



Universidad Nacional de La Plata
Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas

Tesis de Grado en Geofísica

IMAGEN SÍSMICA BIDIMENSIONAL EN TIEMPO Y
PROFUNDIDAD EN LA CUENCA MARAÑÓN, PERÚ

Julieta Antonella Elizondo Campos

Directora: Geof. María Gabriela Goñi

Co-director: Geof. Tomás D'Biassi

Diciembre, 2024

Resumen

La sísmica es una técnica geofísica que utiliza la propagación de ondas sísmicas para obtener información sobre la estructura y las características del subsuelo. En un estudio sísmico, una fuente de energía genera ondas sísmicas que se propagan a través de la Tierra donde las mismas se reflejan y se refractan en diferentes capas geológicas o interfases. Los sensores registran estas ondas reflejadas desde la superficie, generando trazas sísmicas.

El procesamiento sísmico es el conjunto de técnicas aplicadas a estas trazas para mejorar la calidad de la información y obtener una imagen clara del subsuelo. Este proceso consta de varias etapas, algunas de ellas son: la corrección de datos por diferencias de elevación y por las variaciones laterales de la capa de baja velocidad cercana a la superficie, el filtrado de ruido, la ganancia de amplitud, la deconvolución, el análisis de velocidad, la corrección dinámica (NMO), el stack o apilamiento y la migración. Luego de estos pasos, las trazas sísmicas se organizan en secciones o volúmenes sísmicos que pueden ser interpretados para identificar estructuras geológicas, disposiciones estratigráficas y distribuciones de amplitudes y otros atributos derivados que indiquen probabilidades significativas de encontrar yacimientos de recursos naturales como petróleo y gas.

El presente trabajo de tesis se enfoca en el procesamiento de datos sísmicos de tres líneas ubicadas en la Cuenca Marañón, Perú. Dicho procesamiento fue realizado en el marco de una pasantía que realicé en la compañía YPF durante abril 2022 hasta abril 2023.

A partir de este procesamiento se generaron imágenes en tiempo y en profundidad, utilizando el software de Aspentech®. Los datos utilizados se adquirieron en campañas realizadas en el año 1973, que por su antigüedad presentaron un desafío al momento del procesamiento. Luego de la secuencia de procesamiento aplicada, fue posible la obtención de las secciones en tiempo y en profundidad para las tres líneas.

Agradecimientos

Todo el camino recorrido no hubiese sido lo mismo sin el apoyo incondicional de mi familia y amigos, que empezaron siendo compañeros para convertirse en ese hombro necesario cuando las cosas no iban tan bien, los que te ayudaban con una resolución de ejercicios, un mate o las juntadas post cursadas. Hicieron que el paso por la facultad me enriqueciera como persona, además de profesional. Encontré un grupo que va a estar ahí pase lo que pase, y espero seguir compartiendo la vida, los logros de ellos los tomo como propios.

Mi familia que desde el día uno tiró para que yo llegara a este momento, sin cuestionarme ni apurarme, con las palabras de aliento.

Mi título esta dedicado a ellos.

A mis directores, que hicieron que la última etapa no sea la mas difícil.

Gracias, por estar ahí para mi.

Prólogo

En este trabajo de tesis se aborda la teoría y práctica que conlleva el procesamiento sísmico de líneas 2D. Se hace mención de qué es el método sísmico y cómo se aplica, dejando en evidencia las dificultades con las que un geofísico se puede encontrar. Como en todo trabajo de procesamiento, se adaptó la secuencia a este tipo de dato en particular.

A lo largo de estas páginas, se muestran los datos con los que se trabajó, contando con partes de observador y planillas de elevación, los parámetros utilizados para su adquisición, y cada una de las etapas del procesamiento que se aplicó, con imágenes que ayudan a su comprensión y visualización.

El trabajo tuvo como objetivo generar imágenes sísmicas del subsuelo de las tres líneas a través del proceso de migración tanto en tiempo como en profundidad, debido a la complejidad de la estructura geológica.

Índice general

Índice de figuras	VII
Índice de tablas	x
1. Introducción	1
1.1. Método Sísmico	1
1.2. Procesamiento de datos sísmicos	2
1.3. Marco geológico	2
1.4. Parámetros de registraci3n	5
1.5. Conversi3n de formato SEG-Y a formato interno	6
1.6. Cálculo de coordenadas	7
2. Procesamiento en tiempo	9
2.1. Asignaci3n de geometría	10
2.2. Edici3n de registros de baja calidad	12
2.3. Correcci3n por divergencia esférica	14
2.4. Cálculo de correcciones estáticas	18
2.4.1. Estáticas de elevaci3n	18
2.4.2. Estáticas aplicadas	19
2.5. Atenuaci3n de ruidos en el dominio del shot y receptor	21
2.6. Compensaci3n de amplitudes consistente en superficie	27
2.7. Deconvoluci3n consistente en superficie	29
2.8. Análisis de velocidades y estáticas residuales	36
2.8.1. Análisis de velocidades	36
2.8.2. Estáticas residuales	39
2.9. Atenuaci3n de amplitudes anómalas en el dominio del cdp y offset.	42
2.10. Segunda compensaci3n de amplitudes consistente en superficie.	44
2.11. Stack	44

2.12. Migración	47
2.13. Migración en tiempo	50
2.13.1. Migración post-sateck en tiempo	50
2.13.2. Migración pre-stack en tiempo (PSTM)	52
2.14. Postproceso	57
2.14.1. Reducción de ruido aleatorio.	57
2.14.2. Filtro variable en tiempo post-stack	58
2.14.3. Control de ganancia	58
3. Procesamiento de datos en profundidad	63
3.1. Interpretación de los horizontes	64
3.2. Modelo de velocidades	65
3.3. Migración pre-stack en profundidad	68
3.4. Suma y postproceso	68
4. Resultados	70
5. Conclusiones	78
Bibliografía	80

Índice de figuras

1.1. Mapa de la ubicación de la Cuenca Marañón, Perú.	3
1.2. Columna estratigráfica generalizada para la zona de estudio.	5
1.3. Ubicación de los DEMs.	8
1.4. Ubicación de las líneas procesadas.	8
2.1. Ejemplo parte de observador.	10
2.2. Ejemplo de planilla de elevaciones	11
2.3. Geometría de la líneas.	11
2.4. Ejemplo de registros de baja calidad	12
2.5. Ejemplo de registros malos en parte de observador.	13
2.6. Ejemplo de las trazas auxiliares.	14
2.7. Aplicación de ganancia por divergencia esférica.	17
2.8. Aplicación de las correcciones estáticas: visto en las hipérbolas.	18
2.9. Ejemplo de primeros arribos.	19
2.10. Elevación de los cdps y stack luego de aplicar la corrección estática.	20
2.11. Profundidad del explosivo en los partes de observador.	21
2.12. Señales registradas en el receptor desde la fuente, con su correspondiente trayectoria.	22
2.13. Técnica de Lift.	23
2.14. Atenuación de ruidos en el dominio del shot.	25
2.15. Atenuación de ruidos en el dominio del shot y receptor.	26
2.16. Control de calidad de la atenuación de ruidos.	27
2.17. Escalares aplicados en la compensación de amplitudes.	28
2.18. Registros antes y después de la compensación de amplitudes consistente en superficie.	28
2.19. Secciones antes y después de la compensación de amplitudes consistente en superficie.	29

2.20. Modelo convolucional de la traza sísmica.	30
2.21. Resolución de la traza sísmica.	31
2.22. Prueba del parámetro longitud de operador.	32
2.23. Prueba del parámetro distancia de predicción.	33
2.24. Registros antes y después de la aplicación de la deconvolución.	34
2.25. Secciones antes y después de aplicar un tercer y cuarto paso de atenuación de ruidos.	35
2.26. Etapas de los análisis de velocidades.	36
2.27. Picado de velocidades de stacking.	37
2.28. Gather sin NMO.	37
2.29. Gather con NMO.	38
2.30. Leyes de velocidad de stacking.	38
2.31. Semblanza antes y después de aplicar correcciones estáticas residuales. . . .	40
2.32. Valores de los escalares del primer paso de las correcciones de las residuales.	40
2.33. Valores de los escalares del segundo paso de las correcciones de las residuales.	41
2.34. Zoom antes y después de la aplicación de los análisis de velocidades y las correcciones estáticas.	42
2.35. Antes y después de la aplicación del quinto y sexto paso de atenuación de ruidos.	43
2.36. Segunda compensación de amplitudes consistente en superficie.	44
2.37. Antes y después de aplicar NMO.	45
2.38. Ejemplo de aplicación de la corrección por NMO y el mute aplicado.	46
2.39. Construcción de sección stack.	46
2.40. Sección geológica, sección sísmica y sección migrada.	47
2.41. Antes y después de la migración en un CMP stack, evento inclinado y difracción.	48
2.42. Efecto de la migración en los sinclinales.	48
2.43. Métodos de migración de acuerdo a la complejidad estructural del subsuelo y grado de variación lateral de la velocidad.	49
2.44. Migración post-stack. Línea 1.	50
2.45. Migración post-stack. Línea 2.	51
2.46. Migración post-stack. Línea 3.	51
2.47. Pruebas de apertura de migración.	52
2.48. Aperturas de migración de 13000m y de 10000m.	53
2.49. Stack antes y sección migrada después de la PSTM. Línea 1.	54

2.50. Stack antes y sección migrada después de la PSTM. Línea 2.	55
2.51. Stack antes y sección migrada después de la PSTM. Línea 3.	56
2.52. Efecto migración en línea 2, zoom.	57
2.53. Sección antes y después de aplicar el postproceso. Línea 1.	60
2.54. Sección antes y después de aplicar el postproceso. Línea 2.	61
2.55. Sección antes y después de aplicar el postproceso. Línea 3.	62
3.1. Modelo estructural realizado desde la interpretación en tiempo migrado. . .	65
3.2. Velocidad Interválica inicial y final. Línea 1.	66
3.3. Velocidad Interválica inicial y final. Línea 2.	66
3.4. Velocidad Interválica inicial y final. Línea 3.	67
3.5. Vista desde el sur de las velocidades interválicas finales utilizadas para la migración en profundidad.	67
3.6. PSDM con postproceso correspondiente a Línea 1.	68
3.7. PSDM con postproceso correspondiente a Línea 2.	69
3.8. PSDM con postproceso correspondiente a Línea 3.	69
4.1. Dato original con el que contaba la compañía, línea 1.	70
4.2. Después de la PSTM, línea 1.	71
4.3. Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 1.	71
4.4. PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 1.	72
4.5. PSDM con postproceso, línea 1.	72
4.6. Dato original con el que contaba la compañía, línea 2.	73
4.7. Después de la PSTM, línea 2.	73
4.8. Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 2.	74
4.9. PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 2.	74
4.10. PSDM con postproceso, línea 2.	75
4.11. Después de la PSTM, línea 3.	75
4.12. Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 3.	76
4.13. PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 3.	76
4.14. PSDM con postproceso, línea 3.	77

Índice de tablas

1.1. Parámetros de registraci3n.	6
2.1. Velocidad promedio	16
2.2. Filtros aplicados en cada paso de atenuaci3n, variando seg3n sea necesario.	24
2.3. Filtro variable en tiempo post-stack.	58

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se explicará el método sísmico, qué es y cómo fue aplicado. Así como la secuencia de procesamiento sísmico seguida, teniendo en cuenta la geología de la zona, y la información previa con la que se contaba. Además debemos considerar que las líneas con las que se trabajaron se incorporaron a un procesamiento sísmico previo realizado en YPF. Se hará mención de cuáles fueron los parámetros de adquisición que se utilizaron. El cálculo de coordenadas de las estaciones de registración fue generado a través de un programa de YPF, ya que no se contaba con los datos originales y era imposible volver a reproducir los puntos de adquisición del dato en el terreno.

1.1. Método Sísmico

El método sísmico es una técnica utilizada para mapear las estructuras del subsuelo mediante la generación y análisis de ondas sísmicas. Es una herramienta fundamental en la exploración y desarrollo de petróleo y gas, así como en estudios de ingeniería civil, hidrogeología, y estudios de riesgos naturales.

El método sísmico se basa en la propagación de ondas a través de las diferentes capas del subsuelo, las cuales son afectadas por los cambios en las propiedades del subsuelo, específicamente las velocidades de propagación incluyendo su anisotropía y la densidad.

En el método sísmico de reflexión se inyecta energía con una fuente en el área de estudio. En el caso de adquisición de datos terrestres se utiliza como fuente martillos de percusión, explosivos y camiones vibradores, siendo este último en la actualidad el método más usado. En cambio, en el caso de datos marinos, se utilizan cañones de aire.

La información es recibida por sensores, ubicados en la superficie, que en el caso terrestre se llaman geófonos y en el caso marino, hidrófonos, aunque también, actualmente

se utilizan acelerómetros en ambos casos. La disposición geométrica de los sensores se determina según los objetivos del área de estudio. El movimiento (variaciones de velocidad, aceleración o presión) registrado en cada uno, se convierte en impulsos eléctricos que se almacenan como series de tiempo a las que se llama traza sísmica.

Una traza sísmica es una representación gráfica que muestra la variación de la amplitud de las ondas sísmicas. Esta variación responde a la serie de coeficientes de reflexión asociados a reflexiones en la correspondiente serie de interfases a lo largo del camino recorrido por la propagación sísmica, los cuales son registrados por el sensor a lo largo del tiempo. En un registro sísmico, cada traza corresponde a un punto específico del terreno donde se ha colocado el sensor, mostrando cómo las ondas sísmicas, generadas por una fuente de energía, se propagan y se reflejan en las diferentes capas del subsuelo. Estas trazas constituyen el dato de entrada principal en los métodos sísmicos.

Una vez obtenidos los datos, se le aplican una serie de procesos para poder generar una imagen sísmica de las capas de interés, permitiendo obtener una sección sísmica (2D) o un volumen sísmico (3D) .

1.2. Procesamiento de datos sísmicos

Una vez adquirido el dato en el campo, se procede a realizar el procesamiento sísmico, que consiste en aplicar diversos algoritmos sobre el dato para convertirlo en una imagen y atributos del subsuelo . Las secciones y volúmenes sísmicos son ampliamente utilizados en la prospección de hidrocarburos.

El procesamiento sísmico se realiza definiendo una secuencia de algoritmos. Dependerá del tipo de dato adquirido, terrestre o marino, parámetros de adquisición, calidad del dato y el objetivo de estudio. Los procesos principales de una secuencia de procesamiento para datos terrestres, que son los datos utilizados en este trabajo, son la atenuación de ruidos, correcciones estáticas, deconvolución, stacking y migración [1], los mismos serán explicados a lo largo de los capítulos siguientes.

1.3. Marco geológico

Las tres líneas involucradas en este procesamiento se encuentran en la Cuenca Maraón, ubicada en el norte de Perú (Figura 1.1), una de las principales cuencas sedimentarias de éste país. La misma está situada en la cuenca subandina, al margen oriental de la Cordillera de los Andes. La tectónica de la región está influenciada por la convergencia

entre la Placa Sudamericana y la Placa de Nazca, lo que ha generado la formación de estructuras compresivas y fallas inversas. Se caracteriza por una configuración de tipo antepaís (foreland basin), donde las estructuras predominantes son pliegues y fallas de empuje, que se generan a medida que los Andes se elevan y deforman los sedimentos depositados en la cuenca.

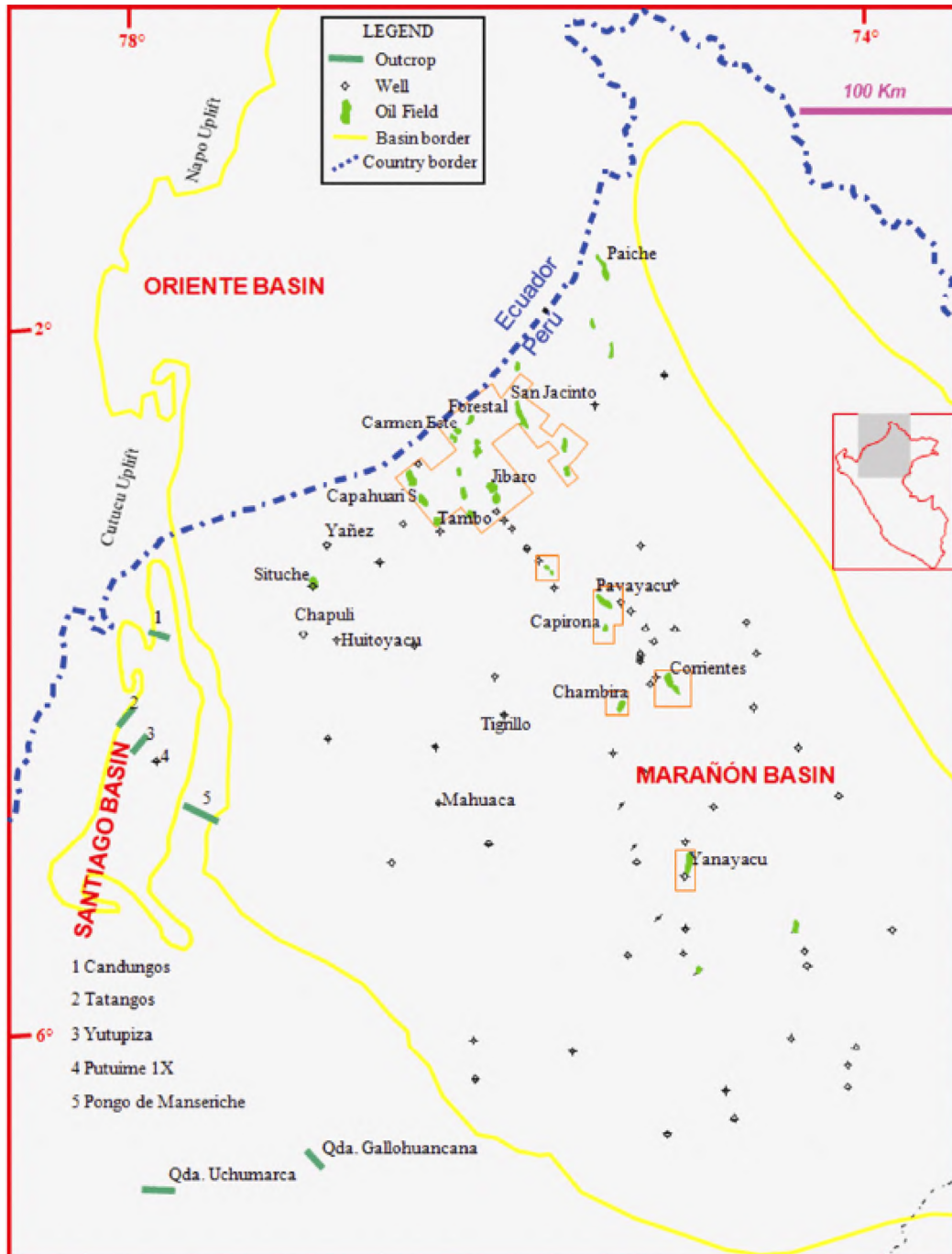


Figura 1.1: Mapa de la ubicación de la Cuenca Marañón, Perú. Imagen extraída de [2]

La cuenca Marañón tiene una base de rocas paleozoicas que incluyen formaciones

del Devónico y Carbonífero, principalmente lutitas y areniscas. Estas formaciones corresponden a ambientes marinos profundos y de plataforma. Es en el Mesozoico donde se desarrolla gran parte del potencial petrolero de la cuenca, destacándose el Grupo Pucará (Jurásico), compuesto por carbonatos, calizas y dolomitas que representan ambientes de depósito marino somero. Sobre el Grupo Pucará se depositan las formaciones del Cretácico, que incluyen areniscas, lutitas y carbón, representando ambientes fluvio-deltaicos y marinos. En el Cenozoico, se depositan sedimentos continentales y fluviales, con predominancia de arcillas y conglomerados que representan el relleno de la cuenca antepaís durante el levantamiento de los Andes. El sistema petrolero de la cuenca Marañón está relacionado principalmente con las rocas generadoras del Paleozoico y Mesozoico, mientras que los reservorios más importantes se encuentran en las areniscas cretácicas y las calizas del Jurásico. Las trampas estructurales formadas por pliegues y fallas han jugado un papel clave en la acumulación de hidrocarburos.

La columna estratigráfica (Figura 1.2) describe los ambientes de la Cordillera Oriental, Cuenca Huallaga y Cuenca Marañón, junto con la configuración estratigráfica para el subsuelo de las cuencas Huallaga y Marañón.

