



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

## **RELATÓRIO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA**

# **MODELAMENTO E PROCESSAMENTO DE DADOS SÍSMICOS USANDO O SOFTWARE LIVRE SEISMIC UNIX**

Autor:

***Andrei Gromyko Oliveira Soares***

Orientadora:

***Profa. Dra. Rosangela Corrêa Maciel***

Relatório N° 06

Natal/RN  
2011

Andrei Gromyko Oliveira Soares

MODELAMENTO E PROCESSAMENTO DE DADOS SÍSMICOS USANDO O  
SOFTWARE LIVRE SEISMIC UNIX

Relatório apresentado ao Departamento de  
Geofísica da Universidade Federal do Rio  
Grande do Norte, para obtenção do título de  
Bacharel em Geofísica.

Orientadora: Profa. Dra. Rosângela Corrêa  
Maciel

Natal /RN  
2011



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

MODELAMENTO E PROCESSAMENTO DE DADOS SÍSMICO USANDO O  
SOFTWARE LIVRE SEISMIC UNIX

POR

***Andrei Gromyko Oliveira Soares***

Relatório N° 06

Comissão examinadora:

Profa. Dra. Rosangela Corrêa Maciel (UFRN/DGEF) – Orientadora

---

Prof. Dr. Carlos César Nascimento da Silva (UFRN/DGEF)

---

Prof. Dr. Josibel Gomes de Oliveira Júnior (UFRN/DGEF)

---

Data da aprovação: 22/12/2011



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA



Este Relatório de Graduação foi desenvolvido na Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), tendo sido subsidiado pelos seguintes agentes financiadores:

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), Financiadora de estudos e Projetos – FINEP e PETROBRAS, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT);
- Programa de Formação em Geologia, Geofísica e Informática para o Setor Petróleo e Gás na UFRN (PRH22);
- Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Geofísica do Petróleo (INCT-GP);
- Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq);
- Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI);



Dedico aos meus pais, Rubian e Rita, que sempre me apoiaram em todos os momentos, e sempre me mostraram o caminho correto a seguir. Tenho um imenso orgulho de ser filho de quem sou.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus acima de tudo, pois sem ele nada seria concretizado.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Petrobrás pelo apoio financeiro, através da bolsa de graduação do Programa de Recursos Humanos 22 – PRH22.

Ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) e ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Geofísica do Petróleo (INCT-GP), pelo incentivo à educação.

Ao Laboratório de geofísica aplicada – LAGAp/DGEF, pela estrutura oferecida para o desenvolvimento da pesquisa.

A todos os professores que tive o prazer de conhecer, principalmente aos do Departamento de Geofísica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (DGEF/UFRN) pelos ensinamentos, que levarei para o resto da vida.

Agradeço em especial a minha orientadora Profa. Dra. Rosangela Corrêa Maciel pelo seu incentivo, dedicação e paciência.

Agradeço à coordenadora do PRH22, Profa. Dra. Helenice Vital, pelas orientações necessárias para as várias atividades da minha bolsa.

A todos os funcionários do DGEF/UFRN, principalmente aos secretários Otto Luis Pontes Soares de Araujo e Hugarisa Dantas de Araújo, por todo o apoio dado.

Aos membros da banca por aceitarem o convite.

Aos meus colegas de turma. Os que estão se formando comigo, e aos que irão se formar posteriormente.

Ao geofísico Gary Corey Aldunate da Universidade Federal da Bahia, pelo apoio com as técnicas de modelagem do SU.

Aos meus pais, Rita e Rubian, pela força e apoio incondicional.

Aos meus irmãos, principalmente Lech e Gabriel, pelo companheirismo e a irmandade necessária para a vitória.

As minhas tias Elizabete (Betinha) e Maria José (Zezé), bem como ao amigo Ivan, pelo forte acolhimento, e por ter me compreendido durante todo esse tempo.

A toda a minha família, desde meus avós até os meus primos, nos quais destaco meu primo Augusto César pela camaradagem de sempre.

A minha amada Maíra Karla, pelo amor, carinho e o conforto de sua amizade constante e essencial.

“Querem que vos ensine o modo de chegar à ciência verdadeira?  
Aquilo que se sabe, saber que se sabe; aquilo que não se sabe,  
saber que não se sabe; na verdade é este o saber”

**Confúcio**

## RESUMO

Neste trabalho foi realizado o estudo de modelos geológicos propícios a acumulação de hidrocarbonetos gerando os dados sísmicos sintéticos a partir desses modelos e processando alguns deles. Foi dada uma maior atenção a modelagem sísmica, através da técnica de traçamento de raios, com o objetivo de verificar como seria a resposta sísmica das estruturas geológicas que representem possíveis reservatórios de hidrocarboneto em subsuperfície, apontando quais características se destacam para cada forma de traçamento (estrutural, estratigráfico, hidrodinâmico ou combinado). Para realizar tanto o modelamento quanto o processamento sísmico foi utilizado o pacote de programas Seismic Unix – SU, que é livre e mantido pelo Center of Wave Phenomena (CWP) da Colorado School of Mines. O SU, é de fonte aberta, possibilita que seus códigos sejam alterados para serem utilizados no desenvolvimento de aplicações mais complexas. Para gerar os modelos geofísicos com os respectivos sismogramas foram utilizados os programas CSHOT, TRIMODEL, TRIRAY e TRISEIS. Já para o processamento usou-se programas para correção divergência esférica (SUDIVCOR), análise de velocidades (SUVELAN), correção de sobretempo normal (SUNMO), empilhamento (SUSTACK), filtragem de frequência (SUFILTER), dentre outros, com o objetivo de enfatizar características interessantes nos modelos do Pré-sal e Trapa combinada. Além destes dois modelos, foram criados os modelos Dobramentos, Domo de sal, e estruturas dômicas. O objetivo maior deste trabalho é se familiarizar com as respostas sísmicas sintéticas (por mais simples que seja) em duas dimensões criadas por modelagem direta, baseadas em modelos reais de geologia obtidos por modelagem inversa disponíveis na literatura, além de expandir cada vez mais o conhecimento sobre o método sísmico de reflexão. Portanto na busca de sistematizar o ensino sobre modelamento e processamento sísmico no meio acadêmico todo material produzido servirá de apoio para o treinamento de alunos que vierem a trabalhar na área.

Palavras chave: Modelamento sísmico. Traçamento de raios. Sismograma sintético. Processamento sísmico.



## ABSTRACT

In this work was presented a study of geological models capable of accumulate hydrocarbons, generating synthetic seismic data from these models and processing some of them. It was given greater attention to seismic modeling, using the technique of ray tracing, with the goal of checking how would the seismic response of the geological structures capable of retaining hydrocarbons in the subsurface, pointing out features which stand out for each form of trapping (structural, stratigraphic, hydrodynamic or combined). To perform both processing and seismic modeling was used the programs package Seismic Unix - SU, which is free and maintained by the Center for Wave Phenomena (CWP) at Colorado School of Mines. The SU, is open source, and allows that your codes are modified for use in developing more complex applications. To generate the geophysical models with their seismograms were used the CSHOT, TRIMODEL, TRIRAY and TRISEIS programs. As for the processing were used programs to spherical divergence correction (SUDIVCOR), velocities analysis(SUVELAN), NMO correction (SUNMO), stacking (SUSTACK), frequency filtering (SUFILTER), among others, in order to emphasize the interesting features in models of the Pre-salt and trap combined. Besides these two models, were created most three models: Folding, Salt dome, and Domal structure. The main objective of this paper is to familiarize yourself and compare synthetic seismic responses (simple as it is) in two dimensions created by direct modeling with real models of geology obtained by inverse modeling, beyond of expand more and more knowledge about the seismic reflection method. Therefore the search for systematic teaching about modeling and seismic processing in both academic, all materials produced will support training for students who come to work in the area.

**Keywords:** Seismic modeling. Ray tracing. Synthetic seismogram. Seismic processing.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 –	Raio refletido e transmitido associado a um raio normalmente incidente sobre uma interface de contraste de impedância acústica. ....	21
Figura 2.2 –	Superfície 3D construída com uma grade regular. ....	23
Figura 2.3 –	Em A, tem-se o conjunto de pontos P (P1, P2, P3, P4 e P5) e a triangulação T formada pelos triângulos T1, T2 e T3. A partir de B vemos a sequência de círculos para verificar se este arranjo de triângulos realmente está de acordo com a triangulação de Delaunay. O que se confirma pela não existência dos pontos de P dentro dos círculos. ....	24
Figura 2.4 –	Triangulação de Delaunay simples (A) e ajustada (B). .	25
Figura 2.5 –	(A) Exemplo de um sismograma contendo as amplitudes lidas nos receptores em cada instante de tempo; (B) Representação gráfica de (A) composto por 4 traços e 1 evento sísmico (linha preta). ....	27
Figura 2.6 –	(A) Esquema mostrando a trajetória dos raios direto (pontilhado), refletido (contínuo) e refratado (tracejado), a partir da fonte sísmica S até os refletores (R1, R2, R3, R4, à Rn) e; (B) curvas dos tempos de percurso em função da distância superficial para os respectivos raios. ....	28
Figura 2.7 –	Modelo convolucional. ....	30
Figura 3.1 –	(A) Geometria de aquisição para um arranjo <i>end-on</i> . Notar a organização do dado em famílias comuns e os CMPs de cobertura máxima. ....	32
Figura 3.2 –	Correção NMO tenta trazer todos os traços, defasados $\Delta t_{NMO}$ , correspondentes a um refletor para o zero-offset – $t(0)$ . (A) antes da correção e (B) após a correção. ....	34
Figura 3.3 –	Empilhamento dos traços sísmicos corrigidos de NMO.	35
Figura 3.4 –	(A) Filtro passa - baixa; (B) passa – alta; (C) passa – banda; e (D) filtro notch. ....	36
Figura 4.1 –	Representação gráfica do modelo exemplo Model-1. ...	40
Figura 4.2 –	Traçamento dos raios para o primeiro tiro da	

	geometria end-on no Model-1 da figura 4.1. ....	42
Figura 4.3 –	Lanço dos arranjos de aquisição <i>End-on</i> e <i>Split-spread</i> simétrico. ....	43
Figura 4.4 –	(A) Sismograma contendo somente reflexões primárias. (B) Sismograma contendo reflexões primárias e múltiplas do fundo do marinho (seta vermelha).....	46
Figura 4.5 –	Modelo Trapa combinada triangularizado. ....	49
Figura 4.6 –	Traçamento dos raios feito pelo programa TRIRAY para um tiro na posição 2 km, mostrando as reflexões nas interfaces 3 e 5. ....	50
Figura 5.1 –	Exemplos de trapas estruturais. (A) estrutura dômica em seção, representando um regime de trapa dobrada; (B) trapas dominadas por falha – falha normal; (C) trapas fraturadas e; (D) trapa diapírica. ....	61
Figura 5.2 –	Em (A) tem-se um acunhamento deposicional causada por mudança lateral de deposição; em (B) dunas eólicas soterradas por sedimentos com menor porosidade e permeabilidade; Em (C) tem-se uma sub-inconformidade associada com incisão de um vale; e em (D) um trapeamento acima relacionado a deposição de um reservatório em um vele ou canyon; em (E) são trapas devido a cimentação e em (F) devido a dolomitização do carbonato. ....	63
Figura 5.3 –	Contato água-óleo na dobra com fluxo de água para cima. ....	63
Figura 6.1 –	Modelo de estruturas que podem estar associadas a trapas estruturais de regime de dobras, trapas devido a diferença de densidade de óleos, ou trapas hidrodinâmicas. ....	67
Figura 6.2 –	Traçamento dos raios para um tiro na posição 4980 m (estação 166). ....	67
Figura 6.3 –	Sismograma sintético referente ao traçamento de raios da figura 5.2, ou seja, tiro na posição 4980 m. ....	68
Figura 6.4 –	Modelo de uma seção geológica em ambiente terrestre, com a sequência estratigráfica e suas respectivas velocidades. ....	69
Figura 6.5 –	Traçamento de raios para ondas diretas e primária na	

	posição 5700 m. ....	69
Figura 6.6 –	Seção de offset mínimo para o modelo de estruturas dômicas. ....	70
Figura 6.7 –	Modelo geológico de ambiente marinho, mostrando as consequências da presença de um domo de sal sobre as demais estratigrafias em subsuperfície. ....	71
Figura 6.8 –	Traçamento de raios com arranjo de aquisição end-on, referente ao tiro na posição 0m. ....	71
Figura 6.9 –	Seções sísmicas para o tiro na posição 0 m (A); e de afastamento comum para o offset mínimo, ou seja, 60 m (B). ....	72
Figura 6.10 –	Modelo geológico representativo do Pré-sal, com sua respectiva sequência estratigráfica e supostas velocidades. ....	73
Figura 6.11 –	Traçamento de raios referente ao primeiro tiro na posição 0 m, para o modelo do Pré-sal. ....	73
Figura 6.12 –	Sismogramas referentes ao primeiro tiro (posição 0 m), mostrando a diferença entre os dados sem ruído aleatório: (A) sem múltipla e com um ganho agc; (B) com múltipla e ganho agc; (C) com múltipla sem ganho agc. E em (D), o dado está com múltiplas e ruído aleatório, sem ganho agc. ....	75
Figura 6.13 –	Painel de semblance para o CMP 2715, mostrando os eventos primário (linha branca), e as múltiplas nos tempos 2.6 e 3.9 s com velocidade de 1500 m/s. ....	76
Figura 6.14 –	Espectro de frequência do dado do Pré-sal. ....	77
Figura 6.15 –	Seção de offset mínimo para o dado (A) original; (B) com correção de amplitude e; (C) após filtragem de frequência. ....	77
Figura 6.16 –	Variação litológica do modelo. Em branco – conglomerado; preto – folhelho; cinza – arenito. ....	78
Figura 6.17 –	Campo de velocidades gerado por TRIMODEL para o modelo Trapa combinada. Em vermelho – 2000 m/s; azul – 3780 m/s; amarelo – 2500 m/s. ....	79
Figura 6.18 –	Gráfico do cdp vs offset, para uma geometria end-on, mostrando que os cdps de cobertura máxima (dentro	

	das linhas pretas) estão entre o 2715 ao 14550. ....	79
Figura 6.19 –	À esquerda está o painel de semblance do espectro de velocidade. Ao centro uma seção CDP sem correção NMO. E a direita a mesma família CDP corrigida de NMO. ....	80
Figura 6.20 –	Seção sísmica empilhada. ....	80

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 –	Parâmetros de aquisição para os arranjos <i>end-on</i> e <i>split-spread</i> simétrico. ....	43
Tabela 4.2 –	Representação das variáveis do parâmetro <i>sfill</i> (linhas 45-51). ....	48
Tabela 4.3 –	Parametrização de <i>sfill</i> para o modelo Trapa Combinada. ....	48
Tabela 4.4 –	Principais chaves do header de um arquivo SU, preenchida para o dado Pré-sal, mostrada de acordo com o programa <i>surange</i> . ....	53

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.</b>	<b>16</b>
<b>2.</b>	<b>MODELAGEM SÍSMICA.</b>	<b>18</b>
2.1	MODELAGEM INVERSA.	18
2.2	MODELAGEM DIRETA.	19
<b>2.2.1</b>	<b>Criando o modelo geológico estrutural.</b>	<b>22</b>
2.2.1.1	Grades regulares.	22
2.2.1.2	Grades triangulares.	23
<b>2.2.2</b>	<b>Traçamento dos raios.</b>	<b>25</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Construção dos sismogramas.</b>	<b>26</b>
<b>3.</b>	<b>PROCESSAMENTO SÍSMICO.</b>	<b>31</b>
3.1	GEOMETRIA.	31
3.2	CORREÇÃO DE AMPLITUDE.	32
3.3	ANÁLISE DE VELOCIDADES.	33
3.4	CORREÇÃO DE SOBRETENPO NORMAL (NMO – <i>Normal movout</i> ).	33
3.5	EMPILHAMENTO.	34
3.6	FILTRAGEM DE FREQUÊNCIA.	35
<b>4.</b>	<b>SEISMIC UNIX.</b>	<b>37</b>
4.1	GENERALIDADES.	37
4.2	PROGRAMAS DE MODELAGEM.	38
<b>4.2.1</b>	<b>Cshot.</b>	<b>38</b>
4.2.1.1	Tendência das interfaces.	39
4.2.1.2	Organização dos parâmetros.	40
4.2.1.3	Geometria de aquisição.	43
4.2.1.4	Executando <i>csho1</i> e <i>cshot2</i> .	46
<b>4.2.2</b>	<b>Trimodel.</b>	<b>47</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Triray.</b>	<b>49</b>
<b>4.2.4</b>	<b>Triseis.</b>	<b>50</b>
4.3	PROGRAMAS DE PROCESSAMENTO.	51

<b>4.3.1</b>	<b>Carregamento da geometria. ....</b>	<b>52</b>
4.3.1.1	Cobertura. ....	53
<b>4.3.2</b>	<b>Correção de amplitude. ....</b>	<b>54</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Organização CDP e análise de velocidades. ....</b>	<b>54</b>
<b>4.3.4</b>	<b>Correção NMO e empilhamento. ....</b>	<b>56</b>
<b>4.3.5</b>	<b>Filtragem de frequência. ....</b>	<b>57</b>
<b>5</b>	<b>GEOLOGIA DO PETRÓLEO. ....</b>	<b>58</b>
5.1	SISTEMAS PETROLÍFEROS. ....	58
<b>5.1.1</b>	<b>Rocha geradora. ....</b>	<b>58</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Rocha reservatório. ....</b>	<b>59</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Rocha selante. ....</b>	<b>59</b>
<b>5.1.4</b>	<b>Trapas. ....</b>	<b>60</b>
5.2	MODELO GEOLÓGICO/GEOFÍSICO. ....	64
<b>6</b>	<b>RESULTADOS. ....</b>	<b>66</b>
6.1	DOBRAMENTOS. ....	66
6.2	ESTRUTURAS DÔMICAS. ....	68
6.3	DOMO DE SAL. ....	70
6.4	PRÉ-SAL. ....	72
6.5	TRAPA COMBINADA. ....	78
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES. ....</b>	<b>81</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	
	<b>ANEXOS</b>	



## 1 INTRODUÇÃO

Os Métodos Sísmicos se tornaram a ferramenta mais poderosa para a exploração de hidrocarboneto na indústria do Petróleo. Este método se baseia no uso de ondas acústicas ou elásticas produzidas artificialmente pelo homem com a finalidade de inferir estruturas geológicas em subsuperfície. O método envolve três etapas essenciais: i) aquisição; ii) processamento; e iii) interpretação sísmica. Na aquisição sísmica são geradas ondas acústicas ou elásticas por meio de fontes de energia artificiais que se propagam em subsuperfície, sendo refletidas nas interfaces das camadas e registradas em receptores posicionados na superfície. No processamento sísmico, os dados obtidos na etapa de aquisição passam por vários tratamentos com a finalidade de gerar imagens mais consistentes da subsuperfície. Já na interpretação são obtidas as propriedades físicas e geológicas do meio com auxílio de dados de poços, permitindo a caracterização geológica das imagens de subsuperfície obtidas na etapa de processamento sísmico.

O comportamento das rochas e como estas estão dispostas na subsuperfície, a partir da observação dos tempos de viagem das ondas sísmicas, além das variações na amplitude, frequência e forma de onda, são objetivos da exploração sísmica (SHERIFF e GELDART, 1995; MEDEIROS, 2005).

Modelagem é o ato de simular os efeitos a partir de um modelo (modelagem direta), ou seja, a partir de uma representação física ou matemática de uma estrutura ou sistema, ou ainda, inferir o modelo a partir dos efeitos observados (modelagem inversa) (DUARTE, 2010).

Como a geofísica de um modo geral é uma ciência baseada em modelos, os algoritmos de imageamento foram desenvolvidos baseados em modelos reais simplificados que se aproximavam razoavelmente dos modelos geológicos. Porém, quando se tem estruturas geológicas complexas, as suposições contidas nos métodos tradicionais podem não fornecer uma boa imagem de subsuperfície, fomentando assim, a intensidade de trabalhos científicos na área.

O pacote de software Seismic Unix (SU) opera no sistema operacional UNIX. É muito difundido na comunidade acadêmica mundial, seu código é aberto, constantemente atualizado, didático e sem a necessidade de um grande aparato computacional. O SU permite realizar tanto processamento como modelamento de

dados sísmicos, e por ser de fonte aberta, seus códigos podem ser utilizados no desenvolvimento de aplicações cada vez mais complexas.

Neste trabalho será realizado o estudo de alguns pacotes de modelagem e processamento do SU, documentando passo a passo como utilizá-los. Para isto, foram selecionados alguns modelos geológicos representativos de estruturas propícias a acumulação de hidrocarboneto tais como: domo salino, estruturas dômicas, trapas combinadas, entre outros. Baseado nestes modelos geológicos, os modelos geofísicos foram construídos e a partir dos mesmos, gerou-se os dados sísmicos sintéticos. Com o objetivo de exemplificar a manipulação e visualização em alguns dos referidos dados, foram aplicadas etapas de processamento, destacando características peculiares nos mesmos.

Estruturalmente este trabalho está organizado da seguinte forma: o capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica sobre modelagem sísmica; o capítulo 3 explica toda a teoria das etapas de processamento usadas no decorrer do trabalho; o capítulo 4 mostra a metodologia usada para gerar os modelos e realizar as etapas de processamento com o pacote SU; já o capítulo 5 faz uma breve abordagem sobre a geologia do petróleo e uma correlação entre os modelos geológicos e geofísicos; no capítulo 6 estão expostos os resultados obtidos para alguns modelos geológicos/geofísicos; e finalmente no capítulo 7, estão as conclusões a cerca do desenvolvimento de todo o trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros. Além disso, todos os arquivos e *Shells* necessários para o desenvolvimento das etapas de modelagem e processamento estão em Anexo.

## 2 MODELAGEM SÍSMICA

A construção de um modelo que represente a realidade geológica em subsuperfície é o objeto de desejo de qualquer geocientista. Então, todo estudo geofísico ou geológico tem implicitamente a necessidade de criar um modelo de subsuperfície. Esses modelos podem ter naturezas qualitativas ou quantitativas, dependendo do interesse de estudo e interpretação.

A modelagem sísmica pode ser feita de forma direta e inversa. A primeira é realizada quando se parte de um modelo geológico “a priori” com propriedades sísmicas (velocidade, densidade) conhecidas, gerando a partir desse modelo a resposta da energia sísmica propagada sobre as condições geológicas e geométricas das camadas e interfaces respectivamente, registrando-a em seguida no sismograma sintético. Já na modelagem inversa, ocorre o contrário. Tem-se a resposta sísmica da subsuperfície e a partir da mesma, tenta-se encontrar as propriedades sísmicas para construir o modelo geológico adequado a essas propriedades estimadas.

### 2.1 MODELAGEM INVERSA

O problema geral da inversão pode ser tratado como um problema de “combinação” dos resultados das medições de parâmetros observáveis (dado sísmico), a informação a priori de parâmetros do modelo e a informação da correlação física entre parâmetros observáveis e parâmetros do modelo (TARANTOLA, 2005; BUSTAMANTE, 2008). Portanto:

Em termos simples: a estimativa de parâmetros geofísicos é o cálculo dos parâmetros do modelo a partir de resultados das medições usando um conjunto de equações físicas, estatísticas e matemáticas que os relacionam (BUSTAMANTE, 2008, p. 41).

A representação sísmica de um modelo de subsuperfície pode ser feita com os parâmetros: velocidades das camadas e geometria dos refletores. A geometria dos refletores pode ser determinada pelo processo de migração. A migração melhora a

definição das feições dos refletores de acordo com a velocidade mais realista possível (YILMAZ, 2001). Portanto, o que torna a modelagem sísmica da terra uma tarefa desafiadora para o geofísico, é a estimativa das velocidades das estruturas em subsuperfície, sendo assim, o modelo de velocidades é essencial para o sucesso de todo o Método sísmico e consequentemente da exploração de hidrocarbonetos.

Alguns métodos para delinear a geometria dos refletores e estimar a velocidade das camadas, como por exemplo: migração pós e pré-empilhamento, inversão de coerência, análise de famílias de imagens, entre outros, podem ser combinados apropriadamente para formar os procedimentos de inversão com o objetivo de construir o modelo geológico de subsuperfície (YILMAZ, 2001).

Existem formas de inversão que corrigem erros nos parâmetros de velocidade das camadas e profundidade dos refletores estimadas no modelo inicial, é o caso da tomografia de reflexão (*reflection traveltime tomography*), por exemplo (YILMAZ, 2001).

## 2.2 MODELAGEM DIRETA

A modelagem direta, ou seja, o processo através do qual um modelo geológico de subsuperfície, em uma, duas ou três dimensões, é transformado em um registro sísmico sintético de dimensão correspondente, foi primeiramente usado por exploracionistas na década de 50 (EDWARDS, 1988).

Esta ferramenta auxilia, de forma eficiente, principalmente no desenho de experimento e restringe certas interpretações na sísmica de reflexão. Além disso, os dados sintéticos formam um conjunto de dados de referência para validação de resultados. Ambos os métodos, direto e inverso, em última análise, têm o mesmo objetivo - a determinação das estruturas geológicas e litológicas da subsuperfície.

A conversão do modelo de subsuperfície em dado sísmico sintético é feita como segue: a profundidade vertical do modelo geológico é transformada em tempo de trânsito e os contrastes de impedância são convertidos em amplitudes de reflexão (ANDERSON et al., 2002). Neste trabalho foi usada a impedância acústica, ou seja, o produto da velocidade da onda longitudinal pela densidade.

Na prática, registros sintéticos podem ser gerados antes e depois da aquisição de campo para determinar se um esperado alvo irá gerar uma assinatura interpretável no dado sísmico e facilitar a interpretação do dado de campo processado, respectivamente (ANDERSON et al., 2002).

Existem vários métodos computacionais/matemáticos, que são usados para calcular o traço sísmico sintético, cada um apresentando suas vantagens e desvantagens, como por exemplo, a teoria de raios, o método de diferenças finitas e o método de refletividade. O melhor método a ser utilizado, vai depender do problema que se deseja resolver, podendo também ser usado mais de um método, ou até mesmo modificações dos mesmos.

Anderson (2002), afirma que: “a correlação entre o modelo geológico e o seu correspondente registro sísmico sintético é relativamente direta, especialmente se o registro sintético baseia-se na incidência normal do raio”.

Para o caso de incidência normal do raio, em qualquer local de registro o tempo de chegada do evento sísmico pode ser calculado por:

$$T_n = \frac{2 \cdot Z_n}{V_n} \quad (2.1)$$

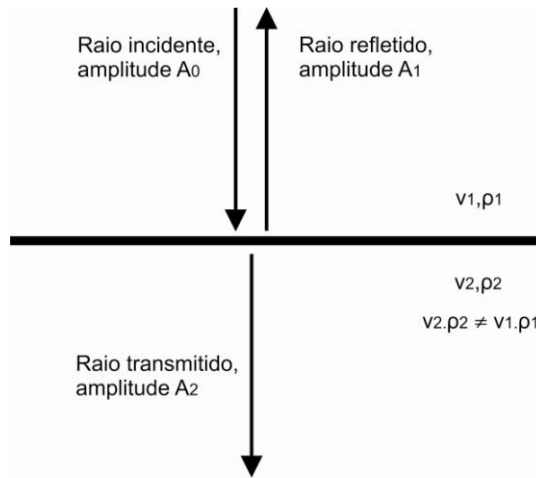
Onde,  $T_n$  representa o tempo de trânsito;  $Z_n$  é a profundidade da interface a partir de um determinado datum; e  $V_n$  é a velocidade média percorrida pela onda a partir do datum ao evento  $n$  para um determinado traço.

A magnitude do evento é dada pelas equações de Zoeppritz que contemplam tanto ângulos de incidência normal quanto oblíquo. Para uma explicação acerca de sua dedução, ver Sheriff e Geldard, 1982.

O coeficiente de reflexão para incidência da onda normal pode ser obtido através do contraste das impedâncias acústicas das camadas (TELFORD et al., 1990).

A impedância acústica geralmente está relacionada a rigidez da rocha. Ou seja, quanto mais rígida a rocha mais alta é sua impedância acústica (nem sempre é assim). Então, quanto menor o contraste de impedância acústica em uma interface que separa duas camadas litológicas, maior é a propagação da energia transmitida através da interface (KEAREY et al., 2009).

Figura 2.1 – Raio refletido e transmitido associado a um raio normalmente incidente sobre uma interface de contraste de impedância acústica.



Fonte – Adaptada de Kearey et al. (2009).

Baseadas no esquema da Figura 2.1 adaptada de Kearey et al. (2009), as equações 2.2, 2.3 e 2.4, referem-se ao cálculo da impedância acústica e dos coeficientes de reflexão e transmissão para incidência normal, expressos em termos de amplitude, respectivamente.

$$Z = v_p \cdot \rho \quad (2.2)$$

Sendo  $Z$  a impedância acústica;  $v_p$  a velocidade da onda longitudinal e  $\rho$  a densidade.

$$R = \frac{A_1}{A_0} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.3)$$

$$T = \frac{A_2}{A_0} = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_2 + Z_1} \quad (2.4)$$

Onde  $R$  representa o coeficiente de reflexão;  $T$  o coeficiente de transmissão;  $A$  as amplitudes;  $Z_1$  a impedância referente ao meio 1; e  $Z_2$  a impedância referente ao meio 2.

Devido à heterogeneidade e anisotropia presentes em meios reais a relação entre a profundidade do horizonte e o tempo de chegada das ondas se torna complexa. O resultado é que os eventos mapeados não estarão em sua correta localização espacial na saída do perfil sísmico.

