



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA**

TIAGO PAULO CÂNCIO DAS CHAGAS

**APLICAÇÃO DE WELL-TIE NO
IMAGEAMENTO DE UMA ÁREA DA BACIA
TUMBES-PROGRESSO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

BELÉM-PARÁ

2014

TIAGO PAULO CÂNCIO DAS CHAGAS

**APLICAÇÃO DE WELL-TIE NO IMAGEAMENTO DE
UMA ÁREA DA BACIA TUMBES-PROGRESSO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica da Universidade Federal do Pará, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre em Geofísica.

Orientadora: Ellen de Nazaré Souza Gomes
Coorientadora: Carolina Barros da Silva

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)

Chagas, Tiago Paulo Cândia das, 1986-
Aplicação de Well-Tie no imageamento de uma área da bacia
Tumbes-Progresso / Tiago Paulo Cândia das Chagas. – 2014.

Orientador: Ellen de Nazaré Souza Gomes
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará,
Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em
Geofísica, Belém, 2014.

1. Método de reflexão sísmica. I. Título.

CDD 22. ed. 622.1592

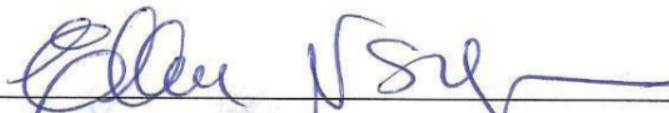
TIAGO PAULO CÂNCIO DAS CHAGAS

APLICAÇÃO DE WELL-TIE NO IMAGEAMENTO DE UMA ÁREA DA BACIA TUMBES-PROGRESSO

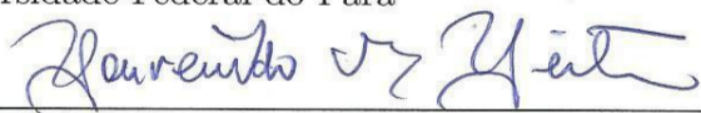
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica da Universidade Federal do Pará, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre em Geofísica.

Data de Aprovação: 29/08/2014

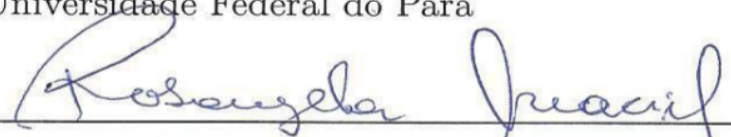
Banca Examinadora:



Prof^a. Dra. Ellen de Nazaré Souza Gomes - Orientadora
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Lourenildo Willieme Barbosa Leite - Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Prof^a Dra. Rosângela Correa Maciel - Membro
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dedico este trabalho à minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

À Deus pela saúde e perseverança para finalizar mais uma etapa profissional de minha vida, vencendo as dificuldades;

À todos os meus amigos que estiveram presentes comigo nessa caminhada, seja no CPGf ou fora, e pela ajuda prestada de forma direta ou indireta; agradeço de forma especial à minha amiga Zoraida que contribuiu com esse trabalho desde seu início; ao Jaime que sempre esteve disposto a tirar minhas dúvidas em programação e processamento;

À professora Ellen Gomes, pela confiança depositada em nosso trabalho, sempre buscando soluções necessárias para o andamento deste;

Ao professor José Jadsom sempre prestativo tirando dúvidas e discutindo os resultados;

Aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Lourenildo Leite e á Profa. Dra. Rosângela Correa Maciel, pela atenção e paciência prestadas na leitura e correção deste trabalho;

Ao CPGf por ter aberto portas para esse projeto obter êxito, cedendo espaço e recursos em laboratório;

Ao CNPq, cujo apoio financeiro foi fundamental para a realização deste trabalho, através do incentivo de bolsa;

À PERUPETRO S.A. pelos dados cedidos para o desenvolvimento desse trabalho.

Às queridas secretárias do programa de pós-graduação em Geofísica, Benildes e Lucibela, profissionais competentes, sempre prontas a resolver qualquer problema, com um atendimento paciente, educado e carinhoso;

A minha mãe e toda minha família por todo incentivo e apoio prestados, assim como a confiança depositada nos meus planos.

“Procure ser uma pessoa de valor, em vez de procurar ser uma pessoa de sucesso. O sucesso é consequência ”. (Albert Einstein)

RESUMO

Regiões geológicas que apresentam grandes variações laterais de velocidade, como em regiões com falhas e domos de sal, são áreas complexas que, em geral, o imageamento sísmico em tempo é limitado. Nestes casos, o imageamento sísmico em profundidade pode apresentar melhores resultados. Entretanto, é necessário um modelo de velocidade em profundidade com precisão, o que não é uma tarefa fácil. Uma alternativa para a estimativa do modelo de velocidade em profundidade é oferecida através da técnica do Well-Tie. Com a calibração do traço sintético, obtido a partir de dado de poço, com a seção sísmica, o mapa de velocidade em profundidade pode ser obtido através da curva tempo-profundidade. Neste trabalho, utilizamos o Well-Tie para melhorar o modelo de velocidade RMS obtido do processamento do dado sísmico. O modelo de velocidade atualizado foi convertido para profundidade e usado para gerar uma imagem sísmica migrada em profundidade de uma região da Bacia Tumbes-Progresso.

Palavras-chave: Well-Tie, Modelo de Velocidade em Profundidade, Migração em Profundidade.

ABSTRACT

Geological areas with large lateral velocity variations, such as in areas with faults and salt domes are complex areas, in general, seismic imaging time is limited. In these cases, the seismic imaging depth can provide better results. However, a velocity model is needed in depth with precision, which is not an easy task. An alternative to estimate the depth velocity model is provided by Well-tie technique. With the calibration of the synthetic trace data obtained from wells, seismic section with the depth map of velocity can be obtained through the time-depth curve. In this study, we used the Well-Tie to improve the model of RMS velocity obtained from the processing of seismic data. The updated velocity model was converted to depth and used to generate an in depth migrated seismic image of a region of Tumbes Basin-Progress.

Keywords: Well-Tie, Model speed in Depth, Migration in Depth.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – a. Onda com comprimento de 100 metros. b. O mesmo comprimento equivale a um perfil de poço com vários eventos ou camadas.	16
Figura 2 – Diagrama de blocos de como foi aplicado o Well-Tie neste trabalho com o objetivo de gerar uma seção sísmica migrada em profundidade. As etapas dentro do pontilhado foram executadas concomitantemente. . .	18
Figura 3 – Mapa com a localização da aquisição da linha sísmica 2D RIB93-01 e posição do poço CX11-16X que está a 1042 m da referida linha.	19
Figura 4 – Coluna estratigráfica da Bacia Tumbes-Progresso. A área de interesse nesse trabalho está na formação Zorritos.	20
Figura 5 – Diagrama de blocos do processamento sísmico aplicado a linha real 2D marinha.	21
Figura 6 – Linha sísmica RIB93-01 organizada em afastamento mínimo de 277 m, a partir do bruto. A formação Banco Perú (seta preta) é notada entre a região de talude e a Bacia Tumbes-Progresso. Algumas múltiplas de superfície livre estão destacadas por setas em vermelho. A região a ser analisada neste trabalho compreende o retângulo em azul entre os CDPs 2828 e 5135.	23
Figura 7 – Detalhe da região usada neste trabalho. Seção organizada em afastamento mínimo.	24
Figura 8 – Modelo de velocidade RMS utilizado no processamento e na migração do dado sísmico.	25
Figura 9 – Diagrama de blocos para a geração do traço sintético a partir dos dados de poço.	26
Figura 10 – Ferramenta empregada na perfilagem sônica. Um pulso acústico é emitido a partir de um transmissor no ponto A e se propaga ao longo do poço (representado pelos trajetos B e D) e é registrado por dois receptores distintos nos pontos C e E.	27
Figura 11 – Perfil sônico do Poço CX11-16X com extensão vertical de 733 metros (medido entre as profundidades 1913 m 3 2646 m).	28
Figura 12 – Perfil de velocidade da onda P no Poço CX11-16X.	29
Figura 13 – Perfil de densidade do poço CX11-16X.	30

Figura 14 – Dois exemplos de intervalos amostrais: a) Intervalo mais fino - as camadas mais finas praticamente não contribuem no cálculo da função refletividade. b) Intervalo mais grosso - os picos e vales das camadas mais grosseiras contribuem satisfatoriamente com o cálculo da função refletividade. No detalhe assinalado pelo retângulo vermelho, é mostrada uma fina camada, cuja a contribuição no primeiro intervalo (a.) é ínfima e no segundo intervalo (b.) a camada contribui no cálculo da impedância acústica, da função refletividade e, conseqüentemente, no cálculo do traço sintético.	31
Figura 15 – Pulso Ricker - pulso-fonte sísmico empregado neste trabalho com $dt=0,002$ segundos (discretização).	33
Figura 16 – Esquema do levantamento sísmico de dado <i>check shot</i> . Uma fonte é situada na extremidade superior do poço, enquanto que o receptor desliza no interior deste poço.	34
Figura 17 – Função refletividade amostrada no domínio da profundidade.	35
Figura 18 – Função refletividade reamostrada no domínio do tempo.	36
Figura 19 – Traço sintético gerado a partir da convolução entre o pulso-fonte e a função refletividade do meio geológico.	37
Figura 20 – Desenho com as etapas para a geração do traço sintético.	37
Figura 21 – Perfis de velocidade, densidade, impedância acústica, refletividade e sismograma sintético gerados a partir dos dados do poço CX11-16X.	38
Figura 22 – Nas Figuras de a até d, são mostradas várias etapas de calibração de um traço sintético gerado a partir de dados de poço, com um horizonte na seção sísmica migrada no domínio do tempo.	39
Figura 23 – Traço sísmico observado correspondente ao CDP 5037. A porção selecionada equivale ao mesmo intervalo de tempo no traço sintético para devida comparação entre ambos antes da atualização do modelo de velocidade RMS em tempo.	42
Figura 24 – Traço sísmico observado correspondente ao CDP 5037. Nova comparação foi feita entre os traços após a atualização do modelo de velocidade RMS em tempo.	43
Figura 25 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo. Traço sintético posicionado no CDP 5037. Detalhe do traço sintético e eventos da seção sísmica próximos.	44
Figura 26 – Comparação entre os traços sintético e sísmico observado (referente ao CDP 5037). O traço sintético está representado pela linha azul e o traço sísmico, pela linha vermelha. O traço sísmico é resultado da seção sísmica migrada com o modelo de velocidade da Figura 8.	45
Figura 27 – Modelo de velocidade RMS em tempo já com a melhor atualização.	46

Figura 28 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo. Traço sintético posicionado no CDP 5037. Detalhe do traço sintético e eventos da seção sísmica próximos. Após a atualização do modelo de velocidade, o evento mais destacado, no tempo de 884 ms, é deslocado para cima, passando de 1200 m para 1100 m.	47
Figura 29 – Comparação do traço sintético com o traço sísmico observado (referente ao CDP 5037) resultante da migração após a atualização do modelo de velocidade apresentado na Figura 27. O traço sintético está representado pela linha azul e o traço sísmico, pela linha vermelha.	48
Figura 30 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo obtida a partir do modelo de velocidade RMS atualizado após a aplicação da técnica Well-Tie.	49
Figura 31 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo obtida a partir do modelo de velocidade RMS sem aplicação da técnica Well-Tie.	50
Figura 32 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em profundidade obtida a partir do modelo de velocidade em profundidade após a aplicação da técnica Well-Tie.	51
Figura 33 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em profundidade obtida a partir do modelo de velocidade em profundidade antes da aplicação da técnica Well-Tie.	52

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	TÉCNICA DO WELL-TIE	15
2.1	Comparação entre o dado de Poço e o dado Sísmico	15
2.2	Fluxograma de Aplicação do Well-Tie	17
2.3	Erros comuns na aplicação do Well-Tie	41
3	APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	42
4	CONCLUSÕES	54
	REFERÊNCIAS	55

1 INTRODUÇÃO

Dentre os métodos geofísicos, os métodos sísmicos são os mais utilizados para definir estruturas na subsuperfície da Terra, onde se destaca a sísmica de reflexão com múltipla cobertura, que é largamente aplicada à indústria de petróleo e gás. Através de imagens sísmicas em subsuperfície, pode-se detectar estruturas geológicas favoráveis à reservatórios de hidrocarbonetos (LIMA, 2012). A sísmica de reflexão é baseada em ondas mecânicas que, geradas na superfície, viajam até a subsuperfície, sendo refletidas de volta a superfície. As imagens sísmicas são, então, geradas devido aos contrastes da propriedade elástica (velocidade) das camadas em subsuperfície.

A partir do registro dos dados de reflexão sísmica, pode-se gerar uma imagem do meio em subsuperfície através de várias técnicas de imageamento. Dentre elas, destaca-se por seu baixo custo computacional e robustez em relação ao modelo de velocidade, a migração no tempo (YILMAZ, 1987). Na migração no tempo, uma imagem é gerada a partir de um modelo de velocidade estimado dos dados sísmicos. Entretanto, esse método gera uma imagem em tempo da subsuperfície (que está em profundidade), o qual é limitado quando o meio a ser imageado apresenta estruturas geológicas complexas como domos de sal, falhas, fraturas ou meios com variação lateral de velocidade em geral (YILMAZ, 1987).

Nestes casos, a migração em profundidade pode ser a mais indicada e oferece maior grau de eficiência, de posse, ainda, da migração em tempo para as devidas comparações. Além disso, o produto final é uma imagem em profundidade, sendo, portanto, mais adequada para a interpretação geológica. Entretanto, essa técnica, além do alto custo computacional, exige um modelo de velocidade em profundidade com maior precisão da subsuperfície. Essa tarefa é complexa e nem sempre possível de ser realizada, uma vez que se deve determinar a partir das velocidades que são estimadas dos dados sísmicos em superfície (que estão em tempo) uma relação com as velocidades em profundidade.

Uma possibilidade de obtenção do modelo de velocidade em profundidade, é a partir da utilização da técnica do Well-Tie, baseada em um processo de calibração entre o dado sísmico medido no domínio do tempo (domínio sísmico), com o dado de poço medido no domínio da profundidade (domínio geológico), técnica essa, usual na interpretação sísmica (BECQUEY; LAVERGNE; WILLM, 1979; LORENZO; HESSELBO, 1996; MADIBA; MCMECHAN, 2002; MUÑOZ; HALE, 2012; WHITE; SIMM, 2003).

O objetivo deste trabalho é gerar uma imagem migrada em profundidade da linha sísmica 2D marinha da região da Bacia Tumbes-Progresso utilizando o Well-Tie para gerar um modelo de velocidade em profundidade. Para este fim, além da linha sísmica 2D, dispomos do perfil sônico de um poço da região, próximo à linha a ser estudada.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: no capítulo 2 é apresentado um breve resumo da técnica do Well-Tie. No capítulo 3 são apresentados os dados sísmico e de poço da região de interesse de estudo neste trabalho. No capítulo 4, é feita a aplicação do Well-Tie para a estimativa do modelo de velocidade em profundidade e a imagem migrada em profundidade é gerada, onde também é apresentada uma análise dos resultados. No último capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 TÉCNICA DO WELL-TIE

O Well-Tie é um método na interpretação sísmica onde os dados de poço no domínio da profundidade (domínio geológico) podem ser comparados a dados sísmicos no domínio do tempo (domínio sísmico), permitindo relacionar horizontes identificados em dados de poço, com reflexões específicas em seções sísmicas. As seções sísmicas em tempo são convertidas para profundidade com base na calibração com os dados de poço.

Considerando a existência de dados de poço próximos à seção sísmica, o Well-Tie consiste em usar perfis sônico e de densidade para gerar o traço sintético que em seguida é posicionado na seção sísmica e pode ser deslocado, comprimido ou estirado para ser ajustado aos horizontes sísmicos. Com o ajuste ao dado sísmico, pode-se fazer correções no modelo de velocidade em tempo e então obter-se, através da conversão tempo-profundidade, um modelo de velocidade em profundidade para a geração de uma imagem sísmica em profundidade. A curva de tempo-profundidade é um produto do Well-Tie, a qual, juntamente com seção sísmica migrada em profundidade, permite a devida aplicação da técnica.

