



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

PROCESSAMENTO E INTERPRETAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS 2-D DA BACIA DE CAMAMU

TIAGO CORRÊA TORRES

SALVADOR – BAHIA

JANEIRO – 2008

Processamento e Interpretação de Dados Sísmicos 2-D da Bacia de Camamu

por

TIAGO CORRÊA TORRES

Marco A. B. Botelho (Orientador)

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

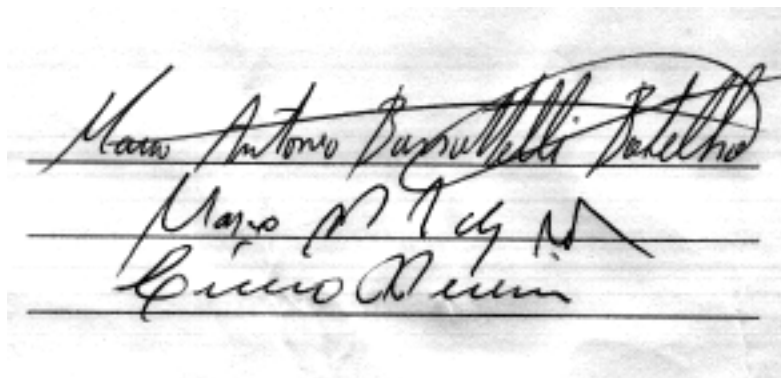
Comissão Examinadora

Dr. Marco Antonio Barsottelli Botelho

MC. Marco A. P. Brito

Prof. Cícero da Paixão Pereira

Data da aprovação: 30/01/2008



Dedico este trabalho à minha
família e amigos.

RESUMO

O emprego da sísmica na prospecção geofísica tem por objetivo a obtenção de uma imagem confiável das estruturas geológicas em subsuperfície. A interpretação da geologia é feita através das seções sísmicas e/ou sismogramas, onde o tempo de registro, as amplitudes, frequências e fases dos sinais registrados fornecem informações sobre a geometria e as propriedades físicas das diferentes camadas.

Neste trabalho realizamos de modo sistemático um estudo sobre cada etapa de processamento e interpretação de dados sísmicos que um geofísico de exploração de hidrocarbonetos realiza no dia a dia de sua profissão. Trabalhamos com dados sísmicos registrados pela PETROBRÁS S.A. na Bacia de Camamu, portanto realizamos também uma breve visita à geologia da referida bacia.

O processamento utilizado neste trabalho usa a técnica CMP (Common Mid Point) e é apresentado na forma de um fluxograma, onde cada etapa é cuidadosamente discutida de modo que possa oferecer maiores informações sobre cada módulo de processamento dos dados sísmicos, procurando obter melhores imagens da subsuperfície. Esse fluxograma de processamento é aplicado em dados sísmicos registrado na Bacia de Camamu e foi realizado empregando o pacote de processamento denominado *Focus*. Apresentamos então uma seção empilhada e uma migrada referente à linha sísmica 247-RL-5519.

As seções sísmicas oriundas do processamento serão ainda tratadas em termos de seus atributos sísmicos, como a frequência, amplitude e fase instantâneas, quando então procuramos analisar os possíveis benefícios à interpretação estrutural e/ou estratigráfica que esses atributos agregam à imagem sísmica da subsuperfície. Finalmente, realizamos a interpretação da seção sísmica migrada montando a evolução geológica da área, com a ajuda do software Corel Drawn 12 na marcação dos horizontes e estruturas presentes na seção sísmica migrada.

ABSTRACT

The application of the seismic in the geophysical prospection has for objective the attainment of a trustworthy image of the geologic structures in subsurface. The interpretation of geology is made (ou seria melhor is done) through the seismic sections and/or seismograms, where the registered time, the amplitude, frequencies and phases of the registered signals supplies with information about the geometry and the physical properties of the different layers.

In this study we conducted in a systematic way a study about each stage of processing and interpretation of seismic data that a geophysicist of hydrocarbons exploration held on the day of their profession. We work with seismic data recorded by the PETROBRAS In the Camamu Basin, therefore we also perform a brief visit to the geology of the basin.

The processing applied in this work uses the CMP technique (Common Mid Point) and is presented in the form of a flowchart, where each stage is carefully argued in way that can offer more information on each module of processing of the seismic data, looking for to get a better image of the subsurface. This flowchart of processing is applied on registered seismic data in the Basin of Camamu and was carried through using the processing package called Focus. We present then a stack section and a migrated section of the seismic line 247-RL-5519.

The deriving seismic sections of the processing still will be treated in terms of its seismic attributes, as the instantaneous frequency, amplitude and phase, when then we look for to analyze the possible benefits to the structural and/or estratigráfica interpretation that these attributes add to the seismic image of the subsurface. Finally we carry through the interpretation of the s simica section migrada mounting the geologic evolution of the area, with the aid of software Corel Drawn 12 in the marking of horizontes and structures gifts in the migrada seismic section.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 Aspectos Geológicos da Bacia de Camamu	3
1.1 Localização	3
1.2 Evolução Tectono-sedimentar	3
1.3 Estratigrafia	5
CAPÍTULO 2 Etapas básicas do processamento sísmico	9
2.1 Informações sobre os dados sísmicos	9
2.2 Conversão de formato	10
2.3 Geometria	10
2.3.1 Tabela Station	11
2.3.2 Tabela Shot	11
2.3.3 Tabela Pattern	12
2.3.4 Tabela Cdp	12
2.4 Compensação das perdas de amplitudes	12
2.5 Edição	16
2.6 Filtragem	16
2.7 Deconvolução	19
2.8 Análise de velocidade	23
2.8.1 Common mid-point	23
2.8.2 <i>Normal moveout</i>	24
2.8.3 Espectro de velocidade	26
2.8.4 Coerência	26
2.8.5 Semblance	26
2.9 Empilhamento	27
2.10 Migração	29
2.11 Fluxograma	32

CAPÍTULO 3	Interpretação	33
3.1	Introdução	33
3.2	Atributos sísmicos	34
3.2.1	Definição e cálculo do traço sísmico complexo	34
3.2.2	Classificação dos atributos sísmicos	35
3.3	Atributos Instantâneos	36
3.3.1	Amplitude instantânea ou do envelope	36
3.3.2	Primeira derivada do envelope	37
3.3.3	Segunda derivada do envelope	37
3.3.4	Fase instantânea	38
3.3.5	Frequência instantânea	38
CAPÍTULO 4	Resultados e aplicações	40
CAPÍTULO 5	Conclusões	45
Agradecimentos		46
Referências Bibliográficas		47

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Localização da Bacia de Camamu (Fonte: www.phoenix.org.br)	4
1.2	Seção geológica da Bacia de Camamu (Fonte: ANP)	7
1.3	Carta estratigráfica da Bacia de Camamu (Fonte: ANP)	8
2.1	Localização das linhas sísmicas 247-RL-5519 (Fonte: ANP)	9
2.2	Screenshot da tabela Station	12
2.3	Screenshot da tabela Shot	13
2.4	Screenshot da tabela Pattern	13
2.5	Screenshot da tabela Cdp	14
2.6	Registro antes e depois da aplicação do ganho no tiro 40 da linha sísmica 247-RL-5519	15
2.7	Tiro 40 da linha sísmica 247-RL-5519 antes e depois da edição	17
2.8	Modelos clássicos de filtros de frequência.	18
2.9	Dado após a aplicação do filtro no tiro 610 da linha sísmica 247-RL-5519	20
2.10	Análise espectral antes da filtragem da linha sísmica 247-RL-5519	21
2.11	Análise espectral depois da filtragem da linha sísmica 247-RL-5519	22
2.12	Registro 164 da linha sísmica 247-RL-5519 antes e depois da deconvolução	23
2.13	Modelo de uma reflexão no refletor plano a uma profundidade h	24
2.14	Escolha dos picks para a análise de velocidade com o auxílio do semblance.	27
2.15	Correção NMO após a escolha das velocidades.	28
2.16	Campo de velocidade resultante da análise de velocidade.	28
2.17	Seção empilhada da linha sísmica 247-RL-5519	30
2.18	Seção sísmica migrada da linha 247-RL-5519	31
2.19	Fluxograma aplicado no processamento da linha sísmica 247-RL-5519	32
4.1	Seção interpretada da linha sísmica 247-RL-5519	41
4.2	Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo amplitude instantânea	42
4.3	Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo fase instantânea	43
4.4	Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo frequência instantânea	44

INTRODUÇÃO

Antes do início da atuação da Agência Nacional do Petróleo como concessionária de blocos de exploração e produção de hidrocarbonetos no território brasileiro, todos os estudos, prospecções e explorações das bacias brasileiras eram monopolizadas pela Petrobrás. Quando a ANP (Agência Nacional do Petróleo) iniciou sua atuação e o monopólio foi quebrado, muitas bacias de pouco ou médio interesse tornaram-se alvo de estudos por parte de novas empresas, com o objetivo de prospectar e produzir hidrocarbonetos. Essa nova e intensa mobilização de empresas proporcionou novas oportunidades para centros de pesquisas, como as universidades, de terem acesso a dados sísmicos, softwares e outros bens que estão associados as etapas que um profissional da área de geofísica executa durante seu trabalho.

O objetivo deste trabalho é proporcionar ao autor, um aluno de graduação, o conhecimento básico de uma investigação sísmica, que envolva a compreensão da geologia local, o processamento de dados sísmicos, e a interpretação dos resultados obtidos.

A primeira etapa desta pesquisa é estudar o processamento de dados sísmicos. Esta etapa é uma atividade comum e necessária na indústria do petróleo e teve um crescimento significativo devido ao avanço computacional. O objetivo desta etapa é gerar uma imagem representativa da subsuperfície e para que esse objetivo seja alcançado, uma série de operações são feitas nos dados sísmicos, onde um fluxograma de processamento, listando cada operação, é elaborado e aplicado ao dado sísmico até que se obtenha uma imagem da subsuperfície que revele as diferentes camadas e estruturas presentes. O fluxograma pode ser criado de diferentes maneiras e dependerá tanto da qualidade dos dados e dos recursos disponíveis no software adotado, quanto do objetivo a ser alcançado.

O que se procura no processamento é, resumidamente, restaurar as diversas perdas de amplitude e de propagação do sinal, atenuar efeitos das camadas superficiais e, preservar e ressaltar eventos correspondentes à ondas P refletidas. Para tal ação é necessário: correções nas amplitudes do sinal, filtragens no domínio da frequência, organização de famílias CMP, correções de NMO, análises de velocidades e estimativas de campo de velocidade, somar os traços de CMPs e obter a verdadeira posição espacial dos eventos. Como resultado final dessa etapa obtem-se uma seção empilhada e migrada do dado sísmico. A seção empilhada corresponde a uma seção de afastamento nulo e a migrada deve fornecer uma imagem correta da subsuperfície, com todos os eventos abaixo de sua verdadeira posição em subsuperfície. Após o processamento tem-se início a interpretação. Nesta etapa o objetivo é identificar as feições estruturais e estratigráficas, identificadas através dos refletores, os quais representam

topos ou bases de camadas geológicas. Os atributos de traços sísmicos complexos ganharam uma importância considerável; primeiro como uma forma de exibição conveniente das feições geológicas e estruturais já citadas; e depois se tornando uma ferramenta analítica válida para predições litológicas e caracterizações de reservatórios.

O objetivo deste trabalho é proporcionar a um aluno de graduação um conhecimento básico de uma investigação sísmica, que envolve, além da compreensão da geologia local e o processamento de dados sísmicos, a interpretação dos resultados obtidos, lançando mão da aplicação de atributos sísmicos, para auxiliar o trabalho de interpretação.

No trabalho de processamento, adotamos o software comercial *Focus* desenvolvido pela empresa *Paradigm Geophysical*, e na etapa de interpretação foram usados scripts de comandos do pacote SU(Seismic-Unix) e para a representação gráfica da interpretação estrutural utilizamos o software livre OPENDTECT, na marcação de horizontes e falhas.

Estruturamos o texto da seguinte forma: no capítulo 1 informamos sobre a localização da Bacia de Camamu, assim como suas características estruturais e estratigráficas; o segundo capítulo explica como foram realizadas as etapas básicas do processamento sísmico e o resultado da cada etapa; no capítulo três, é exposta a teoria sobre interpretação estrutural, sobre os atributos sísmicos e suas aplicações; no capítulo quatro, apresentamos o resultado da aplicação dos atributos sísmicos na linha 247-RL-5519 e sua seção interpretada; e por fim, no capítulo cinco a conclusão do trabalho.

CAPÍTULO 1

Aspectos Geológicos da Bacia de Camamu

1.1 Localização

A Bacia de Camamu está situada na faixa costeira da região nordeste do Brasil, no Estado da Bahia, entre os paralelos 13° e 14°S, constituindo-se no prolongamento sul do sistema *rift* Recôncavo-Tucano-Jatobá. É limitada ao norte pela falha da Barra, que a separa da Bacia do Recôncavo, e pela falha de Itapuã, que a separa da Sub-Bacia do Jacuípe. Ao sul é limitada pelo alto de Itacaré, que a separa da Bacia de Almada (Figura 1.1). Delimitada até a cota batimétrica de 3000m, a Bacia de Camamu ocupa uma área de cerca de 16.500km^2 , dos quais 2.000km^2 são emersos.

1.2 Evolução Tectono-sedimentar

A origem da Bacia de Camamu, assim como a das demais bacias mesoceno-zóicas da margem continental brasileira, está relacionada ao processo de estiramento crustal que culminou com a ruptura do continente Gondwana e a formação do Oceano Atlântico. A Bacia de Camamu possui uma evolução geológica caracterizada por cinco fases geotectônicas distintas: sinéclise, pré-rifte, rifte, transicional e pós-rifte.

A sinéclise, ocorrida no Eopermiano, contém as rochas mais antigas da bacia. Representadas pela Formação Afligidos, essas rochas denotam um ambiente marinho restrito e nerítico. Um grande hiato, com duração estimada de 100 Ma, separa esta seqüência da seguinte, representada pelos sedimentos do estágio pré-rifte.

A fase pré-rifte, de idade Dom João até início do Rio da Serra, representa a fase inicial de ruptura do Gondwana. Compreende as formações Aliança, Sergi e Itaípe, que agrupa sedimentos de origem fluvio-lacustres com algum retrabalhamento eólico.

A fase rifte, onde o regime distensivo é intenso até a quebra do Gondwana (Neocomiano a Aptiano, Rio da Serra a Alagoas) e a qual é admitida como assimétrica, é correlacionada ao longo de praticamente toda a margem brasileira e riftes interiores. Apresenta uma sedimentação lacustre continental predominante, passando a um ambiente de golfo marinho

raso no final da fase (Alagoas). Representam essa fase as formações Morro do Barro e Rio de Contas.

Iniciando a fase pós-rifte, o intervalo aptiano (Alagoas) é considerado um período de transição entre a fase rifte e a margem passiva (Chang et al. 1991), onde não houve uma quebra abrupta na passagem rifte - pós-rifte. Nessa fase houve uma sedimentação de ambiente de golfo marinho raso (Formação Taipus-Mirím).

A fase pós-rifte representa o período de deriva continental e instalação da margem passiva. Teve seu início no albiiano e continua até hoje. Nesta fase ocorreu a deposição da Formação Algodões, que se trata do primeiro registro da rampa marginal atlântica após a quebra total do Gondwana, registrado na forma de uma plataforma carbonática com depósitos

arenosos, e das formações Urucutuca, Caravelas, Rio Doce e Barreiras.

Um esquema da seção geológica da Bacia de Camamu e sua carta estratigráfica estão representadas nas Figuras 1.2 e 1.3.

O arcabouço estrutural da bacia reflete as heterogeneidades do embasamento, constituído, principalmente, por rochas do cinturão granulítico Atlântico. É caracterizado por uma série de falhas normais de direção geral NNE-SSW, com mergulho predominante para leste, e algumas estruturas transversais, que provavelmente atuaram como zonas de acomodação ou transferência, destacando-se aquelas do Jaguaripe e Mutá (Figura 1.1). Essas estruturas estão relacionadas aos movimentos distensivos derivados da abertura do oceano Atlântico Sul. A bacia apresenta uma geometria de meio-graben, mergulhando para leste. Algumas estruturas compressionais, como dobras e falhas reversas, podem ainda estar presentes.