A modelagem sísmica direta pode ser dividida em três etapas:

- Criação do modelo geológico;
- Traçamento dos raios;
- Geração do sismograma.

### **2.2.1 Criando o modelo geológico estrutural**

Existem duas formas básicas para se criar um modelo numérico de terreno em duas dimensões: grades regulares e triangulares (HOFMAN, 2000). Para este trabalho foram usados dois programas (*cshot1* e *trimodel*) do pacote SU que utilizam estes critérios de modelamento de subsuperfície, respectivamente.

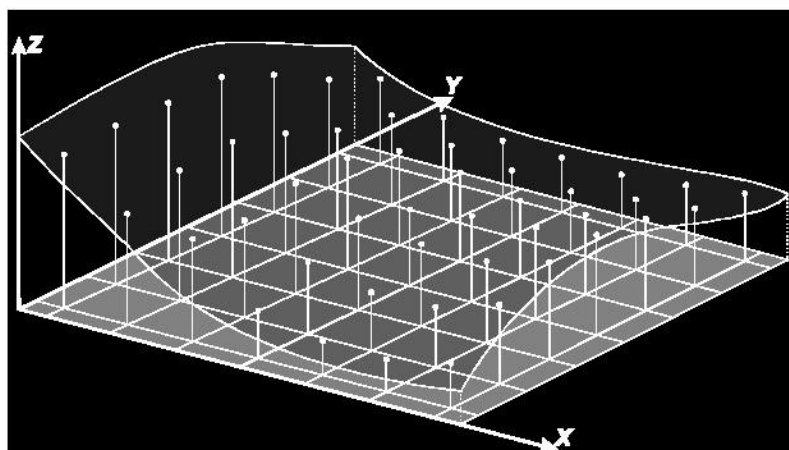
#### **2.2.1.1 Grades regulares**

A grade regular pode ser representada como uma matriz onde cada elemento está associado a um valor numérico conhecido. Então, Interpoladores matemáticos a partir de amostras são usados para estimar os valores não conhecidos, gerando assim, uma superfície suavizada (HOFMAN, 2000).

Rosim et al. (1993) afirma que: “As grades regulares se caracterizam por possuir todos os polígonos de grades iguais, ou seja, existe uma regularidade na distribuição dos pontos que formam a grade”.

Na figura 2.2 tem-se uma superfície 3D gerada a partir de uma grade regular. É interessante perceber a suavidade do terreno criado.

Figura 2.2 – Superfície 3D construída com uma grade regular.



Fonte – Hofman (2000).

### 2.2.1.2 Grades triangulares

O método de triangulação usado para este trabalho é conhecido como triangulação de Delaunay. Este método sofisticado de geração de gráficos e imagens digitais, em duas ou três dimensões, é amplamente utilizado para modelar a superfície de objetos de diferentes complexidades. Foi desenvolvido em 1934 pelo matemático russo Boris Nikolaevich, e consiste em representar o objeto através de uma malha de triângulos que cumprem a condição de Delaunay: “O interior da circunferência que circunscreve cada triângulo deve ser vazia” (HALE et al., 1991).

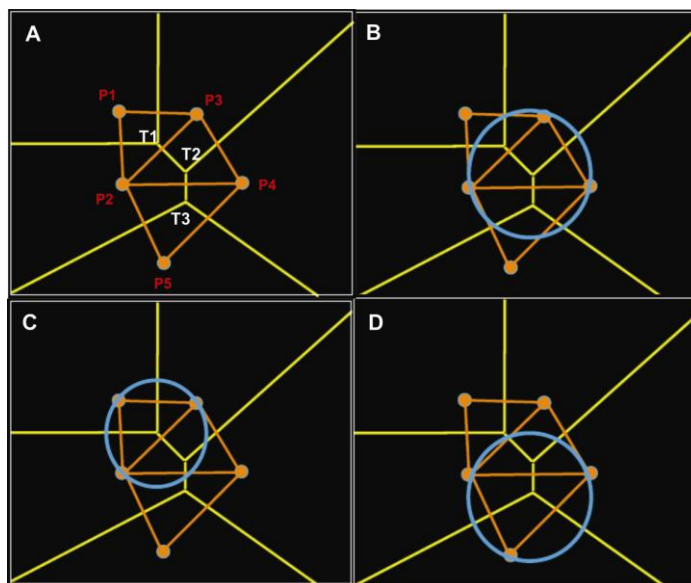
Segundo Comba (2007): “seja P um conjunto de pontos, e T uma triangulação de P. T é uma triangulação de Delaunay de P se e somente se o “circuncírculo” de cada triângulo de T não possui nenhum ponto de P no seu interior”.

A figura 2.3 adaptada de Comba (2007), demonstra uma triangulação que obedece às condições de Delaunay.

Uma das vantagens deste método, é que ele maximiza os ângulos internos dos triângulos, fazendo com que eles assumam a melhor forma possível. Assim, estruturas geológicas de grande complexidade, podem ser aproximadas ao máximo da realidade em subsuperfície.



Figura 2.3 – Em (A), tem-se o conjunto de pontos P (P1, P2, P3, P4 e P5) e a triangulação T formada pelos triângulos T1, T2 e T3. A partir de (B) vemos a sequência de círculos para verificar se este arranjo de triângulos realmente está de acordo com a triangulação de Delaunay. O que se confirma pela não existência dos pontos de P dentro dos círculos.



Fonte – Adaptado de Comba (2007).

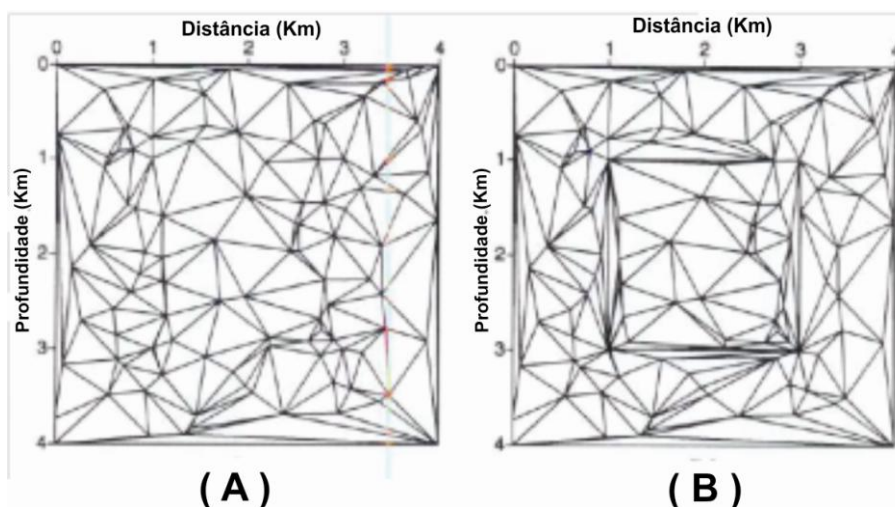
Hale e Cohen, em 1991, desenvolveram um algoritmo que gera modelos do subsolo através de um ajuste feito na triangulação de Delaunay. Nesta triangulação ajustada, os lados de alguns triângulos sempre terão que existir baseados na forma do corpo que será modelada (LARA, 2007).

Na Figura 2.4 percebe-se a diferença entre a triangulação de Delaunay simples e ajustada, para um mesmo traçado de pontos. Como o quadrado sempre terá que existir, há um ajuste nos lados de alguns triângulos para que isso ocorra, fazendo com que todo restante da triangulação se desenvolva em função do formato do corpo.

Lara (2007, p. 18) faz considerações sobre a triangulação de Delaunay, afirmando que:

As maiores vantagens deste método de modelar são: a facilidade de gerar estruturas complexas; a maneira em que cada triângulo mantém as propriedades de velocidade e/ou densidade dentro de si, facilitando o tempo de viagem e caminhos dos raios quando se realiza o traçado dos mesmos; e a eficácia computacional.

Figura 2.4 – Triangulação de Delaunay simples (A) e ajustada (B).



Fonte – Lara (2007).

### 2.2.2 Traçamento dos raios

A sismica na sua essência baseia-se na propagação, ou seja, na evolução temporal e espacial da frente de onda através de um meio com propriedades petrofísicas (porosidade, mineralogia, fluido, etc) específicas, nas quais afetam diretamente a energia sísmica propagada, fazendo-se necessário o estudo da equação da onda para compreender os fenômenos físicos envolvidos. Para fins práticos o campo de onda propagado é representado através de raios, que são retas perpendiculares as frentes de ondas (esféricas) com origem na fonte sísmica (perturbação).

Sobre a técnica de traçamento de raios (*ray tracing*) Sancervo (2003, p. 102) comenta que:

A técnica de traçamento de raios é realizada para cada par fonte/receptor e para cada refletor de maneira independente. Cada raio coleta uma série de atributos, entre eles: tempo de chegada, coordenada do ponto de reflexão, ângulo de incidência e amplitude.

A estimativa do tempo de trânsito ( $\tau$ ) ao longo de um trajeto qualquer referente a pares de fonte e receptor, pode ser feita baseada no traçamento de raios e na lei de Snell para cada interface atravessada. Para este cálculo é empregada uma

equação em derivadas parciais de segunda ordem, chamada de equação iconal (equação 2.5). Esta equação é dependente de um conhecimento da distribuição das velocidades intervalares (ROSA, 2010).

$$(\nabla\tau)^2 = \frac{1}{v^2} \quad (2.5)$$

Existem algumas maneiras de gerar modelos sísmicos com traçamento de raios, uma delas quando se considera os raios com incidência normal e outro baseado na propagação das ondas através de um meio acústico. A primeira é muito usada para modelagem bidimensional na indústria, ela pressupõe que a fonte e o receptor estão na mesma posição para que os raios incidam perpendicularmente sobre a interface. Já a segunda baseia-se na extrapolação dos campos de onda para resolver as equações de derivadas parciais que descrevem a propagação das ondas em subsuperfície (MORA et al., 2004).

### **2.2.3 Construção dos sismogramas**

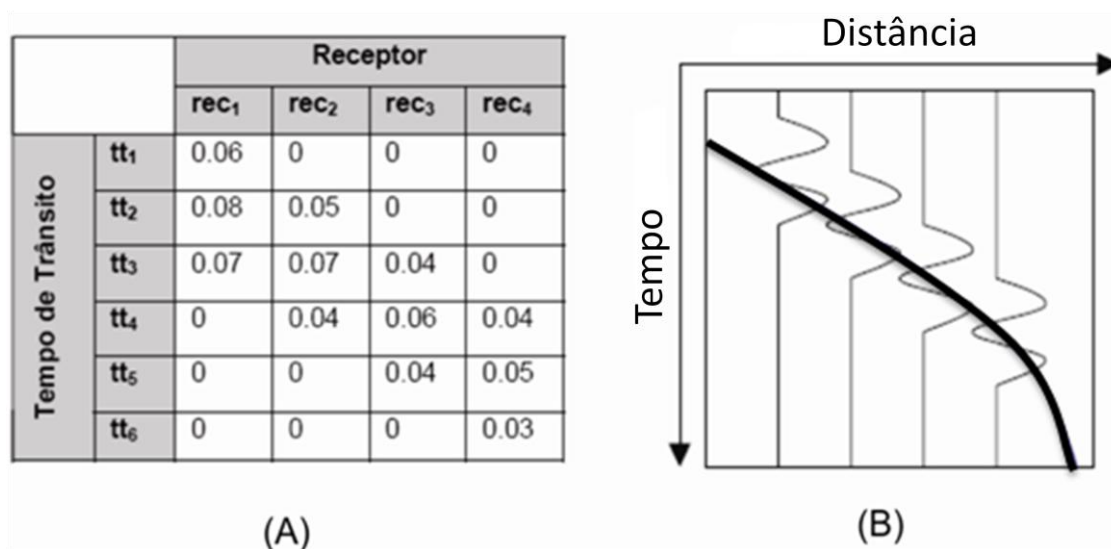
Para iniciar essa discussão deve-se ter em mente a base do método sísmico de reflexão, ou seja, a energia sísmica é liberada a partir de uma fonte localizada próximo a superfície, onde as ondas volumétricas de interesse se propagam pelo interior da terra sofrendo os efeitos (transmissão, reflexão, difração, absorção, entre outros) desta propagação, até serem refletidas nas interfaces de forma proporcional ao contraste de impedância acústica entre as camadas para serem registradas/amostradas simultaneamente nos sismogramas, com uma taxa de amostragem  $dt$ , totalizando um tempo máximo  $T$  de aquisição. Para o caso bidimensional este registro ocorre apenas em uma direção na superfície. Já para o tridimensional o tempo de trânsito é registrado para duas direções de distribuição espacial dos receptores (inline e crossline).

O sismograma pode ser definido como uma matriz em que as colunas são os índices dos receptores, as linhas, os índices dos instantes de tempo, e em seu conteúdo são armazenadas as

amplitudes das ondas capturadas. Para calcular o tempo de trânsito correspondente a uma determinada onda lida, representada pela sua amplitude no sismograma, deve-se selecionar o índice da linha na matriz referente ao dado e multiplicá-lo pelo intervalo de amostragem (MEDEIROS, 2005, p. 25).

Na figura 2.5, tem-se a matriz com os parâmetros correspondentes ao sismograma, no qual a linha em preto representa uma reflexão.

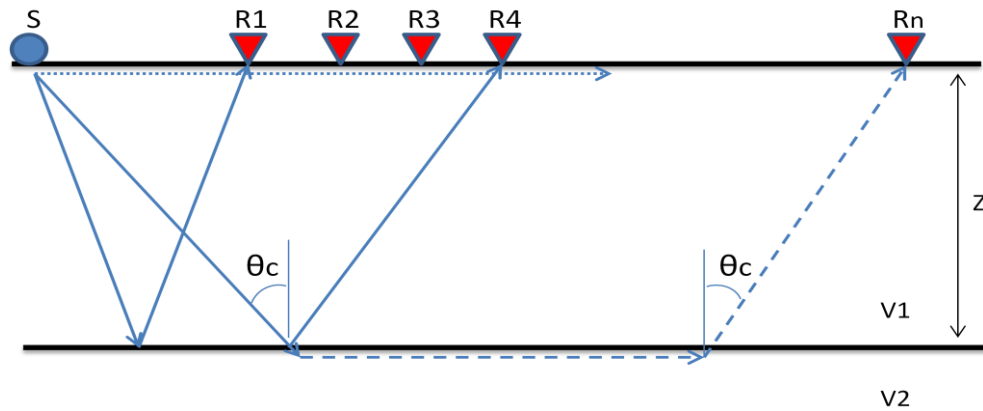
Figura 2.5 – (A) Exemplo de um sismograma contendo as amplitudes lidas nos receptores em cada instante de tempo; (B) Representação gráfica de (A) composto por 4 traços e 1 evento sísmico (linha preta).



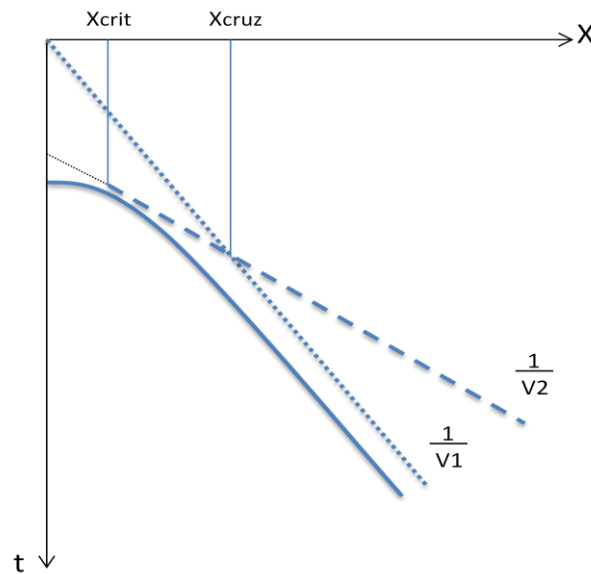
Fonte – Adaptada de Medeiros (2005).

A partir de uma fonte sísmica  $S$ , a energia sísmica pode atingir a superfície em uma determinada distância da fonte com três tipos básicos de raio: os *raios diretos*, *refletidos* e *refratados*. Considerando um meio geológico simples com duas camadas homogêneas e isotrópicas de velocidades sísmicas  $v_1$  e  $v_2$  ( $v_2 > v_1$ ), separadas por uma interface horizontal a uma profundidade  $z$  da superfície, como mostrado na figura 2.6, pode-se perceber a diferença no gráfico tempo vs distância, para as respectivas trajetórias dos raios.

Figura 2.6 – (A) Esquema mostrando a trajetória dos raios direto (pontilhado), refletido (contínuo) e refratado (tracejado), a partir da fonte sísmica S até os refletores (R1, R2, R3, R4 à Rn) e; (B) curvas de tempo de percurso em função da distância superficial para os respectivos raios.



(A)



(B)

Fonte – Própria.

Então, os tempos de resposta para as ondas diretas, refletidas e refratadas podem ser calculados da seguinte forma:

$$T_{\text{direto}} = \frac{x}{V_1} \quad (2.6)$$

$$T_{refl} = \frac{(x^2 + 4 \cdot z^2)^{\frac{1}{2}}}{v_1} \quad (2.7)$$

$$T_{refr} = \frac{x}{v_2} + \frac{2 \cdot z \cdot \cos(\theta_c)}{v_1} \quad (2.8)$$

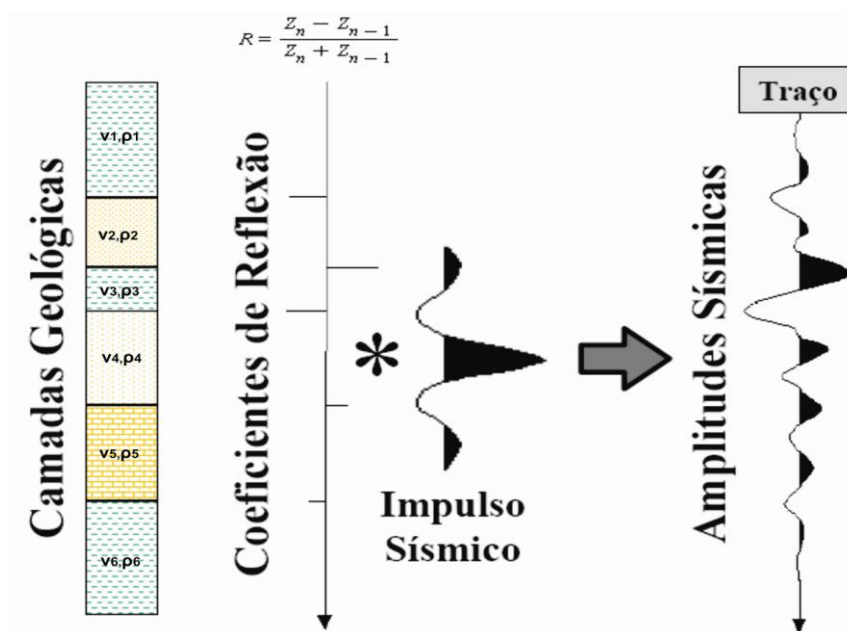
Analisando a figura 2.6b percebe-se que equação 2.6 define uma linha reta  $1/v_1$ , que passa pela origem; a equação 2.7 define uma hipérbole; e por fim a equação 2.8, define uma linha reta cuja inclinação é  $1/v_2$  e sua intersecção com o eixo do tempo é dada pelo segundo termo da soma (lado direito da equação). Além disso, os raios refletidos, representados por uma semi-hipérbole, nunca serão os primeiros a serem registrados para um receptor em superfície. Pois além de serem precedidos pelos raios diretos, a uma certa distância crítica ( $X_{crit}$ ), também serão pelos raios refratados. Os raios diretos (linha reta) sempre terão os menores tempos de percurso sendo ultrapassado apenas pelos raios refratados (linha reta) a uma certa distância denominada de distância de cruzamento ( $X_{cruz}$ ). (KEAREY et al., 2009).

O coeficiente de reflexão do traço sísmico, dado pelo contraste de impedância acústica (equação 2.3), para o caso de incidência normal da onda, será convolvido com o pulso sísmico, que por sua vez é resultado da convolução da assinatura sísmica com uma série de diferentes formas de onda (algumas variáveis com o tempo e a distância), gerando a resposta sísmica da geologia em subsuperfície (ROSA, 2010). Este modelo convolucional está representado esquematicamente na figura 2.7 adaptada de Gerhardt (1998).

Para finalizar, em um registro de um sismograma, segundo Kearey et al. (2009), deve ser considerado pelo menos três aspectos-chave:

- O tempo de registro em relação a fonte sísmica deve ser medido com precisão;
- Os sismogramas devem ser registrados por muitos transdutores simultaneamente, de forma que a velocidade e direção de percurso das ondas sísmicas possam ser interpretadas;
- Os sinais elétricos devem ser armazenados para uso futuro.

Figura 2.7 – Modelo convolucional.



Fonte – Adaptado de Gerhardt (1998).

### 3 PROCESSAMENTO SÍSMICO

A escolha de um fluxo de processamento a ser utilizado não é única para todo e qualquer dado sísmico de reflexão. Os passos deste fluxo devem ser criteriosamente analisados de acordo com o objetivo da exploração. Sendo assim, as etapas de um processamento convencional são completamente diferentes das etapas de um processamento sísmico visando análise da variação da amplitude com o offset (AVO), por exemplo. Portanto, o fluxo a ser seguido dependerá da qualidade do dado, das ferramentas disponíveis (*software e hardware*), da experiência de quem processa o dado, do tempo disponível e do objetivo a ser alcançado.

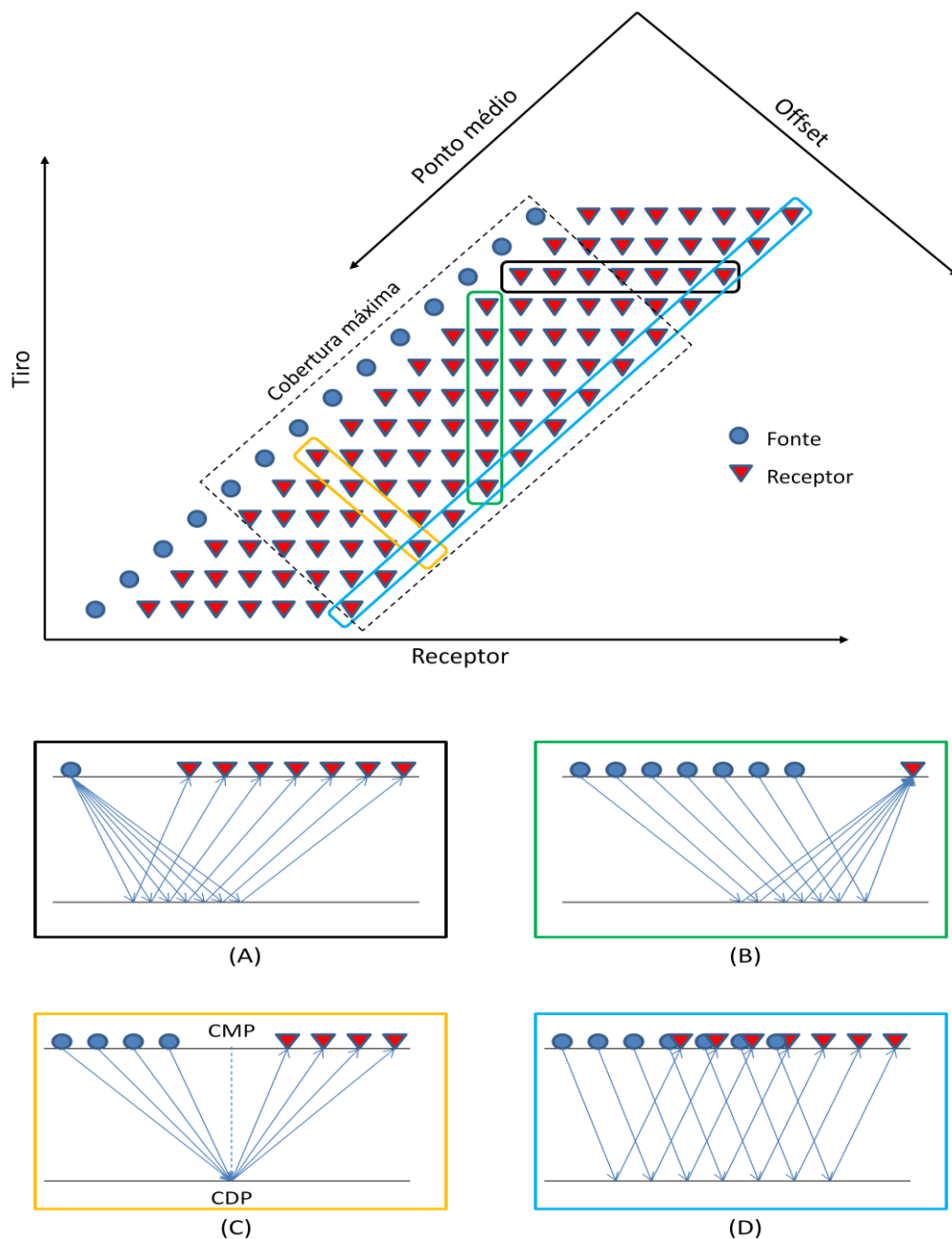
#### 3.1 GEOMETRIA

O termo Geometria é utilizado para designar a fase de processamento na qual são inseridas as informações para cada traço registrado. Como por exemplo: localização da fonte (tiro) e receptores (arranjo de hidrofones ou geofones), afastamento entre fonte – receptor (*offset*), ponto médio comum (*common midpoint* - CMP) e ponto em profundidade comum (*common depth point* - CDP), dentre outros. Essas informações serão inseridas no *header* dos traços sísmicos, permitindo que todas as etapas de processamento posteriores possam ser realizadas. Caso haja erro no carregamento da geometria, todo o processamento ficará comprometido. Isso explica a importância desta etapa do processamento, e quão deve ser a atenção dada para que não se tenha erros.

Na figura 3.1, adaptada de Yilmaz (2001), está mostrado uma geometria de aquisição *end-on*, para vários tiros com a orientação cartesiana para obter uma melhor visualização das famílias comuns. É interessante notar como um dado sísmico pode ser organizado em família de tiro comum (A); receptor comum (B); ponto médio comum (C); e (D) afastamento comum (*offset* comum).



Figura 3.1 – Geometria de aquisição para uma arranjo *end-on*. Notar a organização do dado em famílias comuns e os CMPs de cobertura máxima.



Fonte – Adaptada de Yilmaz (2001).

### 3.2 CORREÇÃO DE AMPLITUDE

Ao se propagar pelo interior da terra as ondas elásticas sofrem os efeitos de perda de energia ocasionando a atenuação do sinal nos traços sísmicos com o passar do tempo. Existem vários mecanismos de perda de amplitude do sinal sísmico, mas os principais são (COSTA, 2004):

- Divergência esférica;
- Absorção;
- Perda por transmissão.

Fatores como: propriedades intrínsecas das rochas, acoplamento fonte – receptor, reflexões múltiplas, curvatura da superfície do refletor e dispersão, também influenciam na amplitude dos traços (SILVA, 2004).

No efeito de espalhamento geométrico ou divergência esférica, à medida que a frente de onda se propaga no interior da terra, a área coberta por essa frente de onda cresce. A energia distribuída na frente de onda permanece a mesma, mas como ela é distribuída para áreas cada vez maior, com o passar do tempo, a amplitude do pulso sísmico tende a decrescer.

### 3.3 ANÁLISE DE VELOCIDADES

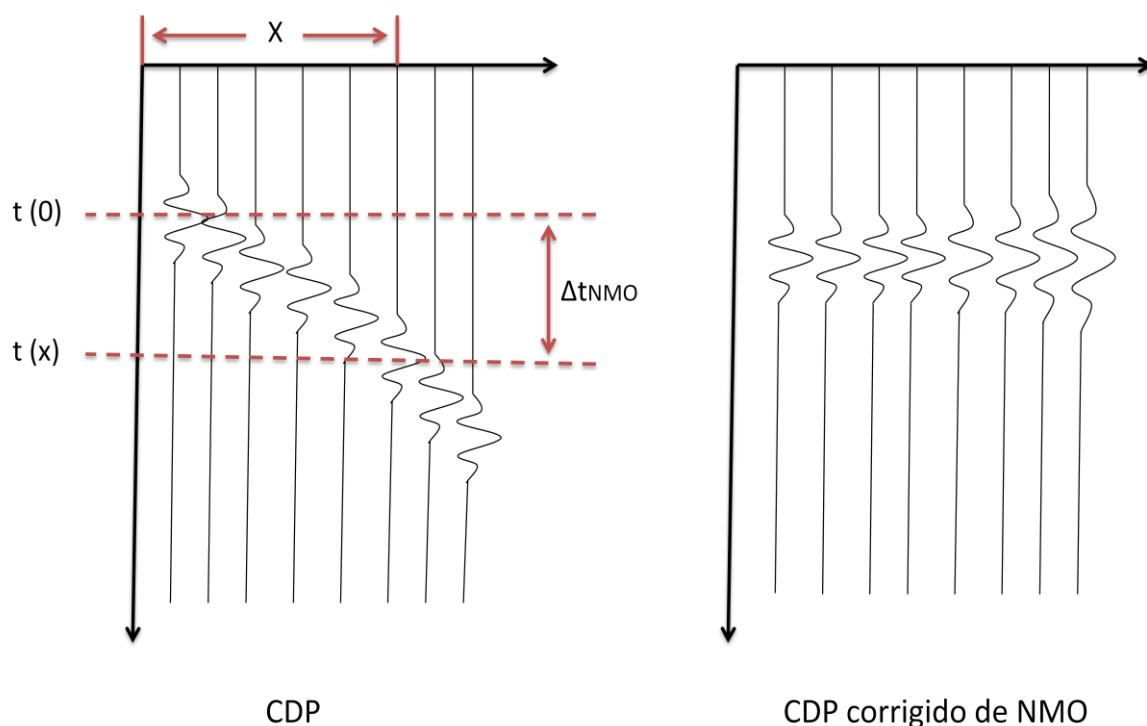
A análise de velocidades é uma técnica que esta diretamente relacionada ao sucesso do processamento sísmico. Quanto melhor for a estimativa do campo de velocidades mais representativa será o imageamento da subsuperfície.

