitude decai rapidamente com o tempo de propagação, principalmente nos primeiros tempos.

Ao comparar os dois efeitos, verifica-se que as perdas por absorção são bem menos efetivas que a divergência esférica para pequenas distâncias do ponto de tiro e sobre as faixas de frequência. Aumentando a distância, a perda por absorção cresce e passa a ser o fenômeno dominante.

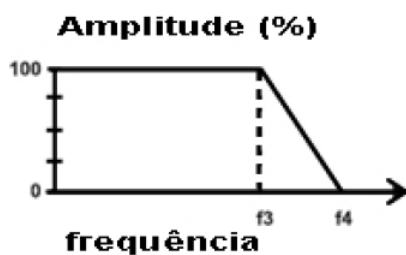
Contribuindo ainda para a atenuação da onda temos as transmissões que ocorrem quando a frente de onda atinge um refletor. Após atingir uma interface parte da energia da onda é refletida e parte é transmitida. Como a amplitude da onda acústica na Terra decai de modo inversamente proporcional à distância da fonte geradora à medida que o sinal se propaga no interior da Terra, torna-se mais difícil a visualização das reflexões mais profundas devido à perda de energia da onda. Assim, para efeito apenas de visualização, torna-se necessária a aplicação de uma correção na amplitude dos traços ao longo do tempo. O método utilizado é chamado de Controle Automático de Ganho (AGC) e consiste, resumidamente, em aplicar um tipo de média móvel quadrática em torno do ponto que se deseja corrigir (YILMAZ; DOHERTY, 1987).

4.5 Filtragem de frequência

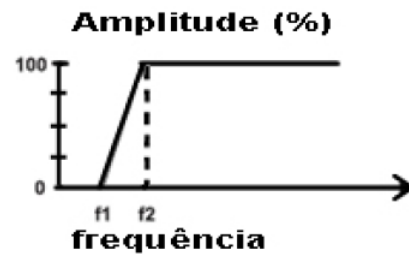
O objetivo da filtragem de frequência é remover os componentes de frequência indesejados do dado sísmico e passar o resto do conteúdo de frequência do dado, através do filtro, sem alterar as faixas de frequências desejadas. Ondas superficiais (*ground roll*), por exemplo, são usualmente observadas como eventos de baixa frequência e grande amplitude e podem ser atenuadas com um filtro no domínio da frequência. A transformada de Fourier é necessária antes da filtragem e sua transformada inversa é necessária depois. Ambas são usualmente parte de rotinas de filtragem e claras para quem efetua o processamento. O usuário simplesmente tem que especificar que frequências quer atenuar e usar um filtro para rejeitar ou passar as frequências desejadas. Algumas literaturas recomendam que as frequências do dado sísmico tenha início entre 10 e 15 Hz e pare entre 70 e 80 Hz (TELFORD et al., 1990).

Existem em pacotes de processamento quatro tipos de filtro de corte de frequência, esses filtros estão ilustrados na Figura 4.5.

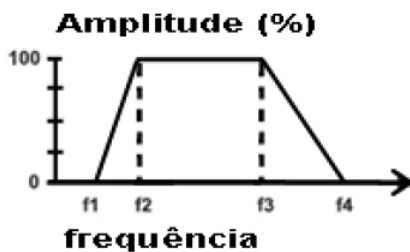
Figura 4.5 – Representação dos filtros de frequências mais usados no processamento sísmico.



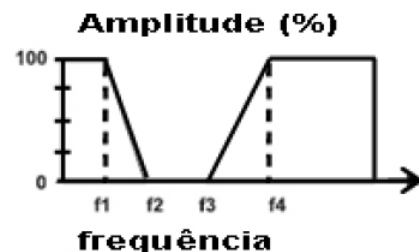
Filtro passa baixa: Preserva as baixas frequências até um valor especificado, eliminando ou atenuando as frequências acima desse valor.



Filtro passa alta: Corta as frequências abaixo de um valor específico, eliminando ou atenuando as frequências abaixo desse valor.



Filtro passa banda: Preserva uma faixa específica de frequência.



Filtro rejeita banda: Elimina uma faixa específica de frequência.

4.6 Deconvolução

A etapa da deconvolução é bastante eficiente para obter um aumento na resolução temporal ou vertical dos traços sísmicos, além disso, é comumente empregada na atenuação das reflexões múltiplas e na remoção de parte das reverberações⁴ (levantamentos marinhos).

Devido aos seus benefícios, torna-se uma das etapas principais dos fluxos de processamentos de dados sísmicos convencionais, sendo largamente empregada na indústria de petróleo. Normalmente, a deconvolução é usada antes do empilhamento, mas pode também ser aplicada após o empilhamento dos dados sísmicos.

O objetivo principal da análise dos sismogramas é a recuperação da camada refletora, conhecida por função refletividade, o que implica na remoção parcial das reverberações, bem como na compressão de cada pulso individual em um impulso.

A resposta ao impulso contém reflexões primárias e todas as possíveis múltiplas. Idealmente, a deconvolução deve comprimir o pulso-fonte e eliminar as múltiplas, deixando apenas refletividade do traço sísmico. A ideia básica da deconvolução é a estimativa de um filtro inverso que quando convolvido com o pulso básico o converta em um impulso. Esse filtro deve ser capaz de fornecer a resposta impulsiva da terra quando aplicado ao traço sísmico. Basicamente, a deconvolução comprime o pulso sísmico registrado no sismograma aumentando assim a resolução temporal e levando a uma representação das reflexões em subsuperfície.

O modelo unidimensional utilizado para representar o traço sísmico é referido como modelo convolucional, onde o traço é o resultado da convolução de um pulso gerado por uma fonte próxima a superfície com a resposta impulsiva da terra acrescida do componente de ruído.

O modelo convolucional do traço sísmico pode ser representado matematicamente por

$$x(t) = w(t) * e(t) + \eta(t) \quad (4.1)$$

em que $x(t)$ → traço sísmico (registro do sismograma)
 $w(t)$ → pulso sísmico básico
 $e(t)$ → função refletividade ou resposta impulsiva da terra
 $\eta(t)$ → ruídos aleatórios e/ou aditivos
 $*$ → representa a operação de convolução

⁴São reflexões múltiplas de superfície que após sofrerem uma reflexão em uma interface mais profunda, sofrem uma ou mais reflexões na lâmina d'água.

Convém lembrar que este modelo é simplificado e não leva em consideração a resposta do receptor, o fantasma e o arranjo de fonte e receptor.

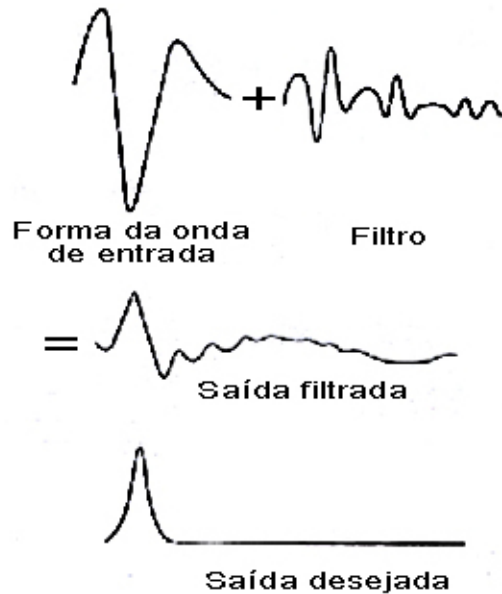
Yilmaz (2000) considerou algumas hipóteses para a elaboração do modelo convolucional do traço sísmico:

- A forma da onda da fonte é conhecida e não muda durante seu percurso em subsuperfície, ou seja, é estacionária, não existindo o decaimento da amplitude em decorrência dos efeitos de atenuação sobre a onda sísmica durante sua propagação;
- A onda gerada na superfície é plana do tipo longitudinal (P) com ângulo de incidência normal às camadas em subsuperfície, neste caso, não são geradas ondas transversais (S);
- As camadas são plano-paralelas e possuem velocidade constante;
- O componente ruído é desprezível;
- A função refletividade pode ser considerada aleatória;
- O pulso emitido pela fonte é de fase mínima.

Nos casos em que a forma do pulso básico da fonte é conhecida, por exemplo, a assinatura da fonte, a deconvolução é considerada um problema determinístico e o filtro calculado é denominado filtro inverso. Quando a forma da fonte é desconhecida (caso geral), o filtro é estimado de modo estatístico. Por exemplo, a teoria de predição Wiener resulta numa deconvolução estatística e o filtro estimado é chamado de operador de erro de predição. A Figura 4.6 mostra como atua o filtro de Wiener Levinson.

Figura 4.6 – Figura esquemática que ilustra o filtro de Wiener Levinson.

O pulso de entrada é convolvido com o filtro que gera um sinal de saída filtrado, com a forma próxima a da saída desejada.



4.7 Análise de velocidade

As velocidades sísmicas são frequentemente usadas para identificar materiais em subsuperfície. Dentro de certos limites, a informação da velocidade pode ser convertida para o tipo de rocha. O intervalo de variação nas velocidades das ondas nas rochas é consideravelmente maior do que as variações correspondentes nas suas densidades. O principal objetivo da análise de velocidade é definir as velocidades que melhor horizontalizam as hipérbolas referentes às reflexões, ou seja, a análise de velocidade é um tratamento aplicado aos dados de reflexão sísmica para se obter as velocidades mais apropriadas à correção de NMO.

A análise de velocidade é uma das etapas mais importantes do processamento, pois ela está diretamente ligada ao sucesso do mesmo, já que a qualidade da seção sísmica empilhada alcançada dependerá do grau de precisão alcançado na determinação das velocidades das camadas em subsuperfície. A escolha de velocidades incorretas pode comprometer seriamente o sucesso de etapas posteriores, como empilhamento e migração.

Normalmente, ela é executada diversas vezes dentro de um fluxograma de processamento, combinadas a outras etapas, de modo a garantir um refinamento maior das informações.

Há dois processos para determinar essas informações de velocidade. O primeiro consiste na aplicação sistemática de correções de NMO a uma família de ponto médio comum, utilizando uma série de velocidades constantes. O segundo utiliza o nível de coerência, representado em um gráfico de velocidade em função do tempo, para indicar a eficiência com a qual àquela velocidade corrige o NMO no tempo inicial de reflexão. Em ambos os processos a velocidade escolhida é a que melhor “horizontaliza” cada evento de reflexão.

Vale ressaltar que, é bem mais recomendável escolher as velocidades visualmente nos painéis de CMP e selecioná-las com base nos valores de coerência e no efeito da correção de NMO aos traços, pois desta forma, o usuário determina as melhores velocidades com base exclusivamente em sua interpretação; e que o conhecimento geológico da bacia é primordial, uma vez que a cada ponto criado, deve-se ter em mente a litologia esperada para aquele intervalo de tempo.

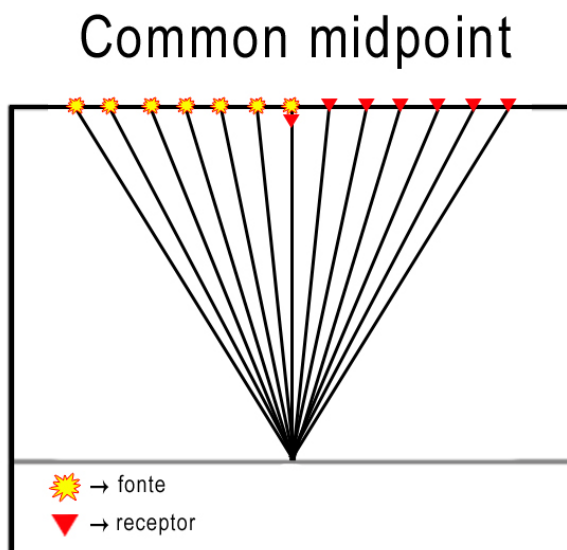
4.7.1 Common mid-point

Em uma aquisição de dados sísmicos 2-D, fontes e receptores são movidos ao longo de uma linha reta. A distância entre fonte e cada receptor é chamada de afastamento ou offset. CMP (abreviação para common mid-point) é definido como o ponto médio entre uma fonte e um receptor (MAYNE, 1962). Os traços originados de pares fonte-receptor que têm o mesmo ponto médio comum são agrupados em um mesmo sismograma, formando assim uma família de CMPs. As reflexões de um determinado refletor são representadas no domínio CMP por formas aproximadas de hipérbolas.

A técnica de registro CMP ou ponto médio comum, que foi publicada em 1962 por Mayne, consegue amostrar um mesmo ponto em subsuperfície diversas vezes, aumentando a razão sinal/ruído das reflexões e atenuando ruídos aleatórios (Figura 4.7).

Segundo esta técnica, o tiro é detonado e registrado nas estações, em seguida desloca-se a fonte e as estações receptoras para as novas posições e detona-se o novo tiro, repetindo esse processo até o último registro. O ponto médio comum é formado pelo agrupamento dos traços obtidos, considerando o par fonte-receptor, a partir do mesmo ponto de profundidade na subsuperfície (SHERIFF; GELDART, 1982).

Figura 4.7 – Figura esquemática da aquisição de registros usando a técnica CMP.



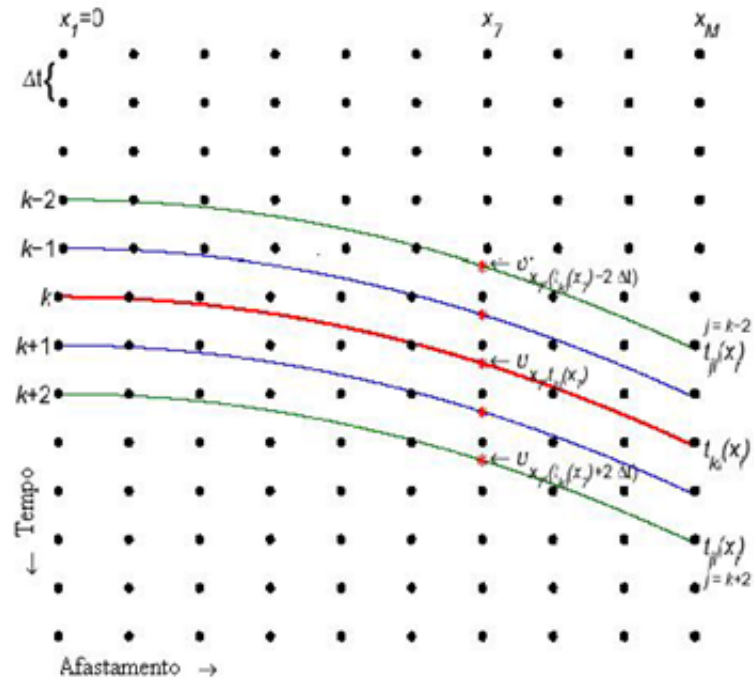
Fonte: Modificado de Mayne (1962)

Para um meio horizontalmente estratificado com velocidade constante, uma geometria CMP compreende todos os raios que incidem no mesmo ponto refletor, portanto uma família CMP contém informações redundantes da subsuperfície. Esta é a base do empilhamento CMP, já que eventos em traços de diferentes afastamentos trazem informações de um mesmo ponto comum do refletor. Estas informações redundantes podem ser somadas construtivamente aumentando a razão sinal/ruído.

4.7.2 O Painel Semblance

O semblance é definido como uma medida de coerência multicanal. De acordo com Silva (2004), a coerência traço a traço, ou similaridade traço a traço, é a condição necessária para o reconhecimento de qualquer evento. Uma maneira de quantificar a coerência é através do semblance. A verificação das velocidades em uma seção CMP é feita a partir da correção NMO dos tempos de trânsito dos eventos na seção e a correção deve apresentar os eventos refletores horizontalizados.

Figura 4.8 – Trajetórias hiperbólicas e janelas envolvidas no cálculo da função semblance para correção e empilhamento NMO.



Fonte: Neidel e Taner (1971)

4.7.3 Correção de NMO

A correção de NMO visa deslocar para cima cada traço registrado, de modo que o sobretempo associado aos diferentes intervalos de afastamento seja minimizado. Assim, as informações registradas passam a um mesmo nível como se o afastamento fosse nulo. Normalmente, a aplicação dessa correção requer primeiramente o conhecimento de um macro modelo de velocidades, definido na análise de velocidade.

Assumindo o modelo de um refletor plano horizontal em subsuperfície, o tempo de trânsito da frente de onda pode ser expresso por

$$t^2 = t_0^2 + \frac{x^2}{v^2} \quad (4.2)$$

em que, t_0 é o tempo duplo de trânsito na posição $x = 0$ (ápice da hipérbole), v é a velocidade do meio acima da interface do refletor e x é o afastamento fonte-receptor.

Com os dados organizados no domínio CMP é possível fazer a correção de retardo de chegada das reflexões (causados pelo afastamento entre fonte e receptor), com relação ao

tempo de incidência normal ao refletor. Essa correção é conhecida como correção de NMO e é expressa pela seguinte equação

$$\Delta t_{NMO} = t - t_0 \quad (4.3)$$

utilizando-se a equação do tempo de trânsito, temos

$$\Delta t_{NMO} = t_0 \left[\sqrt{1 + \left(\frac{x}{v_{NMO} - t_0} \right)^2} - 1 \right] \quad (4.4)$$

Depois de feita a correção de NMO nas famílias CMP, os eventos associados aos refletores em subsuperfície, antes hiperbólicos, estarão horizontalizados. A velocidade que faz com que os eventos sejam horizontalizados é chamada de Velocidade de NMO (v_{nmo}). Quando os traços de uma família CMP são corrigidos de NMO e somados (empilhados) teremos um traço de afastamento nulo (KEAREY et al., 2002).

O inconveniente desta correção é o efeito de estiramento do pulso sísmico que degrada a qualidade da seção final, principalmente em reflexões próximas à superfície e para afastamentos mais longos. Para contornar o problema, as regiões dos painéis CMP com pulsos sísmicos atingidos por este efeito são eliminadas antes de serem realizadas as etapas de processamento subsequentes, na etapa do silenciamento.

4.8 Empilhamento

O empilhamento ou stack é a soma construtiva de todos os traços da mesma família CMP e a imagem obtida é chamada de seção empilhada configurada em afastamento nulo, em que eventos de reflexão, associados aos refletores horizontais, correspondem a um mesmo ponto.

A vantagem do empilhamento é o aumento significativo da relação sinal/ruído causado pela interferência construtiva de eventos coerentes, como reflexões primárias e difrações, além da interferência destrutiva dos ruídos aleatórios e coerentes, como as reflexões múltiplas.

A amplitude de um traço empilhado é dividida pelo número de traços somados, visando manter as amplitudes dos eventos sísmicos nesta operação. Apesar disso, admitindo que possam existir ruídos no dado, a razão sinal/ruído pode aumentar também através do empilhamento. O traço sísmico resultante do empilhamento de uma família CMP representa um traço de afastamento zero offset.

A qualidade da seção sísmica empilhada obtida deriva de um ótimo macro modelo de velocidades e de uma excelente correção de NMO aos dados. Uma seção empilhada apresenta muitas diferenças do modelo original pensado, abaixo estão algumas dessas diferenças:

- Os mergulhos dos refletores não estão muito certos ou claros;
- Anticlinais⁵ aparecem muito dilatadas e sinclinais⁶ aparecem muito estreitas em relação ao modelo real;
- Um pequeno objeto denso ou em forma de quina difrata energia e isto pode não ser imageado muito bem nesta seção.

