



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

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

CORRELAÇÃO PERFIL-SÍSMICA
USANDO O SISMOGRAMA SINTÉTICO E
APLICAÇÃO DE ATRIBUTOS DO
TRAÇO COMPLEXO EM LINHAS
SÍSMICAS 2D, EM TIME SLICES E A
DADOS DE RADAR

CHARLES JESUS SILVA

SALVADOR – BAHIA

JULHO – 2016

Correlação perfil-sísmica usando o sismograma sintético e aplicação de atributos do traço complexo em linhas sísmicas 2D, em time slices e a dados de radar

por

CHARLES JESUS SILVA

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Barsottelli Botelho

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

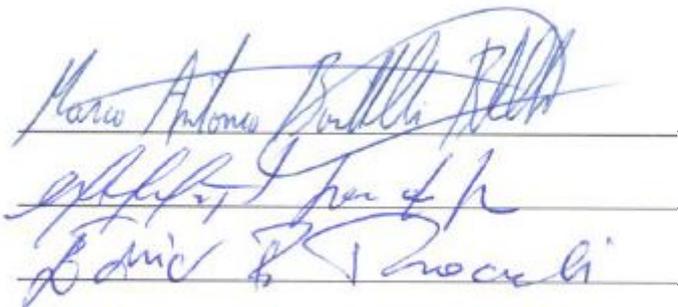
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA



Three handwritten signatures in blue ink are written over horizontal lines. The first signature is 'Marco Antonio Barsottelli Botelho', the second is 'Michelangelo Gomes da Silva', and the third is 'Edric Brasileiro Troccoli'.

Comissão Examinadora

Dr. Marco Antônio Barsottelli Botelho

Dr. Michelângelo Gomes da Silva

Me. Edric Brasileiro Troccoli

Data da Aprovação 01/08/16

Dedico esse trabalho a minha
querida filha, Jujú. O grande amor
da minha vida.

RESUMO

O presente trabalho tratou de dois assuntos relacionados com a interpretação de dados sísmicos, os quais se relacionam com : (1) Correlação perfil-sísmica para dois poços utilizando sismogramas sintéticos, que corresponde ao resultado da modelagem sísmica em determinada área usando informações de poços, mais precisamente os perfis de velocidade e de densidade; e (2) Comprovar a validade do uso de atributos sísmicos através da aplicação dos atributos básicos do traço complexo e do atributo tecVA em linhas sísmicas 2D e seções em tempo, do tipo *time slices* e dados de radar. Antes porém, foi feito um estudo teórico acerca dos atributos sísmicos em geral e os obtidos a partir da análise do traço complexo. Este último, proposto por Taner (1979), considera o traço sísmico convencional como a parte real de um sinal analítico ou traço complexo e o traço de quadratura como a parte imaginária, calculada com base na transformada de *Hilbert*. Esse procedimento permite a separação das informações de amplitude e fase do dado sísmico.

Os resultados da aplicação dos atributos envelope, fase instantânea, cosseno da fase, frequência instantânea e do tecVA, assim como a correlação perfil-sísmica foram satisfatórios e mostraram aplicabilidade desse procedimentos como ferramentas indispensáveis à atividade de interpretação sísmica de dados de radar.

ABSTRACT

The present work spoke about two topics related with the seismic data interpretation, which these data relate with: (1) theoretical study of seismic log correlation for two wells using sintetic seismograms, which correspond the results of seismic modelling on a determined area using informations of wells, more precisely the sonic and density logs; and (2) Comprove the validity of seismics attributes use by application of basic attributes of complex trace and the tecVA attribute for 2D seismic lines and for sections in time, time slices-type. However, before a theoretical study was made about these seismic attributes in general and obtained by complex trace analysis. This last, proposed by Taner, consider the conventional seismic trace as a real part of the analytic signal or complex trace and the quadrature trace as a imaginary part, calculated using Hilbert transformation function. This procedure permits the division of amplitude and phase informations of seismic trace. The results of the attributes applications envelope, instantaneous phase, cosino of phase, instantaneous frequency and tecVA, as well as seismic-log correlation - for a single well, have gone satisfactory and showed aplicability of these procedures as a indispensable tools for seismic interpretation activities.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 Apresentação do Trabalho	3
1.1 Objetivo	3
1.2 Justificativa	3
1.3 Metodologia	3
CAPÍTULO 2 Correlação Perfil-Sísmica	5
2.1 Introdução	5
2.2 Sismogramas sintéticos	6
2.2.1 Geração	7
2.2.2 Vantagens	8
2.2.3 Limitações	8
CAPÍTULO 3 Análise do traço sísmico complexo	10
3.1 Introdução	10
3.1.1 Transformada de Hilbert	11
3.1.2 Traço sísmico complexo	12
3.2 Atributos sísmicos	15
3.2.1 Classificação de atributos	16
CAPÍTULO 4 Análise de dados	18
4.1 Conjunto de Dados e Localização	19
4.1.1 Dados sísmicos e de poços	19
4.1.2 Disposição das linhas e <i>time slices</i>	19
4.1.3 Dados de radar	21
4.2 Sismograma Sintético: Correlação Perfil-Sísmica	23
4.2.1 Poço:62 – <i>Tpx</i> – 11	24

4.2.2	Poço:25 – 1 – X – 14	25
4.3	Atributos instantâneos	26
4.3.1	Amplitude instantânea ou envelope	27
4.3.2	Fase instantânea	33
4.3.3	Cosseno da fase	38
4.3.4	Frequência instantânea	41
4.4	Atributo TecVA	47
4.4.1	Aplicação do tecVA a dados sísmicos	48
4.4.2	Aplicação dos atributos tecVA e Frequência instantânea a dados de Radar.	52
CAPÍTULO 5 Conclusões		64
Referências Bibliográficas		65
Referências Bibliográficas		65

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Correlação da litologia em profundidade com o dado sísmico, em tempo, com auxílio do sismograma sintético (Schinelli, 2013).	5
2.2	Etapas de construção do sismograma sintético.	7
3.1	Resposta do filtro de Hilbert no domínio da frequência.	12
3.2	Amplitude instantânea $A(t)$ e a fase instantânea $\theta(t)$, atributos obtidos a partir dos traços sísmico $x(t)$ e de quadratura $y(t)$, (Barn, 2007).	13
3.3	Representação de uma porção de um traço sísmico complexo em um diagrama isométrico. O traço complexo é um vetor que descreve um movimento helicoidal ao longo do eixo do tempo. Os traços sísmico e de quadratura são representados em planos perpendiculares (Taner et al., 1979).	14
3.4	linha do tempo de desenvolvimento de atributos sísmicos (em itálico) e sua relação com os avanços tecnológicos presentes na exploração sísmica, de 1960 até o presente. (Modificado de Barnes, 2001)	15
3.5	Classificação de atributos usando uma estrutura de árvore com galhos de tempo, amplitude, frequência e atenuação, com cada ramo a ser ainda dividido em atributos pré e pós empilhamento (Brown, 2001)	16
3.6	Classificação dos atributos de acordo o modo como são gerados. Baseados na seção sísmica, em eventos ou volumétricos. (Chen e Sidbey, 1997)	17
4.1	Localização da área de estudo, Campo de Teapot Dome	19
4.2	(a) Linhas 2D: Linha A, Linha B, Linha C e Linha D, mostradas nas suas respectivas posições dentro do cubo $3D$ e (b) fatias em tempo para os isotempos 900ms, 1100ms e 1400ms.	20
4.3	Município de Ituberá-BA	21
4.4	Croqui: Disposição geométrica das linhas (setas em vermelho). Os levantamentos foram feitos perpendiculares à praia para os perfis P119, P118, P120, P121 e P122, e paralelo para a linha P117.	22
4.5	Etapas de construção do sismograma sintético. À esquerda, no primeiro quadro, os perfis de densidade (azul) e de velocidade (vermelho). No segundo quadro, os curvas de Impedância acústica AI (vermelho) e a função refletividade (azul). À direita o sismograma sintético obtido é posto ao lado de alguns traço da sísmica.	24

4.6	Calibração sísmica. No retângulo em destaque, os picos pretos na linha sísmica, 'Linha D', correspondem a picos verdes no sintético. A correlação mostrou-se satisfatória	24
4.7	Etapas de construção do sismograma sintético. À esquerda, no primeiro quadro, os perfis de densidade (azul) e de velocidade (vermelho). No segundo quadro, os curvas de Impedância acústica AI (vermelho) e a função refletividade (azul). À direita o sismograma sintético obtido é posto ao lado de alguns traço da sísmica.	25
4.8	Calibração sísmica. No retângulo em vermelho, os picos pretos na sísmica, <i>inline</i> 81, correspondem a picos brancos no sintético. A correlação não mostra correspondência.	25
4.9	Interface da biblioteca de atributos do <i>OpendTect</i>	26
4.10	Representação esquemática de como atributo envelope é computado e sua relação com o traço sísmico real e o traço de quadratura.	27
4.11	Linha A: (a) dado sísmico original, e atributo envelope correspondente (b). As grandes alterações litológicas, assim como as sutis, são reforçadas pelo atributo envelope quando comparado com o dado sísmico original. As variações laterais no atributo envelope evidenciam as falhas que não são visíveis no dado original.	29
4.12	Linha B: (a) Dado sísmico original e atributo envelope correspondente (b). Os altos valores para o envelope, as faixas escuras, indicam mudanças litológicas que podem está associado a presença de óleo ou gás.	30
4.13	Linha D: (a) Dado sísmico original e o atributo envelope correspondente (b). Perto de 1 segundo, escala vertical, em tempo, dois refletores indicam zona de potencial acumulação de óleo ou gás. Alguma falhas são mais evidenciadas pelo atributo.	31
4.14	Fatias em tempo: (a) dado sísmico original e (b) atributo envelope à 900 ms. (c) dado sísmico original e (d) atributo envelope à 1100ms. (e) dado sísmico original e (f) atributo envelope à 1400 ms. Indicação das <i>crossline</i> no eixo vertical e das <i>Inline</i> no eixo horizontal.	32
4.15	Traço envelope (lado esquerdo) e fase instantânea do traço (lado direito), Meneses (2010)	33
4.16	Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributos reforça a continuidade dos refletores, facilitando o mapeamento e horizontes como o demarcado na cor azul, definido o limite da janela do embasamento.	35
4.17	Linha B: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributos reforça a continuidade dos refletores. O atributo foi essencial no mapeamento do horizontes em azul, utilizando uma semente da Linha A.	36

4.18	Linha C: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributo reforça a continuidade dos refletores. O atributo foi essencial no mapeamento do horizontes em azul, utilizando uma semente da Linha A.	37
4.19	Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo cosseno na fase, que evidencia a continuidade dos refletores de uma forma mais fina. Falhas e Terminações estratigráficas são melhor interpretados usando este atributo.	39
4.20	Linha B: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo cosseno na fase, que evidencia a continuidade dos refletores de uma forma mais fina, essencial para mapeamentos de horizontes.	40
4.21	Frequência instantânea (Meneses, 2010)	41
4.22	Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo frequência instantânea	43
4.23	Linha B : (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo frequência instantânea. As cores frias indicam anomalias de baixa frequência.	44
4.24	Fatias em tempo: (a) dado sísmico original e (b) atributo frequência instantânea à 900 ms. (c) dado sísmico original e (d) atributo envelope à 1100 ms.(e) dado sísmico original e (f) atributo envelope à 1400 ms. Indicação das <i>crossline</i> no eixo vertical e das <i>inlineno</i> eixo horizontal.	45
4.25	Comparação entre o atributo e o atributo frequência instantânea para os tempos de 900, 1100 e 1400 ms.	46
4.26	Sequência de geração da Técnica Volume de Amplitudes: (1) é o traço sísmico (2) é o traço com amplitude RMS (3) é o atributo tecVA.	48
4.27	Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo tecVA, que permite um mapeamento local dos alvos de interesse. Zonas de falhas e padrões estratigráficos são melhor interpretados.	49
4.28	Recorte da Linha A: (c). Falhas e refletores são melhor caracterizados com o atributo tecVA.	50
4.29	Recorte evidenciando os três principais horizontes e as duas principais falhas da linha A	50
4.30	Linha D: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo tecVA.	51
4.31	Perfil 117 : Dado original	53
4.32	Perfil 117 : Atributo tecVA	53
4.33	Perfil 117: Atributo frequência instantânea	54
4.34	Perfil 118 : Dado original	55
4.35	Perfil 118 : Atributo tecVA	55
4.36	Perfil 118: Atributo frequência instantânea	56
4.37	Perfil 119 : Dado original	57
4.38	Perfil 119 : Atributo tecVA	57

4.39	Perfil 119: Atributo frequência instantânea	58
4.40	Perfil 120 : Dado original	59
4.41	Perfil 120 : Atributo tecVA	59
4.42	Perfil 120: Atributo frequência instantânea	60
4.43	Perfil 121 : Dado original	61
4.44	Perfil 121 : Atributo tecVA	61
4.45	Perfil 121: Atributo frequência instantânea	62
4.46	Perfil 122 : Dado original	63
4.47	Perfil 122 : Atributo tecVA	63

INTRODUÇÃO

A correlação perfil-sísmica (ou calibração sísmica) usando sismograma sintético e o uso de atributos sísmicos são procedimentos quase que obrigatórios em estações de trabalho de interpretação de dados sísmicos na indústria de exploração de hidrocarbonetos, pois permitem a identificação e correlação dos eventos sísmicos com características geológicas reais.

A calibração sísmica é uma técnica pela qual se correlaciona os registros geofísicos em profundidade com os dados sísmicos, em tempo, mediante a criação de um sismograma sintético, ou seja, é a ponte para ir dos eventos sísmicos para as rochas que produziram esses eventos.

No contexto geofísico, pode-se dizer que os atributos são novas maneiras de olhar o dado sísmico convencional. Dentro desse horizonte, a análise do traço sísmico complexo é o método mais popular para o cálculo de atributos sísmicos em dados empilhados e sua pesquisa fora estimulada entre os cientistas no final da década de 1960, devido ao seu potencial para previsão e caracterização de hidrocarbonetos pelas descobertas dos *bright spots*, uma anomalia de amplitude que pode indicar presença de óleo ou gás.

A análise do traço complexo considera o traço sísmico registrado como a parte real de um sinal analítico ou traço sísmico complexo, sendo que a parte imaginária é a transformada de *Hilbert* do traço sísmico registrado. Pensar o dado sísmico dessa maneira torna-se possível extrair informações de amplitude e fase do mesmo. Todos os outros atributos calculados por este método derivam da amplitude e/ou da fase através de diferenciação, média, combinação ou transformação.

No capítulo 2, baseado no trabalho de Schinelli (2013), foi realizado um estudo sobre a correlação perfil-sísmica e as etapas de construção do sismograma sintético, que é gerado mediante convolução da função refletividade, derivada dos perfis acústico e de densidade, e uma *wavelet*. Foi também mencionado a aplicabilidade e as limitações desse procedimento dentro da interpretação sísmica.

Os estudos acerca dos atributos sísmicos em geral e os conceitos básicos da análise do traço sísmico e dos atributos selecionados para este trabalho são mencionados no capítulo 3, e foram baseados nos trabalhos de Taner (1979), Barnes (2007) e ainda Menezes (2010). O primeiro por ser o precursor do método citado, o segundo por abordar a evolução dos atributos ao longo tempo e fornecer uma abordagem matemática bastante compreensível sobre o tema, e o último por se tratar de um trabalho realizado em nossa instituição.

No capítulo 4 foi realizado a análise dos dados. Na primeira parte, dois sismogramas sintéticos foram gerados para a correlação perfil-sísmica, logo em seguida, foram aplicados à linhas 2D e seções *time slices* os atributos básicos do traço complexo: envelope, fase instantânea, cosseno da fase e frequência instantânea, além do atributo tecVA.

Foi usando um conjunto de dados sísmicos e de poços da bacia de *Powder River*, campo de *Teapot Dome*, localizada no distrito de Natrona, Wyoming, EUA. E as tarefas foram executadas usando o *software* de interpretação sísmica *OpendTect*.

CAPÍTULO 1

Apresentação do Trabalho

1.1 Objetivo

O objetivo principal do presente trabalho é contribuir para o entendimento dos atributos obtidos a partir da análise do traço sísmico complexo. Para isso, a metodologia proposta visa o estudo teórico do método citado e dos atributos derivado deste, denominado atributos do traço complexo, bem como a aplicação desses atributos à linhas sísmicas 2D e seções do tipo *time slices*. Como parte do trabalho, não menos importante, foi realizado um estudo acerca da correlação perfil-sísmica para dois poços, usando o sismograma sintético.

1.2 Justificativa

O uso de atributos sísmicos em geral é procedimento comum na indústria de produção intensiva, devido o seu potencial para previsão de hidrocarbonetos, caracterização e monitoramento de reservatório. No entanto, na literatura geofísica, são poucos os trabalhos que discorrem sobre tal assunto. São escassos. Desta forma, o presente trabalho tenta contribuir nesse sentido, a partir da revisão dos artigos de Taner (1979) e Barnes (2007).

1.3 Metodologia

Dentro da metodologia empregada, os dados sísmicos e de poços fizeram parte de um mesmo conjunto de dados da bacia de *Powder River*, campo de *Teapot Dome*, e foram tratados usando o *software OpendTect*.

Na análise de dados, procurou-se estudar a parte teórica e a finalidade de cada um dos atributos básicos do traço complexo, sua aplicabilidade. Em seguida, como forma de testar a eficácia do procedimento foi realizada uma aplicação desses atributos aos dados acima citados. Foram, também, construídos dois sismogramas sintéticos com base no modelo convolucional do traço sísmico para a correlação perfil-sísmica.

As fases de construção desse trabalho foram as seguintes:

- Revisão bibliográfica, onde as principais literaturas referentes ao estudo dos atributos e da correlação perfil-sísmica foram analisados.
- Correlação sísmica x poço a partir da construção de sismogramas sintéticos;
- Estudo teórico do traço complexo;
- Aplicação dos atributos básicos do traço complexo: envelope, fase instantânea, cosseno da fase, frequência instantânea, além do atributo tecVA.

CAPÍTULO 2

Correlação Perfil-Sísmica

2.1 Introdução

A correlação perfil-sísmica é uma das etapas iniciais e mais importantes em qualquer trabalho de interpretação sísmica, pois trata-se da correlação da litologia em profundidade com sua assinatura sísmica, em tempo (figura 2.1). Normalmente, essa estimativa é feita usando sismogramas sintéticos, que combinado com informações de poços nos permite estimar a verdadeira origem da resposta sísmica e quantificar a relevância ou não de determinados refletores (Schinelli, 2013). Pode-se dizer ainda, que é uma forma de confirmar se o modelo sísmico proveniente do processamento representa de forma fidedigna a realidade.

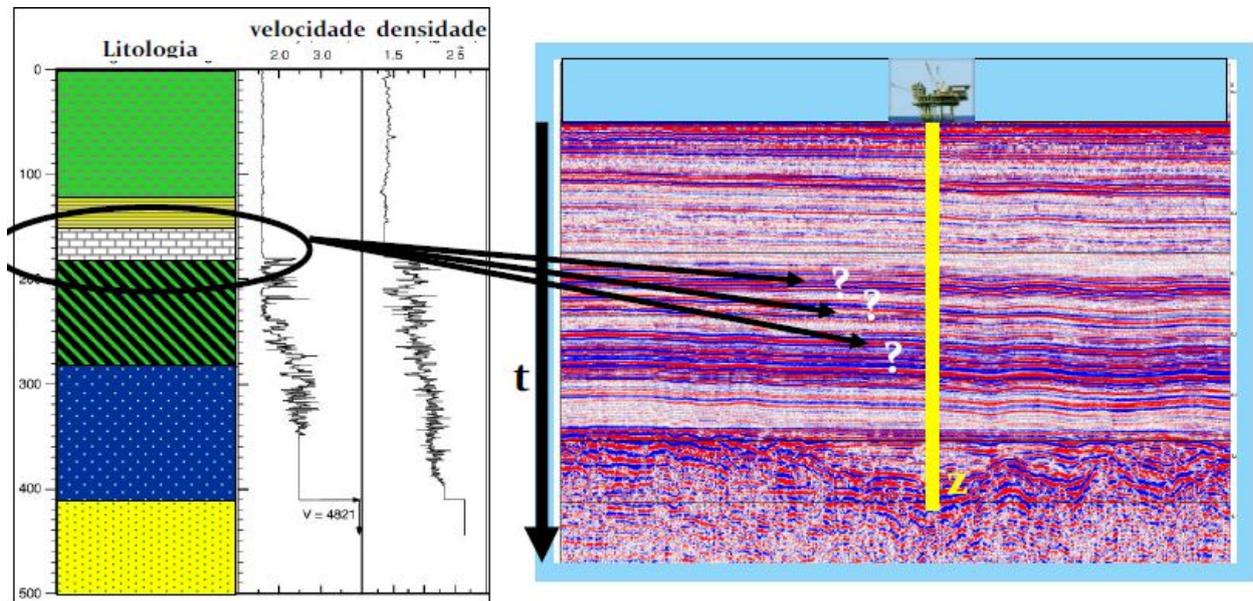


Figura 2.1: Correlação da litologia em profundidade com o dado sísmico, em tempo, com auxílio do sismograma sintético (Schinelli, 2013).

2.2 Sismogramas sintéticos

O sismograma sintético, pode ser obtido como o resultado da modelagem da resposta sísmica em determinada área, geralmente usando informações dos perfis de velocidade e densidade de poços locados na região de estudo; e é construído tomando como base o modelo convolucional do traço sísmico, de acordo com a seguinte equação:

$$x(t) = r(t) * p(t) \quad (2.1)$$

Onde:

- $x(t)$ - sismograma sintético;
- $r(t)$ - coeficiente de reflexão;
- $p(t)$ - *wavelet* ou pulso

Convolução

A convolução é uma operação matemática entre duas funções, que pode ser considerada como um processo de filtragem linear, em que uma das funções funciona como um filtro, e que permite obter uma terceira função que corresponde a uma delas filtrada pela outra. A convolução pode ser aplicada a quaisquer duas funções no tempo, no espaço ou outras variáveis (Silva, 2012).

Coefficiente de Reflexão

O coeficiente de reflexão expressa o contraste de impedância entre duas camadas com características diferentes, sendo calculado pela razão entre a diferença de impedância acústica entre o meio 1 e o meio 2 e o somatório dessas impedâncias:

$$R = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}, \quad (2.2)$$

onde:

$\rho_1 v_1$ - impedância acústica do meio 1;

$\rho_2 v_2$ - impedância acústica do meio 2.

A impedância acústica é a propriedade que um meio apresenta ao ser atravessado pelas ondas sísmicas. Esta propriedade depende da densidade do meio atravessado e da velocidade de propagação da onda neste meio.

Wavelet

A *wavelet* é o pulso acústico com duração limitada no tempo que se propaga nos meios, normalmente gerada pela fonte sísmica. Esta *wavelet* pode ser de dois tipos: (1) determinística, quando se trata de um pulso gerado artificialmente, usada principalmente quando os dados sísmicos não estão disponíveis ou tem qualidade ruim, e (2) estatística, que é extraída do próprio dado sísmico em uma área próxima ao poço. A *wavelet* estatística é a mais indicada para calcular o sismograma sintético por se correlacionar com o próprio dado.

2.2.1 Geração

A figura 2.2 mostra as etapas de construção do sismograma sintético. Da esquerda para a direita, os perfis de velocidade e de densidade são combinados para estimativa da função impedância. Posteriormente, em intervalos regulares são obtidos os valores do coeficiente de reflexão com base na equação (2.2). Essa função refletividade obtida com base nos perfis de poços é convolvida com uma *wavelet*, que pode ser estimada ou extraída do dado sísmico de superfície em área próxima ao poço, fornecendo como resultado o sismograma sintético, última coluna.

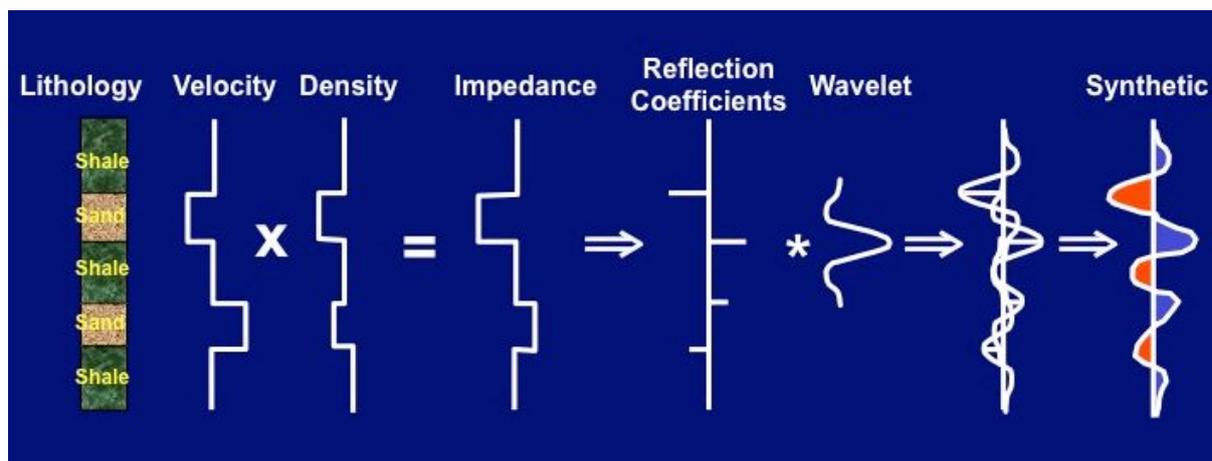


Figura 2.2: Etapas de construção do sismograma sintético.

Os resultados da calibração são avaliados por um coeficiente de correlação. Este coeficiente varia de 0 a 100%, sendo que zero significa que não há nenhuma correlação entre os dados sintéticos e a secção sísmica, e 100% significa que os dados estão completamente correlacionados.

2.2.2 Vantagens

O sismograma sintético tem ampla aplicação no âmbito da interpretação sísmica servindo a vários propósitos:

- correlação da litologia atravessada pelo poço com sua expressão sísmica, revelando assim o comportamento sísmico de interfaces litológicas;
- Identificação dos limites de resolução do dado sísmico, possibilitando ao intérprete individualizar a reflexão de topo e da base de determinado horizonte;
- Investigar a convenção de polaridade do dado caso seja desconhecida;
- confirmar se modelo sísmico proveniente do processamento representa de forma fidedigna a realidade.

2.2.3 Limitações

Muitas vezes o perfil sônico tem qualidade ruim, não sendo muito apropriado para a confecção da relação tempo x profundidade ou mesmo do sismograma sintético. Os problemas mais comuns estão relacionados com:

- Poços com desmoronamento, indicado pelo perfil *caliper*;
- fenômenos de dispersão;
- invasão do filtrado;
- conteúdo de frequência bem mais alto que o do sinal sísmico convencional: 1-25kHz contra 6 a 100Hz.

Esses fatores podem causar erros na leitura dos tempos de trânsito nas interfaces. É sugerido, principalmente, para o último item, que o poço tenha medidas de *check-shot*, tipo de sísmica de poço, que mede o tempo direto de propagação para algumas profundidades estabelecidas, servindo sobretudo para calibrar o perfil sônico, ou seja, equiparar velocidades sônicas às velocidades sísmicas.

As etapas para construção desses sismogramas no presente trabalho foram as seguintes:

- Carregamento dos dados: localização e posicionamento em relação ao datum (na ordem do datum da sísmica); profundidade total; perfis de velocidade e de densidade no formato LAS;

- Construção da curva tempo x profundidade;
- Geração e teste da melhor *wavelet*;
- Construção e ajuste do sintético aos dados sísmicos.

CAPÍTULO 3

Análise do traço sísmico complexo

3.1 Introdução

A análise do traço complexo é o método mais popular para o cálculo de atributos sísmicos em dados pós empilhados. Sua pesquisa foi estimulada pela descoberta dos *bright-spots* no final dos anos de 1960 e início de 1970. A exploração desses "pontos brilhantes" exigiu novas formas de pensar o dado sísmico. Neste cenário, apoiado nas pesquisas de Anstey (1971) sobre a aplicação do sinal analítico no âmbito da sísmica, Taner e Koeler (1979), descobriram que o traço complexo ou sinal analítico oferece uma medida superior do traço, ou envelope do traço, e outros atributos como a fase instantânea e a frequência instantânea.

No campo da exploração sísmica, este método trata o traço sísmico registrado $x(t)$, entendido como o produto de duas funções independentes e separáveis: a amplitude instantânea e o cosseno da fase instantânea, como a parte real de um sinal analítico ou traço complexo, $F(t) = x(t) + iy(t)$, em que a parte imaginária $y(t)$, denominada de quadratura é a transformada de Hilbert do traço sísmico registrado. Fazendo isso, torna-se possível separar as informações de amplitude e fase, sem perder de vista as variações locais (Taner et al., 1979).

Na prática esse procedimento é feito tomando-se o traço sísmico e levando-o para o domínio da frequência, através da transformada direta de Fourier, nesse domínio aplica-se uma rotação de fase de $-\frac{\pi}{2}$, posteriormente retorna-se com o dado sísmico, que agora é a parte imaginária de um traço complexo, para o domínio do tempo através da transformada inversa de Fourier.

Todos os outros atributos calculados a partir da análise de traço complexo derivam dos atributos fase instantânea e amplitude instantânea através de diferenciação, média, combinação ou transformação.

Antes de calcular o traço complexo, faremos uma revisão sucinta sobre a transformada de Hilbert, com base no trabalho de Barnes (2007).