Com o dado organizado em famílias CMP (figura 3.1c), um mesmo ponto de subsuperfície é imageado várias vezes, com diferentes trajetos. Proporcionando uma confiabilidade maior para a geologia de subsuperfície. Então utilizando informações, do tempo de trânsito para os diferentes trajetos e o afastamento fonte - receptor, é possível estimar a velocidade do meio. (YILMAZ, 2001).

### 3.4 CORREÇÃO DE SOBRETEMPO NORMAL (NMO - *Normal Moveout*)

Admitindo, um modelo de terra com refletores planos e horizontais, e organizando os traços sísmicos em famílias de ponto médio comum – CMP (para este caso CMP é igual ao ponto em profundidade comum - CDP), é possível corrigir o atraso no tempo de chegada das reflexões, ocasionado pelo afastamento fonte - receptor, com relação ao tempo duplo de incidência normal, ou seja, o objetivo é fazer com que os eventos que estão defazados em tempo seja corrigido para a seção de afastamento nulo (zero *offset*), como mostrado na figura 3.2.

Figura 3.2 – Correção NMO tenta trazer todos os traços, defasados  $\Delta t_{\text{NMO}}$ , correspondentes a um refletor para o zero – offset, ou seja,  $t(0)$ . (A) antes da correção e (B) após a correção.

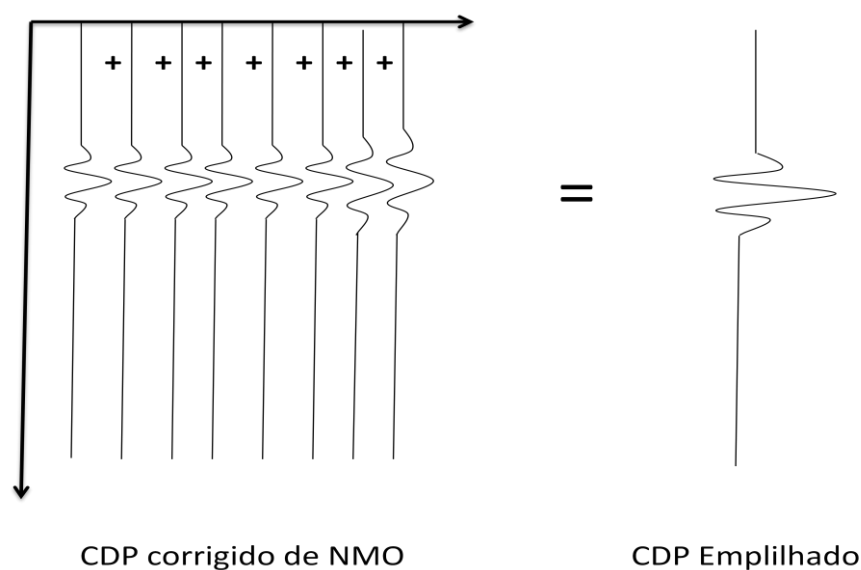


Fonte – Adaptada de Yilmaz (2001).

### 3.5 EMPILHAMENTO

No empilhamento horizontal dos traços sísmicos corrigidos de NMO, é realizada uma soma das amplitudes dos traços das famílias CDPs, como mostra a figura 3.3. Então, quanto melhor for a análise de velocidade realizada, mais horizontalizados ficarão os eventos (reflexões), e conseqüentemente mais coerente serão os mesmos após o empilhamentos. Já os eventos aleatórios, ao contrário dos eventos coerentes, serão atenuados. Portanto o empilhamento tende a aumentar a razão sinal ruído do dado sísmico.

Figura 3.3 – Empilhamento dos traços sísmicos corrigidos de NMO.



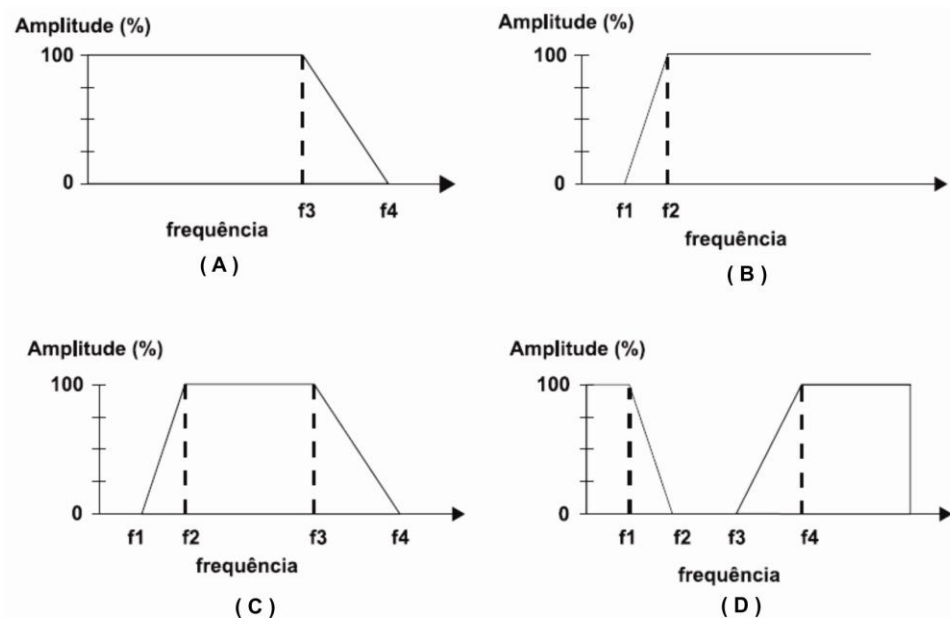
Fonte – Própria.

### 3.6 FILTRAGEM DE FREQUÊNCIA

A presença de frequências indesejáveis em um dado sísmico causa ruídos que atrapalham diretamente o processamento. Estes ruídos podem ser removidos através de uma filtragem de frequência, cujo objetivo é remover essas componentes de frequência do dado sísmico e preservar o resto do conteúdo de frequência considerada dominante e representativa de sinal, através de um filtro, como mostrado na figura 3.4.

Para realizar a filtragem de frequência é necessária a visualização do espectro de frequência do dado, na qual, será delimitada a banda de frequência dominante. Então, é aplicado no dado sísmico uma Transformada Direta de Fourier 1D com o objetivo de levar o dado do domínio de tempo para a frequência. Em seguida, é feita uma multiplicação do espectro de amplitude do sinal transformado com a função de corte, e por fim o dado retorna ao domínio original (tempo) com a aplicação da Transformada Inversa de Fourier 1D (SILVA, 2004).

Figura 3.4 – (A) Filtro passa - baixa; (B) passa – alta; (C) passa – banda; e (D) filtro notch (passa – banda).



Fonte - Silva (2004).

## 4 SEISMIC UNIX

### 4.1 GENERALIDADES

Na década de 80 uma equipe liderada por Jack K. Cohen e Shuki Ronen, do Centro de Fenômenos Ondulatórios (CWP) da Colorado School of Mines (CSM), criaram o pacote de software Seismic Unix (SU), para operar como uma extensão do sistema operacional UNIX. O SU é um software muito difundido na comunidade acadêmica mundial, por ser aberto, constantemente atualizado, didático e sem a necessidade de um grande aparato computacional. Por ser de fonte aberta, seus códigos podem ser utilizados no desenvolvimento de aplicações cada vez mais complexas.

O SU contém programas de modelagem e processamento sísmico, juntamente com bibliotecas de rotinas científicas, gráficas, e de suporte. É possível executá-lo em qualquer máquina desde que tenha o sistema Unix instalado. Para carregá-lo deve-se acessar o site: <http://www.cwp.mines.edu/cwpcodes/>, e baixe a versão mais atualizada.

Instruções detalhadas para obter e instalar o SU pode ser encontrada em The New SU User's Manual, Cohen e Stockwell, 2002. Além disso, no Anexo I, a *Shell script* A1 facilita a instalação do SU.

A maior parte deste trabalho foi realizada utilizando *scripts*, tanto para o modelamento quanto para o processamento dos dados sísmicos. Mediante os scripts, são realizadas a maioria das tarefas importantes que podem ser feitas com o SU, economizando tempo e tornando mais organizado o fluxo de trabalho. Além disso, foi utilizada durante todo o trabalho a versão 42 do SU.

Shell script (sh) é uma linguagem de script fundamental na hora de trabalhar de maneira efetiva em um terminal. Ela é usada em vários sistemas operacionais, com diferentes dialetos, dependendo do interpretador de comandos utilizado. Um exemplo de interpretador de comandos é o *bash*, usado na grande maioria das distribuições GNU/Linux.

Um sh pode utilizar diversos comandos um após o outro, ou mesmo combiná-los numa mesma linha. Ao colocar diversas linhas de comando em um arquivo texto simples, tem-se em mãos um *Shell Script*, ou um *script* em *shell*, já que *Script* é uma

descrição geral de qualquer programa escrito em linguagem interpretada, ou seja, não compilada (CISNEIROS, 2004).

A primeira linha de uma *sh* obrigatoriamente começa com um “*#!*” (*shebang*) que informa diretamente ao núcleo qual interpretador ele deverá usar, juntamente com o seu caminho, de acordo com a necessidade de cada caso. A *Shell script* não precisa ser compilada, como um programa em qualquer outra linguagem precisaria, basta apenas criar um arquivo texto, inserir comandos nele, dar a definição *#!/bin/sh*, por exemplo, e torná-lo executável, utilizando o comando *chmod +x*.

## 4.2 PROGRAMAS DE MODELAGEM

O SU apresenta algumas variedades de programas para a criação de modelos sintéticos, alguns capazes de gerar modelos mais representativos e outros não. Neste capítulo, foram escolhidos os programas CSHOT, TRIMODEL, TRIRAY e TRISEIS do pacote SU, para exemplificar a modelagem.

Todos os programas e arquivos de modelagem estão no Anexo II.

### 4.2.1 Cshot

O programa CSHOT do SU é útil quando o objetivo é modelar dados sintéticos que podem ser baseados em geologia real de algum reservatório. É interessante observar o gráfico de raios que mostram didaticamente o alcance da energia, e consequentemente os sismogramas que podem ser organizados em famílias comuns. Entretanto a capacidade de modelar não vai além disso, pois o programa traça os raios, dependendo do ângulo de incidência, das velocidades nas camadas que formam a interface (na qual o raio incide), e sempre serão normais à frente de onda, ou seja, não se trata de um traçamento dinâmico de raios ou feixes Gaussianos (nem se assemelha ao método de diferenças finitas que é muito bom). Por tanto, não é indicado para a criação de modelos complexos, principalmente aqueles onde há o cruzamento de interfaces, pois o CSHOT não aceita esse tipo de operação. Em contrapartida ele é muito bom para a simulação de primárias, diretas, reverberações, peg-legs e múltiplas em geral (ALDUNATE, 2011).

A pasta Cshot do SU é composta por 13 Demos (demonstrações), que exemplificam como construir um modelo, que vai desde a definição das interfaces, até a geração do sismograma, incluindo também, dados de VSP (*Vertical Seismic Profile*). Além disso, os programas (*cshot1.f* e *cshot2.f*), que executam as parametrizações feitas pelo usuário dentro de cada Demo, foram escritos em linguagem Fortran por Paul Docherty da CWP e contém algumas subrotinas desenvolvidas por colaboradores.

Cada pasta contém algumas *Shells* e arquivos ASCII que serão modificados para gerar um modelo sísmico específico. Portanto, é recomendável que o usuário copie esses diretórios à sua própria área de trabalho a fim de preservar os originais.

Como cada Demo é pré-requisito para a compreensão da Demo subsequente, é importante tentar entender todas elas começando da Demo01. Mas aqui, será focado apenas na Demo10, pelo fato, da mesma englobar as etapas que vão desde a construção do modelo até a geração do sismograma para uma determinada sequência de tiros.

A seguir será mostrado como modelar com o programa CSHOT. E pra isso foram utilizados dois arranjos de aquisição sísmica: o *end-on* e o *split-spread*.

#### 4.2.1.1 Tendência das interfaces

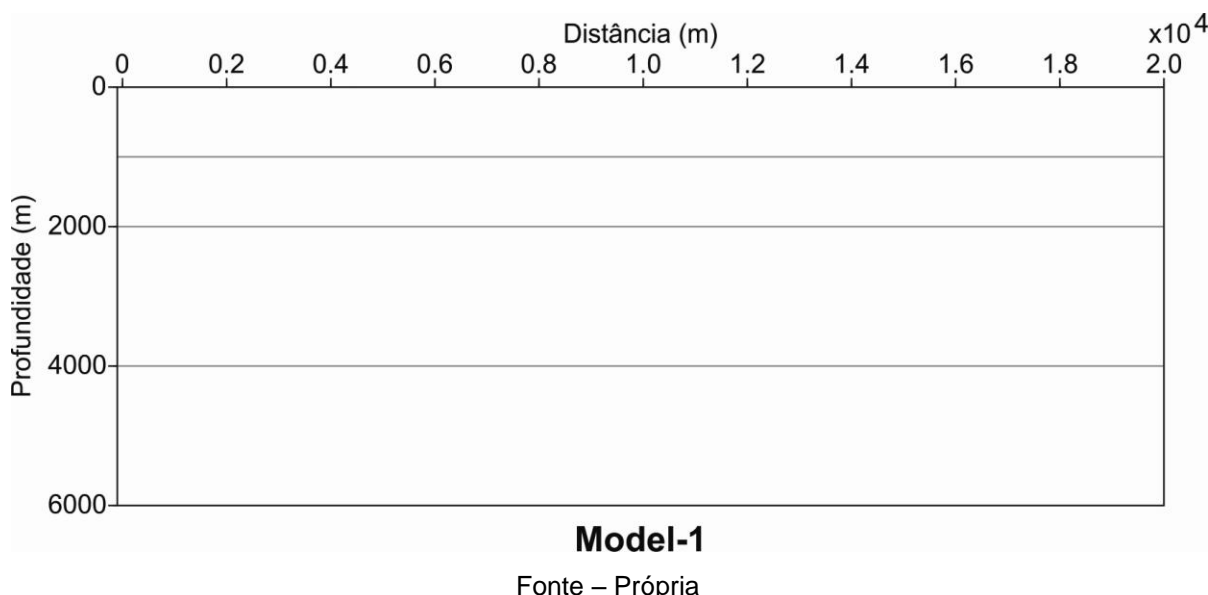
O primeiro passo para criar o modelo geológico é definir as interface entre as camadas, e a dimensão (distância x profundidade) da caixa de modelagem. As interfaces dos modelos são definidas segundo um arquivo de entrada ASCII que contém as coordenadas (x,z) para uma série de pontos que definem a tendência das mesmas (SOARES, 2011).

No Anexo B1, os números descritos na primeira e segunda coluna representam a localização dos pontos de cada interface no eixo x (distância) e z (profundidade) respectivamente. O tamanho da caixa de modelagem é definida na Shell B9, que será explicada mais adiante. Para o modelo Model-1 ela possui dimensão de 20100 m (-100 a 20000) no eixo x e 6000 m em z. O programa faz a interpolação entre os valores parametrizados pelo usuário. Então quanto mais parametrização houver, maior será a definição do modelo. O comando 1. -99999. é a condição de parada para a definição da interface. É importante perceber também, que é necessário



descrever sempre a interface superficial. Na figura 4.1 está a representação gráfica de um modelo com camadas planas paralelas e horizontais gerado por esta parametrização.

Figura 4.1 – Representação gráfica do modelo exemplo Model-1.



#### 4.2.1.2 Organização dos parâmetros

Após a parametrização do arquivo ASCII para criação do modelo, passa-se para a etapa de definição do arquivo *param1* que organiza todos os arquivos da Demo10 para que o programa *cshot1* seja executado (Anexo B2).

O arquivo *param1* foi numerado para facilitar a organização, mas originalmente ele não apresenta essa numeração na coluna da direita. Assim para cada comando numerado está seu significado abaixo:

- (1) O arquivo onde esta parametrizada as interfaces representadas pelas coordenadas x e z, definindo assim suas tendências;
- (2) Nesta linha é necessário especificar a quantidade de interfaces contidas no modelo. Caso a especificação do número de camadas não seja exatamente igual a quantidade de interfaces o modelo não será gerado;
- (3) Corresponde ao arquivo que especifica a cor de cada elemento do modelo. Por exemplo, cor do raio, das interfaces, receptores, fontes, do poço, etc;

- (4) Para plotar o modelo com traçamento de raios, entra-se com *m*; já para plotar apenas o modelo de camadas entre com *mq*;
- (5) Este comando é usado para modelar algum poço. Portanto existe um arquivo dentro da Demo10 chamado *dummywell*, que descreve as coordenadas *x* e *z* da locação do poço. Como o objetivo não é modelar poços, não precisa colocar nada nesta linha;
- (6) Esse registro define o modo de disparo. Caso o usuário entre com *s*, o tiro estará na superfície. Caso entre com *d* o tiro estará em profundidade, ou seja, dentro do poço;
- (7) Representa a geometria de aquisição. Está especificado no arquivo *geometry7* (aparecerá um erro no *param1*, provavelmente devido a especificações diferentes nesta linha para o *param1.1* e *1.2*. Mas nada que comprometa a modelagem);
- (8) O usuário pode escolher plotar a localização da fonte e/ou receptor, inserindo *s*(fonte) ou *g*(receptor) ou ambos *sg*. Caso não queira visualizar nem fonte nem receptor não se entra com nada aqui. Mas se o usuário entrou com *m* em (4) e entrar com *sgq* aqui, plotará apenas o modelo, ou seja, o arquivo *param1* terminará neste registro;
- (9) Este é o descritor de trabalho. Para obter um plot dos raios entre com *r*. já para obter uma listagem com todas as informações do modelo e da trajetória dos raios para cada tiro e evento entre com *l*. Se quiser um registro de tempo (será construído mais tarde pelo programa *cshot2*) entre com *t*. pode-se obter também, os três de uma só vez, é só entrar com *rlt*;
- (10) A primeira parte do nome a ser dado a todos os arquivos de saída, objetivando apenas a organização;
- (11) Aqui é descrito o *range* de abertura angular dos raios de incidência que se deseja visualizar e registrar;
- (12) Incremento angular entre os raios, considerando o *range* de (11);
- (13) Velocidades das camadas do modelo em m/s;
- (14) Entrar com *y* para gerar onda direta e *n* para não gerar;
- (15) Pode-se gerar “*head waves*” (ondas de cabeça) que são ondas refratadas. Para isso é só especificar quais interfaces deseja-se visualizar.

Por exemplo, se o usuário deseja plotar às *head waves* da primeira e segunda interface, coloca-se 1 2;

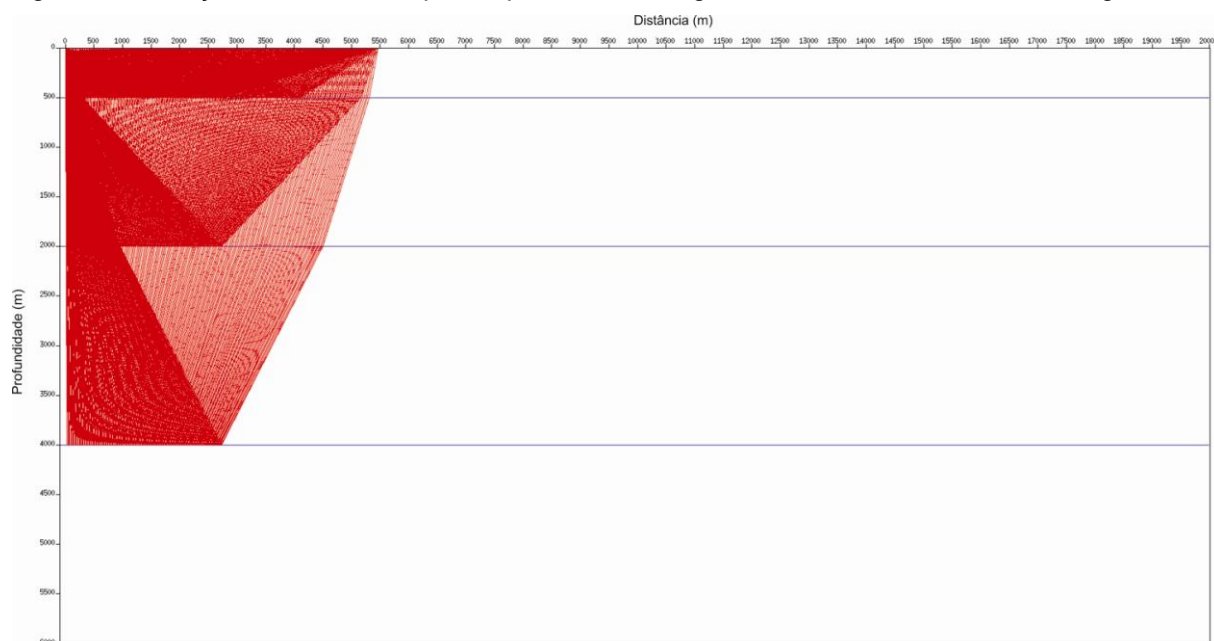
(16) Entrar com *y* para gerar as ondas primárias e *n* para o contrário.

Como já foi dito este arquivo contém todas as informações que o programa precisa para ser executado. Mas para a Demo10 há dois arquivos (*param1.1* e *param1.2*) que serão copiados dentro do mesmo.

Antes da primeira execução de *cshot1*, *param1.1* é copiado para *param1*. Esse arquivo especifica e plota na tela qual tiro, ou seja, qual feixe de raios correspondente a um determinado posicionamento fonte - receptores, o usuário deseja visualizar em secção no modelo geológico/geofísico (figura 4.2). Essa é uma ferramenta super importante para a modelagem sísmica, pois dar uma idéia de como a propagação da onda sísmica responde a um determinado meio (Anexo B3).

Para a segunda execução de *cshot1*, *param1.2* é copiado para *param1*. Desta vez *cshot1* gera uma certa quantidade de tiros especificados pelo usuário no arquivo *geometry7* para serem plotados no sismograma (Anexo B4).

Figura 4.2 – Traçamento dos raios para o primeiro tiro da geometria end-on no Model-1 da figura 4.1.



Fonte – Própria

No registro (17) do *param1.1* e *1.2*, tem-se uma reverberação da camada 1 (água), ou seja, uma múltipla de primeira ordem do fundo do mar, que é muito comum em levantamentos sísmicos marinhos. Para gerar esse evento, basta especificar onde o raio vai refletir. Portanto, para este caso o raio após sair da fonte refletiu na interface 1 depois na 0, em seguida na 1 novamente retornando a superfície para ser registrada pelos receptores.

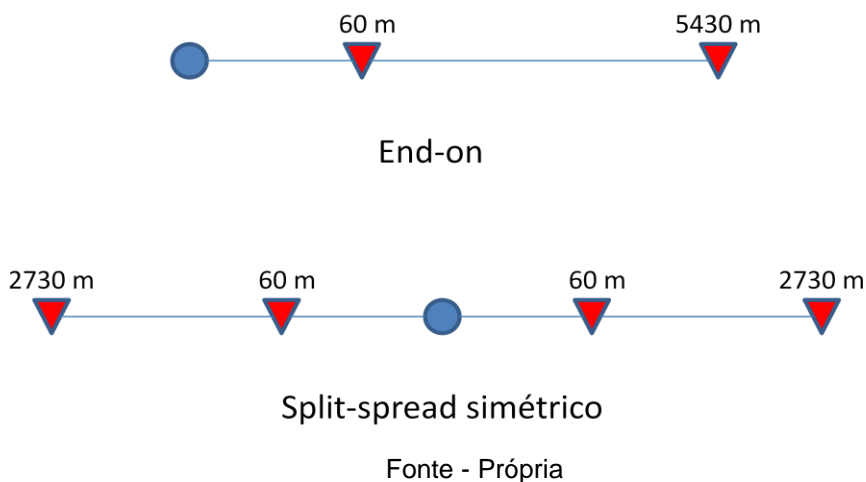
#### 4.2.1.3 Geometria de aquisição

Neste momento é necessário descrever as duas geometrias de aquisição utilizadas neste trabalho: end-on e split-spread simétrico. A tabela 4.1 resume os principais parâmetros das aquisições. Já a figura 4.3 mostra o lanço para ambos os arranjos.

Tabela 4.1 – Parâmetros de aquisição para os arranjos *end-on* e *split-spread* simétrico.

Parâmetro	Valor do parâmetro
Número de tiros	485
Distância entre tiros	30 m
Número de canais	180
Distância entre receptores	30 m
Afastamento mínimo	60 m
Afastamento máximo (end-on)	5430 m
Afastamento máximo (split-spread)	2730 m
Tempo de registro	6 s
Número de amostras por traço	1501

Figura 4.3 – Lanço dos arranjos de aquisição *End-on* e *Split-spread* simétrico.



No registro (6) dos arquivos *param1.1* e *1.2*, foram inseridos os arquivos *geometry6* e *geometry7*, respectivamente. O primeiro especifica o arranjo fonte – receptor que o usuário deseja plotar no modelo para ser visualizado, já o segundo descreve como essa geometria de aquisição será usada sucessivamente para vários disparos sobre o modelo geológico visando a criação do sismograma sintético.

O CSHOT, como ocorre geralmente na indústria do petróleo, não trabalha diretamente com a localização em coordenadas dos pontos de tiros e dos receptores. Então ele faz o referenciamento através de estações.

Na linha (1) dos arquivos B5, B5.1, B6, B7 e B7.1 em anexo, o usuário correlaciona a estação de referência 1 com uma coordenada no eixo x, ou seja, a estação 1 está na coordenada 0 m. O registro (2) refere-se ao espaçamento entre os receptores (30 m) e a profundidade dos mesmos (0 m). Em (3) está a parametrização, para o primeiro tiro (*shot1*), da localização da fonte (*s*) e dos receptores (*r1*, *r2*, *r3* e *r4*) além da profundidade da fonte (*sdepth*), que está na superfície para o arranjo *end-on* e a 5 m desta, para o *split-spread* simétrico.

Para o arranjo *end-on* (Anexo B5), utilizado principalmente em levantamentos marinhos, o primeiro receptor (*r1*) está na estação 3 que corresponde a posição 60 m; o receptor *r2* se encontra na estação 45 ou 1320 m; o receptor *r3* se encontra na estação 46 ou posição 1350 m; e o ultimo receptor (*r4*) está na estação 183 ou posição 5460 m. Percebe-se que *r2* e *r3* estão um ao lado do outro indicando que o arranjo é contínuo. Ou seja, não há necessidade de um “gap” para locação da fonte, como é o caso do arranjo *split-spread* (Anexo B5.1). Para os casos B5 e B5.1, deseja-se visualizar apenas o traçado dos raios referente ao primeiro tiro, mas se quiser plotar qualquer outro basta reparametrizar a localização fonte - receptor no registro (3).

No Anexo B6, a partir de (3) segue a sequência de tiros correspondente ao arranjo *end-on* para o modelo exemplo (Model-1). Então deve ser feita a parametrização de todos os tiros, na qual para este caso são 485, e foram divididos em intervalos iguais de 30 m em um *range* no eixo x que vai de 0 m até 14520 m. Já o *range* de receptores vai desde a localização 60 m (estação 3) até 5460 m (estação 183) para o primeiro tiro, e 14580 m (estação 487) até 19980 m (estação 667) para o ultimo tiro. Estes tiros devem ser devidamente calculados, para que o espaçamento

permaneça sempre constante. Caso contrário todo o levantamento será perdido devido ao carregamento incorreto da geometria na fase de processamento. Um bom controle de qualidade, é a visualização dos tiros gerado pelo arquivo *param1.1*, pois ele possibilita a comparação entre o cálculo feito para o arranjo e uma visualização gráfica da localização do mesmo. A parametrização da geometria é uma tarefa desgastante e tediosa. Sendo assim, uma boa dica é fazer estes cálculos em programas alternativos, como o Excel, por exemplo.

Para o arranjo *split-spread* simétrico, diferentemente do arranjo *end-on* onde os 180 receptores se encontram do mesmo lado da fonte, tem-se duas sequências de 90 receptores, distribuídos igualmente aos lados da fonte. Para carregar posteriormente esse tipo de geometria é interessante que nesta etapa se faça dois arranjos separadamente, tipo *end-on*, uma para cada lado da fonte, onde ambos contenham 90 receptores. Então, para o primeiro tiro, ou seja, tiro (s) na estação 92 ou 2730 m, a primeira sequência (lado direito em relação a fonte) inicia-se na estação 1 ou 0 m (*r1*), e termina na estação 90 ou 2670 m (*r4*), como mostrado em B7. Já a segunda (lado esquerdo em relação a fonte) inicia-se na estação 94 ou 2790 m (*r1*) e termina na estação 183 ou 5460 m (*r4*), como representado no anexo B7.1.

Após *cshot1* ser executado, *cshot2* finalmente é executado para construir os traços dos dados de saída de *cshot1*. Portanto o arquivo de entrada *param2* é a parametrização para a construção do sismograma (Anexo B8).