Essas observações podem ser alocadas na seguinte afirmação: os pontos de reflexão não estão nos lugares corretos. Uma ferramenta para trazer os refletores de volta para onde eles deveriam estar é chamada de migração.

4.9 Migração

Segundo Gray et al. (2001), a migração sísmica é um processo que tem por base a equação da onda e tem o objetivo de corrigir as distorções de registros de reflexões através do posicionamento dos eventos em suas verdadeiras posições espaciais e através do colapso de energia de difrações até seus pontos de espalhamento.

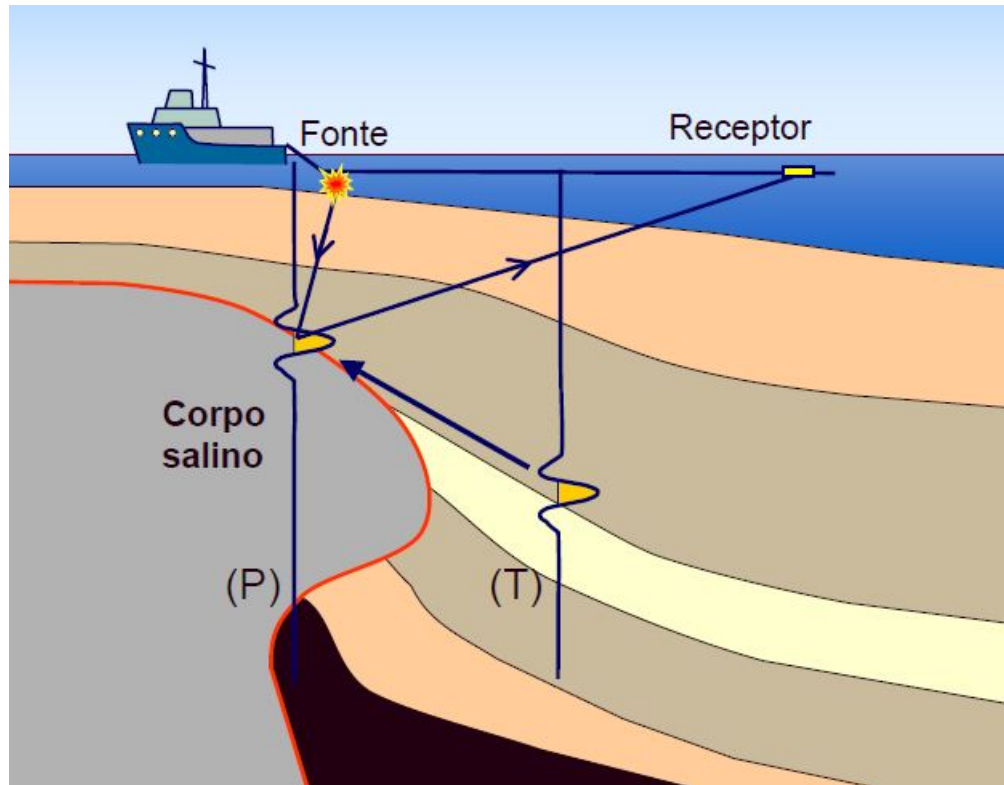
Basicamente, o objetivo da migração sísmica é posicionar corretamente os refletores em subsuperfície (Figura 4.9). Situações geológicas complexas, tais como áreas bruscamente dobradas, falhadas, com fortes mergulhos ocasionam distorções no posicionamento dos eventos refletidos, induzindo o usuário a falsas interpretações.

A migração tenta reconstruir uma imagem da estrutura do refletor original a partir da energia registrada nos dados sísmicos. Os dados sísmicos são registrados ao longo da superfície de aquisição e são compostos por reflexões e difrações do sinal sísmico gerado a partir de uma fonte de energia. Durante o processo de propagação da energia da onda sísmica, cada ponto em subsuperfície funciona como um ponto difrator de energia, defletindo-a em todas as direções. Uma parte dessa energia é captada pelos receptores, a migração sísmica recoloca a energia espalhada na posição do ponto difrator.

⁵São dobras que possuem a concavidade convexa, ou seja, virada para cima.

⁶São dobras que possuem a concavidade côncava, ou seja, virada para baixo.

Figura 4.9 – Reposicionamento dos eventos sísmicos.



Fonte: Portugal (2006)

Após a criação da seção empilhada (afastamento nulo), o mergulho e a localização de alguns eventos estarão incorretos. Isso acontece devido às reflexões vindas de refletores inclinados ocorrerem sobre pontos onde não há a locação de família CMP, como assumimos na seção empilhada. Uma migração pós-empilhamento em tempo corrige para a posição correta os refletores, neste caso, o meio é descrito por um campo de velocidades sem variações laterais. Outra técnica de processamento possível para corrigir mergulho são as migrações pré-empilhamento e pós-empilhamento em profundidade, em que o meio é descrito por um campo de velocidades com variações laterais.

A migração além de agrupar a energia difratada e remover outros artefatos contidos na seção empilhada, como as curvaturas causadas por sinclinais, ela melhora a definição das feições dos refletores, mesmo sendo inevitáveis os efeitos de borda. Estes efeitos ocorrem devido à redução da cobertura nos limites da área de aquisição e ao truncamento lateral da informação sísmica.

A prerrogativa da migração é focalizar a energia sísmica, corrigindo os efeitos de espalha-

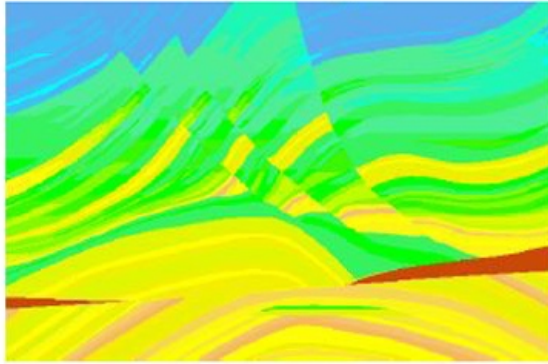
mento e difrações ocorridos durante a propagação da onda sísmica e colocando as reflexões em suas verdadeiras posições espaciais. Além disto, a melhoria da resolução lateral e a correção de amplitude proporcionada pelos operadores de migração são outras das várias vantagens do processo.

Entretanto, a migração quando não é feita corretamente adiciona ruído ao dado. Testes de migração com velocidades diferentes podem ser feitos para conseguir uma melhor migração resultante, entretanto decidir sobre o melhor resultado obtido é sempre um trabalho subjetivo, ou seja, os testes precisam ser bastante criteriosos, pois as migrações exigem bastante tempo e grande força computacional das máquinas onde serão efetuadas, conseqüentemente levando a um grande atraso no fluxograma de trabalho.

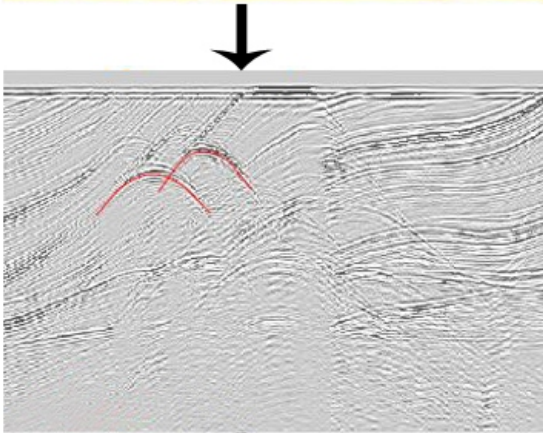
Chaouch (2001) descreve o motivo da utilização de alguns diferentes tipos de migração.

- Migração em Tempo: Utilizada quando as seções empilhadas contêm difrações ou estruturas com mergulho. Válida somente quando a velocidade varia com a profundidade. Aceitável para pequenas variações laterais de velocidade.
- Migração em Profundidade: Necessária quando as seções empilhadas possuem estruturas com mergulho e grande variação lateral de velocidade.
- Prestack Partial Migration (ou DMO): Útil quando as seções empilhadas possuem mergulhos conflitantes com diferentes velocidades de empilhamento ou grande variação lateral de velocidade.
- PSTM (Prestack Time Migration): É outra possível solução para mergulhos conflitantes. Requer um maior esforço computacional.

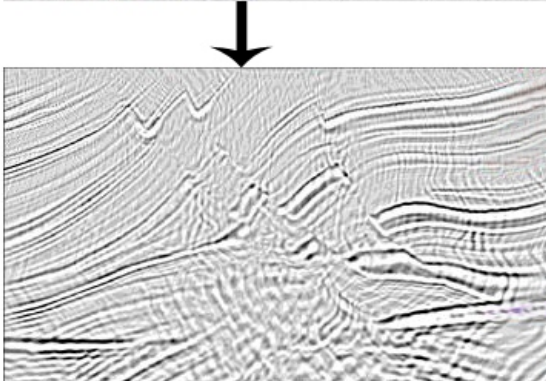
Figura 4.10 – Modelo sintético de onde se originou a seção empilhada e a seção migrada.
A seção empilhada apresenta diversas difrações hiperbólicas e a seção migrada mostra que essas difrações foram colapsadas (somadas).



Modelo Original



Seção Empilhada



Seção Migrada

Fonte: Modificado de Portugal (2006)

A seguir é feita uma explanação sobre algumas ferramentas empregadas em softwares convencionais para migração.

- **Kirchhoff**: Usa o princípio de Huygens e soma de difrações. Denominação dada aos métodos de migração dos dados de reflexão sísmica baseados na solução integral da

equação da onda.

- **Diferenças Finitas:** Continuação em profundidade. Método de migração dos dados de reflexão sísmica no qual, a cada interação, simula-se o campo de ondas que seria registrado se uma fina camada superficial do terreno fosse removida ou, o que vem a ser a mesma coisa, se o datum que contém a fonte e o receptor fosse deslocado para uma profundidade ligeiramente maior.
- **FK (Phase Shift/Stolt):** Migração no domínio f-k. A migração de Stolt, por exemplo, representa a solução exata da equação da onda para um meio homogêneo e isotrópico. Sua grande limitação é a exigência da velocidade do meio ser constante. Para poder ser aplicado a dados reais, a migração de Stolt requer a utilização de algum esquema para fazer frente ao problema de se variar a velocidade. Um desses esquemas é a migração híbrida.
- **FX:** Migração por diferenças finitas no domínio da frequência. Variação do método de diferenças finitas para a migração dos dados de reflexão sísmica realizado no domínio frequência-espaco.

Todos esses métodos oferecem vantagens e desvantagens, segundo a aplicação ou complexidade geológica da região onde os dados foram adquiridos. Além disso, alguns deles exigem um alto custo computacional para serem concretizados, o que em muitos casos pode ser um fator bastante complicador em sua utilização. A migração F-K, por exemplo, requer um mínimo de processamento, porém exige que o meio possua velocidade constante; ao passo que a migração RTM é considerada a técnica mais precisa de migração, mas em contrapartida, apresenta um custo bem elevado.

Por outro lado, os métodos de Kirchhoff ainda são muito utilizados, já que dentro dos limites de estabilidade, os resultados obtidos com eles podem se aproximar aos resultados de migração por diferenças finitas, com um custo mais baixo. Além disso, são bastante versáteis, visto que nos permite migrar dados completos ou apenas parte deles.

5 PROCESSAMENTO SÍSMICO DA LINHA RIB93-05

Este capítulo descreve as etapas do processamento sísmico da linha sísmica 2-D, um dado real e marinho, das Bacias de Tumbes-Progresso e Talara.

O processamento pode ser bem mais complexo e completo do que é mostrado neste trabalho. Portanto, o objetivo deste tenta mostrar, de maneira direta, o processamento de uma linha sísmica com etapas básicas, utilizando o ProMAX®, software desenvolvido pela Landmark Graphics Corporation. Este aplicativo dispõe de ferramentas que organizam fluxogramas contendo todos os processos desejados para cada etapa do processamento. A Figura 5.1 mostra as etapas utilizadas no processamento sísmico da linha RIB 93-05.

5.1 Leitura dos dados

Os dados sísmicos das Bacias de Tumbes-Progresso e Talara usados neste trabalho já haviam sido demultiplexados e gravados em SEG-Y. Para efetuar a leitura dos dados no ProMAX®, foi necessária a conversão de formato do dado, originalmente em SEG-Y, para o formato interno do software. A linha sísmica veio fatiada em 20 arquivos, sendo necessária a concatenação desses dados. Após essas etapas, os dados puderam ser devidamente tratados no ProMAX®.

5.2 Geometria

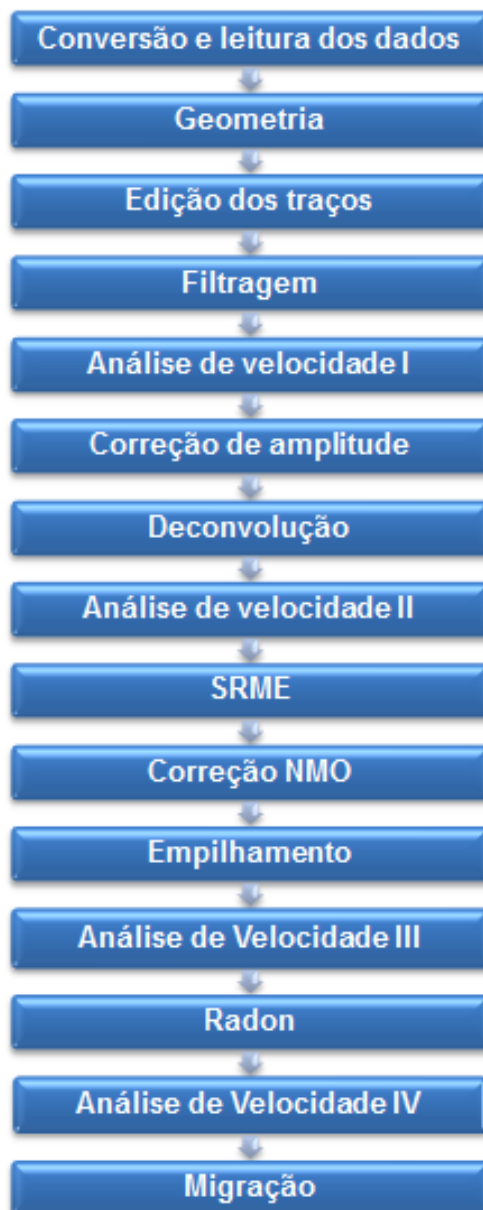
A montagem da geometria de dados marinhos no ProMAX® foi realizada em duas etapas, a primeira delas executou-se o módulo 2D Marine Geometry Spreadsheet que gera uma janela (Figura 5.2) com as seguintes planilhas a serem preenchidas:

- Planilha Setup
- Planilha Auto 2D
- Planilha Pattern
- Planilha Source

- Planilha Bin

O preenchimento das mesmas deve ser baseado nas informações contidas no relatório do observador.

Figura 5.1 – Fluxograma do processamento sísmico utilizado na linha RIB93-05



Fonte: Autora

Figura 5.2 – Painel principal para construção da geometria de uma linha sísmica no ProMAX



Fonte: Autora

5.2.1 Setup

A planilha Setup corresponde a uma janela que especifica configurações gerais da geometria como intervalo entre pontos de tiro, intervalo entre receptores, azimute da linha de aquisição sísmica, profundidade da fonte e dos receptores, unidade de medida a ser usada, além de especificar como serão designados os pontos médios entre fonte e receptor. Para a linha em questão a planilha foi preenchida como pode ser visto na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Painel para construção do Setup

Fonte: Autora

5.2.2 Auto 2D

Nesta planilha são preenchidas informações como canal mais perto e mais afastado do navio de aquisição, incremento de canal, *offset* mínimo, *offset* perpendicular, intervalo entre os grupos de receptores, número de tiros, primeira estação de tiros e incremento de estações entre os tiros, azimute de navegação durante a aquisição, intervalo de tiro e coordenadas X e Y das estações de tiro (Figura 5.4). O preenchimento desta planilha inicia o processo de semi-preenchimento das planilhas Source e Pattern.

Figura 5.4 – Painel para construção da planilha Auto 2D

Auto Marine 2D Geometry	
Near Channel:	168
Far Channel:	1
Chan Increment:	-1
Minimum Offset:	277,0000
Perpendicular Offset:	0,0000
Group Interval:	25,0000
Number of Shots:	1674
First Shot Station:	998
Shot Station Number Increment:	1
Sail Line Azimuth:	270,0000
Shot Interval:	25,0000
X Coordinate of First Shot:	0,0000
Y Coordinate of First Shot:	0,0000
<input type="button" value="Ok"/> <input type="button" value="Cancel"/> <input type="button" value="Help"/>	

Fonte: Autora

5.2.3 Patterns

Este painel representa a tabela do padrão de tiro. Na tabela pattern, o usuário deve informar a configuração do lança, disposição do ponto de tiro e das estações receptoras utilizados no registro sísmico. Em alguns casos, a linha sísmica pode mudar a configuração do lança. Neste caso, o usuário deve especificar um padrão para cada lança apresentado no levantamento. Desde que informada corretamente, essa mudança não compromete a qualidade da aquisição e do processamento dos dados.

Nesta planilha bastou adicionar a coluna Src Pattern que corresponde ao ID do padrão de aquisição. O preenchimento desta planilha pode ser observado na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Tabela Patterns

Mark	Block	Min Chan	Max/Gap Chan	Chan Inc	Src Pattern	Grp Int	X Offset	Y Offset
1		168	1	-1		25,0	277,0	0,0
2					1		0,0	0,0
3							0,0	0,0
4							0,0	0,0
5							0,0	0,0
6							0,0	0,0
7							0,0	0,0
8							0,0	0,0
9							0,0	0,0
10							0,0	0,0
11							0,0	0,0
12							0,0	0,0
13							0,0	0,0
14							0,0	0,0

Fonte: Autora

5.2.4 Source

Representa a tabela de fontes. Na planilha Sources o usuário preenche as seguintes colunas: Station, X, Y e Strmr Azmth que correspondem à estação da fonte e suas respectivas coordenadas X e Y e o azimute do navio, respectivamente, além das coordenadas e da profundidade. Estes últimos são importadas automaticamente da tabela dos receptores. Para a linha em questão a planilha foi preenchida como pode ser visto na Figura 5.6.

5.2.5 Bin

A janela correspondente à planilha Bin oferece o cálculo das coordenadas X e Y dos receptores, entrada dos parâmetros de armazenamento dos pontos médios e *offsets*, criação de display dos dados armazenados e finalização do banco de dados da geometria, sendo estes processos executados em três etapas (Figura 5.7, Figura 5.8 e Figura 5.9).

