

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
Curso de Pós-graduação em Geofísica

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO



**PROCESSAMENTO E
INTERPRETAÇÃO DE DADOS
SÍSMICOS ASSOCIADOS À
FOLHELHOS GASÓGENOS NA
BACIA DO RECÔNCAVO**

LAILA DANTAS LEITE VERGNE

SALVADOR – BAHIA
FEVEREIRO – 2020

Processamento e Interpretação de Dados Sísmicos Associados à Folhelhos Gasógenos na Bacia do Recôncavo

por

LAILA DANTAS LEITE VERGNE

Geofísica (Universidade Federal da Bahia – 2017.1)

Orientador: Milton José Porsani

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Submetida em satisfação parcial dos requisitos ao grau de

MESTRE EM CIÊNCIAS

EM

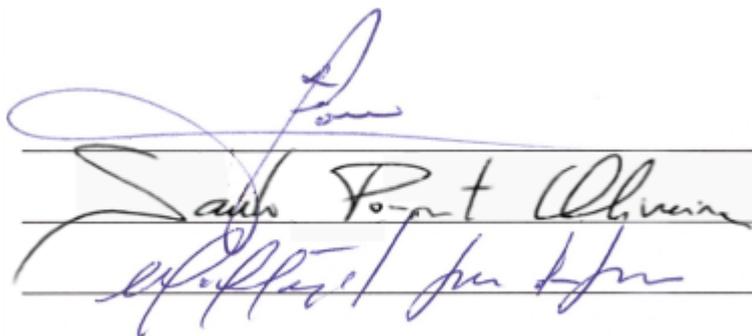
GEOFÍSICA

ao

Conselho Acadêmico de Ensino

da

Universidade Federal da Bahia



Comissão Examinadora

Prof. Dr. Milton J. Porsani - Orientador

Prof. Dr. Saulo P. De Oliveira

Prof. Dr. Michelângelo G. Da Silva

Aprovada em 07 de fevereiro de 2020

A presente pesquisa foi desenvolvida no Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da UFBA, com recursos próprios, da FAPESB, da CNPq, CTPETRO, ANP, PETROBRAS

Dantas Leite Vergne, Laila,

Processamento e Interpretação de Dados Sísmicos Associados à Folhelhos Gasógenos na Bacia do Recôncavo / Laila Dantas Leite Vergne. — Salvador, 2020.

102 f.: il

Orientador: Milton José Porsani

Dissertação (Mestrado) - Pós-Graduação em Geofísica. Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia, 2020.

1. Processamento sísmico 3D. 2. Atributos sísmicos. 3. Shale Gas. 4. Filtragem. 5. Análise de velocidades. I. José Porsani, Milton. II. Título.

911.6(813.8)(043)

Ao meu orientador, Milton J.
Porsani, a minha mãe, Marise, ao
meu pai, Alexandre, a minha irmã,
Alessandra, ao meu irmão de
coração, Leonardo, e a minha
companheira, Itanara.

Resumo

O atual interesse em explorar reservatórios não convencionais na Bacia do Recôncavo, devido ao seu alto potencial em gás de folhelho, busca superar dificuldades na caracterização do reservatório alvo devido a baixa razão sinal/ruído dos dados sísmicos. Para isso deve-se realizar um processamento sísmico ótimo para reservatórios de gás de folhelho, sendo este o principal objetivo do trabalho com foco em dados sísmicos 3D. Para otimizar a resolução dos dados, alguns métodos de filtragem são introduzidos durante as etapas do processamento sísmico. Entre as técnicas de filtragem apresentadas, encontra-se o *Singular Spectrum Analysis* que baseado na decomposição SVD, tem como objetivo atenuar a presença do ruído de baixa-frequência, o *ground roll*. Outra técnica é a deconvolução, cujo objetivo é aumentar a resolução vertical principalmente na região mais rasa dos dados. Após o processamento sísmico 3D busca-se caracterizar regiões contendo possíveis reservatórios de *shale gas*. Para isso pode-se aproveitar informações de poços realizando amarrações sísmica-poço. Entretanto, em algumas regiões, a identificação dos padrões sísmicos relacionados ao *shale gas* não é clara, por isso a utilização dos atributos sísmicos podem ser utilizados para diminuir incertezas e suposições, permitindo uma melhor interpretação das regiões de interesse. Para realização deste trabalho são utilizados os softwares de processamento *Seispace*, *Seismic Unix*, a linguagem de programação fortran, e o software DUG Insight para a etapa de amarração sísmica-poço.

Abstract

The current interest in exploring unconventional reservoirs in the Recôncavo Basin, due to their high potential in shale gas, seeks to overcome difficulties in characterizing the target reservoir due to the low signal-noise ratio of seismic data. For this purpose, an optimal seismic processing should be optimized for shale gas reservoirs, which is the main purpose of this work focusing on 3D seismic data. To optimize data resolution, some filtering methods are introduced during the seismic processing steps. Among the filtering techniques presented is the Singular Spectrum Analysis which, based on SVD decomposition, aims to attenuate the presence of low frequency noise, known as ground roll. Another technique is deconvolution, whose objective is to increase the vertical resolution especially in the shallower region of the data. After the 3D seismic processing we seek to characterize regions containing possible shale gas reservoirs. Using information from wells you can perform seismic-well correlations. However, in some regions, the identification of shale gas related seismic patterns is unclear, so the use of seismic attributes can be used to reduce uncertainties and assumptions, allowing a better interpretation of the regions of interest. This work uses Seispace, Seismic Unix processing software, fortran programming language, and DUG Insight software for the seismic-well correlation step.

Índice

Resumo	4
Abstract	5
Índice	6
Índice de Figuras	8
Introdução	11
1 Informações Geológicas e Dados Geofísicos	13
1.1 Bacia do Recôncavo	14
1.2 Dado 3D Riacho São Pedro Jacuípe	15
1.3 Dados de poços	17
2 Metodologia e Fundamentação Teórica	19
2.1 Pré-processamento sísmico	20
2.2 Fundamentos teóricos das filtragens	28
2.3 Processamento sísmico avançado	31
3 Resultados do Processamento Sísmico 3D	37
3.1 SSA-RI para filtragem do <i>Ground Roll</i>	37
3.2 Deconvolução	39
3.3 SSA-RI para correlação espacial	40
3.4 SSA-RI para correlação espacial em painéis corrigidos de NMO com velocidade constante	41
3.5 Análise de velocidades	43
3.6 Resultados das filtragens em seções empilhadas	45
3.7 Seções empilhadas finais do cubo sísmico real	58
4 Atributos Sísmicos e Interpretação de Dados	66
4.1 Amarração sísmica-poço	66

4.2	Atributos sísmicos	69
4.3	Resultados dos atributos sísmicos no dado real 3D Riacho São Pedro Jacuípe	73
5	Conclusão	93
	Agradecimentos	94
	Apêndice A Demonstração Matemática para Obtenção da Frequência-Instantânea	95
	Referências	97

Índice de Figuras

1.1	Áreas com potencial para reservatórios não convencionais (Fonte: ANP, 2018).	14
1.2	Mapa de localização do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe. A cor marrom representa a Bacia do Recôncavo, e a cor verde o cubo sísmico.	15
1.3	Mapa estrutural da Bacia do Recôncavo e cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	16
1.4	Mapa do embasamento da Bacia do Recôncavo com foco no depocentro da bacia.	17
2.1	Fluxograma do processamento sísmico 3D.	20
2.2	Tabelas com informações de fontes e receptores no SeisSpace	22
2.3	Grid para os pontos de tiro e pontos de receptores respectivamente (pontos pretos), e localização dos CMPs (pontos brancos).	22
2.4	Seleção dos tiros das extremidades e tiro central para mute.	23
2.5	Tiro 500 do cubo sísmico antes e após o <i>top mute</i> respectivamente.	24
2.6	Em (a) mapa de correções estáticas, em (b) mapa de pontos de elevação, e em (c) correlação do mapa de correções estáticas com o mapa de pontos de elevação.	25
2.7	Aplicação da correção estática no primeiro tiro no SeisSpace	26
2.8	Aplicação da correção de divergência esférica no tiro 500 no SeisSpace	28
2.9	Aplicação da correção estática residual no primeiro tiro no SeisSpace.	33
3.1	(a) representa o tiro 500 do dado real 3D com ruído coerente (<i>ground roll</i>), (b) a diferença entre o resultado e o dado original, e (c) o resultado da filtragem do <i>ground roll</i> utilizando quinze recursões e vinte iterações.	38
3.2	Espectro de amplitude do resultado da filtragem do <i>ground roll</i>	39
3.3	Deconvolução Spike no tiro 500	39
3.4	Espectro de amplitude do dado original e do dado deconvolvido.	40
3.5	Resultado da filtragem SSA-RI no domínio do tempo para correlação lateral.	46
3.6	Resultado da filtragem SSA-RI no domínio da frequência para correlação lateral.	47

3.7	Resultado da filtragem SSA-RI no domínio do tempo em painéis de velocidade constante para correlação lateral.	48
3.8	Resultado da filtragem SSA-RI no domínio da frequência em painéis de velocidade constante para correlação lateral.	49
3.9	<i>Seemblance</i> bruto, <i>Seemblance</i> resultante após atenuação do <i>ground-roll</i> e <i>Seemblance</i> após a deconvolução respectivamente.	50
3.10	<i>Seemblance</i> após a deconvolução, <i>Seemblance</i> após filtragem RI-SSA para correlação lateral, <i>Seemblance</i> após filtragem RI-SSA em painéis de velocidade constante respectivamente.	51
3.11	<i>Inline</i> 205 bruta empilhada do dado 3D.	52
3.12	<i>Inline</i> 205 após correção estática empilhada do dado 3D.	53
3.13	<i>Inline</i> 205 após atenuação do <i>ground-roll</i> empilhada do dado 3D	54
3.14	<i>Inline</i> 205 deconvolvida empilhada do dado 3D	55
3.15	<i>Inline</i> 205 após estática residual empilhada do dado 3D	56
3.16	<i>Inline</i> 205 após correção <i>deep-moveout</i> do dado 3D	57
3.17	Definição de inlines e crosslines do cubo para serem representadas.	58
3.18	<i>Inline</i> 105 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	59
3.19	<i>Crossline</i> 105 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	60
3.20	<i>Inline</i> 205 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	61
3.21	<i>Crossline</i> 205 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	62
3.22	<i>Inline</i> 305 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	63
3.23	<i>Crossline</i> 305 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	64
3.24	<i>Crossline</i> 405 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe	65
4.1	Correlação do poço direcional com a sísmica 3D.	67
4.5	Cruzamento da inline 105 com a crossline 205 ,e cruzamento da inline 205 com a crossline 305 respectivamente no software DUG Insight.	68
4.2	<i>Inline</i> 308 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).	75
4.3	<i>Crossline</i> 294 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).	76
4.4	<i>Crossline</i> 353 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).	77
4.6	Resultado do envelope na inline 308 do cubo sísmico.	78
4.7	Resultado do envelope na crossline 294 do cubo sísmico.	79
4.8	Resultado do envelope na crossline 353 do cubo sísmico.	80
4.9	Resultado da frequência instantânea na inline 308 do cubo sísmico.	81

4.10	Resultado da frequência instantânea na crossline 294 do cubo sísmico.	82
4.11	Resultado da frequência instantânea na crossline 353 do cubo sísmico.	83
4.12	Resultado da frequência média instantânea na inline 308 do cubo sísmico. . .	84
4.13	Resultado da frequência média instantânea na crossline 294 do cubo sísmico.	85
4.14	Resultado da frequência média instantânea na crossline 353 do cubo sísmico.	86
4.15	Resultado da variância na inline 308 do cubo sísmico.	87
4.16	Resultado da variância na crossline 294 do cubo sísmico.	88
4.17	Resultado da variância na crossline 353 do cubo sísmico.	89
4.18	Resultado do TecVa na inline 308 do cubo sísmico.	90
4.19	Resultado do TecVa na crossline 294 do cubo sísmico.	91
4.20	Resultado do TecVa na crossline 353 do cubo sísmico.	92

Introdução

O avanço no setor de hidrocarbonetos não convencionais é consequência da necessidade energética mundial. No Brasil, a exploração de *shale gas* foi um assunto bastante comentado na última década. Em conjunto com o Vale do Parnaíba e Parecis, a Bacia do Recôncavo é um dos focos brasileiros para exploração desse tipo de reservatório, possuindo alto potencial de folhelhos geradores no Membro Gomo da Formação Candeias (Dantas e Porsani, 2017).

Os reservatórios não convencionais permitem a exploração do gás natural em rochas de baixa permeabilidade, como o folhelho. De acordo com Rocha (2016) o gás encontrado no folhelho pode estar contido em fraturas naturais, onde este é liberado à medida que ocorre redução na pressão interna do reservatório. Uma vez que estes locais de menor pressão são ideais para o acúmulo dos hidrocarbonetos, utiliza-se o processamento sísmico e os atributos sísmicos para imagear a subsuperfície e caracterizar esses reservatórios não convencionais.

Para alcançar uma imagem de qualidade em subsuperfície para reservatórios do tipo *shale gas* é necessário desenvolver um fluxograma de processamento sísmico ótimo. A principal finalidade deste trabalho é apresentar um fluxograma otimizado do processamento sísmico 3D terrestre do cubo Riacho São Pedro Jacuípe localizado na Bacia do Recôncavo utilizando como ferramentas o *software* de processamento sísmico *SeisSpace/Promax* e a linguagem de programação Fortran para desenvolvimento de técnicas de filtragem visando atenuar ruídos coerentes e aleatórios presentes em dados sísmicos terrestres.

O ruído tende a camuflar as reflexões de interesse nos dados, diminuindo a razão sinal-ruído, tornando etapas como a análise de velocidades difícil e reduzindo a resolução da seção empilhada (Yilmaz, 2001). O *ground roll* é um ruído coerente, presente em dados terrestres que possui baixa frequência e alta amplitude, prejudicando a qualidade do dado principalmente na região central do sismograma (Saatçilar e Canitez, 1988). A técnica *Singular Spectrum Analysis* (SSA), baseada na decomposição SVD (*Singular Value Decomposition*) é utilizada para atenuar esse tipo de ruído no dado sísmico 3D Riacho São Pedro Jacuípe. A decomposição SVD foi utilizada por diversos autores na atenuação de ruídos lineares como o *ground roll* (Freire e Ulrych, 1988; Chiu e Howell, 2008; Porsani et al.,

2009).

A deconvolução é outra etapa do processamento sísmico que busca aumentar a resolução do dado, de forma que os eventos de interesse (as reflexões) se tornam mais visíveis. Uma deconvolução ideal deveria comprimir os componentes do pulso, deixando apenas a refletividade da terra no traço sísmico. O trabalho de Lima e Porsani (2013) aborda a filtragem de Wiener convencional ou deconvolução *spike* utilizada no trabalho, onde o pulso deve ser de fase mínima e a refletividade deve ser aleatória, assim é possível obter um filtro inverso causal e a função de autocorrelação pode ser obtida diretamente do traço sísmico.

A caracterização de reservatórios de gás de folhelho é uma fase de extrema importância para o trabalho. A amarração sísmica-poço permite representar de maneira mais direta a subsuperfície, funcionando como um referencial para a interpretação sísmica. Os atributos sísmicos atuam como uma poderosa ferramenta nesta etapa, correlacionando os eventos dos dados sísmicos com as estruturas geológicas reais (Chopra e Marfurt, 2005). Estes atributos sísmicos são obtidos a partir do traço complexo (Barnes, 1993). Entre os atributos destacam-se: envelope, variância, bem como os atributos de frequência instantânea e frequência média instantânea o qual favorece indicativo de hidrocarbonetos no tocante as baixas frequências.

O primeiro capítulo do trabalho busca introduzir informações geológicas da Bacia do Recôncavo e apresentar a região onde os dados adquiridos estão localizados, correlacionando esta região da bacia com os interesses econômicos em reservatórios não convencionais de gás de folhelho. Ainda neste capítulo, são descritas informações acerca dos dados sísmicos e dos dados de poços utilizados para desenvolvimento da dissertação.

No segundo capítulo apresenta-se a metodologia das fases do pré-processamento sísmico e do processamento sísmico avançado. Explica-se como cada etapa deve ser realizada e quais são os pré-requisitos para sua execução. Neste capítulo ainda são detalhados os conceitos matemáticos das filtragens aplicadas no dado 3D durante o seu processamento sísmico. O terceiro capítulo como uma extensão do segundo, exhibe os resultados do processamento sísmico 3D real e das filtragens.

No último capítulo, procura-se caracterizar uma região que contenha algum reservatório de gás de folhelho, fazendo uso de todos os resultados obtidos, amarrando os dados sísmicos a um poço direcional, e por fim aplicando atributos sísmicos adequados para investigação de reservatórios não convencionais que auxiliem na redução da ambiguidade.

1

Informações Geológicas e Dados Geofísicos

No cenário atual, os reservatórios convencionais estão escassos, e os que já estão em produção necessitam de uma grande infraestrutura para continuarem a ser extraídos. Em contrapartida, estudos recentes apontam que cerca de 70% das reservas de hidrocarbonetos ainda não descobertas estão dentro do campo dos não convencionais (Dantas e Porsani, 2017). É nesse contexto que se apresenta a escolha da região de estudo do trabalho. A Bacia do Recôncavo se destaca como potencial produtora de *shale gas*, em função da sua localização, qualidade da rocha e infraestrutura.

O Brasil possui várias áreas exploratórias com potencial para reservatórios não convencionais (Figura 1.1), especialmente nas Bacias do Parnaíba e Recôncavo. No país as reservas não convencionais já mapeadas são consideradas significativas. Em 2013, a ANP estimou as reservas recuperáveis das principais bacias sedimentares (Paraná, Recôncavo, Parnaíba, Parecis e São Francisco) em 11,7 trilhões de m³. Esse volume evidencia a importância e o potencial do gás não convencional para o Brasil (Delgado et al., 2019).

O potencial da Bacia do Recôncavo na produção de gás de folhelho está principalmente localizado em uma estreita faixa que se projeta em paralelo no litoral ao norte de Salvador. A escolha da região onde o cubo sísmico 3D utilizado para elaborar o trabalho se encontra, teve como principal suporte essas informações acerca dos reservatórios não convencionais na Bacia do Recôncavo. O objetivo deste capítulo é então, apresentar de forma sucinta, informações acerca da geologia da Bacia do Recôncavo, e sobre os dados adquiridos para desenvolvimento do trabalho.

	São Francisco	Parecis	Paraná	Parnaíba	Recôncavo	Neuquén
	350.000 km ²	355.400 km ²	1.500.000 km ²	668.853 km ²	11.500 km ²	124.000 km ²
Shale gas / oil (potencial p/ ocorrência)	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente
Tight gas / oil (potencial p/ ocorrência)	■ Provável / Existente	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente
Conhecimento Geológico	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente
Histórico de Produção HC	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente
Infraestrutura	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Exíguo / inexistente	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente

■ Exíguo / inexistente
 ■ Baixo / reduzido
 ■ Provável / Existente

Figura 1.1: Áreas com potencial para reservatórios não convencionais (Fonte: ANP, 2018).

1.1 Bacia do Recôncavo

Por muitas décadas, o modelo geológico aplicado nessa bacia fez com que os prospectos da parte mais alta das falhas ou de uma dobra anticlinal fossem praticamente esgotados. Entretanto, nos últimos anos houve um avanço da exploração para áreas mais profundas da bacia, que resultou na descoberta de diversas acumulações de hidrocarbonetos (Delgado et al., 2019). De acordo com Rocha et al. (2002) o amadurecimento da Bacia do Recôncavo tem aumentado gradativamente os custos da produção, vêm-se então, desenvolvendo esforços no sentido de reverter a decrescente importância econômica da bacia.

A Bacia do Recôncavo se localiza no estado da Bahia, possuindo uma área de 11.500 km². É limitada a norte e a nordeste pelo Alto de Aporá; a sul pelo Sistemas de Falha da Barra; a oeste pela falha de Maragojipe; e a leste pelo Sistema de Falhas de Salvador (Dantas e Porsani, 2017). No início da fase *rifte* da Bacia do Recôncavo depositou-se a Formação Candeias como consequência de movimentos tectônicos distensivos que permitiram a existência de um ambiente lacustre profundo. Essa Formação é subdividida então, nos membros Tauá (inferior) e Gomo (superior).

A zona fraturada que caracteriza um reservatório não convencional no Membro Gomo da Formação Candeias é denominada a terceira zona de produção da Bacia do Recôncavo, onde a técnica de fraturamento hidráulico não foi eficaz devido à uma característica de plasticidade em algumas áreas que fechavam as fraturas geradas rapidamente. Como supracitado, objetivamos caracterizar possíveis zonas contendo o hidrocarboneto pertencente à Formação. Para isso, o desenvolvimento de um processamento sísmico ótimo e a escolha de um cubo 3D foi baseado na espessura e profundidade da camada de folhelho, de modo que o horizonte

dessa rocha geradora seja detectada.

1.2 Dado 3D Riacho São Pedro Jacuípe

O dado sísmico 3D escolhido para desenvolvimento do trabalho localiza-se próximo a borda leste da bacia do Recôncavo (Figura 1.2). O cubo foi obtido através da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e está disponível para alunos de Geofísica na Universidade Federal da Bahia - UFBA.

O cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe, utilizado no trabalho possui 9114 tiros e foi adquirido em 1997. Tratando-se da geometria do dado, o mesmo ponto em subsuperfície é amostrado no máximo 51 vezes, sendo a cobertura máxima igual a 51. A Tabela 1.1 nos permite visualizar alguns parâmetros de aquisição.

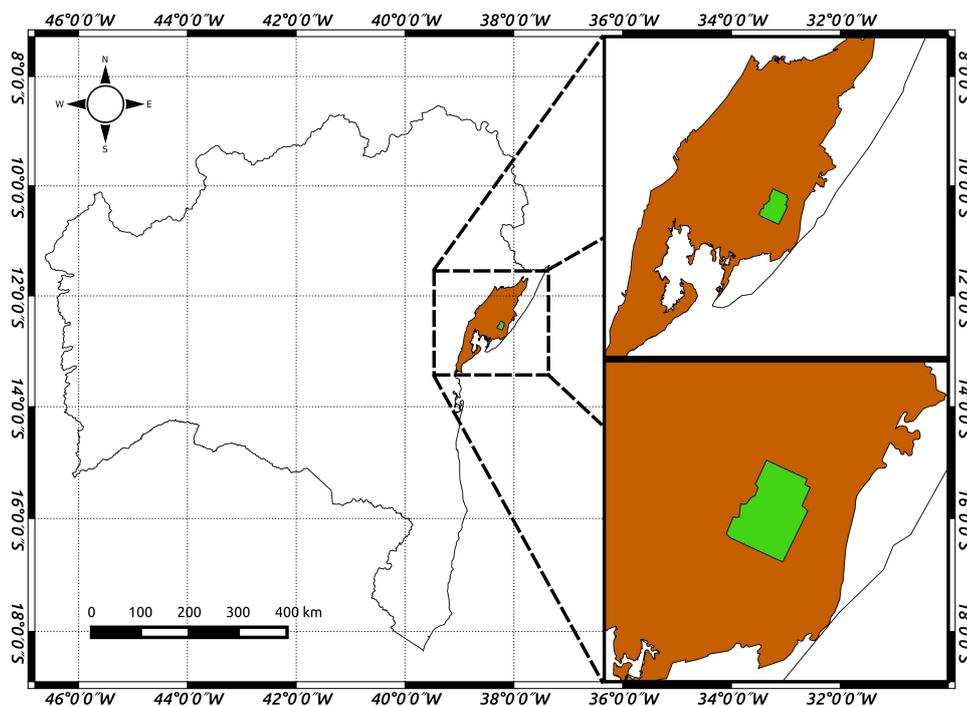


Figura 1.2: Mapa de localização do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe. A cor marrom representa a Bacia do Recôncavo, e a cor verde o cubo sísmico.

O cubo sísmico está envolvido em um arcabouço estrutural (Figura 1.3) que constitui um meio-gráben assimétrico, com a borda falhada a leste, apresentando uma orientação geral NE-SW. Além das falhas normais predominantemente de orientação NE-SW, falhas de alívio atravessam a bacia, como o sistema de Falhas de Mata-Catu, segmentando a bacia em três porções: nordeste, sul e central. Além das falhas normais e de alívio, a sedimentação da

Tabela 1.1: Parâmetros da Aquisição

Intervalo de tiro	100 m
Intervalo entre estações	500 m
Intervalo entre linhas de tiros	200 m
Intervalo entre linhas de receptores	80 m
Tempo da aquisição	5 s
Intervalo de amostragem	2 ms
Número de tiros	9.152
Número de canais	576
Número de traços	4.371.614
Número de CMPs	151304
Inlines	361
Crosslines	479

bacia é também influenciada por diápiros de argila que provocam diversas falhas lítricas ao longo da seção rifte (Boas, Souza e Michael, 2018).

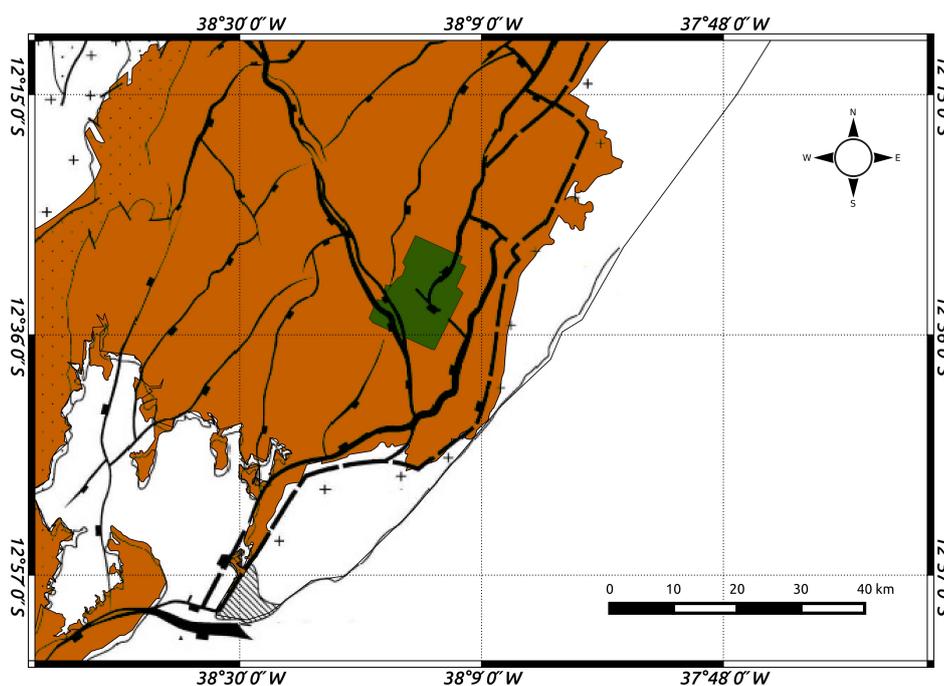


Figura 1.3: Mapa estrutural da Bacia do Recôncavo e cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

A área de estudo localiza-se na região central da Bacia. O cubo sofre influência das Falhas de Mata-Catu, além de estar próximo do depocentro da bacia, o Baixo de Camaçari (Figura 1.4). As principais litologias presentes na bacia relacionam-se a sistemas deposicionais continentais eólicos, flúvio-deltaicos, e lacustres além de sistemas de leques aluviais depositados junto a falha de borda que está próxima a localização do cubo.

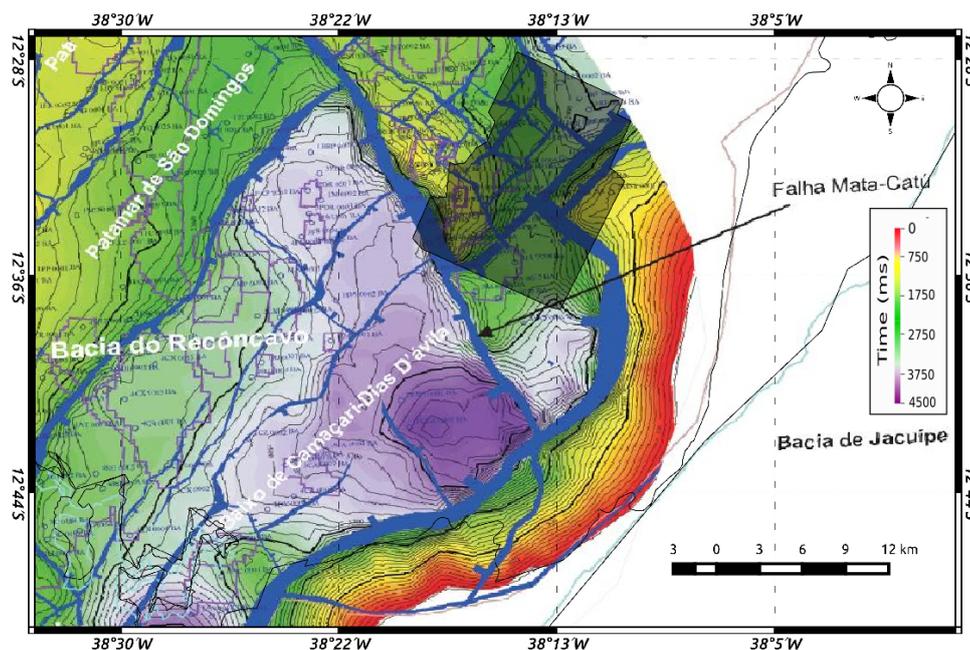


Figura 1.4: Mapa do embasamento da Bacia do Recôncavo com foco no depocentro da bacia.

1.3 Dados de poços

Os dados de poços escolhidos para desenvolvimento do trabalho assumiram como principais pré-requisitos a presença do embasamento e de indicadores de gás. Estes incluem por exemplo perfis geofísicos e coordenadas geográficas.

O software utilizado para o carregamento do dado sísmico 3D empilhado obtido no trabalho e para o carregamento dos poços foi o DUG Insight. Nesta etapa é importante conferir o *datum* do carregamento e inserir corretamente os *bytes* onde estão mantidas as informações requeridas pelo software. Sabendo-se que nem sempre é possível encontrar a forma padrão de armazenamento das informações dos dados de poços, foi definida uma atualização da padronização que representa as posições ou *bytes* onde as informações podem ser encontradas (Tabela 1.2).

O primeiro passo para o carregamento dos dados de poços é converter esses dados para um formato de arquivo que seja aceito pelo software, normalmente o formato *.las*. Os dados de poços adquiridos para este trabalho chegaram nos formatos *.lis* e *.dlis*. Estes arquivos costumam vir reunidos em único arquivo em formato TIFF que é fragmentado em vários arquivos contendo as curvas para cada poço. Dessa forma, os arquivos podem ser convertidos do formato *.lis* para *.dlis* e posteriormente para *.las*.

No trabalho um poço direcional foi utilizado, e para isso, informações adicionais como

Tabela 1.2: Descrição do que deve ser alocado dos bytes 181 até 224.

ProMAX mnemonic	header bytes	type	description
sou_sloc	181-184	4I	source (station) number
srf_sloc	185-188	4I	receiver station number
iline_no	189-192	4I	inline number, in 3D
xline_no	193-196	4I	crossline number, in 3D
cdp_x	197-200	4R	x coordinate of CDP
cdp_y	201-204	4R	y coordinate of CDP
R_LINE	205-208	4I	receiver line number, in 3D
S_LINE	209-212	4I	Swath or sail line number, in 3D
FB_PICK	213-216	4R	first break pick time
geo_comp	217-220	4I	the component number in 3C
tr_type	221-224	4I	1: live trace; 2: zeroed out bad trace

a inclinação, azimute, rumo e coordenada de cada profundidade em que o poço sofre algum desvio são necessárias. A amarração é feita da mesma forma que os outros poços, porém estas informações são cruciais para a confiabilidade do resultado.

2

Metodologia e Fundamentação Teórica

O processamento sísmico consiste num conjunto de etapas de tratamento aplicado ao dado bruto, cujo objetivo é obter uma imagem boa e confiável da geologia de subsuperfície. O dado sísmico 3D empilhado normalmente não fornece condições necessárias para a visualização de uma possível zona alvo contendo um reservatório não convencional de gás de folhelho. Para gerar uma imagem representativa desse tipo de reservatório, é necessário um processamento sísmico adequado, o uso de técnicas avançadas de filtragem e a utilização de ferramentas como atributos sísmicos.

Neste capítulo buscou-se apresentar um fluxograma ideal para um processamento sísmico 3D, além de descrever técnicas de filtrações para melhorar a razão sinal-ruído. O processamento é então, convencionalmente dividido em duas etapas: o pré-processamento, onde se encontram as etapas de preparação dos dados e técnicas simples de tratamento do sinal e o processamento avançado, onde estão as técnicas complexas como análise de velocidades, deconvolução e migração (Silva, 2004).

Para a realização do processamento sísmico foram utilizados os *softwares* SeisSpace da Landmark Graphics Corporation e o Seismic Unix-SU. Para a realização das etapas de filtragem do *ground roll* e a etapa de deconvolução foi utilizada a linguagem de programação Fortran, fazendo-se a exportação do dado e importação no *software* SeisSpace quando necessário. O fluxograma da Figura 2.1 foi escolhido como fluxograma ótimo para o processamento do dado 3D Riacho São Pedro Jacuípe e descreve a ordem das etapas realizadas no trabalho.

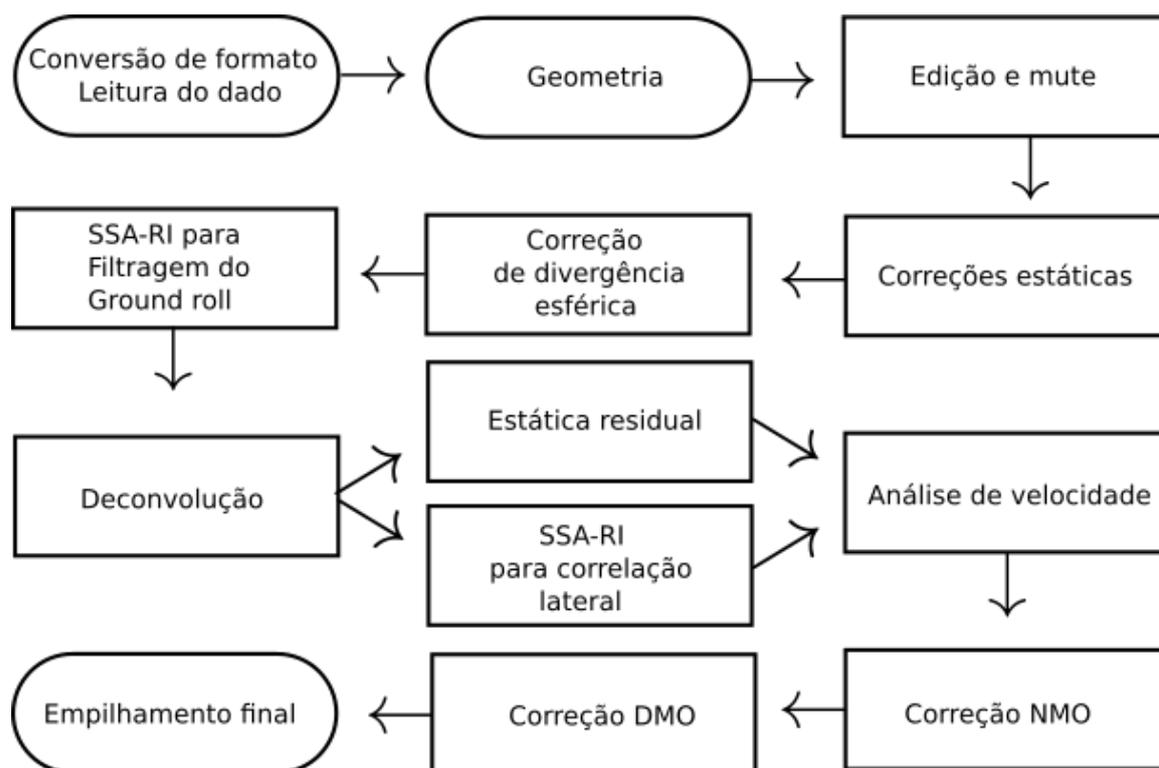


Figura 2.1: Fluxograma do processamento sísmico 3D.

