



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
CCMN – CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

**INTERPRETAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS DO CAMPO DE NAMORADO –  
BACIA DE CAMPOS - RJ**

**RENATA SOLAGAISTUA DE MATOS**

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO-IV. TEMA VINCULADO  
AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS EM  
GEOLOGIA DO PETRÓLEO, APOIADO PELA ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO  
PETRÓLEO (PRH-18).**

**RIO DE JANEIRO  
ABRIL de 2002**

M  
GL  
M 433 I

INTERPRETAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS DO CAMPO DE NAMORADO – BACIA  
DE CAMPOS – RJ

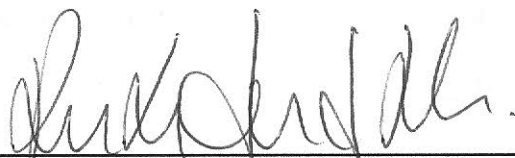
RENATA SOLAGAISTUA DE MATOS  
DRE 095136414

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO-IV. TEMA VINCULADO  
AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS EM  
GEOLOGIA DO PETRÓLEO, APOIADO PELA ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO  
PETRÓLEO (PRH-18).

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: GEOFÍSICA

ORIENTADORES: PAULA L. FERRUCIO DA ROCHA  
RENATO LOPES SILVEIRA

COMISSÃO EXAMINADORA:



Dra. Paula Lúcia Ferrucio da Rocha  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO



Dr. Cláudio Bettini  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO



Ms. Luciana Moreira Felix  
LANDMARK GRAPHICS DO BRASIL

Rio de Janeiro, de abril de 2002

---

## SUMÁRIO

---

RESUMO

AGRADECIMENTOS

---

I.	Introdução .....	1
II.	Objetivo .....	1
III.	Metodologia .....	1
IV.	Fundamentos do Método Sísmico .....	2
IV.1	Conceitos Básicos da Elasticidade .....	2
	IV.1.a Tensão .....	2
	IV.1.b Deformação .....	3
	IV.1.c Relações entre Tensão e Deformação .....	4
IV.2	As Ondas Elásticas .....	5
IV.3	Velocidade de Propagação de Ondas Sísmicas .....	8
IV.4	Princípio de Huygens .....	10
IV.5	Lei da Reflexão .....	11
IV.6	Lei da Refração ou Lei de Snell .....	12
IV.7	O Método Sísmico .....	13
IV.8	Sísmica de Refração .....	13
IV.9	Sísmica de Reflexão .....	15
	IV.9.a Sísmica de reflexão de alta resolução .....	16
IV.10	Tipos de levantamentos .....	17
	IV.10.a Equipamentos de Detecção e Registro .....	18
IV.11	Técnicas de Aquisição de Dados Sísmicos .....	19
	IV.11.a Análise de Ruídos .....	19

IV.11.b	Afastamento Constante ( <i>Common offset</i> ) .....	20
IV.11.c	Técnica CDP ou CMP .....	21
IV.12	Processamento de Dados Sísmicos .....	23
IV.12.a	Reflexões Múltiplas .....	23
IV.12.b	Deconvolução .....	23
IV.12.c	Migração .....	23
IV.13	Seção Sísmica .....	24
IV.14	Sísmica 2D e 3D .....	24
V	Área de Estudo .....	25
V.1	Bacia de Campos .....	25
V.1.a	Evolução Tectono-Sedimentar .....	27
V.2.b	Arcabouço Estrutural .....	29
V..c	Estratigrafia .....	30
V.2	Campo de Namorado .....	33
VI	Interpretação Geofísica .....	35
VI.1	Análise da Seção Sísmica .....	35
VI.2	Programa para Interpretação: GeoGraphix .....	37
VI.2.a	SeisVision .....	37
VII	Análise de Dados e Resultados .....	37
VII.1	Interpretação das linhas sísmicas .....	39
VIII	Conclusão .....	50

---

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

---

GLOSSÁRIO

---

---

## RESUMO

---

Este trabalho consiste no estudo do campo petrolífero de Namorado, que constitui um dos campos mais bem estudados da Bacia de Campos – RJ - Brasil. Trata-se de um campo maduro, localizado no compartimento intermediário da referida bacia. Este compartimento é o que possui investigação exploratória mais efetiva, pois grande parte da área está coberta por levantamentos sísmicos. A Bacia de Campos situa-se na costa norte do Estado do Rio de Janeiro. Possui aproximadamente 100 000 Km<sup>2</sup>, até a lâmina d'água de 3000 m. Em termos de reservas, essa bacia contém cerca de 80% do petróleo brasileiro.

Os dados utilizados neste estudo foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Estes dados, de uso exclusivamente acadêmico, são constituídos por cinco linhas sísmicas 2D e um programa sísmico com metodologia 3D. O trabalho aqui proposto, tem como objetivo a interpretação de cinco linhas sísmicas 2D , integrando-as com as linhas 3D.

Com base nas linhas sísmicas 2D em tempo, foi feita a interpretação sísmica objetivando identificar os horizontes de interesse exploratório e o reconhecimento das principais estruturas (falhas, etc). Esses dados foram interpretados através de um software geofísico (*GeoGraphix*), cedido à Universidade Federal do Rio de Janeiro pela *Landmark Graphics* do Brasil. Este *software* permite que os dados sejam plotados tanto em mapa quanto em perfil.

A interpretação dos refletores do campo em análise permitiu identificar a presença de uma possível discordância. Foram feitos *grids*, em tempo, para cada refletor interpretado, parecendo comprovar a existência de um alto estrutural à noroeste e um baixo à sudeste.

---

## AGRADECIMENTOS

---

Aos meus orientadores, Profs. Dra. Paula Lúcia Ferrucio da Rocha e Ms. Renato Lopes Silveira, pelo direcionamento e assistência durante a realização desse trabalho.

Ao Prof. Dr. Cláudio Bettini pelo apoio para a edição do trabalho.

À ANP, pela liberação dos dados e pela concessão da bolsa de graduação.

À *Landmark Graphics* pela doação do software utilizado para a realização do trabalho.

E a todos aqueles que ajudaram na realização deste trabalho.

## **I - INTRODUÇÃO**

A Bacia de Campos situa-se na costa norte do Estado do Rio de Janeiro. Possui aproximadamente 100 000 Km<sup>2</sup>, até a lâmina d'água de 3000 m. Em termos de reservas, essa bacia contém cerca de 80% do petróleo brasileiro. Este trabalho consiste no estudo do campo petrolífero de Namorado, que constitui um dos campos mais bem estudados da Bacia de Campos. Trata-se de um campo maduro, localizado no compartimento intermediário da referida bacia. Este compartimento é o que possui investigação exploratória mais efetiva, pois grande parte da área está coberta por levantamentos sísmicos. Os dados estudados foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), para estudos acadêmicos, sendo constituídos por cinco linhas sísmicas 2D e um programa sísmico com metodologia 3D.

## **II - OBJETIVO**

O trabalho tem como objetivo o reconhecimento de horizontes de interesse exploratório e o reconhecimento das principais estruturas (falhas, etc) através da interpretação de linhas sísmicas 2D e 3D, do campo petrolífero de Namorado – Bacia de Campos – RJ, utilizando o aplicativo *SeisVision* do software *GeoGraphix* da *Landmark Graphics*.

## **III - METODOLOGIA**

Na primeira etapa do trabalho foi realizado um estudo sistemático dos fundamentos teóricos do método sísmico. Em seguida, um levantamento bibliográfico da Bacia de Campos e do Campo de Namorado, para uma melhor compreensão das feições presentes na região.

Na segunda etapa foi realizada a interpretação de linhas sísmicas 2D e 3D, do Campo de Namorado (Bacia de Campos – RJ), utilizando o software *GeoGraphix* da *Landmark Graphics*.



## **IV - FUNDAMENTOS DO MÉTODO SÍSMICO**

### **IV.1 - CONCEITOS BÁSICOS DA ELASTICIDADE**

É chamada de elasticidade a propriedade dos corpos de resistirem a deformações e de retornarem à forma (ou volume) inicial após a retirada das forças externas. Um corpo é dito perfeitamente elástico quando ele retorna à sua forma inicial após cessar a força aplicada. A teoria da elasticidade estuda as relações entre as forças e as mudanças na forma e/ou volume dos corpos com base nos conceitos de tensão e deformação.

#### **IV.1.A - TENSÃO (*Stress*)**

A tensão é definida como força por unidade de área. Quando a tensão é perpendicular à área em que atua, é denominada tensão normal; quando ela é tangencial, é denominada de tensão cisalhante.

Se for isolado um pequeno paralelepípedo de um corpo no qual existem tensões externas atuando, pode-se decompor os elementos das tensões que atuam em cada uma das seis faces do paralelepípedo, de acordo com o que é mostrado na figura 1 para a face OABC e a sua face oposta DEFG.

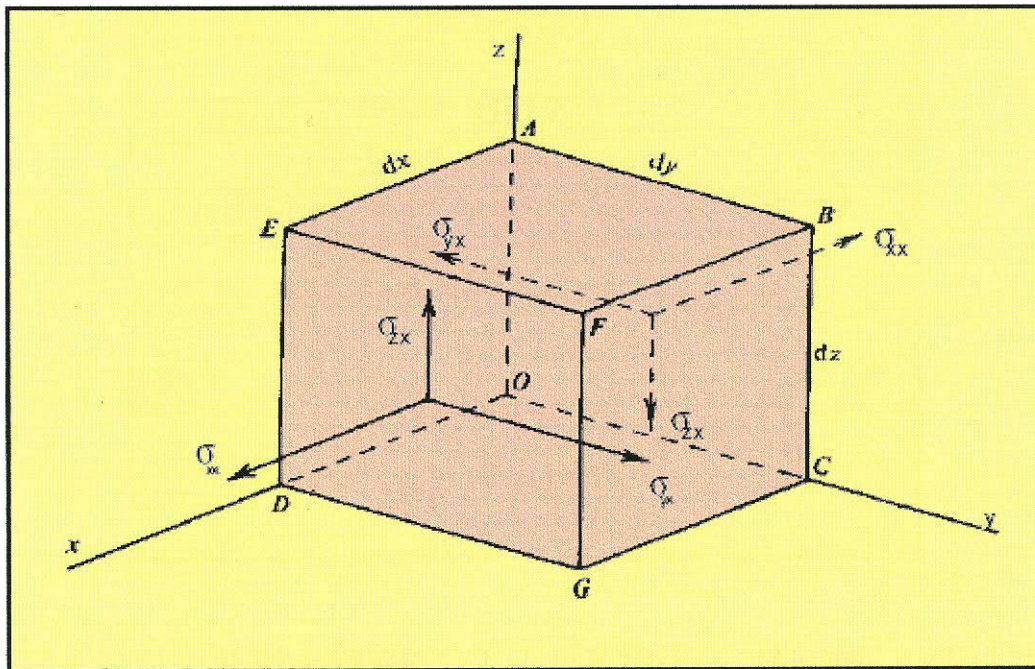


Figura 1 – Componentes da tensão (modificado de TELFORD *et al.*, 1990).

Na figura 1, os índices subscritos  $x, y, z$  são relativos aos eixos cartesianos  $x, y, z$ , portanto  $\sigma_{yx}$  indica uma tensão paralela ao eixo  $x$  e atuando em uma superfície perpendicular ao eixo  $y$ . Quando os índices são iguais como  $\sigma_{xx}$  a tensão é dita normal, quando os índices são diferentes como  $\sigma_{yx}$ , a tensão é dita cisalhante, em relação à face considerada.

#### IV.1.b - DEFORMAÇÃO (Strain)

Quando um corpo elástico é submetido a algum tipo de tensão, ele poderá sofrer mudança nas suas formas e/ou dimensões. Tal mudança é denominada deformação específica  $\epsilon$ , sendo definida pela relação  $dL/L$  ou  $dH/H$ , mostradas na figura 2, onde um cilindro elástico é submetido à tensão normal de tração. Existem dois tipos de deformações, normal e cisalhante, sendo que a deformação normal não modifica a forma do corpo, somente o volume; e a deformação cisalhante modifica a forma mas não o volume.

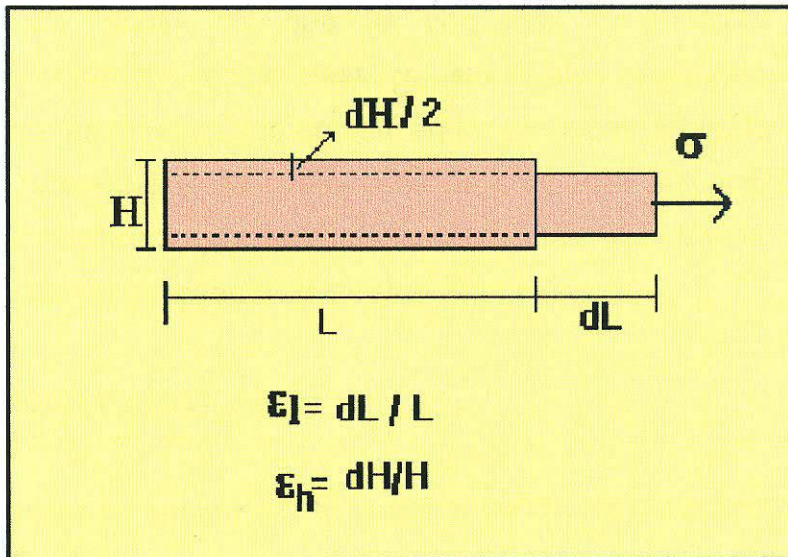


Figura 2 – Deformação sofrida por um cilindro elástico, submetido a uma tensão de tração (modificado de TELFORD *et al.*, 1990).

Onde:

$\epsilon_l$  = deformação de expansão longitudinal do cilindro

$\epsilon_h$  = deformação de contração lateral do cilindro

A relação entre essas deformações define o coeficiente de *Poisson*, representado através da fórmula:

$$\nu = \frac{\epsilon_h}{\epsilon_l} = \frac{dh/h}{dl/l}$$

#### IV.1.c - RELAÇÕES ENTRE TENSÃO E DEFORMAÇÃO

Para se calcular a deformação quando são conhecidas as tensões e vice-versa, deve-se conhecer as relações entre elas.

A lei de *Hooke* diz que as pequenas deformações podem ser consideradas como idealmente elásticas, isto é: elas desaparecem totalmente após cessadas as tensões que as causaram. As ondas sísmicas utilizadas em técnicas de prospecção são causadoras de pequenas deformações, portanto podem ser classificadas como deformações elásticas. Essas deformações pequenas possuem relações lineares com as tensões.

## IV.2 - AS ONDAS ELÁSTICAS

Uma explosão em um ponto qualquer de um meio elástico homogêneo e infinito gera uma compressão que se propaga segundo uma esfera. À compressão segue-se uma rarefação do material, que se propaga do mesmo modo. À esfera de rarefação segue-se uma outra de compressão e assim por diante, originando um movimento harmônico, cujo período ( $T$ ) corresponde ao intervalo de tempo entre duas rarefações ou compressões sucessivas. A frequência ( $f$ ) é o número de rarefações ou compressões, que passam por determinado ponto do material, por segundo. Sendo  $\lambda$  o comprimento de onda e  $V$  a velocidade de propagação da onda, chega-se às seguintes relações:

$$V = \frac{\lambda}{T} = \lambda \cdot f$$

Quando o equilíbrio estático é rompido, existe a propagação da tensão e da deformação sob a forma de ondas elásticas. Ondas mecânicas ou elásticas são as que transportam energia mecânica, como é o caso do som e das ondas sísmicas. As ondas sísmicas podem ser classificadas como: ondas de corpo e ondas superficiais. As ondas de corpo dividem-se em ondas longitudinais e transversais. As ondas superficiais mais conhecidas são as ondas *Rayleigh* e *Love*.

Ondas de corpo:

- Ondas longitudinais ou Paralelas

São as chamadas ondas compressoriais ou primárias (onda P), pois são os primeiros eventos a serem detectados após um terremoto. São ondas compressivas, que modificam o volume do elemento e não modificam sua forma (figura 3). Este tipo de onda tem maior uso para o método sísmico, pois são as que apresentam a maior velocidade de propagação.

