



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

Felipe Gusmão Araújo

**ESTUDO DE SUPRESSÃO DE MÚLTIPLAS UTILIZANDO
DECONVOLUÇÃO PREDITIVA NO DOMÍNIO $T - P$ EM UM DADO 2D
MARINHO**

**Belém – Pará
2013**

Felipe Gusmão Araújo

**ESTUDO DE SUPRESSÃO DE MÚLTIPLAS UTILIZANDO
DECONVOLUÇÃO PREDITIVA NO DOMÍNIO $T - P$ EM UM DADO 2D
MARINHO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará, em cumprimento às exigências para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Área de concentração: Métodos Sísmicos
Orientadora: Ellen de Nazaré Souza Gomes

**Belém - Pará
2013**

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

A663e Araújo, Felipe Gusmão

Estudo de supressão de múltiplas utilizando deconvolução preditiva no domínio $T - P$ em um dado 2D marinho / Felipe Gusmão Araújo; Orientador: Ellen de Nazaré Souza Gomes – 2013

40 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geofísica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2013.

1. Geofísica. 2. Deconvolução preditiva no domínio $T - P$. 3. Atenuação de múltiplas de superfície livre. 4. Processamento sísmico. I. Gomes, Ellen de Nazaré Souza, *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título.

CDD 22^a ed.: 550

Felipe Gusmão Araújo

**ESTUDO DE SUPRESSÃO DE MÚLTIPLAS UTILIZANDO
DECONVOLUÇÃO PREDITIVA NO DOMÍNIO $T - P$ EM UM DADO 2D
MARINHO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará, em cumprimento às exigências para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Data de Aprovação: ___ / ___ / ___

Conceito:

Banca Examinadora

Ellen de Nazaré Souza Gomes – Orientadora
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Cristiano Mendel Martins – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Itamara do Socorro da Silveira Campos – Membro
Mestre em Geofísica
Universidade Federal do Pará

A minha mãe, eterna protetora.

AGRADECIMENTOS

A minha mãe, Maria de Jesus e a minha tia, Terezinha, por todo apoio e suporte, mantendo-me sempre confiante e otimista mesmo frente aos mais difíceis obstáculos.

A todos os meus familiares, que contribuíram imensamente para a minha formação.

Aos verdadeiros amigos, que sempre estiveram por perto e nunca me deixaram desistir.

Ao Andrei, pelo auxílio prestado.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Técnico e Científico, pelo suporte financeiro e técnico prestado durante esse último ano.

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de geofísica do petróleo, INCT-GP.

A todas as pessoas que participaram deste projeto, respondendo perguntas e me mantendo no caminho certo.

RESUMO

Grande parte do processamento sísmico consiste da atenuação de reflexões múltiplas. Esta etapa é essencial para retirar ruídos do dado, evitando erros na identificação de refletores durante a interpretação sísmica. Neste trabalho foi aplicada a deconvolução preditiva no domínio $T - P$ a um dado real marinho 2D, com objetivo de atenuar múltiplas de superfície livre. Os resultados são analisados levando em consideração a efetividade da deconvolução preditiva utilizando diferentes parâmetros.

Palavras-Chave: Geofísica. Deconvolução preditiva no domínio $T - P$. Atenuação de múltiplas de superfície livre. Processamento sísmico.

ABSTRACT

A great part of seismic processing is based on multiple reflection attenuation. This step is essential to take off the noise on the data, avoiding mistakes to identify reflectors during seismic interpretation. On this paper was applied predictive deconvolution on the $T - P$ domain to a 2D real marine data, attenuating the free surface multiples. The results are analyzed considering the effectiveness of the predictive deconvolution utilizing different parameters.

Keywords: Geophysics. Predictive deconvolution on the $T - P$ domain. Free surface multiple attenuation. Seismic processing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Aquisição marinha: reflexões primárias (linhas vermelhas) e reflexões múltiplas (linhas verdes).....	14
Figura 2: Múltiplas de superfície livre.	15
Figura 3: Múltiplas de camada de água.	15
Figura 4: Reverberações de camada de água.	16
Figura 5: Outras múltiplas de superfície.	16
Figura 6: Exemplo de convolução em um levantamento sísmico.....	17
Figura 7: Fluxograma da deconvolução preditiva.....	23
Figura 8: Comparação de periodicidade das múltiplas nos domínios $T - P$ (<i>direita</i>) e $t - x$ (<i>esquerda</i>).	25
Figura 9: No quadrado vermelho temos a imagem ampliada da bacia do Jequitinhonha. No quadrado verde temos a localização ampliada da linha 214-2660.	26
Figura 10: Levantamento <i>Mariner Tower Streamer</i>	27
Figura 11: Exemplo de janela de tempo utilizada no processamento sísmico.....	29
Figura 12: Fluxo de processamento utilizado na deconvolução preditiva... ..	30
Figura 13: Seção da linha 214-2660 em afastamento mínimo de 150 com edição de traços. Os CDPs estão marcados em vermelho.....	32
Figura 14: Seção da linha 214-2660 em afastamento mínimo de 150 com deconvolução preditiva, lag de 80ms.	33
Figura 15: Linha 214-2660 em seção de tiro comum com edição de traços. As setas vermelhas indicam a posição das múltiplas.....	34
Figura 16: Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 40ms.	35
Figura 17: Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 80ms.	36
Figura 18: Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 100ms.....	37

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

CDP - *Common depth point*

LMO - *Linear Moveout*

t - Tempo

x - Espaço

$x(t)$ - Dado sísmico no domínio do tempo.

$\omega(t)$ - Sinal gerado pela fonte sísmica, em função do tempo.

$n(t)$ - Ruído presente no dado sísmico.

$\epsilon(t)$ - Resposta impulsiva da terra.

$\delta(t)$ - Delta de Kronecker.

α - Lag de predição

L - Erro do filtro inverso.

r_0 - Coeficientes do sistema matricial Wiener-Levinson.

b_0 - Coeficientes do sistema matricial Wiener-Levinson.

T - Tempo de interseção com $P = 0$.

P - Parâmetro do raio.

v_w - Velocidade da reflexão primária.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
2 MÚLTIPLAS.....	13
2.1 DEFINIÇÃO.....	13
2.2 MÚLTIPLA DE SUPERFÍCIE LIVRE.....	14
2.2.1 Múltiplas de camada de água.....	15
2.2.2 Reverberações de camada de água.....	16
2.2.3 Outras múltiplas de superfície.....	16
3 METODOLOGIA.....	17
3.1 DECONVOLUÇÃO.....	17
3.1.1 Modelo convolucional.....	17
3.1.2 Operador inverso.....	18
3.1.2 Filtro de Weiner.....	19
3.2 DECONVOLUÇÃO PREDITIVA.....	21
3.2.1 Domínio $T - P$.....	24
4 DADO REAL 2D MARINHO.....	26
4.1 INFORMAÇÕES DO LEVANTAMENTO.....	27
5 PROCESSAMENTO E ANÁLISE DA DECONVOLUÇÃO PREDITIVA NO DOMÍNIO $T - P$.....	28
6 CONCLUSÃO.....	38
REFERÊNCIAS.....	40

1 INTRODUÇÃO

O método geofísico mais utilizado na exploração de hidrocarbonetos é o sísmico, que utiliza a reflexão de ondas mecânicas para gerar uma imagem da subsuperfície. Através das imagens é possível estimar a presença de estruturas geológicas acumuladoras de hidrocarbonetos. Para a interpretação dessas imagens é necessário um trabalho de processamento feito nos dados adquiridos, para eliminação e atenuação de eventos indesejados. Andrade (1993).

Essas imagens são registros de ondas mecânicas geradas por fontes dispostas na superfície terrestre ou marinha, dependendo do tipo de levantamento. Essas ondas se propagam no interior elástico da terra e parte da energia é refletida, sendo registrada por geofones ou hidrofones arranjados na superfície. Verschurr, (2006).

O dado sísmico gerado na aquisição contém uma grande quantidade de ruídos e eventos indesejados que mascaram a presença de refletores. Um dos eventos prejudiciais a interpretação são as múltiplas de superfície, ondas sísmicas que refletem uma ou mais vezes na interface ar-água.

Com a tecnologia de processamento disponível atualmente, não é possível retirar totalmente as reflexões múltiplas do dado, mas é possível atenuá-las até que não sejam mais visíveis no imageamento. Vários são os métodos de atenuação de múltiplas conhecidos, neste trabalho foi utilizado o método da deconvolução preditiva.

A deconvolução preditiva tem como um dos objetivos a predição e atenuação das múltiplas sísmicas. Para isso é calculado um filtro inverso tal que, quando este for convolvido com o dado de entrada as múltiplas presentes são atenuadas, deixando apenas as reflexões primárias.

A ação do filtro inverso é baseada na periodicidade das múltiplas. No domínio $t - x$ essa periodicidade não é verdadeira, sendo necessário transformar o dado para o domínio $T - P$, onde a deconvolução preditiva é efetiva na remoção de múltiplas de superfície livre.

Foram utilizados como referência bibliográfica os trabalhos sobre atenuação de múltiplas de Cruz (2010), Andrade, (1993), as publicações de Yilmaz (1987), Verschurr, (2006) e Alam e Austin (1981).

No decorrer deste trabalho será feita uma maior abordagem sobre o método trabalhado, e sua aplicação em um dado real 2D marinho, concluindo sobre suas vantagens e desvantagens.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: no capítulo 2 é feito um resumo sobre múltiplas de superfície livre. No capítulo 3 é apresentada a definição de deconvolução preditiva no domínio $T - P$. No capítulo 4 serão mostradas as informações dado sísmico que foi trabalhado. No capítulo 5 temos o resultado da supressão de múltiplas e no capítulo 6 é feita uma análise final dos métodos aplicados.

2 MÚLTIPLAS

Geradas por reflexões que retornam uma ou mais vezes a subsuperfície, as múltiplas dificultam a análise e interpretação do dado sísmico. Neste capítulo, é feito um resumo da definição de múltiplas dando ênfase nas múltiplas de superfície livre, com base em Verschuur, (2006).