3.1.1 Transformada de Hilbert

A transformada de Hilbert ou filtro quadratura é um operador que subtrai um ângulo de $-\frac{\pi}{2}$ da fase do traço sísmico. Respeitando as condições de linearidade, pode-se definir esta transformada como a convolução do filtro quadratura, $h(t)$, com uma onda cossenoidal de amplitude a , frequência constante ω (diferente de zero) e fase contante θ , que produz uma onda senoidal de mesma amplitude, frequência e fase (Vakman, 1998). Assim temos:

$$h(t) * a \cos(2\pi\omega t + \theta) = a \sin(2\pi\omega t + \theta) \quad (3.1)$$

No domínio do tempo, o filtro quadratura, $h(t)$, tem a forma:

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} \quad (3.2)$$

No domínio da frequência, o operador que provoca uma rotação de fase constante θ em um sinal, mas não modifica seu espectro de amplitude, pode ser representado por:

$$P(\omega, \theta) = \begin{cases} e^{i\theta}, & \omega > 0 \\ e^{-i\theta}, & \omega < 0 \\ \cos \theta, & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

O operador de Hilbert, no domínio da frequência, é obtido substituindo o valor do ângulo de rotação na equação acima.

$$H(\omega) = -i \operatorname{sgn}(\omega) = \begin{cases} e^{-i\frac{\pi}{2}} = -i, & \omega > 0 \\ e^{i\frac{\pi}{2}} = i, & \omega < 0 \\ 0, & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

Neste domínio, pode-se interpretar que a transformada de Hilbert quando aplicada a uma função $x(t)$ faz com que suas componentes harmônicas negativas sejam multiplicadas por i , o que equivale a um deslocamento de $(\frac{\pi}{2})$ na sua fase. E que suas componentes harmônicas positivas sejam multiplicadas por $-i$, o que equivale a um deslocamento de fase de $(-\frac{\pi}{2})$. E a sua componente contínua ($\omega = 0$) seja eliminada.

Pode-se expressar um operador que subtrai um ângulo θ da fase de um sinal em termos de filtro de quadratura. No domínio da frequência, pode ser definido por:

$$P(\omega, \theta) = \begin{cases} e^{-i\theta} = \cos(\theta) - i \sin(\theta), & \omega > 0 \\ e^{i\theta} = \cos(\theta) + i \sin(\theta), & \omega < 0 \\ \cos(\theta), & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

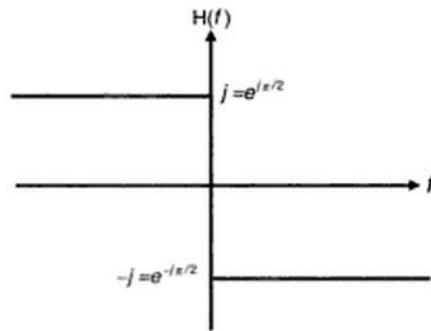


Figura 3.1: Resposta do filtro de Hilbert no domínio da frequência.

Comparando as equações 3.4 com 3.5, podemos escrever a seguinte expressão:

$$P(\omega, \theta) = \cos \theta + H(\omega) \sin \theta \quad (3.6)$$

Aplicando a transformada inversa de Fourier, ficamos:

$$p(t, \theta) = \delta(t) \cos \theta + h(t) \sin \theta \quad (3.7)$$

sendo $\delta(t)$ o delta de Dirac

3.1.2 Traço sísmico complexo

O traço sísmico complexo $F(t)$ é formado tomando o traço sísmico $x(t)$ como sua parte real e o traço de quadratura correspondente $y(t)$ como a parte imaginária. Assim:

$$F(t) = x(t) + iy(t) \quad (3.8)$$

O traço sísmico convencional pode ser pensado como o produto de suas funções separáveis e independentes: O cosseno da fase instantânea e a amplitude instantânea. Assim, o traço sísmico $x(t)$ pode ser decomposto segundo a equação:

$$x(t) = A(t) \cos \theta(t), \quad (3.9)$$

onde $A(t)$ representa a amplitude instantânea e $\theta(t)$ a fase instantânea, ambas funções que variam com o tempo.

A convolução do filtro quadratura $h(t)$ com traço sísmico $x(t)$, produz um traço sísmico $y(t)$. Aplicando o operador $p(t, \theta)$ da equação 3.7 a $x(t)$, resulta em um traço rotacionado $\hat{x}(t)$ dado por:

$$\hat{x}(t) = p(t, \theta) * x(t) = x(t) \cos \theta + y(t) \sin \theta \quad (3.10)$$

Sendo $\phi(t)$ o ângulo de rotação que, em um tempo t , maximiza \hat{x} . Por definição, o conjunto desses máximos valores é a envoltória do traço $A(t)$. Assim,

$$A(t) = x(t) \cos \phi(t) + y(t) \sin \phi(t) \quad (3.11)$$

Quando o ângulo de rotação é igual ao envelope, sua variação em relação ao ângulo de rotação é igual a zero. Temos:

$$\frac{\partial A(t)}{\partial \phi(t)} = 0 = -x(t) \sin \phi(t) + y(t) \cos \phi(t) \quad (3.12)$$

ou

$$x(t) \cos \phi(t) = y(t) \sin \phi(t) \quad (3.13)$$

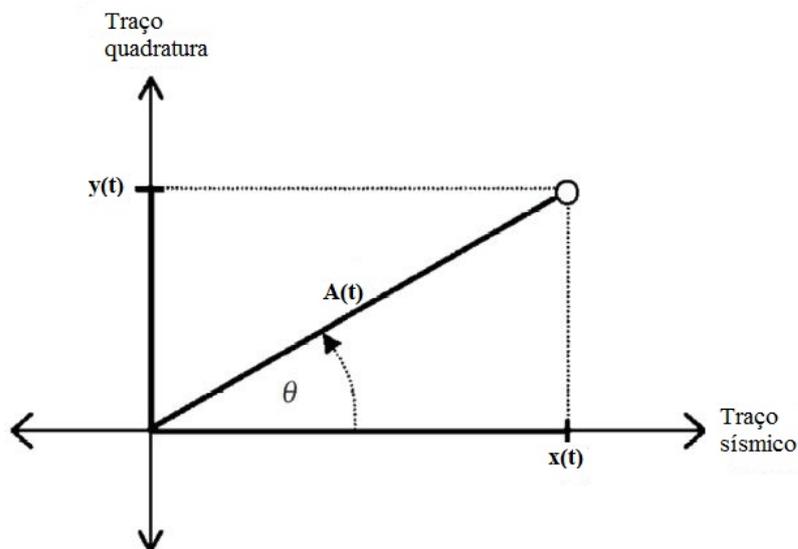


Figura 3.2: Amplitude instantânea $A(t)$ e a fase instantânea $\theta(t)$, atributos obtidos a partir dos traços sísmico $x(t)$ e de quadratura $y(t)$, (Barn, 2007).

Elevando as equações 3.11 e 3.13 ao quadrado e somando-as membro a membro, chegamos a uma expressão para o envelope do em termos dos traços real e de quadratura:

$$A(t) = |F(t)| = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \quad (3.14)$$

Uma expressão para fase é obtida a partir da equação 3.9:

$$\theta(t) = \arctan \frac{y(t)}{x(t)} \quad (3.15)$$

Conhecidas as funções $x(t)$ e $y(t)$, dois atributos podem ser diretamente extraídos da análise do traço complexo; a amplitude instantânea, $A(t)$, que é o módulo do traço complexo, e a fase instantânea, $\theta(t)$, que é o argumento de um sinal complexo (figura 3.2).

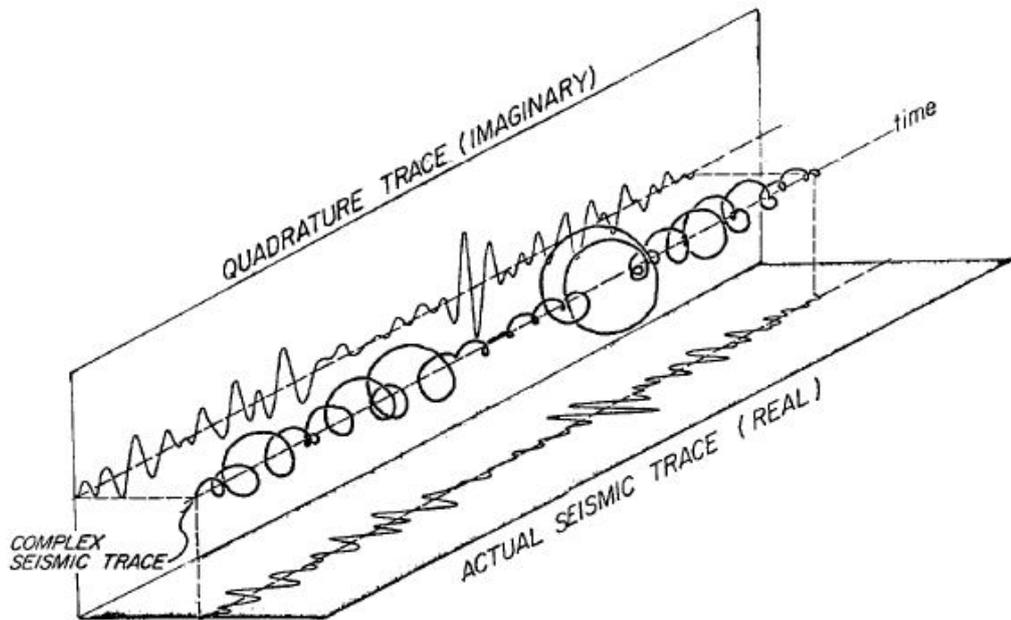


Figura 3.3: Representação de uma porção de um traço sísmico complexo em um diagrama isométrico. O traço complexo é um vetor que descreve um movimento helicoidal ao longo do eixo do tempo. Os traços sísmico e de quadratura são representados em planos perpendiculares (Taner et al., 1979).

O traço complexo, aqui $F(t)$, pode ser visualizado como um traço representado no espaço complexo de um vetor que está continuamente mudando de comprimento e rotação. Assumindo deste modo a forma de uma hélice em espiral que se comprime e se expande ao longo do eixo do tempo (Porsani, 2001).

Ambos os componentes do traço sísmico complexo (real e imaginário), quando traçados individualmente nos planos real e imaginário, têm a mesma configuração, com uma mudança de 90° (Taner et al., 1979) como mostra a figura 3.3.

3.2 Atributos sísmicos

No contexto geofísico, atributos sísmicos são quaisquer informações extraídas a partir da análise dos dados sísmicos. Segundo Taner et al., (2001) essas informações podem ser obtidas através de medições diretas, lógicas ou baseadas na experiência e conhecimentos anteriores, e tem por finalidade tornar o processo de interpretação em algo mais objetivo e menos dependente da experiência do intérprete.

O uso de atributos na interpretação sísmica iniciou-se em meados da década de 1950. No entanto, foi entre as décadas de 1960 e 1970, com início da era digital e representação da seção sísmica em cores, por conseguinte a descoberta das zonas de gás (*bright Spots*), que sua pesquisa fora estimulada entre os geocientistas, impulsionando o desenvolvimento de novas técnicas para extração, dentre as quais, a *Análise de Traço Sísmico Complexo*, base deste trabalho, pode ser considerada a mais importante. A figura 3.4 mostra as etapas desenvolvimento dos atributos ao longo do tempo.

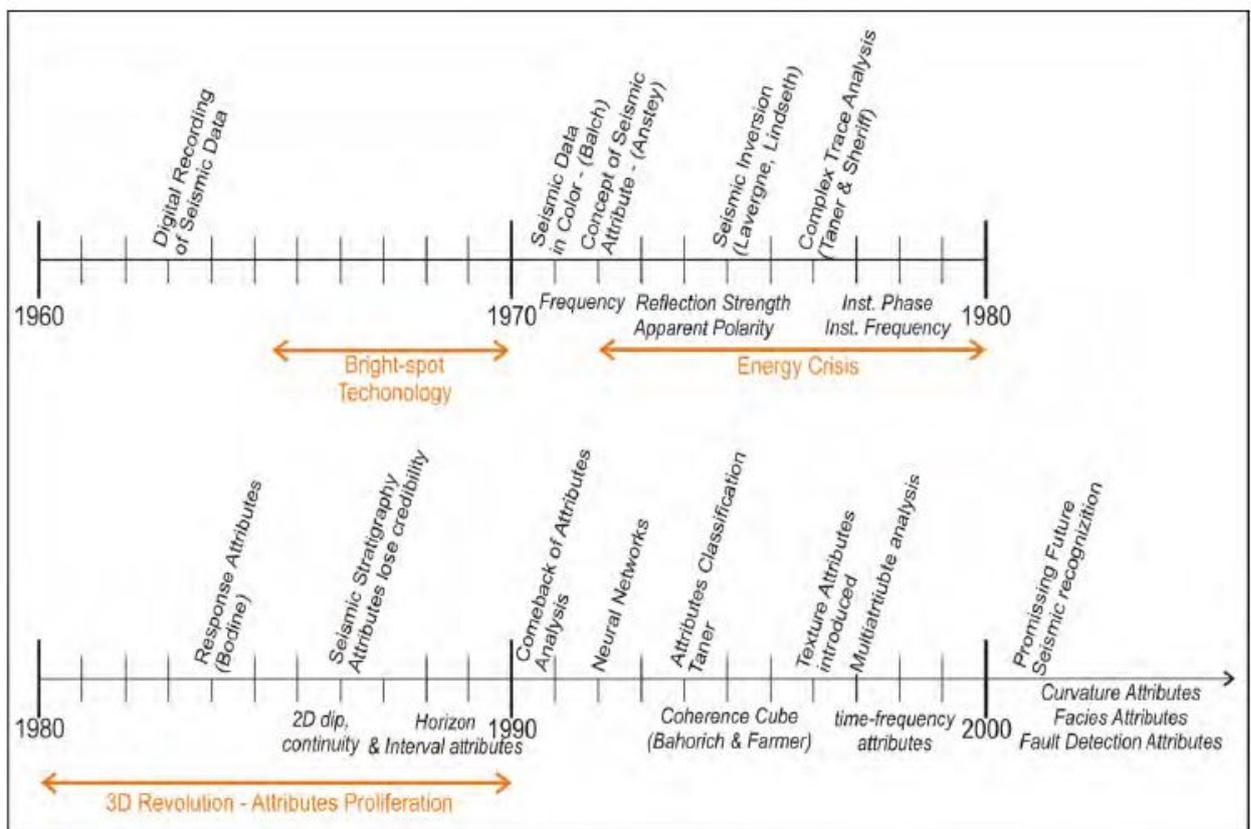


Figura 3.4: linha do tempo de desenvolvimento de atributos sísmicos (em itálico) e sua relação com os avanços tecnológicos presentes na exploração sísmica, de 1960 até o presente. (Modificado de Barnes, 2001)

Não há regras que regem como os dados sísmicos são computados. Qualquer quantidade calculada com base nos dados sísmicos pode ser considerada um atributo (Barnes, 1998). Os

atributos podem ser calculados a considerar dados ainda não empilhados, como é o caso do AVO; dados pré e pós empilhados ou ainda dados migrados.

São muitos os atributos disponíveis na literatura geofísica; alguns podem ser usados como indicadores de hidrocarbonetos, outros como indicadores de estruturas geológicas, como por exemplo: falhas e canais. Na maioria dos trabalhos, o tipo de análise em questão deve escolher o tipo adequado de atributo. Um bom atributo tem de ser diretamente sensível ao recurso geológico desejado ou propriedade do reservatório de interesse.

3.2.1 Classificação de atributos

Como os atributos sísmicos cresceram em número e diversidade ao longo das últimas décadas, muitos autores têm tentado classificá-los de diferentes modos, com objetivo final de melhorar seu entendimento e aplicações. As classificações mais conhecidas são a de Taner (1994), Liner et al. (2004) e a de Brown (2004). Esta última, escolhida para este trabalho, em Chopra e Marfurt (2005), classifica os atributos usando uma estrutura em árvore (figura 3.5), tendo o tempo, amplitude, frequência e atenuação como os principais ramos que se ramificam mais para dentro em dados pré e pós empilhamento.

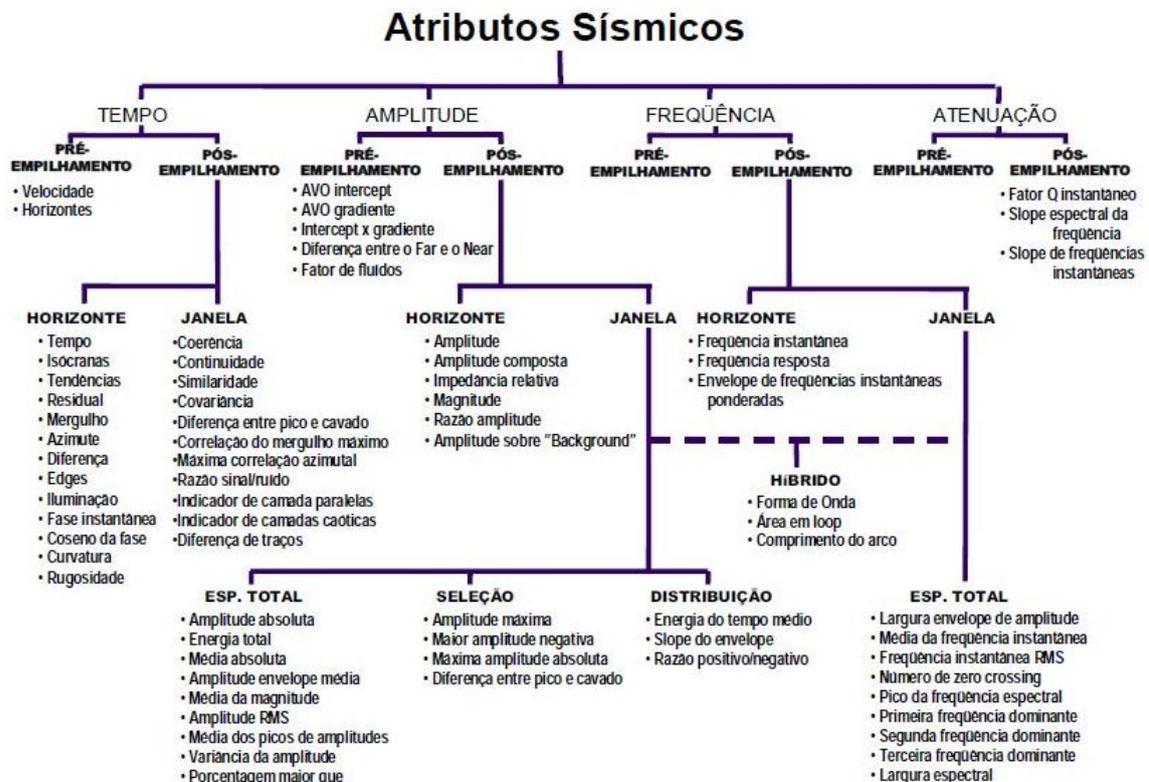


Figura 3.5: Classificação de atributos usando uma estrutura de árvore com galhos de tempo, amplitude, frequência e atenuação, com cada ramo a ser ainda dividido em atributos pré e pós empilhamento (Brown, 2001)

Podemos também classificar os atributos de acordo com o modo como são gerados. Neste aspecto, utilizando a classificação de Chen e Sidbey (1997), os atributos podem ser baseados na seção sísmica, em eventos ou volumétricos, como mostra a figura 3.6.

Os atributos sísmicos baseados na seção sísmica são resultados de um processamento específico em toda uma seção com o objetivo de realçar alguma característica de interesse. Já os atributos baseados em eventos são extraídos da sísmica a partir um horizonte de referência: 1) Usando valores instantâneos ao longo do traço; 2) Usando valores em torno da superfície de referência a partir de um único traço sísmico e 3) Usando valores em torno da superfície de referência a partir de vários traços sísmicos.

Por sua vez, os atributos volumétricos podem ser entendidos como uma extensão do atributo para todo o dado sísmico ou volume de interesse.

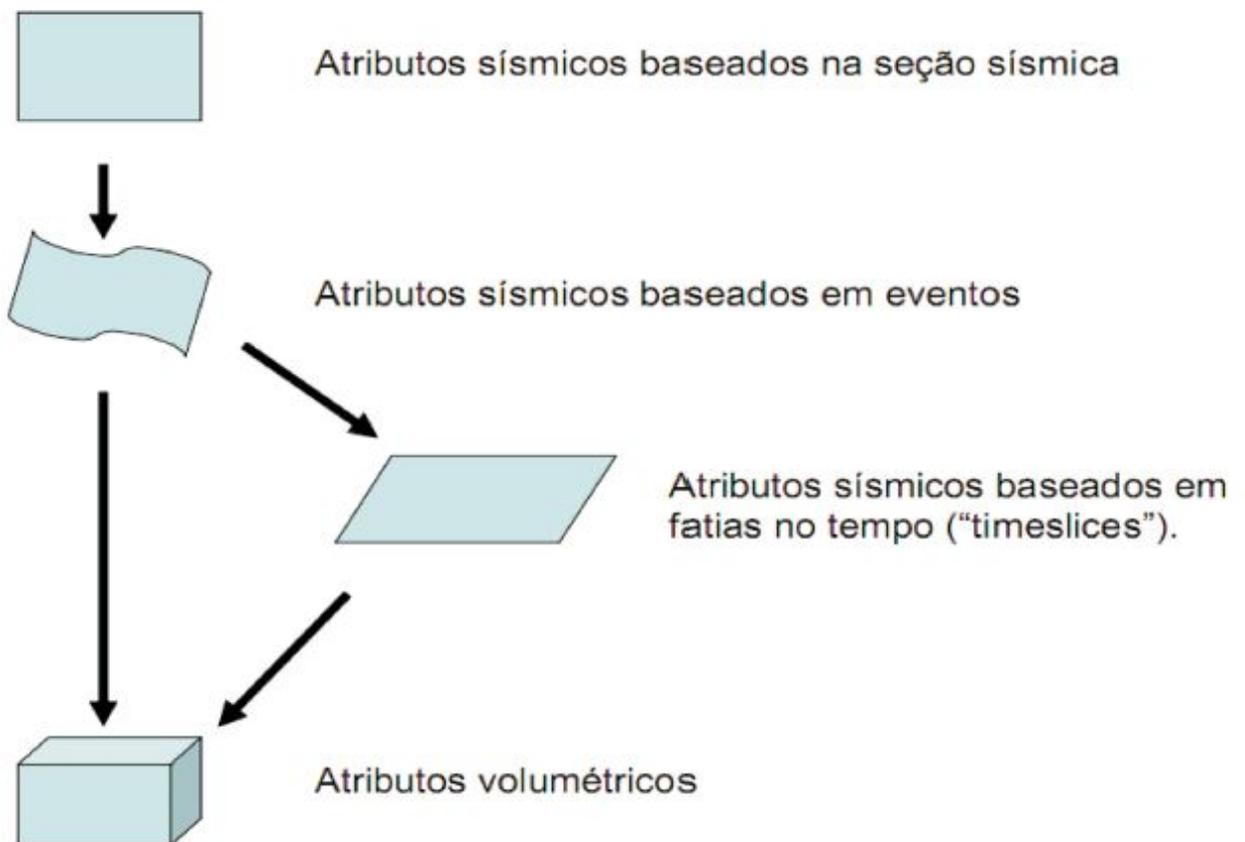


Figura 3.6: Classificação dos atributos de acordo o modo como são gerados. Baseados na seção sísmica, em eventos ou volumétricos. (Chen e Sidbey, 1997)

CAPÍTULO 4

Análise de dados

Esta seção divide-se em quatro partes. Na primeira parte, seção 4.1, foram apresentados os dados sísmicos, de poços e de radar (GPR- *Ground Penetrating Radar*) utilizados para a aplicação dos atributos. Foi também mostrado a disposição e localização das linhas sísmicas e dados de poços, e dos perfis de radar, radargramas. Tais aplicações foram realizadas usando a plataforma de interpretação sísmica, *OpendTect*.

Na segunda parte, seção 4.2, foram mostrados os resultados de construção para dois sismogramas sintéticos usando os perfis dos poços *62 - Tpx - 11* e *25 - 1 - X - 14*. Em seguida, a correlação perfil-sísmica usando linhas sísmicas próximas aos poços, mais precisamente a linha D e a *inline 81*.

Em seguida, na seção 4.3, foram apresentados os atributos básicos do traço complexo: envelope, fase instantânea, cosseno da fase e frequência instantânea. Em seguida, foram mostrados e discutidos, para cada atributo, os resultados de aplicação.

Na última seção, 4.4, foi apresentado o atributo tecVA, que é obtido, também, a partir da análise do traço complexo de Taner (1979). E em seguida, na seção 4.41, a técnica foi aplicada aos mesmos dados de sísmica mencionado no paragrafo anterior, e na seção 4.42, a dados de GPR, com a intenção de melhor analisar as estruturas estratigráficas dos depósitos de praias com ocorrência de mineralizações. Ainda nesta seção, com objetivo de definir a distribuição espacial dos minerais pesados presentes na área de estudo, foi também aplicado o atributo frequência instantânea.

4.1 Conjunto de Dados e Localização

4.1.1 Dados sísmicos e de poços

Os dados sísmicos e de poços usados neste trabalho fizeram parte de um mesmo conjunto de dados da bacia de *Powder River*, campo *Teapot Dome*, cedido de forma gratuita pelo Departamento de energia dos EUA para fins de pesquisa científica. A área de estudo leva o nome do próprio campo e fica localizada no distrito de Natrona, Wyoming, EUA (figura 4.1).

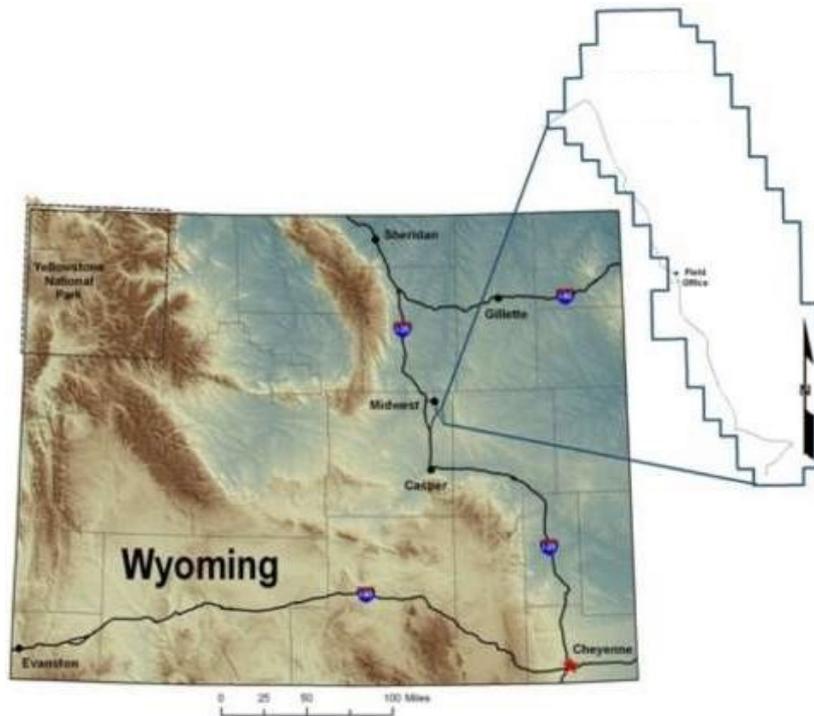


Figura 4.1: Localização da área de estudo, Campo de Teapot Dome

Os dados sísmicos foram carregados, inicialmente o dado 3D, e em seguida, dentro do mesmo *survey*, foram carregadas as linhas 2D: Linha A, Linha B, linha C, Linha D e Linha E, uma por vez. Ambos os dados sísmicos 2D e 3D no formato Segy. As informações de carregamento dos dados encontram-se no anexo I.

4.1.2 Disposição das linhas e *time slices*

A figura 4.2 mostra a disposição das linhas 2D e das fatias em tempo (*time slices*) nas quais foram aplicados os atributos. Para melhor compreensão e entendimento, foi procurado mostrar, em uma mesma página, o dado sísmico original, indicado na legenda da figura por (a) e o respectivo atributo a ser comparado, indicado por (b).