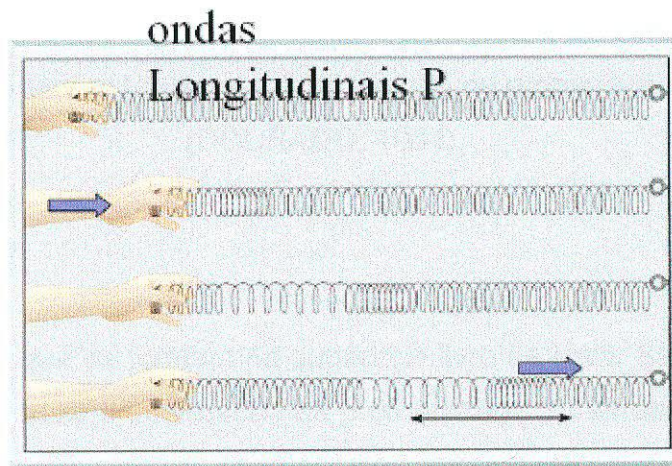


Figura 3 - Durante a passagem das ondas transversais as partículas do corpo vibram na mesma direção da propagação da onda (DOURADO, 1984).

- Ondas transversais ou Perpendiculares

São as chamadas ondas S. São ondas cisalhantes, que não mudam o volume dos elementos, mudando apenas a forma (figura 4). Este tipo de onda não se propaga em líquidos e gases, só se propaga em sólidos.

## ondas Transversais S

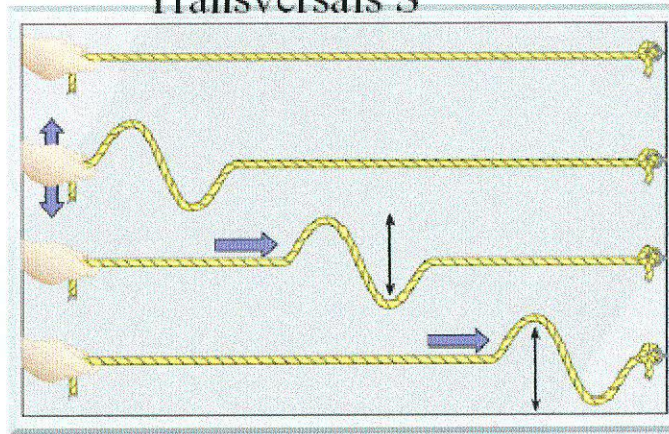


Figura 4 – Durante a passagem das ondas transversais, as partículas do corpo vibram perpendicularmente em relação à direção de propagação dessas ondas (DOURADO, 1984).

### Ondas Superficiais:

São ondas que se formam na superfície livre da terra. São consideradas como ruídos, não trazem informação da profundidade. As ondas de superfícies geram ruídos na seção sísmica, chamados de “ground-roll”.

#### - Rayleigh

Neste tipo de onda, as partículas vão se deslocar verticalmente, apresentando uma forma elíptica e retrógrada (figura 5).

#### - Love

Parecida com a onda S. No entanto, não é uma onda de volume, e sim uma onda de superfície. Durante a passagem deste tipo de onda, as partículas vibram horizontalmente e na direção perpendicular ao sentido da propagação da vibração (figura 5).

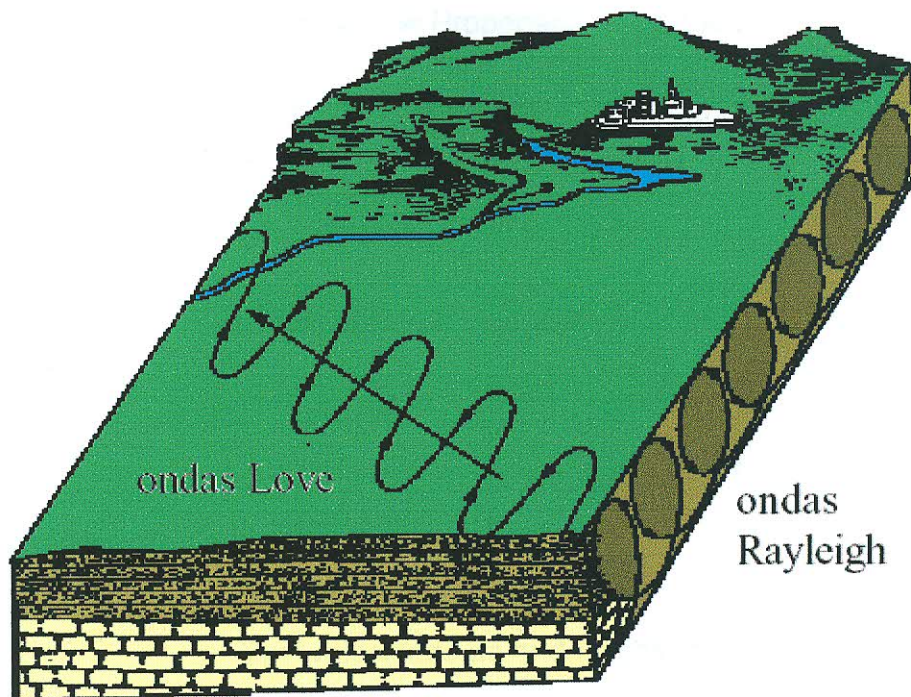


Figura 5 – (Modificado de FIGUEROLA, J.C., 1974).

### IV.3 - VELOCIDADE DE PROPAGAÇÃO DE ONDAS SÍSMICAS

A velocidade de propagação das ondas sísmicas é função da densidade e das constantes elásticas do meio. Conseqüentemente, depende da constituição mineralógica da rocha, grau de cimentação, estágios de compactação, porosidade, conteúdo e saturação de fluidos, além de outros fatores como temperatura e presença de microfaturas.

É muito comum, na prospecção sísmica, caracterizar geologicamente uma determinada rocha através da razão entre as velocidades das ondas P e das ondas S:

Velocidade de Propagação da onda P:

$$V_p = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}}$$

Velocidade de Propagação da onda S:

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{1}{2}(1+\nu)}$$

Onde:

$V_p$  = velocidade da onda longitudinal

$V_s$  = velocidade da onda transversal

$E$  = módulo de *Young* ou de elasticidade

$G$  = módulo de rigidez ou de cisalhamento

$K$  = módulo de volume ou de incompressibilidade

$\nu$  = coeficiente de *Poisson*

$\rho$  = densidade do corpo

Como o método sísmico de reflexão permite o cálculo destas velocidades, é possível fazer estimativas dos parâmetros das rochas a partir do conhecimento das velocidades (figura 6).



<b>Tipo de Rocha</b>	<b>Velocidade (m/seg)</b>
Areias e arenitos	2500 a 5500
Calcários	3500 a 6500
Dolomitas	4500 a 7000
Folhelhos	1500 a 5000
Gesso Anidrita	5500 a 6000
Rochas Ígneas	5500 a 6500
Sal	4500 a 5000

Figura 6 – Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo pelo método sísmico de reflexão.

#### **IV.4 - PRÍNCIPIO DE HUYGENS**

Este princípio está baseado num conceito físico simples, que explica como uma frente de onda arbitrária se propaga de uma posição para outra, cada ponto de uma frente de onda é fonte de uma nova onda que se expande como esferas. Este processo pode ser ilustrado na figura 7, que mostra uma frente de onda plana AB a um certo tempo t. No instante seguinte, a frente de onda A' B' é o envelope de todas as pequenas perturbações originado pelos pontos individuais contidos em AB.

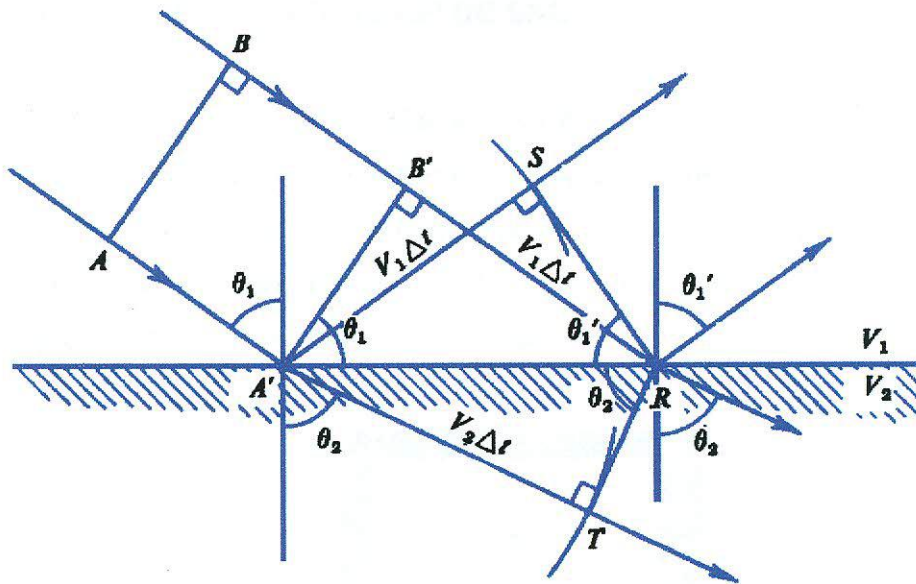


Figura 7 – Princípio de Huygens (modificado de TELFORD *et al.*, 1990).

#### IV.5 - LEI DA REFLEXÃO

Quando uma onda plana se reflete sobre uma interface que separa meios de propriedades elásticas diferentes; a lei da reflexão diz que o ângulo de reflexão  $r$  é igual ao ângulo de incidência  $i$ , e que o raio de incidência, o raio refletido e a normal à interface são coplanares (figura 8). E, segundo o princípio de Fermat, o percurso da onda é realizado no tempo mínimo.

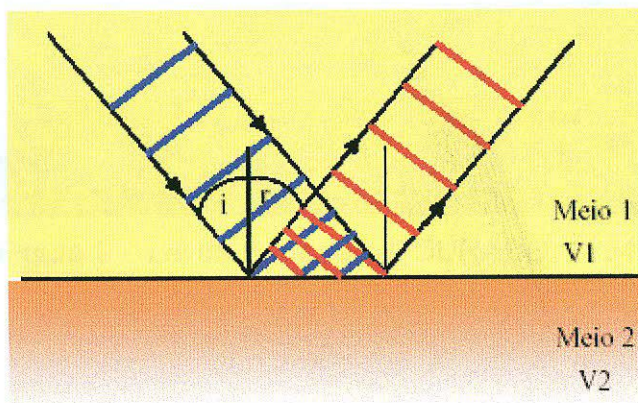


Figura 8 – Lei da reflexão (modificado de TELFORD *et al.*, 1990).

#### IV.6 - LEI DA REFRAÇÃO OU LEI DE SNELL

Essa lei estabelece as relações entre as direções seguidas por uma onda plana que atravessa uma interface que divide meios de diferentes constantes elásticas (figura 9). Sendo  $i_1$  o ângulo de incidência,  $i_2$  o ângulo de refração e  $V_1$  e  $V_2$  as velocidades de propagação da onda no primeiro meio (onda incidente) e no segundo meio (onda refratada), tem-se:

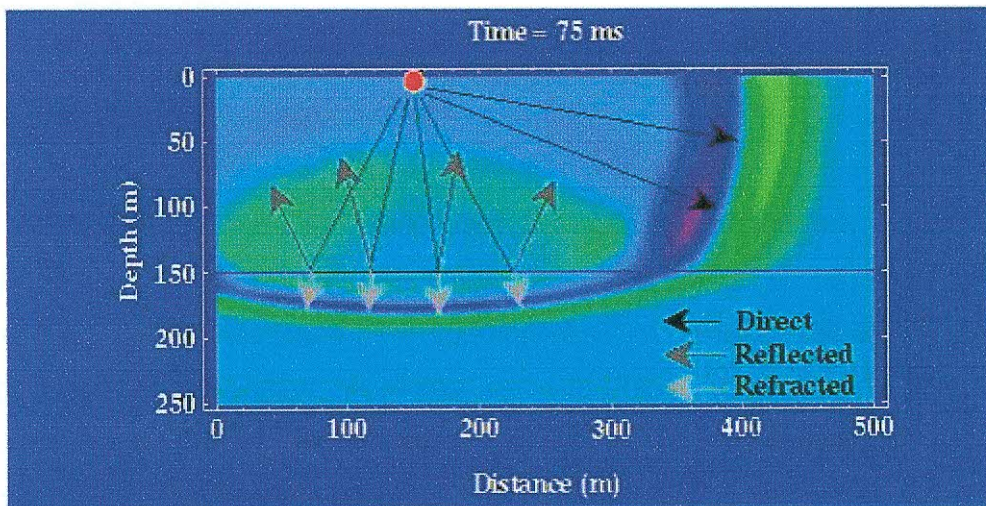
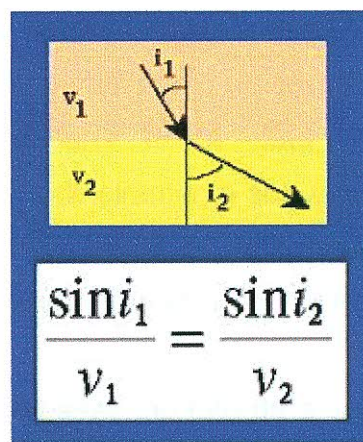


Figura 9 – Lei da Refração (DOURADO, 1984).

## **IV.7 - O MÉTODO SÍSMICO**

A sísmica utiliza-se da produção artificial de abalos sísmicos para determinar a distribuição das velocidades de propagação das ondas elásticas das rochas em subsuperfície, inferindo, através dos tempos de chegada suas profundidades e estruturas geológicas.

Em profundidade, a onda sísmica, no momento em que encontra uma interface separando meios com velocidades diferentes, se refrata e se reflete segundo a lei de Snell-Descartes.

A primeira descoberta de um domo de sal por sísmica de refração deu-se no Texas, em 1923. A partir desta data, a sísmica apresentou um desenvolvimento crescente, primeiramente sob a forma de sísmica de refração; em seguida, a partir de 1927, também como sísmica de reflexão. Pouco a pouco, a sísmica tornou-se uma ferramenta indispensável para a pesquisa do petróleo.

O método sísmico se baseia no fato de a velocidade de propagação das ondas sísmicas variar de rocha para rocha, dependendo das propriedades elásticas das mesmas.

## **IV.8 - SÍSMICA DE REFRAÇÃO**

Este método é muito usado para determinar a espessura da camada de baixa velocidade, sendo indicada para alvos mais rasos. Esse método permite obter um arranjo das estruturas geológicas em subsuperfície, a partir das relações entre distâncias, medidas na superfície, e o tempo de percurso necessário para uma onda penetrar o solo, refratar-se e voltar à superfície ao longo dos caminhos de tempo mínimo. Esse tempo é o que decorre desde o momento da explosão na estação de tiro até que o primeiro impulso seja recebido por cada geofone colocado nos pontos de observação (figura 10). As distâncias dos geofones ao ponto de tiro devem ser conhecidas e, a partir dos tempos de percurso, lidos através dos sismogramas, constrói-se o gráfico

tempo-distância (figura11), que fornece as velocidades e espessuras de cada camada.

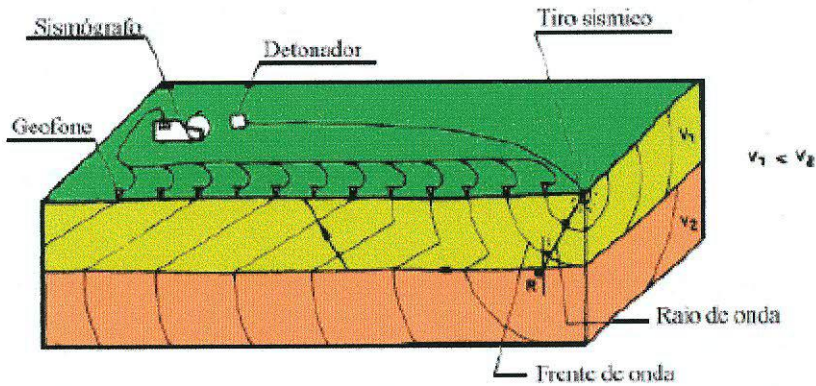


Figura 10 – Metodologia de campo da técnica de sismica de refração, que tem como objetivo detectar em superfície as ondas refratadas em profundidade.