2.1 DEFINIÇÃO

A sísmica de reflexão é uma técnica que utiliza a propagação de ondas compressivas para a obtenção, de maneira indireta, de um perfil das estruturas geológicas. Este método de prospecção geofísica é utilizado para diferentes fins e com diferentes resoluções. Andrade (1993)

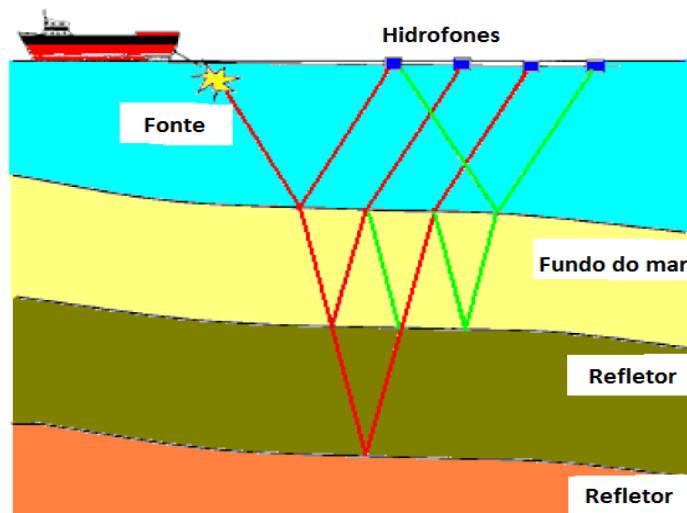
Durante o tempo que antecede o registro, a onda é propagada pelas camadas em subsuperfície sofrendo uma série de fenômenos e interferências que alteram a sua amplitude e frequência. Durante o tempo de viagem da onda sísmica, parte da energia transmitida pode ficar reverberando, durante certo tempo, em algumas camadas onde o contraste de velocidade é muito grande. Conseqüentemente, no momento do registro pelo geofone (levantamento terrestre) ou hidrofone (levantamento marinho), podem ser encontrados, em tempos periódicos ou não, registros semelhantes de uma mesma camada repetidamente. Assim, na seção sísmica, essa reflexão representaria uma camada de rocha na qual a energia refletiu (esta representação seria idêntica apenas para camadas plano-paralelas).

A presença de múltiplas no dado sísmico tem constituído um grande problema e desafio para os geofísicos. Especialmente na exploração marinha, onde a camada d'água se comporta como uma região de reverberação da energia, gerando múltiplas de superfície livre.

Parte da energia que consegue ser transmitida e atravessa o fundo do mar ainda está sujeita a reverberações entre outros refletores. A presença destas dificulta a interpretação de refletores em uma seção sísmica. Pequenas mudanças

estratigráficas ao longo do reservatório podem ser registradas como grandes distúrbios geológicos falsos.

Figura 1 - Aquisição marinha: reflexões primárias (linhas vermelhas) e reflexões múltiplas (linhas verdes).



Fonte: Verschuur (2006)

As reflexões múltiplas podem mascarar importantes informações em um registro sísmico. A presença de múltiplas no dado pode levar a uma interpretação errada de um refletor sísmico. A atenuação dessas múltiplas é fundamental para uma boa interpretação das reais informações.

Apesar de existirem em ambos os levantamentos (terrestre e marinho), as reflexões múltiplas são mais intensas e problemáticas nas aquisições marinhas devido à lâmina de água (mais especificamente a interface ar-água) e ao fundo do mar devido aos grandes contrastes de velocidade.

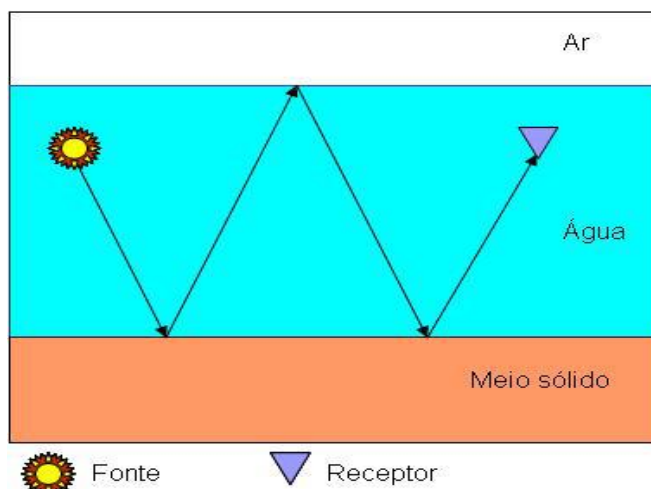
2.2 MÚLTIPLA DE SUPERFÍCIE LIVRE

As múltiplas possuem diversas classificações, porém, neste trabalho de atenuação de múltiplas em dado marinho, daremos ênfase na múltipla de superfície livre.

Múltiplas de superfície livre possuem pelo menos uma reflexão na interface ar-água. Este tipo de múltipla apresenta grande energia, se sobrepondo a outros

eventos no sismograma, como reflexões primárias, dificultando bastante a identificação de refletos.

Figura 2 - Múltiplas de superfície livre



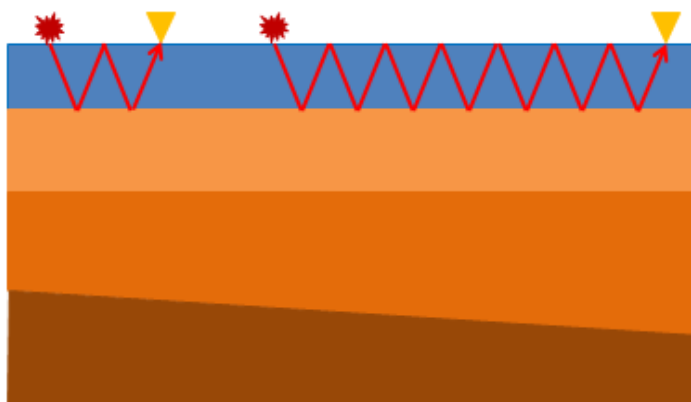
Fonte: Verschuur (2006)

2.1.1 Múltiplas de camada de água

As múltiplas de superfície apresentam uma subdivisão de acordo com o meio de propagação da onda.

As múltiplas que viajam apenas na camada de água, sem ultrapassar o fundo oceânico, são chamadas de múltiplas de camada de água ou múltiplas de fundo oceânico.

Figura 3 - Múltiplas de camada de água

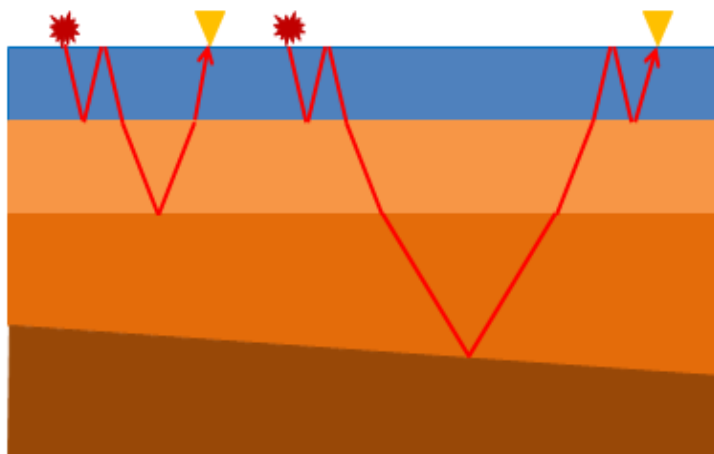


Fonte: Verschuur (2006)

2.1.2 Reverberações de camada de água

São múltiplas que sofreram reflexão uma vez abaixo do fundo oceânico e uma ou mais vezes na camada de água.

Figura 4 - Reverberações de camada de água

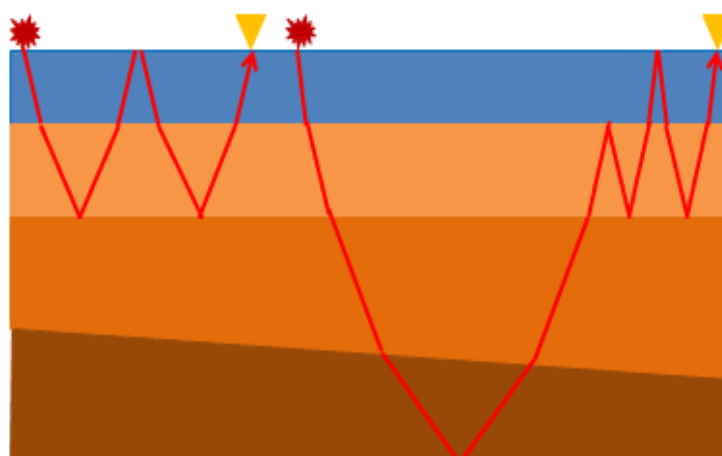


Fonte: Verschuur (2006)

2.1.2 Outras múltiplas de superfície

São múltiplas que sofreram mais de uma reflexão abaixo do fundo oceânico, além das reflexões sofridas na camada de água.

Figura 5 - Outras múltiplas de superfície



Fonte: Verschuur (2006)

3 METODOLOGIAS

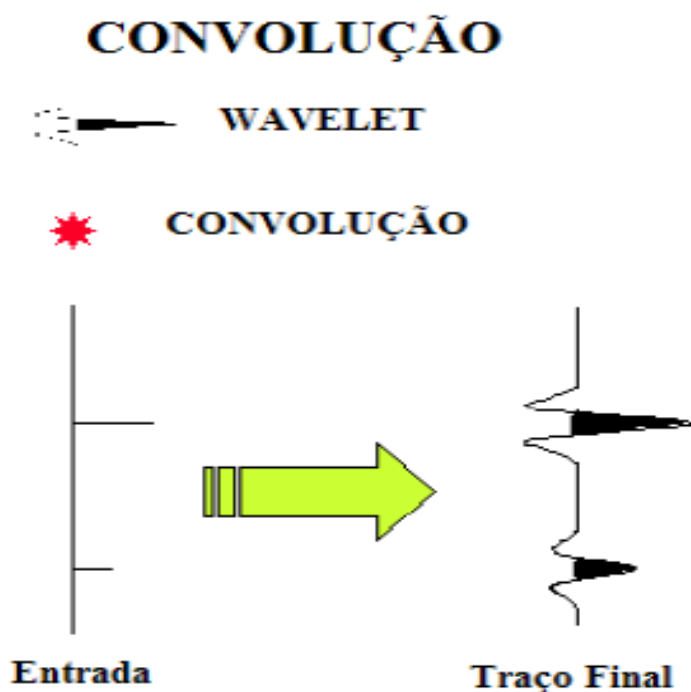
Neste capítulo será apresentado o método de deconvolução preditiva, utilizados na atenuação de múltiplas de superfície livre, segundo Yilmaz (1987).

