



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

BRUNO DOS SANTOS SILVA

**INTEGRAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS E DE POÇO: ESTUDO
E APLICAÇÃO DA TÉCNICA *WELL TIE***

Belém - Pará
2015

BRUNO DOS SANTOS SILVA

**INTEGRAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS E DE POÇO: ESTUDO
E APLICAÇÃO DA TÉCNICA *WELL TIE***

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 grau de Bacharel em Geofísica.

Orientadora: Prof^a. Dra. Ellen de Nazaré
Souza Gomes

Belém - Pará
2015

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)
Biblioteca do Instituto de Geociências/SIBI/UFPA

Silva, Bruno dos Santos, 1992 -

Integração de dados sísmicos e de poço: estudo e aplicação da técnica
well tie / Bruno dos Santos Silva. - 2015.

61 f : il.; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientadora: Ellen de Nazaré Souza Gomes

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal
do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2015.

1. Sismograma. 2. Prospeção - Métodos geofísicos. 3. Geofísica. I.
Título.

CDD 22 ed. 551.220287

BRUNO DOS SANTOS SILVA

INTEGRAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS E DE POÇO: ESTUDO E APLICAÇÃO DA
TÉCNICA WELL TIE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de Geofísica do
Instituto de Geociências da Universidade
Federal do Pará, como requisito parcial à
obtenção de grau de Bacharel em
Geofísica.

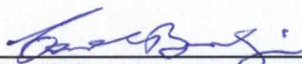
Data da defesa: 21 de dezembro de 2015.

Conceito: Ex C

Banca Examinadora:



Prof^a Ellen de Nazaré Souza Gomes – Orientador
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Federal do Pará



Prof^a Carolina Barros da Silva - Membro
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Zoraida Roxana Tejada Soto- Membro
Mestre em Geofísica
Universidade Federal do Pará

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Pará pelo espaço e equipamentos disponibilizados durante minha formação acadêmica.

Aos professores da Faculdade de Geofísica pelo conhecimento compartilhado ao longo da graduação, e aos demais funcionários do curso por todo suporte prestado, em especial à secretária Maria do Socorro por sua atenção e gentileza.

À orientadora, Profa. Ellen Gomes, pela oportunidade e confiança na elaboração deste trabalho.

À Zoraida Tejada pela participação na Banca Examinadora, por sua valiosa contribuição na elaboração deste trabalho, pelas revisões e por sua amizade.

À profa. Carolina Barros pela participação na Banca.

Ao Tiago Chagas e Jorge Teruya por fornecerem as linhas sísmicas processadas.

Aos colegas do curso de geofísica pela convivência e pelas experiências compartilhadas ao longo desses anos.

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

Ao CNPq pelo incentivo durante a minha graduação, pela bolsa de graduação sanduiche, por meio do programa Ciências Sem Fronteiras, que muito contribuiu para minha formação pessoal e acadêmica, e pela bolsa durante a execução deste trabalho.

Aos meus pais, Silvia e Sebastião, pelo amor, por me apoiarem em todos os momentos da minha vida e por não medirem esforços no sentido de me proporcionar uma boa educação.

À minha irmã, Brenda, e meus familiares pelo carinho e apoio. Agradeço de forma especial ao meu avô Evandro e à minha tia Vânia pelo afeto e contribuição indispensável na minha formação.

Aos meus amigos Carlos Rafael e Caio por estarem sempre por perto e por tornarem minha vida mais alegre, e ao Adilson por está sempre disposto a me ouvir, pelas palavras sábias (e necessárias) e pelo companheirismo.

RESUMO

A integração de dados sísmicos e de poço permite correlacionar informações geológicas em profundidade, provenientes dos perfis de poço, com os dados sísmicos registrados em tempo. A amarração destas informações é feita a partir da construção de um sismograma sintético. A acurácia dos sismogramas gerados depende de vários fatores como a qualidade dos perfis, a função tempo-profundidade adotada para o poço, a reamostragem dos coeficientes de reflexão para o intervalo de amostragem do dado sísmico, e o pulso sísmico. Neste trabalho, estuda-se o processo de modelagem do traço sísmico a partir de perfis de poço, dando enfoque às técnicas que podem ser empregadas ao longo das etapas deste processo. Além disso, foram gerados sismogramas sintéticos a partir de dados reais provenientes de duas regiões distintas (Viking Graben e Bacia Tumbes-Progresso) e os resultados foram correlacionados com dados sísmicos migrados em tempo. A análise dos resultados mostrou que os sismogramas gerados possibilitam a amarração de refletores importantes das seções sísmicas.

Palavras-Chave: Amarração poço-sísmica. Sismograma sintético. Viking Graben (Mar do Norte). Bacia Tumbes-Progresso (Peru).

ABSTRACT

Integrating well log and seismic data allows correlate geological information in depth, from the logs, with the seismic data recorded in time. The well-seismic ties involves forward modeling a synthetic seismogram from sonic and density logs. The synthetics accuracy depends on some factors such as well log quality, adopted time-depth function, resampling of the reflection coefficients to match the seismic sample rate, and the seismic pulse. In this study, we investigate the forward modeling of seismic trace from well logs and techniques that can be used throughout the stages of this process. In addition, synthetic seismograms were generated from real data from the two regions (Viking Graben and Tumbes-Progress Basin) and the results were correlated with the migrated seismic data. The results showed that the synthetic seismograms enable tying important reflectors of seismic sections.

keywords: Well tie. Synthetic seismogram. Viking Graben (North Sea). Tumbes-Progresso Basin (Peru).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1	Conjunto de dados geofísicos utilizados no trabalho. Os dados são provenientes da região do Viking Graben e da Bacia Tumbes-progresso.	17
Figura 2.2	Mapa da área do Viking Graben.	18
Figura 2.3	Seção sísmica migrada em tempo e localização dos dois poços que intersectam a linha.	19
Figura 2.4	Localização da linha 2D RIB93-01 e do poço CX11-16X. O poço está posicionado à uma distância de 1042 m da linha.	21
Figura 2.5	Linha sísmica RIB93-01 migrada em tempo. Nesta seção, destaca-se o CMP 5037 (linha vermelha) que corresponde à projeção do poço CX11-16X sobre seção. Algumas múltiplas de superfície livre estão identificadas pelas setas vermelhas. O retângulo em azul, entre os CMPs 3600 e 5135, delimita uma região mais próxima do poço. . . .	22
Figura 2.6	Região da linha sísmica RIB93-01, entre os CMPs 3600 e 5135, que representa a área nas proximidades do poço CX11-16X. Nesta seção, destaca-se o CMP 5037 (linha vermelha) que corresponde à projeção deste poço sobre seção.	22
Figura 2.7	Ferramenta tradicional de perfilagem sônica. O pulso é emitido pelo transmissor A, se propaga pela formação adjacente ao poço (trajeto B e D) e é registrado nos receptores C e E.	23
Figura 2.8	Ferramenta que mede a densidade. As medidas são realizadas junto a parede do poço. A radiação gama emitida pela fonte, após interagir com a formação, é detectada por dois receptores distintos.	24
Figura 4.1	Forma do pulso Ricker em tempo.	32
Figura 5.1	Poço A: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.	35

Figura 5.2	Curvas tempo-profundidade para os poço A. A curva azul foi obtida a partir da interporlação dos tempos de transito verticais de VSP e a curva em vermelho corresponde a relação obtida a partir da integração do perfis de velocidade.	36
Figura 5.3	Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço A para tempo utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir dos tempos de VSP. (a) Relação tempo-profundidade proveniente dos tempos de VSP, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo. .	36
Figura 5.4	Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço A: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo que será reamostrada para o intervalo de 4 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com o método <i>block-averaging</i> . 37	37
Figura 5.5	Correlação entre o traço processado análogo ao poço A e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 808, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método <i>block-averaging</i> , (e) Pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R). . . .	38
Figura 5.6	Poço B: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.	39
Figura 5.7	Curvas tempo-profundidade para o poço B. A curva azul foi obtida a partir da interporlação dos tempos de trânsito verticais de VSP e a curva em vermelho corresponde a relação obtida a partir da integração do perfis de velocidade.	40
Figura 5.8	Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço B para tempo, utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir dos tempos de VSP. (a) Relação tempo-profundidade proveniente dos tempos de VSP, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo. .	40

Figura 5.9	Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço B: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo do poço B que será reamostrada para o intervalo de 4 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com método <i>block-averaging</i>	41
Figura 5.10	Correlação entre o traço processado análogo ao poço B e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 1572, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método <i>block-averaging</i> , (e) pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R). . . .	42
Figura 5.11	Análise da correlação cruzada: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 1572; (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação e coeficiente de correlação (R) inicial; (c) gráfico da correlação cruzada entre o traço processado e o sintético, a linha tracejada em vermelho marca o deslocamento temporal de 0.024 s onde se encontra o melhor valor de correlação cruzada; (d) traço sintético com deslocamento temporal de 0.024 s, determinado pela correlação cruzada, e coeficiente de correlação (R) após o deslocamento.	43
Figura 5.12	Poço CX11-16X: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.	45
Figura 5.13	Curva tempo-profundidade para os poço CX11-16X. A curva foi obtida partir da integração do perfis de velocidade.	45
Figura 5.14	Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço CX11-16X para tempo, utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir da integração do perfil de velocidade. (a) Relação tempo-profundidade, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo.	46

Figura 5.15	Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço CX11-16X: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo do poço CX11-16X que será reamostrada para o intervalo de 2 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com método <i>block-averaging</i>	47
Figura 5.16	Correlação entre o traço processado análogo ao CX11-16X e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 5037, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método <i>block-averaging</i> , (e) pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R). . . .	48
Figura 5.17	Análise da correlação cruzada: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 5037; (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação e coeficiente de correlação (R) inicial; (c) gráfico da correlação cruzada entre o traço processado e o sintético, a linha tracejada em vermelho marca o deslocamento temporal de 0.166 s onde se encontra o melhor valor de correlação cruzada; (d) traço sintético com deslocamento temporal de 0.166 s, determinado pela correlação cruzada, e coeficiente de correlação (R) após o deslocamento.	49
Figura 5.18	Traços sintéticos de correlação mais elevada posicionados na seção sísmica migrada em tempo. As linhas azul e verde, destacam dois horizontes sísmicos importantes na região atravessada pelos poços. . .	52
Figura 5.19	Amarração entre traços sintéticos e horizontes sísmicos destacados (linha azul e verde). Para os dois poços observa-se uma boa correlação entre eventos dos sismogramas e os refletores em destaque. (a) poço A e (b) poço B.	53
Figura 5.20	Traço sintético de correlação mais elevada posicionado na seção sísmica migrada em tempo. As linhas tracejadas em vermelho destacam quatro refletores nas proximidades do poço.	56

Figura 5.21	Amarração entre o traço sintético e os refletores em destaque (linhas tracejadas em vermelho). Os eventos de amplitude mais elevada podem ser correlacionados com os refletores.	57
-------------	--	----

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	DADOS GEOFÍSICOS	17
2.1	Viking Graben	17
2.1.1	Contexto Geológico Regional	17
2.1.2	Dados sísmicos	19
2.2	Bacia Tumbes-Progresso	20
2.2.1	Contexto Geológico Regional	20
2.2.2	Dados sísmicos	20
2.3	Perfis de poço	23
2.3.1	Perfil sônico	23
2.3.2	Perfil de densidade	24
3	MODELO CONVOLUCIONAL	25
4	METODOLOGIA	26
4.1	Preparação dos perfis de poço	26
4.2	Obtenção da relação tempo–profundidade	27
4.3	Reamostragem da série dos coeficientes de reflexão	29
4.4	O pulso sísmico	30
4.5	Medidas de correlação	32
5	RESULTADOS	34
5.1	Viking Graben	34
5.1.1	Poço A	34
5.1.2	Poço B	39

5.2	Bacia Tumbes-Progresso	44
5.2.1	Poço CX11-16X	44
5.3	Análise dos resultados	50
5.3.1	Viking Graben	50
5.3.2	Bacia Tumbes-Progresso	54
6	CONCLUSÕES	58
	REFERÊNCIAS	60

1 INTRODUÇÃO

A correlação entre dados sísmicos e de poço, técnica conhecida como *Well Tie*, é muito útil para estimar propriedades da subsuperfície.

A amarração dos dados sísmicos, registrados no domínio do tempo, com dados de poço, registrados em profundidade, é feita a partir da construção de um sismograma sintético, ou traço sintético, utilizando informações de poço: perfis de velocidade e densidade.

Através da comparação entre o traço gerado e os traços sísmicos migrados em tempo nas proximidades do poço é possível correlacionar as informações litológicas de poço com a sísmica de reflexão e desta forma auxiliar a interpretação dos horizontes sísmicos (BACON et al., 2003). Além disso, os sismogramas sintéticos têm outras diversas utilidades como, por exemplo, a extração da wavelet para inversão sísmica, modelagem da resposta sísmica à substituição de fluidos, e também podem ser utilizados no processamento sísmico na obtenção do modelo de velocidades para conversão da seção em tempo para profundidade (SIMM et al., 2014; BACON et al., 2003).

Porém, a correlação entre sísmica e poço pode apresentar incertezas que podem ser ocasionadas por erros na construção do sismograma sintético ou ainda por processamento sísmico ineficiente.

O processo básico para criar um sismograma sintético é simples e se baseia no modelo convolucional do sinal sísmico (YILMAZ et al., 2001). No entanto, durante a modelagem do traço faz-se necessário o uso de várias técnicas, as quais são determinantes para a obtenção de uma boa correlação entre os eventos da seção sísmica migrada em tempo e do traço sintético.

Neste trabalho será estudado o processo de modelagem do traço sintético a partir de perfis de poço, dando enfoque às técnicas que podem ser empregadas ao longo das etapas deste processo. Além disso, os procedimentos serão aplicados a dados reais e os traços sintéticos gerados serão correlacionados com a traços sísmicos reais com intuito de avaliar eficiência da metodologia.

Os dados geofísicos utilizados são de duas regiões diferentes. O primeiro conjunto de dados é proveniente da região do Viking Graben, no Mar do Norte, e corresponde a uma linha sísmica marinha 2D e medidas de dois poços que a intersectam. O segundo conjunto

foi adquirido na Bacia de Tumbes-Progresso, localizada na costa peruana, e corresponde a uma linha sísmica marinha 2D e medidas de um poço nas proximidades da linha.

O trabalho está estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo apresenta a parte introdutória. No segundo capítulo são apresentados os dados geofísicos utilizados e os aspectos geológicos das áreas de origem. O terceiro capítulo mostra os fundamentos teóricos para criação do sismograma sintético. O quarto capítulo examina as diferentes metodologias empregadas na modelagem do traço. No quinto são mostrados os resultados obtidos com a aplicação das metodologias e é feita a análise dos resultados para os três poços. Por fim, o sexto capítulo mostra as conclusões deste trabalho.

2 DADOS GEOFÍSICOS

Neste trabalho são utilizados dados sísmicos e de poço provenientes de duas regiões: Viking Graben, localizada no Mar do Norte, e Bacia de Tumbes-progesso, localizada na costa peruana.

Os dados do Viking Graben foram disponibilizados pela companhia ExxonMobil, enquanto que os dados da Bacia de Tumbes-Progresso foram cedidos pela companhia PERU-PETRO S.A. Uma descrição mais detalhada dos dados é apresentada na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Conjunto de dados geofísicos utilizados no trabalho. Os dados são provenientes da região do Viking Graben e da Bacia Tumbes-progesso.



Fonte: Autor

2.1 Viking Graben

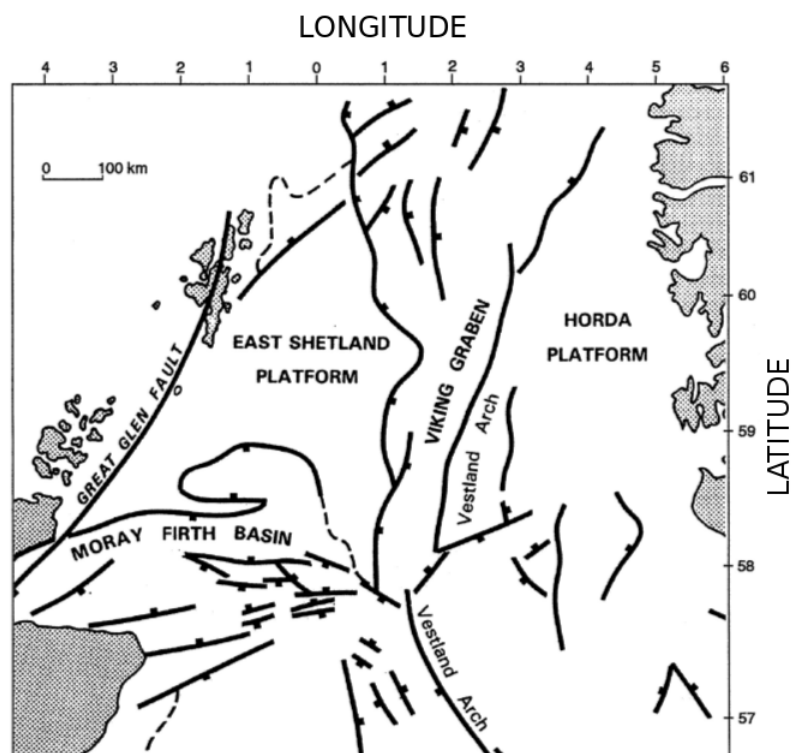
2.1.1 Contexto Geológico Regional

A região do Viking Graben está localizada no Mar do Norte, entre a Noruega e o Reino Unido (Figura 2.2).

Segundo Keys e Foster (1998), esta área foi formada como resultado do riftiamento que ocorreu no final do Permiano para o Triássico, tendo a sedimentação continuado através do Jurássico até o início do Cretáceo. No final do Cretáceo, a subsidência e o preenchimento da bacia se tornaram os principais movimentos no processo deposicional. Estruturalmente, a região é dominada por falhas com orientação N-S and NNE-SSW.