1.3 Estratigrafia

A Formação Afligidos (Figura 1.3), de idade permiana, ocorre em subsuperfície e afloramentos na Bacia do Recôncavo e na borda oeste da Bacia de Camamu. Compreende os membros Pedrão (composto por arenito fino a muito fino na base, e lamitos e evaporitos no topo) e Cazumba (constituídos por folhelhos silticos e micáceos com alguns níveis arenosos). Os contatos inferior com o embasamento e superior com a Formação Aliança são discordantes. Os sedimentos do Membro Pedrão são tidos como depositados em ambiente marinho restrito, enquanto que os sedimentos do Membro Cazumba, são tidos como de lagos de águas doce a salobra ((Gonçalves, 1997)).

Superposto à Formação Afligidos, o Grupo Brotas reúne as Formações Aliança, Sergi e Itaípe (Figura 1.3). A Formação Aliança é representada pelos membros Boipeba (composto por arenitos e siltitos) e Capianga (constituídos por folhelhos avermelhados), depositados em ambiente fluvial meandrant, passando a flúvio-lacustre. A Formação Aliança está sotoposta concordantemente à Formação Sergi. Considerada como de idade jurássica, essa formação ocorre em subsuperfície e afloramentos na Bacia do Recôncavo e na borda oeste da Bacia de Camamu. A Formação Sergi é constituída basicamente por arenitos com estratificação cruzada depositados em ambiente fluvial entrelaçado com retrabalhamento eólico. Datada como de idade neojurássica, a Formação Sergi está presente de forma contínua nas bacias de Almada, Camamu, Recôncavo, Tucano e Jatobá. A Formação Itaípe, por sua vez, é composta por folhelhos cinzentos com algumas intercalações de arenitos de granulação média a fina, do Neocomiano. As rochas da formação Itaípe representam a transição da fase pré-rifte para rifte, por meio de uma sedimentação flúvio-lacustre. A seção equivalente em tempo a esta unidade, ocorre continuamente da Bacia de Almada até o sul da Bacia de Tucano.

O Grupo Almada compreende as formações Morro do Barro e Rio de Contas (Figura 1.3). A primeira, depositada em ambiente lacustre, reúne os membros Tinharé (composto por arenitos e conglomerados) e Jeribatuba (formado por folhelhos de coloração escura com intercalações arenosas e ricos em fragmentos de rochas carbonáticas). Os contatos, inferior com a Formação Itaípe e superior, com a Formação Rio de Contas, são discordantes. A idade desta formação varia de Rio-da-Serra (na porção proximal) até Aratu (nas áreas mais distais). A Formação Morro do Barro se estende até a Bacia de Almada e é correlacionável com as formações Candeias, nas bacias do Recôncavo e Tucano. Na Formação Rio de Contas são diferenciados os membros Ilhéus, composto por folhelhos cinzentos e calcários, e Mutá, formado por arenitos de finos a conglomeráticos. Caracterizada por um ambiente de sedimentação lacustre, os estratos dessa formação ocorrem do Andar Aratu até a base do Andar Alagoas nas bacias de Camamu e Almada.

O Grupo Camamu reúne as formações Taipus-Mirim e Algodões (Figura 1.3). A Formação Taipus-Mirim inclui o Membro Serinhaém, composto por folhelhos e arenitos acinzentados regularmente intercalados, e o Membro Igrapiuna, que compreende folhelhos, calcários e evaporitos (anidrita e halita). De idade Jiquia/Alagoas (albo-aptiana), os sedimentos da Formação Taipus-Mirim depositaram-se em ambiente de mangue e planície de maré (Membro Serinhaém) e marinho evaporítico (Membro Igrapiuna). A Formação Algodões também inclui dois membros: Germânia, composto por calcários dolomíticos e oolítico; e Quiepe, formado por calcilutitos com foraminíferos planctônicos. O ambiente de sedimentação da Formação Algodões é nerítico, em plataforma carbonática, de idade albi-ano/santoniano. As formações Taipus-Mirim e Algodões ocorrem nas bacias de Camamu e Almada, tendo equivalentes em tempo e litologia ao longo de toda plataforma continental brasileira.

Finalmente o Grupo Espírito Santo compreende as formações Urucutuca, Caravelas e Rio Doce (Figura 1.3). A Formação Urucutuca é formada predominantemente por folhelhos cinzentos, com níveis de calcário e arenitos finos, de idade campaniana e oligocênica, e depositados em ambiente marinho de borda de plataforma ou de talude. Ocorre com o mesmo nome na Bacia do Espírito Santo até a Bacia de Jacuípe, tendo equivalentes ao longo do restante da plataforma continental. A formação Caravelas compreende biocalcarenitos cinza-esbranquiçado, com intercalações de arenitos, depositados do Oligocênio ao Recente, em ambiente marinho de plataforma e talude. Distribui-se da Bacia do Espírito Santo até a Bacia do Jacuípe, passando por Cumuruxatiba, onde constitui o complexo recifal de Abrolhos. A Formação Rio Doce é composta por arenitos intercalados com calcários e lamitos, com idade entre Eoceno e o Recente, e de ambiente deposicional marinho (plataforma e litoral). Sedimentos desta formação ocorrem da Bacia do Jacuípe até a Bacia do Espírito Santo, interdigitando-se com as formações Caravelas e Barreiras.

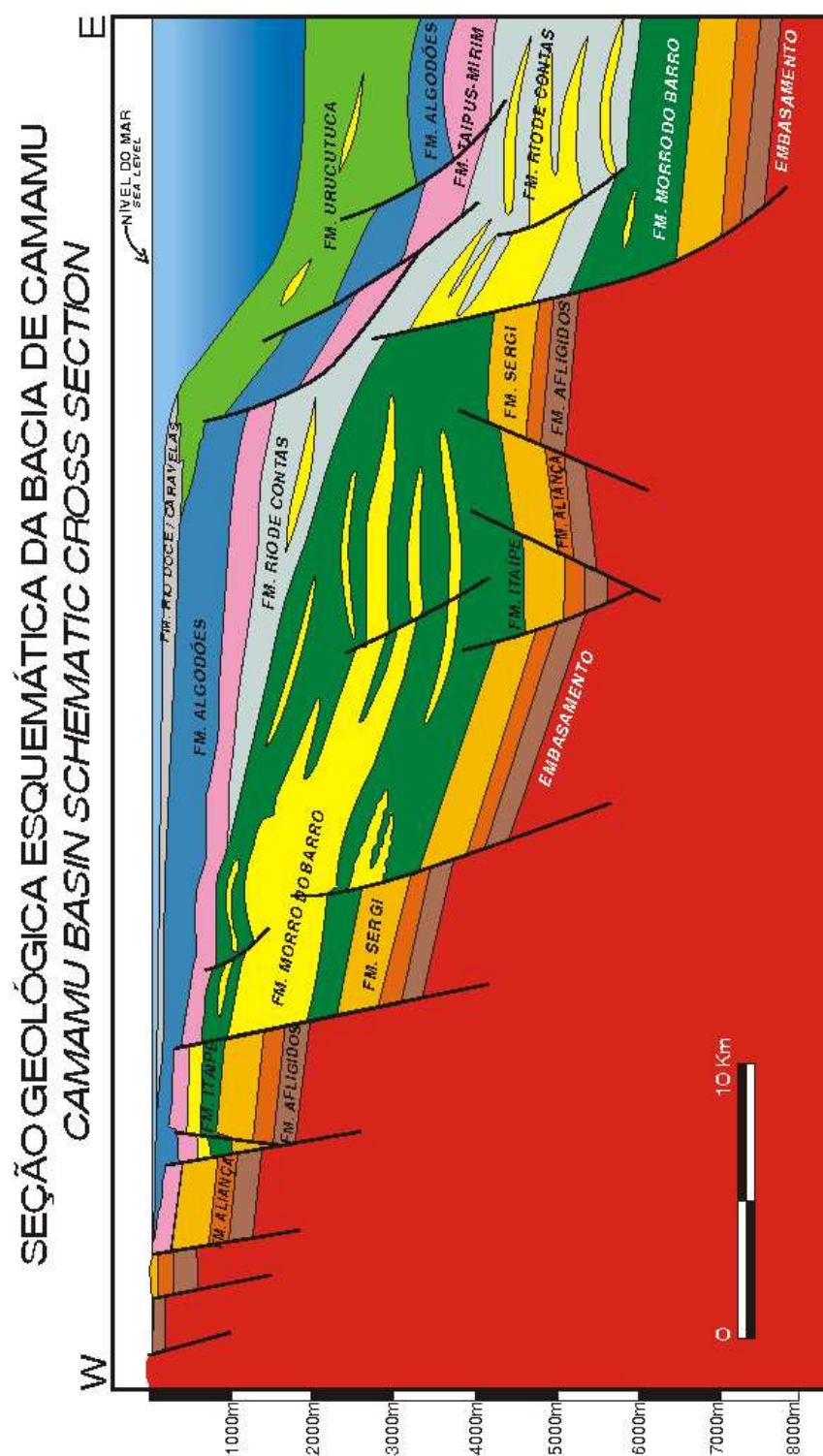


Figura 1.2: Seção geológica da Bacia de Camamu (Fonte: ANP)



CAPÍTULO 2

Etapas básicas do processamento sísmico

2.1 Informações sobre os dados sísmicos

A linha sísmica 247-RL-5519 é um dado marinho real proveniente da campanha realizada pela Petrobrás na Bacia de Camamu, em 1995 [Figura(2.1)]. Tendo posse do dado e de seu respectivo relatório de campo, montamos a tabela 2.1 com os principais dados utilizados no processamento.

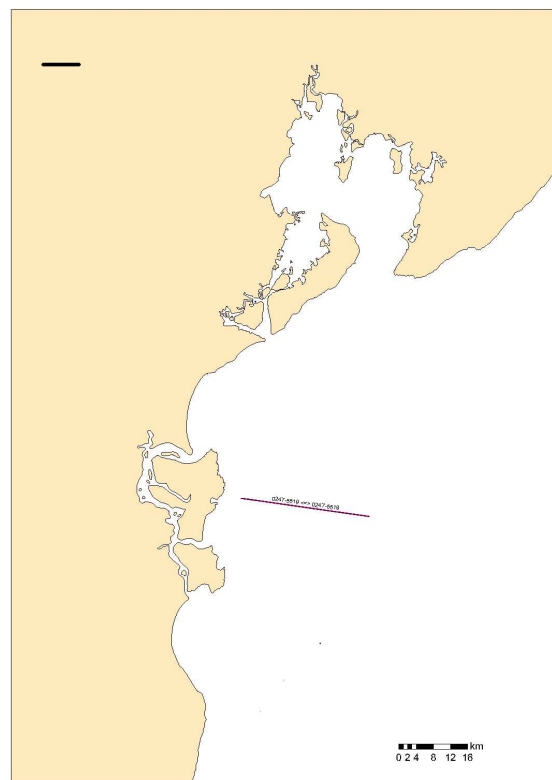


Figura 2.1: Localização das linhas sísmicas 247-RL-5519 (Fonte: ANP)

Descrição dos parâmetros	Parâmetros utilizados
Linha sísmica	247-RL-5519
Lanço	0-300-3487
Máxima cobertura CDP	60 traços
Número de tiros	1098
Número de canais	240
Número de traços	263520
Tempo de registro	4.5s
Intervalo de amostragem	4ms
Número de amostras	1126
Intervalo entre pontos de tiro	26,66m
Distância entre receptores	13,33m
Estação de primeiro tiro	262
Número total de estações	2456

Tabela 2.1: Parâmetros de aquisição da linha sísmica 247-RL-5519.

2.2 Conversão de formato

Dados sísmicos de entrada e saída, na maioria das vezes, são registrados no formato SEG-Y. Este formato é definido pela Society of Exploration Geophysicists (SEG) e tornou-se o formato padrão mais utilizado na permuta de dados sísmicos nas companhias petrolíferas.

A linha sísmica 247-RL-5519 já estava devidamente gravada no formato SEG-Y, sendo realizada apenas a importação para o software *Focus*, o qual será utilizado para o processamento das referidas linhas.

2.3 Geometria

A geometria é uma etapa fundamental para o processamento sísmico e deve receber a devida atenção por parte de quem está processando, pois é nela que informamos as corretas posições de fontes e receptores durante todo o levantamento e que serão usadas no restante do processamento. Caso haja erro nessa etapa, o trabalho que se seguirá poderá ser total ou parcialmente perdido, pois 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, para possibilitar a organização dos traços em família CDP, dentre outras formas possíveis de organização.

A geometria está relacionada ao tipo de levantamento sísmico e a configuração/arranjo fonte-receptor empregada. Para o processamento sísmico é de fundamental importância, porque engloba a definição das coordenadas dos pontos de tiro e receptores, bem como, da distância entre fonte-receptor (*offset*) relacionados a cada traço sísmico.

Existem três tipos principais de arranjo na aquisição: *end-on*, *end-off*, *split-spread*. O arranjo *end-on* é assim chamado pois a fonte encontra-se no início do streamer, ou seja, à frente do primeiro hidrofones. O arranjo *end-off* a fonte localiza-se atrás do último hidrofone. No arranjo *split-spread* a fonte localiza-se 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 247-5519 foi do tipo *end-on*.

Neste presente trabalho foi montada a geometria 2D para a linha sísmica 247-RL-5519 utilizando o software *Focus* por meio do preenchimento das seguintes tabelas:

2.3.1 Tabela Station

Um conceito importante na montagem da geometria no *Focus* é o de *estação*, na qual, pode ser compreendida como cada ponto de aquisição (receptor ou ponto de tiro) deslocado a uma distância igual ao afastamento entre receptores.

O número total de estações presentes em um levantamento sísmico contínuo com arranjo tipo *end-on*, é calculado da seguinte forma:

$$N = N_{t1} + \frac{\Delta S}{\Delta G}(n - 1) \quad (2.1)$$

onde N = número total de estações; N_{t1} = número de estações para um único tiro; ΔG = espaçamento entre hidrofones; ΔS = distância entre pontos de tiro; e n = número de registros.

Substituindo os parâmetros obtidos através do relatório de campo na Equação (2.1), teremos o número total de estações que será utilizado no preenchimento das tabelas referentes a linha sísmicas 247-RL-5519 [Figura(2.2)]:

$$N_{5519} = 262 + \left[\frac{26,66}{13,33} \cdot (1098 - 1) \right] = 2456$$

2.3.2 Tabela Shot

Na tabela Shot [Figura(2.3)] inserimos as coordenadas X e Y dos tiros contidos no registro em termos de estação.

SPREADSHEET - Project: TCT - Line: 5519 <@tucano.cpgg.ufba.br>

File Parameters Functions Format QC Macros Help

Operations:

Copy Clear Move Delete Insert Interp Extrap Sort Go to..

Mode

Station Shot Pattern CDP Relation

Geometry 2d

Undo

	Station	Receiver X	Receiver Y
1	1	0,00	0,00
2	2	13,33	0,00
3	3	26,66	0,00
4	4	39,99	0,00
5	5	53,32	0,00
6	6	66,65	0,00
7	7	79,98	0,00
8	8	93,31	0,00
9	9	106,64	0,00
10	10	119,97	0,00
11	11	133,30	0,00
12	12	146,63	0,00
13	13	159,96	0,00
14	14	173,29	0,00
15	15	186,62	0,00
16	16	199,95	0,00
17	17	213,28	0,00
18	18	226,61	0,00
19	19	239,94	0,00
20	20	253,27	0,00
21	21	266,60	0,00
22	22	279,93	0,00
23	23	293,26	0,00
24	24	306,59	0,00
25	25	319,92	0,00
26	26	333,25	0,00

Figura 2.2: Screenshot da tabela Station

2.3.3 Tabela Pattern

Na tabela Pattern [Figura(2.4)] definimos o posicionamento entre fonte e receptores, ou seja, o arranjo que será utilizado durante o levantamento sísmico. Do ponto de vista prático é feito o relacionamento entre as estações, os canais (hidrofones) e o ponto de tiro.