2.1 Pré-processamento sísmico

Nesta fase é realizado um tratamento inicial ao dado sísmico bruto. Algumas etapas são comuns a esta fase como: a leitura dos arquivos e a conversão para o formato usado pelo *software* de processamento, a organização do dado do seu sistema de coordenadas, os cálculos da geometria, a gravação no database do *software* de informações indispensáveis ao processamento sísmico, edições nos dados sísmicos que eliminem porções ruidosas dos dados, correções estáticas de elevação e dos efeitos da zona de baixa velocidade (ZBV), e filtrações preliminares que façam a correção de problemas ocasionados por perda de energia devido a propagação da onda.

Conversão de formato e leitura do dado

Para iniciar o processamento, o dado sísmico deve ser convertido para um formato que possa ser processado. O formato mais utilizado é o SEG-Y (Yilmaz, 2001), o padrão de gravação de dados sísmicos desenvolvido pela SEG (*Society Exploration Geophysicists*). Deve-se então, fazer a conversão do formato SEG-Y para o formato do SeisSpace. O dado 3D Riacho São Pedro Jacuípe estava disponível dividido em 90 segmentos. Para sua conversão foi necessária

a união dos segmentos em um único arquivo no formato SeisSpace. Além disso, os números de identificação de cada tiro apresentavam-se repetidos, sendo assim foi preciso renumerar a identificação dos tiros utilizando como valor inicial o número 1 e acrescentando uma unidade até a última fonte.

Geometria

Essa é uma das etapas mais importantes do processamento. O termo Geometria é utilizado para designar a fase do processamento na qual são montadas tabelas que designam para cada traço sísmico a localização da fonte, do receptor, do ponto médio comum, através de suas coordenadas, bem como o *offset* correspondente. Para o dado 3D utilizado, tais informações são encontradas automaticamente no *header*. O primeiro passo então é extrair do *header* essas informações e transferir para onde ficam armazenadas no SeisSpace, uma área chamada *database*. Nela, várias tabelas são preenchidas (Figura 2.2) e sua consistência é averiguada. Coordenadas de pontos médios comuns zeradas e tiros duplicados com a mesma identificação foram alguns dos obstáculos superados nesta etapa de verificação.

Nos dados 3D é possível verificar também que a família de tiro comum possuirá traços relacionados a cada receptor (único ponto de tiro para vários receptores), assim como, a família de receptor comum será composta por traços referentes a diferentes pontos de tiro (único receptor para diversos pontos de tiro), na família de afastamento comum teremos traços com a mesma distância entre fonte-receptor, ou aproximadamente a mesma distância, devido ao arranjo de aquisição 3D que não permite a precisão de *offsets* idênticos, gerando nova palavra no *header* capaz de designar uma determinada faixa de afastamentos que será caracterizada por um valor de *offset* central, para família CMP os traços estarão relacionados ao mesmo ponto médio, ou aproximadamente o mesmo ponto, entre fonte-receptor e diferentes afastamentos (*offsets*) (Silva, 2004).

Quando o processamento trata de um cubo sísmico 3D, uma nova etapa é adicionada a geometria. A definição de um grid (Figura 2.3) que organize os pontos médios comuns no centro de cada célula é imprescindível para determinar, por exemplo, informações acerca de *inlines* e *crosslines*. Dessa forma, os pontos médios comuns que não estão situados de forma precisa no mesmo lugar, agora são caracterizados por uma célula do grid facilitando o desenvolvimento do processamento sísmico. Tais informações são posteriormente escritas no *header* dos traços sísmicos permitindo realizar todos os passos do processamento. Após a realização da geometria, os dados podem ser organizados em famílias de tiro comum, receptor comum, afastamento comum e ponto médio comum.

SRF Ordered Parameter File (em marreca)							
Mark	Block	Station	X	Y	Elev	Static	
1		890010	587974,0	610826,5	22,3	89	-51,6
2		890020	587928,6	610847,7	17,9	89	-50,5
3		890030	587883,0	610868,5	15,8	89	-47,9
4		890040	587837,5	610890,1	15,4	89	-48,0
5		890050	587792,5	610911,2	13,7	89	-46,1
6		890060	587746,6	610932,4	13,9	89	-47,5
7		890070	587701,6	610953,2	14,6	89	-49,2
8		890080	587656,5	610974,8	14,9	89	-50,8
9		890090	587611,2	610995,9	15,1	89	-52,9
10		890100	587565,8	611016,9	14,4	89	-52,5
11		890110	587520,5	611037,9	14,9	89	-53,3
12		890120	587475,6	611058,7	15,4	89	-55,5
13		890130	587430,7	611080,1	11,3	89	-52,3
14		890140	587385,5	611101,3	13,9	89	-56,1
15		890150	587338,3	611123,1	11,1	89	-55,2
16		890160	587293,9	611143,8	10,6	89	-57,9
17		890170	587248,8	611165,1	10,5	89	-58,6
18		890180	587203,3	611185,0	10,3	89	-58,4

SIN Ordered Parameter File (em marreca)							
Mark	Block	Source	Line	Station	X	Y	Z
1		1	90	900015	587984,9	610909,8	14,7
2		2	91	910055	587837,7	611066,6	14,3
3		3	90	900055	587805,6	610994,3	14,3
4		4	91	910075	587747,5	611108,6	14,1
5		5	90	900095	587622,5	611078,8	14,2
6		6	91	910115	587565,5	611193,6	12,5
7		7	90	900125	587486,5	611142,5	10,4
8		8	91	910125	587520,4	611214,6	12,3
9		9	90	900205	587124,5	611311,5	12,2
10		10	91	910205	587158,4	611384,3	14,1
11		11	90	900215	587078,6	611332,8	14,9
12		12	91	910235	587021,9	611446,5	28,5
13		13	90	900255	586897,6	611417,0	56,0
14		14	91	910275	586841,3	611531,5	56,8
15		15	90	900295	586716,4	611501,9	32,7
16		16	91	910315	586659,8	611615,6	27,7
17		17	90	900305	586671,9	611522,5	27,5
18		18	91	910325	586614,6	611636,3	30,4

Figura 2.2: Tabelas com informações de fontes e receptores no SeisSpace

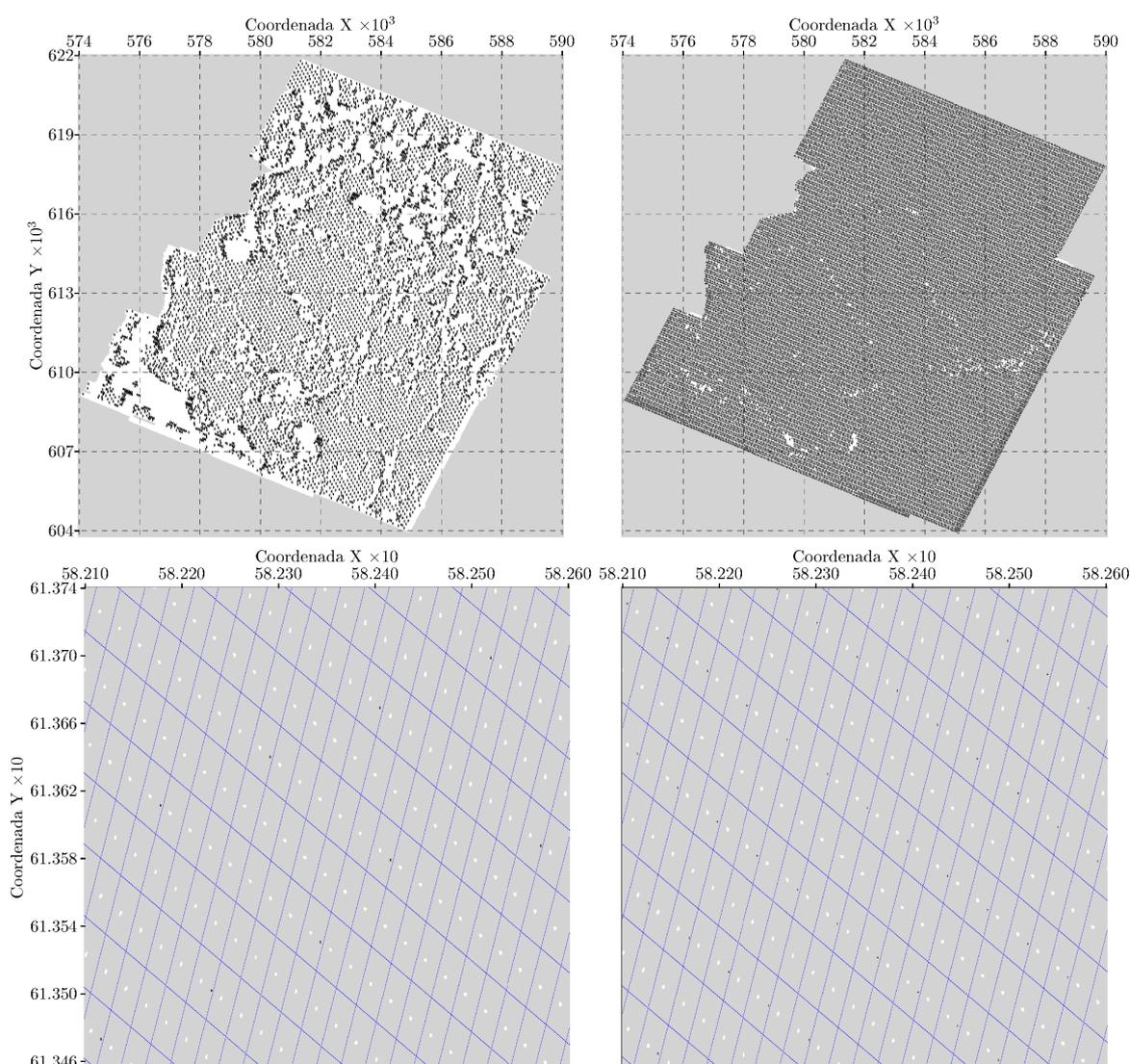


Figura 2.3: Grid para os pontos de tiro e pontos de receptores respectivamente (pontos pretos), e localização dos CMPs (pontos brancos).

Edição

Na etapa de edição é possível zerar valores de amplitudes em determinadas partes do traço sísmico. Dessa maneira, áreas que prejudicam o processamento sísmico são eliminadas. No presente trabalho realizamos um *top mute*, isto é, foi anulada a região situada entre o tempo zero e os tempos das primeiras chegadas.

O *mute* de um dado sísmico 3D utilizando o SeisSpace é obtido a partir de *picks* realizados manualmente nos tiros das extremidades do cubo sísmico e no tiro central (Figura 2.4). Utilizando apenas esses tiros, o *mute* é capaz satisfazer o caráter 3D do dado. Esses *picks* determinam um limite no sismograma onde serão preservados os valores das amplitudes e a região onde as amplitudes serão anuladas. O resultado do *mute* realizado no dado 3D utilizado pode ser observado no sismograma do tiro 500 na Figura 2.5.

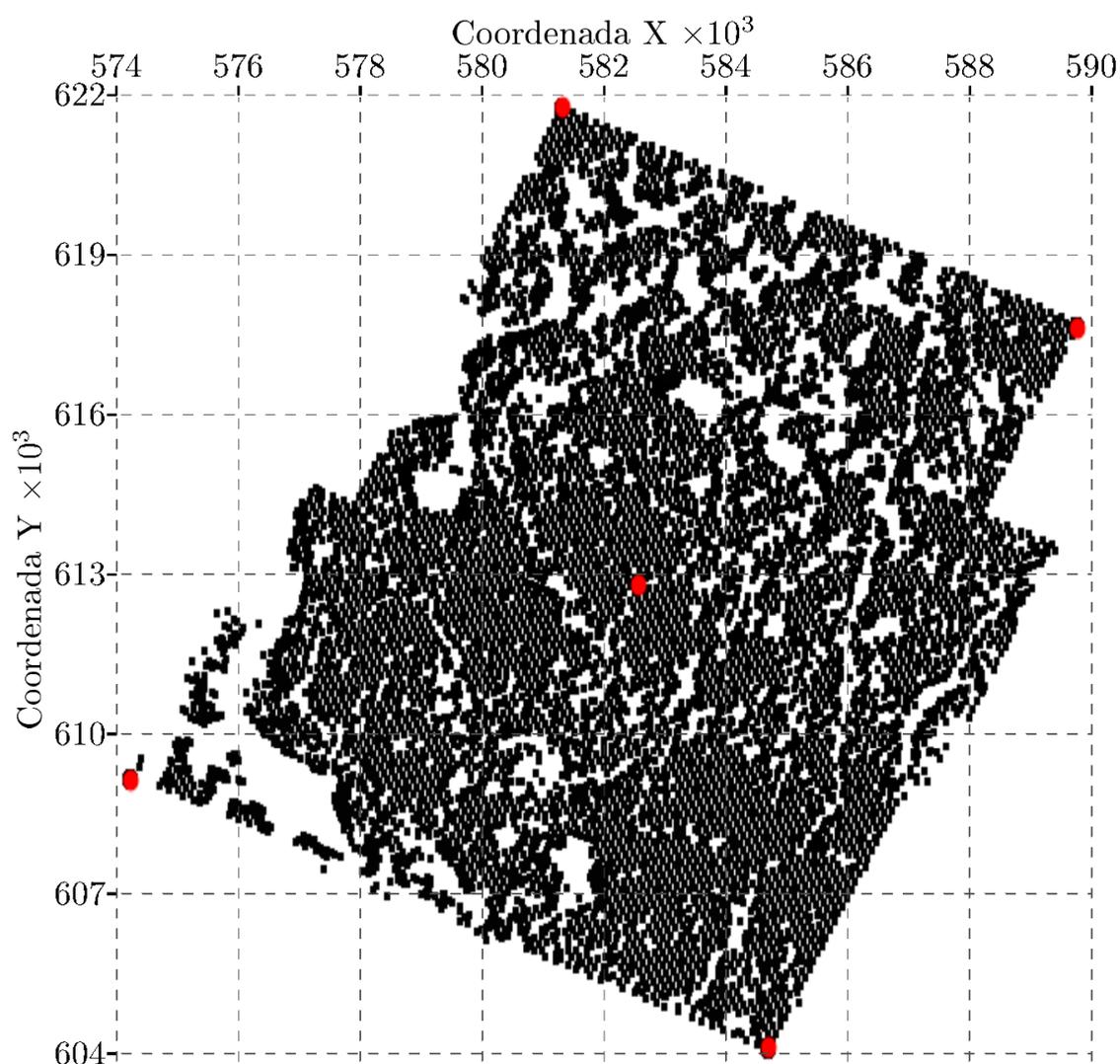


Figura 2.4: Seleção dos tiros das extremidades e tiro central para *mute*.

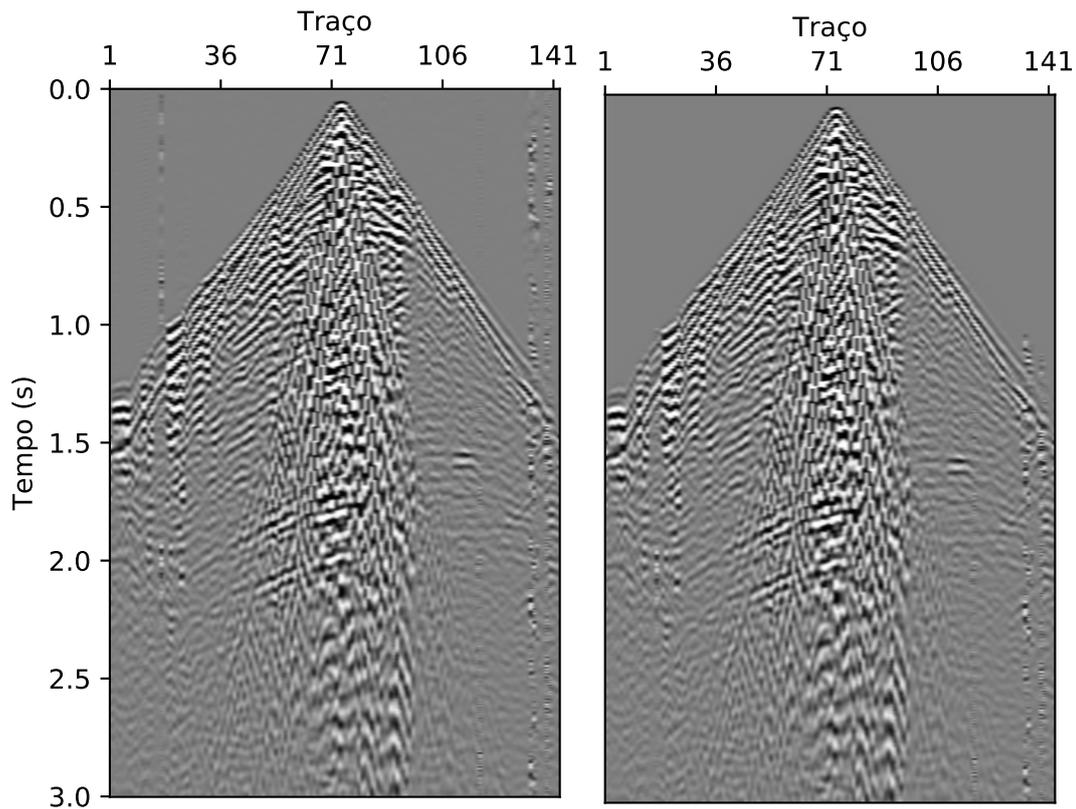


Figura 2.5: Tiro 500 do cubo sísmico antes e após o *top mute* respectivamente.

Correções estáticas

Para corrigir os efeitos referentes a elevação da topografia e a zona intemperizada, mais conhecida como zona de baixa velocidade (ZBV) que causam deslocamento nos tempos de chegada das reflexões, precisa-se fazer a correção estática do dado que corresponde a um deslocamento fixo no tempo em cada traço sísmico. Depois de executada essa etapa, os traços sísmicos resultam como se todas as fontes e receptores estivessem posicionados sobre uma superfície plana, em um mesmo datum.

Algumas informações são necessárias para se fazer a correção estática, são elas: elevação dos pontos de tiro e dos receptores e a velocidade da ZBV. As informações de elevação estão contidas no *database* junto às coordenadas dos canais utilizados, porém a velocidade da ZBV será estimada através de *picks* feitos na primeira quebra do dado, ou seja, na primeira chegada de energia registrada pelos receptores. Os *picks* no dado 3D podem ser gerados através do módulo de Redes Neurais, que necessita de uma rede neural treinada e uma matriz peso salva em um arquivo. Esse arquivo é então usado para automaticamente realizar os *picks* da primeira quebra para o resto do dado. Após a obtenção dessas informações, é feito

o cálculo e aplicação das correções estáticas (Figura 2.7).

Correlacionando o resultado da correção estática com a informação de elevação da fonte foi possível observar que as maiores correções encontradas em módulo estão associadas as maiores diferenças de elevação (Figura 2.6). Isso reforça a ideia de que a correção estática na Bacia do Recôncavo dedica-se na maior parte em corrigir os efeitos de elevação.

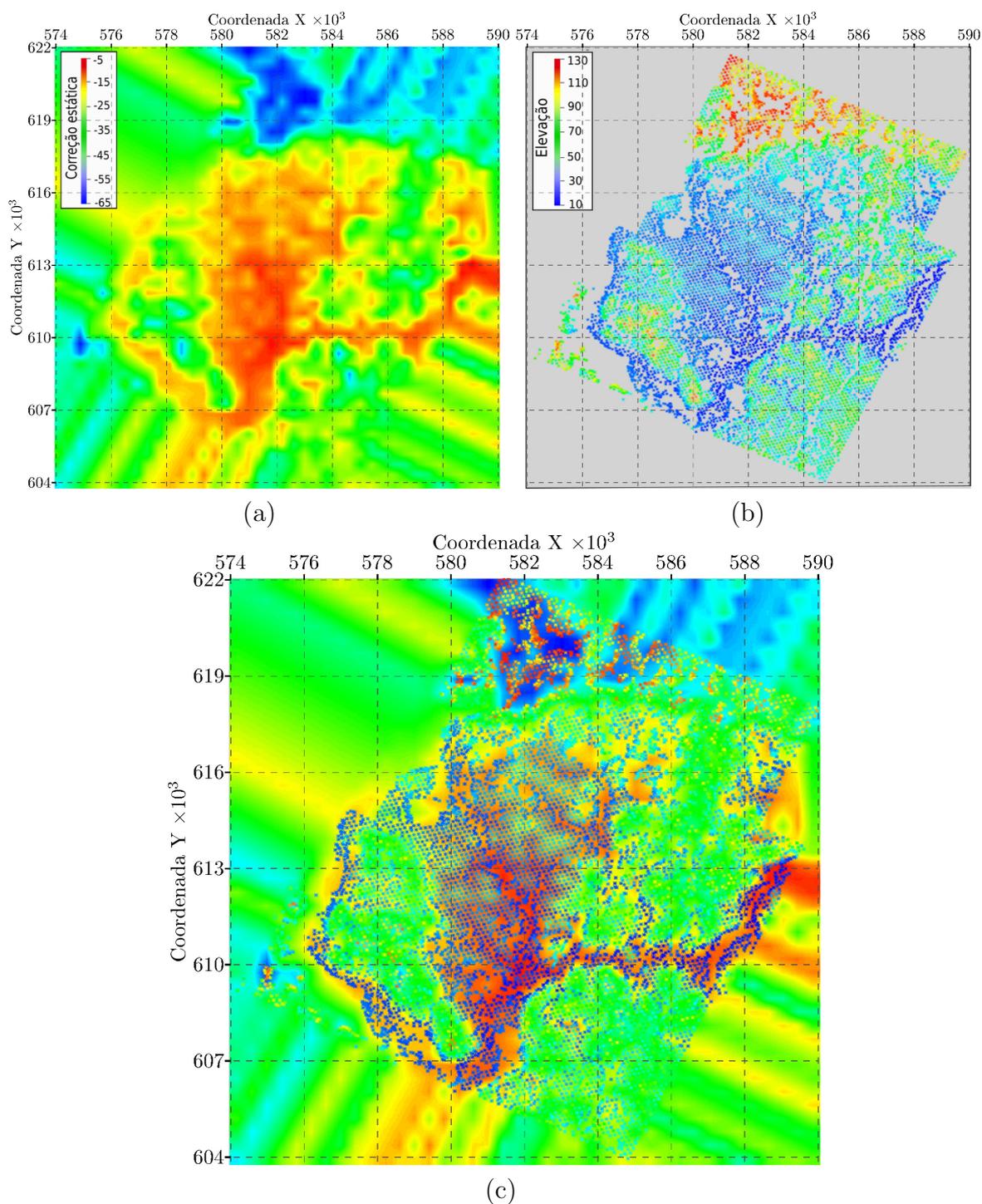


Figura 2.6: Em (a) mapa de correções estáticas, em (b) mapa de pontos de elevação, e em (c) correlação do mapa de correções estáticas com o mapa de pontos de elevação.

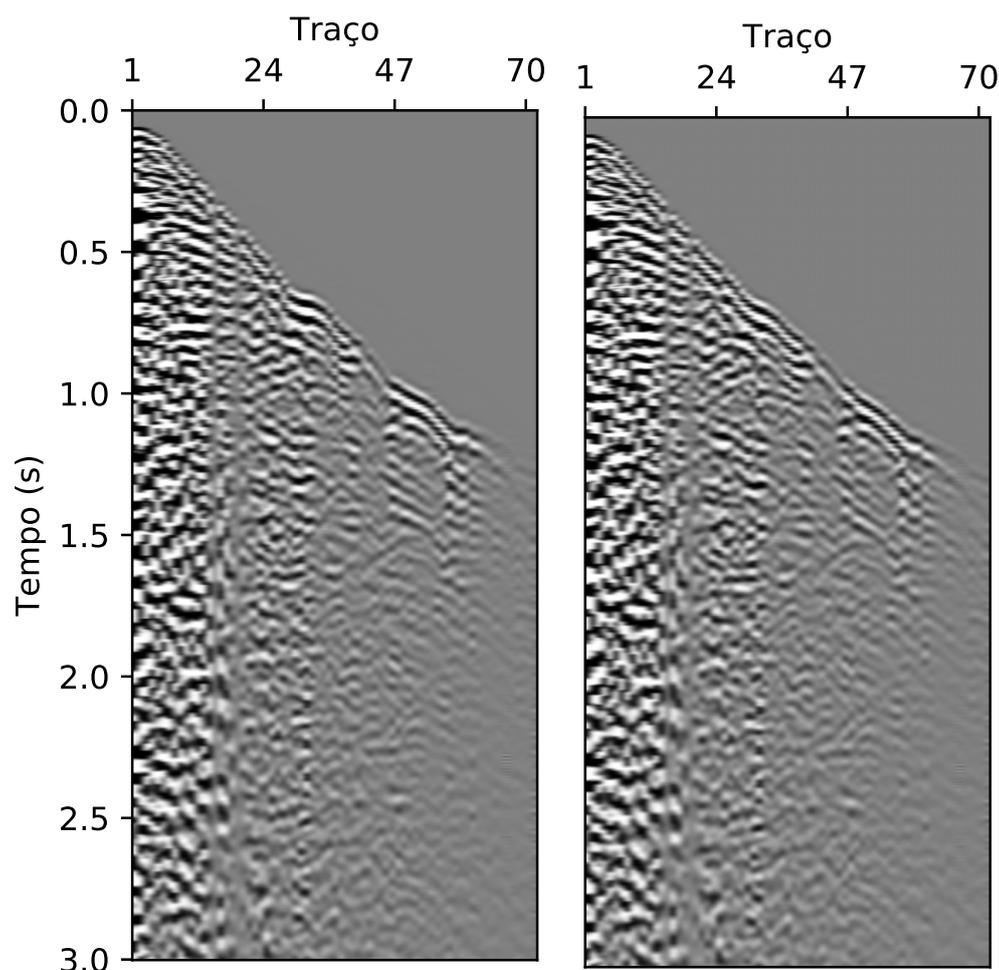


Figura 2.7: Aplicação da correção estática no primeiro tiro no SeisSpace

Correção de amplitude

A correção de amplitude busca compensar a perda do sinal sísmico com o tempo de propagação da onda no interior da terra. Alguns fatores são causadores dessa atenuação de energia, como: divergência esférica (espalhamento da frente de onda durante sua propagação pela terra); a absorção; e as perdas pela superfície de reflexão e transmissão. Há ainda atenuações causadas pelas propriedades intrínsecas das rochas, pelo acoplamento fonte-receptor, por reflexões múltiplas, pela curvatura da superfície do refletor e pela dispersão (Silva, 2004).

Quando se trata da divergência esférica (correção aplicada no dado do presente trabalho) imaginemos como fonte de onda, uma fonte pontual, que gera um campo de ondas em forma esférica num meio isotrópico e homogêneo. A lei da conservação da energia estabelece que a intensidade ou densidade de energia é inversamente proporcional ao quadrado do raio da

frente de onda, logo:

$$p \propto \frac{1}{r^2} \quad (2.1)$$

sendo p a densidade de energia por unidade de superfície, r é o raio da frente de onda. Como a amplitude A da onda sísmica é proporcional a raiz quadrada da densidade de energia, temos:

$$A \propto \left(\frac{1}{r^2}\right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{ou} \quad A \propto \frac{1}{r} = \frac{1}{vt} \quad (2.2)$$

sendo v a velocidade do meio e t o tempo de percurso, precisamos de uma correção que seja diretamente proporcional a t e v . Dessa forma, quanto maior o tempo percorrido menor será a amplitude do sinal. Para um meio estratificado onde as camadas possuem velocidades constantes as perdas de amplitude são maiores do que para um único meio de velocidade constante.

Utilizando a teoria do raio, Newman (1973) propôs uma equação para a correção de amplitude em relação ao espalhamento geométrico, para um modelo de variação vertical de velocidade. Para o caso de um modelo de m interfaces:

$$C_m = \frac{V_{rms}^2 t_0}{V_1} \quad (2.3)$$

onde C_m é o fator de correção; t_0 é o tempo vertical de reflexão; e V_1 é a velocidade na primeira camada. Essa correção depende então do *offset* e da velocidade local. Para realizar essa correção no *software* SeisSpace é preciso assumir que a subsuperfície é constituída de camadas horizontais. A formulação para a correção de amplitude no Seispace necessita apenas da velocidade RMS e do tempo de trânsito *zero-offset*. Por isso, para utilizar o módulo de correção de amplitude é necessário previamente uma etapa de análise de velocidade que construa uma tabela simples de velocidades RMS.

Além da divergência esférica, a absorção é outro processo que causa atenuação na amplitude do dado sísmico. A perda de energia da onda ocorre devido a sua transformação em calor ao entrar em contato com as propriedades intrínsecas da rocha. Essa conversão é irreversível devido ao comportamento inelástico das rochas (Telford et al., 1976).

O pulso ao se propagar sofre perda do seu conteúdo de frequência, de forma que as altas frequências são mais atenuadas que as baixas com a distância, essa ação está associada a absorção. A amplitude decai rapidamente com o tempo de propagação (Silva, 2004). Para medida desse efeito é definido um fator Q que fisicamente esta relacionado ao efeito de absorção em determinada litologia:

$$A_t = A_0 e^{\left(\frac{\pi f t}{Q}\right)} \quad (2.4)$$

sendo f a frequência, t o tempo de percurso da onda, A_0 a amplitude inicial e A_t a medida no tempo t .

Analisando a Figura 2.8, notamos um tiro com efeito de perda de amplitude ao longo do tempo. Após a correção de divergência esférica, as amplitudes apresentam bom balanceamento.

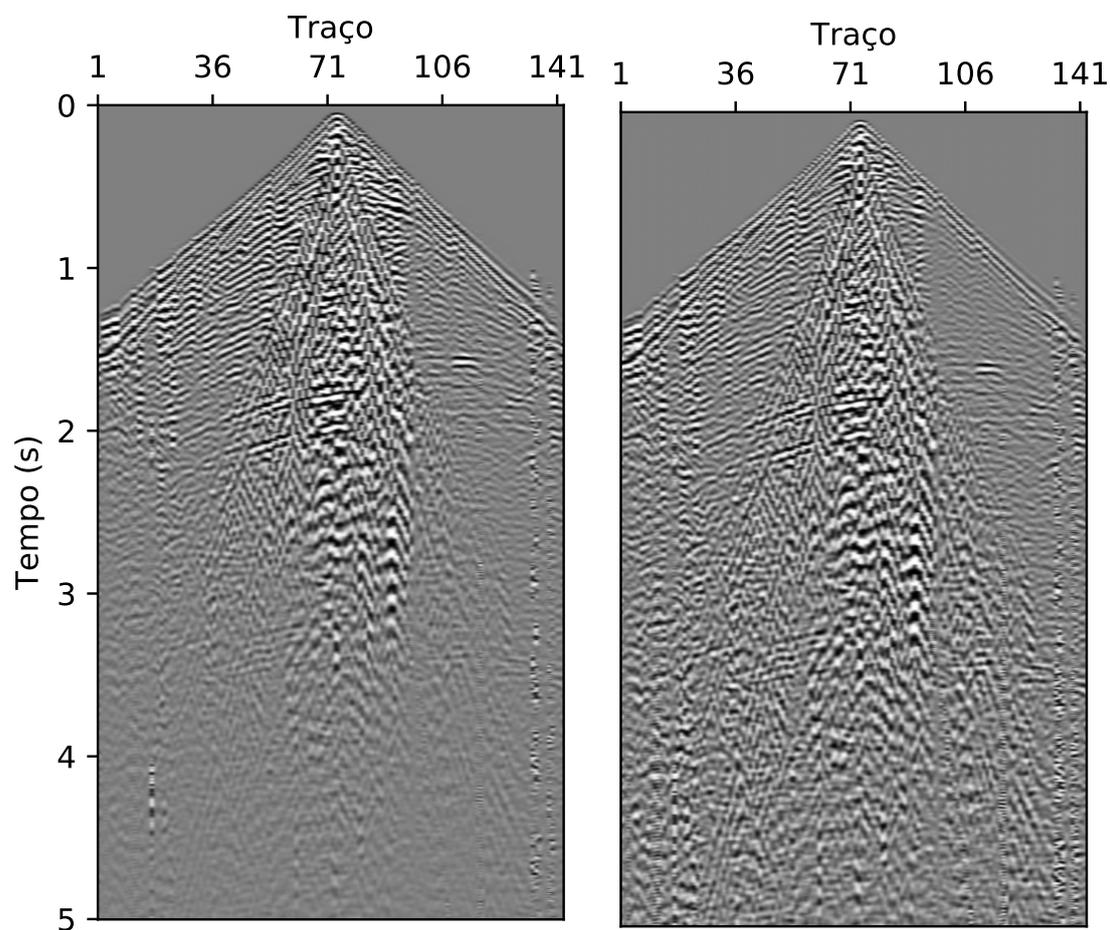


Figura 2.8: Aplicação da correção de divergência esférica no tiro 500 no SeisSpace

2.2 Fundamentos teóricos das filtragens

A busca de soluções para problemas geofísicos utilizando filtros digitais é uma tarefa de grande importância para a ciência. O modelo básico apresentado neste capítulo possui como objetivo minimizar a energia entre o resultado desejado e o resultado real obtido, e assim então encontrar a filtragem ótima para cada método utilizado.

Veremos aqui, a partir dos princípios básicos, a teoria por trás desses filtros, que possuem como principal finalidade melhorar a resolução sísmica fornecendo melhor resultado para as

etapas posteriores como: aplicação de atributos sísmicos e interpretação dos dados.

Singular Spectrum Analysis (SSA-RI) Recursivo Iterativo

Usando a decomposição SVD, é possível decompor uma matriz \mathbf{D} de dimensões $M \times N$, em três novas matrizes geradas pelos vetores e valores singulares:

$$\mathbf{D} = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^T = \sum_{i=1}^N \sigma_i \mathbf{u}_i \mathbf{v}_i^T = \sum_{i=1}^N \tilde{\mathbf{D}}_i, \quad (2.5)$$

sendo $\mathbf{U} = [\mathbf{u}_1, \dots, \mathbf{u}_M]$ a matriz dos vetores singulares unitários, de ordem $M \times N$, $\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1, \dots, \mathbf{v}_N]$ a matriz dos vetores singulares unitários de ordem $N \times N$, e $\mathbf{\Sigma}$ a matriz diagonal de ordem $M \times M$ que contém os valores singulares (Golub e Van Loan, 2012).

Quando o objetivo é decompor cada traço de um sismograma separadamente, o *Singular Spectrum Analysis* (SSA) é útil para separar os componentes (autoimagens do traço). Gerando a matriz Toeplitz $\bar{\mathbf{D}}$ a partir do traço $\mathbf{d} = [d(1), \dots, d(M)]^T$ deslocado em uma amostra a cada coluna, é possível decompor um traço usando o SVD. Definindo-se um operador $\mathbf{J}\{\cdot\}$ que, aplicado ao traço \mathbf{d} , gera a matriz com os traços deslocados.

$$\bar{\mathbf{D}} = \begin{bmatrix} d(1) & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & d(1) & \ddots & \vdots \\ d(M) & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & d(M) & \vdots & d(1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \\ 0 & 0 & \cdots & d(M) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

A representação da matriz trajetória em autoimagens é dada por

$$\bar{\mathbf{D}} = \sum_{i=1}^N \sigma_i \mathbf{u}_i \mathbf{v}_i^T = \sum_{i=1}^N \tilde{\mathbf{D}}_i, \quad (2.7)$$

sendo $\tilde{\mathbf{D}}_i = \sigma_i \mathbf{u}_i \mathbf{v}_i^T$ a autoimagem de índice i .

Aplicando o operador $\mathbf{J}\{\cdot\}$ inverso em $\tilde{\mathbf{D}}_i$, o traço sísmico é restituído:

$$\mathbf{d} = \sum_{i=1}^N \tilde{\mathbf{d}}_i = \sum_{i=1}^N \mathbf{J}^{-1} \left\{ \tilde{\mathbf{D}}_i \right\}. \quad (2.8)$$

Objetivando melhorar a separabilidade dos componentes, Porsani et al. (2018) acrescentaram recursões e iterações ao método, decompondo um sinal em componentes de alta e baixa energia. Usando três ciclos, o algoritmo consegue decompor um traço sísmico e separar

adequadamente as baixas e altas energias. Essa abordagem foi denominada de SSA Recursivo Iterativo (SSA-RI).

O algoritmo é dividido em três ciclos, o ciclo interno calcula o componente de alta energia do sinal através das recursões, que inicia com duas colunas a matriz $\bar{\mathbf{D}}$, e aumenta a cada índice do ciclo, usando apenas os primeiros vetores \mathbf{u} e \mathbf{v} e o primeiro valor singular para gerar o primeiro componente, que corresponde ao componente de mais alta energia. O segundo ciclo (ciclo iterativo J) controla a quantidade que os operadores das recursões atuarão no dado. Todo o procedimento é então repetido com os componentes restantes, com o novo sinal de entrada até o último valor das recursões.