É conhecida a presença de reservatórios de hidrocarbonetos na região. De acordo com Keys e Foster (1998), os principais reservatórios presentes nesta área são sedimentos clásticos de idade Jurássica. O ambiente deposicional varia entre fluvial, deltáico e marinho raso. O Jurássico é geralmente caracterizado como um sistema transgressivo. Nos períodos de regressão foram depositados sedimentos clásticos grosseiros que deram origem a reservatórios intervalares. Os reservatórios estão sobrepostos verticalmente e são separados por folhelhos de águas profundas. As trapas podem ser estruturais, associadas a falhas, e estratigráficas, associadas à discordância existente na Base do Cretáceo.

Figura 2.2 – Mapa da área do Viking Graben.



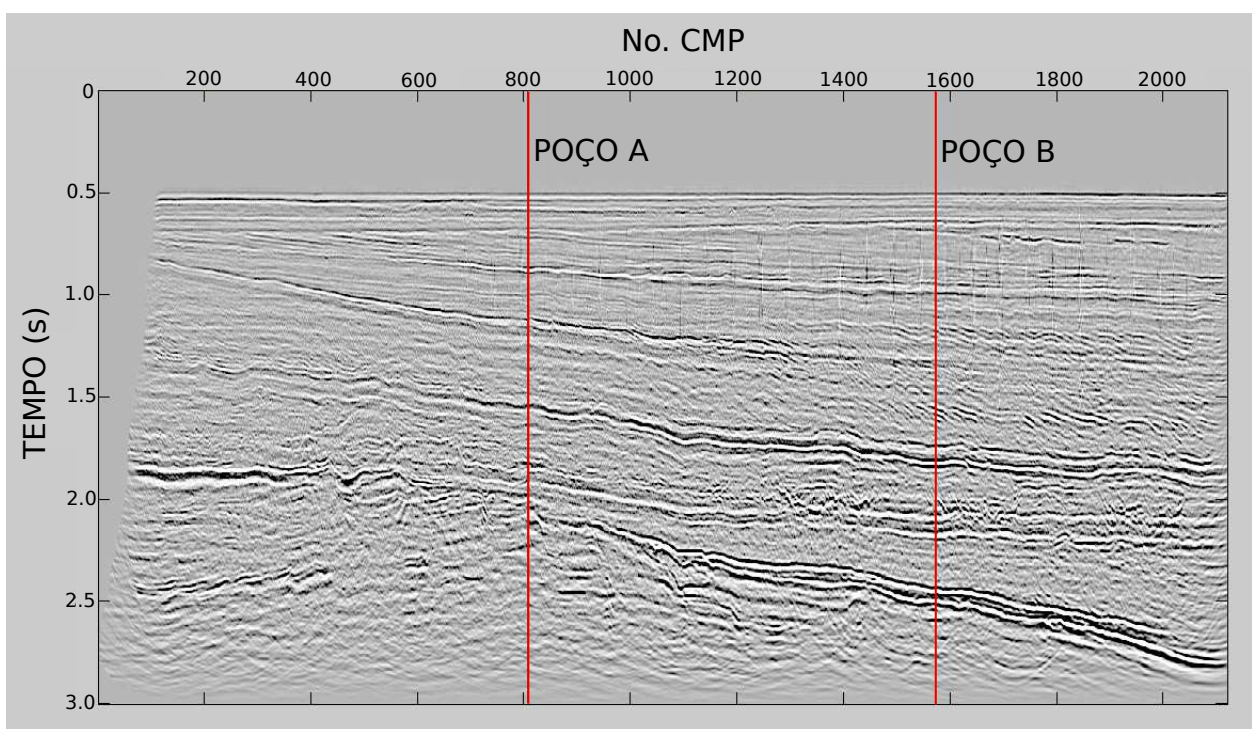
Fonte: Modificado de Madiba e McMechan (2003)

2.1.2 Dados sísmicos

O dado sísmico referente a esta região corresponde a uma linha 2D marinha com orientação na direção leste-oeste. A linha é intersectada por dois poços, poço A e B, que estão localizados no CMP 808 e 1572, respectivamente.

Neste trabalho será utilizada a seção sísmica migrada em tempo processada por Teruya (2015). A linha passou pelo processamento convencional com o *software* ProMax. O dado processado será correlacionado com os sismogramas sintéticos gerados para os poços A e B. Na Figura 2.3 observa-se a seção migrada em tempo e a localização dos dois poços.

Figura 2.3 – Seção sísmica migrada em tempo e localização dos dois poços que intersectam a linha.



Fonte: Modificado de Teruya (2015) .

2.2 Bacia Tumbes-Progresso

2.2.1 Contexto Geológico Regional

A Bacia de Tumbes-Progresso está localizada a noroeste da costa do Peru e a sudoeste da costa do Equador. Esta Bacia corresponde a um sistema *forearch*¹ que se desenvolveu durante os períodos Paleógeno e Neógeno. A sua evolução geológica é complexa e está diretamente relacionada com o movimento das placas tectônicas da região, isto é, a subducção da placa Nazca sob a placa Sul-americana (PERUPETRO, 2005).

Na região destaca-se algumas feições geológicas importantes como a fossa submarina Peru-chile, o Banco Peru e o sistema de falhas Dolores Guayaquil. A fossa é resultado do processo de subducção e mantém um paralelismo com a cordilheira dos Andes. O Banco Peru é um *horst* localizado na borda leste da Bacia Tumbes-Progresso, esta estrutura é considerada uma feição anômala, sendo possivelmente remanenscente do embasamento que ficou isolado durante a formação desta Bacia. O sistema de falhas Dolores Guayaquil é uma zona de cisalhamento regional que atravessa a Bacia Tumbes-Progresso e prolonga-se até o Equador e Colômbia (PERUPETRO, 2005).

Segundo o relatório técnico PERUPETRO (2005), esta Bacia apresenta bons reservatórios siliciclásticos, rochas geradoras de boa qualidade, mecanismos de trapas e elevado gradiente geotérmico. Desta forma, considera-se que a região possui alto potencial de hidrocarbonetos. Os estratos de maior interesse são do Oligoceno e Mionceno, nos quais estudos anteriores mostram presença de óleo e gás.

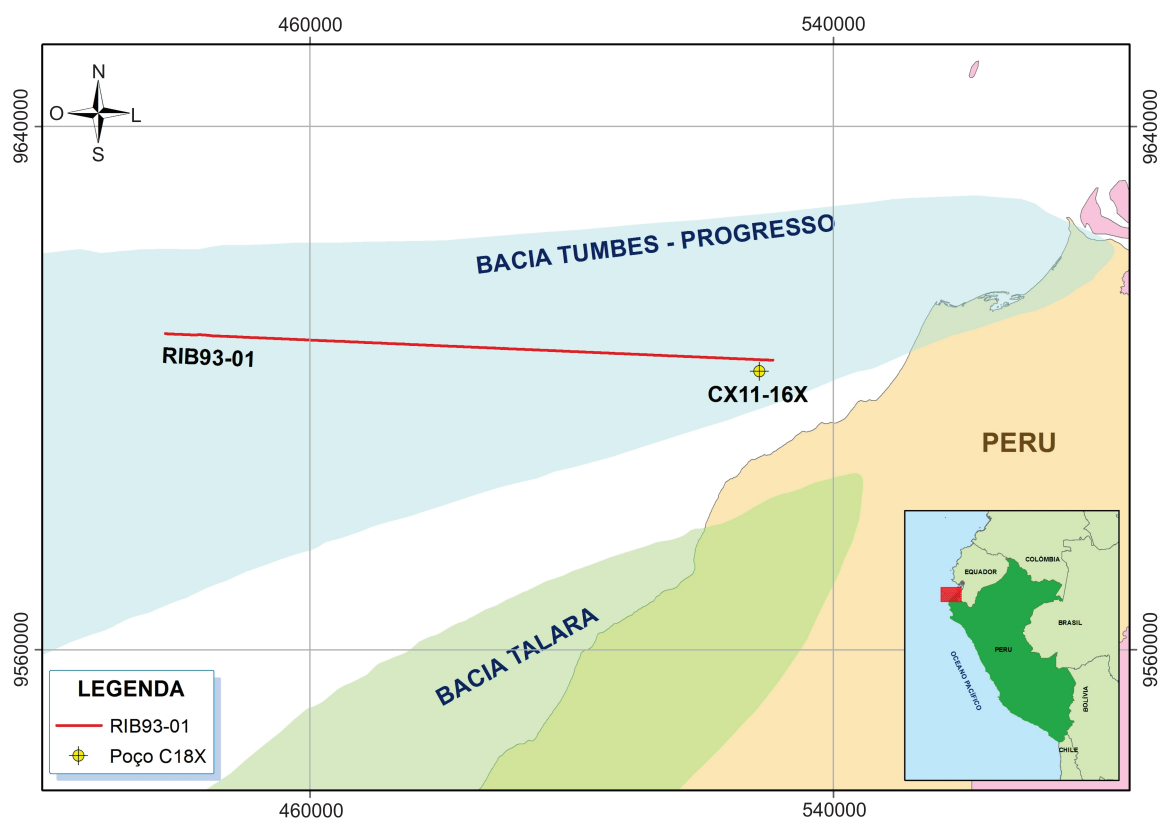
2.2.2 Dados sísmicos

O dado sísmico referente a esta região corresponde a uma linha 2D marinha com orientação, aproximadamente, leste-oeste. Próximo da extremidade leste da linha, à uma distância de 1042 m, está localizado o poço CX11-16X. Projetando o poço sobre a linha sísmica, estabeleceu-se o CMP 5037 como traço analógo ao poço. A Figura 2.4, mostra a localização da linha e do poço em questão.

Será utilizado a seção sísmica migrada em tempo processada por Chagas (2014). A linha passou pelo processamento convencional com o *software* ProMax. Nas Figura 2.5 e 2.6 observa-se a seção migrada em tempo e a projeção do poço.

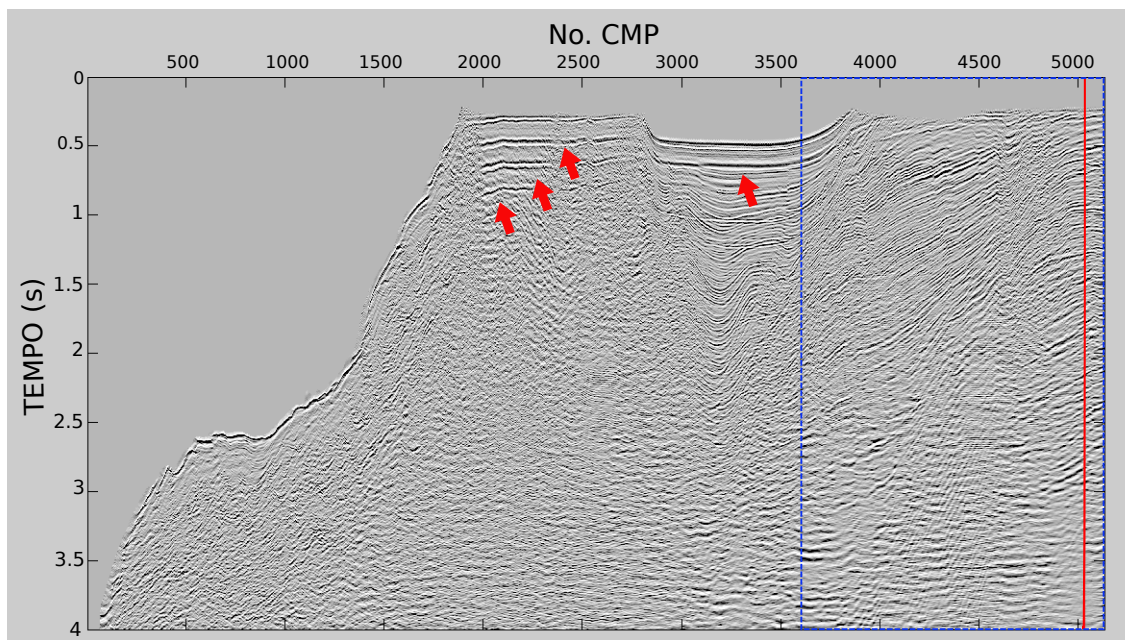
¹Bacia de arco frontal. Em tectônica de placas, bacia submarina localizada entre o arco vulcânico e o prisma de acreção.

Figura 2.4 – Localização da linha 2D RIB93-01 e do poço CX11-16X. O poço está posicionado à uma distância de 1042 m da linha.



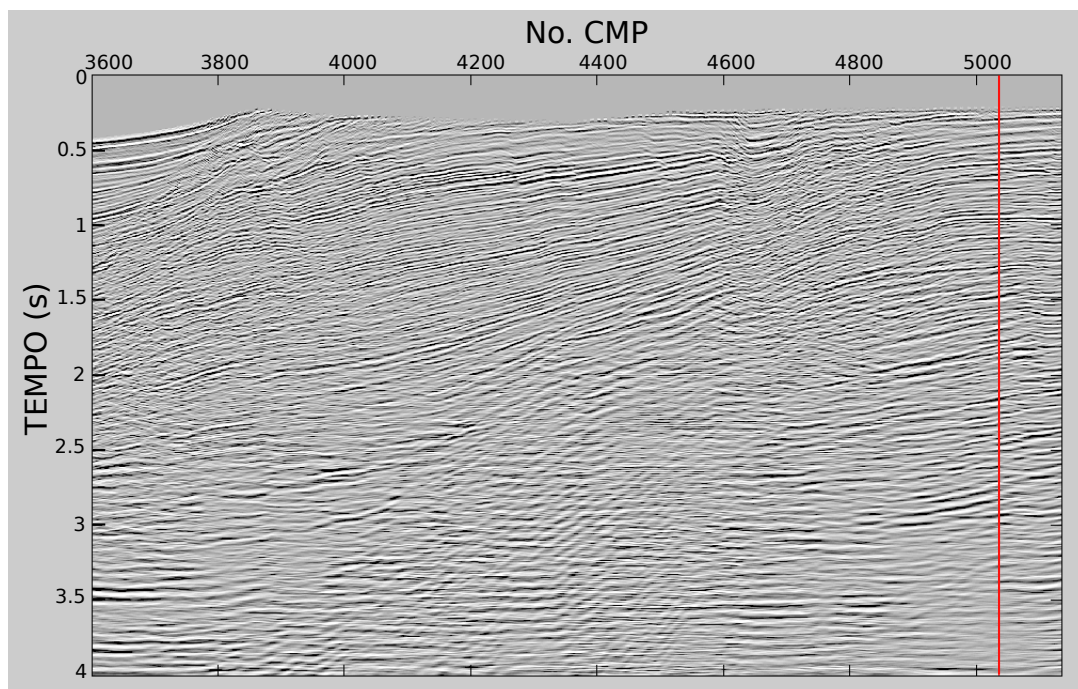
Fonte: Modificado de Chagas (2014)

Figura 2.5 – Linha sísmica RIB93-01 migrada em tempo. Nesta seção, destaca-se o CMP 5037 (linha vermelha) que corresponde à projeção do poço CX11-16X sobre seção. Algumas multiplas de superfície livre estão identificadas pelas setas vermelhas. O retângulo em azul, entre os CMPs 3600 e 5135, delimita uma região mais próxima do poço.



Fonte: Modificado de Chagas (2014) .

Figura 2.6 – Região da linha sísmica RIB93-01, entre os CMPs 3600 e 5135, que representa a área nas proximidades do poço CX11-16X. Nesta seção, destaca-se o CMP 5037 (linha vermelha) que corresponde à projeção deste poço sobre seção.



Fonte: Modificado de Chagas (2014) .

2.3 Perfis de poço

Os perfis de poço são registros em profundidade das propriedades físicas das rochas perfuradas. As medidas são realizadas por meio de ferramentas que são descidas do interior do poço, operação conhecida com perfilagem. A seguir são apresentados os tipos de perfis que foram utilizados na metodologia deste trabalho.

2.3.1 Perfil sônico

O perfil sônico registra o tempo de trânsito de uma onda elástica através de uma formação geológica. Estes dados são geralmente utilizados na estimativa da porosidade e na calibração de dados sísmicos.

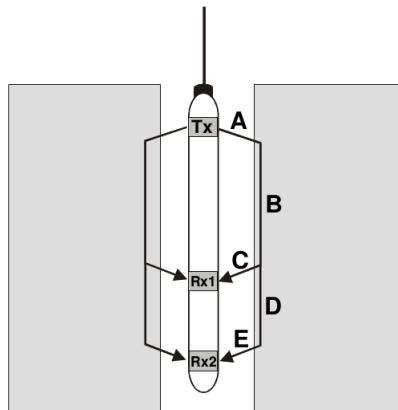
Utilizando as medidas de tempo de trânsito é possível calcular o valor da velocidade da onda acústica através da rocha na vizinhança do poço, para isso, utiliza-se a seguinte equação:

$$V = \frac{0.3048}{10^{-6}DT} \quad (2.1)$$

onde V é a velocidade em unidade de m/s e DT são as medidas de tempo de trânsito em $\mu s/ft$.

Segundo Ellis e Singer (2007), a ferramenta tradicional de perfilagem sônica é composta por um transmissor e dois receptores, que estão tipicamente a uma distância de 3 e 5 pés do transmissor. O equipamento mede a diferença dos tempos de chegada da energia acústica nos dois receptores. A diferença dividida pelo intervalo entre os dois detectores fornece o tempo de trânsito. A unidade desta medida é $\mu s/ft$.

Figura 2.7 – Ferramenta tradicional de perfilagem sônica. O pulso é emitido pelo transmissor A, se propaga pela formação adjacente ao poço (trajeto B e D) e é registrado nos receptores C e E.