3.1 DECONVOLUÇÃO

A deconvolução é um processo de filtragem inversa, na qual se busca eliminar os efeitos indesejados do dado que possuem natureza convolutiva.

Para isso é desenvolvido um filtro, cuja convolução com o traço sísmico, possa comprimir os eventos indesejados no dado. A determinação desse filtro é feita pela simplificação do modelo convolucional a partir de alguns pressupostos sobre a subsuperfície e a onda sísmica. Yilmaz, (op.cit.).

Figura 6 - Exemplo de convolução em um levantamento sísmico



Fonte: Verschuur (2006)

3.1.1 Modelo convolucional

Ao ser disparada a fonte sísmica emite um sinal $\omega(t)$, que se propaga pela subsuperfície. Este sinal sofre convolução com o meio, representado pela resposta impulsiva da terra $\epsilon(t)$, até ser captado pelo receptor, após sofrer reflexão. O

registro desses sinais pelos receptores é que origina o sismograma $x(t)$. Parte do sinal registrado é devido a ruído $n(t)$ gerado por variações no equipamento ou sinais que não são de interesse para a interpretação sísmica.

O modelo convolucional de da terra no domínio do tempo:

$$x(t) = \omega(t) * \epsilon(t) + n(t) \quad (1)$$

Para gerar esse modelo são feitas algumas considerações sobre o meio de propagação e sinal gerado pela fonte. O meio é considerado como sendo formado por camadas horizontais com velocidade homogênea, e a onda gerada pela fonte é estacionária (não varia durante a propagação) incidindo de forma normal nos refletores.

Devido à presença de três variáveis, a resolução da equação (1) é impossível. Este problema é resolvido utilizando alguns pressupostos para eliminar ou determinar valores de algumas variáveis, de forma que a única variável restante seja a resposta impulsiva da terra.

O primeiro pressuposto é de que o ruído é nulo, podendo ser eliminado da equação (1). Na prática isso não ocorre, sendo necessária a etapa de processamento sísmico para eliminar os eventos ruidosos do dado.

No segundo pressuposto é dito que a *wavelet* sísmica é conhecida, transformando a deconvolução em um processo determinístico. Novamente isso não verdadeiro, e a estimativa do valor da *wavelet* é feita do próprio sismograma, no processo de deconvolução estatística.

3.1.2 Operador inverso

Feitas essas pressuposições obtemos uma equação simplificada, cujos valores de $x(t)$ e $\omega(t)$ são conhecidos. A partir dela podemos estimar o valor de $\epsilon(t)$.

$$x(t) = \omega(t) * \epsilon(t) \quad (2)$$

Definindo um operador $f(t)$ tal que a convolução com o sismograma conhecido $x(t)$ produza a estimativa da resposta impulsiva da terra $\epsilon(t)$, obtemos.

$$\epsilon(t) = f(t) * x(t) \quad (3)$$

Substituindo a equação (3) na equação (2), conseguimos.

$$x(t) = \omega(t) * f(t) * x(t) \quad (4)$$

O parâmetro $x(t)$ é eliminado de ambos os lados da equação, resultando na seguinte expressão.

$$\delta(t) = \omega(t) * f(t) \quad (5)$$

Onde $\delta(t)$ representa a função do delta de Kronecker. (Yilmaz, 1987)

$$\delta(t) = \begin{cases} 1, & t = 0 \\ 0, & t \neq 0 \end{cases} \quad (6)$$

Resolvendo a equação (5) para o operador de filtro $f(t)$, nós obtemos.

$$f(t) = \delta(t) * \frac{1}{\omega(t)} \quad (7)$$

Esta equação implica que o filtro inverso $f(t)$ converte a *wavelet* sísmica em um Spike em $t=0$.

Uma vez que é feita uma boa estimativa da *wavelet* da fonte sísmica $\omega(t)$ na equação (3), o problema se resume a encontrar o operador inverso $f(t)$ da equação (7).

3.1.2 Filtro de Wiener

A estimativa do espectro de amplitude e fase da *wavelet* sísmica $\omega(t)$ é feita a partir do próprio sismograma.

Refletividade é um processo aleatório, devido a isso o traço sísmico tem características da *wavelet* sísmica em sua autocorrelação e seus espectros de amplitudesão similares. Yilmaz, (1987, p.171).

Uma vez estimada a *wavelet* sísmica, o valor desse operador inverso é calculado e aplicado ao sismograma obtendo a resposta impulsiva da terra, objetivo final da deconvolução.

Para o cálculo do filtro inverso, Wiener desenvolveu um sistema de equações matriciais, chamado equações normais, em que só é necessário ter informação sobre o dado de entrada.

$$\begin{pmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & \cdots & r_{n-1} \\ r_1 & r_0 & r_1 & \cdots & r_{n-2} \\ r_2 & r_1 & r_0 & \cdots & r_{n-3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{n-1} & r_{n-2} & r_{n-3} & \cdots & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_{n-1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} g_0 \\ g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_{n-1} \end{pmatrix} \quad (8)$$

A primeira matriz do lado esquerdo da equação (8) é uma equação de formato Toeplitz, cujos coeficientes são definidos pela auto correlação do dado de entrada.

Para se obter os coeficientes da matriz do lado direito da equação é preciso determinar um dado de saída desejado, de acordo com o objetivo da deconvolução. Feito isso, os coeficientes dessa matriz são calculados pela correlação cruzada entre o dado de entrada e o dado de saída desejado.

Calculadas as matrizes e resolvida a equação, é obtido o filtro de Wiener, que convolvido com o dado sísmico resulta na sua deconvolução, de acordo com o dado de saída desejado. A efetividade desse operador esta relacionada ao seu número de coeficientes. Quanto maior este número melhor a deconvolução, porém o processo demanda mais tempo para ser concluído.

Devido à simetria da matriz de autocorrelação essa equação pode ser calculada pelo método computacional de Levinson. Esses algoritmos baseados no filtro de Wiener são conhecidos como algoritmos Wiener-Levinson.

3.2 DECONVOLUÇÃO PREDITIVA

Deconvolução preditiva é o processo de deconvolução, utilizando o filtro de Wiener, cujo *output* desejado é o dado de entrada com um avanço no domínio do tempo.

Dado a entrada $x(t)$, nós queremos prever seu valor em um tempo futuro $(t + a)$, onde a é chamado de *lag* de predição. Para isso é preciso modificar o lado direito da equação matricial (8).

Considerando um dado de entrada $x(t) : (x_0, x_1, x_2, x_3, x_4)$, e definindo $\alpha = 2$. Calando-se a autocorrelação do dado de entrada e a crosscorrelação entre o *output* desejado $x(t + 2)$ e o dado de entrada $x(t)$. Obtemos a seguinte equação.

$$\begin{pmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 \\ r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 \\ r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 \\ r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 \\ r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_2 \\ r_3 \\ r_4 \\ r_5 \\ r_6 \end{pmatrix} \quad (9)$$

Sendo $g_i = r_i + a$, para $a = 2$ e $i = 0,1,2,3,4$.

Da equação (9) podemos calcular o filtro de predição $a(t) : (a_0, a_1, a_2, a_3, a_4)$ e depois aplicamos este ao dado de entrada $x(t) : (x_0, x_1, x_2, x_3, x_4)$ para obter o *output* real $y(t) : (y_0, y_1, y_2, y_3, y_4)$. Como $y(t)$ é apenas uma aproximação do *output* desejado $x(t + a) : (x_2, x_3, x_4)$, $a = 2$, podemos determinar o erro dessa estimativa, $e(t) = x(t + a) - y(t) : (e_2, e_3, e_4, e_5, e_6)$.

O erro de predição pode ser obtido diretamente da convolução entre o dado de entrada $x(t)$ com o filtro de erro de predição, com os seguintes coeficientes $(1, 0, -a_0, -a_1, -a_2, -a_3, -a_4)$.

Saber o erro da predição é essencial no processamento de múltiplas. O método da predição consiste em definir o dado de entrada de tempo t , em um tempo futuro $t + a$, onde a é o *lag* de predição. Para se definir esse *lag* é necessário um evento com ocorrência periódica. Na sísmica o único evento de ocorrência periódica é a múltipla.

Seguindo essa lógica temos que o filtro de predição, por se basear em eventos periódicos, atenua os demais eventos tais como reflexões. Já o filtro de erro de predição preserva todos os eventos não periódicos atenuando as múltiplas.

A equação matricial (9) pode ser reescrita da seguinte forma.

$$\begin{pmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & \cdots & r_{n-1} \\ r_1 & r_0 & r_1 & \cdots & r_{n-2} \\ r_2 & r_1 & r_0 & \cdots & r_{n-3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{n-1} & r_{n-2} & r_{n-3} & \cdots & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_{n-1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_a \\ r_{a+1} \\ r_{a+2} \\ \vdots \\ r_{a+n-1} \end{pmatrix} \quad (10)$$

Para um filtro de predição de largura n e um *lag* de predição a .