2.1 Comparação entre o dado de Poço e o dado Sísmico

No Well-Tie, os dados sísmicos no domínio do tempo são comparados aos dados de poço no domínio da profundidade. Os dados sísmicos e os dados de poço possuem diferenças fundamentais, sendo elas:

Para o dado sísmico:

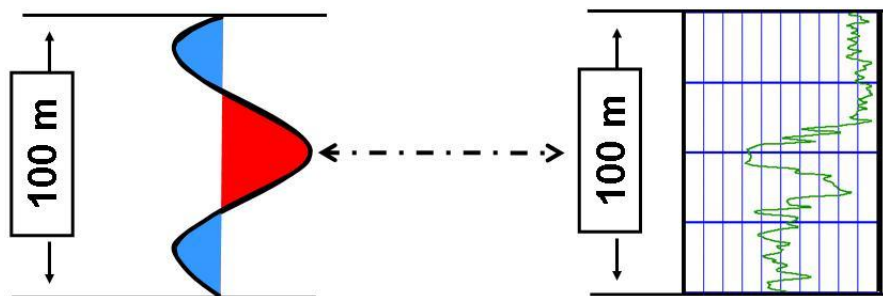
- Medidas referentes à áreas e volumes;
- A banda de frequências dos dados é de 5 - 60 Hz;
- Resolução vertical de 15 a 100 metros;
- Resolução horizontal de 150 a 1000 metros;
- A partir dos dados medidos, tem-se informação de amplitude sísmica, de fase, velocidades vertical e horizontal;
- Medidas feitas no tempo.

Para o dado de Poço:

- Medidas locais e obtidas ao longo do poço;
- A banda de frequências dos dados é de 10.000 - 20.000 Hz;
- Resolução vertical de 2 cm a 2 metros;
- Resolução horizontal de 0,5 centímetros a 6 metros;
- A partir dos dados medidos, tem-se informação de velocidade vertical, densidade, resistividade, radioatividade, SP, propriedades das rochas e fluidos dos testemunhos;
- Medidas feitas em profundidade.

O comprimento de onda de um dado sísmico é de 100 metros (Figura 1a) que, comparado ao dado de poço para esse mesmo comprimento, tem-se perfil com inúmeras medidas no Poço (Figura 1b).

Figura 1 – a. Onda com comprimento de 100 metros. b. O mesmo comprimento equivale a um



Fonte: ExxonMobil (2014) adaptada pelo autor.

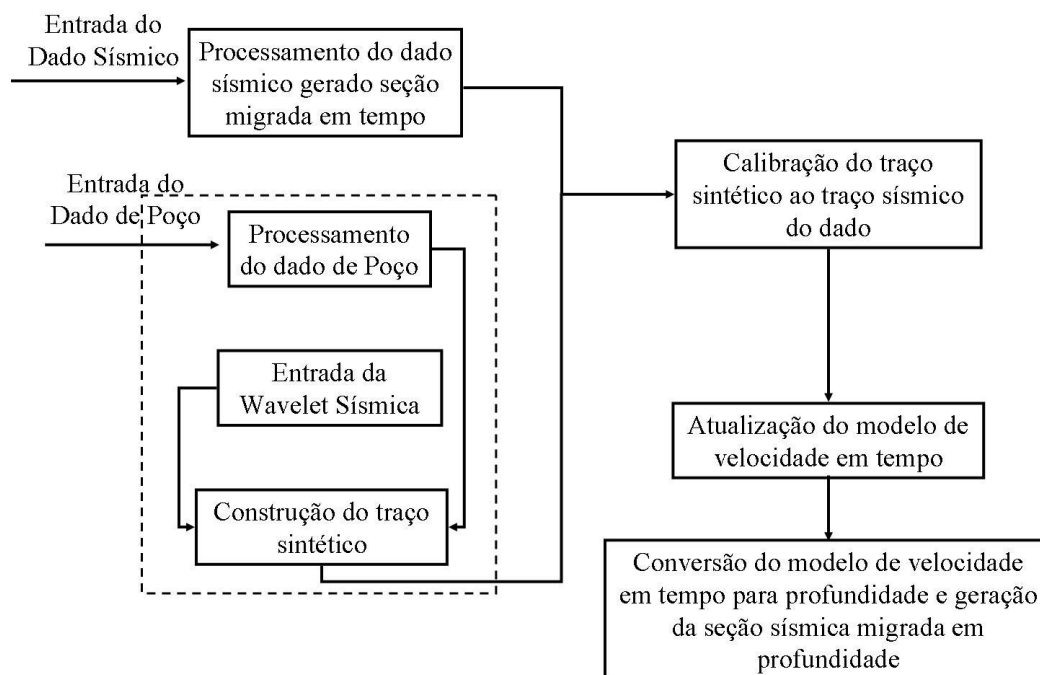
No Well-Tie, o dado sísmico a ser utilizado deve estar livre de ruídos incoerentes, sem múltiplas, as amplitudes devem estar relativamente preservadas e a seção sísmica deve estar em afastamento nulo. Em geral, é utilizada a seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo. Os dados de poço utilizados são os perfis de densidade e sônico e estes devem ser definidos em intervalos amostrais representativos da subsuperfície.

2.2 Fluxograma de Aplicação do Well-Tie

A Figura 2 mostra o diagrama de blocos para aplicação do Well-Tie que foi realizado neste trabalho para gerar uma seção sísmica migrada em profundidade. De um modo geral, esse diagrama se diferencia de outros trabalhos em apenas alguns detalhes, como a escolha do pulso-fonte que, neste caso, é temporal ou a forma de atualização do modelo de velocidade durante a calibração do traço sintético com o dado sísmico. Ao passo do processamento do dado sísmico, os dados de poço, que consistem nos perfis de densidade (RHOB) e sônico (DT), devem ser processados, suavizados e definidos em intervalos amostrais representativos da subsuperfície.

O próximo passo é a construção do traço sintético a partir dos perfis de densidade e sônico e a escolha do pulso-fonte, juntamente com a estimativa da frequência desse pulso. A construção do traço sintético é uma tarefa que envolve uma série de etapas descritas ao longo deste texto. A etapa seguinte à construção do traço sintético é a localização deste na seção sísmica migrada e calibração através da identificação de horizontes sísmicos. Essa tarefa iterativa envolve a constante atualização do modelo de velocidade no domínio do tempo. Encontrada a posição de maior precisão do traço sintético na seção sísmica migrada e com isso o modelo de velocidade mais preciso, a tarefa seguinte foi fazer a conversão desse modelo no tempo para a profundidade. Por fim, com o modelo de velocidade em profundidade, é gerada a seção sísmica pós-empilhamento migrada no domínio da profundidade.

Figura 2 – Diagrama de blocos de como foi aplicado o Well-Tie neste trabalho com o objetivo de gerar uma seção sísmica migrada em profundidade. As etapas dentro do pontilhado foram executadas concomitantemente.



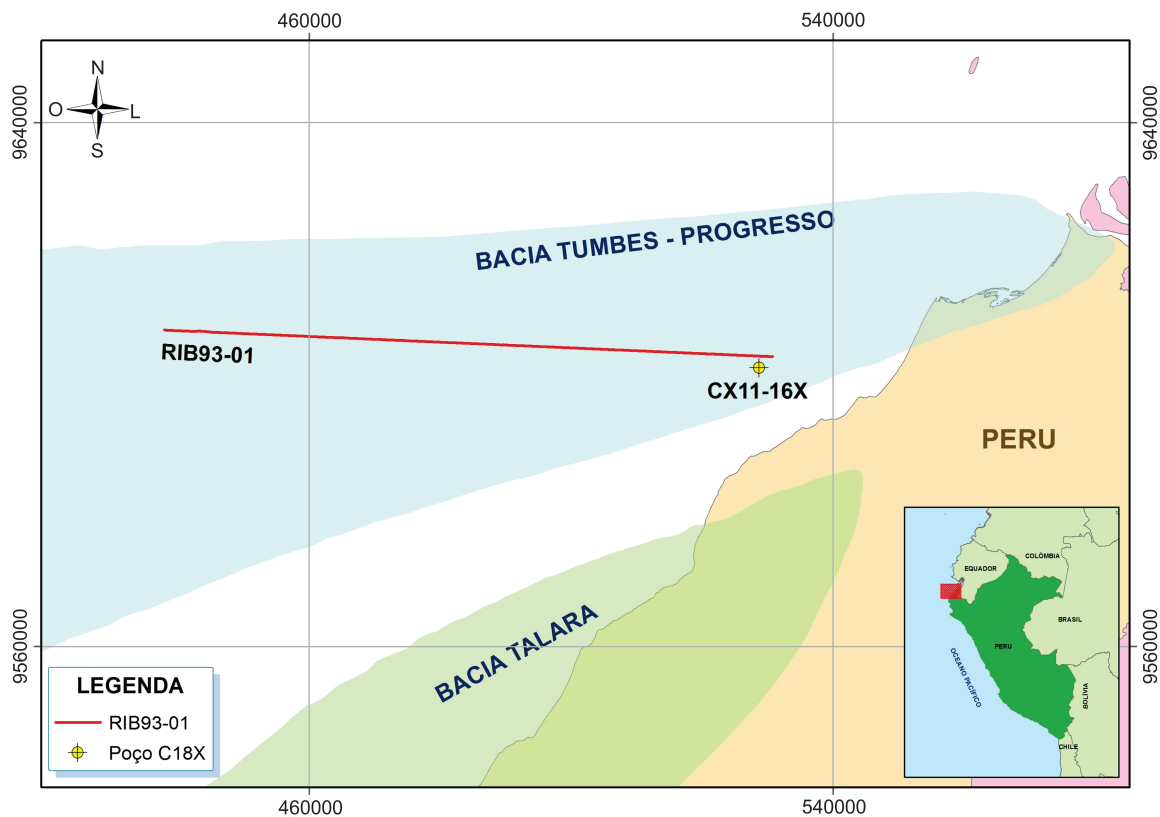
Fonte: Próprio autor.

A seguir, é apresentada uma breve descrição de cada uma dessas etapas e como foram aplicadas neste trabalho.

A) **Processamento do dado sísmico gerando seção migrada em tempo:**

Para a aplicação do Well-Tie ao dado sísmico 2D, foi aplicado um fluxograma de processamento para gerar uma seção sísmica migrada em tempo a ser ajustada ao traço sintético. A linha sísmica marinha 2D RIB93-01 na costa Peruana (Figura 3) foi adquirida pela empresa Fulgro em 1993, a serviço da PERUPETRO.

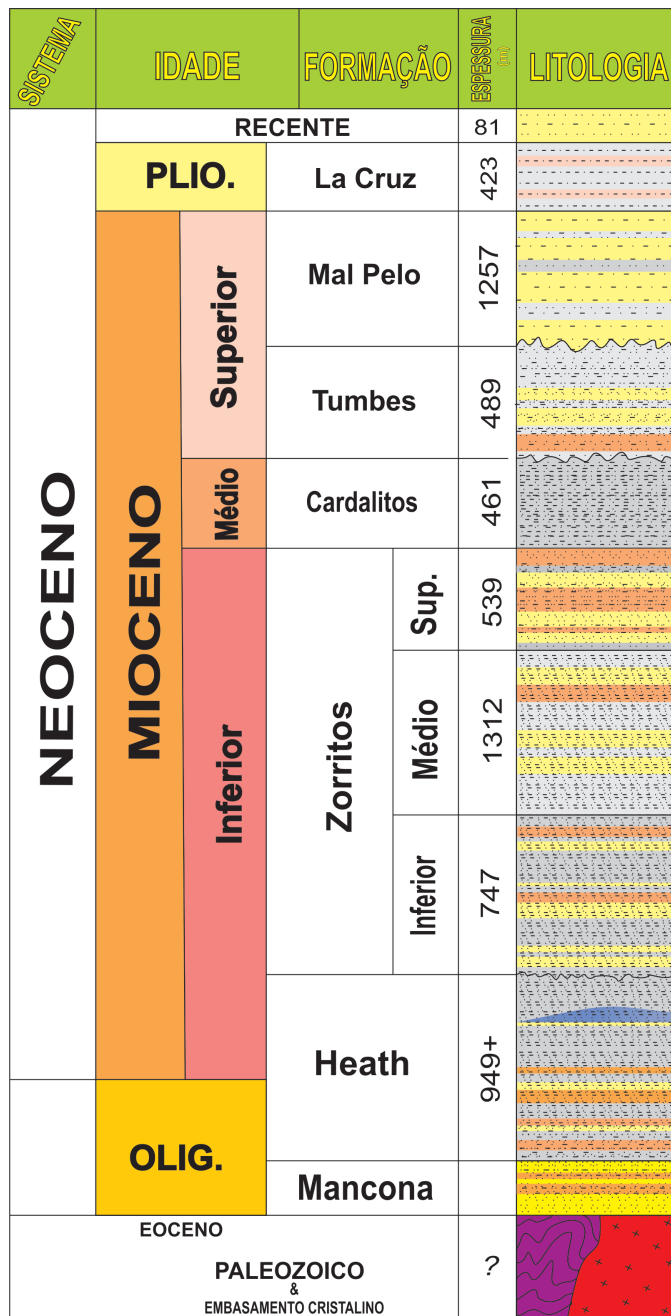
Figura 3 – Mapa com a localização da aquisição da linha sísmica 2D RIB93-01 e posição do poço CX11-16X que está a 1042 m da referida linha.



Fonte: Próprio autor.

A geologia da área estudada é representada pelo mioceno inferior e faz parte da Formação Zorritos, cuja parte inferior composta por arenitos cinzas-claro a cinza amarelado, com folhelhos intercalados e contém lentes de lenhite. A parte central é composta por argilitos vermelhos e areias marinhas superiores de cor, geralmente, cinza com xisto e conglomerados. Sua espessura varia entre 700 m e 800 m. Acumulação de gás comercial é encontrada na formação zorritos em areias superiores do poço CX11-16X (GEOLAB, 2010). A Figura 4 mostra a coluna estratigráfica da Bacia Tumbes-Progresso.

Figura 4 – Coluna estratigráfica da Bacia Tumbe-Progresso. A área de interesse nesse trabalho está na formação Zorritos.



Fonte: GEOLAB (2010) adaptada pelo autor.

A aquisição sísmica ocorreu por arraste de cabo marinho (mariner tower streamer) e os parâmetros de aquisição do levantamento são detalhados na Tabela 1.

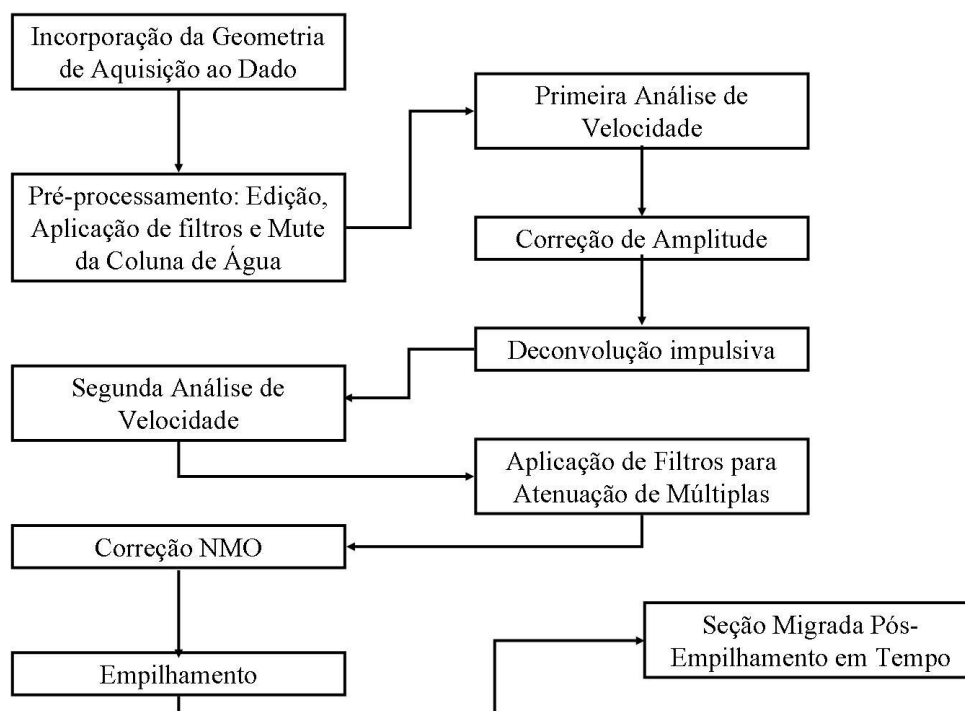
Tabela 1 – Parâmetros de aquisição do levantamento da linha RIB93-01.