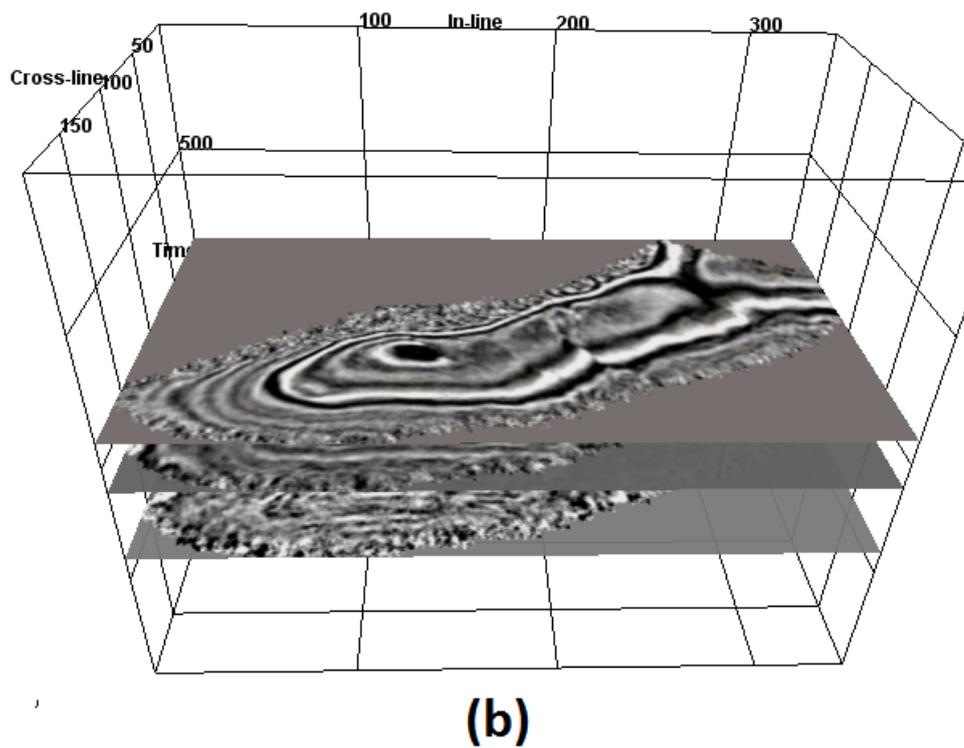
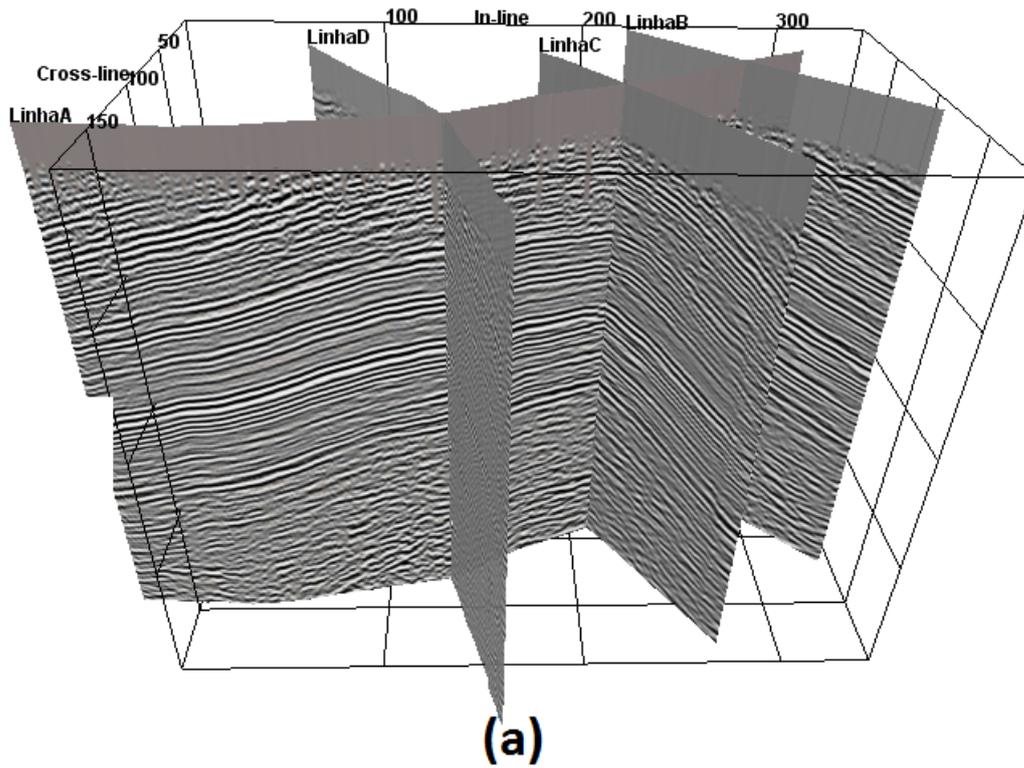


Figura 4.2: (a) Linhas 2D: Linha A, Linha B, Linha C e Linha D, mostradas nas suas respectivas posições dentro do cubo $3D$ e (b) fatias em tempo para os isotempos 900ms, 1100ms e 1400ms.

4.1.3 Dados de radar

A área onde aplicamos o método GPR, com o objetivo de se obter imagens das estruturas sedimentares de praia associadas às concentrações de minerais pesados, está situada no litoral do baixo Sul do Estado da Bahia, nas proximidades do povoado de Rio do Campo, município de Ituberá. O caminho mais rápido para se ter acesso à área onde aplicamos o método GPR é a utilização da travessia Salvador–Bom Despacho feita pelo sistema ferry-boat, seguindo-se o itinerário Bom Despacho–Nazaré–Valença–Ituberá em rodovias pavimentadas num percurso de 170 quilômetros.

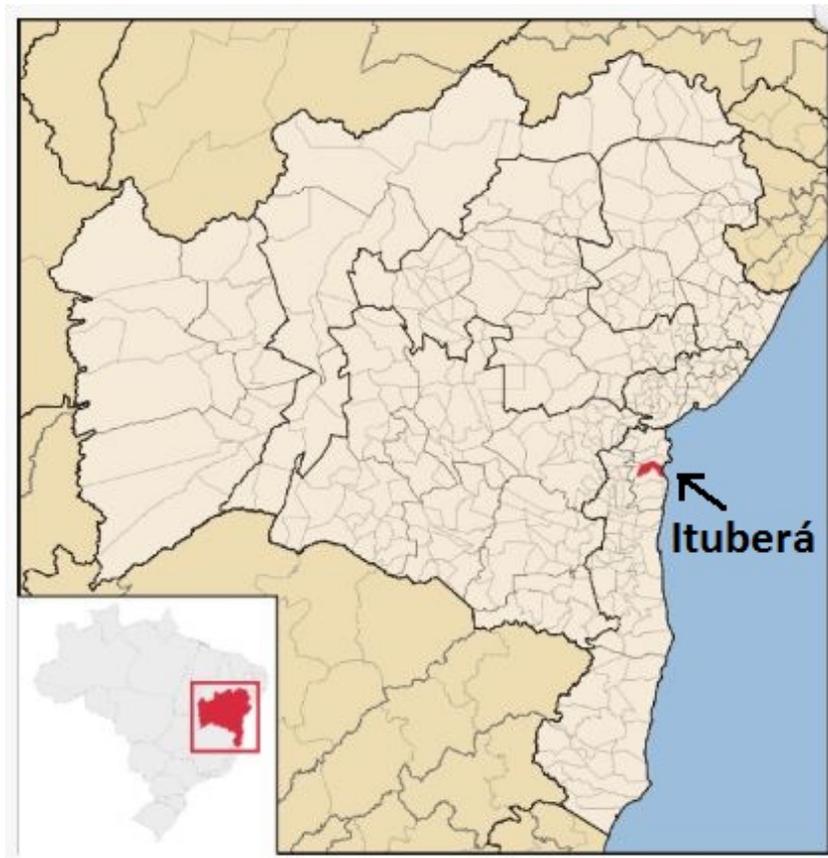


Figura 4.3: Município de Ituberá-BA

Estudo realizado na praia de Pratigi

A figura 4.4 mostra a disposição geométrica das linhas (setas em vermelho), compreendidas entre a zona de praia e a zona lagunar. Ao todo foram realizados seis perfis na proximidade da faixa de praia de Pratigi. Os levantamentos foram feitos no sentido indicado pelas pontas das setas e perpendiculares à praia para os perfis P119, P118, P120, P121 e P122; paralelo para a linha P117. Os perfis de radar, formato DZT, foram carregados no Opendtect, considerando velocidades e taxa de amostragem na ordem dos nanossegundos.

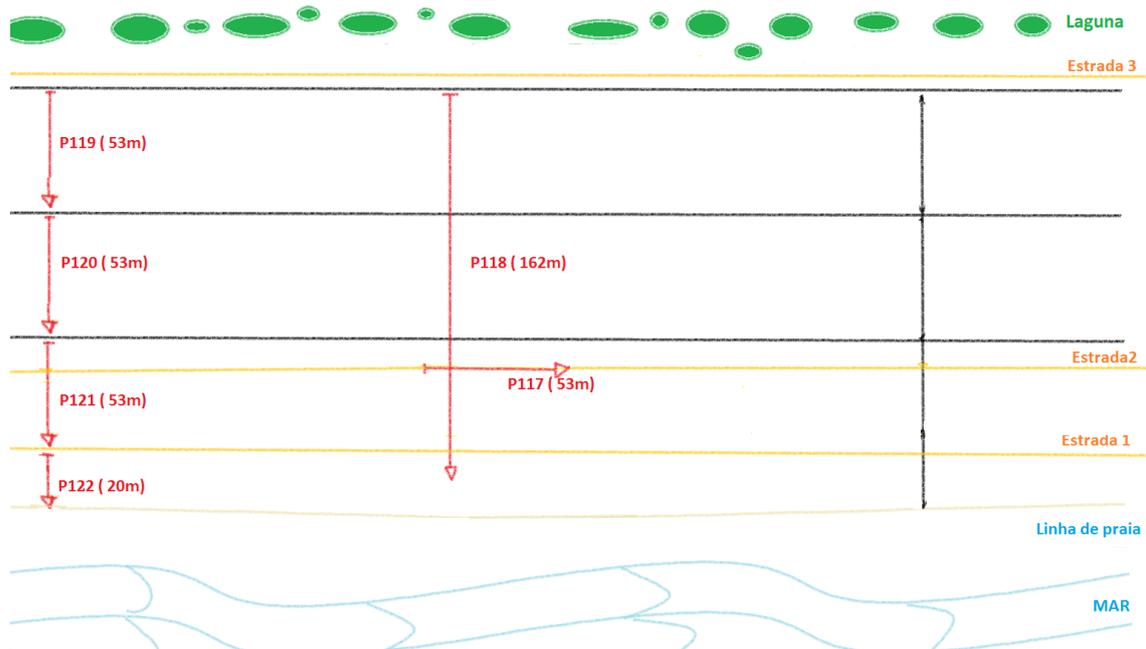


Figura 4.4: Croqui: Disposição geométrica das linhas (setas em vermelho). Os levantamentos foram feitos perpendiculares à praia para os perfis P119, P118, P120, P121 e P122, e paralelo para a linha P117.

4.2 Sismograma Sintético: Correlação Perfil-Sísmica

Nesta seção, fez-se a correlação dos dados sísmicos com os dados dos poços *62 – Tpx – 11* e *25 – 1 – X – 14*. A *wavelet* utilizada foi a estatística, e o seu cálculo consistiu em criar volumes sísmicos menores nas zonas dos poços, selecionando os intervalos de *inlines*, *crosslines* e fatias em tempo que delimitam o poço.

A figura 4.5, lado esquerdo, mostra as etapas de construção do sismograma sintético (descrito no Cap.2); no lado direito, a correlação do sintético com alguns traços sísmicos, obtendo-se coeficiente de correlação de 53%, que é um valor aceitável. Foi possível perceber que, para os tempos de 800, 1000 e 1200 ms, o sintético identificou os principais eventos na sísmica.

Ainda na mesma figura, lado direito, temos a correlação do sintético com alguns traços sísmicos extraídos de uma região próxima ao poço. Pudemos perceber que, na sísmica, a variação no valor das impedâncias acústicas (os refletores) é justificada pela variação do valor das velocidades das camadas, confirmado com base nos perfis do poço, lado esquerdo. Esta mesma variação, pode, por sua vez, ser justificada pelo preenchimento dos poros das rochas, ou a variação da presença de sedimentos muito ou pouco consolidados. Podem tratar-se de zonas de areias e argilas, todavia, faz-se necessário um estudo prévio dos arcabouços geológico e estratigráfico da bacia, que não foi realizado neste trabalho.

A figura 4.6 mostra a correlação do sintético com a seção sísmica 2D (Linha D). Foi possível perceber no retângulo vermelho, que os principais refletores da sísmicas (picos pretos), coincidiram com os picos verdes do sintético, ambos indicando eventos fortes (valores positivos de amplitude).

Nas figura 4.7 e 4.8, entretanto, a amarração do poço com a *inline* 81 obteve coeficiente de correlação de 28% . Os principais refletores identificados nesta linha não estão sincronizados com os eventos forte no sintético. É bem provável que o poço 25-1-X-14 possua variação de seu diâmetro, desmoronamentos, o que pode ter atrapalhado a leitura dos perfis.

4.2.1 Poço:62 – Tpx – 11

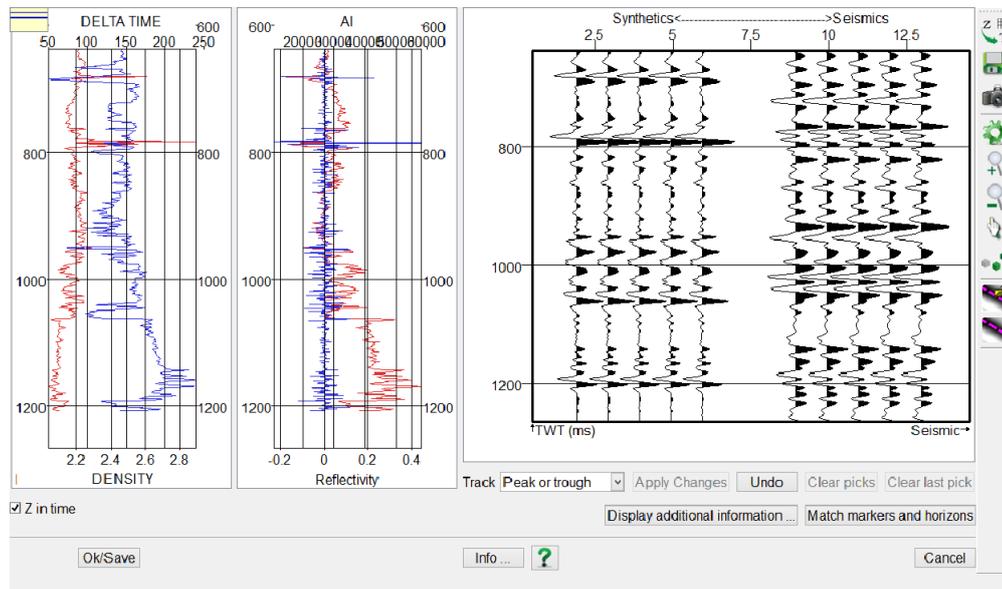


Figura 4.5: Etapas de construção do sismograma sintético. À esquerda, no primeiro quadro, os perfis de densidade (azul) e de velocidade (vermelho). No segundo quadro, os curvas de Impedância acústica AI (vermelho) e a função refletividade (azul). À direita o sismograma sintético obtido é posto ao lado de alguns traço da sismica.

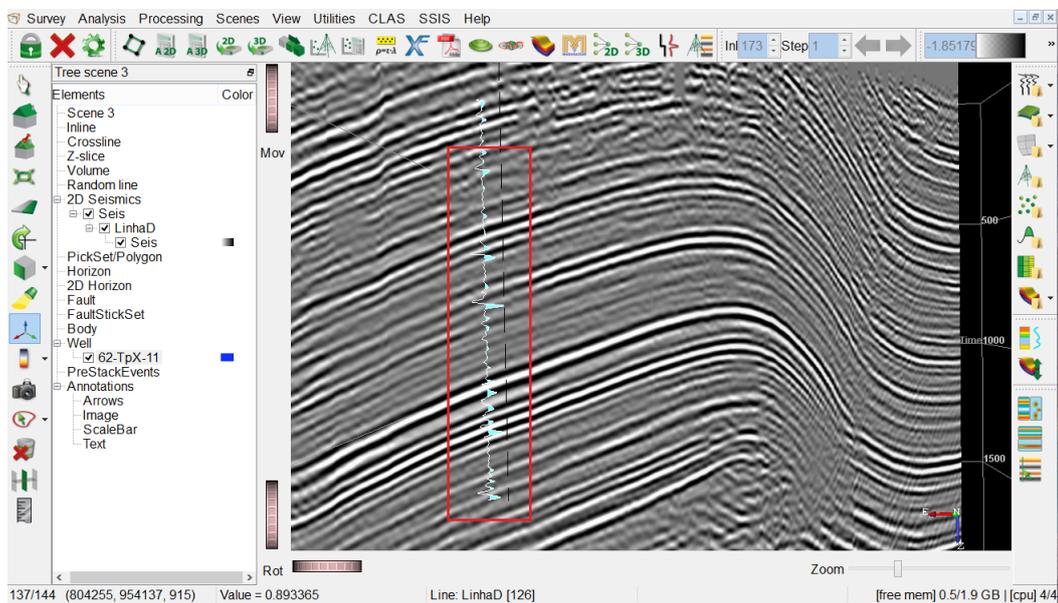


Figura 4.6: Calibração sísmica. No retângulo em destaque, os picos pretos na linha sísmica, 'Linha D', correspondem a picos verdes no sintético. A correlação mostrou-se satisfatória

4.2.2 Poço: 25 - 1 - X - 14

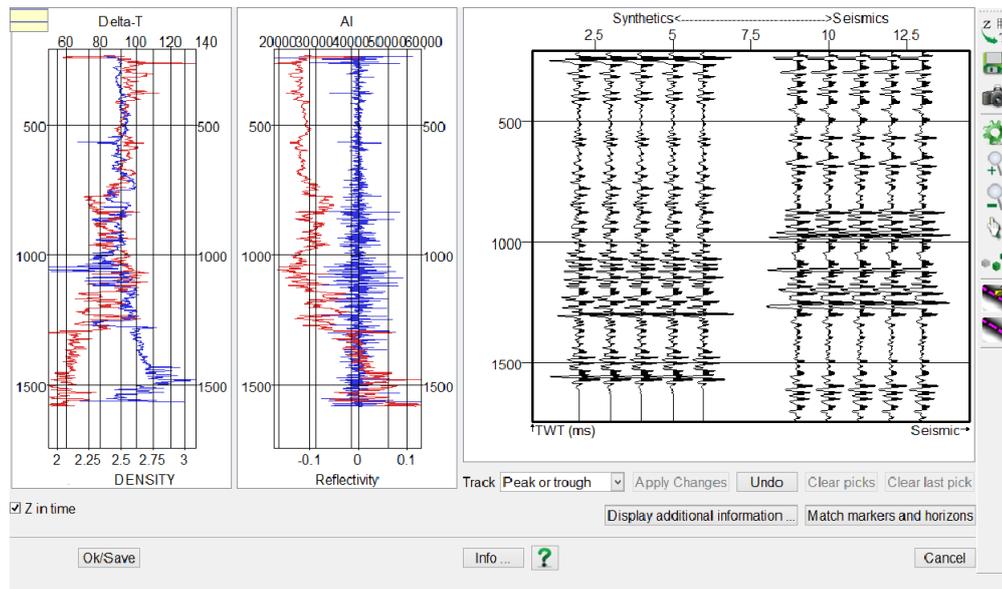


Figura 4.7: Etapas de construção do sismograma sintético. À esquerda, no primeiro quadro, os perfis de densidade (azul) e de velocidade (vermelho). No segundo quadro, os curvas de Impedância acústica AI (vermelho) e a função refletividade (azul). À direita o sismograma sintético obtido é posto ao lado de alguns traço da sísmica.

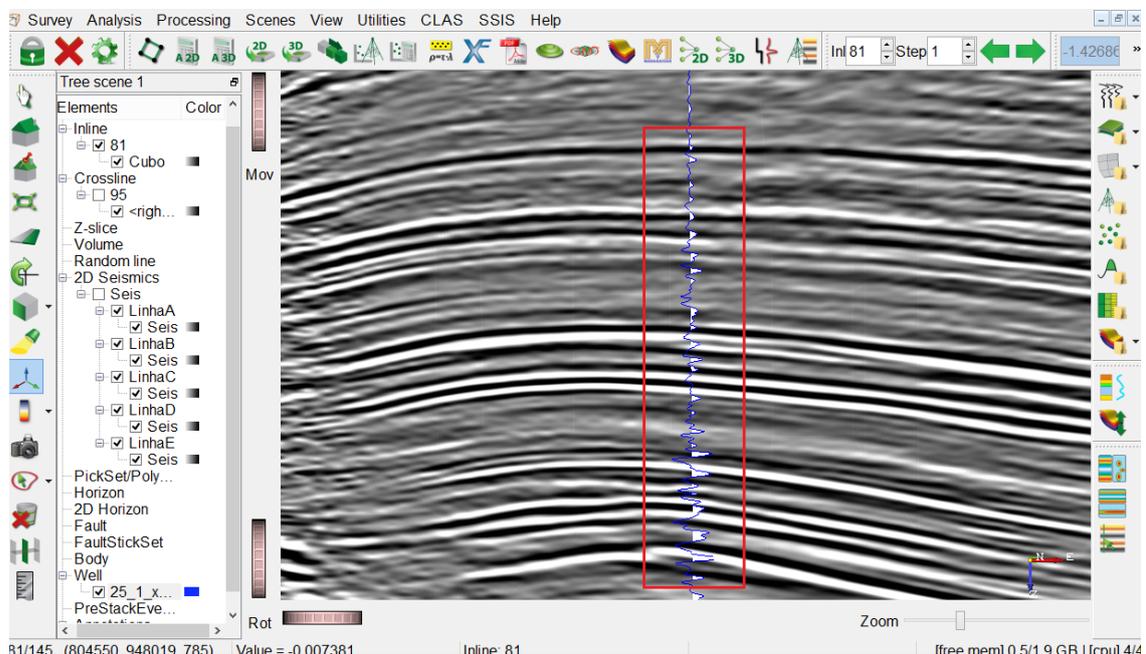


Figura 4.8: Calibração sísmica. No retângulo em vermelho, os picos pretos na sísmica, *inline* 81, correspondem a picos brancos no sintético. A correlação não mostra correspondência.

4.3 Atributos instantâneos

A figura 4.9 mostra a forma de apresentação da biblioteca de atributos do *OpendTect*. A imagem à esquerda corresponde aos atributos adicionados, que se pretende carregar, já selecionado o dado de entrada e ou janela. Posteriormente foram selecionadas as linhas ou *times slices* nas quais foram computadas os atributos. Cada atributo foi carregado um por vez.

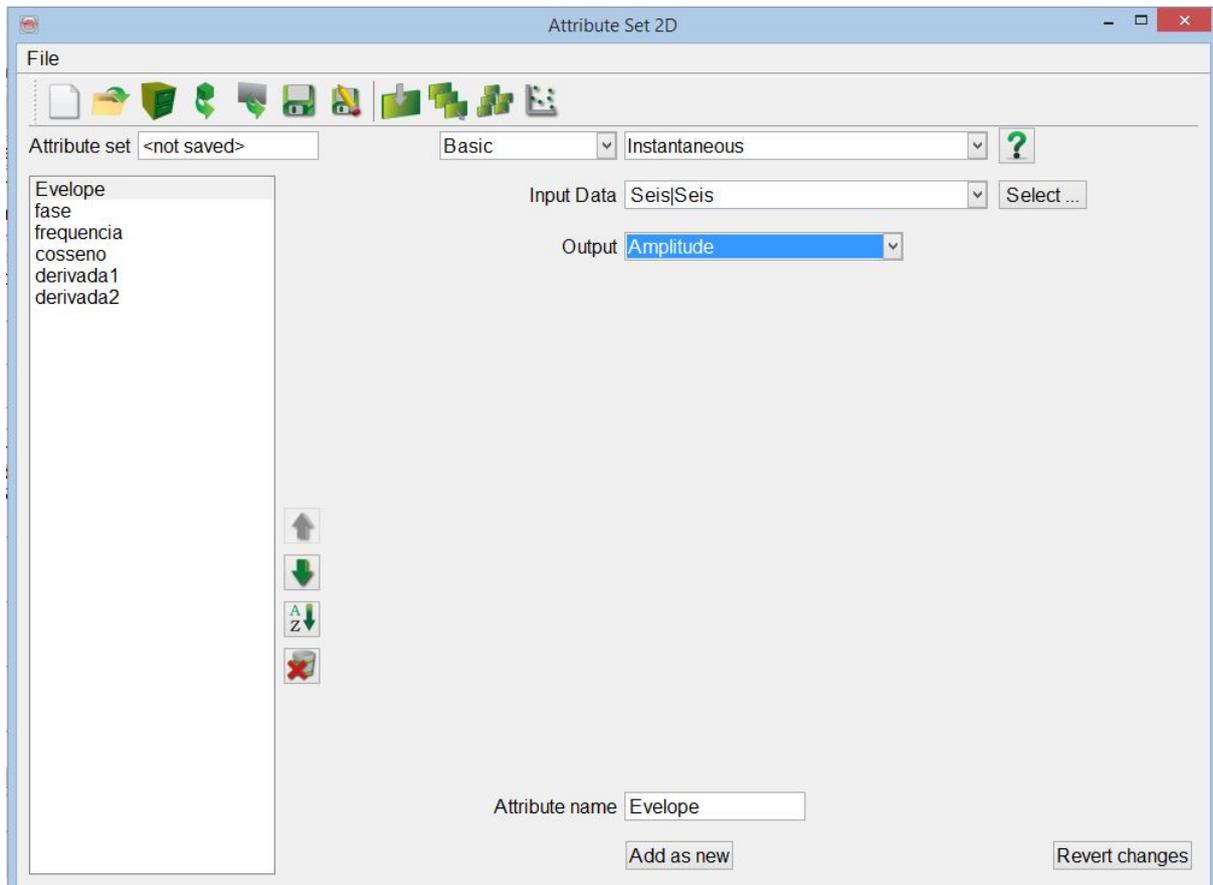


Figura 4.9: Interface da biblioteca de atributos do *OpendTect*

4.3.1 Amplitude instantânea ou envelope

Amplitude instantânea, também chamada de envelope do traço ou , simplesmente, envelope, é por definição o envelope do traço e mede a intensidade da reflexão (*reflection strength*), que é a amplitude da energia sísmica total do traço sísmico complexo em um determinado instante. Pode ser descrito como uma função que conecta os picos de maiores amplitudes da onda.

Este atributo pode ser calculado obtendo a raiz quadrada da soma dos quadrados das componentes reais e imaginárias e aplicando esse valor para cada amostra do traço em um determinado instante de tempo, sendo definida como:

$$A(t) = |F(t)| = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \quad (4.1)$$

A amplitude instantânea é um atributo independente da fase. Isto significa que os valores máximos do envelope pode não estar na mesma posição dos picos máximos, ou calhas, quando comparados com os dados sísmicos de entrada. Altos valores do envelope pode estar associado a grandes mudanças litológicas e limites de sequências sedimentares, bem como relacionados a pontos brilhantes causados por acumulações de óleo ou gás. As variações laterais da energia podem quantificar mudanças acústicas em propriedades da rocha, e mudanças abruptas na espessura das camadas podem indicar presença de hidrocarbonetos.

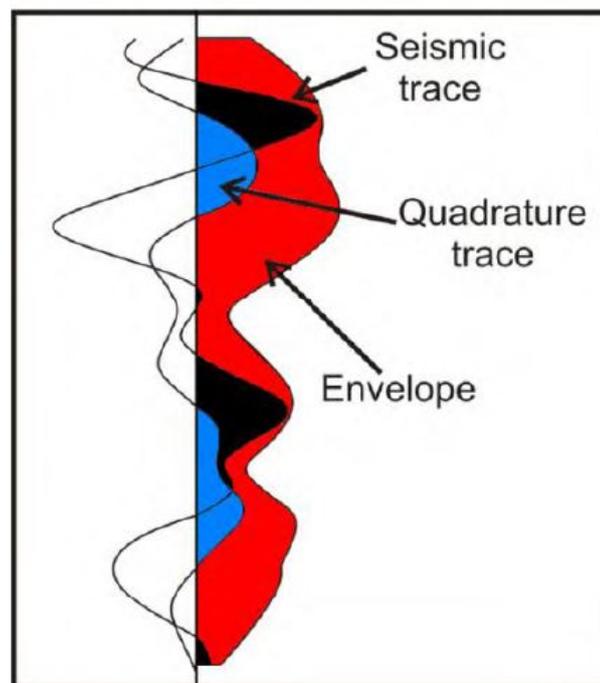


Figura 4.10: Representação esquemática de como atributo envelope é computado e sua relação com o traço sísmico real e o traço de quadratura.

O envelope fornece informações relacionadas com os parâmetros físicos da geologia de subsuperfície, podendo ser usado como um efetivo discriminador das seguintes características (Taner et al., 2001):

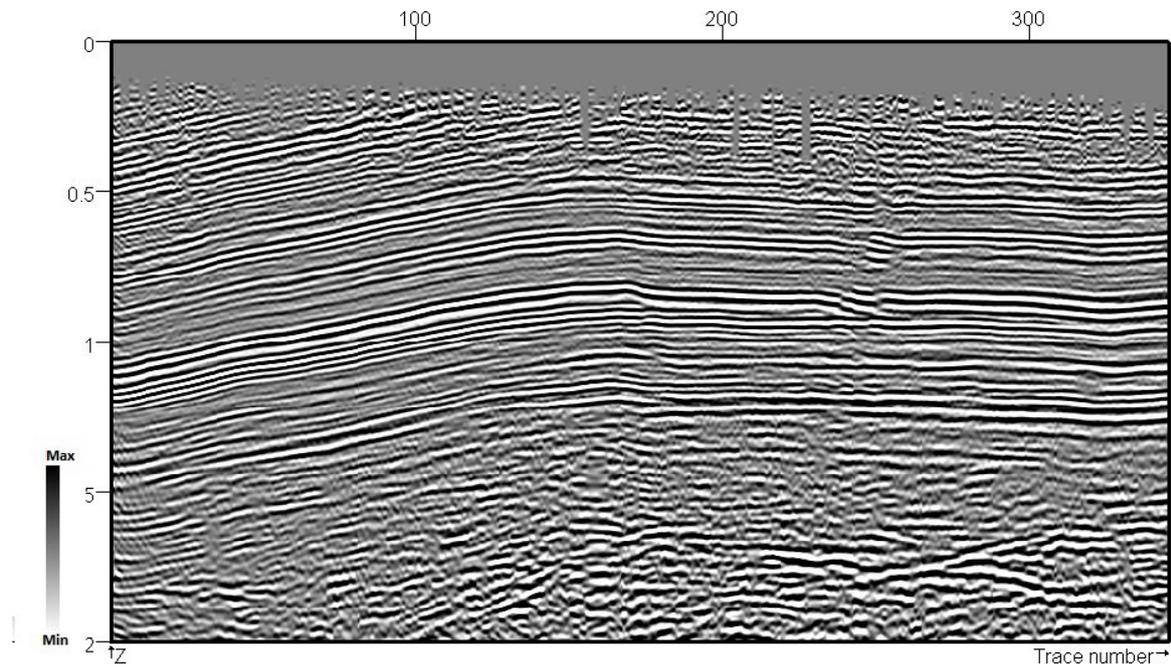
- Impedâncias acústicas, ou seja, a reflectividade.
- *Bright spots*, possíveis acumulações de gás.
- Limites de sequências sísmicas e mudanças de litologia;
- Discordâncias, falhas e canais.

O atributo envelope, como esperado, nos permitiu visualizar as principais mudanças litológicas nas linhas em que este foi carregado. Os eventos mais significativos, valor máximo do envelope, aparecem entre os tempos de 0,5 e 1,5 s para as linhas A, B e D, dentro de um retângulo em destaque.