Deconvolução

A deconvolução nos permite melhorar a resolução temporal do dado sísmico. De maneira ideal, a deconvolução seria capaz de recuperar exatamente a função refletividade. O traço sísmico é resultado da interação do pulso sísmico com o meio geológico, desde o instante em que o pulso é gerado até o momento em que as reflexões são registradas. De forma analítica os traços são resultantes da convolução do pulso sísmico gerado na fonte sísmica com uma série de coeficientes de reflexão, a função refletividade, mais um operador linear que representa o ruído indesejável. A deconvolução de um pulso sísmico é então, a convolução do pulso com o seu filtro inverso. Se \tilde{h}_t é uma aproximação do inverso do pulso p_t , então:

$$\tilde{h}_t * p_t \approx \delta_t = \begin{cases} 0 & \text{se } t \neq 0 \\ 1 & \text{se } t = 0 \end{cases}$$

No processo de deconvolução são levados em consideração algumas premissas: o pulso é de fase mínima, a refletividade é branca (Yilmaz, 1987), isto é, aleatória, e o pulso deve ser estacionário ao longo do traço sísmico. Sendo assim, o filtro de Wiener é causal $t = (0, \dots, N)$ e a função de autocorrelação (FAC) utilizada é estimada diretamente do traço sísmico sendo apenas uma aproximação da FAC do pulso sísmico. A deconvolução de Wiener-Levinson tem três etapas: 1) Estima-se os coeficientes da função autocorrelação (FAC); 2) Obtêm-se o filtro inverso de Wiener-Levinson (WL); 3) Aplica-se o filtro aos traços sísmicos, através da deconvolução.

Sendo o traço sísmico x_t pode ser representado pelo modelo autoregressivo (AR):

$$\tilde{x}_t = \tilde{a}_1 x_{t-1} + \dots + \tilde{a}_N x_{t-N}. \quad (2.9)$$

O erro de predição $e_t = x_t - \tilde{x}_t$ pode ser representado por:

$$e_t = x_t - \tilde{a}_1 x_{t-1} - \tilde{a}_2 x_{t-2} - \dots - \tilde{a}_N x_{t-N} \quad \text{ou} \quad e_t = \begin{bmatrix} x_t & x_{t-1} & \dots & x_{t-N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -\tilde{a}_1 \\ \vdots \\ -\tilde{a}_N \end{bmatrix}$$

O vetor $(1 \ a_1 \ a_2 \ a_3)$ representa o operador preditivo de erro e os coeficientes a_N , $N = 1, 2, 3$ são obtidos com o método dos mínimos quadrados, resolvendo-se o sistema de equações normais abaixo:

$$\begin{bmatrix} r_0 & r_1 & r_2 & r_3 \\ r_1 & r_0 & r_1 & r_2 \\ r_2 & r_1 & r_0 & r_1 \\ r_3 & r_2 & r_1 & r_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{a3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (2.10)$$

E_{a3} é a soma total dos erros quadrados minimizados e r_N representa os coeficientes da função de autocorrelação do traço sísmico x_t . A matriz de equações normais é a matriz de autocorrelação banda-estruturada Toeplitz. Este é um caso particular do método dos mínimos quadrados e pode ser resolvido pela recursão de Levinson.

2.3 Processamento sísmico avançado

Nesta fase do processamento, o dado já está adequado para a aplicação de métodos mais complexos e sofisticados. Sendo assim, é possível atenuar ruídos coerentes que prejudicam a visibilidade das reflexões sísmicas. É nesta etapa com maior razão sinal-ruído que é gerado o campo de velocidades para obter a seção empilhada final.

Filtragem do Ground Roll

O ruído mais comum encontrado nos dados sísmicos terrestres é conhecido como *ground roll*. Esse ruído coerente tem como principais características as altas amplitudes e baixas frequências. O registro da componente vertical das ondas Rayleigh é o motivo da origem do *ground roll*. Este é um ruído linear que apresenta uma forma de cone ou semi-cone nos sismogramas com uma inclinação acentuada. Sua amplitude decai com a profundidade e é proporcional a distância percorrida (r) segundo a relação $1/\sqrt{r}$. Devido a esse fato o *ground roll* apresenta uma amplitude superior aos eventos sísmicos de interesse que tem um decaimento de amplitude com a distância percorrida (r) maior, proporcional a $1/r$ (Alves, 2013). Devido a sua interferência nas reflexões do dado, esse ruído necessita ser atenuado para que se possa obter uma seção empilhada final com boa qualidade.

Ao utilizar o RI-SSA é possível separar o conteúdo de mais alta energia de um traço, eliminando sua primeira autoimagem, onde a maior parte dessa energia está contida, dessa forma, pode-se utilizar este método para atenuar o ground roll nos dados sísmicos terrestres. Os parâmetros recursivo e iterativo definem a qualidade da separabilidade entre o ruído desejado e as informações de interesse. Altos valores na recursão é possível observar a presença de mais baixa frequência no resultado final. A iteração controla o quão separada uma banda de energia será da outra, quanto maior o valor da iteração maior será a separação entre baixa e alta Frequência.

Deconvolução do pulso

A deconvolução de Wiener-Levinson desenvolvida na linguagem fortran.90 pode ser inteiramente manipulada. O filtro de Wiener-Levinson foi testado utilizando vários coeficientes. Porém, percebeu-se que quando o número de coeficientes era superior a 5, o método atuava de forma severa, destruindo muita informação importante para o processamento o que torna a sua aplicação inviável para o aumento da resolução temporal. Portanto utilizou-se o número de coeficientes igual a 5, já que esta foi capaz de manter um equilíbrio entre atenuar o ruído e comprimir as reflexões de interesse principalmente na região rasa do dado.

Nesta etapa, bem como na etapa de filtragem do *ground roll*, foi necessário converter o dado do formato do Promax para o formato SEG-Y e posteriormente através do comando *segypread* convertendo o dado SEG-Y para SU (*Seismic Unix*). Por fim, com o dado em SU, utilizando o comando *sustrip* para converter em AD, isto é, o formato ideal para aplicação do código fortran.90. Após as filtrações, o dado resultante foi convertido para SU com o comando *supaste* e então para SEG-Y com o comando *segypwrite*. Dessa maneira, foi possível entrar novamente com o dado no *Seispace*, porém agora o dado estava filtrado.

Correção estática residual

A correção estática residual tem como objetivo corrigir erros estáticos restantes da correção estática realizada anteriormente. Essa falha na etapa da estática só pode ser observada após a correção NMO, onde, em função dessas incorreções, os refletores não podem ser completamente horizontalizados.

Esses erros estáticos residuais são resultantes de variações próximas a superfície nas fontes e nos receptores. A correção nas variações dessas posições é necessária para maximizar a coerência na seção empilhada. Além de corrigir resíduos da correção estática, a correção estática residual também ajusta efeitos produzidos por erros na aplicação da correção NMO,

contribuindo para refletores com maior linearidade.

No *software* SeisSpace, dois pré-requisitos são impostos: o dado de entrada deve estar corrigido de *normal moveout* para que se possa observar os erros gerados após a correção; e deve-se estabelecer um *pick* de horizonte que marque um refletor inteiro na seção empilhada, este servirá então como guia para a aplicação da estática residual representada na Figura 2.9.

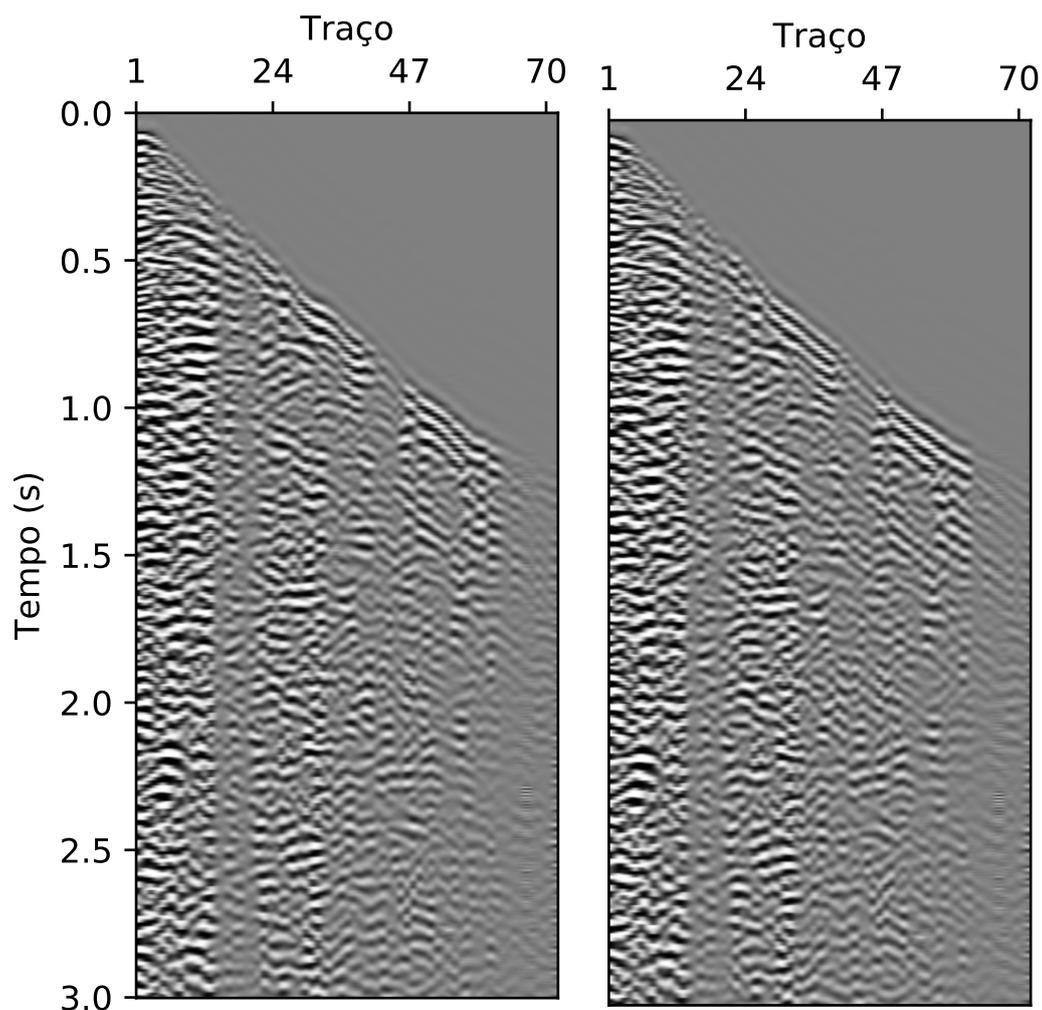


Figura 2.9: Aplicação da correção estática residual no primeiro tiro no SeisSpace.

Correção *normal moveout* (NMO)

Tratando-se da organização do dado em famílias de ponto médio comum, é possível observar que neste domínio as reflexões são representadas por hipérboles no sismograma. A correção *Normal Moveout* (NMO) tem como objetivo corrigir o atraso no tempo de chegada das reflexões nessas famílias CMP, devido ao afastamento fonte-receptor, com relação ao tempo

duplo de incidência normal ou *zero offset*. Esta pode ser calculada a partir da equação:

$$\Delta t = \sqrt{t_0^2 + \left(\frac{x^2}{v}\right)} - t_0 \quad (2.11)$$

sendo t_0 o tempo duplo de trânsito na posição $x = 0$, v a velocidade e x o *offset*.

A velocidade v que corrige o efeito causado pelo afastamento fonte-receptor é chamada de V_{NMO} e como resultado da correção NMO, temos uma família CMP com os eventos hiperbólicos das reflexões posteriormente horizontalizados.

Para um modelo estratificado de camadas horizontais, com velocidades para N camadas dadas por v_j ($j = 1, \dots, N$), Taner e Koehler (1969) definiram uma aproximação para o tempo de trânsito. Assim, considerando afastamentos pequenos entre os traços em relação a profundidade do evento de reflexão, essa aproximação pode ser truncada e escrita da seguinte forma:

$$t^2 = t_0^2 + \left(\frac{x}{V_{rms}}\right)^2 \quad (2.12)$$

para um modelo estratificado horizontal a velocidade média quadrática V_{rms} será igual a velocidade NMO V_{NMO} .

Análise de velocidades

A etapa de análise de velocidades é realizada com o objetivo de fornecer um modelo das velocidades em subsuperfície que corrige o efeito do deslocamento dos dados causados pelo afastamento fonte-receptor, considerando que numa camada horizontal, com velocidade constante, o refletor em função do *offset* tem um formato hiperbólico e com a correção, tudo se passa como se o ponto de tiro e a estação de geofones ocupassem a mesma posição (*zero offset*) (Rosa, 2010). Essa etapa é fundamental para o processamento sísmico, já que a qualidade da seção sísmica empilhada dependerá da precisão na determinação dessas velocidades. A organização em CMPs nesta etapa resulta numa redundância de dados sísmicos que amostram o mesmo ponto em profundidade, aumentando a razão sinal-ruído.

Devido a baixa qualidade dos dados sísmicos, muitas vezes apenas a organização em famílias CMP não é suficiente. Dessa forma, para aumentar a continuidade lateral das reflexões uma saída encontrada é reorganizar as famílias CMPs em *supergathers*. Cada desses *supergathers* reúne traços de mais de uma família CMP, fazendo uso de famílias vizinhas a um CMP central escolhido. Todos esses traços são então tratados como pertencentes ao mesmo CMP e são organizados pelo afastamento fonte-receptor. Essa técnica resulta em um dado com maior resolução, tornando a etapa de análise de velocidades mais confiável,

entretanto é importante não escolher um número muito elevado de CMPs para compor o *supergather*, pois dessa forma é possível não representar o mesmo ponto em subsuperfície causando erros na geração de um campo de velocidades preciso.

No *software Seisspace* a análise de velocidades é feita utilizando o espectro de velocidades que é calculado por medidas de coerência (Taner e Koehler, 1969). A escolha dos pontos, ou *picks* de maior coerência que ocorrem ao longo da trajetória hiperbólica da reflexão em subsuperfície é feita nos painéis *semblances* onde o dado sísmico estará organizado em *supergathers*. Logo, se o espectro de velocidades apresentar poucos pontos de coerência para a escolha dos *picks*, que representam o valor da velocidade que corrige o dado de NMO, não será possível obter um bom resultado de uma seção empilhada. Quando os traços de uma família CMP já estão corrigidos e horizontalizados, eles são somados, e teremos um traço de afastamento nulo, ou *zero-offset*.

Correção *dip-moveout* (DMO)

A correção *dip-moveout* procura solucionar o efeito do mergulho dos refletores em subsuperfície no sismograma corrigido de NMO. Nos casos onde há presença de refletores inclinados, a velocidade que horizontaliza as reflexões devem ser maiores que as velocidades para os mesmos refletores não inclinados (Levin, 1971).

Levar os dados para o afastamento nulo utilizando a correção NMO compromete a confiabilidade da seção zero *offset*, já que os refletores dependem também da sua inclinação. Dessa forma, as famílias de ponto médio comum não representam de maneira precisa o mesmo ponto em subsuperfície. A dependência com o mergulho do refletor é representada por:

$$V_n = \frac{V}{\cos\phi} \quad (2.13)$$

sendo V_n a velocidade NMO, V a velocidade verdadeira e ϕ o ângulo de mergulho do refletor.

A equação NMO que relaciona o tempo de trânsito para diferentes *offsets* com o mergulho do refletor é dada por:

$$t^2 = t_0^2 + \frac{h^2 \cos^2 \phi}{V^2} \quad (2.14)$$

sendo h o afastamento fonte-receptor e t_0 o tempo duplo de zero *offset*.

No *software Seisspace*, a correção DMO é executada nos dados pré-empilhados no domínio do *offset* comum. Esta então, corrige as distorções causadas pelos refletores mergulhantes e empilha o dado logo em seguida. Na Figura 3.24 é possível notar uma melhoria na continuidade dos refletores da inline 205 do cubo sísmico real utilizado.

Empilhamento

O objetivo do empilhamento é somar as amplitudes dos traços de um mesmo CMP, corrigidos de NMO e DMO, obtendo uma pseudo seção *zero offset*, tendo como consequência à diminuição do tamanho dos dados e aumento da razão sinal/ruído. O sucesso do empilhamento depende da qualidade da coerência dos dados e de uma boa análise de velocidade que horizontalize os eventos primários.

O número de traços redundantes num mesmo CMP é conhecido como multiplicidade ou cobertura. Quanto maior for esta cobertura do dado sísmico melhor será a resolução. O processo de empilhamento também serve para atenuar alguns tipos de ruídos aleatórios. A equação para o empilhamento normalizado é dada por:

$$A(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i(t) \quad (2.15)$$

sendo $A(t)$ a amplitude do traço empilhado no tempo t ; N o número de traços ou cobertura da família CMP; i o índice indicador do traço; e $a_i(t)$ o valor da amplitude do traço i no tempo t .

3

Resultados do Processamento Sísmico 3D

Neste capítulo serão apresentados os principais resultados alcançados no processamento sísmico do dado sísmico 3D Riacho São Pedro Jacuípe, e os resultados da aplicação de técnicas de filtragem. Para demonstrar os benefícios dos métodos utilizados, foram escolhidos o tiro 500 do dado 3D, uma família CMP, e a inline 205, situada de forma aproximada no centro do dado onde a razão sinal-ruído é maior.

A abordagem utilizada foi avaliar cada etapa observando os resultados na análise de velocidades e na seção sísmica empilhada resultante. Os resultados são sempre comparados com o dado original, com a finalidade de analisar as melhorias alcançadas. Serão apresentados no trabalho também a plotagem dos espectros de amplitude. Para finalizar, por se tratar de um processamento sísmico 3D, foram escolhidas 3 inlines e 4 crosslines do cubo para demonstrar de forma apropriada a eficácia da execução de todas as etapas do processamento e da aplicação das filtrações.

3.1 SSA-RI para filtragem do *Ground Roll*

A Figura 3.1 representa o resultado da filtragem do *ground roll* no tiro 500 do dado real 3D utilizando quinze recursões e vinte iterações (c) restando praticamente apenas ruído em (b), esse resultado exibe ótima qualidade das reflexões de interesse e atenua quase que na totalidade o ruído coerente. Na Figura 3.2 pode-se observar o resultado no espectro após a aplicação do método RI-SSA. Nota-se que a separação entre baixa e alta frequência foi satisfatória ao analisarmos o ponto de cruzamento entre a curva azul e a curva vermelha.

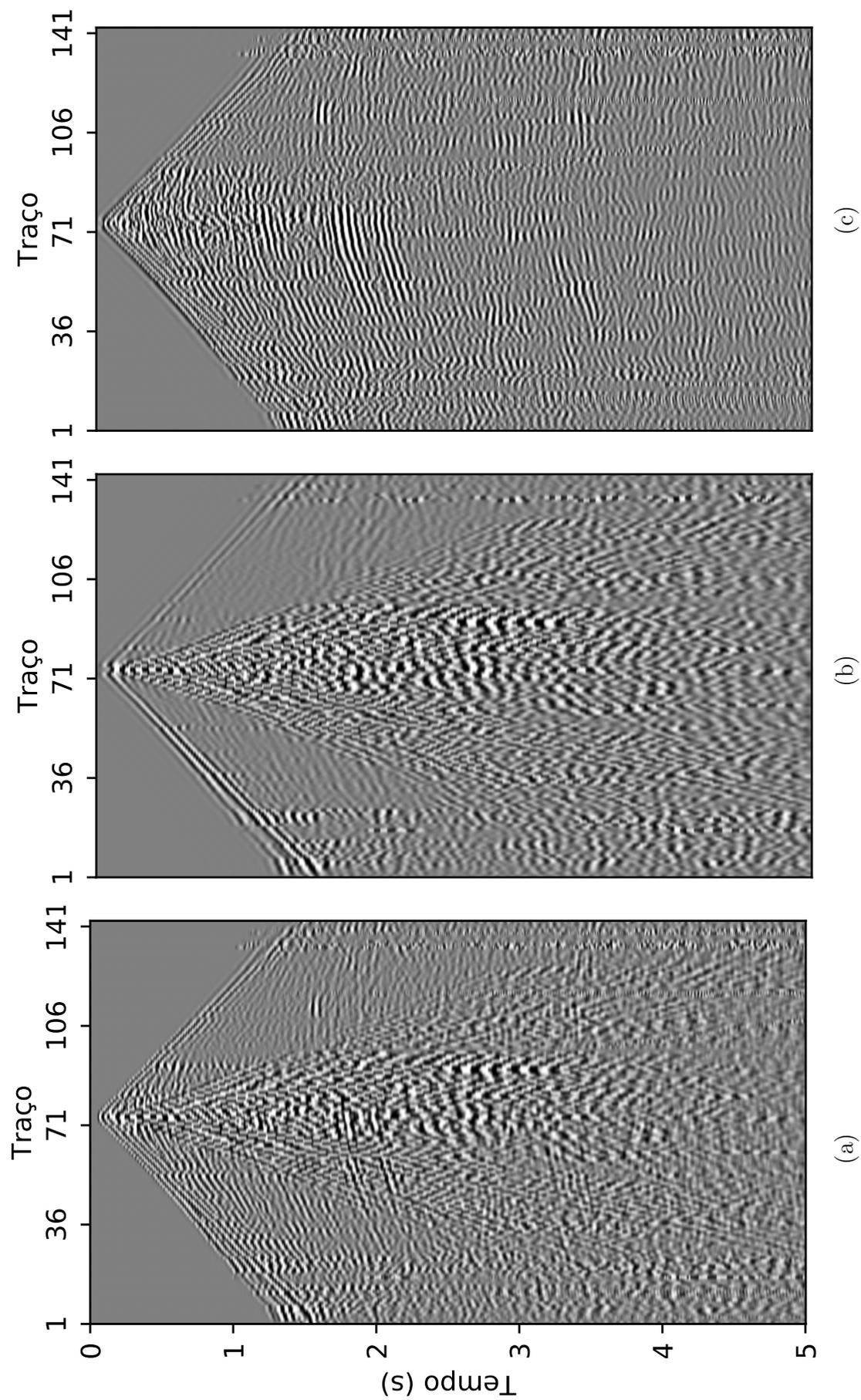


Figura 3.1: (a) representa o tiro 500 do dado real 3D com ruído coerente (*ground roll*), (b) a diferença entre o resultado e o dado original, e (c) o resultado da filtragem do *ground roll* utilizando quinze recursões e vinte iterações.

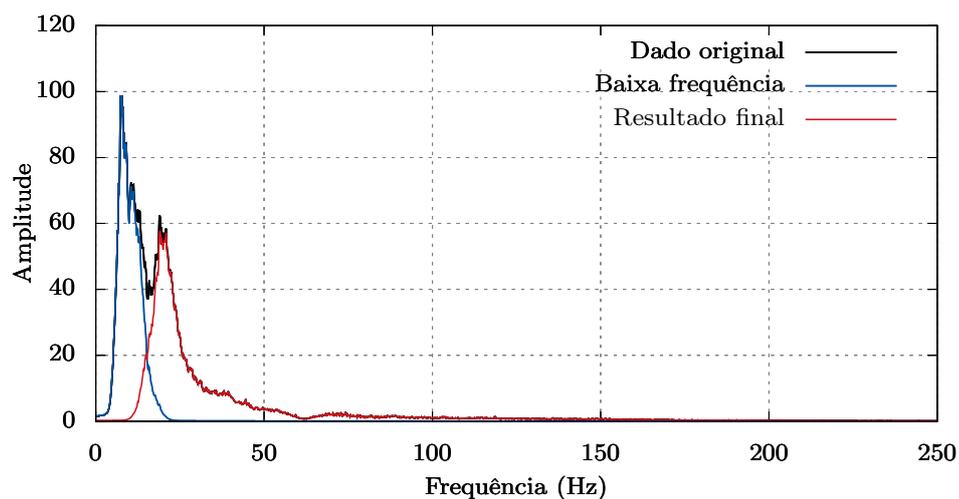


Figura 3.2: Espectro de amplitude do resultado da filtragem do *ground roll*.

3.2 Deconvolução

A deconvolução *spiking* (Figura 3.3) foi testada para vários coeficientes, mas percebeu-se que o melhor resultado era obtido quando o número de coeficientes era igual a 5.

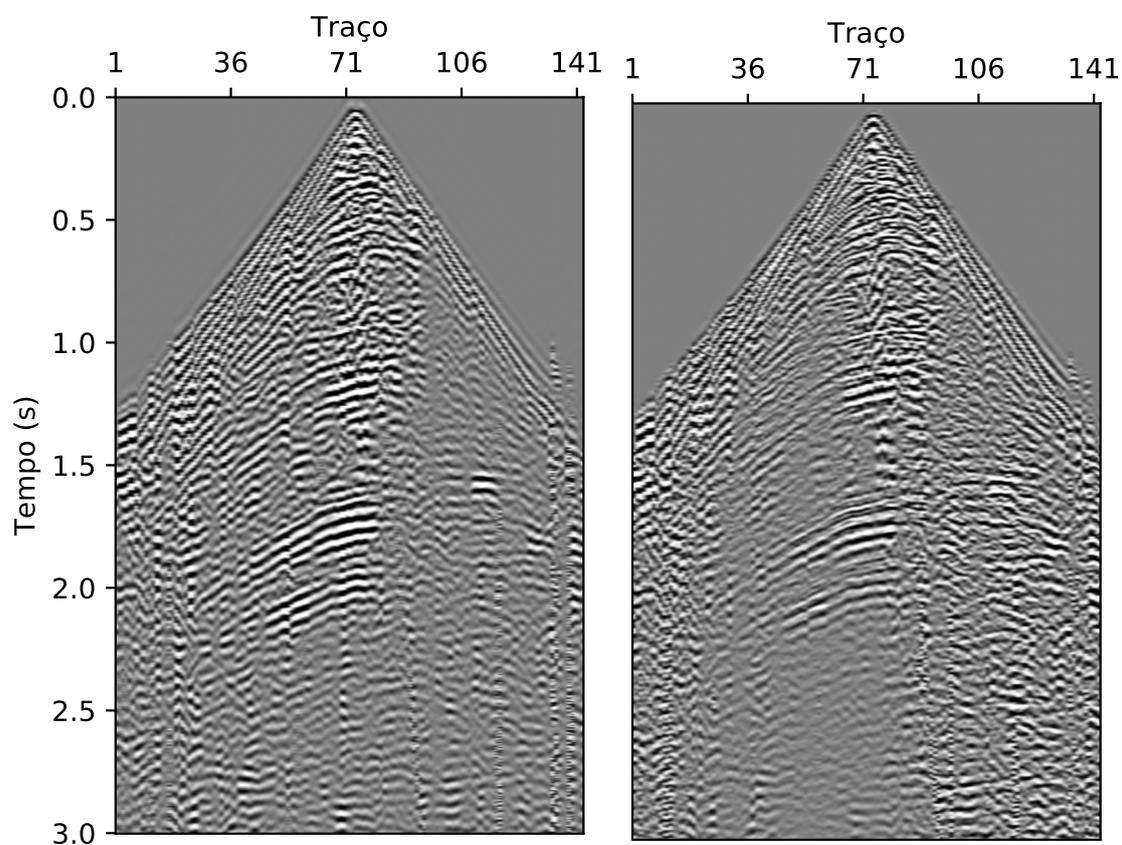


Figura 3.3: Deconvolução Spike no tiro 500

Quando o número de coeficientes foi maior que 5 a filtragem atuou de maneira muito severa e quando menor que 5 a resolução da porção rasa do dado não era satisfatória. Para aplicação da deconvolução, o dado de entrada estava organizado no domínio do tiro, já que a deconvolução *spiking* utilizada funciona traço a traço e é monocanal, ou seja, não faz uso de traços vizinhos. O resultado da deconvolução apresenta eventos bem definidos na porção rasa da seção sísmica empilhada. Um outro resultado importante de se analisar para as deconvoluções é o espectro de potência (Figura 3.4). É possível notar um realce nas informações contidas nas bandas de frequências mais altas. Esse resultado é consistente com o objetivo da deconvolução que é tentar obter a função refletividade.

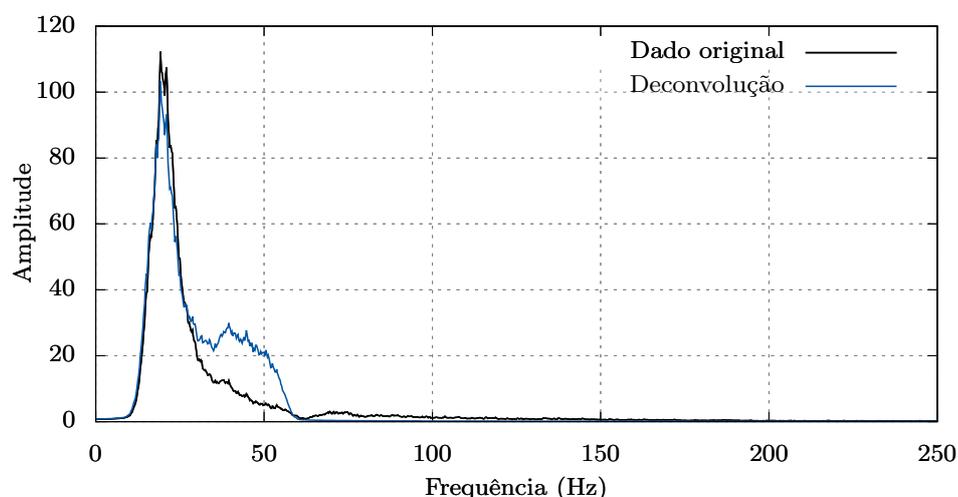


Figura 3.4: Espectro de amplitude do dado original e do dado deconvolvido.

3.3 SSA-RI para correlação espacial

A filtragem SSA-RI permite também a atenuação de ruídos que não contribuem para a correlação lateral do dado sísmico. Sendo assim, a informação correlacionável dos eventos horizontais é concentrada nas primeiras autoimagens, e o ruído que não é correlacionável nas últimas autoimagens. É importante ressaltar que para explorar a linearidade no sismograma, é necessário que o dado esteja no domínio do CMP corrigido de normal moveout.

Domínio do tempo

A aplicação do SSA-RI no domínio $t - x$ na direção do espaço com o dado corrigido de NMO atenua ruídos de alta e baixa energia do dado sísmico. A filtragem explora então, a correlação entre um conjunto de traços sísmicos (sismograma), preservando maior parcela das amplitudes do sinal de interesse.

A Figura 3.5 mostra o CMP identificado pelo cruzamento entre a inline 205 e a crossline 205 do dado 3D real utilizado no trabalho, o resultado da filtragem SSA-RI no domínio do tempo na direção do espaço x e a diferença entre o dado de saída e o dado de entrada. O resultado evidencia as reflexões de interesse e atenua ruídos aleatórios que não contribuem para a coerência do dado. Após a filtragem é possível observar no espectro uma diminuição da amplitude de todo o dado, o que não colabora para uma seção empilhada de qualidade. Contudo esse resultado facilita a etapa de análise de velocidades, tornando os *picks* no semblance mais precisos. Essa afirmação sobre a etapa de análise de velocidades será discutida em uma seção posterior.

Domínio da frequência

Ainda com o objetivo de alcançar melhor coerência lateral, pode-se sair do domínio $t - x$ utilizando a transformada Fourier para o domínio $f - x$ e utilizar a filtragem SSA-RI neste novo domínio. Para isso, a filtragem deve ser feita na direção de cada frequência (direção do espaço), preservando as informações de determinado valor de frequência e atenuando os outros. Neste domínio é importante que o dado esteja também em uma organização que amplifique a sua correlação lateral, como o domínio CMP corrigido de NMO. Ao filtrar o dado para cada frequência é possível preservar então, o sinal de interesse. É importante ressaltar que o tempo de processamento neste domínio é maior que o tempo no domínio $t - x$, devido ao fator claro em que neste caso é preciso levar o dado para o domínio da frequência e retornar para o domínio do tempo após a filtragem.

Fazendo uma comparação entre os domínios, é possível observar resultados similares nos sismogramas nas Figuras 3.5 e 3.6, e resultados similares também no semblance de velocidades. Dessa forma, devido ao tempo de processamento, a filtragem no domínio do tempo foi escolhida para realizar a etapa de análise de velocidades.

3.4 SSA-RI para correlação espacial em painéis corrigidos de NMO com velocidade constante

A mesma técnica de filtragem pode ser aplicada aos dados para evidenciar os eventos correlacionáveis, sem necessariamente fazer uso de uma informação a priori da tabela de velocidades RMS que corrige o dado de *normal moveout*. Para isso utiliza-se uma série de sub-rotinas que combinadas permitem executar a correção NMO, a filtragem e a correção NMO inversa de forma sequencial.

Domínio do tempo

Para determinado CMP o programa que desempenha a filtragem de ruídos não correlacionáveis lateralmente começa corrigindo de NMO o mesmo CMP com velocidades fixas, constantes e equidistantes, gerando dessa forma diversos painéis relativos a cada valor de velocidade usado. Dessa forma, será possível obter uma redundância de informações sobre o mesmo CMP nos painéis onde a correção NMO com determinada velocidade foi satisfatória. O segundo passo, com os painéis disponíveis, a filtragem é realizada em cada painel, preservando assim os eventos horizontais que foram corrigidos para determinado valor de velocidade, e atenuando os eventos sobrecorrigidos e subcorrigidos. Após a filtragem em todos os painéis, a correção NMO inversa é feita para que os painéis retornem a forma hiperbólica convencional. Por fim, todos os painéis são somados com o objetivo de restituir o CMP original, conservando as informações coerentes e redundantes dos painéis agora filtrados.

O resultado desse processo para eliminar ruídos de baixa energia é satisfatório, porém não tão ideal como a filtragem feita unicamente em único painel corrigido com uma tabela de velocidades. Entretanto, a ausência da necessidade de conhecer as velocidades, ou ter que realizar uma etapa de análise de velocidade prévia contribui de forma valiosa para a metodologia.

É importante ressaltar também um ponto negativo do método: o seu tempo de processamento. Devido a utilização de várias sub-rotinas (correção, geração de painéis, filtragem em cada painel e correção inversa) o tempo de processamento da filtragem é bastante superior quanto comparada a filtragem em único painel.

A Figura 3.7 mostra o CMP identificado pelo cruzamento entre a inline 205 e a crossline 205 do dado 3D real utilizado no trabalho e o resultado da filtragem SSA-RI nos painéis no domínio $t - x$ feita na direção do espaço. Pode-se observar que os eventos correlacionáveis lateralmente foram acentuados.

Na Figura 3.7 é importante notar também uma forte atenuação nos eventos mais rasos próximos a superfície. Isso ocorre devido a metodologia do processo usado, já que tratando-se da correção NMO, os eventos mais rasos possuem uma curvatura maior do que os eventos mais profundos. Portanto essa condição gera uma maior número de painéis não corrigidos adequadamente na porção mais rasa. Sendo assim, ao realizar a correção NMO inversa e restituir o sinal original através de um somatório, alguns termos de interferência serão adicionados a equação, subtraindo valores de amplitude na parte superficial do dado.

Domínio da frequência

A mesma metodologia de filtrar painéis de velocidades constantes pode ser usada no domínio $f - x$. Nesse caso, o processo é praticamente o mesmo desenvolvido no domínio $t - x$, a diferença é que nesse contexto cada painel corrigido de NMO é levado para o domínio da frequência, e então estes são filtrados nesse domínio. Após a filtragem, retorna-se o dado para o domínio do tempo e continua-se o processo de correção NMO inversa para restituir o CMP filtrado.

No domínio da frequência, esse processo torna-se mais custoso computacionalmente, visto que, além de realizar a filtragem para cada painel, cada destes ainda deve ser levado também para o domínio da frequência. Contudo neste domínio apresentam-se duas qualidades significativas: Pode-se também desprezar o conhecimento de uma tabela de velocidades prévia; E não ocorrem os termos de interferência antes encontrados no domínio do tempo, que causavam efeito de atenuação na porção rasa do dado. Uma vez que a filtragem é feita no domínio da frequência, quando retorna-se para o domínio do tempo e realiza-se a correção NMO inversa, os eventos não atenuados são restituídos de tal forma que o somatório não irá possuir termos notáveis de interferência. A Figura 3.8 apresenta o resultado da filtragem realizada no domínio da frequência.