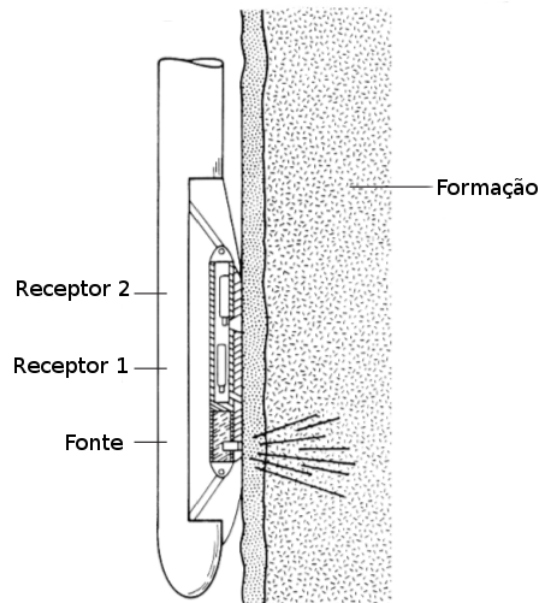
Fonte: Modificado de Glover (2005).

2.3.2 Perfil de densidade

O perfil densidade é um registro da massa específica das rochas interceptadas pelo poço. Esta medida é geralmente utilizada para estimar porosidade. Além disso, é também empregada na geração de sismogramas sintéticos.

A ferramenta de perfilagem utiliza uma fonte radioativa, geralmente Cs^{137} , responsável pela emissão de radiação gama que irá interagir com as rochas. O feixe de raio gama ao sair da fonte choca-se sucessivamente com os elétrons da formação, de acordo com o Efeito Compton. A proporção que esta radiação vai se dispersando, ou sendo absorvida, a intensidade do feixe inicial diminui. Esta diminuição de intensidade, que é função da densidade eletrônica do meio, é então medida pelo detector. Assim, quanto mais densa for a rocha menor a intensidade da radiação no detector (GIRÃO, 2004).

Figura 2.8 – Ferramenta que mede a densidade. As medidas são realizadas junto a parede do poço. A radiação gama emitida pela fonte, após interagir com a formação, é detectada por dois receptores distintos.



Fonte: Modificado de Ellis e Singer (2007).

3 MODELO CONVOLUCIONAL

Os sismogramas sintéticos são resultado de técnicas de modelagem direta que tem como objetivo prever a resposta da terra ao pulso sísmico. Uma metodologia amplamente utilizada consiste em modelar o traço sísmico a partir de perfis de poço: sônico e de densidade.

A ideia consiste em calcular a resposta sísmica esperada da sequência de estratigráfica encontrada no poço tratando isto como um problema de uma dimensão (BACON et al., 2003).

As medidas de velocidade (provenientes do perfil sônico) e densidades de poço estabelecem a relação entre a sísmica e a geologia da subsuperfície. Esta relação é dada pela impedância sísmica que é calculada a partir da equação a seguir:

$$I = V\rho \quad (3.1)$$

onde I é a impedância, V a velocidade e ρ a densidade. A partir da impedância sísmica calcula-se a série dos coeficientes de reflexão através de

$$R_i = \frac{I_{i+1} - I_i}{I_{i+1} + I_i} \quad (3.2)$$

onde I_i e I_{i+1} são as impedâncias das camadas superior e inferior, respectivamente, e R_i corresponde ao coeficiente de reflexão associado a interface entre as duas camadas. A Equação 3.2 resulta da solução das equações de Zoeppritz para a onda plana de incidência normal à interface refletora. A dedução desta equação pode ser encontrada em Sheriff e Geldart (1995).

Após o cálculo da série dos coeficientes de reflexão, ou refletividade, em profundidade, deve-se converter para tempo utilizando uma relação tempo-profundidade. O traço sísmico é então representado pela convolução da série dos coeficientes em tempo e um pulso representativo da fonte sísmica (YILMAZ et al., 2001). Esta operação é conhecida como modelo convolucional do traço sísmico para incidência vertical, o qual é descrito matematicamente por:

$$s(t) = r(t) * w(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} r(\tau)w(t - \tau)d\tau \quad (3.3)$$

onde s é sinal sísmico, w é o pulso sísmico e r é a série dos coeficientes de reflexão em tempo e o símbolo $*$ representa a operação de convolução. Este modelo representa um sismograma livre de ruído, sendo usado para computar o traço sem a presença de múltiplas.

4 METODOLOGIA

Conforme visto no capítulo anterior, o procedimento básico para gerar um sismograma sintético baseia-se no modelo convolucional. De acordo com este modelo, dois pontos são de grande importância: a relação tempo-profundidade, utilizada na conversão da série dos coeficientes de reflexão para tempo, e o pulso sísmico. Além destes, outras questões são também bastante importantes durante a modelagem do traço, são elas: preparação dos dados de poço e reamostragem dos coeficientes de reflexão para o intervalo de amostragem do dado sísmico. Neste capítulo serão vistas as técnicas empregadas no processo de geração do sismograma e as medidas de correlação utilizadas para avaliar a qualidade dos traços gerados.

4.1 Preparação dos perfis de poço

De acordo com Romanelli (2010), para uma boa correlação entre dados sísmicos e dados de poço é fundamental que as camadas atravessadas pelo poço tenham dimensões laterais compatíveis com a resolução horizontal da linha sísmica. Ou seja, o poço deve amostrar feições geológicas representativas de uma área extensa o suficiente para a geração de um sinal sísmico consistente.

Durante a perfilagem, nem sempre são obtidas medidas de tempo de trânsito e de densidade ao longo de toda a extensão do poço, além disso, em alguns casos todo o perfil sônico ou de densidade pode estar indisponíveis. Em situações como estas é possível estimar os dados ausente usando outros perfis de poço. As equações de Faust e Smith permitem estimar o tempo de trânsito (DT) a partir do perfil de resistividade (ADCOCK, 1993). A equação de Gardner estabelece uma relação entre o perfil de densidade e de velocidade (GARDNER et al., 1974). Na Tabela 4.1 são encontradas estas três equações.

Tabela 4.1 – Equações utilizadas para gerar perfis de poço sintéticos a partir de outras medidas de poço. As equações de Faust e Smith permitem gerar o perfil sônico a partir da curva de resistividade, já a equação de Gardner relaciona as medidas densidade e velocidade, permitindo modelagem do perfil de densidade a partir da curva de velocidade e vice-versa.

Equações	Variáveis	Constantes
Faust:		
$DT = a Z^b R^c$	DT = Tempo de transito em $\mu s/ft$; Z = Profundidade em ft R = Resistividade aparente em $\Omega - m$	$a = 513.3$ $b = -1/6$ $c = -1/6$
Smith:		
$DT = a R^b$	DT = Tempo de transito em $\mu s/ft$ R = Resistividade aparente em $\Omega - m$	$a = 94.2$ $b = -0.15$
Gardner:		
$\rho = a v_p^b$	ρ = Densidade em g/cm^3 v_p = Velocidade da onda p	Para v_p em m/s : $a = 0.31$ e $b = 0.25$ Para v_p em ft/s : $a = 0.23$ e $b = 0.25$

Fonte: Autor.

Além disso, perfis sônicos e de densidade normalmente apresentam *spikes* que precisam ser corrigidos. Nestes casos, um procedimento possível, utilizado por Bianco (2014), é o uso do filtro de mediana para identificação automática dos *spikes* e depois corrigi-los. De maneira simplificada, este procedimento consiste em aplicar o filtro ao perfil, e depois fazer a subtração do perfil original pelo filtrado, após isso é feita a análise da diferença para identificar os *spikes*, depois de identificados estes eventos são corrigidos no perfil original.

4.2 Obtenção da relação tempo–profundidade

Os perfis de poço são registrados em profundidade, logo, para gerar um sismograma sintético em tempo é necessário estabelecer uma relação tempo–profundidade, a qual pode ser obtida por diferentes técnicas, que serão vistas a seguir.

Além das informações de velocidade derivadas dos perfis sônicos, alguns poços também

apresentam dados de tiros de controle (*check shot*) ou perfis sísmicos verticais¹ (VSP). Segundo Box e Lowrey (2003) ambos estão sujeitos a diversos tipos de ruído, sendo assim, para a obtenção da relação tempo-profundidade é necessário levar em consideração os dados disponíveis e a qualidade destes.

Para obter a relação tempo-profundidade a partir do perfil de velocidade deve-se integrar os intervalos de tempo entre os pontos de medida em profundidade (SHERIFF; GELDART, 1995), isto pode ser feito usando a seguinte equação:

$$TTI = t_0 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Z_{i+1} - Z_i}{V_i} \quad (4.1)$$

onde t_0 corresponde ao tempo duplo vertical para a profundidade inicial, Z é profundidade, V é velocidade e TTI é o tempo de transito integrado. Para a situação em que só há dados sônicos disponíveis t_0 pode ser calculado como

$$t_0 = 2 \frac{Z_0}{V_0} \quad (4.2)$$

onde Z_0 e V_0 correspondem, respectivamente, a profundidade e a velocidade do primeiro ponto de medida de V_p . No entanto deve-se ter em mente que o uso da Equação 4.2 para calcular o tempo duplo vertical inicial (t_0) só leva em consideração a velocidade das rochas adjacentes ao ponto de medida (Z_0) e não do pacote de rochas acima deste como seria ideal. Além disso, as medidas da perfilagem sônica estão sujeitas a problemas como *cycle skipping*, desmoronamento e alteração das paredes poço, inclinação na sonda, entre outros. Logo, o resultado deste processo de integração pode não ser acurado.

Os dados de *check shot* são adquiridos a partir da técnica de levantamento sísmico de poço na qual se registra o tempo que uma onda gerada por uma fonte sísmica na superfície leva para chegar até um geofone no interior do poço (DUARTE, 2003). Os perfis sísmicos verticais, ou VSP, apresentam configuração semelhante a dos levantamentos de *check shot*. Do ponto de vista operacional, a principal diferença entre ambos está no tempo de registro (normalmente maior no VSP) e, principalmente, no intervalo de profundidade entre registros, que é bem menor no VSP. Nos levantamentos de *check shot*, o objetivo imediato é o de obter tempos de trajeto entre a superfície e as profundidades desejadas. No caso do VSP, procura-se não somente obter esses tempos, mas também registrar as reflexões das interfaces situadas abaixo de cada posição do geofone e também dos eventos múltiplos, em particular, os oriundos das interfaces superiores (ROMANELLI, 2010).

Em vista disso, pode-se obter a relação tempo-profundidade interpolando as medidas

¹Do inglês *Vertical Seismic Profile*

de tempo de percurso vertical provenientes dos registros *check shot* ou VSP. No entanto, deve-se levar em consideração que estas medidas são realizadas em intervalos de profundidade de vários metros e muitas vezes não estão regularmente espaçados, logo o resultado da interpolação pode não ser satisfatório.

Outra metodologia existente é a calibração do perfil sônico utilizando registros de *check shot*, quando disponíveis, com o intuito de solucionar as diferenças de tempo derivadas destes dados.

Este processo baseia-se no fato das medidas sônicas utilizarem pulsos de alta frequência (em torno de 20 kHz) enquanto que a sísmica convencional apresenta banda de frequência entre 10-80 Hz, aproximadamente. Sendo assim, as velocidades sônicas são diferentes das velocidades sísmicas devido ao fenômeno de dispersão. Logo, a calibração permite a transformação de velocidades sônicas para velocidades sísmicas além da obtenção de uma curva tempo-profundidade mais precisa que a simples integração do perfil de velocidades (ROMANELLI, 2010).

Em Simm et al. (2014) encontra-se um algoritmo para este processo. Após o procedimento, obtém-se uma curva tempo-profundidade calibrada e o perfil de velocidades corrigido, a partir do qual pode ser recalculado o perfil de impedância acústica e a série coeficientes de reflexão. Porém, de acordo com Bacon et al. (2003), a utilização dos novos coeficientes de reflexão pode não ser uma boa ideia, pois esta prática pode gerar falsas reflexões. Logo, pode-se optar por utilizar o perfil de velocidades corrigido e a nova relação tempo-profundidade, ou apenas esta nova relação.

4.3 Reamostragem da série dos coeficientes de reflexão

Após a escolha da relação tempo-profundidade para o poço, os coeficientes de reflexão são então convertidos para o domínio do tempo e interpolados para que fiquem com intervalo de amostragem regular.

Após isso, é necessário reamostrar a série em tempo para o mesmo intervalo do dado sísmico para que o traço sintético possa ser comparado com o traço sísmico real, além disso a série dos coeficientes de reflexão será convolvida com o pulso sísmico e esta operação exige que os dois vetores tenham a mesma taxa de amostragem. Deste modo, percebe-se que esta etapa é bastante importante já que uma reamostragem inadequada irá comprometer o traço gerado e conseqüentemente a sua correlação com o seção sísmica processada. Sendo assim, foram testadas três técnicas afim de determinar qual produz melhor resultado.

Uma técnica simples é utilizar métodos de interpolação para estimar os valores dos coeficientes de reflexão nos tempos desejados. Para isso, foi usada a função intrínseca *spline*² do *software* MATLAB.

Outro procedimento testado foi a decimação³, que consiste em reduzir a taxa de amostragem do sinal por um fator inteiro. Em geral, este processo utiliza filtros passa-baixa para mitigar o efeito de *aliasing* (CROCHIERE; RABINER, 1983). Para esta finalidade, utilizou-se a função intrínseca *decimate* do MATLAB, a qual aplica o filtro Chebyshev Tipo I IIR de ordem 8 antes de reduzir a taxa de amostragem do sinal.

Por último, testou-se o método *block-averaging* descrito por Walden e Hosken (1985). De acordo com esta metodologia a série dos coeficientes de reflexão deve ser recalculada da seguinte forma:

1. Os perfis de velocidade e densidades, registrados em profundidades, devem ser convertidos para tempo duplo vertical utilizando a relação-tempo profundidade estabelecida;
2. Após a conversão as medidas de poço em tempo são organizadas em blocos de acordo com o intervalo de amostragem desejado (intervalo do dado sísmico) e em seguida são calculadas as médias aritméticas para cada bloco;
3. Finalmente os coeficientes de reflexão são recalculados a partir das médias de velocidade e densidade.

o procedimento é expresso pela seguinte equação:

$$R_i = \frac{V_{i+1}\rho_{i+1} - V_i\rho_i}{V_{i+1}\rho_{i+1} + V_i\rho_i} \quad (4.3)$$

onde R_i é valor do coeficiente de reflexão do bloco i , V_i e ρ_i correspondem à média das velocidades e densidades no bloco i . Desta forma, é obtida uma série de coeficientes de reflexão espaçada regularmente com o intervalo de amostragem igual ao do dado sísmico.

4.4 O pulso sísmico

A etapa final para a construção do traço sintético é a escolha do pulso sísmico(*wavelet*) que será convolvido com a série dos coeficientes de reflexões no tempo e com o intervalo de amostragem da sísmica.

²Função do MATLAB que utiliza o método de interpolação por spline cúbica

³Do inglês *decimation*

O pulso sísmico varia com o tempo, o espaço e a frequência, o que torna complicada a tarefa de estima-lo com precisão (ANGELERI, 1983).

Existem diversas técnicas para estima-lo, as mais simples utilizam pulsos teóricos como visto em Ryan (1994), enquanto técnicas mais avançadas utilizam métodos estatísticos para encontrar um pulso mais acurado, como as propostas por Hampson e Galbraith (1981), Angeleri (1983), White e Simm (2003), Edgar e Baan (2011).

De acordo com Anderson e Newrick (2008) a escolha do pulso depende da finalidade que será empregado o sismograma sintético, por exemplo, se o objetivo é identificar zonas e eventos de interesse ou estimar aproximadamente a fase do dado sísmico, os pulsos teóricos, mesmo não apresentando tanta precisão, são uma boa alternativa, no entanto quando o trabalho tem como objetivo análises mais complexas com é o caso de *Q-estimation* ou inversão sísmica é necessário um pulso preciso já que ele irá influenciar criticamente o resultado. Sendo assim, optou-se pela utilização de um pulso teórico neste trabalho.

De acordo com Bacon et al. (2003), os tipos de pulsos teóricos geralmente utilizados são os de fase mínima e de fase zero. Segundo White e Simm (2003), o método mais simples é utilizar um pulso de fase zero com frequência pico semelhante a do traço sísmico real nas proximidades do poço, podendo rotacionar a fase para melhorar o ajuste entre o traço sintético e o traço real. Esta abordagem foi assumida no trabalho.

Nesse sentido, o pulso escolhido foi o Ricker, pois apresenta fase zero e é expresso matematicamente de forma bastante simples, dependendo apenas da frequência pico e do tempo de duração. A função Ricker é caracterizada por um pico central e dois lóbulos laterais menores (ver Figura 4.1). Sua fórmula no domínio do tempo é expressa por:

$$W(t) = (1 - 2\pi^2 f^2 t^2)^{-\pi^2 f^2 t^2} \quad (4.4)$$

onde $W(t)$ é o pulso Ricker, t é o tempo e f a frequência pico. A Figura 4.1 mostra a forma deste pulso.

A frequência pico do traço real é estimada por meio da aplicação Transformada de Fourier e obtenção do espectro de amplitude do sinal. Isto é representado matematicamente pelas seguintes equações:

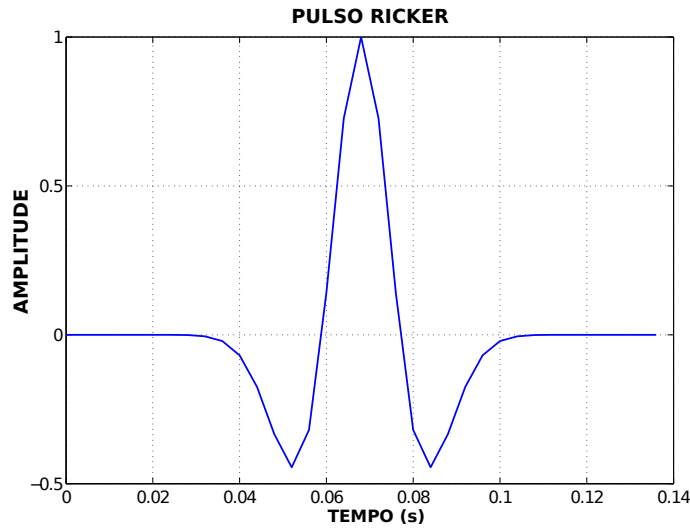
$$S(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t) e^{i2\pi ft} dt, \quad i = \sqrt{-1} \quad (4.5)$$

$$S(f) = R(f) + iI(f) = |S(f)| e^{i\theta(f)} \quad (4.6)$$

$$|S(f)| = \sqrt{R^2(f) + I^2(f)} \quad (4.7)$$

onde $S(f)$ é Transformada de Fourier do sinal $s(t)$, $R(f)$ e $I(f)$ são, respectivamente, as partes reais e imaginária de $S(f)$, $|S(f)|$ representa o espectro de amplitude e $\theta(f)$ o espectro de fase do sinal.