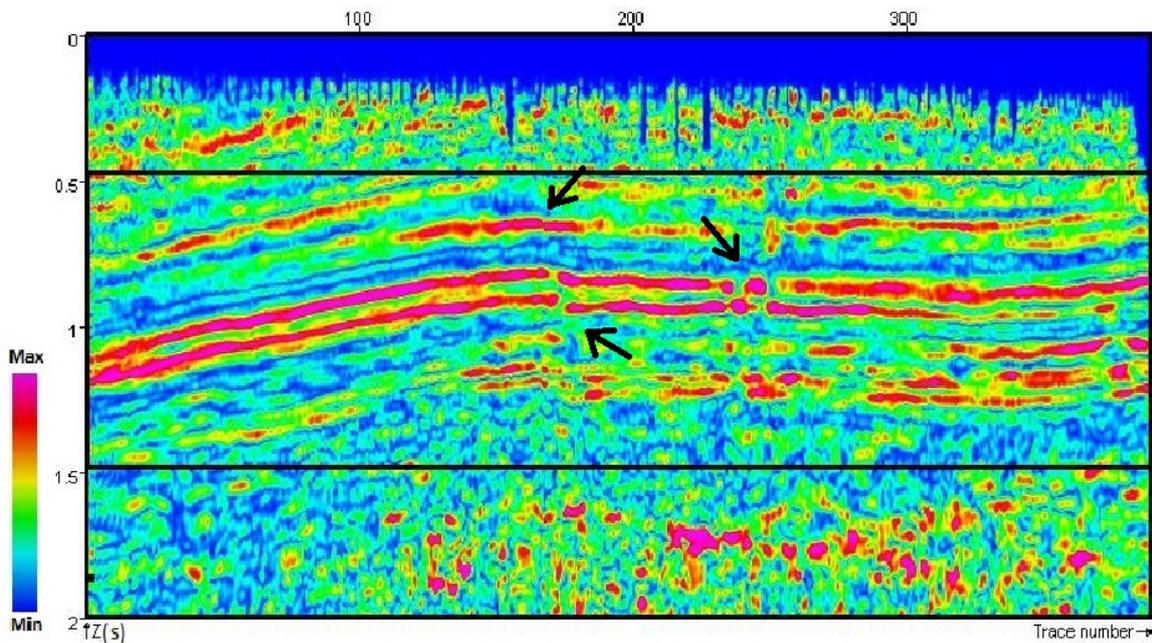
Na linha A, figura 4.11 (b), para o tempo de 1,2 s, dois refletores contínuos e com geometria bem definida marcam os valores mais altos para o atributo envelope, e podemos inferir, com base na teoria que foi discutida, que esses valores podem estar relacionados a região com potencial para hidrocarbonetos. Nesta mesma linha, com auxílio do atributo, foi possível visualizar duas falhas (setas pretas) transversais não tão visíveis no dado original.

Na linhas B, figura 4.12 (b), foi possível mapear os dois principais refletores que aparecem na linha A. E na Linha D, figura 4.13 (b), a estrutura de um antiforme ficou bem mais evidenciada com o atributo, além da falha sinalizadas por duas setas pretas.

Na figura 4.14, foi possível correlacionar as variações litológicas com os eventos de fortes amplitudes para três fatias em tempo. O atributo envelope mostrou-se como um bom recurso para identificar falhas. Analisando o recorte (b), foi possível identificar a disposição da falha (plano) que corta a Linha A transversalmente. Em (d), slice de 1100 ms, pôde-se perceber que os altos valores do envelope compreende apenas uma faixa estreita da seção, provável extensão em profundidade do reservatório. No indicação (F), slice de 1400 ms, os valores baixo do envelope pode ser justificado por região de rochas cristalinas, neste caso, o atributo envelope pôde ser usado para identificar a janela do embasamento da bacia.

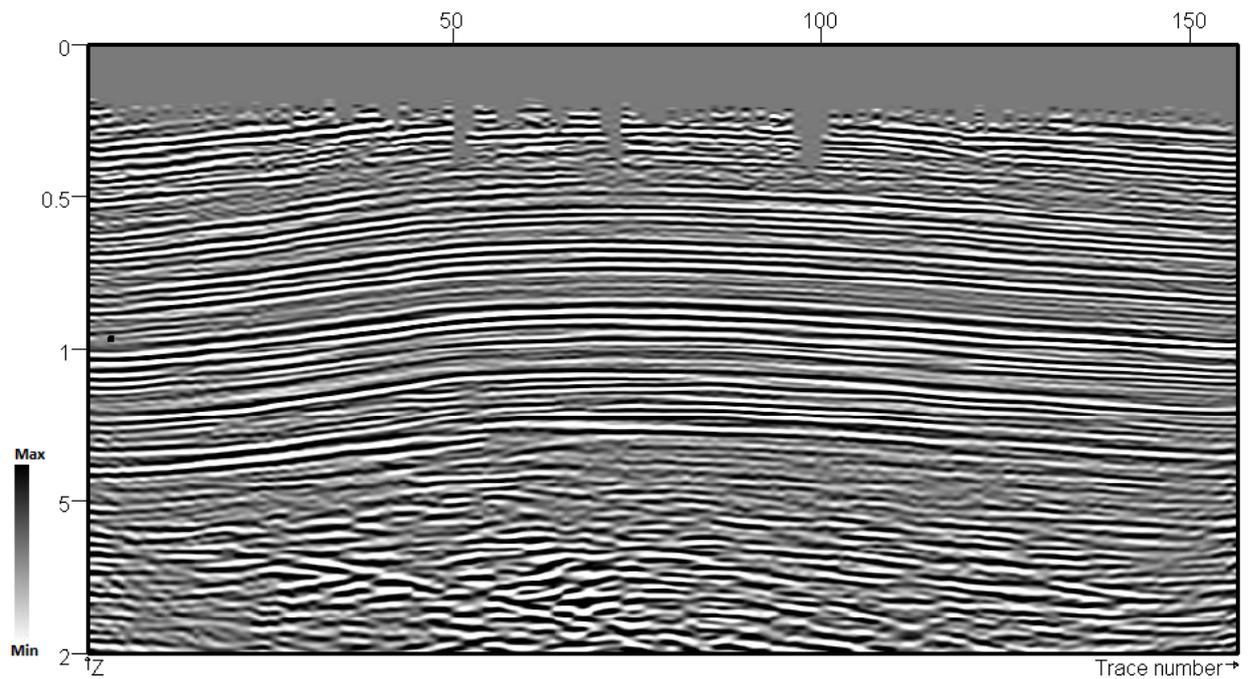


(a)

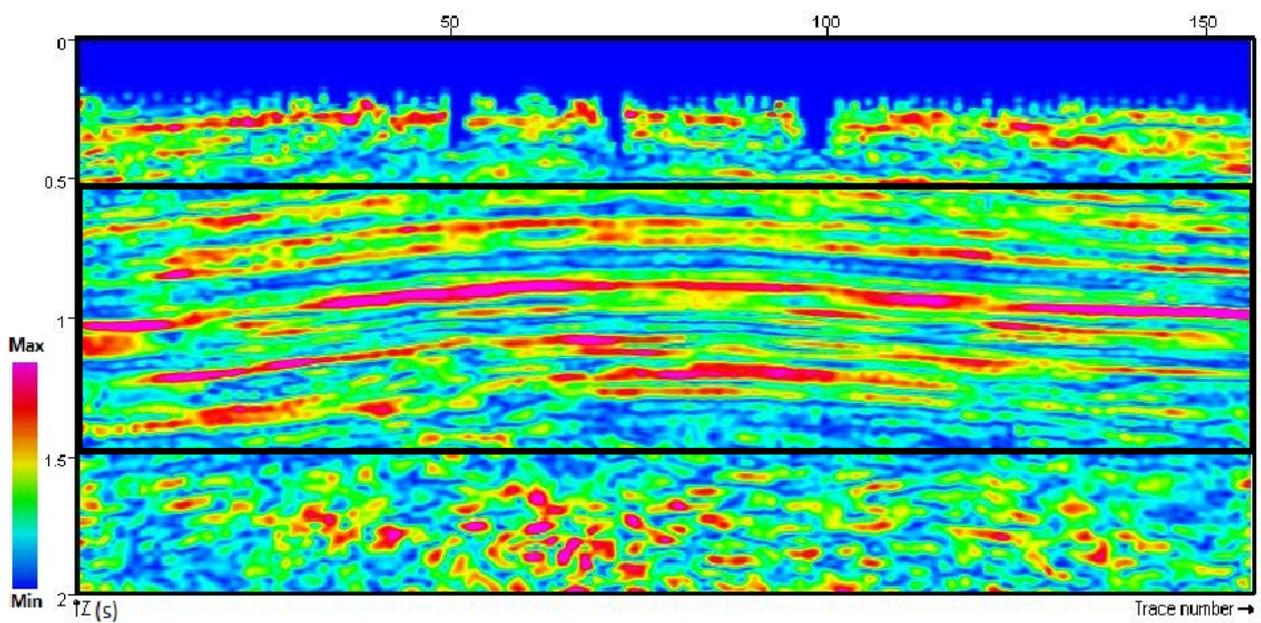


(b)

Figura 4.11: Linha A: (a) dado sísmico original, e atributo envelope correspondente (b). As grandes alterações litológicas, assim como as sutis, são reforçadas pelo atributo envelope quando comparado com o dado sísmico original. As variações laterais no atributo envelope evidenciam as falhas que não são visíveis no dado original.



(a)



(b)

Figura 4.12: Linha B: (a) Dado sísmico original e atributo envelope correspondente (b). Os altos valores para o envelope, as faixas escuras, indicam mudanças litológicas que podem está associado a presença de óleo ou gás.⁴

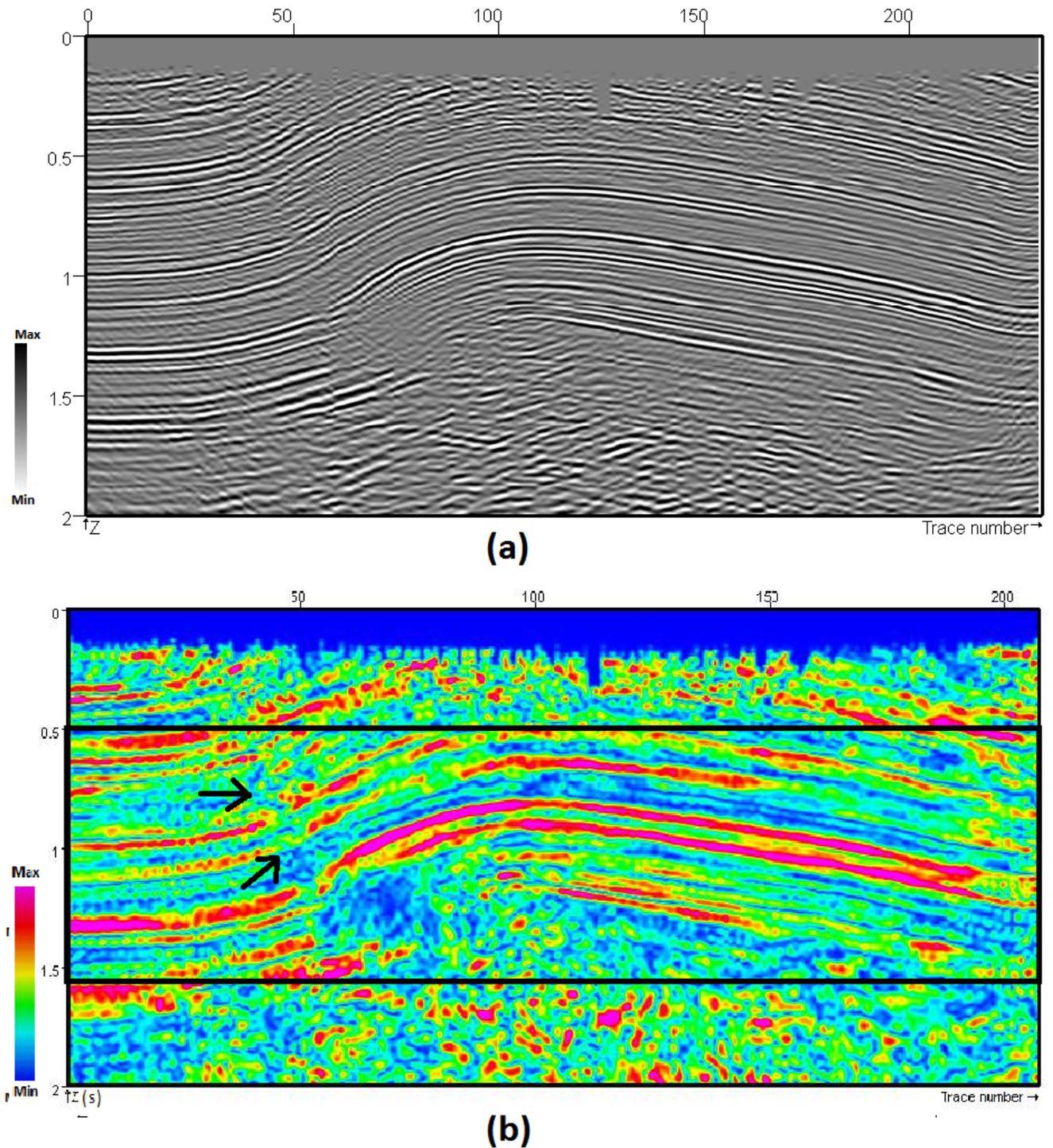


Figura 4.13: Linha D: (a) Dado sísmico original e o atributo envelope correspondente (b). Perto de 1 segundo, escala vertical, em tempo, dois refletores indicam zona de potencial acumulação de óleo ou gás. Algumas falhas são mais evidenciadas pelo atributo.

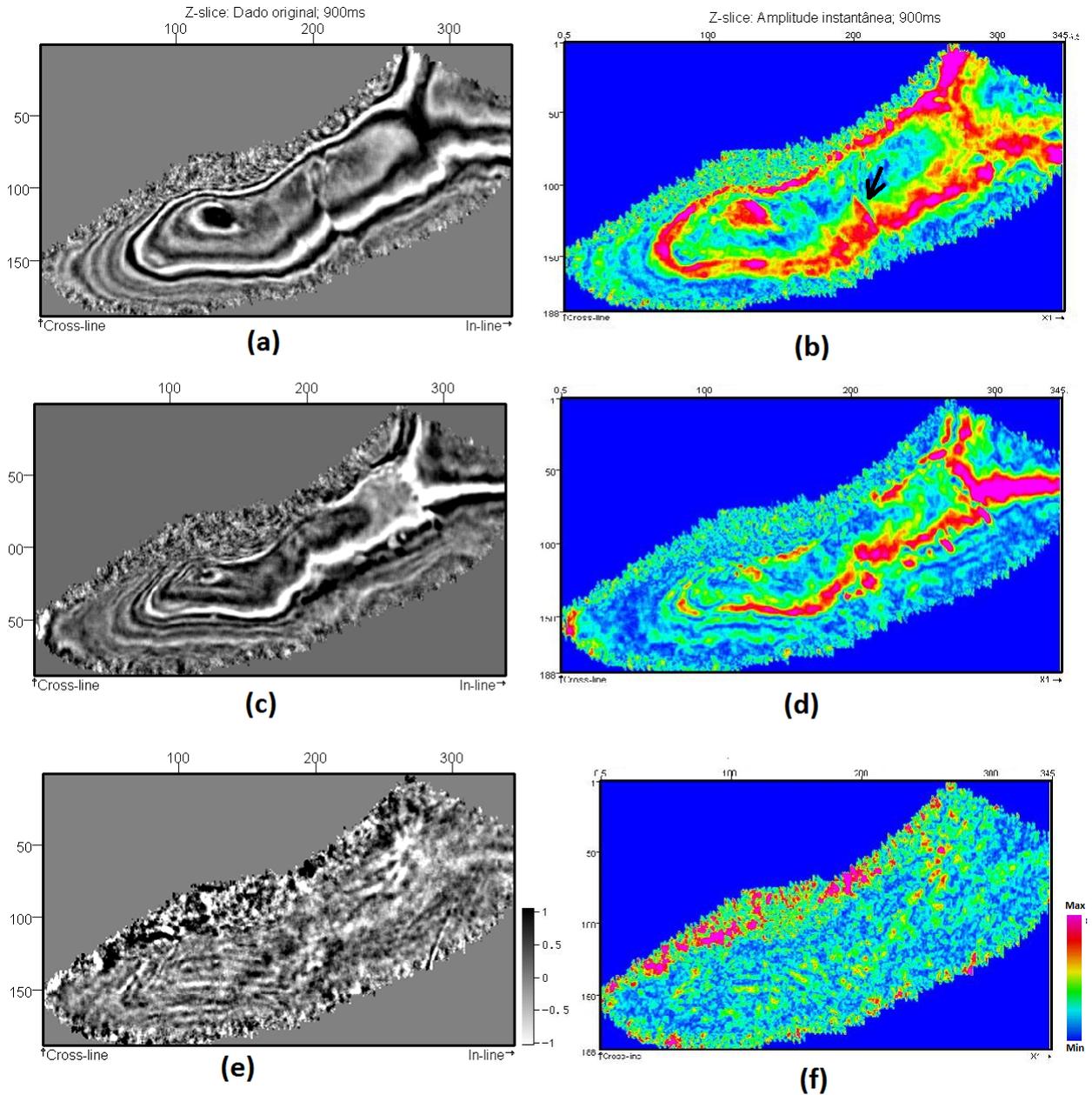


Figura 4.14: Fatias em tempo: (a) dado sísmico original e (b) atributo envelope à 900 ms. (c) dado sísmico original e (d) atributo envelope à 1100ms. (e) dado sísmico original e (f) atributo envelope à 1400 ms. Indicação da *crossline* no eixo vertical e das *In-line* no eixo horizontal.

4.3.2 Fase instantânea

Faz parte também da classe dos atributos físicos, sendo definido como uma medida da propagação da onda num meio. A fase instantânea enfatiza a continuidade dos eventos, fornecendo um caminho para que eventos fracos e fortes apareçam em equilíbrio. Isso decorre do fato de que, no seu cálculo, são ignoradas as informações de amplitude das amostras no tempo, conseqüentemente, descontinuidades que são difíceis de serem observadas em seções sísmicas convencionais, devido as baixas amplitudes, aparecerão mais claramente em exibições de fase. Matematicamente, é calculado tomando o argumento do traço sísmico complexo:

$$\theta(t) = \arctan \frac{y(t)}{x(t)}, \quad (4.2)$$

onde $\theta(t)$ é a fase instantânea, $y(t)$ o traço quadratura e $x(t)$ o traço sísmico real.

Os valores do atributo sísmico de fase instantânea estão compreendidos no intervalo $[-\pi, \pi]$. Na figura 4.15 observamos que, onde o gráfico da função de fase instantânea cruza o eixo do tempo, isto é, assume o valor de zero, temos um máximo local com valores positivos na função de amplitude sísmica. Como um máximo local com valores positivos de amplitude dentro de um traço sísmico representa um evento sísmico, concluímos que o atributo de fase instantânea é um bom indicador de eventos sísmicos. As linhas tracejadas no gráfico da função de fase instantânea representa os pontos onde a função salta de $[-\pi, \pi]$ (Meneses, 2010).

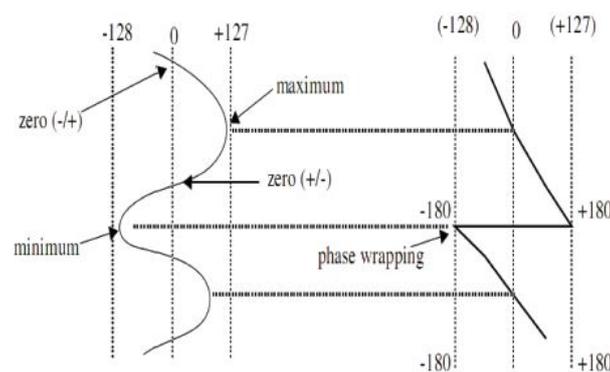


Figura 4.15: Traço envelope (lado esquerdo) e fase instantânea do traço (lado direito), Meneses (2010)

Esse atributo é um dos mais úteis no mapeamento de horizontes, já que equaliza o dado e torna os eventos mais fracos fáceis de serem mapeados por um intérprete. Abaixo algumas aplicações do atributo:

- Bom indicador de continuidades laterais;
- Destituído de informações de amplitude, de forma que todos os eventos aparecem representados;
- Visualização detalhada de elementos estratigráficos;
- Em alguns casos contatos de fluidos;
- Rastreamento automatizado.

A análise estratigráfica e reconhecimento de padrão sísmico é uma das tarefas mais difíceis para o intérprete, mas também uma das mais importantes para inferir o regime de deposição que afetou uma bacia sedimentar. A análise estratigráfica é muitas vezes baseada na interpretação dos refletores, que são mais facilmente identificados com os atributos fase e cosseno da fase instantânea

Analisando os resultados de aplicação, os atributos fase e cosseno da fase instantânea melhoraram significativamente a continuidade dos refletores, uma vez que os contrastes de amplitudes foram removidos. Na figura 4.16, Linha A (b) o retângulo em vermelho destaca que houve uma melhora significativa na continuidade dos refletores; estes ficaram mais fáceis de serem mapeados quando comparado com o dado original.

Na mesma figura, um horizonte (Horizonte 1) mapeado na cor azul, para o tempo de 1,5 s, demarca o limite que separa os eventos coerentes, refletores suaves e contínuos, dos eventos incoerente, em que a onda sofre bastante descontinuidade. Esse limite é indicado como janela do embasamento da bacia, já sinalizado com auxílio do atributo envelope.

Os retângulos pretos, abaixo de 1,5 s, em todas as linhas em que o atributo foi carregado, mostraram o comportamento da fase na região do embasamento da bacia. Não há continuidade dos refletores porque em regiões com estas característica a onda sofre bastante descontinuidade.

Na figura 4.17, Linha B (b), que é perpendicular à Linha A, identificamos os mesmos ganhos verificados na análise da Linha A (b). Foi possível, tomando uma semente do horizonte mapeado na Linha A (b), rastreá-lo na extensão da linha B (b), algo que seria muito difícil usando o dado original.

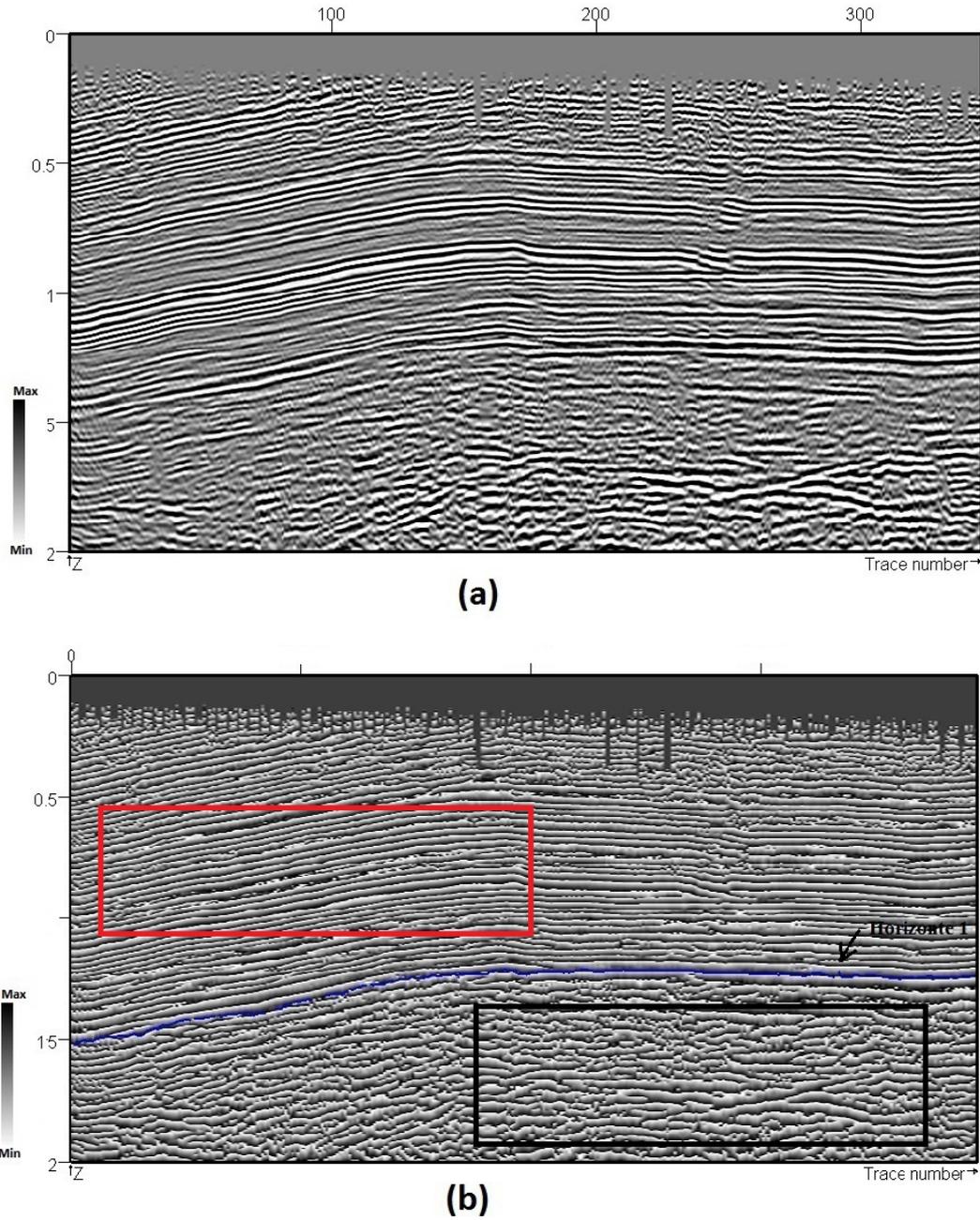


Figura 4.16: Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributos reforça a continuidade dos refletores, facilitando o mapeamento e horizontes como o demarcado na cor azul, definido o limite da janela do embasamento.

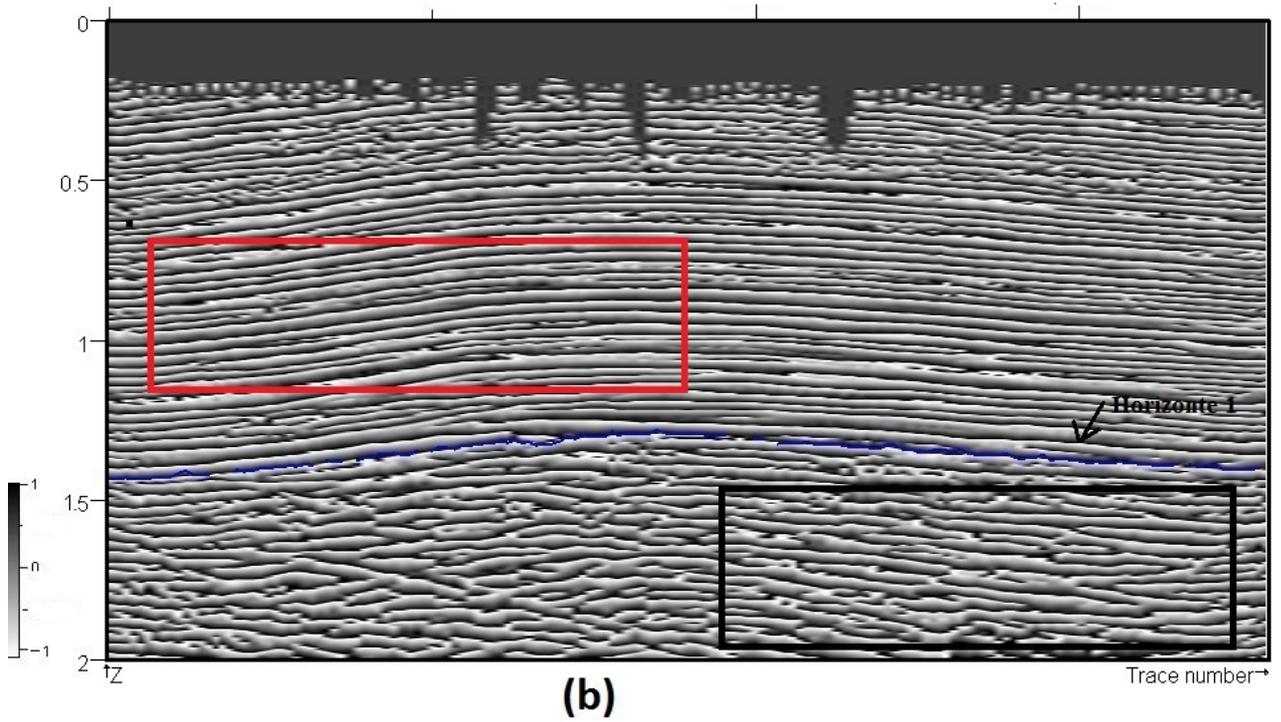
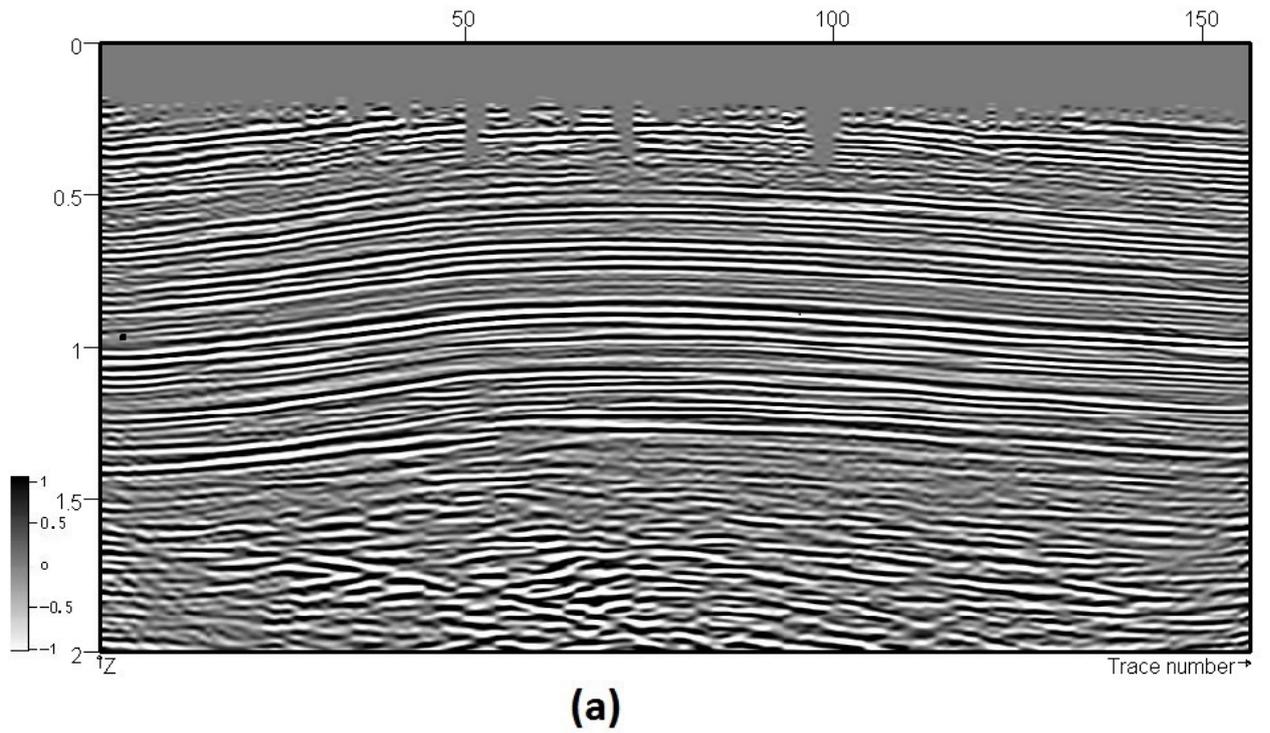


Figura 4.17: Linha B: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributos reforça a continuidade dos refletores. O atributo foi essencial no mapeamento do horizontes em azul, utilizando uma semente da Linha A.