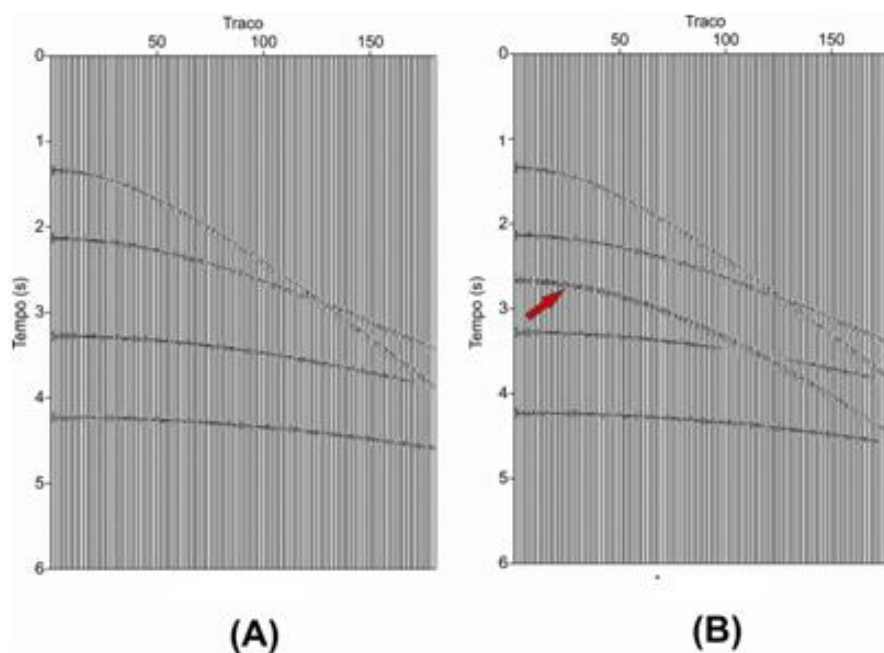
As notas abaixo são referentes ao arquivo *param2*:

- (1) Especifica a opção de classificação do dado, ou opção que o usuário deseja trabalhar. Além de construir um registro de tiros (s), é possível também, produzir um registro sorteado por receptores, ou seja, famílias de receptores (*r*);
- (2) Quais tiros o usuário deseja visualizar no sismograma. Neste caso foi visualizado tiro por tiro, do 1º ao 485º;
- (3) Também depende, assim como (2), da escolha do registro (1). Para este caso foi plotado os 180 registros correspondente a cada canal por tiro;
- (4) Banda de frequência da *wavelet*. Esta *wavelet* apresenta uma banda de frequência de 10Hz - 25Hz - 35Hz - 50Hz;
- (5) Comprimento da *wavelet* em segundos;

- (6) Taxa de amostragem em segundos;
- (7) Registro total do sismograma em segundos;
- (8) É o arquivo de saída de *cshot1*. Ele contém o tempo de trânsito, amplitude, etc. para todos os tiros;
- (9) Nome a ser dado ao arquivo de saída do *cshot2*.

Na figura 4.4, são mostrados os sismogramas gerados para o primeiro tiro, em (a) a presença somente de reflexões primárias, e em (b) além de eventos primários há também a presença de reflexões múltiplas (reverberação) para o Model-1.

Figura 4.4 – (A) Sismograma contendo somente reflexões primárias. (B) Sismograma contendo reflexões primárias e múltiplas do fundo do marinho (seta vermelha).



Fonte - Própria

#### 4.2.1.4 Executando *cshot1* e *cshot2*

A *Shell script* que executa os programas *cshot1* e *cshot2* é a *Xcshot* (Anexo B9). A linha 6 de B9, refere-se ao tamanho da caixa onde estará contido o modelo geológico. Em seguida o comando da linha 8 copia *param1.1* para *param1* e executa *cshot1* a partir de 9. O mesmo ocorre a partir da linha 17, onde *param1.2* é copiado para *param1* para ser executado por *cshot2* na 19. O diretório indicado nesta linha

deve ser modificado pelos usuários para gerarem sismogramas acima de 4 s de registro.

#### 4.2.2 Trimodel

O comando TRIMODEL do pacote SU, cria um modelo triangularizado segundo as condições de Delaunay. Fazendo uma análise sucinta dos principais comandos da *Shell script* do anexo B10 pode-se destacar algumas características importantes, que serão descritas abaixo.

O programa *trimodel* preenche o modelo triangularizado usando os valores do inverso da velocidade ao quadrado ( $sloth=1/v^2$ ) para que posteriormente seja realizado o traçamento dos raios baseado na equação iconal (FOREL et al., 2005). Lembrando que  $1/v$ , é conhecido como vagarosidade. Na linha 18 são definidas as dimensões do modelo em Km, e a partir da linha 20 tem-se 8 conjuntos de *xedge*, *zedge*, e *sedge*, as quais definem o contorno das interfaces (vértice), em Km, e o gradiente de velocidades. Diferentemente da construção do modelo por CSHOT, que precisava apenas definir obrigatoriamente a primeira interface, aqui deve ser definidas tanto a primeira quanto a ultima, limitando o modelo no topo e na base para que possa ser feita uma triangulação com eficiência. As linhas com *sedge* (*sloth* ao longo da interface), tem somente zeros porque as camadas são homogêneas e isotrópicas.

A linha 44 é necessária para algum programa de aquisição que use esse modelo. Uma interface que não é listada aqui, não será vista pelo script de aquisição mais tarde.

Depois de inseridos os vértice e seus correspondentes *sloth*, o comando *sfill* (linhas 45-51), é usado para preencher as regiões fechadas delimitadas por bordas fixas. Então qualquer ponto dentro de uma região fechada pode ser indicado pelo par (x,z). O *sloth* dessa região é determinado pela equação 4.2. Portanto, com a equação 4.2, o usuário define como será a variação da velocidade dentro de cada camada.

As tabelas 4.2 e 4.3 dão uma melhor visualização da parametrização do modelo.



$$s(x, z) = s00 + (x - x0) \cdot \frac{ds}{dx} + (z - z0) \cdot \frac{ds}{dz} \quad (4.2)$$

Na tabela 4.2 tem-se: x, x0, z e z0 os pontos finais e iniciais na horizontal e na vertical onde ocorrerá a variação da velocidade; esta variação terá um gradiente na direção x correspondente a ds/dx e na direção z de magnitude ds/dz.

Tabela 4.2 – Representação das variáveis do parâmetro *sfill* (linhas 45-51).

X	Z	x0	z0	s00	ds/dx	ds/dz
---	---	----	----	-----	-------	-------

Cada par x-z de *sfill* corresponde a um ponto dentro do modelo e indica a camada de preenchimento. Cada linha de *sfill* descreve o valor da *sloth* que preenche a camada.

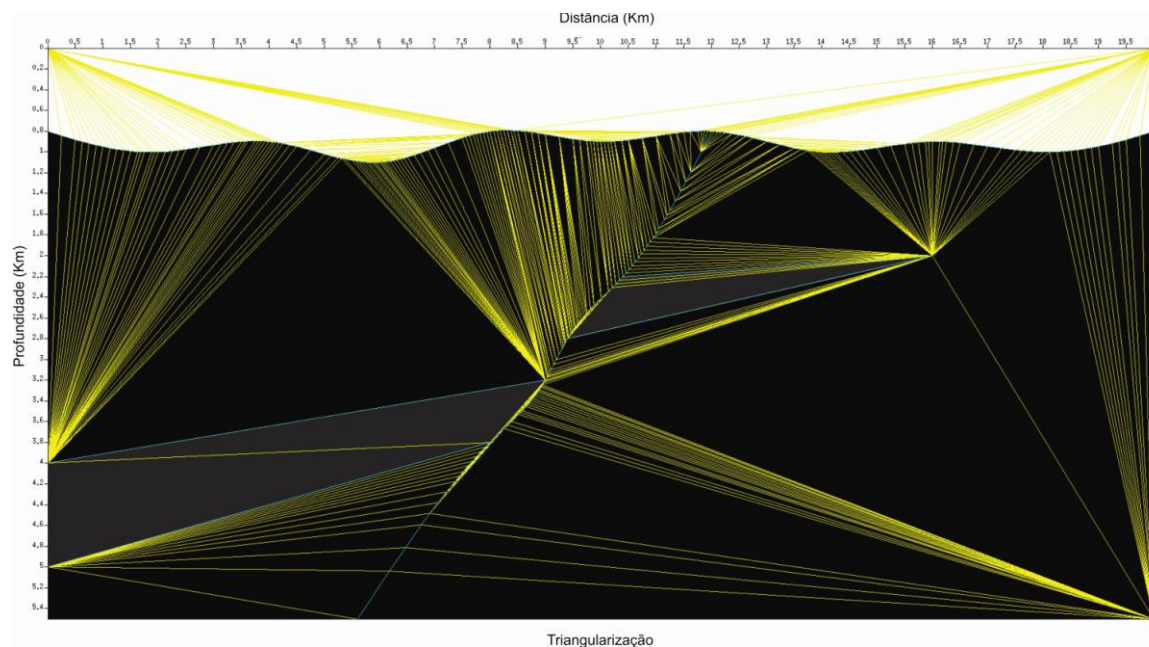
Tabela 4.3 – Parametrização de *sfill* para o modelo Trapa Combinada.

x (m)	z (m)	s00 (sloth)	Velocidade (m/s)
1000	500	0.25	2000
15000	1400	0.07	3780
1000	1000	0.07	3780
1000	4500	0.16	2500
1000	5300	0.07	3780
12000	2400	0.16	2500
14000	5000	0.07	3780

Após o modelo ser criado pelo programa TRIMODEL, será gerado três formas de visualizá-lo. A primeira (linhas 53-59) cria uma figura *postscript* mostrando a variação litológica de acordo com a velocidade. Em seguida, é gerado um display com o modelo triangularizado (linhas 61-64), como mostrado na figura 4.5. E por fim, é plotado na tela o campo de velocidades para camadas uniformes com o programa *tri2uni* (linhas 71-74). Este programa permite transformar modelos triangularizados em modelos uniformes, basta entrar com o número de amostras (n2 e n1) e o intervalo de amostragem (d2 e d1). Já nas linhas 78 a 80 foi usado um programa

(*farith*) que faz operações aritméticas simples com binários, para criar uma escala de velocidades em m/s.

Figura 4.5 – Modelo Trapa combinada triangularizado.



Fonte – Própria.

### 4.2.3 Triray

O programa TRIRAY do SU realiza uma modelagem de traçado de raios dinâmicos sobre um modelo triangularizado de *sloth*, gerado por TRIMODEL. A *Shell* B11, traça os raios e as frentes de onda perpendiculares aos mesmos a partir do modelo (Trapa combinada) criado no subitem anterior.

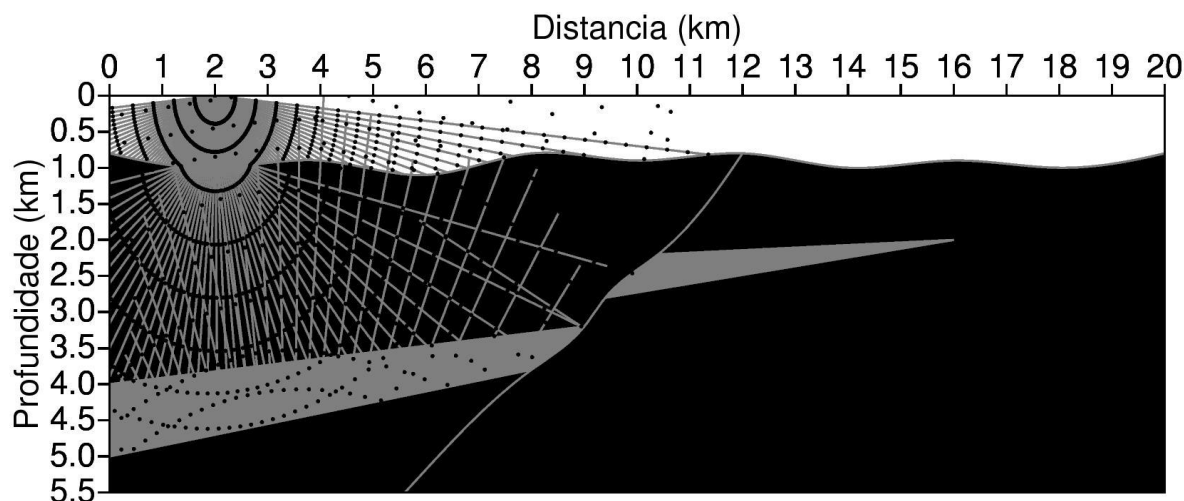
O comando principal em B11 é o *triray* (linha 30). Nele o usuário define todas as características do traçamento de raios desejado. A linha 34 define quais interfaces o feixe de raios será transmitido ou refletido. Por exemplo:

- *refseq=2,0*: raios refratam na interface 2;
- *refseq=3,1*: raios refletem na interface 3;
- *refseq=4,0*: raios refratam na interface 4;
- *refseq=5,1*: raios refletem na interface 5;

Para plotar as frentes de onda do modelo, usou-se o programa *psgraph*. O parâmetro *nt* usado em *triray* especifica o número de incrementos de tempo para

desenhar o avanço das frentes de ondas. O programa *transp* (linha 43) é necessário para transpor a imagem *wavefile* criada por *triray*. Já na linha 53, o programa *psmerge* uni todas as imagens em uma só, dando uma melhor visualização do modelo (figura 4.6).

Figura 4.6 – Traçamento dos raios feito pelo programa TRIRAY para um tiro na posição 2 km, mostrando as frentes de onda e reflexões nas interfaces 3 e 5.



### Trapa Combinada

Fonte – Própria

#### 4.2.4 Triseis

A *Shell* descrita em B12, de maneira geral tem o objetivo de gerar os traços sísmicos referente a resposta dada pelo modelo Trapa combinada.

Entre as linhas 24 a 44, são realizados três loops sucessivos. Isto ocorre de forma que o *i-loop* referente às posições da fonte depende da conclusão do *j-loop* que descreve cada posição de receptor, que por sua vez, depende de *k-loop*, o qual mapeia cada refletor separadamente. Portanto, todos os raios referente ao primeiro refletor (interface 2), são armazenados nos receptores, para o primeiro tiro. Em seguida todos os raios mapeiam o segundo refletor (interface 3) e são armazenados em cada receptor novamente ainda para o primeiro tiro. Quando todos os refletores são mapeados é que ocorre o loop da posição da fonte. O programa principal de B12, o *triseis* (linhas 47 a 50), gera um sismograma sintético de feixes Gaussianos, a partir de um modelo triangularizado. Os parâmetros requeridos pelo programa são:

- xs: coordenadas da fonte;
- zs: profundidade da fonte em superfície;
- xg: coordenada dos receptores em superfície;
- zg: profundidade dos receptores;

O parâmetro *kreflect* indica quais refletores *triseis* deve registrar no arquivo temporário *temp*. Cada arquivo *temp* possui 87300 registros que serão somados nas linhas 68 a 72, gerando o dado sísmico para todos os 485 tiros.

#### 4.3 PROGRAMAS DE PROCESSAMENTO

Apenas algumas etapas de processamento sísmico foram trabalhadas. Um fluxograma fixo para cada modelo não foi seguido, pois tornaria o trabalho muito extenso.

Os scripts para realizar o processamento sísmico estão no Anexo III.

Para visualizar os sismogramas o pacote SU disponibiliza os programas **suximage** e **suxwigg**, que apenas plotam na tela o dado sísmico; e **supsimimage** e **supswigg**, os quais geram figuras (.eps). O principal parâmetro de visualização destes programas é o *perc*. Este aplica um ganho percentual nos traços sísmicos proporcionando uma melhor visualização. Valores padrões de *perc* são: 90, 95, 97 e 98.

É importante citar também o programa **suwind** que seleciona uma janela de um determinado parâmetro, o qual o usuário deseja enfatizar no dado sísmico. Exemplo: janela de tiro comum, receptor comum, cdp, tempo, etc.

Todo dado real apresenta ruídos de diversas formas. Para adicionar um ruído aleatório (incoerente) a cada traço do dado foi usado o programa **suaddnoise**.

- SUADDNOISE – adicionar ruído aos traços.

Parâmetros principais:

noise - distribuição do ruído no traço (Gauss = probabilístico; flat = uniforme);

amps - banda de frequência desejada (1) e não desejada (0), usada para cada frequência especificada em f;

sn - razão sinal-ruído;

f - conjunto de frequências do ruído;

dt - (do header) intervalo de amostragem de tempo (seg).

#### 4.3.1 Carregamento da geometria

A *Shell* C1, preenche as principais chaves do *header*, como mostra a tabela 4.4. C1 dar a possibilidade do usuário escolher entre um arranjo split-spread simétrico ou end-on de acordo com o levantamento realizado (somente para os modelos de 20100 m).

A *Shell* faz a Inclusão das informações de aquisição (coordenadas de tiros e receptores, cdps, offsets, números de tiros e receptores) no header de cada traço do dado, permitindo a reorganização dos traços em famílias comum, como foi mostrado na figura 3.1.

Os principais programas do SU que permitem adicionar e/ou modificar o header são o **sushw** e o **schw**.

- SUSHW – define os valores das chaves/keys do header (ex.: sx, sy, gx, gy).
  - Parâmetros utilizados:
    - Key - nome da chave a ser definida;
    - a - número inicial da chave;
    - b - incremento interno do grupo;
    - c - incremento entre grupos;
    - j - comprimento do grupo.
- SUCHW – calcula valores de uma chave do header, segundo a equação 4.2, utilizando os valores de chaves pré-existentes (ex: offset, cdp).
  - Parâmetros utilizados:
    - key1 - chave do header a ser calculada;
    - Key2 - chave do header existente;
    - Key3 - chave do header existente;
    - a - constante;
    - b - escalar que multiplica a key2;
    - c - escalar que multiplica a key3;
    - d - valor do divisor;

$$\text{key3} = \frac{(a + b \cdot \text{key1} + c \cdot \text{key2})}{d} \quad (4.2)$$

Programas como **suedit**, **surange** e **sugethw**, são essenciais visualizadores das chaves do *header*. Cada um com suas características específicas de demonstração.

Tabela 4.4 – Principais chaves do *header* de um arquivo SU, preenchida para o dado Pré-sal, mostrada de acordo com o programa *surange*.

Chaves	Descrição	Valores
trac1	Contagem sequencial dos traços.	1 87300 (1 - 87300)
tracf	Número do receptor.	1 180 (1 - 180)
fldr	Número do tiro.	1 485 (1 - 485)
sx	Posição do tiro.	0 14520 (0 - 14520)
gx	Posição do receptor	60 19950 (60 - 19950)
offset	Afastamento fonte – receptor.	60 5430 (60 - 5430)
cdp	Ponto em profundidade comum.	30 17235 (30 - 17235)
trid	Identificação do tipo de traço sísmico.	1
dt	Intervalo de amostragem.	4000
ns	Número de amostras.	1501

#### 4.3.1.1 Cobertura

Após o carregamento da geometria, uma forma de saber se tudo está correto é fazer algumas seções de afastamento constante, tais como a seção de afastamento mínimo, médio e máximo, visualizar alguns CDPs para conferir as coordenadas ou qualquer família desejada.

Uma importante etapa para processos posteriores é a visualização da família de CDPs para analisar quais possuem cobertura máxima. Esta delimitação está diretamente relacionada a etapa da análise de velocidade do dado sísmico.

A *Shell C2* gera um gráfico de CDPs e offsets mostrando quem apresenta cobertura máxima.

### 4.3.2 Correção de amplitude

O SU apresenta alguns programas que dão ganhos de diversas formas no dado, como é o caso do programa **sugain**.

- SUGAIN - aplica vários tipos de ganho.

Parâmetros principais:

painel = 1 - ganho aplicado a um conjunto de dados (traço por traço);

tpow - multiplica dadp por t elevado a tpow;

epow - multiplica dado por exp ( $\text{epow} * t$ );

agc = 1 - fazer controle de ganho automático;

gagc = 1 - com taper gaussiano;

wagc = 0.5 - janela agc em segundos (use se agc = 1 ou gagc = 1);

scale = 1.0 - multiplica dado pelo fator de escala global;

norma - dados dividido pelo fator de escala global;

etc ...

Existe também um programa chamado **sudivcor**, que realiza uma correção de divergência esférica de acordo com os tempos e velocidades NMO proveniente de uma análise de velocidades preliminar. Para que o programa possa dar o ganho de amplitude de forma correta, o usuário deve escolher um CDP que tenha as velocidades e os tempos mais representativos da geologia.

- SUDIVCOR – correção de Divergência (espalhamento)

Parâmetros principais:

trms - tempos correspondentes a velocidades rms em vrms;

vrms - velocidades intervalo correspondente aos tempos em trms;

vfile – arquivo binário (não - ASCII) contendo as velocidades vrms (t).

### 4.3.3 Organização CDP e análise de velocidades

Para iniciar a análise de velocidade, o dado de entrada deve estar organizado (sorteado) em famílias de CDPs. O programa **susort** é um programa do SU que faz esse sorteamento de forma rápida.

- SUSORT – classifica o dado em qualquer palavra-chave do header.

Exemplo:

```
susort < input.su > output.su cdp offset
```

*Susort* classifica o dado de acordo com a ordem da chave do header que usuário especificou. No exemplo acima, que é o mais comum, o dado *input* está organizado em famílias de tiro (chave primária) e de traços registrados (chave secundária) e depois de sorteado, é gerado o dado *output* que está organizado em cdp (chave primaria) e offset (chave secundária).

Após a organização do dado em famílias CDPs, a análise de velocidade é feita utilizando a *Shell C3*, na qual o programa principal é o **suvelan** do SU.

- SUVELAN - calcula o semblance, onde seleciona-se a função de velocidade NMO, a qual será usada para correção de NMO.

Parâmetros principais:

nv - número de velocidades;

dv - intervalo de amostragem de velocidade;

fv - primeira velocidade;

smute - amostras com trecho NMO superior a smute são zerados.

O *script C3* é um código interativo onde o usuário faz a análise de velocidade em alguns CDPs pré-definidos. O ideal seria que todos os CDPs fossem analisados, porém isto levaria muito tempo para ser feito e se tornaria uma tarefa tediosa, pois geralmente existem muitos CDPs de cobertura máxima em um dado real.

Para o dado de arranjo end-on, aqui trabalhado, a análise foi feita em 10 CDPs (2715, 3915, 5115, 6315, 7515, 8715, 9915, 11115, 12315 e 13515), ou seja, a partir do CDP de cobertura máxima 2715 foi dado um espaçamento regular de 1200 CDPs até chegar ao CDP 13515, pois o 14550 (último CDP de cobertura máxima) não está incluso para este intervalo.

Para cada CDP é gerado um semblance (medida de coerência multicanal, Sheriff, 1982), onde as regiões em vermelho representam as velocidades mais coerentes para horizontalizar os refletores. Sendo assim, o usuário deve apontar o cursor do mouse na região onde achar que corresponde a velocidade mais representativa, e pressionar a letra “S” no teclado. Este comando salvará os picks



correspondentes aos pares de velocidades ( $v_{nmo}$ ) e tempos ( $t_{nmo}$ ). Finalmente, depois de ter salvado todos os picks de um determinado CDP é necessário pressionar a tecla “Q”, para finalizar o processo de picagem. Em seguida, é mostrado o CDP corrigido de NMO, de acordo com o par de  $v_{nmo}$  -  $t_{nmo}$  escolhido, e a função velocidade e 8 traços empilhados. Se a velocidade NMO usada for igual a velocidade do meio, os eventos serão corrigidos tornando-se horizontais. Caso contrário, se a velocidade for maior ou inferior a do meio, tem-se uma subcorreção ou sobrecorreção, respectivamente.

Neste momento o programa perguntará se o usuário está satisfeito com a função velocidade escolhida. Se sim, passa-se para o próximo CDP, caso contrário será analisado o mesmo CDP, até que se ache a função velocidade mais que o usuário julgue se aplicar satisfatoriamente à correção de NMO.

#### 4.3.4 Correção NMO e empilhamento

A *Shell C4*, faz a correção de NMO do dado sorteado em família de CDPs e empilha o mesmo, gerando além do dado corrigido de NMO e empilhado, uma imagem da seção empilhada.

O programa que realiza a correção de NMO em um dado sísmico é o **sunmo**. Já o empilhamento do dado é feito com o programa **sustack**.

- **SUNMO** – Correção de NMO para uma função de velocidade arbitrária de tempo e CDP.

Parâmetros principais:

$t_{nmo}$  - Tempo NMO correspondente para velocidades  $v_{nmo}$ ;

$v_{nmo}$  - velocidades NMO correspondentes aos tempo  $t_{nmo}$ ;

$cdp$  - CDPs para os quais  $v_{nmo}$  &  $t_{nmo}$  são especificados;

$inverter = 1$  - para executar NMO aproximado inverso.

- **SUSTACK** - empilha traços adjacentes de uma mesma chave do header.

Parâmetros principais:

$key = cdp$  - palavra-chave do cabeçalho para empilhamento;

$repeat = 1$  - repete o empilhamento, de acordo com o numero especificado

em  $nrepeat$ ;

nrepeat - número de repetições para o empilhamento.

#### 4.3.5 Filtragem de frequência

É importante ter sempre o controle da frequência de um dado sísmico e verificar qual faixa de frequência é a dominante, pois geralmente as demais serão ruído.

Com a *Shell* C5 é mostrado um gráfico da frequência por amplitude de todo o dado sísmico, facilitando a visualização das frequências predominantes no dado. Após esta visualização o dado pode ser filtrado com o programa **sufilter**.

- SUFILTER – Aplica um filtro de frequência no dado

Parâmetros principais:

f - arranjo do filtro de frequência (Hz);

amps - determina quais frequências de f serão cortadas (1) ou não (0); Deve ter o mesmo número de parametrizações de f;

dt - intervalo de amostragem(seg); Só é especificada quando não está presente no header.

A *Shell* C6 filtra o dado com um filtro passa-banda. Quem determina a característica do filtro é o parâmetro “amps”, onde o comando 0 indica que a frequência passará, e o parâmetro 1 indica o contrário. Por exemplo: se em f foi especificado 4 frequências (f1,f2,f3,f4) um filtro passa-baixa é representado por amps=0,0,1,1; um filtro passa-alta é dado por amps=1,1,0,0; e o filtro passa-banda é representado por amps=1,0,0,1.

## **5 GEOLOGIA DO PETRÓLEO**

Para a construção de modelos geológicos propícios à acumulação de hidrocarbonetos é primordial o conhecimento dos conceitos acerca da geologia do petróleo.

### **5.1 SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Segundo Papaterra (2010, p. 24):

Um sistema petrolífero, é definido como um sistema natural de hidrocarbonetos fluidos que engloba a cozinha de geração (volume de rocha geradora ativa), todo óleo e gás gerado por esta, as rochas reservatório, os selos, a sobrecarga sedimentar, além dos processos formadores de armadilha e de geração-migração-acumulação.

Um importante fator para que haja uma reserva explorável de hidrocarboneto, é o sincronismo, ou seja, uma sucessão cronológica entre a deposição da rocha geradora e conseqüentemente a maturação; a rocha reservatório; estruturas de migração entre a rocha geradora e reservatório; os fluidos com capacidade de mobilidade; rocha selante e estruturas que promovam a acumulação (trapas). (ALLEN et al., 2005).

#### **5.1.1 Rocha geradora**

A rocha que contém quantidades adequadas de matéria orgânica, com potencialidade de gerar e expelir petróleo são chamadas de rochas geradoras. A quantidade de Carbono Orgânico Total (TOC) nestas rochas deve ser superior a 0.5%. Existe uma boa correlação entre estimativa de reservas de petróleo com rochas geradoras. Os três principais ambientes deposicionais deste tipo de rocha são os lagos, deltas e bacias marinhas. Já a principal rocha geradora de petróleo no mundo é o folhelho (DEMAISON, et. al., 1994).

### **5.1.2 Rocha reservatório**

As rochas reservatório são litologias capazes de acumular o petróleo migrado da rocha geradora (fonte). Em geral, o local de acúmulo é formado por rochas porosas e permeáveis permitindo que o petróleo seja acumulado e extraído. Quanto menor a distância das rochas geradoras para a região do reservatório menor será a perda pelo seu transporte. Ou seja, para distâncias elevadas haverá dissipação (biodegradação, alterações termais, entre outros) de parte do petróleo durante seu trajeto, tornando-o mais pesado (menor qualidade). (ALLEN, et. al., 2005).

Existem vários tipos de reservatórios, mas os principais são os reservatórios convencionais formados por rochas siliciclásticas (turbiditos, por exemplo) e os não convencionais formados por Rochas carbonáticas (reservatório pré-sal brasileiro, por exemplo). Este último, apesar de possuir baixa porosidade primária é um grande acumulador de hidrocarbonetos devido a sua porosidade secundária, por dissolução, e fraturamento, principalmente.

### **5.1.3 Rocha selante**

A ocorrência de hidrocarboneto (rocha geradora) e as rotas de migração para rochas reservatório são confinadas e limitadas pela presença de uma superfície impermeabilizada chamada de rocha selante ou selo. Este tipo de estrutura sedimentar é uma barreira que impede a migração de hidrocarbonetos das rochas-reservatório, favorecendo a sua acumulação. Sua característica principal é sua baixa permeabilidade, ocorrendo superposta ao reservatório. Além disso, a rocha selante deve ser dotada da plasticidade, ou seja, a capacidade de manter sua condição selante mesmo após submetida a esforço localizado por deformações. As principais rochas selantes são: os folhelhos, carbonatos e os evaporitos (DOWNEY, 1994).

#### 5.1.4 Trapas

Entender os tipos de trapas ou armadilha de acumulação de hidrocarboneto é um passo importante para o desenvolvimento dos modelos a serem criados no capítulo VI.

A identificação das trapas é uma importante etapa na fase de exploração de hidrocarboneto. O sucesso de uma exploração depende muito do entendimento dos variados tipos de trapas e de como elas são formadas.