Figura 4.1 – Forma do pulso Ricker em tempo.



Fonte: Autor.

4.5 Medidas de correlação

Após a confecção dos sismogramas sintéticos é necessário mensurar a qualidade deles. Uma maneira de fazer isto é calculando o coeficiente de correlação de Pearson (R). Esta medida irá fornecer o grau de relação linear entre o traço gerado e o traço sísmico real. Sua fórmula é a seguinte:

$$R_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\left[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \right]^{1/2}} \quad (4.8)$$

onde x_i e y_i são as variáveis que irão representar os dois traços sísmicos, $\bar{x}$ e $\bar{y}$ são as médias aritméticas de ambas as variáveis. O coeficiente de correlação R_{xy} varia de -1 a +1. O sinal

indica se a correlação é positiva ou negativa e o valor sugere a força da relação entre as variáveis.

O cálculo da correlação cruzada ⁴ é também uma ferramenta útil na análise da qualidade dos sismogramas sintéticos. Segundo Costain e Coruh (2004), esta operação mede a similaridade entre duas séries em função do deslocamento de uma em relação a outra, sendo definida matematicamente por:

$$\Phi(\tau) = x(t) \otimes y(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)y(t - \tau)dt \quad (4.9)$$

onde Φ é o valor da correlação cruzada em função do deslocamento temporal τ , $x(t)$ e $y(t)$ são as duas séries que irão representar, respectivamente, o traço real e o sintético, e o símbolo $\otimes$ representa a operação.

Logo, essa operação é usada para verificar a necessidade de deslocamento temporal do sismograma sintético que resulte em uma maior coerência com o traço sísmico. Isto pode ser necessário devido a erros na escala temporal do sintético, que é explicado pelo uso de uma relação tempo-profundidade imprecisa para o poço. Caso, seja verificado que o traço precisar ser deslocado, aplica-se o deslocamento e calcula-se o coeficiente de correlação de Pearson.

⁴Do inglês *crosscorrelation*.

5 RESULTADOS

Neste capítulo aplicam-se as técnicas descritas no capítulo anterior aos dados dos 3 poços, provenientes de duas regiões diferentes. Os sismogramas sintéticos gerados serão correlacionados com as seções sísmicas migradas em tempo afim de se avaliar a eficiência das metodologias apresentadas no trabalho.

Conforme visto anteriormente, os poços A e B intersectam uma linha sísmica 2D localizada na região do Viking Graben, e correspondem respectivamente aos CMPs 808 e 1572. Já o poço CX11-16X, localiza-se à 1042 m de uma linha sísmica 2D na Bacia de Tumbes-Progresso e será correlacionado com o CMP 5037, o qual corresponde aproximadamente à projeção deste furo sobre a linha RIB93-01.

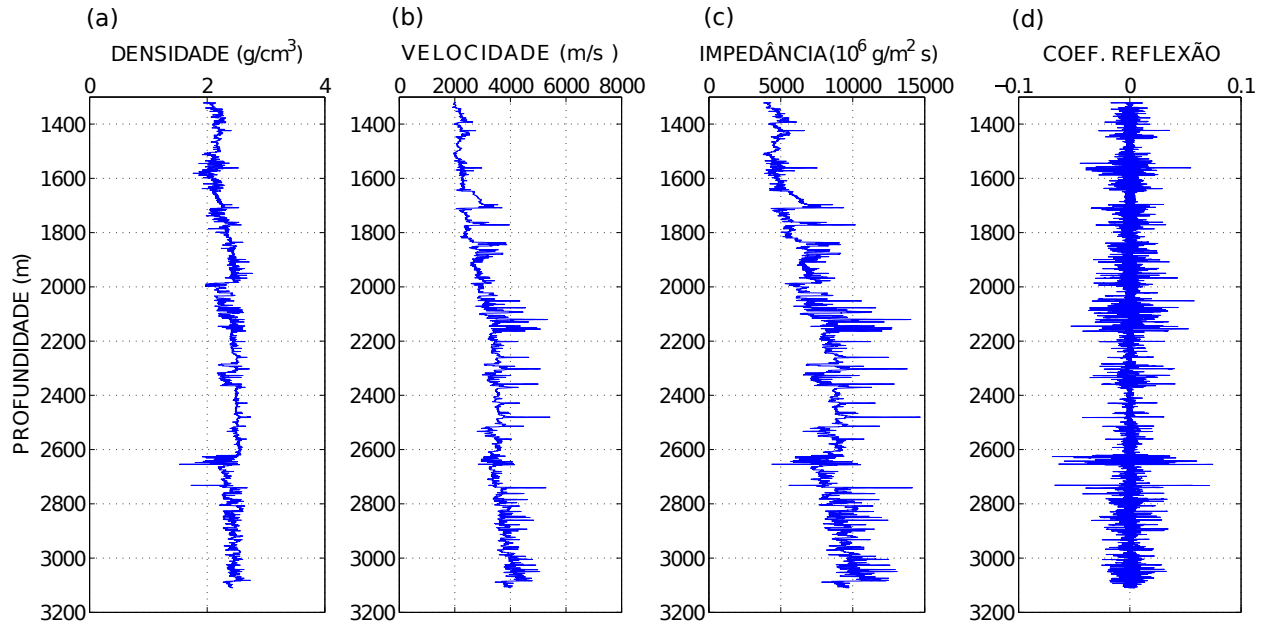
5.1 Viking Graben

5.1.1 Poço A

O poço A possui dados de densidade e velocidade, o intervalo para o qual será gerado o traço sintético encontra-se entre 1320 e 3110 m. Primeiramente, efetuou-se a correção dos *spikes* utilizando o procedimento descrito na Seção 4.1 e em seguida foram calculados os perfis de impedância e os coeficientes de reflexão utilizando, respectivamente, as Equações 3.1 e 3.2. Na Figura 5.1 observa-se os dados de poço e os perfis calculados.

Após esta etapa, foi obtida a relação tempo-profundidade. O poço em questão possui medidas diretas do tempo duplo vertical provenientes de VSP. Estes dados cobrem a faixa em profundidade de 1320 a 3120 m, além disso estas medidas não foram adquiridas em intervalos regulares em profundidade, sendo o intervalo médio aproximadamente 18 m. A Figura 5.2 mostra curvas de tempo-profundidade obtidas a partir da interpolação dos tempos de VSP e da integração do perfil de velocidade (Equações 4.1 e 4.2).

Figura 5.1 – Poço A: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.

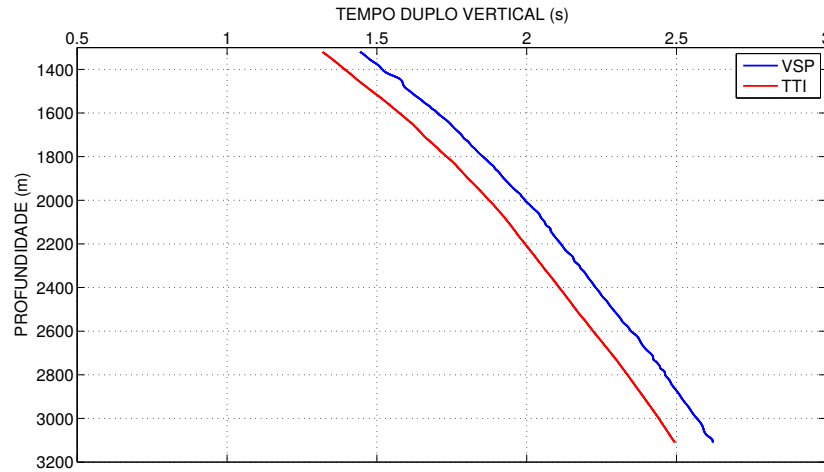


Fonte: Autor.

Na Figura 5.2 observa-se que os tempos resultantes da integração do perfil de velocidade (curva vermelha) são menores que os da curva proveniente da interpolação dos tempos de VSP (curva azul), sendo que a diferença para a profundidade inicial é de aproximadamente 0.12 s. Isto é explicado pela aproximação de t_0 (calculado com a Equação 4.2) utilizada na integração do perfil de velocidade (Equação 4.1), além disso, o fato do pulso emitido pela ferramenta de perfilagem sônica ter frequência muito mais elevada que as fontes empregadas nos levantamentos de *check shot* e VSP, faz com que o pulso viaje mais rapidamente através da formação, devido ao fenômeno de dispersão, o que irá resultar em tempo de trânsito menor.

A relação tempo-profundidade adotada para o poço foi aquela proveniente dos dados de VSP pois estes são mais adequados para fazer a amarração entre sísmica e poço, já que correspondem a medidas do tempo de transito da onda através de todo o pacote rochoso acima do ponto de medida enquanto que as sondas de perfilagem sônica registram o tempo através do fluido e das rochas adjacentes ao furo.

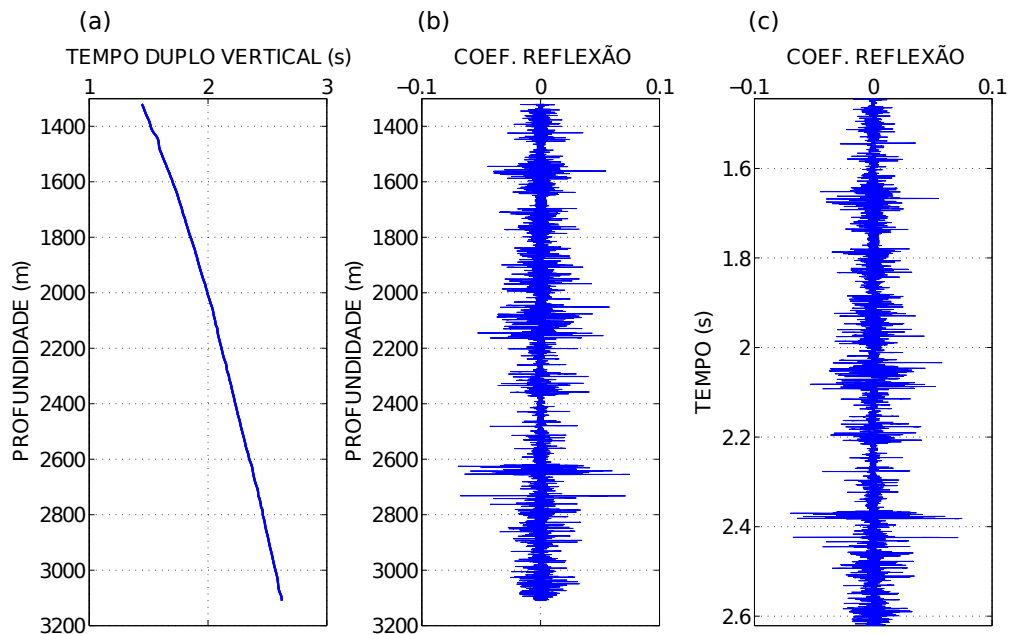
Figura 5.2 – Curvas tempo-profundidade para os poço A. A curva azul foi obtida a partir da interpolação dos tempos de transito verticais de VSP e a curva em vermelho corresponde a relação obtida a partir da integração dos perfis de velocidade.



Fonte: Autor.

Após a escolha da relação tempo-profundidade para o poço, os coeficientes de reflexão são então convertidos para o domínio do tempo e interpolados para que fique com intervalo de amostragem regular, isto é visto na Figura 5.3.

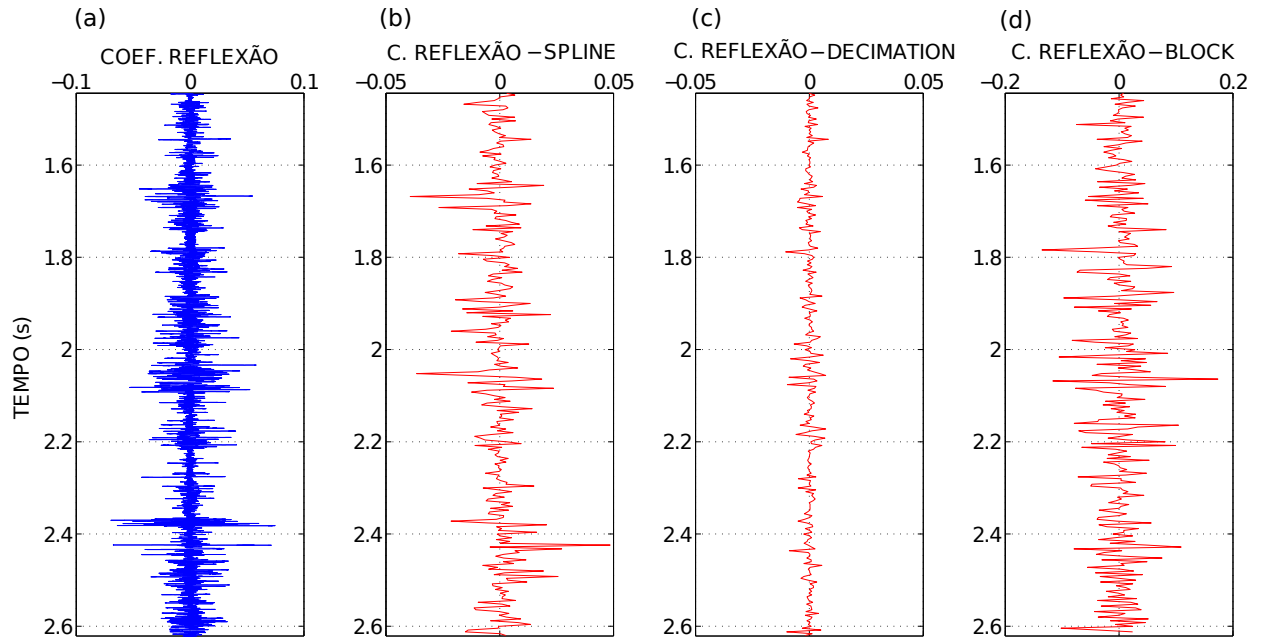
Figura 5.3 – Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço A para tempo utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir dos tempos de VSP. (a) Relação tempo-profundidade proveniente dos tempos de VSP, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo.



Fonte: Autor.

O próximo passo corresponde a reamostragem da série para o mesmo intervalo do dado sísmico com o qual será feita a correlação. A Figura 5.4 mostra a reamostragem utilizando os três métodos descritos na Seção 4.3.

Figura 5.4 – Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço A: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo que será reamostrada para o intervalo de 4 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com o método *block-averaging*.

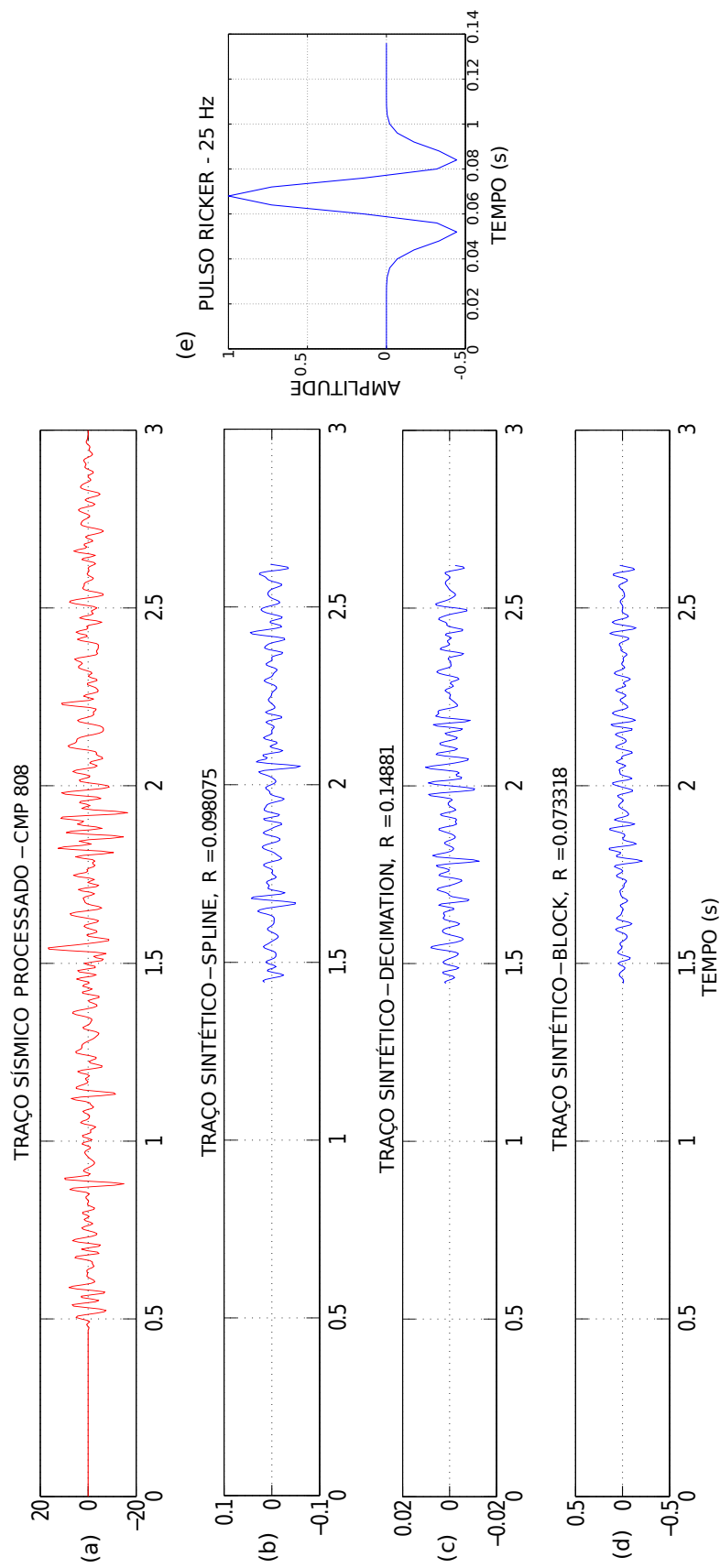


Fonte: Autor.