Para o caso especial de predição unitária, $a = 1$, onde $n = 5$ e acrescentando uma coluna da esquerda para a direita, reescrevemos a equação (10).

$$\begin{pmatrix} -r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 \\ -r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 \\ -r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 \\ -r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 \\ -r_5 & r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (11)$$

Adicionando uma linha e movendo o sinal negativo para a matriz coluna que representa os coeficientes do filtro a ser encontrado, temos.

$$\begin{pmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 & r_5 \\ r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 \\ r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 \\ r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 \\ r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 \\ r_5 & r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ -a_0 \\ -a_1 \\ -a_2 \\ -a_3 \\ -a_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (12)$$

Sendo $L = r_0 - r_1 a_0 - r_2 a_1 - r_3 a_2 - r_4 a_3 - r_5 a_4$ o erro no processo de filtragem e $(1, -a_0, -a_1, -a_2, -a_3, -a_4, -a_5)$ os coeficientes do filtro de erro de predição.

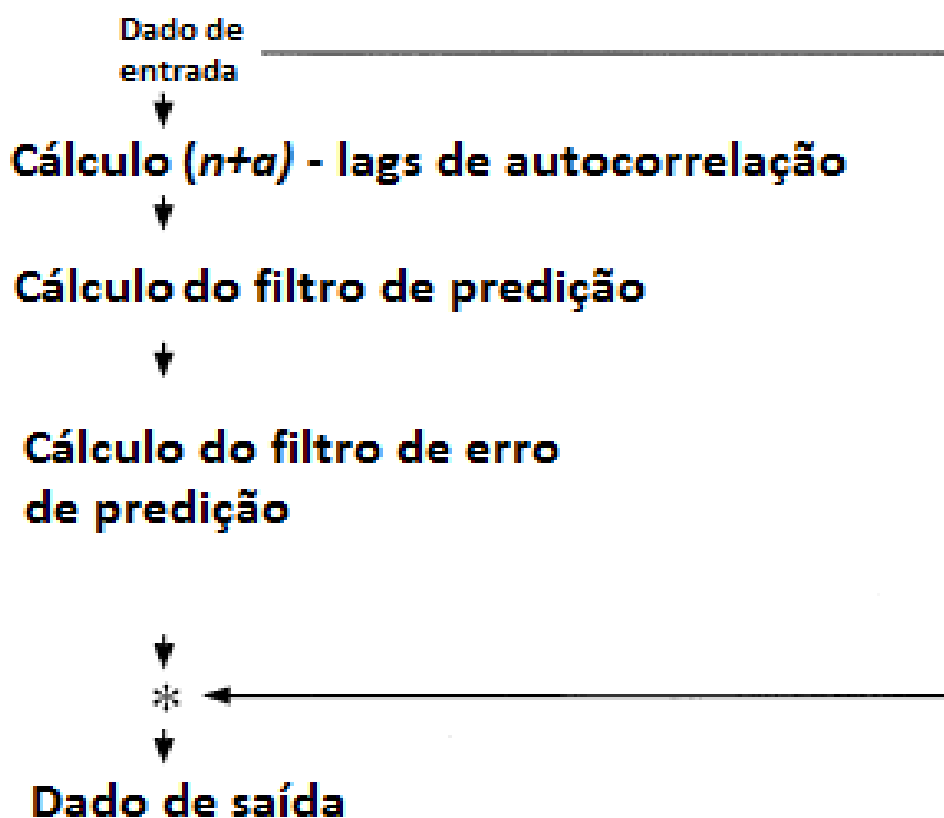
$$\begin{pmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 & r_5 \\ r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 & r_4 \\ r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 & r_3 \\ r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 & r_2 \\ r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 & r_1 \\ r_5 & r_4 & r_3 & r_2 & r_1 & r_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

(13)

$b_0 = 1$, $b_i = -a_i$ e $i = 1,2,3,4,5$.

A equação matricial (13) é a equação final da deconvolução preditiva. Nela é calculado diretamente o filtro de erro de predição, utilizado para atenuar as múltiplas do dado em um *lag* α . Caso seja definido um *lag* unitário, o resultado é a deconvolução impulsiva do dado.

Figura 7 - Fluxograma da deconvolução preditiva



Fonte: Yilmaz (1987)

Todo o processo de deconvolução preditiva parte do pressuposto básico que as múltiplas são eventos periódicos e que podem ser previstos. No domínio

$t - x$ esse pressuposto não é verdadeiro, sendo necessário transformar o dado para o domínio $T - P$, com será mostrado.

3.2.1 Domínio $T - P$

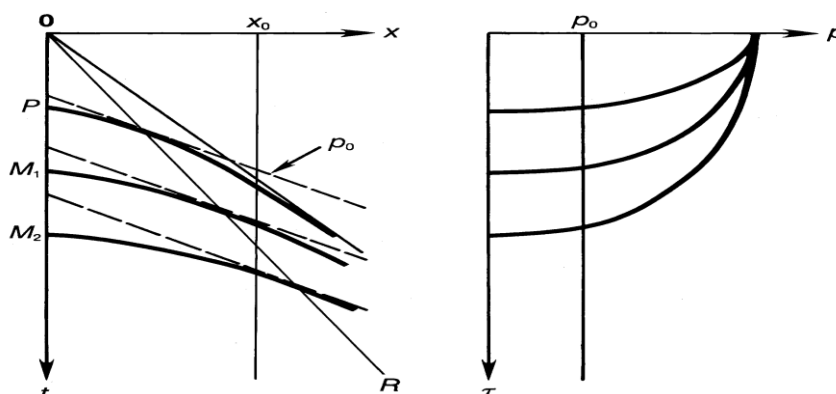
Para que as múltiplas possam ser previstas e posteriormente atenuadas do dado sísmico, é necessário que tal evento seja periódico. No domínio tempo espaço ($t - x$) esse pressuposto apenas é obedecido em levantamentos zero *offset*, com fonte e receptor no mesmo ponto, o que é não é possível na prática. Devido a este problema, uma mudança de domínio no dado sísmico é necessária, para que a periodicidade das múltiplas seja mantida.

A mudança de domínio é feita aplicando-se a transformada para o domínio $T - P$. Com essa transformada 2D, o dado muda do domínio $t - x$ para $T - P$, onde as reflexões múltiplas mantêm a sua periodicidade.

Na transformada para o domínio $T - P$, é feita a decomposição do campo da onda sísmica, em suas ondas planas componentes. Para isso é feita uma correção LMO e soma dentro do eixo do offset. Como resultado o eixo do offset é substituído pelo eixo do parâmetro do raio (P). Neste domínio é considerada a relação do tempo de chegada das ondas planas (T), com o parâmetro do raio (P). Yilmaz, (1987).

Na Figura 8, são mostrados os mesmos eventos de reflexão primária (P) e múltiplas (M_1 e M_2), nos domínios $t - x$ e $T - P$, respectivamente. No domínio $t - x$, ao longo do traço x_0 , é possível perceber que as múltiplas não aparecem em intervalos periódicos. Já no domínio $T - P$, após aplicação do transformada *para o domínio* $T - P$, as múltiplas aparecem periodicamente ao longo do traço P_0 .

Figura 8- Comparação de periodicidade das múltiplas nos domínios $T - P$ (direita) e $t - x$ (esquerda)



Fonte: Yilmaz (1987)

Uma vez feita a mudança no domínio, é necessário se calcular o *lag* de predição. O *lag* está relacionado com o intervalo, no eixo T , entre a reflexão primária e a múltipla que será predita. O valor deste parâmetro é calculado fazendo-se a autocorrelação do dado de entrada, dentro de uma janela de tempo definida no processamento. Cruz, (2010)

Quando o meio de propagação não possui mergulho, o *lag* de predição não varia por toda extensão do dado. Nos casos onde o dado possui mergulho, o intervalo entre primária e múltipla varia, sendo necessário que o *lag* de predição seja recalculado ao longo do dado. Essa mudança no *lag* de predição segue a seguinte equação.

$$\alpha(P) = \alpha(0)\sqrt{1 - P^2 v_w^2} \quad (14)$$

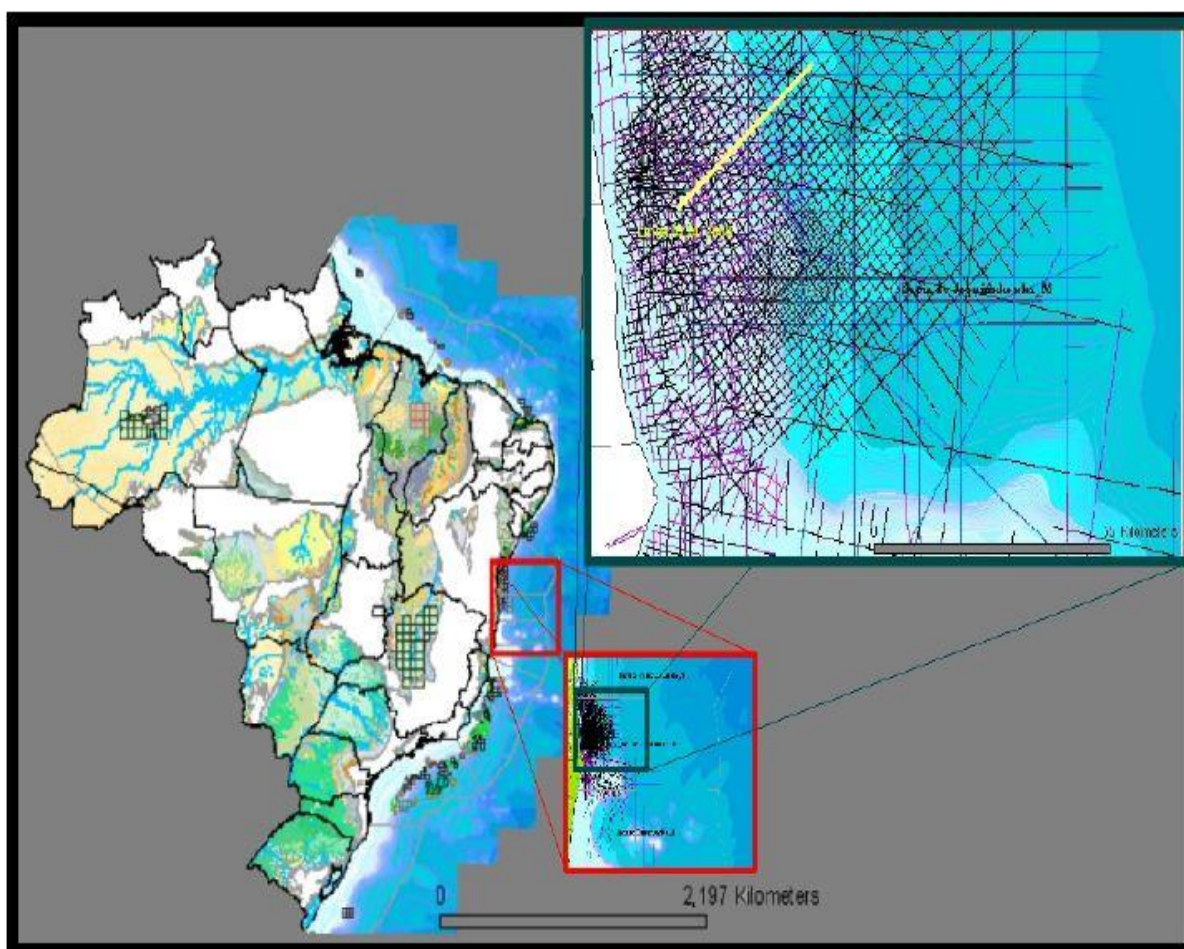
Nesta equação o comprimento do operador é mantido constante, enquanto o *lag* de predição é ajustado baseando-se no valor do parâmetro do raio (P). Sendo v_w a velocidade da reflexão primária da qual se deseja atenuar as múltiplas. Alam e Austin, (1981).