Trapa é algum arranjo geométrico de rocha que permite a retenção do óleo em subsuperfície, independentemente de suas formas ou origem (lentes, variações locais de porosidade, truncamentos, *overlaps*, falhas ou dobras). As formações produtivas (jazidas) podem ocorrer de várias formas e tamanhos, o que pode influenciar seriamente na sua produtividade (CAPUTO, 1990).

Diferentes exploracionistas podem classificar uma mesma trapa em categorias completamente diferentes, dependendo do ponto de vista de cada um. Portanto a classificação das trapas é uma tarefa interpretativa. Sendo assim, neste trabalho foi usada uma classificação que deriva de informações de vários autores.

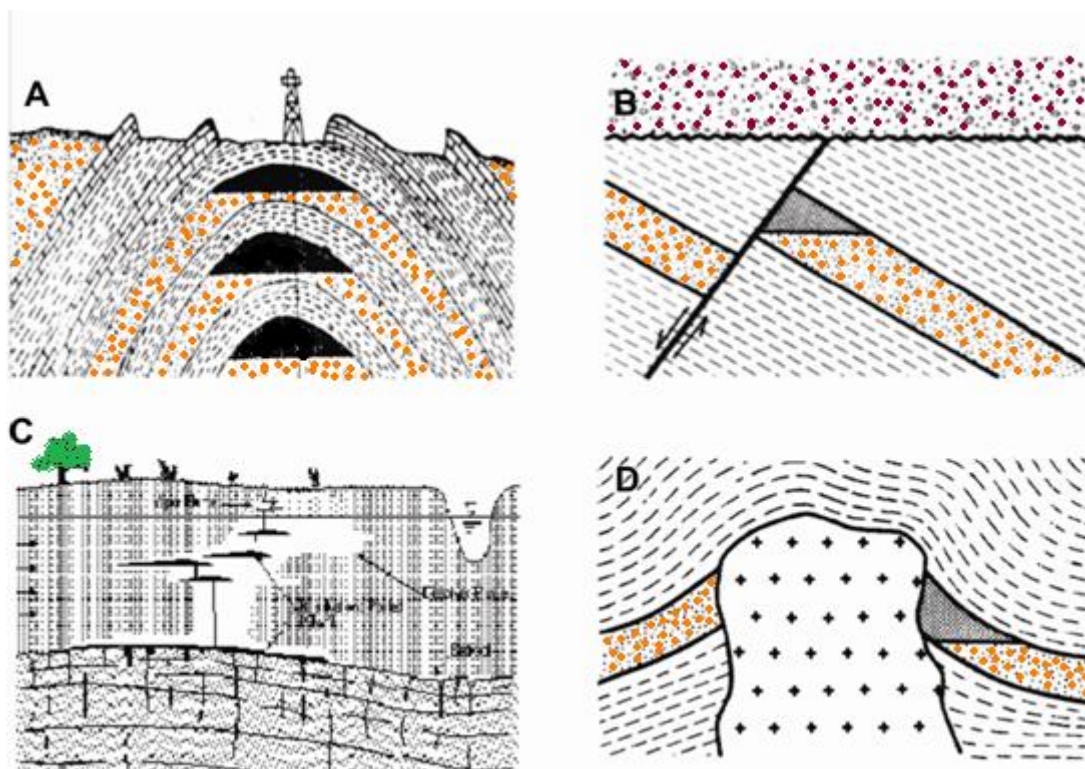
**Trapas estruturais:** São formadas devido a deformações locais e regionais, como dobras, falhas, e fraturas. Estas trapas são as que mais aparecem nos mapeamentos de superfície, e as mais facilmente visualizadas em subsuperfície (figura 5.1). A estrutura geralmente se estende verticalmente por uma espessura considerável, fazendo com que apareçam trapas em todos os reservatórios por ela afetados (CAPUTO, 1990).

As subclassificações das trapas estruturais são:

- Trapa dobrada: Formadas por processos sin ou pós-deposicional que deformam a superfície geológica formando curvas ou arranjos não planares (BIDDLE et. al., 1994).
- Trapa falhada: As falhas são extremamente importantes para a viabilidade de uma trapa, agindo como selo ou local de drenagem. O regime de trapas dominadas por falha, pode ser dividido em três categorias: as trapas formadas por falha normal, reversa, ou transcorrestes (BIDDLE et al., 1994).

- Trapas fraturadas: São as trapas em que suas bordas laterais são provenientes de mudança de reservatório fraturado para não fraturado ou rochas pouco fraturadas ou por mudança de abertura, fraturas permeável para fraturas cimentadas ou estreitamento de abertura, fraturas com baixa permeabilidade. Estas trapas podem ser divididas de acordo com suas geometrias e características internas em distensionais, cisalhantes, e complexas (VINCELETTE et al., 1999).
- Trapas diapíricas: Formadas pelo fluxo devido a diferença de densidade entre estratos, como sal e clásticos (CAPUTO, 1984).

Figura 5.1 – Exemplos de trapas estruturais. (A) estrutura dômica em seção, representando um regime de trapa dobrada; (B) trapas dominadas por falha – falha normal; (C) trapas fraturadas e; (D) trapa diapírica.



Fonte – Adaptada de Caputo (1990) e Bidlle et al. (1994)

As trapas estruturais (anticlinais) são as mais aparentes nos mapeamentos sísmicos, e facilmente localizadas na subsuperfície. Esse tipo de configuração geológica apresenta alta potencialidade de acumular hidrocarbonetos. Um único poço nessas condições geralmente possui elevada produtividade. Existe o caso do Campo de Yates (EUA), por exemplo, onde um único poço é capaz de produzir óleo

com uma vazão de 260.681 barris/dia (figura, 5.1a). Só para ter uma idéia, a média de todas as bacias brasileiras em 2000 era de 1.260.000 barris/dia (CAPUTO, 1984).

**Trapas estratigráficas:** Formadas por variações na estratigrafia, na litologia, ou mesmo em ambas. A classificação desse tipo de trapa foi objeto de estudo de vários autores, mas tentou-se seguir o método de Rittenhouse (1972) que divide as trapas estratigráficas em:

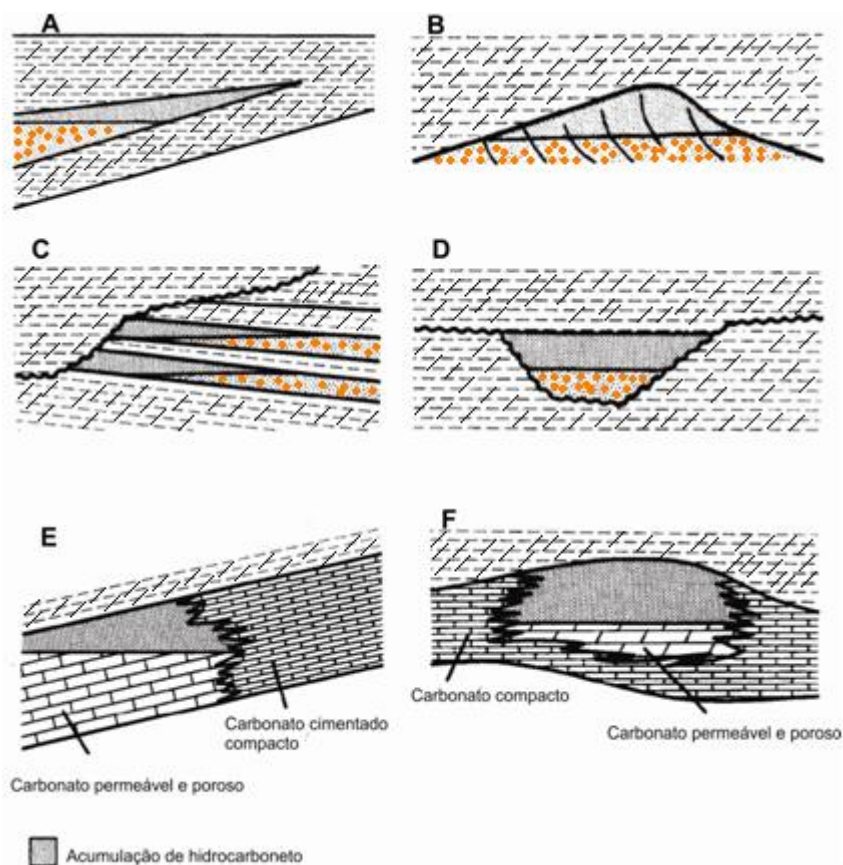
- Trapa deposicional ou primaria: É criada por mudanças nas deposições contemporâneas, não sendo associada com inconformidades significativas. Pode ser organizada em duas classes: a formada por mudanças de deposição lateral e a criada por alívio de deposição soterrada.
- Trapas associadas com inconformidade: Superfícies discordantes causadas por vários fatores. Classificam-se em duas categorias: as trapas que ocorrem abaixo de uma inconformidade ou acima dela.
- Trapas secundárias: Resultantes de alteração pós-deposicional do estrato, ou seja, trapas diagenéticas.

Na figura 5.2, está representada os três tipos de trapas estratigráficas. Em (A) e (B) são feições de trapas estratigráficas deposicionais ou primárias; já em (C) e (D) tem-se características associadas a trapas geradas por inconformidade; e finalmente em (E) e (F) são trapas secundárias ou diagenéticas.

**Trapas hidrodinâmicas:** São formadas pelo efeito da movimentação da água subterrânea associada, entre outros, à variação de densidade da água e do hidrocarboneto (óleo e gás), como mostra a figura 5.3.

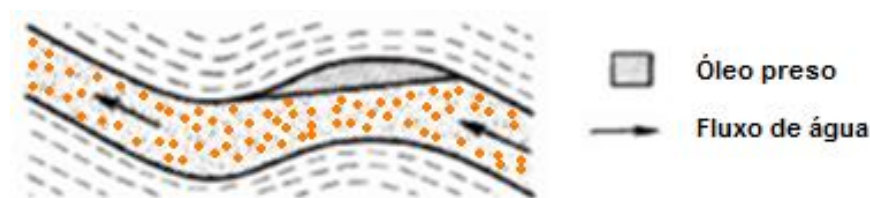
**Trapa combinada:** São trapas formadas pela combinação de características estruturais e estratigráficas, ou ainda hidrodinâmicas (CAPUTO, 1990).

Figura 5.2 – Em (A) tem-se um acunhamento deposicional causada por mudança lateral de deposição; em (B) dunas eólicas soterradas por sedimentos com menor porosidade e permeabilidade; Em (C) tem-se uma sub-inconformidade associada com incisão de um vale; e em (D) um trapeamento acima relacionado a deposição de um reservatório em um vele ou canyon; em (E) são trapas devido a cimentação e em (F) devido a dolomitização do carbonato.



Fonte – Adaptada de Biddle et al. (1995).

Figura 5.3 - Contato água-óleo na dobra com fluxo de água para cima.



Fonte – Adaptada de Caputo (1990).



## 5.2 – MODELO GEOLÓGICO/GEOFÍSICO

A partir do exposto no item anterior (5.1), foram selecionados alguns modelos geológicos para gerar os modelos geofísicos correspondentes no capítulo VI. Lembrando que para todos os modelos gerados neste trabalho considerou-se as camadas homogêneas e isotrópicas. Outro aspecto importante é que apenas foram consideradas as velocidades das ondas longitudinais ( $V_p$ ), deixando implícito que a densidade é constante. Já a *wavelet* utilizada para todos os levantamentos foi a de fase zero.

O primeiro modelo denominado de “Dobramentos” tenta representar a ocorrência de reservatórios tanto em regiões anticlinais, associados a trapas estruturais de regime de dobras, quanto em áreas onde o trapeamento é feito por processos hidrodinâmicos. Além disso, a rocha geradora não se apresenta na seção geológica, dando a entender que houve um processo de migração longo. Por possuir uma estratificação basicamente intercalada entre arenito e folhelho, ou seja, geofisicamente pode-se esperar inversões de velocidades, pois o arenito apresentará velocidades menores do que o folhelho.

O segundo modelo chamado de “Estruturas dômicas” foi baseado na figura 5.1a. Ele caracteriza-se essencialmente por ter seus reservatórios trapeados por dobras estruturais. As velocidades do modelo estão assim distribuídas da superfície até os 5500 m de profundidade: 3800 m/s (calcário); 3400 m/s (Folhelho); 2500 m/s (arenito); 3600 m/s (Folhelho); 2800 m/s (Arenito); 3900 m/s (Folhelho); 5000 m/s (calcário); e 3300 m/s (arenito).

Para o terceiro modelo (domo de sal), foi selecionado um domo salino. Devido ao movimento dos corpos de sal, uma grande variedade de armadilhas de óleo pode ser gerada. Este modelo tenta reproduzir as deformações locais (dobras) causadas pela presença de um diápiro de sal com o topo a uma profundidade de 3000 m. Sendo assim, dois tipos de trapeamento geológico que se destacam aqui são: o trapeamento estrutural (trapas dobradas) logo acima do domo de sal, e trapas diapíricas, na lateral do domo, causadas pelo fluxo devido ao contraste de densidade entre o arenito (clástico) e o sal. As velocidades sísmicas variam de 1500 m/s (água) a 5500 m/s (sal).

No quarto modelo denominado “Pré-sal”, tentou-se representar de maneira simplificada uma seção geológica do Pré-sal. Neste modelo, podem ser encontrados diversos tipos de sistemas petrolíferos, mas o principal, como conhecido na literatura, são os formados pelas Rochas reservatório carbonáticas (não convencional), as quais estão trapeadas por um extenso corpo de sal.

O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas que apresentam potencialidades de gerar e acumular hidrocarbonetos, abaixo da camada de sal em ambientes marinhos. (Em: <<http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/>> Acesso em: 01 Novembro de 2011).

As velocidades sísmicas deste modelo estão variando desde 1500 m/s com a camada de água, até 6000 m/s, referente ao embasamento.

O quinto e último modelo, denominado de “Trapa Combinada”, é caracterizado por um regime de trapa primária, ou seja, formada por mudanças de deposição, mas precisamente um acunhamento deposicional causada por mudança lateral de deposição, onde posteriormente a camada arenítica foi cortada por uma falha de regime distensional, a qual selou completamente os reservatórios ou o reservatório arenítico. A camada geológica superficial do modelo (conglomerado) apresenta uma velocidade de 2000 m/s, seguida de um folhelho com 3780 m/s intercalado por um redito de 2500 m/s.

## 6 RESULTADOS

Neste capítulo serão mostrados alguns modelos geológicos propícios a acumulação de hidrocarbonetos e algumas etapas de processamento citadas no capítulo IV.

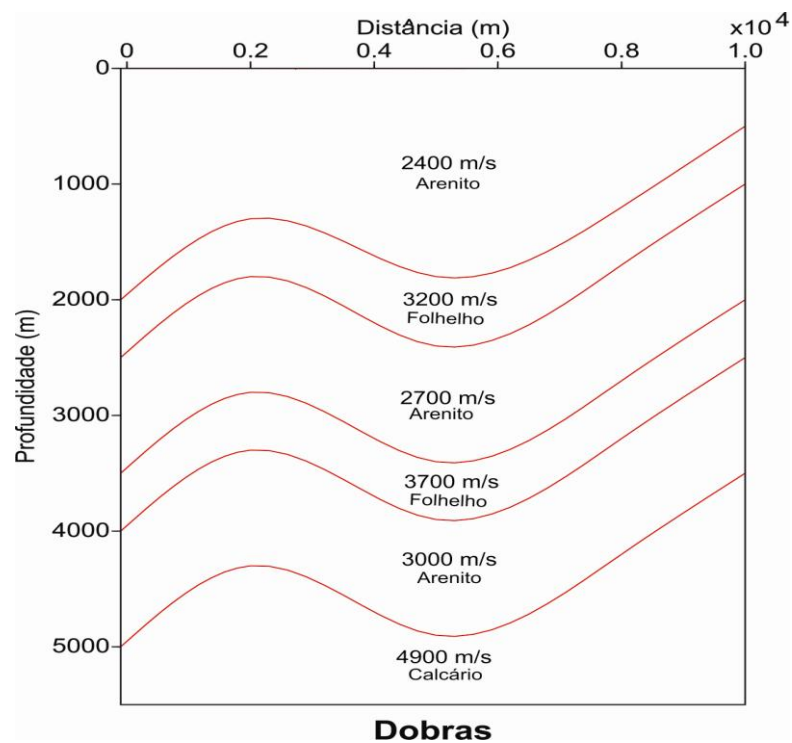
Todos os parâmetros que determinam as tendências das interfaces dos modelos deste capítulo estão no anexo IV.

### 6.1 DOBRAMENTOS

A seção geológica está determinada por uma profundidade de 5500 m e uma distância longitudinal de 10100 m (figura 6.1). Sendo assim, utilizando um arranjo de aquisição split-spread foi adquirido um sismograma sintético para este modelo. Na figura 6.2, está o traçamento de raios para um tiro na posição 4980 m (estação 166), mostrando as famílias de raios simétricos em ambos os lados da fonte característico deste tipo de aquisição.

Analizando o traçamento de raios da figura 6.2, percebe-se que existe um cruzamento entre os raios antes de chegarem aos receptores que estão a 5 m de profundidade para este modelo. Este fenômeno (comum em regiões sinclinais) pode ser visto no sismograma (figura 6.3) referente ao tiro na posição 4980 m, e está representado pela seta verde. Já o evento linear representado pela seta vermelha, mostra as ondas diretas, ou seja, ondas que saem da fonte diretamente para os receptores.

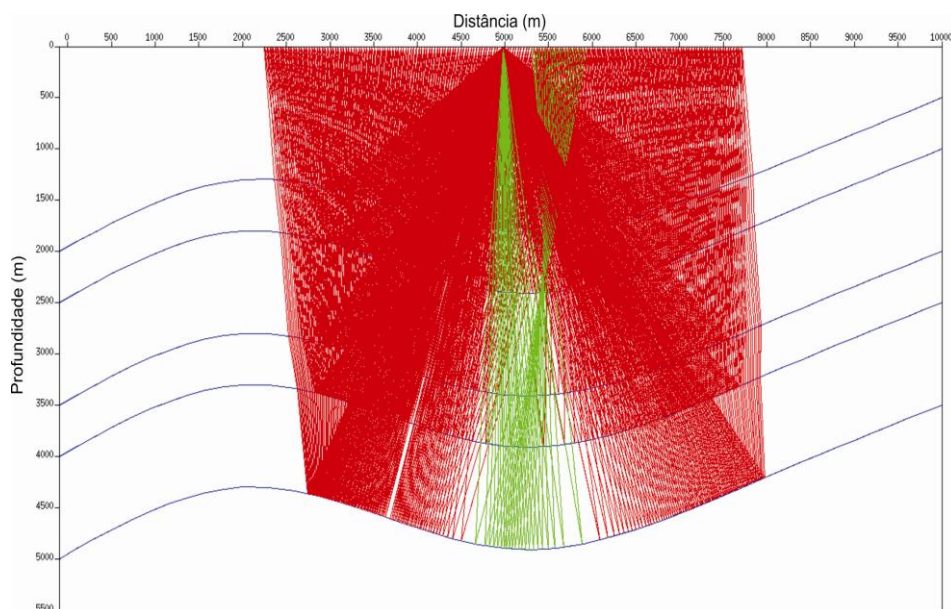
Figura 6.1 – Modelo de estruturas que podem estar associadas a trapas estruturais de regime de dobras, trapas devido a diferença de densidade de óleos, ou trapas hidrodinâmicas.



**Dobras**

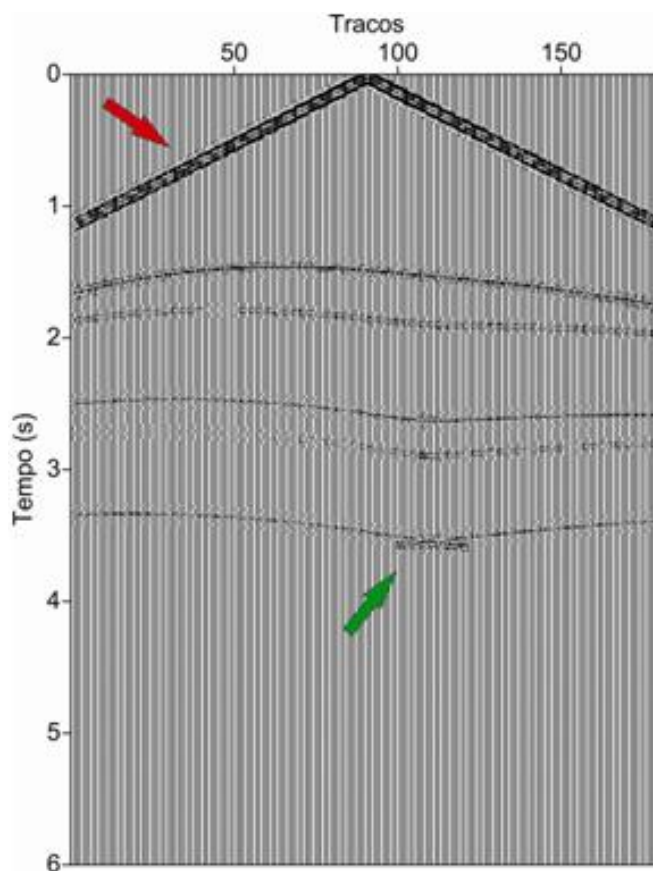
Fonte - Própria

Figura 6.2 – Traçamento dos raios para um tiro na posição 4980 m (estação 166).



Fonte – Própria.

Figura 6.3 – Sismograma sintético referente ao traçamento de raios da figura 6.2, ou seja, tiro na posição 4980 m.



Fonte – Própria.

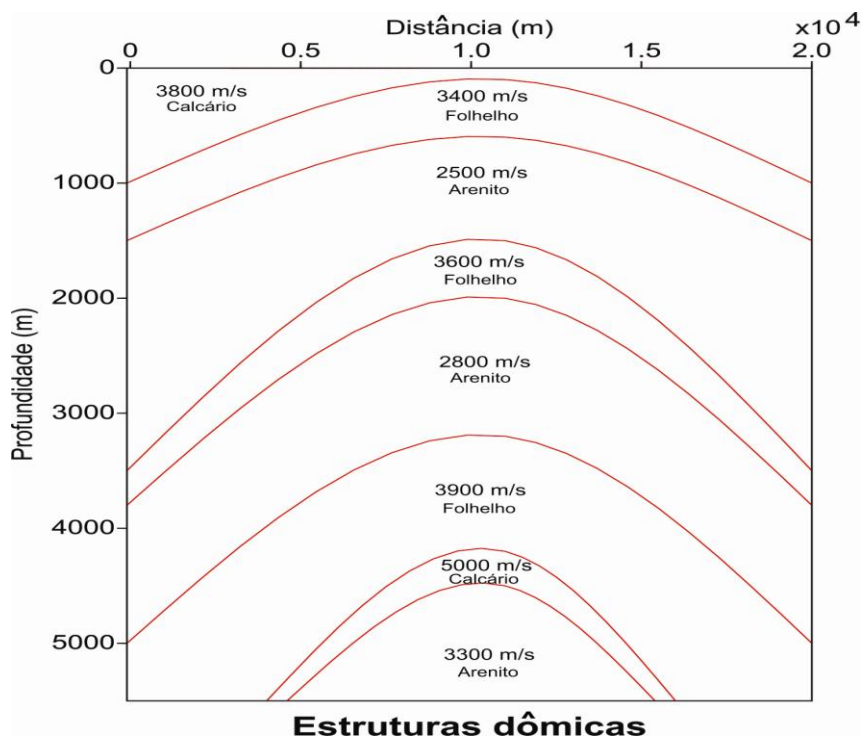
## 6.2 ESTRUTURAS DÔMICAS

Uma trapa de dobramento raramente está livre de falhamentos, mas para esse modelo não foi considerada as falhas por limitação do programa Cshot. Portanto a figura 6.4, mostra uma simulação geológica de como seria uma sequência estratigráfica dessas estruturas em subsuperfície.

O traçamento dos raios para esse tipo de estrutura, correspondente as ondas diretas e primárias, não apresentou nenhuma característica especial. Na Figura 6.5, tem-se a família de raios simétricos em ambos os lados da fonte referente a aquisição *split-spread*, na qual a fonte se encontra na estação 191, ou seja, na posição 5700 m.

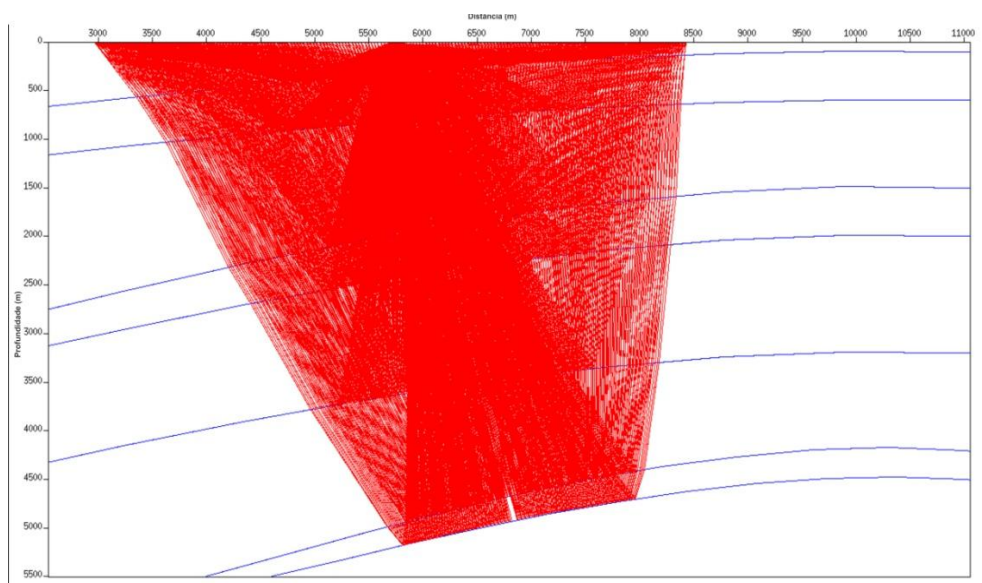
Na figura 6.6, tem-se uma seção de afastamento mínimo do modelo de estruturas dômicas.

Figura 6.4 – Modelo de uma seção geológica em ambiente terrestre, com a sequência estratigráfica e suas respectivas velocidades.



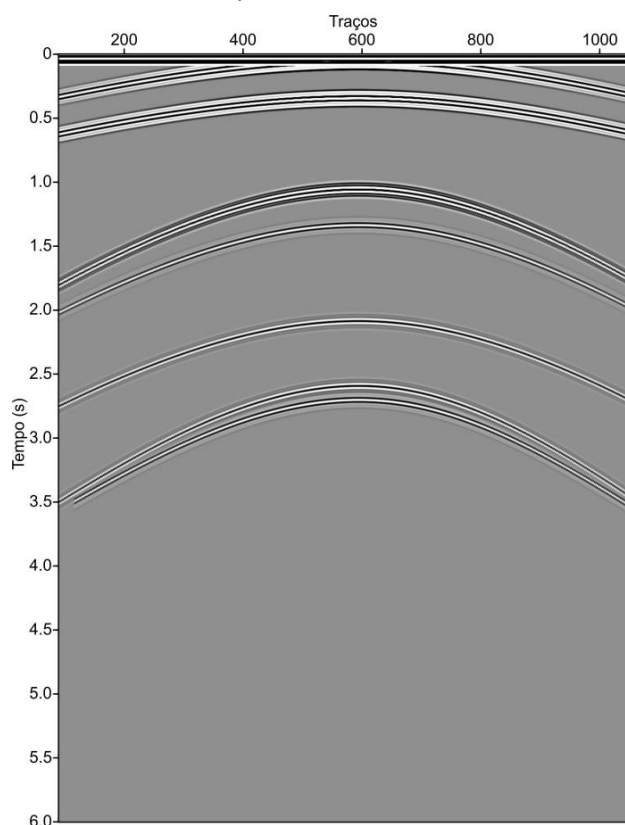
Fonte – Própria.

Figura 6.5 – Traçamento de raios para ondas diretas e primárias na posição 5700 m.



Fonte – Própria.

Figura 6.6 – Seção de afastamento mínimo para o modelo de estruturas dômicas.



Fonte – Própria.

A interpretação deste sismograma, não apresentou dificuldades. Porém podem ser feitas algumas observações. Devido as altas velocidade das duas primeiras camadas, há uma diminuição no tempo de chegada da primeira interface, fazendo com que ela chegue a ser suprimida na região da linha de charneira. Com relação as duas últimas interfaces onde possivelmente poderia existir um reservatório de hidrocarboneto, trapeado pelo calcário, pode-se notar que esses refletores cortam o sismograma (2.7s a 3.5s) completamente. Portanto, a visualização dessas estruturas somente pelo sismograma de seção de afastamento mínimo não oferece informações seguras da geologia de subsuperfície.

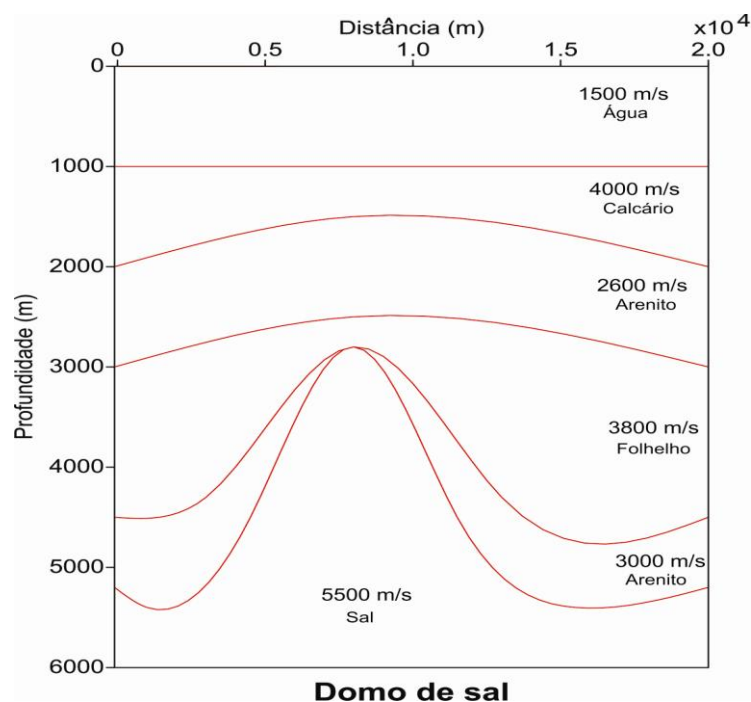
### 6.3 DOMO DE SAL

A sequência estratigráfica e as respectivas velocidades deste modelo estão mostradas na figura 6.7.