O pulso escolhido para gerar o traço sintético foi o Ricker, com as seguintes características: frequência pico de 25 Hz (corresponde aproximadamente a frequência pico do CMP 808), intervalo de amostragem de 4 ms (igual ao do dado sísmico) e comprimento de 140 ms (35 pontos). Os motivos para a escolha deste pulso foram apresentados na Seção 4.4.

Foram gerados 3 traços sintéticos, de maneira que para cada método de reamostragem foi computado um traço. Na Figura 5.6 pode-se observar os traço processados CMP 808 correspondente e os traços sintéticos gerados para cada um dos métodos de reamostragem. Além disso, foi calculado o coeficiente de correlação de Pearson (R), esta medida fornece o grau de correlação entre os traços gerados e o processado.

Figura 5.5 – Correlação entre o traço processado análogo ao poço A e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 808, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método *block-averaging*, (e) Pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R).



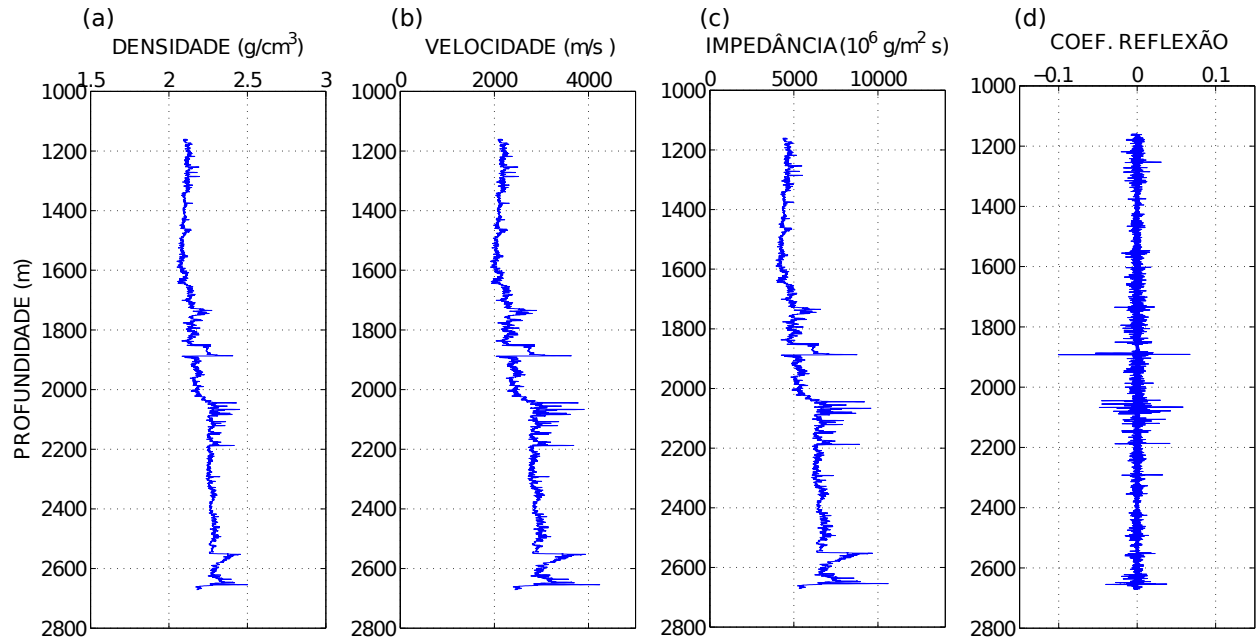
Fonte: Autor.

5.1.2 Poço B

O poço B, diferentemente do poço A, não têm registros de densidade no intervalo para o qual será gerado o sismograma sintético (1160 m - 2671 m), desta forma, utilizou-se a Equação de Gardner e as constantes empíricas a e b (Tabela 4.1) para estimar os dados ausentes a partir das informações de velocidade. Após isso, efetuou-se a correção dos *spikes* utilizando o procedimento descrito na Seção 4.1.

Com o perfil de densidade estimado e o perfil de velocidade, foram calculadas a impedância sísmica e os coeficientes de reflexão, os quais são observados na Figura 5.7.

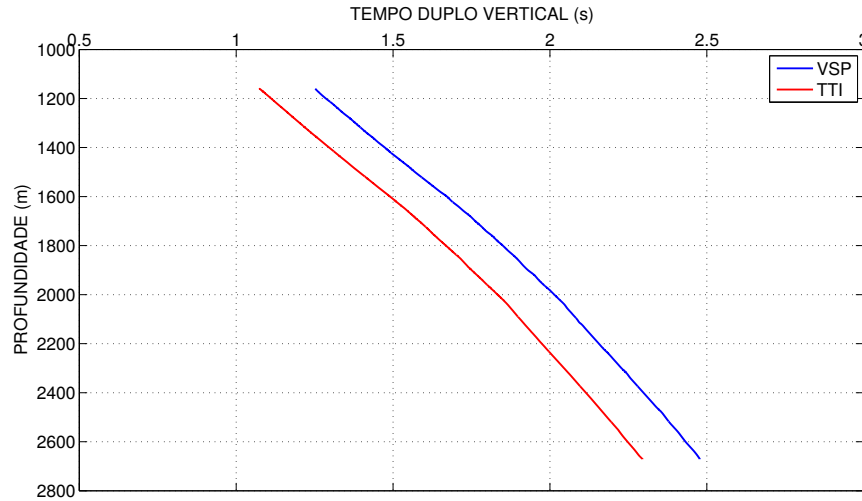
Figura 5.6 – Poço B: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.



Fonte: Autor.

O poço B também possui medidas diretas do tempo de transito vertical provenientes de VSP na faixa em profundidade investigada. Assim como no poço A, estas medidas não foram adquiridas em intervalos regulares em profundidade, sendo o intervalo médio aproximadamente 17,5 m. A Figura 5.7 mostra as 2 curvas de tempo-profundidade obtidas para o poço B. A curva em vermelho é resultante da integração do perfis de velocidade e a curva em azul resulta da interpolação das medidas de tempos de transito vertical de VSP, a diferença temporal para profundidade inicial é aproximadamente 0.17 s. Esta última foi escolhida como a melhor relação tempo-profundidade, os motivos para essa escolha foram os mesmo apresentados para o poço A na Seção 5.1.2.

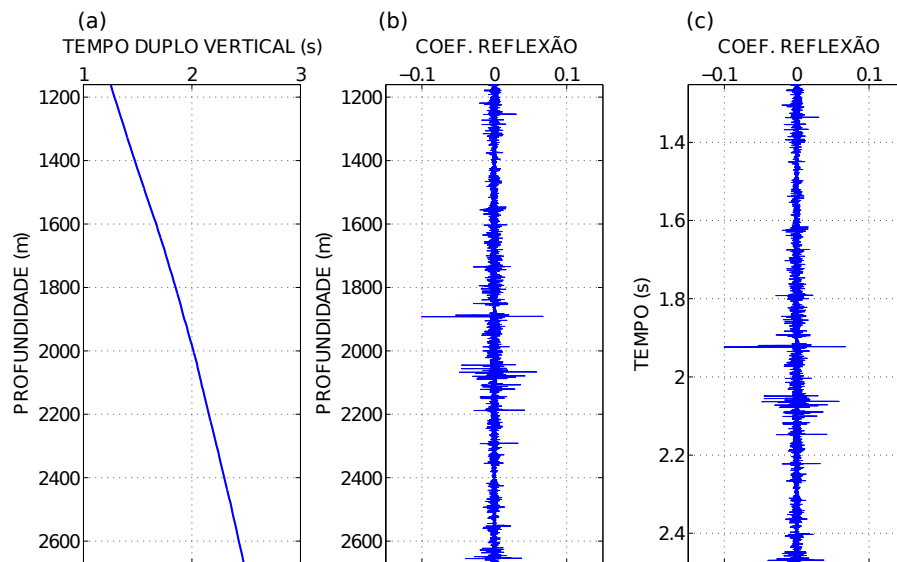
Figura 5.7 – Curvas tempo-profundidade para o poço B. A curva azul foi obtida a partir da interpolação dos tempos de trânsito verticais de VSP e a curva em vermelho corresponde a relação obtida a partir da integração do perfis de velocidade.



Fonte: Autor.

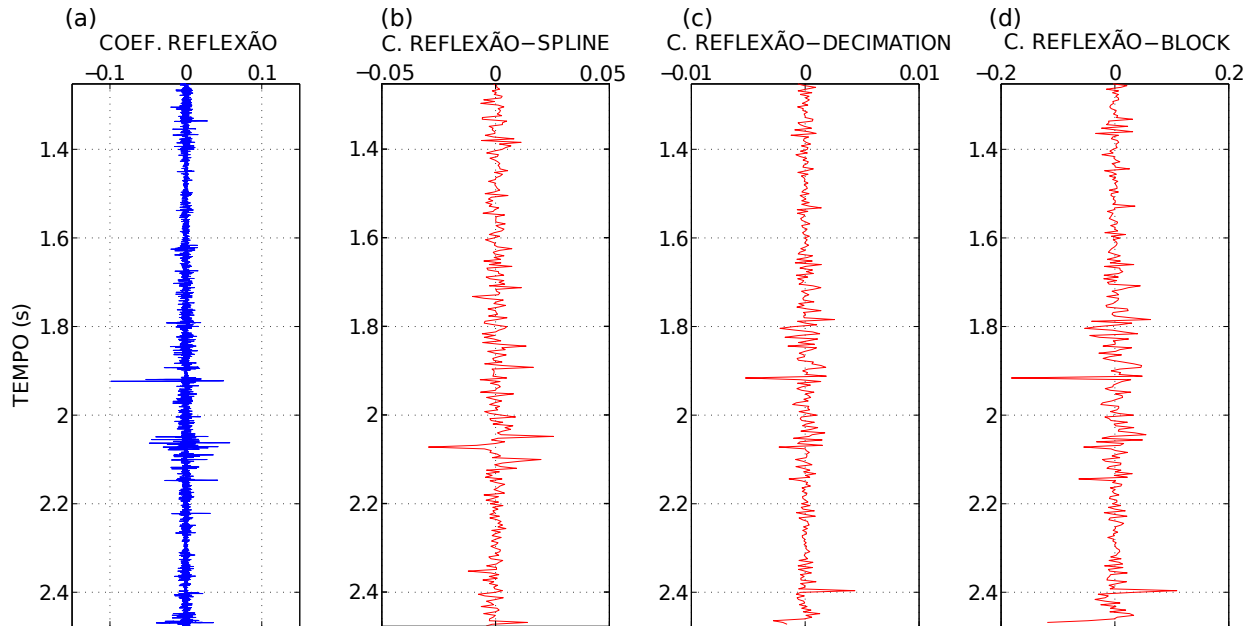
Na Figura 5.8 observa-se a conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade para tempo utilizando a relação escolhida. Os três métodos de reamostragem descritos na Seção 4.3 foram então aplicados à série, o que é visto na Figura 5.9.

Figura 5.8 – Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço B para tempo, utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir dos tempos de VSP. (a) Relação tempo-profundidade proveniente dos tempos de VSP, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo.



Fonte: Autor.

Figura 5.9 – Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço B: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo do poço B que será reamostrada para o intervalo de 4 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com método *block-averaging*.



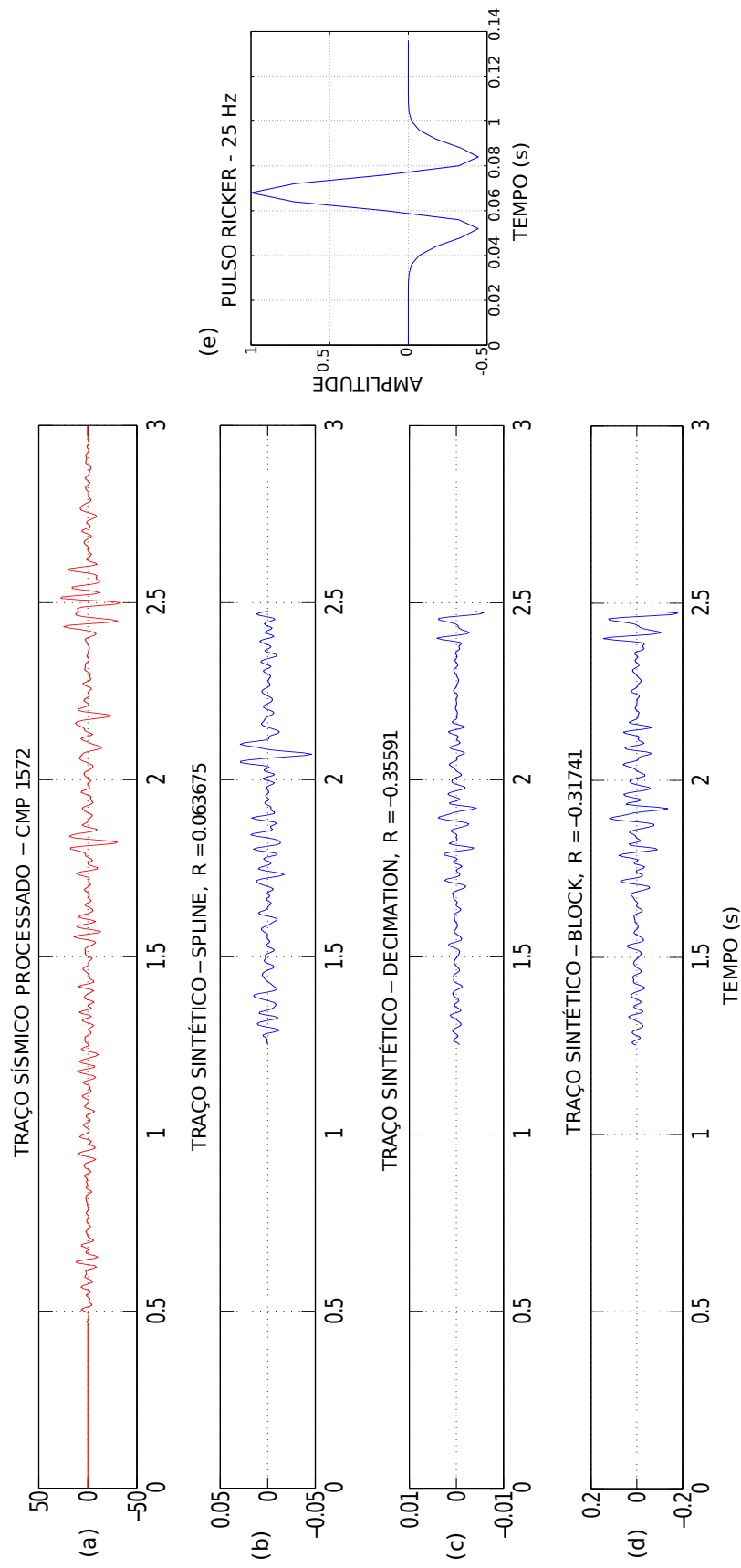
Fonte: Autor.

O pulso sísmico empregado foi o mesmo do poço A, visto que a frequência pico do CMP 1572 é aproximadamente a mesma do CMP 808. Finalmente, foram gerados os 3 traços sintéticos, um para cada método de reamostragem. A Figura 5.10 mostra a correlação entre o traço processado e os modelados e o pulso utilizado, sendo que o grau de correlação é dado pelo coeficiente de correlação de Pearson (R).

Ao observar a Figura 5.10, percebe-se que a correlação entre os eventos do traço processado e dos modelados pode ser melhorada com o deslocamento em tempo destes últimos. Neste sentido, calculou-se a correlação cruzada com intuito de determinar o deslocamento (*shift*) que resulta na melhor medida de correlação (R). A análise da correlação cruzada foi realizada para os três traços sintéticos e o melhor resultado foi obtido com o deslocamento de 0.024 s do traço gerado a partir do procedimento de decimação, isto é mostrado na Figura 5.11.