Geometria da aquisição	Valores
Comprimento da linha	62,2km
Número de tiros	2484
Intervalo entre as fontes	25m
Profundidade das fontes	7m
Número de receptores	160
Profundidade do cabo	~ 10m
Intervalo entre receptores	25m
Máximo afastamento	4452m
Mínimo afastamento	277m
Taxa de amostragem	2ms
Tempo total de registro	8000 ms

Fonte: Próprio autor.

A Figura 5 mostra as etapas realizadas no processamento da linha que foi feito no software ProMAX.

Figura 5 – Diagrama de blocos do processamento sísmico aplicado a linha real 2D marinha.



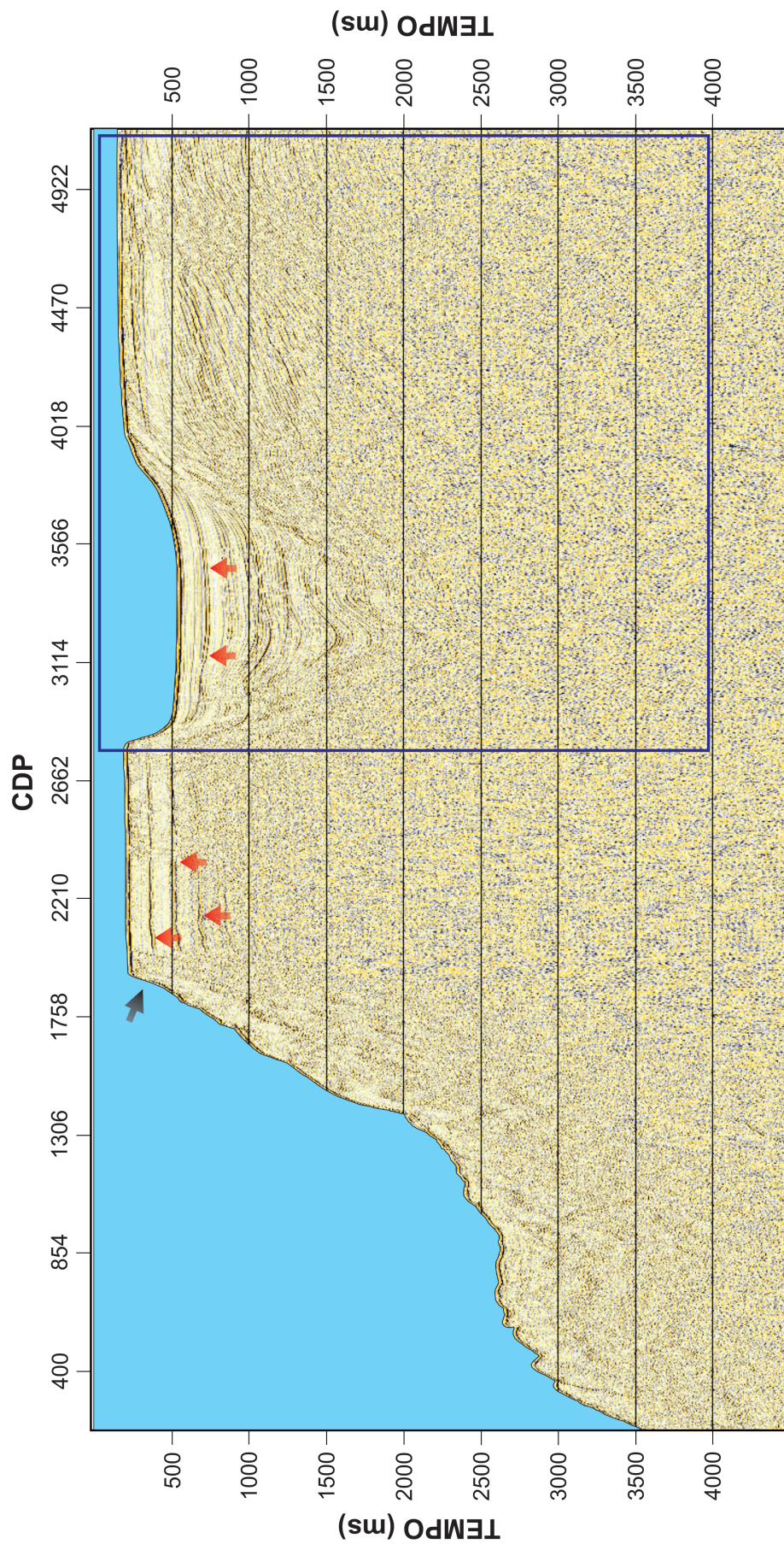
Fonte: Próprio autor.

A Figura 6 mostra a seção em afastamento-mínimo do dado bruto organizado em afastamento mínimo e compreende toda a extensão da linha sísmica 2D RIB93-01 (62,2 km). Na figura, é possível observar a formação Banco Perú (seta preta) entre o talude e a Bacia Tumbes-Progresso. É possível também identificar a presença de algumas múltiplas de superfície livre (setas vermelhas). A área de estudo está compreendida entre os CDPs 2828 e 5135, até 4000 ms (área representada pelo retângulo azul), por oferecer enfoque à região do poço estudado.

A seção sísmica dessa área em destaque organizada em afastamento mínimo é mostrada na Figura 7. O modelo de velocidade RMS em tempo utilizado na migração (ver Figura 8) foi obtido a partir das velocidades RMS estimadas dos dados sísmicos e convertidas para velocidade intervalar em profundidade através da fórmula de Dix (DIX, 1955).

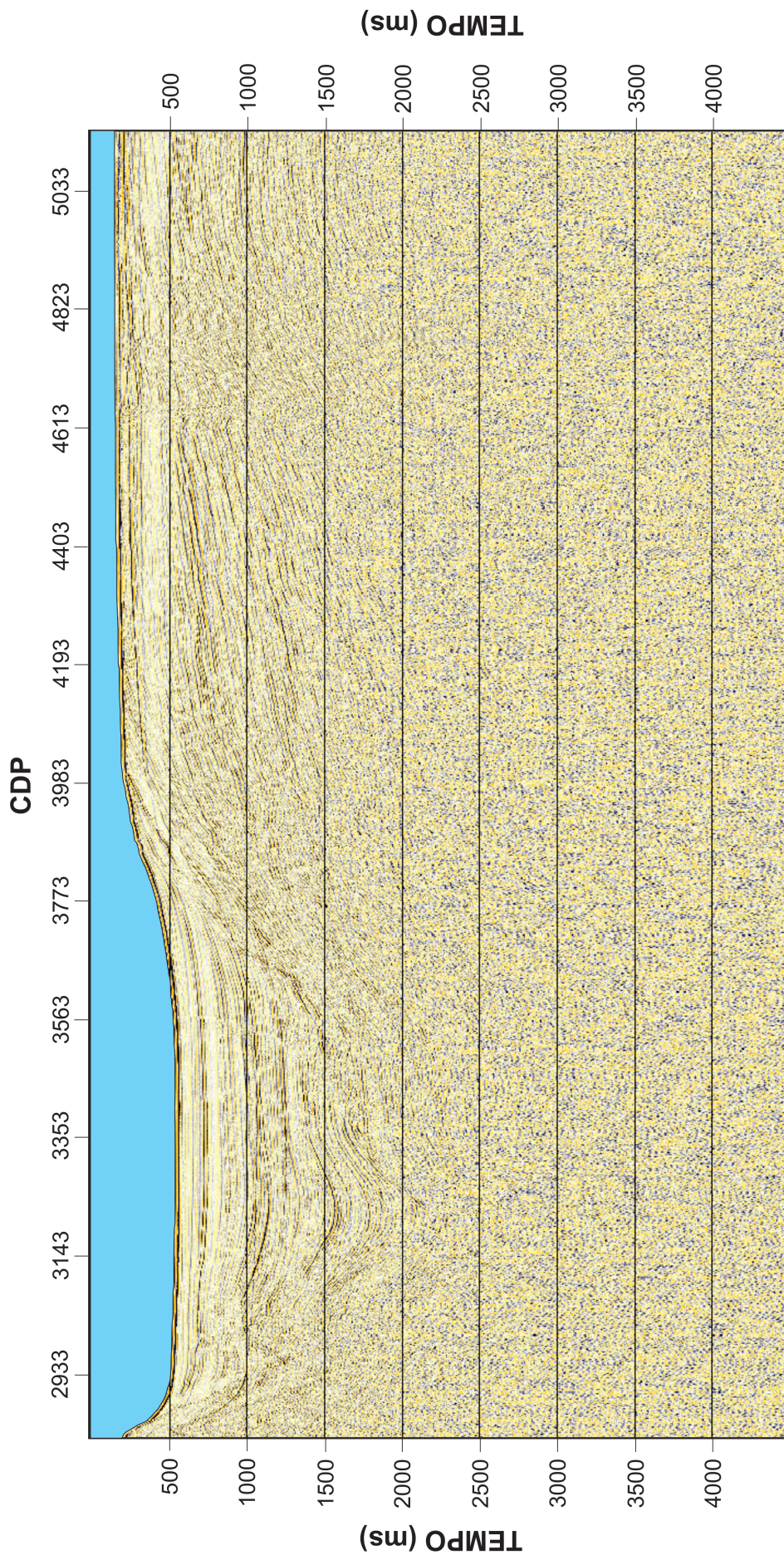
A seção migrada em tempo resultante do modelo de velocidade RMS em tempo será utilizada na ajustagem com o traço sintético obtido da modelagem dos dados de poço.

Figura 6 – Linha sísmica RIB93-01 organizada em afastamento mínimo de 277 m, a partir do bruto. A formação Banco Perú (seta preta) é notada entre a região de talude e a Bacia Tumbes-Progresso. Algumas múltiplas de superfície livre estão destacadas por setas em vermelho. A região a ser analisada neste trabalho compreende o retângulo em azul entre os CDPs 2828 e 5135.



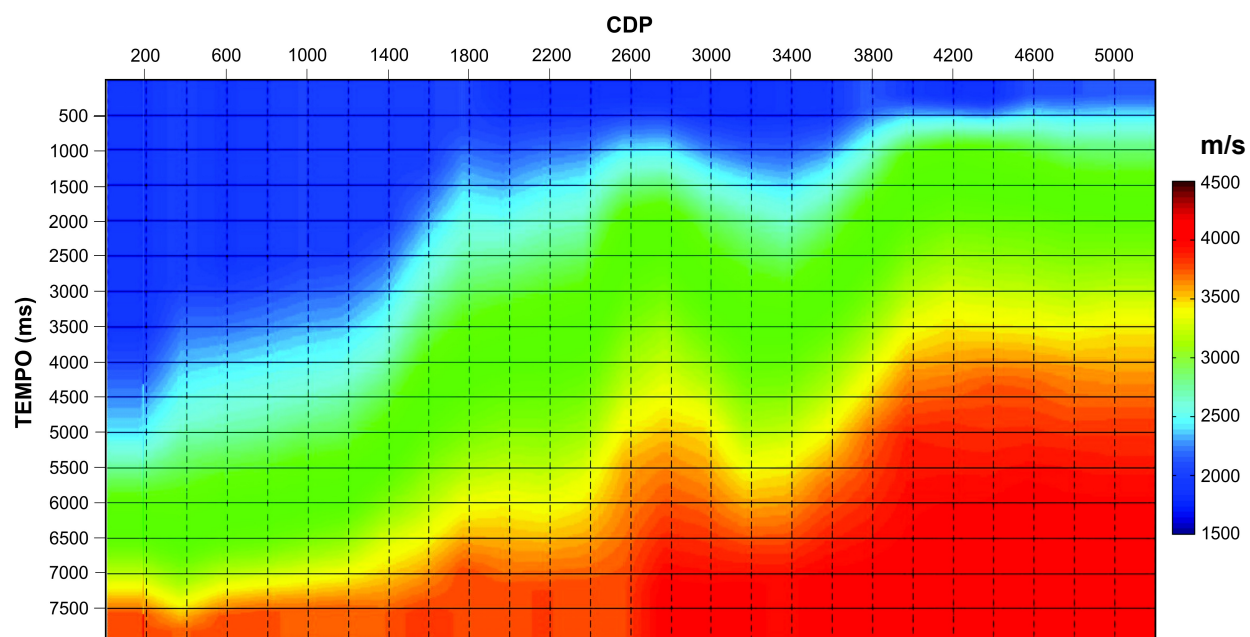
Fonte: Próprio autor.

Figura 7 – Detalhe da região usada neste trabalho. Seção organizada em afastamento-mínimo.



Fonte: Próprio autor.

Figura 8 – Modelo de velocidade RMS utilizado no processamento e na migração do dado sísmico.

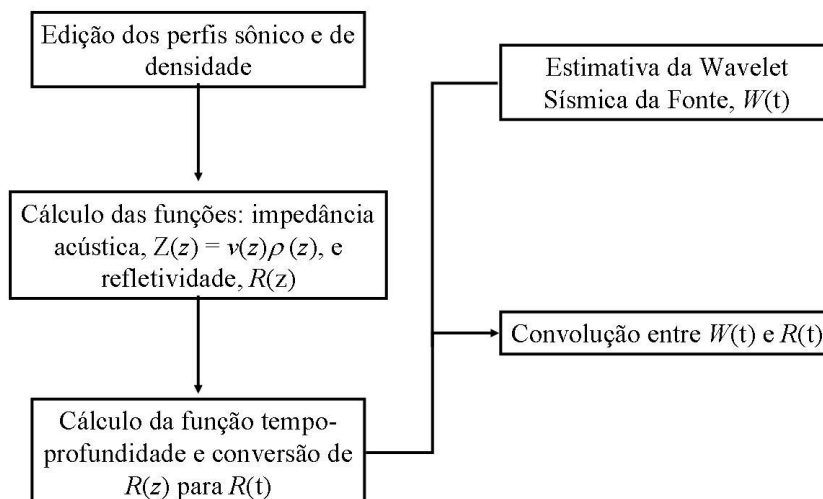


Fonte: Próprio autor.

B) Processamento do dado de poço, entrada do pulso-fonte e construção do traço sintético:

As três etapas envolvem um sub-fluxo que é descrito na Figura 9.

Figura 9 – Diagrama de blocos para a geração do traço sintético a partir dos dados de poço.



Fonte: Próprio autor.

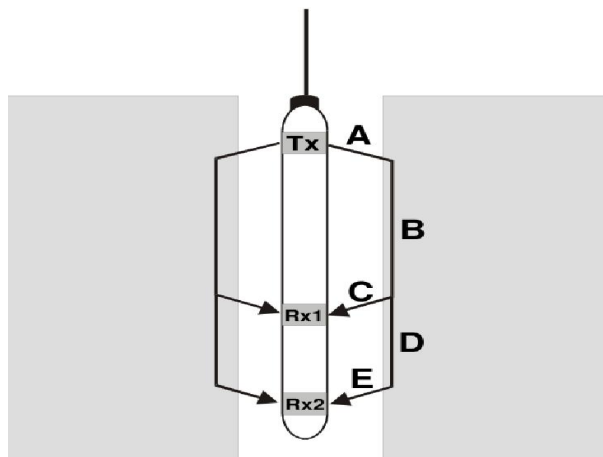
De acordo com a Figura 9, a construção do traço sintético é constituída das etapas descritas a seguir.

I) Edição dos perfis sônico e de densidade medidos no poço:

Nesta etapa, os perfis são suavizados e é feita a conversão do perfil sônico DT para o perfil de velocidade v_p .

O perfil sônico consta do registro do tempo que uma onda acústica emitida por um transmissor em uma ferramenta no interior do poço (A) (ver Figura 10), leva para percorrer uma distância vertical na parede do poço e chegar a dois receptores distintos na mesma ferramenta (C e E). Essa diferença entre os dois tempos de chegada (tempo percorrido na trajetória A-C entre o transmissor e o receptor mais próximo, e o tempo percorrido na trajetória A-E entre o transmissor e o receptor mais afastado) é chamado de tempo de trânsito (DT), o qual está diretamente relacionado com a porosidade da rocha. Quanto maior o valor DT, maior a separação entre os grãos da rocha e, portanto, maior a porosidade. O DT é medido em geral em mics/ft (microsegundos por pés) (SOUSA, 2010).

Figura 10 – Ferramenta empregada na perfilagem sônica. Um pulso acústico é emitido a partir de um transmissor no ponto A e se propaga ao longo do poço (representado pelos trajetos B e D) e é registrado por dois receptores distintos nos pontos C e E.