3.5 Análise de velocidades

Para se realizar esta etapa no *Seispace*, foram gerados *supergathers* para aumentar a coerência dos refletores. Em seguida, os painéis de *semblances* foram gerados com o intuito de verificar a influência das técnicas de filtragem. Partindo do conceito que os métodos de filtragem aplicados neste trabalho buscam aumentar a coerência dos refletores, é possível verificar que os painéis de *semblance* irão melhorar consideravelmente. Com objetivo de constatar o efeito positivo dos métodos de filtragem no espectro de velocidade, a análise de velocidade foi feita no *supergather* do CMP definido pelo cruzamento entre a inline 205 e a crossline 205 do dado 3D, antes de realizar qualquer filtragem e após cada uma delas (Figuras 3.9 e 3.10). Sendo assim, o campo de velocidades gerado a partir do dado filtrado representa melhor os valores de velocidade de subsuperfície e conseqüentemente refletirá na qualidade da seção sísmica empilhada e migrada.

Semblance após o *Singular Spectrum Analysis* (SSA) Recursivo Iterativo para filtragem do ruído coerente e deconvolução

A atenuação do ruído de baixa frequência teve importância significativa no espectro de velocidades. É clara a definição de pontos de maior coerência após a filtragem do *ground-roll*, principalmente nas partes mais profundas do dado (Figura 3.9). A deconvolução Spike realizada nos dados apresentou grande influência principalmente na porção rasa. Numa escala de detalhes é possível observar que entre 0 e 1 s houve melhor demarcação dos pontos de coerência (Figura 3.9).

Semblance após o *Singular Spectrum Analysis* (SSA) Recursivo Iterativo na frequência para correlação espacial

O resultado de maior destaque no tópico de espectros de velocidade é o *semblance* obtido a partir da filtragem no domínio da frequência objetivando a correlação lateral. Este foi o espectro final utilizado para a geração do campo de velocidades final empregado na seção empilhada e migrada.

É evidente o contraste entre o dado não filtrado e o dado filtrado (Figura 3.10). Além de maior coerência entre os pontos, o novo *semblance* apresenta também uma tendência crescente das velocidades, o que condiz com o que usualmente acontece em subsuperfície. As pequenas variações de inversões de velocidades, provavelmente ocorrem devido ao ambiente extremamente falhado onde se encontra a região do dado 3D utilizado.

Semblance após o *Singular Spectrum Analysis* (SSA) Recursivo Iterativo na frequência para correlação espacial em painéis corrigidos de NMO com velocidade constante

A filtragem visando maior coerência lateral nos painéis de velocidade constante foi capaz de gerar um espectro de velocidades com maior precisão quando comparado ao espectro original. Ainda que a filtragem no domínio da frequência realizada em apenas um painel tenha fornecido um resultado mais satisfatório para a etapa de análise de velocidades, esse resultado (Figura 3.10) também é interessante já que dispensou-se o conhecimento prévio das velocidades das camadas para alcançar este resultado.

3.6 Resultados das filtragens em seções empilhadas

Os resultados finais empilhados das etapas do processamento e das filtragens aplicadas neste trabalho serão apresentados nessa seção. Para análise, a inline 205 do cubo foi escolhida e apresentada, sendo sempre comparada com a inline bruta (Figura 3.11). As seções empilhadas foram geradas a partir de uma análise de velocidade, utilizando como dado de entrada o dado filtrado com o SSA-RI buscando coerência lateral no domínio da frequência.

Inicialmente fez-se o pré-processamento do dado original, dessa forma como resultado da organização da geometria do dado, da correção estática e correção de amplitude temos a figura 3.12. Observando este resultado já é possível notar maior continuidade nos refletores, feito produzido principalmente devido a correção estática.

A Figura 3.13 mostra a seção sísmica empilhada após a atenuação do *ground roll* utilizando a técnica SSA-RI. Observa-se que há alta quantidade do ruído *ground roll* na seção bruta (Figura 3.11, sendo facilmente identificado devido ao padrão linear com inclinação de 45°. O método foi eficaz ao atenuar adequadamente as baixas frequências relacionadas a este ruído coerente, aumentando a razão sinal-ruído e evidenciando eventos em subsuperfície que antes estavam ocultos. A Figura 3.14 mostra a seção sísmica empilhada e deconvolvida pelo Fortran após a filtragem do *ground roll*. Observa-se que o método de deconvolução atuou significativamente na compressão do pulso na porção rasa do dado.

As Figuras 3.15 e 3.16 representam seções sísmicas empilhadas após a fase do processamento sísmico avançado. A primeira figura mostra o resultado da correção estática residual que corrige os deslocamentos restantes residuais da correção estática. A segunda figura exhibe o resultado da correção DMO, aprimorando a horizontalização dos refletores. Nos dois resultados é possível observar uma evolução na resolução dos refletores em subsuperfície.

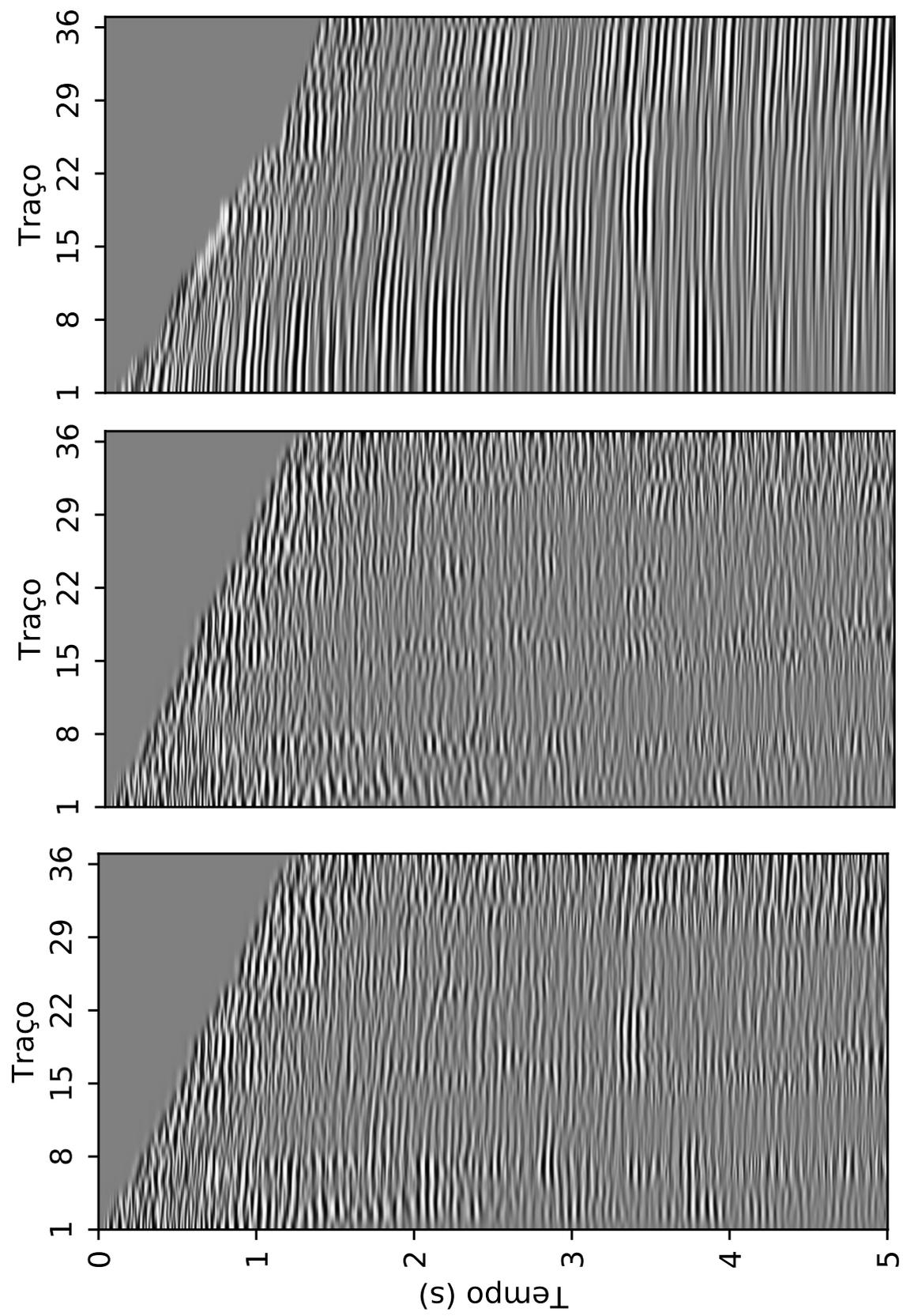


Figura 3.5: Resultado da filtragem SSA-RI no domínio do tempo para correlação lateral.

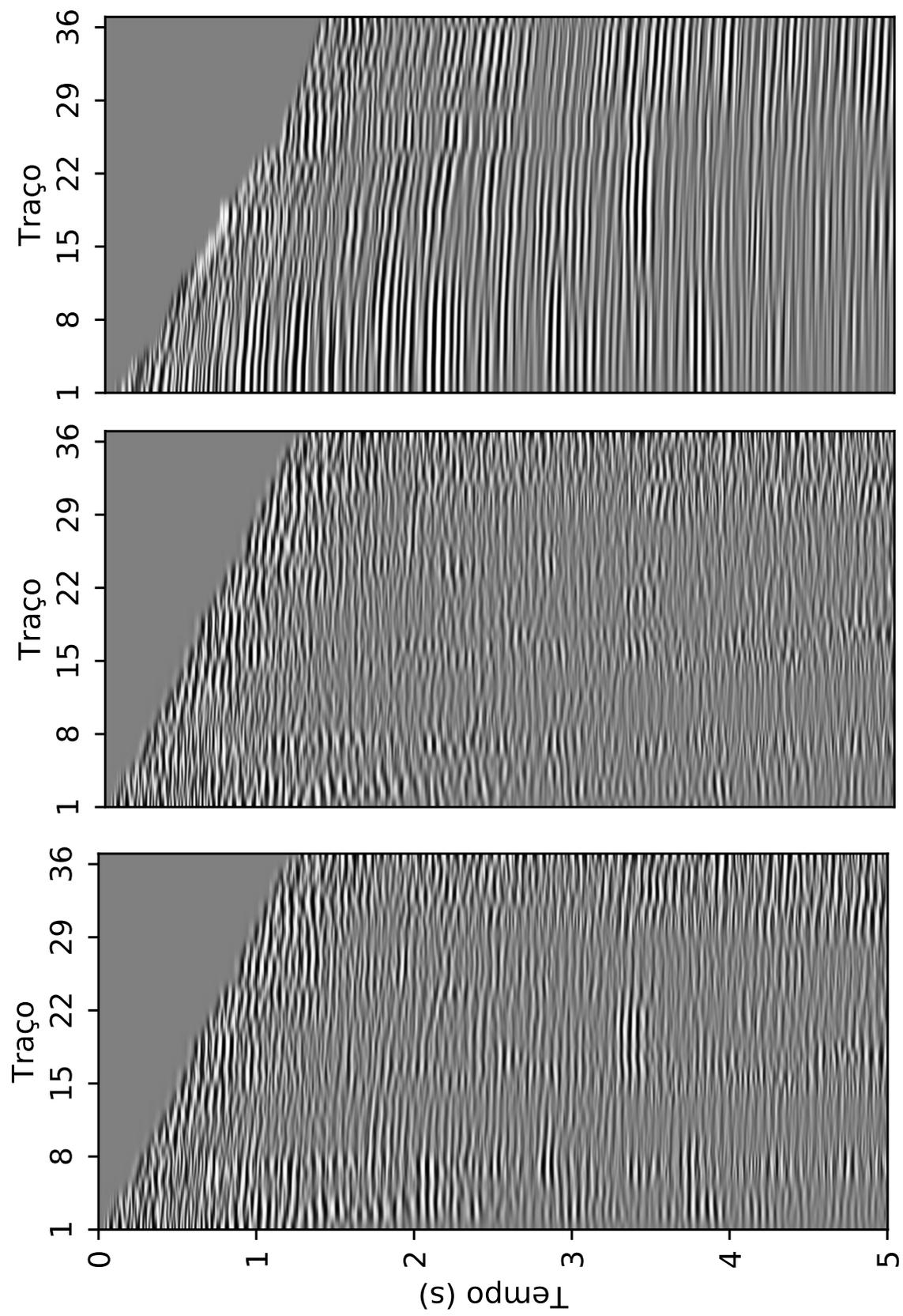


Figura 3.6: Resultado da filtragem SSA-RJ no domínio da frequência para correlação lateral.

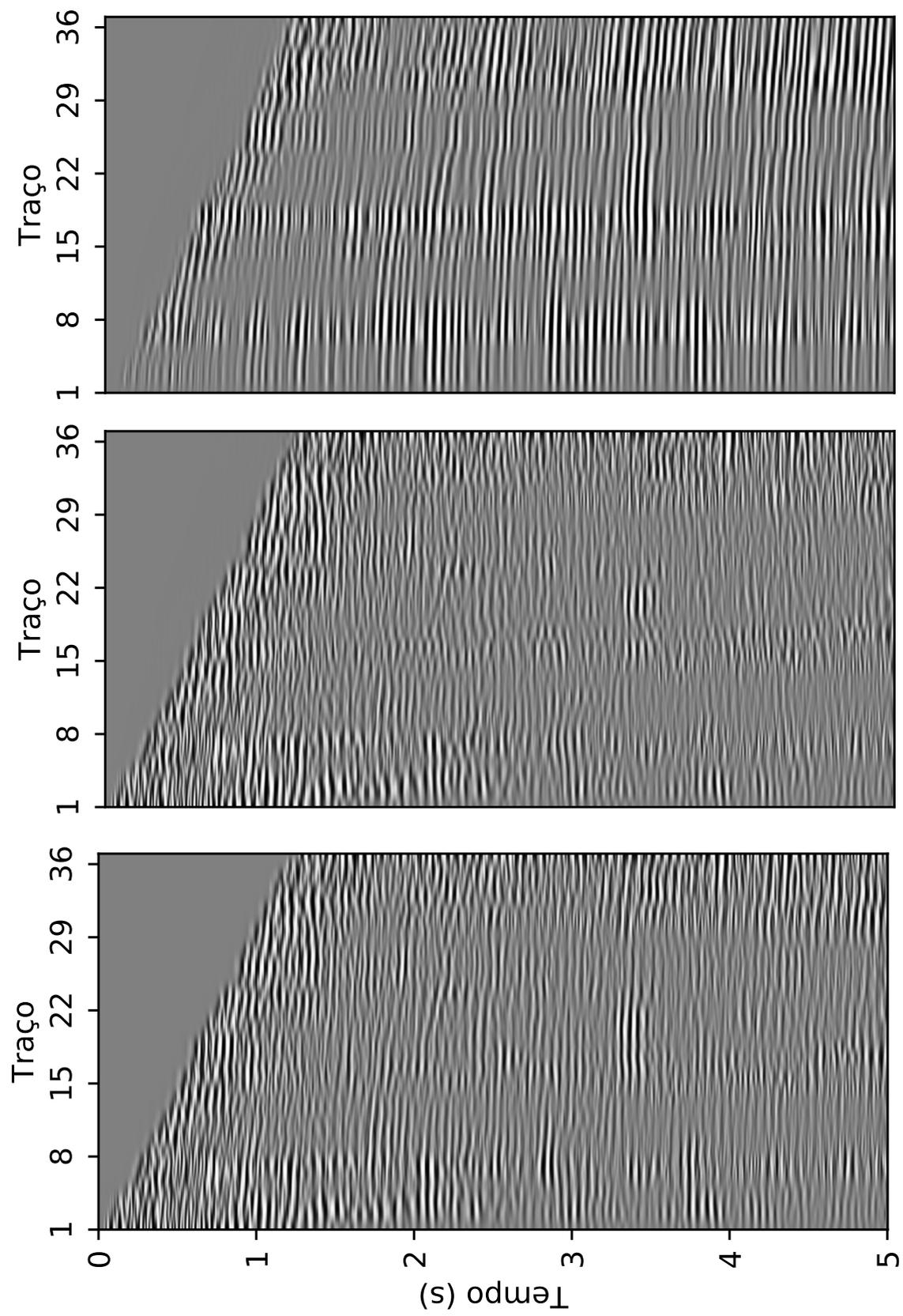


Figura 3.7: Resultado da filtragem SSA-RI no domínio do tempo em painéis de velocidade constante para correlação lateral.

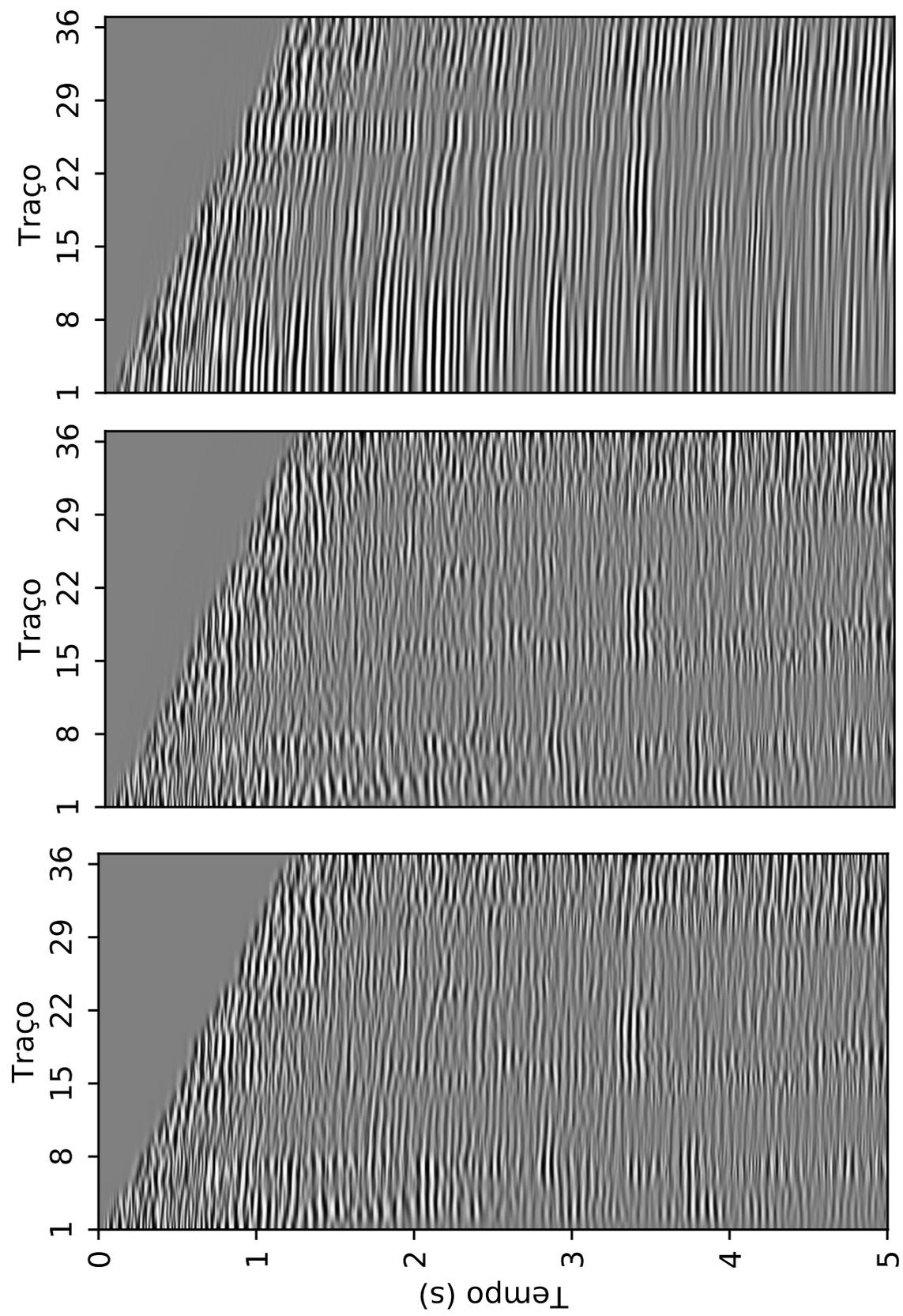


Figura 3.8: Resultado da filtragem SSA-RI no domínio da frequência em painéis de velocidade constante para correlação lateral.

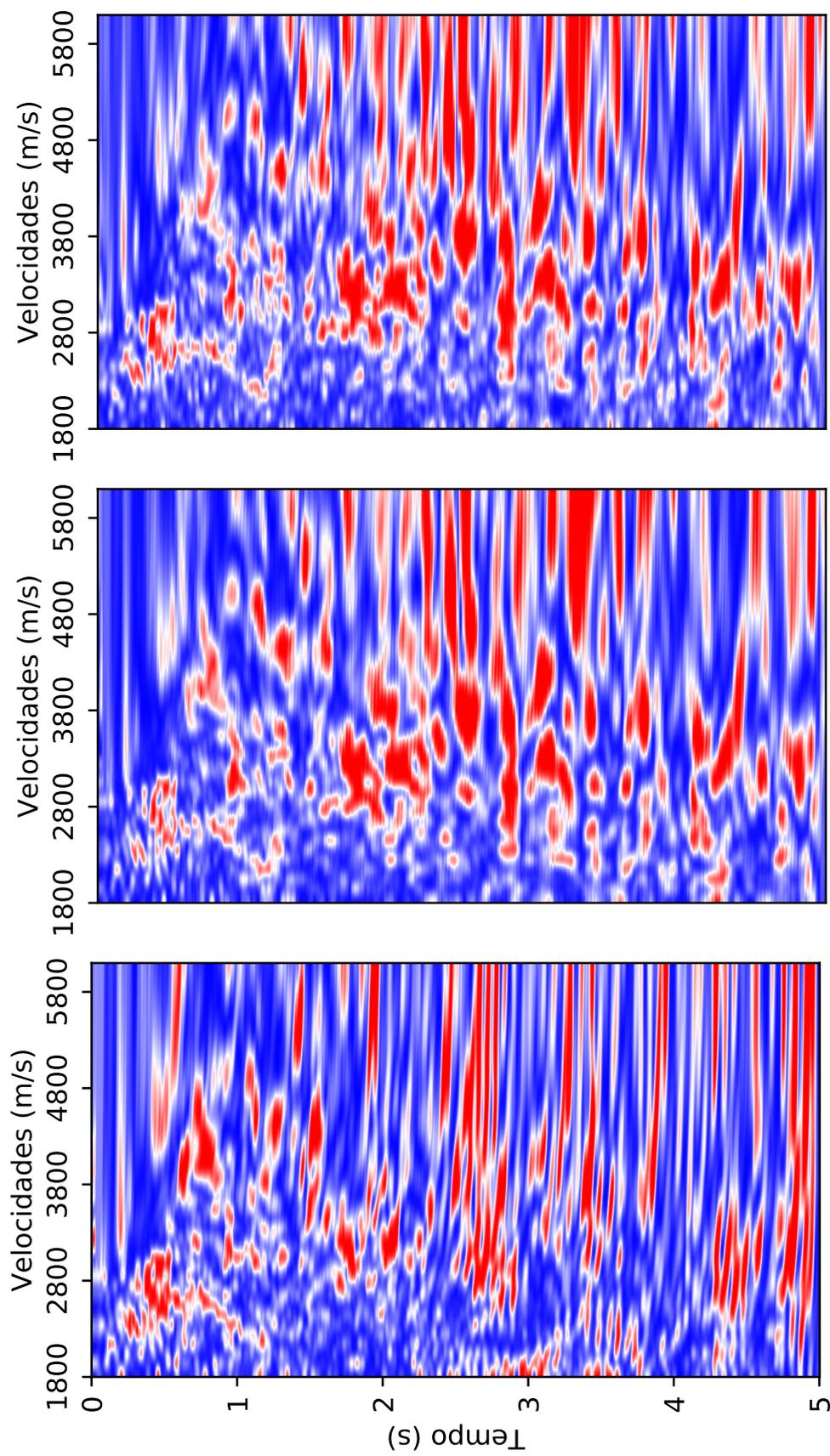


Figura 3.9: *Semblance* bruto, *Semblance* resultante após atenuação do *ground-roll* e *Semblance* após a deconvolução respectivamente.

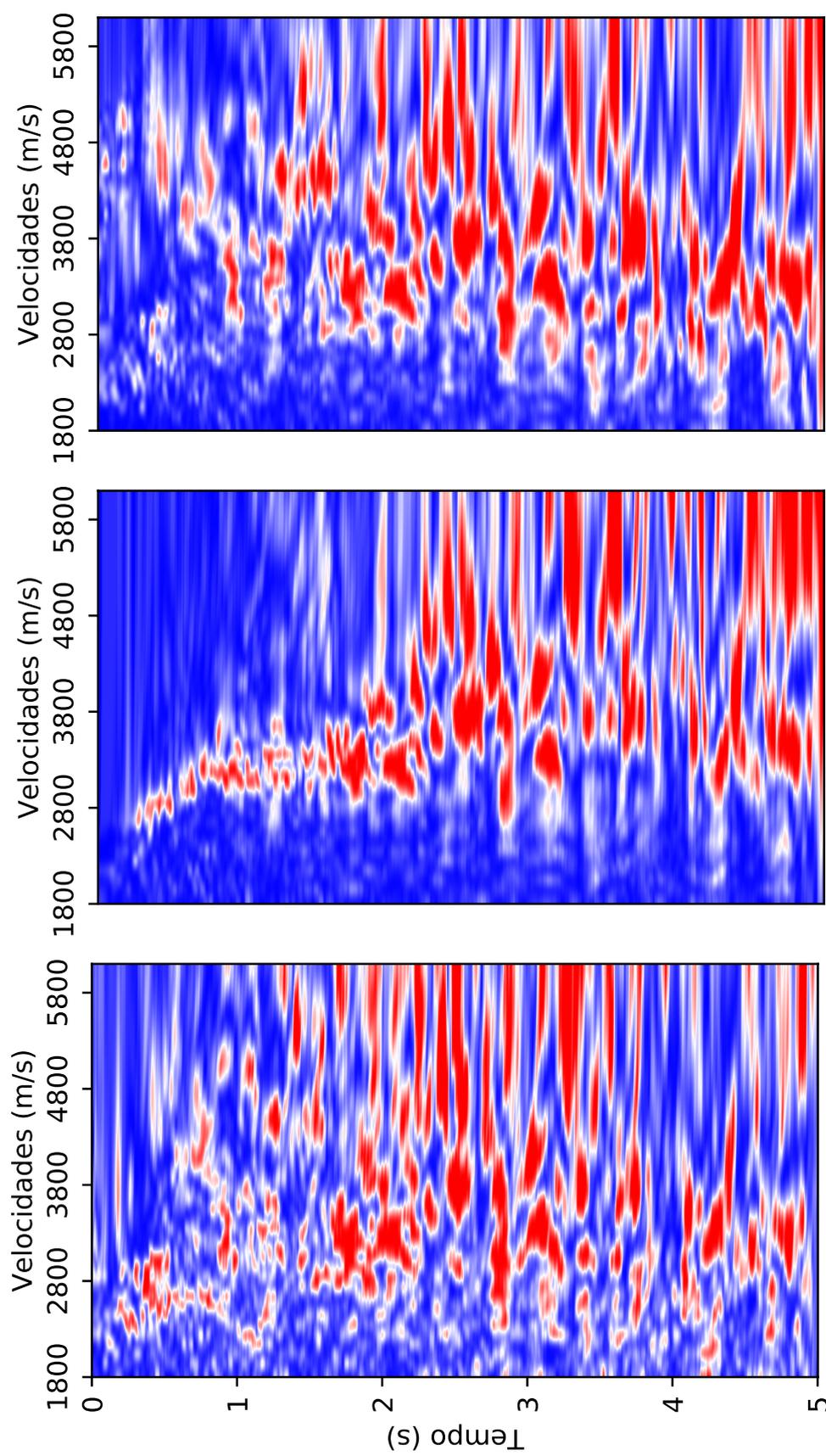


Figura 3.10: *Semblance* após a deconvolução, *Semblance* após filtragem RI-SSA para correlação lateral, *Semblance* após filtragem RI-SSA em painéis de velocidade constante respectivamente.

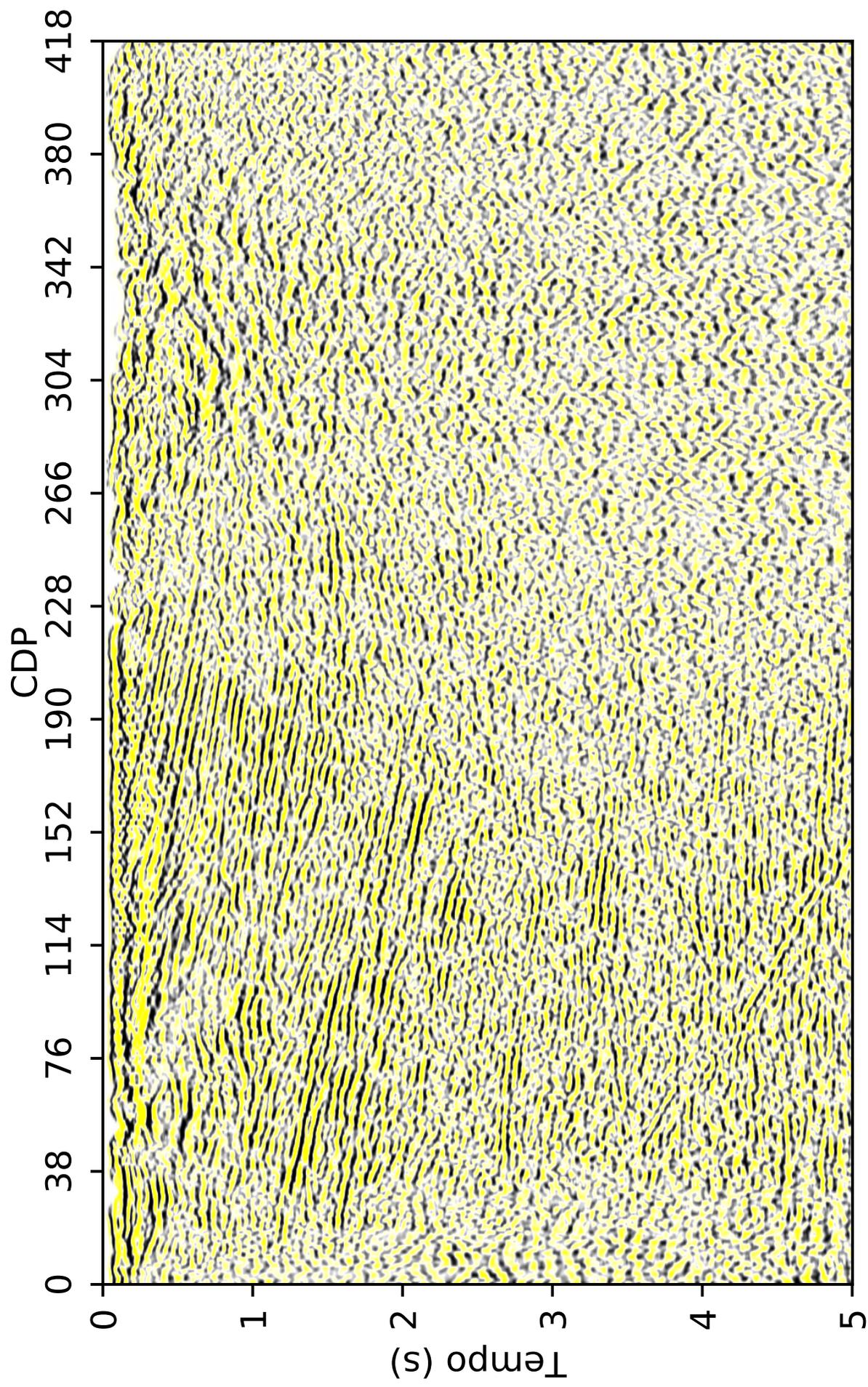


Figura 3.11: *Inline* 205 bruta empilhada do dado 3D.

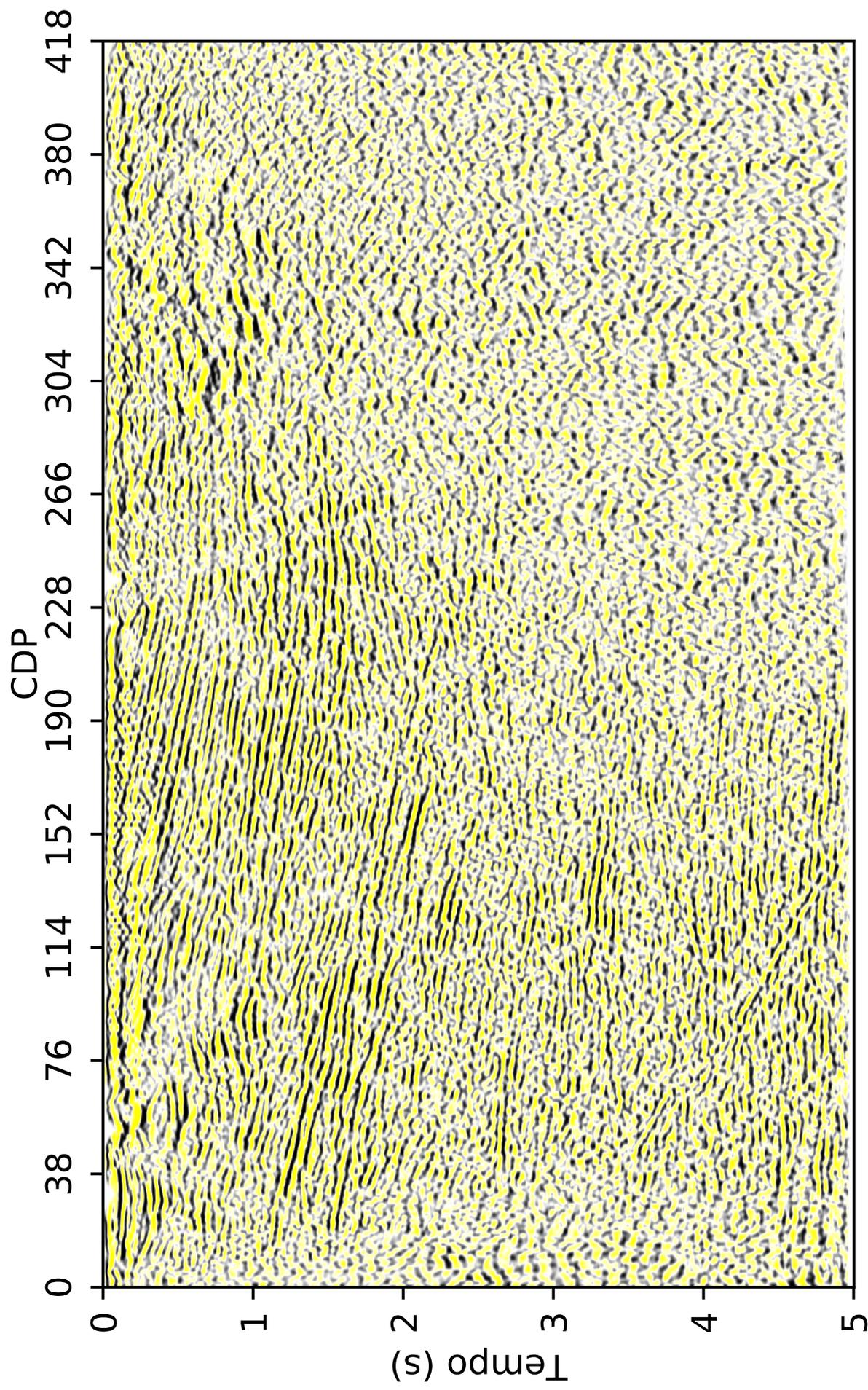


Figura 3.12: *Inline* 205 após correção estática empilhada do dado 3D.