A visualização do traçamento dos raios para um tiro dado na posição 0 m (estação 1), está mostrada na figura 6.8. O tipo de arranjo de aquisição utilizado aqui

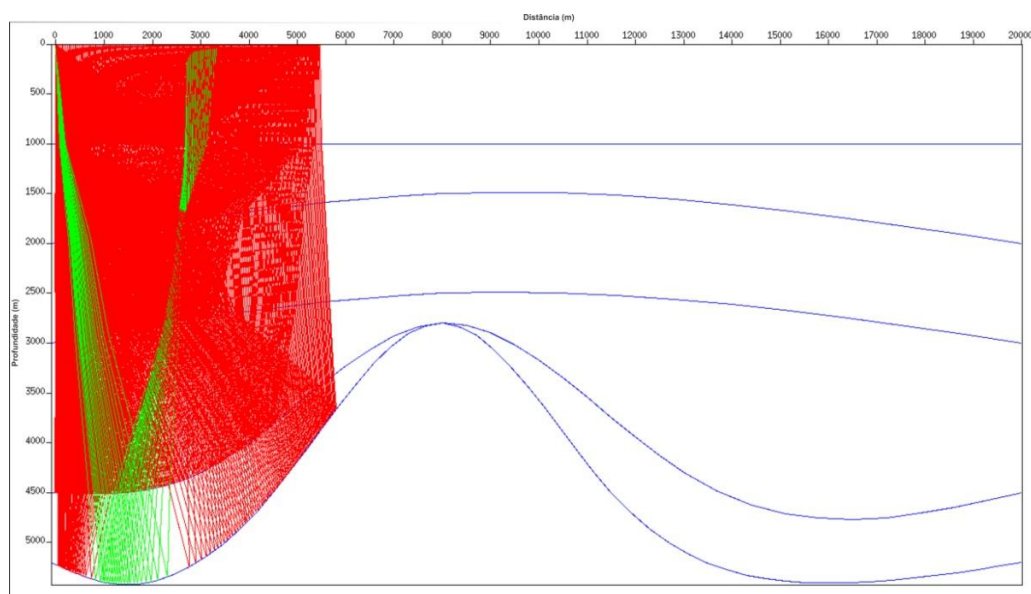
foi o *end-on*, comum em levantamento marinho. Neste caso também percebe-se a presença do fenômeno da cáustica, representado pelos raios em verde. Já na figura 6.9a está o sismograma sintético para o tiro mostrado na figura 6.8, e a seção empilhada em 6.9b.

Figura 6.7 – Modelo geológico de ambiente marinho, mostrando as consequências da presença de um domo de sal sobre as demais estratigrafias em subsuperfície.



Fonte – Própria.

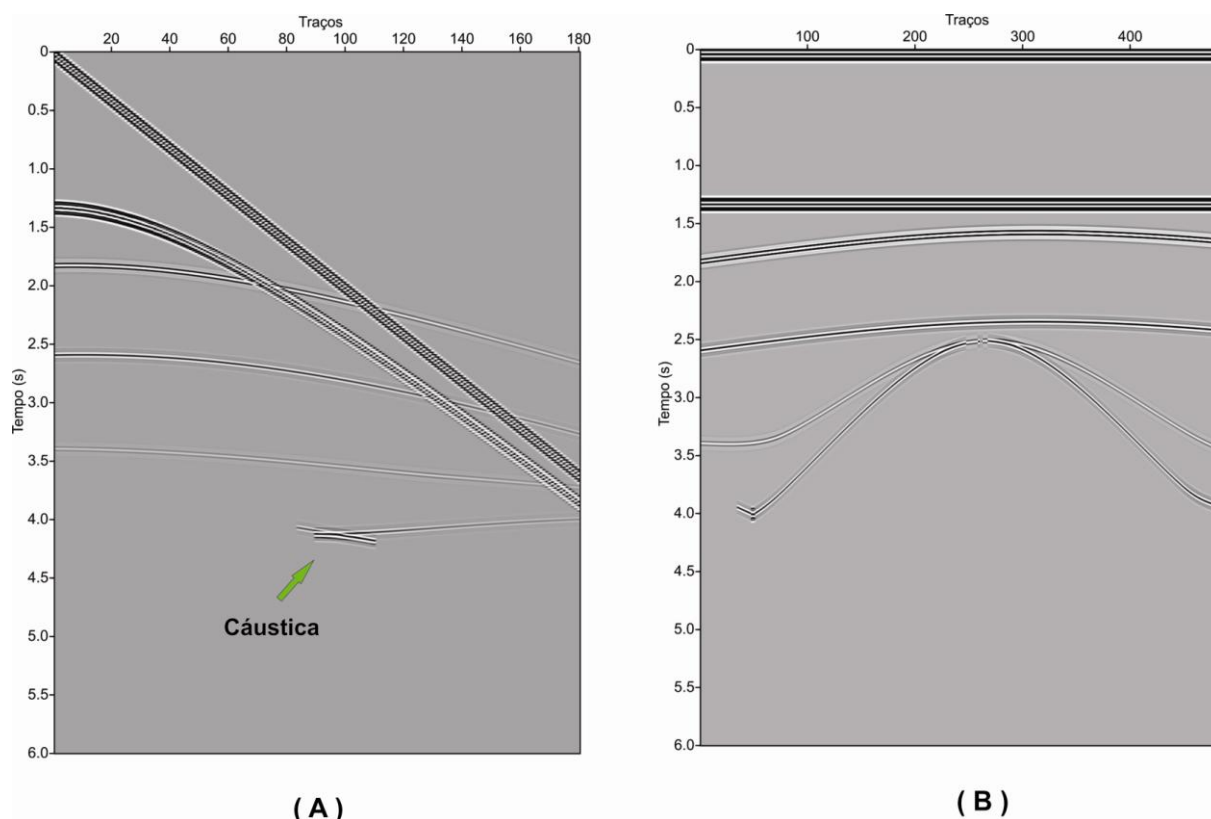
Figura 6.8 – Traçamento de raios com arranjo de aquisição *end-on*, referente ao tiro na posição 0 m.



Fonte – Própria.



Figura 6.9 – Seções sísmicas para o tiro na posição 0m (A); e de afastamento comum para o offset mínimo, ou seja, 60 m (B).



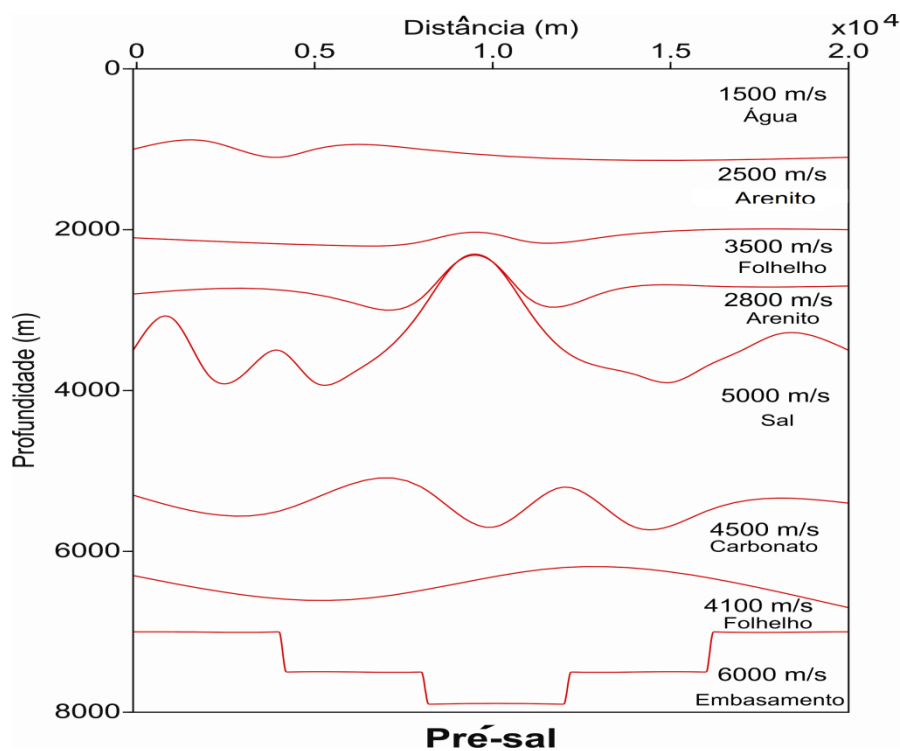
Fonte - Própria

## 6.4 PRÉ-SAL

A partir do modelo geológico da figura 6.10, foram realizados 485 disparos durante os 20 km de distância longitudinal, espaçados em 30 m. O primeiro tiro, para o arranjo de aquisição *end-on* deste modelo, foi dado na posição 0 m, ou seja, estação número 1. A figura 6.11, mostra as diferentes trajetórias percorridas pelos raios ao se refletirem nas interfaces irregulares do modelo.

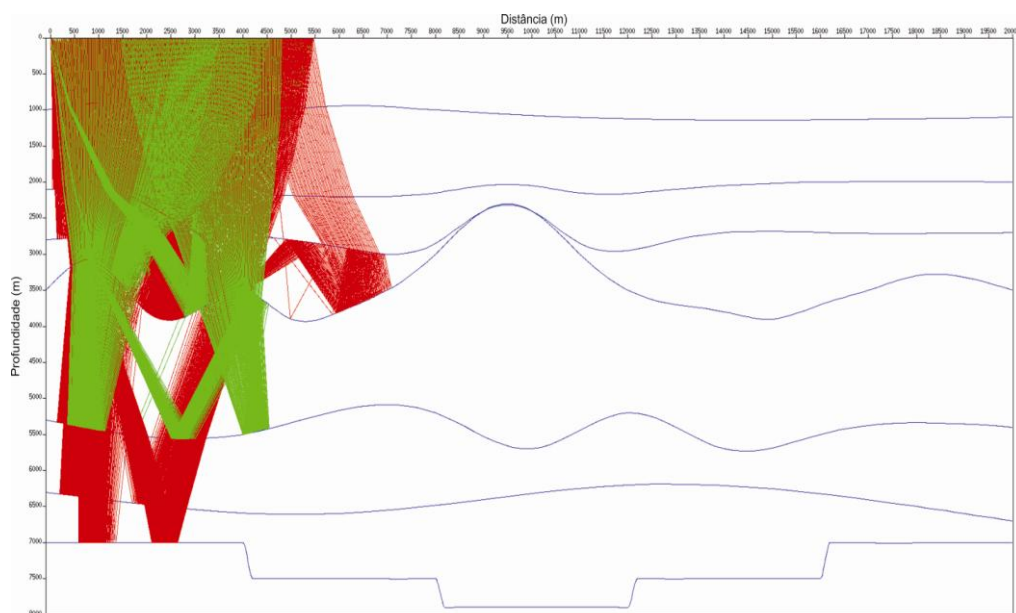
Para mostrar como os ruídos poderiam afetar um dado sísmico, foi acrescentada algumas múltiplas reflexões: de 1ª e 2ª ordem do fundo do mar; de 2ª ordem do topo do sal e; de 1ª ordem da base do sal. E um ruído incoerente de alta frequência para cada traço. As múltiplas foram geradas na etapa de construção do modelo com o programa CSHOT. Já o ruído aleatório foi gerado com o parâmetro *sn* do programa *suaddnoise* igual a 10000, ou seja, uma razão sinal ruído elevada.

Figura 6.10 – Modelo geológico representativo do Pré-sal, com sua respectiva sequência estratigráfica e supostas velocidades.



Fonte – Própria.

Figura 6.11 – Traçamento de raios referente ao primeiro tiro na posição 0 m, para o modelo do Pré-sal.

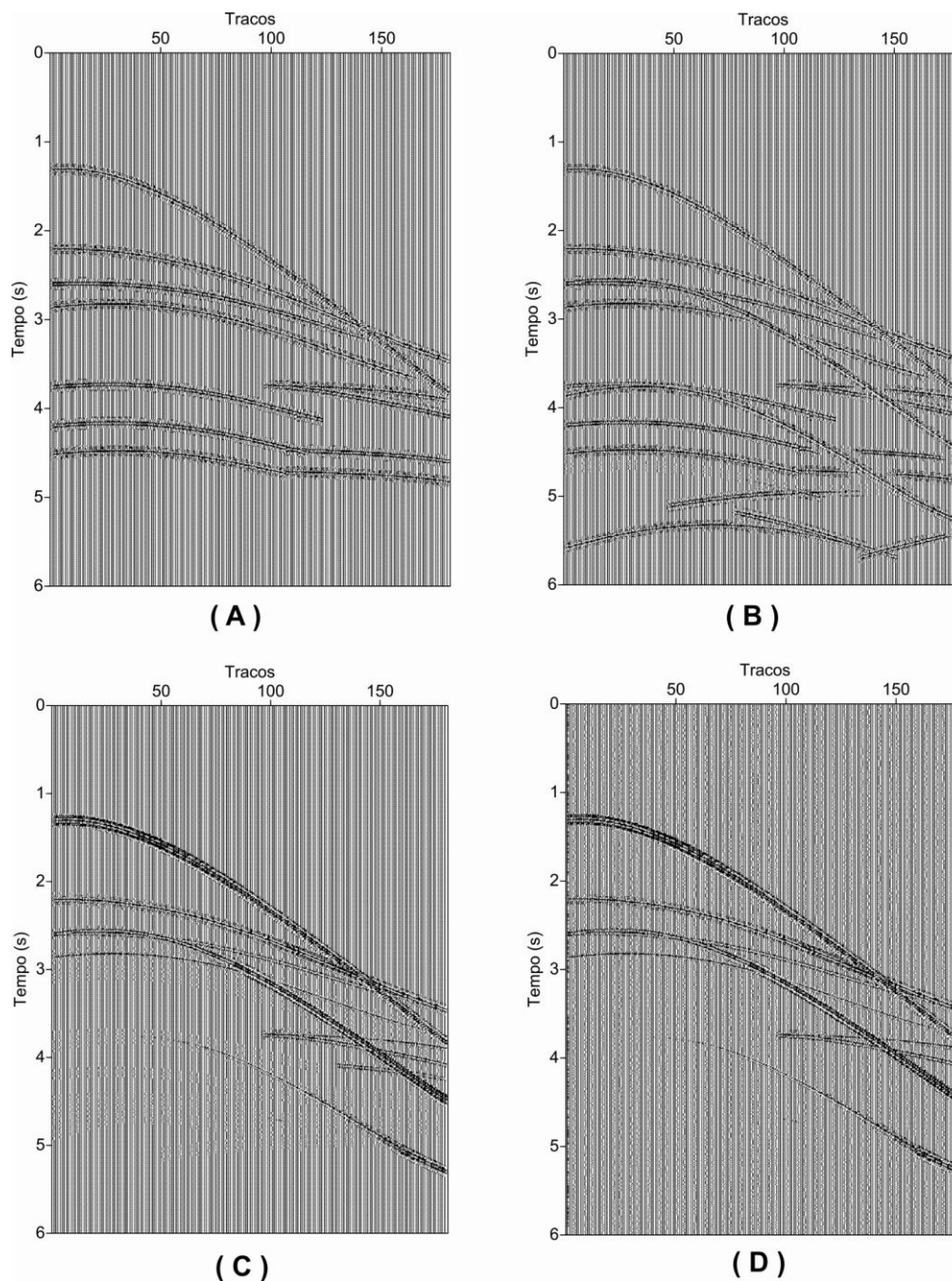


Fonte – Própria.

A diferença entre os dados com e sem a presença de ruído (coerente e incoerente) para as seções de afastamento mínimo podem ser vistas na figura 6.12. A figura 6.12a mostra apenas as reflexões primárias. Em 6.12b o sismograma apresenta além das primárias, as múltiplas. Para estes sismogramas, foi dado um ganho AGC (*Automatic Gain Control*) usando o parâmetro *gagc=1* do programa *sugain*, com o objetivo de recuperar as amplitudes das múltiplas do topo e base do sal que se apresentavam esmaecidas, apenas para se ter uma melhor visualização e comparação. O ganho AGC não apresentou bons resultados para o dado com ruído aleatório de alta frequência distribuído regularmente para todos os traços, pois diminuiu a amplitude das reflexões em geral. Portanto, comparando 6.12a e 6.12b, dá pra ver claramente as múltiplas do fundo do mar de 1ª e 2ª ordem nos tempos 2.6 s e 3.9 s respectivamente. Além disso, abaixo de 3.5 s as múltiplas do topo e base do sal começam a aparecer. Na figura 6.12c o sismograma continua sem ruído aleatório, mas as múltiplas do topo e base do sal estão bastante atenuadas. Em 6.12d o dado foi contaminado com o ruído aleatório definido para uma razão sinal – ruído alta ( $sn=10000$ ), ou seja, não foi especificado frequências de contaminação, portanto todo o dado é contaminado. Para estas duas ultimas figuras, foi dado apenas um *perc=97* do *suxwigb*. Percebe-se que as múltiplas do fundo do mar continuam bem nítidas, ao contrário das do topo e base do sal.

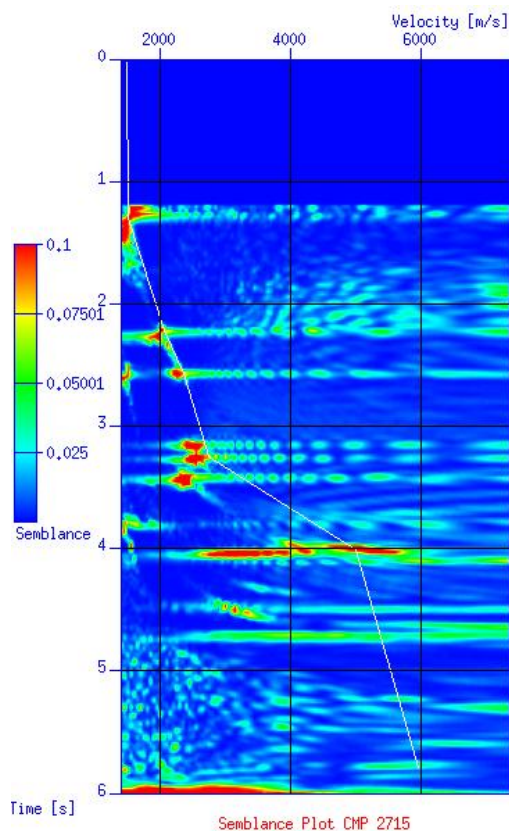
As múltiplas do fundo do mar são bem mapeadas no painel de semblance gerado pelo programa *suvelan*. Já as do topo e base do sal são confundidas com o ruído aleatório. Na figura 6.13, as regiões em vermelho representam as velocidades mais coerentes. A linha em branco mostra os *picks* dados para as possíveis velocidades primárias. Nos tempos 2.6 e 3.9 s existem duas regiões com mesma velocidade 1500 m/s (camada de água) da região 1.3 s. Confirmando que estes são eventos múltiplos.

Figura 6.12 – Sismogramas referentes ao primeiro tiro (posição 0 m), mostrando a diferença entre os dados sem ruído aleatório: (A) sem múltipla e com ganho AGC; (B) com múltipla e ganho AGC; (C) com múltipla sem ganho AGC. E em (D), o dado está com múltiplas e ruído aleatório, sem ganho AGC.



Fonte – Própria.

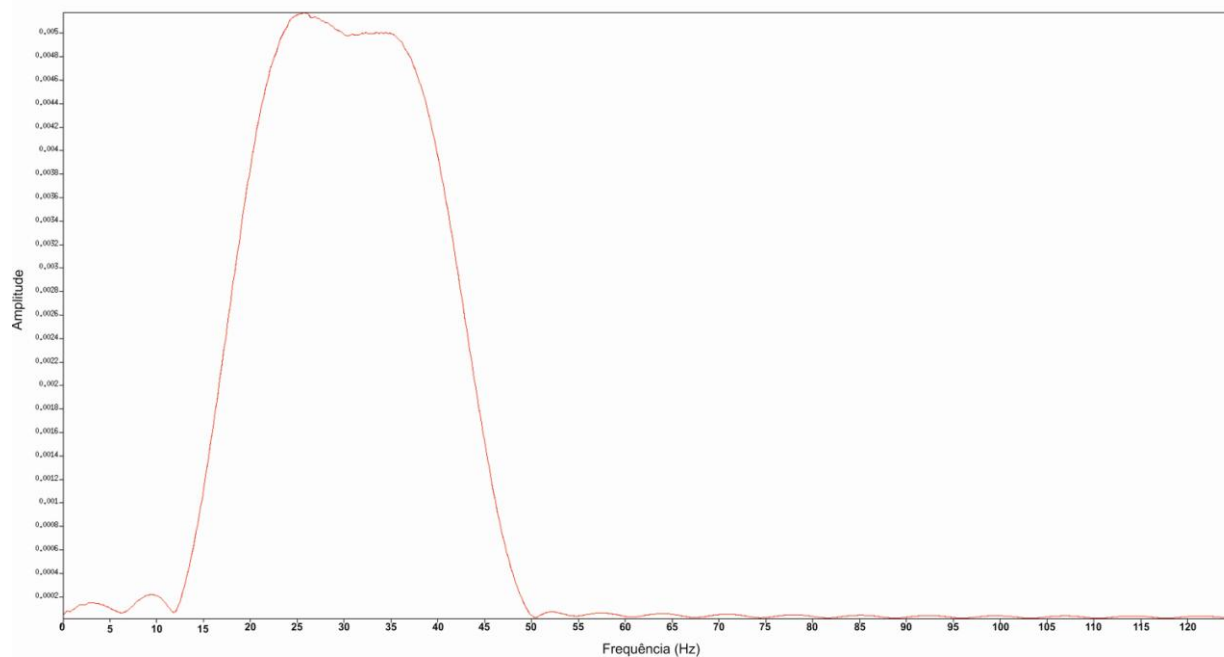
Figura 6.13 – Painel de semblance para o CMP 2715, mostrando os eventos primários (linha branca), e as múltiplas nos tempos 2.6 e 3.9 s com velocidade de 1500 m/s.



Fonte – Própria.

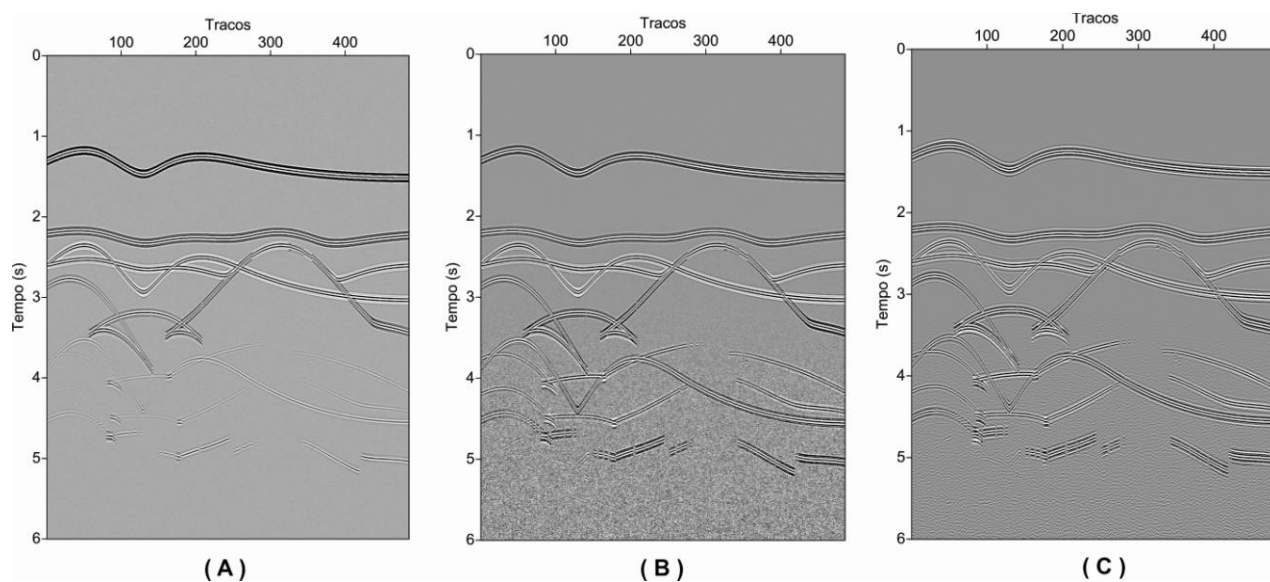
Outros dois processamentos realizados no dado Pré-sal, foi a correção de divergência esférica, com o programa *sudivcor*, feita a partir de uma análise de velocidade preliminar, e a filtragem de frequência, consequência de uma análise do espectro de frequência (figura 6.14) que determinou as frequências dominantes do dado entre 10, 25, 35 e 50 Hz. A figura 6.15, mostra a diferença entre as seções de afastamento mínimo para o dado sem processamento (6.15a), com a correção de amplitude (6.15b) e finalmente com a filtragem da frequência (6.15c). Nota-se que a partir de aproximadamente 3.5 s, a uma melhoria significativa da visualização do sismograma. Isso devido ha eficiente correção feita na amplitude dos traços sísmicos.

Figura 6.14 – Espectro de frequência do dado Pré-sal.



Fonte – Própria.

Figura 6.15 – Seção de afastamento mínimo para o dado (A) original; (B) com correção de amplitude e; (C) após filtragem de frequência.

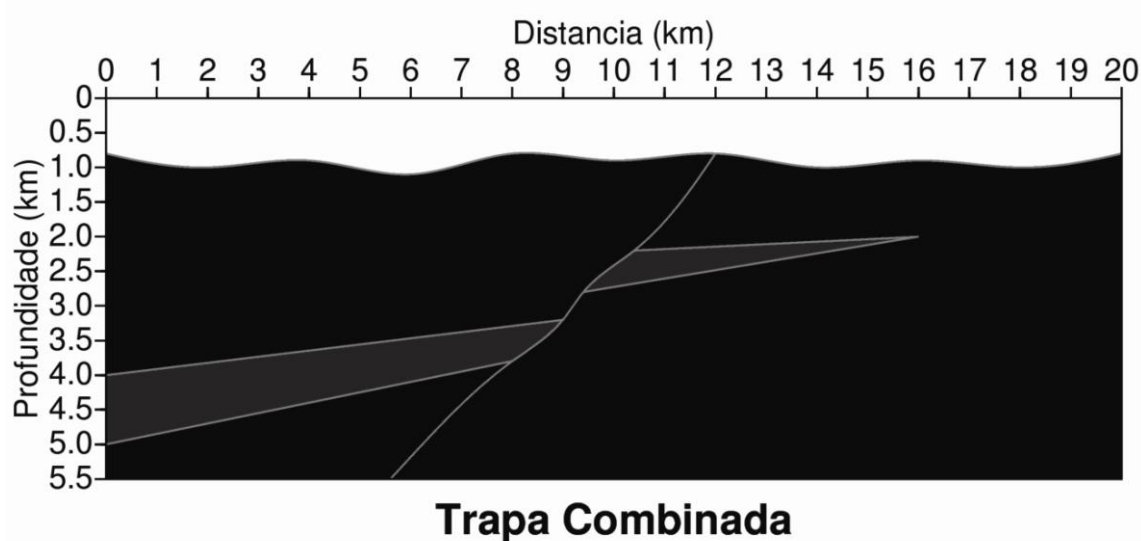


Fonte – Própria.

## 6.5 TRAPA COMBINADA

Este modelo de trapa combinada como visto no capítulo 4, foi gerado pelo método de triangulação com o programa TRIMODEL. Sua suposta sequência estratigráfica está representada na figura 6.16 e um modelo de velocidade correspondente é mostrado na figura 6.17.

Figura 6.16 – Variação litológica do modelo. Em branco – conglomerado; preto – folhelho; cinza – arenito.



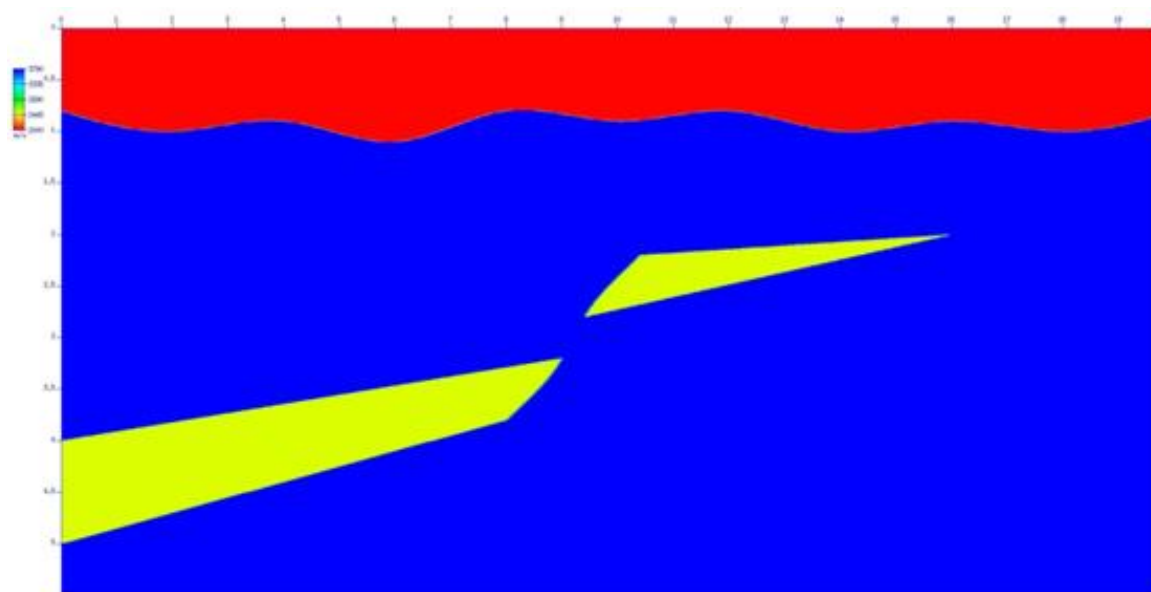
Fonte – Própria.