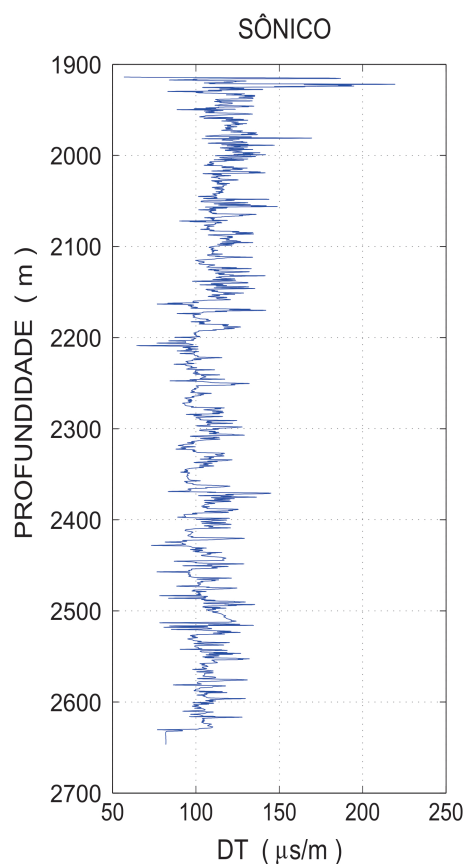


Fonte: Glover (2005) adaptada pelo autor.

Devido à relação direta que há entre o tempo de trânsito da onda sonora no meio geológico e a porosidade do meio, esse tipo de perfil oferece vantagem em relação aos outros perfis. Além de ter aplicação em poços de elevado investimento na aquisição de dados, serve como referência para analisar o potencial petrolífero da área investigada. Sua importância e empregabilidade são notáveis na amarração ou ajuste com dados sísmicos (SOUSA, 2010).

O poço CX11-16X utilizado neste estudo está localizado a 32 km da cidade de Tumbes, a noroeste da costa Peruana. Este poço foi perfurado em 1982 pela Schlumberger a serviço da PERUPETRO. O perfil sônico do poço CX11-16X, mostrado na Figura 11, possui uma extensão vertical de 733 metros (medido entre as profundidades de 1913 - 2646 metros). A empresa proprietária dos dados, apenas disponibilizou o perfil na forma impressa. Desta maneira o processamento desde dado consistiu na digitalização do perfil sônico no ARCGIS, em seguida este foi suavizado (ver Figura 11).

Figura 11 – Perfil sônico do Poço CX11-16X com extensão vertical de 733 metros (medido entre as profundidades 1913 m 3 2646 m).



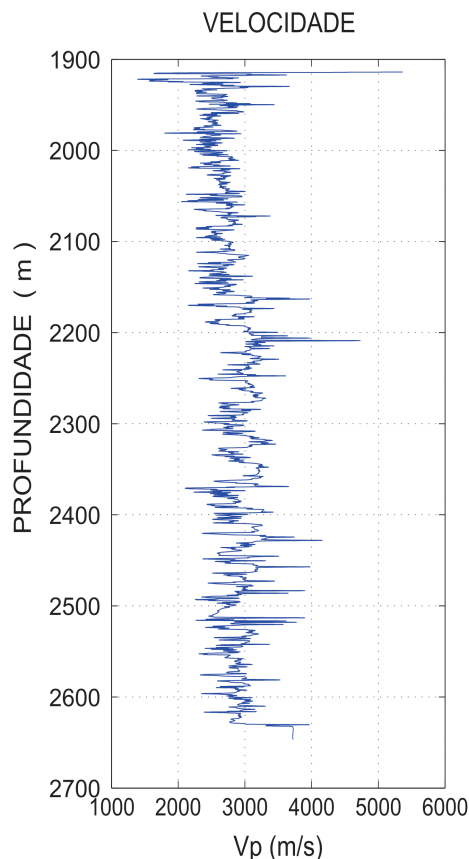
Fonte: Próprio autor.

O próximo passo foi converter o perfil sônico DT (ver Figura 11) para o perfil de velocidades da onda P na formação v_p no domínio da profundidade z medida no poço, o que é feito através da equação 2.1:

$$V(z) = \frac{0,3048}{10^{-6}DT} \quad (2.1)$$

Na equação 2.1, a velocidade é calculada em metros por segundo. A Figura 12 mostra o perfil de velocidades, as quais variam de 1600 m/s a 4700 m/s.

Figura 12 – Perfil de velocidade da onda P no Poço CX11-16X.



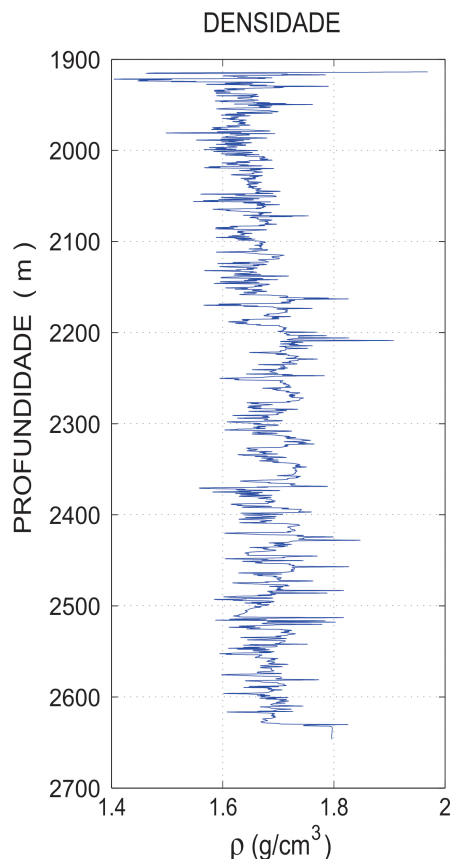
Fonte: Próprio autor.

Não foi disponibilizado pela empresa o perfil de densidade da formação medido no poço CX11-16X, necessário para o cálculo da função refletividade. Nesses casos é comum estimar-se o perfil de densidade a partir da velocidade utilizando a equação de Gardner (GARDNER; GARDNER; GREGORY, 1974) dada por:

$$\rho_b(z) = av_p^b \quad (2.2)$$

em que $\rho_b(z)$ é a densidade da formação, que é função da profundidade z , v_p a velocidade da onda p na formação e a e b são constantes empíricas baseadas em cálculos de laboratório. Neste trabalho, os valores utilizados foram testados e calibrados segundo Becquey, Lavergne e Willm (1979) e empregados por Pereira (2007), com $a = 0,23$ e $b = 0,25$. A Figura 13 mostra o perfil de densidade subestimado a partir da equação de Gardner.

Figura 13 – Perfil de densidade do poço CX11-16X.



Fonte: Próprio autor.

II) Cálculo das funções Impedância Acústica, $Z(z)$, e Refletividade $R(z)$:

Com os perfis de velocidade e densidade processados, a próxima etapa é o cálculo da impedância acústica e refletividade.

Em um meio com N_z camadas, a função refletividade é calculada a partir dos perfis de densidade, $\rho(z)$, e de velocidade, $v_p(z)$, que são funções amostradas uniformemente a partir de $z = z_0, z_0 + \delta z, \dots, z_0 + (N_z - 1)\delta z$, de acordo com a equação 2.3:

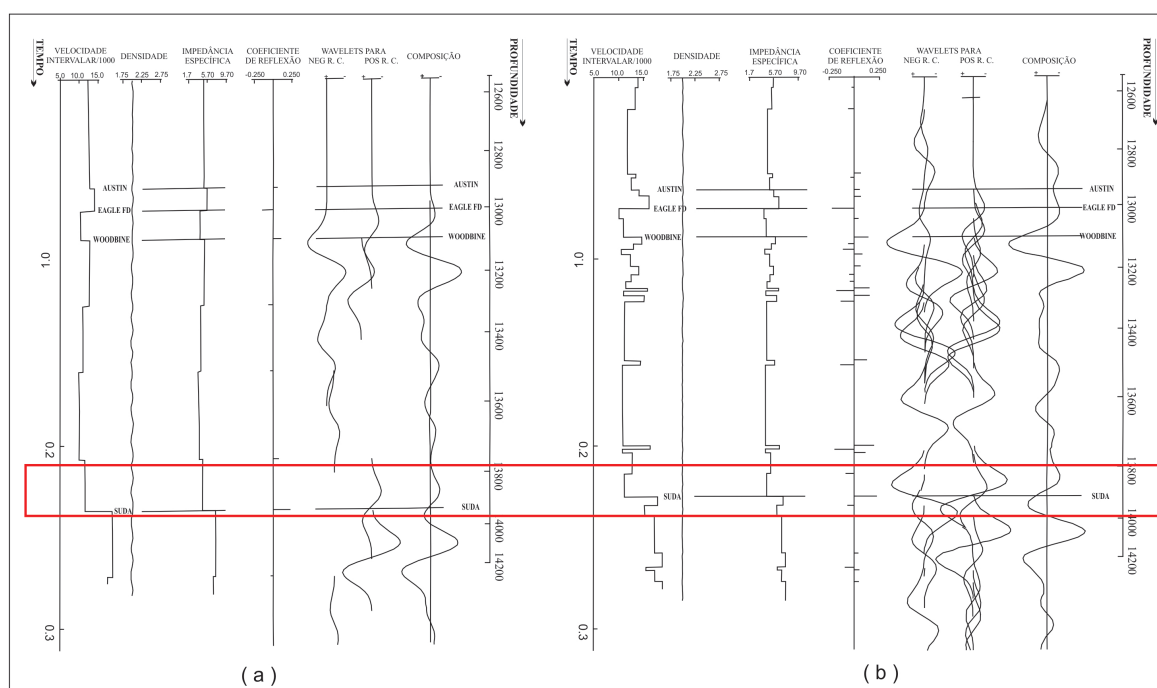
$$R(z) = \frac{v(z + \delta z)\rho(z + \delta z) - v(z)\rho(z)}{v(z + \delta z)\rho(z + \delta z) + v(z)\rho(z)} \quad (2.3)$$

em que $R(z)$ é a função refletividade da onda P para incidência normal, no domínio da profundidade em metros. As quantidades $v(z)\rho(z)$ e $v(z + \delta z)\rho(z + \delta z)$ são as impedâncias acústicas das camadas z e $z + \delta z$, respectivamente. A função refletividade é uma aproximação baseada na impedância acústica e parte do pressuposto que a incidência da onda P é normal. Se existe uma significativa variação da amplitude com o afastamento no dado sísmico, o uso da impedância

elástica para gerar a função refletividade é mais apropriado (CONNOLLY, 1999).

Para o cálculo das impedâncias acústicas a partir dos perfis de densidade e velocidade, é necessário estabelecer intervalos amostrais nesses perfis. Estas amostras consistem em estabelecer intervalos nos dois perfis onde a propriedade estratigráfica é a mesma, sendo, assim, estabelecidos os limites de cada camada. Para dados sísmicos típicos, os intervalos amostrais mínimos recomendados são da ordem de 3 m. Usar intervalos mais grosseiros ajuda a identificar nos picos e vales dos perfis as maiores contribuições estratigráficas. Na Figura 14 são mostrados dois exemplos de intervalos amostrais, com o intervalo mais fino (Figura 14a.) e o intervalo mais grosso (Figura 14b.). Na Figura com o intervalo mais fino, verifica-se que camadas mais finas não têm quase nenhum impacto no cálculo da função refletividade devido à interferência destrutiva.

Figura 14 – Dois exemplos de intervalos amostrais: a) Intervalo mais fino - as camadas mais finas praticamente não contribuem no cálculo da função refletividade. b) Intervalo mais grosso - os picos e vales das camadas mais grosseiras contribuem satisfatoriamente com o cálculo da função refletividade. No detalhe assinalado pelo retângulo vermelho, é mostrada uma fina camada, cuja a contribuição no primeiro intervalo (a.) é ínfima e no segundo intervalo (b.) a camada contribui no cálculo da impedância acústica, da função refletividade e, conseqüentemente, no cálculo do traço sintético.



Fonte: ExxonMobil (2014) adaptada pelo autor.

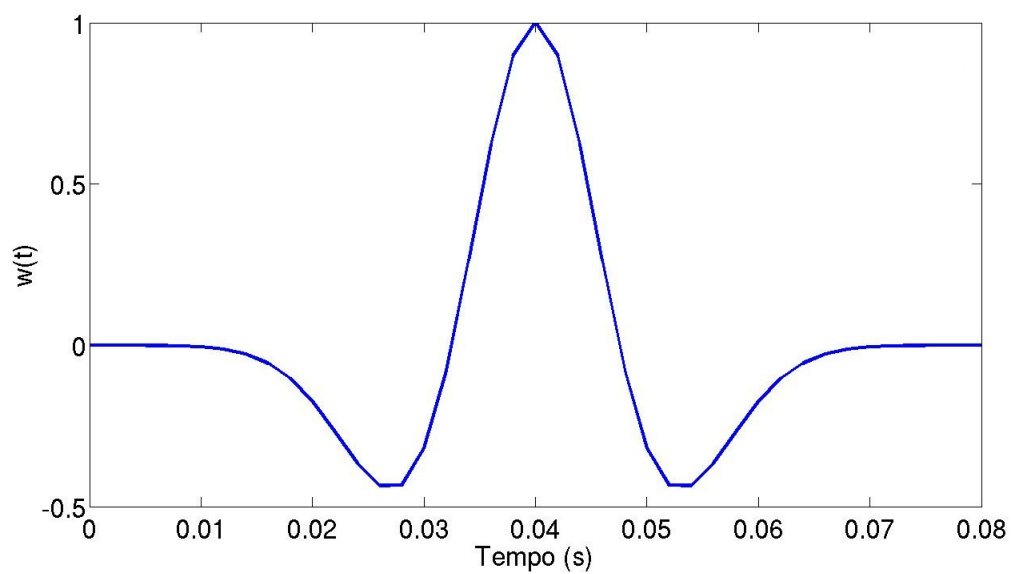
III) Estimativa da função pulso-fonte, $w(t)$:

O pulso-fonte sísmico varia com o tempo, espaço e frequência, o que torna sua estimativa uma tarefa complexa (ANGELERI, 1983). Este pulso sísmico tem efeito significativo na geração do traço sintético. Mesmo que os perfis empregados para calcular a refletividade estejam corretamente calibrados e corrigidos de erros, um pulso-fonte incorreto pode frustrar qualquer processo de aplicação do well-tie (EDGAR; BAAN, 2011). Existem muitas metodologias para a definição do pulso-fonte, como as citadas por Angeleri (1983), Walden e White (1984), Duchesne e Gaillot (2011), White e Simm (2003) e Edgar e Baan (2011). Estas metodologias são classificadas em duas: a estatística e a determinística. A primeira utiliza programas que estimam o pulso baseado em uma janela do dado sísmico real. Já a segunda emprega um pulso padrão especificando a polaridade, frequência de pico e fase. Esta última foi a abordagem assumida neste trabalho. Assumiu-se um pulso-fonte constante cujo pico de frequência é igual à frequência do traço sísmico. Utilizou-se a função pulso Ricker, dada pela equação 2.4:

$$w(t) = \left(1 - 2\pi^2 \frac{1}{T^2} t^2\right) e^{-2\pi^2 \frac{1}{T^2} t^2}, \quad (2.4)$$

em que $w(t)$ é a função pulso Ricker, T é o período e t é o tempo. Diferentes frequências foram testadas para chegar-se ao melhor resultado que representa a frequência dominante do dado sísmico, de 30 Hz. A Figura 15 mostra o pulso-fonte empregado.

Figura 15 – Pulso Ricker - pulso-fonte sísmico empregado neste trabalho com $dt=0,002$ segundos (discretização).

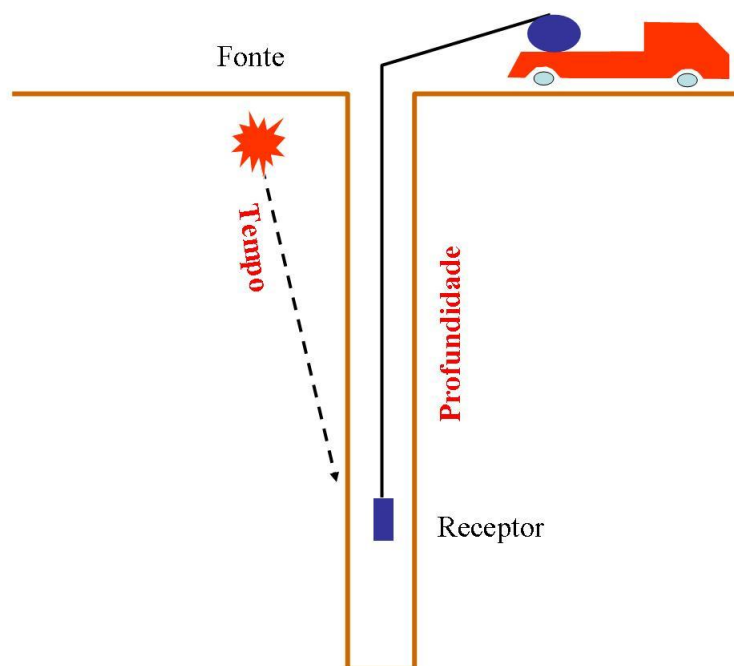


Fonte: Próprio autor.