Figura 5.6 – Tabela Source

Mark Block	Source	Station	X	Y	H2O Depth	Src Depth	FFID	Strw Azmth	Time	Date	Src Pattern	Shot Fold*	Static
1	998	998	0,0	-0,0	0,0	7,6	98	90,0			1	168	0,0
2	999	999	-25,0	-0,0	0,0	7,6	99	90,0			1	168	0,0
3	1000	1000	-50,0	-0,0	0,0	7,6	100	90,0			1	168	0,0
4	1001	1001	-75,0	-0,0	0,0	7,6	101	90,0			1	168	0,0
5	1002	1002	-100,0	-0,0	0,0	7,6	102	90,0			1	168	0,0
6	1003	1003	-125,0	-0,0	0,0	7,6	103	90,0			1	168	0,0
7	1004	1004	-150,0	-0,0	0,0	7,6	104	90,0			1	168	0,0
8	1005	1005	-175,0	-0,0	0,0	7,6	105	90,0			1	168	0,0
9	1006	1006	-200,0	-0,0	0,0	7,6	106	90,0			1	168	0,0
10	1007	1007	-225,0	-0,0	0,0	7,6	107	90,0			1	168	0,0
11	1008	1008	-250,0	-0,0	0,0	7,6	108	90,0			1	168	0,0
12	1009	1009	-275,0	-0,0	0,0	7,6	109	90,0			1	168	0,0
13	1010	1010	-300,0	-0,0	0,0	7,6	110	90,0			1	168	0,0
14	1011	1011	-325,0	-0,0	0,0	7,6	111	90,0			1	168	0,0

Fonte: Autora

Figura 5.7 – Planilha Bin

2D Marine Binning

Binning Sequence

Assign midpoints by: Matching pattern number in the SIN and PRT spreadsheets

Binning

Method :

Finalize database

Source Station Tie to CDP Number:

CDP Number Tie to Source Station:

Distance Between CDPs:

Offset Bin Center Increment:

Minimum Offset Bin Center:

Maximum Offset Bin Center:

Receiver Bin Width:

CDP Numbers increase with increasing station numbers;

CDP Numbers decrease with increasing station numbers;

Receiver Numbers increase with increasing source station;

Receiver Numbers decrease with increasing source station;

Nesta planilha são calculadas as coordenadas x e y e a profundidade do receptor, o offset e o canal.

Figura 5.8 – Planilha Bin

2D Marine Binning

Binning Sequence

Assign midpoints by: Matching pattern number in the SIN and PRT spreadsheets

Binning

Method :

Finalize database

Source Station Tie to CDP Number:

CDP Number Tie to Source Station:

Distance Between CDPs:

Offset Bin Center Increment:

Minimum Offset Bin Center:

Maximum Offset Bin Center:

Receiver Bin Width:

CDP Numbers increase with increasing station numbers;

CDP Numbers decrease with increasing station numbers;

Receiver Numbers increase with increasing source station;

Receiver Numbers decrease with increasing source station;

Nesta planilha são calculados os CDPs, o ponto médio e os parâmetros para binagem da linha.

Figura 5.9 – Planilha Bin

2D Marine Binning

Binning Sequence

Assign midpoints by: Matching pattern number in the SIN and PAT spreadsheets

Binning

Method :

Finalize database

Source Station Tie to CDP Number:

CDP Number Tie to Source Station:

Distance Between CDPs:

Offset Bin Center Increment:

Minimum Offset Bin Center:

Maximum Offset Bin Center:

Receiver Bin Width:

CDP Numbers increase with increasing station numbers;

CDP Numbers decrease with increasing station numbers;

Receiver Numbers increase with increasing source station;

Receiver Numbers decrease with increasing source station;

Ok Cancel Help

Nesta planilha é calculada a distância entre os receptores.

Fonte: Autora

Figura 5.10 – Painel para controle de qualidade

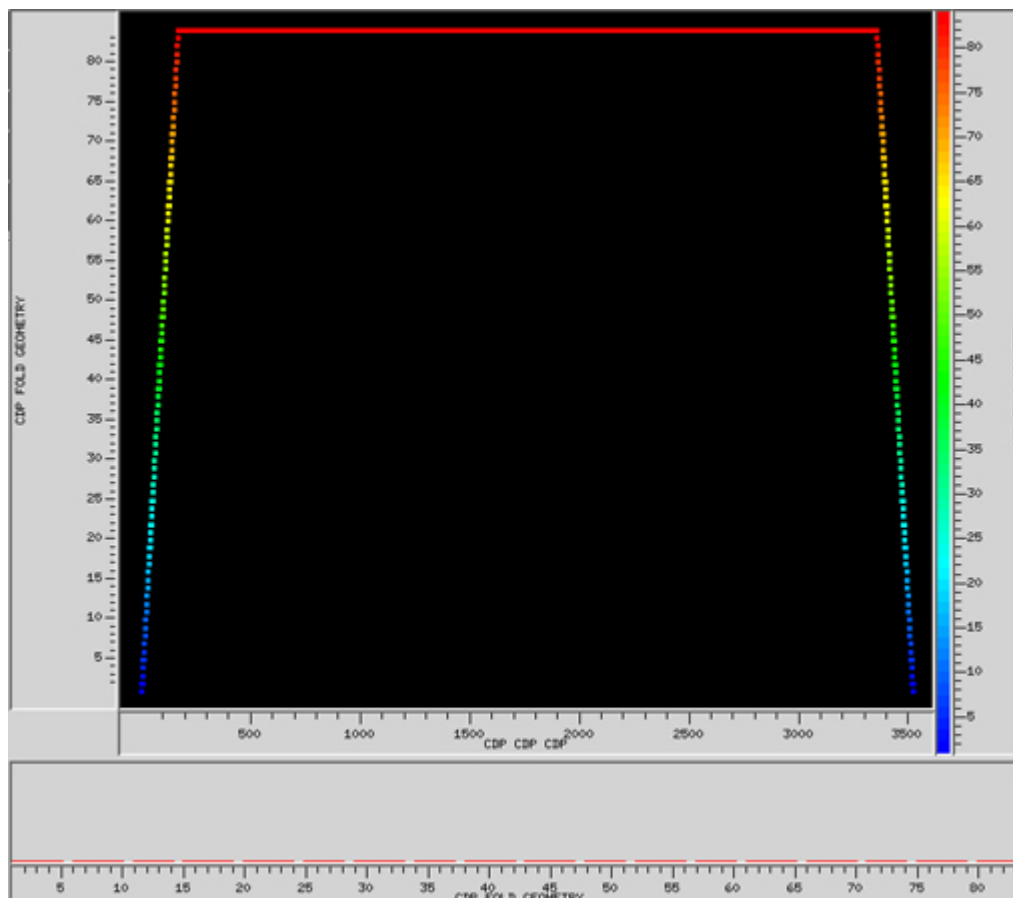
Mark	Block	Rec X*	Rec Y*	Rec Depth	Offset*	Azimuth*	Channel*	CHL_LTL*	SIN*	SIN_LTL*	SRF*	SRF_LTL*	CDP*	CDP_LTL*	OFB*	OFB_LTL*	
1		4452,0	0,0	10,7	-4452,0	90,0	1	1	1	1	1	1	1	1	168	168	
2		4427,0	0,0	10,7	-4427,0	90,0	2	169	1	2	2	2	2	2	167	336	
3		4402,0	0,0	10,7	-4402,0	90,0	3	337	1	3	3	3	3	3	166	504	
4		4377,0	0,0	10,7	-4377,0	90,0	4	505	1	4	4	4	4	4	169	672	
5		4352,0	0,0	10,7	-4352,0	90,0	5	673	1	5	5	5	5	4	164	840	
6		4327,0	0,0	10,7	-4327,0	90,0	6	841	1	6	6	6	6	4	170	1008	
7		4302,0	0,0	10,7	-4302,0	90,0	7	1009	1	7	7	7	4	7	162	1176	
8		4277,0	0,0	10,7	-4277,0	90,0	8	1177	1	8	8	8	8	8	171	1344	
9		4252,0	0,0	10,7	-4252,0	90,0	9	1345	1	9	9	9	339	9	337	160	1512
10		4227,0	0,0	10,7	-4227,0	90,0	10	1513	1	10	10	10	505	10	6	159	1680
11		4202,0	0,0	10,7	-4202,0	90,0	11	1681	1	11	11	5	11	172	158	1848	
12		4177,0	0,0	10,7	-4177,0	90,0	12	1849	1	12	12	172	12	338	157	2016	
13		4152,0	0,0	10,7	-4152,0	90,0	13	2017	1	13	13	339	13	7	156	2184	
14		4127,0	0,0	10,7	-4127,0	90,0	14	2185	1	14	14	506	14	173	156	2352	

Após a finalização do banco de dados da geometria, podemos verificar se todas as informações foram preenchidas no módulo TraceQC.

Fonte: Autora

Um dos produtos da montagem da geometria no ProMAX® é o gráfico da cobertura (CDP x número do CDP), este gráfico indica o número de traços em cada CDP da seção. A Figura 5.11 apresenta o gráfico de cobertura, ele mostra o número de vezes em que um ponto foi amostrado em subsuperfície que esta diretamente relacionada com a razão sinal/ruído.

Figura 5.11 – Gráfico de cobertura CDP da linha RIB93-05



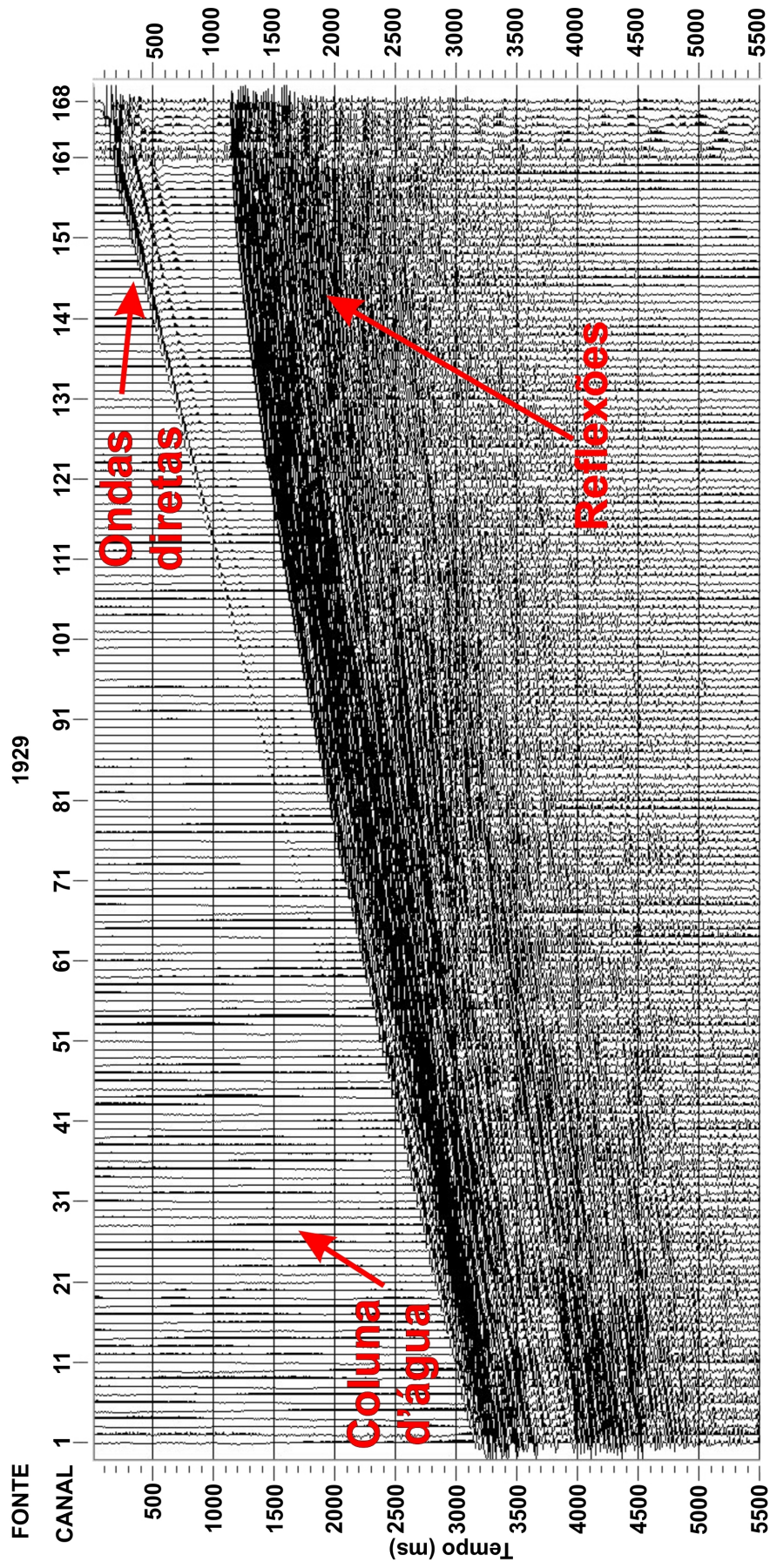
Fonte: Autora

5.3 Carregamento da geometria

A segunda etapa da montagem da geometria no ProMAX® consiste no carregamento dos parâmetros criados na etapa anterior nos dados sísmicos. Isto é feito executando-se o módulo Inline Geometry Header Load que carrega automaticamente informações da geometria proveniente do database para o header de cada traço em um fluxo de processamento. Esse processo usa dois ou três headers de traços para comparação com os parâmetros do database correspondente. Quando um par é encontrado, a informação da geometria é carregada no header do traço, se o traço não pode ser casado com os parâmetros, ele é excluído do fluxo.

A Figura 5.12 mostra o dado sísmico após o carregamento da geometria no SeisSpace® no domínio do tiro (Source 1929) e o que precisa ser retirado na próxima etapa do processamento que é o ruído gerado pela coluna de água e a Figura 5.13 mostra a seção sísmica sem edição.

Figura 5.12 – Dado após carregamento da geometria.



Fonte: Autora

Analisando alguns CDPs e algumas seções de afastamento constante, pode-se ter uma primeira ideia sobre a geologia do local. Após a análise, observou-se a presença de múltipla no dado e que a região de interesse da linha sísmica RIB93-05 vai até 4 s, apesar do tempo de registro sísmico ter sido de 8 s. Para verificar as modificações sofridas no dado após executada cada operação, na maioria das etapas do processamento, optou-se por visualizar a seção de afastamento mínimo; pois é a seção que mais se aproxima da seção zero-offset (afastamento nulo) e, portanto, facilita a visualização das mudanças sofridas no dado em cada operação.

5.4 Edição de traços

Neste trabalho, essa etapa foi realizada logo após o carregamento da geometria. Para fazer a edição dos traços foram empregadas três técnicas: top-mute, silenciamento dos canais e eliminação dos tiros ruidosos.

5.4.1 Top-Mute

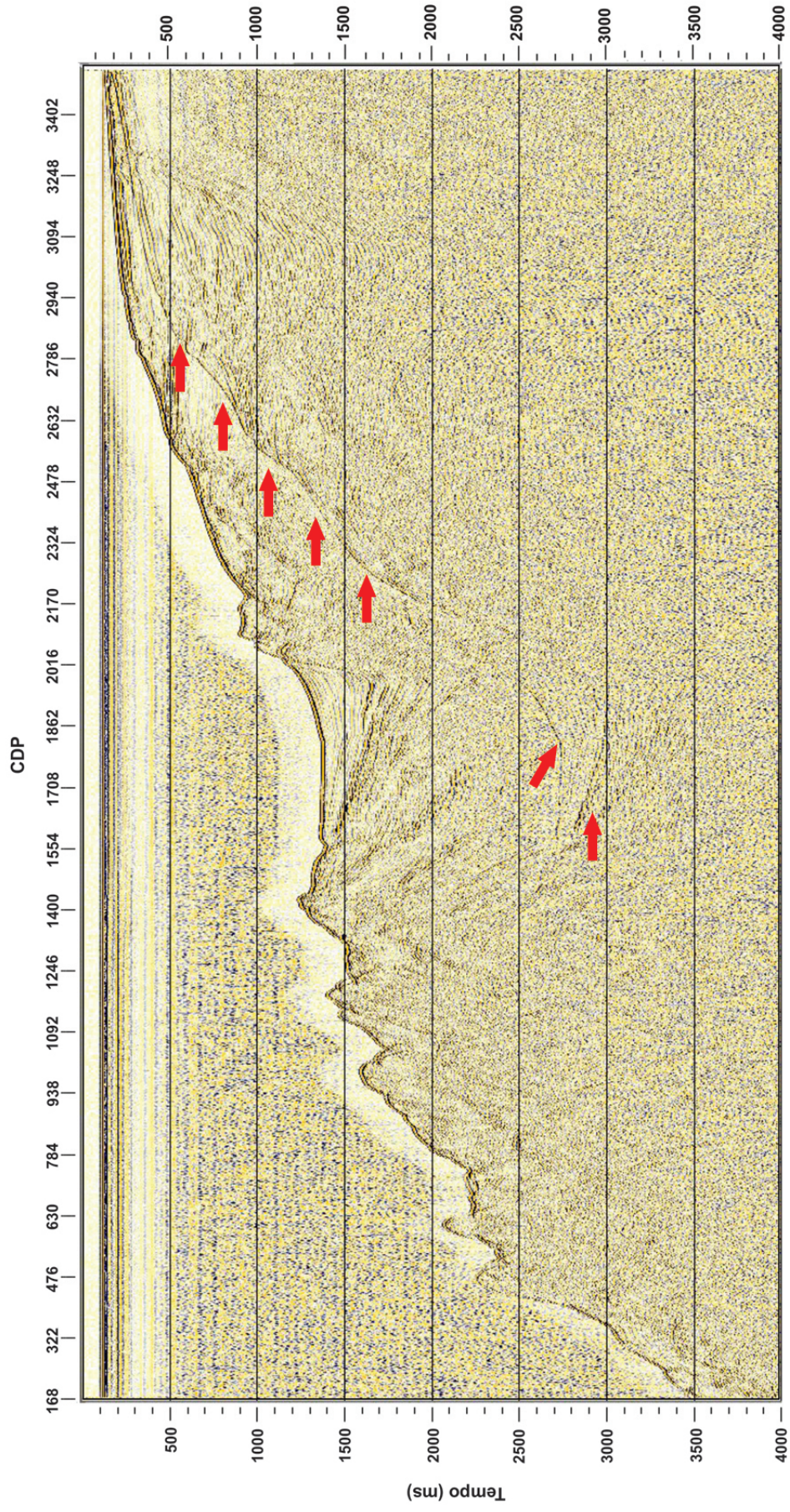
O top-mute é uma ferramenta de silenciamento que anula todos os traços na região acima da reflexão referente ao assoalho oceânico. Ele é utilizado para remover o ruído gerado pela coluna de água, visando a eliminação das ondas diretas e refratadas e outros ruídos de baixa frequência e alta amplitude já que estas informações não são de interesse por não representarem os refletores em subsuperfície.

Essa etapa é feita delimitando a região de silenciamento da seção sísmica (Figura 5.14), através da ferramenta *Picking Top-Mute*, do módulo Trace Display com posterior remoção utilizando o módulo Trace Muting. Este módulo possui a possibilidade de aplicação de remoção interpolada para ser aplicada em todos os tiros.

Ele é realizado no domínio das famílias de fonte comum, sendo o procedimento repetido para todos os tiros. O dado sísmico em questão é composto por 1674 tiros e como os pickings são feitos manualmente, delimitar essa seção sísmica foi uma tarefa complicada, pois as reflexões de cada tiro variam bruscamente e as ondas diretas se misturam com elas. A Figura 5.15 mostra a seção sísmica no domínio do tiro depois da edição, em que toda a seção acima da reflexão do fundo do mar foi silenciada.