Inicialmente a geometria do dado (*end-on*) foi carregada com a *Shell* C1. Após esse carregamento, a *Shell* C2 foi usada para visualizar os CDPs de cobertura máxima (figura 6.18). Com os CDPs de cobertura máxima conhecidos deu-se início a uma análise de velocidades com a *Shell* C3. O painel de semblance, juntamente com a respectiva família CDP 2715 antes e depois da correção NMO estão mostrados na figura 6.19.

Após a análise de velocidades, o arquivo com os tempos ( $t_{nmo}$ ) e as velocidades NMO ( $v_{nmo}$ ) para cada CDP avaliado, será usado pela *Shell* C4, a fim de realizar uma correção NMO e o empilhamento. A seção empilhada está mostrada na figura 6.20.

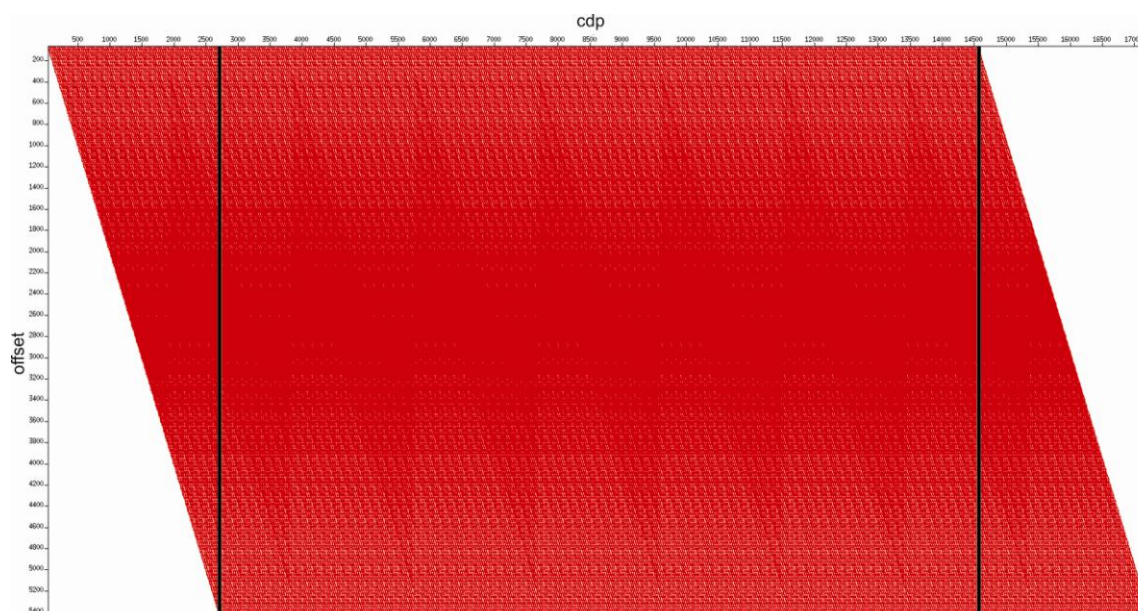


Figura 6.17 – Campo de velocidades gerado por TRIMODEL para o modelo Trapa combinada. Em vermelho – 2000 m/s; azul – 3780 m/s; amarelo – 2500 m/s.



Fonte – Própria.

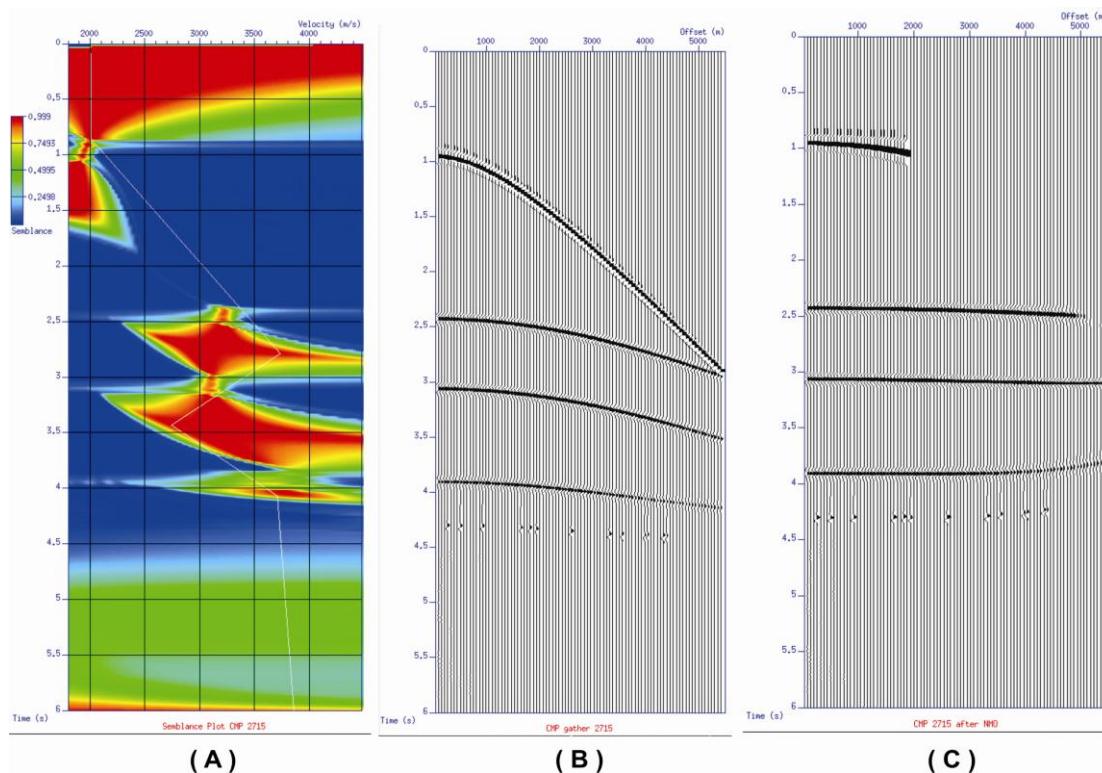
Figura 6.18 – Gráfico do CDP vs offset, para uma geometria *end-on*, mostrando que os CDPs de cobertura máxima (dentro das linhas pretas) estão entre o 2715 ao 14550.



Fonte – Própria.

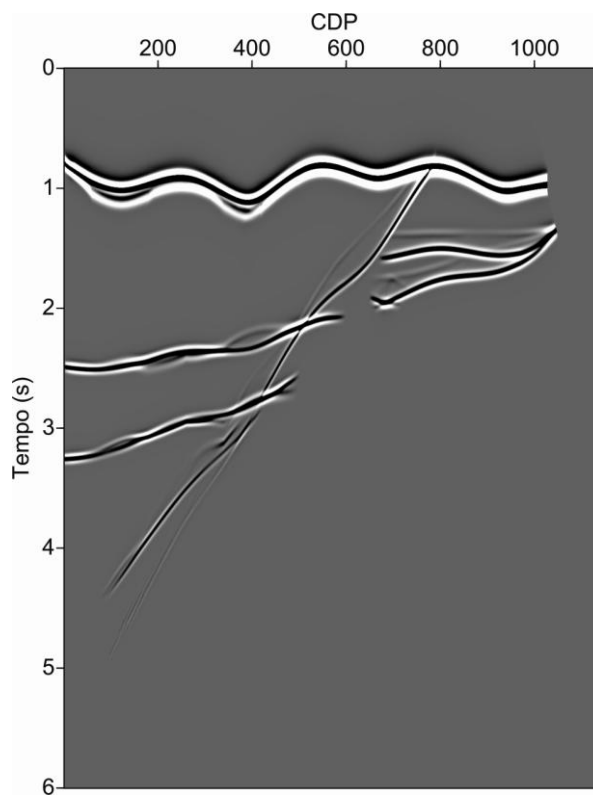


Figura 6.19 – (A) painel de semblance do espectro de velocidade; (B) seção CDP sem correção NMO; e (C) mesma família CDP corrigida de NMO.



Fonte – Própria.

Figura 6.20 – Seção sísmica empilhada.



Fonte – Própria.

## 7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Embora os modelos desenvolvidos, não sejam tão complexos, quanto a realidade geológica de subsuperfície, percebeu-se a importância da utilização da modelagem direta para se conhecer na prática o que ocorre com a propagação da energia sísmica, através da técnica de traçamento de raios, em meios com diferentes estruturas propícias a acumulação de hidrocarboneto.

Com as respostas sísmicas registradas nos sismogramas, para cada modelo, observou-se características peculiares para cada modelo. Estas características para o modelo Pré-sal, modelado com o programa CSHOT, e de Trapas combinadas, modelado com os programas TRIMODEL, TRIRAY e TRISEIS, foram enfatizadas através de algumas etapas de processamento.

Os modelos gerados por CSHOT, mostraram-se eficientes para o mapeamento de múltiplas em geral. Mas, quanto mais complexo for o modelo, mais complexas serão as etapas de processamento, pois as velocidades do painel de *semblance* gerado pela análise de velocidade não ficaram tão coerentes com as estruturas modeladas. Já para o modelo criado com TRIMODEL, teve-se um controle melhor da variação da velocidade, mas em contra-partida, ele não é bom para modelar múltiplas.

Para trabalhos futuros recomenda-se:

- Desenvolver *Shell Scripts*, com o objetivo de tornar os programas TRIMODEL, TRIRAY e TRISEIS capazes de modelar eventos como múltiplas;
- Testar vários arranjos de aquisição em um único modelo, para que com a técnica de traçamento de raios, possa otimizar o desenho de experimento, objetivando o melhor imageamento;
- Após feita as recomendações anteriores, tentar criar e aplicar um fluxograma contendo as principais etapas de um processamento, semelhante as de um dado real.

## REFERÊNCIAS

- ALDUNATE, G. C. *Como usar o programa de modelagem "cshot" do pacote Seismic Unix*. Salvador, 2011. 6 f. (Texto digitado).
- ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R.; *Bases Analysis: principles and applications*. 2ª ed. 549 f. Blackwell, 2005.
- ANDERSON, N.; CARDIMONA, S. *Forward seismic modeling: the key to understanding reflection seismic and ground penetrating radar (GPR) techniques*. The 2nd Annual Conference on the Application of Geophysical and NDT Methodologies to Transportation Facilities and Infrastructure. 2002.
- BIDDLE, K.; WIELCHOWSKY, C. 1994. Hydrocarbon Traps. *in*: MARGOON, L. B.; DOW, W. G. *The Petroleum System – from source to trap*: AAPG, p. 219 – 235.
- BUSTAMANTE, S. G. H. *Inversão de parâmetros geofísicos em três dimensões a partir de dados de reflexão sísmica por algoritmos genéticos híbridos*. 2008. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.
- CAPUTO, M. V. *Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of northern basins of Brasil*. 1984. 586 f. Tese (Doutorado). - University of California, Santa Barbara.
- CAPUTO, M. V.; SILVA, O. B. *Geotectônica e geologia estrutural*. [S.l. :s.n.], 1990.
- CISNEIROS, H. Programando em shell-script. Disponível em <[http://www.devin.com.br/eitch/shell\\_script/](http://www.devin.com.br/eitch/shell_script/)>. Acesso em: 01 de nov. 2011.
- COHEN, J. K. & STOCKEWELL, Jr. J. W. *The New SU User's Manual*. Versão 3.2. Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines. Society of Exploration Geophysicists, 2002.
- COMBA, J. Triangulações de Delaunay. Disponível em: <<http://www.inf.ufrgs.br/~comba/cmp189-files/class22-23.pdf>>. Acesso em: 20 de out. 2011.
- COSTA, A. C. *Fluxo de Processamento Através do Pacote CWP/SU para Imageamento Sísmico de Alta Resolução*. 2004. 86 f. Monografia (Bacharel em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo). Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ.
- DEMAISON, G.; HUIZINGA, B. J., 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: Charge, migration and entrapment. *In*: MARGOON, L. B.; DOW, W. G. *The Petroleum System – from source to trap*: AAPG . Memoir, 60.
- DOWNEY, M. W., 1994. *Hidrocarbon Seal Rocks*. 1994 . *in*: MARGOON, L. B.;

DOW, W. G. *The Petroleum System – from source to trap*: AAPG, Memoir, 60. p. 159-164.

DUARTE, O. O. *Discionário enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia*. 4ª ed. – Rio de Janeiro: SBGF, 2010.

EDWARDS, S. *Uses and abuses of seismic modeling*. The Leading edge of Exploration. Society of Exploration Geophysicists, 1988.

FOREL, D.; BENZ, T.; PENNINGTON, W. D. Seismic data processing with Seismic Un\*x. Course notes series No. 12. Tusa, Oklahoma – USA. Lawrence Gochioco, Series Editor. 2005.

GERHARDT, A. *Aspectos da Visualização Volumétrica de Dados Sísmicos*. Dissertação de Mestrado. 1998. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ.

HALE, D.; COHEN, J. *Triangulated models of Earth's subsurface*. Colorado School of Mines, Center of Wave Phenomena, 1991.

HOFMAN, M. Modelos Numérico do Terreno. Disponível em: <<http://www.tecgraf.puc-rio.br/~hofmam/MNT/>>. Acesso em: 01 de nov. 2011.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Mari Cristina Moreira Coelho. *Geofísica de Exploração*. 1ª ed. Oficina de texto, 2009.

LARA, J. *Modelado Sísmico a partir de perfiles de velocidad generados con el método de triangulación usando el paquete computacional Seismic Unix*. Universidad Simón Bolívar, Departamento de Ciências de la Tierra, 2007.

MEDEIROS, S. C. D. *Inversão de Parâmetros em Dados Sísmicos por Algoritmos Genéticos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). 2005. 89 f. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ.

MORA, P.; CONTRERAS, X.; CAICEDO, M. I. & ALDANA, M. *The CAR Acoustic Modelling Code Recent Advances and New Features*. XII Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas, 2004.

PAPATERRA, G. E. Z. *PRÉ-SAL: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil*. Dissertação (Mestrado em Geologia). 2010. 81 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ. p. 24.

PETROBRAS. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/>> Acesso em: 01 nov. de 2011.

RITTENHOUSE, G., 1972. Stratigraphic trap classification, in R.E. King, Ed., *Stratigraphic oil and gas fields – classification, exploration methods, and case histories*: AAPG Memori 16, p.14-28.

ROSA, A. L. R. *Análise do Sinal Sísmico*. 1ª ed. – Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2010.

ROSIM, S.; FELGUEIRA, C. A.; NAMIKAWA, L. M. *Uma metodologia para geração de MNT por grades triangulares*. Anais do VII SBSR. Instituto de Pesquisas Espaciais, 1993.

SANCERVO, S. S. *Modelagem sísmica de corpos turbidíticos gerados por simulação booleana*. 2003. 161 f. Dissertação (Mestrado em ciências e Engenharia do Petróleo). Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP. p. 102.

SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. *Exploration Seismology*. Volumes 1 & 2. Cambridge University Press, 1982.

SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, United Kingdom, 1995.

SILVA, M. G. *Processamento de dados Sísmicos da Bacia de Tacutu*. 2004. 126 f. Dissertação (Mestrado em Geofísica). Universidade Federal da Bahia, Salvador - BA.

SOARES, A. G. O.; MACIEL, R. C. *Modeling of seismic data using tools of free software SEISMIC UNIX*. 12<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2011, Rio de Janeiro.

TARANTOLA, A. *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Society for Industrial and Applied Mathematics. SIAM 2005. 342 p.

TELFORD, W. M.; GELDART, L. P. e SHERIFF, R. E., *Applied geophysics*. Cambridge University Press, Cambridge. London, 2ª ed. 1990.

VINCELETTE, R., 1999. Classification of Exploration Traps. *in*: BEAUMONT, E.; FOSTER, N. *Exploring for Oil and Gas Traps*: AAPG, p. 4-19.

YILMAZ, Ö. *Seismic data analysis: Processing, Inversion and Interpretation, of Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists, 2001.

## ANEXO I

### A1 – Instalação do SU (por: Ricardo Biloti)

```
#!/bin/bash
```

```
SU_VERSION=${SU_VERSION:-"42"}
SU_ARCHIVE=${SU_ARCHIVE:-"cwp_su_all_${SU_VERSION}.tgz"}
DOWNLOAD_PATH=${DOWNLOAD_PATH:-"/tmp"}
CWP_SRC_URL=${CWP_SRC_URL:-"ftp://ftp.cwp.mines.edu/pub/cwpcodes"}
UNINSTALL=${UNINSTALL:-"FALSE"}
CWPROOT=/usr/local/stow/su-${SU_VERSION}
```

```
if [ $1'x' == '-hx' ]; then
    cat <<EOF
SU install made easy - A cortesy of GeBR Project
```

Syntax: [VARIABLE=<value> ...] \$0 [options]

Options:

-h : show this help

Acceptable variables:

```
SU_VERSION.....: $SU_VERSION
SU_ARCHIVE.....: $SU_ARCHIVE
CWP_SRC_URL.....: $CWP_SRC_URL
DOWNLOAD_PATH.....: $DOWNLOAD_PATH
UNINSTALL..... (TRUE/FALSE): $UNINSTALL
```

Read-only variables:

```
CWPROOT.....: $CWPROOT
```

This scripts is designed to Ubuntu/Debian linux systems.  
Debian users however should have administration privileges  
through sudo utility.

New version of this script will be release  
through Download area of GeBR Project site.

Any problem with this script, please report to  
Ricardo Biloti <biloti@gebrproject.com>

2009-2010 (c) Ricardo Biloti - GeBR Project  
<http://www.gebrproject.com/>

EOF

```
    exit 0
fi
```

```
if [ "$UNINSTALL"x' == 'TRUEx' ]; then
    cd /usr/local/stow
    sudo stow -D su-${SU_VERSION}
```

```
    exit 0;
fi

cat <<EOF
SU install made easy - A cortesy of GeBR Project

Try "$0 -h" to see a usage guide.
EOF

function check_pkg {

    dpkg -l $1 | grep ^ii > /dev/null 2>&1
    if [ $? -eq 1 ]; then
        echo "missing. Scheduling it for installing"
        PKGS_TO_INSTALL="$PKGS_TO_INSTALL $1"
    else
        echo "present"
    fi
}

echo -n "SU $SU_VERSION archive..... "
if [ ! -f "$DOWNLOAD_PATH/$SU_ARCHIVE" ]; then
    echo "missing. Downloading it now"
    wget -q "$CWP_SRC_URL/$SU_ARCHIVE" -O - >
"$DOWNLOAD_PATH/$SU_ARCHIVE"
else
    echo "present"
fi

echo "Testing for required packages"

PKGS_TO_INSTALL=""

echo -n "gcc..... "
check_pkg gcc

echo -n "gfortran..... "
check_pkg gfortran

echo -n "stow..... "
check_pkg stow

echo -n "lesstif..... "
check_pkg lesstif2-dev

echo -n "GLUT..... "
check_pkg libglut3-dev

echo -n "Xmu..... "
check_pkg libxmu-dev

if [ "$PKGS_TO_INSTALL"x != 'x' ]; then
    echo "Installing missing packages"
    sudo apt-get install $PKGS_TO_INSTALL
fi
```

```
if [ ! -d "$CWPROOT" ]; then
    sudo mkdir -p "$CWPROOT"
fi
cd "$CWPROOT"
if [ ! -d src ];then
    echo "Extracting SU source files..."
    sudo tar zxf "$DOWNLOAD_PATH/$SU_ARCHIVE"
fi

cat > /tmp/Makefile.config <<EOF
SHELL = /bin/sh
CWPROOT = $CWPROOT
ROOT = \$(CWPROOT)
ENDIANFLAG = -DCWP_LITTLE_ENDIAN
LARGE_FILE_FLAG = -D_FILE_OFFSET_BITS=64 -D_LARGEFILE_SOURCE -
D_LARGEFILE64_SOURCE -DGNU_SOURCE
OPTC = -O3 -Wall -Wno-long-long -ansi -pedantic -D_POSIX_SOURCE
MAKE = make
include \$(CWPROOT)/src/Rules/oldmake.rules
include \$(CWPROOT)/src/Rules/gnumake.rules
CC = cc
CFLAGS = -I$I \$(OPTC) \$(LARGE_FILE_FLAG) \$(ENDIANFLAG) \$(XDRFLAG)
\$(LINEHDRFLAG)
C++ = c++
C++FLAGS = -I$I \$(OPTC) \$(LARGE_FILE_FLAG) \$(ENDIANFLAG) \$(XDRFLAG)
LD_LIBRARY_PATH += \$(CWPROOT)/lib
AR = ar
ARFLAGS = rv
RANLIB = ranlib
ICHMODLINE = chmod 664 \${@}
MCHMODLINE = chmod 775 \${@}
CPP = /lib/cpp
OPTF = -O -static -fno-automatic -fno-second-underscore
FC = gfortran
JC = javac
include \$(CWPROOT)/src/Rules/abbrev.rules
IX11 = /usr/include
LX11 = /usr/lib
IMOTIF = /usr/include
LMOTIF = /usr/lib
IGL = /usr/include
LGL = /usr/lib
IGLUT = /usr/include
LGLUT = /usr/lib
include \$(CWPROOT)/src/Rules/cflags.rules
include \$(CWPROOT)/src/Rules/newmesa.rules
include \$(CWPROOT)/src/Rules/opengl.rules
include \$(CWPROOT)/src/Rules/suffix.rules
include \$(CWPROOT)/src/Rules/misc.rules
EOF

cd src
sudo mv Makefile.config Makefile.config-original
sudo mv /tmp/Makefile.config .
```



```
sudo touch LICENSE_"$SU_VERSION"_ACCEPTED
sudo touch MAILHOME_"$SU_VERSION"

echo "Compiling SU package"

for target in install xtinstall finstall \
    mginstall utils xminstall sfinstall; do
    sudo CWPROOT="$CWPROOT" make $target
done

echo -e "\nCompilation done."

cd /usr/local/stow
sudo stow -D su-$SU_VERSION
sudo stow su-$SU_VERSION

cp /etc/profile /tmp
echo "export CWPROOT=$CWPROOT" >> /tmp/profile
sudo cp /tmp/profile /etc

echo "Installation done."
echo -e "SU will be available next time you log in.\n"
echo "Any problem with this script, please report to"
echo "Ricardo Biloti <biloti@gebrproject.com>"
```

## ANEXO II

### B1 – Arquivo de definição do modelo (*model-1*)

-100.	0.	Superfície inicial
20000.	0.	...
1.	-99999.	Fim da superfície inicial
-100.	500.	interface 1
20000.	500.	...
1.	-99999.	Fim da interface 1
-100.	2000.	interface 2
20000.	2000.	...
1.	-99999.	Fim da interface 2
-100.	4000.	interface 3
20000.	4000.	...
1.	-99999.	Fim da interface 3

### B2 – Arquivo *param1*

Model-1	:model file	(1)
4	:interfaces in model	(2)
plotcolors	:model colors file	(3)
	:first plot descriptor (mwq)	(4)
don't care	:well coordinates	(5)
s	:shooting mode (sd)	(6)
geometry7	:recording geometry	(7)
	:second plot descriptor (sgq)	(8)
t	:job descriptor (rlt)	(9)
demo10	:output filename(s)	(10)
90. -90.	:range of takeoff angles	(11)
1.	:increment in takeoff angle	(12)
1500.0 2500.0 3500.0		(13)
4200.0 4800.0	:velocities	
n	:direct wave? (y or n)	(14)
	:headwave interface numbers (1, 2, ...)	(15)
y	:primaries? (y or n)	(16)

### B3 – Arquivo *param1.1*

Model-1	:model file	(1)
4	:interfaces in model	(2)
plotcolors	:model colors file	(3)
m	:first plot descriptor (mwq)	(4)
don't care	:well coordinates	(5)
s	:shooting mode (sd)	(6)
geometry6	:recording geometry	(7)
sg	:second plot descriptor (sgq)	(8)
rlt	:job descriptor (rlt)	(9)
demo10	:output filename(s)	(10)

-90. 90.	:range of takeoff angles	(11)
1.	:increment in takeoff angle	(12)
1500.0 2500.0 3500.0		(13)
4200.0 4800.0	:velocities	
n	:direct wave? (y or n)	(14)
	:headwave interface numbers (1, 2, ...)	(15)
y	:primaries? (y or n)	(16)
1 0 1	:reverberation in layer 1	(17)

## **B4 – Arquivo param1.2**

Model-1	:model file	(1)
4	:interfaces in model	(2)
plotcolors	:model colors file	(3)
	:first plot descriptor (mwq)	(4)
don't care	:well coordinates	(5)
s	:shooting mode (sd)	(6)
geometry7	:recording geometry	(7)
	:second plot descriptor (sgq)	(8)
t	:job descriptor (rlt)	(9)
demo10	:output filename(s)	(10)
-90. 90.	:range of takeoff angles	(11)
1.	:increment in takeoff angle	(12)
1500.0 2500.0 3500.0		(13)
4200.0 4800.0	:velocities	
n	:direct wave? (y or n)	(14)
	:headwave interface numbers (1, 2, ...)	(15)
y	:primaries? (y or n)	(16)
1 0 1	:reverberation in layer 1	(17)

## **B5 – Arquivo geometry6 (end-on)**

1	0.	:reference station number and x-coord.	(1)
30.	0.	:station spacing and receiver depth.	(2)
3 45 46 183 1. 0.		:shot 1 - r1 r2 r3 r4 s sdepth.	(3)

### **B5.1 – Arquivo geometry6 (split spread)**

1	0.	:reference station number and x-coord.	(1)
30.	0.	:station spacing and receiver depth.	(2)
1 90 94 183 92. 5.		:shot 1 - r1 r2 r3 r4 s sdepth.	(3)

## **B6 – Arquivo geometry7 (end-on)**

1	0.	:reference station number and x-coord.	(1)
30.	0.	:station spacing and receiver depth	(2)

3	98	99	183	1.	0.	:shot 1 - r1 r2 r3 r4 s sdepth	(3)
4	99	100	184	2.	0.		(4)
5	100	101	185	3.	0.		(5)
6	101	102	186	4.	0.		(6)
7	102	103	187	5.	0.		(7)
...							(...)
485	580	581	665	483.	0.		(485)
486	581	582	666	484.	0.		(486)
487	582	583	667	485.	0.		(487)

## B7 – Arquivo geometry7 split-spread (lado direito)

1		0.				:reference station number and x-coord.	(1)
30.		0.				:station spacing and receiver depth	(2)
1	44	45	90	92	5	:shot 1 - r1 r2 r3 r4 s sdepth	(3)
2	45	46	91	93	5		(4)
3	46	47	92	94	5		(5)
4	47	48	93	95	5		(6)
....							(...)
483	527	528	572	574	5		(485)
484	528	529	573	575	5		(486)
485	529	530	574	576	5		(487)

## B7.1 – Arquivo geometry7 split-spread (lado esquerdo)

1		0.				:reference station number and x-coord.	(1)
30.		0.				:station spacing and receiver depth	(2)
94	134	135	183	92	5	:shot 1 - r1 r2 r3 r4 s sdepth	(3)
95	135	136	184	93	5		(4)
96	136	137	185	94	5		(5)
97	137	138	186	95	5		(6)
...							(...)
576	616	617	665	574	5		(485)
577	617	618	666	575	5		(486)
578	618	619	667	576	5		(487)

## B8 – Arquivo param2

s		:job option (s,r)	(1)		
1	485	:first, last shot for sort	(2)		
1	180	:first, last trace OR first last receiver	(3)		
10.	25.	35.	50.	:frequency spectrum of wavelet	(4)
.140				:wavelet length (secs)	(5)
.004				:sample rate (secs)	(6)
6.				:record length (secs)	(7)
demo10shot				:input filename	(8)
demo10traces				:output filename	(9)

## B9 – Xcshot

```
1. #!/bin/sh
2. # Run CSHOT with CWP X Graphics
3.
4. demo=10
5.
6. x1beg=0 x1end=5000 x2beg=-100 x2end=20000
7.
8. cp param1.1 param1
9. cshot1 |
10. cshotplot >demo${demo}plot outpar=demo${demo}par
11. xgraph <demo${demo}plot par=demo${demo}par \
12.         -geometry 600x400+650+500 \
13.         title="Rays for demo${demo}" \
14.         label1="Depth (ft)" label2="Range (ft)" \
15.         x1beg=$x1beg x1end=$x1end x2beg=$x2beg x2end=$x2end &
16.
17. cp param1.2 param1
18. cshot1 >/dev/null
19. /home/geofisica/ex_su/modelos/Cshot/cshot2
20.
21. suaddhead <demo${demo}traces ftn=1 ns=1501 |
22. sushw key=dt a=4000 |
23. sugain gagc=1 wagc=0.5 |
24. suxwigg title="Dome Data (agc)" \
25.         ybox=70 \
26.         label1="Time in Seconds" label2="Trace" &
```