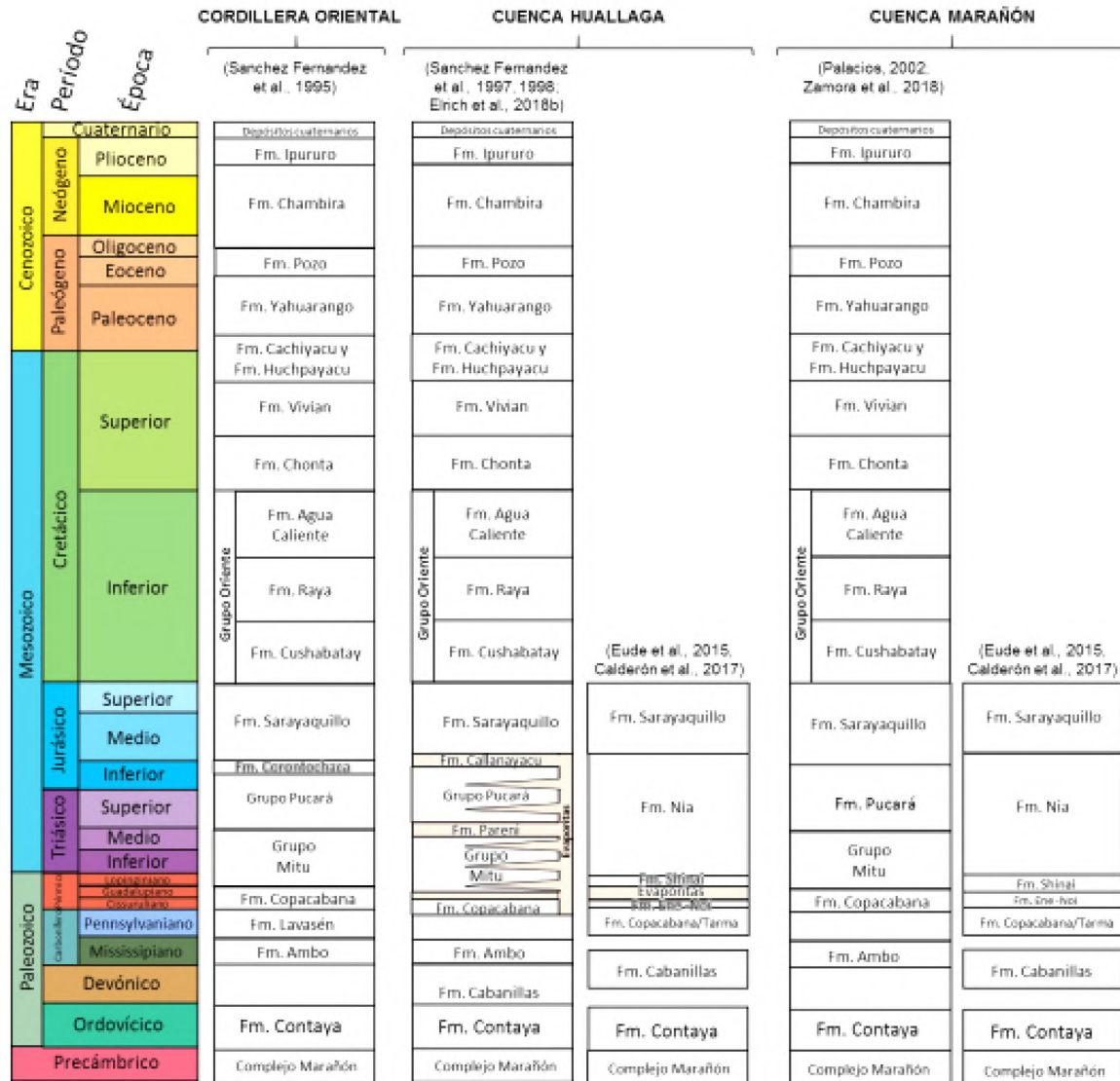


Figura 1.2: Columna estratigráfica generalizada para la zona de estudio. Describe los ambientes de la Cordillera Oriental, Cuenca Huallaga y Cuenca Marañón [3, 4, 5?, 6, 7, 8, 10], junto con la configuración estratigráfica para el subsuelo de las cuencas Huallaga y Marañón [7, 9].

1.4. Parámetros de registraci3n

Para el presente trabajo de tesis, el dato sísmico registrado proviene de dos campañas de adquisición distintas realizadas en el año 1973, que abarcan gran parte de la Cuenca del Marañón. Ambas campañas utilizaron explosivos como fuente de energía. El tendido de registraci3n fue de punta, con 24 canales activos por disparo. Adem3s, el espaciamiento entre puntos de disparo fue el doble que entre estaciones receptoras, lo que result3 en una cobertura nominal o fold de 6, un valor muy bajo para los est3ndares actuales.

En la tabla 1.1 se especifican algunos de los parámetros generales de registración de las 3 líneas reprocesadas en el presente trabajo:

Línea	1	2	3
Año de adquisición	1973	1973	1973
Kilómetros [km]	47.4	42.5	45.6
Fuente	Explosivo	Explosivo	Explosivo
Distancia e/ estacas receptoras [m]	125	125	134
Distancia e/ puntos de disparo [m]	250	250	268
Número de cdps adquiridos	187	163	183
Tendido	de punta	de punta	de punta y simétrico
Fold nominal	6	6	6
Intervalo de muestreo [ms]	2	2	2
Longitud de la traza [s]	5	6	6
Número de canales	24	24	24

Tabla 1.1: Parámetros de registración.

1.5. Conversión de formato SEG-Y a formato interno

La información sísmica adquirida se encontraba originalmente en formato SEG-B, según se puede leer en los partes de observador. Posteriormente esa información fue convertida a formato SEG-Y, formato en el que la compañía recibió los datos. En esta conversión se dañaron parte de los mismos, generando que a posteriori no pueda realizarse un paso importante en la secuencia de procesamiento.

Para poder trabajar con el software de procesamiento es necesario transformar los datos al formato propio del mismo. Por lo que los archivos de campo recibidos en formato SEG-Y fueron convertidos a formato interno del procesamiento, en este caso al formato Aspentech®.

1.6. Cálculo de coordenadas

Las coordenadas de las fuentes y receptores son esenciales en el procesamiento sísmico porque permiten ubicar con precisión la posición de estos elementos en la superficie, lo cual es fundamental para asignar de manera correcta la geometría. Además, estas coordenadas son necesarias para ajustar y corregir los datos sísmicos, compensando las variaciones en la ubicación. Asimismo, facilitan la interpretación y análisis de la propagación de las ondas sísmicas, asegurando que los eventos sísmicos se posicionen correctamente en la sección o volumen sísmico.

Se encontró con la dificultad de que los archivos de posicionamiento no eran los originales, las coordenadas no estaban grabadas en los headers o encabezados de las trazas, y la única información con la que se contaba no era precisa, la misma estaba en un sistema local de Perú que no se encuentra correctamente determinado. La metodología aplicada fue necesaria debido a la imposibilidad de recuperar los puntos en el terreno, porque como se mencionó anteriormente, datan del año 1973. Además, el área geográfica se encuentra en medio de la selva, lo que hace imposible volver a tomar los datos en el terreno, ya que es económicamente inviable. Por lo tanto, para calcular las coordenadas de las líneas, se empleó un programa especializado de producción propia de YPF, desarrollado entre el grupo de Geofísica y Data Science. Este método se basa en comparar las elevaciones de la línea, datos provistos en la planilla de elevaciones, con las elevaciones del modelo digital de elevaciones (DEMs), utilizando también las orientaciones de cada una, obteniendo así las coordenadas del DEM. Por lo tanto las mismas, tienen la precisión del DEM, que en este caso es de $\pm 30\text{m}$. Se utilizaron dos DEMs diferentes (Figura 1.3), para las zonas correspondientes a cada línea.

Las coordenadas obtenidas con la metodología implementada se encuentran en el sistema WGS 1984 UTM Zona 18S.



Figura 1.3: En amarillo se muestran las ubicaciones de los DEMs.

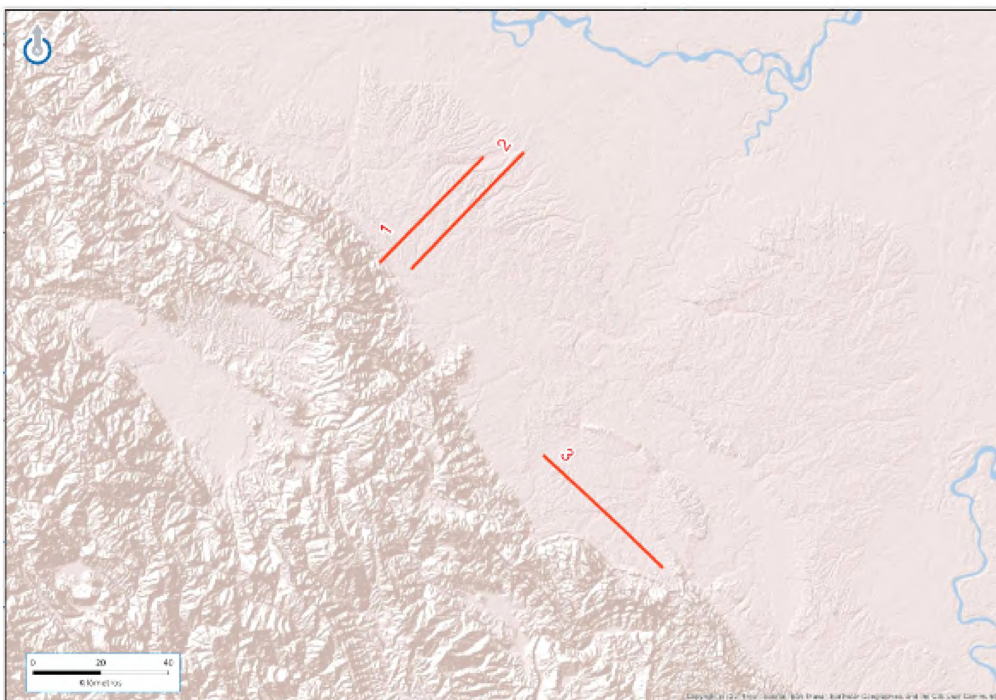


Figura 1.4: Ubicación de las líneas procesadas.

Capítulo 2

Procesamiento en tiempo

Recordando que el objetivo del trabajo es obtener las imágenes sísmicas en tiempo y profundidad de las tres líneas, se procede a explicar el procesamiento en tiempo. El mismo se refiere a una secuencia de técnicas y algoritmos aplicados a los datos sísmicos registrados con el objetivo de producir una imagen sísmica del subsuelo. Este procesamiento se realiza en el dominio del tiempo, lo que significa que las correcciones se aplican directamente a los tiempos de viaje de las ondas sísmicas registradas.

La secuencia aplicada a estos datos sísmicos fue la siguiente:

- Conversión del formato de los datos de SEG-Y al formato requerido para el procesamiento.
- Definición de los parámetros de registración utilizados y determinación de coordenadas para asignar la geometría adecuada.
- Digitalización de los partes de observador y topográficos.
- Edición para corregir registros malos y trazas anómalas.
- Corrección por divergencia esférica y cálculos de estáticas de elevación.
- Aplicación de técnicas de atenuación de ruido en los dominios del shot y del receptor.
- Compensación de amplitudes consistente en superficie y aplicación de deconvolución.
- Realización de un análisis detallado de velocidades y ajustes adicionales para eliminar amplitudes anómalas.
- Ejecución de la migración post-stack (post STM).

- Ejecución de la migración pre-stack (PSTM).
- Aplicación de procesos post-stack, como la atenuación de ruido aleatorio mediante filtros pasa banda y ganancia (postpocreso).

2.1. Asignación de geometría

La asignación de la geometría se refiere a la ubicación espacial de las fuentes de energía, explosivos en este caso, y los receptores, esto es: sus coordenadas x e y, y sus elevaciones, además de cómo se relacionan al momento de energizar. Es decir, los receptores que estaban prendidos al momento del disparo de cada fuente.

La geometría de las líneas (Figura 2.3) se generó a partir de los partes de observador (Figura 2.1) (planilla que llenan los operadores en el campo donde se especifican la relación que tienen los disparos con las estaciones receptoras), las coordenadas calculadas por el software mencionado para todas las estaciones, las elevaciones (Figura 2.2) y las orientaciones de las mismas. Parte de los datos de las líneas fueron cargados de forma manual porque la información no estaba digitalizada.

121944

Field Party: PERU III		Recording Sheet		DFS III (24 Traces)		DFS IV (24 Traces)		REPRODUCE SETTINGS		Spread: 12 Geophone in Line		Prakti-Setamos: 7-310-18-11	
Recorded: 29.10.1975		Set Points: 62% 19%		AGC-Rate / Level: /HI-LO		HC: Hz: LC: Hz:		Geophone Group Spacing: m		Position Trace 1:		Concession: Amerada-Hess	
Instrument No. MQC-27		Release Rate: F.M.S		Final Gain: 90		Gain Constant: 24 dB		Galvo Level: 12 dB		Direction:		Line No.: AH-73-6	
Operator: Bertz		Record Length: 5 sec		Sampling Rate: 2 ms		Filter LC: 12 Hz 18 dB/oct		Tape Format: TIA C/SEB-AL		First Breaks on Paper Record down/up/down on Tape positive/negative Numbers		Page No.: 2	
Filter LC: 12 Hz 18 dB/oct		Tape Format: TIA C/SEB-AL										of Tape No.: 15	

Shot Position (PG-No.)	Position Geoph. 1 (PG-No.)	Mura	Record-No.	Time	Charge	Depth	Parity	DFS III								DFS IV / REPR		Remarks			
								Initial Gain: dB	1-4	5-8	9-12	13-16	17-20	21-24	Trip Delay	JG	Trip Delay				
			600A-6006				DRAP														
			610A				Altav. Pab.														
			620A-6203				Tapul Meise														
			630A				Pulse Test														
1	1368	384-381	11557	1055	1x10	15		42	42	42	42	48	48	152						Schub sehr schwach	
2	1366	382-389	11558	1056	1x10	15															
3	1364	380-387	11559	1057	1x10	15															
4	1362	378-385	11560	1060	1x10	15		36	36	36	36	42	42								
5	1360	356-382	11561	1061	1x10	15															
6	1358	354-381	11562	1062	1x10	15															
7	1356	352-380	11563	1063	1x10	15															Schubkabel defekt Kupfer
8	1354	350-378	11564	1064	1x5	15															" " "
9	1352	348-383	11565	1065	1x10	15															Schub sehr schwach
10	1350	346-383	11566	1066	1x10	15		42	42	42	42	48	48								
11	1348	344-384	11567	1067	1x5	15															
12	1346	342-384	11568	1068	1x5	15															
13	1344	340-384	11569	1071	1x5	15															
14	1342	338-384	11570	1072	1x5	15															
15	1340	336-384	11571	1073	1x5	15															Zünder defekt Kupfer
16	1338	332-384	11572	1074	1x10	15															Schub sehr schwach
17	1336	330-389	11573	1075	1x5	15															

Figura 2.1: Ejemplo parte de observador, de la línea 1.

CA- 208- 23 Page: 1
LINE No. 4

S	Elev. m	Coordinates		S	Elev. m	Coordinates	
		East m	North m			East m	North m
991	204			1	208		
2	205			2	219		
3	1			3	219		
4	205			4	206		
5	206			5	204		
6	218			6	220		
7	210			7	209		
8	214			8	215		
9	208			9	203		
1000	215	651,188	1471,443	40	218	654,433	1474,995
1	208			1	213		
2	233			2	209		
3	207			3	206		
4	211			4	201		
5	207			5	207		
6	205			6	203		
7	208			7	218		
8	201			8	203		
9	211			9	210		
10	205	651,860	1472,331	50	203	655,295	1475,883
1	200			1	209		
2	202			2	204		
3	203			3	208		
4	205			4	214		
5	206			5	220		
6	203			6	214		
7	203			7	221		
8	200			8	213		
9	199			9	217		
20	200	652,711	1473,219	60	221	659,156	1476,770
1				1	215		
2				2	212		
3				3	213		
4				4	220		
5				5	222		
6	200			6	217		
7	205			7	220		
8	201			8	222		
9	207			9	223		
30	205	663,573	1474,107	70	221	657,018	1477,656

Figura 2.2: Ejemplo de planilla de elevaciones correspondiente a la línea 1.

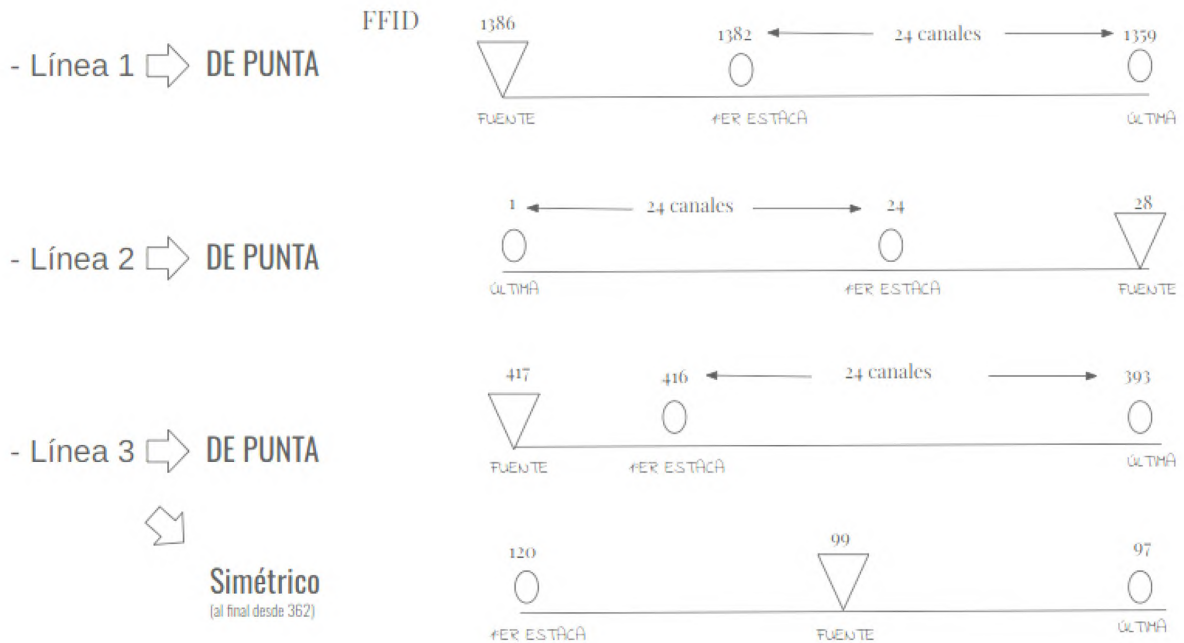


Figura 2.3: Geometría de las líneas. 1 y 2, tienen un espaciamiento de 125, mientras que la línea 3 de 134m.

2.2. Edición de registros de baja calidad

Un registro de baja calidad (Figura 2.4) en el procesamiento sísmico se refiere a una parte de los datos sísmicos que está afectada por interferencias o ruido, lo que resulta en una calidad deficiente o inutilizable. Estas interferencias pueden deberse a diversas razones, como la presencia de fuentes de ruido ambiental, mala digitalización, fallas en el equipo de adquisición de datos, o condiciones adversas del terreno. Estos registros suelen presentar características distintivas, como picos de amplitud anómalos, ruido aleatorio excesivo o falta de coherencia en la forma de onda. Para garantizar la calidad y la integridad de los datos sísmicos, es necesario identificar y eliminar estos registros durante el proceso de edición. Esto se logra mediante una revisión visual de los registros y la aplicación de criterios predefinidos para determinar cuándo un registro es considerado no apto para su utilización. La eliminación de estos datos es crucial para asegurar la precisión y la confiabilidad de los resultados del procesamiento sísmico y su posterior interpretación geológica y geofísica.

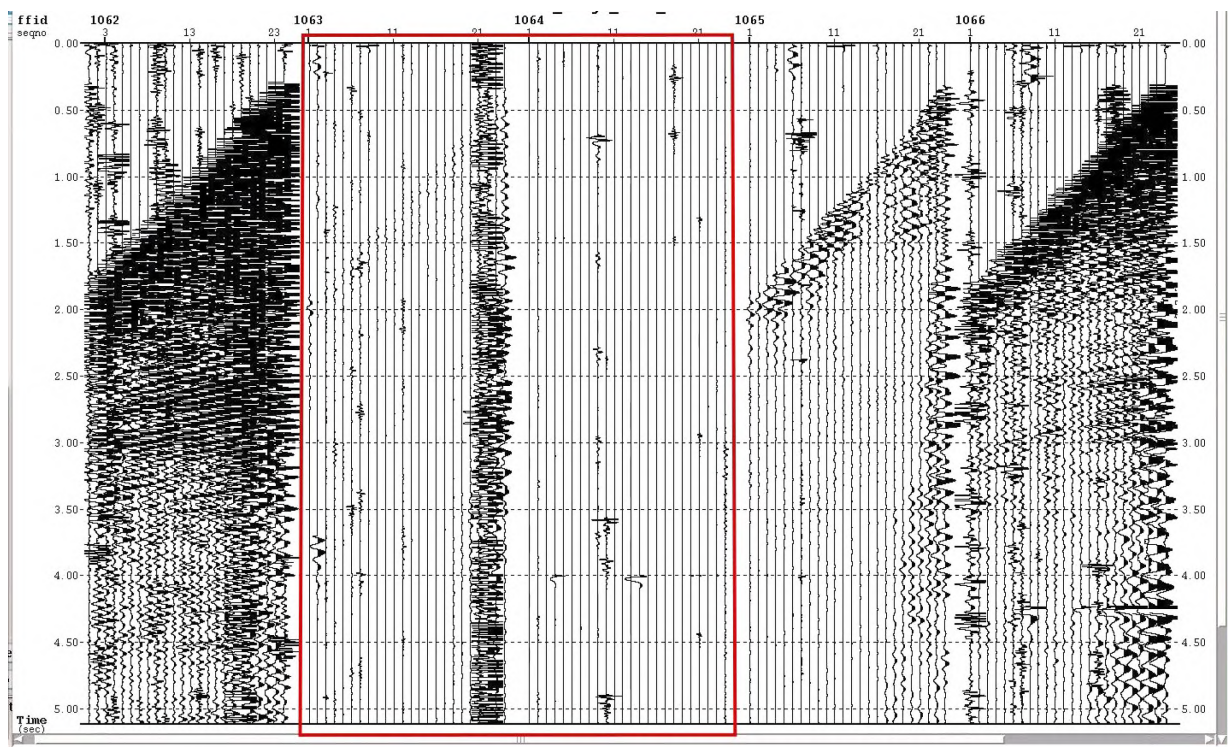


Figura 2.4: Ejemplo de registros de baja calidad para la línea 1, encuadrados en rojo.