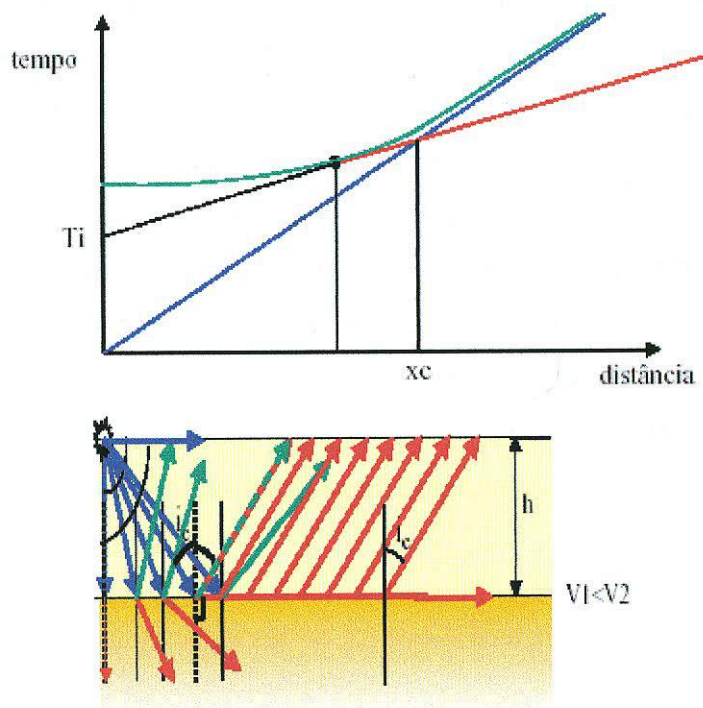


Figura 11 – Gráfico Tempo x Distância das ondas sísmicas direta (em azul), refletida (em verde) e refratada (em vermelho), em uma interface de profundidade  $h$ , supondo que essa interface seja plana e paralela à superfície. Onde  $T_i$  é o tempo em que a reta das ondas refratadas intercepta o eixo do tempo; e  $X_c$  é a distância na qual a onda refratada começa a chegar antes do que a onda direta.

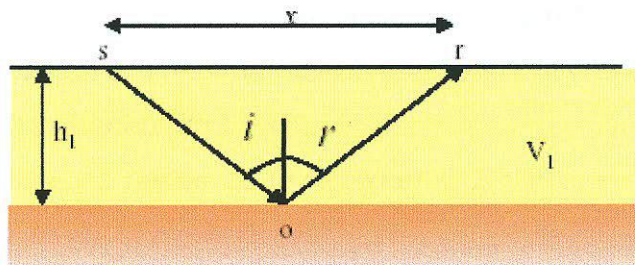
Pode-se notar no gráfico tempo x distância, que a hipérbole que representa as ondas refletidas tem como assíntota a reta das ondas diretas; e que a curva das ondas refletidas tem um ponto em comum com o início da reta das ondas refratadas.

#### **IV.9 - SÍSMICA DE REFLEXÃO**

É o método sísmico mais usado na indústria do petróleo, graças ao seu poder de penetração em profundidade. É o mais indicado para alvos profundos. As ondas refletidas, após percorrerem a espessura total das formações geológicas sedimentares, podem ser registradas na superfície da Terra, numa área muito mais restrita do que a necessária em sísmica de refração; o abalo pode ser muito menos potente e o consumo de explosivos, por conseguinte, menor do que em refração, o que constitui vantagem importante.

O registro das ondas refletidas é feito por detectores (geofones, em terra, e hidrofones, no mar). Estes alinhados ou não com o ponto-de-tiro (T). O abalo que se produz em T se propaga no solo e encontra superfícies de descontinuidade elástica, horizontais ou inclinadas. Cada uma dessas superfícies pode ser como um refletor da energia proveniente do abalo produzido em T. Uma parte da energia é reenviada para o alto, de acordo com a lei de reflexão, e atua sobre os detectores colocados para esse fim na superfície da terra ou no nível do mar.

Os tempos de chegada nos detectores podem ser calculados através da equação da curva da onda refletida, ilustrada a seguir:

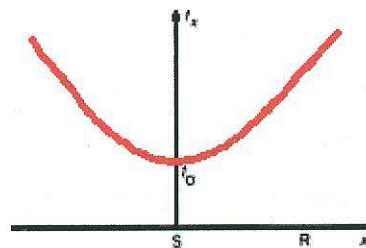


$$t_x = \frac{\overline{so}}{V_1} + \frac{\overline{or}}{V_1} \quad \Rightarrow \quad t_x = \frac{2\overline{so}}{V_1}$$

$$\overline{so} = \sqrt{\left(\frac{x}{2}\right)^2 + h_1^2} \quad \Rightarrow \quad t_x = \frac{2\sqrt{\frac{x^2}{4} + h_1^2}}{V_1}$$

$$\frac{t_x^2}{4h_1^2/V_1^2} - \frac{x^2}{4h_1^2} = 1$$

Esta fórmula é a equação da hipérbole. Como  $V_1$  e  $h_1$  são constantes, a curva é simétrica em relação ao eixo dos tempos de propagação da onda refletida.



#### IV.9.a - SÍSMICA DE REFLEXÃO DE ALTA RESOLUÇÃO

A expressão "sísmica de reflexão de alta resolução" surgiu com o objetivo de diferenciar a sísmica de reflexão convencional utilizada para petróleo da sísmica utilizada para alvos mais rasos e menores, que por isso mesmo precisa

ter uma maior resolução. A teoria para a sísmica de reflexão convencional e para a de alta resolução é a mesma, sendo que existe diferença na metodologia de campo e de interpretação (figura 12).

Neste trabalho, os dados do levantamento 2D incluem uma linha de alta resolução e quatro linhas convencionais.

	Sísmica de Reflexão	
	Convencional	Alta Resolução
Profundidade de investigação	Centenas a milhares de metros	Dezenas de metros
Tamanho dos alvos	Dezenas a centenas de metros	metros

Figura 12 – Principais diferenças entre a sísmica de reflexão convencional e a de alta resolução.

#### IV.10 - TIPOS DE LEVANTAMENTO

As fontes de energia sísmica mais utilizadas são a dinamite e o vibrador, em terra, e canhões de ar comprimido em levantamentos marítimos (figura 13). Cada uma destas fontes emite um pulso característico, conhecido como assinatura da fonte, que se propaga em todas as direções. Estes pulsos elásticos ou detonações se refletem e refratam em cada uma das camadas geológicas em profundidade, retornando à superfície com informações valiosas para a pesquisa de petróleo (Thomas, 2001).

As vibrações no solo, nos trabalhos sísmicos, podem ser produzidas das seguintes maneiras: explosão de uma carga de dinamite; queda de uma massa pesada (da ordem de centenas de quilos); vibradores eletrônicos ou mecânicos.

A explosão de uma carga de dinamite na superfície ou no fundo de um furo é o procedimento normal em trabalhos de prospecção sísmica. Os furos em



que são colocadas as cargas de explosivos são feitos, geralmente, ou a trado, ou por meio de sondas rotativas, montadas em caminhão ou trator, com capacidade de até 150 m (em explorações profundas). Existem vários outros processos de perfuração, tais como: percussão, jato, ar, marteletes a gasolina, etc.

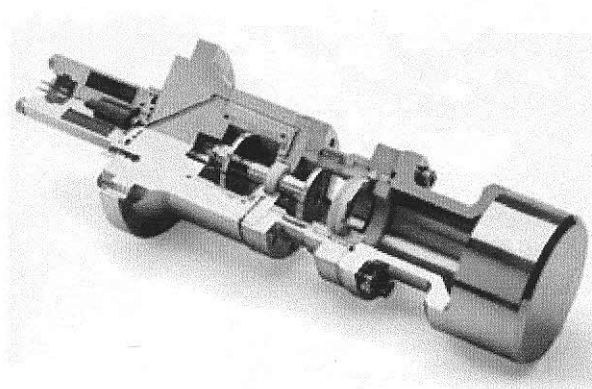


Figura 13 – Corte de um *air gun* (Canhão de ar comprimido para levantamentos marítimos).

#### **IV.10.a - EQUIPAMENTOS DE DETECÇÃO E REGISTRO**

O equipamento de detecção e registro para a refração e reflexão sísmica consiste, em princípio, nas seguintes unidades: detectores, amplificadores, registradores e partes auxiliares.

Os detectores convertem as oscilações mecânicas da terra em oscilações elétricas de mesma frequência e amplitude. Os detectores mais utilizados para registrar as reflexões são basicamente de dois tipos: eletromagnéticos (geofones) para registros em terra, e de pressão (hidrofonos) para levantamentos na água (figura 14). O primeiro é composto por uma bobina suspensa dentro de um campo magnético gerado por um potente ímã acondicionado em um invólucro impermeável, que é firmemente cravado à superfície da Terra. Os hidrofonos utilizam cristais piezoelétricos, que geram

uma corrente elétrica proporcional à variação de pressão produzida pelas ondas acústicas na água.

Os amplificadores têm como função ampliar os sinais muito fracos enviados pelos detectores, até um nível adequado para o registro.

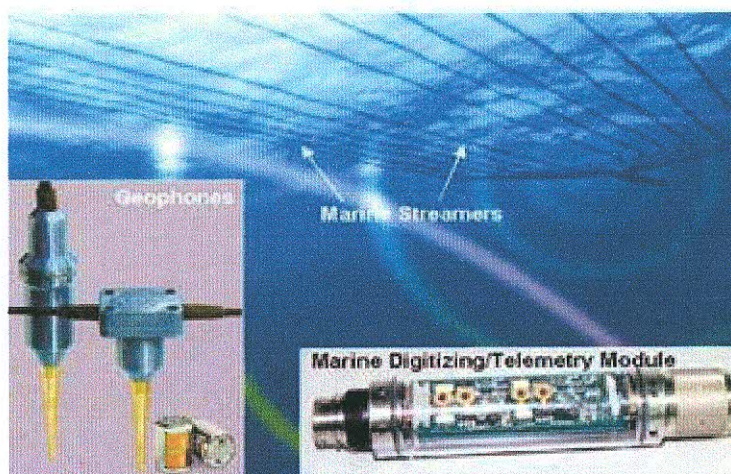


Figura 14 – Dois modelos de geofones utilizados em levantamentos terrestres, e um esquema que ilustra cabos contendo hidrofones a alguns metros de profundidade, utilizados em levantamentos marítimos.

## IV.11 - TÉCNICAS DE AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS

### IV.11.a - Análise de Ruídos

Um estudo do ruído da área é muito importante para analisar a qualidade dos registros.

A análise de ruídos é realizada no início dos trabalhos de campo com o objetivo de determinar os parâmetros de aquisição. É realizada com os geofones pouco espaçados entre si e permanecendo fixos. O posicionamento da fonte de energia é variável, sendo adquirido um registro correspondente a cada uma destas posições (figura 15). Este procedimento possibilita visualizar as

interferências que ocorrerão no sismograma, e desta maneira determinar a melhor distância entre a fonte de ondas e os geofones.

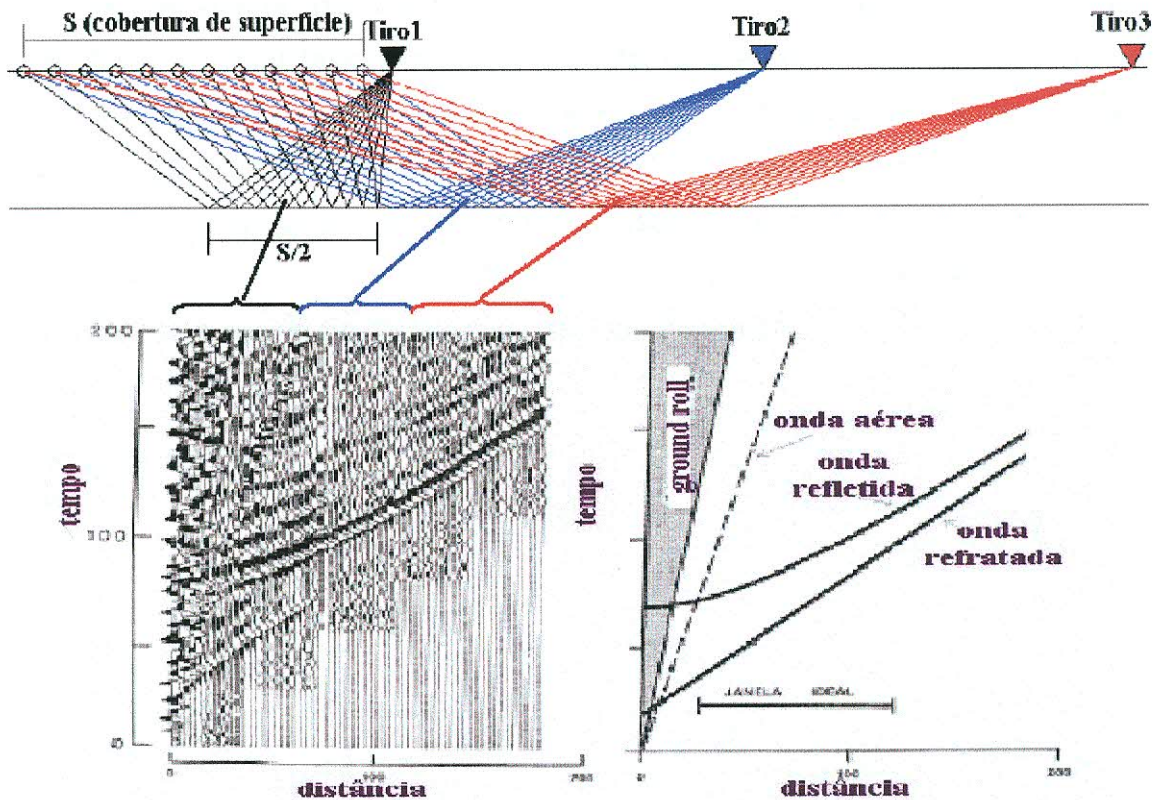


Figura 15 – Análise de ruídos (*walkway noise test*), possibilita visualizar as interferências que ocorrerão no sismograma (DOURADO, 1984).

#### IV.11.b - AFASTAMENTO CONSTANTE (*COMMON OFFSET*)

Escolhe-se uma distância entre a fonte e o geofone, este arranjo é deslocado ao longo do perfil escolhido de maneira que forme uma seção sísmica dos refletores em estudo.

Nesta técnica, a cobertura de profundidade vai ser igual à de subsuperfície.

#### IV.11.c - TÉCNICA CDP (Ponto Comum em Profundidade)

A geometria para a aquisição dos dados obedece a um padrão predefinido. A finalidade é registrar as informações de um mesmo ponto no horizonte refletor conforme estabelece a técnica CDP. Esta técnica propicia um aumento na relação sinal/ruído, com relação às ondas refletidas. Consiste em amostrar diversas vezes um ponto em subsuperfície com *offsets* diferentes, e depois de fazer a correção NMO (*normal move-out*), somam-se os traços, aumentando a amplitude das ondas refletidas (figura 16).