IV) Cálculo da função tempo-profundidade e conversão de $R(z)$ para $R(t)$:

A próxima etapa consiste na determinação da curva *tempo x profundidade* e a conversão da função refletividade $R(z)$, medida no domínio da profundidade, para $R(t)$, medida no domínio do tempo. A curva *tempo x profundidade*, em geral, é calculada por dados de *check shot*. Esse tipo de dado é medido com a fonte situada na extremidade superior do poço e o receptor em uma ferramenta no interior deste poço (ver Figura 16).

Figura 16 – Esquema do levantamento sísmico de dado *check shot*. Uma fonte é situada na extremidade superior do poço, enquanto que o receptor desliza no interior deste poço.



Fonte: ExxonMobil (2014) adaptada pelo autor.

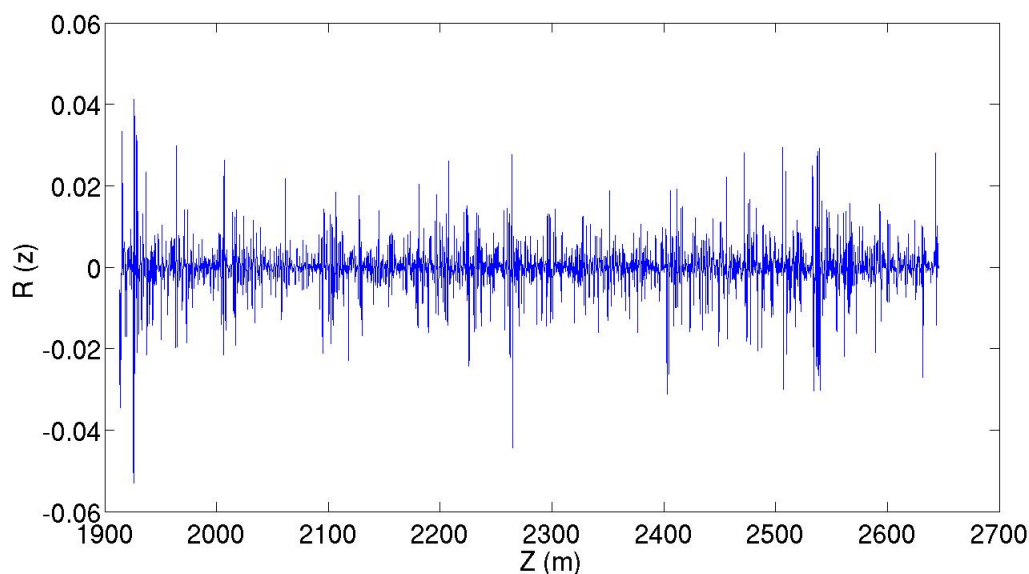
Quando não há disponibilidade de dados *check shot*, a curva *tempo x profundidade* é determinada a partir do perfil de velocidade v_p (ver equação 2.5), como foi feito neste trabalho.

Considerando que a função refletividade no domínio da profundidade é uma seqüência de N_z valores e que a relação entre a profundidade z_i e o tempo t_i na curva *tempo x profundidade* é dada pela equação 2.5, temos:

$$t_i = 2 \left(\frac{z_i}{v_i} \right), \quad (2.5)$$

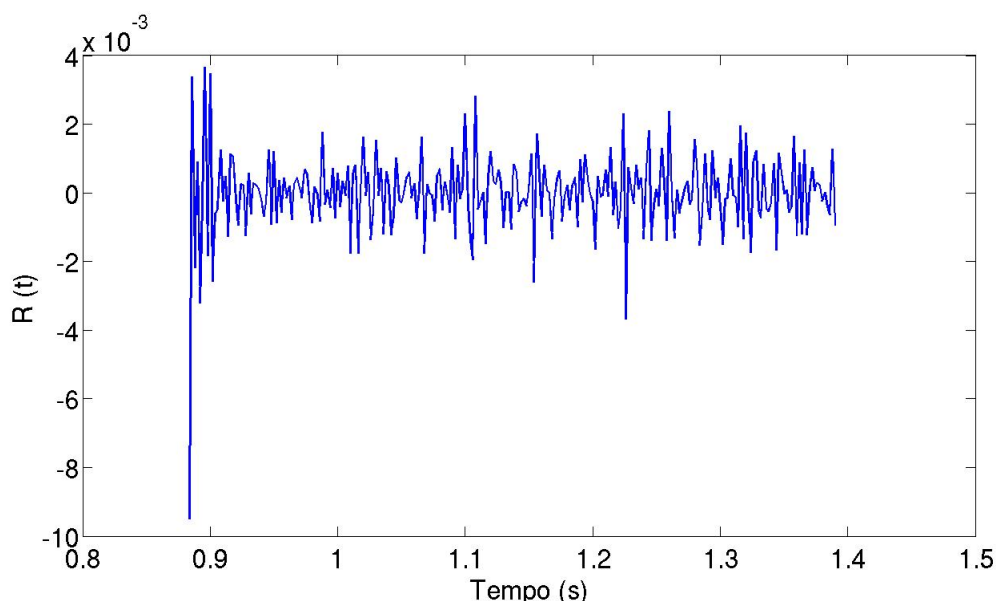
com v_i sendo os valores de velocidade da onda p na formação e $i = 1, \dots, N_z$ sendo o número de amostras N_z medidas no poço. Para o dado de poço utilizado neste trabalho, $N_z = 17396$ amostras. Logo, para cada profundidade z , existe um valor de refletividade $R(z)$ (ver Figura 17) que também está relacionado a um tempo t , da forma $R(z(t))$. Com isso, o próximo passo foi relacionar essa refletividade com as amostras temporais. Sabendo-se que o registro total no perfil sônico é de 506 ms e que os dados sísmicos foram registrados a um intervalo de amostragem de 2 ms, a função refletividade foi, então, reamostrada para 254 amostras (mesmo número de amostras referentes a 506 ms em cada traço do dado sísmico). Considerando o início do tempo de registro no poço de 884 ms, a função refletividade foi reamostrada entre 884 ms e 1390 ms. O resultado da reamostragem da função refletividade no domínio do tempo é mostrado na Figura 18.

Figura 17 – Função refletividade amostrada no domínio da profundidade.



Fonte: Próprio autor.

Figura 18 – Função refletividade reamostrada no domínio do tempo.



Fonte: Próprio autor.

V) Convolução do pulso-fonte, $w(t)$, com a refletividade, $R(t)$:

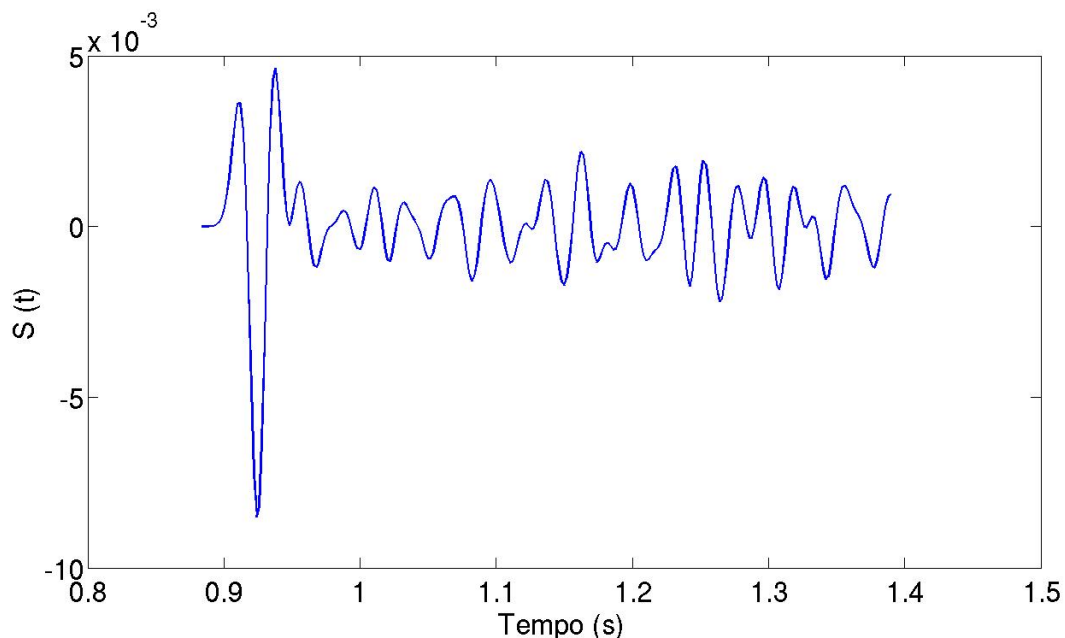
Por fim, o traço sintético, ao qual será ajustado o dado sísmico, é gerado pela convolução do pulso-fonte sísmico $w(t)$ com a função refletividade $R(t)$ no domínio temporal.

A forma mais fácil e comum de criar o traço sintético é baseada no modelo convolucional, o qual assume que a trajetória do raio é vertical e a Terra é formada por camadas plano-horizontais. De acordo com o modelo convolucional, o sinal sísmico $S(t)$ é o resultado da convolução entre o pulso-fonte $w(t)$ com a função refletividade do meio geológico $R(t)$, dada pela equação 2.6 (LEITE, 1998).

$$S(t) = w(t) * R(t) + n(t), \quad (2.6)$$

onde $n(t)$ é o ruído aleatório aditivo. O sismograma sintético resultante é mostrado na Figura 19.

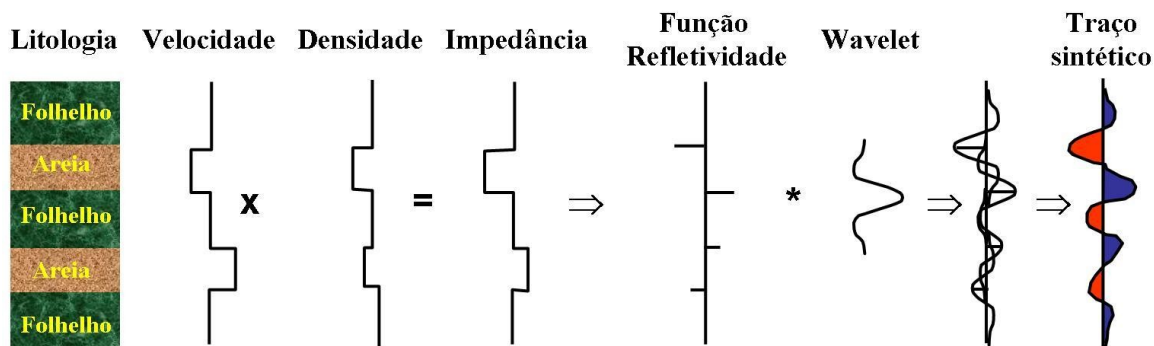
Figura 19 – Traço sintético gerado a partir da convolução entre o pulso-fonte e a função refletividade do meio geológico.



Fonte: Próprio autor.

As etapas que envolvem a modelagem do traço sintético são apresentadas na Figura 20.

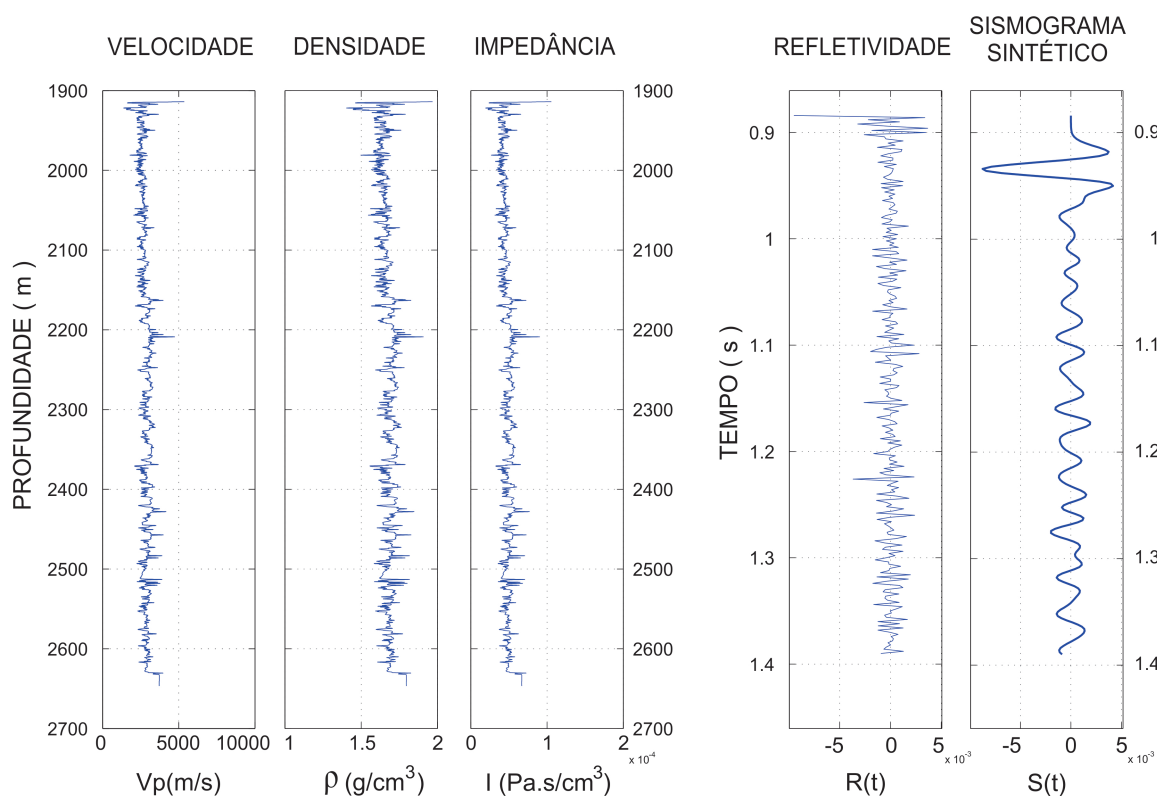
Figura 20 – Desenho com as etapas para a geração do traço sintético.



Fonte: ExxonMobil (2014) adaptada pelo autor.

Na Figura 21 são mostrados os perfis de velocidade, densidade, impedância acústica, função refletividade do meio geológico (em tempo) e traço sintético referentes aos dados de poço utilizados neste trabalho.

Figura 21 – Perfis de velocidade, densidade, impedância acústica, refletividade e sismograma sintético gerados a partir dos dados do poço CX11-16X.



Fonte: Próprio do autor.

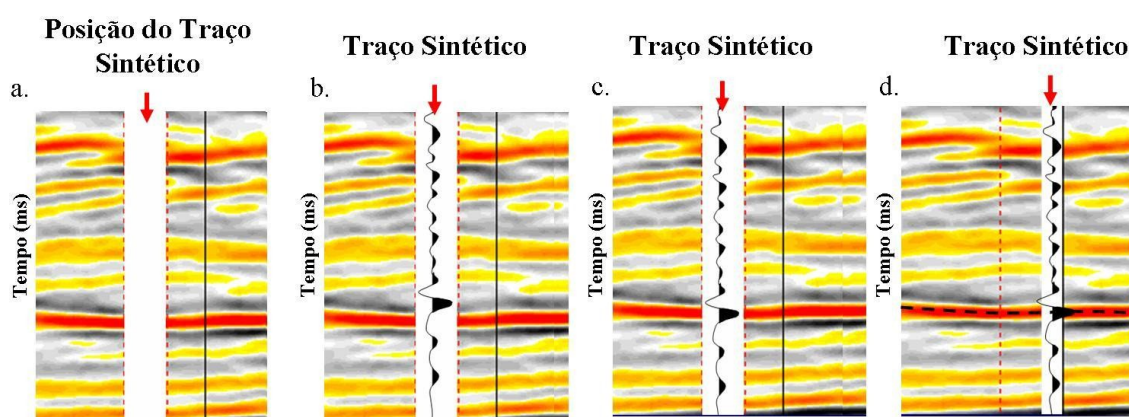
C) Calibração do traço sintético com o traço sísmico do dado:

Após a modelagem do traço sintético a próxima etapa é posicioná-lo na seção sísmica. Para esta tarefa, é necessário identificar qual traço da seção sísmica está mais próximo do poço, no caso do poço está localizado na mesma direção da linha sísmica adquirida. Caso a localização do poço não esteja na mesma direção da linha sísmica, este deve então ser projetado na linha sísmica. Uma vez que as informações do poço são informações locais (referem-se à região da parede do poço e vizinhança próxima), trabalhos que utilizam informações de poço consideram uma distância de 3 a 9 km², aproximadamente, deste em relação à linha sísmica (TEJADA, 2014). Determinado o posicionamento do

traço sintético na seção sísmica, baseado na localização do poço na linha sísmica, de forma aproximada, a próxima etapa é ajustar o tempo do traço sintético com o tempo do traço sísmico comparado.