Tampoco se tuvo en cuenta los registros que en el parte de observador se indican como disparos muy débiles (Figura 2.5), en alemán *shuss sehr schwach* significa disparo muy débil.

2.2. EDICIÓN DE REGISTROS DE BAJA CALIDAD

121944

Field Party:
PERU III

Recording Sheet

Recorded: 29.10.1978
Instrument No.: M95-27
Operator: Barfz
Record Length: 5 sec
Sampling Rate: 2 ms
Filter LC: 12 Hz 18 dB/oct
HC: 124 Hz

DFS III (24 Traces)
Set Points: 62 % 18 %
Release Rate: F.M.S.
Final Gain: 90
Gain Constant: 24 dB
Tape Format: TIAC/SEC-A

DFS IV (24 Traces)
REPRODUCE SETTINGS
AGC-Rate / Level: /HI-LO
HC: Hz; **LC:** Hz
Galvo Level: 12 dB

Spread: 12 Geophone in line
Geophone Group Spacing: m
Position Trace 1:
Direction:

Prakia-Seismos: 7310R/11
Concession: Amerada-Hess
PERU Block 11
Line No.: AH-73-6
Page No.: 2
of Tape No.: 15

Shot Position (PG-No.)	Position Geoph. (PG-No.)	Mura	Record-No.	Time	Charge x kg	Depth	Parity Errors	DFS III								DFS IV / REPR			Remarks								
								Initial Gain/dB								Trip Delay ms	JG dB	Trip Sens. dB		Trip Delay S							
								1-4 25-28	5-8 29-32	9-12 33-36	13-16 37-40	17-20 41-44	21-24 45-48														
			6001		6006																						
			6101																								
			6201		6203																						
			6301																								
1	1368	1364-374	1552	1055	1x10	15		42	42	42	42	48	48	152										Schuss sehr schwach			
2	1366	1362-374	1558	1056	1x10	15																					
3	1364	1360-374	1559	1057	1x10	15																					
4	1362	1358-374	1560	1060	1x10	15		36	36	36	36	42	42														
5	1360	1356-374	1561	1061	1x10	15																					
6	1358	1354-374	1562	1062	1x10	15																					
7	1356	1352-374	1563	1063	1x10	15																				Schußkabel defekt Kupfer	
8	1354	1350-374	1564	1064	1x5	15																			" " "		
9	1352	1348-374	1565	1065	1x10	15																				Schuss sehr schwach	
10	1350	1346-374	1566	1066	1x10	15		42	42	42	42	48	48														
11	1348	1344-374	1567	1067	1x5	15																					
12	1346	1342-374	1568	1068	1x5	15																					
13	1344	1340-374	1569	1071	1x5	15																					
14	1342	1338-374	1570	1072	1x5	15																					
15	1340	1336-374	1571	1073	1x5	15																					Zünde defekt Kupfer
16	1338	1332-374	1572	1074	1x10	15																					Schuss sehr schwach
17	1336	1332-374	1573	1075	1x5	15																					

Figura 2.5: Ejemplo de registros malos para la línea 1, en el parte de observador, donde schuss sehr schwach significa disparo muy débil.

Al aplicarse la geometría, las trazas auxiliares tampoco se tienen en cuenta.

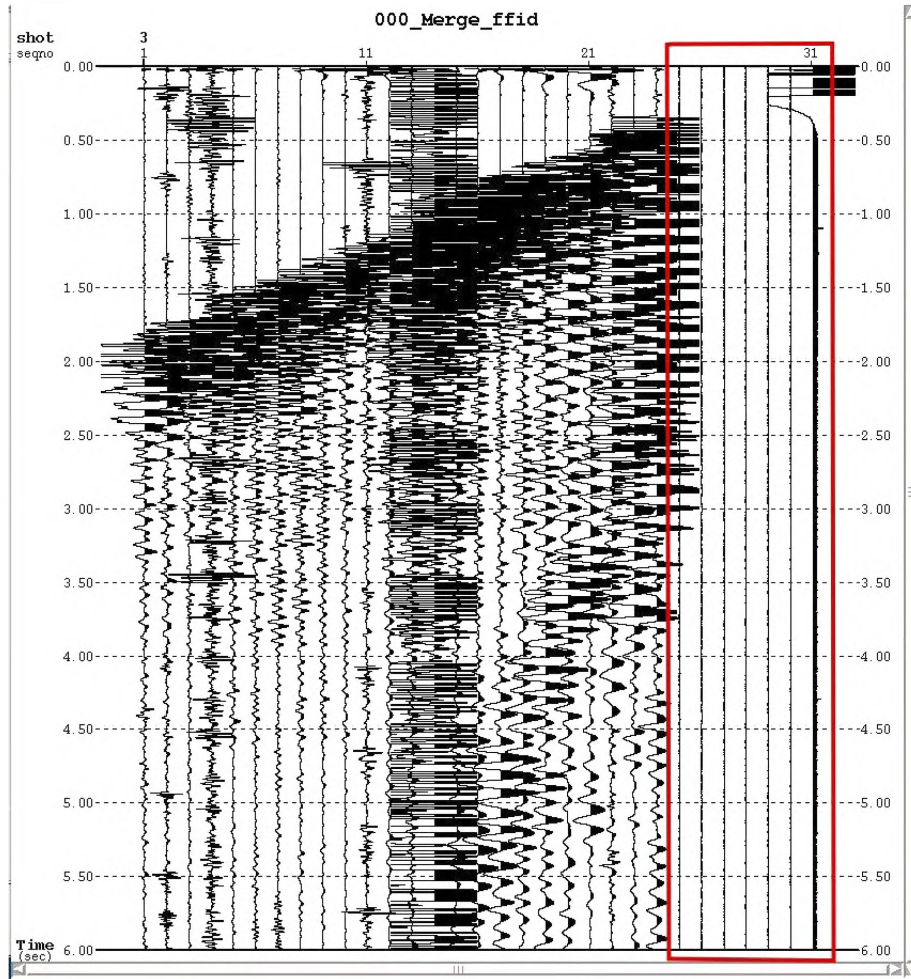


Figura 2.6: Ejemplo de las trazas auxiliares, línea 1.

2.3. Corrección por divergencia esférica

A medida que una onda esférica se propaga a partir de una fuente puntual, la energía de la misma se distribuye en todo el frente de ondas, cuya superficie aumenta con el cuadrado del radio (recordemos que la superficie de una esfera de radio r es $S = 4\pi r^2$). Luego, la energía por unidad de área del frente de ondas (densidad de energía) decrece en forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente (el radio de la esfera):

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

La amplitud de la onda, que es proporcional a la raíz cuadrada de la energía, será inversamente proporcional a la distancia que ha recorrido la onda:

$$E \propto A \propto \frac{1}{r^2} \Rightarrow \boxed{A \propto \frac{1}{r}} \quad (2.2)$$

Es decir, el decaimiento de la amplitud ocurre cuando la distancia en la señal con respecto a la fuente de energía aumenta.

Esta pérdida de energía por factores netamente geométricos se denomina divergencia esférica. La recuperación de ganancia provee una forma de balancear la amplitud de la traza sísmica al aplicar una exponencial invariante en tiempo o un escalar lineal a un conjunto de datos. Se aplicó la corrección por divergencia esférica a cada traza, para compensar ese decaimiento de la amplitud de la onda debido a la dispersión geométrica del frente de onda. Cada muestra de cada traza es multiplicada por la longitud del radio de la onda esférica emanando de la fuente a un tiempo de la muestra. Entonces, el valor de la muestra $F(T)$ a un tiempo T en milisegundos es multiplicado por un escalar:

$$Escalar = \frac{\bar{V}(T)^{V_{option}} T^{T_{option}}}{SCMAX} \quad (2.3)$$

En esta ecuación, $V(T)$ representa la velocidad promedio al tiempo T , mientras que $SCMAX$ se calcula como el producto de (la longitud final de los datos) T_{option} y (la velocidad final) V_{option} . Los valores de T_{option} y V_{option} son exponentes definidos por el analista según las características del análisis. En este trabajo, las constantes seleccionadas fueron $T_{option} = 1.3$ y $V_{option} = 1.8$.

Se puede cambiar el valor de potencia de la velocidad promedio al tiempo T y también el valor de potencia del tiempo T .

La velocidad promedio (Tabla 2.1) utilizada, es una velocidad representativa del área:

Tiempo de ida-vuelta [ms]	Velocidad [m/s]
0.0	1524.0
100.0	1524.0
700.0	1924.5
1000.0	2184.0
1400.0	2339.6
1800.0	2676.0
1950.0	2889.5
4200.0	3566.0

Tabla 2.1: Velocidad promedio.

El resultado de la aplicación de la divergencia esférica se puede observar en la siguiente figura (Figura 2.7), pudiendo notar que se consiguió una correcta compensación en las amplitudes de las trazas a lo largo del tiempo:

2.3. CORRECCIÓN POR DIVERGENCIA ESFÉRICA

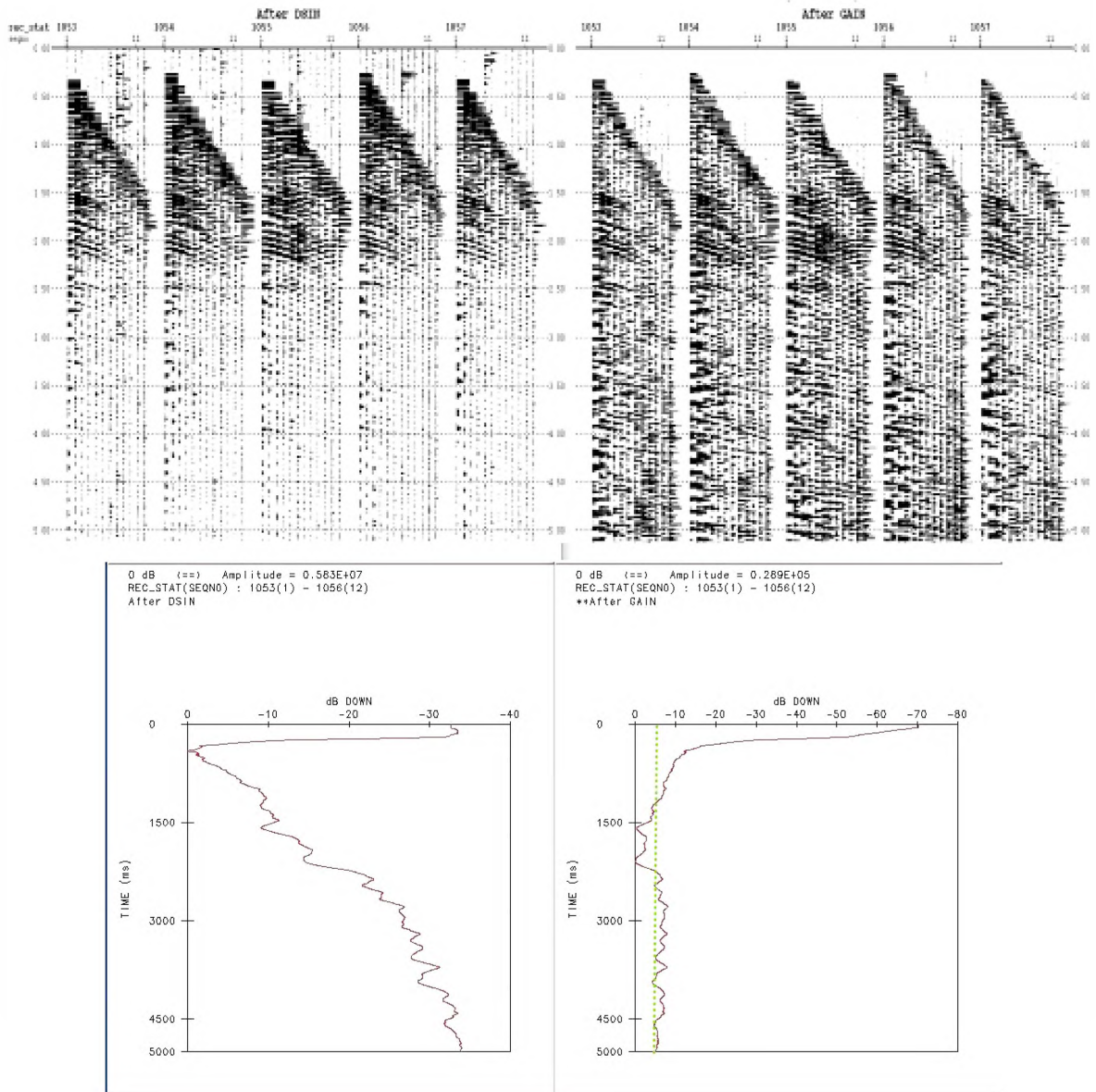


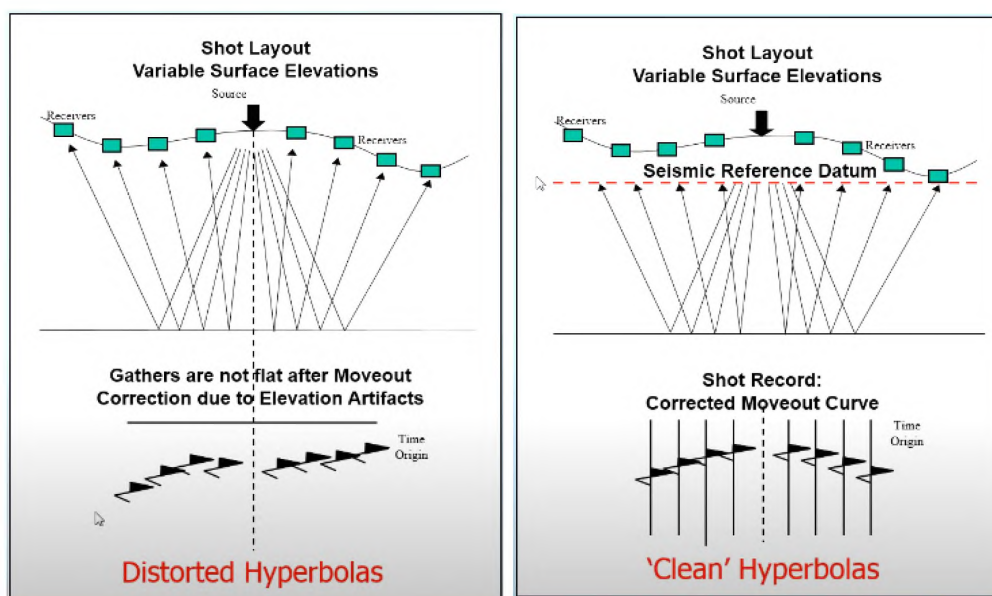
Figura 2.7: Aplicación de ganancia por divergencia esférica. Registros antes de la aplicación (izquierda) y después (derecha). Los registros se muestran en la parte superior y la imagen debajo corresponde al detalle de la variación de la amplitud teniendo en cuenta todas las trazas de los 4 registros. Línea 1.

Como se ve en el gráfico anterior (Figura 2.7), la corrección aplicada funciona de manera correcta pues los valores de amplitud se compensan, ajustándose entorno a la línea verde punteada para todo tiempo.

2.4. Cálculo de correcciones estáticas

2.4.1. Estáticas de elevación

Las estáticas de elevación se refieren a correcciones aplicadas a los datos sísmicos para tener en cuenta las variaciones en la elevación del terreno. Tanto la elevación como las variaciones de velocidad lateral cercanas a la superficie crean distorsiones de tiempo que se denominan problemas de estática, los mismos son compensados con la técnica de las correcciones estáticas. Estos problemas pueden causar que las hipérbolas de los gathers se vean distorsionadas (Figura 2.8a) y afecten la calidad de los datos sísmicos.



(a) Hipérbola distorsionada.

(b) Hipérbola corregida.

Figura 2.8: Antes (a) y después (b) de aplicar las correcciones estáticas. Fuente: [11].

Es importante tener en cuenta que muchos algoritmos de procesamiento sísmico asumen una superficie de adquisición de elevación horizontal, aunque esto nunca sucede, especialmente en regiones montañosas. Las variaciones de elevación lateral pueden crear distorsiones en la alineación de trazas, lo que resulta en una representación incorrecta de la estructura del subsuelo si se asume una superficie de adquisición plana horizontal cuando en realidad no lo es. La falta de continuidad lateral del reflector se hace evidente en los datos sísmicos, y la misma disminuye una vez que se aplican las correcciones de estática. Esto facilita la definición de las estructuras, que suelen ser más complejas antes de aplicar estas correcciones. Además, permite identificar correctamente las fallas geológicas, evitando confusiones con aquellas discontinuidades generadas por los efectos de los

corrimientos.

Al aplicar correcciones de estática, las hipérbolas de los gathers se ven mucho más coherentes y menos distorsionadas (Figura 2.8b). Como resultado, el stack mejora notablemente, así como también la relación señal-ruido. Aunque las correcciones de estática puedan ser numéricamente pequeñas, crean diferencias significativas en la imagen sísmica.

2.4.2. Estáticas aplicadas

En este trabajo de tesis, para el cálculo de las correcciones estáticas se aplicaron las estáticas de elevación, con una corrección de elevación por pozo o up hole debido a la profundidad de la fuente (dato que se encontraba en los partes de observador de cada línea).

La corrección estática por refracción [12] no pudo llevarse a cabo debido a dificultades en la definición de los primeros arribos (Figura 2.9) ocasionadas por la remasterización de los datos, que es el paso de SEG-B a SEG-Y mencionado anteriormente. Tampoco se tuvo a disposición datos de perfiles de refracción ni pruebas de pozo. Es importante tener en cuenta que estas líneas forman parte de un estudio regional más amplio, donde se aplicó un procedimiento similar. En la mayoría de los casos, no fue posible determinar los primeros arribos debido a su saturación, lo que afectó la calidad de los datos y la aplicación de correcciones adicionales.

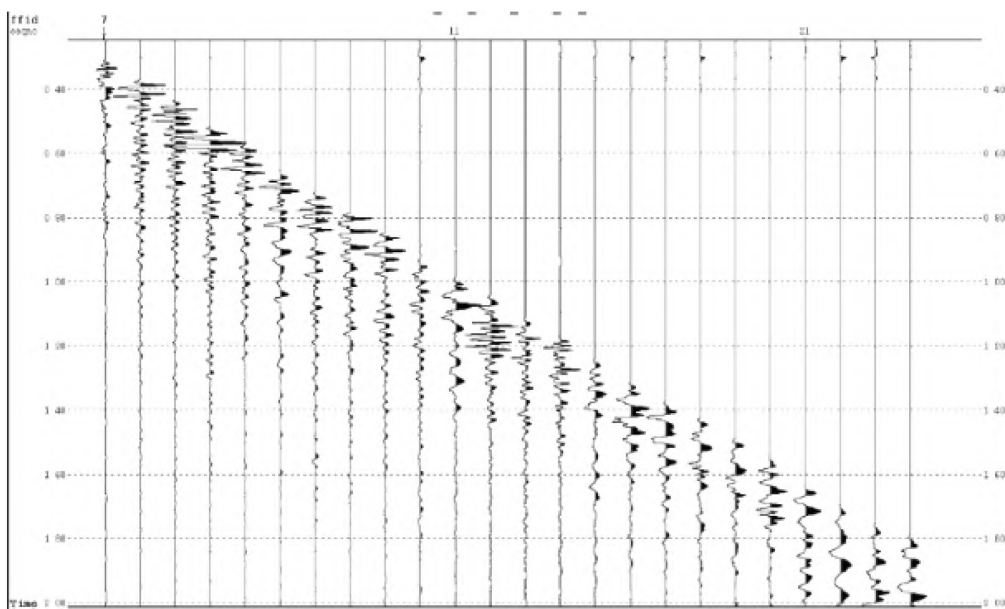


Figura 2.9: Ejemplo de los primeros arribos de otra línea del área de estudio, pudiendo notar que no son posibles identificarlos con claridad.

El cálculo de estáticas de elevación se realizó teniendo en cuenta parámetros utilizados en las otras líneas del proyecto inicial:

$$\text{Velocidad de reemplazo} = 2200 \text{ m/s}$$

$$\text{Datum final} = 200 \text{ m.s.n.m.}$$

El datum final suele elegirse por encima de todas las elevaciones de las líneas, y la velocidad de reemplazo es una velocidad representativa del área, medida a partir del arribo directo.

En la figura 2.10 se presenta la aplicación de las correcciones estáticas y de pozo aplicadas en la línea 1 a nivel de stack.