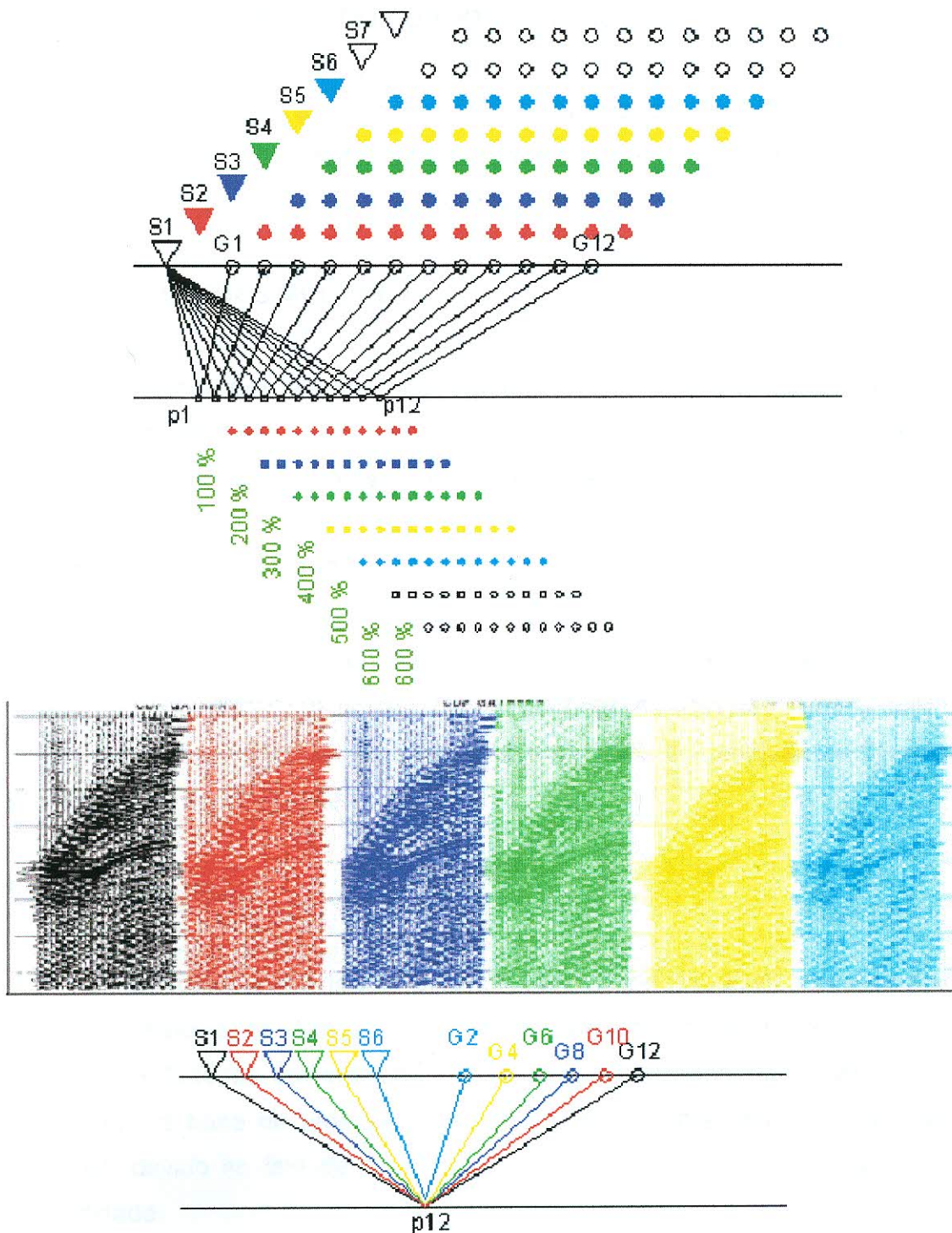


FIGURA 16 – Técnica CDP. As amostragens do ponto em subsuperfície são conseguidas deslocando-se o arranjo com espaçamento tal que se consiga a cobertura desejada (DOURADO, 1984).

## **IV.12 - PROCESSAMENTO DOS DADOS SÍSMICOS**

A seção sísmica é o produto final do processamento dos dados. É na técnica CDP que está fundamentado todo o processamento. Os pontos fundamentais do processamento podem ser resumidos em:

### **IV.12.a - REFLEXÕES MÚLTIPLAS**

Constituem um grande inconveniente a ser superado nos registros sísmicos. As reflexões múltiplas misturam-se às reflexões simples, obliterando-as. Elas funcionam como um espelho de outras camadas.

### **IV.12.b - DECONVOLUÇÃO**

Técnica que elimina as reflexões múltiplas e também estreita o pulso, resultando numa melhor resolução. É feita ao longo do eixo dos tempos com o objetivo de aumentar a resolução temporal, através da compressão da Wavelet e remoção das reverberações.

### **IV.12.c - MIGRAÇÃO**

É feita para aumentar a resolução lateral (ou espacial). Este estágio colapsa hipérboles de difração e posiciona eventos inclinados para as suas posições verdadeiras em subsuperfície. Utilizada para aumentar a resolução. Geralmente, a base de uma seção sísmica migrada apresenta os chamados "sorrisos", devido ao fato de considerarmos que a velocidade aumenta com a profundidade.

#### IV.13 - SEÇÃO SÍSMICA

Pode-se defini-la como o mapeamento em tempo, das feições geológicas da subsuperfície ao longo de uma direção. Os dados podem ser obtidos em levantamentos terrestres ou marítimos. O levantamento pode mapear a subsuperfície em duas dimensões (2D) ou três dimensões (3D), e atualmente, as seções sísmicas buscam detalhes dos reservatórios com levantamentos de alta resolução e/ou processamentos de alta resolução.

No início, as seções sísmicas eram interpretadas em papel, mas com o avanço da tecnologia existem no mercado diversos *softwares* para interpretação dessas seções, como é o caso do *software GeoGraphix* utilizado neste trabalho.

#### IV.14 - SÍSMICA 2D e 3D

A sísmica 2D consiste em executar o levantamento dos dados sísmicos com o navio puxando apenas um cabo. Já a sísmica 3D (figura 17) consiste em executar o levantamento dos dados sísmicos em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual à distância entre os canais receptores.

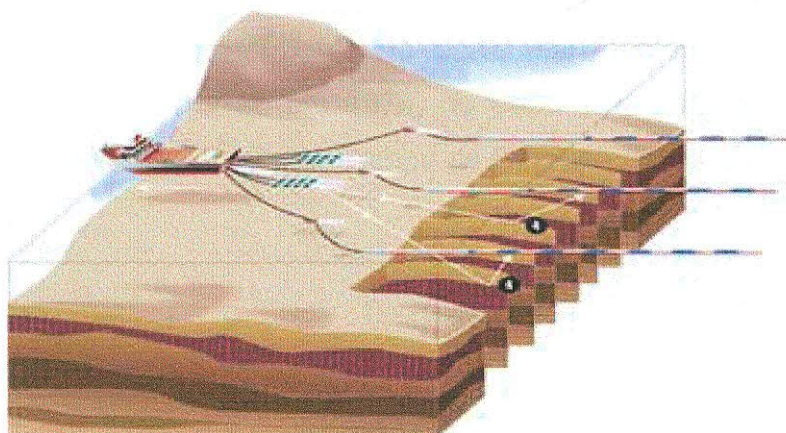


Figura 17 – Exemplo de como é feito o levantamento na sísmica 3D.

## V - ÁREA DE ESTUDO

### V.1 - BACIA DE CAMPOS

Localizada entre a costa norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Estado do Espírito Santo, a Bacia de Campos possui uma área de aproximadamente 100.000 Km<sup>2</sup>, onde apenas 600 Km<sup>2</sup> estão na parte terrestre. Seu limite norte com a Bacia do Espírito Santo ocorre no Alto de Vitória, e o limite sul com a Bacia de Santos é no Alto de Cabo Frio (figura 18).

Dentre as bacias costeiras brasileiras desprovidas de afloramento, a bacia de Campos é a geologicamente mais conhecida, graças à perfuração de cerca de 1000 poços nos últimos 23 anos. As informações de sub-superfície são amplamente enriquecidas por uma extensa malha sísmica de 350000 km<sup>2</sup> e por levantamentos gravimétricos e magnetométricos (RANGEL, 1994).

O interesse da Bacia de Campos para a pesquisa de petróleo se iniciou com os estudos de Lamego, em 1944 (in Rangel, 1987) e, em 1959, foi perfurado um poço estratigráfico (2-CST-1-RJ) na parte emersa da bacia. Mas a exploração de petróleo começou efetivamente em 1971, com a perfuração de poços exploratórios pela Petrobras na parte marítima, enquanto a primeira descoberta comercial ocorreu em 1974, no poço 1-RJS-19, em reservatórios carbonáticos do Albiano Inferior do Campo de Garoupa (RANGEL, 1994).



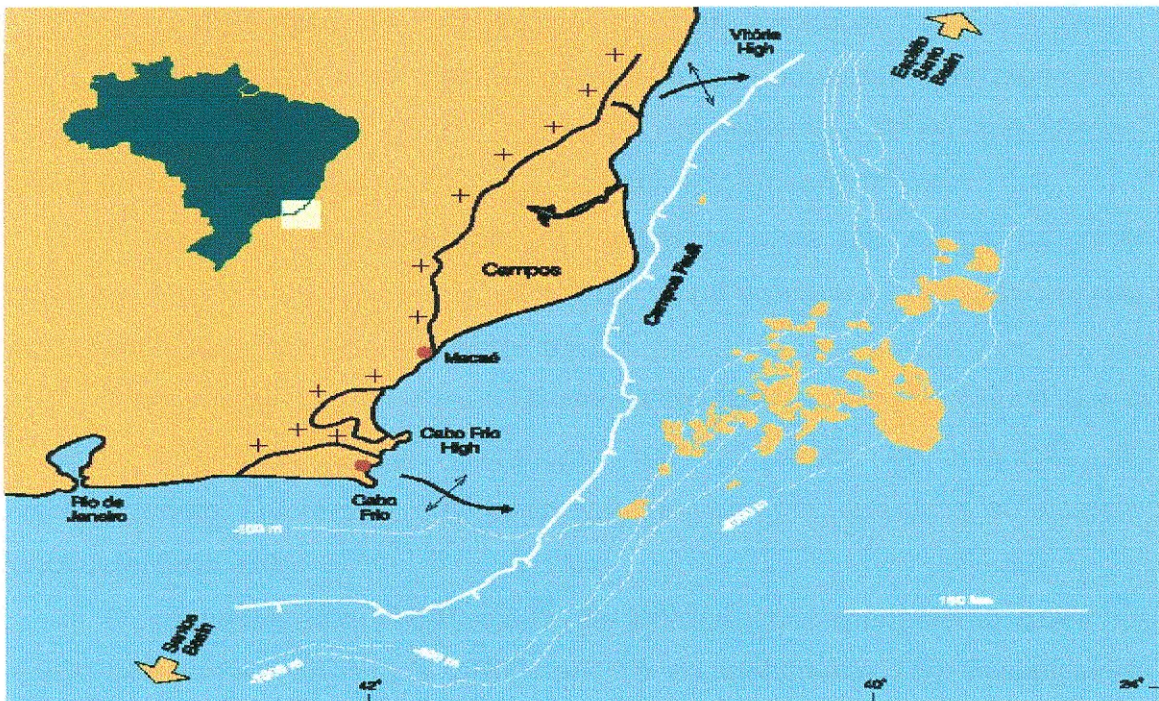


Figura 18 – Localização da Bacia de Campos e de seus campos petrolíferos. Separada da Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória, a norte, e da Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio, a sul (RANGEL, 1994).

Atualmente, a produção de petróleo no Brasil atinge 1 milhão de barris diários, dos quais 72% são provenientes da Bacia de Campos, o que retrata a importância dessa região no cenário nacional de produção de petróleo. Em termos de reservas de petróleo, a Bacia de Campos contém atualmente 80% do total descoberto.

De acordo com o contexto geológico e estratégico e em termos de tecnologia de produção de petróleo, a Bacia de Campos pode ser dividida em três compartimentos: proximal, intermediário e distal. O compartimento proximal se localiza entre a linha da costa e a lâmina d'água de aproximadamente 100 m. O intermediário entre as cotas batimétricas de 100 e 2.000 m aproximadamente, e o distal acima de 2.000 m, até a região com muralhas de sal mais contínuas, que se localizam em torno dos 3.000 m.

O compartimento proximal se localiza entre a linha de costa e a lâmina d'água de 100 m aproximadamente. Apresenta bom potencial exploratório para as coquinas da fase "rift", para os arenitos e calcarenitos do Albiano Inferior, para arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e do Eoceno Inferior.

A resolução sísmica nesse compartimento ainda não atingiu um nível desejado para a exploração, requerendo novos parâmetros e novas tecnologias de aquisição e processamento sísmico.

Alguns aspectos geológicos favoráveis do compartimento proximal são: o bom potencial das rochas geradoras do "rift"; rotas de migração de hidrocarboneto, favorecidas pelo estilo estrutural da área; qualidade do óleo até aqui detectado, etc.

O compartimento intermediário se localiza aproximadamente entre as cotas batimétricas de 100 e 2.000 m. É o compartimento com investigação exploratória mais efetiva, pois grande parte da área está coberta por levantamento sísmico 3D e os poços exploratórios estão menos dispersos do que no compartimento proximal. Quase todos os campos de petróleo descobertos na bacia se encontram nesse compartimento, incluindo os campos gigantes de Marlim, Marlim Sul, Albacora, Albacora Leste, Roncador, Barracuda, etc.

O compartimento distal se localiza aproximadamente entre a cota batimétrica de 2.000 m e a região das muralhas de sal, situadas em lâminas d'água em torno de 3.000 m. Esse compartimento apresenta grande espessura da seção do Cretáceo Superior e a distribuição dos sedimentos é controlada pela grande movimentação halocinética. Trata-se de uma nova fronteira exploratória com grande potencial para hidrocarbonetos e requer tecnologias avançadas de aquisição sísmica e perfuração de poços.

#### **V.1.a - EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR**

A bacia de Campos é uma bacia típica de margem passiva, cuja evolução se iniciou com o extravasamento de basaltos do Cretáceo Inferior sobre rochas

cristalinas do pré-Cambriano. Ela evoluiu tectonicamente para um ambiente "rift" com sedimentação predominante lacustre rasa, seguida por uma fase transicional siliciclástica e evaporítica, esta última relacionada à abertura do Oceano Atlântico Sul. Esta fase tectono-sedimentar se propagou até o início do meso-Cretáceo. A instalação de ambiente marinho franco ocorreu há aproximadamente 112 milhões de anos (Albiano Inferior) e se estende até hoje. Ela se iniciou com a deposição de carbonatos de água rasa seguida por siliciclásticos predominantes de água profunda. A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos foi controlada pela tectônica de placa de margem divergente após o rifteamento que resultou na quebra do Supercontinente Pangea durante o Mesozóico (FIGUEIREDO, 1985). Dentro deste contexto, a evolução estratigráfica da bacia revela duas das três fases tectônicas: a fase rifte, representada pela Formação Lagoa Feia e a fase drifte representada pela Formação Macaé e pelo Grupo Campos.

#### FASE RIFTE – SEQÜÊNCIA DOS LAGOS

Do Neojurássico ao Eocretáceo, junto com a separação das placas, teve-se o desenvolvimento de fraturas extensionais de blocos rotacionados do embasamento. Estas zonas de fraqueza permitiram o desenvolvimento de um sistema de rifteamento orientado predominantemente na direção N-NE.

Sobre os basaltos instalou-se então um ambiente flúvio-lacustre, representado pela Formação Lagoa Feia, constituída por fácies conglomeráticas adjacentes a altos estruturais, gradando rapidamente para carbonatos. Níveis de folhelho capeam ambas as fácies, indicando períodos de afogamento nos lagos. Estes níveis são extremamente ricos em matéria orgânica e constituem a mais importante rocha geradora de hidrocarbonetos da bacia, representada pela parte inferior da Formação Lagoa Feia.

## FASE RIFTE – SEQUÊNCIA DO GOLFO

No segundo estágio, as primeiras incursões marinhas chegaram à bacia sobre uma superfície erosiva regional, quase plana, no topo da unidade sedimentar sinrifte. Como ainda era intensa a atividade vulcânica no sul do Brasil, o acesso das incursões marinhas era periodicamente fechado. Tal fato proporcionou o desenvolvimento de um mar semi-restrito, de águas hipersalinas, responsável pela deposição de espessa seção marinha evaporítica (porção superior da Formação Lagoa Feia).