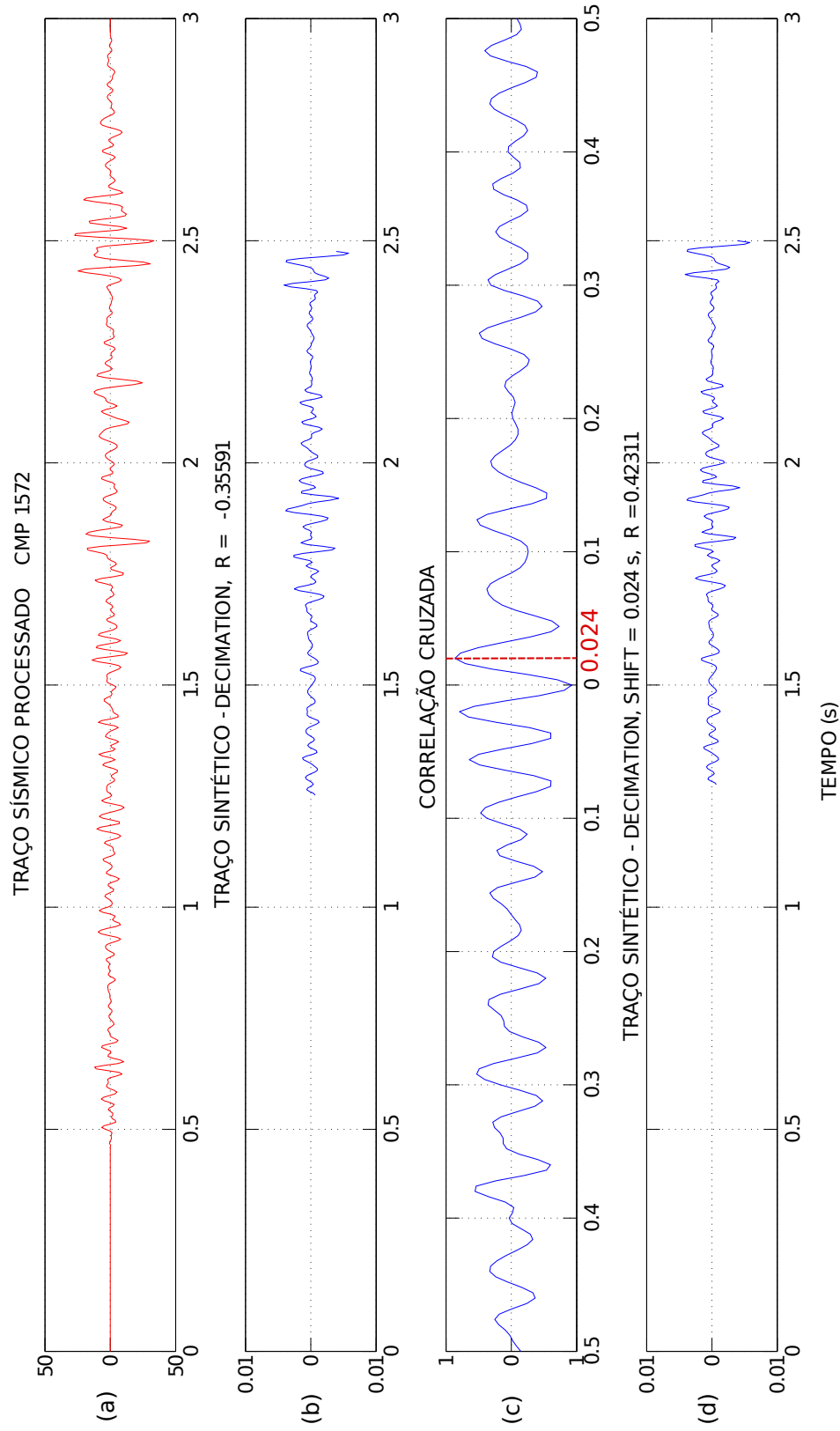
A necessidade do deslocamento temporal que resulte na melhor amarração entre os eventos do traço sintético e do traço processado justifica-se pelo fato da relação tempo-profundidade adotada ser imprecisa.

Figura 5.10 – Correlação entre o traço processado análogo ao poço B e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 1572, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método *block-averaging*, (e) pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R).



Fonte: Autor.

Figura 5.11 – Análise da correlação cruzada: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 1572; (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação e coeficiente de correlação (R) inicial; (c) gráfico da correlação cruzada entre o traço processado e o sintético, a linha tracejada em vermelho marca o deslocamento temporal de 0.024 s onde se encontra o melhor valor de correlação cruzada; (d) traço sintético com deslocamento temporal de 0.024 s, determinado pela correlação cruzada, e coeficiente de correlação (R) após o deslocamento.



Fonte: Autor.

5.2 Bacia Tumbes-Progresso

5.2.1 Poço CX11-16X

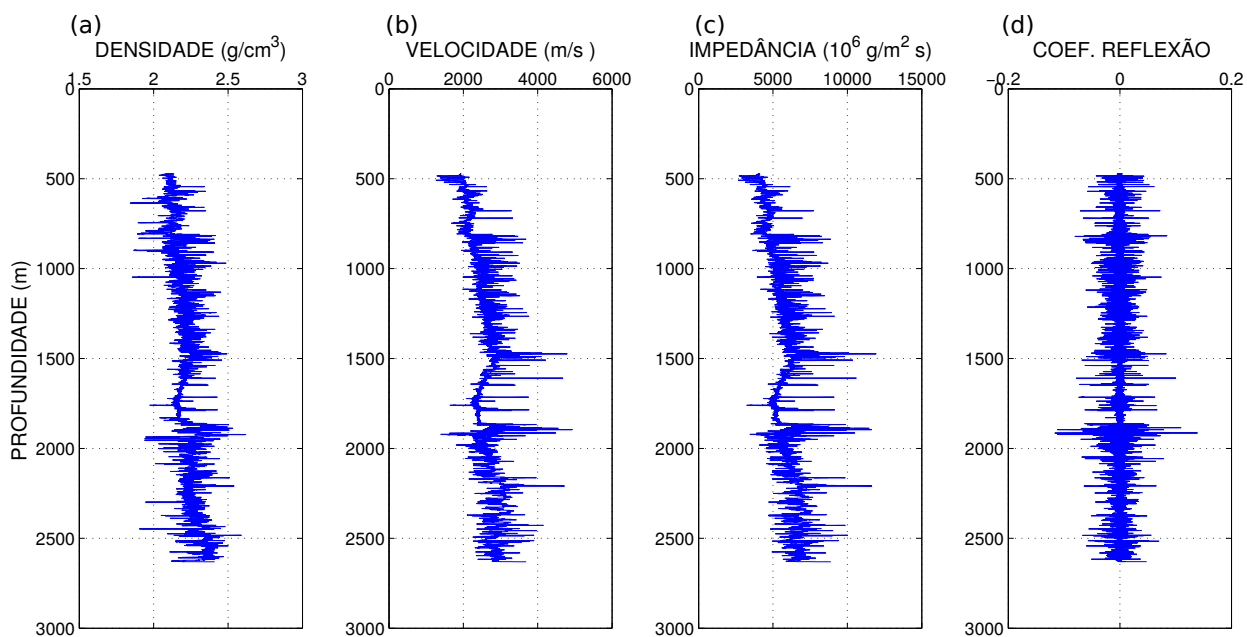
A preparação dos perfis sônico e de densidade deste poço consistiu inicialmente na digitalização destes utilizando o *software* ArcGIS, já que estes dados, diferentemente dos poços A e B, não se encontravam em formato digital. O intervalo para o qual será gerado o traço sintético encontra-se entre 472 e 2630 m e foi definido de acordo com a disponibilidade dos dados, no entanto não havia simultaneamente registros de densidade e de tempo de trânsito em toda a essa faixa em profundidade.

Após a digitalização, as medidas de tempo de trânsito do perfil sônico foram convertidos para velocidade usando a Equação 2.1, em seguida utilizou-se a Equação de Gardner e as constantes empíricas a e b (Tabela 4.1) para estimar os valores de densidade na faixa entre 1609 a 1828 m. Manipulando a mesma equação, foram estimados os valores de velocidade entre 1901 e 1914 m a partir dos dados de densidade disponíveis nesse intervalo. Com estes procedimentos completaram-se os dados de poço em toda faixa de interesse.

O próximo passo foi efetuar a correção dos *spikes* aplicando o procedimento descrito na Seção 4.1 e calcular a impedância sísmica e a série dos coeficientes de reflexão, os quais são observados na Figura 5.12.

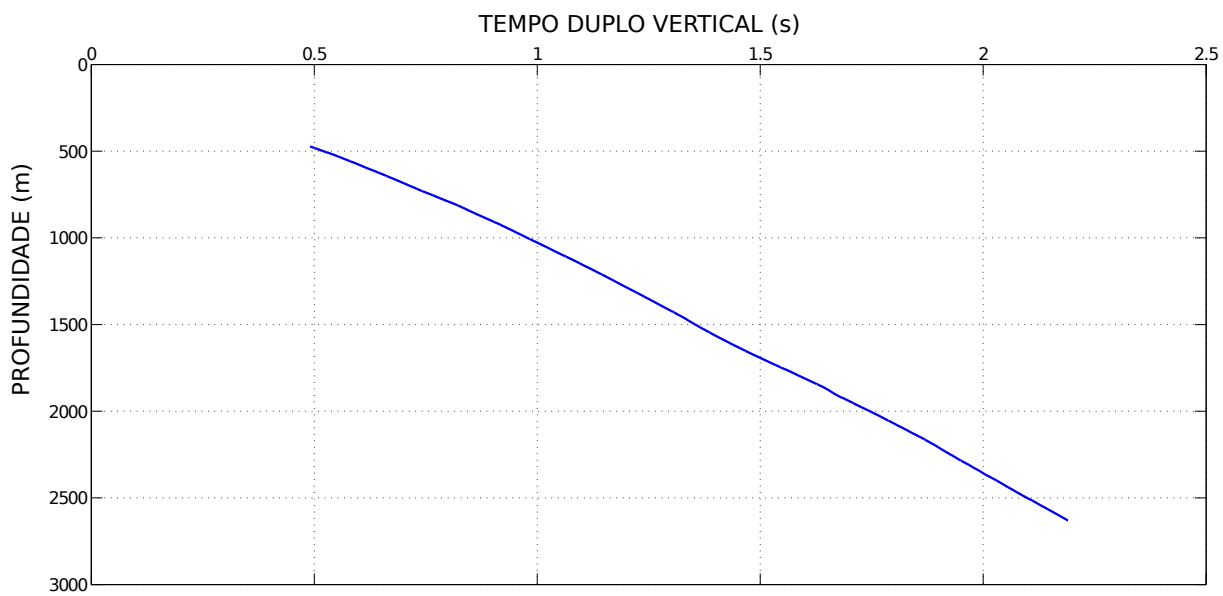
Após esta etapa, foi obtida a relação tempo-profundidade, observada na Figura 5.13. O poço em questão, diferente dos 2 poços anteriores, não possui medidas diretas do tempo duplo vertical provenientes de *check shot* ou VSP, logo a única relação disponível é a resultante da integração do perfil de velocidade, a qual é calculada a partir das Equações 4.1 e 4.2. Esta curva tempo-profundidade foi usada para converter a série dos coeficientes de reflexão calculados em profundidade para o domínio do tempo, a conversão é mostrada na Figura 5.14.

Figura 5.12 – Poço CX11-16X: (a) perfil de densidade, (b) perfil de velocidade da onda P, (c) perfil de impedância sísmica e (d) coeficientes de reflexão.



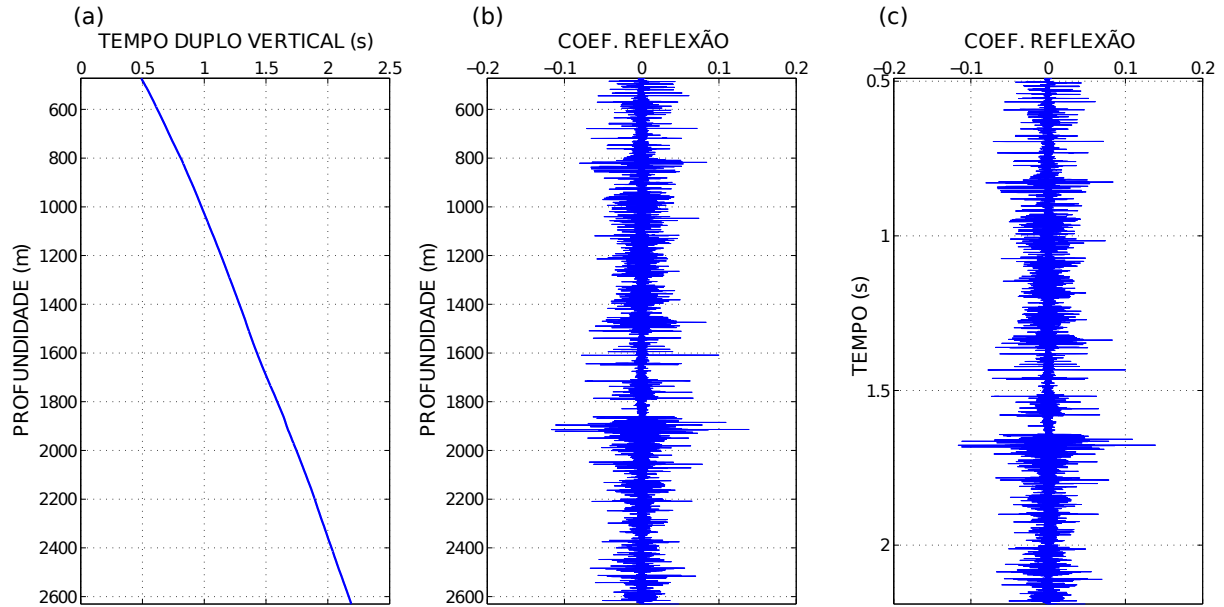
Fonte: Autor.

Figura 5.13 – Curva tempo-profundidade para os poço CX11-16X. A curva foi obtida partir da integração do perfis de velocidade.



Fonte: Autor.

Figura 5.14 – Conversão da série dos coeficientes de reflexão em profundidade do poço CX11-16X para tempo, utilizando a relação tempo-profundidade obtida a partir da integração do perfil de velocidade. (a) Relação tempo-profundidade, (b) Coeficientes de reflexão calculados em profundidade e (c) Coeficientes de reflexão convertidos para tempo.



Fonte: Autor.

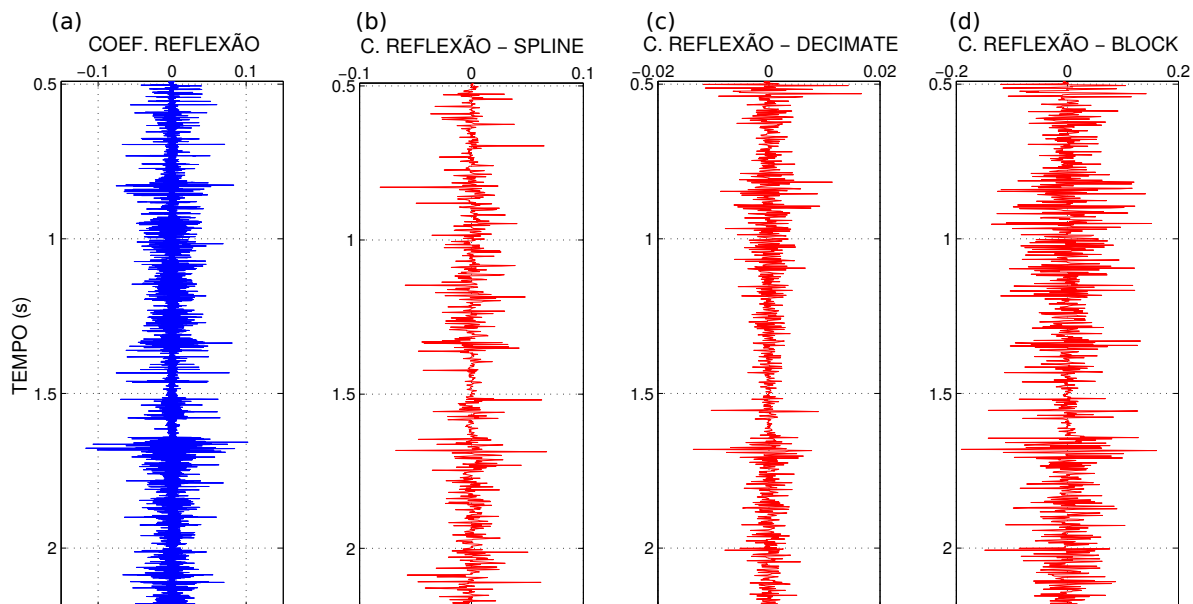
Em seguida, os três métodos de reamostragem descritos na Seção 4.3 foram aplicados à refletividade inicial, o que é visto na Figura 5.15.

No caso deste poço, o pulso Ricker empregado apresenta características diferentes do anterior, sendo a frequência 15 Hz (corresponde aproximadamente a frequência pico do CMP 5037), intervalo de amostragem de 2 ms (igual ao do dado sísmico referente a linha RIB93-01) e comprimento de 140 ms (70 pontos).

Finalmente, foram gerados os 3 traços sintéticos, um para cada método de reamostragem. A Figura 5.15 mostra a correlação entre o traço processado e os modelados e o pulso utilizado, sendo que o grau de correlação é dado pelo coeficiente de correlação de Pearson (R).