Na Figura 22a-d, é mostrado um traço sintético que é deslocado até a correção com um horizonte na seção sísmica.

Figura 22 – Nas Figuras de a até d, são mostradas várias etapas de calibração de um traço sintético gerado a partir de dados de poço, com um horizonte na seção sísmica migrada no domínio do tempo.



Fonte: ExxonMobil (2014) adaptada pelo autor.

Neste trabalho, toda a etapa de comparação do traço sintético com o traço sísmico foi feita no Matlab, após devido processamento sísmico no PROMAX.

D) Atualização do modelo de velocidade em tempo:

Identificados os eventos de reflexão de maior amplitude no traço sintético, este traço é deslocado, comprimido ou estirado para que esses eventos sejam ajustados com os eventos do traço sísmico e, assim, associados com horizontes da seção sísmica. No exercício de ajuste do traço sintético, o modelo de velocidade em profundidade relacionado a este traço, determinado através da curva *tempo x profundidade*, é, também, atualizado. Desta forma, ao ajustar o traço sintético com o dado sísmico, temos como produto final um modelo de velocidade em profundidade com melhor resultado.

No exercício de comparar o traço sintético com o traço sísmico, verifica-se, nas primeiras tentativas, que estes traços não coincidem. Isto se deve a erros no modelo de velocidade utilizado para gerar o traço sísmico da seção migrada.

Para ajustar os eventos nos traços sintético e sísmico, neste trabalho, procedemos com o deslocamento do evento de reflexão no dado sísmico migrado. Isto é feito através da atualização do modelo de velocidade RMS utilizado na migração do dado. Com o modelo de velocidade atualizado, o dado sísmico pré-empilhado é, então, processado (corrigido do efeito NMO, deconvolvido, empilhado e migrado) e um novo traço sísmico é gerado e comparado novamente com o traço sintético. Assim, mudanças superestimadas nas velocidades correspondentes ao CDP que está na projeção do poço na linha sísmica fazem o horizonte deslocar-se para cima em relação a posição inicial na seção sísmica migrada. Valores subestimados no modelo de velocidade fazem o horizonte, na seção migrada, se deslocar para baixo em relação à posição inicial. Esse processo foi repetido até que os eventos de maior amplitude do traço sísmico coincidissem com os eventos, também, de maior amplitude do traço sintético.

Além da visualização do traço sintético na seção sísmica, projetamos, ainda, os traços sintético e sísmico em separado para melhor análise dos ajustes entre estes traços.

Ainda que as velocidades manipuladas sejam apenas do CDP 5037 que corresponde à posição aproximada do poço, como o modelo de velocidade para todo o meio é interpolado, há modificações nos valores de velocidade vizinhos a este CDP.

E) Conversão do modelo de velocidade em tempo para profundidade e geração da seção sísmica migrada em profundidade:

Com o modelo de velocidade RMS atualizado em tempo a próxima etapa realizada foi determinar o modelo de velocidade intervalar em profundidade. Isso foi feito através da Transformada de Dix (DIX, 1955). Com o modelo de velocidade em profundidade, foi então realizada a migração pós-empilhamento em profundidade da seção sísmica. No próximo capítulo, é mostrado que este tipo de análise melhorou o resultado apresentado na imagem migrada em profundidade.

2.3 Erros comuns na aplicação do Well-Tie

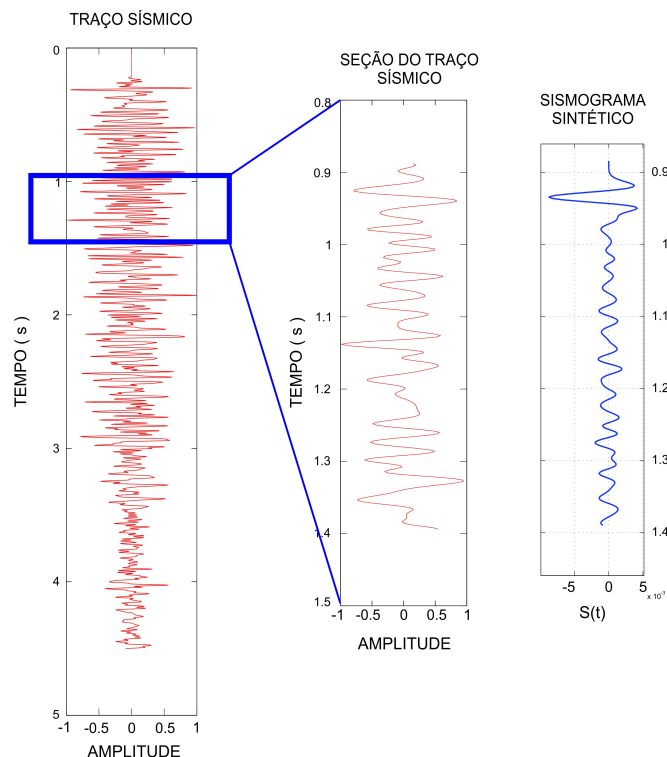
Os principais erros na utilização da técnica do Well-Tie são:

- Localização do poço ou da linha sísmica;
- Baixa qualidade dos perfis de densidade e velocidade, podendo apresentar zonas com perdas de informação e efeitos de invasão de fluídos no poço;
- Baixa qualidade do dado sísmico devido a eventos como múltiplas e ruídos ou em função de processamentos prévios que incluam ganhos de amplitude, migração etc.;
- Emprego de um pulso-fonte incorreto (wavelet) como pulsos padrões com incorreções na polaridade, frequência ou fase e pulsos estimados no dado;
- Modelo 1D incorreto em função de perfis com intervalos de estudo empregados incorretamente, falta de dado *check shot*, tempo inicial incorreto ou datumização incorreta e efeitos de amplitude versus afastamento, conhecido como *Bed tuning*;
- Efeitos 3D não completamente capturados pelos dados sísmicos ou de poço;

3 APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Com o traço sintético construído a partir dos dados de poço, o próximo passo foi selecionar, na seção sísmica migrada, o traço sísmico mais próximo do poço. Como o poço não está na mesma linha do perfil sísmico, sua posição foi projetada na linha sísmica, na qual o traço sísmico mais próximo corresponde ao CDP 5037. Em seguida, o intervalo de tempo no traço sísmico é selecionado para a comparação com o traço sintético. Na Figura 23, é destacada a seleção do intervalo de tempo no traço sísmico do CDP 5037 e, ao lado, o traço sintético, onde o traço sísmico foi extraído do dado sísmico migrado em tempo antes da atualização do modelo de velocidade com a técnica Well-Tie.

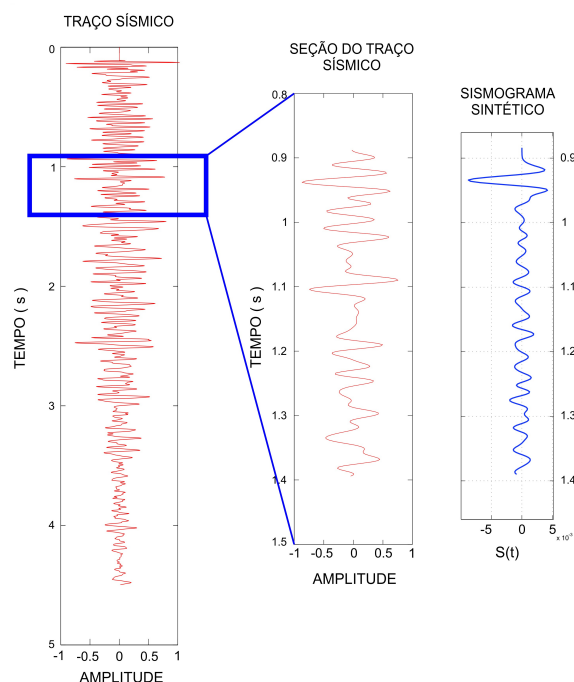
Figura 23 – Traço sísmico observado correspondente ao CDP 5037. A porção selecionada equivale ao mesmo intervalo de tempo no traço sintético para devida comparação entre ambos antes da atualização do modelo de velocidade RMS em tempo.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 24, é, também, destacada a seleção do intervalo de tempo no traço sísmico do CDP 5037, com a diferença que este foi extraído do dado sísmico migrado em tempo após a atualização do modelo de velocidade.

Figura 24 – Traço sísmico observado correspondente ao CDP 5037. Nova comparação foi feita entre os traços após a atualização do modelo de velocidade RMS em tempo.

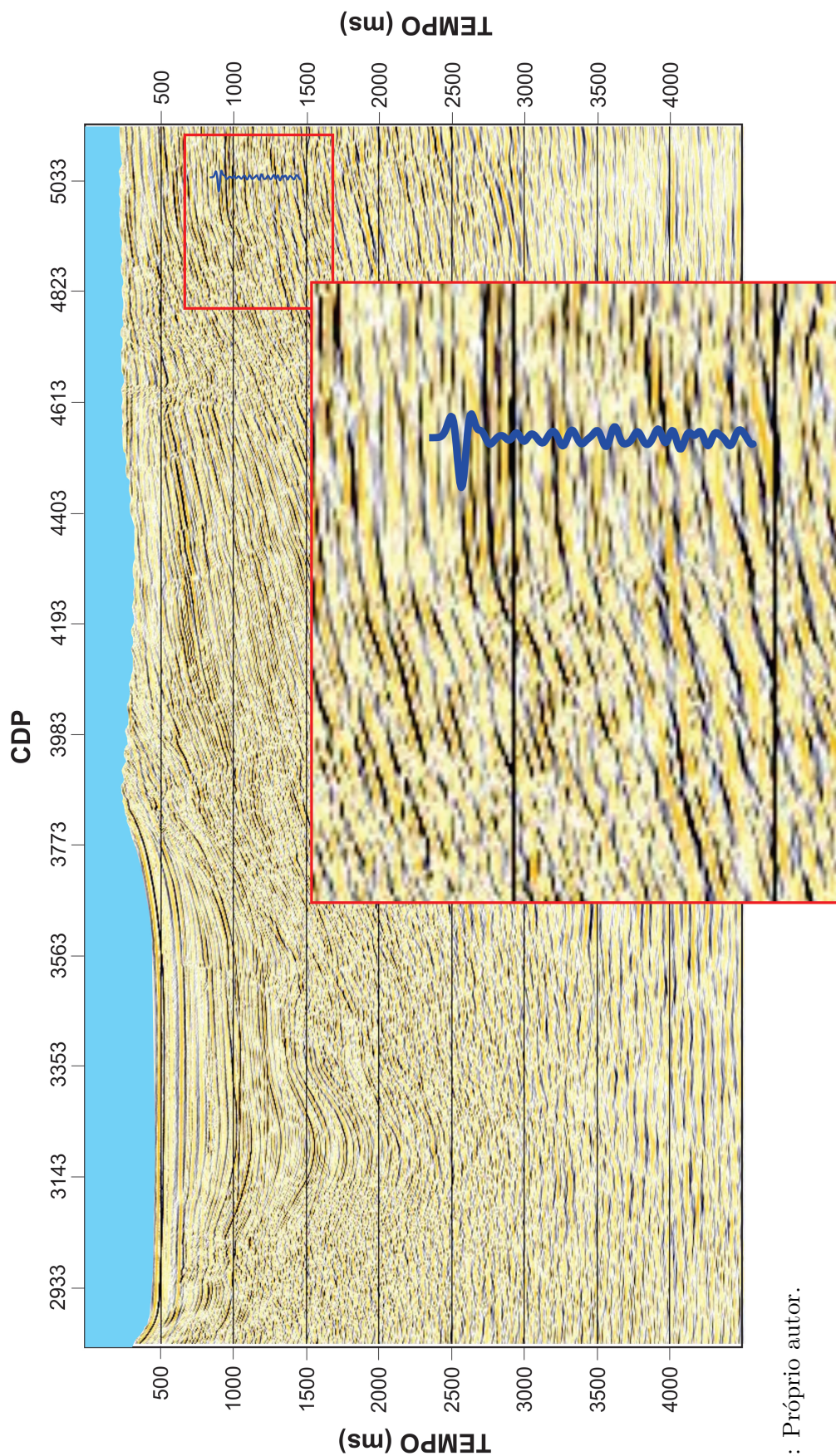


Fonte: Próprio autor.

Na Figura 25, tem-se a seção sísmica migrada em tempo e o traço sintético na posição do CDP 5037. A seção sísmica foi migrada a partir do modelo de velocidade RMS em tempo estimado no processamento sísmico convencional antes da aplicação da técnica Well-Tie (ver Figura 8). De acordo com a Figura 25, foi possível notar dificuldades quanto à resolução do fundo oceânico entre os CDP's 3870 e 5135. Para o fundo oceânico nessas regiões, foram consideradas velocidades entre 1480 m/s e 1600 m/s referentes à velocidade da onda P na água. Uma melhor comparação entre o traço sintético e o traço sísmico é mostrada na Figura 26. O traço sísmico é resultado da seção sísmica migrada com o modelo de velocidade da Figura 8. Na comparação, utilizou-se, do traço sísmico, a parte correspondente ao intervalo de tempo de 884 ms a 1390 ms (o que equivale a 254 amostras). Esse intervalo corresponde ao intervalo de tempo estimado no dado sônico.

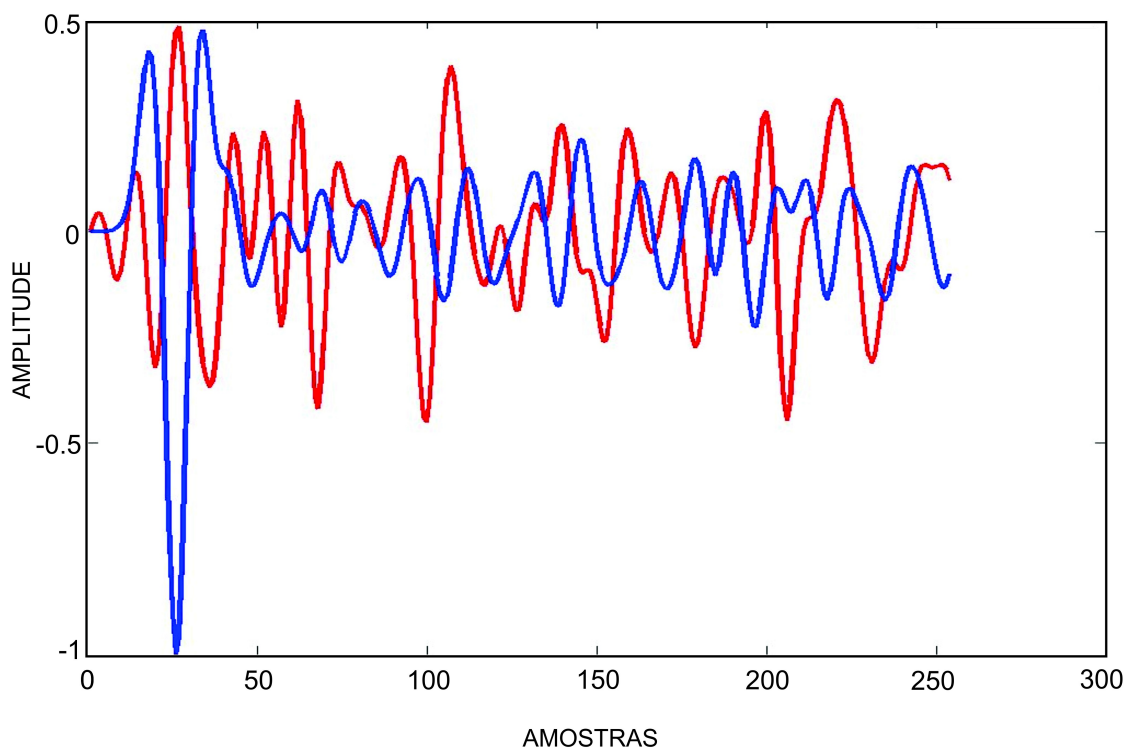
De acordo com a Figura 26, é possível notar a incoerência na comparação dos traços em relação às suas fases e amplitudes, não havendo coincidência entre os traços e, portanto, não havendo representação do que poderia vir a ser a região de alto índice de reflexão característica da mudança de formação. É visível, no início do traço sintético, a possível região de alto índice de reflexão (indo até a amostra 50). Entretanto, isso não é observado no intervalo de tempo estabelecido no traço sísmico.