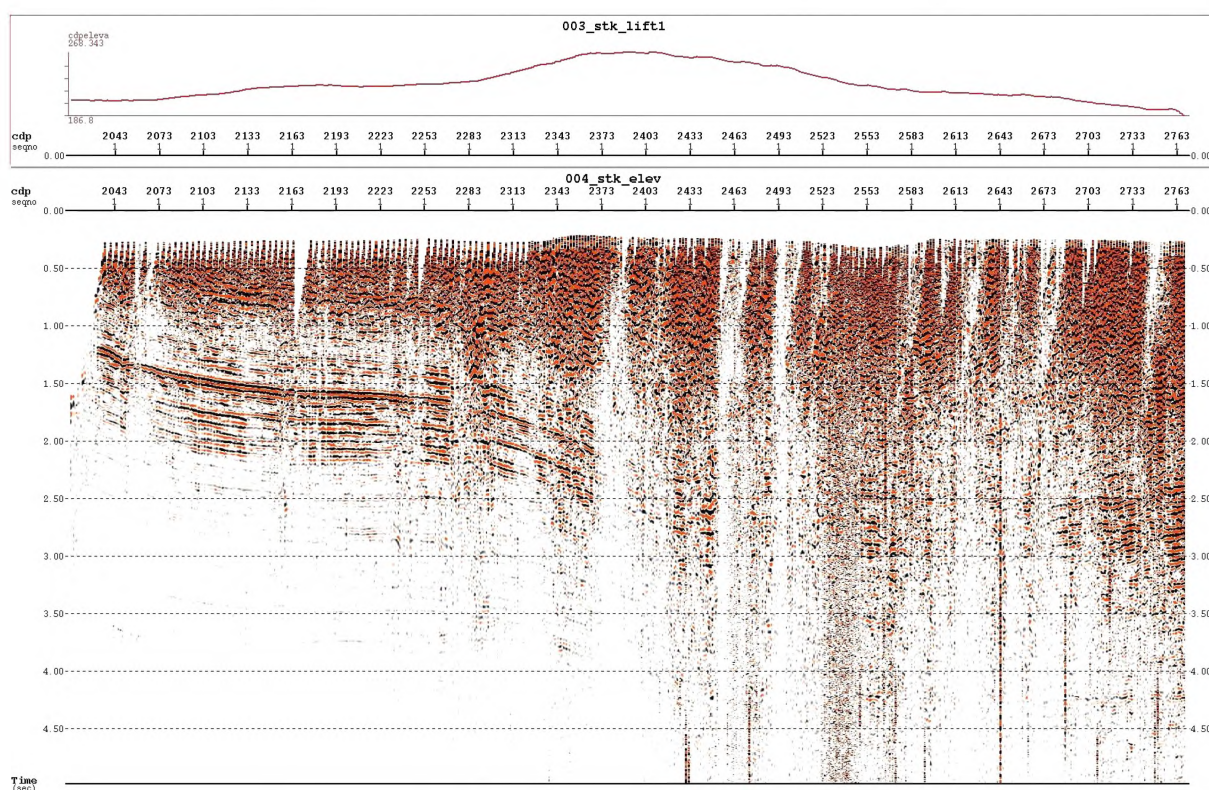


Figura 2.10: El gráfico superior muestra las elevaciones de los cdp, con el stack después de la aplicación de estáticas.

Para la corrección de pozo aplicada se consideró la profundidad a la que estaba ubicada el explosivo que se muestra en el parte de observador de cada una de las líneas (Figura 2.11), asumiendo la velocidad de weathering que se usó en las otras líneas del área:

$$\text{Velocidad de weathering} = 1500 \text{ m/s}$$

2.5. ATENUACIÓN DE RUIDOS EN EL DOMINIO DEL SHOT Y RECEPTOR

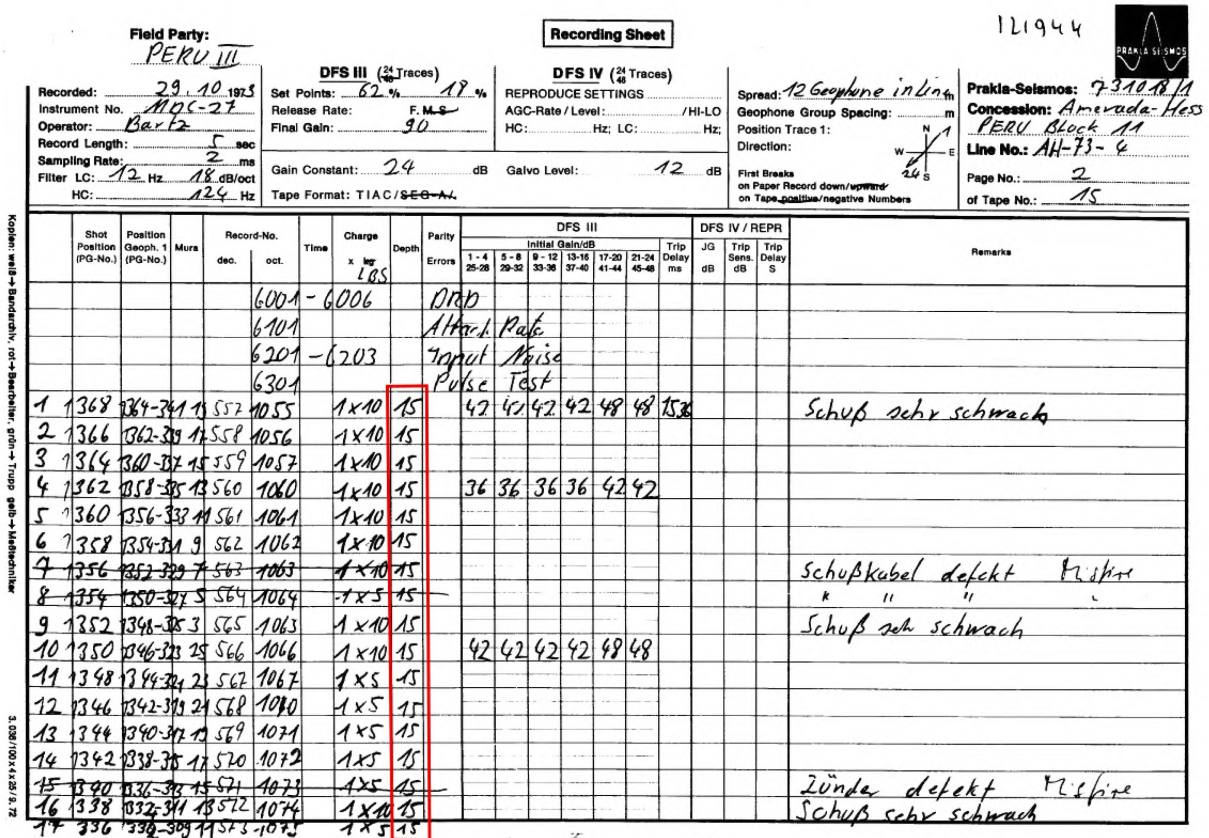


Figura 2.11: Parte de observador donde en rojo se señala la profundidad a la que se encontraba el explosivo en cada una de las posiciones de la fuente, línea 1.

2.5. Atenuación de ruidos en el dominio del shot y receptor

En la etapa de atenuación de ruidos en el procesamiento sísmico, nuestro principal objetivo es mejorar la calidad de los datos sísmicos al reducir las interferencias no deseadas, mediante la obtención de una buena relación señal/ruido, con el objetivo de conservar las amplitudes relativas y atenuar los ruidos característicos en la información sísmica. En este proceso, se realiza una selección cuidadosa de las señales que deseamos conservar, es decir, las hipérbolas de las reflexiones que representan las estructuras del subsuelo. Esto implica la implementación de técnicas de filtrado y procesamiento digital para identificar y separar las señales sísmicas relevantes del ruido no deseado. Para definir correctamente qué consideramos como señal y qué como ruido, es importante tener en cuenta varios factores. En general, consideramos como señal a las reflexiones primarias de ondas P, mientras que el ruido se refiere a aquellas señales que son adquiridas pero no deseadas, o

que nuestro modelo matemático/geológico no considerará de interés, como la onda S, la reflexión múltiple, la onda aérea y las ondas superficiales que denominamos ground-roll. En la figura (Figura 2.12) se puede observar, a modo de ejemplo, las ondas que se obtienen en una registración en tierra.

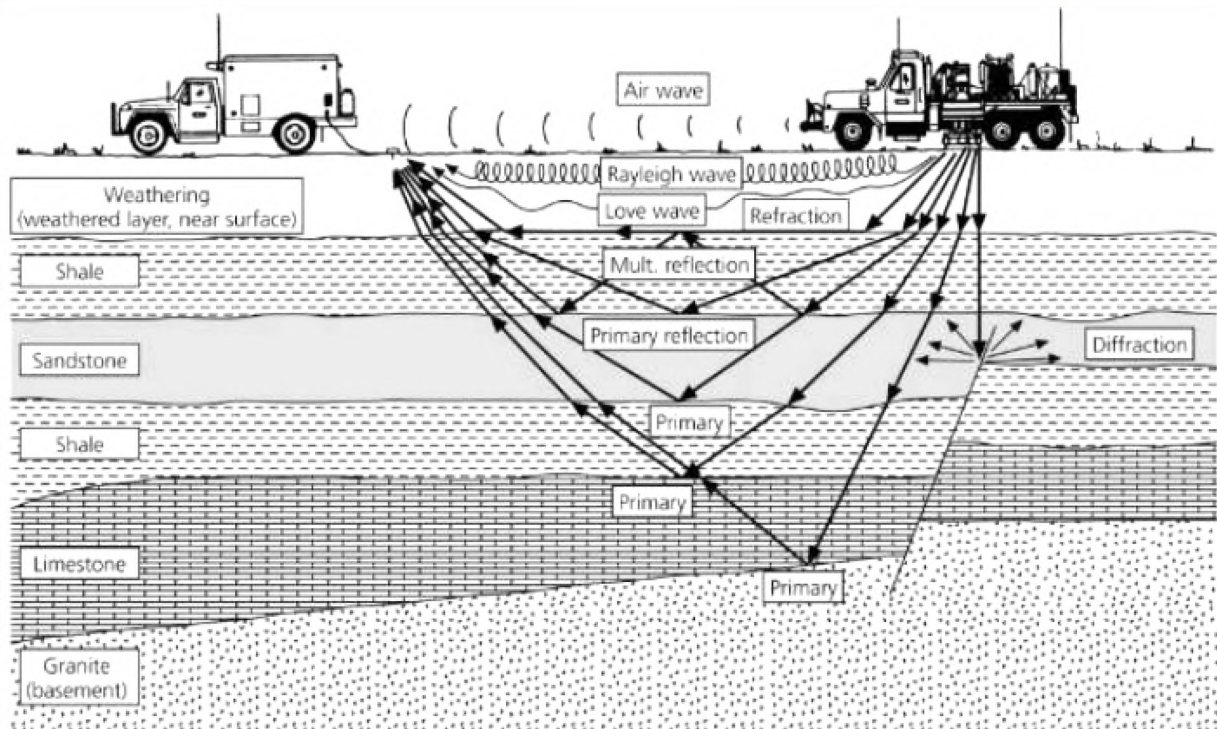


Figura 2.12: Recorrido de la señal desde que se genera en el vibro, hasta su recopilación en el receptor. Imagen extraída de [13]

Es fundamental evaluar la relación señal/ruido, identificando el ruido presente en los datos, su rango de amplitudes, velocidades y frecuencias, así como también determinar su origen, siendo el principal objetivo mejorar esta relación. Además, debemos asegurarnos de que esta atenuación no genere una pérdida significativa de la señal primaria (onda P), motivo por el cual no se pretende una eliminación de los ruidos sino una atenuación. Existen dos tipos principales de ruido: el ruido coherente y el ruido no coherente. El ruido coherente muestra consistencia de fase de una traza a la traza vecina, como el ground-roll en la adquisición terrestre o las reflexiones múltiples en la adquisición marina. Por otro lado, el ruido no coherente o aleatorio no muestra un patrón geométrico claro, lo que dificulta predecir completamente sus características en trazas cercanas, pero se puede atacar por métodos estadísticos, como el stack. Nuestro principal interés recae en las hipérbolas provenientes de reflexiones, las cuales pueden ser afectadas por ruidos tanto procedentes de la misma fuente (por ejemplo, las ondas que no son de interés: Rayleigh,

Love o el ground roll) como de otras fuentes: animales, lluvia o viento, que generan ruido aleatorio. Por lo tanto, es necesario atenuar de manera eficaz estos ruidos para obtener una imagen sísmica interpretable. Para atenuar los ruidos podemos trabajarlos en distintos dominios. En estas tres líneas comenzamos en el dominio del shot y luego reordenamos el dato en el dominio del receptor para la correspondiente atenuación.

En ambos casos, se buscó atenuar cualquier tipo de ruido presente, ya sea generado por la fuente de energía, los receptores o factores ambientales, con el objetivo de mejorar la calidad de los datos sísmicos. En ambos dominios se aplicaron filtros (Tabla 2.2) para eliminarlos, siguiendo la secuencia descrita en Figura 2.13. Se utilizaron diferentes rangos de frecuencias para identificar y atenuar las componentes de frecuencia asociadas con el ruido, a través de las amplitudes, teniendo en cuenta también el ground roll y la onda aérea, manteniendo las frecuencias relacionadas con las señales sísmicas de interés.

Esta atenuación fue llevada a cabo de manera iterativa, ajustando los parámetros del filtro de frecuencias y del procesamiento en cada paso para optimizar la eliminación del ruido afectando lo menos posible las señales sísmicas de interés. Este enfoque iterativo permite alcanzar un equilibrio entre la atenuación del ruido y la preservación de las señales útiles.

La metodología utilizada es el lift ([14]), cuya secuencia es :

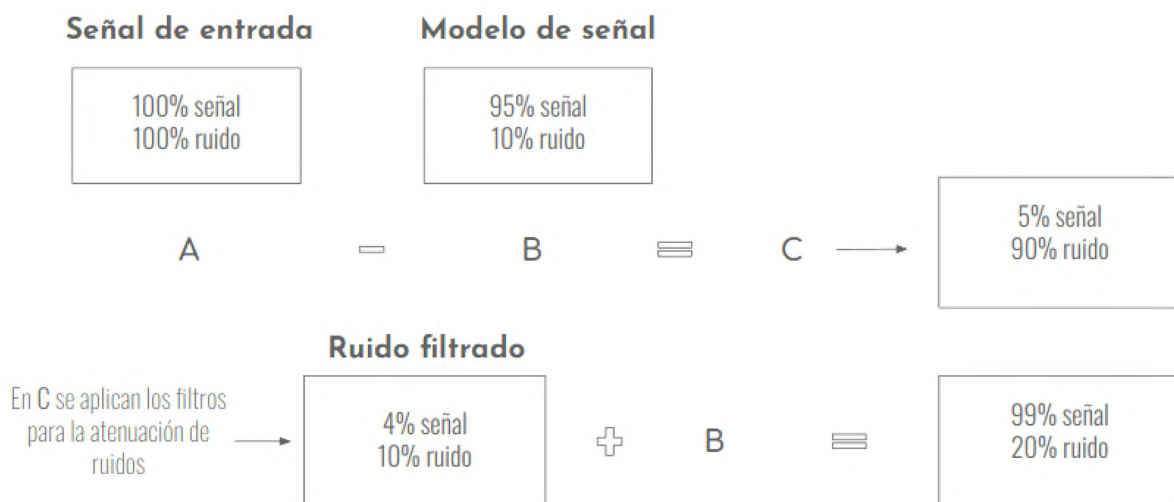


Figura 2.13: Técnica de Lift.

En la tabla 2.2 se presentan los filtros aplicados junto con los rangos de frecuencias utilizados en este paso. Se descartó información por debajo de 8 Hz y por encima de 85 Hz, ya que no se considera relevante para el análisis. Dentro de la banda pasante, se definieron cuatro rangos de frecuencias específicos para aplicar el método Lift de forma independiente. Estas bandas se seleccionaron teniendo en cuenta las características de los ruidos presentes, donde se identificaron el ruido aleatorio y el ground roll. Cabe mencionar que en estos datos no fue posible distinguir la onda aérea.

Filtro	Rango de frecuencias [Hz]	
Pasa Alto	70	80
Pasa Bajo	8	11
Pasa Banda	9-11	19-24
	22-24	28-30
	30-32	40-42
	41-45	80-85

Tabla 2.2: Filtros aplicados en cada paso de atenuación, variando según sea necesario.

El control de calidad de esta atenuación de ruidos se realiza sobre los gathers y el stack, observando que no se pierdan reflexiones primarias en el proceso y que sólo sea atenuado el ruido.

En la imagen (Figura 2.14) se muestra como funcionó sobre los gathers este proceso en el dominio del shot, donde es posible visualizar que la atenuación aplicada fue efectiva, ya que suprime el ruido aleatorio de mayor amplitud.

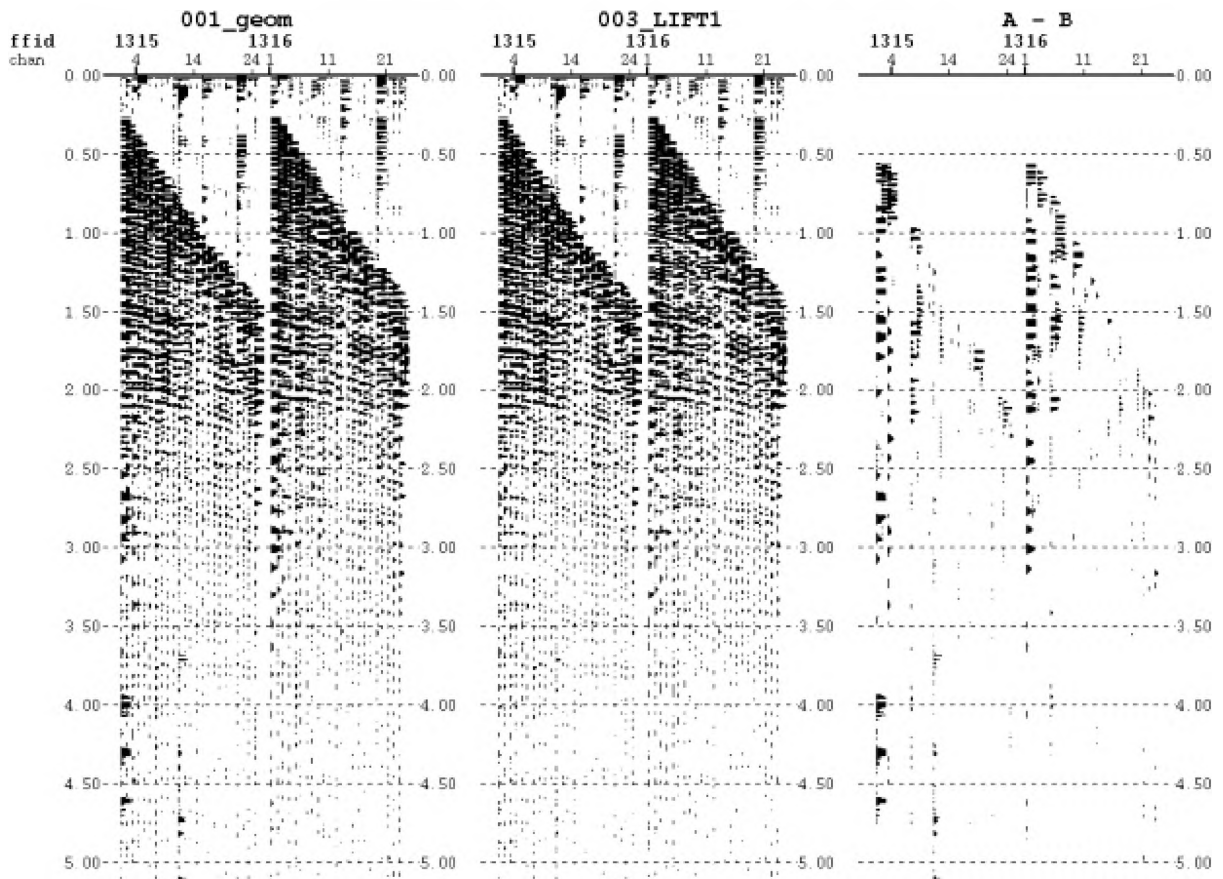
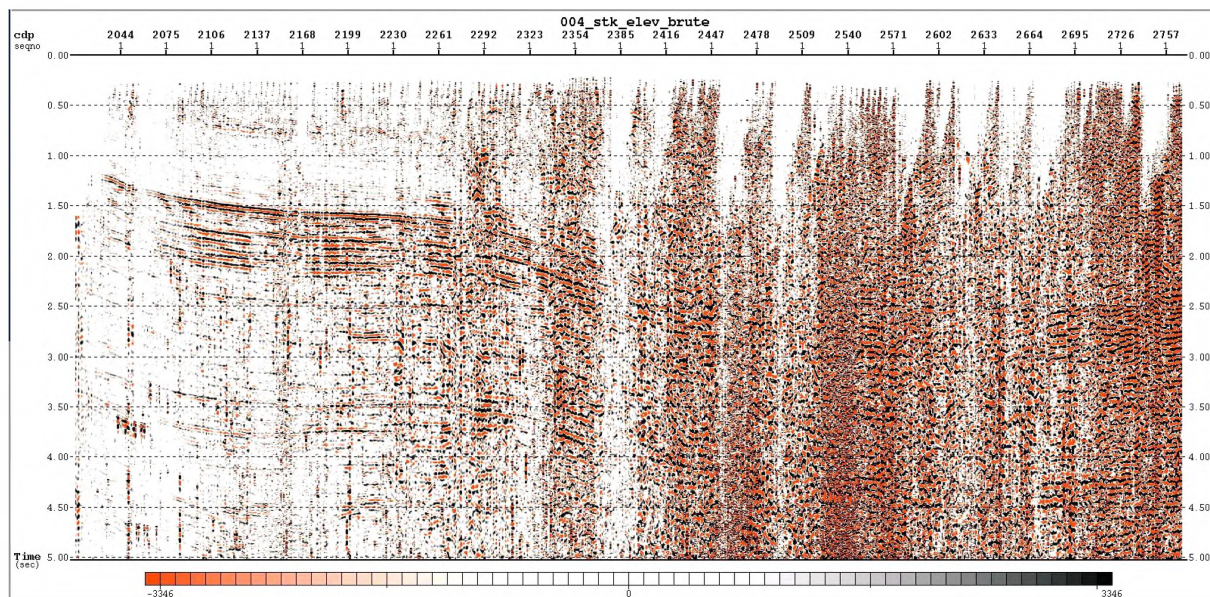


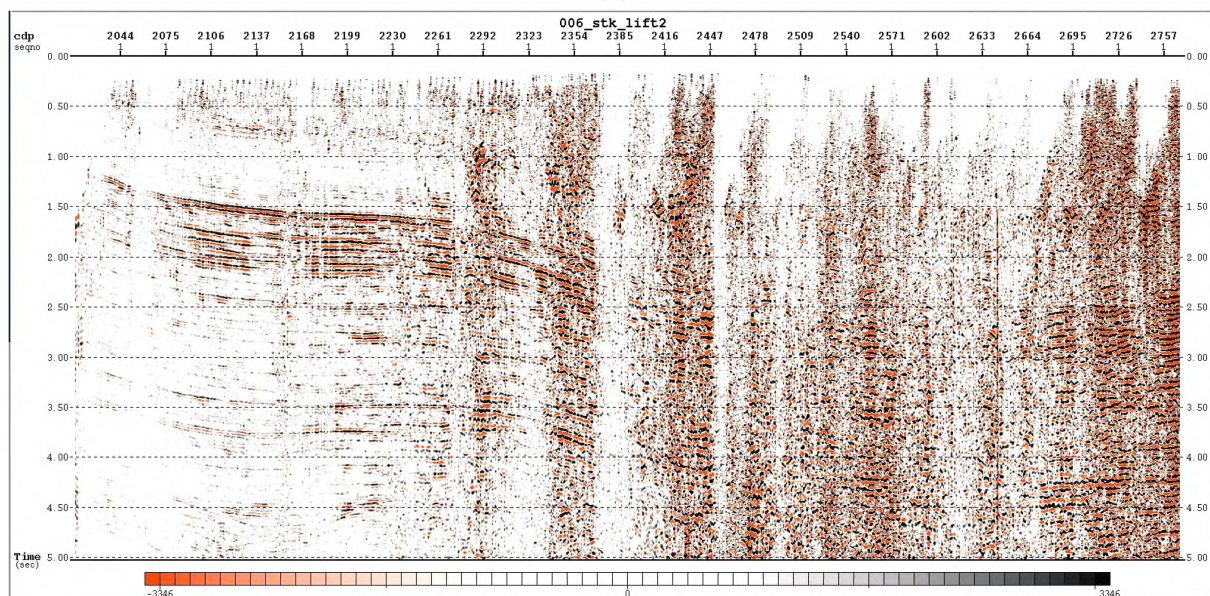
Figura 2.14: Atenuación de ruidos en el dominio del shot. Registro antes (izquierda), después (centro) y diferencia (derecha). Línea 1.