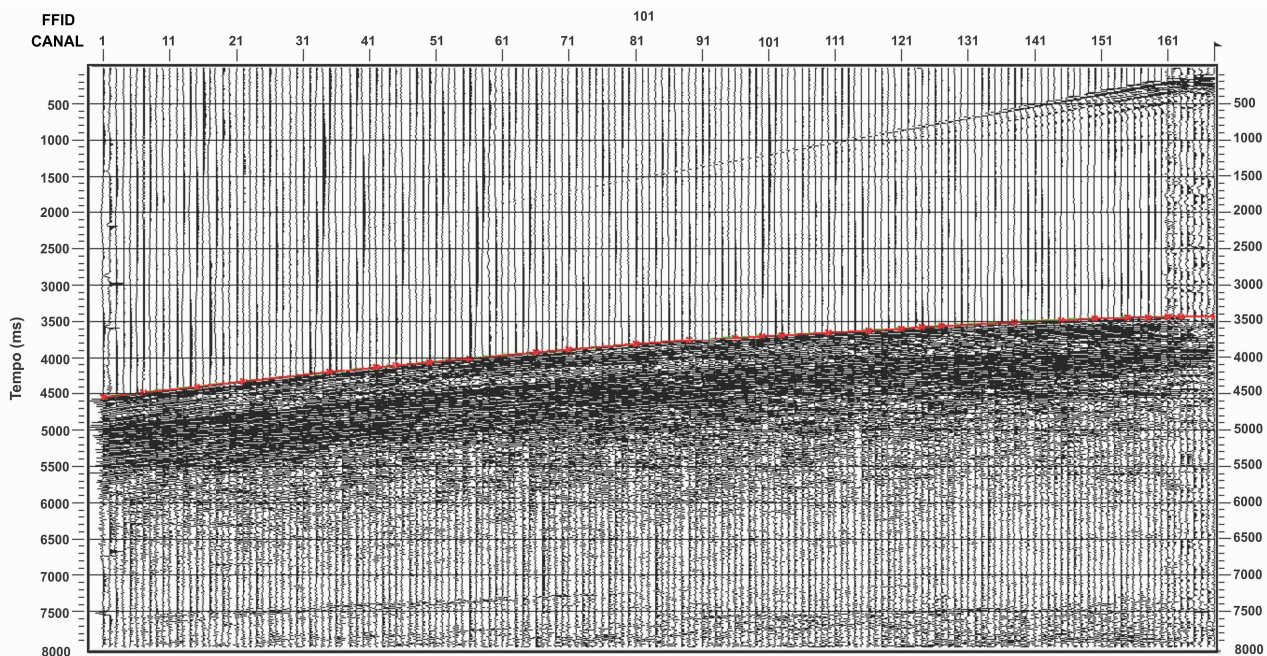
Figura 5.13 – Seção bruta visualizada em afastamento mínimo (277).

As setas na cor vermelha indicam a presença da múltipla no dado.



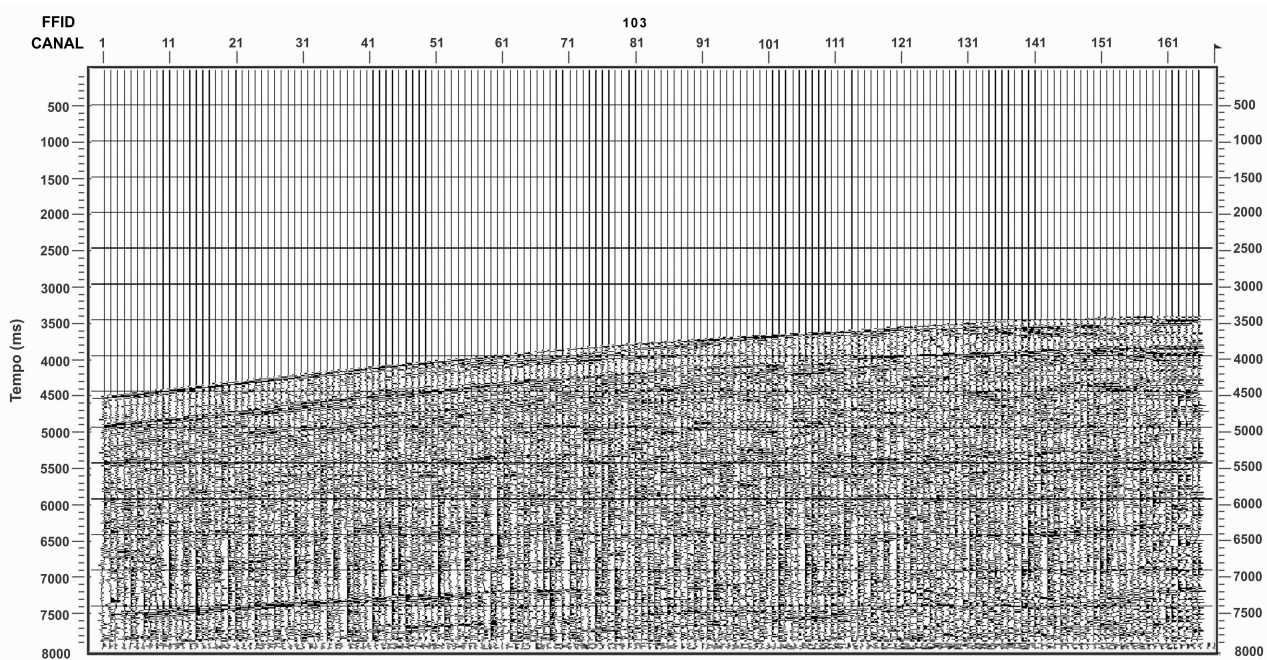
Fonte: Autora

Figura 5.14 – Aplicação do Picking Top Mute (FFID 101)



Fonte: Autora

Figura 5.15 – Dado editado visualizado no domínio do tiro (FFID 103).



Fonte: Autora

Para verificar se o top-mute não cortou nenhuma reflexão do dado sísmico, é necessário visualizar a seção sísmica para cada *offset*, desde o canal mais próximo da fonte até o canal mais distante. Para isso é efetuado um cálculo em que o número de canais a menos do primeiro canal multiplicado pelo espaçamento entre fonte e receptor somado ao mínimo offset dará como resultado o offset de referência. A Tabela 5.16 mostra os *offsets* de referência para as visualizações das seções sísmicas. Os *offsets* escolhidos foram: 277, 477, 1477, 2477, 3227 e 4227, mas como a seção sísmica visualizada em afastamento mínimo é a que facilita a visualização das mudanças sofridas no dado, então será mostrada somente essa seção. A Figura 5.17 mostra a seção sísmica após a edição visualizada no *offset* 277.

Figura 5.16 – *Offsets* de referência

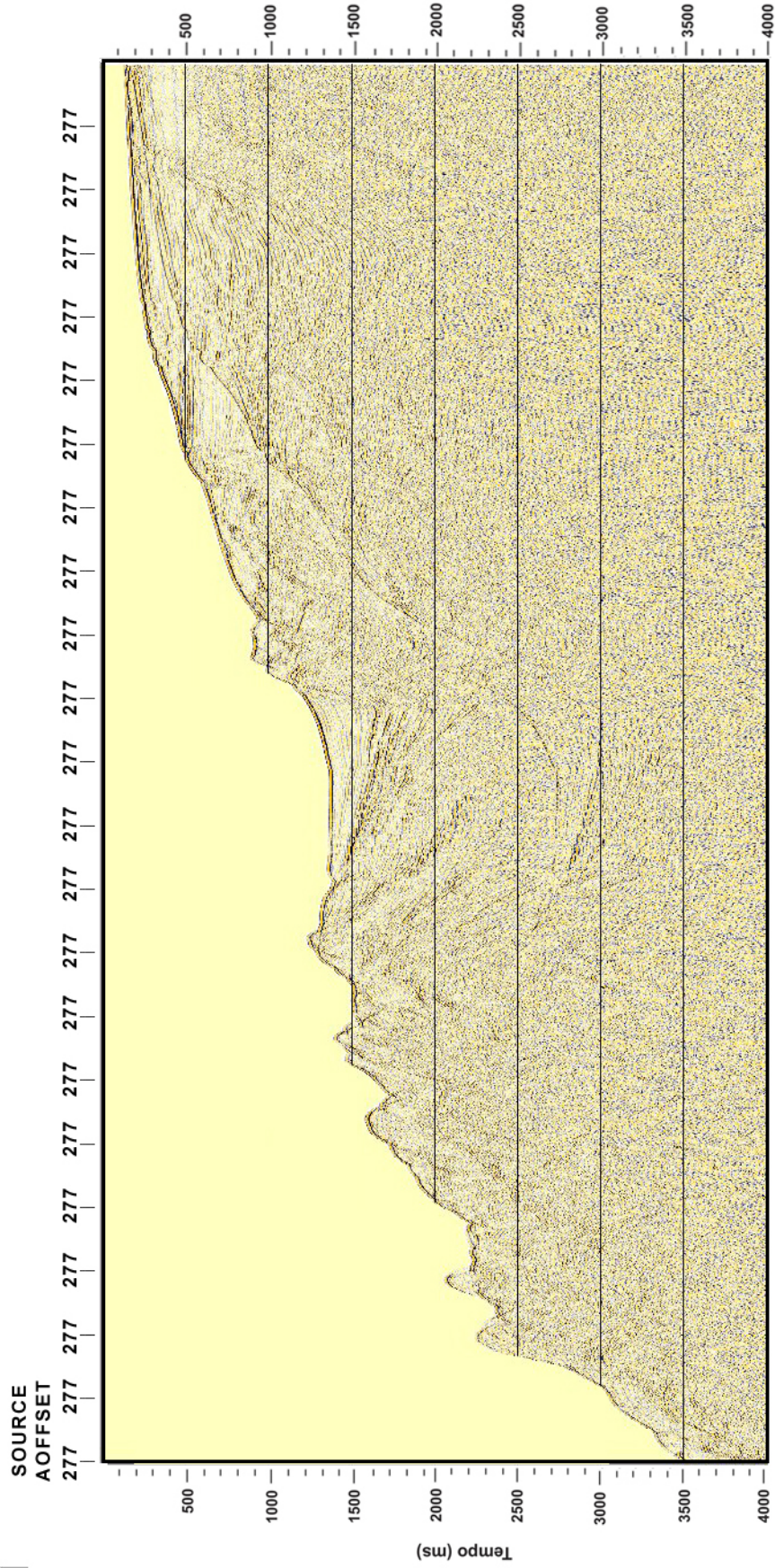
Canal	Cálculo para o offset	Offset
168	$0 \times 25 + 277$	277
160	$8 \times 25 + 277$	477
150	$18 \times 25 + 277$	727
140	$28 \times 25 + 277$	977
130	$38 \times 25 + 277$	1227
120	$48 \times 25 + 277$	1477
110	$58 \times 25 + 277$	1727
100	$68 \times 25 + 277$	1977
90	$78 \times 25 + 277$	2227
80	$88 \times 25 + 277$	2477
70	$98 \times 25 + 277$	2727
60	$108 \times 25 + 277$	2977
50	$118 \times 25 + 277$	3227
40	$128 \times 25 + 277$	3477
30	$138 \times 25 + 277$	3727
20	$148 \times 25 + 277$	3977
10	$158 \times 25 + 277$	4227

Fonte: Autora

5.4.2 Silenciamento dos canais

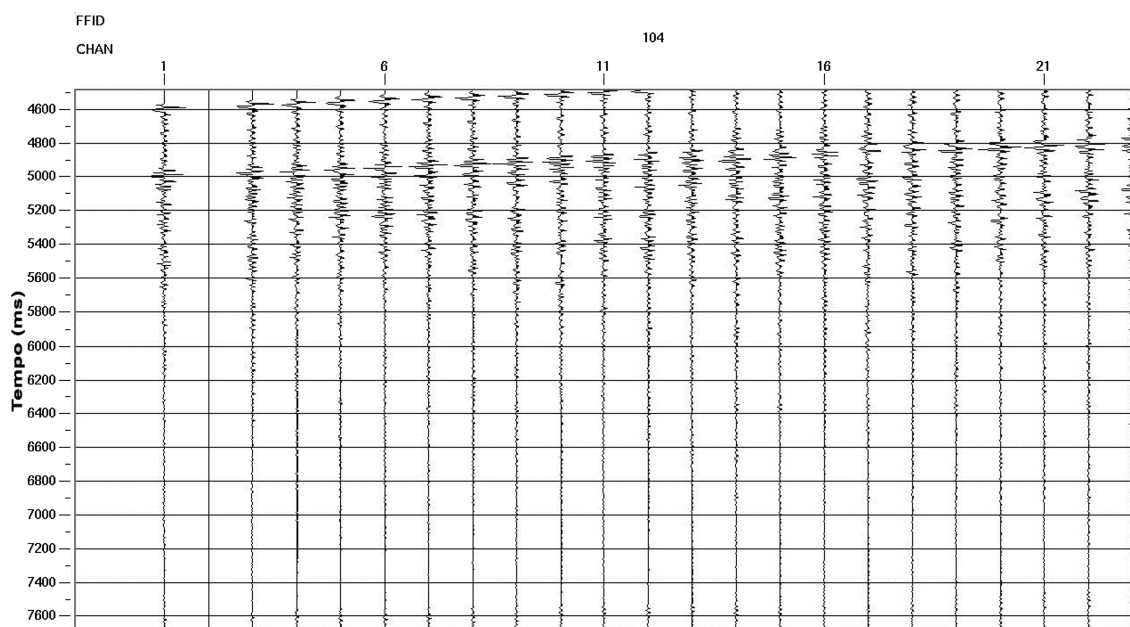
Após a retirada da coluna de água, ao fazer a checagem do dado, observou-se que o canal 2 estava ruidoso e que isso acontecia em todas as famílias de tiro comum. O canal foi silenciado diretamente nos dados de entrada (Figura 5.18).

Figura 5.17 – Visualização do dado sísmico no offset mínimo 277.



Fonte: Autora

Figura 5.18 – Silenciamento do canal 2



Fonte: Autora

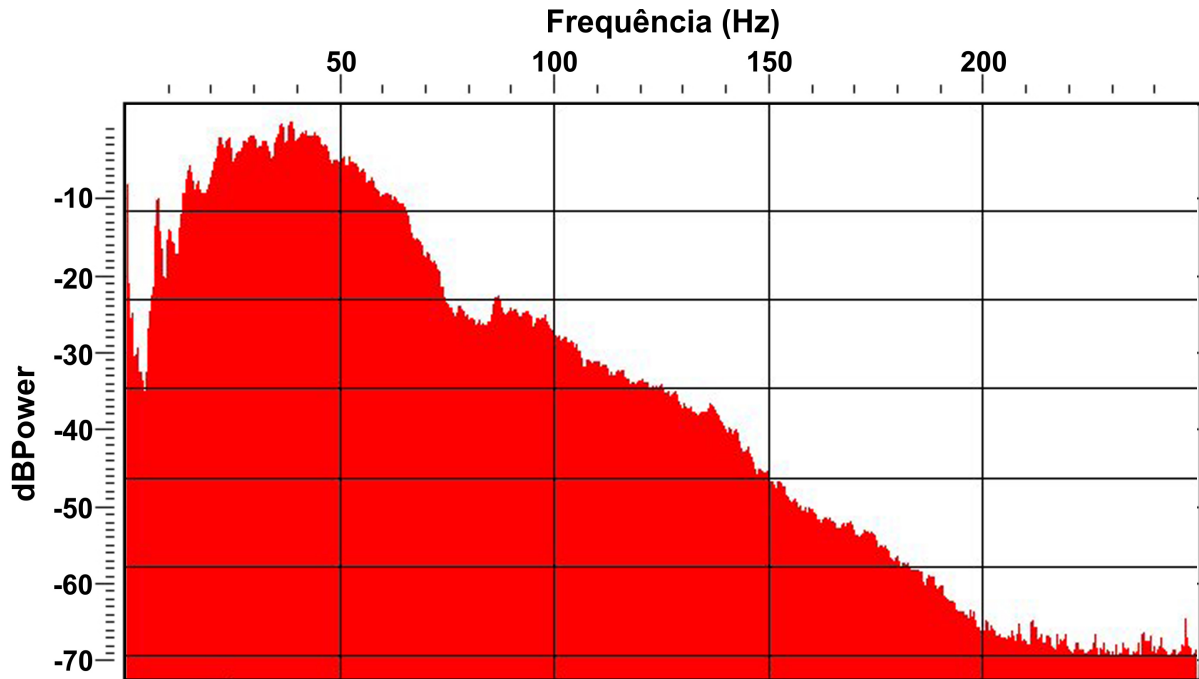
5.4.3 Eliminação dos tiros ruidosos

Os tiros ruidosos presentes no dado sísmico são os tiros 98, 99, 100 e 1771, a eliminação deles também foi feita diretamente dos dados de entrada.

5.5 Análise Espectral

Após a inserção do dado, é feita uma análise interativa espectral observando a frequência dominante no dado sísmico, essa análise é feita executando a ferramenta *Interactive Spectral Analysis*. Essa ferramenta calcula e exibe uma estimativa do espectro para um conjunto de traços, selecionados interativamente, a mesma usa ainda a transformada de Fourier para calcular o espectro de amplitude médio e o espectro de fase média do conjunto de traços selecionados.

Figura 5.19 – Espectro de frequência da linha RIB93-05 antes da aplicação do filtro passa banda



Fonte: Autora

5.5.1 Filtragem

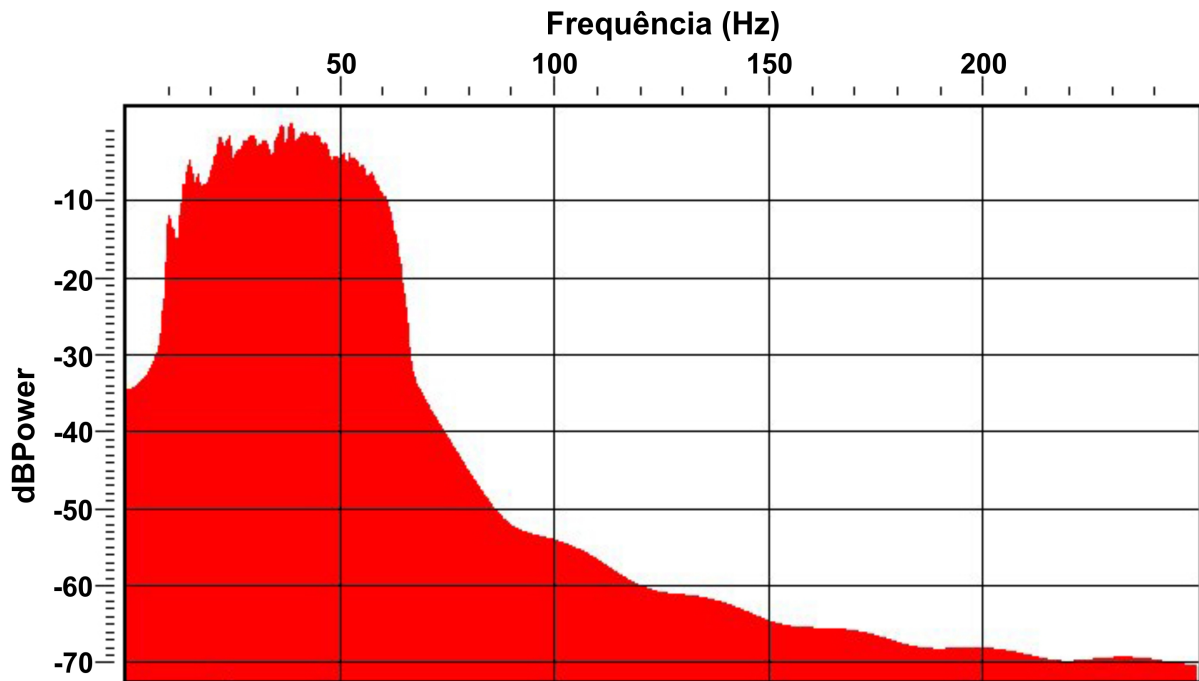
Pode-se definir a partir do espectro de amplitude dos traços de alguns sismogramas, a frequência de corte, bem como, a banda de frequência a ser preservada, neste caso, a frequência dominante do dado sísmico. O modo de filtragem utilizado nesta etapa foi do tipo passa banda.