## FASE DRIFTE

No Eoalbiano, a bacia passou a receber os primeiros sedimentos essencialmente marinhos, quando se instalou a plataforma carbonática que deu origem aos calcarenitos e dolomitos do Membro Quissamã. Os carbonatos de baixa energia do Membro Outeiro, mais a parte superior dos clásticos Goitacás, refletem condições marinhas mais profundas, consequência de uma subida do nível relativo do mar. Nesse contexto transgressivo, depositaram-se os arenitos turbidíticos do Campo de Namorado às bordas da plataforma carbonática. A partir do Maestrichtiano, instalou-se um sistema de leques costeiros – plataforma –talude – que deu origem aos clásticos Emborê e à parte superior dos pelitos Ubatuba e turbiditos Carapebus (Rangel *et al.* 1994). Estes últimos capturados por calhas estruturais formadas nas zonas adjacentes a altos estruturais pelo desenvolvimento de falhas de crescimento associadas à movimentação halocinética.

### V.1.b - ARCABOUÇO ESTRUTURAL

No arcabouço estrutural da bacia, destaca-se a presença de área de embasamento raso na região costeira, onde sedimentos terciários assentam-se sobre os basaltos. Após a linha de charneira, aparecem sub-bacias contendo

*horts* e *grabens* (figura 19), separadas pela grande feição positiva do Alto de Badejo. Estas feições foram aparentemente deslocadas por falhamentos transcorrentes, principalmente na área sul.

Superimposto a este arcabouço na fase tafrogênica, ocorre outro estilo tectônico que afeta a seção pós-sal, a exemplo das demais bacias da costa leste. Esta estruturação é responsável pela formação de grande número de feições dômicas, alinhadas ao longo de falhamentos lístricos, que morrem nas camadas evaporíticas. Nas áreas onde o sal apresentava grande espessura, esta movimentação, iniciada no Eoalbio, estendeu-se até o Mioceno. Deste modo, a movimentação inicial salífera controlou a distribuição das fácies carbonáticas permo-porosas (FIGUEIREDO, 1985).

### SEÇÃO GEOLÓGICA ESQUEMÁTICA REGIONAL DA BACIA DE CAMPOS

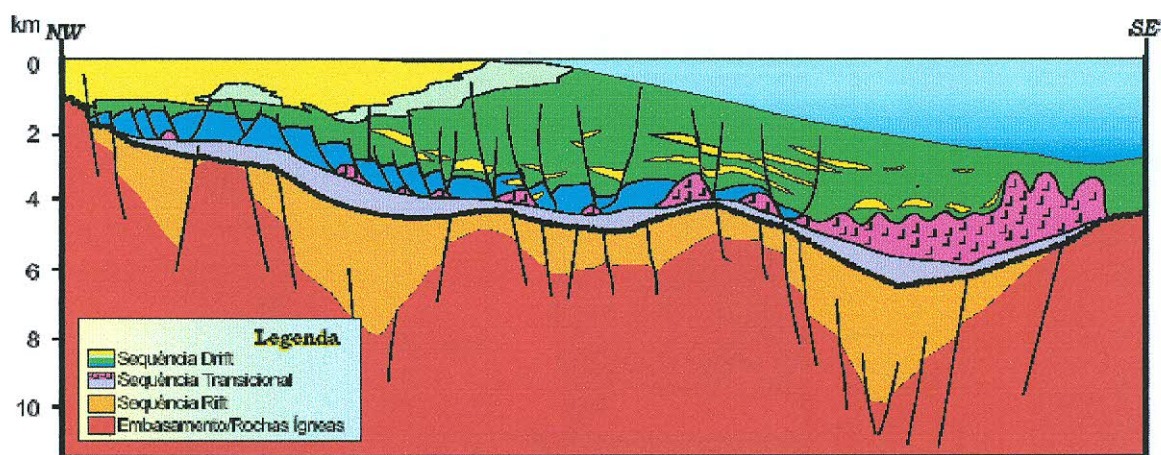


FIGURA 19 – Seção Geológica NW – SE, mostrando o arcabouço estrutural-estratigráfico da bacia (RANGEL *in* Schulumberger, 1998).

#### V.1.c - ESTRATIGRAFIA

A estratigrafia é similar àquela das demais bacias marginais da costa leste brasileira. O embasamento Pré-cambriano foi atingido por apenas três poços nesta bacia, o que permite inferir sua natureza gnáissica, comparável ao



## FORMAÇÃO CABIÚNAS

Representada por derrames basálticos Eocretáceos que constituem o assoalho de todo o preenchimento. Caracterizada por basalto amigdaloidal, organizado em derrames e níveis de piroclásticos.

## FORMAÇÃO LAGOA FEIA

Abriga rochas de naturezas diversas, como conglomerado polimítico, arenito grosso, arenito muito fino, folhelho e siltito. Seu contato com a Formação Cabiúnas é discordante, enquanto que o contato superior é em geral concordante. Datações por ostracodes conferem à Formação Lagoa Feia as idades barremiana e aptiana.

## FORMAÇÃO MACAÉ

A porção inferior é composta por oncolitos (limestone) que representam uma plataforma Albiana.

A porção superior inclui calcilitos hemipelágicos e turbiditos clásticos.

## GRUPO CAMPOS

Compreende as formações Ubatuba, Carapebus e Emborê.

## FORMAÇÃO CARAPEBUS

Caracterizada por arenito fino a conglomerático, organizado em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. Os arenitos Carapebus resultam da atuação de correntes de turbidez em ambientes de talude.

## FORMAÇÃO UBATUBA

É composta por pelitos, folhelhos e diamictitos, sedimentos de baixa energia. Datações em foraminíferos conferem idades turoniana a maastrichtiana.

## FORMAÇÃO EMBORÊ

Formada por arenitos e carbonatos. As rochas da Formação Emborê depositaram-se em leques costeiros e plataforma carbonática. Dentro desta formação, destaca-se uma zona condensada correspondente a uma superfície de inundação máxima, traduzida em um conspícuo leito de calcilutito conhecido como Marco Azul.

## V.2 - O CAMPO DE NAMORADO

Em 1975, foi descoberto na Bacia de Campos o Campo de Namorado (figura 21), o primeiro gigante da Plataforma Continental Brasileira (figura 22). Situa-se a 80 Km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 m (Meneses, 1990). Possui aproximadamente 20 Km<sup>2</sup> de área. Está limitado a oeste e sudeste por falhas, e a norte, leste e sul por um *pinchout* de um corpo de arenito (MENESES, 1990).

Os campos de Bagre e Cherne fazem parte do mesmo sistema deposicional de Namorado. Os campos de Cherne e Namorado produzem óleo de arenitos acanalados do Albiano-Cenomaniano, estruturados por intensa halocinese.

O óleo produzido neste campo é relativamente pesado (25-30 °API), tendo como rocha fonte os sedimentos lacustrinos da parte inferior da Formação Lagoa Feia. Estas rochas alcançaram a maturidade durante o Eoceno-Oligoceno, estando atualmente dentro da janela de geração de óleo.



O principal reservatório na área do campo é o Arenito Namorado. Trata-se de camadas isoladas de arenitos turbidíticos de idade cenomaniana inseridas em depósitos de baixa energia (calcilutito, margas e folhelhos da Formação Macaé) assentados diretamente sobre uma plataforma carbonática albiana (MENESES, 1990).

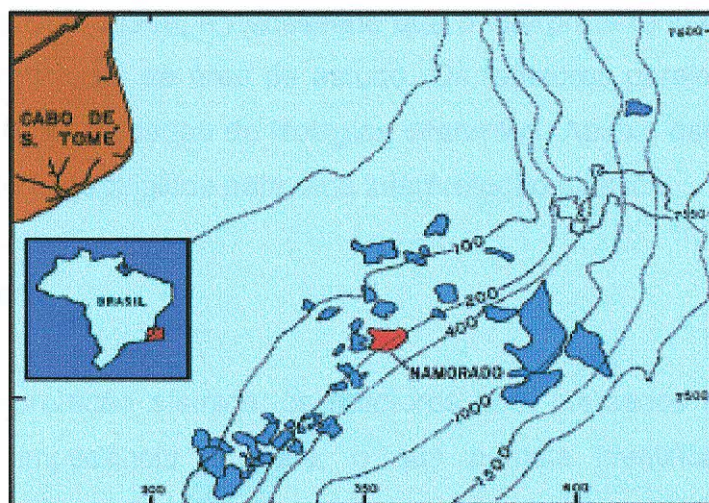


Figura 21 – Localização do Campo de Namorado (modificado de MENESES, 1990).



Figura 22 – Plataforma do campo de Namorado descoberto em 1975, pela PETROBRAS S.A.

## VI - INTERPRETAÇÃO GEOFÍSICA

### VI.1 - ANÁLISE DA SEÇÃO SÍSMICA

Para interpretar uma seção sísmica, produzindo um mapa de tempo, profundidade e velocidade, é necessário que o intérprete tenha habilidade para identificar os refletores da área de estudo. Os refletores geralmente marcam o contato entre duas camadas de litologias diferentes. Abaixo estão relacionados os principais itens geológicos para uma interpretação sísmica.

- Litologia

Na interpretação sísmica, os refletores bem marcados representam um contraste de impedância acústica, o que permite identificar materiais de composições diferentes. No caso de levantamentos sísmicos em bacias sedimentares, geralmente aparecem bem marcadas rochas, tais como: arenitos, folhelhos, rochas carbonáticas; além do contato com o embasamento.

- Falhas

Podem ser caracterizadas através de descontinuidades nos refletores, difrações, problemas de amarração, mudanças de mergulho.

Nas figuras 23 e 24, estão ilustrados os principais exemplos de classificação de falhas.

Figura 23

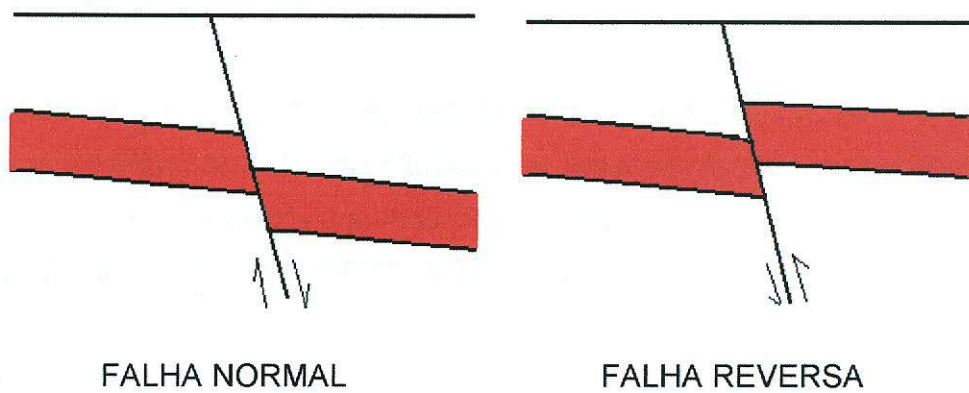


Figura 23 – Classificação dos tipos de falhas (MCQUILLIN, 1979).

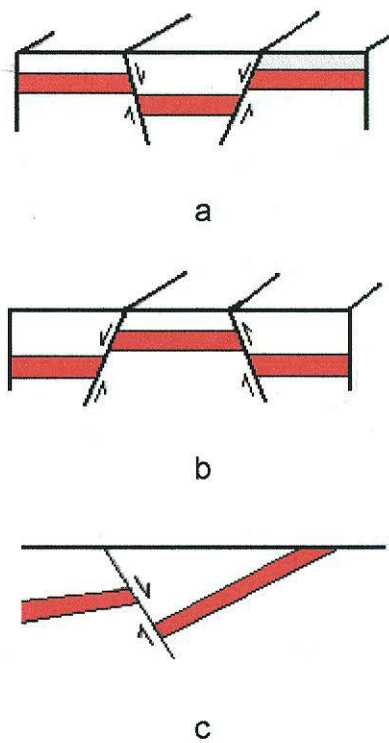


Figura 25 – a-Graben, b-Horst, c-Half-graben (McQuillin, 1979).

- Diápiros e Domos de Sal

Quando uma camada de sal perturba as camadas sobrepostas, causa dobramentos e falhamentos. Nessa situação, os refletores tendem a apresentar uma geometria que acompanha o formato de um diápiro.

## **VI.2 - PROGRAMA PARA INTERPRETAÇÃO: *GeoGraphix***

### **VI.2.a – *SeisVision***

O *software GeoGraphix* é um “pacote” de aplicativos para interpretação de dados geofísicos, geológicos e petrofísicos. Neste trabalho, usou-se o aplicativo *SeisVision*, que permite interpretar e integrar dados sísmicos 2D e 3D; e o *GeoAtlas*, que permite calcular volume e determinar as estatísticas de uma área, utilizando qualquer número de polígonos e/ou um padrão linear fechado.

No *SeisVision*, os dados são carregados em formato SEG-Y (formato muito utilizado para dados sísmicos). O programa possui uma grande variedade de ferramentas para interpretação geofísica, incluindo conversão para profundidade.

## **VII - ANÁLISE DE DADOS E RESULTADOS**

Os dados utilizados neste trabalho foram liberados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e são compostos por:

- 5 (cinco) linhas sísmicas 2D Migradas, sendo uma delas de alta resolução (formato SEG-Y).

Linha 0241-0007 - Alta Resolução – 2D Migrada

Linha 0038-0261 – 2D Migrada

Linha 0038-0227 – 2D Migrada

Linha 0058-0617 – 2D Migrada

Linha 0214-0173 – 2D Migrada

- Pacote sísmico 3D.

Na figura 26, pode-se observar a localização das linhas 2D e da malha 3D.

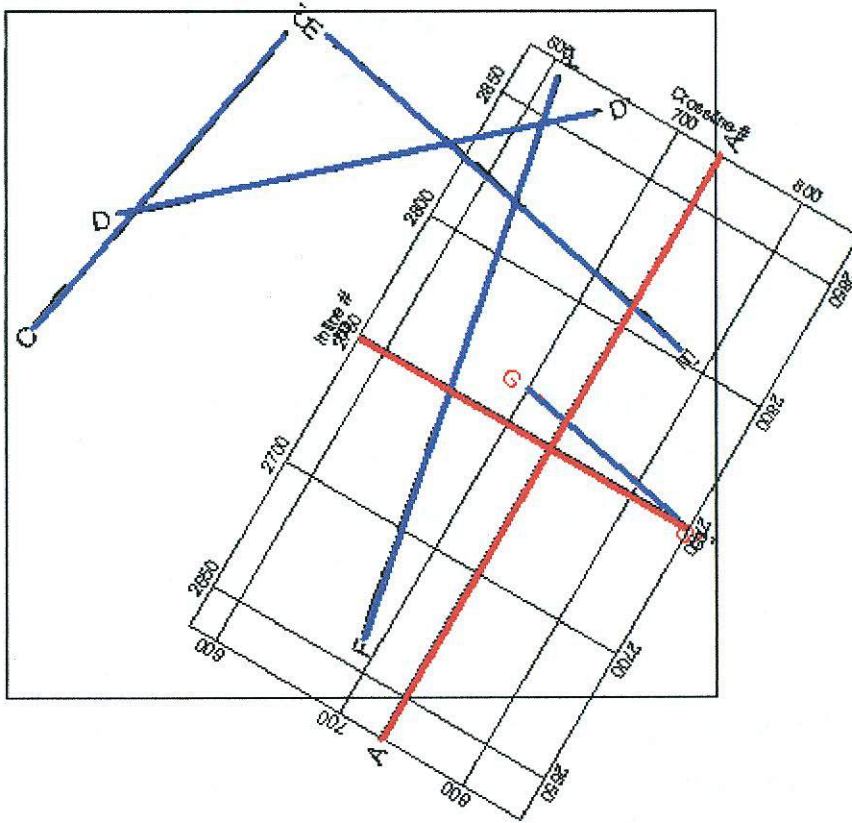


Figura 26 – Mapa de localização das linhas sísmicas. Em azul estão representadas as cinco linhas 2D (Sendo CC' – Linha 0038-0261; DD' – Linha 0058-0617; EE' – Linha 0038-0227; FF' – Linha 0241-0007; GG' – Linha 0214-0173) e em vermelho estão representadas as que foram interpretadas: apenas duas linhas 3D (Sendo AA' – Crossline 734; BB' – Inline 2751).