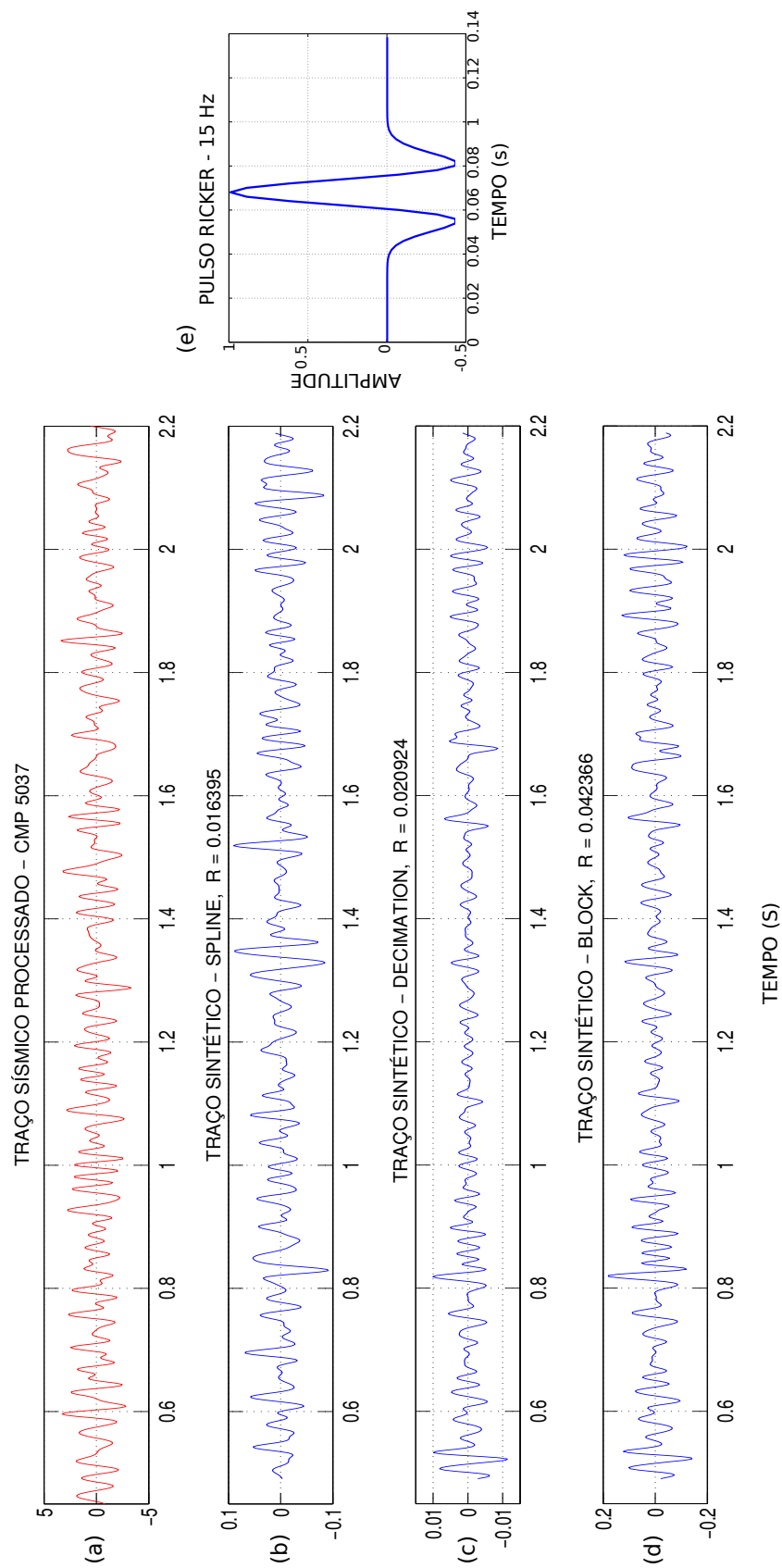
Neste poço foi utilizada a relação tempo-profundidade proveniente da integração do perfil de velocidade, como visto na Seção 4.2, esta relação caracteriza-se por não apresentar grande precisão, logo, é fundamental fazer a análise da correlação cruzada para determinar o deslocamento adequado. Após testes realizados com os três sismogramas gerados, verificou-se que a melhor medida de correlação (R) é obtida com o deslocamento de 0.166s do traço gerado a partir do procedimento de decimação, isto é mostrado na Figura 5.17.

Figura 5.15 – Reamostragem dos coeficientes de reflexão do poço CX11-16X: (a) série dos coeficientes de reflexão em tempo do poço CX11-16X que será reamostrada para o intervalo de 2 ms, (b) reamostragem com método spline, (c) reamostragem com o método decimação e (d) reamostragem com método *block-averaging*.



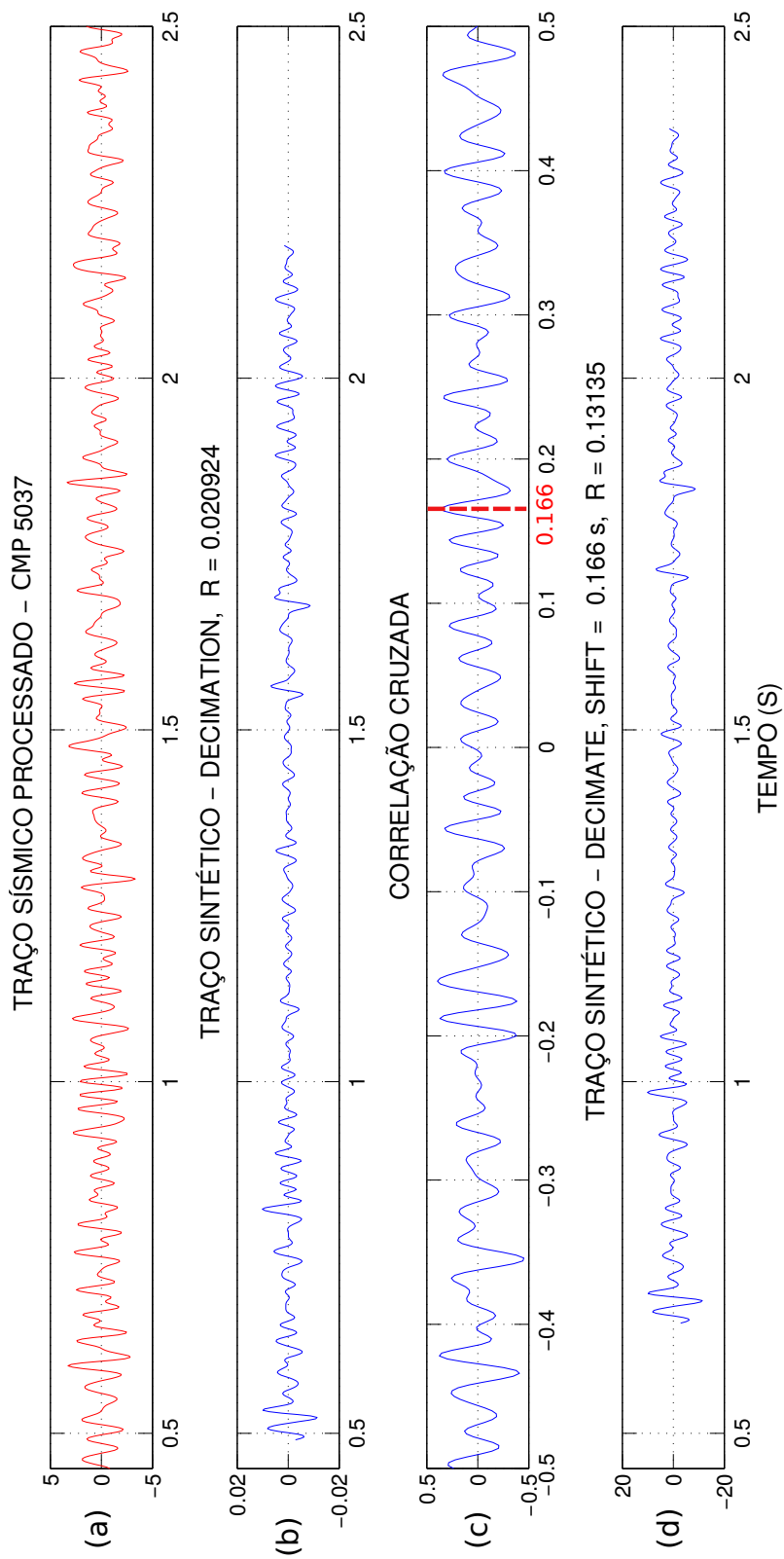
Fonte: Autor.

Figura 5.16 – Correlação entre o traço processado análogo ao CX11-16X e os traços sintéticos gerados a partir dos coeficientes de reflexão reamostrados com os três métodos diferentes: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 5037, (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método spline, (c) traço sintético resultante da reamostragem com o método *block-averaging*, (d) traço sintético resultante da reamostragem com o método *block-averaging*, (e) pulso Ricker utilizado. A medida de correlação é dada pelo coeficiente de correlação de Pearson (R).



Fonte: Autor.

Figura 5.17 – Análise da correlação cruzada: (a) traço sísmico processado referente ao CMP 5037; (b) traço sintético resultante da reamostragem com o método decimação e coeficiente de correlação (R) inicial; (c) gráfico da correlação cruzada entre o traço processado e o sintético, a linha tracejada em vermelho marca o deslocamento temporal de 0.166 s onde se encontra o melhor valor de correlação cruzada; (d) traço sintético com deslocamento temporal de 0.166 s, determinado pela correlação cruzada, e coeficiente de correlação (R) após o deslocamento.



Fonte: Autor.

5.3 Análise dos resultados

5.3.1 Viking Graben

Observando os coeficientes de correlação (R) na Figura 5.5, referente ao poço A, verifica-se que o traço gerado a partir da refletividade reamostradas com o método de decimação produziu melhor resultado, com valor igual a 0,14. Para o poço A não foi necessário realizar a análise da correlação cruzada pois não se observou a necessidade do deslocamento em tempo para correlacionar melhor os eventos.

Na Figura 5.10, referente ao poço B, observa-se uma correlação muito baixa para o traço resultante da reamostragem com método de interpolação spline, enquanto que os outros dois traços modelados apresentam correlação negativa, após análise da correlação cruzada para os três traços verificou-se que o melhor resultado é alcançado com o deslocamento em tempo de 0,024s do sismograma resultante da decimação, com a aplicação desse deslocamento o valor R passa de -0,35 para 0,42, isto é mostrado na Figura 5.11.

A necessidade do deslocamento temporal pode ser explicada pela imprecisão da curva de tempo-profundidade para o poço ou ainda por erros na migração, durante o processamento sísmico.

Dentre os três métodos de reamostragem testados, a decimação se mostra o mais eficiente para ambos os poços, isto é explicado pelo filtro anti-*aliasing* que aplicado à série dos coeficientes de reflexão antes da reamostragem, o qual atenua altas frequências que podem está associadas a ruídos presente nos perfis de velocidade e densidade e a camadas litológicas finas que não são compatíveis a resolução da sísmica de reflexão.

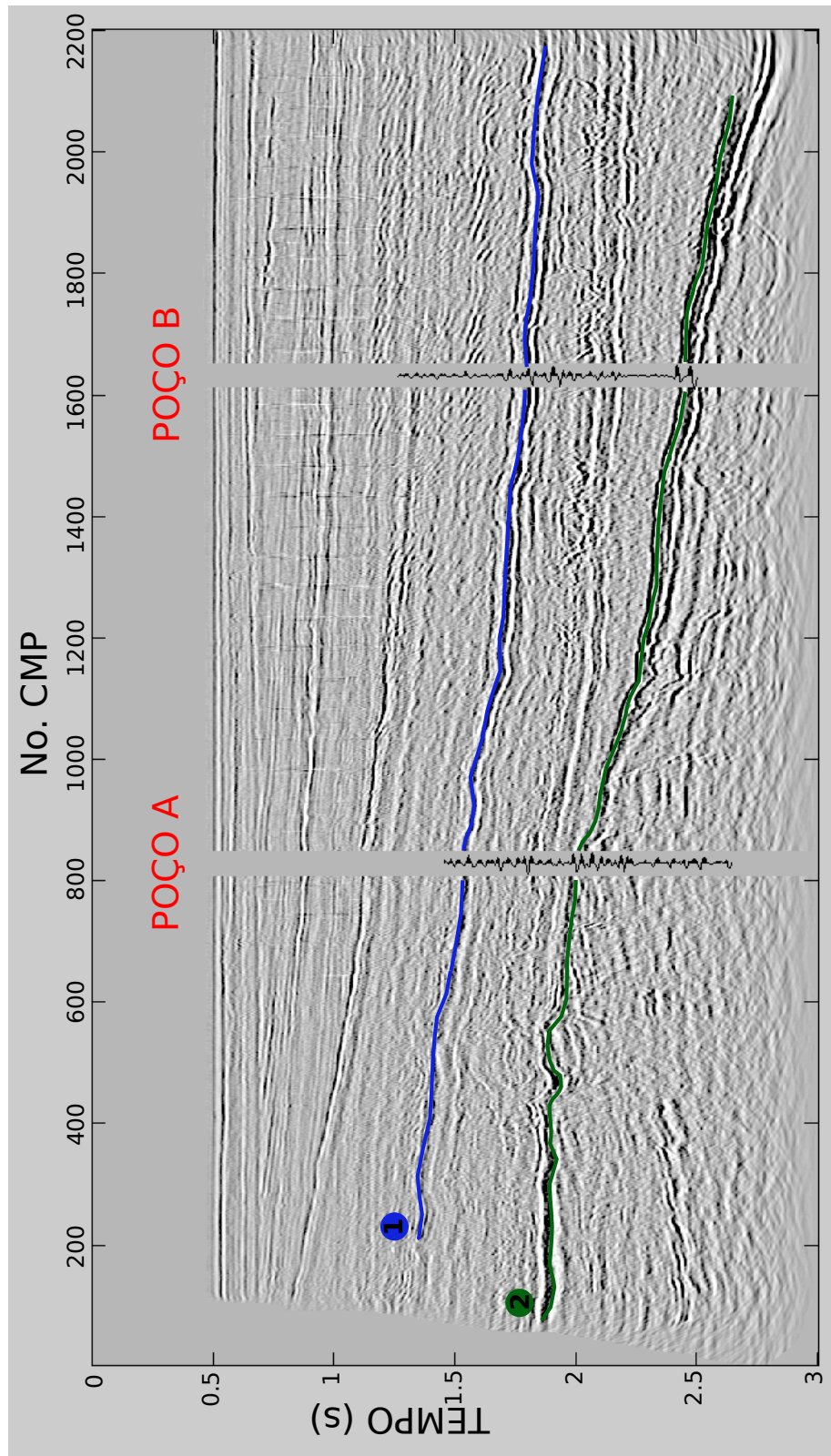
As Figuras 5.18 e 5.19 mostram os melhores traços sintéticos, isto é, com correlação mais elevada, para os poços A e B posicionados na seção sísmica migrada em tempo. Baseando-se na interpretação sísmica de Madiba e McMechan (2003) desta linha, foram destacados dois horizontes que estão bem marcados (apresentam boa continuidade lateral e amplitude elevada) na região da seção sísmica atravessada pelos dois poços. No entanto, a demarcação destes horizontes no presente trabalho não tem como propósito uma interpretação sísmo-estratigráfica, busca-se apenas correlacionar estes dois refletores, notadamente importantes na seção, com eventos dos sismogramas sintéticos.

Na Figura 5.19 observa-se que algumas reflexões dos traços sintéticos podem ser relacionados aos refletores sísmicos da seção migrada em tempo. Porém, nota-se que para ambos os poços a amarração é melhor para horizontes sísmicos em destaque (linha azul e verde). No

sismograma gerado para poço A observa-se que o evento de polaridade positiva em aproximadamente 1,55 s correlaciona-se com horizonte em azul, enquanto que no tempo próximo a 2,0 s o evento com polaridade negativa correlaciona-se bem com horizonte em verde. Para o poço B o evento positivo em 1,77 s é correlacionado com o horizonte em azul e o evento de polaridade negativa em aproximadamente 2,5 s correlaciona-se com o horizonte em verde.

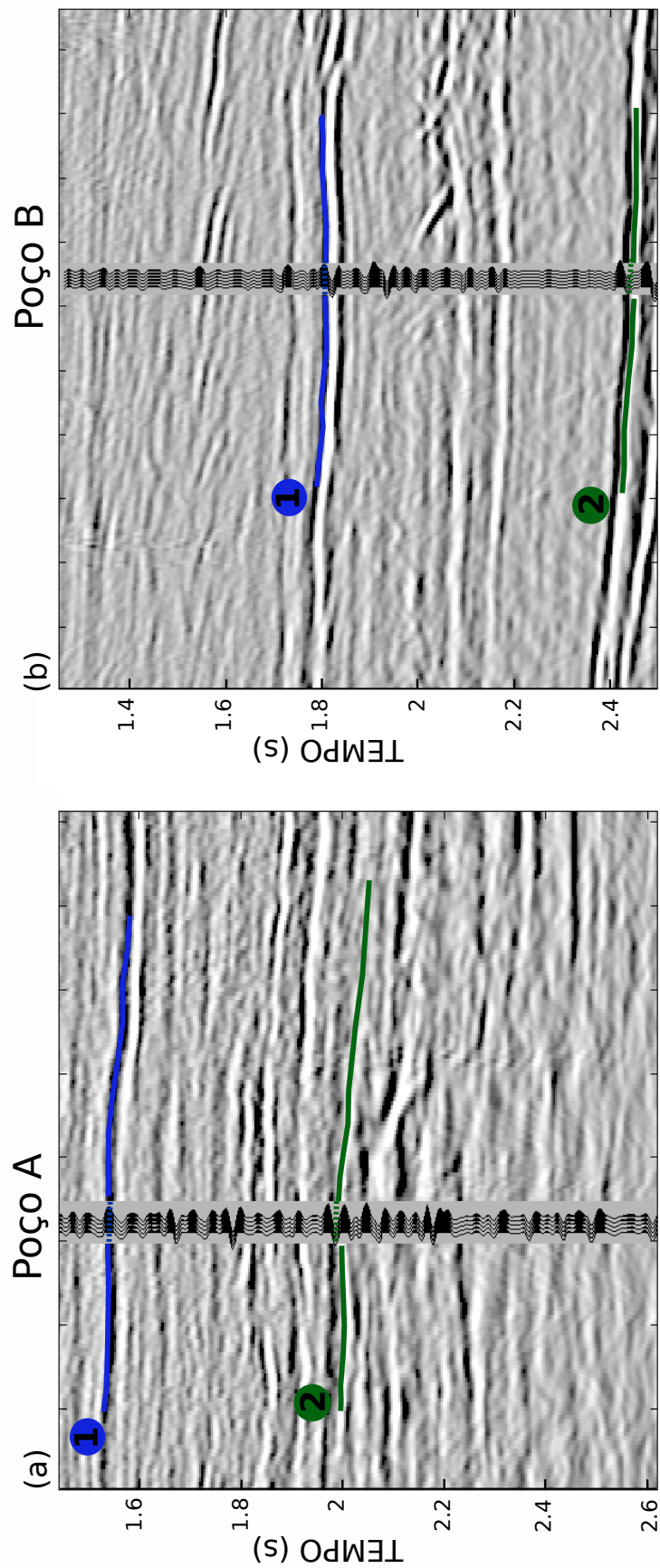
Por tanto, apesar dos coeficientes de correlação não serem altos, 0,14 para o poço A e 0,42 para o poço B, percebe-se que a geração dos sismogramas sintéticos possibilita a amarração de refletores importantes da seção sísmica, o que representa uma contribuição relevante para uma futura interpretação sísmo-estratigráfica e amarração das unidades litológicas dos poços.