No ProMAX® o módulo que corresponde a este tipo de filtragem é chamado de Bandpass Filter, este módulo de filtragem opera no domínio da frequência aplicando um único filtro para todos os traços em todos os tempos. O filtro é especificado pelo ajuste de quatro números inteiros desenhando um trapézio correspondente à porcentagem de frequências que irão passar pelo filtro.

A banda do espectro de frequência contida na energia da reflexão sísmica é aproximadamente de 10 a 70 Hz , os eventos fora dessa faixa de frequência são considerados ruídos. Como os dados sísmicos da linha RIB93-05 foram obtidos a uma taxa de amostragem de 2 ms , o que permite registrar frequências de até 250 Hz , então optou-se por conservar as frequências de 10 a 60 Hz e remover todas as frequências abaixo de 5 Hz e acima de 75 Hz , sendo o intervalo de frequências utilizado 5-10-60-75 Hz .

Com a filtragem torna-se possível preservar a faixa de frequência desejada do sinal sísmico, de forma que sejam removidos dos traços os componentes de frequência muito baixos, que normalmente estão associados aos eventos superficiais de alta energia, e os componentes de alta frequência, geralmente originados por fontes de interferência.

Figura 5.20 – Espectro de frequência após a filtragem do dado



Fonte: Autora

5.6 Análise de Velocidade

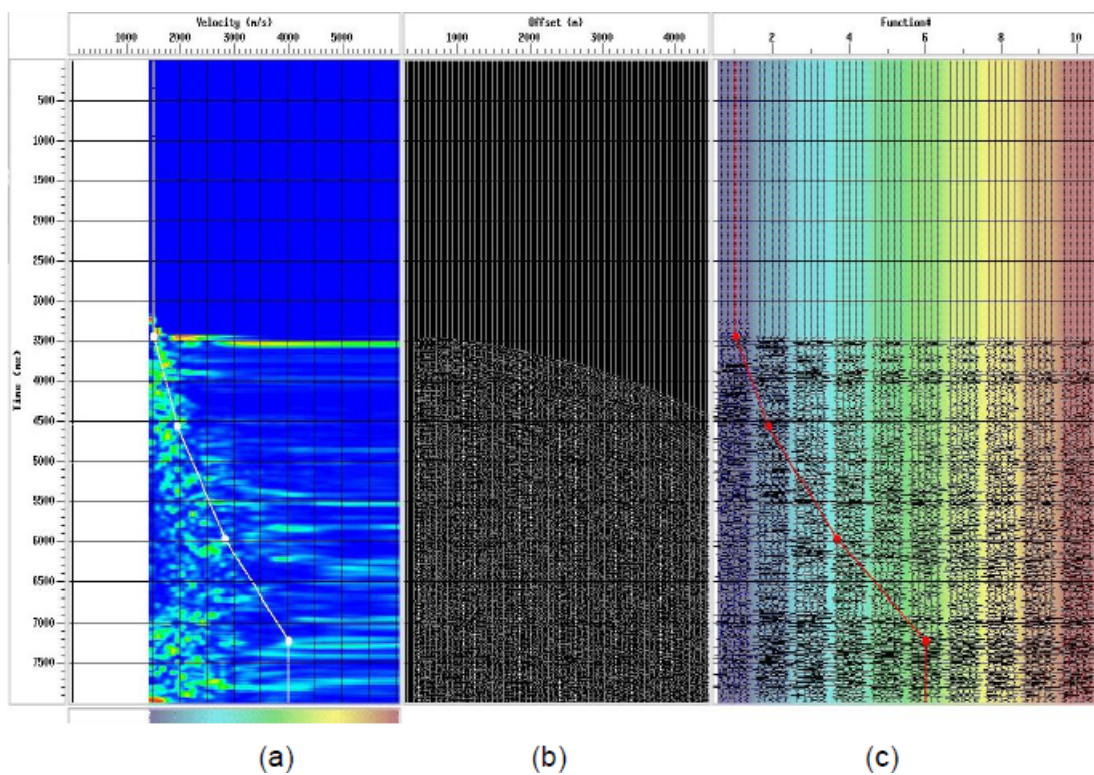
O primeiro módulo utilizado no fluxo da análise de velocidade foi o Constant Velocity Stacks (CVS) que consiste em aplicar uma série de velocidades constantes, V_{stk} , no empilhamento de uma parte dos dados. As velocidades de empilhamento são estimadas com base na amplitude e na continuidade do evento empilhado, a velocidade escolhida é a que produz a melhor resposta do empilhamento para um evento selecionado.

Para fazer a análise de velocidade, os dados devem ser gerados em super famílias CMP, através do módulo 2D Supergather Formation*, essa análise é feita em painéis que irão auxiliar na escolha das velocidades. Esses painéis são gerados através do módulo Velocity Analysis Precompute, ele prepara os dados para a análise de velocidade, soma os traços dos CDP's para criar as superfamílias, calcula os valores do espectro de velocidade (função semblance) e cria a função velocidade de empilhamento (VFS).

O SeisSpace® disponibiliza também o módulo Velocity Analysis, em que a procura pela melhor velocidade é realizada a partir da análise de coerência (semblance). Vários valores da velocidade são testados nos dados, o valor que apresenta maior coerência é escolhido como correto. Outro bom recurso é a combinação de ferramentas para melhor interpretar a velocidade, o SeisSpace® permite colocar lado a lado o semblance, o CDP com ou sem correção NMO e os empilhamentos de velocidade constante (CVS). Este último permite colocar lado a lado os empilhamentos produzidos por diferentes velocidades de empilhamento (vstack).

Esta etapa consistiu em cinco análises de velocidades, a primeira análise foi estimada a cada 300 CDPs, a segunda a cada 250, a terceira a cada 200, a quarta a cada 100 CDPs e a quinta a cada 50 CDPs ambas com o intervalo de velocidades RMS variando de 1480 *m/s* até 6000 *m/s*. A primeira análise gerou um campo de velocidade preliminar. Na Figura 5.21 é mostrado o primeiro mapa de velocidades interpoladas escolhidas ao longo do tempo em cada CDP, através da execução do módulo Volume Viewer no ProMAX®.

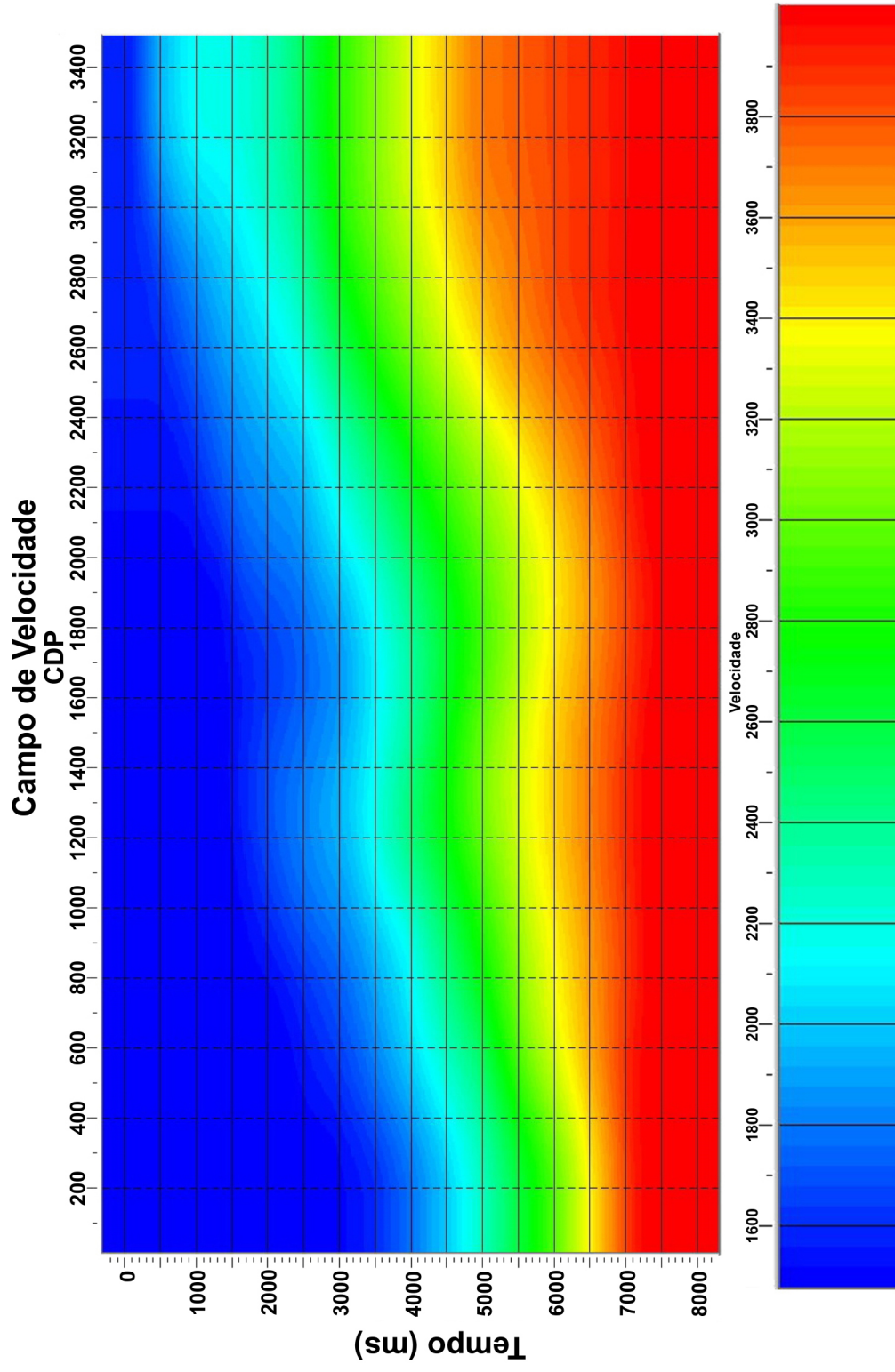
Figura 5.21 – Painel onde é construída a análise de velocidade



(a) Painel semblance do espectro de velocidade; (b) Painéis de velocidade constante (CVP) (c) Empilhamento de velocidades constantes (CVS)

Fonte: Autora

Figura 5.22 – Campo de velocidades interpoladas a partir das velocidades estimadas.



Fonte: Autora

5.7 Correção de amplitude

No ProMAX® este processo é realizado executando-se o módulo Offset Amplitude Recovery para recuperar as amplitudes perdidas referentes à divergência esférica. O dado de entrada utilizado foi um campo de velocidade preliminar obtido na primeira análise de velocidade. O resultado dessa etapa está exposto na Figura 5.23.

5.8 Deconvolução

A deconvolução do pulso no SeisSpace® neste trabalho foi feita a partir de duas etapas:

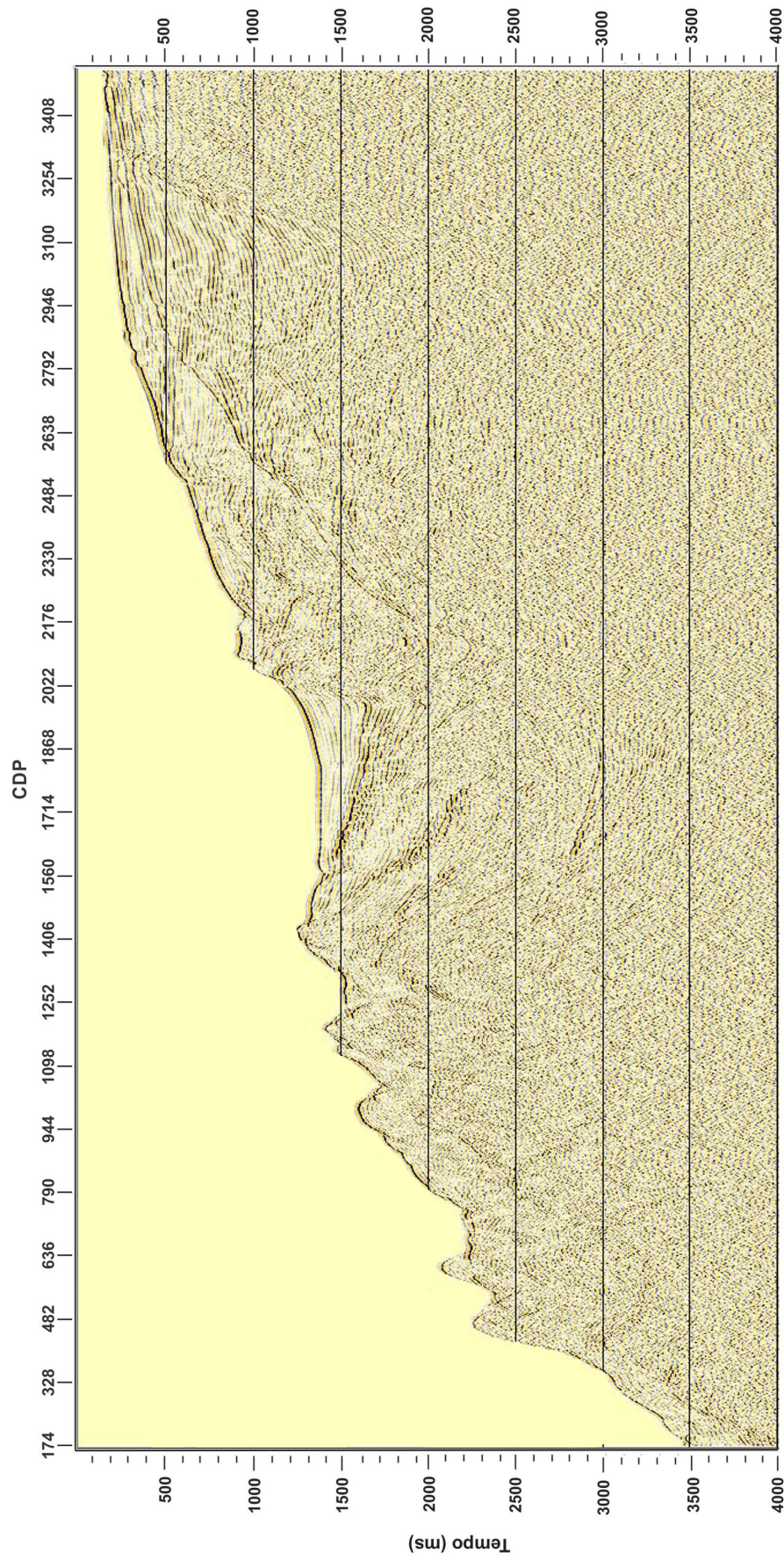
- Construção das janelas de deconvolução para o cálculo da auto correlação dos traços, e como resultado, o filtro de Wiener-Levinson;
- Aplicação da deconvolução do pulso no dado utilizando o operador Spiking.

As janelas de deconvolução (Figura 5.24) foram criadas no domínio do tiro, utilizando a ferramenta *Picking* opção *Pick Miscellaneous Time Gates* do módulo Trace Display. Elas garantem principalmente a “estacionariedade” da onda emitida pela fonte, ou seja, não houve nenhum tipo de efeito de atenuação sobre essas. Deste modo, a forma e o conteúdo de frequência não variam com o tempo. Dentro dessas janelas, o cálculo da auto correlação dos traços é realizado com a finalidade de encontrar o filtro inverso de Wiener-Levinson.

Para a aplicação da deconvolução do pulso no dado de entrada é necessário ajustar alguns parâmetros associados com as janelas de deconvolução como o tamanho do operador em milissegundos (*ms*) e o tipo da deconvolução a ser utilizada (*Spiking* ou *Predictive*). Neste trabalho, foi escolhida a deconvolução *Spiking* com um operador de tamanho de 80 *ms*.

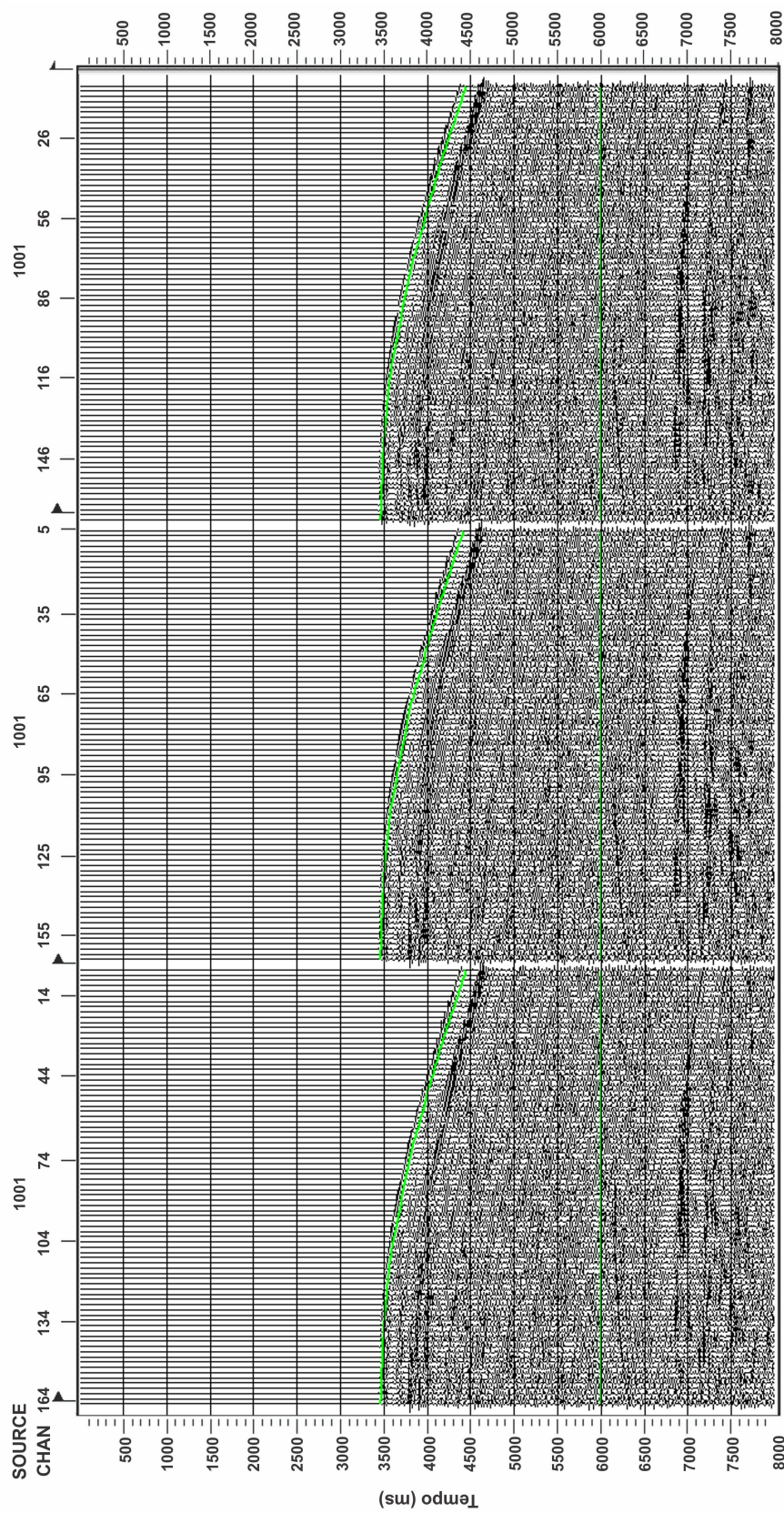
Deve-se atentar a fato que ao utilizar a deconvolução, há grande possibilidade de perda de informação, assim como na utilização de qualquer outro tipo de filtro. Geralmente, quando se utiliza filtros de frequência temporal melhora-se a razão sinal/ruído, entretanto pode haver perdas na resolução vertical, o contrário ocorre na deconvolução. O resultado desta etapa está exposto na Figura 5.25.