2.3.4 Tabela Cdp

A tabela Cdp [Figura(2.5)] é a última a ser analisada visto que o próprio software a gera automaticamente com os dados obtidos das tabelas anteriores. Nela o software calcula as coordenadas dos CDP's do levantamento.

2.4 Compensação das perdas de amplitudes

Ao se propagar no interior da Terra, uma onda sísmica sofre alguns efeitos que contribuem para a perda de energia e atenuação (decaimento da amplitude) do sinal. Dentre esses efeitos

	Shot	Station	Pattern	Origin	Shot X	Shot Y
1	3	262	1	262	3479,14	0,00
2	4	264	1	264	3505,80	0,00
3	5	266	1	266	3532,46	0,00
4	6	268	1	268	3559,12	0,00
5	7	270	1	270	3585,78	0,00
6	8	272	1	272	3612,44	0,00
7	9	274	1	274	3639,10	0,00
8	10	276	1	276	3665,76	0,00
9	11	278	1	278	3692,42	0,00
10	12	280	1	280	3719,08	0,00
11	13	282	1	282	3745,74	0,00
12	14	284	1	284	3772,40	0,00
13	15	286	1	286	3799,06	0,00
14	16	288	1	288	3825,72	0,00
15	17	290	1	290	3852,38	0,00
16	18	292	1	292	3879,04	0,00
17	19	294	1	294	3905,70	0,00
18	20	296	1	296	3932,36	0,00
19	21	298	1	298	3959,02	0,00
20	22	300	1	300	3985,68	0,00
21	23	302	1	302	4012,34	0,00
22	24	304	1	304	4039,00	0,00
23	25	306	1	306	4065,66	0,00
24	26	308	1	308	4092,32	0,00

Figura 2.3: Screenshot da tabela Shot

	Id	# Chan	Origin	Channel	Station	Channel	Station
1	1	240	262	1	240	240	1

Figura 2.4: Screenshot da tabela Pattern

podemos destacar a divergência esférica, a absorção e as perdas por transmissão.

A divergência esférica ou espalhamento geométrico está relacionado ao decaimento da amplitude pelo espalhamento da frente de onda sísmica durante sua propagação em subsuperfície. Para um campo de onda esférico gerado por uma fonte pontual num meio isotrópico e homogêneo, a lei da conservação da energia estabelece que a intensidade ou densidade de

	Cdp	Cdp X	Cdp Y	FOLD
4642	4643	30932,43	0,00	60,0
4643	4644	30939,10	0,00	60,0
4644	4645	30945,76	0,00	60,0
4645	4646	30952,43	0,00	60,0
4646	4647	30959,09	0,00	60,0
4647	4648	30965,76	0,00	60,0
4648	4649	30972,42	0,00	60,0
4649	4650	30979,09	0,00	60,0
4650	4651	30985,75	0,00	60,0
4651	4652	30992,42	0,00	60,0
4652	4653	30999,08	0,00	60,0
4653	4654	31005,75	0,00	60,0
4654	4655	31012,41	0,00	59,0
4655	4656	31019,08	0,00	59,0
4656	4657	31025,74	0,00	59,0
4657	4658	31032,41	0,00	59,0
4658	4659	31039,07	0,00	58,0
4659	4660	31045,74	0,00	58,0
4660	4661	31052,40	0,00	58,0
4661	4662	31059,07	0,00	58,0
4662	4663	31065,73	0,00	57,0
4663	4664	31072,40	0,00	57,0
4664	4665	31079,06	0,00	57,0
4665	4666	31085,73	0,00	57,0

Figura 2.5: Screenshot da tabela Cdp

energia (I) é inversamente proporcional ao quadrado do raio da frente de onda (r), então:

$$I \propto \frac{1}{r^2}$$

Como a amplitude (A) da onda sísmica é proporcional a raiz quadrada da densidade de energia, então:

$$A \propto \frac{1}{r} \quad (2.2)$$

Vemos na Equação 2.2 que a amplitude do sinal sísmico é inversamente proporcional à distância percorrida e decresce com o tempo de propagação da energia. Para compensar essa perda precisamos de uma função de correção variável no tempo $C(t)$, de modo que:

$$C(t) \propto r$$

Um outro processo que causa o decaimento da intensidade da onda elástica é a absorção. Na absorção ocorre a dissipação da energia da onda no meio, transformando a energia em calor, devido as propriedades intrínsecas da rocha. A energia mecânica da onda é convertida em movimento de fricção entre os grãos, onde a conversão é irreversível devido ao comportamento inelástico das rochas. Isso causa uma perda de amplitude e alteração na fase do sinal. Para medida deste efeito usa-se um coeficiente de absorção (ou atenuação) α , definido por:

$$A = A_0 \cdot e^{-\alpha x}$$

onde A_0 é a amplitude inicial e x é a distância percorrida pela onda.

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 a medida que o sinal se propaga no interior da Terra, torna-se mais difícil a visualização das reflexões mais profundas devido a 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, 1987).

Para isso foi utilizado o módulo AGC do *Focus*. A Figura 2.6 mostra um registro no domínio do tiro (Shot 40) da linha sísmica 214-RL-5519 antes e após a aplicação do AGC utilizando uma janela de 1000 ms.

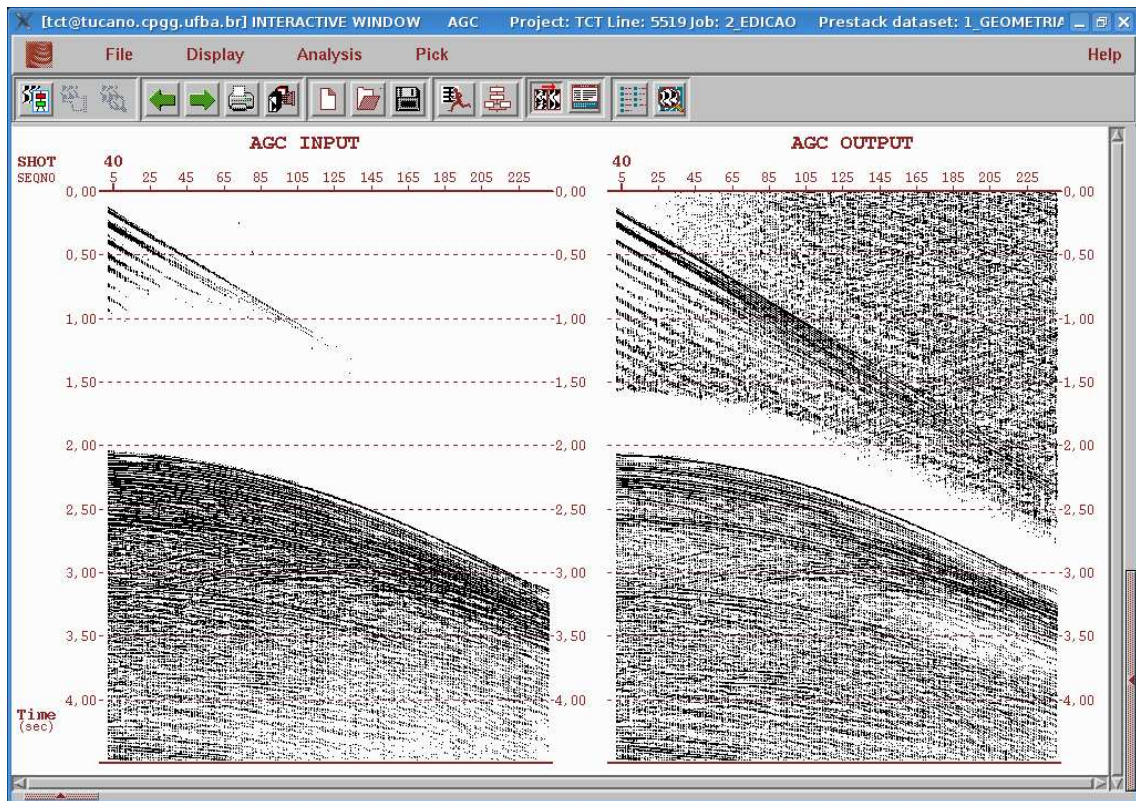


Figura 2.6: Registro antes e depois da aplicação do ganho no tiro 40 da linha sísmica 247-RL-5519

2.5 Edição

Na etapa de edição fazemos uma análise prévia dos dados com o objetivo de eliminar parcialmente ou totalmente traços que possam comprometer a qualidade do resultado desejado. Os traços editados serão aqueles com uma baixa razão sinal-ruído e/ou com amplitude nula (devido ao mal ou não funcionamento do geofone).

Os ruídos podem ser causados por vários fatores, entre eles o trânsito de veículos próximo a aquisição, a interferência de animais, linhas de transmissão de energia e do clima (chuva, vento, etc). Entretanto é importante que o profissional responsável por esa etapa tome muito cuidado para não eliminar traços com informações importantes. Isso porque os ruídos podem estar somados a amplitudes importantes que representam reflexões, e por isso é preferível que se preserve a região do sismograma afetada por esse ruído.

A linha sísmica 247-RL-5519 é um dado marinho real. Na aquisição marinha os sismogramas obtidos geralmente são mais "limpos" que os terrestre, pois não há interferência de fatores como estradas e linhas de transmissão, e de fenômenos naturais, como o *ground roll*, facilitando assim a edição. Na linha sísmica 247-RL-5519, muito pouco foi realizado nesta etapa pois o dado já apresentava uma qualidade satisfatória para a continuação do trabalho, sendo que poucos traços foram processados.

Ainda na etapa de edição, silenciaremos todos os traços na região acima da reflexão do fundo do mar nas duas linhas sísmicas, já que esta informação não é de interesse por não representar os refletores em subsuperfície. Fazemos isso aplicando um *mute* em todos os registros dos dados. A função *mute* é obtida selecionando pontos no sismograma, os quais representam pares de tempo $\times$ distância, que irão determinar uma linha (limite) entre a região dos traços onde serão preservados os valores das amplitudes e a região que será silenciada (região de *muting*).

No pacote de processamento *Focus* temos a nossa disposição os módulos IEDIT e MUTE, os quais permitem uma análise de cada sismograma do registro para que seja feita a edição e o silenciamento (*muting*).

A Figura 2.7 mostra o registro do tiro 40 da linha sísmica 247-RL-5519, antes e depois da edição, onde todo o sismograma foi silenciados acima da reflexão do fundo do mar com a aplicação do *mute*.

2.6 Filtragem

Para realizar essa etapa do processamento, o geofísico dispõe de um bom número de opções, seja no domínio do tempo ou no domínio da frequência. O objetivo básico dessa filtragem

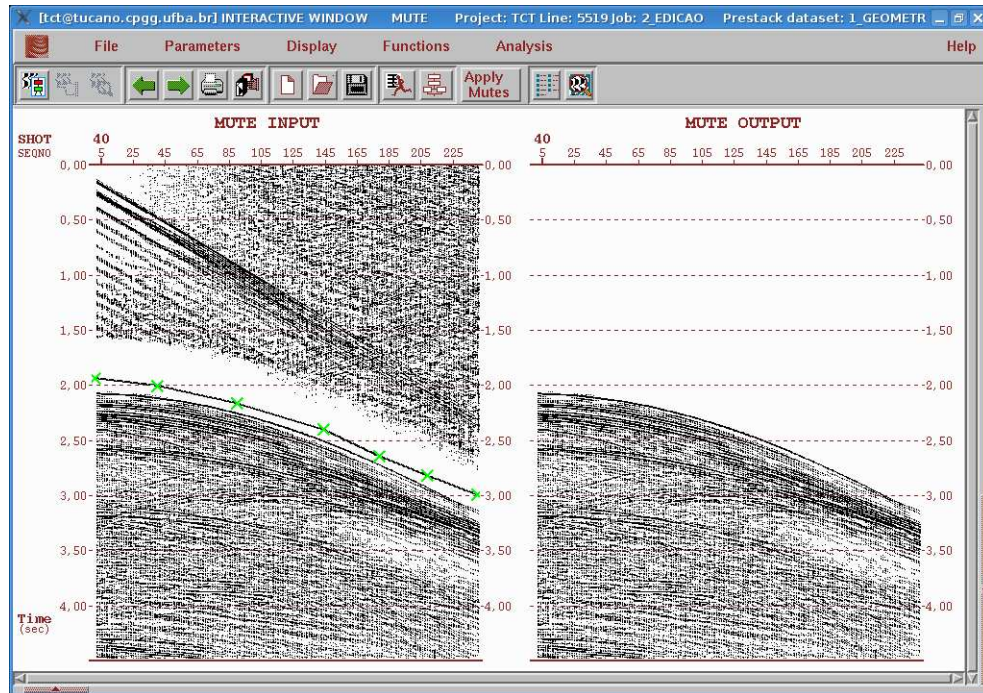


Figura 2.7: Tiro 40 da linha sísmica 247-RL-5519 antes e depois da edição

inicial dos dados sísmicos é limitar a banda de frequência, de forma que sejam removidos dos traços os componentes de frequências indesejáveis, preservando as faixas de frequência desejadas do sinal sísmico. Portanto, esta etapa pode significar um razoável aumento da razão sinal-ruído dos dados.

Podemos fazer o uso destes filtros, tanto no domínio do tempo, quanto no domínio da frequência. Entretanto, a filtragem em frequência tem sido um método bastante requisitado nessa etapa do processamento sísmico, não só pela sua simplicidade e capacidade de melhorar a razão sinal-ruído dos dados, mas por sua rapidez de aplicação, graças ao uso da FFT (*Fast Fourier Transform*). A eficácia da filtragem em frequência está relacionada diretamente ao conteúdo de frequência do sinal e do ruído, quanto maior a distinção entre ambos, melhor será o resultado alcançado.

Os principais filtros de frequência são: o corta-alta ou passa-baixa, corta-baixa ou passa-alta, o passa-banda e o filtro notch. O filtro notch é muito usado para a eliminação de uma frequência específica do sinal, um exemplo prático de sua utilização é a supressão do ruído de 60 Hz dos dados sísmicos, gerado por linhas de transmissão localizadas nas proximidades da região de aquisição. A atenuação efetiva dos ruídos de baixa frequência por meio dos filtros de frequência corta-baixa ou passa-banda pode ser alcançada. Entretanto, o que deve ser levado em consideração é a possível limitação da banda de frequência do sinal, juntamente com a atenuação dos eventos de reflexão, principalmente os mais profundos que

são caracterizados pela baixa frequência e amplitude. Utilizando o filtro de frequência passa-banda do tipo trapezoidal, podemos definir a banda de frequência do sinal a ser preservada, juntamente com as bandas dos ruídos de baixa e alta frequência. Neste filtro há também duas zonas de transição definidas pelo parâmetro “slope”, relacionado a inclinação da reta a partir da frequência de corte. A Figura(2.8) abaixo ilustra os filtros de frequência citados acima.