## VII.1 - INTERPRETAÇÃO DAS LINHAS SÍSMICAS

Nas linhas sísmicas 2D e 3D em tempo, foi feita a interpretação, objetivando identificar os horizontes de interesse exploratório e o reconhecimento das principais estruturas (falhas, etc) (figuras 27 a 35). Os refletores bem marcados representam um contraste de impedância acústica, o que permitiu identificar materiais de composições diferentes. Foram interpretados cinco refletores principais:

- O primeiro refletor denominado de **fundo do mar**, representa a morfologia do fundo do mar.
- O segundo refletor denominado de **truncamento**, apresenta a forma de um truncamento erosivo, representando a descida do nível do mar. Em algumas linhas, neste refletor pode ser identificada a presença de *onlap*, que se trata de uma configuração estratigráfica marinha, caracterizada pela deposição de camadas aproximadamente horizontais contra uma superfície discordante inclinada.
- O terceiro refletor denominado de **base 1**, representa a base de um pacote que pode ser constituído por sedimentos arenosos, devido às feições mais claras que foram observadas na seção sísmica.
- O quarto refletor denominado de **topo**, representa o topo de um pacote que apresenta a mesma feição do intervalo definido para base 1, ou seja, aparece na seção sísmica com tonalidades claras indicando também ser provavelmente outro sedimento arenoso.
- O quinto refletor denominado de **base 2**, representa a base do pacote citado anteriormente. A partir deste refletor, aumentando no tempo, pode ser identificada a presença de inúmeras falhas, tanto nas linhas 2D quanto nas linhas 3D.

Diante da perda de resolução dos dados situados abaixo do refletor **base 2**, a seção sísmica foi truncada no tempo de aproximadamente 3.20 segundos (variando para cada seção).

# LINHA 0241-0007 – ALTA RESOLUÇÃO – 2D MIIGRADA

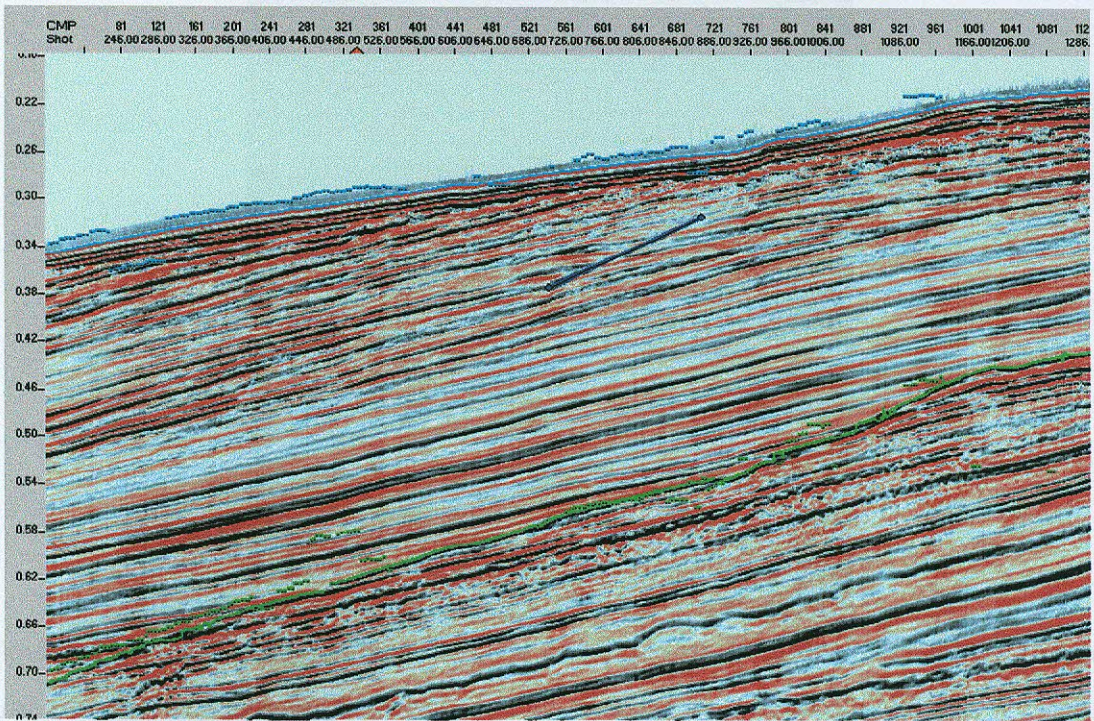
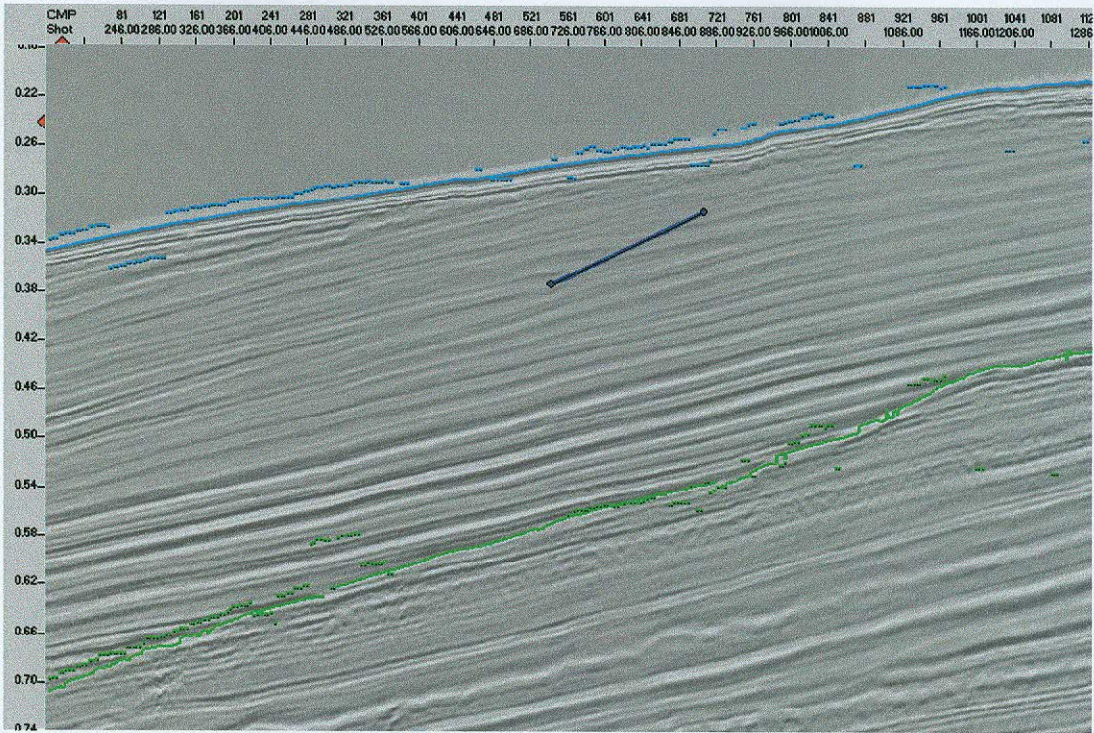


Figura 27 - Pode-se observar em azul claro o refletor fundo do mar e em verde o refletor truncamento. Em azul escuro tem-se uma falha normal.

## LINHA 0038-0261 – 2D MIGRADA

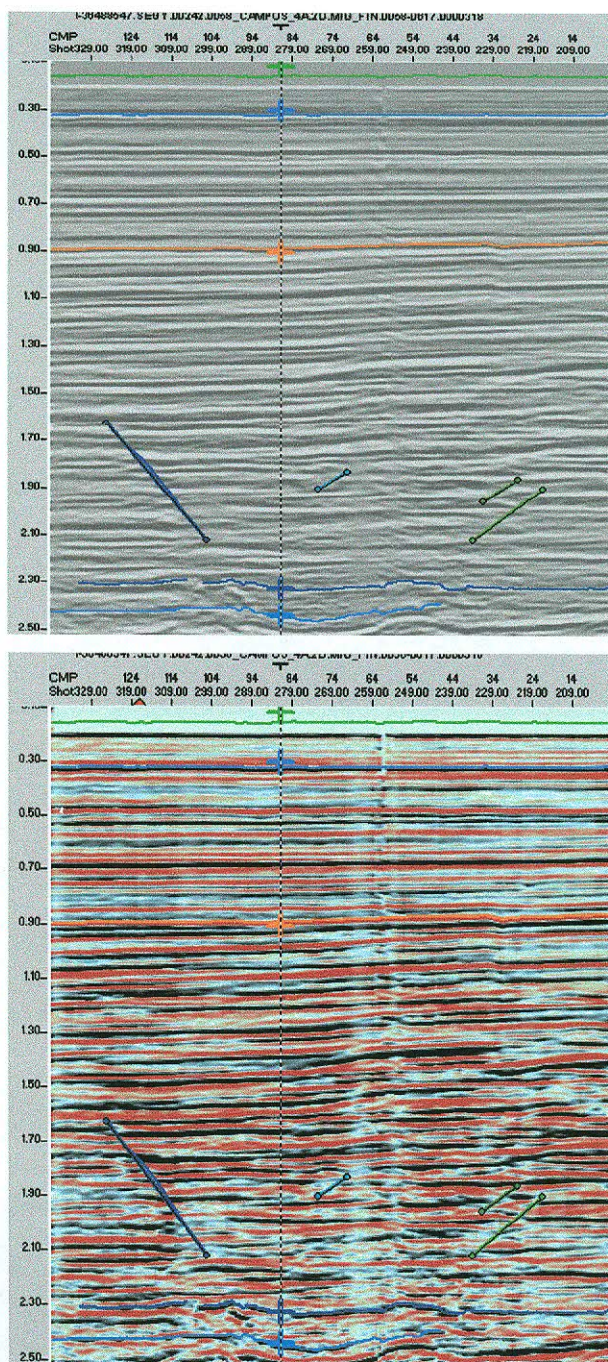


Figura 28 - Pode-se observar em verde o refletor fundo do mar, em azul o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1, em azul escuro o refletor topo e em azul claro o refletor base 2. Em azul escuro tem-se uma falha reversa, e três pequenas falhas normais (nas cores verde e azul claro).



## LINHA 0038-0261 – 2D MIGRADA

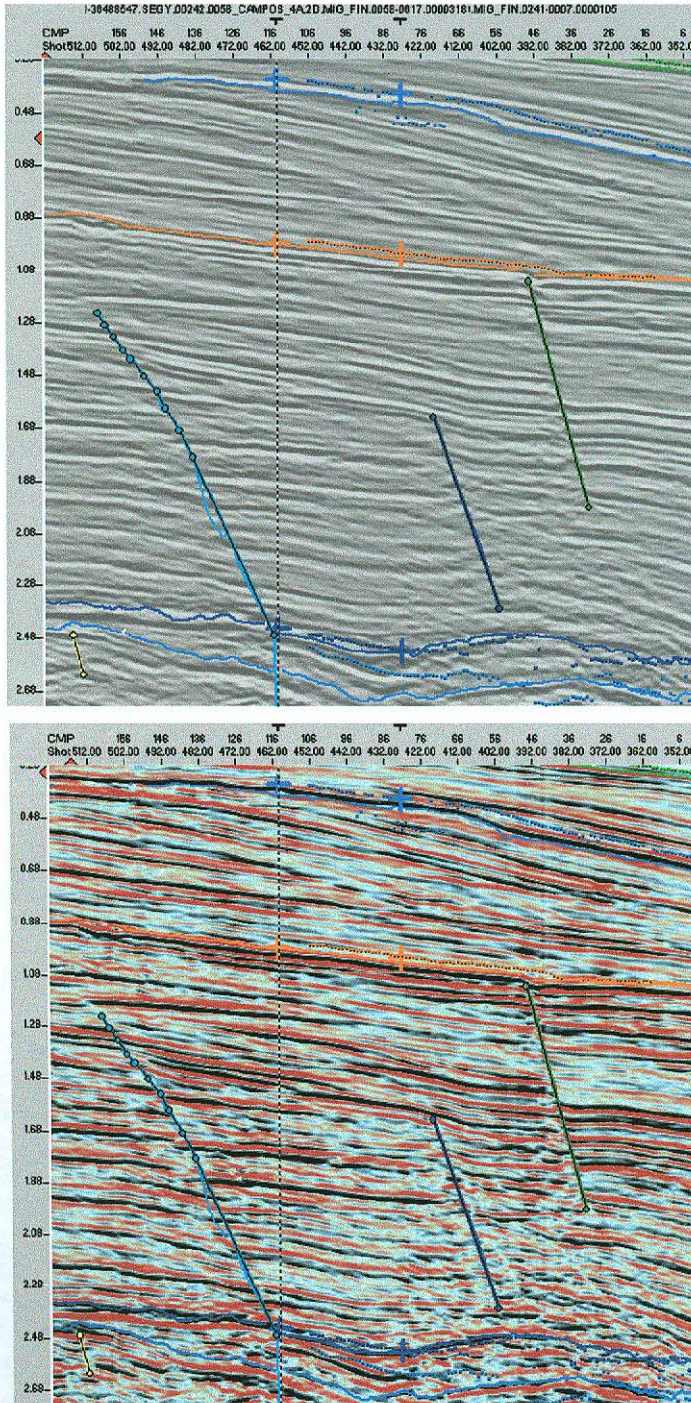


Figura 29 - Pode-se observar em verde o refletor fundo do mar, em azul o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1, em azul escuro o refletor topo e em azul claro o refletor base 2. Em azul escuro e em verde tem-se duas falhas reversas, e em azul claro tem-se uma falha normal.

LINHA 0058-0617 – 2D MIGRADA

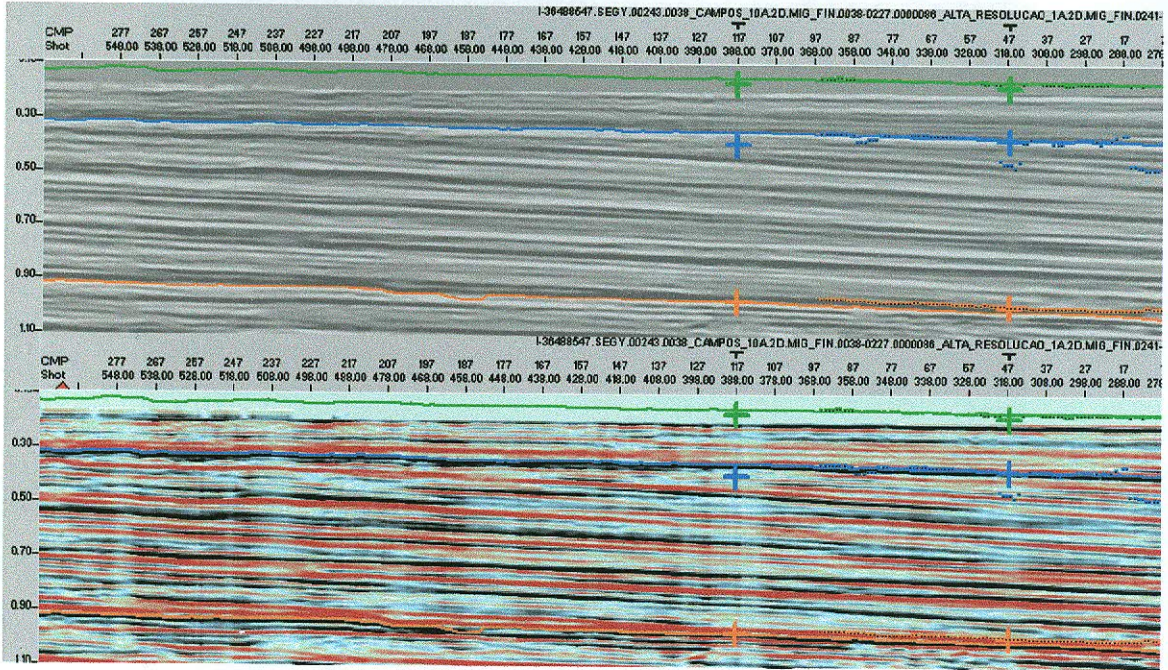


Figura 30 - Pode-se observar em verde o refletor fundo do mar, em azul o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1.