## B10 – TRIMODEL

```
1. #!/bin/sh
2. # Modelo: Trapa Combinada.
3.
4. # Remove previos arquivos de saída (.eps e .data)
5. rm -fr *.data outpar
6. rm -f $psfile
7.
8. # Nome do arquivo de saída binário
9. datafile=${model}.data
10.
11. #Nome do modelo
12. num=-Trapa
13.
14. #Nome do arquivo de imagem Postscript
15. Psfile=model${num}.eps
16.
17. #####
18. ##### TRIMODEL #####
19. #####
20.
```

```
21. trimodel xmin=0 xmax=20.0 zmin=0 zmax=5.5 \
22.
23. 1   xedge=0.0,20.0 \
24.     zedge=0.0,0.0 \
25.     sedge=0.0,0.0 \
26. 2   xedge=0.0,2.0,4.0,6.0,8.0,10.0,12.0,14.0,16.0,18.0,20.0 \
27.     zedge=0.8,1.0,0.9,1.1,0.8,0.9,0.8,1.0,0.9,1.0,0.8 \
28.     sedge=0,0,0,0,0,0,0,0,0,0 \
29. 3   xedge=5.6,8.0,9.0,9.4,10.4,12.0 \
30.     zedge=5.5,3.8,3.2,2.8,2.2,0.8 \
31.     sedge=0,0,0,0,0,0 \
32. 4   xedge=0.0,9.0 \
33.     zedge=4.0,3.2 \
34.     sedge=0.0,0.0 \
35. 5   xedge=0.0,8.0 \
36.     zedge=5.0,3.8 \
37.     sedge=0.0,0.0 \
38. 6   xedge=10.4,16.0 \
39.     zedge=2.2,2.0 \
40.     sedge=0,0 \
41. 7   xedge=9.4,16.0 \
42.     zedge=2.8,2.0 \
43.     sedge=0,0 \
44. 8   xedge=0,20 \
45.     zedge=5.5,5.5 \
46.     sedge=0.0,0.0 \
47. kedge=1,2,3,4,5,6,7,8 \
48. sfill=1.0,0.5,0,0,0.25,0,0. \
49. sfill=15.0,0.5,0,0,0.48,0,0. \
50. sfill=1.0,1.0,0,0,0.07,0,0. \
51. sfill=1.0,4.5,0,0,0.16,0,0. \
52. sfill=1.0,5.3,0,0,0.07,0,0. \
53. sfill=12.0,2.4,0,0,0.16,0,0. \
54. sfill=14.0,5.0,0,0,0.07,0,0. >$datafile
55.
56. ## Cria imagem Postscript do modelo
57.
58. spsplot < $datafile > $psfile \
59. gedge=0.5 gtri=2.0 gmin=0 gmax=1 tricolor=1\
60. title="Trapa combinada" \
61. labelz="Profundidade (km)" labelx="Distancia (km)" \
62. dxnum=1.0 dznum=0.5 wbox=8 hbox=3
63.
64. ## Cria um display com a triangulação
65.
66. sxplot <$datafile -geom 500x300+500+50 width=500 height=300 title="Trapa
67. Combinada " label1="Profundidade (km)" label2="Distancia (km)" &
68.
69. #####
70. ##### TRI2UNI #####
71. #####
72.
73. ## Gerando o campo de velocidades do modelo
74. n1=1100 d1=0.005
75. n2=600 d2=0.033
```

```
76.
77. tri2uni <$datafile >vkm.ad n2=$n2 d2=$d2 n1=$n1 d1=$d1
78.
79. ## convertendo a vagarosidade para v, e km para m:
80.
81. farith <vkm.ad op=pinvsqrt | farith op=scale scale=1000.0 >vm.ad
82. ximage n2=$n2 d2=$d2 n1=$n1 d1=$d1 < vm.ad hbox=300 wbox=500
83. legend=1 cmap=hue units="m/s"
84.
85. exit 0
```

## B11 – TRIRAY

```
1. #! /bin/sh
2. # Referência: Shell script modificada de Forel, et al, 2005.
3.
4. # Nome do modelo
5. num=-Trap
6.
7. # Arquivos de entrada
8. datafile=model${num}.dat
9. modelpsfile=model${num}.eps
10.
11. # Arquivos de saída
12. rayendsfile=rayends${num}b.dat
13. rayfile=ray${num}b.dat
14. raypsfile=ray${num}b.eps
15. wavefile=wave${num}b.dat
16. wavetrans=wavetrans${num}b.dat
17. wavepsfile=wave${num}b.eps
18. psmergefile=psmerge${num}b.eps
19.
20. # Variaveis
21. nangle=100      #Numero de raios que saem da fonte
22. fangle=-89     # Angulo do primeiro raio
23. langle=89      #Angulo do ultimo raio
24. nxz=301        # Numero de (x,z) no opcional rayfile
25. nt=28          # Numero de incremento de tempos
26. xs=2.0         # posicao da fonte na superficie
27. zs=0.0         # posicao da fonte em profundidade
28.
29. # Disparo dos raios
30. triray < $modelfile > $rayendsfile \
31.   rayfile=$rayfile wavefile=$wavefile \
32.   nangle=$nangle fangle=$fangle langle=$langle \
33.   nxz=$nxz nt=$nt xs=$xs zs=$zs \
34.   refseq=2,0 refseq=3,1 refseq=4,0 refseq=5,1
```

```

35.
36. # Plotando os raios
37. psgraph < $rayfile > $raypsfile \
38.     nplot=`cat outpar` n=$nxz hbox=3.0 wbox=8.0 \
39.     x1beg=0.0 x1end=5.5 x2beg=0 x2end=20 \
40.     d1num=0.5 d2num=1.0 style=seismic linecolor=4 #linegray=1
41.
42. # Transpoe o wavefile
43. transp < $wavefile > $wavetrans n1=$nt n2=$nangle nbpe=8
44.
45. # Plotando as frentes de onda (wavefronts)
46. psgraph < $wavetrans > $wavepsfile \
47.     linewidth=0.0 mark=8 marksize=2 \
48.     nplot=$nt n=$nangle hbox=3.0 wbox=8.0 \
49.     x1beg=0.0 x1end=5.5 x2beg=0.0 x2end=20.0 \
50.     d1num=0.5 d2num=1.0 style=seismic linegray=0
51.
52. # Concatena modelo + raios + frentes de onda
53. psmerge in=$modelpsfile in=$raypsfile in=$wavepsfile > $psmergefile &
54.
55. Exit

```

## B12 – TRISEIS

```

1. #!/bin/sh
2. # Referencia: Shell script modificada de Forel, et al, 2005.
3.
4. #Modelo
5. num=-Trap
6.
7. #Variaveis
8. nangle=1000 fangle=-89 langle=89 nt=1501 dt=0.004
9.
10. # Noe dos arquivos de entrada
11. inmodel=model$num.dat
12.
13. # Nome do arquivo de saída
14. outseis=seis$num.su
15.
16. #=====
17. # Criar traços sismicos com "triseis"
18. # i-loop = 485 posições de fonte
19. # j-loop = 180 posicoes de receptores (end-on) por posicao de tiro
20. # k-loop = camadas 2 a 7 (o topo e a base nao sao necessaries, ou seja, camadas
    1 e 8)
21.
22. echo " –Iniciando o Loop de triseis"
23.
24. i=0
25. while [ "$i" -ne "485" ]

```



```

26. do
27.  fs=`bc -l <<-END
28.  $i * 0.03
29.  END`
30.
31.  j=0
32.  while [ "$j" -ne "180" ]
33.  do
34.    fg=`bc -l <<-END
35.    $i * 0.03 + $j * 0.03 + 0.06
36.    END`
37.
38.  tracl=`bc -l <<-END
39.  $i * 180 + $j + 1
40.  END`
41.
42.  k=2
43.  while [ "$k" -ne "8" ]
44.  do
45.
46. ##### TRISEIS #####
47. triseis < $inmodel xs=0.0,14.520 xg=0.06,19.980 zs=0.005,0.005 zg=0,0 \
48.     nangle=$nangle fangle=$fangle langle=$langle \
49.     kreflect=$k krecord=1 fpeak=12 lscale=0.5 \
50.     ns=1 fs=$fs ng=1 fg=$fg nt=$nt dt=$dt |
51.
52.     suaddhead nt=$nt |
53.     sushw key=dt,tracl,trid a=4000,$tracl,1 >> temp$k
54.
55.     k=`expr $k + 1`
56.   done
57.
58.   j=`expr $j + 1`
59. done
60.
61. i=`expr $i + 1`
62. done
63.
64. #=====
65. # Soma dos arquivos temporarios "temp"
66. susum temp2 temp3 > tempa
67. susum tempa temp4 > tempb
68. susum tempb temp5 > tempc
69. susum tempc temp6 > tempd
70. susum tempd temp7 > $outseis
71.
72. # Removendo os arquivos temporários "temp"
73. rm -f temp*
74. echo " --Concluido!"
75. exit

```

## ANEXO III

### C1 – Carregamento geometria

```
1. #!/bin/sh
2. #Arquivo: Geometria
3.
4. #Dado de entrada para end-on ou split spread com tracf carregado
5. inputfile=
6. #Dados de entrada (end-on) para split-spread
7. arq1=
8. arq2=
9.
10. #Dado com geometria carregada
11. outputfile=
12.
13. echo "Carregar a geometria"
14. echo "Pressione 1 para geometria end-on"
15. echo "pressione 2 para geometria split-spread"
16. read choise
17.
18. case $choise in
19.
20. 1)
21. sushw < $inputfile key=offset,sx,gx,fldr,traef a=60,0,60,1,1 b=30,0,30,0,1 \
22. c=0,30,30,1,0 j=180,180,180,180,180 >temp1.su ;
23.
24. suchw <temp1.su key1=cdp key2=sx key3=gx b=1 c=1 d=2 >$outputfile ;;
25.
26. 2)
27. #####end-on lado direito
28. sushw < $arq1 key=traef,fldr,gx,sx,offset a=1,1,0,2730,2730 b=1,0,
29. 30,0,30 c=0,1,30,30,0 j=90,90,90,90,90 >temp2-1.su ;
30.
31. suchw <temp2-1.su key1=cdp key2=sx key3=gx a=0 b=1 c=1 d=2 >temp2.su ;
32.
33.
34. #####end-on lado esquerdo
35. sushw < $arq2 key=traef,fldr,gx,sx,offset a=91,1,2790,2730,60
36. b=1,0,30,0,30 c=0,1,30,30,0 j=90,90,90,90,90 >temp3-1.su ;
37.
38. suchw <temp3-1.su key1=cdp key2=sx key3=gx a=0 b=1 c=1 d=2 >temp3.su ;
39. #suwind < temp3-2.su key=traef min=91 max=180 > temp3.su ;
40.
41. #Concatenar os dois spreads
42. cat temp2.su temp3.su > temp4.su ;
43.
44. #organizar por tiro
45. susort <temp4.su fldr traef >$outputfile ;;
46.
47.
48. ####Se o split-spread já estiver com tracf carregado ####
```

```

49.
50. #suwind< $inputfile.su key=tracf min=1 max=90 >temp1-1.su ;
51. #sushw < temp1-1.su key=fldr,gx,sx,offset a=1,0,2730,2730 b=0,
52. #30,0,30 c=1,30,30,0 j=90,90,90,90 >temp1-2.su ;
53. #suchw <temp2-1.su key1=cdp key2=sx key3=gx a=0 b=1 c=1 d=2 >temp1.su ;
54.
55. # suwind< $inputfile.su key=tracf min=91 max=180 >temp2-1.su ;
56. #sushw < temp2-1.su key=fldr,gx,sx,offset a=1,2790,2730,60
57. #b=0,30,0,30 c=1,30,30,0 j=90,90,90,90 >temp2-2.su ;
58. #suchw <temp2-2.su key1=cdp key2=sx key3=gx a=0 b=1 c=1 d=2 >temp2.su ;
59.
60. #cat temp1.su temp3.su > temp4.su ;
61.
62. #susort <temp4.su fldr tracf >$outputfile ;;
63.
64. esac
65.
66. #Remove os arquivos temp
67. rm -f temp*
68.
69. exit

```

## C2 – Cobertura CDP

```

1. #!/bin/sh
2. #Determinar quais CDPs possuem cobertura máxima.
3.
4. #Dado de entrada
5. input=
6.
7. suchart <$input key1=offset key2=cdp outpar=pfile >plot
8.
9. #preparar dados para plotagem x versus y
10. xgraph <plot par=pfile linewidth=2 marksize=2 mark=20 &
11.
12. #graficos de n[i] pares das coordenadas (x,y), para i=1 de nplots
13.
14. exit

```

## C3 – Análise de velocidade

```

1. #!/bin/sh
2. # Referencia: Shell script modificada de Forel, et al, 2005.
3. #Arquivo: iva.sh
4.
5. #=====
6. # USER AREA -- SUPPLY VALUES
7. #-----
8. # CMPs (CDPs) for analysis

```

```

9. cmp1=2715 cmp2=3915 cmp3=5115 cmp4=6315
10. cmp5=7515 cmp6=8715 cmp7=9915 cmp8=11115
11. cmp9=12315 cmp10=13515
12. numCMPs=10
13. #-----
14. # File names
15. indata=          # SU format
16. outpicks=vpick-10CMP.txt # ASCII file
17. #-----
18. # display choices
19. myperc=98      # perc value for plot
20. plotype=0     # 0 = wiggle plot, 1 = image plot
21. #-----
22. ### Processing variables
23. # Semblance variables
24. nvs=100      # number of velocities
25. dvs=27      # velocity intervals
26. fvs=1800 # first velocity
27. #=====
28. # Compute last semblance (velan) velocity
29. lvs=`bc -l << -END
30. $fvs + (( $nvs - 1 ) * $dvs )
31. END`
32. #=====
33. # Remove old files. Open new files
34. rm -f panel.* picks.* par.* tmp*
35.
36. >$outpicks # Write empty file for final picks
37. > par.cmp  # Write empty file for recording CMP values
38. #-----
39. # Get ns, dt, first time from seismic file
40. nt=`sugethw ns < $indata | sed 1q | sed 's/.*/ns=/'`
41. dt=`sugethw dt < $indata | sed 1q | sed 's/.*/dt=/'`
42. ft=`sugethw delrt < $indata | sed 1q | sed 's/.*/delrt=/'`
43. #-----
44. # Convert dt from header value in microseconds
45. # to seconds for velocity profile plot
46. dt=`bc -l << -END
47. scale=6
48. $dt / 1000000
49. END`
50.
51. # If "delrt", use it; else use zero
52. if [ $ft -ne 0 ] ; then
53. tstart=`bc -l << -END
54. scale=6
55. $ft / 1000
56. END`

```

```

57. else
58. tstart=0.0
59. fi
60. #-----
61. # Initialize "repick" -- for plotting previous picks on velan
62. repick=1 # 1=false, 0=true
63.
64. #-----
65. # BEGIN IVA LOOP
66. #-----
67. i=1
68. while [ $i -le $numCMPs ]
69. do
70. # set variable $picknow to current CMP
71. eval picknow=\$cmp$i
72. if [ $repick -eq 1 ] ; then
73. echo " "
74. echo "Preparing CMP $i of $numCMPs for Picking "
75. echo "Location is CMP $picknow "
76. fi
77.
78. #-----
79. # Plot CMP (right)
80. #-----
81. suwind < $indata \
82. key=cdp min=$picknow max=$picknow > panel.$picknow
83. if [ $repick -eq 1 ] ; then
84. if [ $plotype -eq 0 ] ; then
85. suxwigb < panel.$picknow xbox=634 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
86. title="CMP gather $picknow" \
87. label1=" Time (s)" label2="Offset (m)" key=offset \
88. perc=$myperc verbose=0 &
89. else
90. suximage < panel.$picknow xbox=634 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
91. title="CMP gather $picknow" \ label1=" Time (s)" \ perc=$myperc verbose=0 &
92. fi
93. else
94. if [ $plotype -eq 0 ] ; then
95. suxwigb < panel.$picknow xbox=946 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
96. title="CMP gather $picknow" \ label1=" Time (s)" label2="Offset (m)" key=offset \
97. perc=$myperc verbose=0 &
98. else
99. suximage < panel.$picknow xbox=946 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
100. title="CMP gather $picknow" \ label1=" Time (s)" \
101. perc=$myperc verbose=0 &
102. fi
103. fi
104. #-----

```

```
105. # Plot semblance (velan) (left)
106. #-----
107. # repick: 1=false, 0=true
108. if [ $repick -eq 0 ] ; then
109. #--- --- --- --- --- --- --- --- ---
110. # Get the number of picks (number of lines) in tmp7 |
111. # Remove blank spaces preceding the line count.
112. # Remove file name that was returned from "wc".
113. # Store line count in "npair" to guide line on velan.
114.
115. wc -l tmp7 | sed 's/^ *(.*)/1/' > tmp4
116. sed 's/tmp7//' < tmp4 > tmp5
117. npair=`sort < tmp5`
118. #--- --- --- --- --- --- --- --- ---
119.
120. suvelan < panel.$picknow nv=$nvs dv=$dvs fv=$fvs |
121. suximage xbox=10 ybox=10 wbox=300 hbox=450 perc=98 \
122. units="semblance" f2=$fvs d2=$dvs n2tic=5 \
123. title="Semblance Plot CMP $picknow" cmap=hsv2 \
124. label1=" Time (s)" label2="Velocity (m/s)" \
125. legend=1 units=Semblance verbose=0 gridcolor=black \
126. grid1=solid grid2=solid mpicks=picks.$picknow \
127. curve=tmp7 npair=$npair curvecolor=white
128. else
129. suvelan < panel.$picknow nv=$nvs dv=$dvs fv=$fvs |
130. suximage xbox=10 ybox=10 wbox=300 hbox=450 perc=99 \
131. units="semblance" f2=$fvs d2=$dvs n2tic=5 \
132. title="Semblance Plot CMP $picknow" cmap=hsv2 \
133. label1=" Time (s)" label2="Velocity (m/s)" \
134. legend=1 units=Semblance verbose=0 gridcolor=black \
135. grid1=solid grid2=solid mpicks=picks.$picknow
136. fi
137.
138. #-----
139. # End first set of plots
140. #=====
141. #-----
142. # Manage picks (1): Prepare picks for sunmo
143. #-----
144. sort < picks.$picknow -n |
145. mkparfile string1=tnmo string2=vnmo > par.$i
146. echo "cdp=$picknow" >> tmp2
147. cat par.$i >> tmp2
148. #=====
149. # Begin second set of plot
150. #-----
151. #-----
152. # Flattened seismic data (NMO) plot (middle-right)
```

```
153. #-----
154. sunmo < panel.$picknow par=tmp2 verbose=0 > tmp8
155. if [ $plotype -eq 0 ] ; then
156. suxwigg < tmp8 xbox=634 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
157. title="CMP $picknow after NMO" \
158. label1=" Time (s)" label2="Offset (m)" \
159. verbose=0 perc=$myperc key=offset &
160. else
161.
162. suximage < tmp8 xbox=634 ybox=10 wbox=300 hbox=450 \
163. title="CMP $picknow after NMO" \ label1=" Time (s)" \ verbose=0 perc=$myperc &
164. fi
165. #-----
166. # Stack window (right)
167. #-----
168. j=1
169. while [ $j -le 8 ]
170. do
171. # Append stack trace into tmp3 multiple times
172. sustack < tmp8 >> tmp3
173. j=`expr $j + 1`
174. done
175. suxwigg < tmp3 xbox=946 ybox=10 wbox=200 hbox=450 \
176. title="CMP $picknow repeat stack trace" \
177. label1=" Time (s)" d2num=50 key=cdp \
178. verbose=0 perc=$myperc &
179. #-----
180. # Manage picks (2): Prepare picks for vel profile
181. #-----
182. sed < par.$i '
183. s/tnmo/xin/
184. s/vnmo/yin/
185. ' > par.uni.$i
186. #-----
187. # Velocity profile (left)
188. #-----
189. unisam nout=$nt fxout=$tstart dxout=$dt \
190. par=par.uni.$i method=mono |
191. xgraph n=$nt nplot=1 d1=$dt f1=$tstart x2beg=$fvs x2end=$lvs \
192. label1=" Time (s)" label2="Velocity (m/s)" \
193. title="CMP $picknow Stacking Velocity Function" \
194. -geometry 300x450+10+10 -bg white style=seismic \
195. grid1=solid grid2=solid linecolor=2 marksize=1 mark=0 \ titleColor=black
196. axesColor=blue &
197. #-----
198. # Dialogue with user: re-pick ?
199. #-----
200. echo " "
```

```
201. echo " t-v PICKS CMP $picknow"
202. echo "-----"
203. cat picks.$picknow
204. echo "Picks OK? (y/n) " > /dev/tty
205. read response
206. rm tmp*
207. # "n" means re-loop. Otherwise, continue to next CMP.
208.
209. case $response in
210. n*)
211. i=$i
212. echo " "
213. echo "Repick CMP $picknow. Overlay previous picks."
214. repick=0
215. cp picks.$picknow tmp7
216. ;;
217.
218. *)
219. echo "$picknow $i" >> par.cmp
220. i=`expr $i + 1`
221. repick=1
222. echo "-- CLOSING CMP $picknow WINDOWS --"
223. zap xwigb > tmp6
224. zap ximage > tmp6
225. zap xgraph > tmp6
226. ;;
227.
228. esac
229. done
230. #-----
231. # Create velocity output file
232. #-----
233. mkparfile < par.cmp string1=cdp string2=# > par.0
234.
235. i=0
236. while [ $i -le $numCMPs ]
237. do
238.
239. sed < par.$i 's/$/ \Vg' >> $outpicks
240. i=`expr $i + 1`
241. done
242. #-----
243. # Remove files and exit
244. #-----
245. echo " "
246. echo " The output file of t-v pairs is "$outpicks
247. pause
248. rm -f panel.* picks.* par.* tmp*
```



249. exit

## **C4 – NMO e empilhamento**

```
1. #! /bin/sh
2. #Faz NMO e empilhamento
3. #Dado de entrada sorteado cdp
4. indata=
5.
6. #velocidades de empilhamento
7. parvel=Velocidades.nmo
8.
9. #Dados de saída
10. outnmo=          # corrigido NMO
11. outstack=        # empilhado
12.
13. #=====PROCESSANDO O EMPILAHAMENTO CDP
14.
15. sunmo par=$parvel <$indata>$outnmo
16. sustack key=cdp dt=4000 <$outnmo>$outstack
17.
18. #=====GERANDO IMAGEM – DADO STACK
19.
20. suximage< $outstack perc=97 &
21.
22. exit
```

## **C5 – Visualização do espectro de frequência**

```
1. #! /bin/sh
2. #Espectro de frequência
3.
4. #Determinar o espectro do dado para filtragem de frequência
5.
6. #Dado de entrada
7. indata=
8.
9. #Aplica Transformada de Fourier no dado
10. sufft <$indata | suamp mode=amp |
11. sustack key=dt |
12. suxgraph style=normal label1="f(Hz)" label2="Amplitudes" \
13. title="Espectro de Frequencia" &
14.
15. exit
```

## **C6 – Filtragem de frequência**

1. `#!/bin/sh`
2. `#Filtragem de frequência`
3. `#obs: Frequencias utilizadas para os dados modelados por CSHOT`
- 4.
5. `#Dado de entrada`
6. `indata=`
- 7.
8. `#Dado de saída`
9. `outdata=`
- 10.
11. `sufilter<$indata f=10,25,35,50 amps=0,1,1,0 >$outdata`
- 12.
13. `exit`

## ANEXO IV

### D1 – Dobramentos

-100.	0.	upper surface
10000.	0.	...
1.	-99999.	end of upper surface
-100.	2000.	interface 1
2000.	1300.	
5000.	1800.	
8000.	1200.	
10000.	500.	
1.	-99999	end 1
-100.	2500.	
2000.	1800.	
5000.	2400.	
8000.	1700.	
10000.	1000.	
1.	-99999.	end 2
-100.	3500.	
2000.	2800.	
5000.	3400.	
8000.	2700.	
10000.	2000.	
1.	-99999.	end 3
-100.	4000.	
2000.	3300.	
5000.	3900.	
8000.	3200.	
10000.	2500.	
1.	-99999.	end 4
-100.	5000.	
2000.	4300.	
5000.	4900.	
8000.	4200.	
10000.	3500.	
1.	-99999.	end 5

### D2 – Estruturas dômicas

-100.	0.	upper surface
20000.	0.	...
1.	-99999.	end of upper surface
-100.	1000.	interface 1
11000.	100.	...
20000.	1000.	...
1.	-99999.	end of interface 1
-100.	1500.	interface 2
11000.	600.	...
20000.	1500.	...
1.	-99999.	end of interface 2

-100.	3500.	interface 3
11000.	1500.	...
20000.	3500.	...
1.	-99999.	end of interface 3
-100.	3800.	interface 4
11000.	2000.	...
20000.	3800.	...
1.	-99999.	end of interface 4
-100.	5000.	interface 5
11000.	3200.	...
20000.	5000.	...
1.	-99999.	end of interface 5
4000.	5500.	interface 6
11000.	4200.	...
16000.	5500.	...
1.	-99999.	end of interface 6
4600.	5500.	interface 7
11000.	4500.	...
15400.	5500.	...
1.	-99999.	end of interface 7

### D3 – Domo de sal

-100.	0.	Upper surface
20000.	0.	...
1.	-99999.	end of upper surface
-100.	1000.	interface 1
20000.	1000.	...
1.	-99999.	end of interface 1
-100.	2000.	interface 2
8000.	1500.	...
20000.	2000.	...
1.	-99999.	end of interface 2
-100.	3000.	...
8000.	2500.	...
20000.	3000.	...
1.	-99999.	end of interface 3
-100.	4500.	...
3000.	4300.	...
8000.	2799.9	...
13000.	4300.	...
20000.	4500.	...
1.	-99999.	end of interface 4
-100.	5200.	...
1000.	5400.	...
4500.	4500.	...
8000.	2800.	...
11500.	4500.	...
15500.	5400.	...
20000.	5200.	...
1.	-99999.	end of interface 5

## D4 – Pré-sal

-100.	0.	upper surface
20000.	0.	...
1.	-99999.	end of upper surface
-100.	1000.	interface 1
2000.	900.	
4000.	1100.	
5000.	1000.	
8000.	1000.	
20000.	1100.	...
1.	-99999.	end of interface 1
-100.	2100.	2
6000.	2200.	
8000.	2150.	
9000.	2050.	
10000.	2050.	
11000.	2150.	
13000.	2100.	
16000.	2000.	
20000.	2000.	
1.	-99999.	end 2
-100.	2800.	3
6000.	2900.	
8000.	2850.	
9000.	2400.	
10000.	2400.	
11000.	2850.	
13000.	2800.	
16000.	2700.	
20000.	2700.	
1.	-99999.	end3
-100.	3500.	interface 4
1000.	3100.	
2000.	3800.	
3000.	3800.	
4000.	3500.	
5000.	3900.	
6000.	3800.	
7000.	3500.	
8000.	3000.	
9000.	2400.	
10000.	2400.	
11000.	3000.	
12000.	3500.	
14000.	3800.	
15000.	3900.	
16000.	3700.	
17000.	3500.	
18000.	3300.	
20000.	3500.	
1.	-99999.	end of interface 4
-100.	5300.	5

4000.	5500.	
8000.	5200.	
10000.	5700.	
12000.	5200.	
14000.	5700.	
16000.	5500.	
20000.	5400.	
1.	-99999.	end 5
-100.	6300.	
6000.	6600.	
12000.	6200.	
18000.	6500.	
20000.	6700.	
1.	-99999.	end 6
-100.	7000.	
1000.	7000.	
3999.	7000.	
4000.	7000.	
4200.	7500.	
4201.	7500.	
7999.	7500.	
8000.	7500.	
8200.	7900.	
8201.	7900.	
11999.	7900.	
12000.	7900.	
12200.	7500.	
12201.	7500.	
15999.	7500.	
16000.	7500.	
16200.	7000.	
16201.	7000.	
19999.	7000.	
20000.	7000.	
1.	-99999.	end 7

## D5 – Trapa combinada

```

1  xedge=0.0,20.0 \
   zedge=0.0,0.0 \
   sedge=0.0,0.0 \
2  xedge=0.0,2.0,4.0,6.0,8.0,10.0,12.0,14.0,16.0,18.0,20.0 \
   zedge=0.8,1.0,0.9,1.1,0.8,0.9,0.8,1.0,0.9,1.0,0.8 \
   sedge=0.0,0.0,0.0,0.0,0.0,0.0,0.0 \
3  xedge=5.6,8.0,9.0,9.4,10.4,12.0 \
   zedge=5.5,3.8,3.2,2.8,2.2,0.8 \
   sedge=0.0,0.0,0.0,0 \
4  xedge=0.0,9.0 \
   zedge=4.0,3.2 \
   sedge=0.0,0.0 \
5  xedge=0.0,8.0 \
   zedge=5.0,3.8 \

```

```
        sedge=0.0,0.0 \
6      xedge=10.4,16.0 \
        zedge=2.2,2.0 \
        sedge=0,0 \
7      xedge=9.4,16.0 \
        zedge=2.8,2.0 \
        sedge=0,0 \
8      xedge=0,20 \
        zedge=5.5,5.5 \
        sedge=0.0,0.0 \
kedge=1,2,3,4,5,6,7,8 \
sfill=1.0,0.5,0,0,0.25,0,0. \
sfill=15.0,2.5,0,0,0.25,0,0. \
sfill=1.0,1.0,0,0,0.07,0,0. \
sfill=1.0,4.5,0,0,0.16,0,0. \
sfill=1.0,5.3,0,0,0.07,0,0. \
sfill=12.0,2.4,0,0,0.16,0,0. \
sfill=14.0,5.0,0,0,0.07,0,0.
```