Através da equação (14) o *lag* de predição é calculado ao longo do traço P , no domínio $T - P$, sendo possível prever múltiplas também em eventos com mergulho.

4 DADO REAL 2D MARINHO

Neste trabalho utilizamos a linha 214-2660, de levantamento marinho, para o processamento sísmico. A aquisição foi feita na bacia do Jequitinhonha, localizada na região nordeste, no sul da bahia. Esta é uma bacia terrestre-marítima, sendo sua maior parte marinha. Sua área total é de 10.000km² e apenas 500km² é terrestre.

Figura 9 - No quadrado vermelho temos a imagem ampliada da bacia do Jequitinhonha. No quadrado verde temos a localização ampliada da linha 214-2660.



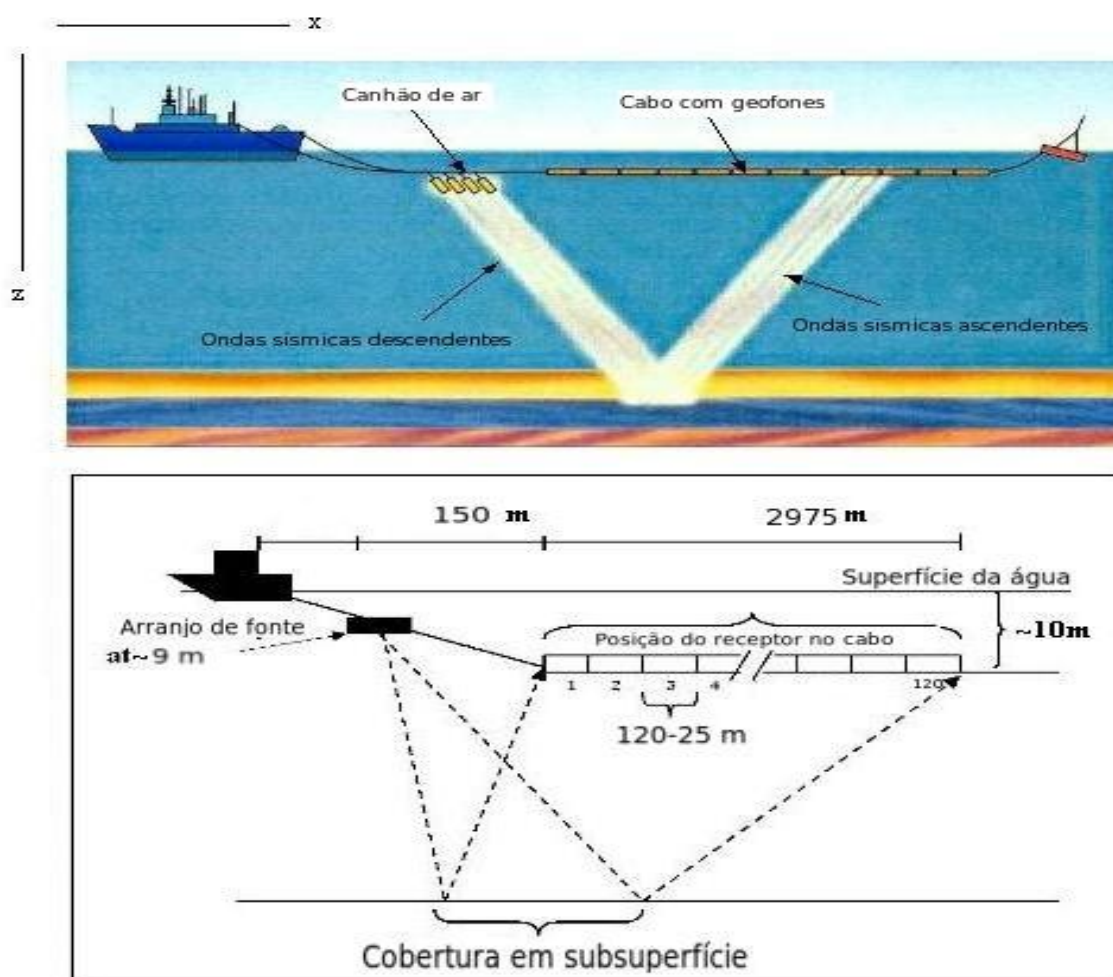
Fonte: Do Autor

4.1 INFORMAÇÕES DO LEVANTAMENTO

A técnica de aquisição marinha 2D foi o *Mariner Tower Streamer* ou arraste de cabo, feita pela PETROBRAS em 1985. Neste arranjo as fontes são rebocadas por um navio, que são seguidos por arranjos de hidrofones chamados *streamers*.

A linha deste trabalho é 2D, perpendicular a linha costeira do continente, com comprimento de 3125m. O espaçamento entre os receptores é de 25m, com um total de 120 canais, sendo o canal 120 o mais próximo da fonte. O afastamento mínimo entre fonte e receptor é de 150m e o máximo é de 3125m. O número de tiros registrados pelos hidrofones é 1577 e o tempo de registro é de 4ms.

Figura 10 - Levantamento *Mariner Tower Streamer*



Fonte: Ikelle (2005)

5 PROCESSAMENTO E ANÁLISE DA DECONVOLUÇÃO PREDITIVA NO DOMÍNIO $T - P$.

A aplicação dos métodos de convolução preditiva no domínio $T - P$ da linha 214-2660, dado 2D real marinho, localizada na bacia do Jequitinhonha. Foi utilizado o pacote de processamento ProMAX, que contém um conjunto de ferramentas para o processamento sísmico, além de uma interface fácil e amigável facilitando o processo. Neste trabalho não serão mostradas todas as imagens geradas durante o processamento, mantendo as imagens mais relevantes.

Inicialmente foi feito um tratamento do dado bruto para eliminar ruídos aleatórios. Nesta etapa é feito o silenciamento de traços ruidosos, a retirada dos tiros que não funcionaram e aplicação de um filtro de banda passante para retirada de ruídos de alta e baixa frequência. A eliminação desses eventos é fundamental para aumentar a razão sinal ruído.

Com o dado editado, foi gerado uma seção de tiro comum das regiões de talude oceânico e profunda, compreendidos entre os CDPs 1420 e 3220. Na região rasa (anterior ao CDP 1420), as informações de primárias e múltiplas de superfície livre se sobrepõem, devido a pequena profundidade da camada de água, criando uma região de difícil distinção entre sinal e ruído, onde é difícil avaliar a eficácia dos métodos de atenuação.

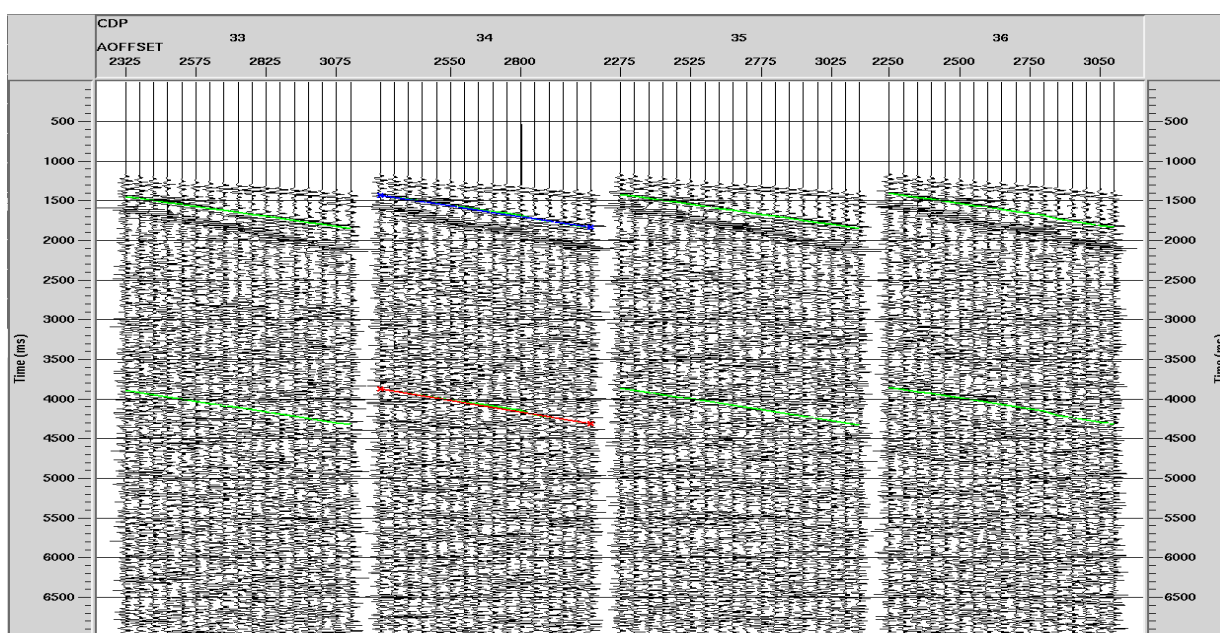
O objetivo principal desta primeira análise foi a localização das múltiplas de superfície livre. O tempo para que a múltipla de superfície livre apareça no dado, deve ser próximo ao tempo duplo de uma viagem de ida e volta pela camada de água. Quando uma reflexão aparece próximo, com uma geometria parecida a da interface entre o fundo oceânico e a água, é possível que se trate de uma reflexão múltipla.