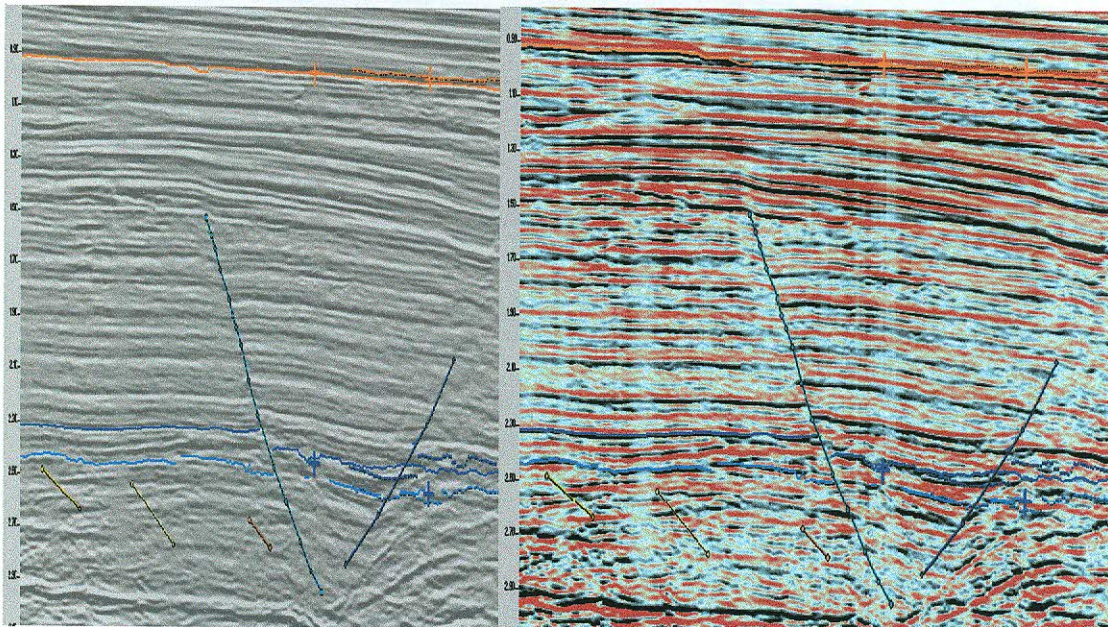


Figura 31 - Pode-se observar em laranja o refletor base 1, em azul escuro o refletor topo e em azul claro o refletor base 2. Sendo que estes dois últimos estão cortados por duas falhas normais. Abaixo do refletor base 2, ocorrem diversas falhas reversas e normais.

## LINHA 0214-0173 – 2D MIGRADA

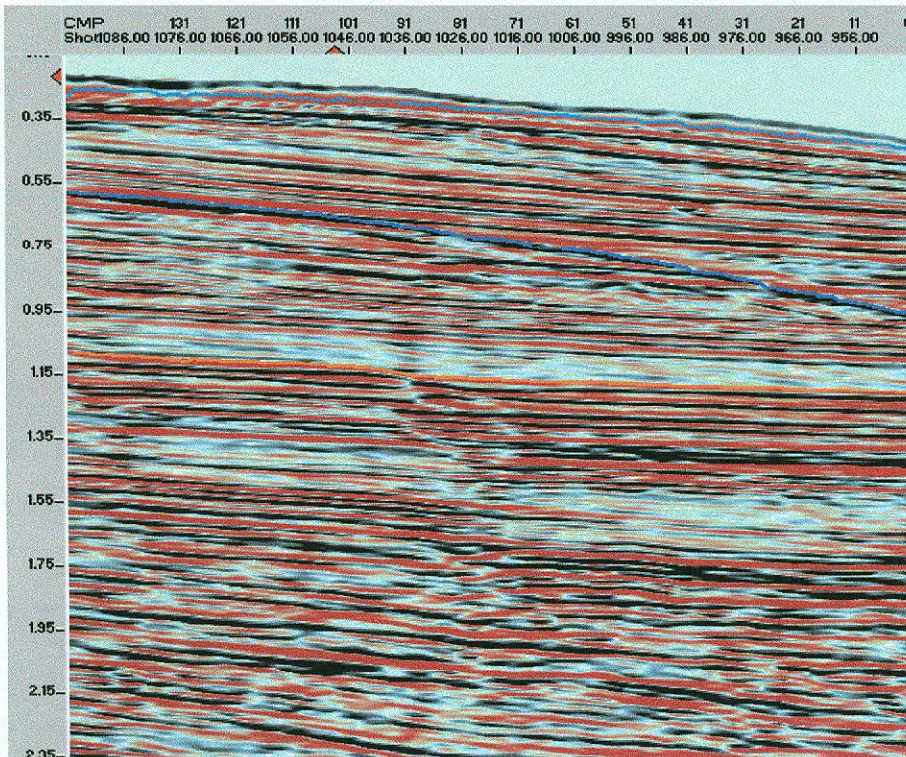
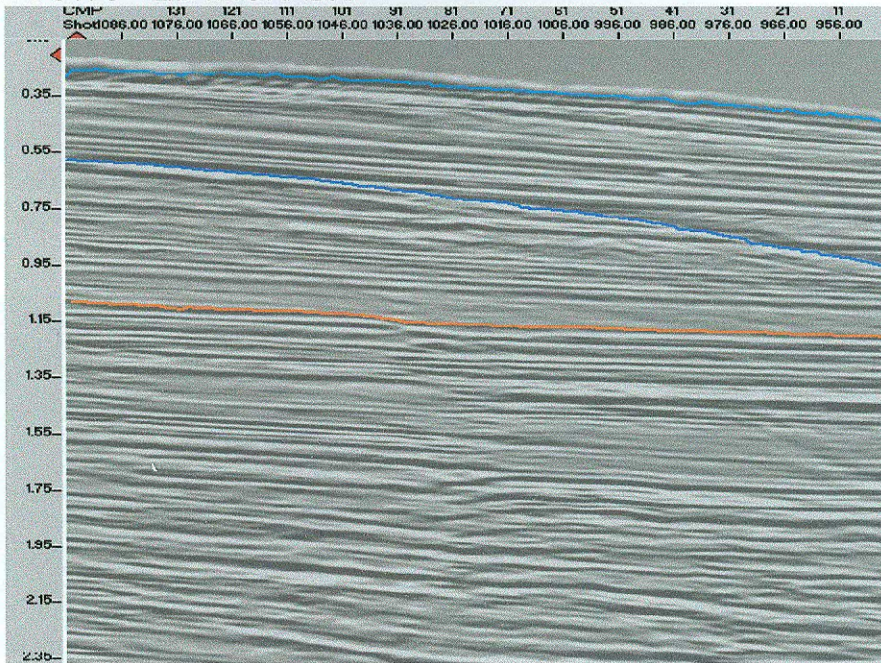


Figura 32 - Pode-se observar em azul claro o refletor fundo do mar, em azul o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1. Esta seção mostra o comportamento do refletor que pode ser considerado como uma discordância, já que pode-se observar vários onlaps terminando neste refletor.

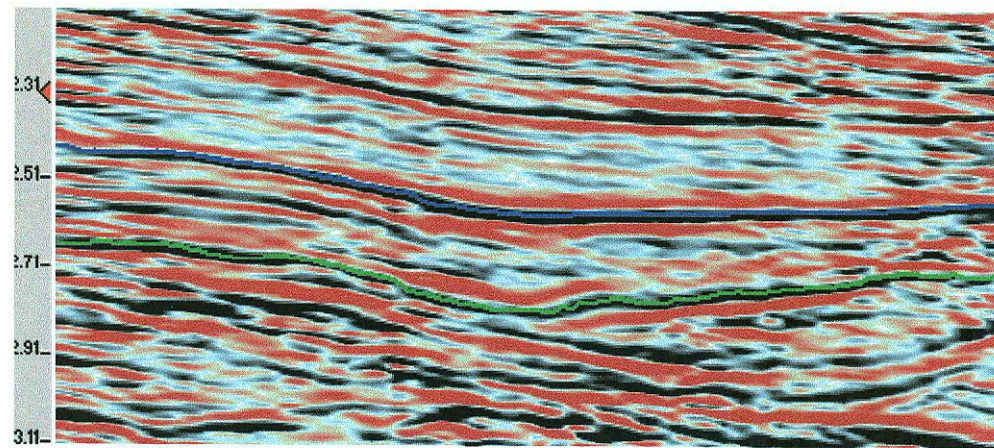
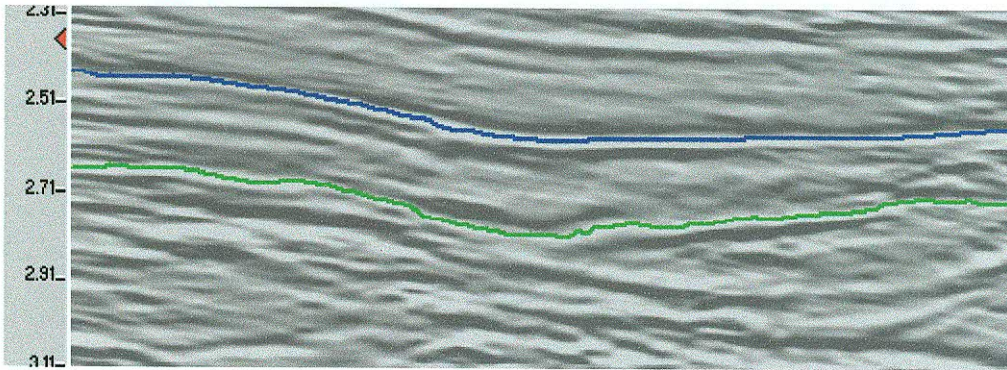


Figura 33 - Pode-se observar em azul escuro o refletor topo e em verde o refletor base 2. Esta seção mostra as feições mais claras que podem ser constituídas por sedimentos arenosos.

## INLINE 2751 (3D)

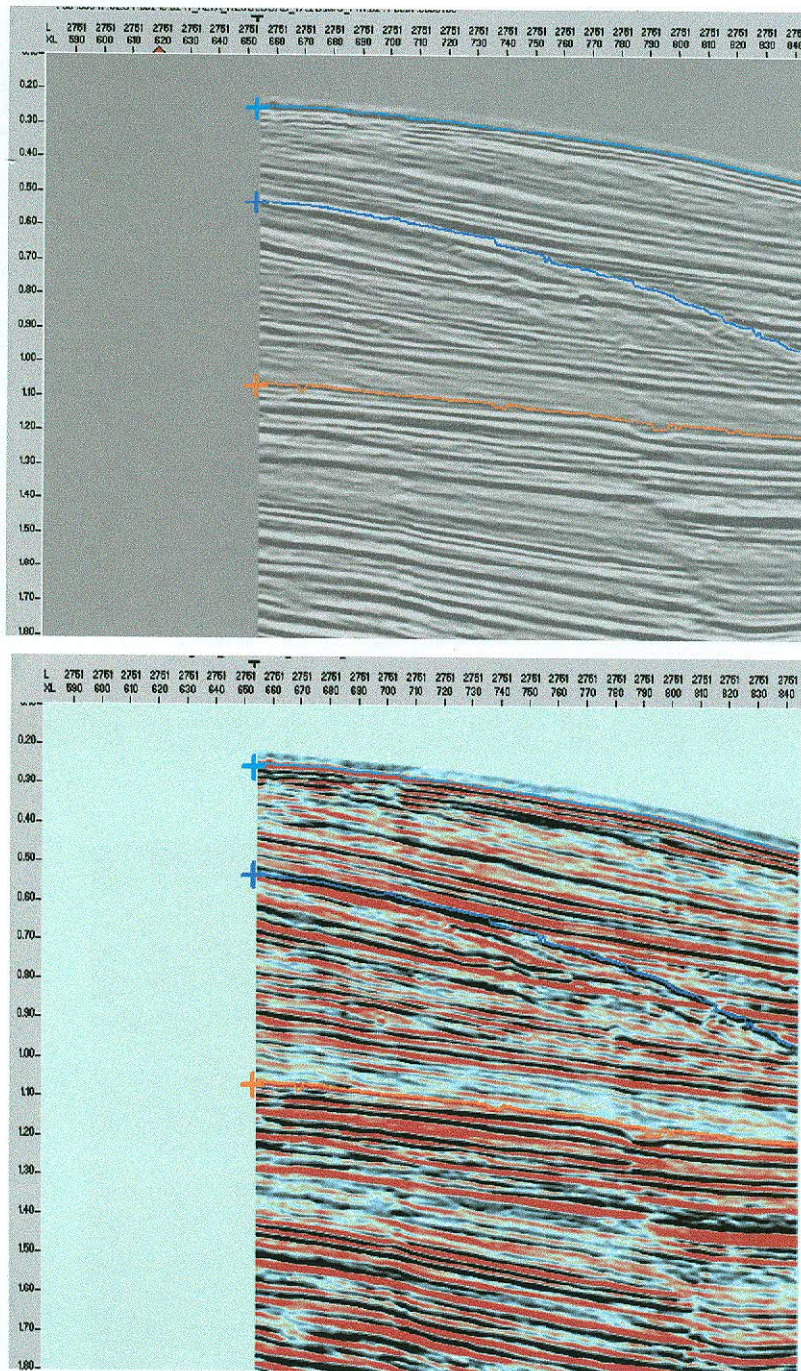


Figura 34 - Pode-se observar em azul claro o refletor fundo do mar, em azul o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1. Esta seção, também mostra o comportamento do refletor que pode ser considerado como uma discordância.