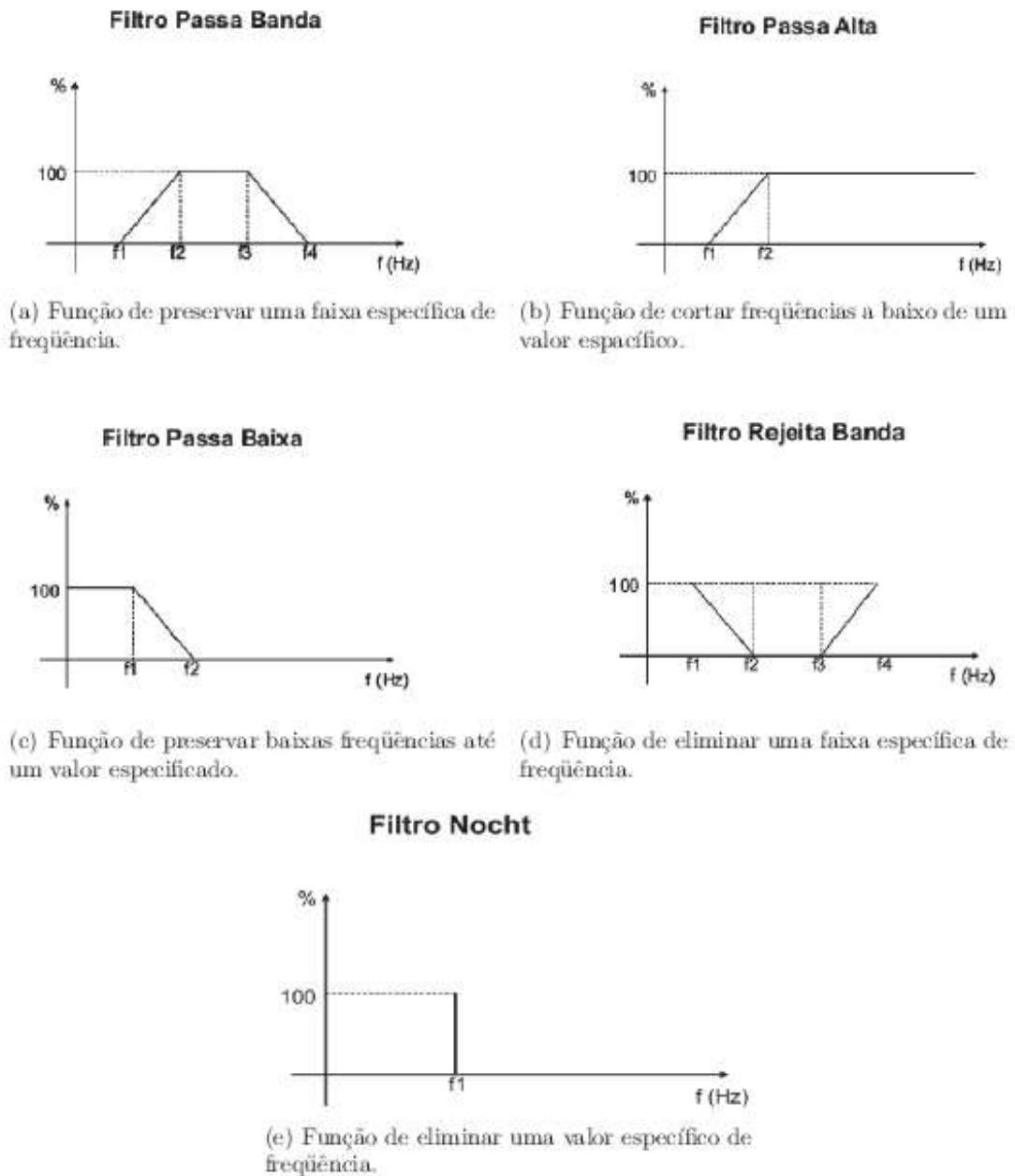


Figura 2.8: Modelos clássicos de filtros de frequência.

Sendo $s(t)$ o sinal contínuo no tempo e $F(w)$ a função filtro no domínio da frequência,

temos:

$$S(w) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)e^{-iwt} dt$$

onde $S(w)$ é o sinal transformado no domínio da frequência após a aplicação da Transformada Direta de Fourier.

Colocando $S(w)$ em função da amplitude e fase teremos:

$$S(w) = A(w)\phi(w)$$

Sendo w_c a frequência de corte, então:

$$F(w) = \begin{cases} 1 & , \text{ se } w \leq w_c \\ 0 & , \text{ se } w > w_c \end{cases}$$

Tendo o filtro definido, fazemos uma multiplicação do espectro de amplitude do sinal com essa função filtro (convolução no domínio da frequência), daí:

$$Y(w) = A(w)F(w)$$

Aplicando a Transformada Inversa de Fourier em: $\bar{S}(w) = Y(w)\phi(w)$, obtemos o sinal filtrado $\bar{s}(t)$

$$\bar{s}(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} \bar{S}(w)e^{iwt} dw.$$

Tomando como base as características de amplitude e frequência do evento a ser eliminado, 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.

Para a filtragem dos dados foi utilizado o módulo FILTER (PASS-BAND TRAPEZOIDAL) no *Focus* onde o filtro reteve todas as frequências num intervalo específico (Figura 2.9), removendo aquelas externas ao mesmo. Foi possível avaliar o espectro de amplitude dos dados (Figuras 2.10 e 2.11) para detectar a faixa de frequência onde as amplitudes são maiores e assim projetar um filtro que preserve a banda de frequência de interesse.

Os valores de corte para a linha sísmica 247-RL-5519 foram 10, 15, 45 e 50 Hz, ou seja, preservando as amplitudes entre 15 e 45, cortando as menores que 15 e maiores que 50 e suavizando entre 10-15 e entre 45-50 (Figura 2.17).

2.7 Deconvolução

A deconvolução é uma ferramenta largamente utilizada no processamento, seja para o aumento da resolução temporal (permitindo uma melhor identificação de topo e base de pacotes

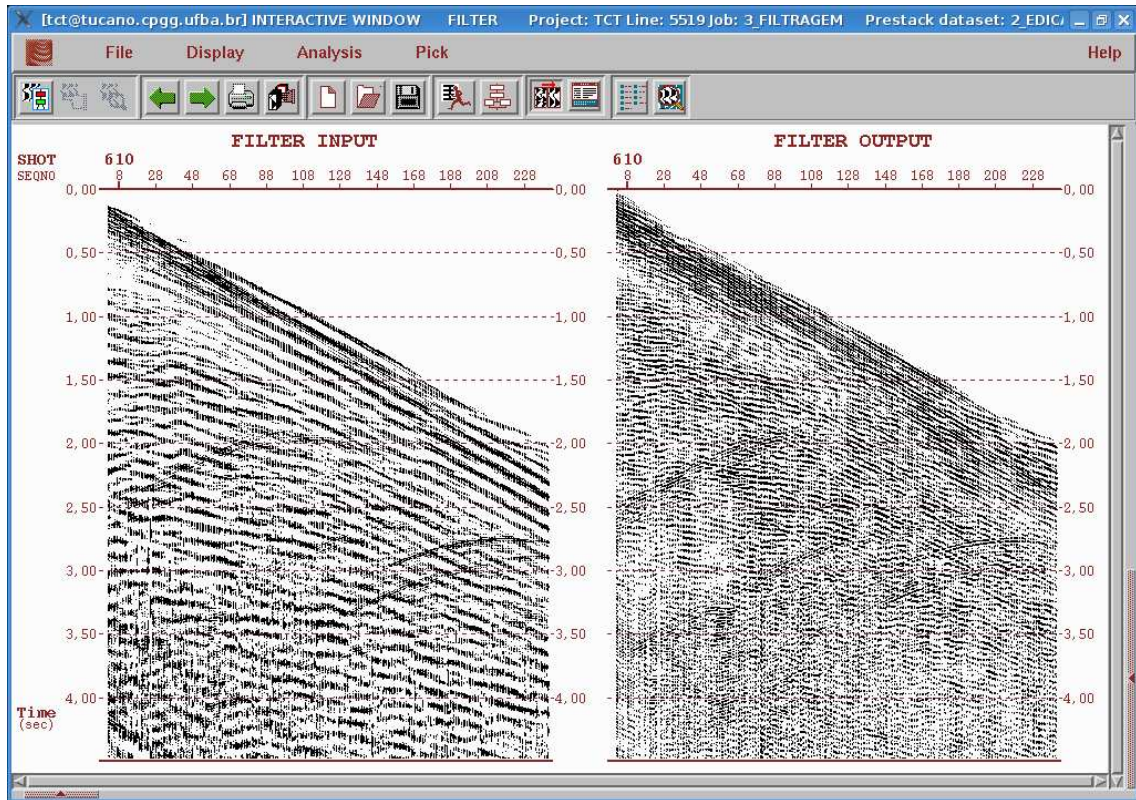


Figura 2.9: Dado após a aplicação do filtro no tiro 610 da linha sísmica 247-RL-5519

mais delgados) ou na supressão das reflexões múltiplas. Nesta etapa, o objetivo é o aumento da resolução temporal, logo a operação é denominada de deconvolução do pulso.

O objetivo da deconvolução do pulso é a estimativa de um filtro inverso que, quando convolvido com o pulso, converte-o em um impulso. Esse filtro, quando convolvido em todos os traços sísmicos dos dados, deve ser capaz de recuperar a resposta impulsional da Terra.

A resposta sísmica (traço sísmico) $x(t)$, é freqüentemente descrita pela convolução da assinatura da fonte, $p(t)$, com a série de coeficientes de reflexão ou resposta impulsiva da Terra, $e(t)$, adicionada à série de ruídos $n(t)$. O modelo matemático convolucional do traço sísmico é:

$$x(t) = p(t) * e(t) + n(t) \quad (2.3)$$

Na definição do modelo convolucional do traço sísmico, algumas premissas são admitidas, tais como:

- A Terra é composta por camadas horizontais de velocidade constante;
- A fonte gera uma onda compressional plana (P) que incide nas camadas com ângulo de incidência normal. Sobre essas circunstâncias, não são geradas ondas transversais (S);

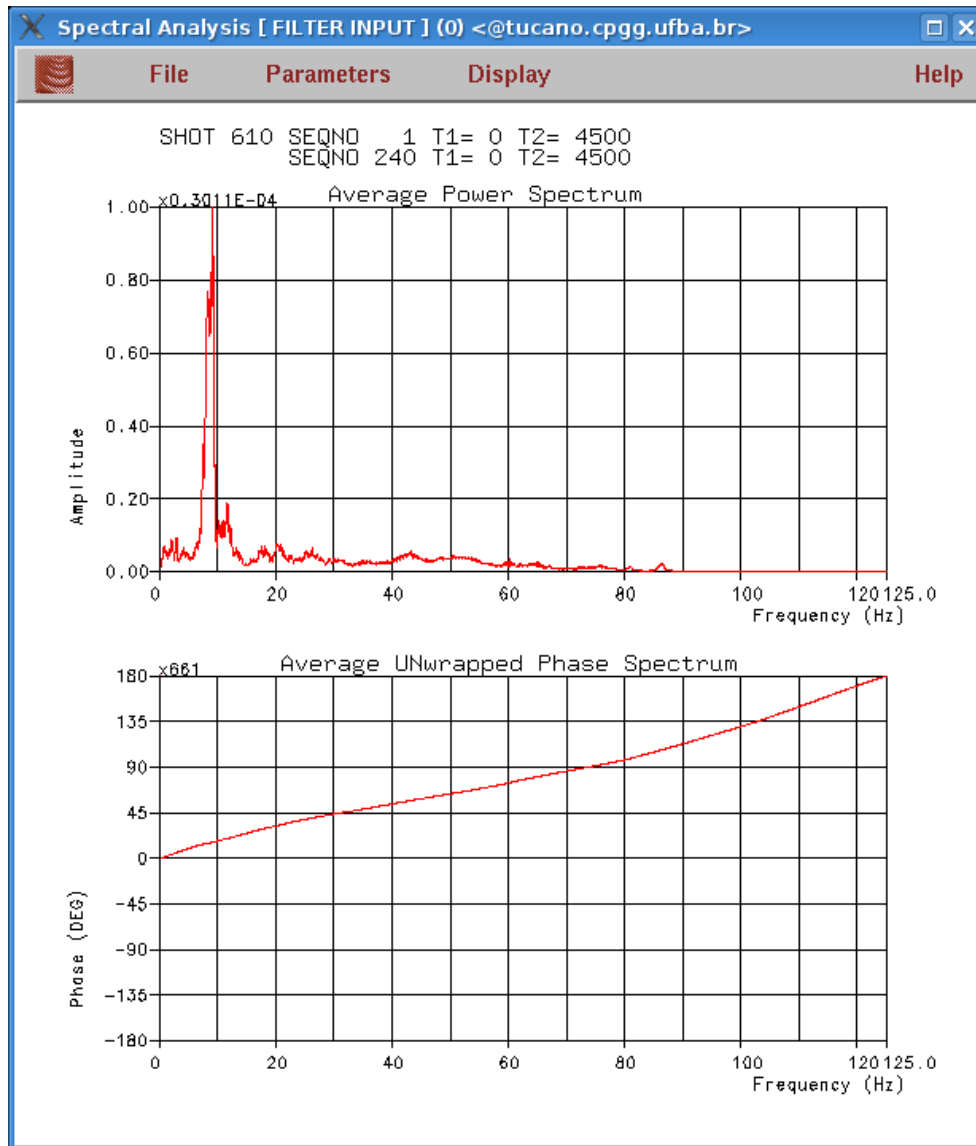


Figura 2.10: Análise espectral antes da filtragem da linha sísmica 247-RL-5519

- A série de ruídos $n(t)$ é desprezível;
- A forma da onda da fonte sísmica não muda durante seu percurso em subsuperfície (pulso estacionário);
- A função refletividade é um processo aleatório;
- O pulso é de fase mínima.

Convolvendo o traço sísmico com o filtro inverso, iremos obter a função refletividade ou resposta impulsional da Terra, e assumindo que h_t seja uma boa aproximação do inverso do pulso, teremos:

$$h_t \approx p_t^{-1},$$

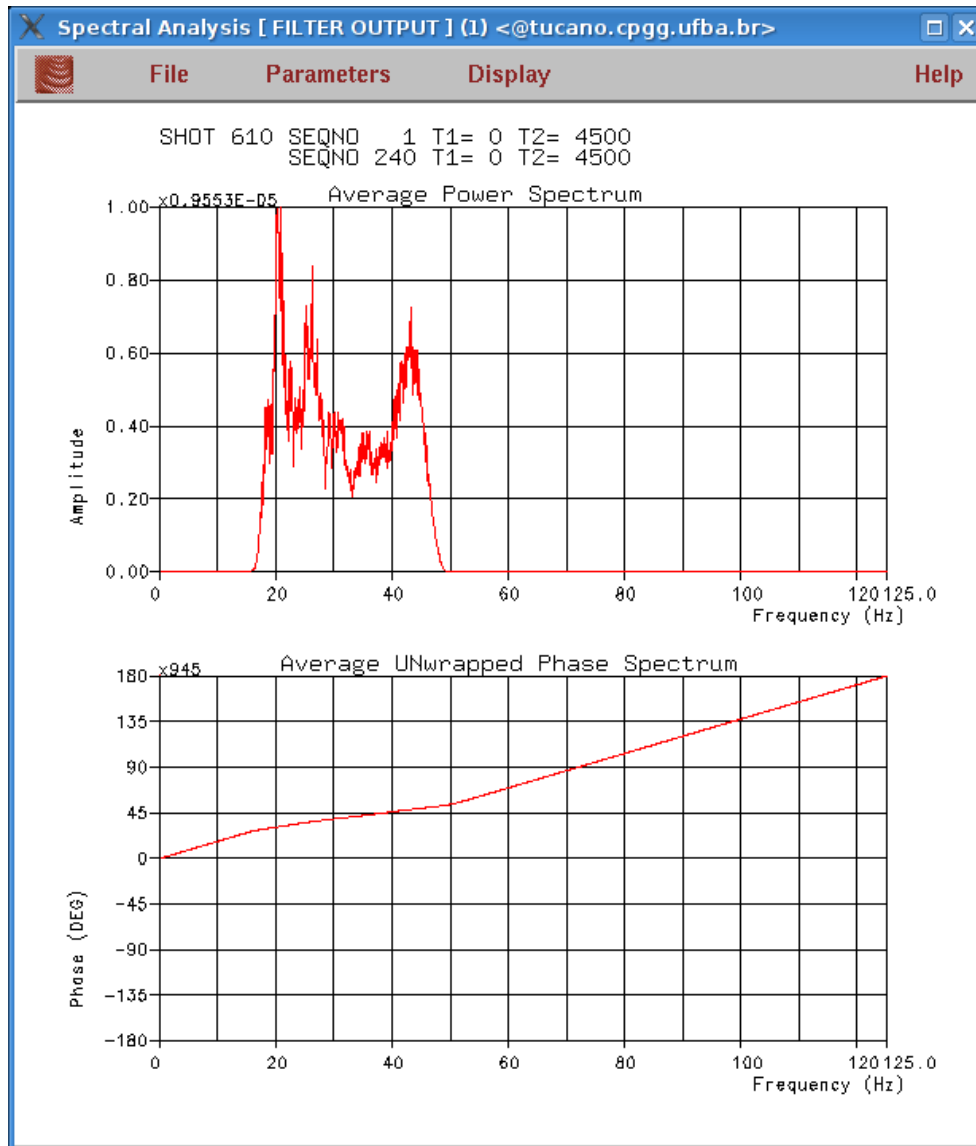


Figura 2.11: Análise espectral depois da filtragem da linha sísmica 247-RL-5519

$$h_t * p_t^{-1} \approx \delta_t = \begin{cases} 0 & , \text{ se } t \neq 0 \\ 1 & , \text{ se } t = 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Aplicando o filtro inverso aproximado h_t ao traço sísmico:

$$x(t) = p(t) * e(t) + n(t)$$

$$h_t * x(t) = h_t * p(t) * e(t) + h_t * n(t)$$

$$h_t * x(t) = \delta_t * e(t) + h_t * n(t).$$

Desprezando a série de ruídos n_t , a deconvolução restitui a função refletividade.

$$h_t * x(t) = \delta_t * e(t),$$

$$h_t * x(t) = e(t).$$

Nos casos em que a forma do pulso básico da fonte é conhecida, a deconvolução é considerada um problema determinístico e o filtro calculado é denominado filtro inverso (Yilmaz, 1987).