Para aplicar a deconvolução preditiva ao dado, é necessário definir os valores da janela de tempo, comprimento do operador preditivo e *lag* de predição. A definição correta desses parâmetros é essencial para que as múltiplas possam ser preditas.

Como em dados reais a *wavelet* sísmica é desconhecida, a deconvolução se torna um problema estatístico, sendo necessário que a mesma seja estimada a partir do sismograma.

Para isso, é determinado uma janela de tempo contendo principalmente as reflexões primárias, onde é realizada a auto correlação do dado. Devido as reflexões serem eventos aleatórios, as características contidas na auto correlação do sismograma são referentes à *wavelet* sísmica.

Figura 11 - Exemplo de janela de tempo utilizada no processamento sísmico.



Fonte: Do autor via ProMAX

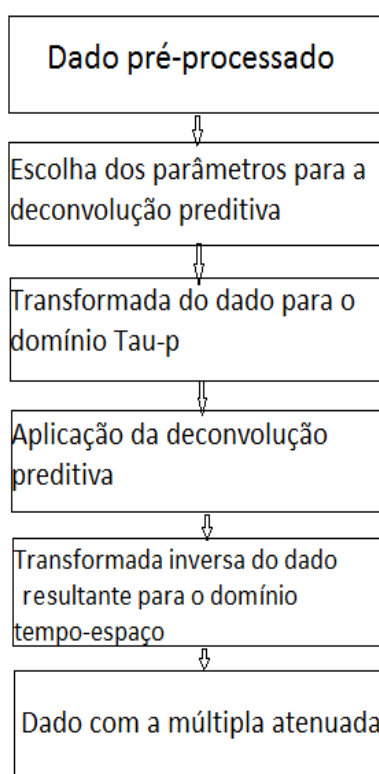
O segundo parâmetro definido é a largura do operador preditivo. Este parâmetro está relacionado ao número de coeficientes do filtro preditivo definido na equação (9). Quanto maior o filtro, melhor o resultado da deconvolução e maior o tempo necessário para que seja aplicado no dado.

Para a escolha correta do comprimento do filtro preditivo é necessário a autocorrelação da *wavelet* sísmica. Porém como a autocorrelação do sismograma já possui características desta autocorrelação, então o comprimento do filtro preditivo pode ser retirado da primeira zona transiente da autocorrelação do sismograma,

que contém grande parte das características da wavelet sísmica. Na linha 214-2660 o comprimento do operador preditivo retirado da autocorrelação foi de 80ms.

O lag de predição determina o intervalo de tempo entre o dado de entrada e o dado em um tempo futuro, no eixo T, predito pelo filtro preditivo. Quando este valor é definido igual a 1 os resultados obtidos são pulsos no tempo, comprimindo a *wavelet* sísmica e aumentando a resolução temporal do sismograma.

Figura 12 - Fluxo de processamento utilizado na deconvolução preditiva.



Fonte: Do Autor

Ao dado resultante da edição de traço e escolha dos parâmetros de deconvolução preditiva, foi aplicado o fluxo de deconvolução preditiva. Primeiramente foi aplicada a transformada para o domínio T – P, passando o dado

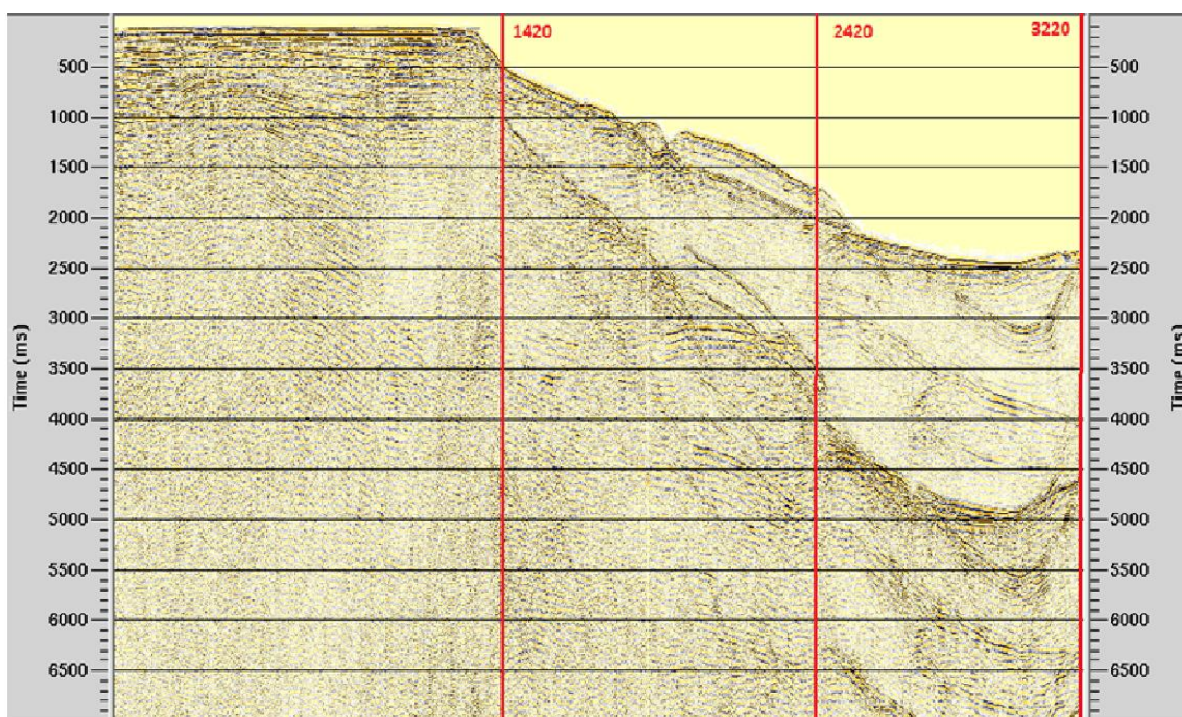
do domínio $t - x$ para o $T - P$. Neste domínio as múltiplas tem um comportamento periódico sendo possível a aplicação da deconvolução preditiva.

Uma vez aplicada a deconvolução preditiva, é aplicado novamente a transformada para retornar o dado para o domínio $t - x$, onde é possível observar a atenuação da múltipla de superfície livre.

Para fins comparativos foram escolhidos três valores para os lags preditivos: 40ms, 80ms e 100ms. Valores inferiores e superiores a estes foram testados sem obter resultados significativos.

Nas figuras 16, 17 e 18 são mostradas as imagens geradas com os três *lags* de predição, utilizando as janelas de tempo e comprimento do operador preditivo de 2700ms e 80ms, respectivamente. As imagens estão organizadas em tiro comum, apresentando os CDPs 1420 a 3220. A região anterior ao CDP 1420 é muito rasa, sendo difícil distinguir reflexões múltiplas de primárias.

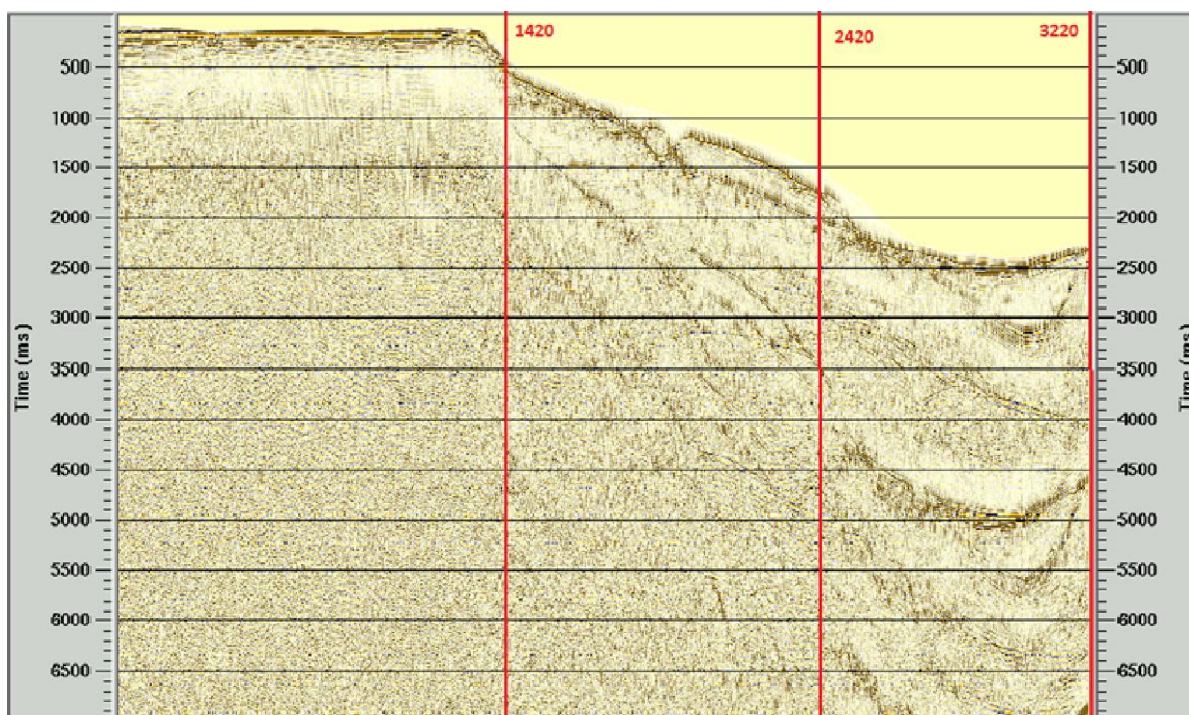
Figura 13 - Seção da linha 214-2660 em afastamento mínimo de 150 com edição de traços. Os CDPs estão marcados em vermelho



Fonte: Do autor via ProMAX

Na Figura 13, temos uma seção em afastamento mínimo do dado sem deconvolução preditiva. Nesta figura é possível observar a presença de múltiplas de superfície livre no dado. Principalmente após os CDP 1420, onde a múltipla se destaca da primeira chegada da onda sísmica.