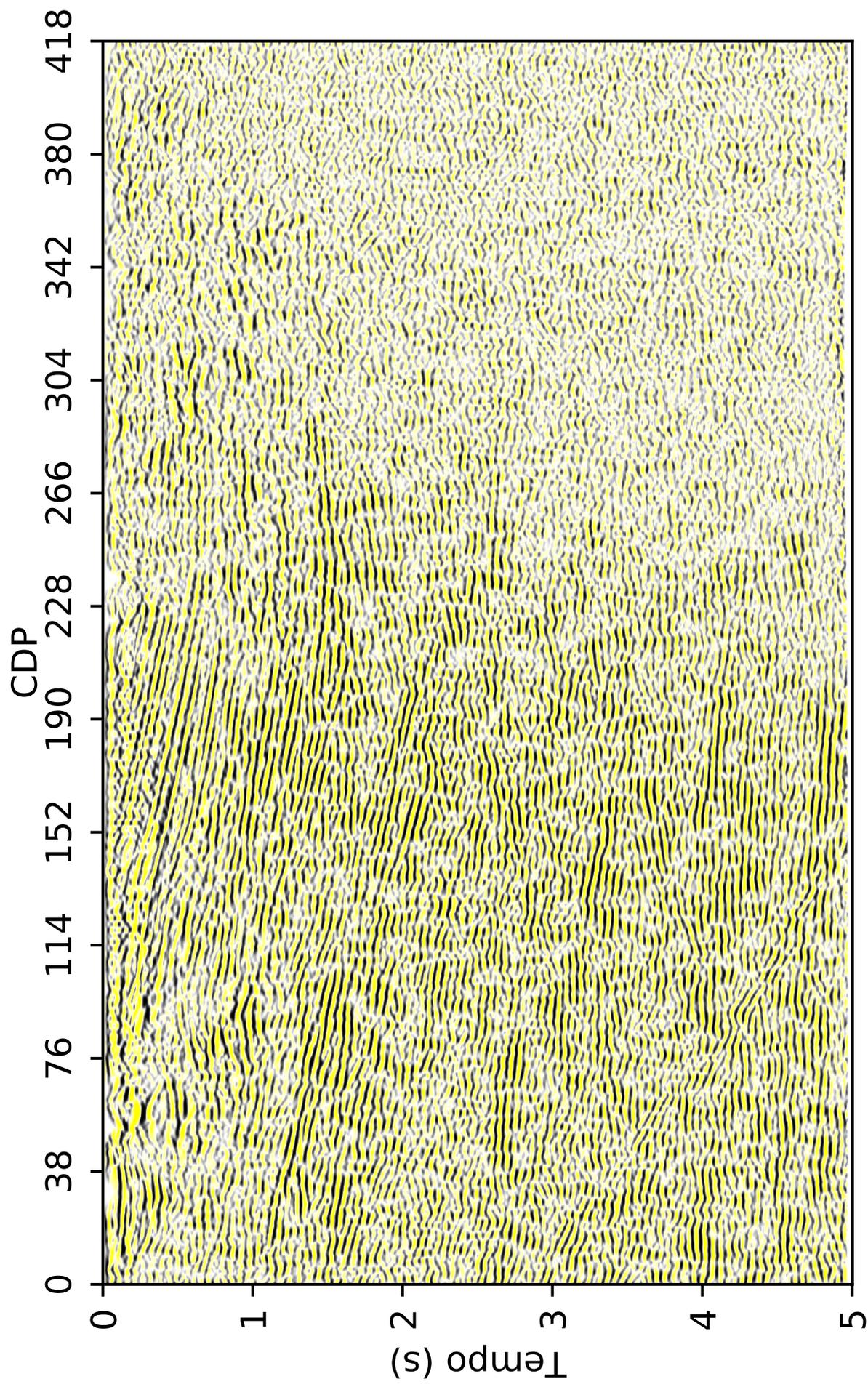


Figura 3.13: *Inline* 205 após atenuação do *ground-roll* empilhada do dado 3D

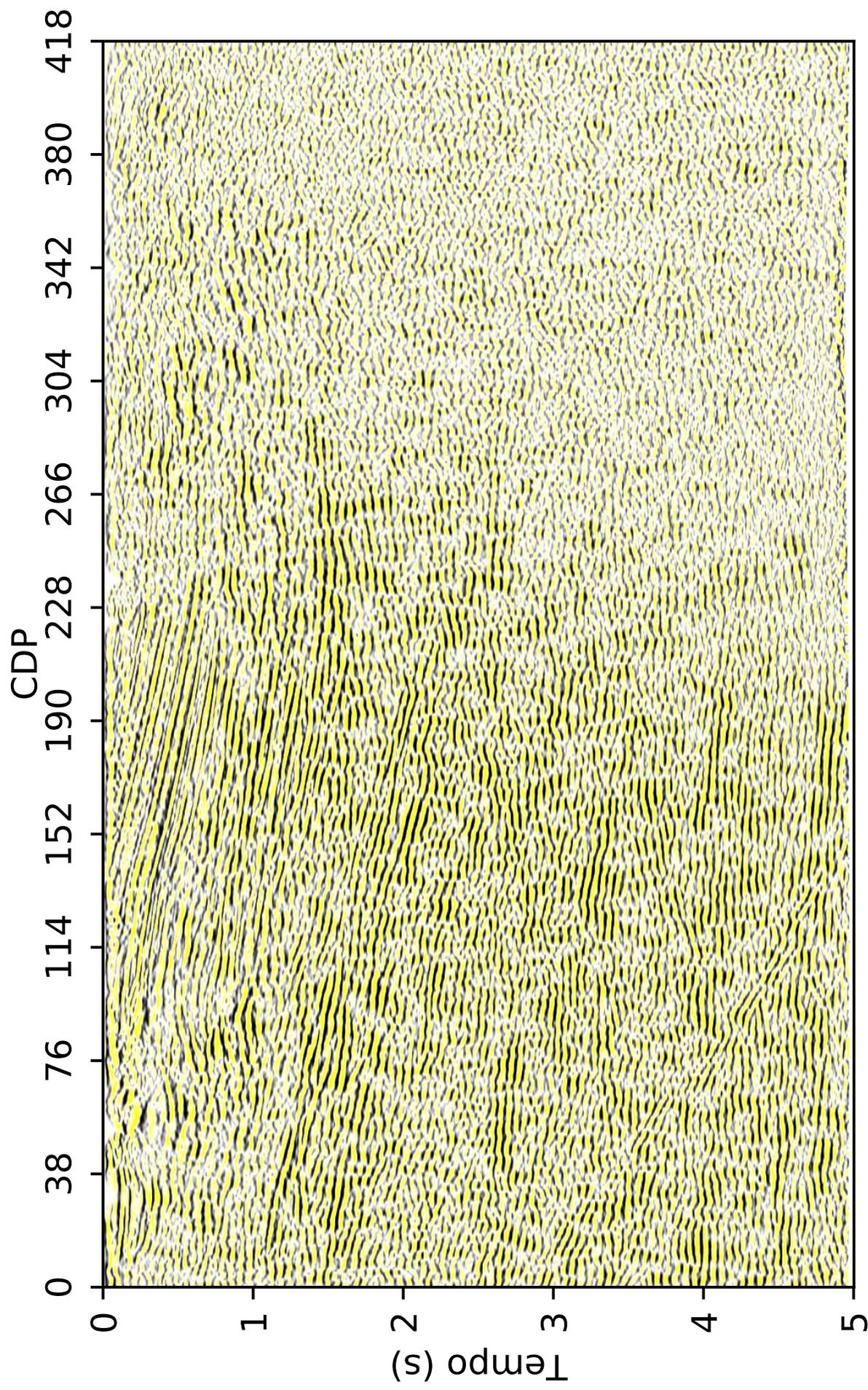


Figura 3.14: *Inline* 205 deconvolvida empilhada do dado 3D

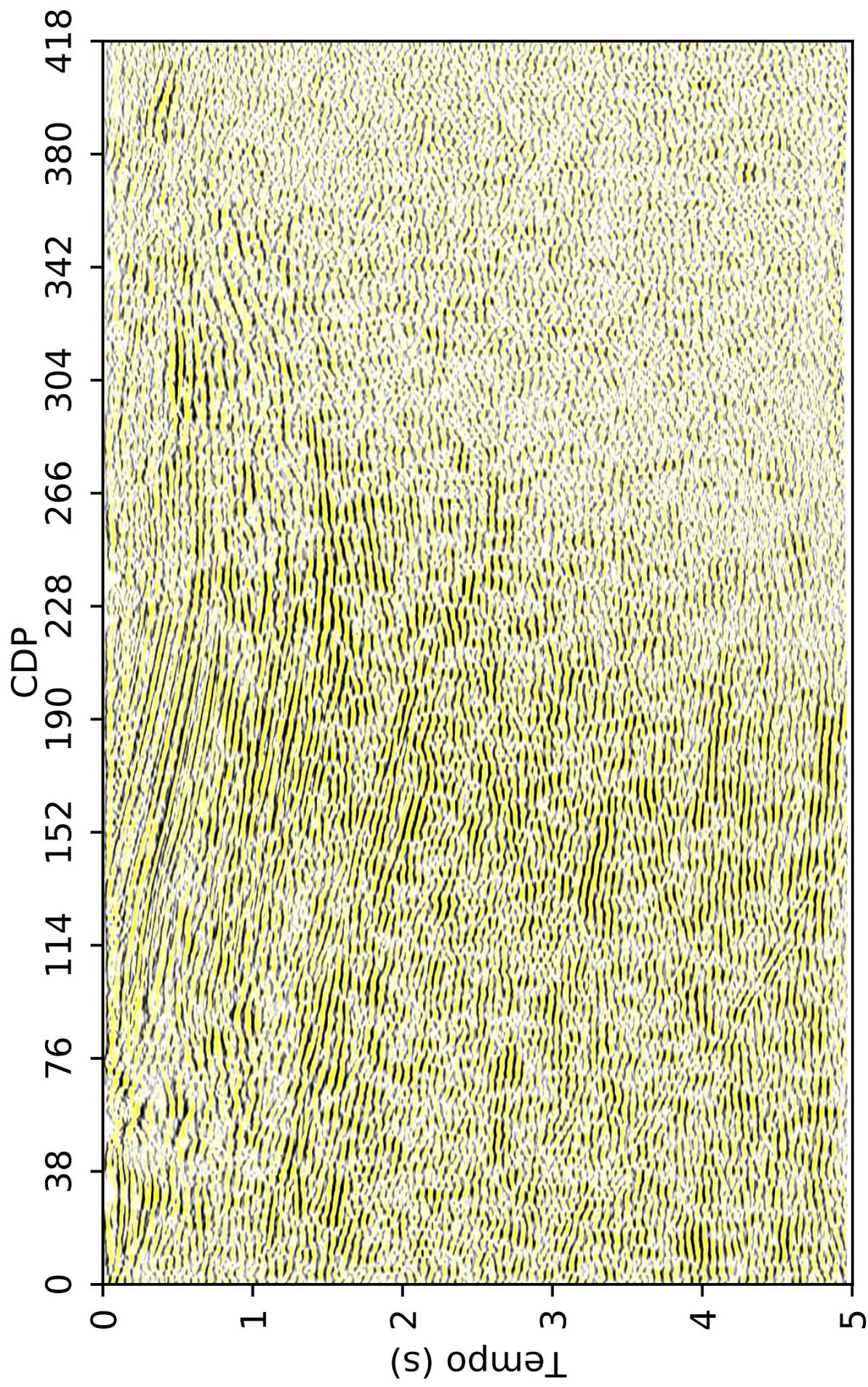


Figura 3.15: *Inline* 205 após estática residual empilhada do dado 3D

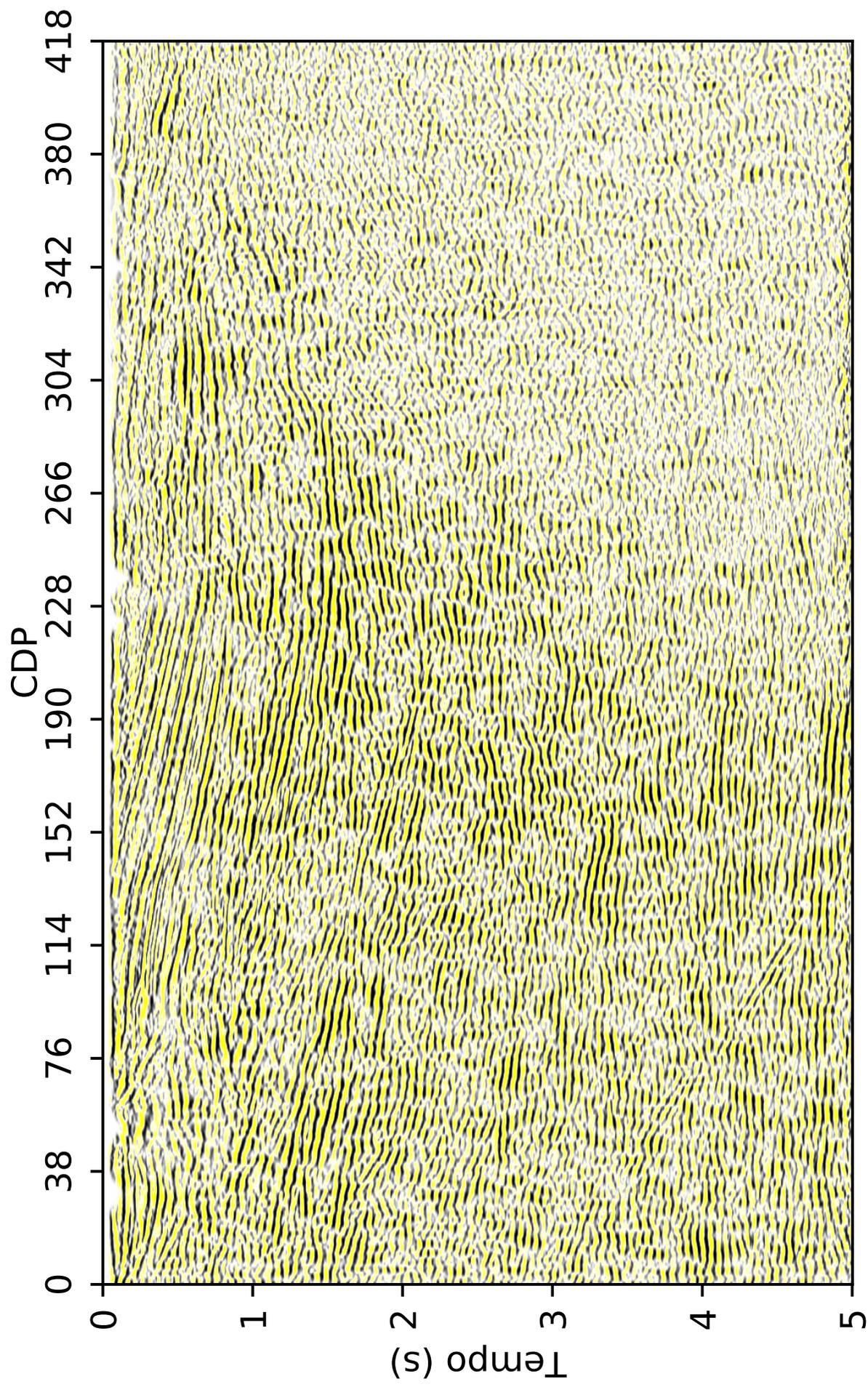


Figura 3.16: *Inline 205* após correção *deep-movement* do dado 3D

3.7 Seções empilhadas finais do cubo sísmico real

Por se tratar de um dado sísmico 3D, torna-se importante apresentar os resultados do desenvolvimento do trabalho não só utilizando única inline, mas sim diferentes segmentos ao longo de todo o cubo sísmico. A utilização de única inline escolhida apenas facilita a avaliação dos métodos e filtragens utilizados, visto que, aplicar uma técnica em única seção empilhada economiza tempo e custo computacional.

Nesta seção, foram selecionadas três inlines e quatro crosslines para representar as regiões central, norte, sul, leste e oeste do dado após a aplicação dos processos desenvolvidos no trabalho. Por se tratar de uma região extremamente falhada, com uma série de refletores inclinados, próxima a falha de borda, e contendo muitas rochas soltas, algumas partes das seções não estão com alta resolução.

As inlines foram separadas de 100 em 100 para exibição, começando da inline 105 (Figura 3.18), passando pela inline 205 (Figura 3.20), e terminando na inline 305 (Figura 3.22), já que o máximo de inlines é 361. Para as crosslines a separação também foi de 100 em 100, tendo início com a crossline 105 (Figura 3.19), passando pelas crosslines 205 (Figura 3.21) e 305 (Figura 3.23), e finalizando com a crossline 405 (Figura 3.24), já que as crosslines terminam em 479.

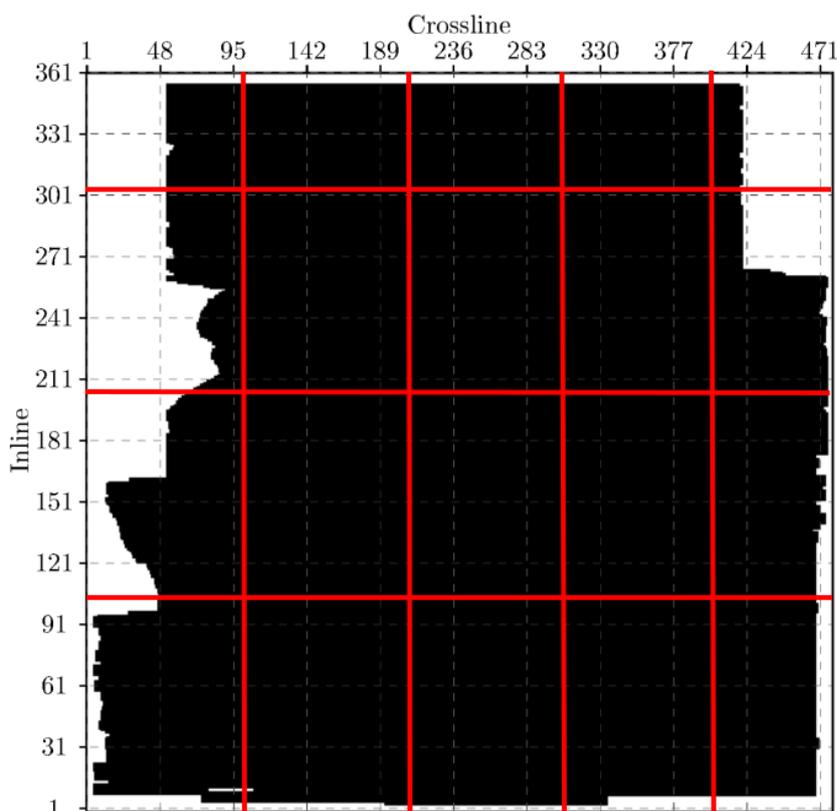


Figura 3.17: Definição de inlines e crosslines do cubo para serem representadas.

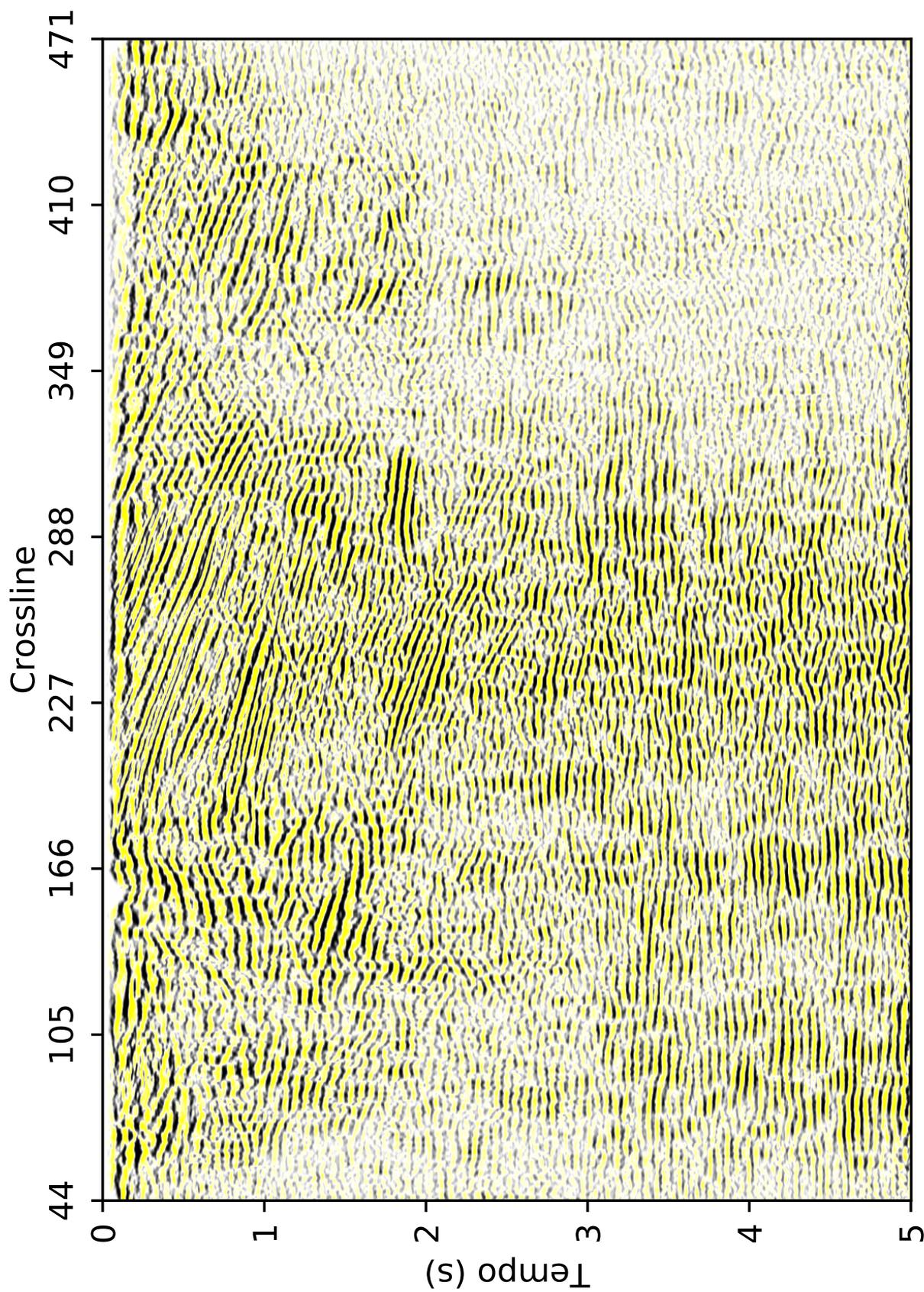


Figura 3.18: *Inline* 105 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

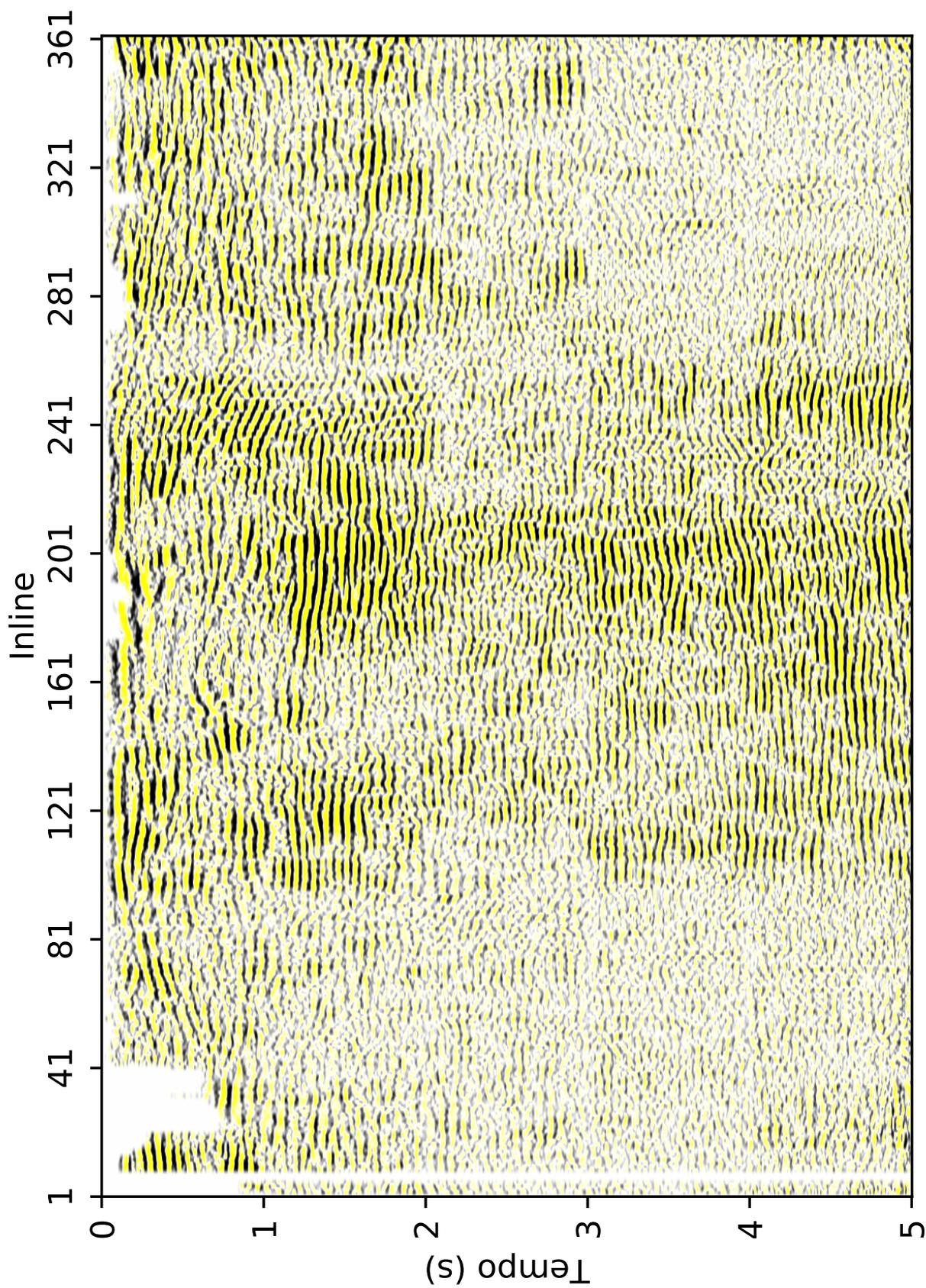


Figura 3.19: *Crossline* 105 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

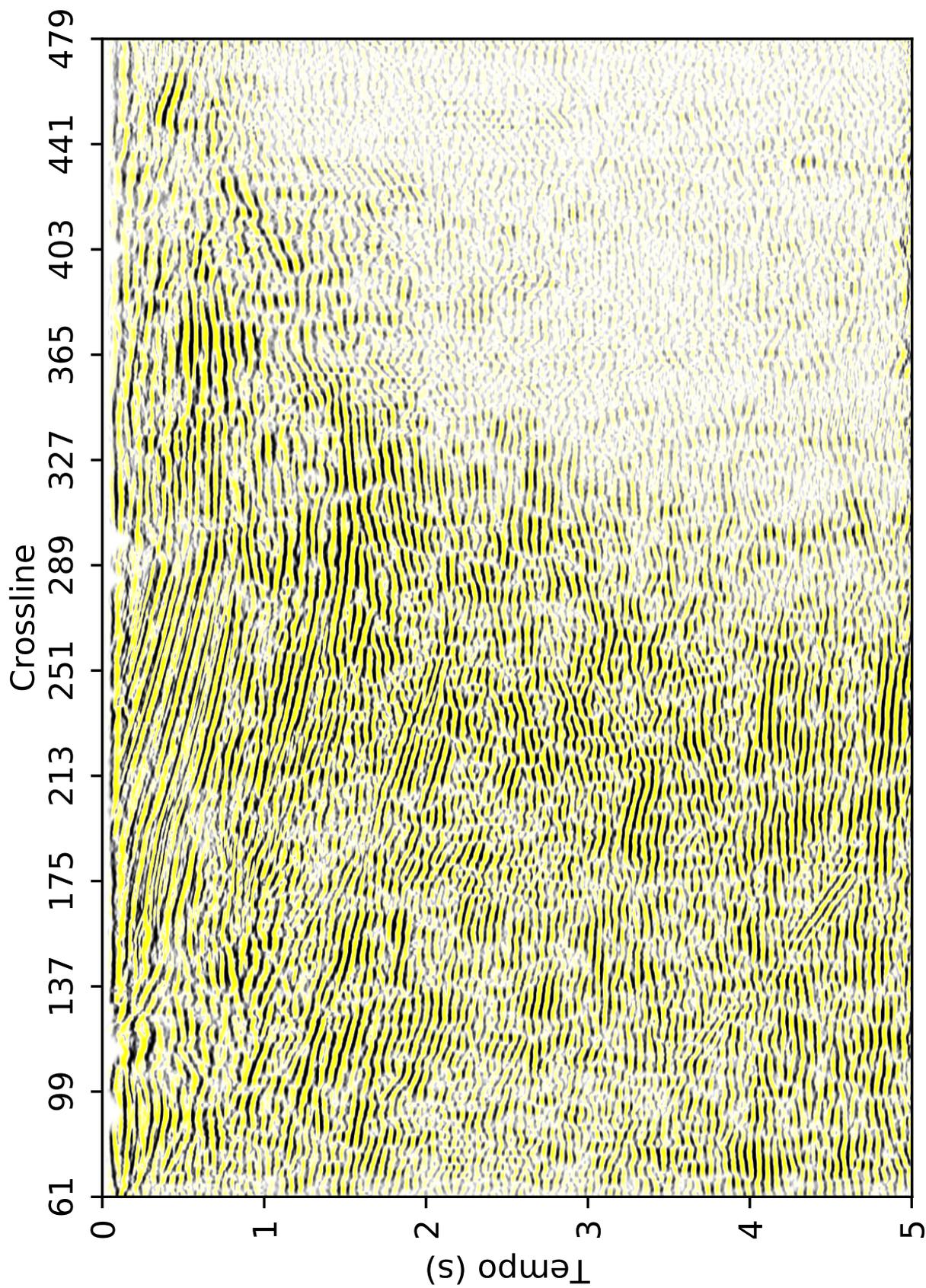


Figura 3.20: *Inline* 205 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

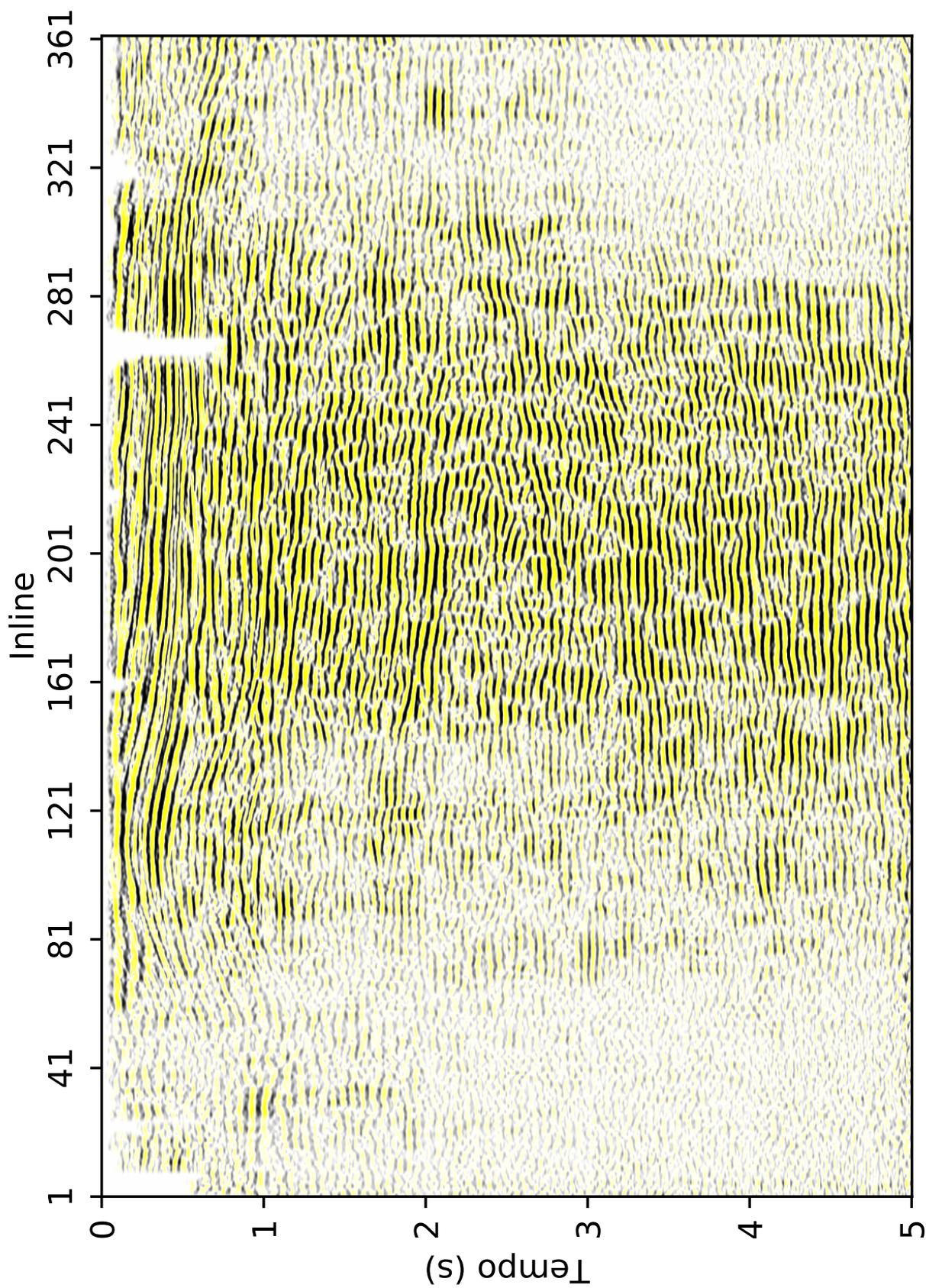


Figura 3.21: *Crossline* 205 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