A nivel de stack se muestra el resultado de la primera atenuación en estos dominios (Figura 2.15), pudiendo observarse que después de la atenuación (Figura 2.15b) se mejora la relación señal/ruido y que en la diferencia (Figura 2.16) no se han afectado de manera significativa las reflexiones de interés:

2.5. ATENUACIÓN DE RUIDOS EN EL DOMINIO DEL SHOT Y RECEPTOR



(a)



(b)

Figura 2.15: Antes (a) y después (b) de la atenuación de ruidos en el dominio del shot y receptor, línea 1.

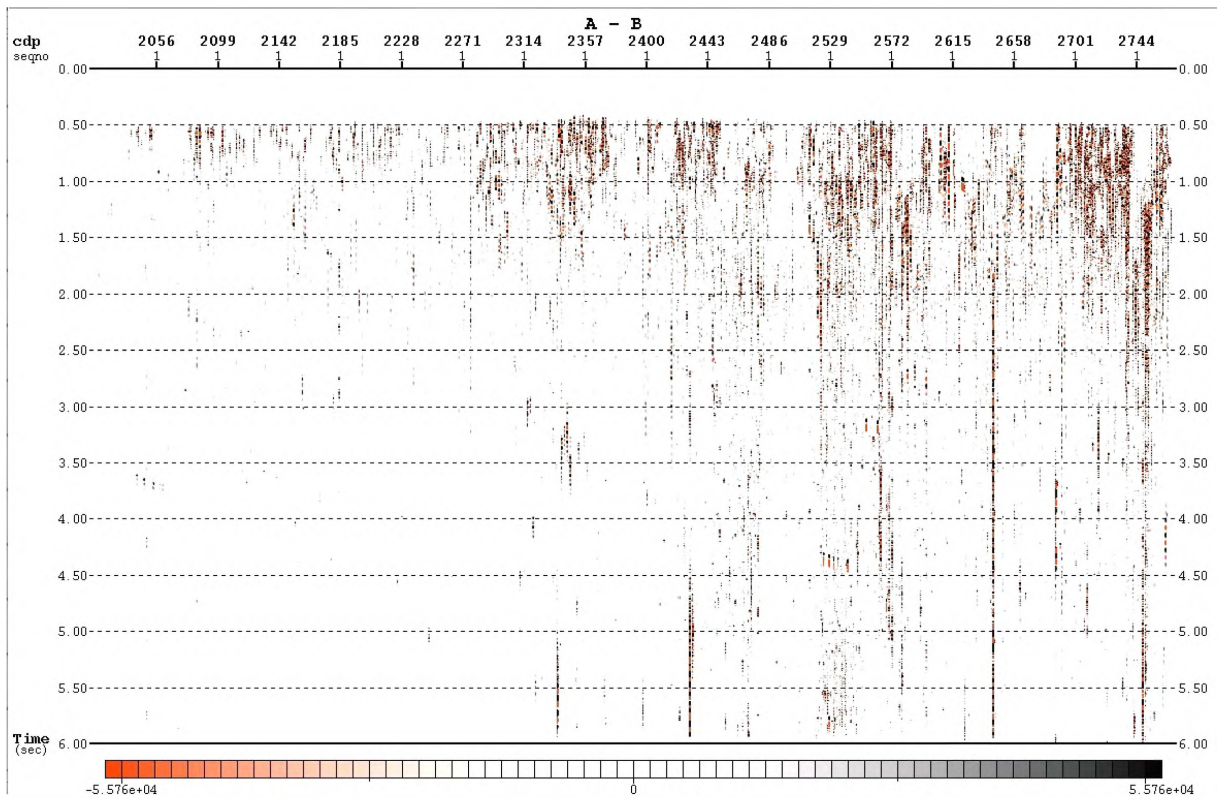


Figura 2.16: Diferencia entre 2.15a y 2.15b.

2.6. Compensación de amplitudes consistente en superficie

La compensación de amplitudes consistente en superficie es una etapa del procesamiento sísmico que se centra en corregir las variaciones en la amplitud de las señales sísmicas debido a diferencias en la geometría de adquisición y otras condiciones del terreno. Esta corrección aplica un escalar a cada fuente y a cada receptor en toda la superficie del área de estudio, donde el objetivo principal de esta etapa es garantizar que las variaciones laterales de amplitud que vemos en la sísmica tienen que ver con cambios geológicos profundos y no con cambios en condiciones en superficie que no son de interés. ([15] y [16]).

La figura 2.17 muestra los escalares aplicados en la compensación de amplitudes para cada shot y cada receptor. Para la línea 1:

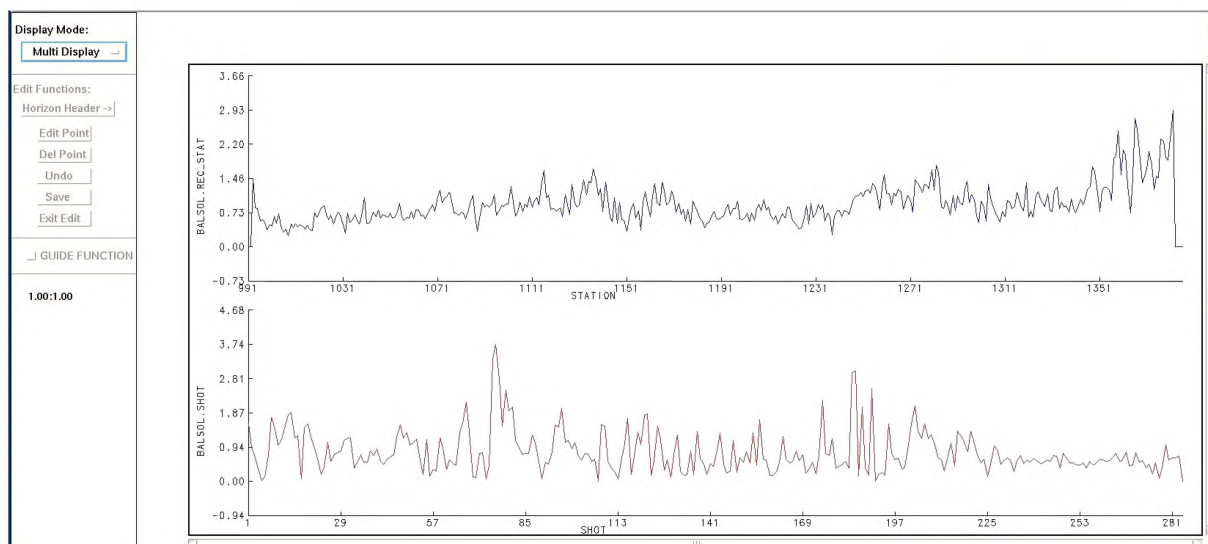


Figura 2.17: Ejemplo de los escalares aplicados en la compensación de amplitudes de la línea 1.

Los escalares aplicados a los registros se muestran en la Figura 2.18:

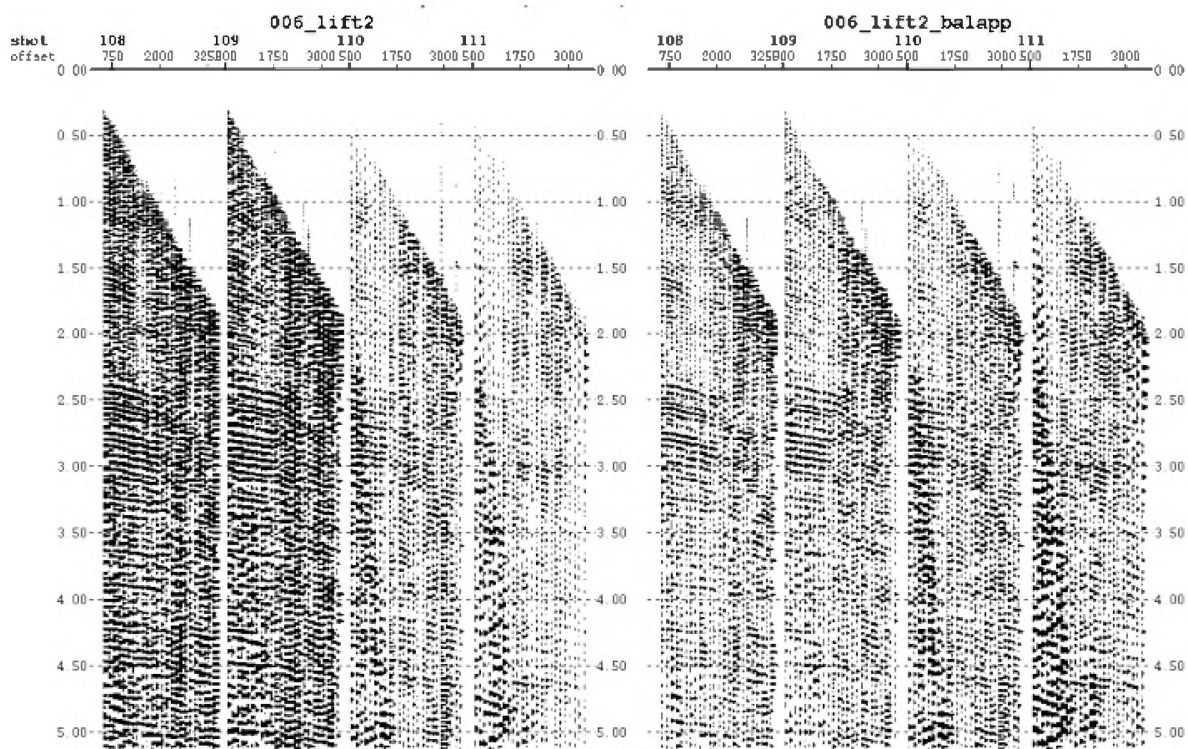


Figura 2.18: Registros antes (izquierda) y después (derecha) de la compensación de amplitudes consistente en superficie, línea 1.

Se observa que, tras la aplicación de este paso, las amplitudes de las trazas en los gathers presentan mayor homogeneidad.

Este cambio también puede apreciarse en las imágenes siguientes (Figura 2.19), donde se comparan las secciones antes y después de aplicar el procedimiento.

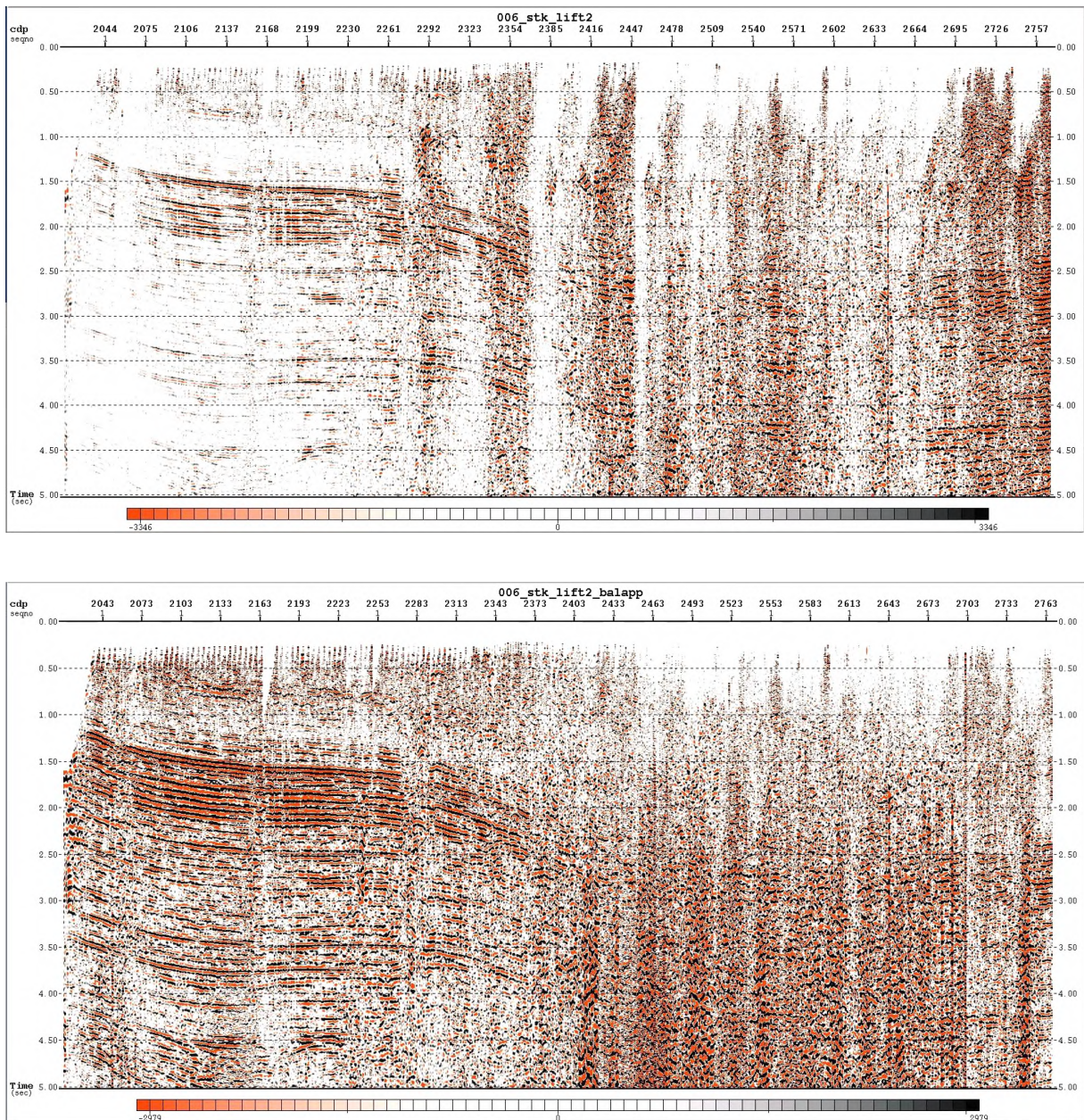


Figura 2.19: Antes (arriba) y después (abajo) de aplicar la compensación de amplitudes, en la línea 1.

2.7. Deconvolución consistente en superficie

El proceso de deconvolución busca remover la ondícula de la traza sísmica para recuperar la reflectividad y facilitar la identificación de los reflectores, logrando así aumentar

la resolución sísmica vertical del dato.

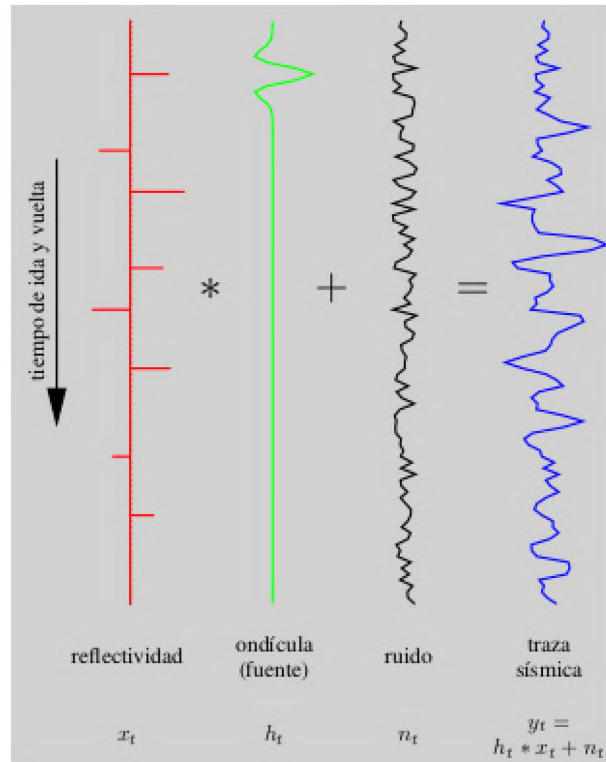


Figura 2.20: Modelo convolucional de la traza sísmica. Fuente: [17]

$$y_t = x_t * h_t + n_t \Rightarrow x_t = ? \quad (2.4)$$

Sin embargo, la deconvolución no es un proceso trivial debido a varias razones. Una de ellas es la falta de precisión en el conocimiento de la ondícula. Incluso si tuviéramos conocimiento exacto de la ondícula (asumiendo que es perfectamente estacionaria), el ancho de banda limitado de una ondícula sísmica impone restricciones. Por lo tanto, en lugar de eliminar completamente la ondícula de la traza sísmica, la deconvolución intentará compactarla para mejorar la resolución temporal.

La Figura 2.21 trata de dejar en evidencia cómo cambia la traza respecto del rango de frecuencias utilizado: a mayor ancho de banda tendremos una mayor resolución, por lo que las amplitudes serán una mejor aproximación de la reflectividad.

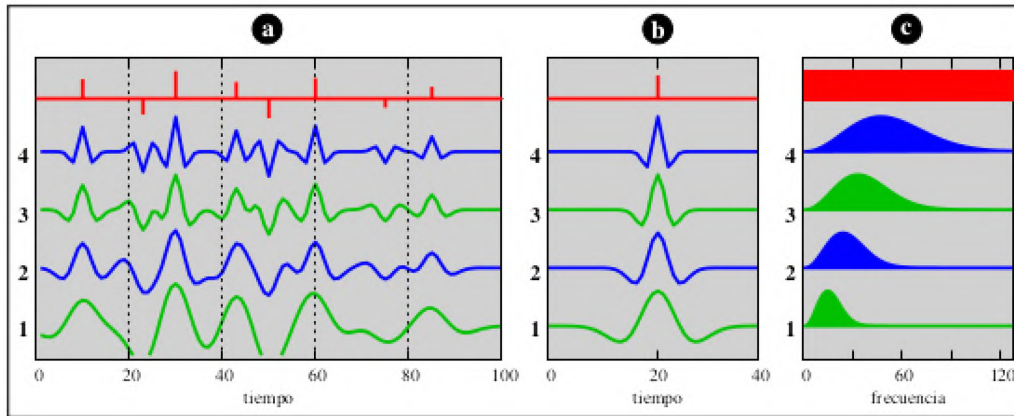


Figura 2.21: Resolución de la traza sísmica: cada una de las trazas del panel (a) fue construida mediante la convolución de la reflectividad (rojo) y cada una de las ondículas del panel (b). Notar la correlación entre ancho de banda (el panel (c) muestra los espectros de amplitud de las ondículas) y resolución (ondícula más compacta). A mayor ancho de banda, mayor resolución. Fuente: [17]

En la deconvolución consistente en superficie no se considera una única ondícula para cada traza (o ventana), sino que hay una ondícula asociada a la posición de la fuente, una ondícula asociada al receptor y otra al offset. Es decir, el modelo contempla posibles variaciones de la ondícula debido a las condiciones locales en las cercanías de las fuentes y los receptores, y a la distancia fuente-receptor ([17]).

Como resultado, todas las trazas que compartan una misma fuente o receptor compartirán un mismo operador y por lo tanto sus deconvoluciones serán más consistentes entre sí que cuando se realiza una deconvolución convencional con un único operador independiente de la fuente y/o receptor ([17]).