Figura 25 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo. Traço sintético posicionado no CDP 5037. Detalhe do traço sintético e eventos da seção sísmica próximos.



Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Comparação entre os traços sintético e sísmico observado (referente ao CDP 5037). O traço sintético está representado pela linha azul e o traço sísmico, pela linha vermelha. O traço sísmico é resultado da seção sísmica migrada com o modelo de velocidade da Figura 8.



Fonte: Próprio autor.

Com a informação dos prováveis tempos dos eventos de reflexão de maior amplitude apresentados no traço sintético nas primeiras 50 amostras, este traço foi deslocado ao longo do traço sísmico até que o evento de reflexão mais acentuado (ver Figura 26) coincidissem com o evento similar no traço sísmico. De acordo com a Figura 25, o evento de reflexão mais significativo se encontra em um tempo maior, em torno de 1000 ms, em relação ao tempo do evento no traço sintético. Isto se atribui a possíveis erros no modelo de velocidade empregado na migração.

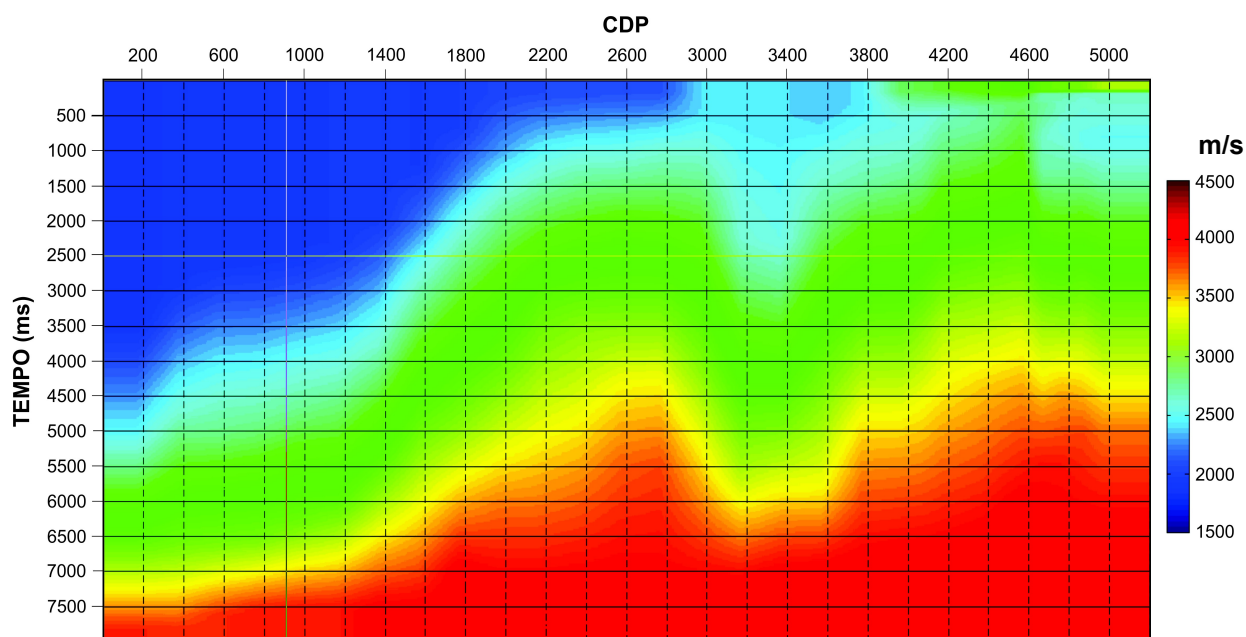
O passo seguinte é então modificar o modelo de velocidade RMS, no CDP 5037, buscando reposicionar o evento marcado no traço na posição correta (posição mais próxima do tempo medido no traço sintético) ou próxima dela. Com o novo modelo de velocidade, o dado sísmico pré-empilhado é então processado (corrigido do efeito NMO, deconvolvido, empilhado e migrado) e um novo traço sísmico é então gerado e comparado novamente com o traço sintético.

Na primeira atualização do modelo de velocidade, os valores das velocidades foram

superestimados no CDP 5037. Em consequência, foi gerado um traço sísmico cujo evento de reflexão se afastou ainda mais do evento de maior amplitude no traço sintético.

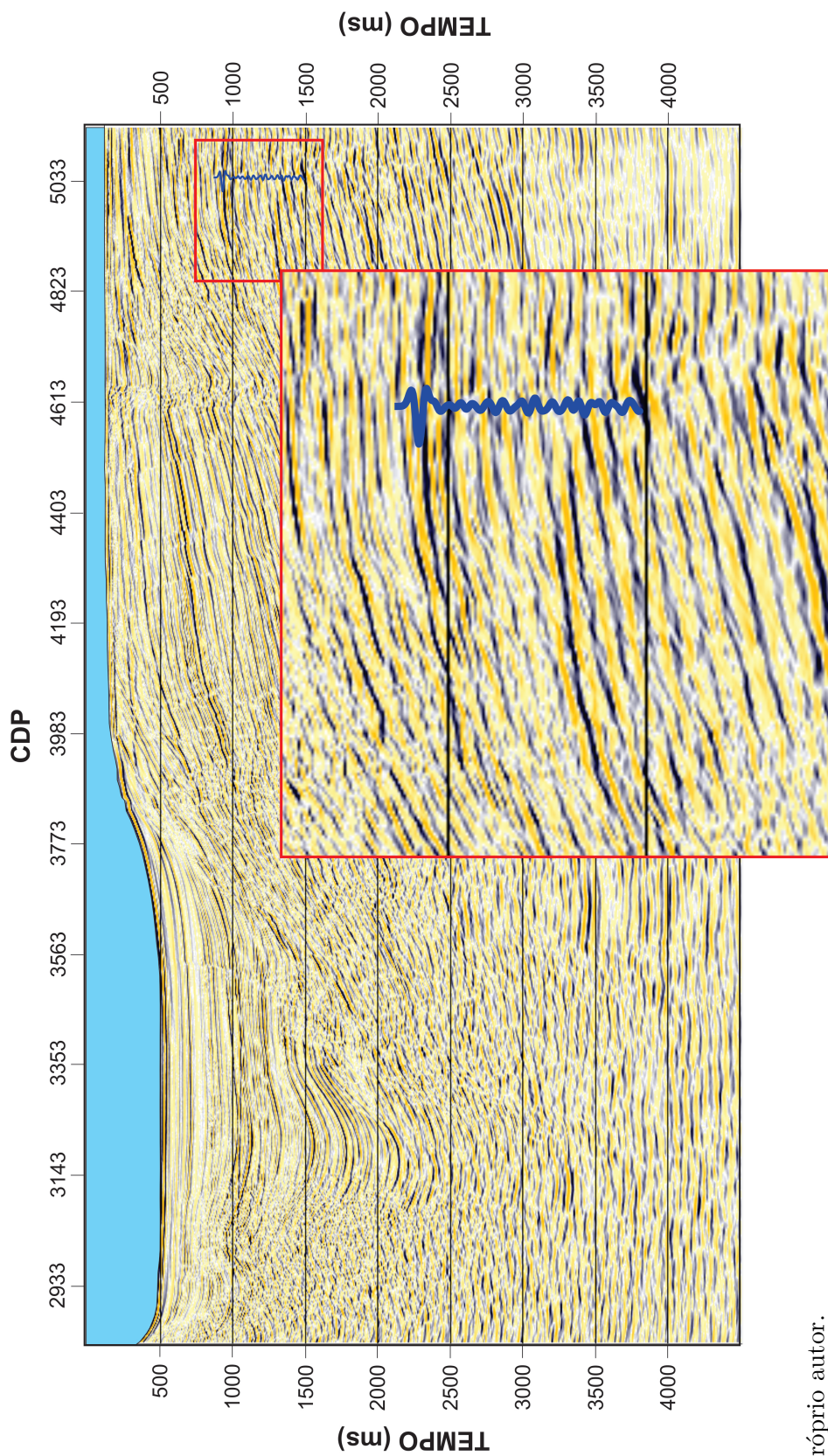
Foram feitas várias atualizações do modelo de velocidade. A melhor delas é mostrada na Figura 27. A partir desse modelo, o traço sísmico correspondente ao CDP 5037 sofreu um deslocamento para cima se ajustando ao traço sintético (ver seção sísmica migrada na Figura 28 e a comparação dos dois traços na Figura 29). É possível notar o evento de reflexão, no CDP 5037, ajustando-se com o evento no traço sintético. Essa região do traço sísmico representa, possivelmente, a mudança da formação Cardalitos para Zorritos em 884 ms, aproximadamente. Com essa melhora do modelo de velocidade, tomando como base a comparação com os dados de poço, foi possível reposicionar essa região de alto coeficiente de reflexão mais próxima possível das correspondentes informações de poço, passando de 1200 m para 1100 m.

Figura 27 – Modelo de velocidade RMS em tempo já com a melhor atualização.



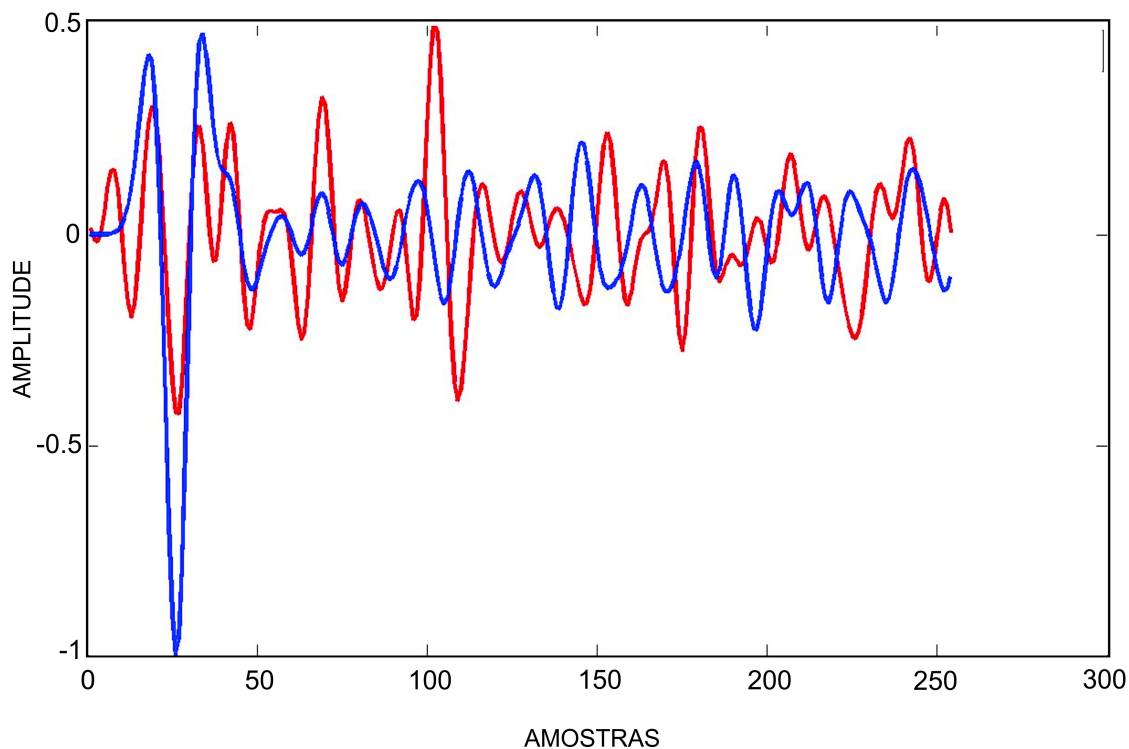
Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo. Traço sintético posicionado no CDP 5037. Detalhe do traço sintético e eventos da seção sísmica próximos. Após a atualização do modelo de velocidade, o evento mais destacado, no tempo de 884 ms, é deslocado para cima, passando de 1200 m para 1100 m.



Fonte: Próprio autor.

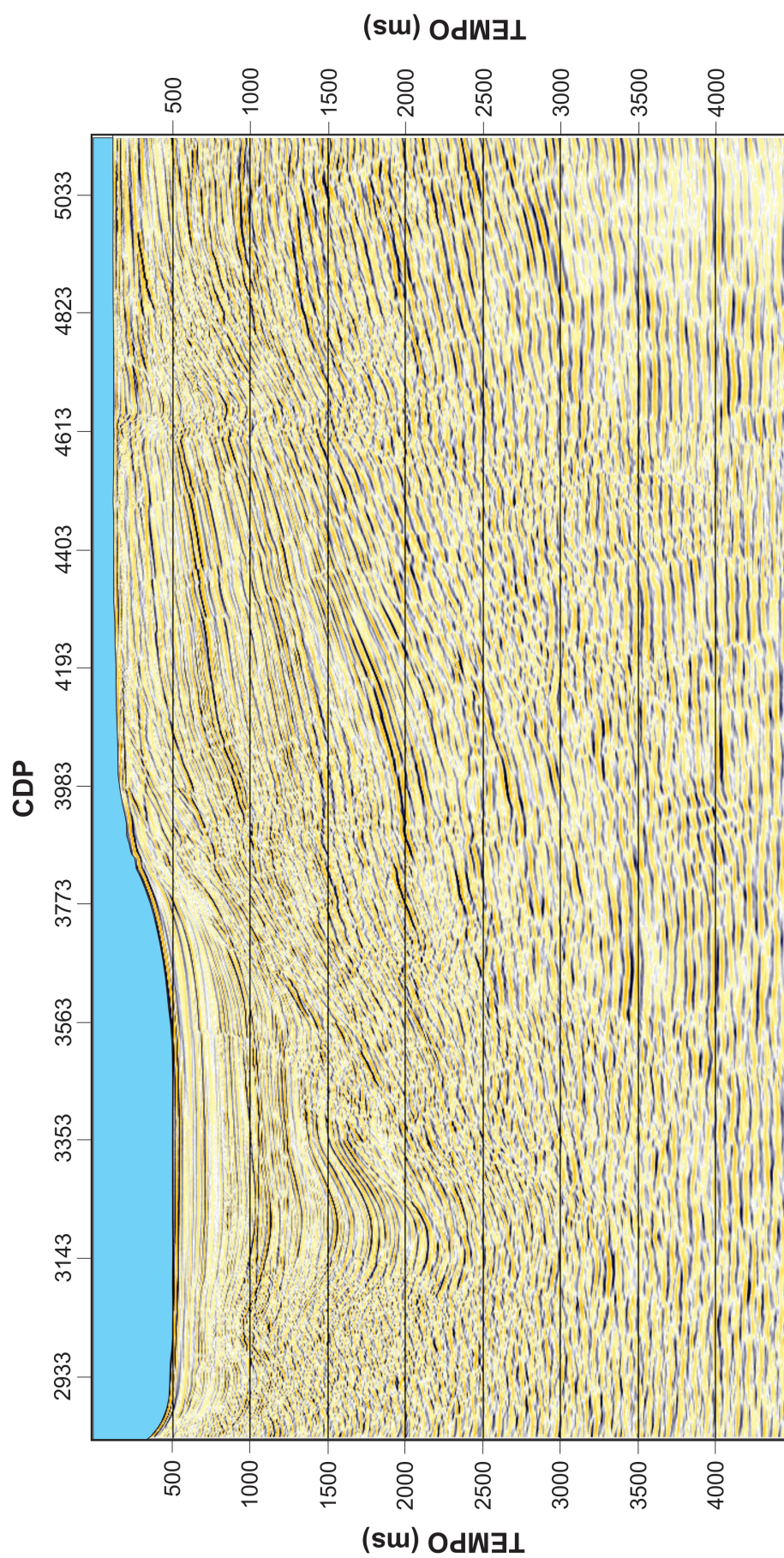
Figura 29 – Comparação do traço sintético com o traço sísmico observado (referente ao CDP 5037) resultante da migração após a atualização do modelo de velocidade apresentado na Figura 27. O traço sintético está representado pela linha azul e o traço sísmico, pela linha vermelha.