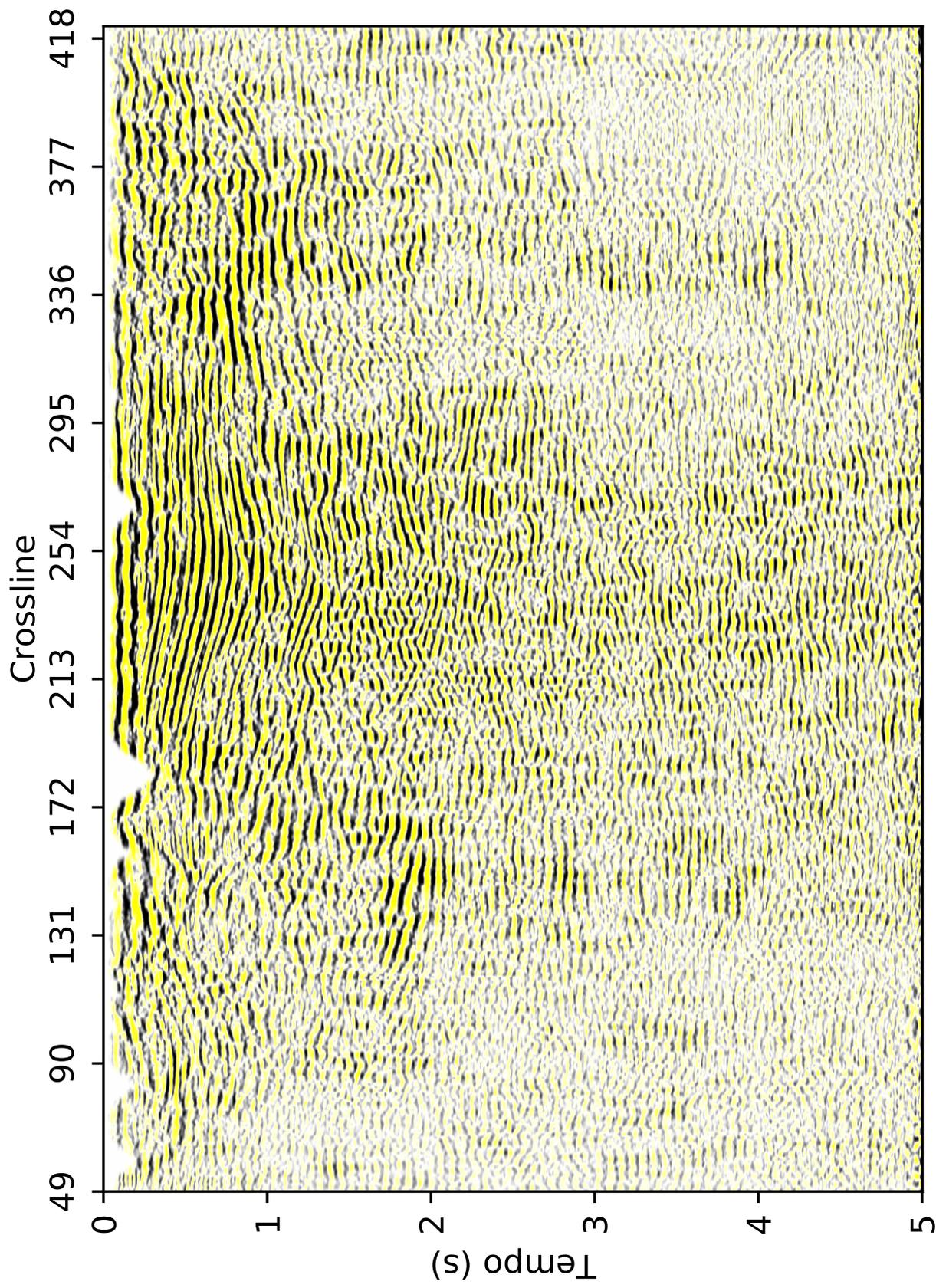


Figura 3.22: *Inline* 305 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

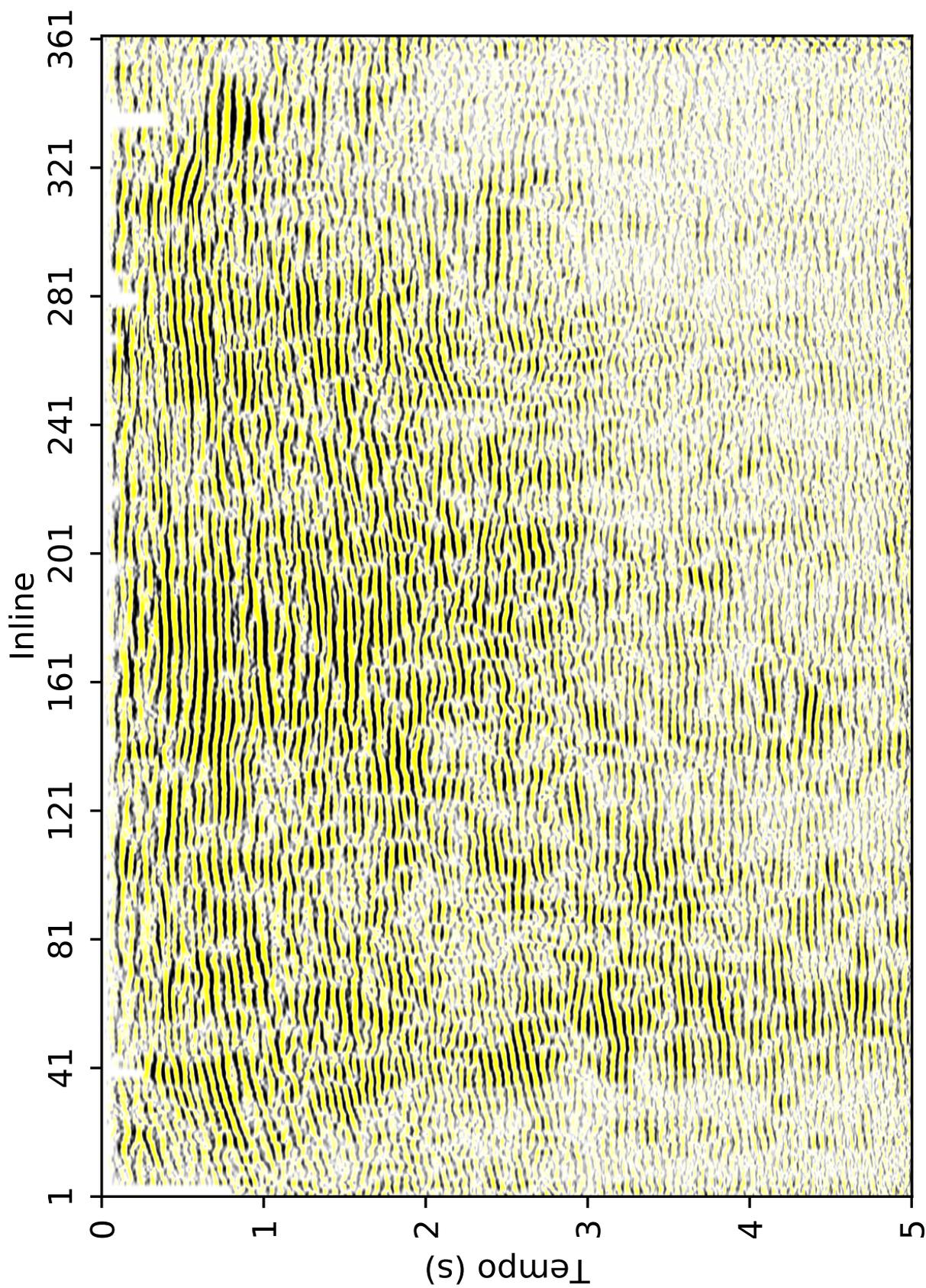


Figura 3.23: *Crossline* 305 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

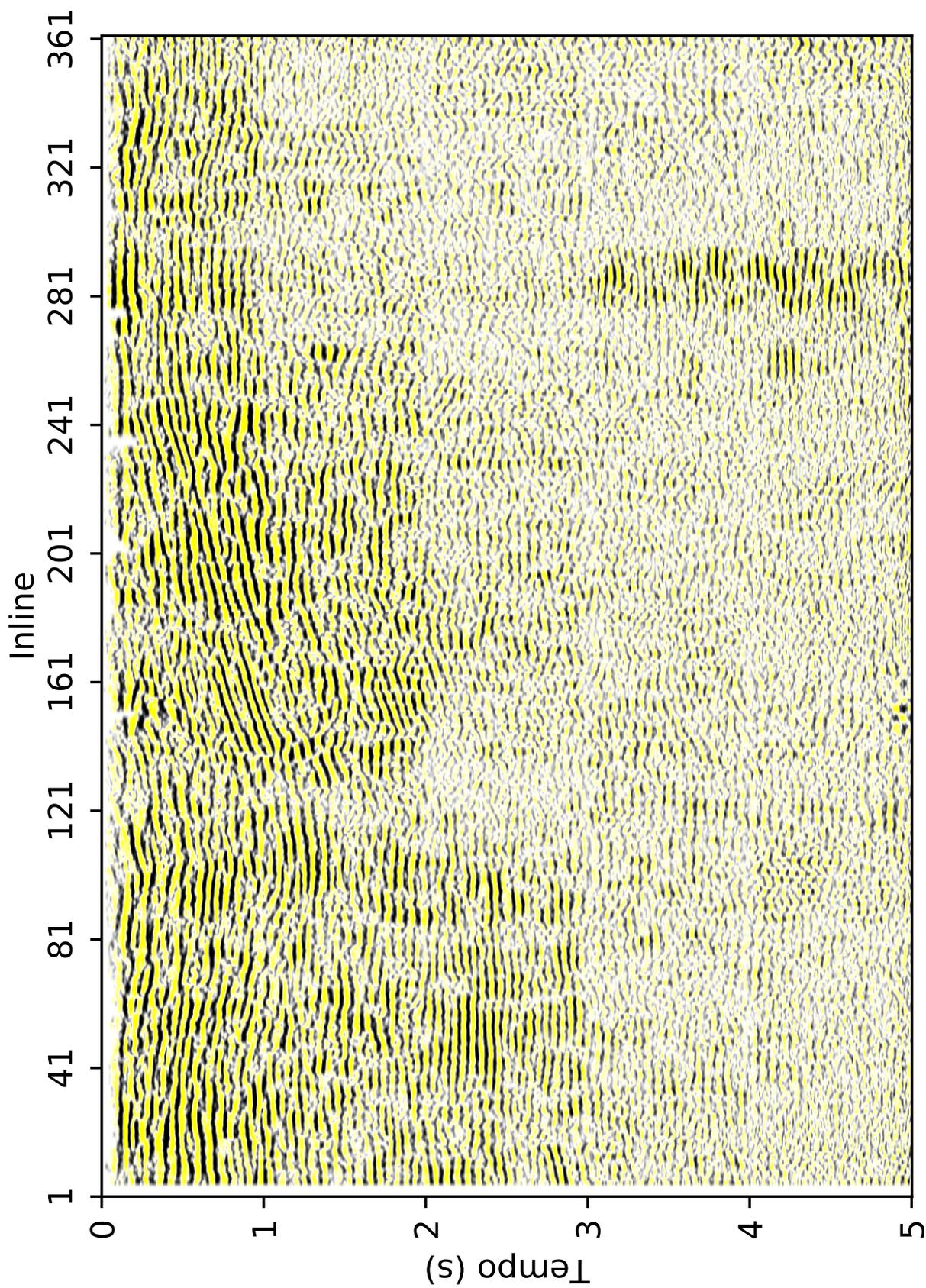


Figura 3.24: *Crossline* 405 do cubo sísmico Riacho São Pedro Jacuípe

4

Atributos Sísmicos e Interpretação de Dados

O processamento sísmico do cubo Riacho São Pedro Jacuípe permite a obtenção de um dado sísmico empilhado adequado para a fase de interpretação sísmica que busca mapear e identificar possíveis zonas contendo reservatório de gás de folhelho. Sabe-se que existe grande potencial para esse tipo de reservatório nessa região da bacia. Esta informação pode ser confirmada com a utilização de poços que apresentam indicadores de gás. Logo, amarração sísmica-poço proporciona uma melhor ideia quanto a geologia local, tornando possível a interpretação de alguns horizontes geológicos, a definição do topo e base da região de maior interesse, assim como a profundidade do embasamento, reduzindo consideravelmente a ambiguidade nos dados sísmicos.

Os atributos sísmicos são medidas quantitativas de uma característica sísmica de interesse. É normalmente a última etapa do processamento sísmico e visa evidenciar informações estruturais, estratigráficas, das propriedades do hidrocarboneto, ou das propriedades físicas das rochas. O objetivo dessas técnicas é auxiliar a interpretação de dados, disponibilizando maior conhecimento sobre a geologia da região.

4.1 Amarração sísmica-poço

A amarração sísmica-poço foi realizada no software DUG Insight. Após a importação do dado sísmico, a interface de visualização já facilita a ideia do comportamento 3D do cubo Riacho São Pedro Jacuípe. Para demonstrar este comportamento, algumas inlines e crosslines foram selecionadas do software para serem apresentadas no formato 3D (Figura 4.5).

Graças a esta etapa, após a amarração sísmica-poço de um poço direcional, foi possível escolher inlines e crosslines que tivessem correlação com este poço para serem apresentadas no trabalho. Definindo-se a região, as seções sísmicas apresentadas foram cortadas em 3s. Ainda tratando-se de correlação, foi possível medir no software de interpretação o coeficiente de correlação do poço com a sísmica. Para a região de desordem da bacia do Recôncavo, o coeficiente resultante de aproximadamente 0,38 está excelente.

A amarração do poço direcional com a sísmica (Figura 4.1) permitiu que o foco da investigação fosse direcionado para a região onde o poço está localizado. Nas informações do poço é possível observar que este atinge a Formação Candeias, onde se encontram os folhelhos geradores da bacia. Além disso, os dados do perfil composto desse poço atestam a presença de gás em diversas profundidades, entretanto o poço não ultrapassa a margem de 3s de profundidade na sísmica. Fixando o interesse nos eventos de reflexão conectados a este poço, sabendo-se que a base do poço atinge a Formação Candeias, é possível suspeitar de algumas outras regiões contendo reservatórios de gás.

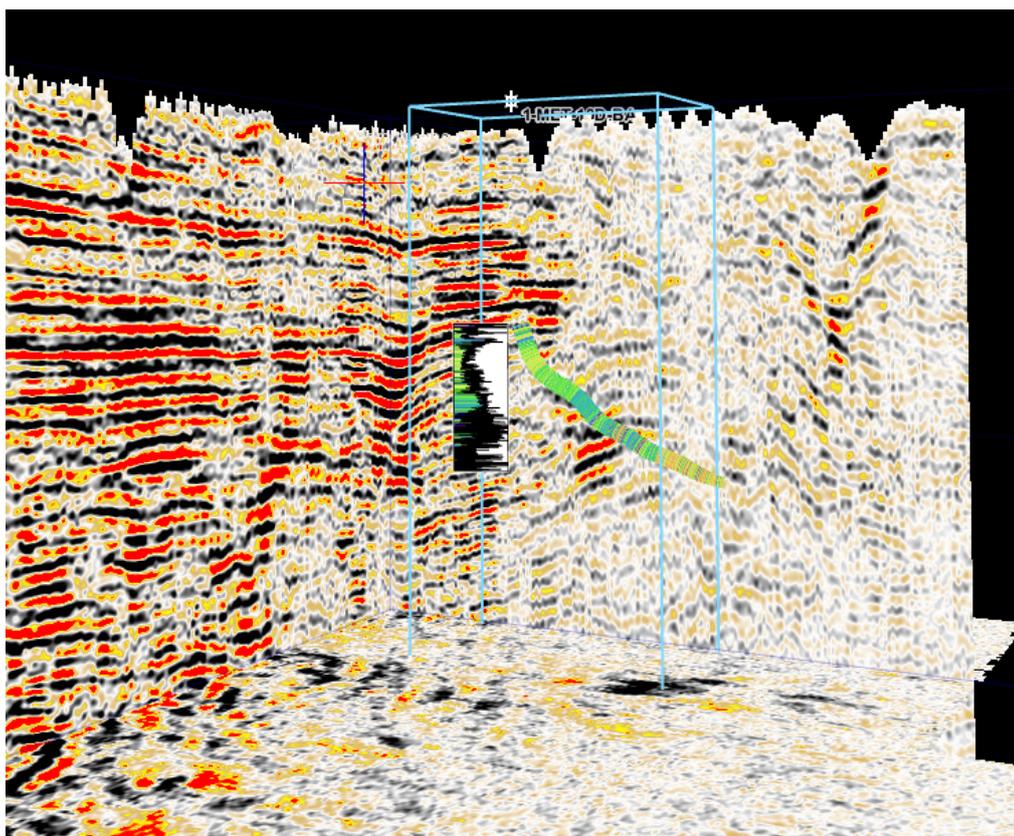


Figura 4.1: Correlação do poço direcional com a sísmica 3D.

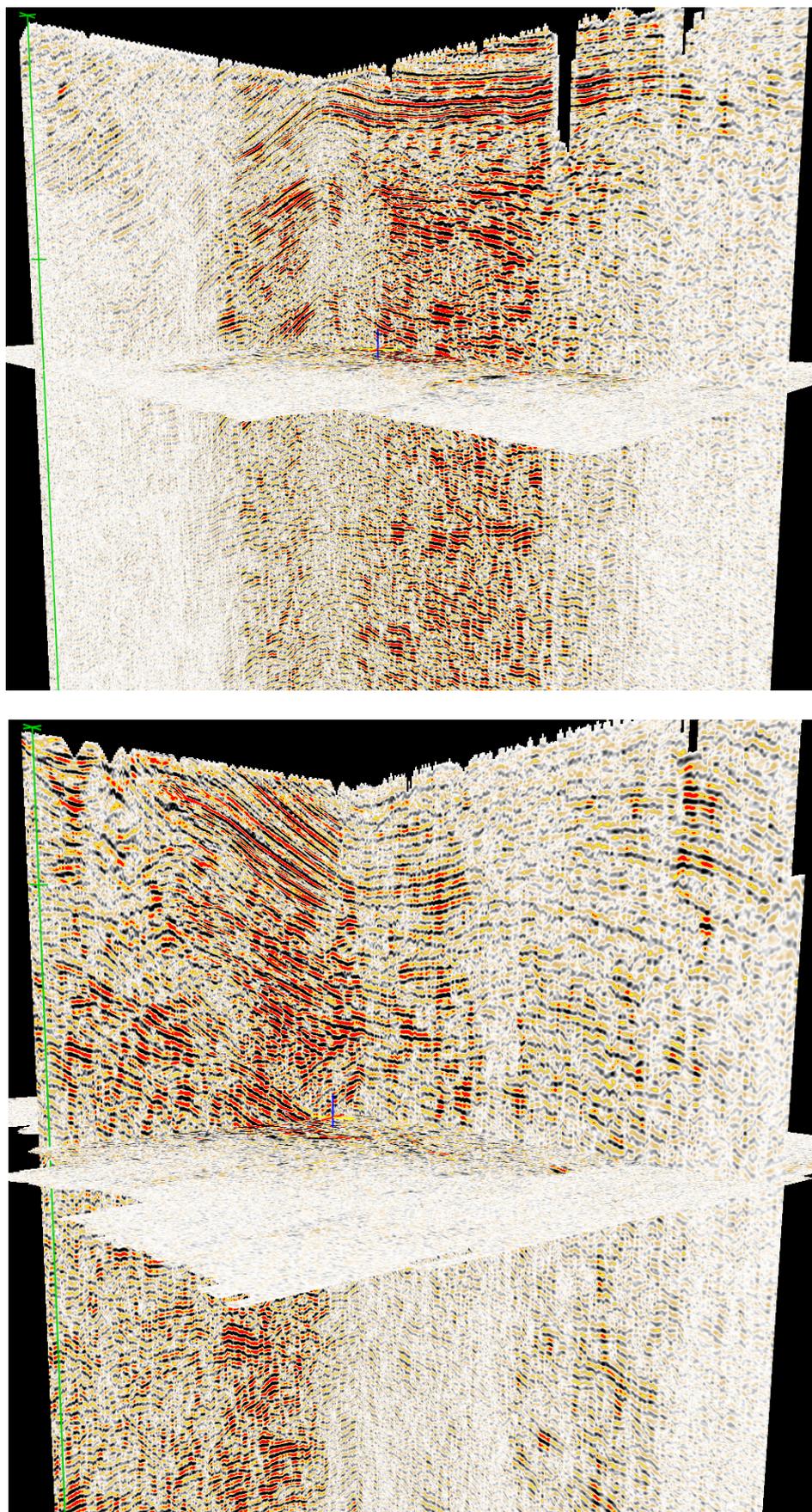


Figura 4.5: Cruzamento da inline 105 com a crossline 205 ,e cruzamento da inline 205 com a crossline 305 respectivamente no software DUG Insight.

4.2 Atributos sísmicos

Para discorrer sobre os tipos de atributos que serão utilizados nesse trabalho primeiramente se deve compreender a análise de series temporais de uma função complexa. Sheriff, Taner, Koehler e Frye (1977) foram um dos primeiros autores a relatarem a análise da função analítica complexa, então Taner et al. (1979) descreveram matematicamente a utilização da Transformada de Hilbert para o calculo da parte imaginária de um sinal analítico complexo possibilitando assim, o cálculo dos primeiros atributos sísmicos instantâneos.

Envelope

O traço analítico de um sinal $f(t)$ é:

$$F(t) = f(t) + ig(t) \quad (4.1)$$

sendo $g(t)$ a transformada de Hilbert de $f(t)$.

O módulo da função complexa,

$$E(t) = \sqrt{[f^2(t) + g^2(t)]} \quad (4.2)$$

denominado envelope, representa a energia instantânea total e a sua magnitude é de mesma ordem do traço de entrada. Ele varia aproximadamente entre zero e o valor de máxima amplitude do traço. O envelope é independente da fase e é relacionado diretamente com o contraste de impedância acústica, ou seja o contraste individual de cada interface.

Frequência instantânea

Tradicionalmente a medida da frequência de um valor associado a um ponto no tempo, ou seja, a estimativa da frequência instantânea, é feita derivando-se a fase instantânea obtida utilizando-se o traço complexo. Como a frequência instantânea calculada a partir da derivada da fase apresenta um resultado ruidoso, representaremos a frequência instantânea relativa a taxa de variação da amplitude do traço complexo, temos:

$$X(t) = f(t) + iH[f(t)] = A(t)e^{i\phi(t)} \quad (4.3)$$

Observe que a amplitude do sinal varia no tempo, sendo possível derivar a relação matemática para a frequência:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \text{imag} \left[\frac{z'(t)}{z(t)} \right] \quad (4.4)$$

sendo f a frequência, z' a derivada do traço complexo e z o traço complexo.

As características da frequência instantânea podem ser usadas como uma poderosa ferramenta, já que variações grandes entre interfaces contendo hidrocarbonetos tendem a alterar a frequência instantânea rapidamente. Dessa maneira, anomalias de baixa frequência se tornam indicadores de hidrocarbonetos ou zonas de fraturas mais abertas para o caso do reservatório não convencional.

Representação tempo-frequência

A representação no domínio da frequência normalmente apresenta muitas feições que não podem ser vistas no domínio do tempo. A ferramenta mais comum para a análise tempo-frequência é a transformada de Fourier. A partir desta, é possível levar uma série temporal $s(t)$ para o domínio da frequência $S(f)$. Se a transformada é aplicada ao traço inteiro, são fornecidas informações acerca das variações locais no domínio da frequência. Porém, o conhecimento sobre como o conteúdo de frequência varia com o domínio do tempo também é importante.

Para um sinal sísmico não estacionário, onde o seu conteúdo espectral varia com o tempo, é necessário contornar as limitações da Transformada de Fourier. Sendo as variáveis tempo e frequência mutuamente exclusivas, informações sobre ambas não podem existir simultaneamente num mesmo domínio. Para obter informações sobre o domínio do tempo e sobre o domínio da frequência simultaneamente é necessária uma transformada que unifique os ambos. Portanto, as transformadas tempo-frequência convertem um sinal 1-D em um espectro 2-D que tem dimensões de tempo e frequência (Zoukaneri e Porsani, 2014).

As duas representações (tempo e frequência) estão relacionadas através das transformadas Fourier (FT), direta e inversa, definidas por:

$$S(f) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t)e^{-2i\pi ft} dt \quad (4.5)$$

$$s(t) = \int_{-\infty}^{\infty} S(f)e^{2i\pi ft} df \quad (4.6)$$

Transformada Fourier de tempo curto - STFT

Na transformada Fourier de tempo curto (*short time Fourier transform* - STFT) assume-se que a frequência varia pouco em uma janela de tempo pequena, ou seja, o sinal é estacionário

num intervalo de tempo finito. Essa janela deslizante é usada para gerar o espectro de Fourier. A amplitude desse espectro indica a presença de diferentes frequências, mas não fornece a distribuição temporal dessas frequências. Ao mudar o tamanho da janela no tempo apropriadamente, o conteúdo de frequência do sinal é extraído e a representação 2-D de frequências *versus* tempo é produzida. Essa representação 2-D é a STFT.

Normalmente divide-se o sinal e em seguida calcula-se a transformada Fourier para cada parcela. Formalmente, deslizando a janela $w(t - \tau)$ (equação 4.7), centrada no instante t_n , através de todo traço sísmico e aplicando a transformada de Fourier, é possível obter a variação espectral com o tempo. A expressão matemática da STFT é dada por

$$\text{STFT}(\tau, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)w(t - \tau)e^{-2i\pi ft} dt, \quad (4.7)$$

onde $s(t)$ é o sinal, $w(t - \tau)$ é a janela, τ é o tempo central da janela e $e^{-2i\pi ft}$ é o núcleo de Fourier.

A análise da função janela tem papel importante na STFT. Se a janela é grande no tempo, há uma limitação no domínio do tempo e variações pequenas nesse domínio se tornam obscuras, porém qualquer variação súbta no domínio da frequência será bem localizada na plotagem 2-D da STFT. O oposto também é verdade, para uma janela curta, variações pequenas no domínio do tempo são bem definidas, entretanto há falha ao tentar detectar pequenas mudanças no domínio da frequência. Essa análise tem base na *incerteza de Heisenberg-Gabor* (Claerbout, 1976). Depois que a janela é escolhida, a resolução é mantida para todo o painel tempo-frequência.

Método de Máxima Entropia aplicado à distribuição de Wigner-Ville - WV-MEM

Quando o objetivo é representar um espectro 2-D de um sinal não estacionário, a distribuição de Wigner-Ville (DWV) exibe vantagens, já que esta é adequada para sinais com rápida mudança da frequência com o tempo, gerando ótima representação $t-f$. Entretanto, a DWV introduz termos de interferência devido à forma quadrática, dificultando a interpretação de sinais com multicomponentes.

Para atenuar os termos cruzados (termos de interferência), várias técnicas têm sido propostas, mas todas afetam a resolução dos componentes. Zoukaneri e Porsani (2015), então, propuseram um método que combina a teoria de Wigner-Ville discreta com o método de máxima entropia de Burg (WV-MEM) para eliminar os termos de interferência, gerando espectro com alta resolução em ambas as direções.

Para um sinal $z(t)$ discretizado uniformemente com intervalo Δt , a distribuição de Wigner-Ville discreta é dada por (Boashash, 1992)

$$W(t, f) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} z(t-k)z^*(t+k)e^{(-2j\pi fk)}, \quad (4.8)$$

sendo $z(n)$ o sinal analítico e $z^*(n)$ o seu conjugado.

Diferentemente da STFT, o WV-MEM gera espectros $t - f$ com alta resolução em ambas as direções, permitindo rápida interpretação a respeito da energia do dado. Estudo detalhado sobre a influência do tamanho da janela e do número de coeficientes do PEO pode ser encontrado em Zoukaneri e Porsani (2015).

Frequência média instantânea

Segundo Boashash (1992), a frequência média instantânea pode ser obtida computando o primeiro momento da distribuição de Wigner-Ville, sendo expressa por

$$\hat{f}(t) = \frac{\int_{-\infty}^{+\infty} fW(t, f)df}{\int_{-\infty}^{+\infty} W(t, f)df}, \quad (4.9)$$

onde f é a frequência, $W(f, t)$ é a distribuição de Wigner-Ville obtida com o método WV-MEM, e $\int_{-\infty}^{+\infty} W(t, f)df$ corresponde à condição marginal em tempo da distribuição Wigner-Ville.

A frequência calculada utilizando o primeiro momento da WV-MEM é robusta a ruído, razão pela qual a presença de ruído causa baixa interferência nos resultados (Fomel e Backus, 2003). Uma avaliação da robustez é feita em Zoukaneri e Porsani (2015).

Variância

O segundo momento de WV-MEM está relacionado com o desvio local das frequências em relação à frequência média. Esse desvio é chamado de largura de banda ou variância (Barnes, 1993), e é dado por

$$\sigma^2(t) = \frac{\int_{-\infty}^{+\infty} (f - \hat{f}(t))^2 W(t, f)df}{\int_{-\infty}^{+\infty} W(t, f)df}. \quad (4.10)$$

A estimativa de coerência da variância é idêntica numericamente a um menos a estimativa aparente de coerência. A variância (e, portanto, também a semelhança) é uma medida de quão bem cada traço se encaixa ao traço médio.

4.3 Resultados dos atributos sísmicos no dado real 3D Riacho São Pedro Jacuípe

Evidenciar regiões contendo possíveis reservatórios de folhelhos gasógenos não é uma tarefa simples, visto que, esses ambientes dificilmente podem ser visualizados em uma escala sísmica. Sendo assim, atributos já consagrados que podem indicar diretamente a presença de hidrocarbonetos, ou estruturas geológicas associadas a reservatórios não convencionais devem ser usados para eliminar possíveis ambiguidades.

Visando beneficiar a interpretação dos dados, a amarração sísmica-poço e a caracterização de um possível alvo para reservatório de gás de folhelho, alguns atributos sísmicos médios e instantâneos foram avaliados em uma inline (Figura 4.2) e 2 crosslines (Figuras 4.3 e 4.4) localizadas em regiões do cubo sísmico contendo prováveis reservatórios de gás constatados durante a amarração sísmica-poço de um poço direcional.

Envelope

Em dados reais o envelope costuma destacar principalmente descontinuidades devido a sua conexão com o contraste de impedância acústica. Outra função deste atributo é analisar anomalias AVO, como "bright spots", sendo extremamente importante para detecção de gás. As Figuras 4.6, 4.7 e 4.8 mostram alguns exemplos do resultado da aplicação do atributo instantâneo envelope no dado 3D real do trabalho.

Frequência instantânea e frequência média instantânea

A frequência instantânea (Figuras 4.9, 4.10 e 4.11) pode indicar a presença de hidrocarbonetos através da anomalia de baixa frequência. Esse atributo está associado também à espessura da camada, onde camadas finas normalmente se apresentam com alta frequência.

Um dos indicadores diretos de hidrocarbonetos é a energia de baixa frequência abaixo dos reservatórios. Na região onde o poço está localizado pode-se observar uma predominância de baixas frequências. As causas físicas da anomalia de baixa frequência não são ainda totalmente explicadas. Porém, dentro das razões possíveis de sua aparição, citam-se os efeitos

da conversão da onda P ao atravessar uma camada sedimentar de alta velocidade e entrar numa área de alta pressão. Observa-se nas Figuras 4.12, 4.13 e 4.14 a resolução vertical, devido ao método de WV-MEM. Com isso, é possível observar decréscimo das frequências à medida que a profundidade aumenta e, mais importante, regiões de baixas frequências.

Variância

O estudo do espaço de incerteza é feito recorrendo à análise da variância local. As zonas azuis (Figuras 4.15, 4.16 e 4.17) não apresentam variância elevadas, enquanto que as outras cores referem-se às zonas com alguma incerteza associada, variando de baixa a alta.

Tratando-se de reservatórios de hidrocarboneto, espera-se encontrar baixo valor de variância. Esse valor está associado ao comportamento do pulso sísmico em ambiente de alta pressão - no ambiente com alta pressão de fluido o pulso sísmico tem comportamento semelhante ao pulso sísmico se propagando em alta profundidade, quando o pulso sísmico propaga-se em sub-superfície sofre compactação em tempo para profundidades elevadas, com isso, a variância diminui.

TecVa

A técnica de volume de amplitude (TecVa) objetiva refletir a geologia em subsuperfície, através de mapas geológicos de amplitude do sinal, técnica apresentada por Bulhões (1999) como método para obtenção de mapas de variação lateral de sismofácies. Nas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20 pode-se observar alguns exemplos da aplicação desta técnica.

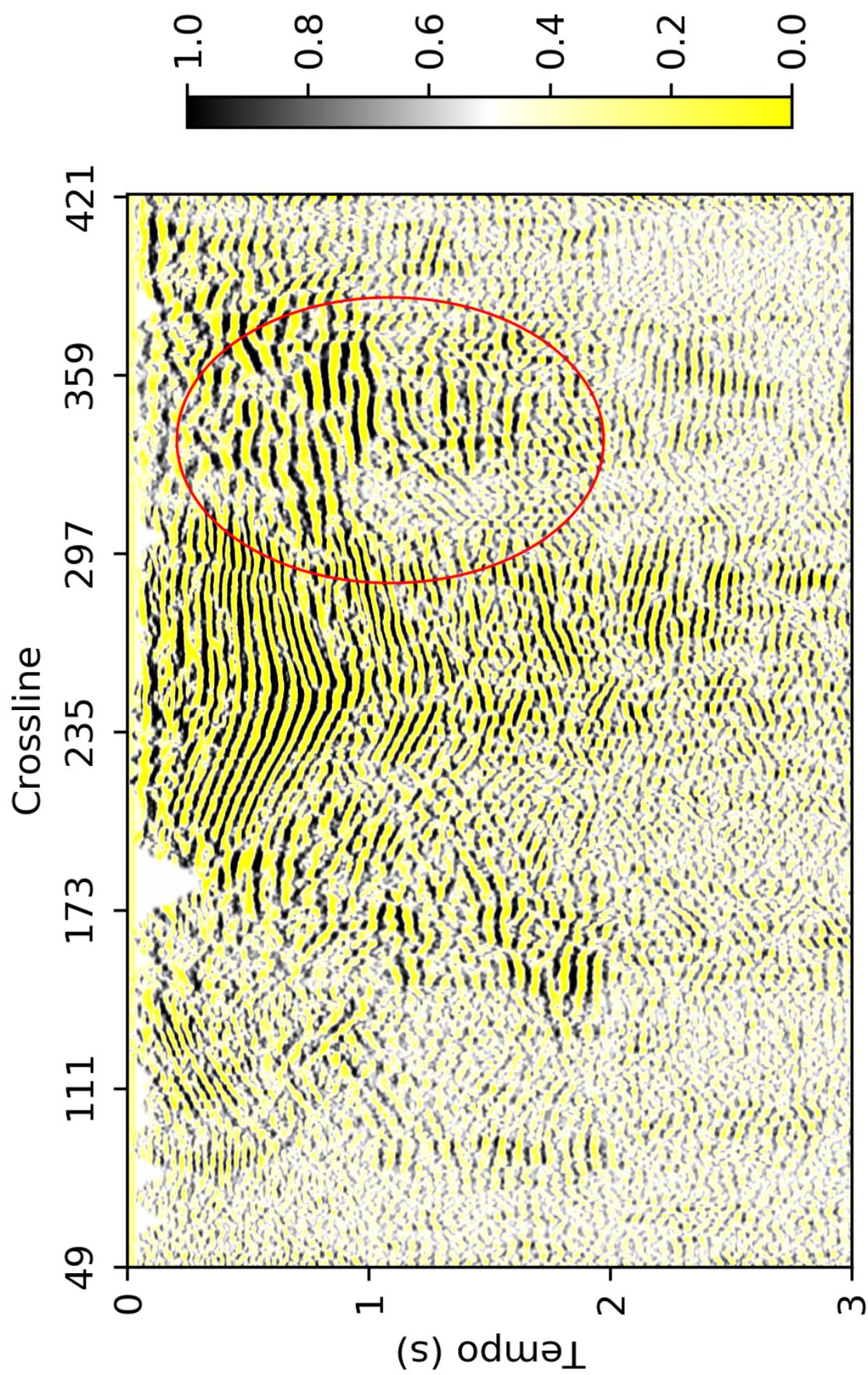


Figura 4.2: Inline 308 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).

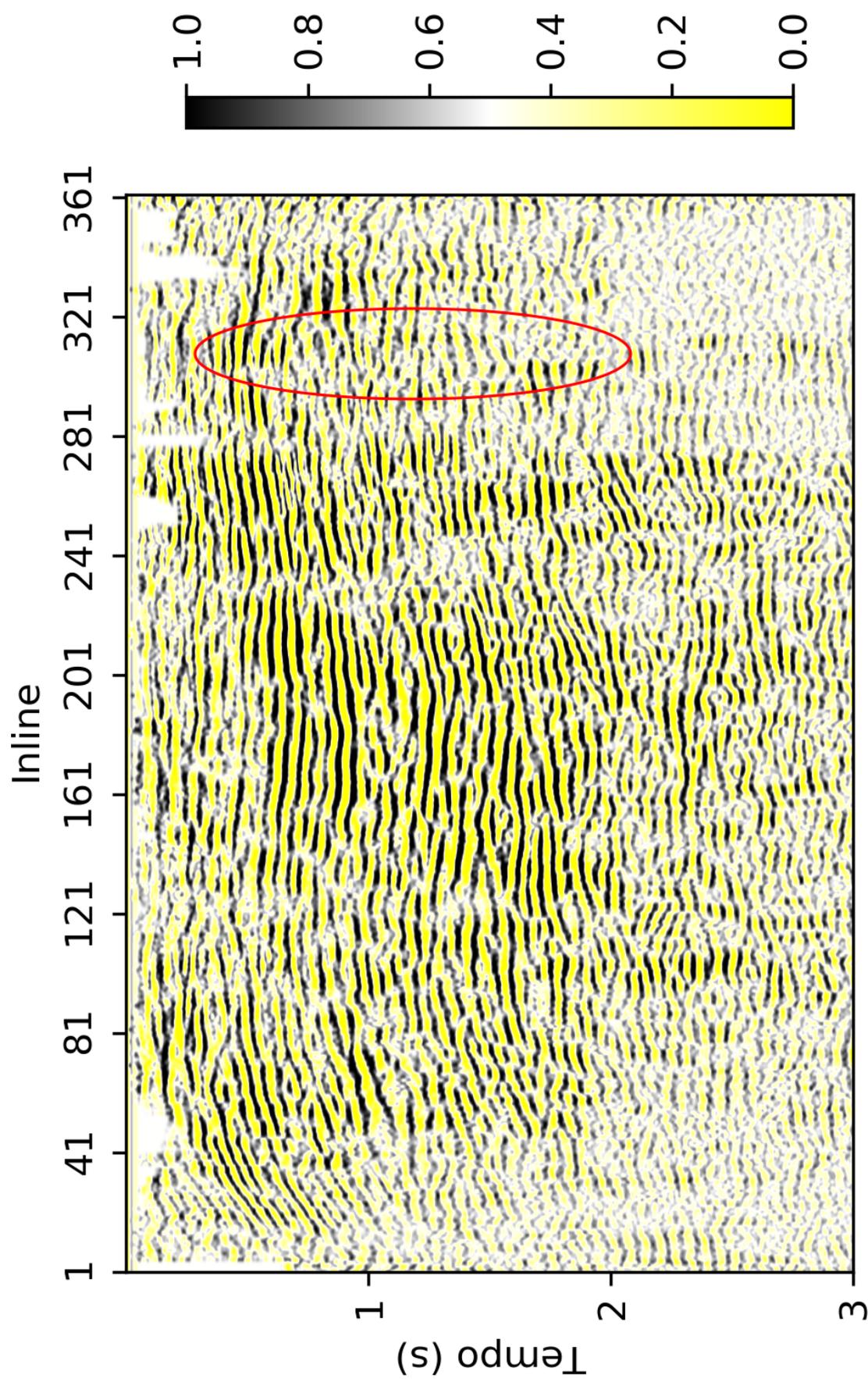


Figura 4.3: Crossline 294 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).