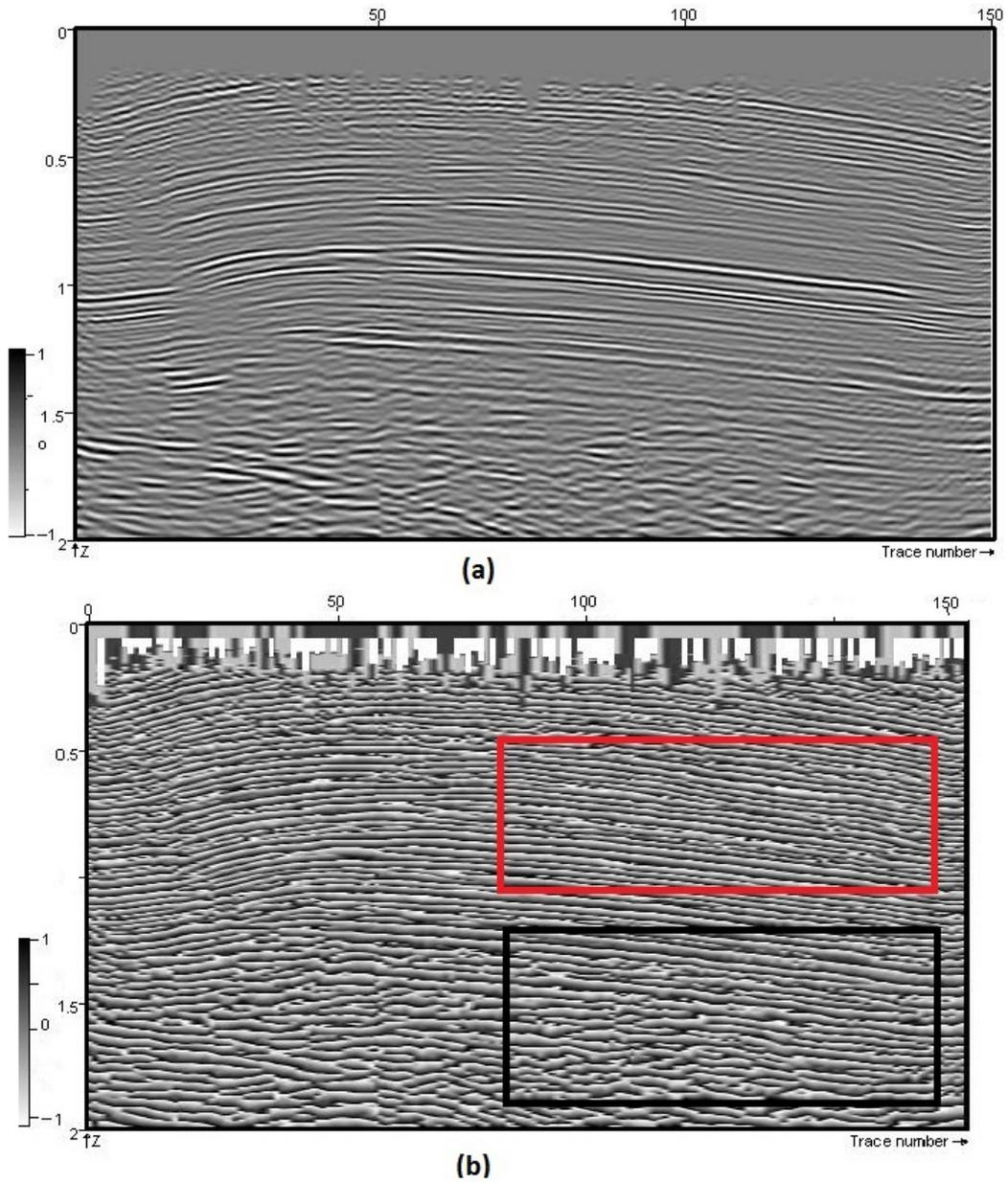


Figura 4.18: Linha C: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo fase instantânea. É possível verificar que o atributo reforça a continuidade dos refletores. O atributo foi essencial no mapeamento do horizontes em azul, utilizando uma semente da Linha A.

4.3.3 Cosseno da fase

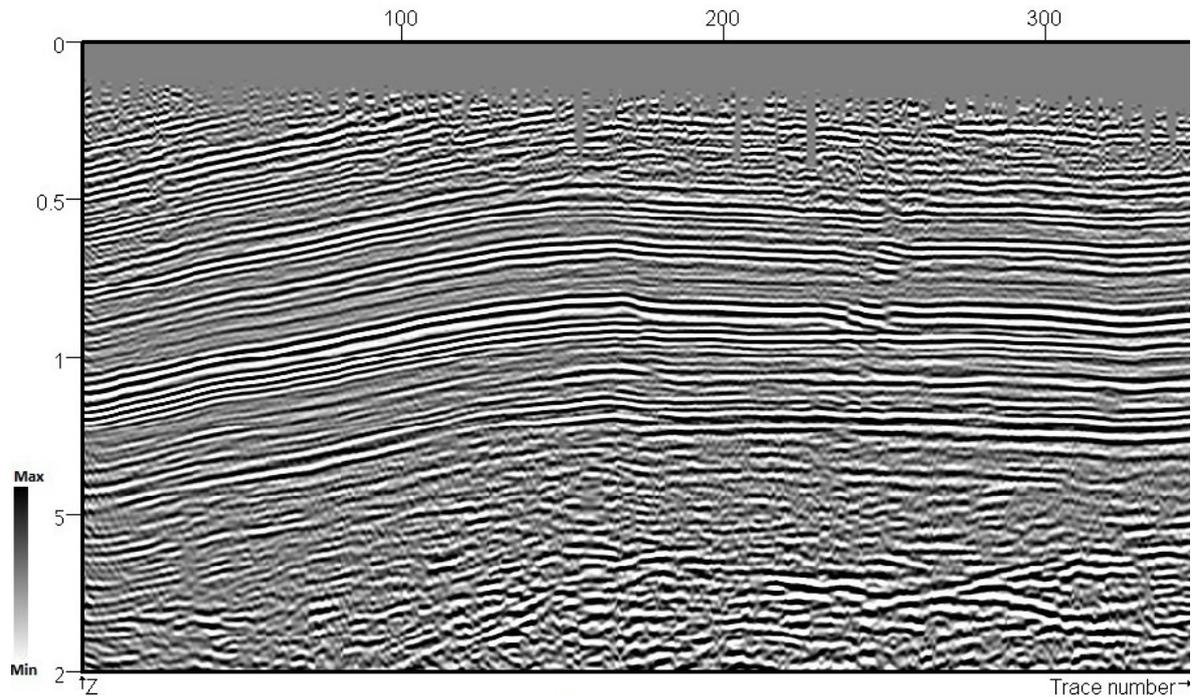
O cosseno da fase instantânea, também conhecido como normalização da amplitude, é um atributo que se assemelha com o atributo fase instantânea, com um adicional benefício: A continuidade uniforme, ou seja, os picos e calhas de amplitudes permanecem na mesma posição e eventos fracos e fortes serão exibidos com igual intensidade. Isso ocorre devido ao reescalonamento do dado numa faixa de -1.0 a 1.0 (Barnes, 2007)

Matematicamente o cosseno da fase é dado como a razão entre o traço sísmico e a intensidade da reflexão, como vemos abaixo:

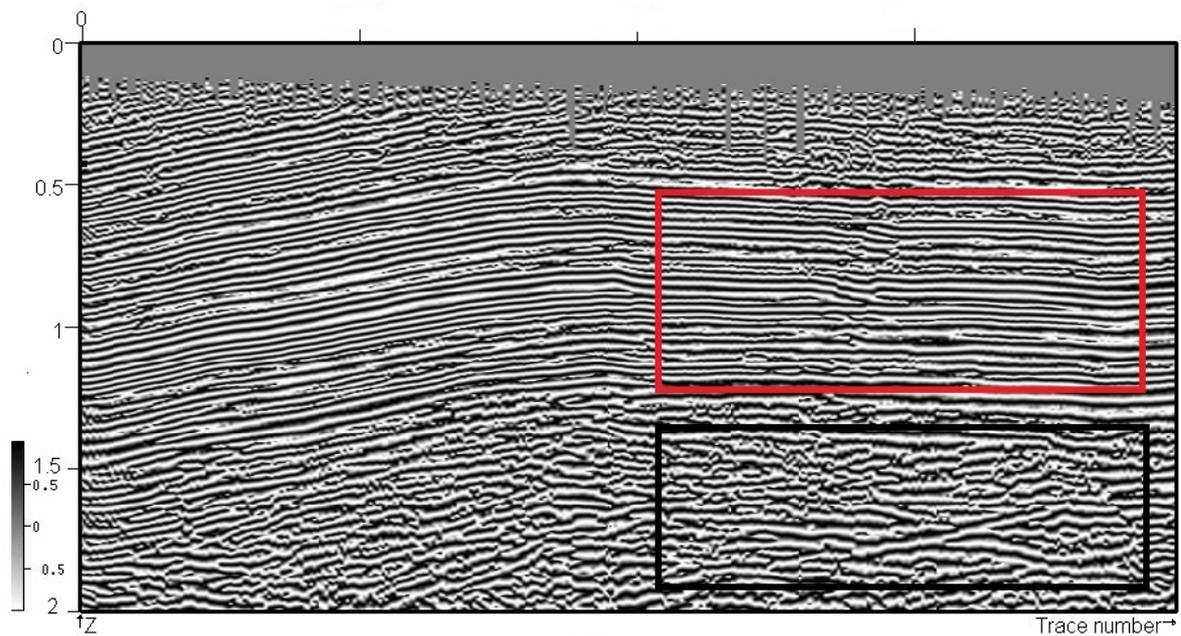
$$\cos \theta(t) = \frac{x(t)}{A(t)} \quad (4.3)$$

O efeito da normalização do traço melhora a continuidade do dado sísmico e otimiza a aparência visual dos cantos, como falhas, e bordas estratigráficas. Este atributo também é muito utilizado como indicador de terminações estratigráficas, variações laterais e variações de fácies sísmicas. Vale ressaltar que tanto a fase instantânea como cosseno da fase carregam as mesmas informações.

O atributo fase instantânea melhorou a continuidade dos refletores das Linhas A e B, figuras 4.19 e 4.20, respectivamente. Na figura 4.19 (b) foi possível perceber que o atributo melhorou significativamente a continuidade dos refletores quando comparado com o dado original e, também, quando comparado o atributos fase instantânea, figura 4.16. Na mesma figura, retângulo vermelho, foi possível perceber pequenas faixas de descontinuidades entre os tempo de 0,5 e 1 s, que não eram tão evidente no atributo fase instantânea. O mesmo pode se dizer para os eventos incoerentes abaixo de 1,5 s, retângulo preto. Em análise geral, os mesmos ganhos foram identificados na figura 4.20.



(a)



(b)

Figura 4.19: Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo cosseno na fase, que evidencia a continuidade dos refletores de uma forma mais fina. Falhas e Terminações estratigráficas são melhor interpretados usando este atributo.

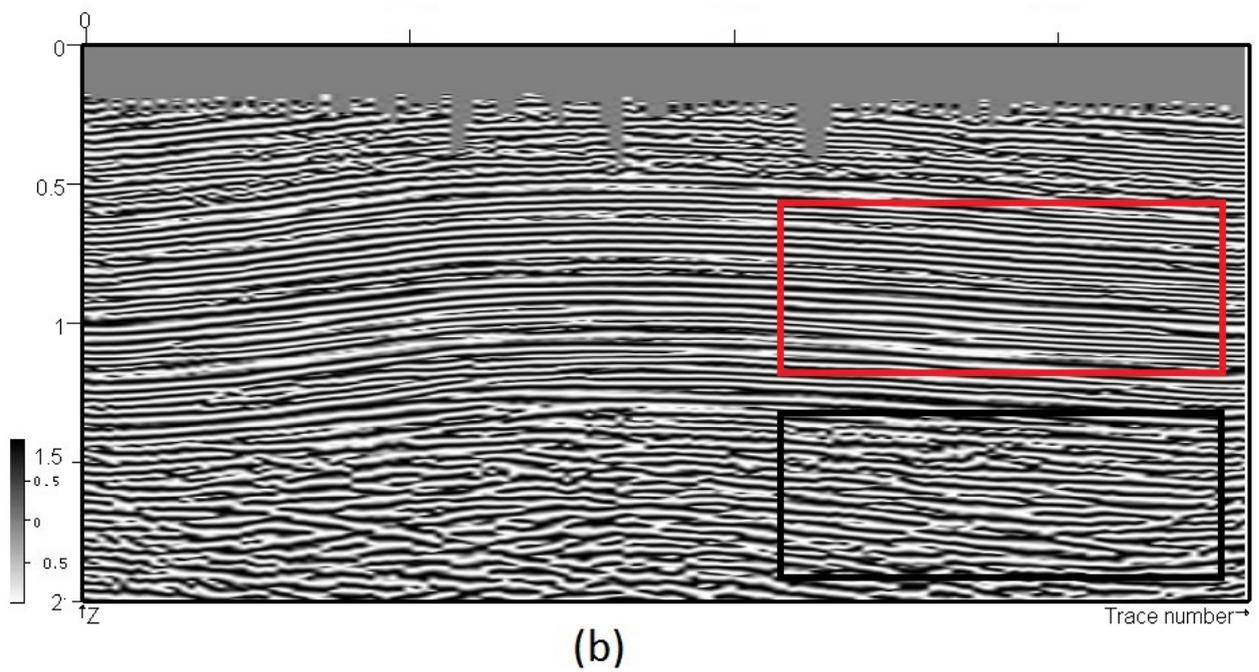
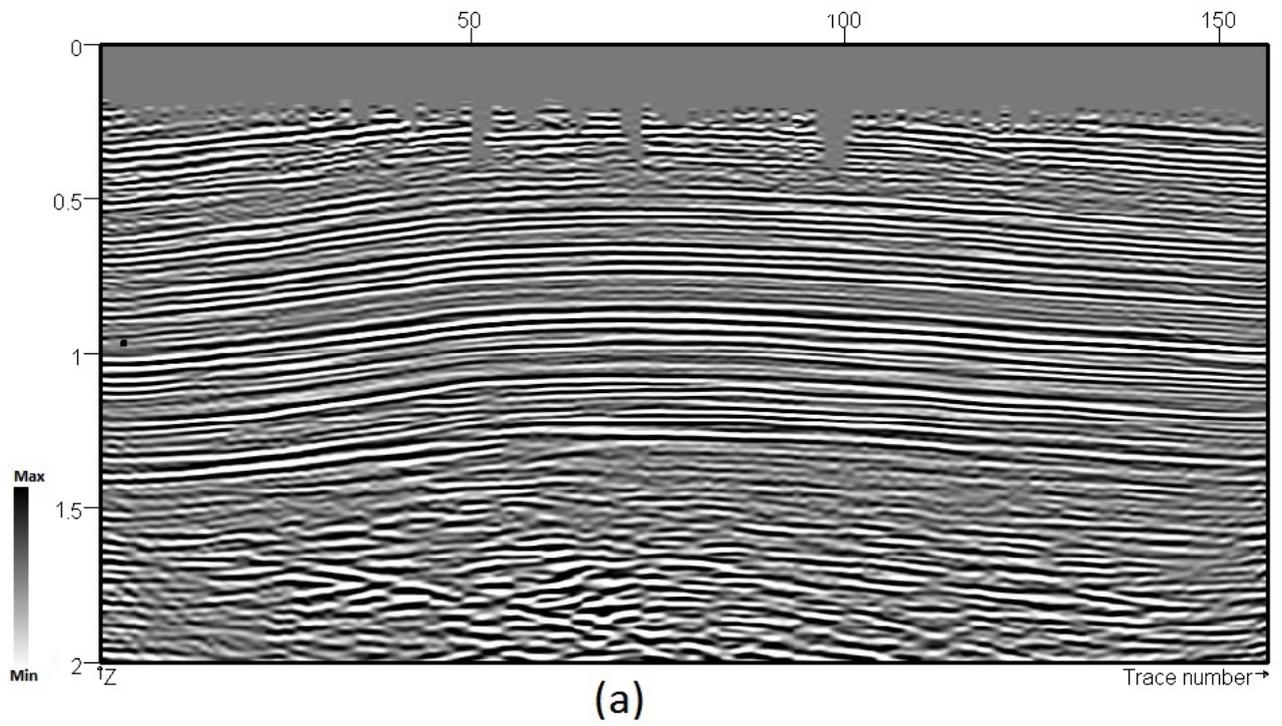


Figura 4.20: Linha B: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo cosseno na fase, que evidencia a continuidade dos refletores de uma forma mais fina, essencial para mapeamentos de horizontes.

4.3.4 Frequência instantânea

A frequência instantânea corresponde a derivada da fase instantânea, em relação ao tempo sendo definida por:

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (4.4)$$

Esta definição traz uma dificuldade, que é o fato de $\theta(t)$ não ser contínua, visto que é normalmente computado entre $-\pi$ e π . Uma saída é calcular a derivada da própria função fase instantânea, que resulta em:

$$\omega(t) = \frac{x(t)'(t) - y(t)x'(t)}{x^2(t) + y^2(t)}, \quad (4.5)$$

onde $x'(t)$ e $y'(t)$ representa as derivadas temporais de $x(t)$ e $y(t)$, respectivamente.

A maior parte das reflexões registradas em dados sísmicos não são produzidos a partir de uma única reflexão de camada geológica, mas eles são a soma das reflexões de refletores espaçados. Estes refletores espaçados têm pequenas diferenças de impedância acústica entre si, de modo que, a sobreposição de reflexões individuais produz um padrão de frequência que caracteriza a reflexão composta. Variações laterais e verticais de litologia podem ser identificados pela alteração do padrão da reflexão (Taner et al. 1979 e Chen et al. 1997).

É um atributo independente da amplitude e da fase. Normalmente, utilizado para reforçar as variações verticais e laterais de litologias. A figura 4.21 mostra a frequência instantânea do traço sísmico. Os *spikes* corresponde à valores mínimo no traço envelope.

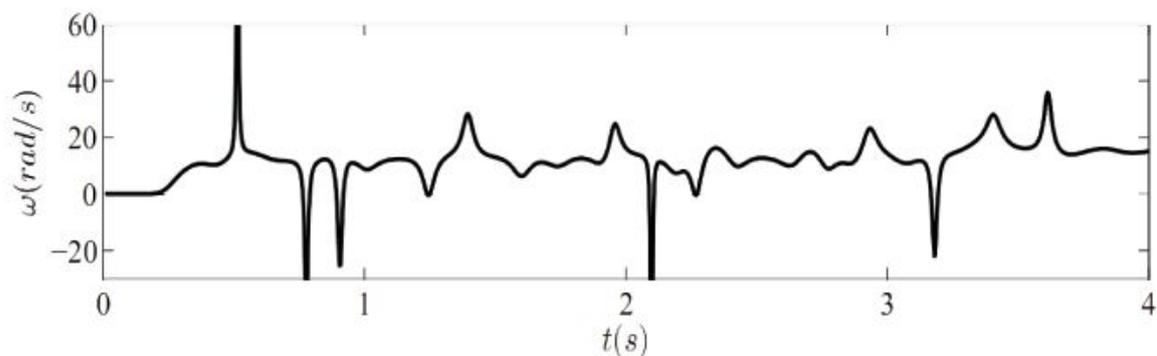


Figura 4.21: Frequência instantânea (Meneses, 2010)

Esse atributo pode ser usado como:

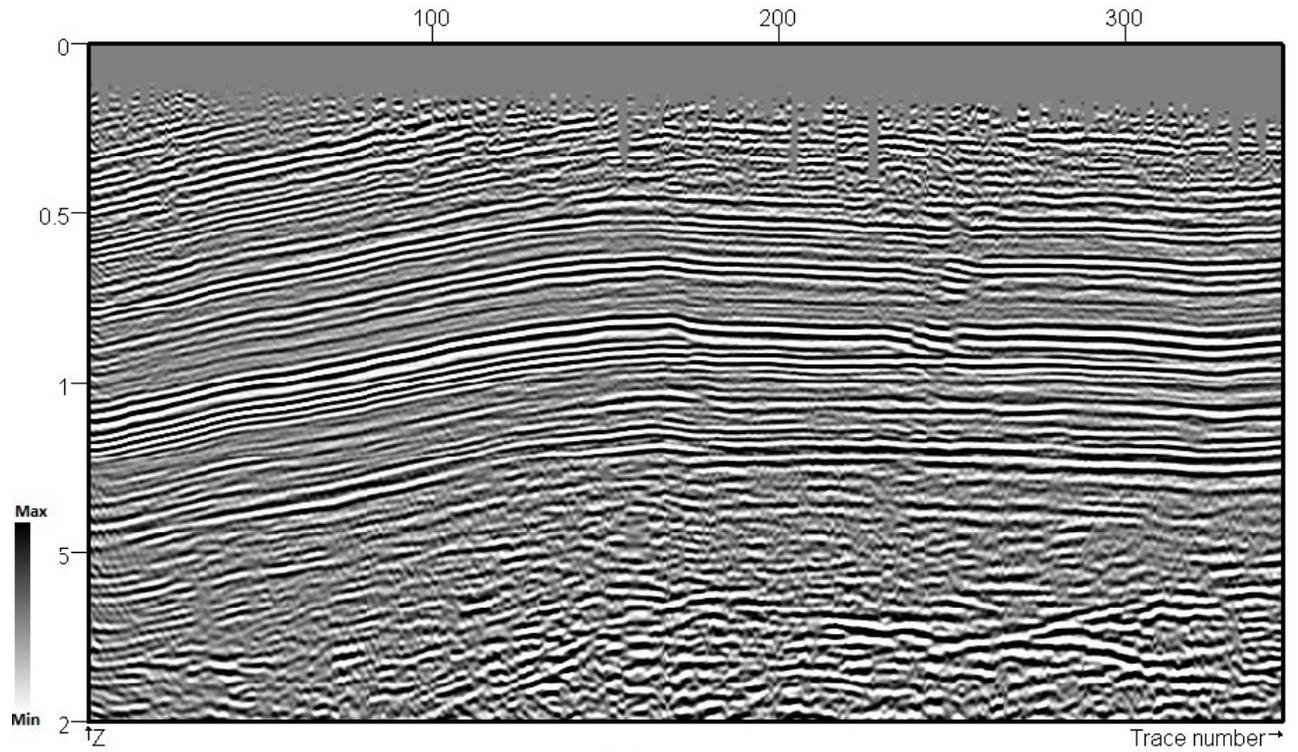
- Indicador de hidrocarbonetos através de anomalia de baixa frequência. Este efeito às vezes é acentuada por sedimentos não consolidadas, devido à teor de óleo em seus poros;
- indicador de zonas de fraturas, já que estas podem aparecer como zonas de baixa frequência;
- Indicador de espessura das camadas. Frequências mais altas indicam camadas mais finas, como a exibida por xistos em camadas finas laminadas. Frequências menores são indicativos de geometrias de camadas mais espessas, como areias.

O atributo em questão foi carregado nas linhas 2D, Linha A e Linha B, e nas fatias em tempo para os isotempos 900 , 1100 e 1400 ms, e na figura 4.25 foi feito uma comparação do atributo frequência instantânea com o envelope .

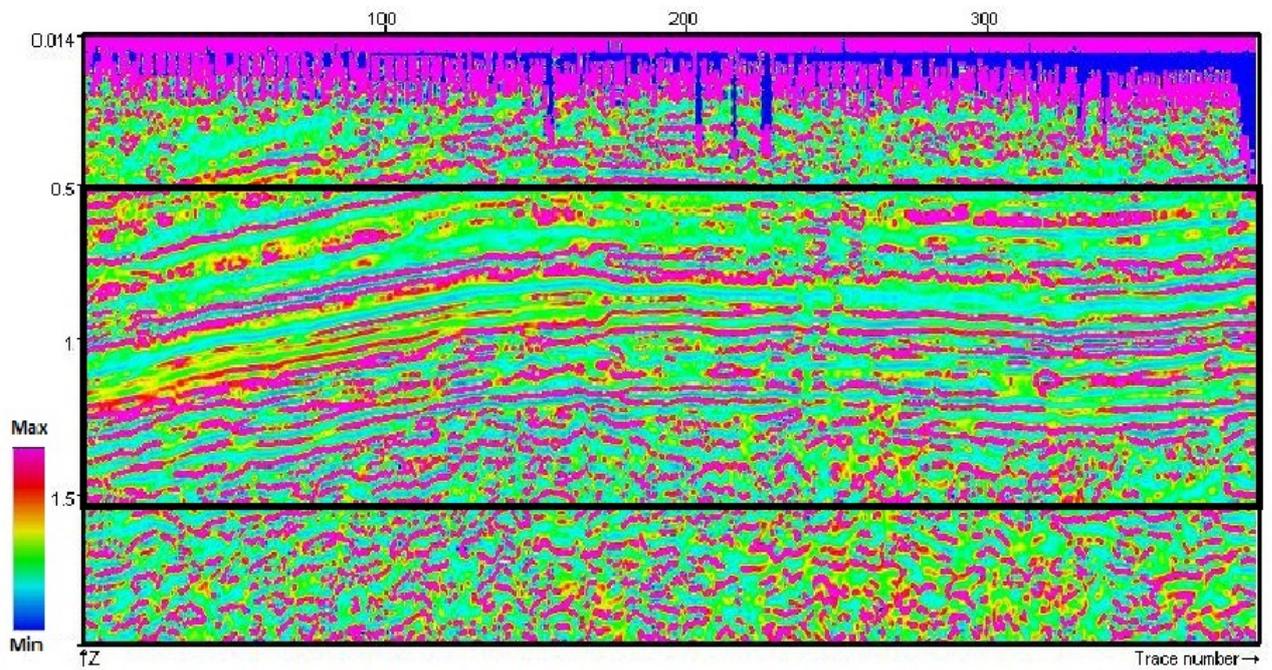
Na figura 4.22, as faixa em azul indicam zonas de baixa frequência, já as regiões que vai de vermelho a rosa indicam zonas de alta frequência do dado. Na maioria dos trabalhos de interpretação sísmica, os atributos são utilizados em conjunto, como ocorre com os atributos envelope e frequência instantânea. Logo, se observarmos com cuidado, veremos que as regiões de baixa frequência na linha A (b), corresponde a valores altos no atributo de envelope. Isso porque os *spikes* na frequência instantânea tem valores mínimo no envelope. Tal correlação está de acordo com a possibilidade de os horizontes tratar-se de reservatórios de hidrocarbonetos.

A figuras 4.24 mostra o atributo de frequência para diferentes fatia em tempo. Em (b), a 900ms, percebemos que poucas são as regiões de baixa frequência, diferentemente de (d), 1400ms, onde a faixa de baixa frequência se estende por todo o dado. Pois é nesta profundidade que se encontra os principais reservatórios, responsáveis por atenuar as altas frequências. Em (f) , 1400ms, altos valores de frequência estão associados as rochas do embasamento da bacia.

Na figura 4.25 foi possível confirmar também nas fatias em tempo que as regiões de altos valores do atributos envelope estão associado a regiões de anomalias de baixa frequência. Indicando possíveis reservatórios de hidrocarbonetos.