## CROSSLINE 734

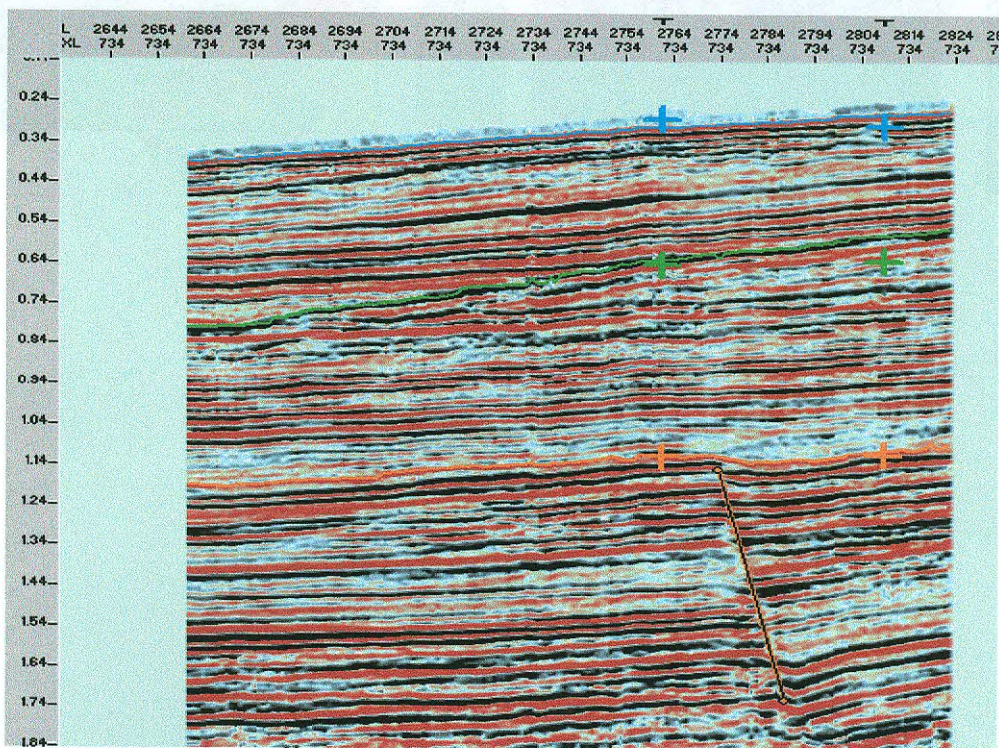
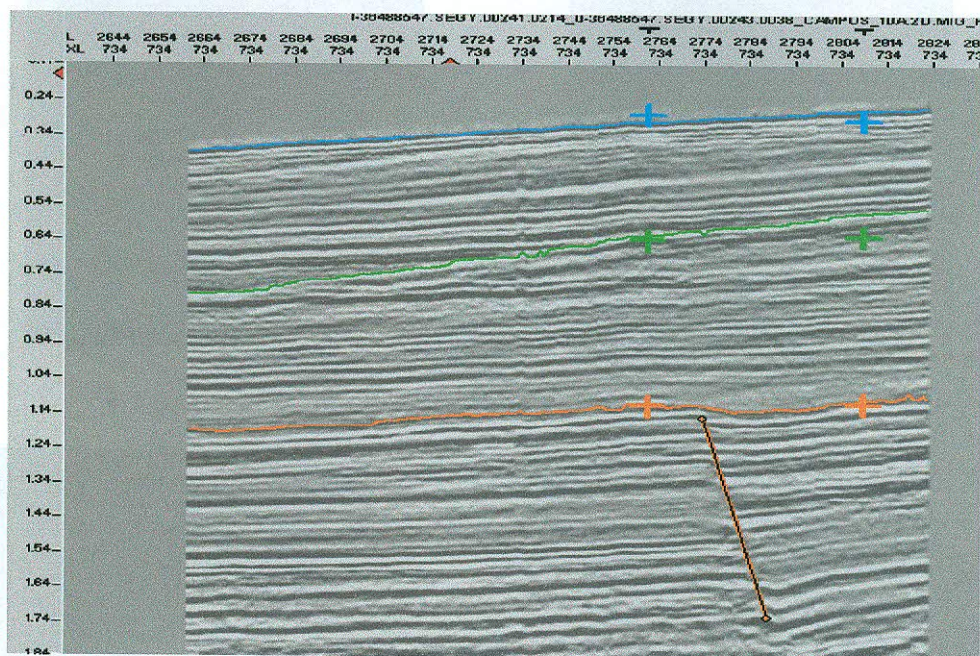


Figura 35 - Pode-se observar em azul claro o refletor fundo do mar, em verde o refletor truncamento, em laranja o refletor base 1. Abaixo do refletor laranja tem-se uma falha reversa.

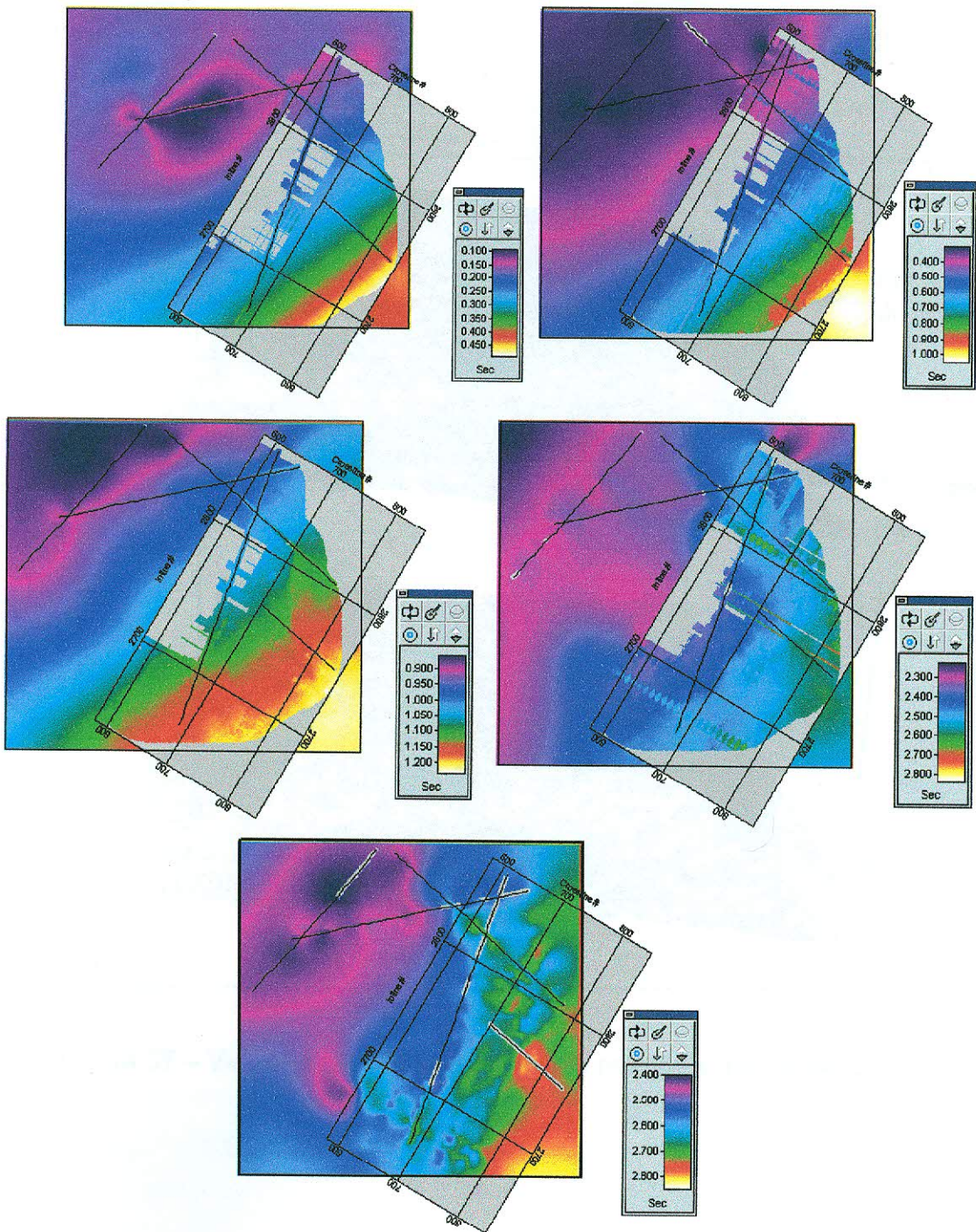


Figura 36 – Grids das linhas 2D e da malha 3D. Os menores tempos estão representados pela cor roxa e indicam o alto estrutural.

NW

SE

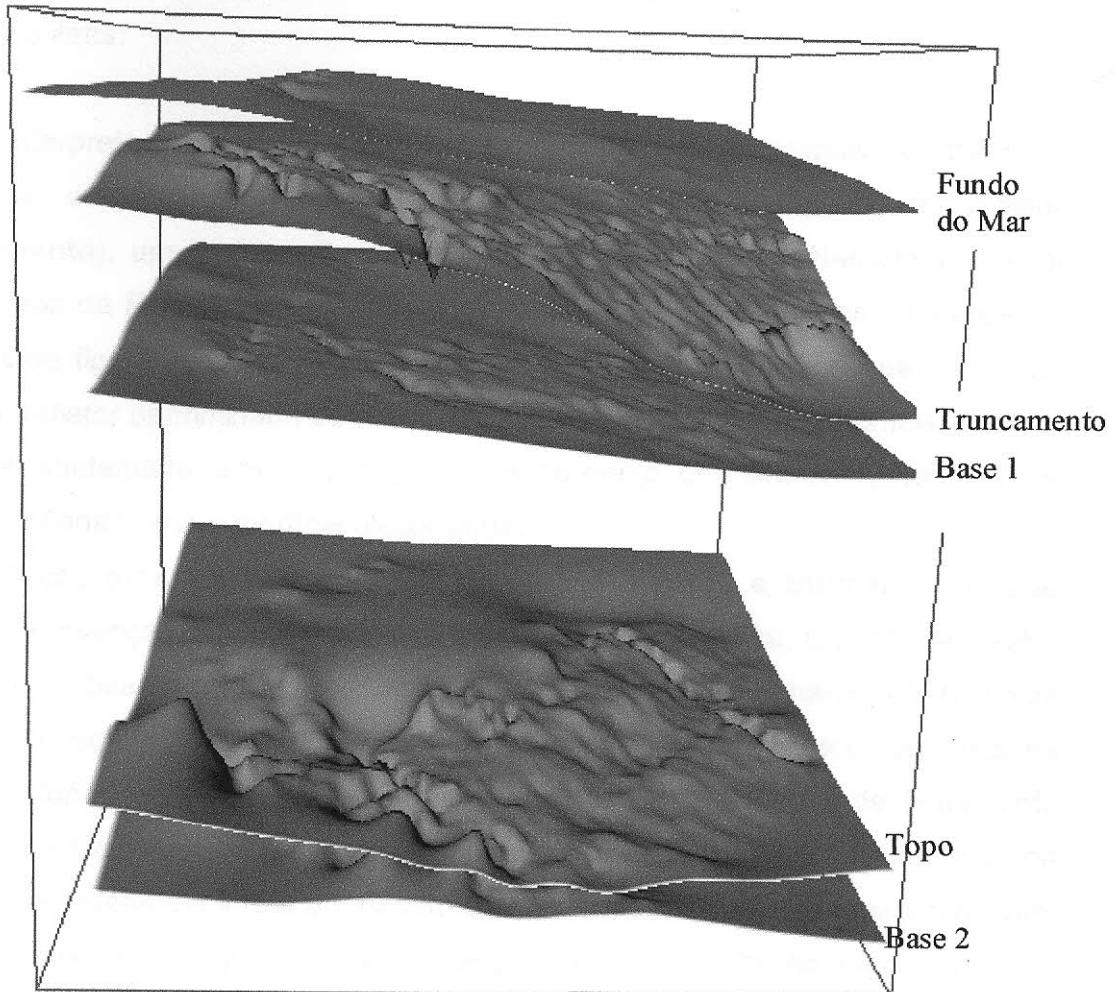


Figura 37 – Visualização tridimensional dos refletores interpretados.



## VIII - CONCLUSÃO

As principais conclusões deste trabalho podem ser resumidas nos seguintes itens:

1 - A interpretação dos refletores do campo em análise permitiu identificar a presença de uma possível discordância (visualizada através do refletor **truncamento**), um dado muito importante, pois o campo de Namorado possui sedimentos da Formação Macaé, e pode-se observar na coluna estratigráfica da bacia (vide figura 20), que dentro desta formação houve um hiato deposicional. Então o refletor denominado de **truncamento** pode ser esta discordância. Tal fato pode ser sustentado também pela presença de *onlap*, que são configurações que terminam contra uma superfície discordante.

2 - A feição mais clara limitada pelos refletores **base 1** e **truncamento** pode indicar a presença de arenitos como é encontrado na literatura. E o intervalo entre os refletores **base 2** e **topo**, poderia ser relacionado ao arenito namorado face sua localização em tempo, uma vez que encontra-se sobre o refletor que limita na seção o topo de uma área densamente falhada. Este sistema de falhamento geralmente é encontrado em rochas carbonáticas. Por outro lado, encontra-se na bibliografia, referência sobre um pacote carbonático da base da Formação Macaé; portanto suspeita-se que o arenito interpretado seja o arenito namorado, e o refletor base 2, seja o topo do carbonato.

3 - Os *grids* em tempo feitos para cada refletor interpretado (figura 36), parece comprovar a existência de um alto estrutural à noroeste e um baixo à sudeste. Isto é representado na figura 19. E pode ser observado na visualização tridimensional representada na figura 37.

4 - A interpretação das falhas feita nas linhas sísmicas, parece confirmar as informações encontradas na bibliografia sobre o campo de Namorado, ou seja, o fato do mesmo ser limitado por falhas, provavelmente geradas por movimentos halocinéticos.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- DOURADO, J.C.; 1984. A Utilização da Sísmica na Determinação de Parâmetros Elásticos Dinâmicos de Maciços Rochosos e Terrosos In Situ. Publicações de Artigos Técnicos da ABGE, Nº 8, 12p.
- FIGUEIREDO, A. M. F.; 1985. Geologia das Bacias Brasileiras. In Avaliação de Formações no Brasil, *Schlumberger*, novembro 1985.
- FIGUEROLA, J. C.; 1978. Tratado de Geofísica Aplicada. 2ª Edição. Libreria Ciência – Industria S. L. – Espanha – Madrid, 520 p.
- MCQUILLIN, R., BACON, M., BARCLAY, W. An Introduction to Seismic Interpretation. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1979.
- MENESES, S. X.; ADAMS, T.; 1990. Ocorrência de Resistividade anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Boletim de Geociências, PETROBRAS, Rio de Janeiro, p 183-188.
- RANGEL, H. D.; 1987, A geologia do petróleo na Bacia de Campos. Concepções de Alberto Ribeiro Lamego em 1944, Anais do I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Sociedade Brasileira de Geologia, p. 1-13.
- RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J.; 1994, Bacia de Campos, Boletim de Geociências da Petrobras, V.8, No.1, pp. 203- 218.
- RANGEL, H. D.; MARTINS, C. C.; 1998. Principais Compartimentos Exploratórios da Bacia de Campos. In *Searching for oil and gas in the land of giants*, *Schlumberger*, novembro 1998.
- TELFORD, W. M., GELDORT, L. P., SHERIFF, R. E., 1990. Applied Geophysics – Second Edition, Cambridge. University Press, Cambridge, 770 p.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro:  
Interciência: PETROBRAS, 2001.

---

## GLOSSÁRIO

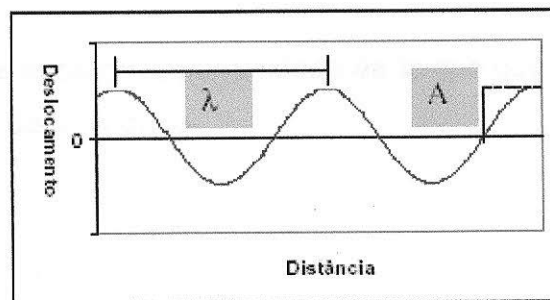
---

### A

---

Amplitude:

É o valor da distância entre picos positivos e negativos, com relação a posição 0.



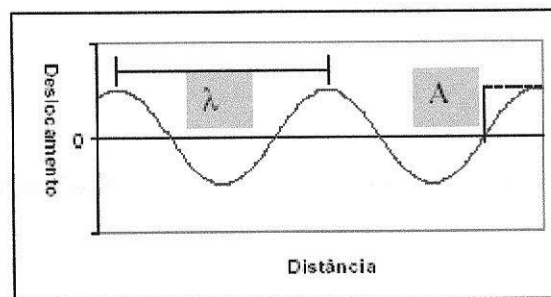
---

### C

---

Comprimento de Onda:

É a distância entre dois pontos que se deslocam em fase.



---

F

---

Frente de Onda:

Posição mais distante de uma região de avanço de uma perturbação em qualquer instante de tempo.

Frequência:

É o número de oscilações por unidade de tempo que um ponto é submetido durante a passagem de uma onda.

---

H

---

*Hooke* (lei de):

Em determinados corpos as pequenas deformações podem ser consideradas como idealmente elásticas, desaparecendo totalmente ao cessa a tensão.

---

I

---

Impedância Acústica:

Produto da velocidade de propagação da onda sísmica pela densidade do material.

---

O

---

Onda:

Fenômeno físico pelo qual ocorre a propagação da energia no tempo e no espaço.

---

P

---

Período:

É o tempo entre dois pontos em mesma fase.