A deconvolução foi feita no *Focus* utilizando o módulo MCDECON

A figura 2.12 mostra o dado antes e depois da deconvolução.

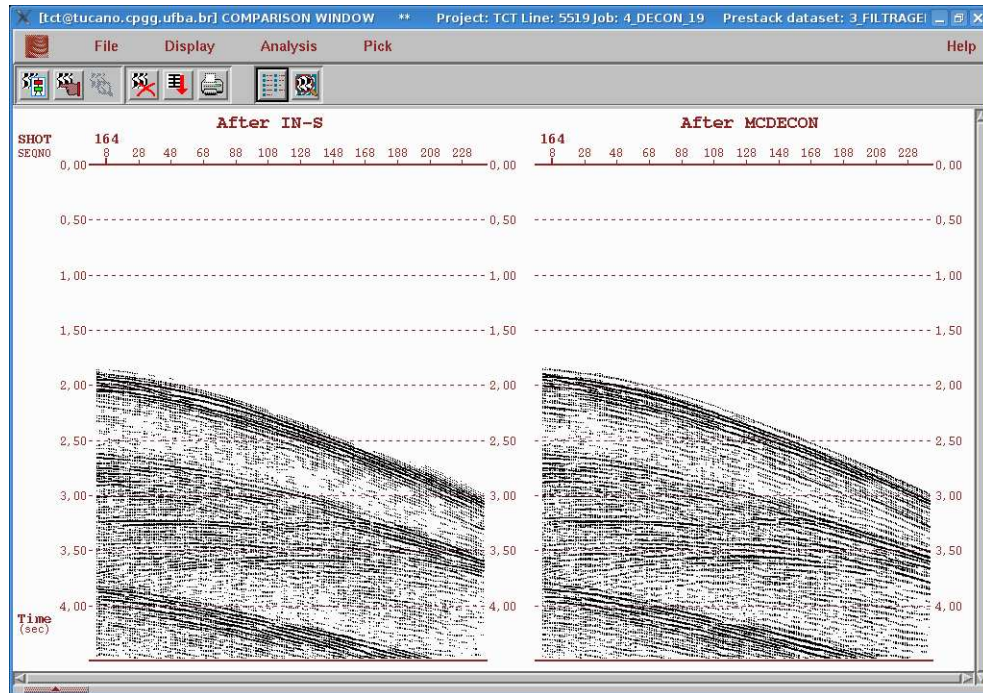


Figura 2.12: Registro 164 da linha sísmica 247-RL-5519 antes e depois da deconvolução

2.8 Análise de velocidade

A análise de velocidade é uma etapa que está diretamente ligada ao sucesso do processamento sísmico, pois a qualidade da seção sísmica empilhada obtida dependerá do grau de precisão alcançado na determinação das velocidades das camadas em subsuperfície. Vamos então fazer uma breve explanação sobre os principais conceitos envolvidos nessa etapa do processamento.

2.8.1 Common mid-point

Em uma aquisição de dados sísmicos 2-D, fontes e receptores são movidos mais ou menos 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). Daí, traços originados de pares fonte-receptor que possuem o mesmo ponto médio comum são agrupados em um mesmo sismograma, formando assim uma família de CMPs.

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.

2.8.2 Normal moveout

Admitindo um modelo de um refletor plano e horizontal em subsuperfície (Figura 2.13) temos que: M é o ponto médio de $\overline{SR}$, $t(x)$ é o tempo de deslocamento ao longo do caminho SDR , onde x são os valores possíveis para a distância entre fonte (S) e receptor (R), e $t(0)$ é o tempo gasto para percorrer duas vezes o caminho MD (h , $x = 0$). A partir daí é possível determinar $t(x)$ usando o teorema de Pitágoras.

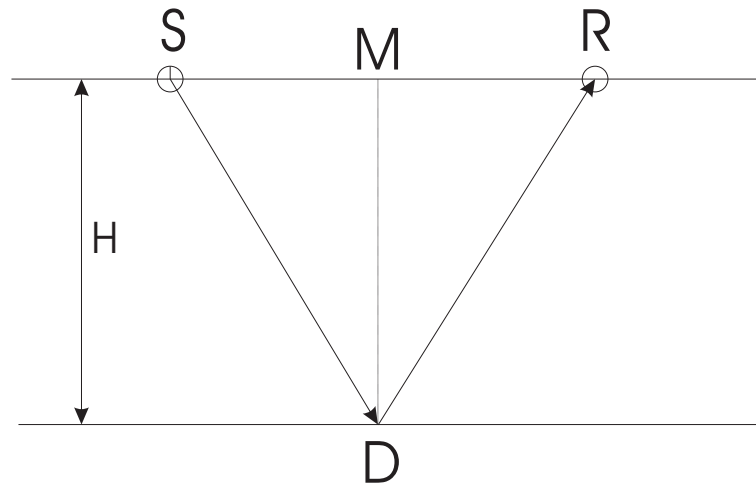


Figura 2.13: Modelo de uma reflexão no refletor plano a uma profundidade h .

Escrevendo em termos de x (*offset*) temos:

$$V^2 t^2 = x^2 + 4h^2 \quad (2.5)$$

ou

$$\frac{V^2 t^2}{4h^2} - \frac{x^2}{4h^2} = 1 \quad (2.6)$$

ou ainda

$$t^2(x) = \frac{x^2}{V^2} + \frac{4h^2}{V^2} = \frac{x^2}{V^2} + t_0^2 \quad (2.7)$$

Dessa forma a curva de tempo de trânsito é uma hipérbole, onde V é a velocidade do meio e t_0 é o tempo de percurso de afastamento nulo, ou seja, o tempo de percurso medido para fonte e receptor coincidentes ($x = 0$).

A equação 2.7 representa a forma de uma hipérbole. A diferença de tempo Δt_{NMO} entre o tempo de percurso para um afastamento específico $t(x)$ e o tempo de percurso para o afastamento nulo t_0 é chamada de *normal moveout* (NMO). Em outras palavras, o *normal moveout* descreve o efeito do afastamento no tempo de percurso e pode ser calculada da seguinte forma:

$$\Delta t = t(x) - t_0$$

$$\Delta t_{NMO} = t_0 \left(\sqrt{1 + \left(\frac{x}{V t_0} \right)^2} - 1 \right) \quad (2.8)$$

Esse efeito hiperbólico pode ser removido através da correção *normal moveout* que implica em trazer eventos de tempo de percurso $t(x)$ para tempos de percurso de afastamento zero (t_0).

Depois que a correção NMO é aplicada nas famílias CMPs, os eventos hiperbólicos associados aos refletores em subsuperfície estarão horizontalizados. A velocidade utilizada na correção NMO, recebe a denominação de velocidade NMO (V_{NMO}). Quando os traços de uma família CMP já estão corrigidos do *normal moveout*, eles serão somados, para depois serem empilhados.

Para um modelo estratificado de camadas horizontais, com velocidades para N camadas dadas por V_j ($j = 1, \dots, N$), Taner e Koehler (1969) definiram a seguinte aproximação para o tempo de trânsito t :

$$t^2 = Z_0 + Z_1 x^2 + Z_2 x^4 + Z_3 x^6 + \dots \quad (2.9)$$

onde $Z_0 = t_0$, $Z_1 = 1/V_{rms}^2$, e $Z_2, Z_3, \dots$, são funções complicadas pois dependem da profundidade e das velocidades intervalares.

Se forem considerados afastamentos pequenos entre traços, quando comparados a profundidade do refletor, a expressão acima pode ser truncada e escrita da seguinte forma:

$$t^2(x) = t_0^2 + \left(\frac{x}{V_{rms}} \right)^2 \quad (2.10)$$

onde V_{rms} é definida como:

$$V_{rms}^2 = \frac{1}{t(0)} \sum_{i=1}^N V_i^2 \Delta t_i(0)$$

com $\Delta t_i(0)$ sendo o tempo duplo de percurso vertical através da i -ésima camada, V_i a velocidade da i -ésima camada e $t(0) = \sum_{k=1}^i \Delta t_k$.

2.8.3 Espectro de velocidade

O espectro de velocidade é comumente usado em softwares iterativos onde o resultado do empilhamento para intervalos de velocidades diferentes são plotados, lado a lado, num plano de velocidade $\times$ tempo. O método mais usado para esse tipo de análise é o *semblance*.

2.8.4 Coerência

Sempre que uma mesma onda é detectada por um arranjo de geofones, ela produz quase exatamente o mesmo efeito em cada geofone. Se, no momento em que é captada por um geofone, a onda tiver energia suficiente para se sobrepor a qualquer outro nível de energia (ruídos por exemplo), que também são captadas pelos geofones, a resposta do traço vai ser mais ou menos similar em cada geofone. Essa similaridade denunciada traço a traço é denominada coerência e é a condição necessária para o reconhecimento de qualquer evento.

Para um grande número de traços podemos aproveitar o fato de que quando empilhamos vários canais, a amplitude resultante é, geralmente, muito maior onde cada traço (cada canal) é similar (coerente), logo estão empilhados em fase, e menor onde não são similares (incoerentes). Um dos focos na análise de velocidade é obter picos que correspondam a pontos com melhor coerência do sinal ao longo de uma hipérbole por toda a CMP.

2.8.5 Semblance

Considerando uma família CMP, temos que Amplitude de Empilhamento (Stacked Amplitude) é definida como:

$$s_t = \sum_{i=1}^M w_{i,t} \quad (2.11)$$

onde M é o número de traços da CMP corrigidos do NMO; e w é o valor da amplitude no i -enésimo traço no tempo t .

Uma das maneiras de quantificar a coerência é através do *semblance*. Este é usado para determinar parâmetros que irão otimizar o empilhamento, e é calculado pela combinação das mudanças no tempo em cada canal. Sua equação é:

$$semblance = \frac{1}{M} \frac{\sum_t s_t^2}{\sum_t \sum_i w_{i,t}^2} \quad (2.12)$$

onde, $0 \leq semblance \leq 1$

O *semblance* não apenas tenderá a ser alto quando um evento com boa coerência ocorrer, mas também é sensível quer os traços contribuam igualmente ou não. Conseqüentemente,

eventos “fortes” irão exibir *semblance* alto, e eventos fracos irão exibir valores moderados para o *semblance*, ao passo que informações incoerentes possuem um *semblance* muito baixo.

Para fazer a análise de velocidade no *Focus* utilizamos o módulo VELDEF, onde a busca da velocidade foi realizada a partir da análise da coerência (*semblance*), onde vários valores de um determinado parâmetro, no caso a velocidade, são testados nos dados. O valor que apresenta maior coerência é escolhido, como pode ser observado na figura 2.14. Foram realizadas análises em 48 CMPs em um intervalo de 100 em 100 para a linha sísmica 247-RL-5519.

O resultado dessa análise é uma estimativa do campo de velocidades (Figura 2.16) que será utilizado para realizar empilhamento.

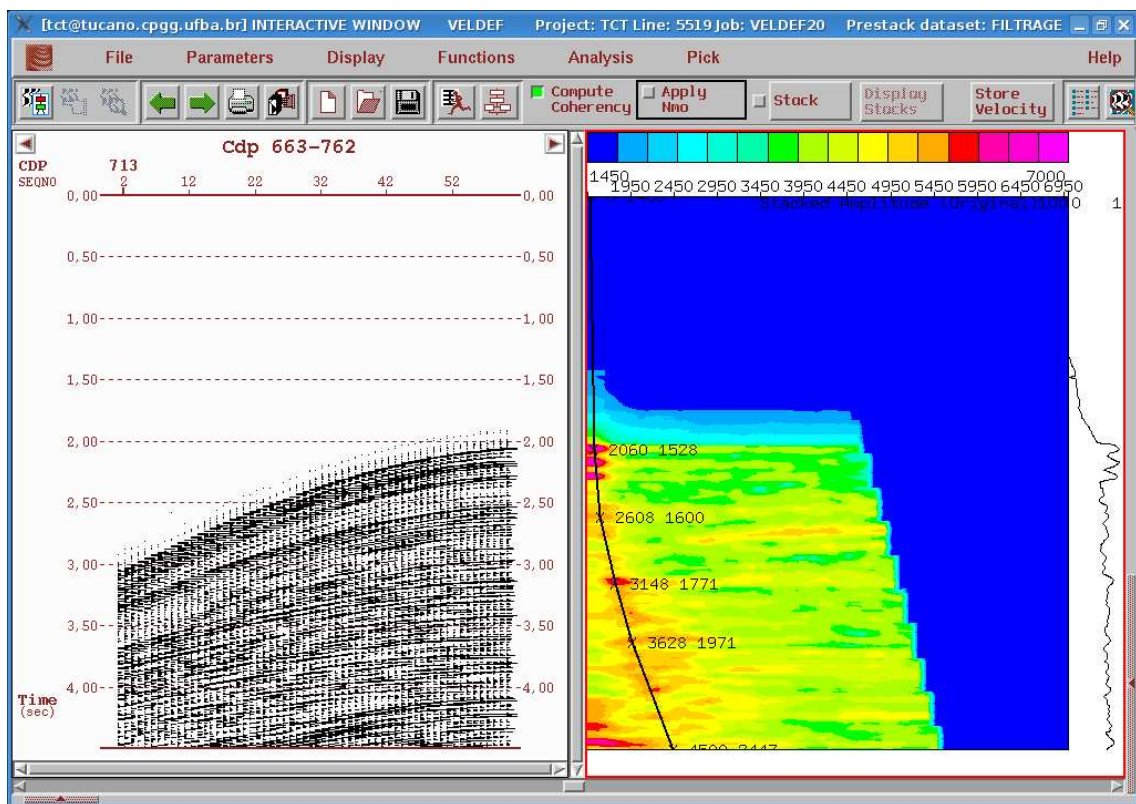


Figura 2.14: Escolha dos picks para a análise de velocidade com o auxílio do *semblance*.