(a)



(b)

Figura 4.22: Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo frequência instantânea

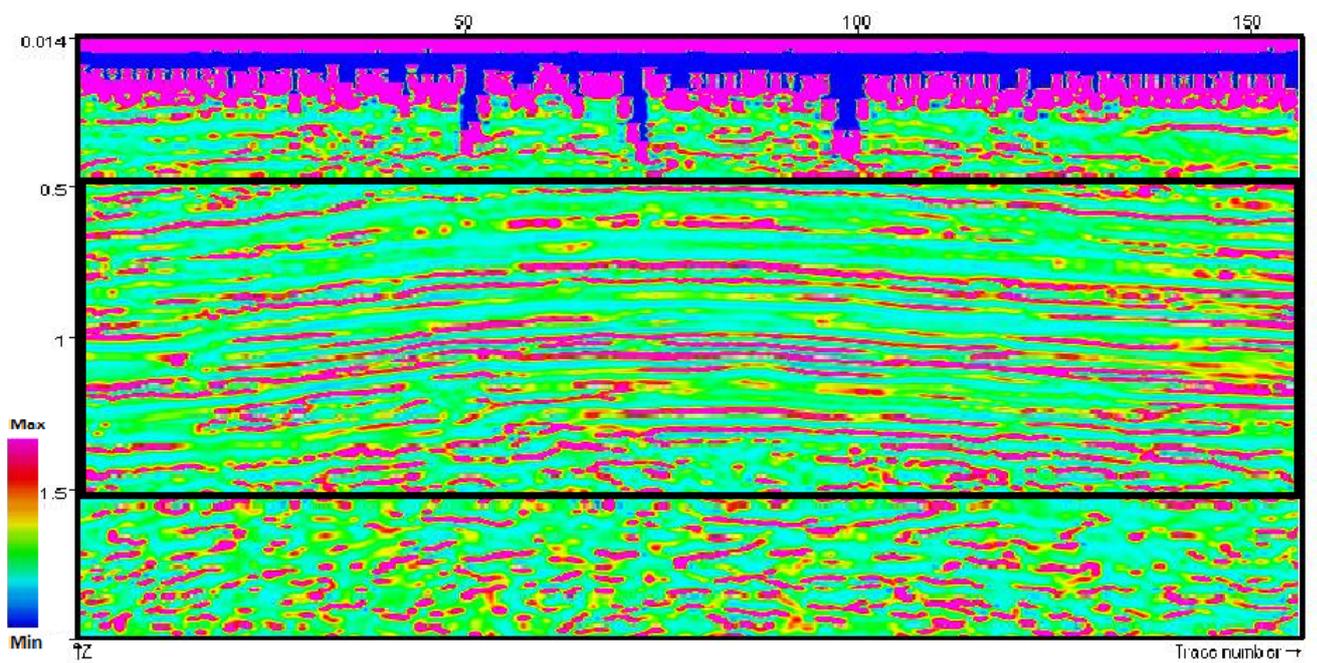
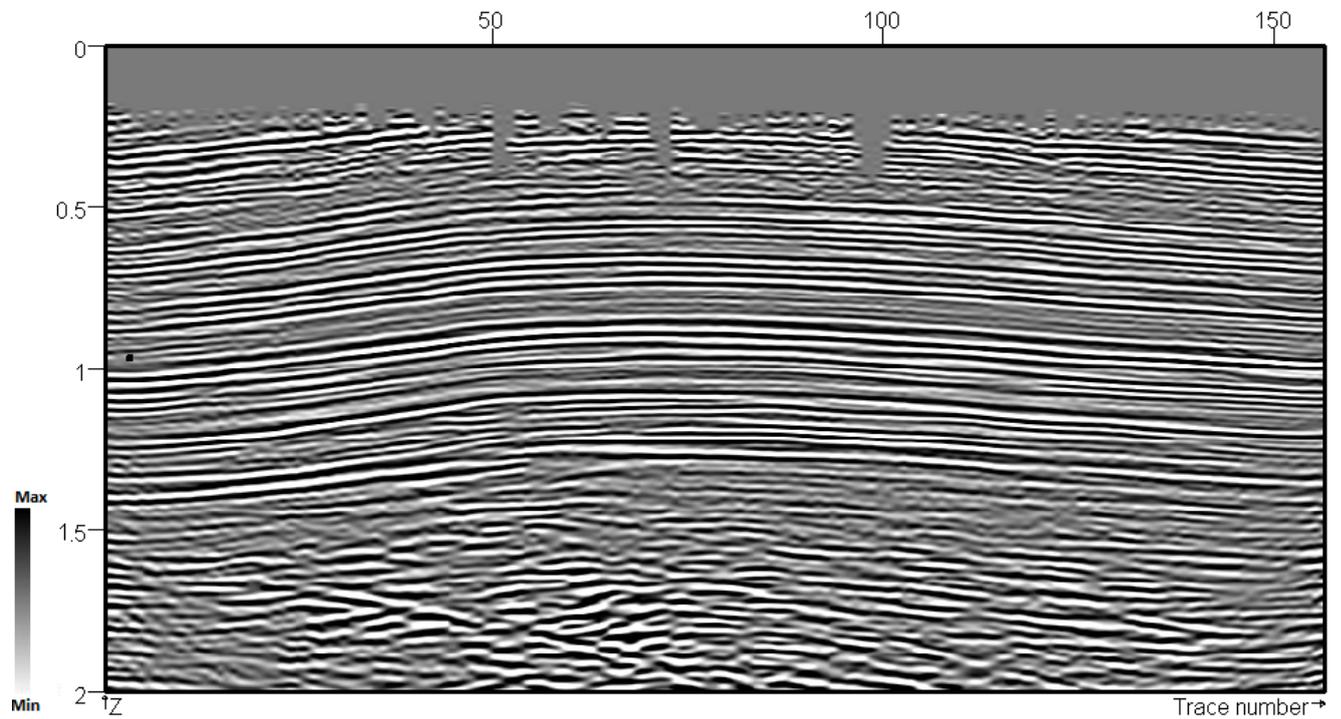


Figura 4.23: Linha B : (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo frequência instantânea. As cores frias indicam anomalias de baixa frequência.

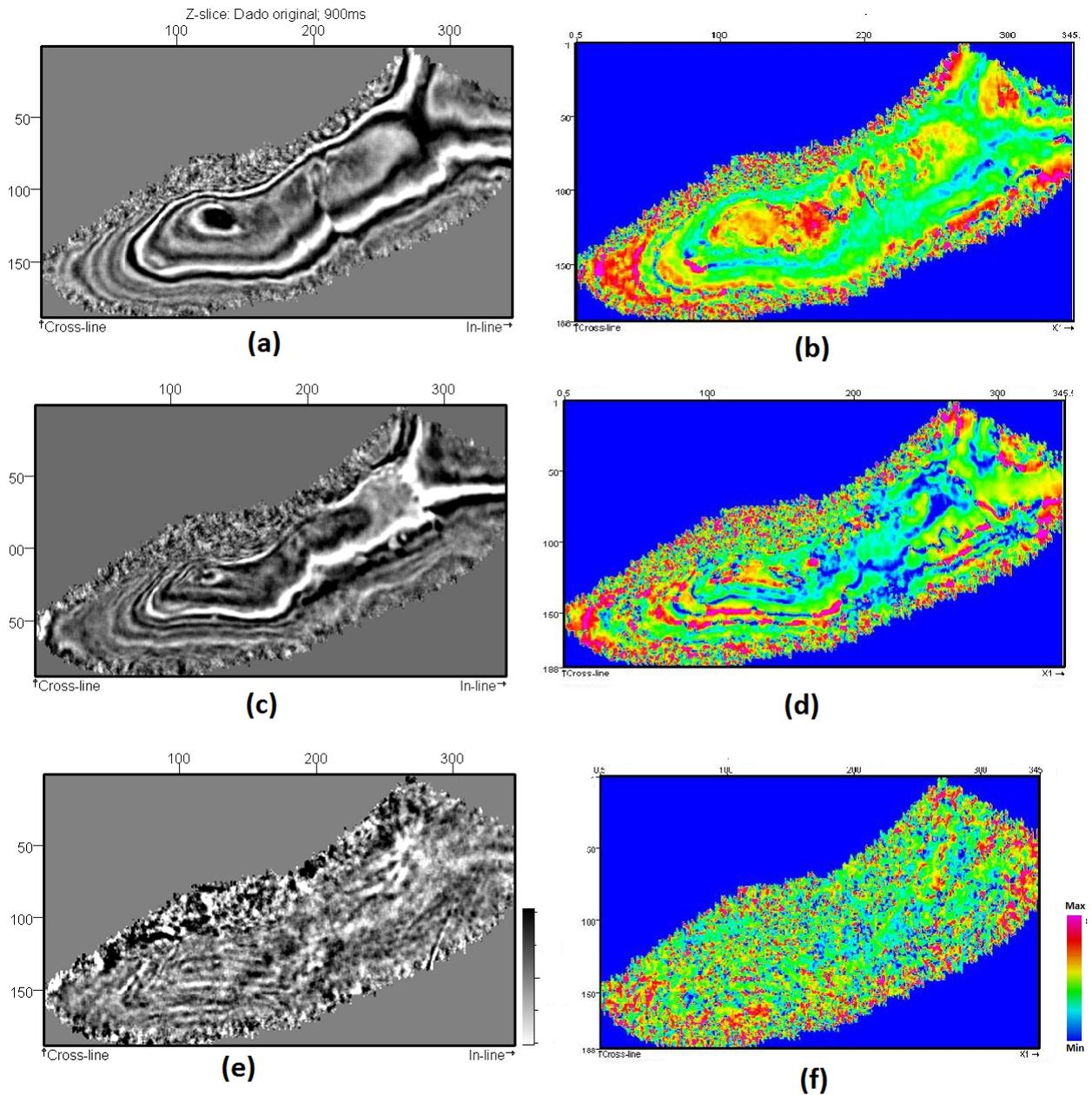


Figura 4.24: Fatias em tempo: (a) dado sísmico original e (b) atributo frequência instantânea à 900 ms. (c) dado sísmico original e (d) atributo envelope à 1100 ms. (e) dado sísmico original e (f) atributo envelope à 1400 ms. Indicação das *crossline* no eixo vertical e das *in-line* no eixo horizontal.

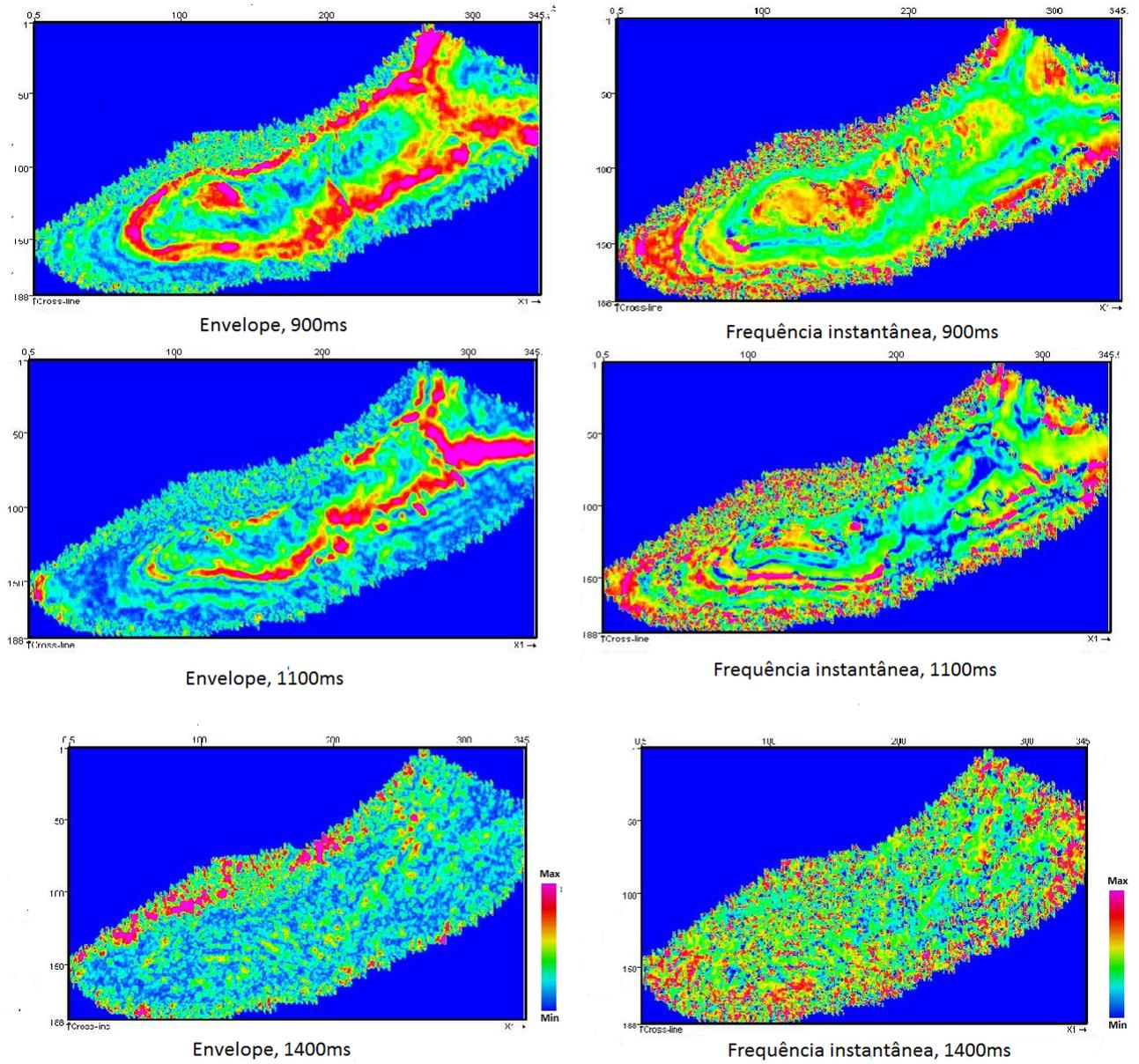


Figura 4.25: Comparação entre o atributo e o atributo frequência instantânea para os tempos de 900, 1100 e 1400 ms.

4.4 Atributo TecVA

A técnica Volume de amplitude (tecVA) é um método de tratamento de dados baseado no Princípio da Sismocamada Elementar, que permite uma melhor visualização das sequências sedimentares em uma seção.

A Sismocamada Elementar ou camada de rocha de menor espessura que o dado sísmico consegue resolver (Santos e Amorim, 2005) é uma janela em tempo que dará o número de amostras a ser utilizada no cálculo da média móvel da amplitude ao longo traço. Para calcular o atributo volume de amplitude são utilizados os passos:

1) Calcular a amplitude RMS em uma janela de tempo abrangendo alguns milissegundos abaixo e acima de determinado horizonte. A escolha da janela deve ser afetada por um fator de escala proporcional a SCE;

$$\bar{X}_{RMSi} = \sqrt{\frac{1}{M} \cdot \sum_{j=i-\frac{M}{2}}^{j=i+\frac{M}{2}} \cdot x_j^2}, \quad (4.6)$$

onde, j é a posição da amostra, x_j é o valor da amplitude na posição j e M é a janela em tempo.

2) Aplicação da rotação de fase no traço \bar{X}_{RMS} (transformada de Hilbert).

$$\bar{X}_{RMSi-\frac{\pi}{2}} = H^{-1}(\bar{X}_{RMSi}) \quad (4.7)$$

O atributo volume de amplitude com o dado rotacionado de $-\frac{\pi}{2}$ faz com que a seção sísmica convencional se assemelhe a planos verticais de afloramentos reais, pois este atributo parece aumentar os contrastes sísmicos, o que permite uma melhor visualização das características geológicas na seção.

Este atributo pode fornecer imagens que reforçam as características estruturais e estratigráficas contidas no dado sísmico, tais como discordância, falhas, fraturas e diferentes sismofáceis.

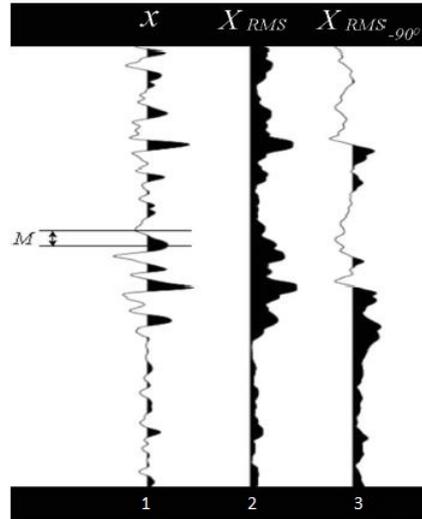


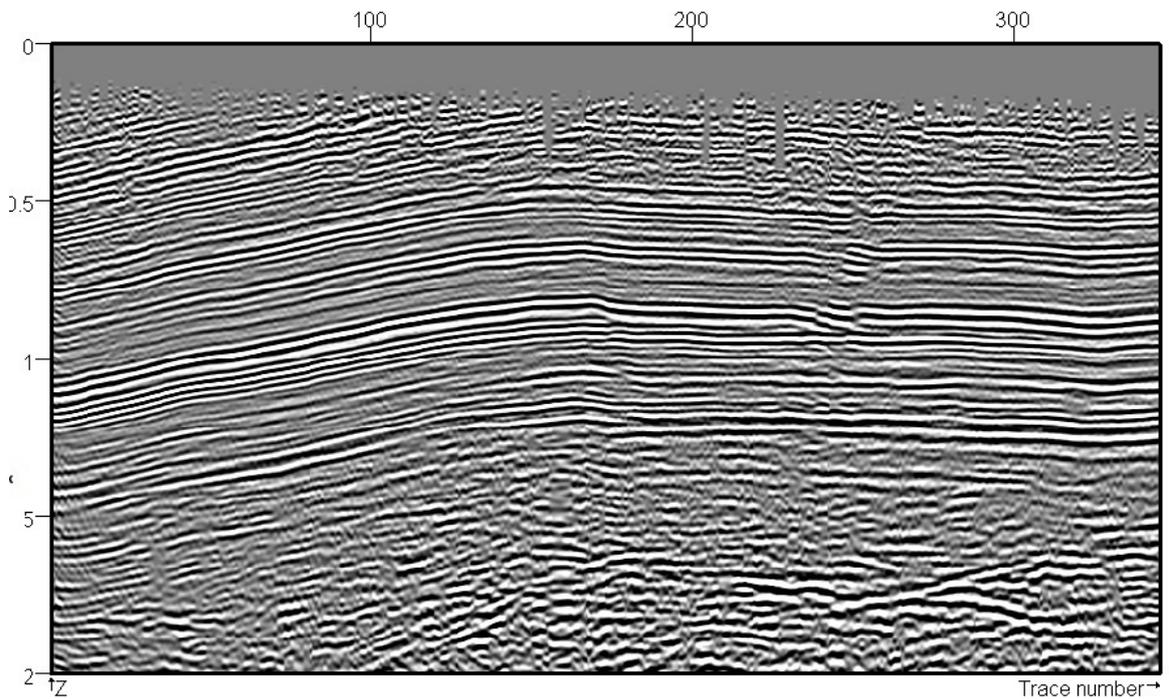
Figura 4.26: Sequência de geração da Técnica Volume de Amplitudes: (1) é o traço sísmico (2) é o traço com amplitude RMS (3) é o atributo tecVA.

4.4.1 Aplicação do tecVA a dados sísmicos

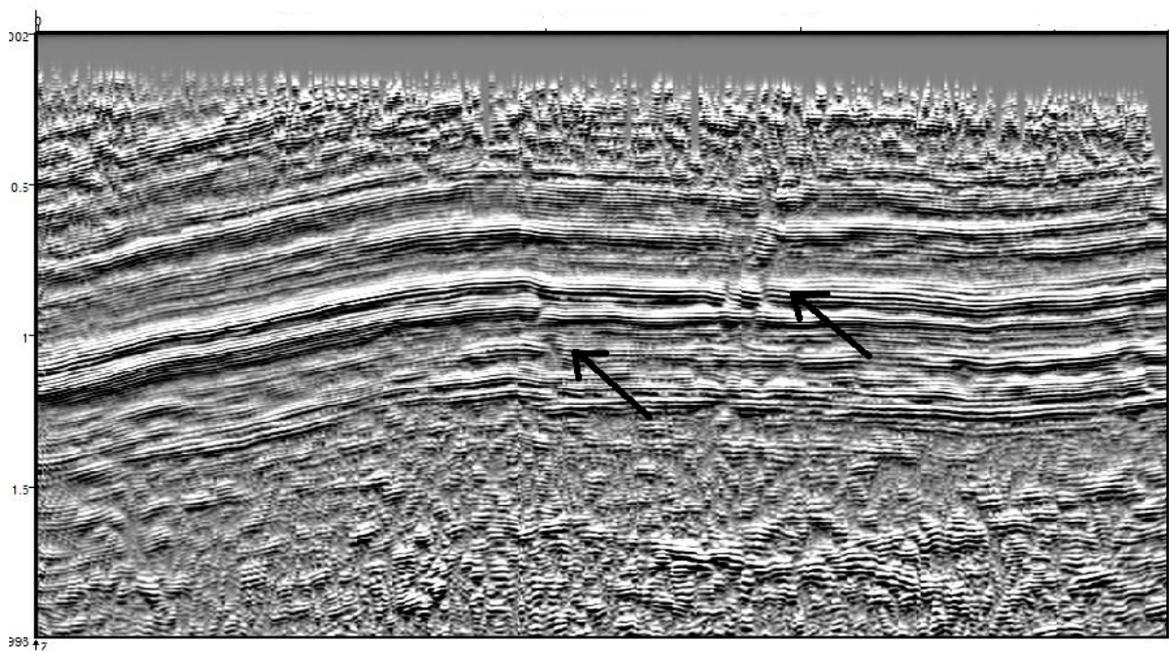
O tecVA, como esperado, foi o atributo que apresentou melhores resultados. As figuras mostraram o dado sísmico com riqueza de detalhes considerável. O atributo valorizou bastante a continuidade lateral dos refletores e os contrastes de eventos fracos e fortes.

Na figura 4.27, Linha A (b), todas as discontinuidades contidas no dado original foram ressaltadas enormemente. Houve um ganho considerável tanto na resolução vertical quanto horizontal dos refletores. Duas falhas (setas pretas) ficaram bem mais evidentes com o atributo tecVA. A figura 4.28 (c) mostra um recorte ampliado da Linha A, onde foi possível verificar os ressaltos dos contrastes de impedância de forma mais clara, que também ressaltaram a geologia do dado sísmico. Na figura 4.29, a partir dos ganhos com o tecVA, foram mapeados os três horizontes e duas falhas.

Na figura 4.30, Linha D (b), os refletores ganharam aspectos geológicos. No dado sísmico original, quase não se vê as falhas e a região mais abaixo na seção sísmica tem baixíssima resolução, já o dado com atributo tecVA tanto as falhas como a região abaixo de 1,5 s, onde as amplitudes são baixas, ficaram mais nítidas. Ainda nesta figura, foi possível perceber a geometria de um antifome como já identificado com o atributo envelope.

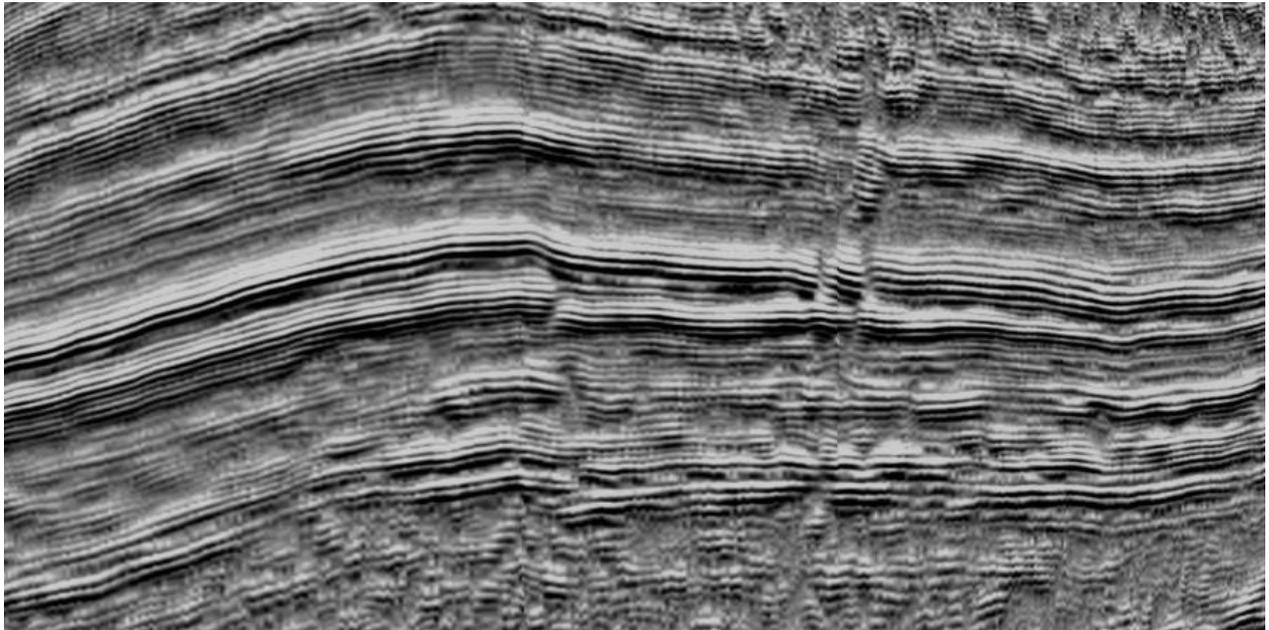


(a)



(b)

Figura 4.27: Linha A: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo tecVA, que permite um mapeamento local dos alvos de interesse. Zonas de falhas e padrões estratigráficos são melhor interpretados.



(c)

Figura 4.28: Recorte da Linha A: (c). Falhas e refletos são melhor caracterizados com o atributo tecVA.

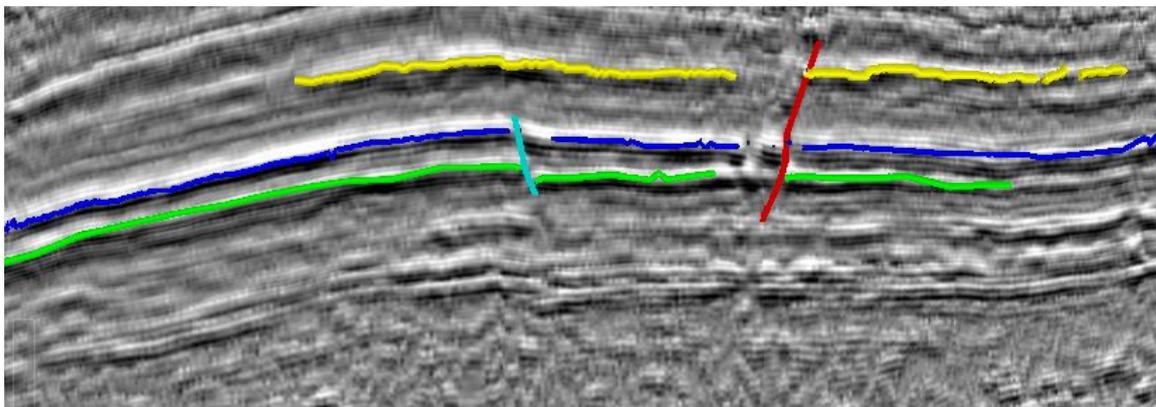


Figura 4.29: Recorte evidenciando os três principais horizontes e as duas principais falhas da linha A

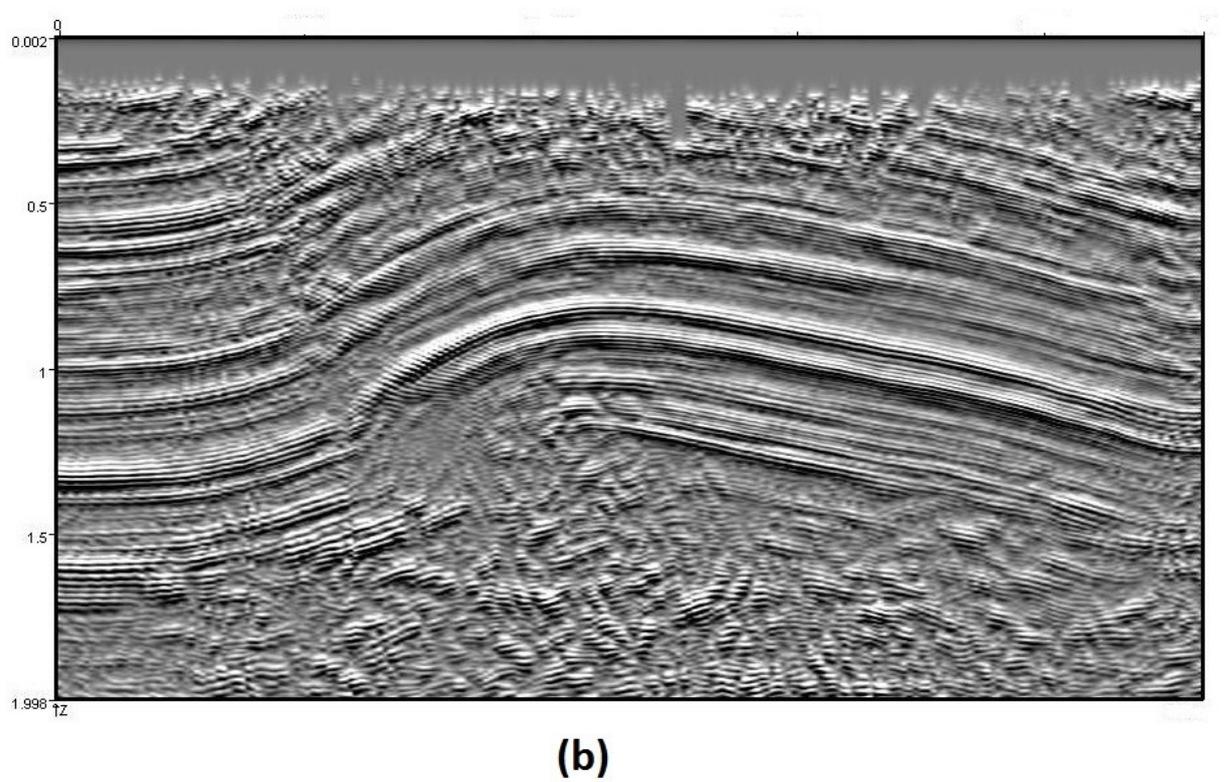
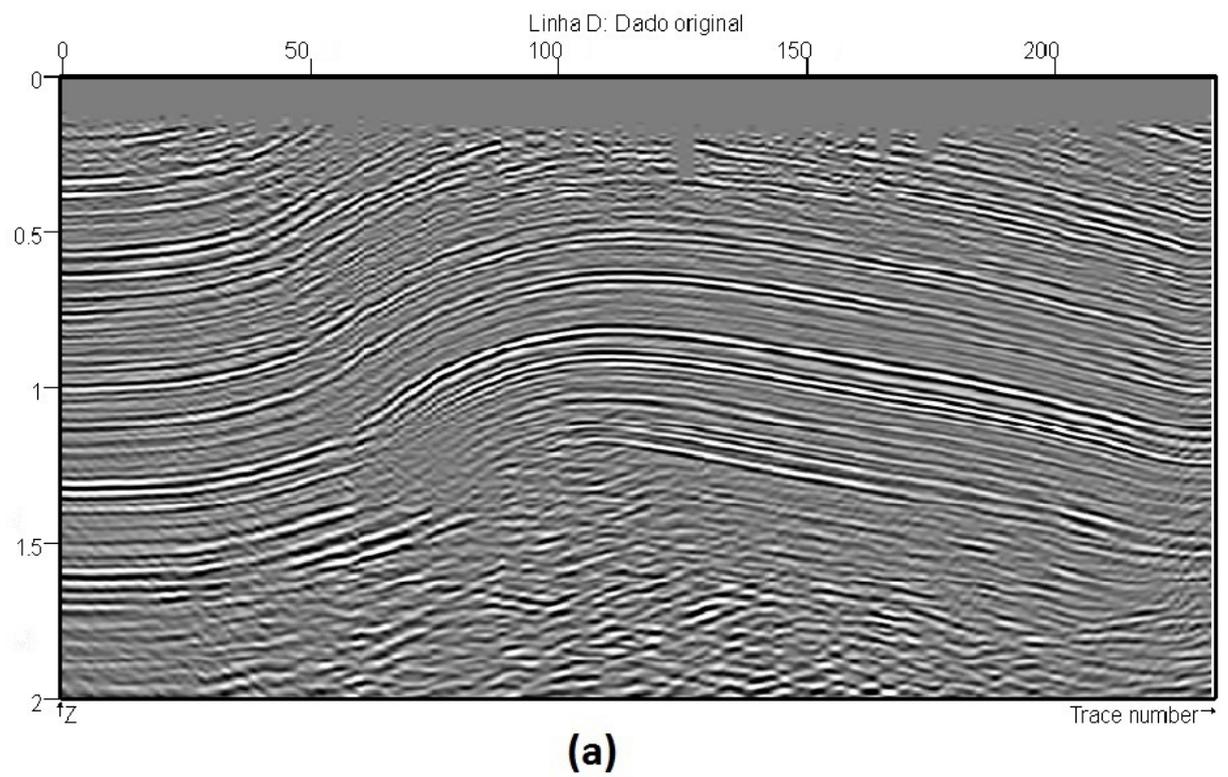


Figura 4.30: Linha D: (a) mostra o dado sísmico original e (b) o atributo tecVA.