Figura 5.23 – Dado com correção de amplitude visualizado em afastamento mínimo.



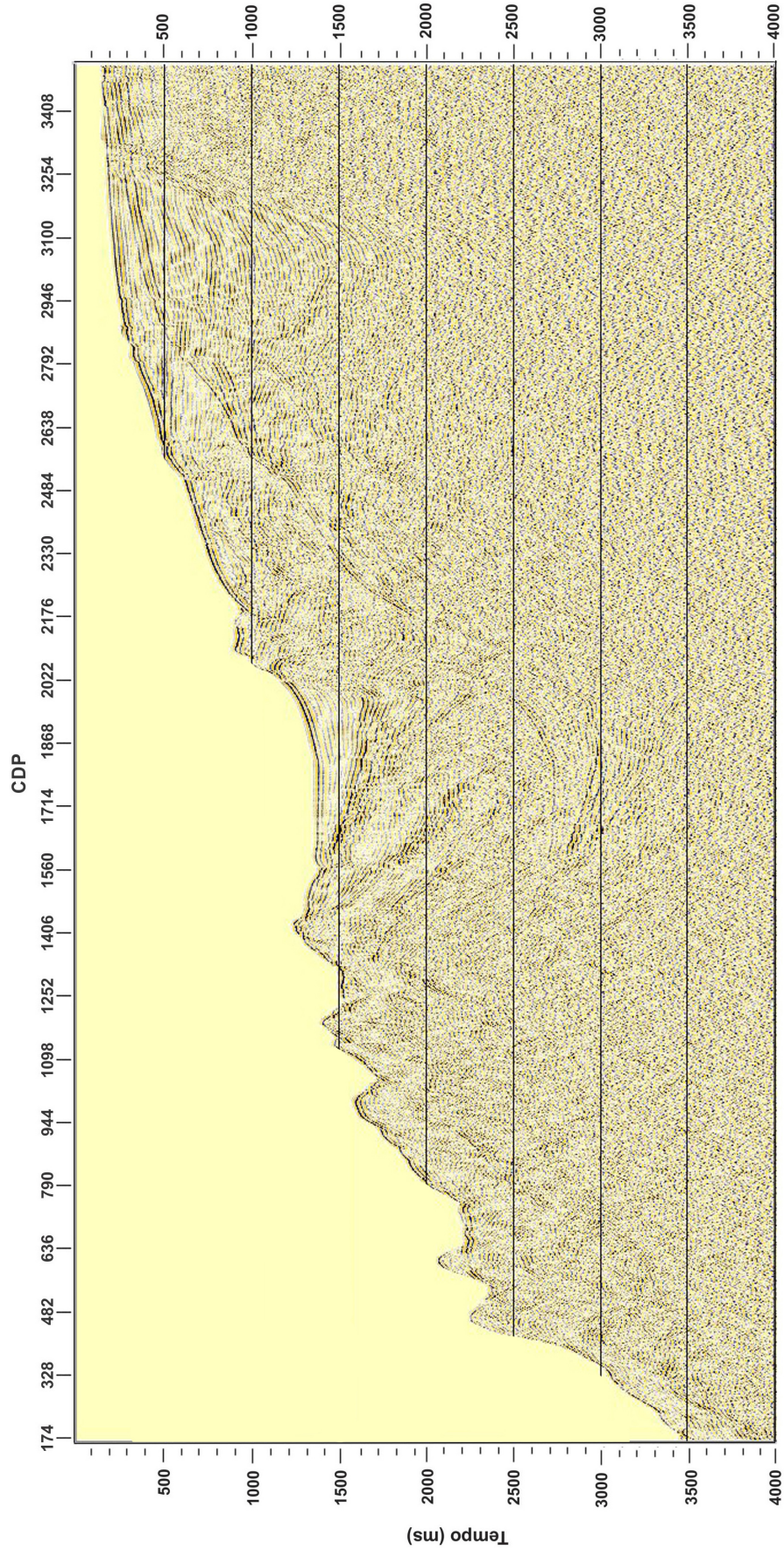
Fonte: Autora

Figura 5.24 – Janelas de deconvolução



Fonte: Autora

Figura 5.25 – Dado após a deconvolução visualizado em afastamento mínimo (277).



Fonte: Autora

5.9 SRME (*Surface-Related Multiple Elimination*)

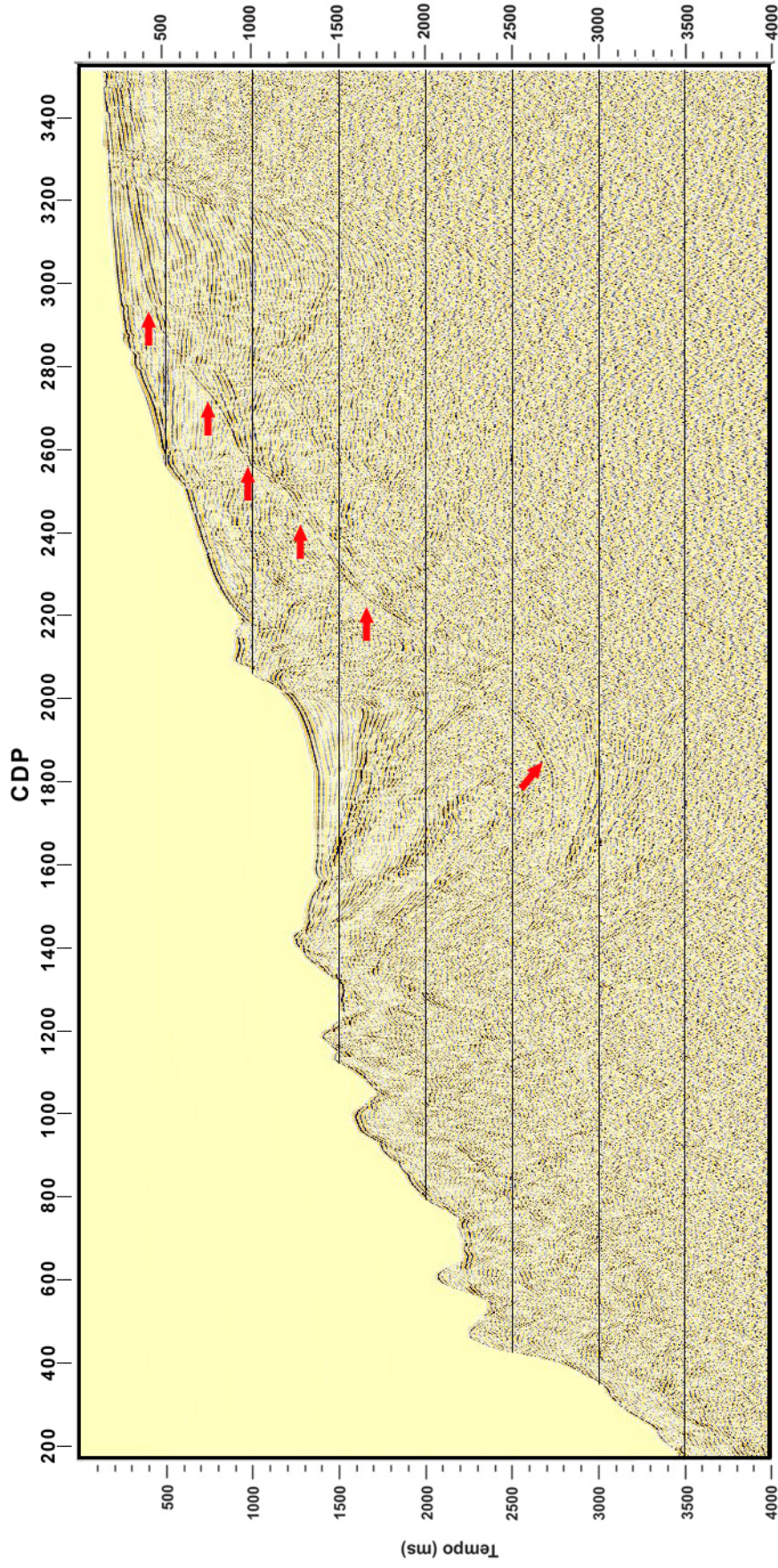
Para fazer utilização desta técnica, o SeisSpace disponibiliza diversos módulos com diferentes propósitos. São eles: o SRME Regularization, o SRME Macro, o SRME Un-Regularization, o SRME Match Filter e o SRME Adaptive Subtraction. Porém, a priori é necessária a interpretação da velocidade das múltiplas.

Neste trabalho foi utilizado o módulo SRME Adaptive Subtraction que possui a função de subtrair criteriosamente as múltiplas estimadas do dado sísmico original, usando o critério de energia mínima, na qual se espera que depois da subtração das múltiplas a energia total do sismograma seja minimizada.

Para a realização da técnica SRME, é gerada uma seção sísmica que é obtida colocando lado a lado o primeiro canal de cada tiro, considerando, portanto, esta uma seção afastamento-nulo. Neste tipo de seção se estabelece a superfície do fundo marinho que serve de base para prever as múltiplas. No dado de entrada utilizou-se o segundo modelo de velocidade (estimado a cada 250 CDPs).

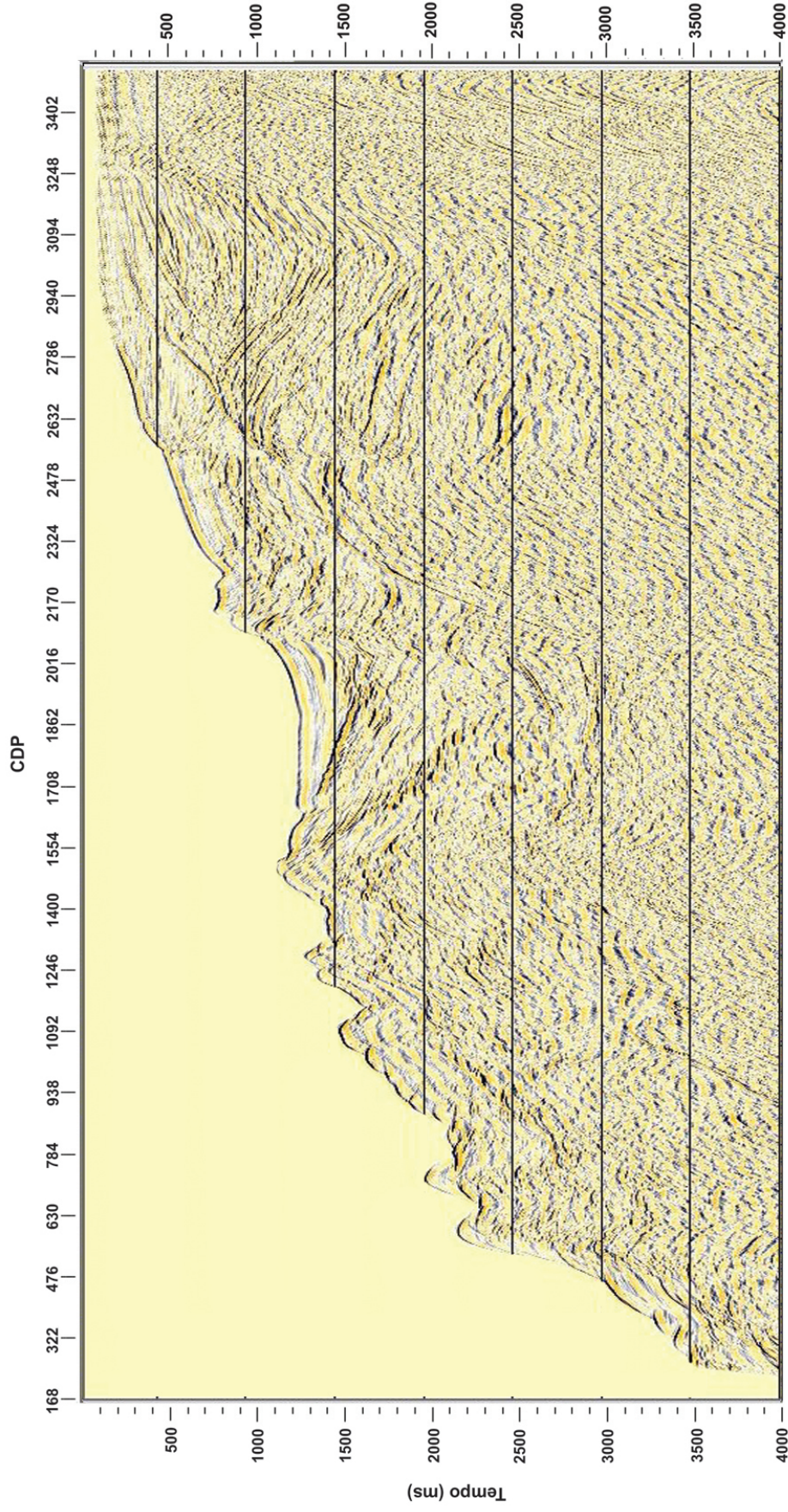
Porém, como pode ser visto na Figura 5.26, a técnica SRME não é satisfatória. Nota-se que somente com o SRME, as múltiplas não são atenuadas. Desta forma, houve a necessidade da implementação desta ferramenta com outras técnicas de supressão de múltiplas. Após a aplicação da técnica SRME, foi feita uma terceira análise de velocidade com incremento de 100 CDPs. Essa análise será o dado de entrada para gerar a seção sísmica empilhada (*zero-offset*). A filtragem Radon é realizada em seguida.

Figura 5.26 – Dado após a filtragem SRME visualizado em afastamento mínimo (277).



Fonte: Autora

Figura 5.27 – Seção empilhada após a filtragem SRME visualizada em afastamento mínimo (277).



Fonte: Autora

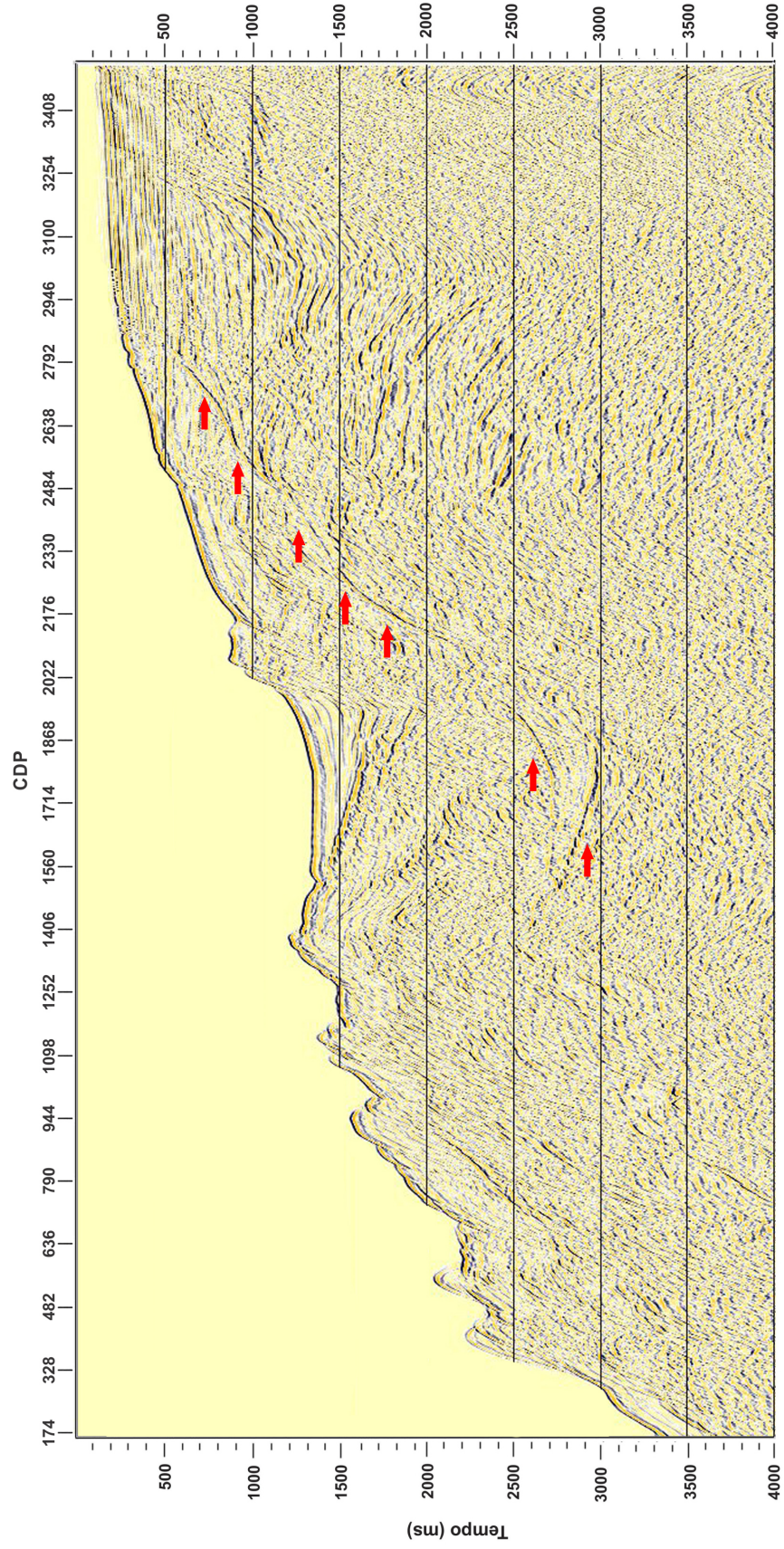
5.10 Filtragem Radon

O ProMax® disponibiliza o Filtro Radon Velocity que é mais comumente utilizado para a supressão de múltiplas. Essa técnica modela as múltiplas e as subtrai dos dados de entrada. A filtragem Radon transforma os dados para o domínio do tempo, de modo que o *moveout* adequado pode ser escolhido para eliminar a energia primária. Todo remanescente é a energia múltipla que é subtraída dos dados de entrada.

Neste trabalho, usou-se a Transformada de Radon Parabólica, que pode ser usada quando as múltiplas têm uma forma aproximadamente parabólica após o NMO.

Apesar da implementação desta técnica com a filtragem SRME, não se obteve resultados satisfatórios, a múltipla não foi atenuada do dado como se pode ver na Figura 5.28.

Figura 5.28 – Dado após a filtragem Radon visualizada em afastamento mínimo (277).



Fonte: Autora

6 RESULTADOS OBTIDOS

Com os resultados obtidos após o uso da filtragem SRME e Radon, optou-se por trabalhar em um novo fluxograma de processamento, desconsiderando os resultados obtidos com as técnicas de atenuação de múltiplas, já que estas não foram satisfatórias.