Figura 5.18 – Traços sintéticos de correlação mais elevada posicionados na seção sísmica migrada em tempo. As linhas azul e verde, destacam dois horizontes sísmicos importantes na região atravessada pelos poços.



Fonte: Autor

Figura 5.19 – Amarração entre traços sintéticos e horizontes sísmicos destacados (linha azul e verde). Para os dois poços observa-se uma boa correlação entre eventos dos sismogramas e os refletores em destaque. (a) poço A e (b) poço B.



Fonte: Autor.

5.3.2 Bacia Tumbes-Progresso

Observando os coeficientes de correlação (R) na Figura 5.16, referente ao poço CX11-16X, verifica-se que para os três traços gerados os valores são muito baixos, isto pode ser explicado pelo posicionamento errôneo em tempo dos sísmogramas sintéticos, o que irá comprometer a correlação com os eventos do sísmograma do traço sísmico processado. Este erro na escala temporal é causado pelo uso de uma relação tempo-profundidade inadequada.

No caso deste poço a curva tempo-profundidade utilizada é proveniente da integração do perfil de velocidades. Como visto na Seção 4.2, esta técnica consiste em integrar os intervalos de tempo entre os pontos de medidas em profundidade a partir da primeira medida até o última (Equação 4.1). Todavia, um detalhe importante é que o valor do tempo duplo vertical inicial (t_0) é calculado a usando a Equação 4.2, a qual só leva em conta o valor da velocidade da onda P e a profundidade do primeiro ponto de registro. Logo, o tempo inicial t_0 obtido é impreciso pois a medida de velocidade utilizada só leva em conta as rochas adjacentes a ponto de medição e não todo o pacote rochoso acima deste como seria ideal. Consequentemente, a curva resultante também será imprecisa. Neste caso, como esta era única relação tempo-profundidade disponível ela é usada como aproximação inicial, no entanto é fundamental realizar a análise da correlação cruzada entre os sísmogramas sintéticos e o traço processado para determinar o deslocamento temporal adequado e assim posicionar melhor o sintético na seção sísmica.

Após análise da correlação cruzada para os três traços verificou-se que o melhor resultado é alcançado com o deslocamento em tempo de 0,166 s do traço resultante da reamostragem com método de decimação. Com a aplicação do deslocamento o valor R passa de 0,02 para 0,13, isto é mostrado na Figura 5.17.

Se compararmos valor do deslocamento temporal para o poço B, igual a 0,024 s, com o do poço CX11-16X, igual a 0,166 s, percebe-se que para este último foi necessário um deslocamento bem maior, este fato já era esperado, pois no poço B foi utilizada a relação tempo-profundidade proveniente dos tempos de VSP, que é mais precisa em comparação com a técnica de integração do perfil de velocidade, já que os dados de VSP correspondem a medidas do tempo de transito da onda através de todo o pacote rochoso acima do ponto de medida enquanto que as sondas de perfilagem sônica registram o tempo através do fluido e das rochas nas proximidades do poço.

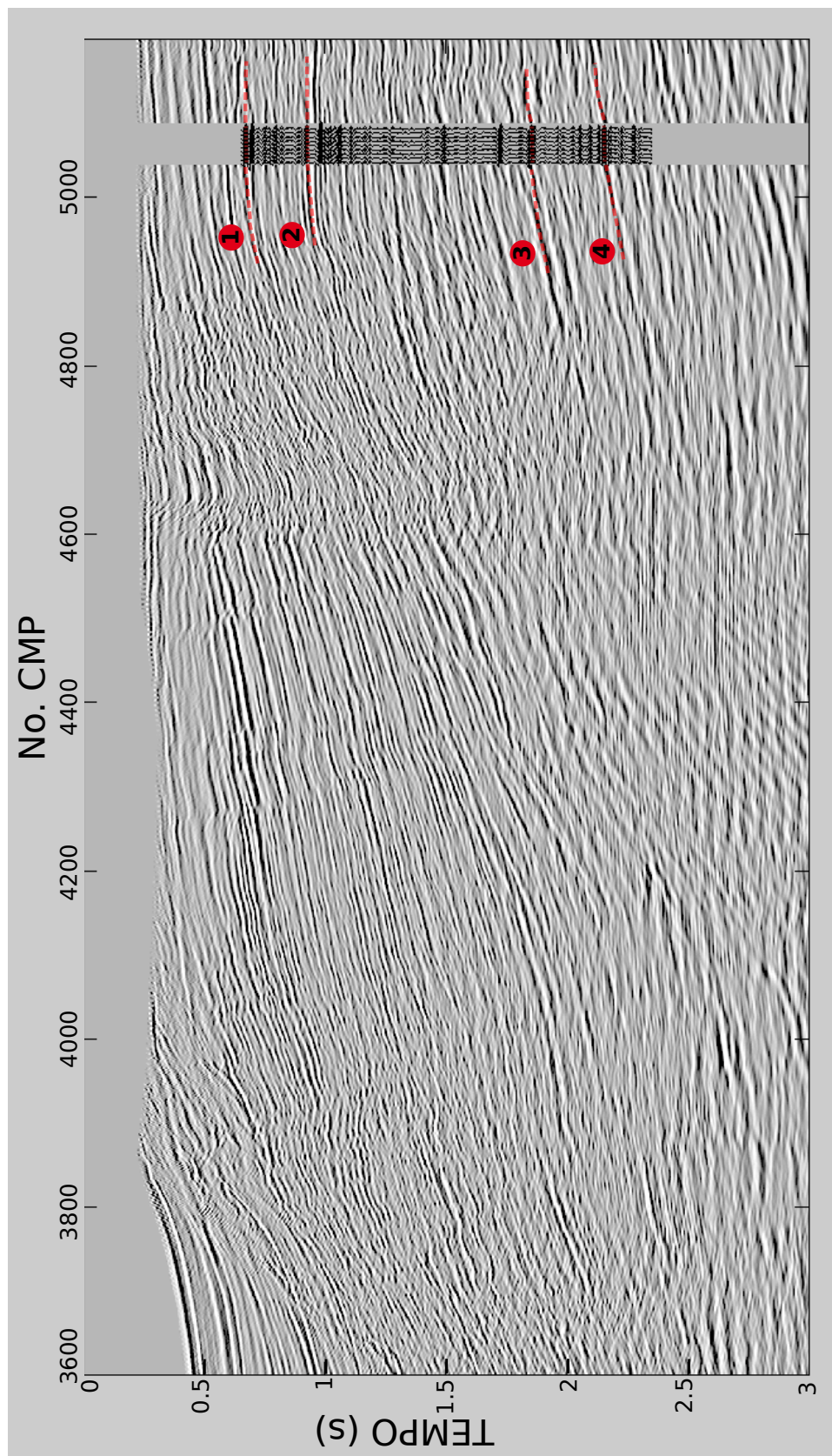
Em relação ao três métodos de reamostragem testados, observa-se que para o poço CX11-16X a decimação também foi o mais eficiente, assim como para os dois poços da região do

Viking Graben. Como visto na seção anterior, isto é explicado pelo aplicação do filtro anti-*aliasing*, o qual atenua altas frequências que podem estar associadas a ruídos presente nos perfis ou a camadas litológicas finas que não são compatíveis a resolução da sísmica. Além disso, observa-se na Figura 5.17 que o sísmograma resultante da reamostragem com o método *block-averaging* é bastante parecido com o resultante do método da decimação, porém isto não é observado para os poços A e B. Logo, conclui-se que o método *block-averaging* é mais eficiente quando intervalo de amostragem desejado é menor, como no caso do poço CX11-16X, que é igual a 2 ms, enquanto que para os poços da região do Viking Graben o intervalo é de 4 ms.

As Figuras 5.20 e 5.21 mostram o melhor sísmograma sintético, isto é, com correlação mais elevada, posicionado na seção sísmica migrada em tempo. Baseando-se na interpretação sísmica da linha RIB93-01 publicada no relatório técnico (PERUPETRO, 2005), foram marcados quatro refletores que podem ser correlacionados com eventos de maior amplitude do sísmograma sintético.

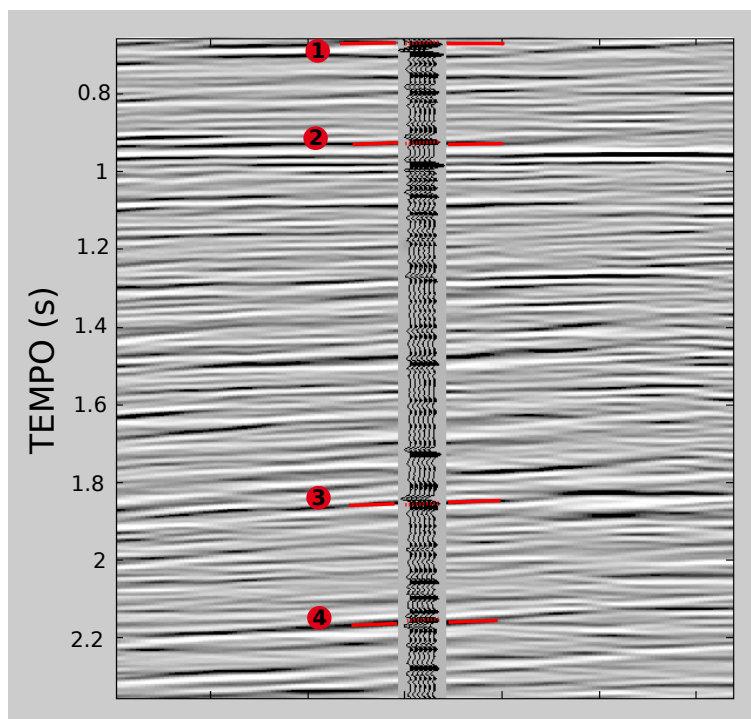
Apesar da complexidade geológica e da dificuldade do imageamento em subsuperfície, a confecção dos sísmogramas contribui para o mapeamento mais seguro dos refletores na região próxima ao poço. O coeficiente de correlação (R) obtido para o melhor sísmograma é igual 0,13. No entanto este valor poderia ser melhorado com o refinamento do processamento sísmico.

Figura 5.20 – Traço sintético de correlação mais elevada posicionado na seção sísmica migrada em tempo. As linhas tracejadas em vermelho destacam quatro refletores nas proximidades do poço.



Fonte: Autor

Figura 5.21 – Amarração entre o traço sintético e os refletores em destaque (linhas tracejadas em vermelho). Os eventos de amplitude mais elevada podem ser correlacionados com os refletores.



Fonte: Autor.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentado um conjunto de técnicas utilizadas para a geração de sismogramas sintéticos a partir de perfis de poço.

A limitação de informações é um problema comum durante os trabalhos com dados de poço, nem sempre estão disponíveis no intervalo estudado o perfil sônico e de densidade, ou medidas diretas de tempo de trânsito vertical provenientes de *check-shot* ou VSP, logo, é importante saber como proceder nesses casos. No trabalho utilizou-se dados de 3 poços, de duas regiões diferentes, cada um com sua particularidade. O poço A, da região do Viking Graben, tem disponível o conjunto de dados completos para geração do sismograma, enquanto que o poço B não apresenta dados de densidade no intervalo de interesse. Já, o poço CX11-16X, localizado na Bacia Tumbes-Progresso, não apresenta medidas de tempo de trânsito vertical. Diante da ausência de destas informação, foram utilizadas técnicas alternativas como o uso da Equação de Gardner no poço B, e a integração do perfil de velocidade para o poço CX11-16X.

Além disso, foram testados três métodos para reamostrar os coeficientes de reflexão para o mesmo intervalo do dado sísmico: interpolação *spline*, decimação e *blocking-average*. Dentre estes métodos, o que produziu melhor resultado (melhor correlação) para os 3 poços foi a decimação, isto é explicado pelo uso do filtro anti-*aliasing* que é aplicado à série dos coeficientes de reflexão antes da reamostragem, atenuando altas frequências que podem está associadas a ruídos nos perfis de velocidade e densidade e a camadas litológicas finas que não são compatíveis com a resolução da sísmica de reflexão. Outra conclusão acerca destes métodos é que o *blocking-average* se mostra também uma boa opção quando o intervalo para o qual se pretende reamostrar o dado é menor, como é caso do poço CX11-16X, onde o intervalo desejado era de 2 ms.

Para quantificar o grau de correlação entre os traços sintéticos e os traços reais calculou-se o coeficiente de correlação de Pearson. Além desta medida, utilizou-se também a correlação cruzada para verificar se havia a necessidade de deslocamento temporal dos sismogramas em relação a seção sísmica. Verificou-se a necessidade do deslocamento temporal de 0,024 s para o poço B e 0,166 s para o poço CX11-16X. O maior deslocamento temporal para este último é explicado pelo uso da relação tempo-profundidade resultante da integração do perfil

de velocidade, a qual apresenta maior imprecisão. O melhor coeficiente de correlação obtido para o poço A é igual a 0,14, considerado baixo. Para o poço B obteve-se uma correlação considerada moderada, igual 0,42. Finalmente, para o poço CX11-16X, o valor alcançado foi 0,13.

Ao posicionar os traços sintéticos na seção migrada em tempo, como visto nas Figuras 5.18 e 5.19, da região do Viking Graben, e nas Figuras 5.20 e 5.21, referentes a Bacia de Tumbes-progresso, observa-se que os sísmogramas, apesar de não apresentarem coeficiente de correlação elevado, possibilitam a amarração de refletores importantes das seções, o que representa uma contribuição relevante para uma futura interpretação sísmoestratigráfica.

Segundo Romanelli (2010) a amarração entre os eventos também depende muito do processamento sísmico, de forma que no caso de uma migração inadequada o tempo estimado com os dados de poços pode não corresponder, na seção sísmica, ao da reflexão correta. Neste sentido, melhores resultados podem ser obtidos com o refinamento do processamento do dado sísmico, neste caso os esforços devem ser direcionados à construção de um campo de velocidade acurado para a migração e à atenuação de múltiplas, já que os sísmogramas sintéticos só apresentam eventos primários.

REFERÊNCIAS

- ADCOCK, S. In search of the well tie: What if i don't have a sonic log? *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 12, n. 12, p. 1161–1164, 1993.
- ANDERSON, P.; NEWRICK, R. Strange but true stories of synthetic seismograms. *CSEG Recorder*, v. 12, n. 12, p. 51–56, 2008.
- ANGELERI, G. A statistical approach to the extraction of the seismic propagating wavelet. *Geophysical prospecting*, Wiley Online Library, v. 31, n. 5, p. 726–747, 1983.
- BACON, M.; SIMM, R.; REDSHAW, T. *3-D seismic interpretation*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2003.
- BIANCO, E. Geophysical tutorial: well-tie calculus. *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 33, n. 6, p. 674–677, 2014.
- BOX, R.; LOWREY, P. Reconciling sonic logs with check-shot surveys: stretching synthetic seismograms. *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 22, n. 6, p. 510–517, 2003.
- CHAGAS, T. P. C. *Aplicação de well tie no imageamento de uma área da bacia tumbes-progresso*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Brasil, 2014.
- COSTAIN, J.; CORUH, C. *Basic theory in reflection seismology*. [S.l.]: Elsevier Science, 2004. (Handbook of Geophysical Exploration: Seismic Exploration).
- CROCHIERE, R.; RABINER, L. *Multirate digital signal processing*. [S.l.]: Prentice-Hall, 1983. (Prentice-Hall Signal Processing Series: Advanced monographs).
- DUARTE, O. de O. *Dicionário enciclopédico inglês-português de geofísica e geologia*. [S.l.]: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2003.
- EDGAR, J. A.; BAAN, M. van der. How reliable is statistical wavelet estimation? *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 76, n. 4, p. 59–68, 2011.
- ELLIS, D.; SINGER, J. *Well logging for earth scientists*. [S.l.]: Springer Science, 2007.
- GARDNER, G.; GARDNER, L.; GREGORY, A. Formation velocity and density-the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 39, n. 6, p. 770–780, 1974.
- GIRÃO, G. *Perfilagem geofísica de poço*. [S.l.]: Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.
- GLOVER, P. *Sonic acoustic log*. [S.l.]: Petrophysics MSc Course Notes, 2005. 177 p.

HAMPSON, D.; GALBRAITH, M. Wavelet extraction by sonic log correlation. *Geophysics*, v. 46, n. 9, p. 1341–1341, 1981.

KEYS, R.; FOSTER, D. A data set for evaluating and comparing seismic inversion methods. In: KEYS, R.; FOSTER, D. (Ed.). *Comparison of seismic inversion methods on a single real data set*. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 1998. p. 1–12.

MADIBA, G. B.; MCMECHAN, G. A. Processing, inversion, and interpretation of a 2d seismic data set from the north viking graben, north sea. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 68, n. 3, p. 837–848, 2003.

PERUPETRO, S. Tumbes and talara basin hydrocarbon evaluation. *Perupetro Exploration Departament*, Lima, v. 1, n. 1, p. 149, 2005.

ROMANELLI, A. *Análise do sinal sísmico*. [S.l.]: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2010.

RYAN, H. R. Ricker, ormsby, klauder, butterworth — a choice of wavelets. *CSEG Recorder*, v. 19, p. 8–9, 1994.

SHERIFF, R.; GELDART, L. *Exploration seismology*. [S.l.]: Cambridge University Press, 1995.

SIMM, R.; BACON, M.; BACON, M. *Seismic amplitude: an interpreter's handbook*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2014.

TERUYA, J. A. *Rock physics attributes analysis for identification and characterization of fluid Content at hydrocarbon Reservoirs - revisiting the viking graben basin dataset*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Brasil, 2015.

WALDEN, A.; HOSKEN, J. An investigation of the spectral properties of primary reflection coefficients. *Geophysical Prospecting*, v. 33, n. 3, p. 400–435, 1985.

WHITE, R.; SIMM, R. Tutorial: good practice in well ties. *First Break*, v. 21, n. 10, 2003.

YILMAZ, O.; DOHERTY, S.; GEOPHYSICISTS, S. of E. *Seismic data analysis: processing, inversion, and interpretation of seismic data*. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 2001. (Investigations in geophysics).