Fonte: Próprio autor.

Com a atualização do modelo de velocidade RMS em tempo, foi, então, refeito todo o processamento sísmico na linha e o resultado da migração Kirchoff 2D em tempo é mostrado na Figura 30. Feita a conversão do modelo de velocidade RMS em tempo para velocidade intervalar em profundidade a partir da Transformada de Dix (DIX, 1955), o resultado da migração Kirchoff 2D em profundidade é mostrado na Figura 32. Para efeito de comparação com os resultados das Figuras 30 e 32, as Figuras 31 e 33 mostram, respectivamente, a seção sísmica obtida a partir da migração Kirchoff 2D em tempo e a seção sísmica a partir da migração em profundidade. Estas duas foram obtidas a partir do modelo de velocidade RMS em tempo e intervalar em profundidade, respectivamente, antes das devidas atualizações do modelo de velocidade.

Figura 30 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo obtida a partir do modelo de velocidade RMS atualizado após a aplicação da técnica Well-Tie.



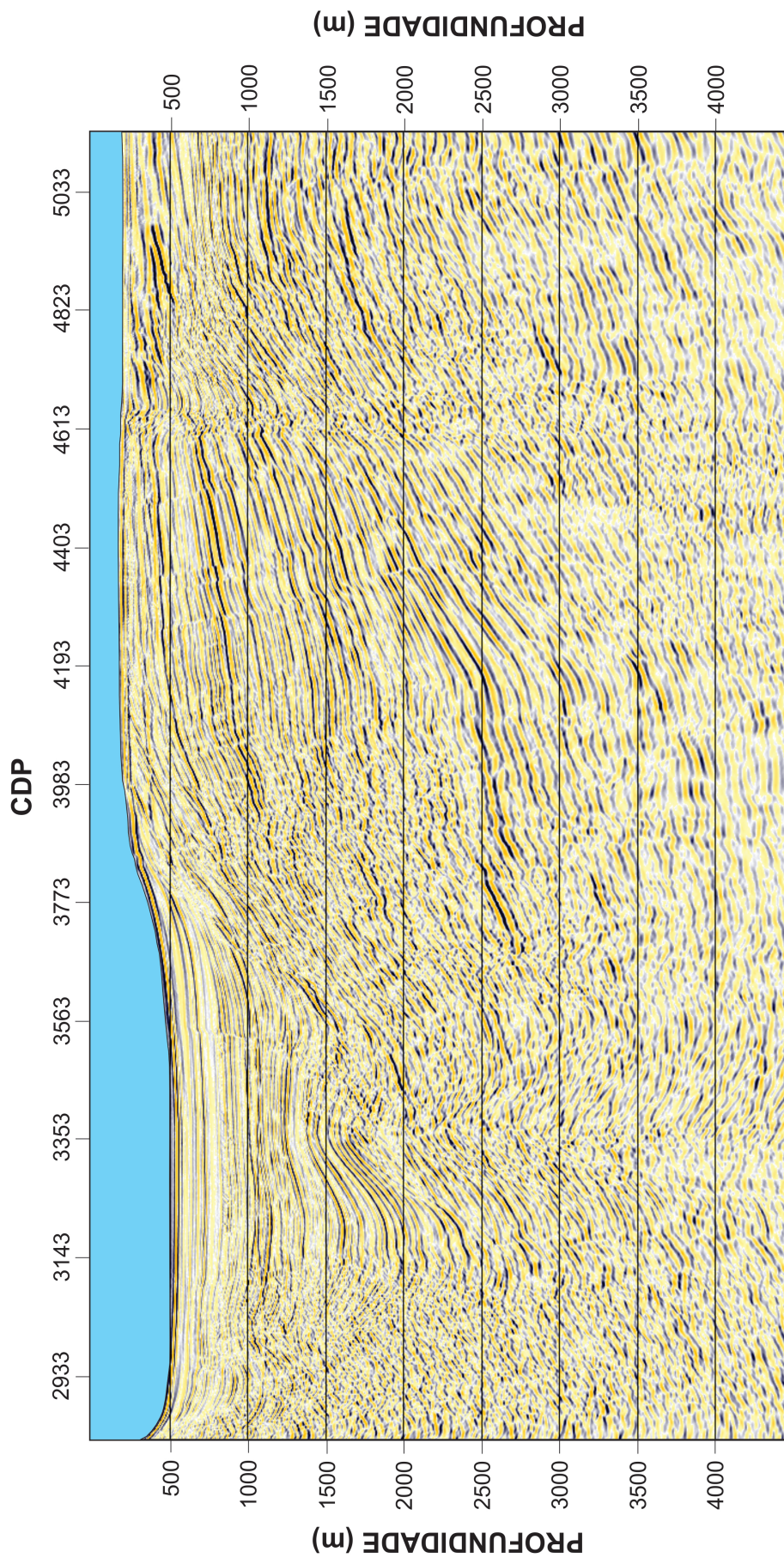
Fonte: Próprio autor.

Figura 31 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em tempo obtida a partir do modelo de velocidade RMS sem aplicação da técnica Well-Tie.



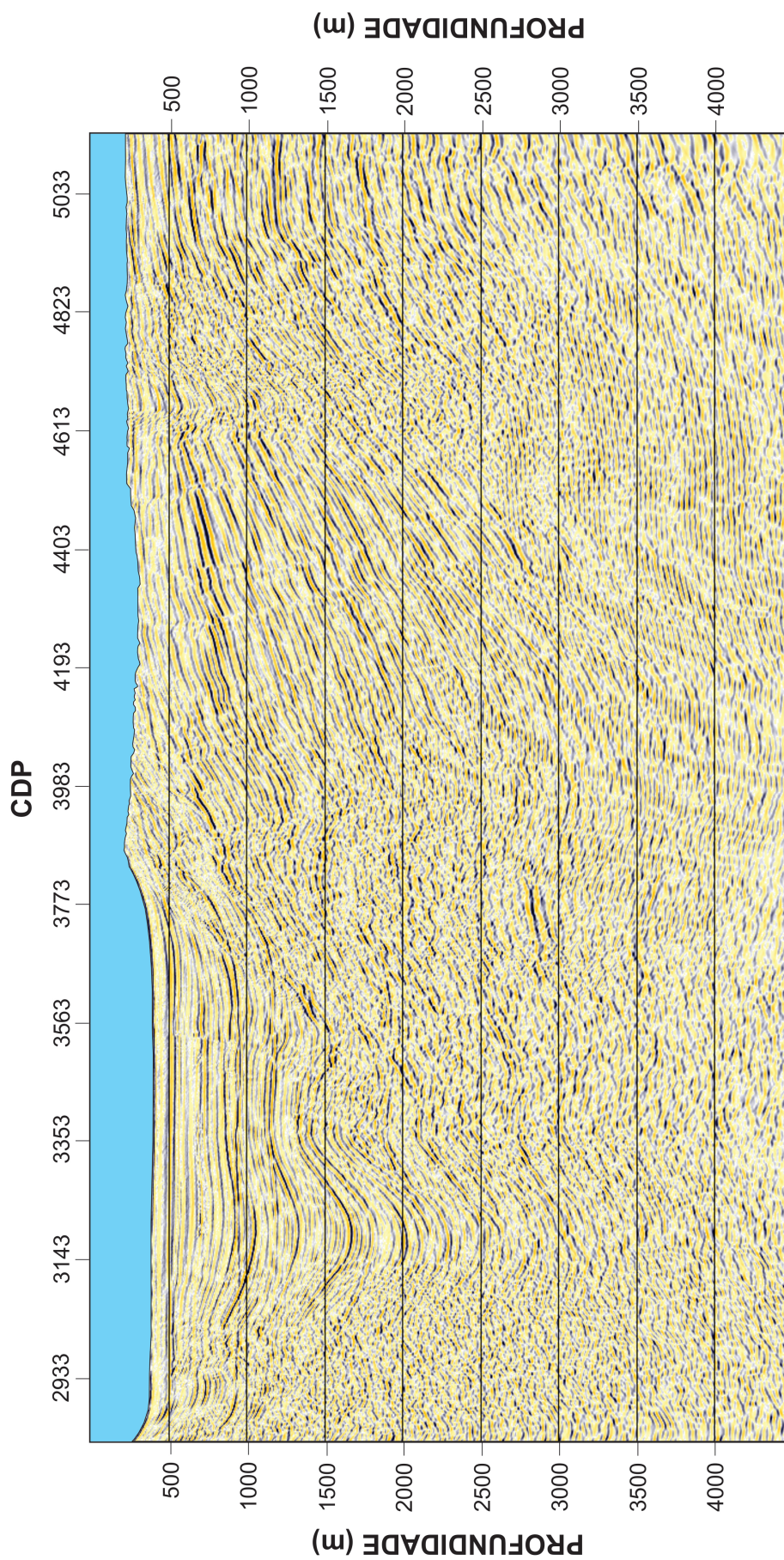
Fonte: Próprio autor.

Figura 32 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em profundidade obtida a partir do modelo de velocidade em profundidade após a aplicação da técnica Well-Tie.



Fonte: Próprio autor.

Figura 33 – Seção sísmica migrada pós-empilhamento em profundidade obtida a partir do modelo de velocidade em profundidade antes da aplicação da técnica Well-Tie.



Fonte: Próprio autor.

Nas comparações das Figuras de 30 a 33, verifica-se que as seções sísmicas migradas pós-empilhamento tanto em tempo, quanto em profundidade, que usaram os modelos de velocidades atualizados após análise do Well-Tie, são melhores do que as seções sísmicas migradas pós-empilhamento tanto em tempo, quanto em profundidade, que usaram os modelos de velocidades iniciais (obtidos apenas dos dados sísmicos). Há, ainda, uma melhora no imageamento do fundo oceânico (ver Figuras 30 e 32). A melhora nestas seções é notada nos CDP's mais próximos e, também, nos CDP's mais afastados do 5037, onde se localiza o poço CX11-16X, além de ter havido uma melhora na resolução das duas seções. Quando as seções sísmicas migradas obtidas a partir da atualização do modelo de velocidade utilizando Well-Tie são comparadas entre si, verifica-se que, em relação à seção sísmica migrada em tempo, a seção sísmica migrada em profundidade se apresenta com melhor resolução geral e algumas estruturas que são sugestivas de falhas (ver CDP 4613). De uma maneira geral, a seção sísmica migrada em profundidade apresentou melhores resultados por oferecer mais detalhes que as demais seções.

4 CONCLUSÕES

Neste trabalho, é apresentada a metodologia de aplicação da técnica Well-Tie para atualização do modelo de velocidade RMS em tempo baseado em dados sísmicos. A partir do modelo de velocidade RMS em tempo atualizado, foi determinado, com a Transformada de Dix, um modelo de velocidade intervalar em profundidade empregado no imageamento da linha sísmica 2D RIB93-01 da região Z1, na Bacia Tumbes-Progresso - Perú.

Para o tratamento desses dados, foram utilizados o ProMAX, o MatLab e o ArcGis. O traço sintético empregado na técnica Well-Tie foi obtido a partir de dados do poço CX11-16X, localizado a cerca de 1042 m de distância da linha sísmica, consistindo apenas no perfil sônico. O perfil de densidade foi estimado através da equação de Gardner (PEREIRA, 2007).

Os traços sintético e sísmico observado (obtido da seção sísmica migrada em tempo) foram comparados e, através da manipulação do modelo de velocidade RMS em tempo, o dado sísmico foi reprocessado e os eventos da seção sísmica migrada em tempo foram deslocados com objetivo de serem ajustados com os eventos mais relevantes do traço sintético. Esse exercício permitiu a atualização do modelo de velocidade e o reposicionamento dos refletores, principalmente na regiões próximas ao CDP 5037.

A metodologia empregada aqui difere do uso corrente que, comumente, é aplicada a técnica Well-Tie, uma vez que, em geral, o traço sintético é que sofre o deslocamento e o modelo de velocidade é atualizado através da curva *tempo x profundidade* obtida a partir dos dados de poço do tipo *check shot*.

As seções sísmicas migradas a partir do modelo de velocidade atualizado apresentaram bons resultados, tanto em tempo, quanto em profundidade, quando comparadas com as seções obtidas a partir do modelo de velocidade inicial, sem emprego da técnica Well-Tie.

O melhor resultado foi obtido na seção sísmica migrada em profundidade. A técnica Well-Tie se mostrou de grande importância para a geração de modelos de velocidade em profundidade. Entretanto, existem alguns pontos que apresentam complexidade e podem induzir ao erro como: erros na localização do poço ou da linha sísmica, baixa qualidade dos perfis de densidade e velocidade em zonas com perda de informação e efeitos da invasão de fluidos no poço.

REFERÊNCIAS

- ANGELERI, G. A statistical approach to the extraction of the seismic propagating wavelet. *Geophysical Prospecting*, v. 31, p. 726–747, 1983.
- BECQUEY, M.; LAVERGNE, M.; WILLM, C. Acoustic impedance logs computed from seismic traces. *Geophysics*, v. 44, n. 9, p. 1485–1501, 1979.
- CONNOLLY, P. Elastic impedance. Society of Exploration Geophysicists, v. 18, p. 438–452, Abril 1999.
- DIX, C. H. Seismic velocities from surface measurements. *Geophysics*, v. 20, p. 1662–1672, 1955.
- DUCHESNE, M. J.; GAILLOT, P. Did you smooth your well logs the right way for seismic interpretation? *Journal of Geophysics and Engineering*, v. 8, n. 4, p. 514, 2011.
- EDGAR, J. A.; BAAN, M. van der. How reliable is statistical wavelet estimation? *Geophysics*, v. 76, n. 4, p. V59–V68, 2011.
- EXXONMOBIL: Site. 2014. Disponível em: <https://archives.aapg.org/slide_resources/schroeder/7/index.cfm>. Acesso em: 22 out. 2014.
- GARDNER, G.; GARDNER, L.; GREGORY, A. Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, v. 39, n. 644, p. 1485–1501, 1974.
- GEOLAB, B. E. P. S. *Estudio de Imapacto Ambiental: Proyecto de Levantamento Sismico 3D en el Lote Z-1*. [S.l.: s.n.], 2010. 12-21 p.
- GLOVER, P. *Sonic Acoustic Log*. [S.l.]: Petrophysics MSc Course Notes, 2005. 177 p.
- LEITE, L. W. B. *Introdução à Análise Espectral em Geofísica*. Belém-PA, Brasil: Fundação de Amparo e Desenvolvimento da Pesquisa, 1998. 40-72 p.
- LIMA, L. *Análise de atributos sísmicos para modelagem da porosidade efetiva do campo de namorado, Bacia de Campos*. 9 p., Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de graduação em Geologia/Instituto de Geociências, 2012.
- LORENZO, J. M.; HESSELBO, S. P. Seismic-to-well correlation of seismic unconformities at leg 150 continental slope sites. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, v. 150, p. 293–307, 1996.
- MADIBA, G. B.; MCMECHAN, G. A. Processing, inversion, and interpretation of a 2d seismic data set from the north viking graben, north sea. *Geophysics*, v. 68, n. 3, p. 837–848, 2002.
- MUÑOZ, A.; HALE, D. Automatically tying well logs to seismic data. Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines, Golden, CO 80401, USA, v. 150, p. 253–260, 2012.
- PEREIRA, B. C. M. *Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões*. 12 p. Dissertação (Mestrado), 2007.

SOUSA, N. *Metodologia da Exploração de Petróleo: da interpretação de perfis à previsão de petróleo*. Cadernos de graduação, Ciências Exatas e Tecnológicas: Universidade Federal do Pará, Belém, Pará, 2010. 48 p.

TEJADA, S. Z. R. *Caraterização de Hidrato de Gás a partir de dados Geofísicos da região da bacia de Tumbes - Progreso*. Dissertação (Mestrado), Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Geofísica/Instituto de Geociências, 2014.

WALDEN, A. T.; WHITE, R. E. On errors of fit and accuracy in matching synthetic seismograms and seismic traces. *Geophysical Prospecting*, Blackwell Publishing Ltda, v. 32, n. 5, p. 871–891, 1984.

WHITE, R.; SIMM, R. *Tutorial: Good Practice in Well Ties*. School of earth science, Birkbeak/Rock Physics Associates Ltda: University of London, 2003. 75 p.

YILMAZ, O. *Seismic data processing*. Tulsa, USA: Society of Exploration Geophysicists, 1987.