Figura 14 - Seção da linha 214-2660 em afastamento mínimo de 150 com deconvolução preditiva, *lag* de 80ms. Os CDPs estão marcados em vermelho



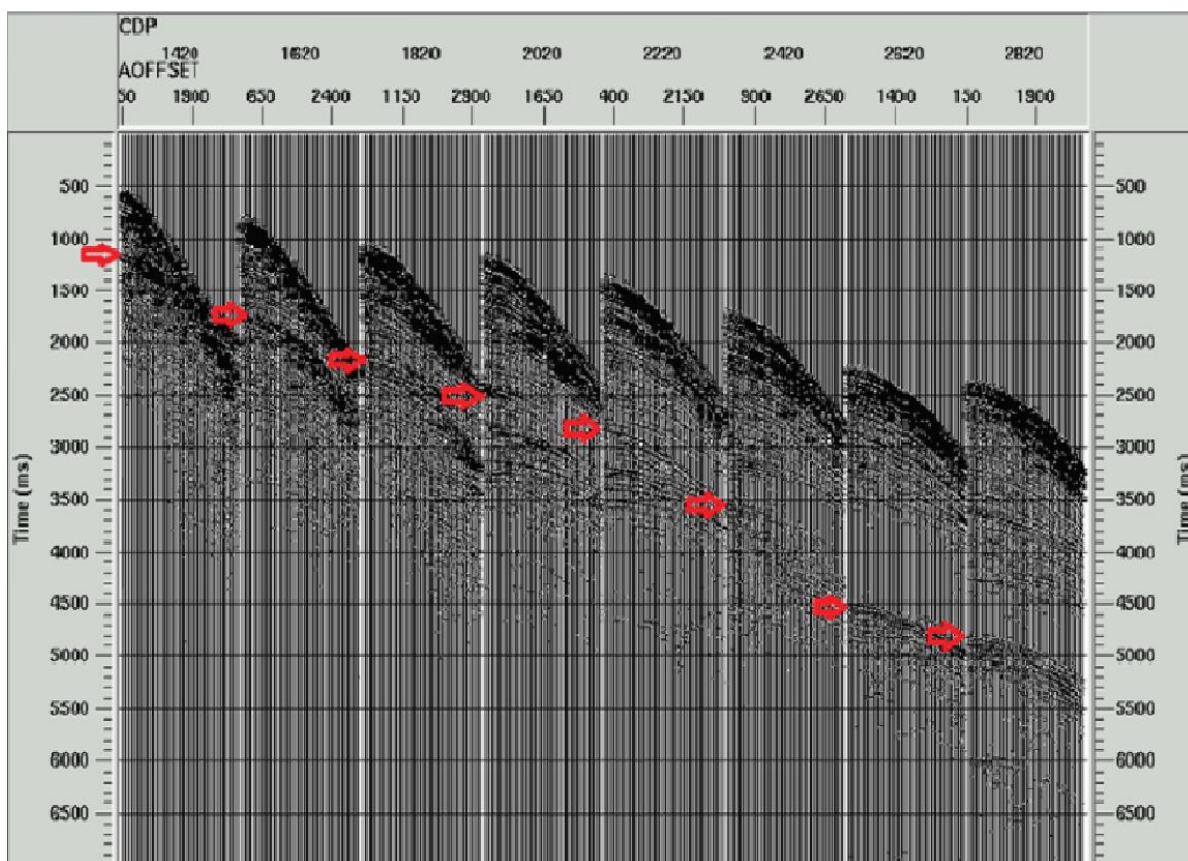
Fonte: Do autor via ProMAX

Na Figura 14, é mostrada a mesma seção em afastamento mínimo, após a aplicação da deconvolução preditiva.

Para gerar essa seção foi aplicada deconvolução preditiva, utilizando o *lag* de predição de 80ms, que obteve o melhor resultado, comparado com os demais *lag* de predição.

Verifica-se na Figura 14, que nas regiões com CDP superior a 1420, onde a lamina de água é maior, a deconvolução preditiva obteve melhor resultado, atenuando consideravelmente a múltipla de superfície livre.

Figura 15 - Linha 214-2660 em seção de tiro comum com edição de traços. As setas vermelhas indicam a posição das múltiplas.

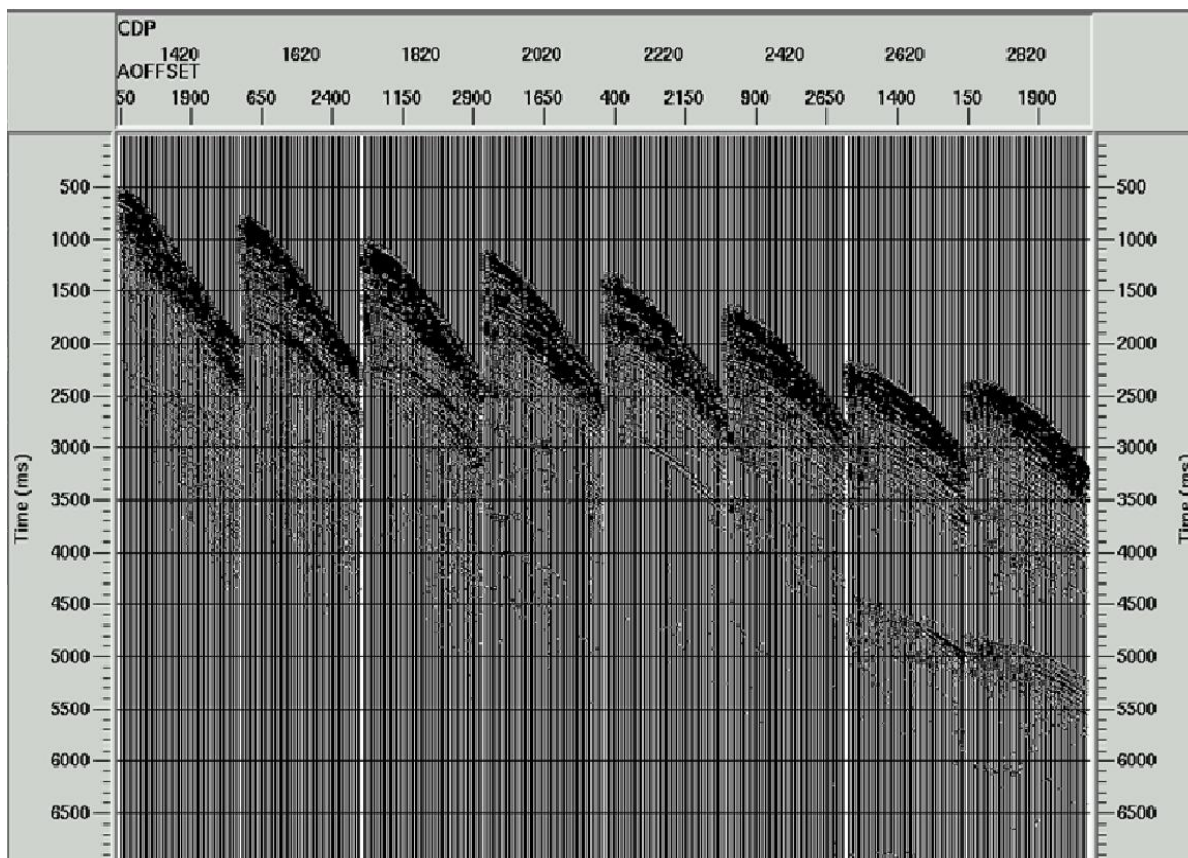


Fonte: Do autor via ProMAX

Na Figura 15, temos uma seção em tiro comum do dado com edição de traços. Nele foram retirados os traços mortos e foi aplicado um filtro de frequência afim de atenuar os ruídos no dado.

É possível observar a presença das múltiplas de superfície livre no dado. Na região do talude oceânico e região profunda (CDPs 1420 a 3220), a múltipla é mais visível por apresentar um tempo de chegada maior que o da reflexão primária. Na região rasa a diferença entre múltipla e primária é mínima devido a fina lamina de água.