2.9 Empilhamento

O objetivo do empilhamento é realizar a soma aritmética das amplitudes dos traços das famílias CMPs, após a correção de sobretempo normal, visando aumentar a razão sinal-ruído dos dados. A melhoria dessa razão sinal-ruído, nesse caso, dependerá do grau de coerência

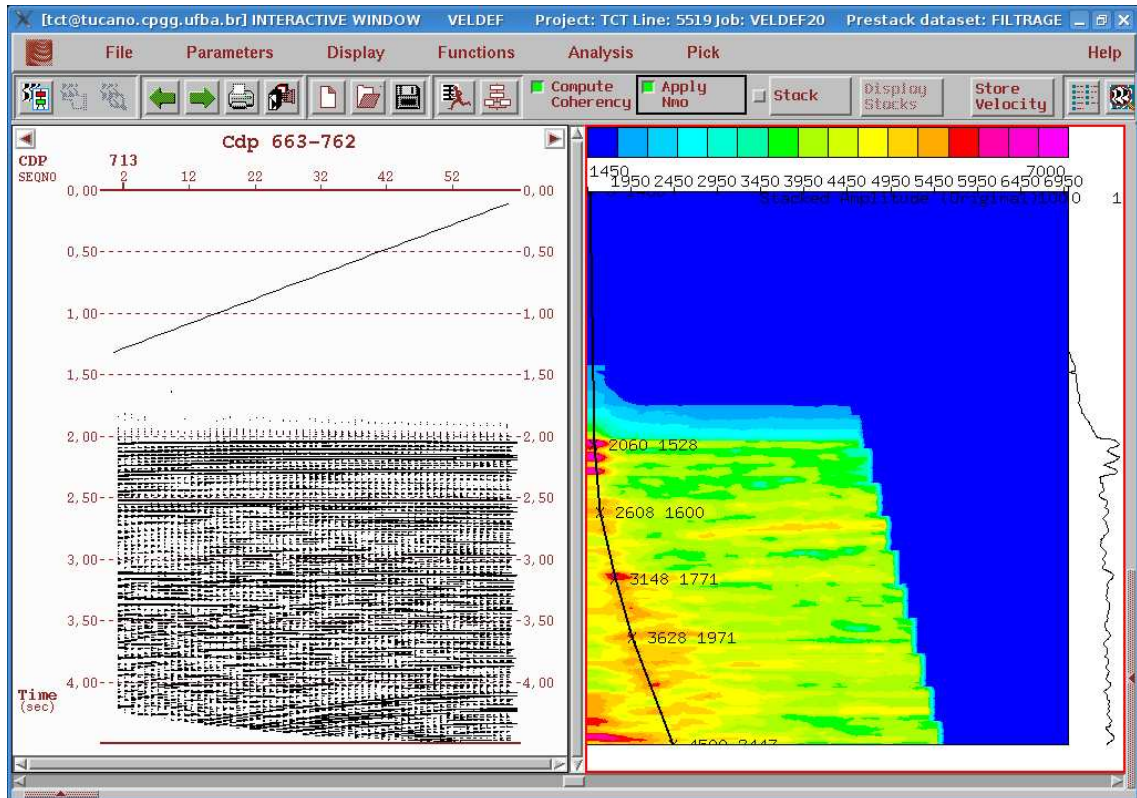


Figura 2.15: Correção NMO após a escolha das velocidades.

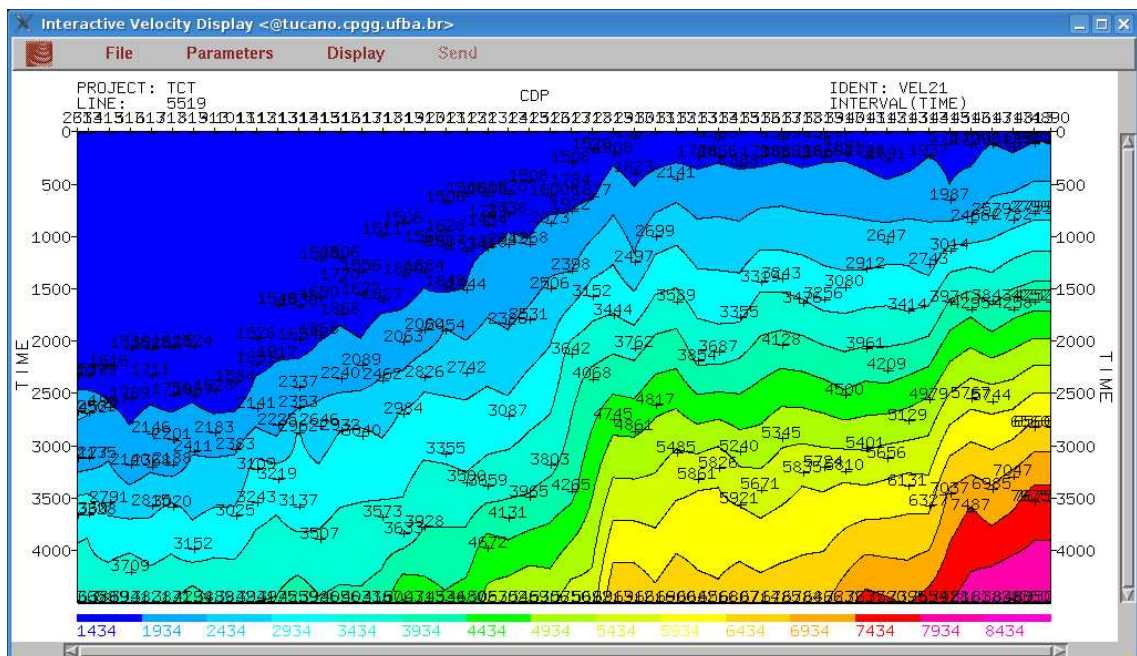


Figura 2.16: Campo de velocidade resultante da análise de velocidade.

alcançada nos eventos de interesse (reflexões). A equação para o empilhamento normalizado é dada por:

$$A(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i(t), \quad (2.13)$$

sendo $A(t)$ =amplitude do traço empilhado no tempo t ; N =número de traços ou cobertura da família CMP; i =índice indicador do traço; $a_i(t)$ =valor da amplitude do traço i no tempo t .

Como vemos, o empilhamento produz um traço para cada família CMP, normalizado pela média aritmética, preservando as relações entre as amplitudes. Assim, cada traço resultante de um CMP é colocado lado a lado em um gráfico chamado de seção sísmica empilhada (Figura 2.17). A seção sísmica empilhada mostra a feição geral aproximada do modelo geológico estudado, e as amplitudes dos eventos carregam informações sobre as propriedades das camadas.

A qualidade da seção sísmica empilhada obtida dependerá do grau de precisão alcançado na determinação das velocidades das camadas em subsuperfície, ou seja, da análise de velocidade, e para melhorar o resultado nessa etapa, é comum a prática do *mute stretch* nas famílias CMPs, buscando eliminar o estiramento gerado pela correção NMO.

No *Focus* o empilhamento é feito com o módulo STACK, que possui, além da opção da média aritmética (o *default*), o de equalização, e normalização por um valor especificado pelo usuário.

2.10 Migração

No processamento de dados sísmicos a etapa da migração sísmica tem como objetivo posicionar corretamente os refletores em subsuperfície. 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. Entretanto, durante o processo de propagação da energia da onda sísmica, cada ponto em subsuperfície funciona como um ponto espalhador de energia, defletindo-a nas mais diversas direções. Parte dessa energia é captada pelos receptores, nas suas posições de registro, após decorrido o tempo fonte-espalhador-receptor. A migração sísmica recoloca a energia espalhada na posição do ponto espalhador, normalmente chamado de ponto difrator. Assim, a migração pode ser definida como um método de focalização de energia sísmica, corrigindo os efeitos de espalhamento e difrações ocorridos durante a propagação da onda sísmica, e colocando as reflexões em suas verdadeiras posições espaciais.

Segundo Gray e Whitmore (2001), “a migração sísmica é um processo que tem por base a equação da onda, e tem por objetivo corrigir as distorções de registros de reflexões através do posicionamento dos eventos em suas verdadeiras posições espaciais e através do colapso

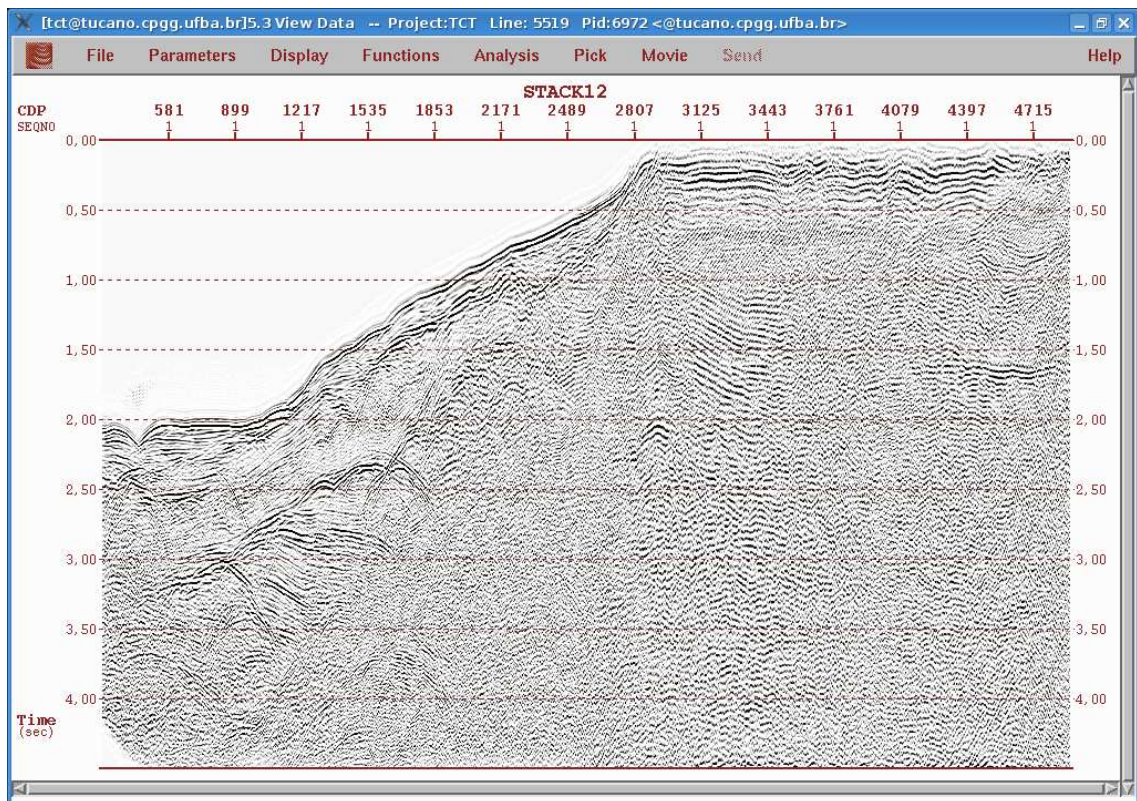


Figura 2.17: Seção empilhada da linha sísmica 247-RL-5519

de energia de difrações até seus pontos de espalhamento”.

A qualidade final do dado migrado é fortemente dependente do campo de velocidades utilizado para descrever o meio no qual ocorreu a propagação. Genericamente considera-se como “migração em tempo” aquela onde o meio é descrito por um campo de velocidades sem variações laterais. Caso se introduzam variações laterais de velocidade, tem-se a “migração em profundidade”.

Utilizamos o módulo MIGTX do *Focus* que está relacionado com a migração com a técnica de Kirchhoff em tempo, pós-empilhamento. Além do campo de velocidades, alguns parâmetros como o ângulo de migração, que determina o ângulo que desejamos recompor, são utilizados. A migração foi então usada para corrigir inclinações e colapsar difrações.

Observando a seção sísmica migrada da linha 247-RL-5519 (Figura 2.18), pode-se verificar o colapso de algumas difrações contidas na seção original, bem como a correção no posicionamento das camadas com mergulho.

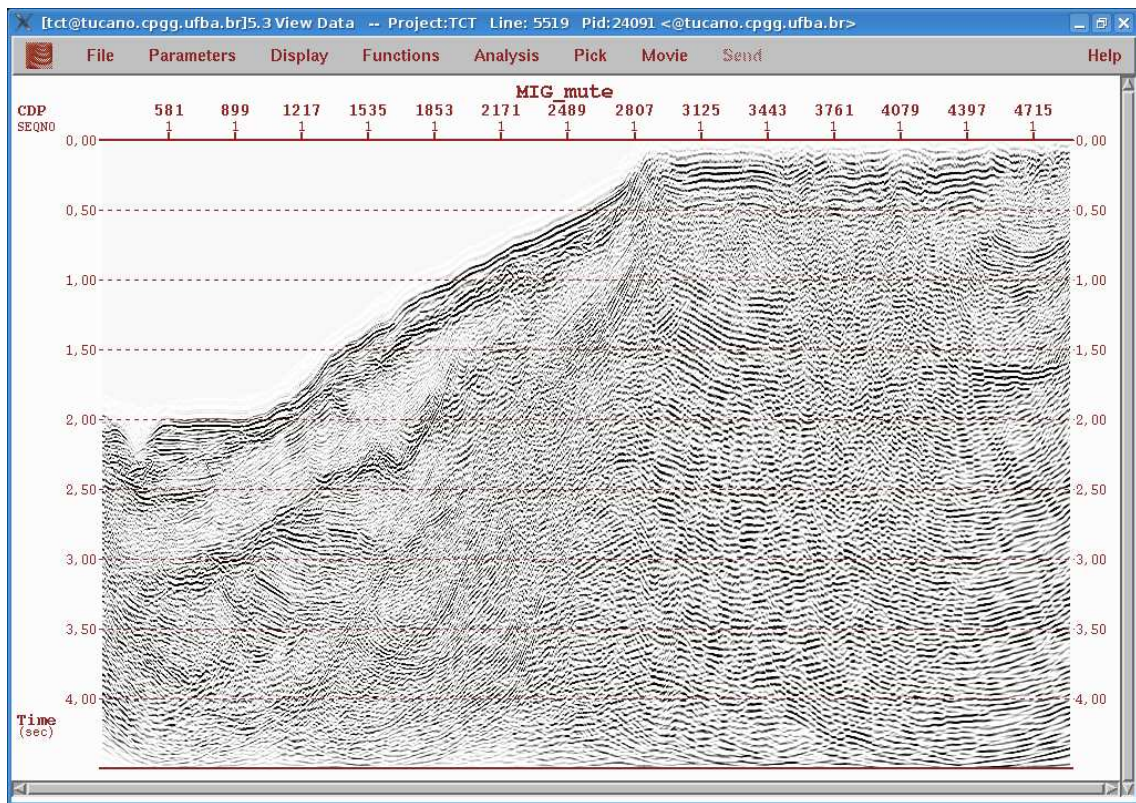


Figura 2.18: Seção sísmica migrada da linha 247-RL-5519

2.11 Fluxograma

Abaixo segue o fluxograma utilizado no processamento da linha sísmica 247-RL-5519:

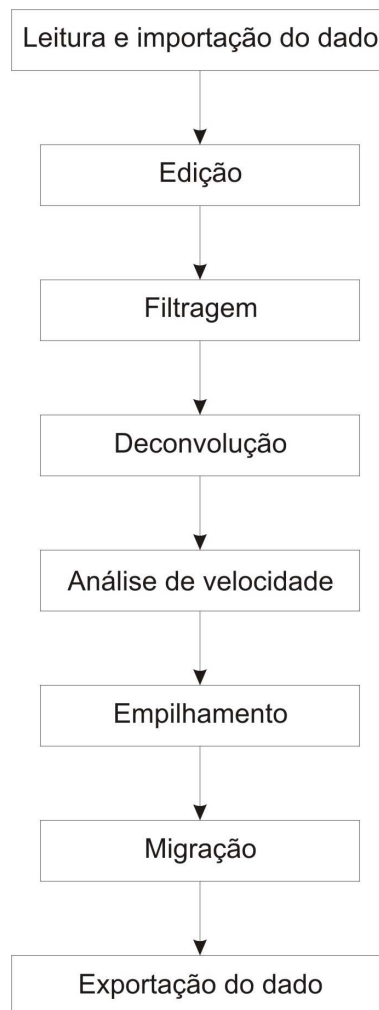


Figura 2.19: Fluxograma aplicado no processamento da linha sísmica 247-RL-5519

CAPÍTULO 3

Interpretação

3.1 Introdução

O papel do intérprete, em geral um geólogo ou um geofísico, é analisar os dados sísmicos já processados e, a partir deles, criar um modelo que represente a geologia da subsuperfície da área do levantamento. A interpretação sísmica pode ser classificada, de acordo com o foco, em dois tipos: estrutural e estratigráfica. Na interpretação estratigráfica procura-se entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo. Baseando-se nas feições estratigráficas procura-se determinar os ambientes deposicionais e também a litologia. Na interpretação estrutural, foco desse trabalho, tenta-se identificar as estruturas formadas pelas camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, tais como truncamentos, dobras, falhas, superfícies erosivas que interferem nas camadas.