4.4.2 Aplicação dos atributos tecVA e Frequência instantânea a dados de Radar.

A aplicação do atributo tecVA aos perfis P117, P119, P118, P120, P121 e P122, usando a janela de $-/+ 0,05$ ns, em análise geral, como o esperado, melhorou de forma significativa os contrastes de impedância em todos os perfis. Os principais refletores, que aparecem entre os tempos de 0,5 e 1,5 nanossegundos foram ressaltados enormemente. Os altos valores da frequência obtido com o atributo de frequência instantânea revelou as regiões onde há possibilidade de ocorrência de mineralização .

Na figura 4.31 temos o perfil P117 com 53 metros (levantamento paralelo à linha de praia). Observou-se que o atributo tecVA, figura 3.32, nos intervalos de 0,5 a 1,5 nanossegundos destacou os principais refletores e melhorou a continuidade dos mesmos comparado com o perfil original. No mesmo perfil é possível perceber muitas difrações logo abaixo de 50 ns ($5e-8$ na seção, setas vermelhas), material muito absorcivo, que pode trata-se de pontos de mineralização.

Na figura 4.33, o atributo frequência instantânea identificou os mesmos alvos pela variação do conteúdo de frequência. Foi possível identificar, na faixa dos pontos difradores citado acima, anomalias de baixa frequência (cor azul, setas vermelhas), o que confirma a hipótese de uma região com mineralização.

O perfil P118, figura 4.34, é o mais longo, com 162 metros. Esse radargrama foi adquirido paralelo aos P119, P120, P121 e P122. Por conta disso, como podemos ver na figura 4.35, cada retângulo destacado em vermelho representa as mesma feições dos perfis analisados separadamente. Nesta mesma figura, o atributo tecVA evidenciou bastante os contrastes de impedâncias, ressaltando a geologia embutida no dado de radar. Na figura 4.36, o atributo de frequência, em azul, mostra os pontos onde há absorção de do conteúdo de frequência.

Na figura 4.37, perfil 119, o mais próximo da região lagunar. Foi possível com o atributos tecVA (figura 4.37) visualizar melhor as feições de um modo geral, e algumas hipérboles setas vermelhas ficam mais evidentes. Para essa mesma faixa dos dados, se olharmos com detalhe na figura 4.39, o atributo frequência instantânea evidencia os baixos valores de frequência, indicando possíveis pontos de mineralização. Vale salientar que nas seções dos perfis 120 e 121, os mesmo ganhos foram verificados com a aplicação da técnica.

O perfil 121, na figura 4.38, adquirido já próximo a faixa de praia, não mostra continuidade dos refletores como nos outros perfis analisados, e sim reflexões espaçadas e particulares. No atributo tecVA (figura 4.44) essas reflexões ficaram mais evidente e os retângulos destacados podem tratar-se de ponto de mineralização. Vale ressaltar que, como visto nos outros perfis, o atributo de frequência identificou essas possíveis zonas mineralizadas.