El problema de la deconvolución consistente en superficie requiere estimar cada una de las componentes de la ondícula, además de la reflectividad, lo que sería imposible a partir de una única traza. Por eso, se consideran todas las trazas del relevamiento simultáneamente, cada una asociada a su posición de fuente, receptor y offset. Esto permite tener cierta sobreabundancia de datos para realizar un ajuste por mínimos cuadrados y así obtener los correspondientes estimadores ([17]).

En la deconvolución predictiva, se utiliza el filtro Wiener ([18]). Se suele elegir un valor para la distancia de predicción, tal como el primer cruce por cero o segundo cruce por cero de la función de autocorrelación de la entrada. Es necesario preblanquear convenientemente para obtener filtros estables, por lo que habrá que elegir adecuadamente el parámetro de trade-off (porcentaje de ruido blanco: usualmente se eligen valores que

oscilan entre un 0,01 y un 10% dependerá del ruido de los datos, ya que para que la solución sea estable es necesario que haya ruido).

Para estas líneas se realizaron distintas pruebas de los parámetros de deconvolución: longitud del operador, distancia de predicción y porcentaje de ruido blanco. En la longitud de operador se probó con valores de 160, 200, 240 y 260 ms, y la distancia de predicción varió entre 2,4,8 y 12 ms, mientras que el porcentaje de ruido blanco utilizado fue bajo (0.1%) debido a que los datos ya contaban con ruido.

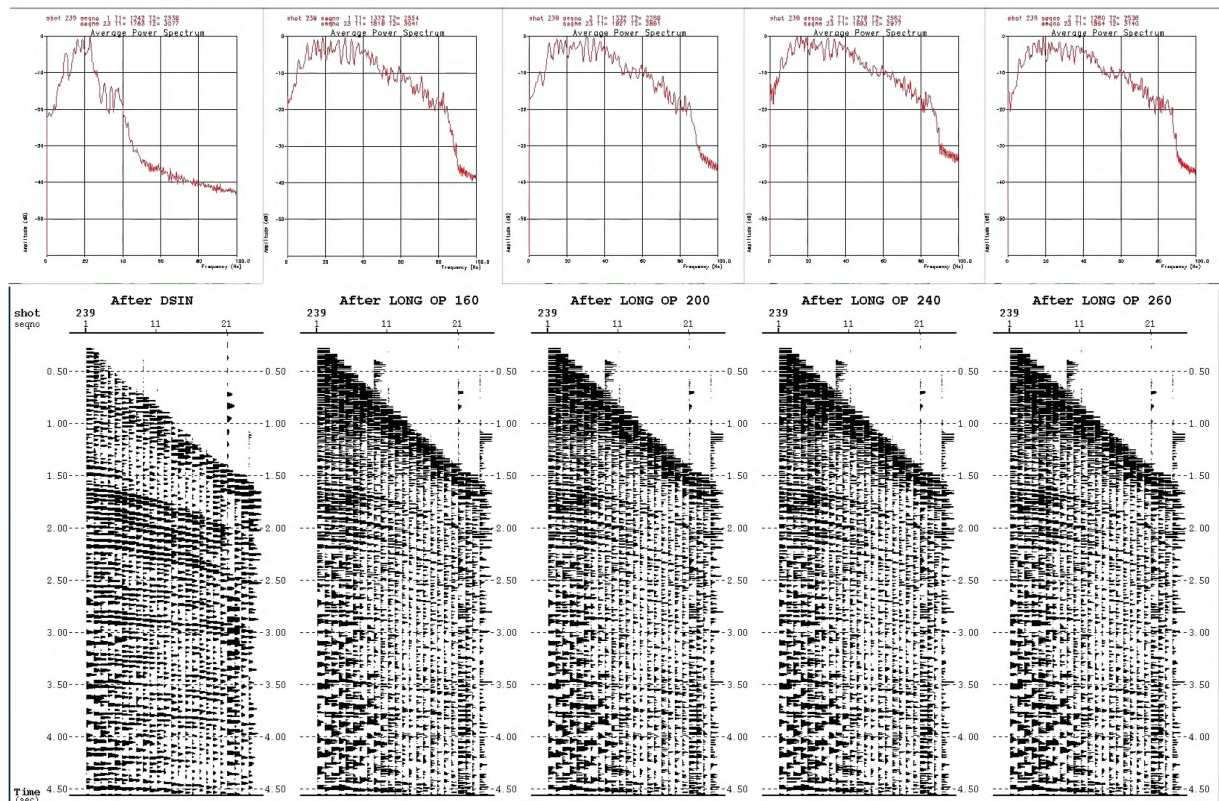


Figura 2.22: Prueba del parámetro longitud de operador, arriba los espectros y abajo los correspondientes gathers. En este caso se usó un GAP de 4ms.

El valor elegido fue el de 240ms, la razón de la elección es consistente con el resto de las líneas y además las pruebas muestran que el espectro de amplitud con esta longitud de operador se ve relativamente plano y compensa la pérdida de las altas frecuencias hasta una frecuencia de 80Hz que es lo deseable en la sísmica terrestre.

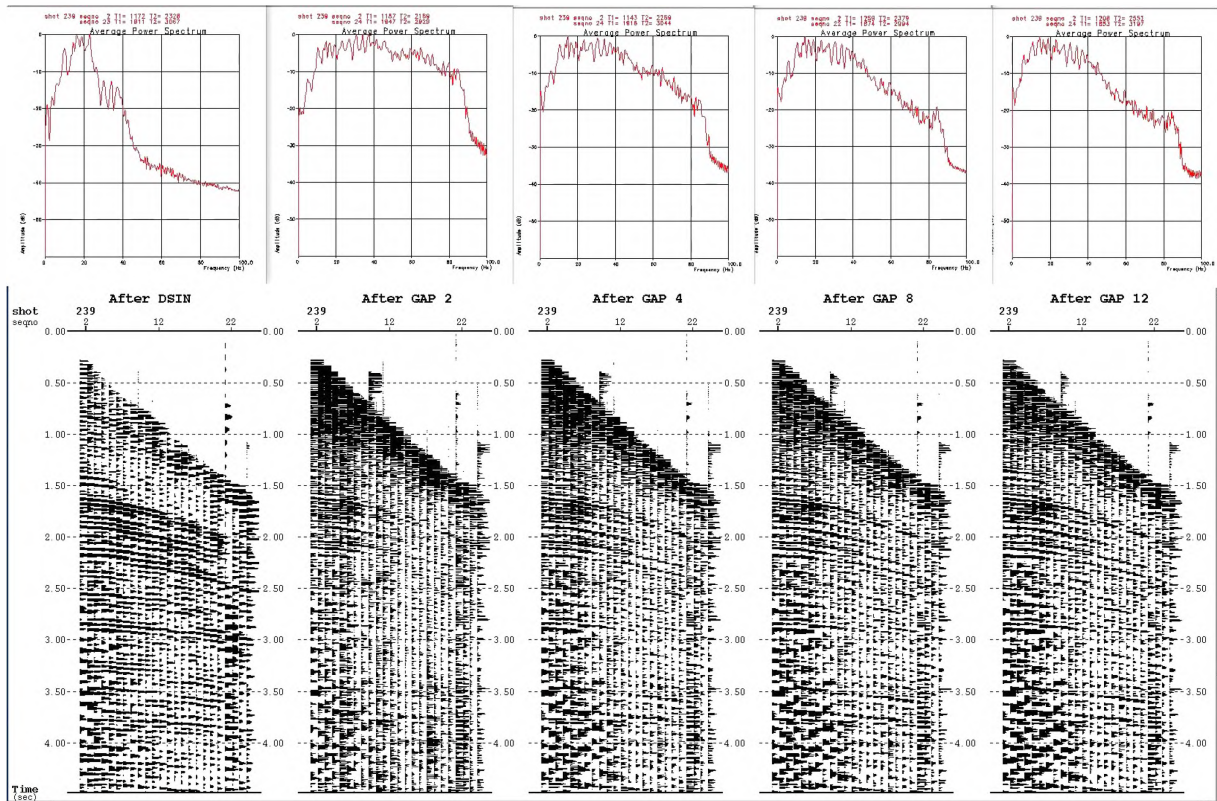


Figura 2.23: Prueba del parámetro distancia de predicción, arriba los espectros y abajo los correspondientes gathers.

Para la distancia de predicción, si bien el espectro de 2ms es mas rectangular, levanta más la alta frecuencia y contamina los datos con la misma, por lo que se optó por la distancia de predicción de 4ms.

A su vez, el tipo de deconvolución utilizada y el porcentaje de ruido blanco aplicado fueron los mismos que en las otras líneas del proyecto.

Entonces a partir de lo anterior, lo que se aplico a los datos fue :

Deconvolución tipo = Predictiva

Longitud del operador = 240 ms

Distancia de predicción = 4 ms

Porcentaje de ruido blanco: 0,1 %

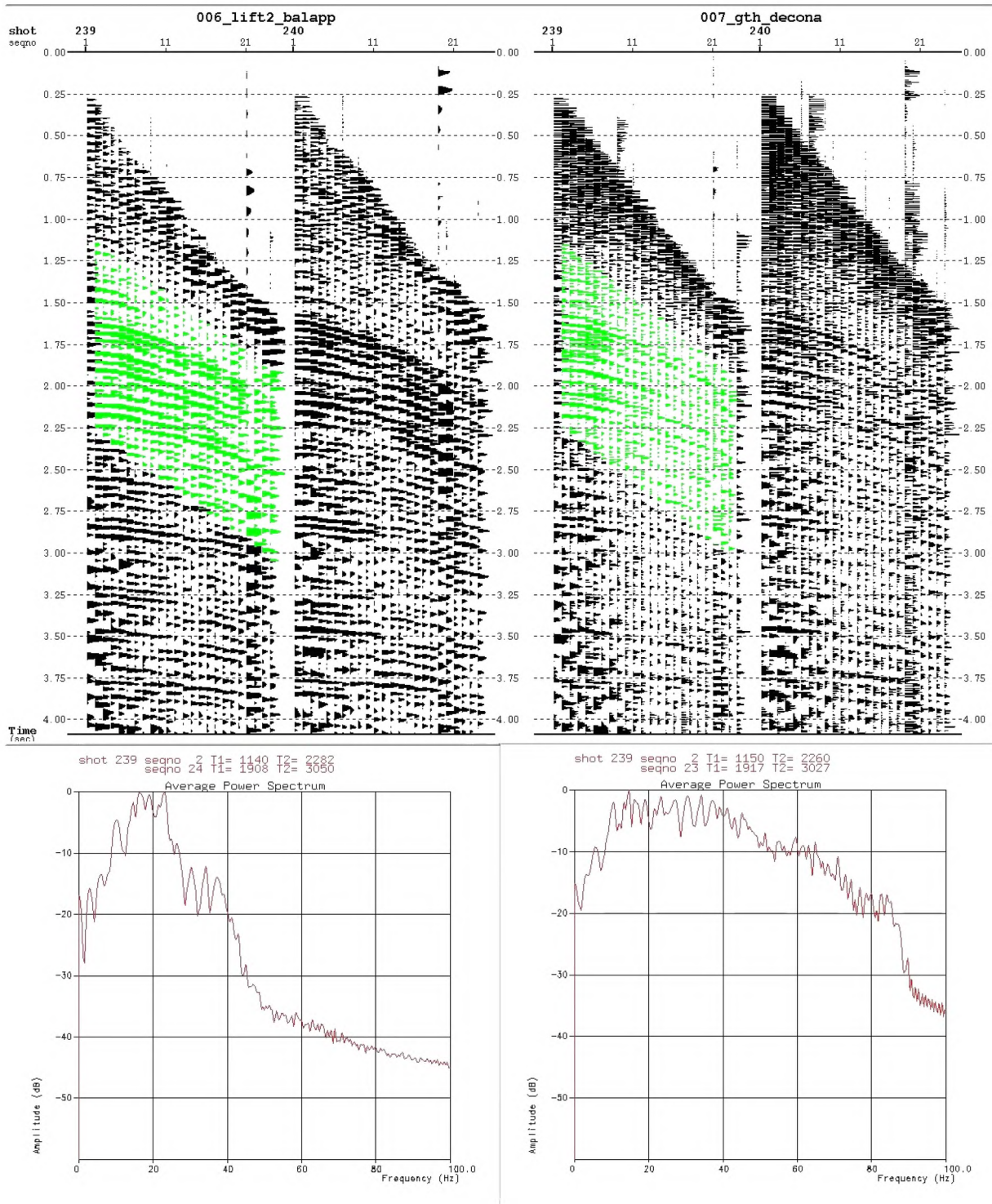


Figura 2.24: Registros antes (izquierda) y después (derecha) de la deconvolución y sus respectivos espectros de frecuencia (debajo). Línea 1.

Luego, con el fin de querer compensar las amplitudes para todas las frecuencias, y habiendo mejorado la resolución, se tuvo que correr un tercer y cuarto paso de atenuación de ruidos para reducir cualquier ruido anómalo que pudiera haber sido creado o repuesto por la deconvolución, en el dominio del shot y en el dominio del receptor.

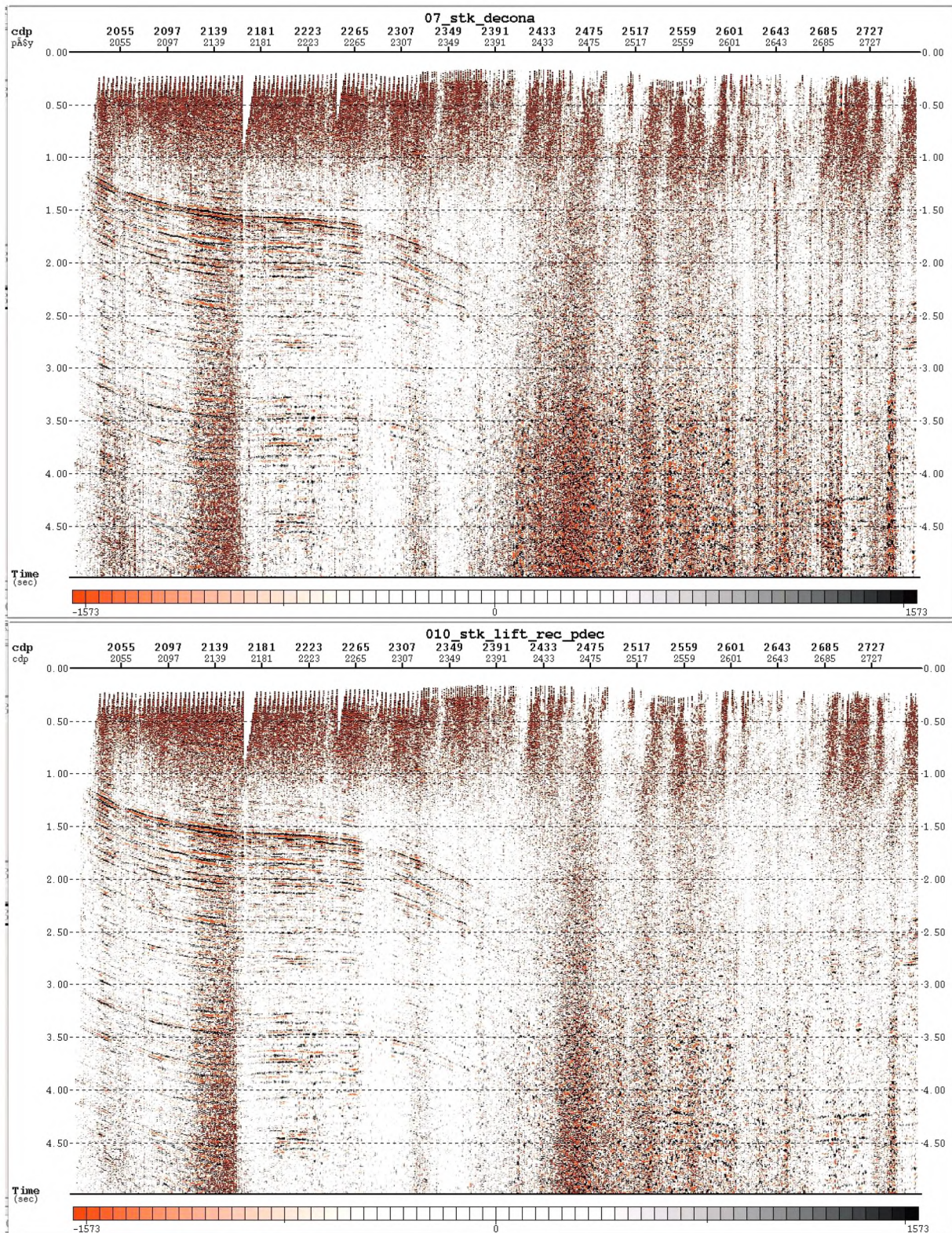


Figura 2.25: Antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los lift para la atenuación de ruidos, en la línea 1.

Observándose que luego de la aplicación de este paso, las secciones están mas limpias.

2.8. Análisis de velocidades y estáticas residuales

2.8.1. Análisis de velocidades

El análisis de velocidad es necesario para que las reflexiones en los CDP gathers se horizontalicen correctamente, es decir una mejor corrección por NMO que al momento de sumar va a generar un stack de mejor calidad.

Con los datos disponibles, en cada línea se realizaron un total de 3 análisis de velocidades y 2 correcciones de estáticas residuales, como se muestra a continuación:

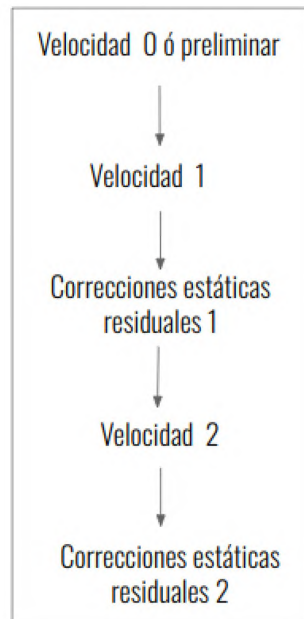


Figura 2.26: Etapas de los análisis de velocidades para cada línea.

Para cada posición elegida, se realizó un picado de los máximos de semblanza y reagrupamiento de CMP gathers involucrando 11 trazas. En este caso fueron aplicados cada 3000 metros para las velocidades 0 y 1, mientras que el segundo análisis de velocidad (velocidad 2) cada 1500 metros. Notar que el análisis 0 corresponde a un análisis preliminar, ya que es necesario contar con una velocidad para poder empezar a sumar los gathers, por eso el análisis de velocidad 1 se hizo con el mismo espaciamiento en metros.

El picado de las velocidades se realizó interactivamente en estación de trabajo sobre las semblanzas y los stacks parciales resultantes. Un ejemplo de ello se muestra en la Figura: 2.27, a izquierda es el gather en el cual se está trabajando, en el centro los partial stacks sumados con las diferentes velocidades indicadas sobre la semblanza de la derecha. El stack que contiene la línea vertical roja es el que corresponde a la suma con la ley de velocidad que pasa por los máximos de semblanza indicados con una línea en negrita a la

derecha, donde los valores que están por debajo y por encima de esa línea son porcentajes de la misma.

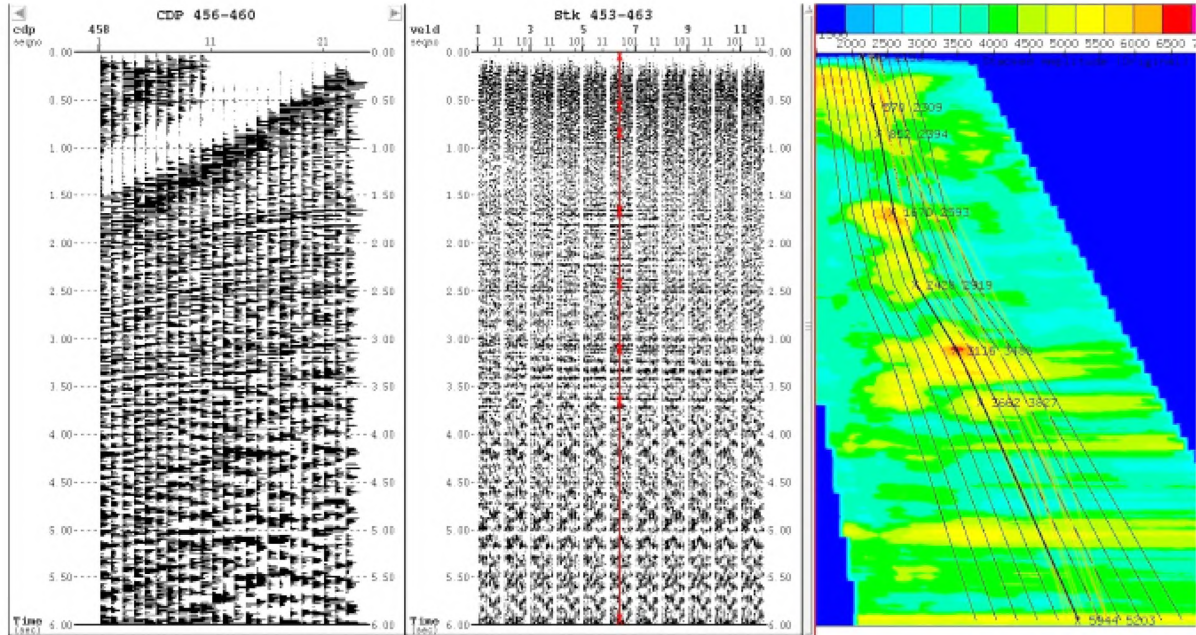


Figura 2.27: Picado de velocidades de stacking, en la línea 1. A izquierda el super gather, en el centro los partial stack y a derecha la semblanza.