Sheriff (1991) define um horizonte sísmico como sendo a superfície que separa duas camadas diferentes de rocha, sendo que esta superfície (mesmo sem ter sido identificada) está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área. Um horizonte sísmico se manifesta em um dado sísmico como uma série de eventos (picos ou vales de amplitudes sísmicas) que aparecem de forma consistente traço a traço. O mapeamento dos horizontes do conjunto de dados é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores.

Desde que o trabalho de Taner, Koehler & Sheriff (1979) introduziu a análise de traços sísmicos complexos na Geofísica, o desenvolvimento de atributos sísmicos tem demonstrado muitas aplicações, especialmente para a caracterização de reservatórios. Uma publicação recente (Chen e Sidney, 1997) lista aproximadamente 100 atributos diferentes. No geral, todas as quantidades que são computadas nos dados sísmicos 2-D e 3-D, no pré-empilhamento ou pós-empilhamento, na migração no domínio do tempo, dentre outros, são atributos sísmicos. Muitos deles possuem significados físicos, e somente estes serão considerados nesse trabalho.

Os atributos sísmicos fornecem meios de medir certas características da forma de onda (*waveform*) e possuem, conseqüentemente um papel chave na caracterização sísmica de reservatórios. As ferramentas da computação e da análise do atributo tornaram-se comuns em estações de trabalho na tarefa de realizar a interpretação sísmica. O uso eficaz de atributos

sísmicos depende da familiaridade dos geocientistas e o que os atributos representam.

3.2 Atributos sísmicos

Atributo sísmico foi definido por Sheriff (1991) como uma medida derivada dos dados sísmicos. Esta larga definição nos permite muitos usos e abusos desse termo. Foram introduzidos incontáveis atributos na prática de exploração sísmica, (Chen e S., 1997) que conduziram (West, 2004) a divulgar sobre a explosão de atributos. Muitos desses atributos fazem um papel excepcionalmente importante interpretando e analisando dados sísmicos (Chopra e Marfurt, 2005)

Os atributos sísmicos são computados através do conteúdo de amplitude dos traços sísmicos. O modelo teórico do traço sísmico consiste em uma série de refletividades que é uma resposta do impulso de um modelo elástico ou acústico da subsuperfície. Esta série de refletividade convolvida com a fonte da *wavelet* é definida como um traço sísmico. Cada traço sísmico representa a gravação da informação da subsuperfície. Propriedades importantes tais como: transporte de energia, mudança de fase, índice da frequência, atenuação da amplitude, características de frente de onda, dentre outras, fornecem uma informação necessária para distinguir em partes individuais o campo de onda sísmico.

O estudo e interpretação dos atributos sísmicos nos fornece informações qualitativas da geometria e dos parâmetros físicos da subsuperfície. O principal fator para a determinação dos parâmetros físicos, tais como impedância acústica, coeficiente de reflexão, velocidades e absorção, é o conteúdo de amplitude dos dados sísmicos. O componente de fase é o principal fator para determinar o formato dos refletores, suas configurações geométricas, etc.

Os atributos sísmicos podem ser de velocidade, amplitude, frequência, e taxa de variação de qualquer um destes, no domínio do tempo ou espaço. O principal objetivo dos atributos é disponibilizar informações precisas e detalhadas dos parâmetros estruturais, estratigráficos e litológicos, para que o intérprete possa otimizar sua interpretação.

3.2.1 Definição e cálculo do traço sísmico complexo

Antes de falarmos dos atributos instantâneos devemos falar sobre o traço sísmico complexo. A análise complexa do traço efetua uma separação natural do ângulo da amplitude e permite a definição de atributos instantâneos.

Os atributos sísmicos convencionais são baseados no traço sísmico real. A análise de um evento escolhido em um traço sísmico pode nos fornecer o tempo de deslocamento, porém a variação da amplitude pode ser difícil de determinar ou fornecer cálculos imprecisos. devido a possíveis interferências com *wavelets* de outros eventos. A análise complexa do traço fornece

uma nova maneira para examinar o traço sísmico. Trata o traço sísmico como a parte real de um traço complexo, cuja parte imaginária é a Transformada de Hilbert sobre a parte real. Este processo rende uma separação natural do ângulo de amplitude e permite o cálculo dos atributos sísmicos instantâneos (Tuner et al, 1979).

A amplitude instantânea combinada com a fase e a frequência instantâneas melhora a definição dos refletores, assim os eventos sísmicos do topo e da base de um reservatório por exemplo, são definidos mais claramente. Os atributos instantâneos dão forma aos testes padrões da mudança que podem identificar e distinguir a interferência sutil do *wavelet*. A frequência instantânea no máximo da amplitude instantânea para um único refletor pode ser utilizada ao invés da Transformada de Fourier, para representar o domínio da frequência e então traçar a mudança da frequência com o tempo (Bodine, 1984).

Taner (et alli, 1979) sugere que o traço sísmico convencional pode ser visto como componente real $r(t)$ de um traço complexo $F(t)$. A parte imaginária do traço complexo $g(t)$, denominada quadratura, é obtida por métodos matemáticos pela Transformada de Hilbert, a partir do dado real. então o traço sísmico complexo ou sinal analítico pode ser definido como:

$$F(t) = r(t) + ig(t) \quad (3.1)$$

onde $r(t)$ é a parte real (sinal refletido) e $ig(t)$ é a parte imaginária, que é a transformada de Hilbert em $r(t)$ (chamado também de traço da quadratura).

$$Y(t) = r(t) * h(t) \quad (3.2)$$

onde $h(t)$ representa o operador de Hilbert, de uma maneira simplificada.

Atributos computados através do dado sísmico complexo podem ser subdivididos em instantâneos (referentes a um instante no tempo) e em wavelet (referente a uma janela de tempo).

Podemos dizer que a Transformada de Hilbert de uma função é o resultado da convolução desta função com o núcleo de Hilbert.

3.2.2 Classificação dos atributos sísmicos

Os atributos podem ser calculados a partir de dados pré-empilhados ou pós-empilhados, antes ou depois da migração em tempo. Estes também podem ser classificados de diversas formas. Uma delas é segundo suas características computacionais e é classificada como:

- Atributos Instantâneos;
- Atributos de Wavelets;

- Atributos Físicos;
- Atributos Geométricos;
- Atributos de refletividade;
- Atributos de Transmissividade;

Neste trabalho usaremos os atributos Físicos;

3.3 Atributos Instantâneos

Os atributos instantâneos são computados diretamente do traço sísmico complexo. São atributos que representam variações instantâneas de vários parâmetros ao longo do tempo e do eixo do espaço. Neste trabalho nos limitamos a utilizar apenas três atributos, os quais serão relacionados abaixo.

3.3.1 Amplitude instantânea ou do envelope

A amplitude instantânea também chamada de amplitude do envelope ou de intensidade da reflexão, sendo definida como a amplitude da energia sísmica total do traço sísmico num determinado instante e descreve o fluxo de energia na subsuperfície. simplesmente é a amplitude do traço sísmico complexo e é independente do sinal da fase (Taner, 1979).

A amplitude do envelope é um atributo físico e pode ser calculado obtendo a raiz quadrada da soma dos quadrados dos componentes reais e imaginários. Matematicamente, é definido como:

$$A(t) = \sqrt{r^2(t) + g^2(t)} \quad (3.3)$$

onde $A(t)$ é a amplitude da energia, $r(t)$ é o traço sísmico real, $g(t)$ é o traço sísmico da quadratura.

Este atributo pode ser usado como um discriminador efetivo para as seguintes características:

1. Representa principalmente o contraste de impedância acústico, ou seja, a refletividade.
2. *Bright Spots*, que são possíveis acumulações de gás;
3. Limites de seqüências sísmicas e mudanças deposicionais abruptas;
4. Desconformidades
5. Mudanças principais de litologia;

6. Mudanças locais indicadas por falhamentos;
7. Correlação espacial de porosidade e outras variações litológicas.

As fortes reflexões de energia podem ser associadas com as principais mudanças litológicas, assim como acumulações de gás e óleo. As variações laterais da energia podem quantificar mudanças acústicas em propriedades da rocha, e mudanças abruptas na espessura das camadas podem indicar presença de hidrocarbonetos.

3.3.2 Primeira derivada do envelope

A primeira derivada do envelope (taxa de mudança da amplitude do envelope no tempo) mostra a variação da energia dos eventos refletidos e tende a mostrar o início dos *wavelets* em um traço sísmico. Este atributo também é um atributo físico e pode ser usado para detectar possíveis zonas de fraturamento e efeitos de absorção. Matematicamente é dada pela primeira derivada da amplitude do envelope em relação ao tempo:

$$\frac{dA(t)}{dt} \quad (3.4)$$

3.3.3 Segunda derivada do envelope

A segunda derivada do envelope tende a mostrar todos os picos do envelope, enfatizando todas as reflexões no sismograma.

1. Mostra todas as interfaces visíveis refletidas dentro de uma faixa sísmica;
2. Mostra eventos suaves (finos);
3. Indica mudanças finas de litologia;
4. Em grandes mudanças de ambientes deposicionais os eventos de amplitude são mais fracos;
5. Boa apresentação da imagem em subsuperfície dentro de uma determinada banda sísmica.

Matematicamente é dado pela segunda derivada da amplitude do envelope em relação ao tempo:

$$\frac{d^2 A(t)}{dt^2} \quad (3.5)$$

3.3.4 Fase instantânea

O atributo de fase também é um atributo físico e é uma medida da continuidade da propagação da onda num meio. Em cada descontinuidade a onda sofre uma mudança da fase. A fase instantânea enfatiza a coerência (continuidade/descontinuidade) espacial das reflexões fornecendo um caminho para que eventos fracos e fortes apareçam como uma força igual. Abaixo, algumas de suas aplicabilidades:

1. Destituído de informações de amplitude, de forma que todos os eventos aparecem representados;
2. Visualização detalhada de elementos estratigráficos;
3. Melhor indicador para continuidades laterais;
4. Relaciona o componente de fase com a propagação de onda;
5. Visualização detalhada das configurações das camadas;
6. Em alguns casos contatos de fluidos.

A fase instantânea é uma ferramenta muito efetiva por delinear descontinuidades, falhas, pinchouts, angularidades, e eventos com atitudes de mergulhos diferentes. Isso está relacionado ao fato de que a fase instantânea enfatiza a continuidade dos eventos pois ignora a informação de amplitude das amostras em tempo. Conseqüentemente, descontinuidades que são difíceis de serem observadas em seções sísmicas convencionais, devido a baixas amplitudes, aparecerão mais claramente em seções aplicadas ao atributo de fase instantânea. Matematicamente, é definida como:

$$\phi(t) = \arctg\left(\frac{g(t)}{r(t)}\right) \quad (3.6)$$

onde $\phi(t)$ é a fase instantânea, $g(t)$ o traço sísmico da quadratura e $r(t)$ o traço sísmico real.

3.3.5 Freqüência instantânea

Considere que a freqüência instantânea é a derivada da fase instantânea em relação ao tempo e independente da fase e da amplitude. Obviamente, o atributo de freqüência instantâneo é muito sensível ao conteúdo de freqüência dos dados. Pode indicar continuidade de reflexões, ou em alguns casos, de diminuição do conteúdo de freqüências, presença de hidrocarbonetos ou fraturas. Entre seus usos se incluem:

1. indicador de hidrocarbonetos através de anomalias de baixa frequência. Este efeito as vezes é acentuado por sedimentos não consolidados devido ao conteúdo de óleo em seus poros;
2. Indicador de zonas de fraturas, desde que as fraturas possam aparecer em zonas de baixas frequências;
3. Indicador de espessura das camadas. Altas frequências indicam interfaces mais finas (menor impedância) como lâminas de folhelhos; frequências inferiores são indicativas de geometrias de camadas mais espessas como areias;
4. Indicador da razão areia folhelho.

Para aplicações práticas a fórmula da diferença é preferível.

$$f(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (3.7)$$

A interferência destrutiva causada por algumas aplicações no processamento sísmico, tais como correções incorretas de NMO, ou estáticas (antes do empilhamento), podem artificialmente reduzir o conteúdo de frequência.

CAPÍTULO 4

Resultados e aplicações

Após termos em mãos as seções correspondentes à linha sísmica 247-RL-5519, demos início a interpretação com a ajuda da carta estratigráfica, da seção geológica representativa da bacia fornecida pela ANP e das aplicações dos atributos de fase, amplitude e frequência instantâneas.

Na seção migrada correspondente à linha 247-RL-5519 (Figura 4.1) interpretamos o refletor H1 (azul escuro) correspondendo ao assoalho aceânico, que pode ser observado também com clareza tanto na seção aplicada ao atributo de fase instantânea (Figura 4.3), quanto ao atributo de amplitude instantânea.

O segundo refletor a ser interpretado foi o H2 (verde). Esse refletor também delimita um sistema de falhas logo abaixo, marcadas em vermelho, as quais podem ser identificadas tanto na seção migrada (Figura 4.1) quanto na seção referente ao atributo de fase (Figura 4.3) e ao de amplitude (Figura 4.2) instantâneas.

Na parte mais profunda do talude podemos identificar uma outra falha normal relacionada a fase rifte dessa bacia. Esse sistema de falhas pode ser evidenciado pelas descontinuidades dos refletores entre elas. A descontinuidade das estratificações que determinaram a existência dessas falhas pode ser observada melhor na seção correspondente ao atributo de fase instantânea (Figura 4.3).

Já em meio ao sistema de falhas, podemos identificar o refletor H3 (amarelo) separando as Formações Algodões e Taipus-Mirim. Logo abaixo, o refletor H4 (roxo) delimitando as formações Taipus-Mirim e Rio de Contas.

Um outro refletor H6 (preto) pôde ser rastreado na parte da plataforma continental, entretanto não foi possível rastreá-lo no talude. ele pode ser interpretado como a base da formação Taipus-mirim.

Também identificamos um refletor H5 (azul claro) que pode ser interpretado como sendo a base da formação Morro do Barro.

Os atributos sísmicos geralmente são aplicados após o processamento com o intuito de ajudar o intérprete a realizar a interpretação da seção sísmica gerada. Preferencialmente,

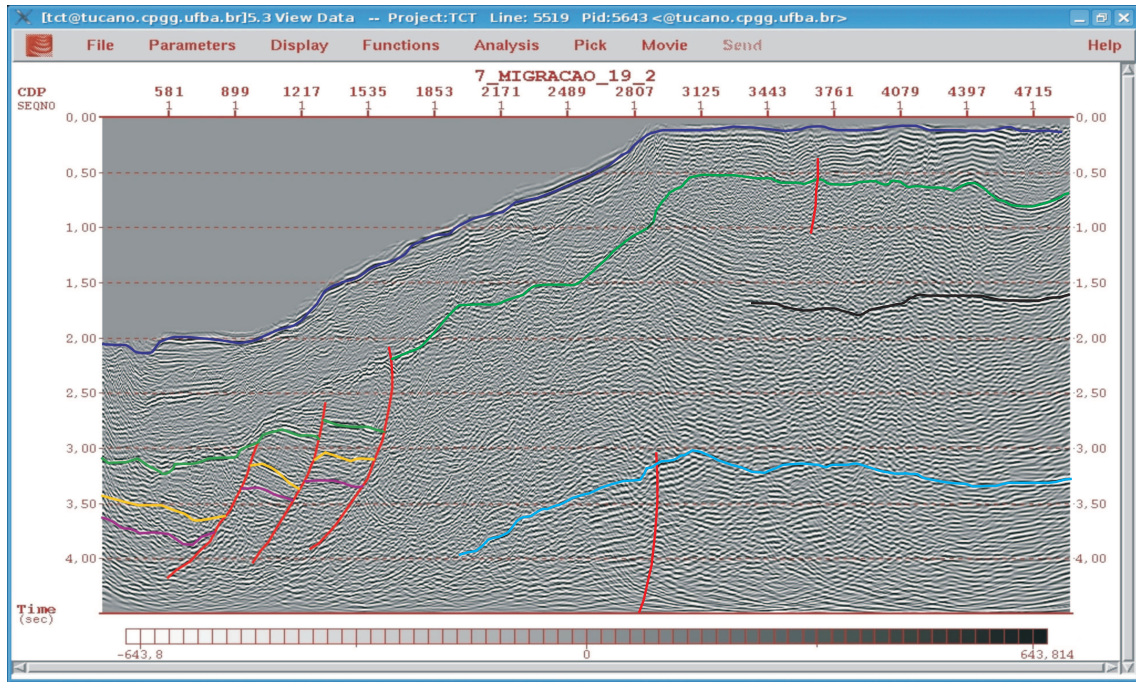


Figura 4.1: Seção interpretada da linha sísmica 247-RL-5519

estes atributos são aplicados nas seções em tempo devido ao posicionamento dos refletores serem mais precisos com respeito ao empilhamento CMP (ou CDP). Vale enfatizar que o processamento deve ser de boa qualidade para que a aplicação dos atributos sejam proveitosos.