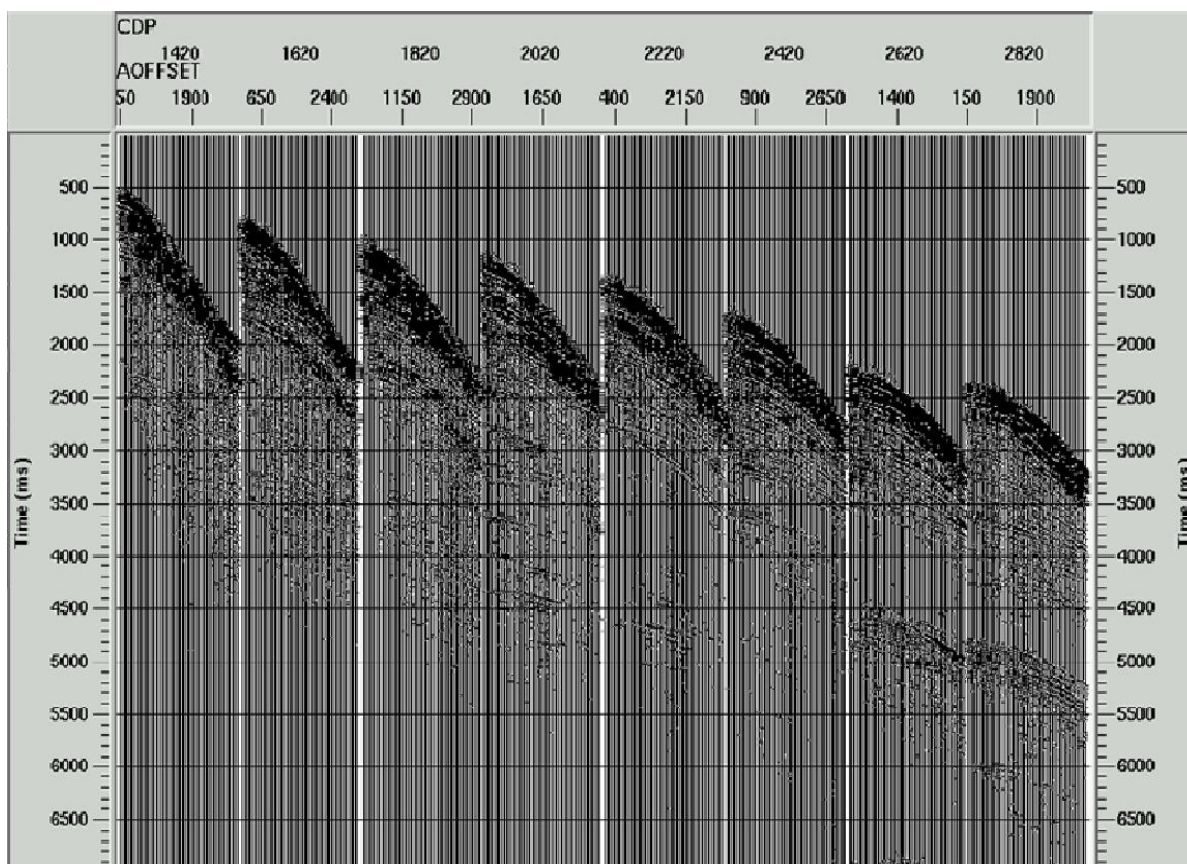
Figura 16 - Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 40ms.



Fonte: Do outor via ProMAX

Na figura 16, vemos o dado após aplicação da deconvolução preditiva, utilizando lag de 40ms. Na região profunda (CDP 2420 a 3220), a múltipla sofreu uma atenuação considerável, assim como na região do talude oceânico. Netas regiões é possível notar uma diminuição da amplitude da múltipla.

Figura 17 - Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 80ms

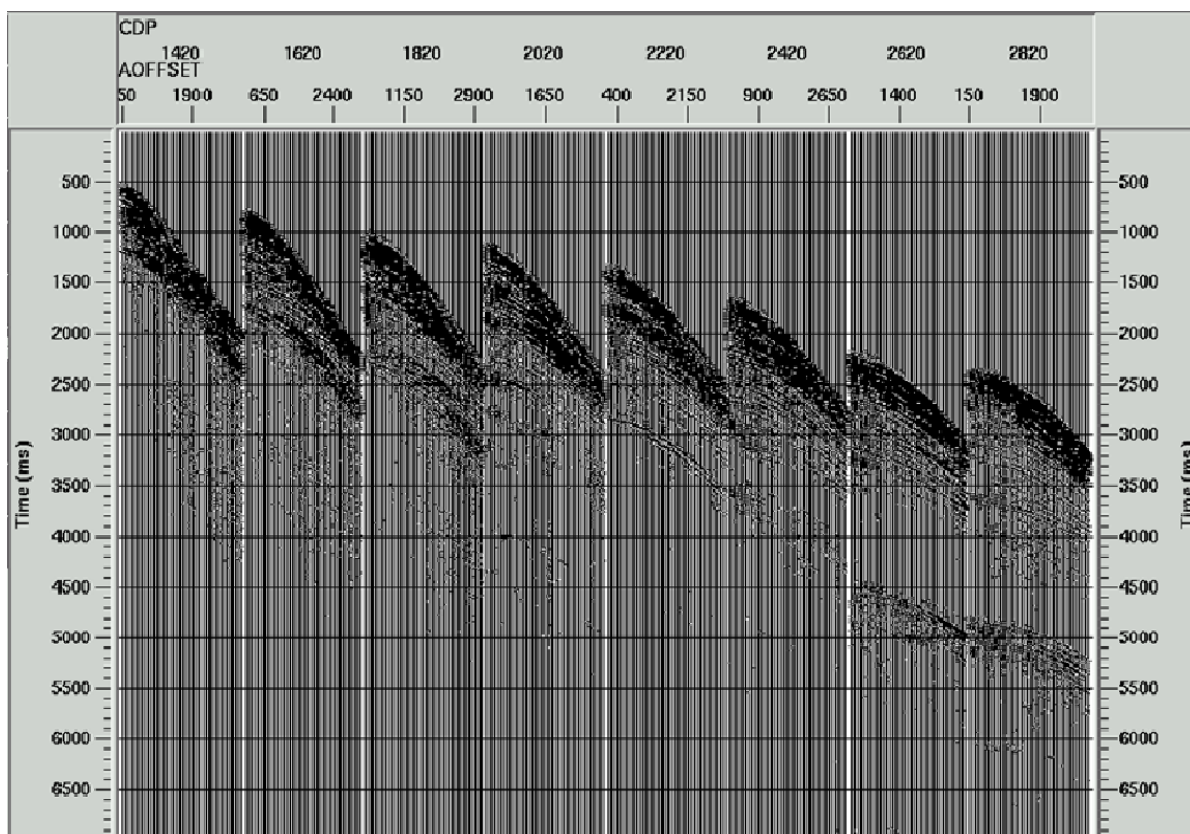


Fonte: Do autor via ProMAX

Com o *lag* de 80ms foi obtido resultado semelhante ao *lag* de 40ms. Na região profunda e na região rasa, a múltipla foi atenuada consideravelmente.

A única diferença aparente entre a deconvolução preditiva com *lag* de 40ms e 80ms, está na perda de sinal. Com o *lag* de 40ms a deconvolução preditiva aparenta ter atenuado levemente parte do sinal, o que não ocorre com o *lag* de 80ms.

Figura 18 - Seção em tiro comum da linha 214-2660 com deconvolução preditiva, lag 100ms



Fonte: Do autor via ProMAX

É possível observar nos resultados anteriores que todos os lags conseguiram uma atenuação satisfatória das múltiplas de superfície livre na região do talude oceânico (CDPs 1420 a 2420) e região profunda (CDPs 2420 a 3220). O lag de 100ms (Figura 18) teve um resultado inferior aos outros lags nestas regiões conservando uma maior parte da múltipla. Já os lags de 40ms e 80ms apresentaram resultados semelhantes, ambos atenuaram com maior eficiência a múltiplas em relação ao lag de 100ms, porém o lag de 40ms apresentou uma maior perda no sinal.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado o método de deconvolução preditiva na atenuação de múltiplas de superfície livre, aplicado em um dado real 2D marinho, adquirido na bacia do Jequitinhonha. A deconvolução preditiva tem como um dos objetivos a predição e atenuação das múltiplas sísmicas. Para isso é calculado um filtro inverso tal que, quando este for convolvido com o dado de entrada, as múltiplas presentes são atenuadas, deixando apenas as reflexões primárias.

Para a aplicação da deconvolução preditiva foi determinado uma janela de tempo de 2700ms, para estimar a *wavelet* sísmica, e o comprimento do operador preditivo foi definido em 80ms após a autocorrelação do dado sísmico. Outros valores foram testados nos parâmetros anteriores, mas os resultados foram inferiores sendo apenas citados no trabalho.

Foram definidos três *lags* de predição diferentes. A predição com *lag* de 100ms obteve o pior resultado, mantendo grande parte da múltipla de superfície livre. Os *lags* de 40ms e 80ms obtiveram resultados satisfatórios atenuando grande parte da múltipla na região do talude oceânico, sendo que com 80ms a perda de sinal foi mínima.

Na região profunda a deconvolução preditiva também obteve um resultado satisfatório com os *lags* de 40ms e 80ms. As múltiplas da região profunda sofreram grandes mudanças em relação ao dado editado. Com o *lag* de 100ms a atenuação da múltipla não foi tão efetiva nessa região, quanto nos demais *lags*.

O método da deconvolução preditiva se mostrou muito eficiente na atenuação de múltiplas de superfície livre em certas regiões do dado, apresentando um fluxo de processamento simples, e um tempo mínimo necessário para sua aplicação. Na região profunda foi obtido o melhor resultado da deconvolução preditiva, atenuando satisfatoriamente as múltiplas. Na região do talude, que apresenta um mergulho acentuado, também foi possível atenuar grande parte da múltipla, mostrando a eficiência desse método também em regiões com mergulho.

Na região rasa o método não se mostrou tão efetivo. Nesta região, devido a fina lâmina de água, as múltiplas são difíceis de serem tratadas, apresentando uma chegada muito próxima a das primárias.

Com resultado deste trabalho foi possível observar que a deconvolução preditiva consegue atenuar grande parte das múltiplas de superfície livre, porém ela não é efetiva em todo o dado. Com isso, é recomendada a aplicação de outro método de atenuação de múltiplas em conjunto com a deconvolução preditiva, para que as múltiplas possam ser atenuadas em todo o dado.

REFERÊNCIAS

ALAM, A.; AUSTIN, J. *Multiple attenuation using slant stacks*: [S.l.]: Tech. Rep. Western Geophysical Company, 1981.

ANDRADE, D. E. *Remoção de reflexões múltiplas e efeito fantasma de dados sísmicos marítimos*. 1993. 66 f. Dissertação (Mestrado em Geofísica) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, 1993.

CRUZ, R. F. C. C. *Atenuação de reflexão múltipla do fundo marinho utilizando a deconvolução preditiva adaptativa*. 2010. Tese (Doutorado) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2010.

IKELLE, L. T., E Amundsen L. *Introduction to Petroleum Seismology*, SEG, 2005.

VERSCHUUR, D. J. *Seismic multiple removal techniques: past, present and future*. [S.l.]: EAGE publications, 2006.

YILMAZ, O. *The problems of resolution and reverberations in reflection seismology*. J. Geophys. Soc. Turkey, 5, 2. 1974

YILMAZ, O. *Seismic data processing*. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 1987.