Figura 6.1 – Fluxograma de Processamento Sísmico



Fonte: Autora

Com o intuito de obter uma melhor imagem da subsuperfície, uma quinta tabela de velocidade é construída a cada 50 CDPs. Na tabela em questão levou-se em consideração que:

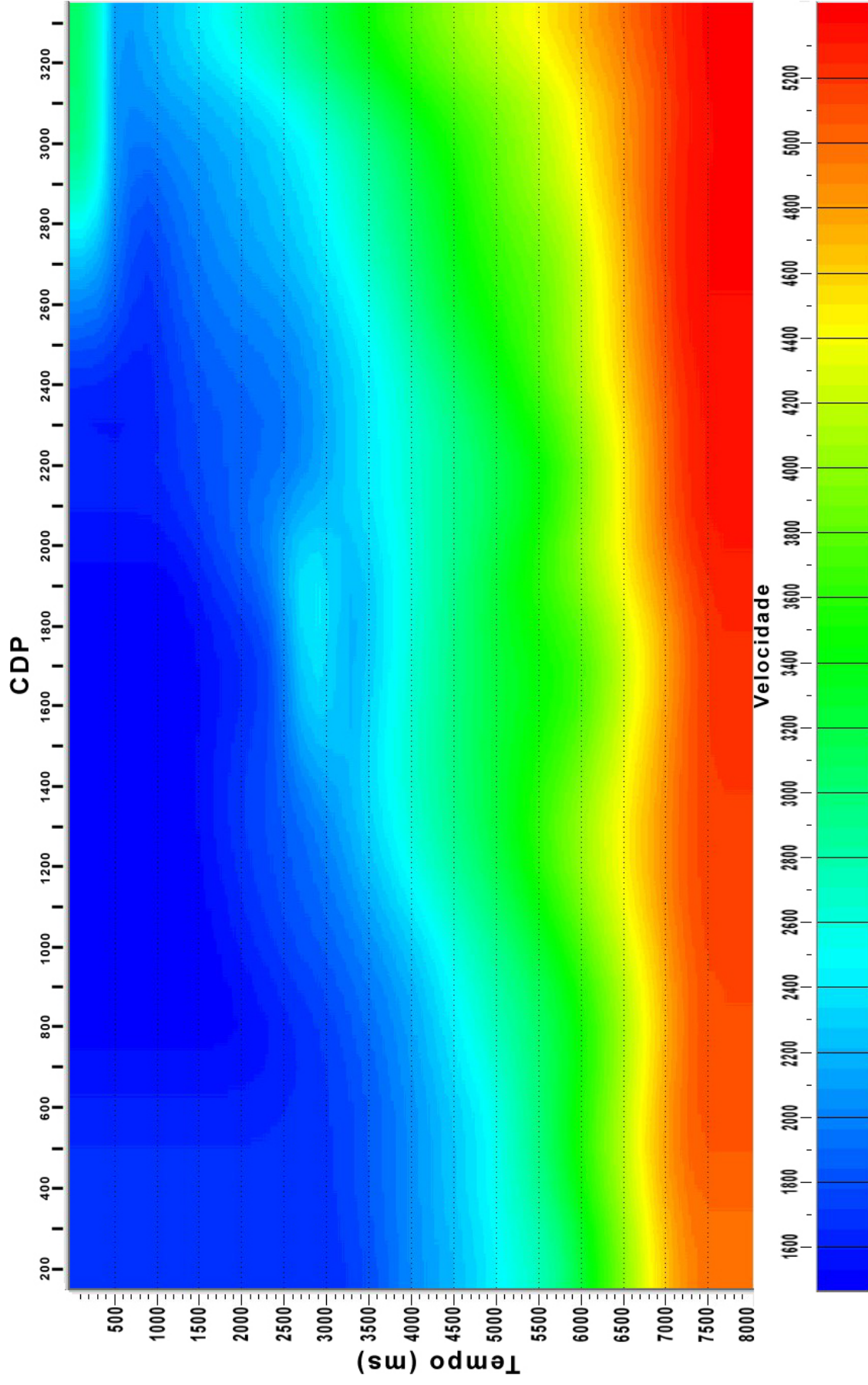
- As Bacias Tumbes-Progresso e Talara são bacias pull-apart de fronteira sujeitas ao tectonismo.
- Na Bacia Tumbes-Progresso ocorre o fenômeno geológico que se chama agressão, proveniente do Banco Peru, esse fenômeno ocasionou falhas transformantes em toda a

bacia.

- As Bacias Talara e a Tumbes-Progresso têm o mesmo comportamento, apesar da Talara ser mais antiga que a Tumbes-Progresso.
- A velocidade da Bacia Talara é maior, isso se deve ao fato dela ter as primeiras camadas mais compactas, sendo uma delas a zona Tablazo que tem um material sedimentar com velocidade muito alta.
- Então, tem-se uma linha sísmica que a velocidade do meio varia lateralmente e que as primeiras camadas possuem alta velocidade e conforme aumenta a profundidade, as velocidades aumentam e diminuem.

Logo, o modelo de velocidade obtido não segue o modelo convencional. O campo de velocidade obtido desta análise pode ser visualizado na Figura 6.2.

Figura 6.2 – Campo de velocidades interpoladas a partir das velocidades estimadas.

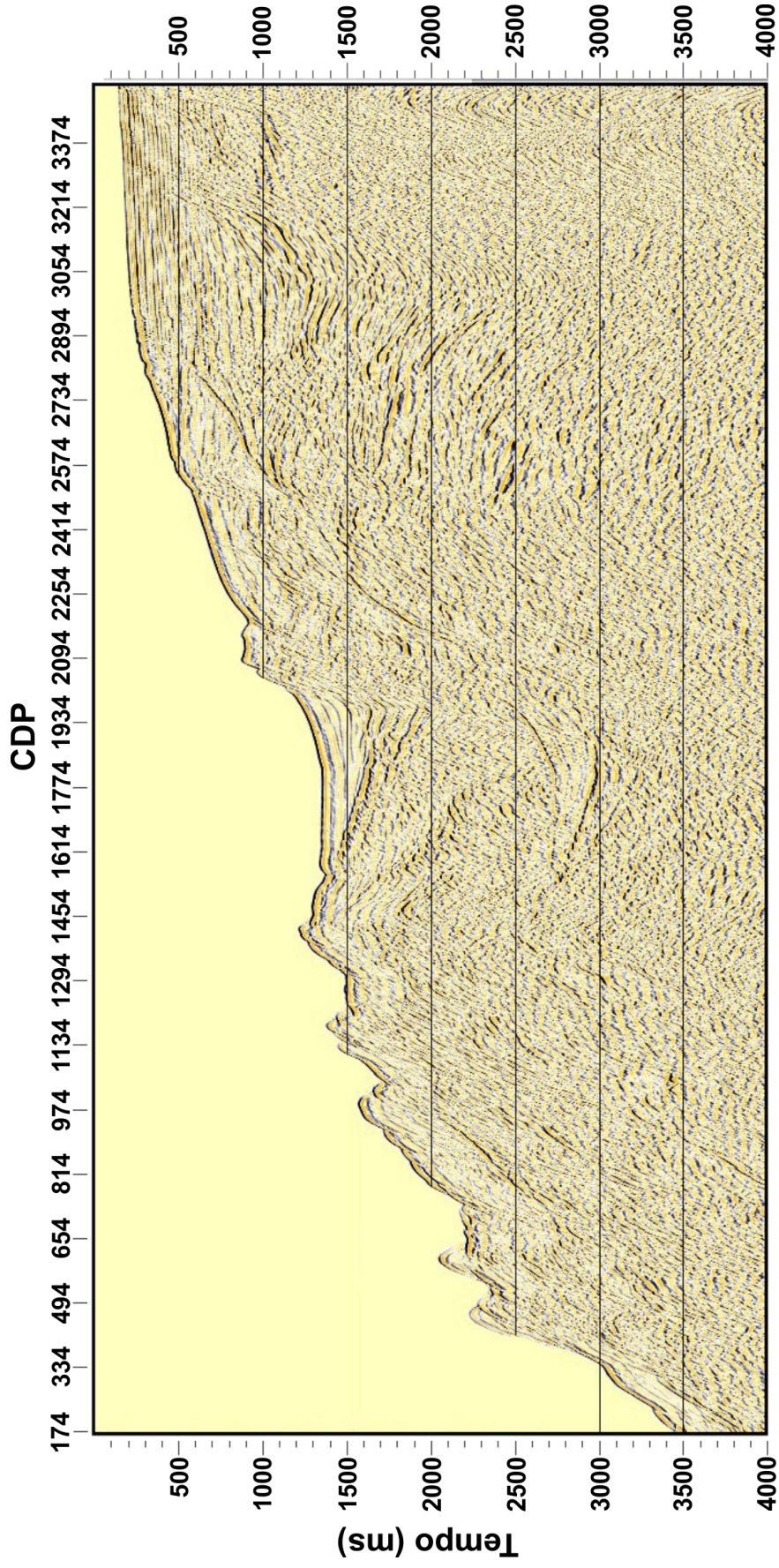


6.1 Empilhamento

Com o modelo de velocidades definido, a correção NMO pode ser aplicada a todos os traços dentro de uma família CMP, resultando em um alinhamento dos dados no respectivo tempo de percurso de afastamento nulo t_0 . Assim, os eventos hiperbólicos associados aos refletores em subsuperfície são horizontalizados ao longo do eixo dos afastamentos. Ou seja, o efeito do afastamento é removido do tempo de trânsito. Porém, em consequência dessa correção, os traços são estirados, esta distorção é conhecida por estiramento (stretch) do traço e ela deve ser retirada para não comprometer a qualidade da seção empilhada.

A correção NMO foi executada através do módulo Normal Moveout Correction, onde as velocidades são interpoladas para cada CDP. O SeisSpace® possui dentro deste módulo o parâmetro Stretch Mute Percentage que ficou ajustado em 30% para minimizar o efeito do estiramento do traço.

Figura 6.3 – Seção empilhada visualizada em afastamento mínimo (277).



Fonte: Autora

6.2 Migração

Basicamente, o objetivo da migração é fazer com que uma seção empilhada pareça similar a uma seção geológica em profundidade. A migração usada neste trabalho foi a migração Kirchhoff. Este método de migração é baseado na solução integral da equação da onda. É também conhecido como método da soma, pois a geração de cada ponto migrado se resume no somatório das amplitudes ao longo do caminho hiperbólico correspondente ao ponto difrator (DUARTE, 2003).

O módulo do ProMAX® correspondente a esta etapa é o Kirchhoff Time Mig que está relacionado a aplicação da técnica de migração Kirchhoff em tempo, pós-empilhamento. Os parâmetros de entrada deste módulo são o campo de velocidade RMS (4º modelo de velocidade), a abertura do operador que se relaciona com a distância máxima para a qual a energia pode ser espalhada e o ângulo de migração que determina os ângulos que se deseja decompor. O resultado dessa etapa está exposto na Figura 6.4.

6.2.1 Análise Interpretativa

A interpretação sísmica consiste na análise das imagens processadas e no mapeamento de possíveis estruturas, tais como domos de sal, falha, dobramento, grabens, horst, entre outras. A localização dessas estruturas permite a criação de um modelo geológico da área em estudo.

A interpretação sísmica parte da premissa que o contraste da impedância acústica na sub-superfície representado pelas imagens sísmicas tem a sua origem nas mudanças das composições das diferentes camadas de rochas, ou seja, a identificação destas mudanças ao longo das diferentes imagens sísmicas formadas ilustram o comportamento geológico do subsolo.

Essa etapa apresenta procedimentos particulares e complexos, bem como ferramentas próprias. Logo, a análise interpretativa da linha RIB93-05 estará limitada apenas a identificação de falhas geológicas. A fratura de rochas em subsuperfície causada por forças tectônicas é chamada de falha. As falhas geram descontinuidades na estrutura de camadas.

De acordo com a interpretação realizada na linha em questão (Figura 2.6) pela Companhia PERUPETRO (2005), pode-se destacar algumas falhas conforme pode ser visto na Figura 6.5. Devido a falta de continuidade lateral dos eventos de reflexão, os limites de discordância entre as formações não puderam ser identificados.

Figura 6.4 – Seção migrada visualizada em afastamento mínimo (277).

Nota-se nessa seção sísmica que ainda há vestígios da múltipla, ainda assim é possível visualizar alguns possíveis refletos que estavam sendo mascarados.

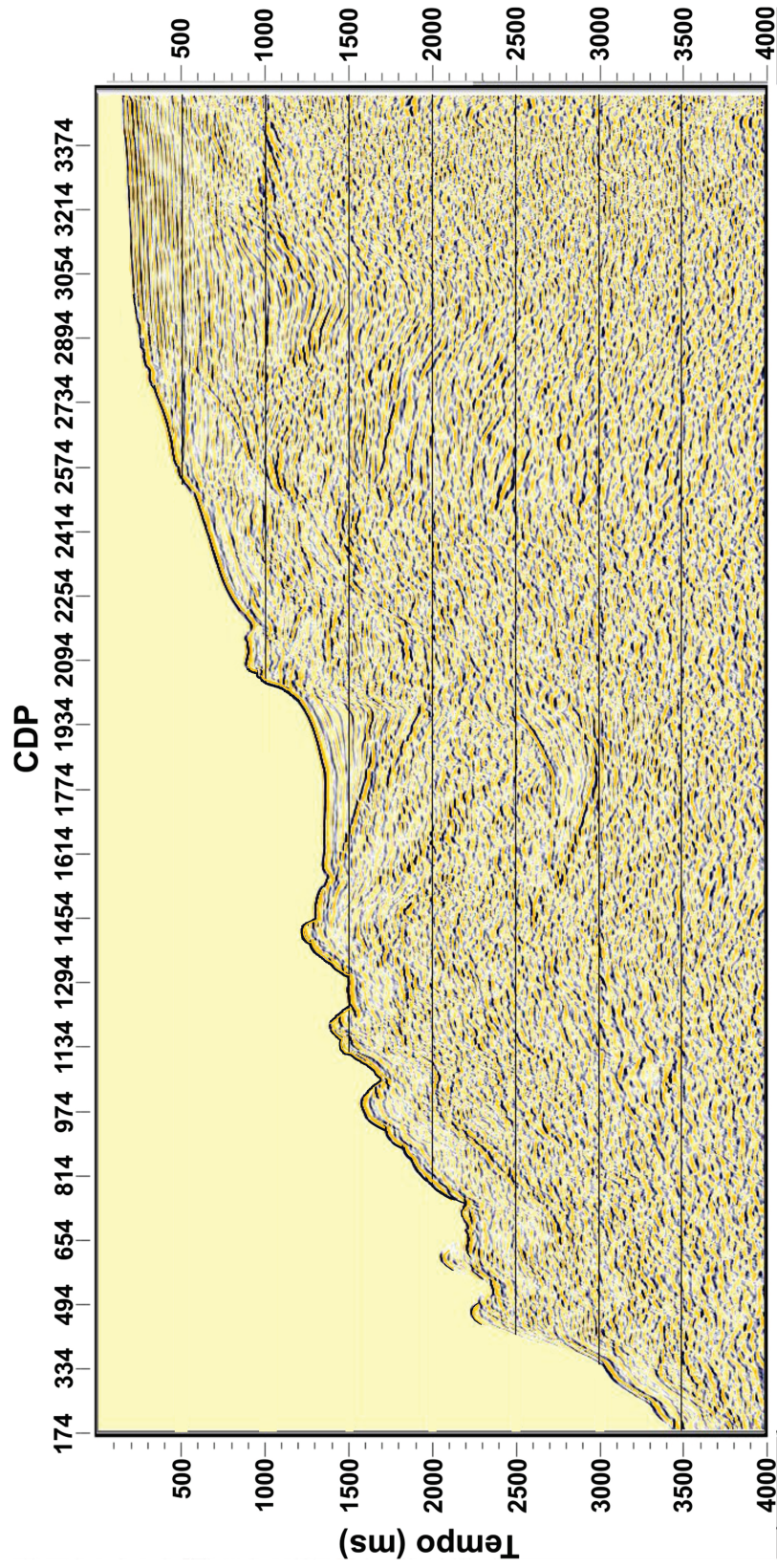
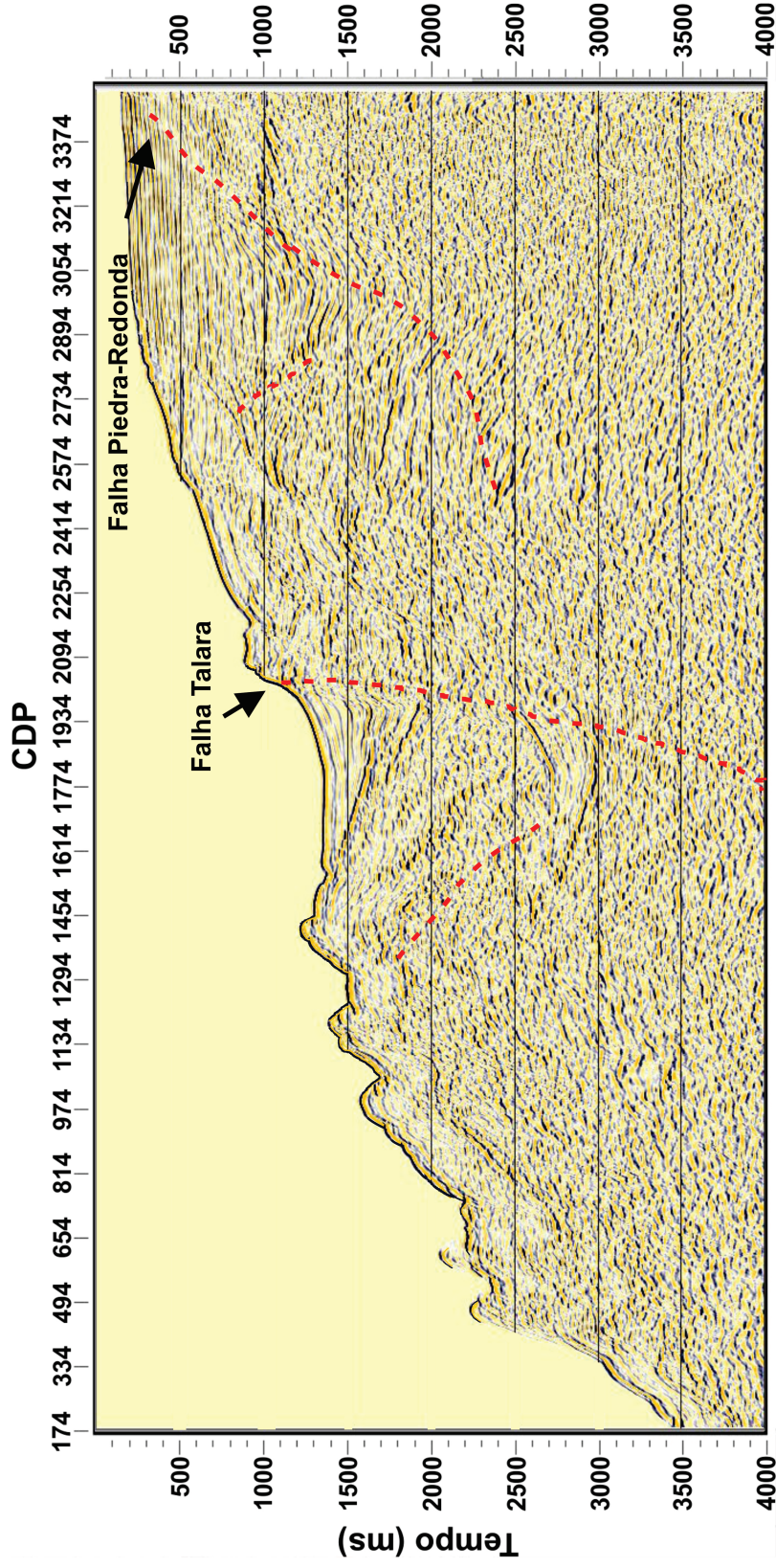


Figura 6.5 – Seção migrada com análise interpretativa visualizada em afastamento mínimo (277).