Para a aplicação dos atributos sísmicos nas seções empilhada e migrada, utilizamos o software SU (Seismic Unix) o qual contém um pacote denominado *suAttributes*. Este pacote contém três atributos: frequência, fase e amplitude instantâneas. O comando para a aplicação dos atributos na seção é:

$$\text{suattributes mode=atributo} < \text{in.su} > \text{out.su}$$

onde o parâmetro mode=freq (frequência instantânea); amp (amplitude instantânea); e phase (fase instantânea).

No total foram aplicados os três atributos. O resultado dessa aplicação pode ser observado nas figuras 4.2, 4.3 e 4.4

Analisando a seção migrada da linha sísmica aplicada ao atributo amplitude instantânea, podemos interpretar o refletor H1 destacado em azul escuro na seção migrada (Figura 4.1). Também destacados na seção migrada e interpretados na seção da Figura 4.2 temos os refletores H2 (em verde), H3 (amarelo) e H4(rox).o).

A seção migrada correspondente à linha sísmica 247-RL-5519 aplicada ao atributo fase

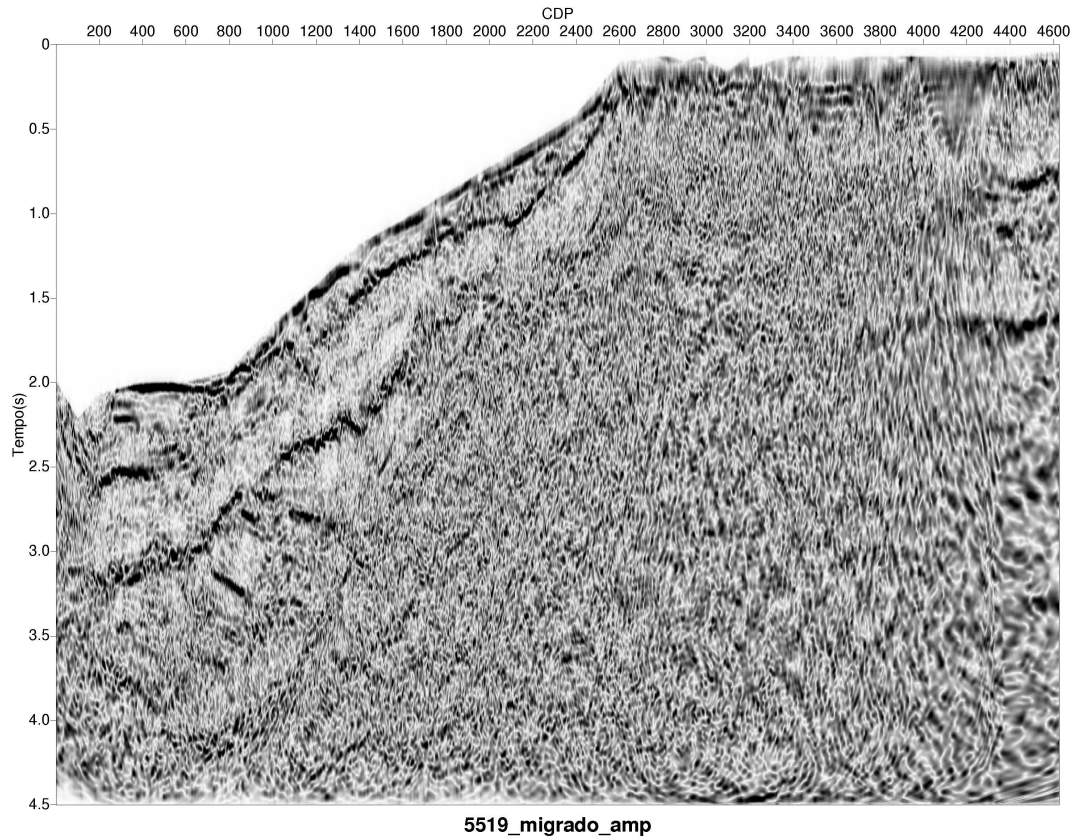


Figura 4.2: Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo amplitude instantânea

instantânea foi de grande importância na interpretação das falhas, pois esta destacou as continuidades dos refletores.

Com relação à seção migrada correspondente à linha sísmica 247-RL-5519 aplicada ao atributo frequência instantânea, o resultado obtido ajudou pouco na interpretação destacando discretamente os refletores já interpretados anteriormente.

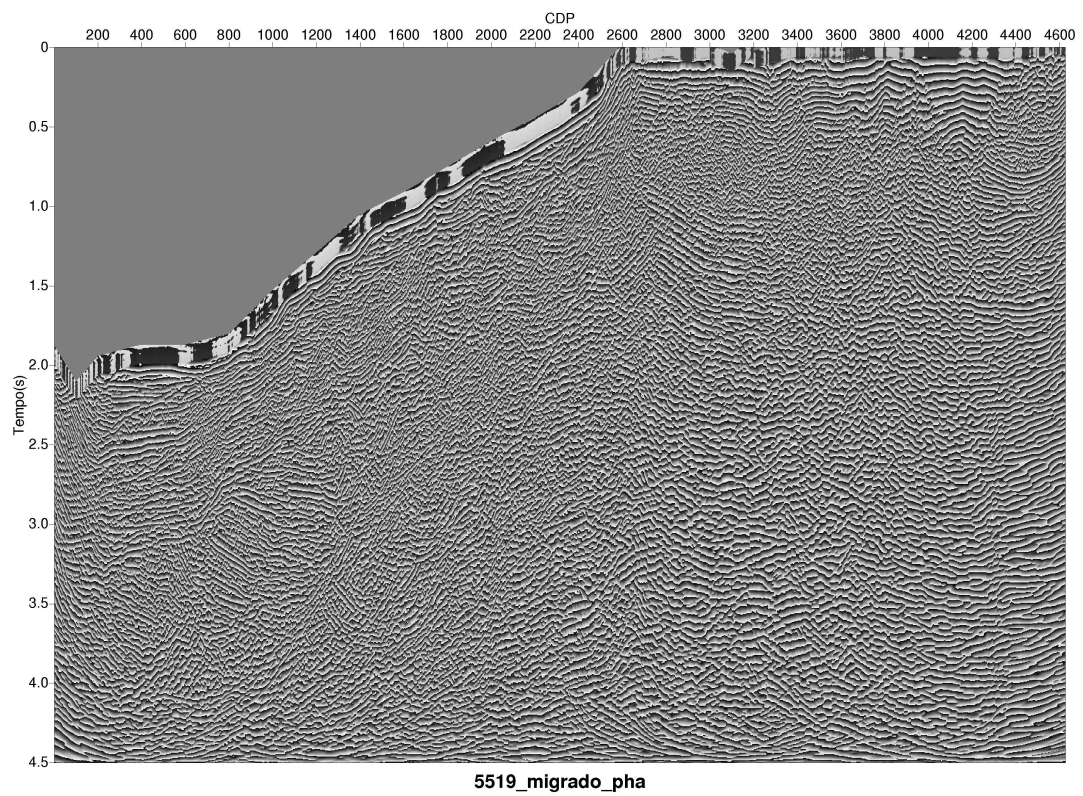


Figura 4.3: Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo fase instantânea

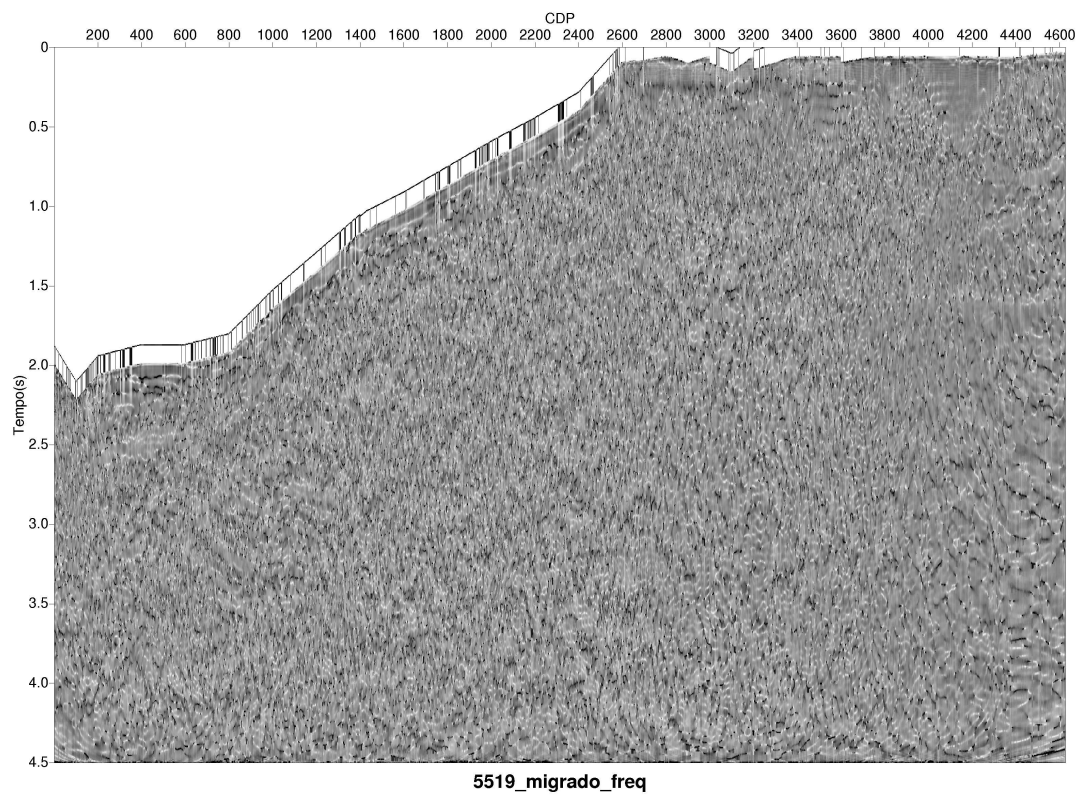


Figura 4.4: Seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 com o atributo frequência instantânea

CAPÍTULO 5

Conclusões

A aplicação prática de uma seqüência (fluxograma) básica de processamento de dados sísmicos reais no dado marinho registrado na Bacia de Camamu realizado neste trabalho, mostrou-se de fundamental importância para a obtenção de imagens de alta qualidade de estruturas em subsuperfície.

A etapa mais importante do processamento CMP foi a análise de velocidade. Nela determinamos a velocidade para a correção NMO do refletor e assim estimamos a velocidade NMO naquelas profundidades. Quanto mais precisa a análise de velocidade, melhor será a seção empilhada.

O resultado de cada etapa do processamento realizado nesse trabalho foi efetivo e conclusivo quanto a sua eficiência e funcionalidade. Dos módulos de processamento aplicados antes da análise de velocidade fica a gosto do profissional como e quando aplicá-los, para que a qualidade da análise de velocidade seja otimizada. Após o empilhamento e/ou migração, filtragens podem ser feitas para limitar a banda de frequência a ser observada na seção.

Com relação ao resultado apresentado neste trabalho, a seção empilhada e migrada da linha sísmica 247-RL-5519 está de boa qualidade na região do talude, podendo ser melhorada na região da plataforma continental. Essa melhora pode ser obtida reavaliando os parâmetros da deconvolução e da análise de velocidade.

Os atributos gerados a partir da seção migrada da linha sísmica 247-RL-5519 mostraram-se úteis na etapa de interpretação. O atributo de fase instantânea mostrou um bom resultado para a interpretação estrutural já que, como a estratigrafia das camadas foram bem definidas, facilitou a identificação do sistema de falhas. O atributo de amplitude foi determinante para a identificação dos refletores relacionados a deposição sedimentar.

Para pesquisas posteriores sugere-se agregar mais dados, ou seja, novas seções sísmicas que podem ser fornecidas pela ANP. Sugere-se ainda que novos parâmetros sejam testados na realização da deconvolução com o objetivo de eliminar as múltiplas de curto período (região da plataforma continental) e aumentar a compressão da wavelet nos refletores, com o objetivo de aumentar a individualização e continuidade dos refletores e assim melhorar a análise de velocidade.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por ter me colocado no caminho certo durante uma fase difícil de minha vida;

Aos meus pais pelo carinho, apoio, dedicação e paciência;

Aos amigos de faculdade;

À Déborah, meu estímulo para ir até o fim;

À professora Jacira Cristina Batista de Freitas;

Ao meu orientador Marco Antônio Barsottelli Botelho;

Aos componentes da banca: Cícero Paixão e Marco Brito;

Ao CPGG por ceder a infra-estrutura necessária.

Referências Bibliográficas

- Barnes, A. (2006) Too many seismic attributes?, CSEG RECORDER, pp. 40–45.
- Brown, A. R. (2003) Interpretation of three-dimensional seismic data, AAPG Memoir 42 - Investigations in geophysics no. 9, pp. 55–75, 247–294, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma.
- Chen, Q. e S., S. (1997) Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring, The Leading Edge, 16, pp. 445–456.
- Chopra, S.; Marfurt, K. (2006) Seismic attributes - a promising aid for geologic prediction, CSEG RECORDER, Especial Edition, pp. 110–121.
- Costa, F. B. (2007) Processamento e Interpretação de Dados Sísmicos 2D na Bacia de Jequitinhonha, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Gonçalves, F. T. T. (1997) Caracterização Geoquímica e Paleoambiental do Cretáceo Inferior da Bacia de Camamu, Bahia, Tese de pós-graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Küchle, J.; Holz, M. B. A. F. B. R. P. (2004) Análise estratigráfica de bacias rift - uma abordagem genética na bacia de camamu-almada, brasil, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP.
- Mitchum, R. M. e Vail, P. R. (????) Seismic stratigraphy interpretation procedure, In: C. E. PAYTON, ed., *Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration*.
- Novaes, F. C. (2007) Processamento de Dados Sísmicos da Bacia de Campos Utilizando Deconvolução Multicanal para Supressão de Múltiplas, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Oliveira, S. L. R. (2007) Atenuação de Reflexões Múltiplas de curto Período Utilizando Filtragem Adaptativa, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Sheriff, R. E. (1991) Encyclopedic dictionary of Exploration Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.
- Taner, M. T. (2001) Seismic attributes, CSEG RECORDER, pp. 48–56.
- Telford, W. M.; Geldart, L. P. e Sheriff, R. E. (1990) Applied Geophysics, Cambridge University Press, Cambridge.

- West, B. S.; May, J. E. (2004) Análise estratigráfica de bacias rift - uma abordagem genética na bacia de camamu-almada, brasil, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP.
- Yilmaz, O. (1987) Seismic Data Processing, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.