A modo de ejemplo se muestra un gather sin NMO (Figura 2.28) y con NMO (Figura 2.29), para observar cómo cambia con la ley de velocidad aplicada.

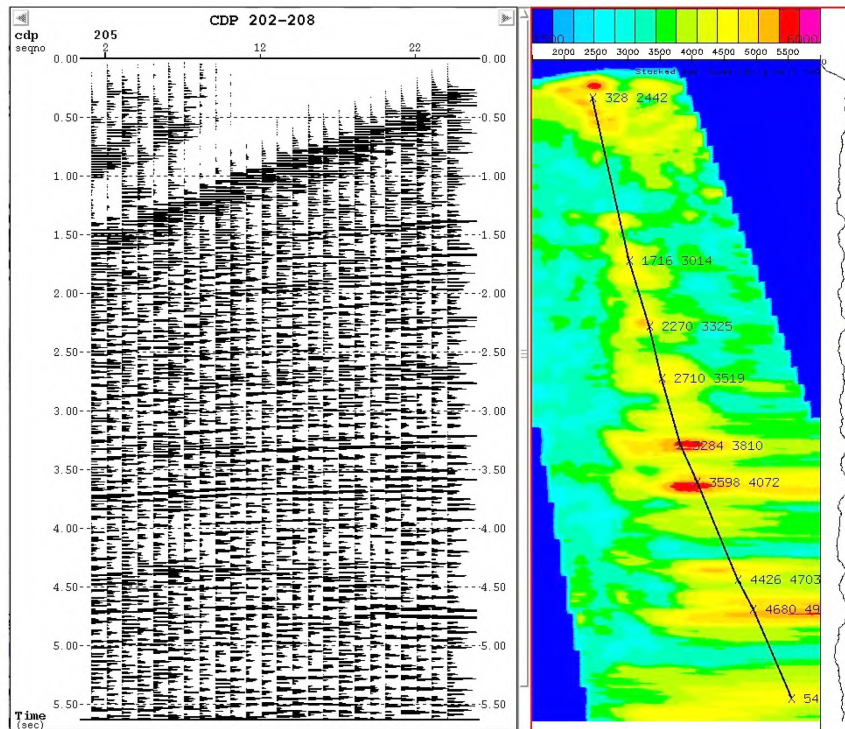


Figura 2.28: Sin NMO.

Con la ley de velocidad 1 aplicada, los gathers se ven de la siguiente manera, donde las reflexiones se horizontalizan:

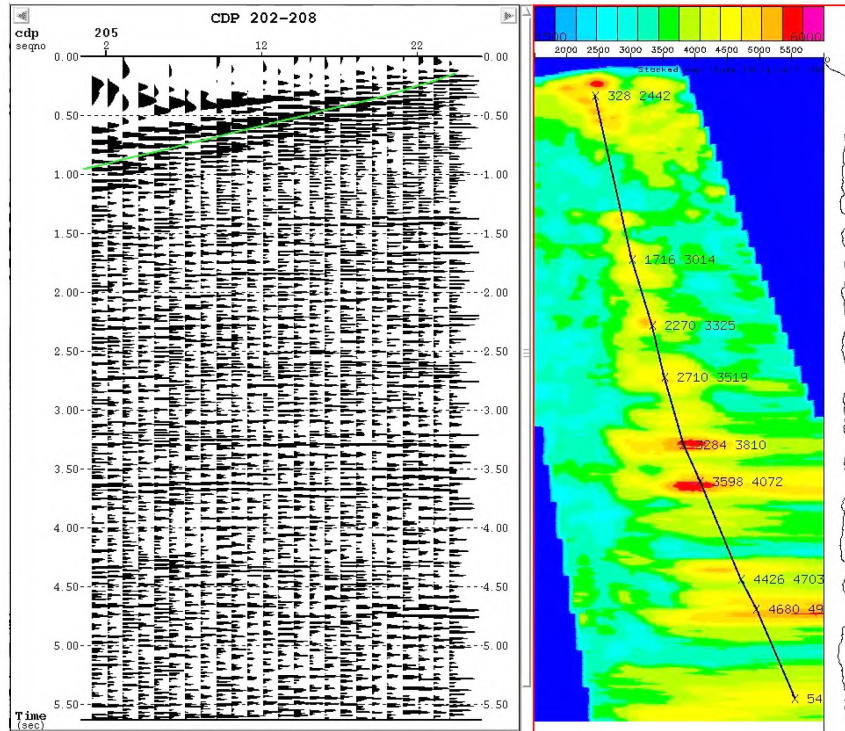


Figura 2.29: Con NMO.

Luego del primer picado de velocidades, se obtuvieron las siguientes leyes de velocidades de stacking:

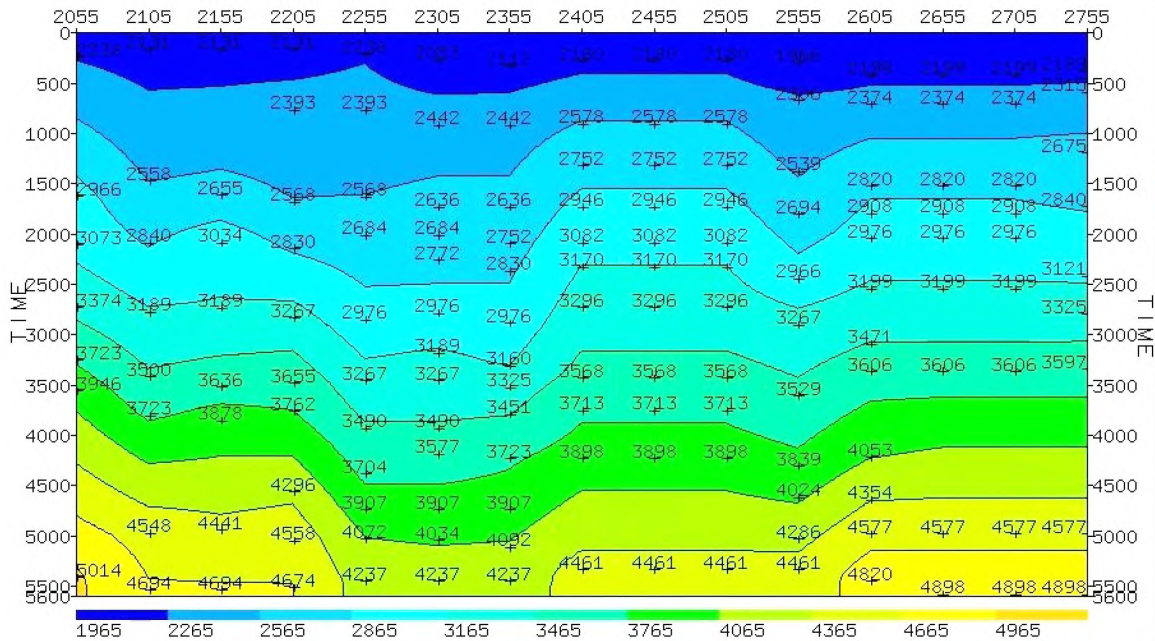


Figura 2.30: Leyes de velocidad de stacking, para la línea 1.

2.8.2. Estáticas residuales

Las correcciones estáticas convencionales suelen ser insuficientes para alinear correctamente las reflexiones, lo que puede resultar en una baja calidad del stack. Por ello, las correcciones estáticas residuales se aplican con el objetivo de superar estas limitaciones y mejorar significativamente la calidad final.

Estas correcciones permiten que las trayectorias hiperbólicas sean más uniformes en comparación con aquellas obtenidas tras aplicar únicamente correcciones estáticas convencionales, logrando así una mejora evidente en la sección procesada final.

Para aplicarlas, es necesario realizar un análisis de velocidad para determinar las velocidades necesarias para la corrección por NMO. Este proceso puede resultar algo impreciso si los datos presentan severos problemas de estáticas, ya que será muy difícil determinar con certeza cuáles son las velocidades a picar.

Si los máximos de semblanza no están muy bien definidos para algunas ventanas temporales, va a llevar a posibles imprecisiones a la hora de picar las velocidades correctas de las reflexiones. Si en cambio, los datos son previamente corregidos mediante las estáticas residuales, la semblanza presenta máximos mejor definidos, aumentando su resolución y facilitando el picado de velocidades ([17]).

Hay que tener en cuenta entonces que son dos los caminos por los cuales las correcciones estáticas mejoran la calidad del stack. Por un lado, porque permiten mejorar el alineamiento de los eventos a lo largo de trayectorias hiperbólicas. Y por otro lado, porque contribuyen a mejorar la resolución del espectro de velocidades, y por ende a una mayor precisión a la hora de picar velocidades y una corrección por NMO más precisa ([17]).

En la Figura 2.31 se observa como la semblanza mejora luego de la aplicación de las correcciones estáticas, es decir, los máximos de la misma se encuentran mejor definidos.

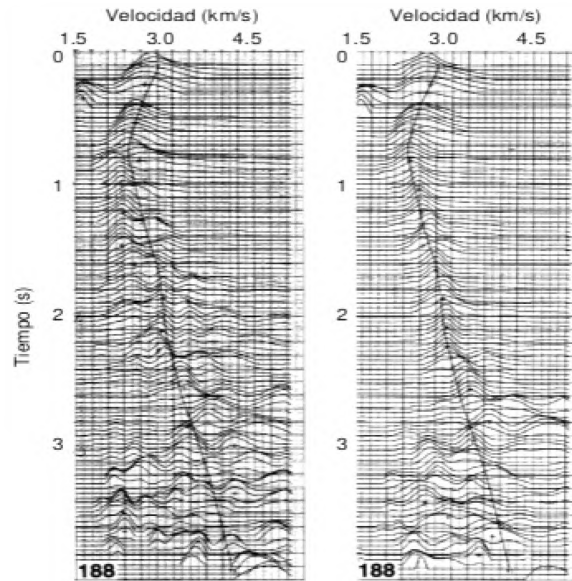


Figura 2.31: Antes (izquierda) y luego (derecha) de aplicar las correcciones estáticas residuales. Fuente : [1]

En este proyecto para calcular las estáticas residuales, se realizó una iteración a lo largo de una ventana cuyo shift máximo permitido fue de 32ms, siendo la misma diferente para cada línea y respetando el sector del registro con mejor información. En esa ventana, se realizó la cros-correlación entre las trazas de los CMP gathers con las correcciones estáticas aplicadas y corregidos con NMO.

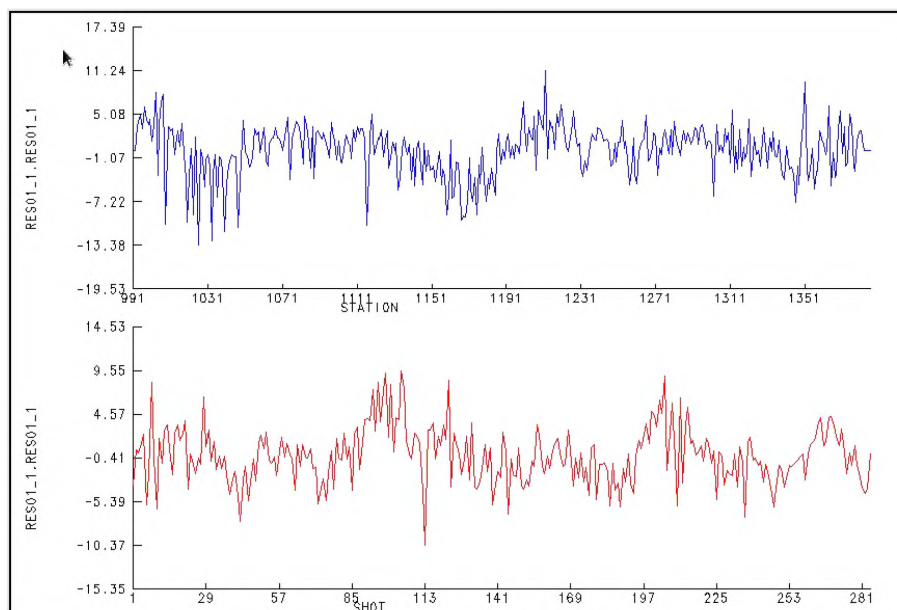


Figura 2.32: Valores de los escalares del primer paso de las correcciones de las residuales para la línea 1.

Luego, se realizó un segundo análisis de velocidades con la aplicación de las estáticas residuales calculadas en el paso anterior. Se generaron secciones de velocidad de stacking con el objetivo de chequear el comportamiento del campo de velocidades determinado.

Entonces, obtuvimos el stack después de realizar el análisis de velocidades 3 veces, la primera con los datos originales y las velocidades preliminares, la segunda a partir del primer análisis de velocidad, y la tercera utilizando los datos corregidos por estáticas residuales utilizando esas velocidades del primer análisis.

Se realizó posteriormente un segundo paso de estáticas residuales.

Las trazas de los CMP gathers con las correcciones estáticas (empleando las estáticas residuales calculadas en el paso previo) aplicadas y corregidas con normal moveout con las nuevas velocidades fueron croscorrelacionadas con las trazas contiguas para el cálculo de nuevas estáticas residuales.

El "shift" máximo permitido en este paso fue de 16 ms. Sin embargo, debido a que la magnitud de las estáticas residuales de esta segunda iteración están entorno a mas menos una muestra se decidió no realizar otra iteración más para el cálculo de las mismas ya que generaría una corrección mínima.

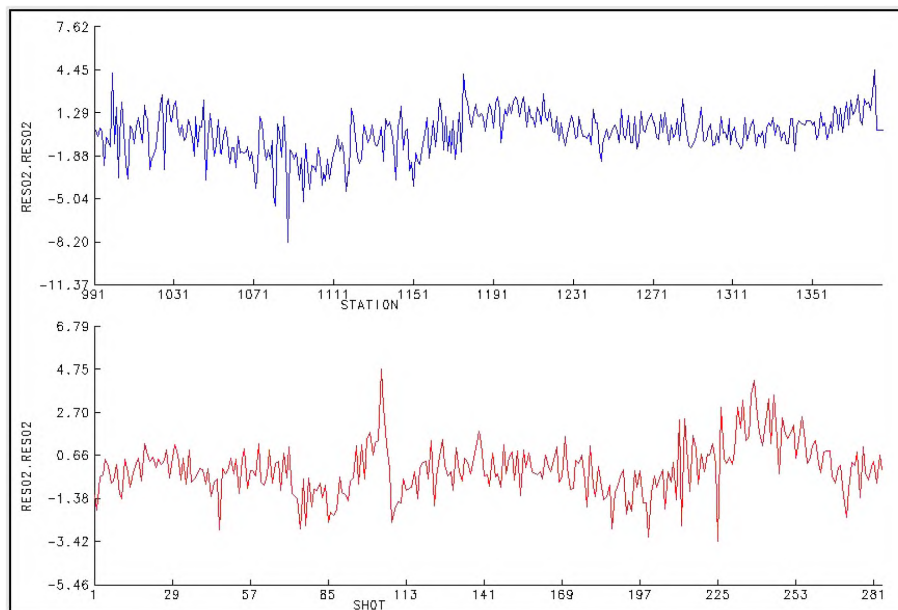


Figura 2.33: Valores de los escalares del segundo paso de las correcciones de las residuales para la línea 1.

A nivel de stack se obtuvo la siguiente imagen (Figura 2.34), donde es posible observar una mejora en la continuidad en los reflectores luego del análisis aplicado

2.9. ATENUACIÓN DE AMPLITUDES ANÓMALAS EN EL DOMINIO DEL CDP Y OFFSET.

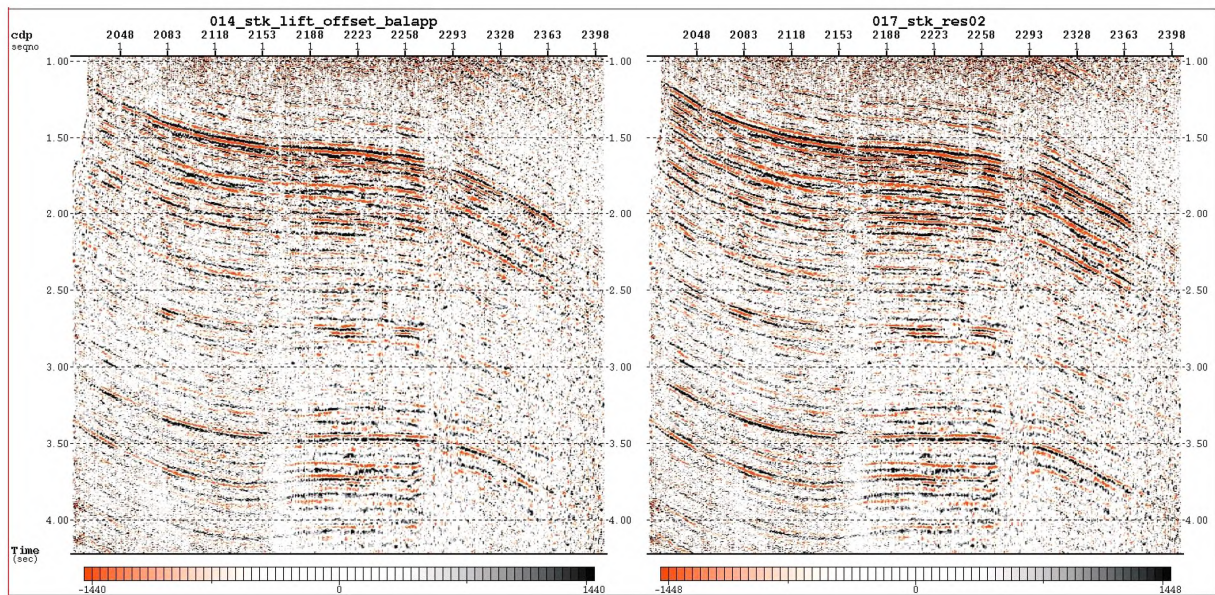


Figura 2.34: Zoom del stack antes (izquierda) y después (derecha) de los análisis de velocidades, y el primer y segundo paso de estáticas residuales. Línea 1.

2.9. Atenuación de amplitudes anómalas en el dominio del cdp y offset.

A continuación, se realizó un quinto paso de edición de ruidos en el dominio del cdp para atenuar posibles ruidos remanentes y un sexto paso en el dominio del offset. El método utilizado para la atenuación de ruidos fue la técnica del lift mencionado con anterioridad (Figura: 2.13).

2.9. ATENUACIÓN DE AMPLITUDES ANÓMALAS EN EL DOMINIO DEL CDP Y OFFSET.

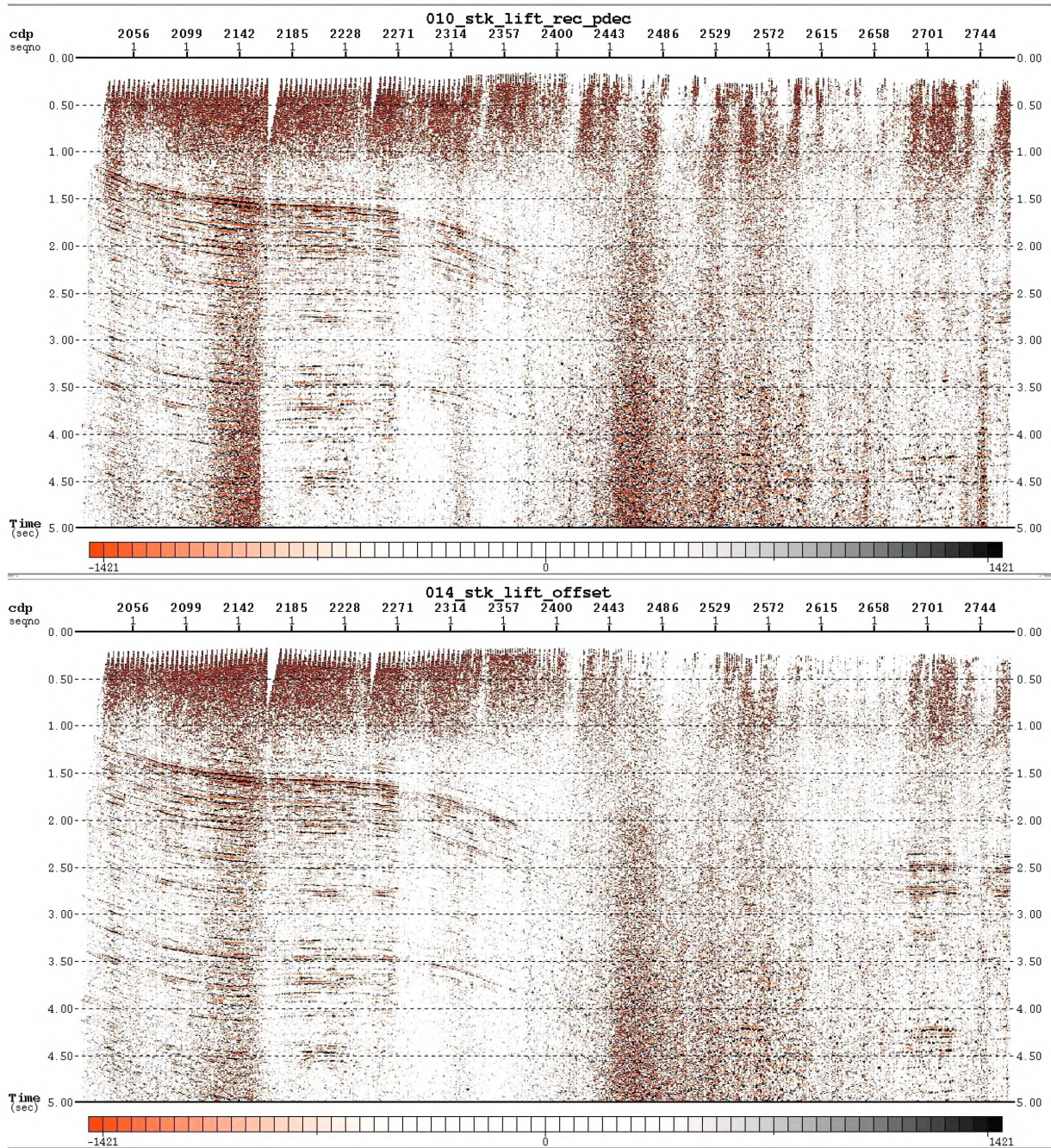


Figura 2.35: Antes (arriba) y después (abajo) de la aplicación del quinto y sexto paso de atenuación de ruidos en el dominio del cdp y offset, respectivamente.