As linhas vermelhas foram utilizadas para delimitação das falhas.



7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho demonstrou as etapas importantes do processamento sísmico com a descrição dos conceitos básicos das técnicas utilizadas sem grandes abordagens matemáticas. O objetivo do processamento sísmico é gerar uma seção sísmica mais próxima da realidade geológica em subsuperfície da área em estudo.

Uma etapa importante deste processamento é a análise de velocidade, pois nela determina-se a velocidade para a correção NMO do refletor e assim estima-se a velocidade NMO naquelas profundidades. Quanto maior a precisão da análise de velocidade, melhor será a seção empilhada.

Durante o desenvolvimento desse trabalho, para cada fluxo do processamento foi gerada uma seção sísmica para verificar as modificações sofridas no dado.

Para atenuação da múltipla, utilizou-se as filtragens SRME e Radon, porém elas não foram eficazes para atenuar a múltipla desse dado sísmico. Apesar dessas técnicas não terem funcionado nesse dado, as seções sísmicas resultantes da utilização dessas ferramentas também é um resultado desse trabalho, já que mostram que essas técnicas não são eficientes para atenuação de múltiplas de um meio que sofre brusca variação lateral de velocidade.

Ao se fazer a análise de velocidade, partimos do pressuposto que conforme aumenta a profundidade do meio, aumenta também a velocidade, porém essa premissa não pode ser considerada nesse dado. Algumas regiões do assoalho oceânico possuem velocidades altas e depois essas velocidades diminuem e em seguida, aumentam novamente. Então, outra alternativa foi melhorar o modelo de velocidade, sendo feita uma análise de velocidade a cada 50 CDPs, nessa análise buscou-se determinar as melhores velocidades com base na interpretação e no conhecimento geológico das bacias.

Com essa nova análise, chegou-se ao resultado apresentado neste trabalho, a múltipla foi atenuada, mas não foi totalmente suprimida do dado, entretanto vale ressaltar que a múltipla nunca é completamente removida do dado de entrada.

Contudo, essa seção pode ser melhorada através da reavaliação dos parâmetros da migração e da análise de velocidade.

Então, para trabalhos posteriores, recomenda-se utilizar a migração pré-empilhamento e

pós-empilhamento em profundidade, já que essas técnicas são muito utilizadas para meios anisotrópicos. Desenvolvimento de uma ferramenta eficaz na remoção das múltiplas desse dado sísmico. Basicamente, a criação de um fluxograma de processamento mais robusto, a fim de se obter uma seção sísmica de mais alta qualidade.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, R. P. *Aula 2 - Processamento Sísmico*. 2009. Disponível em: <http://www.igc.usp.br/pessoais/renatoalmeida/Sistrat/Aula_2.pdf>.
- CHAOUCH, A. Advanced seismic data processing. *Total Professeurs Associés*, França, v. 1, n. 1, p. 166, Dez 2001.
- DUARTE, O. *Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2003. 352 p.
- GRAY, S. H. et al. Seismic migration problems and solutions. *Geophysics*, Tulsa, v. 66, n. 5, p. 1622–1640, Out 2001.
- HAMPSON, D. Inverse velocity stacking for multiple estimation. *SEG Annual Meeting Abstracts*, Tulsa, n. 1, p. 422–424, 1986.
- IKELLE, L. T.; AMUNDSEN, L. *Introduction to Petroleum Seismology*. Tulsa: Investigations in Geophysics Society of Exploration Geophysicists, 2005. 679 p.
- KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. *An Introduction to Geophysical Exploration*. Oxford: Blackwell Publishing, 2002. 262 p.
- MAYNE, W. H. *Common reflection point horizontal data stacking techniques*. Tulsa: Investigations in Geophysics Society of Exploration Geophysicists, 1962. 927 p.
- NEIDEL, N. S.; TANER, M. T. Semblance and other coherency measures for multichannel data. *Geophysics*, Cambridge, v. 1, n. 36, p. 498–509, Ago 1971.
- PERUPETRO, S. Tumbes and talara basin hydrocarbon evaluation. *Perupetro Exploration Department*, Lima, v. 1, n. 1, p. 149, Dec 2005.
- PORTUGAL, R. S. *Migração e Imageamento Sísmico*. 2006. Disponível em: <<http://www.ige.unicamp.br/site/aulas/147/introdu%e7%e3o%20ao%20processamento%20s%edsmico%20pt1%20%28introd%29.pdf>>.
- SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. *Exploration Seismology*. Cambridge: Cambridge University Press, 1982. 592 p.
- SILVA, M. *Processamento de Dados Sísmicos da Bacia do Tacutu*. 126 f. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2004.
- TELFORD, W. M.; GELDART, L. P.; SHERIFF, R. E. *Applied Geophysics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990. 770 p.

VERSCHUUR, D. J. *Seismic multiple removal techniques: past, present and future*. Holanda: The Netherlands: European Association of Geoscientists and Engineers, 2006. 191 p.

WEGLEIN, A. B. Multiple attenuation: an overview of recent advances and the road ahead. *The Leading Edge*, v. 18, n. 1, p. 40–44, 1999.

XIAO, C. et al. Multiple suppression: A literature review. *CREWES Research Report*, v. 15, n. 1, p. 32, 2003.

YILMAZ Özdoğan. *Seismic Data Processing: processing, inversion, and interpretation of seismic data*. Tulsa: Investigations in Geophysics Society of Exploration Geophysicists, 2000. 2027 p.

YILMAZ Özdoğan; DOHERTY, S. M. *Seismic Data Processing*. Tulsa: Investigations in Geophysics Society of Exploration Geophysicists, 1987. 526 p.

APÊNDICE

APÊNDICE A – MÉTODOS DE ATENUAÇÃO DE MÚTIPLAS

No sismograma é possível identificar uma variedade de estruturas regulares classificadas como coerentes. São nessas estruturas que o intérprete pode verificar informações sobre a geologia da área explorada, entretanto existem também ruídos coerentes que dificultam a observação dessas estruturas, como exemplo desses tipos de ruídos temos as múltiplas. Sendo assim, um dos maiores problemas do processamento sísmico é o ruído, que corresponde a uma energia indesejada. Essa energia indesejada é um sinal registrado pelos receptores que não traz nenhum tipo de informação em relação aos refletores. A necessidade de atenuar os ruídos é justamente porque eles podem mascarar as informações e/ou gerar informações erradas da subsuperfície e isso é algumas vezes um problema de difícil solução.

A.1 Múltiplas

Um dos grandes e mais frequentes problemas encontrados em registros sísmicos são as reflexões múltiplas. Elas são produzidas devido às reflexões que retornam à subsuperfície, podendo ser definidas como eventos sísmicos que sofreram mais de uma reflexão ascendente.

As múltiplas estão presentes nos levantamentos marinhos e terrestres, porém nas aquisições marinhas; devido à lâmina d'água (interface ar-água), é comum o aparecimento das múltiplas de superfície livre¹.

As múltiplas de superfície livre podem ser confundidas com reflexões primárias, isto se deve ao fato de que o acentuado contraste de impedância acústica entre o ar e a água faz com que as múltiplas de superfície livre geradas por essa interface possuam grande energia, assim como a energia das reflexões primárias, fazendo com que a interface ar-água tenha características de um refletor perfeito.

A presença desses eventos afeta a qualidade das imagens sísmicas, induzindo a uma falsa interpretação, pois importantes informações podem ser mascaradas no registro sísmico, havendo assim a necessidade de atenuação de tais reflexões a fim de evitar problemas na fase da interpretação.

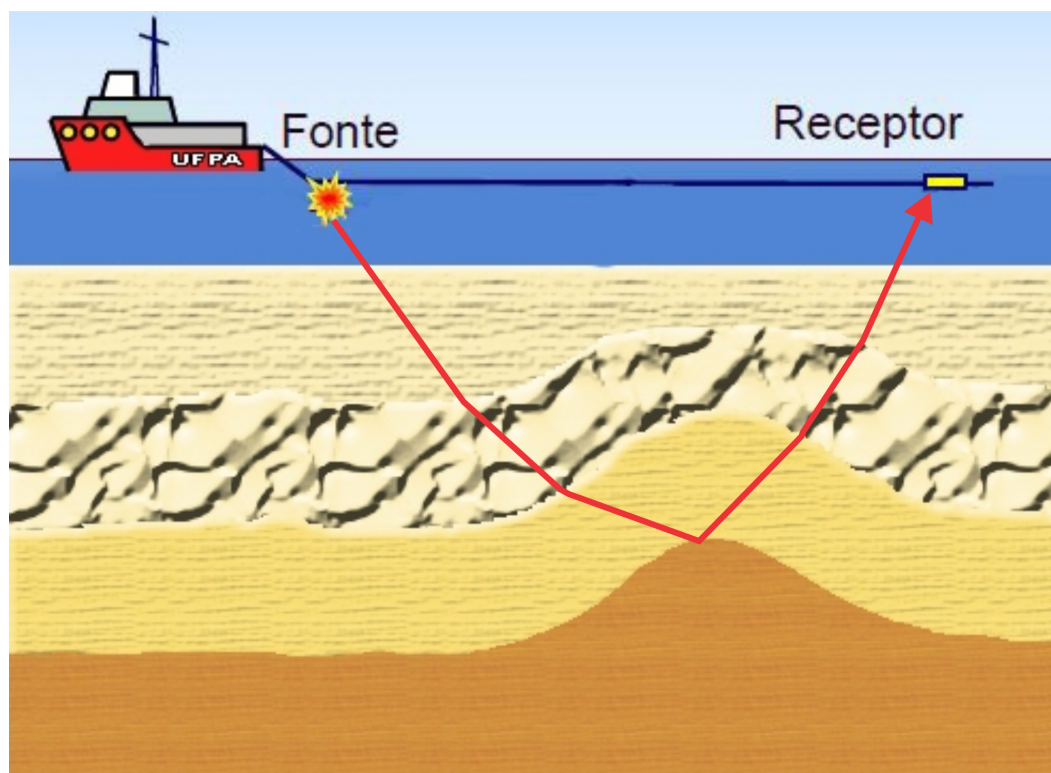
¹Superfície do mar

O conhecimento do comportamento das múltiplas é de extrema necessidade, uma vez que isso ajudará na atenuação das mesmas. Os principais critérios para identificação de múltiplas são: periodicidade e *moveout*.

A periodicidade é uma das características mais importantes das múltiplas que se refere ao tempo de trânsito que estes eventos apresentam com relação às primárias. Para um dado tempo de reflexão de referência ou tempo afastamento nulo de uma primária, a primeira múltipla associada apresenta um tempo de trânsito que é igual a duas vezes do tempo de referência. A segunda múltipla, um tempo igual a três vezes o tempo de referência e assim sucessivamente.

O *moveout* das reflexões se refere à diferença do tempo de trânsito com o aumento do afastamento fonte-receptor. Normalmente as múltiplas têm velocidades mais baixas que uma reflexão primária concorrente em tempo, portanto tem maiores valores do *moveout*.

Figura A.1 – Reflexão múltipla.



Fonte: Autora

A.2 Técnicas de Atenuação de Múltiplas

O principal objetivo do processamento sísmico é melhorar o sinal que indica uma reflexão, por eliminação ou atenuação da energia indesejada.

Para resolver este desafio, várias técnicas de atenuação de múltiplas já foram estudadas, podemos encontrar diversas metodologias publicadas na literatura.

Essas técnicas de supressão são classificadas de acordo com o critério pelo qual as múltiplas são diferenciadas das primárias. Esses critérios são baseados nas diferenças de tempo de NMO e nas características periódicas das múltiplas, porém é possível encontrar outras classificações.

Weglein (1999) classificou as reflexões múltiplas em duas categorias: métodos de filtragem que procuram explorar as características ou propriedades que distinguem as múltiplas das primárias; e métodos de predição, baseados na modelagem ou inversão do campo de onda sísmico, que utilizam técnicas que prevêm e subtraem as múltiplas. Xiao et al. (2003) categorizou os métodos de atenuação/remoção da seguinte forma:

-Deconvolução: Preditiva, Adaptativa e Multicanal.

-Filtragem: Domínio tau-p, Domínio f-k, Domínio Radon e Predição e Subtração do Campo de Onda.

Porém, nessa seção citaremos a classificação proposta por Verschuur (2006), ele classificou as técnicas de remoção de múltiplas em duas categorias:

1. Métodos baseados em uma diferença no comportamento espacial das primárias e das múltiplas;
2. Métodos baseados na periodicidade e previsibilidade.

Os métodos da primeira categoria exploram o fato de que as múltiplas viajam por um longo e diferente caminho na terra e, por isso, elas têm diferentes velocidades sísmicas e/ou diferentes estruturas refletoras. Assim, são aplicadas técnicas de filtragem para separar as múltiplas das primárias, com base no conhecimento a priori e interpretação do utilizador. Esses filtros são definidos como filtros de multicanais.

Essas técnicas de filtragem podem ser aplicadas no domínio pré-empilhamento, por exemplo, pela diferenciação do moveout no domínio do ponto médio comum (CMP), ou no domínio

pós-empilhamento, pela discriminação na diferença do mergulho local entre primárias e múltiplas.

Na segunda categoria, as múltiplas são definidas pela presença de um padrão de eventos repetitivos. Por suposições estatísticas, este padrão de repetição é suprimido.

Em uma forma mais complexa, a equação da onda é utilizada, de uma maneira implícita ou explícita, para ligar as múltiplas e as primárias. Em geral, essas técnicas têm uma etapa de previsão e de subtração. Primeiramente, as múltiplas são preditas a partir das primárias e depois são subtraídas dos dados de entrada. Tanto na predição como na subtração, pressupostos são adotados.

Estas técnicas são, em princípio, adequadas para o domínio pré-empilhamento, mas em alguns pressupostos adicionais, que a terra se comporta empilhamento ou etapa da pós-migração (VERSCHUUR, 2006). Os métodos de filtragem têm um custo operacional menor em relação aos métodos de predição e podem ser aplicados em qualquer etapa do processamento de dados sísmicos. Em geral, os métodos de filtragem utilizam transformações de domínios o que facilita a separação de primárias e de múltiplas. Uma desvantagem deste método é a dificuldade na diferenciação de primárias e múltiplas em pequenos offsets, devido à diferença do moveout ser muito pequena nos registros dos dados. Os métodos de predição são os mais eficientes e os mais custosos e são limitados pela grande dependência dos parâmetros de aquisição e processamento. A escolha do método mais adequado deve estar relacionada à eficiência, custo e objetivos do processamento, essa escolha está vinculada com a validação das premissas de cada método. Neste trabalho, as múltiplas foram tratadas com técnicas baseadas nos dois métodos categorizados por Verschuur (2006). Na primeira categoria, que se baseia na diferença no comportamento espacial entre primárias e múltiplas, foi empregada a metodologia Transformada Radon. Na segunda categoria, que se baseia na periodicidade e predição da múltipla, foi utilizado o SRME. Na próxima seção é apresentada uma breve explanação dessas técnicas.

A.2.1 Método de eliminação de reflexões múltiplas relacionadas à superfície livre (SRME)

Esta metodologia retira todas as múltiplas relacionadas à superfície utilizando um processo que se baseia somente no dado de entrada. É um método baseado na periodicidade das múltiplas, onde é feita a predição das múltiplas e posteriormente sua subtração dos dados.

Segundo Verschuur (2006), este método assume que o campo de onda para a reflexão

primária de superfície livre possui um moveout equivalente a uma viagem de ida e volta do campo de onda na lâmina d'água, acima desta trajetória, o campo de onda estaria relacionado às reflexões com fontes ou receptores fantasmas (ghost) ou à múltiplas de ordens mais altas.

Este método de predição é um processo iterativo. A predição da múltipla relacionada a uma superfície é dada por

$$M^{(n)}(w, x_r, x_s) = \sum_{x_k} P_0^{(n-1)}(w, x_r, x_s) \cdot P(w, x_r, x_s) \quad (\text{A.1})$$

em que $M^{(n)}(w, x_r, x_s) \rightarrow$ são as múltiplas preditas para a iteração n ;

$P_0^{(n-1)}(w, x_r, x_s) \rightarrow$ é a estimativa do dado primário após n iterações;

$P(w, x_r, x_s) \rightarrow$ é o dado sísmico real medido no receptor x_r e fonte x_s no domínio da frequência.

Em cada iteração, as múltiplas preditas são combinadas com as verdadeiras múltiplas. Neste instante, utiliza-se um filtro $F(\omega)$

$$P_0^{(n)}(w, x_r, x_s) = P(w, x_r, x_s) - F(\omega) \cdot M^{(n)}(w, x_r, x_s) \quad (\text{A.2})$$

Desta forma, as múltiplas relacionadas a uma superfície podem ser preditas e subtraídas utilizando o próprio dado como um operador multicanal de predição.

A.2.2 Transformada Radon

Essa técnica é empregada no processamento sísmico com o objetivo de suprimir as múltiplas, bem como outros eventos. A Transformada Radon é um tipo de filtragem que emprega a transformada $\tau - \rho$ (tempo de interseção-parâmetro do raio) para representar as reflexões primárias das múltiplas separadamente, uma vez que no domínio $t - x$ (tempo-duplo x offset) os eventos são mais próximos e complexos. De acordo com Verschuur (2006), a Transformada Radon pode ser classificada em: Linear, Parabólica ou Hiperbólica.

A Transformada Radon Linear pode ser empregada para atenuar o ground roll ou qualquer outro tipo de ruído coerente. Segundo Hampson (1986), a transformada Radon Linear converte o dado sísmico do domínio $t - x$ para o tempo de intercepção (τ) e vagarosidade (ρ), usando a seguinte equação

$$S(\tau\rho) = \int s(\tau + \rho x, x)dx \quad (\text{A.3})$$

em que

$\int s(\tau + \rho x, x)dx \rightarrow$ sismograma obtido com uma fonte pontual;

$x \rightarrow$ distância fonte-receptor.

As Transformadas Radon Parabólica e Hiperbólica são geralmente empregadas para a supressão das múltiplas.

A Transformada Radon Parabólica é usada na eliminação de múltiplas que possuem a configuração de uma parábola após a correção NMO, vale ressaltar que uma configuração aproximadamente hiperbólica também é aceita nessa técnica; porém essa aproximação hiperbólica é mais exata quando o offset é igual a profundidade. Ela é invariante no tempo, bem como a Transformada Radon Linear; tornando possível a sua aplicação no domínio da frequência, o que acelera o processo computacional. O que já difere da Transformada Radon Hiperbólica que mapeia apenas eventos hiperbólicos e admite uma maior flexibilidade e precisão no emprego da função base que melhor se aproxima das reflexões.