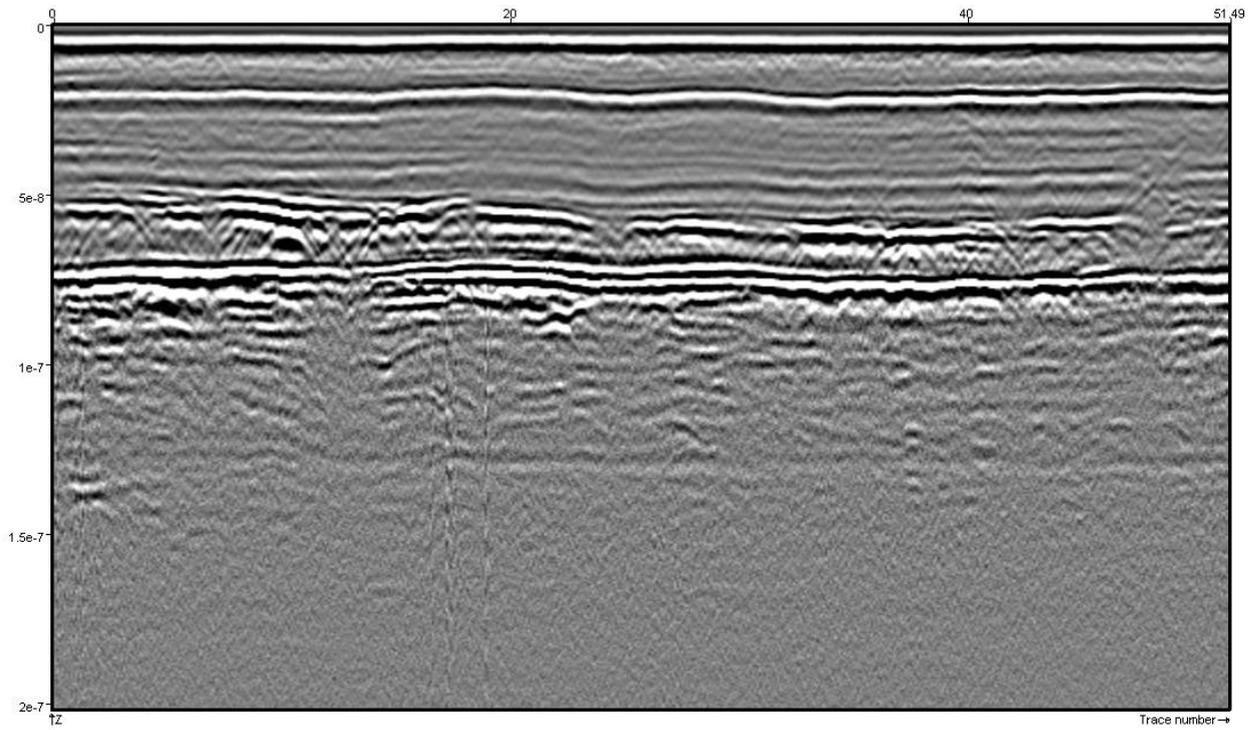


Figura 4.31: Perfil 117 : Dado original

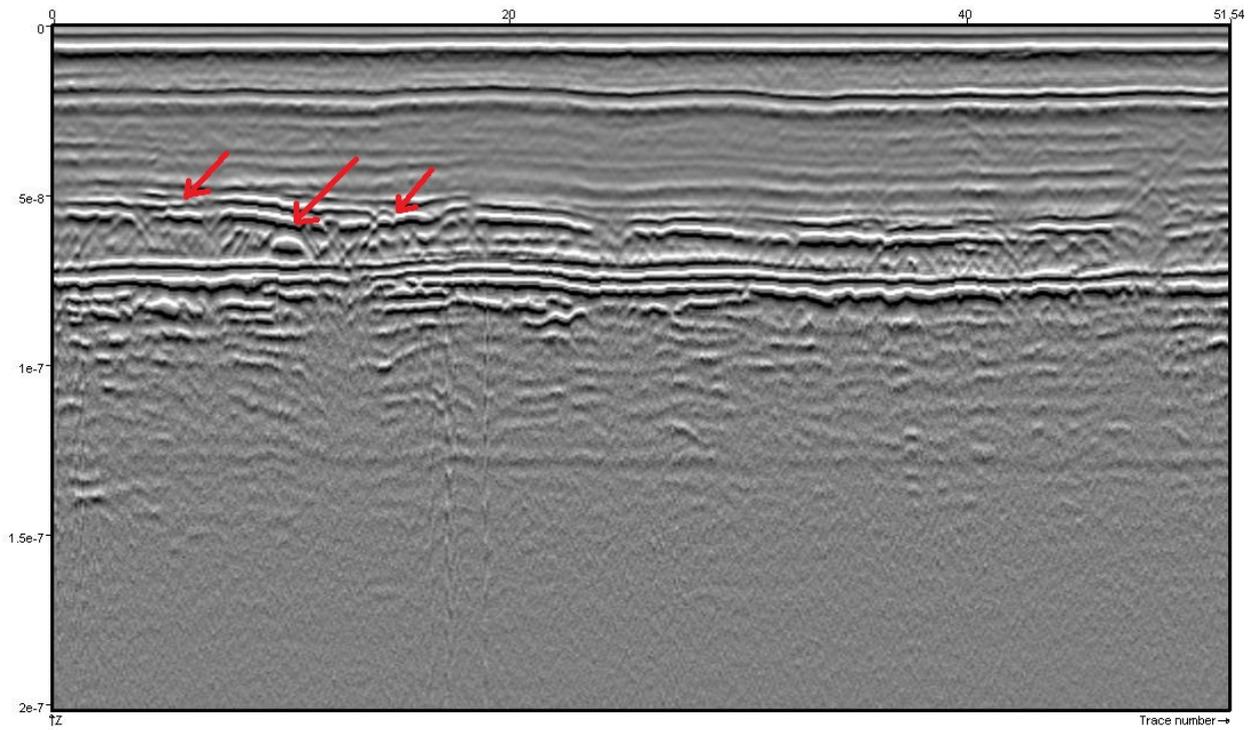


Figura 4.32: Perfil 117 : Atributo tecVA

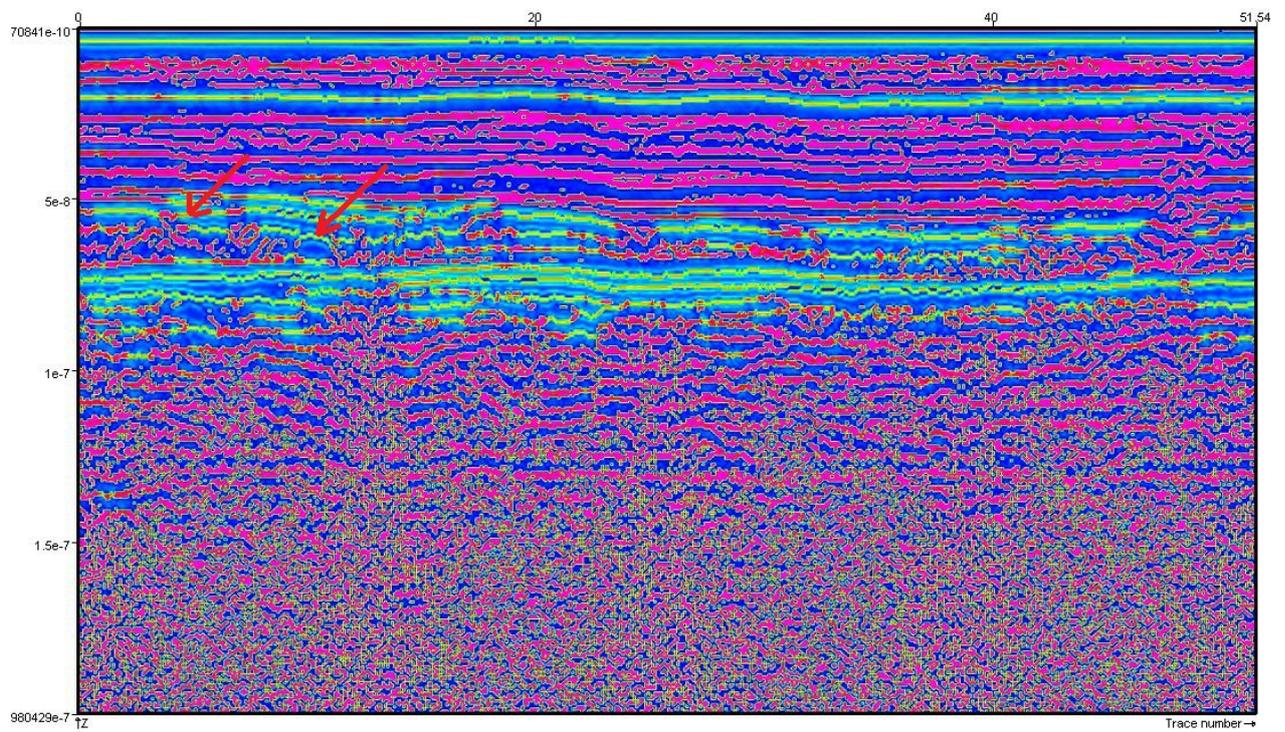


Figura 4.33: Perfil 117: Atributo frequência instantânea

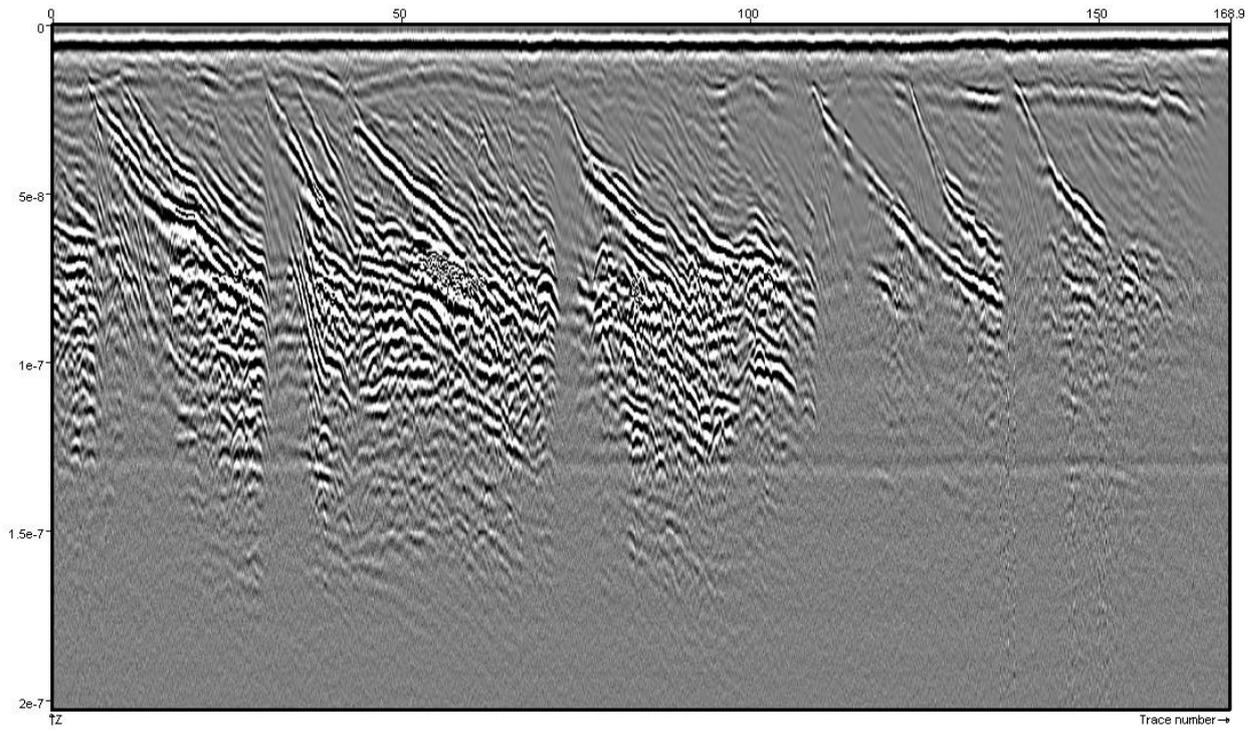


Figura 4.34: Perfil 118 : Dado original

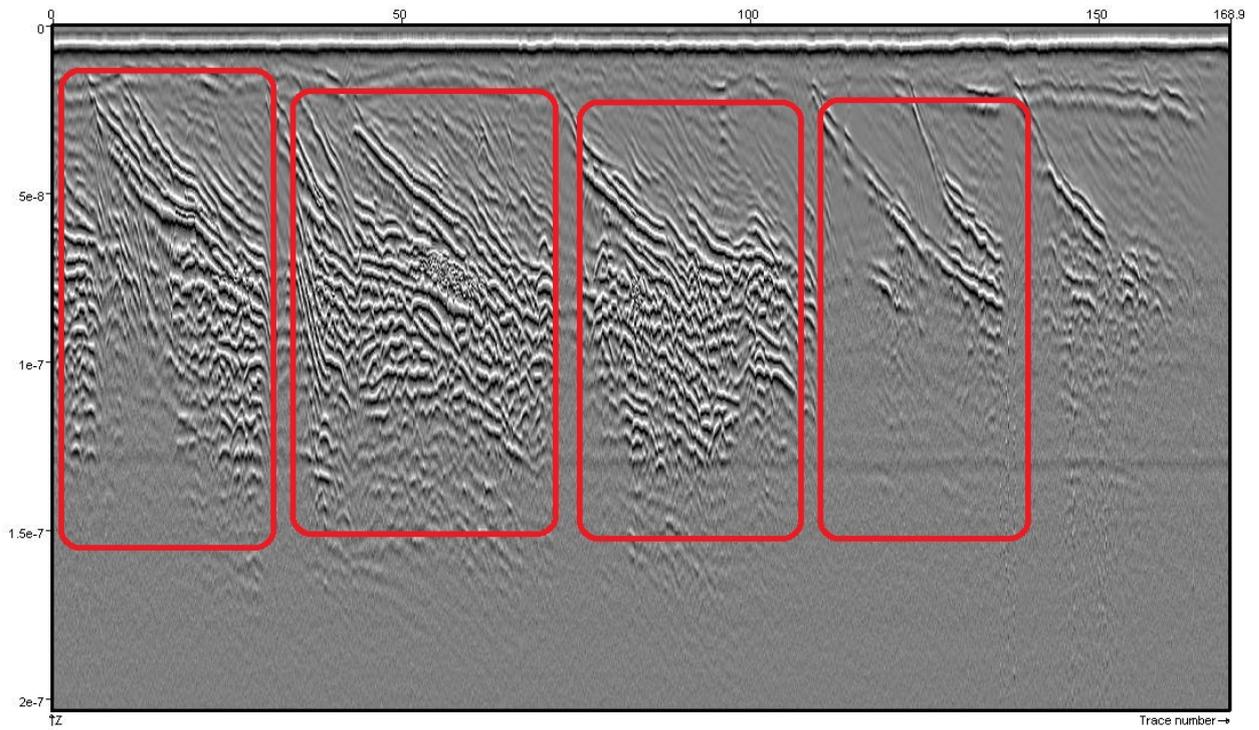


Figura 4.35: Perfil 118 : Atributo tecVA

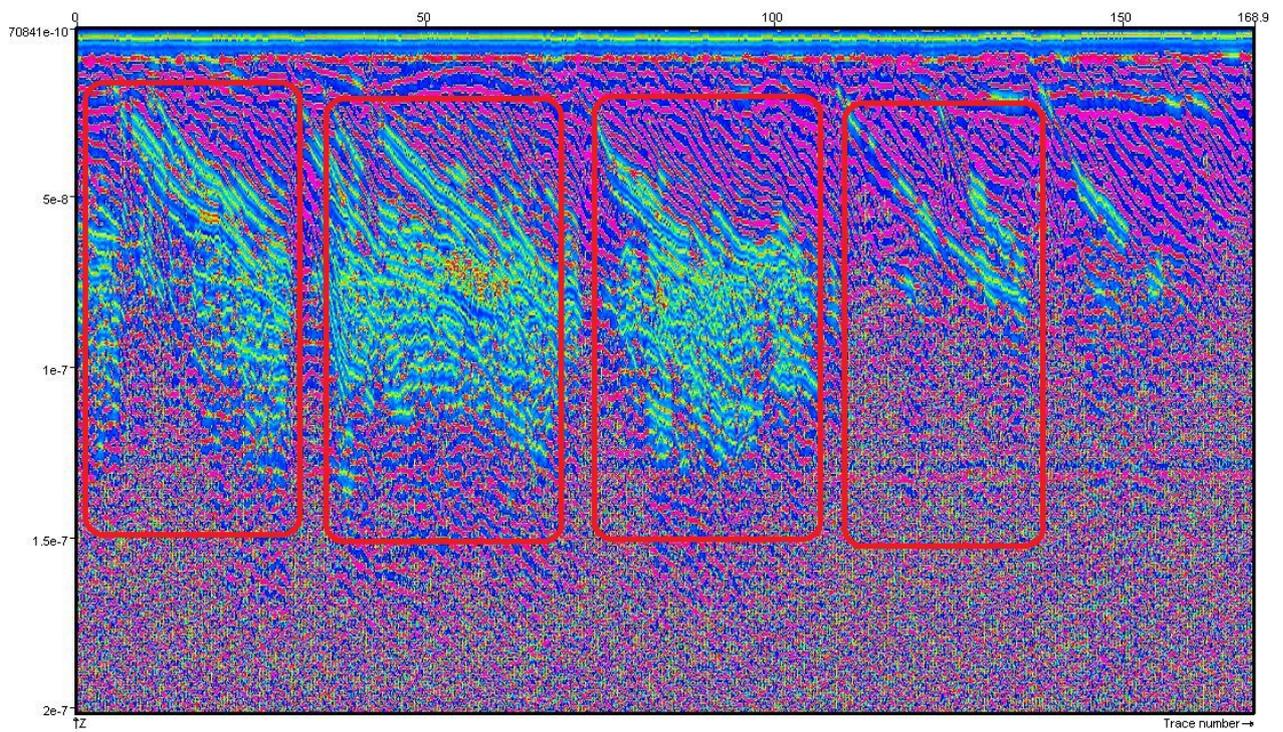


Figura 4.36: Perfil 118: Atributo frequência instantânea

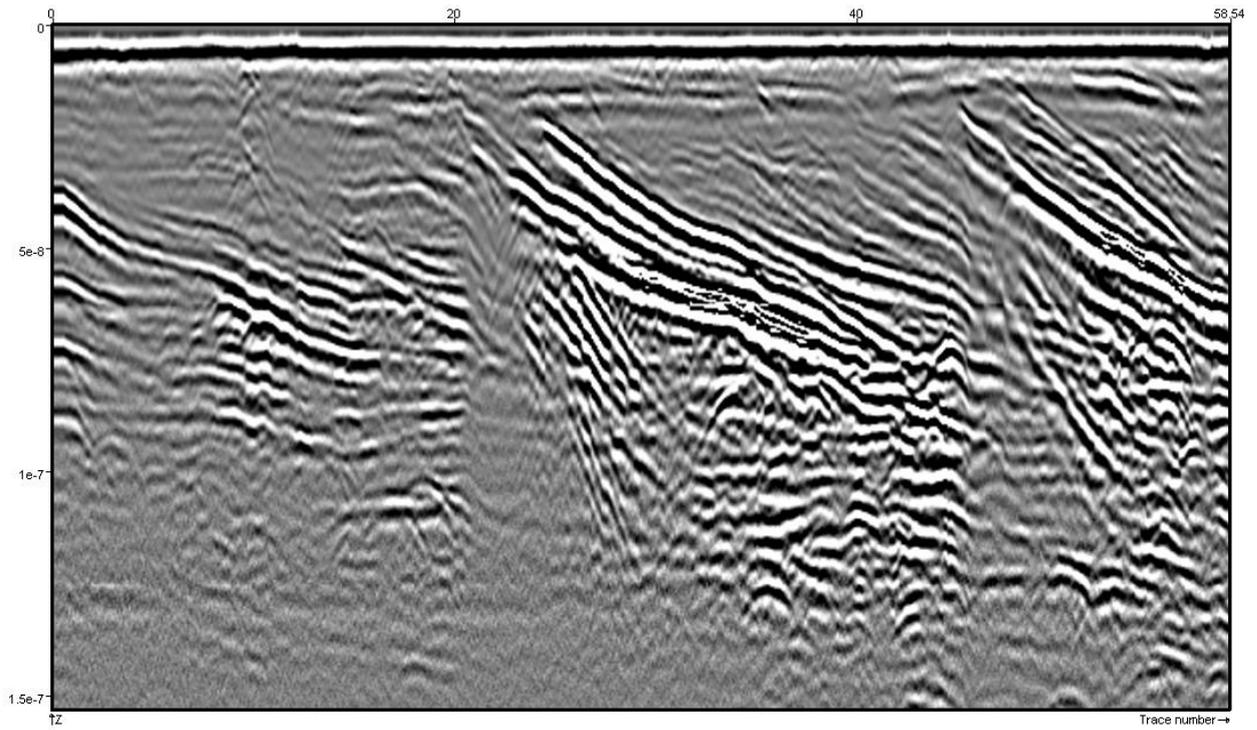


Figura 4.37: Perfil 119 : Dado original

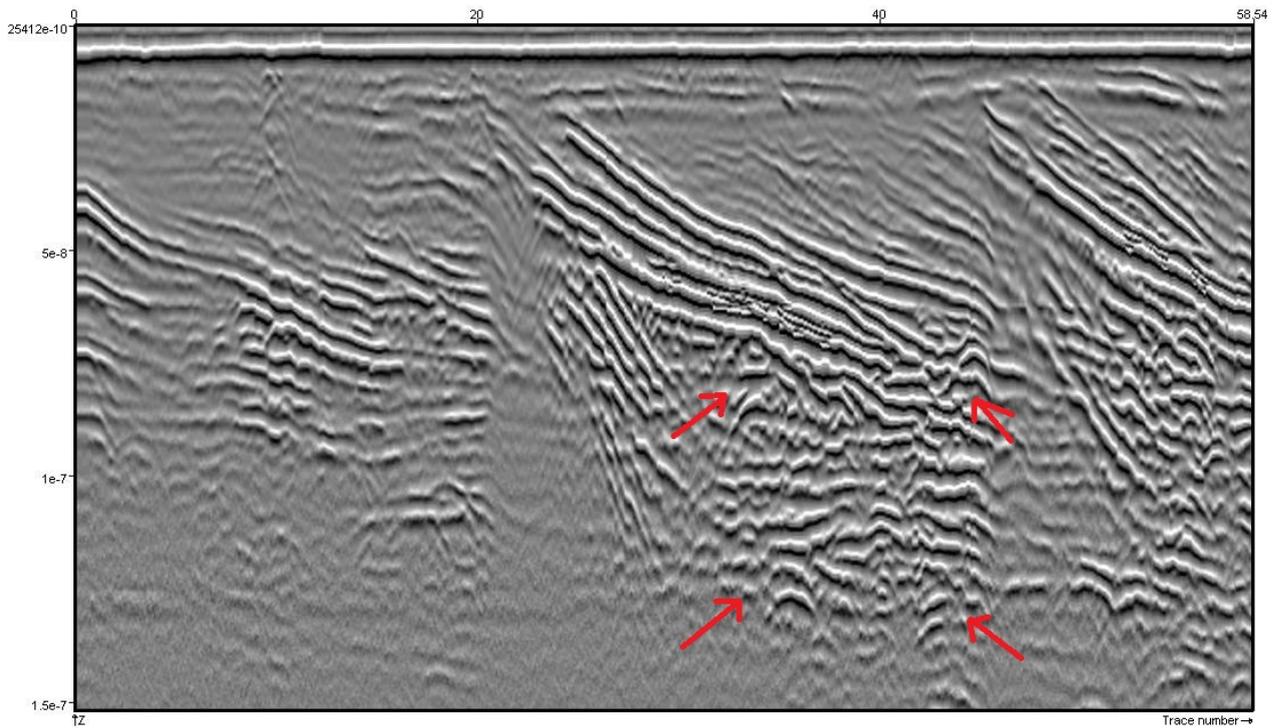


Figura 4.38: Perfil 119 : Atributo tecVA

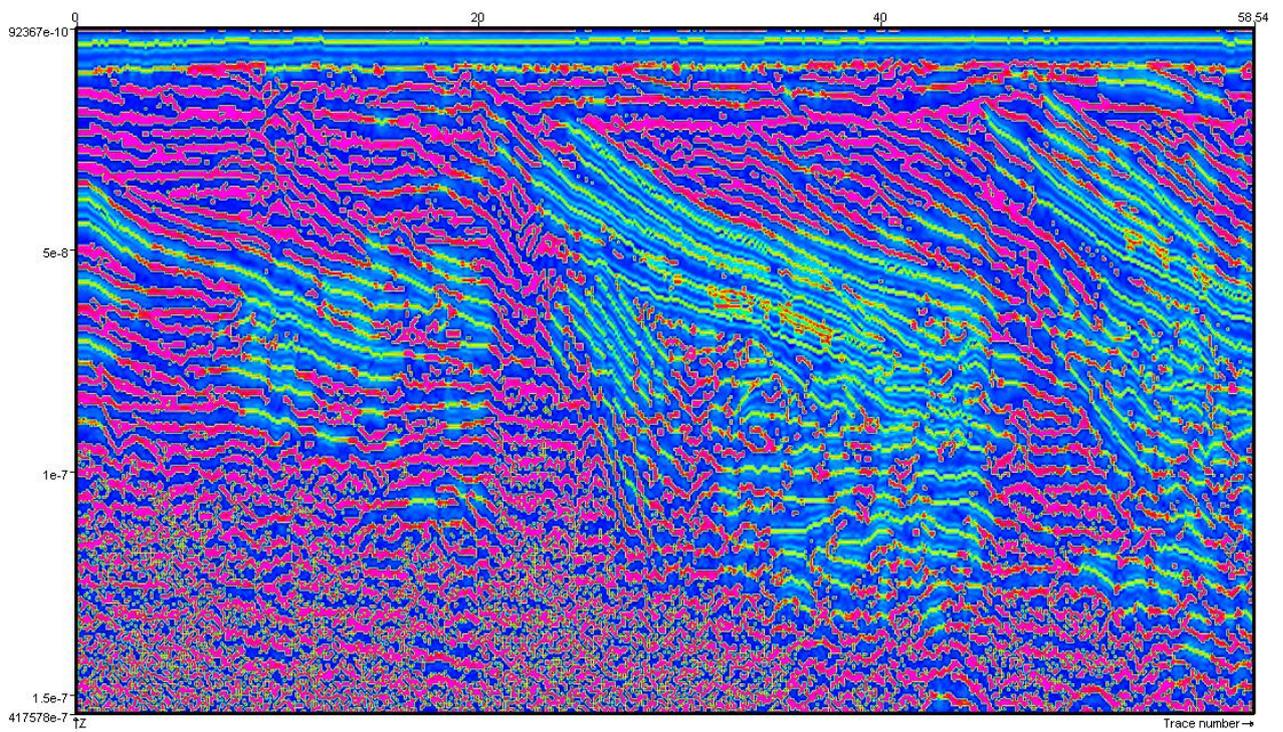


Figura 4.39: Perfil 119: Atributo frequência instantânea

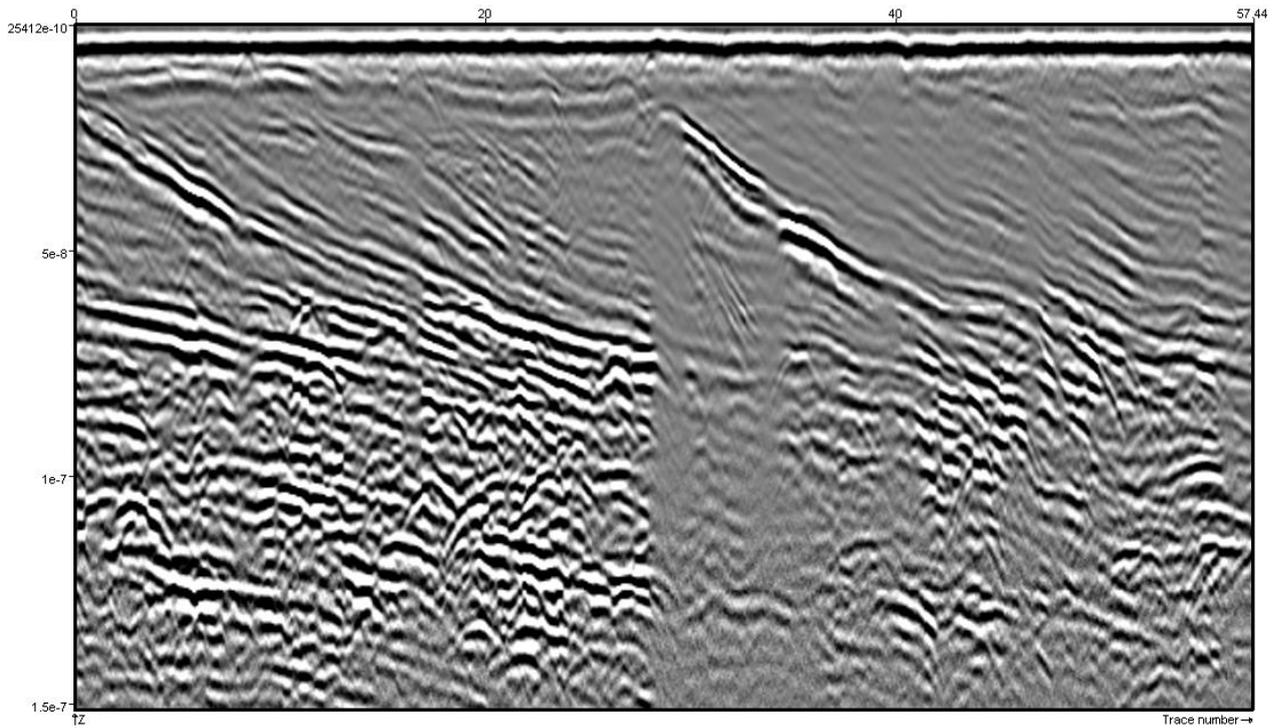


Figura 4.40: Perfil 120 : Dado original

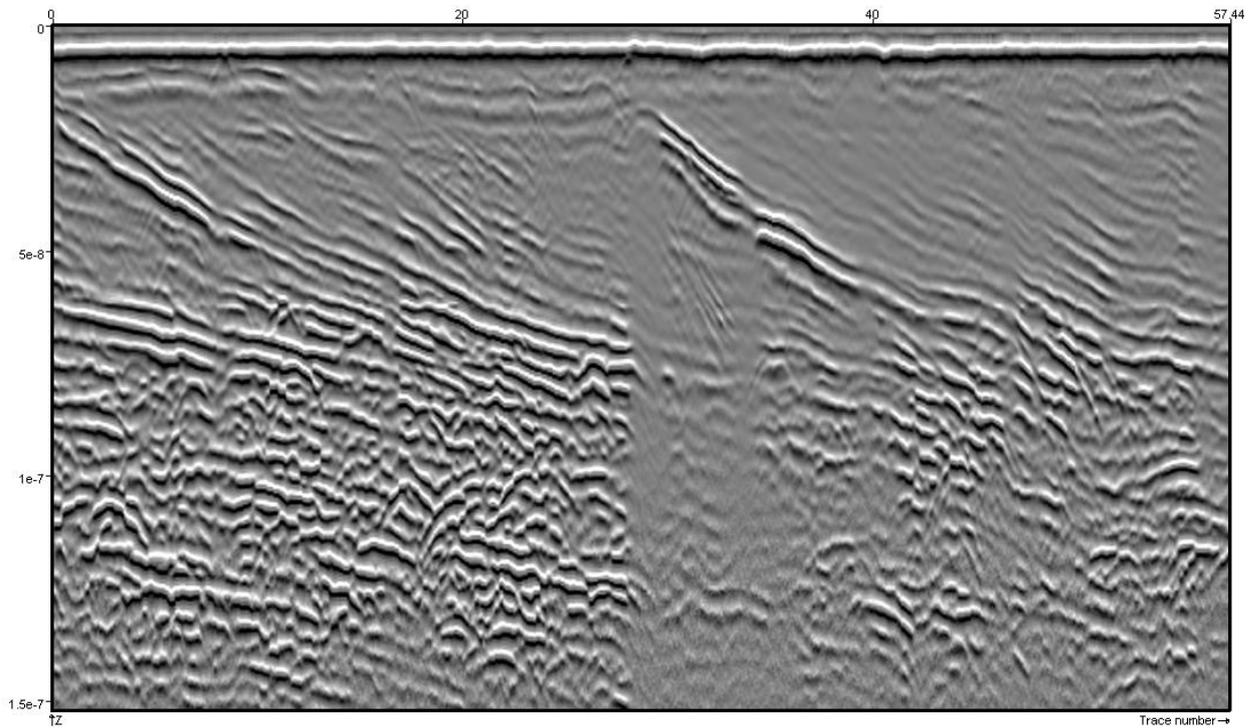


Figura 4.41: Perfil 120 : Atributo tecVA

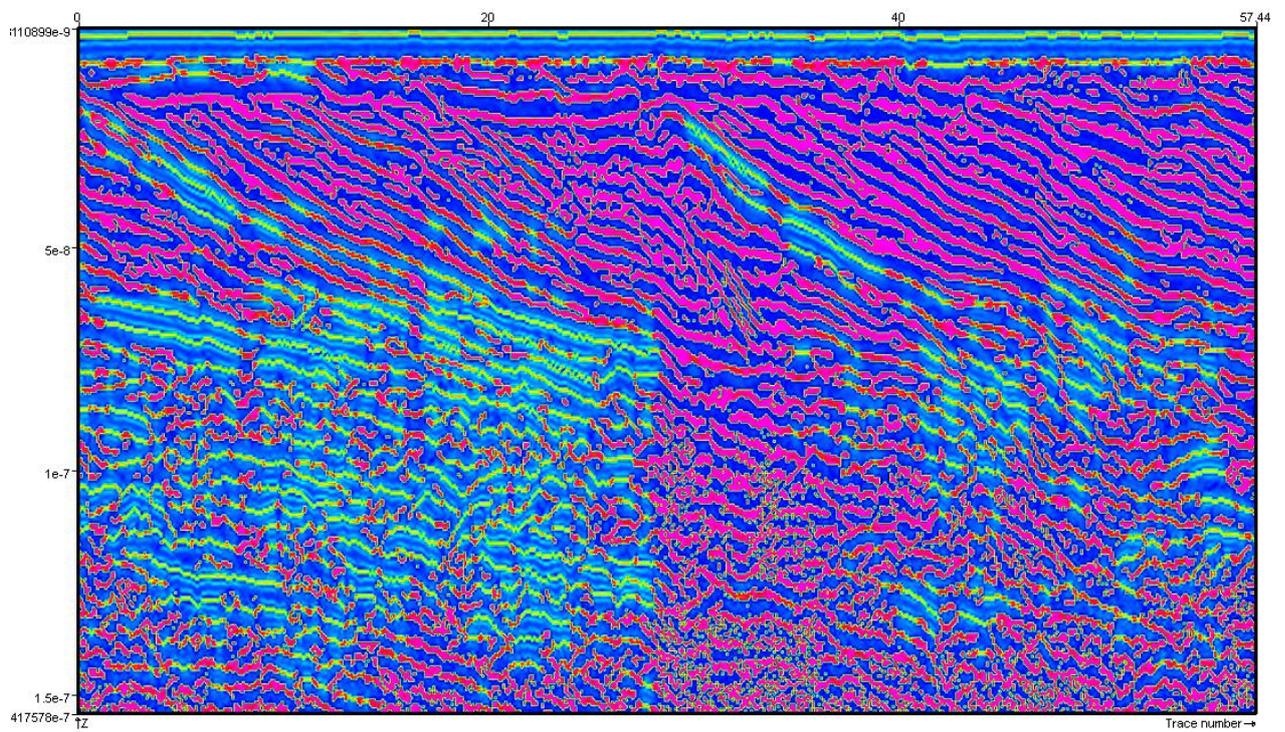


Figura 4.42: Perfil 120: Atributo frequência instantânea

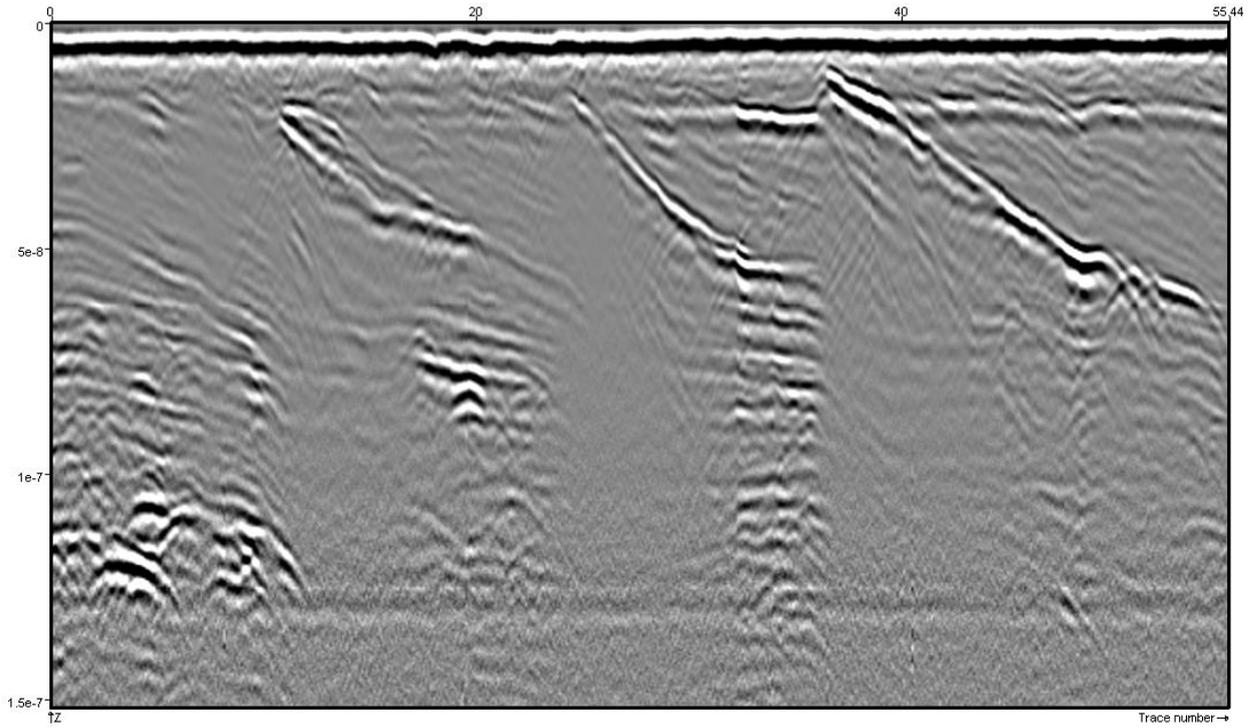


Figura 4.43: Perfil 121 : Dado original

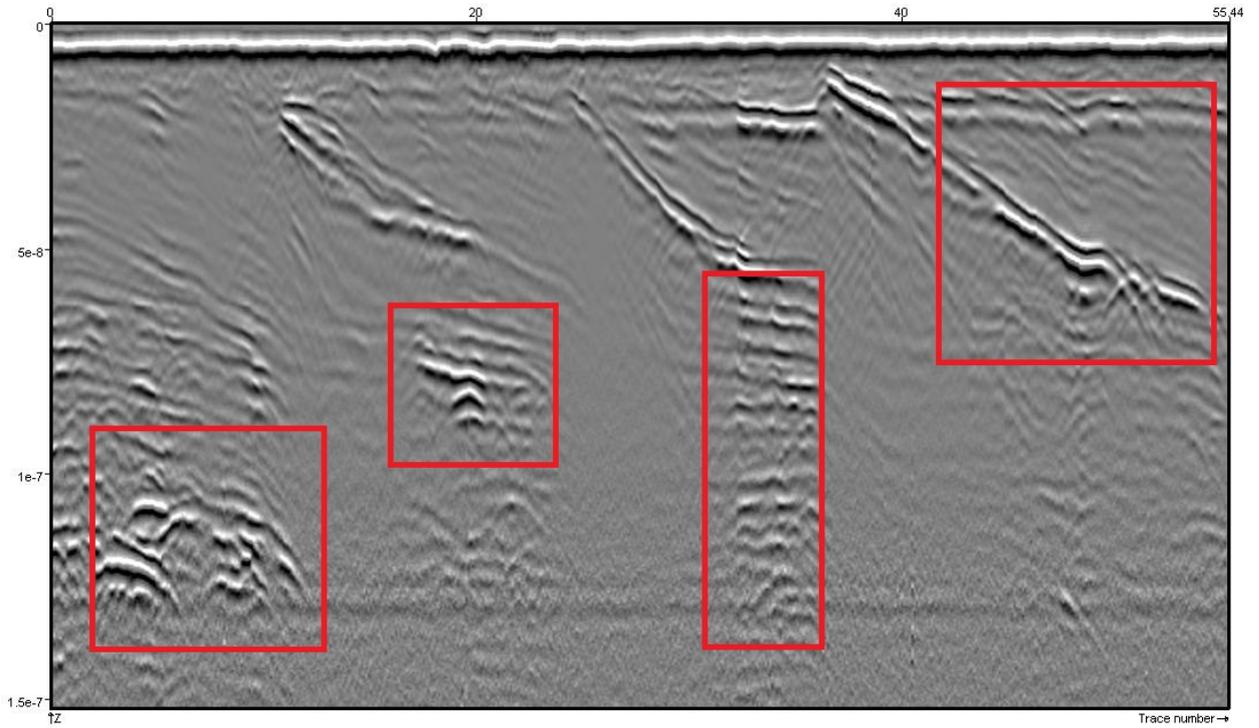


Figura 4.44: Perfil 121 : Atributo tecVA

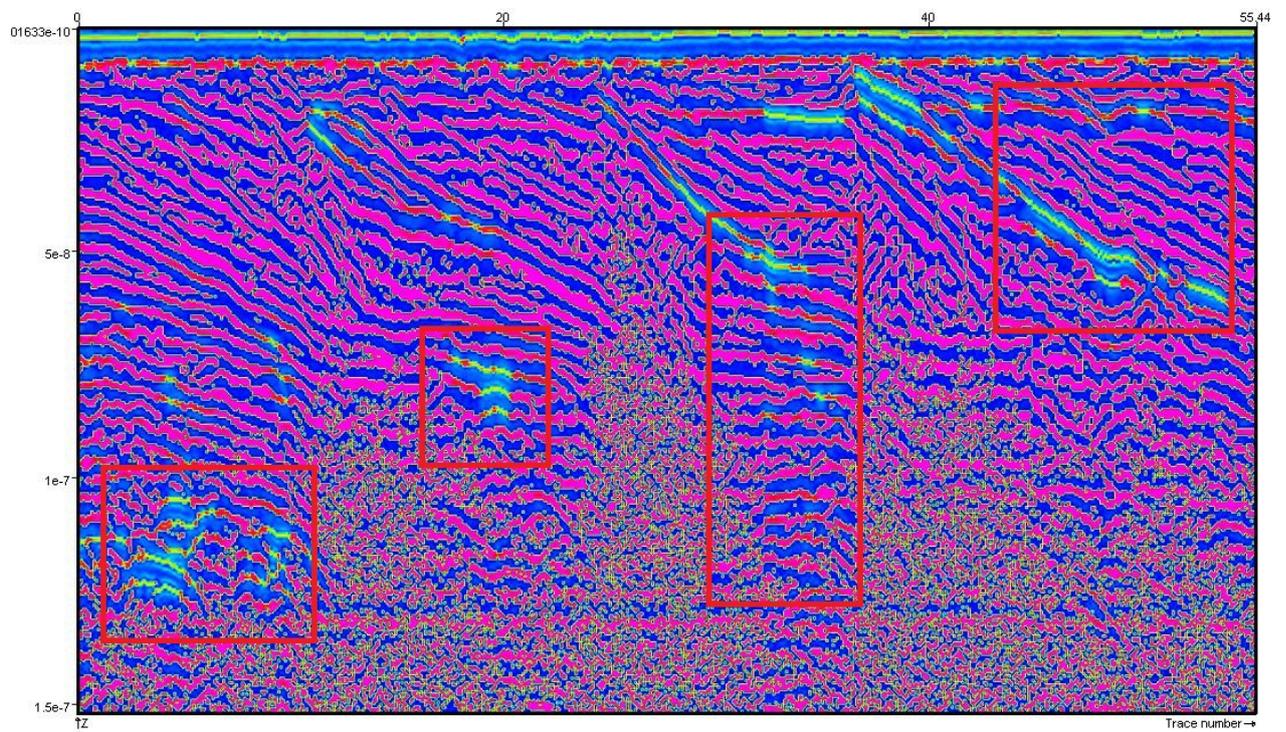


Figura 4.45: Perfil 121: Atributo frequência instantânea

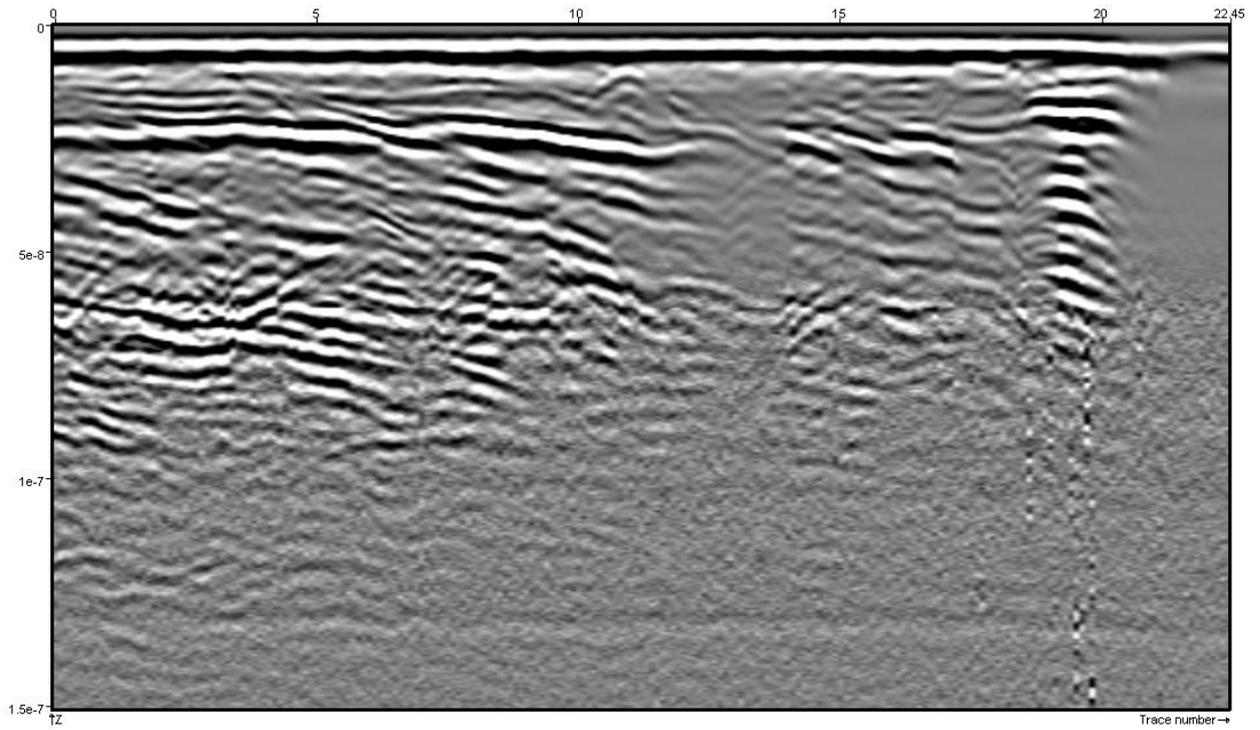


Figura 4.46: Perfil 122 : Dado original

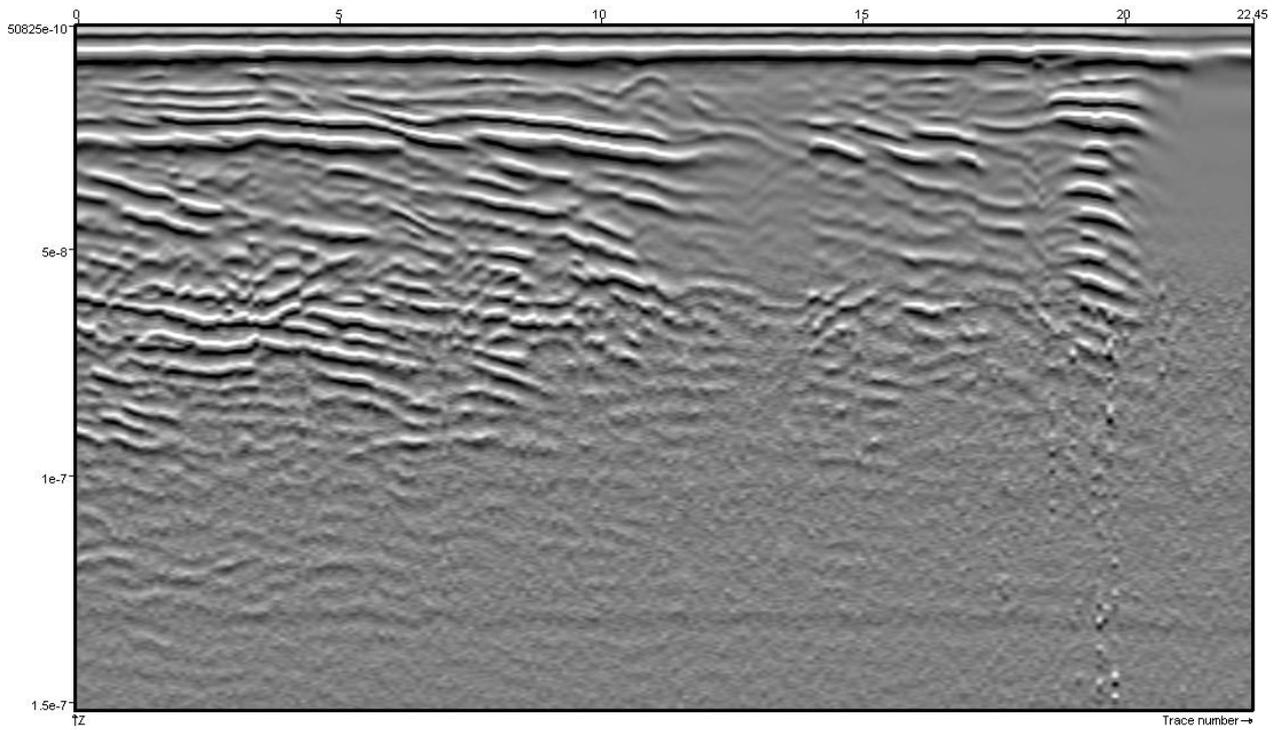


Figura 4.47: Perfil 122 : Atributo tecVA

CAPÍTULO 5

Conclusões

A correlação perfil-sísmica para o poço 62-Tpx-11 obteve coeficiente de correlação de 53% , que é um valor aceitável. Na prática, foi possível observar que os principais refletores que , na sísmica, aparecem para os tempos de 800, 1000 e 1200ms, coincidiram com os eventos fortes do sismograma sintético. A consequência imediata disso , é a possibilidade de correlacionar da litologia atravessada pelo poço com sua expressão sísmica, sobretudo usando outros perfis. Embora os mesmos passos tenham sido feitos para a geração do sismograma sintético do poço 25 - 1 - X - 14, a correlação do mesmo com a sísmica obteve coeficiente de correlação inferior a 50 %, o que indica correlação não satisfatória. Os motivos para tal devem estar associado aos fatores limitantes discutidos na seção 1.

Analisando os atributos aplicados neste trabalho, o envelope, como esperado, detectou os principais refletores e falhas presentes nas linhas em que o atributo foi carregado. A fase e o cosseno da fase instantânea, como previsto, enfatizou a continuidade dos refletores. A Frequência instantânea , entre outras vantagens, detetou anomalias de baixa frequência , que , por suas vez, podem tratar-se de reservatório de hidrocarbonetos. E, por fim, o atributo tecVA deu detalhes maiúsculos tanto a seções sísmicas quanto aos perfis de radar, aumentando a nitidez e fazendo com que as mesmas adquirissem aspecto de relevo. Como consequência disso, as continuidades e descontinuidades dos refletores , assim como as falhas , no caso da sísmica, e pontos difratores , no caso do radar, ficaram mais evidentes quando comparado com o dado original.

Referências Bibliográficas

- Barnes, A. E. (1998) *The complex seismic trace made simple*, The Leading Edge, 17, 473–478.
- Barnes, A. E. (2001) *Seismic Attributes in Your Faceis*, CSEG Recorder, pp.41.
- Barnes, A. E. (2007) *A tutorial on Complex Seismic Trace Analysis*, Geophysics, Vol. 72 , P. W33–W43
- Brown, A.R. (2001) *Understanding Seismic Attributes*, Geophysics, pp. 47-48.
- Chen, Q. and Sidbey, S. (1997) *Tutorial, Seismic Attribute Tecnology for Reservoir Forecasting and Monitoring*, The Leading Edge, 16:445–456.
- Chopra, S. and Marfurt, K. (2005) *Seismic attributes: A Historical Perspective*, Geophysics, Vol. 70.
- Liner, C., C. F. Li, A. Gersztenkorn, and J. Smythe. (2004) *SPICE: A New General Seismic Attribute: 72nd Annual International Meeting*, SEG, Expanded Abstracts, 433–436.
- Meneses, A. A. S. (2010) *Estudo Teórico de Atributos Sísmicos em Dados Sísmicos de Reflexão*, pp.25-26.
- Schinelli, M.C. (2013) *Interpretação Sísmica para Geólogo de Petróleo*, ABGP, Módulo, pp. 32-40.
- Santos, E. M. e Amorim, W. N. (2005) *Princípio da Sismocamada Elementar e sua aplicação a Técnica de Volume de Amplitudes (tecva)*, Ninth International Congress of the Brazilian Geophysical Society.
- Silva, H.P. (2012) *Caracterização e Delimitação de Reservatório Usando Atributos Sísmicos*, Universidade de Aveiro, pp. 41. .
- Taner, M. T., Koehler, F. and Sheriff, R. E. (1979) *Tutorial: Complex Seismic Trace Analysis* Geophysics, 44:1041–1063
- Taner, M. T., Schuelke J. S., O'Doherty, R. and Baysal, E. (1994) *Seismic Attributes Revisited: 64th Annual International Meeting*, Geophysics, SEG, Expanded Abstracts, 1104–1106.
- Taner, M. T. (2001) *Seismic attributes: Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder* , 26, no. 7, 48–50, 52–56.
- Vakman, D. 1998 *Signals, Oscillations, and Waves: Artech House, Inc.*