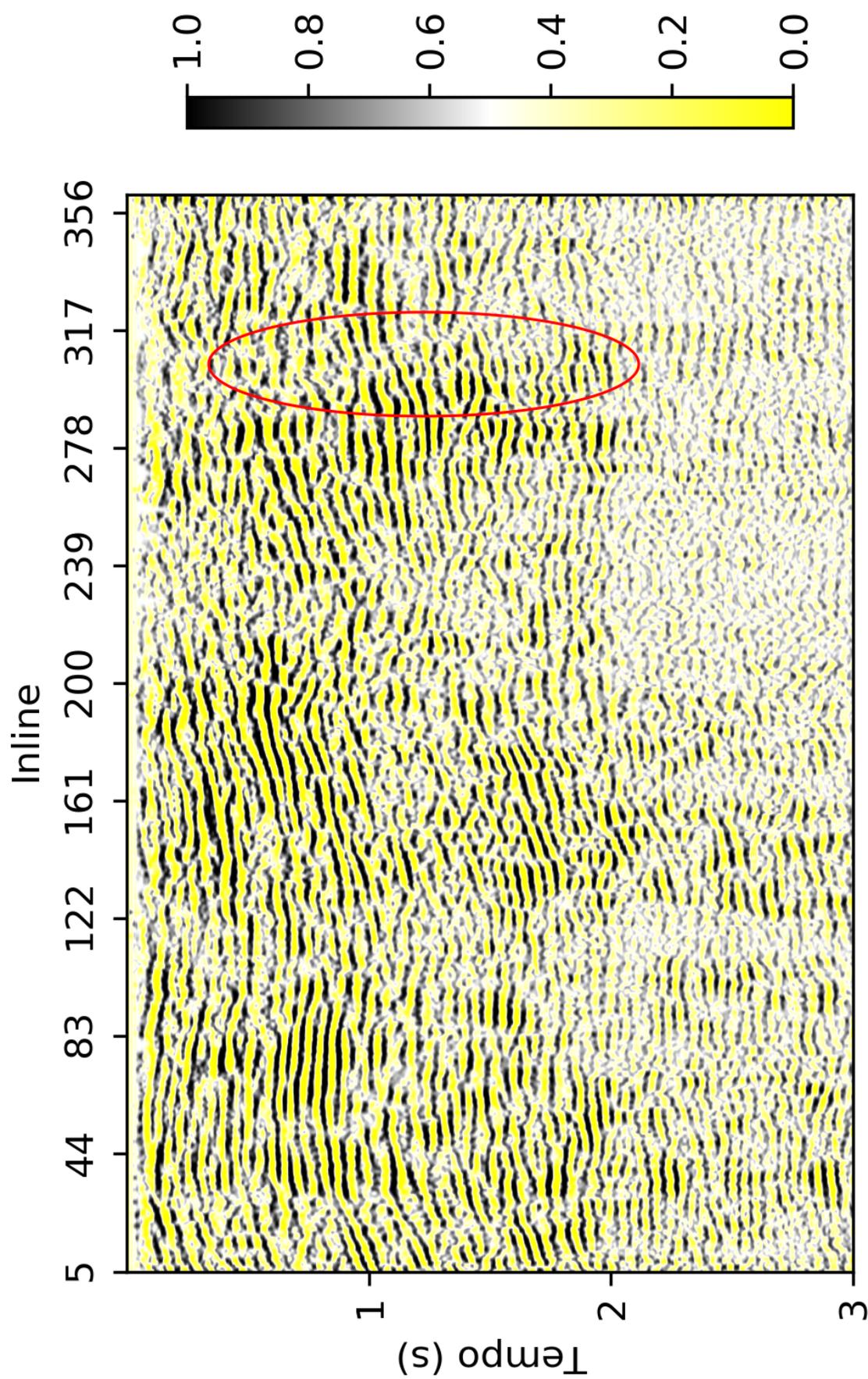


Figura 4.4: Crossline 353 do cubo que possui correlação com a localização do poço direcional (linha vermelha).

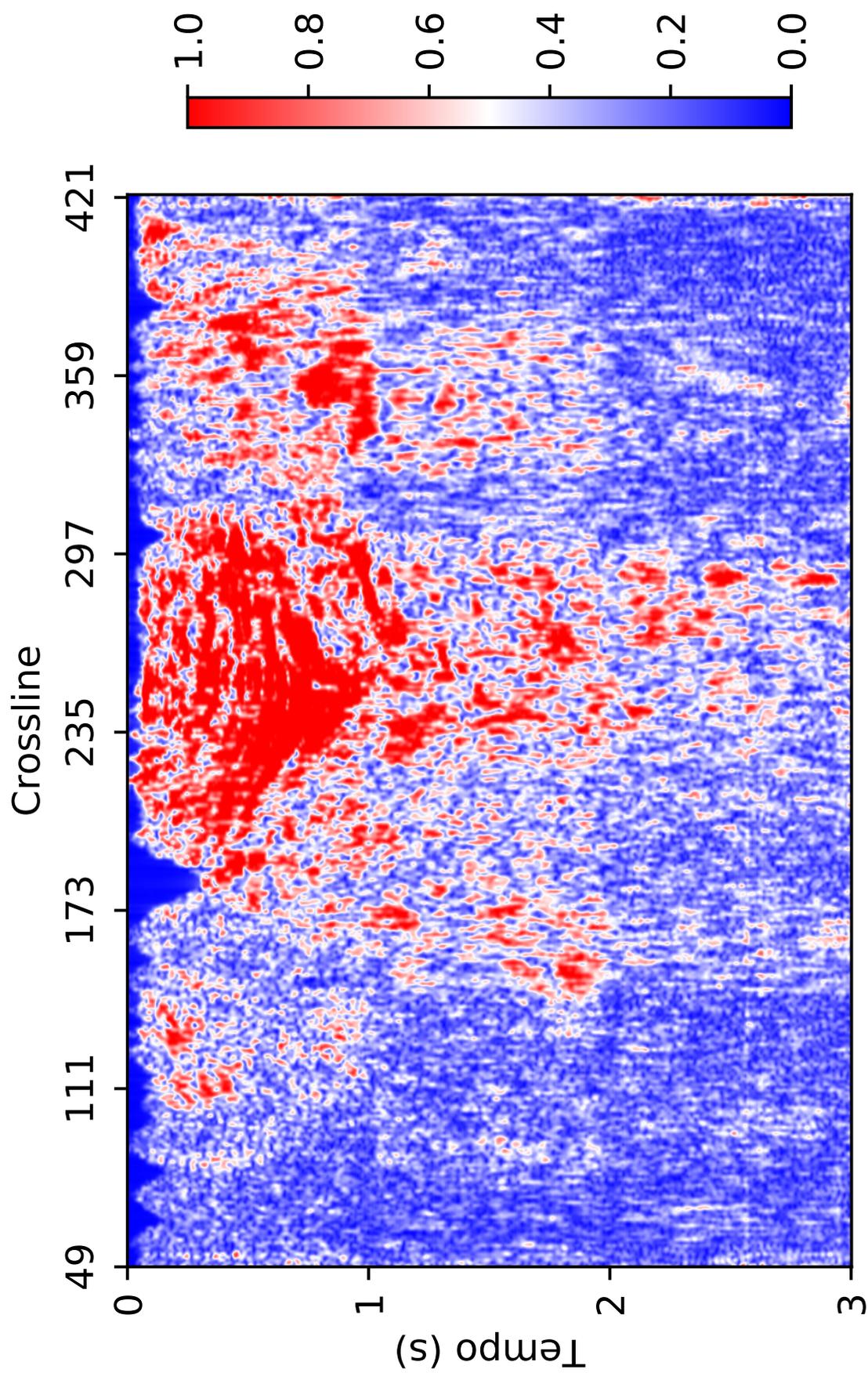


Figura 4.6: Resultado do envelope na inline 308 do cubo sísmico.

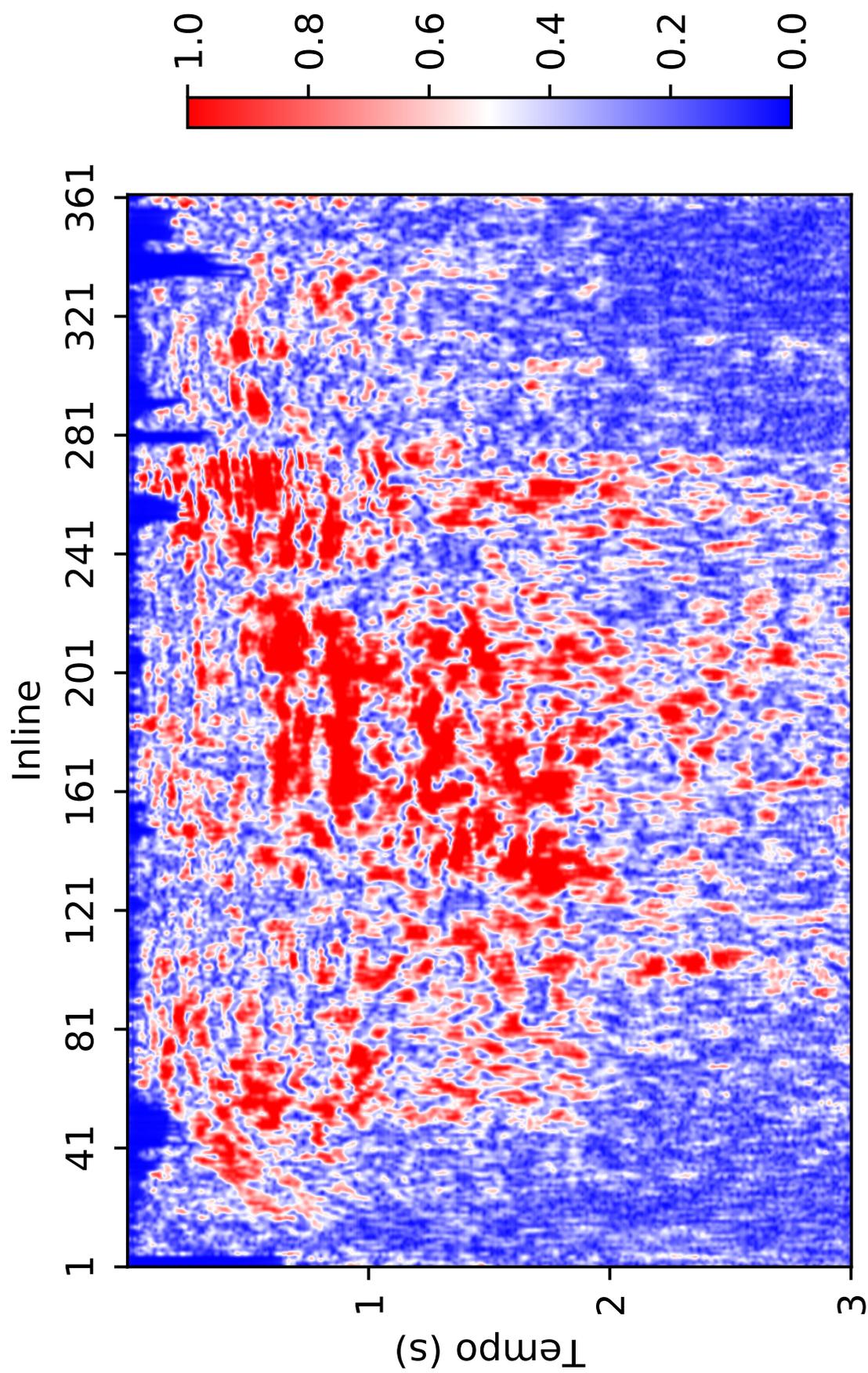


Figura 4.7: Resultado do envelope na crossline 294 do cubo sísmico.

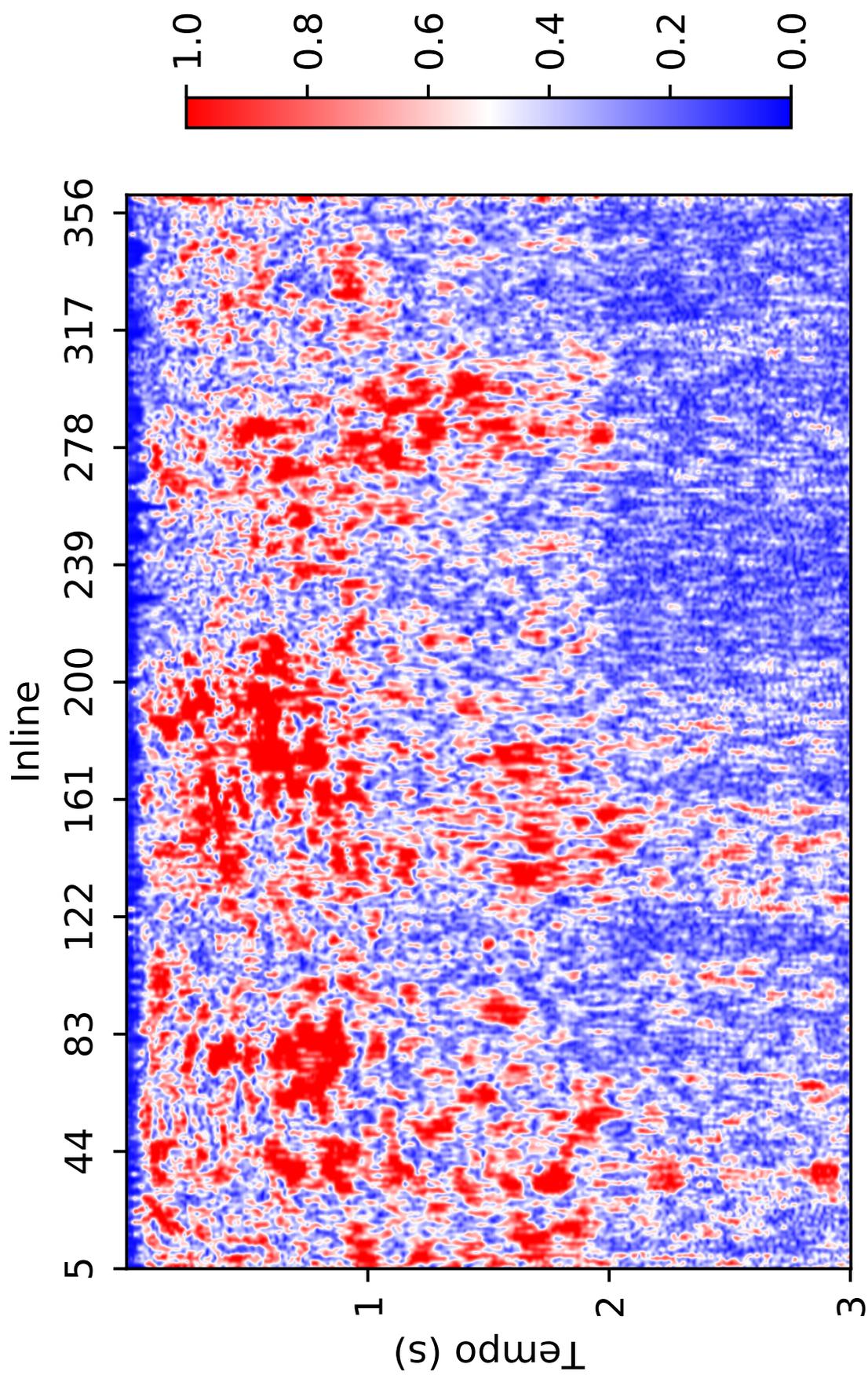


Figura 4.8: Resultado do envelope na crossline 353 do cubo sísmico.

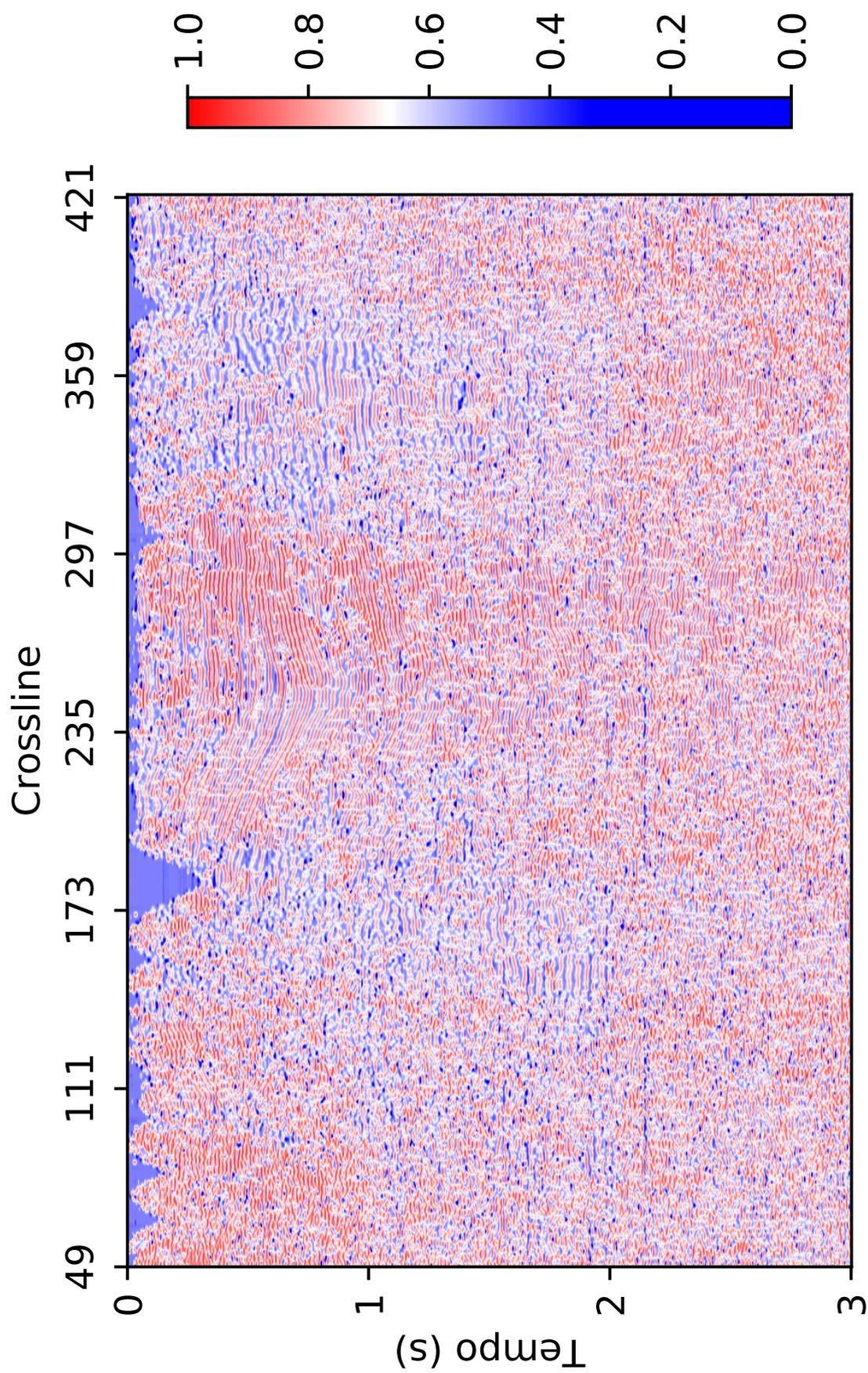


Figura 4.9: Resultado da frequência instantânea na inline 308 do cubo sísmico.

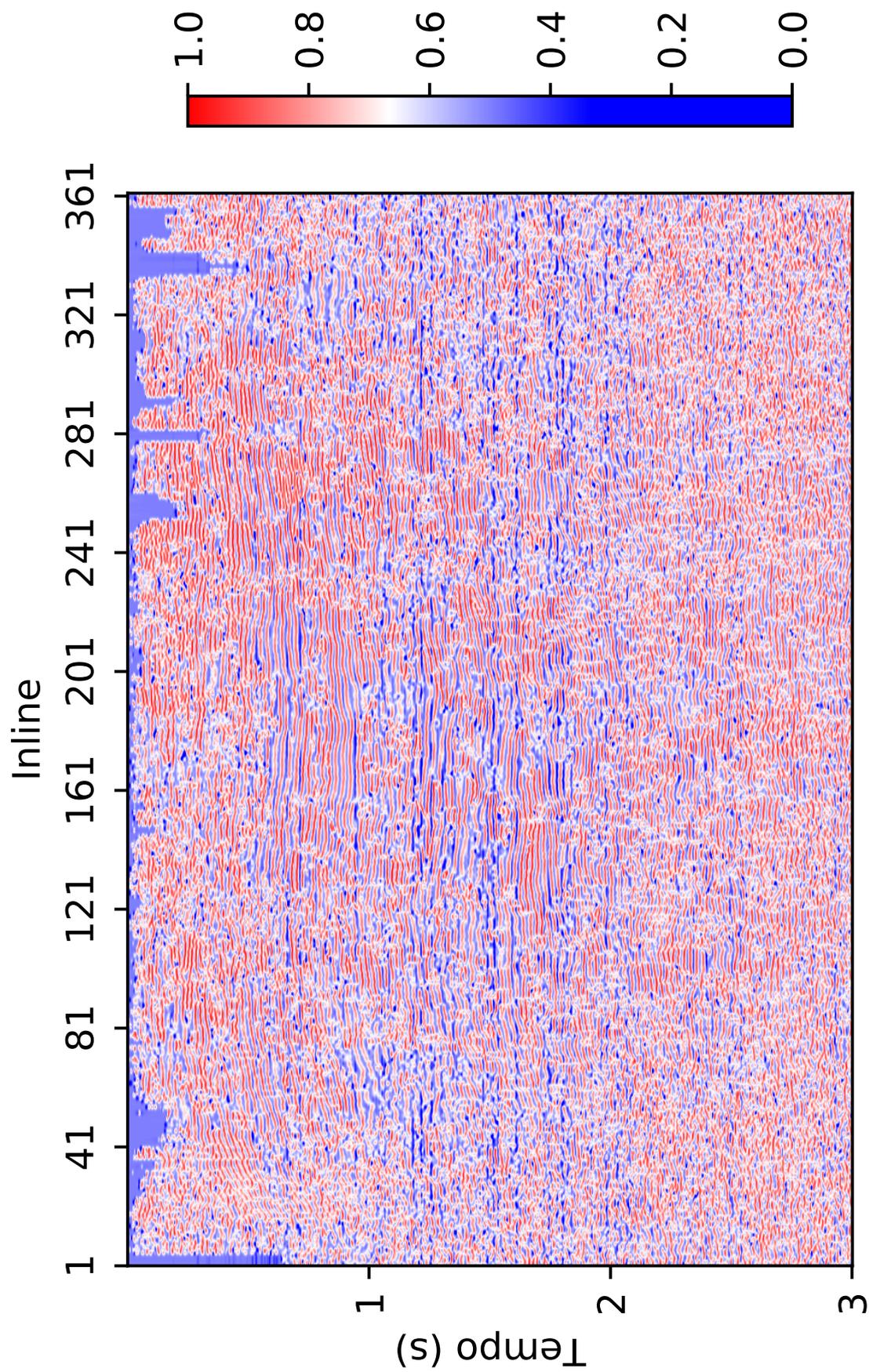


Figura 4.10: Resultado da frequência instantânea na crossline 294 do cubo sísmico.

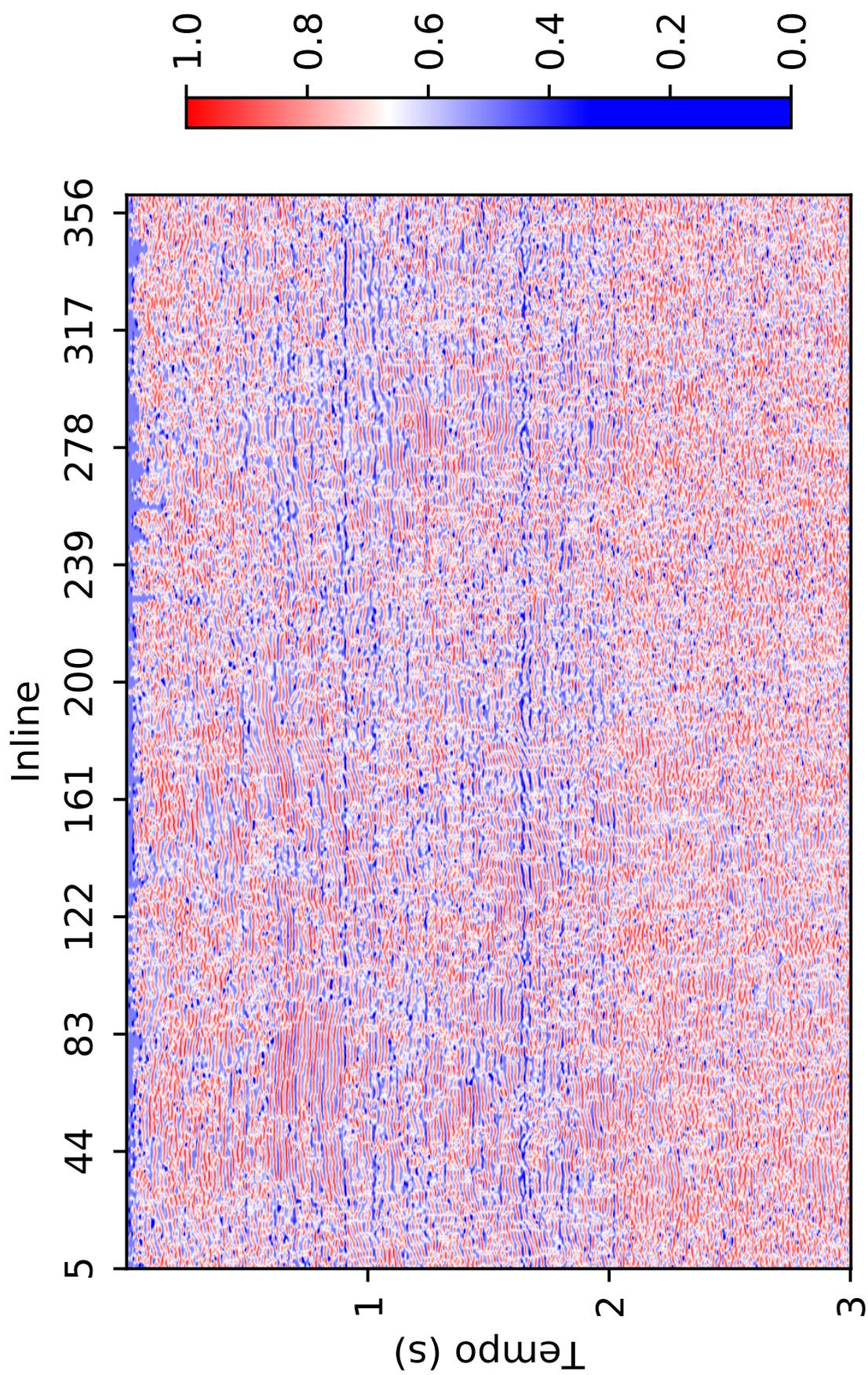


Figura 4.1.1: Resultado da frequência instantânea na crossline 353 do cubo sísmico.

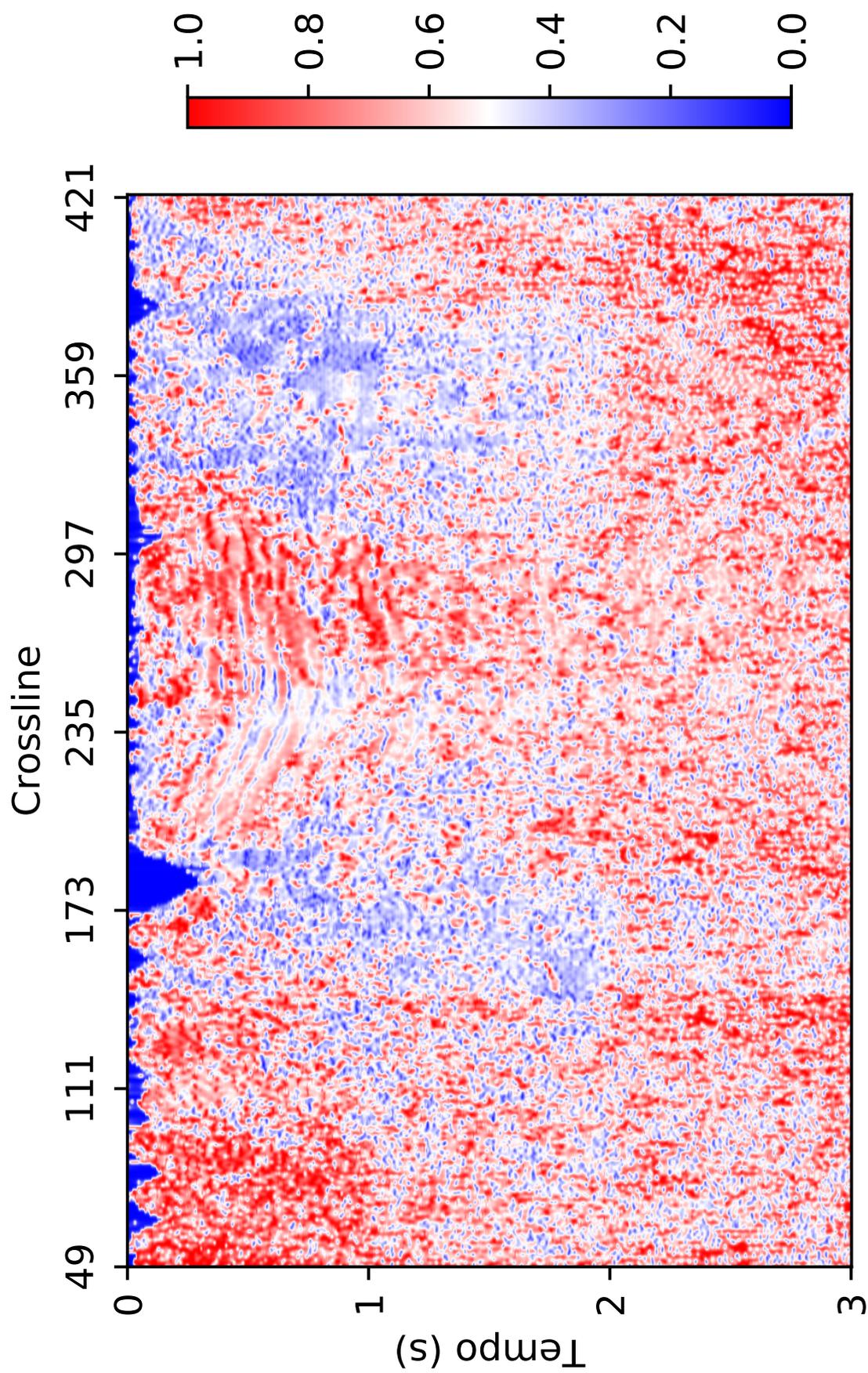


Figura 4.12: Resultado da frequência média instantânea na inline 308 do cubo sísmico.

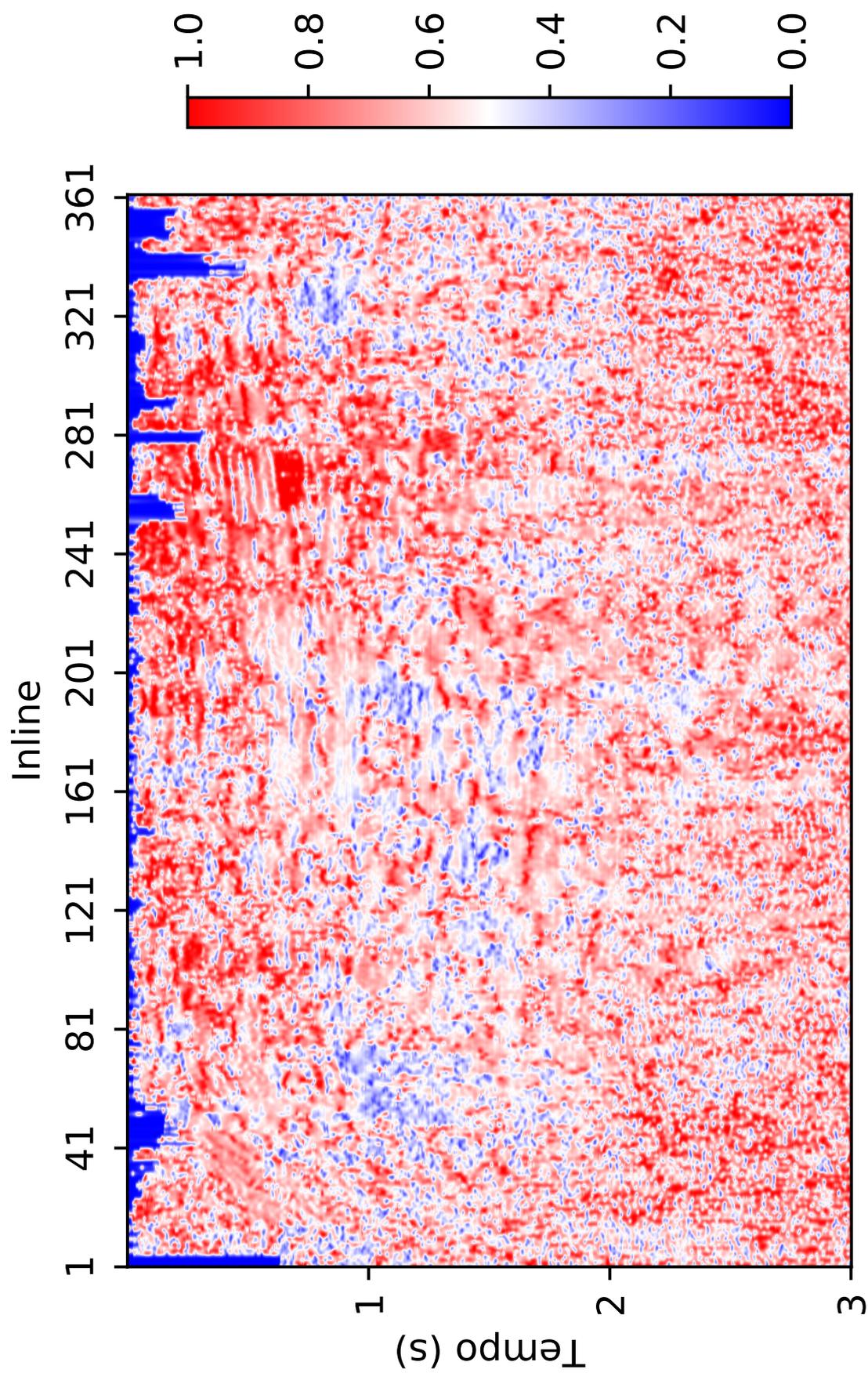


Figura 4.13: Resultado da frequência média instantânea na crossline 294 do cubo sísmico.

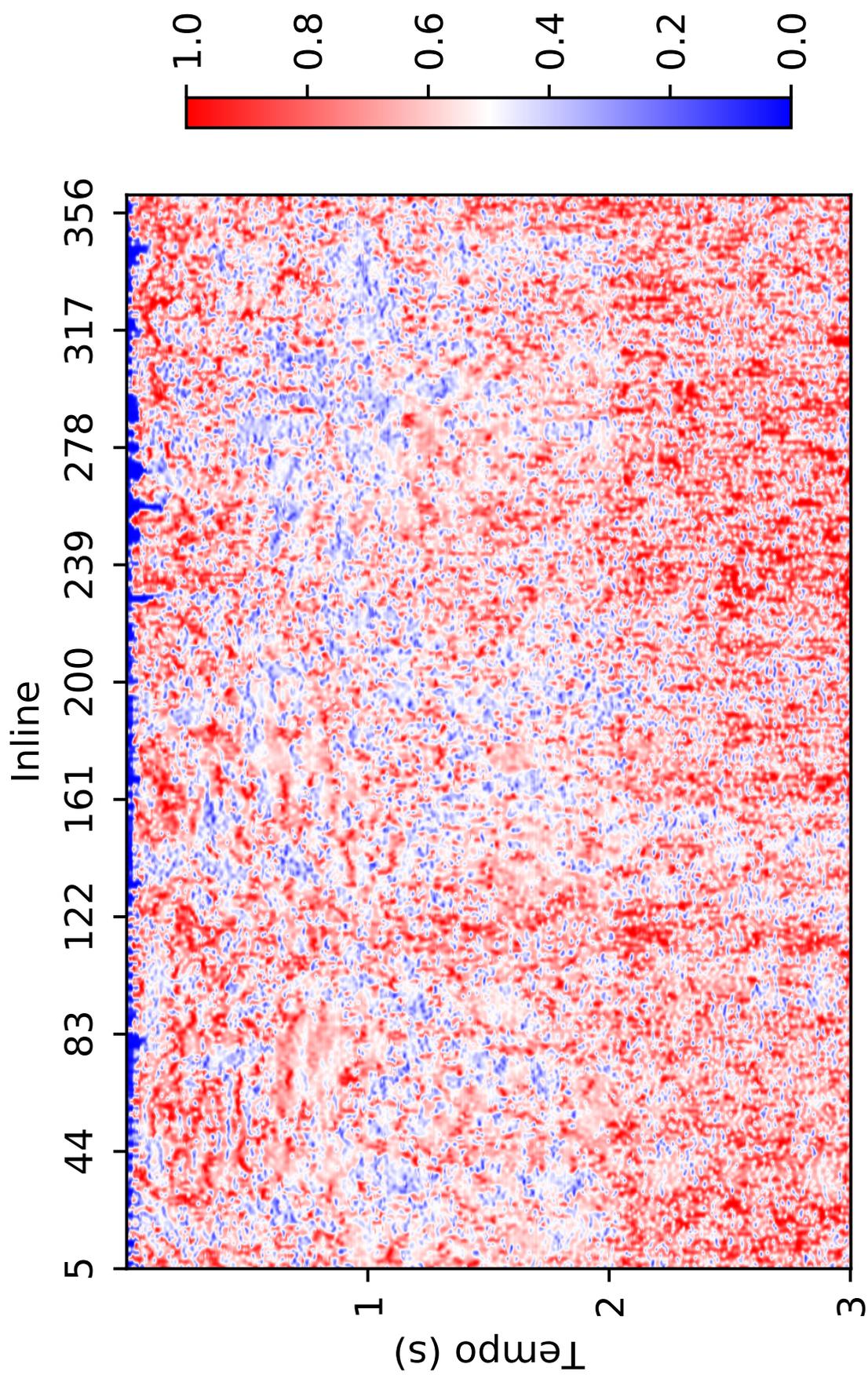


Figura 4.14: Resultado da frequência média instantânea na crossline 353 do cubo sísmico.

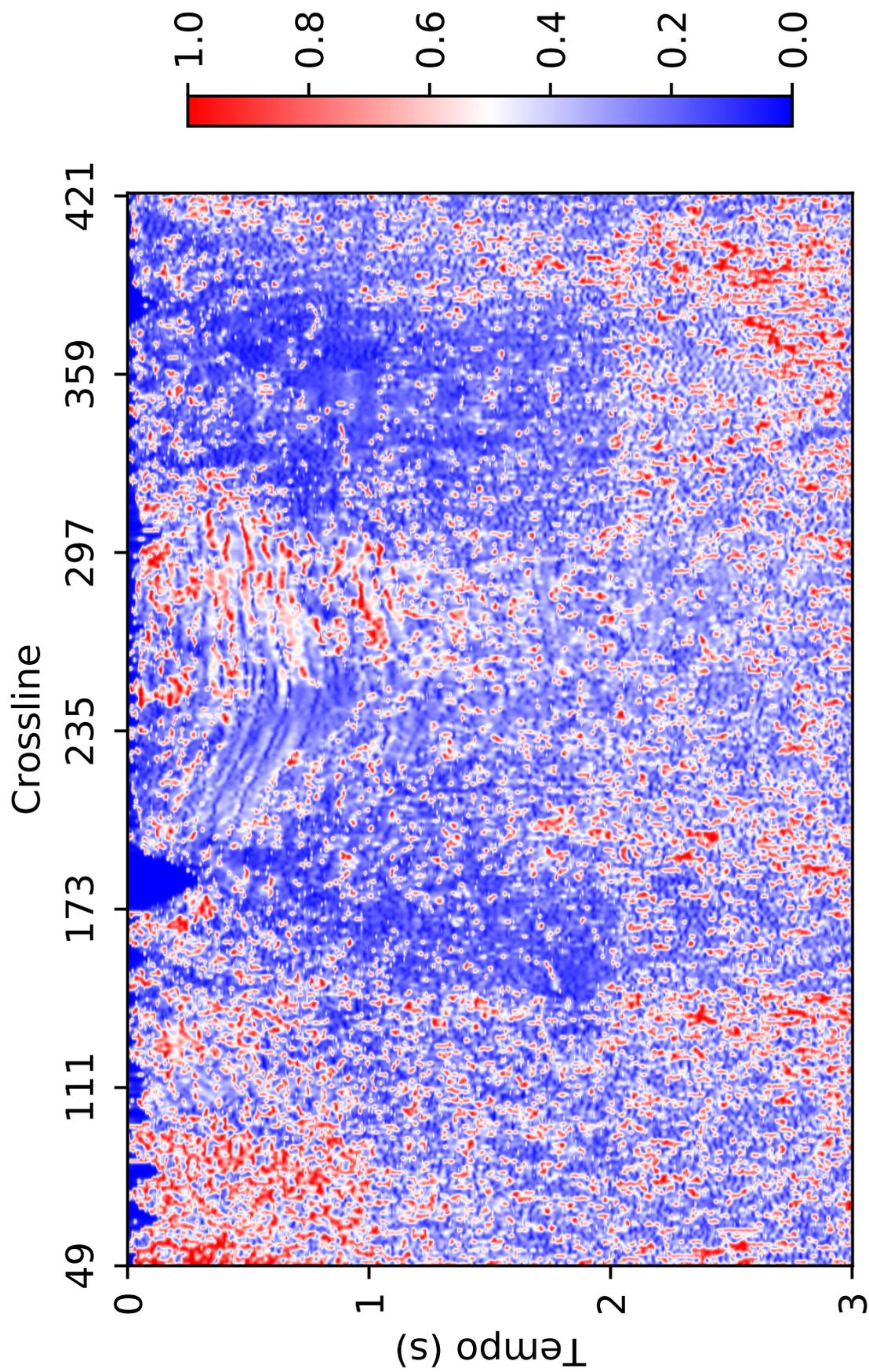


Figura 4.15: Resultado da variância na inline 308 do cubo sísmico.

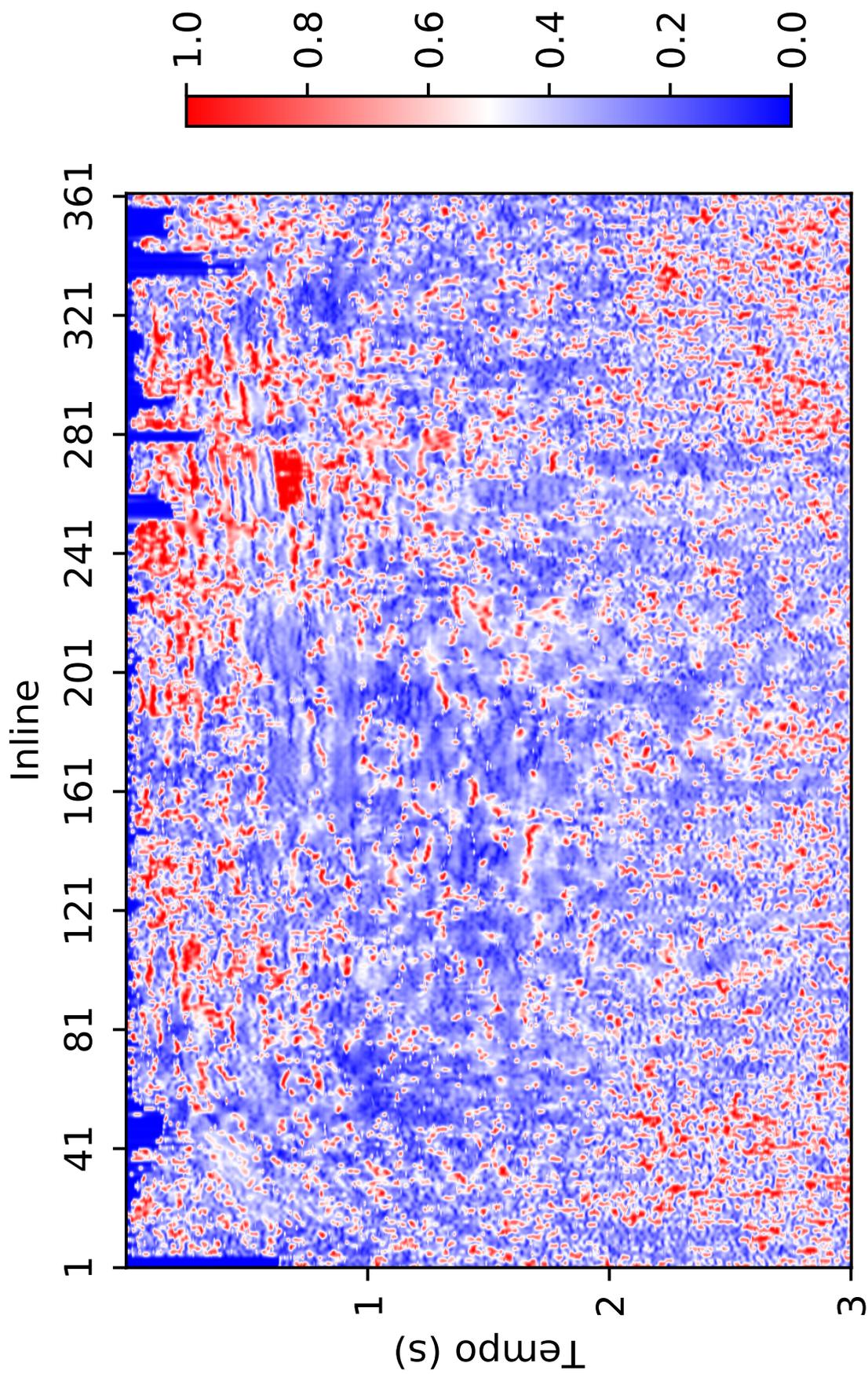


Figura 4.16: Resultado da variância na crossline 294 do cubo sísmico.

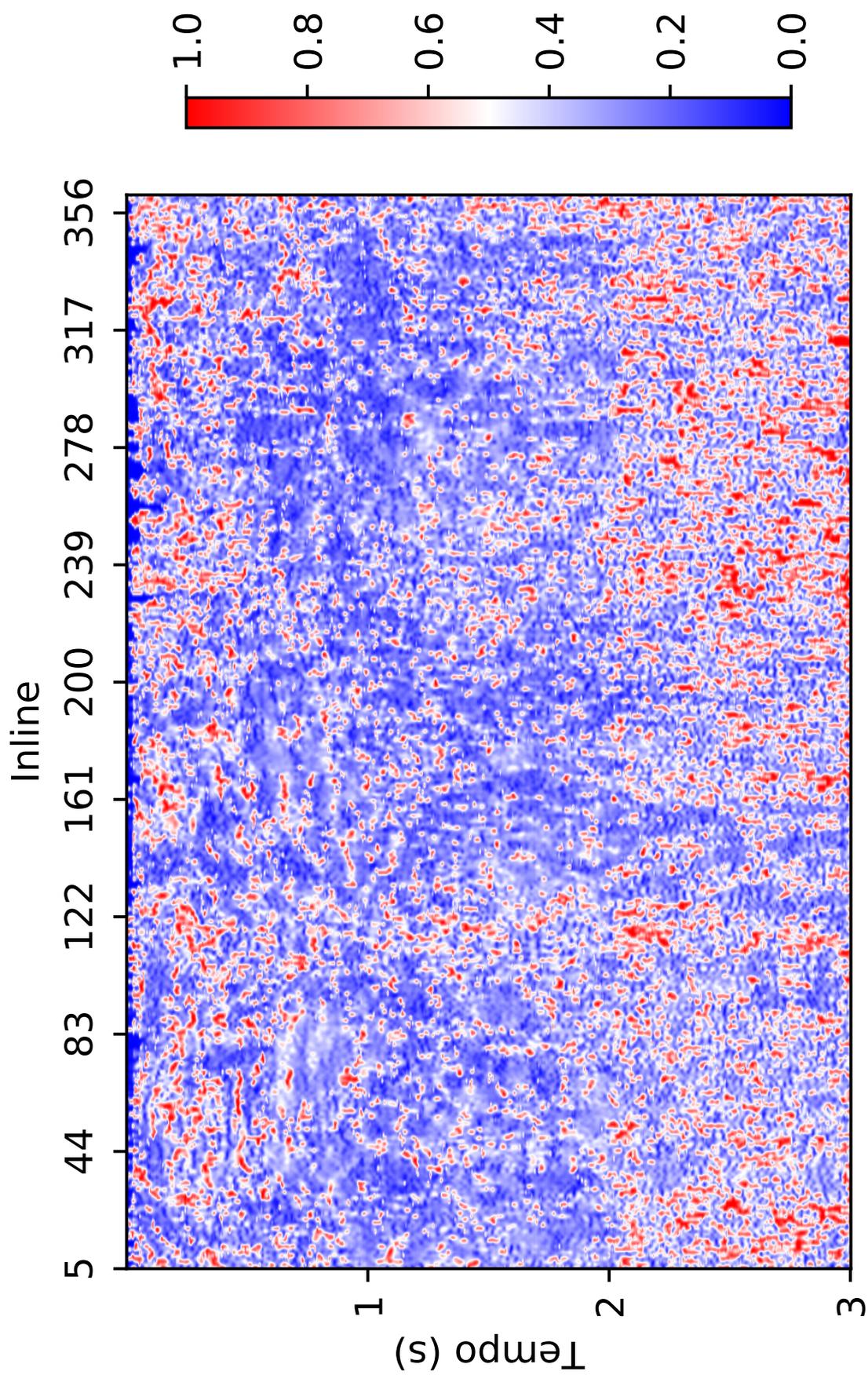


Figura 4.17: Resultado da variância na crossline 353 do cubo sísmico.

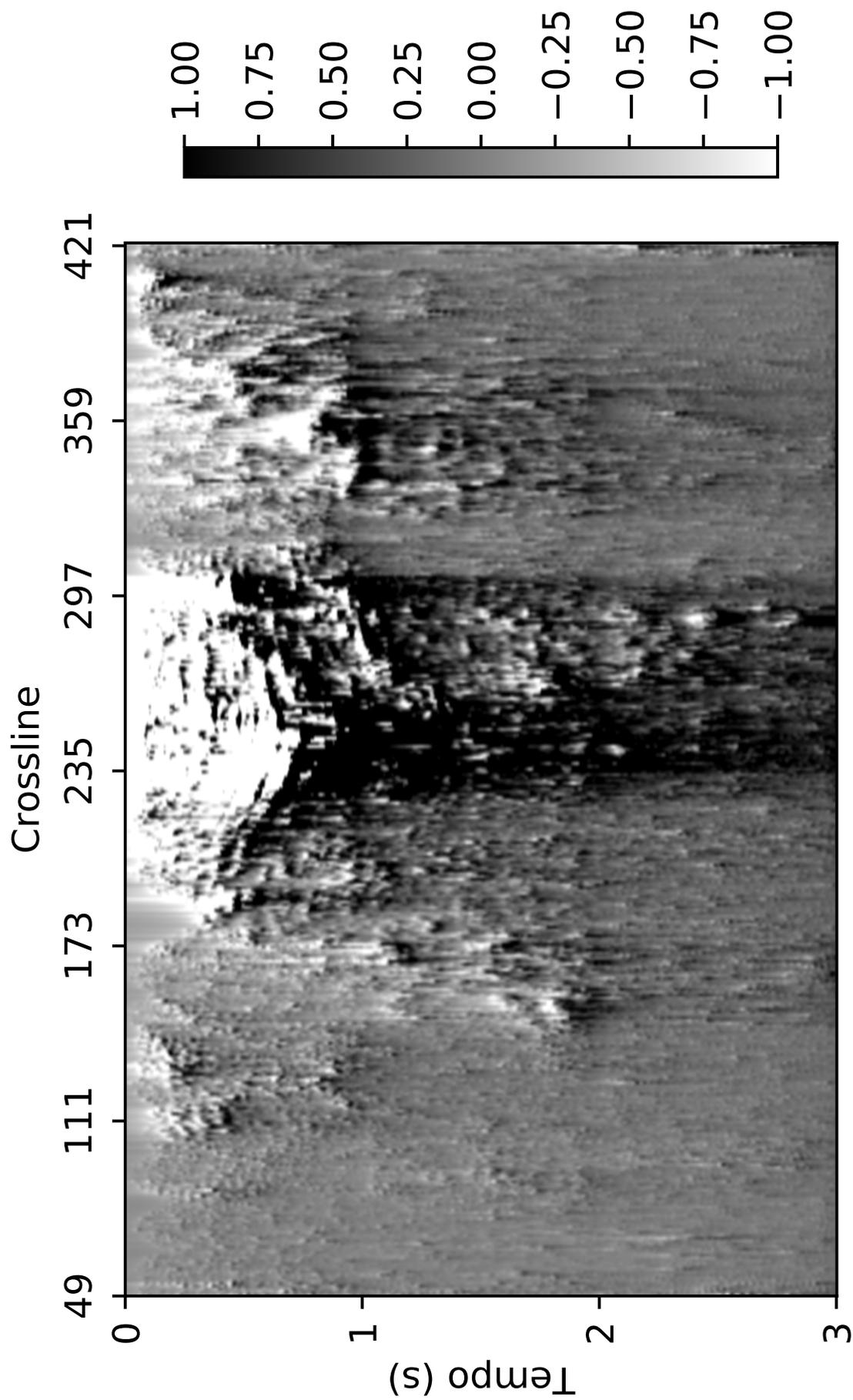


Figura 4.18: Resultado do TecVa na inline 308 do cubo sísmico.

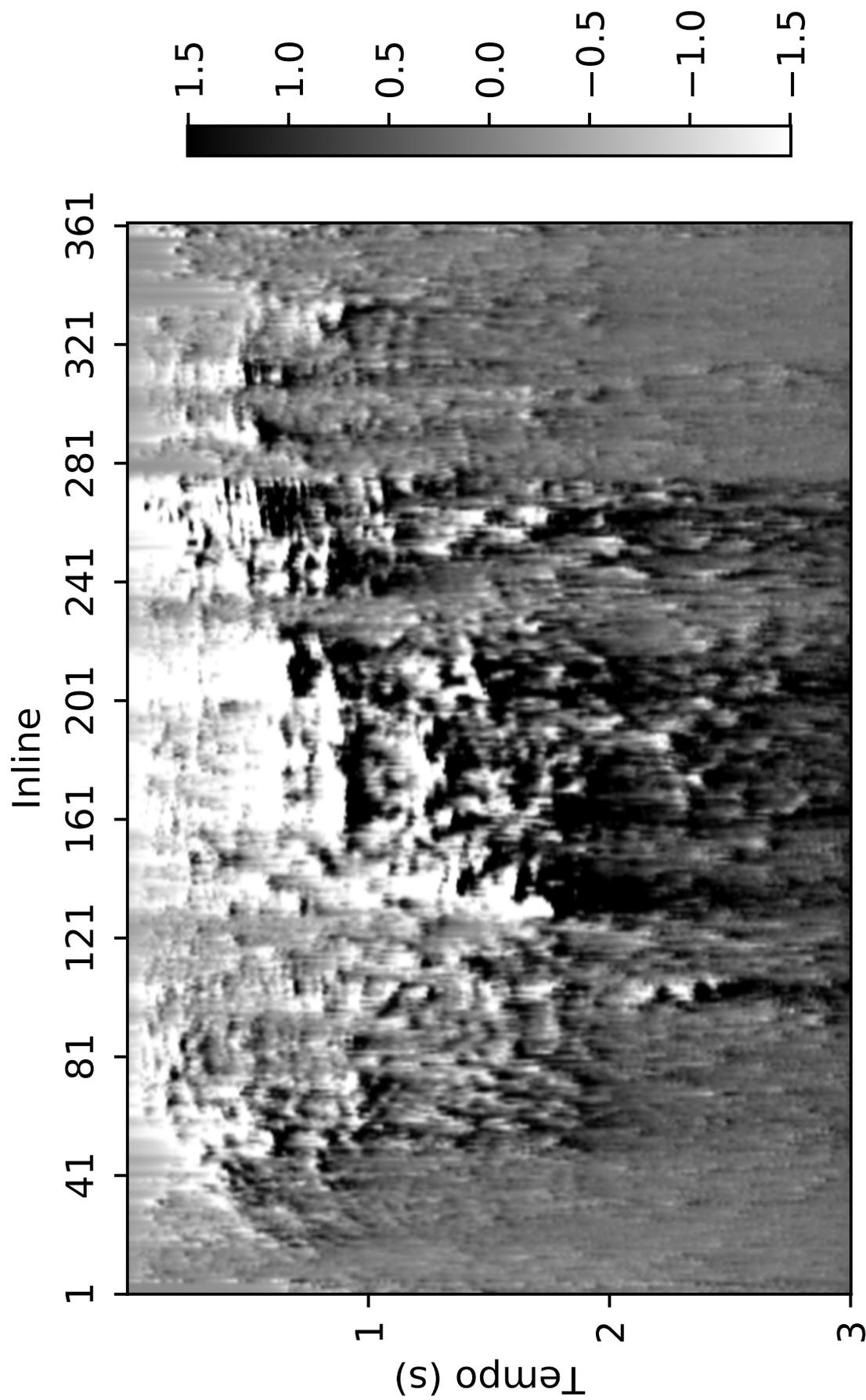


Figura 4.19: Resultado do TecVa na crossline 294 do cubo sísmico.

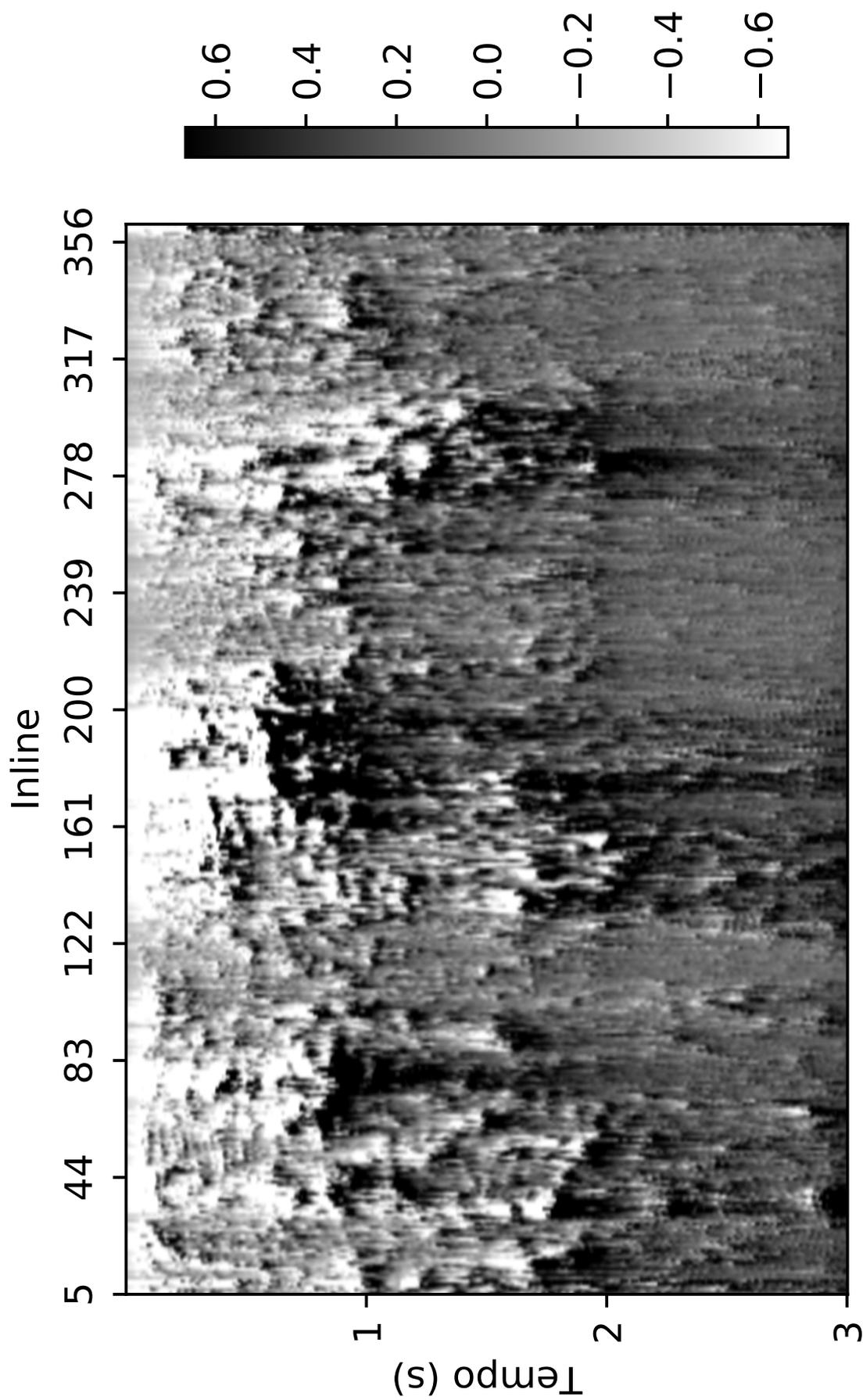


Figura 4.20: Resultado do TecVa na crossline 353 do cubo sísmico.

5

Conclusão

A caracterização dos reservatórios de hidrocarbonetos é sempre uma tarefa árdua, seja ele convencional ou não, relativo a isso, trabalhar com dados sísmicos novos e antigos é sempre um novo desafio para a geofísica. O aumento da razão sinal-ruído depende da eficiência dos métodos utilizados e da escolha do fluxograma de processamento sísmico. Neste contexto, as seções sísmicas geradas com o melhor fluxo de processamento com direcionamento em reservatórios de gás em folhelho mostraram-se viáveis na caracterização do reservatório de gás.

A atenuação do *ground roll* utilizando o método SSA-RI apresentou resultado satisfatório, permitindo que o resultado desejado (as reflexões) tivesse alta separabilidade em relação ao ruído aleatório. Além de atenuar o principal ruído (*ground roll*) que estavam camuflando as reflexões, o SSA-RI tornou possível realizar com excelência a análise de velocidades, etapa crucial do processamento sísmico, sendo possível aumentar com precisão os pontos de coerência escolhidos no *semblance*. A obtenção do melhor campo de velocidades facilitou posterior interpretação dos dados sísmicos com significativos detalhes.

A deconvolução *Spike* apresentada teve grande influência na porção rasa do dado, auxiliando na definição das finas camadas em subsuperfície e aumentando a resolução final da seção empilhada. Após a aplicação das filtragens e a finalização das etapas de processamento sísmico, realizou-se a amarração sísmica-poço, objetivando evidenciar uma região alvo para investigação de reservatórios não convencionais de gás de folhelho. Para isso, utilizou-se informações de um poço direcional contendo indicadores de gás, correlacionando a amarração sísmica-poço com os resultados dos atributos sísmicos obtidos.

Agradecimentos

Ao PPPG/UFBA, PETROBRAS, FAPESB, CNPq e FINEP pela oportunidade de participar do programa de mestrado apoiado por estas instituições que juntas, através deste convênio contribuem para o desenvolvimento científico e cultural de nosso país.

A Landmark pela licença acadêmica do SeisSpace concedida a UFBA que possibilitou o desenvolvimento de grande parte do trabalho.

Ao meu orientador, prof. Dr. Milton J. Porsani pela oportunidade de adquirir novos conhecimentos e desafiar os meus limites, e pelo apoio concedido durante todo o desenvolvimento de nosso trabalho e convivência.

Aos Drs. Michelângelo G. da Silva e Saulo P. De Oliveira que fizeram parte da comissão examinadora apresentando sugestões, críticas e discussões que aperfeiçoaram este trabalho.

Aos companheiros da pós graduação, especialmente Quézia, pelo apoio, ensinamentos, e discussões durante a pesquisa, e também pela agradável convivência proporcionada durante este período tão significativo para o êxito deste trabalho.

Ao corpo docente, especialmente ao prof. Dr. Hédison K. Sato pela sua constante atenção, disponibilidade e apoio. Ao corpo técnico e administrativo do Programa pelos meios concedidos durante a realização da pesquisa.

À minha mãe, meu pai, minha irmã, meus avós, meus tios, e meus primos pelo apoio, carinho e incentivo constantes que sem os quais seria impossível a realização deste trabalho. Aos meus amigos pelo incentivo constante, especialmente a Leonardo pelo incentivo e apoio durante todo tempo. E a minha companheira Itanara, que com muito amor e carinho enfrentou todos os obstáculos finais comigo.

Apêndice **A**

Demonstração Matemática para Obtenção da Frequência-Instantânea

A partir do traço complexo, (Porsani, Ursin e Silva, 2019) deriva a frequência instantânea seguindo os seguintes passos:

$$z(t) = x(t) + iH[x(t)] = A(t)e^{i\phi(t)} = x(t) + iy(t) \quad (\text{A.1})$$

Derivando $z(t)$ em relação a t , temos:

$$z' = A'(t)e^{i\phi(t)} + A(t)(i\phi'(t))e^{i\phi(t)} \quad (\text{A.2})$$

sendo $A(t)$:

$$A^t(t) = z(t)z^*(t) \quad \text{e a derivada:} \quad A'(t) = \frac{1}{A(t)}\text{Real} \left[z'(t)z^*(t) \right] \quad (\text{A.3})$$

Multiplicando a equação A.2 por $e^{-i\phi(t)}$, e sabendo que $z^*(t) = A(t)e^{-i\phi(t)}$, temos:

$$e^{-i\phi(t)}z' = A'(t) + A(t)(i\phi'(t)) \quad (\text{A.4})$$

$$\frac{z^*(t)z'(t)}{A(t)} = \frac{1}{A(t)}\text{Real} \left[z'(t)z^*(t) \right] + A(t)(i\phi'(t)) \quad (\text{A.5})$$

logo,

$$i\phi'(t) = \frac{1}{A(t)} \left(\frac{z^*(t)z'(t)}{A(t)} - \frac{1}{A(t)}\text{Real} \left[z'(t)z^*(t) \right] \right) \quad (\text{A.6})$$

$$\begin{aligned} i\phi'(t) &= \frac{z^*(t)z'(t) - \text{Real} \left[z'(t)z^*(t) \right]}{A(t)^2} = \frac{z^*(t)z'(t) - \text{Real} \left[z'(t)z^*(t) \right]}{z(t)z^*(t)} \\ &= \frac{z'(t)}{z(t)} - \text{Real} \left[\frac{z'(t)z^*(t)}{z(t)z^*(t)} \right] = \frac{z'(t)}{z(t)} - \text{Real} \left[\frac{z'(t)}{z(t)} \right] \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Sabendo que:

$$z(t) = x(t) + iy(t); \quad \text{e que: } z(t) - x(t) = x(t) + iy(t) - x(t) = iy(t) \quad (\text{A.8})$$

temos:

$$i\phi'(t) = \text{imag} \left[\frac{z'(t)}{z(t)} \right] \quad (\text{A.9})$$

sendo:

$$i\phi'(t) = 2\pi f(t); \quad \text{fica: } f(t) = \frac{1}{2\pi} i\phi'(t) \quad (\text{A.10})$$

Sendo a frequência definida em função da parte imaginária da derivada do traço sobre o traço:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{z'(t)}{z(t)} \right] \quad (\text{A.11})$$

Referências

- Alves, F. D. M. (2013) Atenuacao do ground roll utilizando filtragem adaptativa e anti-simétrica tipo Wiener-Levinson e decomposição em modos empíricos, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia.
- Barnes, A. E. (1993) Instantaneous spectral bandwidth and dominant frequency with applications to seismic reflection data, *Geophysics*, **58**(3):419–428.
- Boas, D. B. R. V.; Souza, P. A. V. D. e Michael, H. (2018) Correlação sismoestratigráfica entre as bacias do Recôncavo e de Camamu, *Geosciences*, **37**(3):467–481.
- Boashash, B. (1992) Estimating and interpreting the instantaneous frequency of a signal. I. Fundamentals, *Proceedings of the IEEE*, **80**(4):520–538.
- Bulhões, É. M. (1999) Técnica volume de amplitude para mapeamento de feições estruturais, In: *6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*.
- Chiu, S. K. e Howell, J. E. (2008) Attenuation of coherent noise using localized-adaptive eigenimage filter, In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2008*, pp. 2541–2545, Society of Exploration Geophysicists.
- Chopra, S. e Marfurt, K. J. (2005) Seismic attributes—a historical perspective, *Geophysics*, **70**(5):3S0–28S0.
- Claerbout, J. F. (1976) *Fundamentals of geophysical data processing with applications to petroleum prospecting.*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York.
- Dantas, A. L. E. G. e Porsani, M. J. (2017) Seismic processing applied to shale-gas reservoir characterization in reconcavo basin, In: *15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 31 July-3 August 2017*, pp. 1768–1772, Brazilian Geophysical Society.
- Delgado, F.; Moraes, F.; Rechden, R.; Carara, E.; Tezza, F. B.; Spoladore, I. P. B.; Silva, L. M. d.; Zanotto, M. F.; Decker, M.; Souza Junior, S. E. d. et al. (2019) O shale gas à espreita no brasil: desmistificando a exploração dos recursos de baixa permeabilidade, FGV Energia.

- Fomel, S. e Backus, M. M. (2003) Multicomponent seismic data registration by least squares, In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2003*, pp. 781–784, Society of Exploration Geophysicists.
- Freire, S. L. e Ulrych, T. J. (1988) Application of singular value decomposition to vertical seismic profiling, *Geophysics*, **53**(6):778–785.
- Golub, G. H. e Van Loan, C. F. (2012) *Matrix computations*, vol. 3, JHU Press.
- Levin, F. K. (1971) Apparent velocity from dipping interface reflections, *Geophysics*, **36**(3):510–516.
- Lima, R. R. e Porsani, M. J. (2013) Atenuação do ground-roll utilizando filtragem adaptativa svd no domínio da frequência, In: *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013*, pp. 1488–1493, Society of Exploration Geophysicists and Brazilian Geophysical Society.
- Newman, P. (1973) Divergence effects in a layered earth, *Geophysics*, **38**(3):481–488.
- Porsani, M. J.; Silva, M. G.; Melo, P. E. e Ursin, B. (2009) Ground-roll attenuation based on SVD filtering, In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2009*, pp. 3381–3385, Society of Exploration Geophysicists.
- Porsani, M. J.; Ursin, B. e G. Silva, M. (2018) Signal analysis and time-frequency representation using ssa and adaptive AR methods, In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2018*, pp. 5022–5026, Society of Exploration Geophysicists.
- Porsani, M. J.; Ursin, B. e Silva, M. G. (2019) Signal decomposition and time–frequency representation using iterative singular spectrum analysis, *Geophysical Journal International*, **217**(2):748–765.
- Rocha, H. d. V. (2016) Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termoeletrica de Uruguaiana (RS), Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.
- Rocha, P. S.; Souza, A.; Câmara, R. J. B. et al. (2002) O futuro da bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira, *Bahia Análise & Dados*, **11**(4):32–44.
- Rosa, A. (2010) *Análise do sinal sísmico: Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf)*, Rio de Janeiro.
- Saatçilar, R. e Canitez, N. (1988) A method of ground-roll elimination, *Geophysics*, **53**(7):894–902.
- Sheriff, R.; Taner, M.; Koehler, F. e Frye, D. (1977) *Extraction and interpretation of the complex seismic trace*, Indonesian Petroleum Association.

- Silva, M. G. d. (2004) Processamento de dados sísmicos da bacia do tacutu, Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Taner, M. T. e Koehler, F. (1969) Velocity spectra—digital computer derivation applications of velocity functions, *Geophysics*, **34**(6):859–881.
- Taner, M. T.; Koehler, F. e Sheriff, R. (1979) Complex seismic trace analysis, *Geophysics*, **44**(6):1041–1063.
- Telford, W.; Geldart, L.; Sheriff, R. e Keys, D. (1976) *Applied Geophysics* Cambridge University Press, Cambridge, **860**.
- Yilmaz, O. (1987) *Seismic data processing* Society of Exploration Geophysicists Tulsa.
- Yilmaz, Ö. (2001) *Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data*, Society of Exploration Geophysicists.
- Zoukaneri, I. e Porsani, M. J. (2014) Time-frequency representations of seismic traces using Wigner-Ville distributions, US Patent App. 14/227,471.
- Zoukaneri, I. e Porsani, M. J. (2015) A combined wigner-ville and maximum entropy method for high-resolution time-frequency analysis of seismic data, *Geophysics*, **80**(6):O1–O11.