Como se puede observar había quedado un ruido aleatorio remanente en la sección que fue atenuado después de aplicado este paso.

2.10. Segunda compensación de amplitudes consistente en superficie.

Como se mostró anteriormente, al comienzo de la secuencia de procesamiento se realizó una compensación de amplitudes consistente en superficie. Luego, después de realizar las diferentes atenuaciones de ruido en las etapas siguientes es necesario realizar una nueva compensación de amplitudes para lograr un balance de las mismas.

En la imagen (Figura 2.36) se observa el resultado de esta nueva compensación de amplitudes consistente en superficie a nivel de stack:

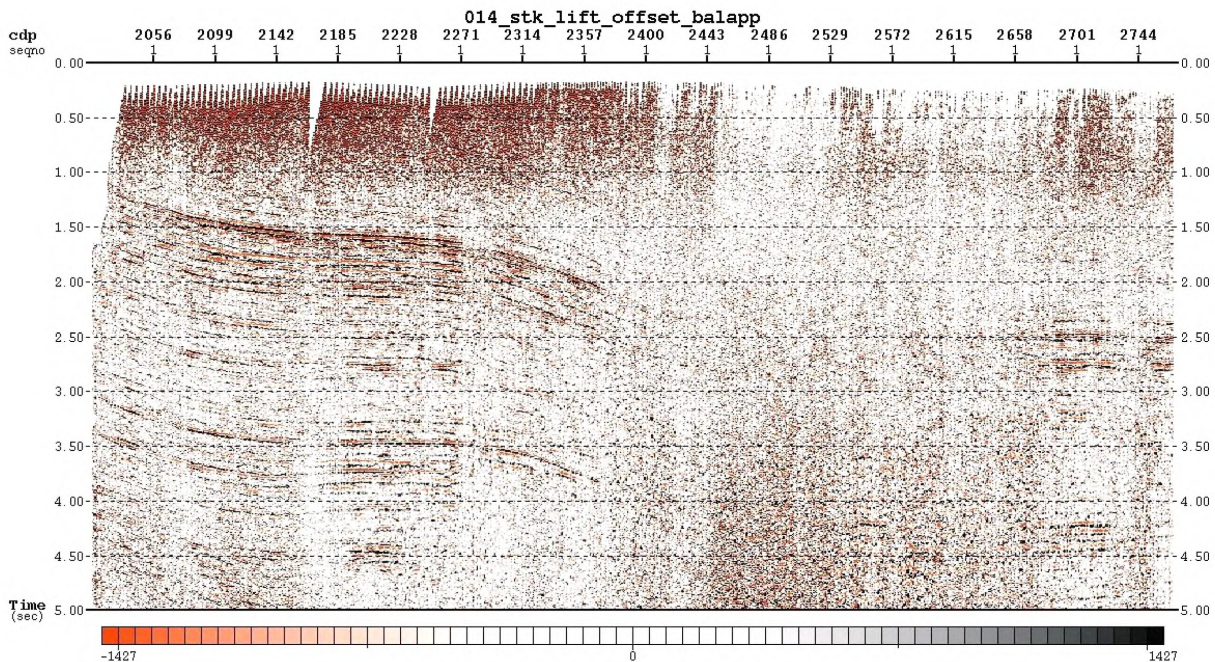


Figura 2.36: Segunda compensación de amplitudes consistente en superficie, línea 1.

2.11. Stack

Si bien se ha mencionado anteriormente la palabra stack en reiteradas ocasiones, se explicará brevemente el concepto del mismo.

El stack consiste en combinar múltiples registros sísmicos en una sola traza sísmica para mejorar la relación señal-ruido y aumentar la resolución de las estructuras geológicas del subsuelo, obteniendo una sección, como este caso, o un volumen.

Para lograr el stack, primero se organizan las trazas por CDP, así todas se refieren aproximadamente al mismo punto del terreno, el punto medio entre fuente y receptor, luego se aplica la corrección dinámica por Normal Moveout (NMO) a los CDP gathers

(Figura 2.37), que compensa las diferencias en el tiempo de llegada de las ondas sísmicas debido a la variación en la distancia desde la fuente hasta el receptor. Esto ayuda a alinear correctamente los eventos sísmicos en cada traza antes de combinarlas.

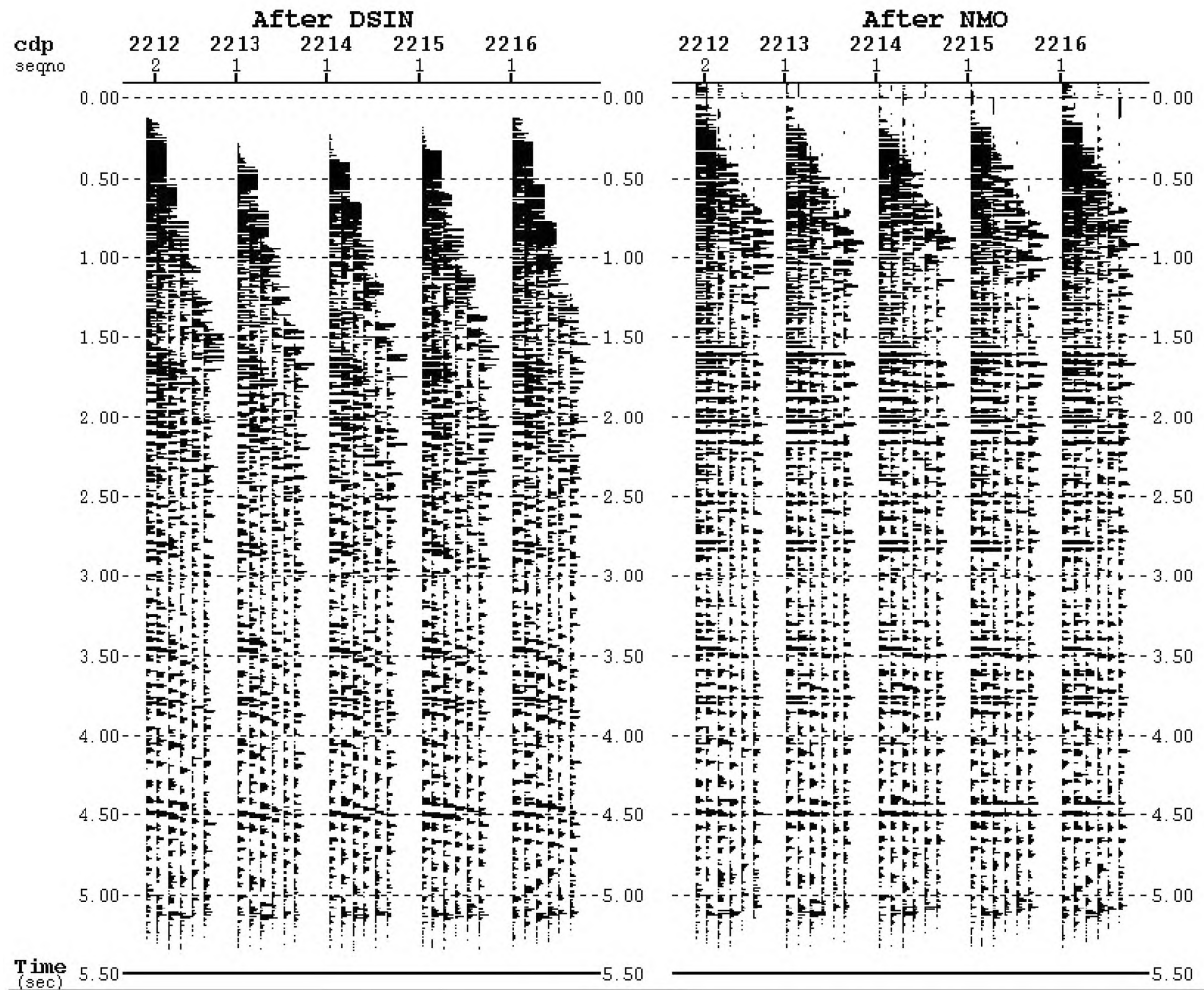


Figura 2.37: Antes (izquierda) y después (derecha) de aplicar NMO, línea 1.

Entre las muchas limitaciones que tiene el modelo de CMP - Stack mencionamos el estiramiento provocado por la corrección dinámica. Una vez corregidos los datos por NMO, las ondículas de las trazas en los CMP gathers se ven afectados por stretching que es una distorsión de frecuencias en la que los eventos se desplazan a frecuencias más bajas, afectando principalmente a tiempos menores y offsets mas largos. Por este motivo, es necesario realizar un proceso de "mute." supresión manual, para que al momento de la suma esas distorsiones en las frecuencias no afecten, o lo hagan lo menor posible, (ver Figura 2.38).

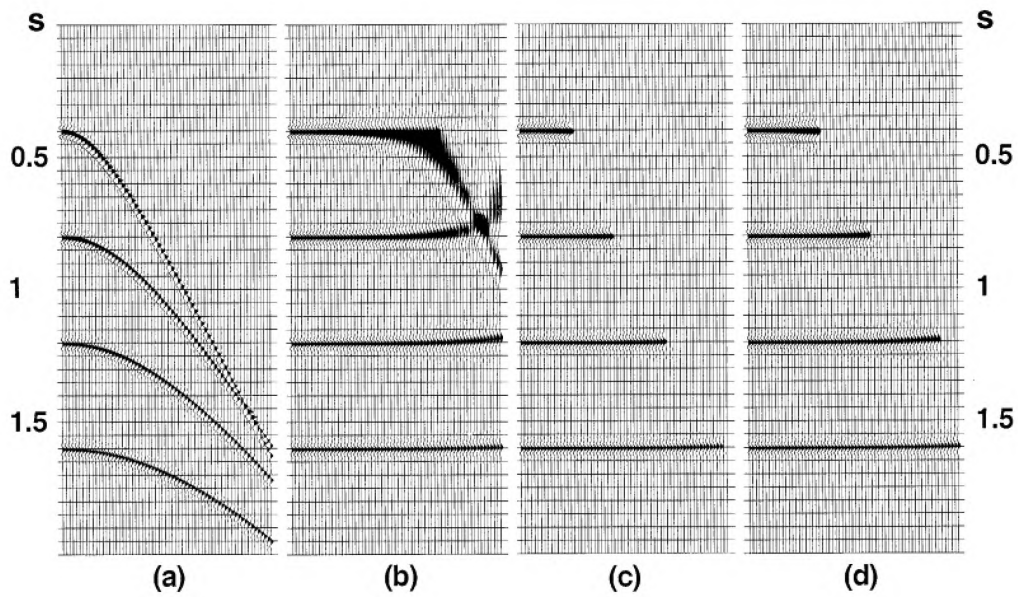


Figura 2.38: a) CMP gathers, (b) luego de la corrección por NMO, (c) y (d) luego del mute al 50 % y 100 % respectivamente. Fuente [1]

Finalmente, los registros sísmicos corregidos se combinan mediante una operación de suma para generar la traza sísmica final o "stack", donde la suma de cada uno de los CMP gathers nos da solo una traza de la sección del stack.

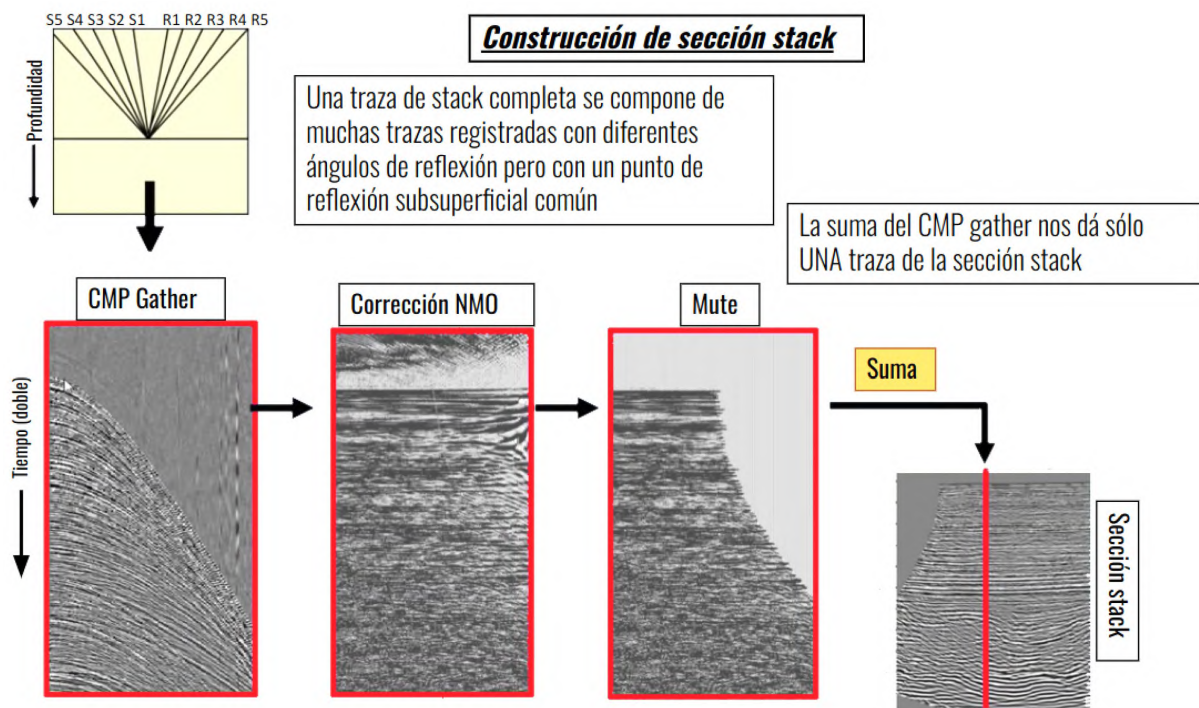


Figura 2.39: Construcción de sección stack. Adaptado de [11]

2.12. Migración

La migración es un procedimiento en el procesamiento sísmico que corrige la posición de los eventos reflejados, moviendo las reflexiones inclinadas a sus verdaderas ubicaciones en el subsuelo y colapsando las difracciones, lo que mejora la resolución espacial y produce una imagen más precisa de las estructuras geológicas.

El objetivo principal es que la sección sísmica se asemeje a una sección geológica en profundidad a lo largo de la línea de adquisición ([1]). Como vemos en la Figura 2.40, los CMP-stack muestran los reflectores buzantes más profundos de lo que realmente están, y con menor buzamiento, dado que este modelo es muy simplificado e inadecuado para reflejar estructuras buzantes.

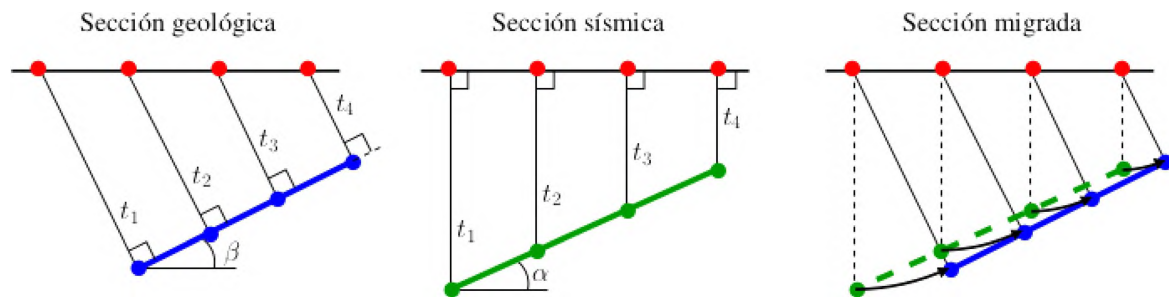


Figura 2.40: Sección geológica, sección sísmica y sección migrada. Los puntos rojos representan la posición de las fuentes y receptores en una sección de offset cero, los azules los puntos de reflexión sobre la estructura, y los verdes las posiciones que toman en la sección sísmica. La migración reposiciona cada punto verde a su posición correcta (puntos azules), siguiendo arcos de círculo de radio t_i . Extraído de [17]

La migración corrige eventos como las difracciones, que colapsan en sus vértices, y desplaza las reflexiones inclinadas a sus posiciones verdaderas, como en el caso de domos salinos, mientras que eventos no buzantes, como las capas horizontales, apenas se ven afectados. También en el caso de sinclinales, en la sección sísmica se observan patrones de “moños” que luego de la migración se desenredan, permitiendo observar la estructura real.

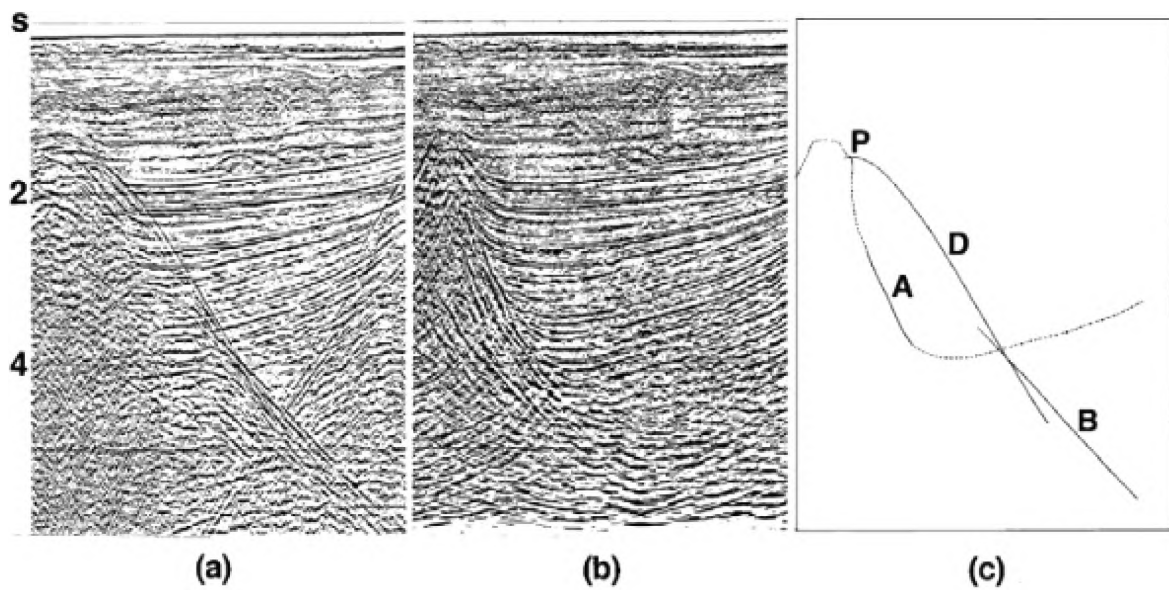


Figura 2.41: Una sección CMP stack: (a) antes de la migración, (b) después de la migración, y (c) un esquema de una difracción (D) y un evento inclinado antes (B) y después (A) de la migración. La migración desplaza el evento inclinado B a lo que se asume es su verdadera posición en el subsuelo, marcada como A, y colapsa la difracción D en su vértice P. Fuente: [1]

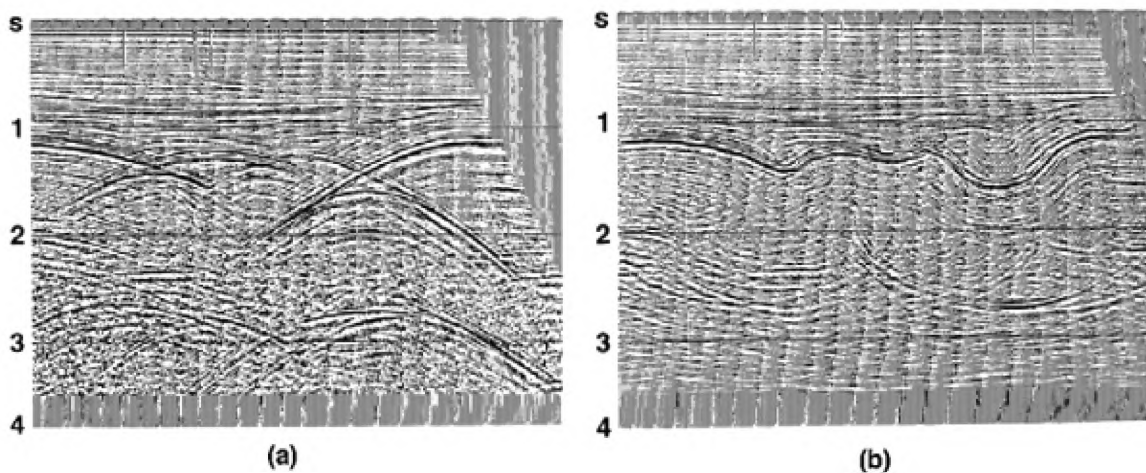


Figura 2.42: Una sección CMP stack (a) antes y (b) después de la migración muestra cómo la migración deshace los patrones de "moño" presentes en la sección sísmica, transformándolos en sinclinales. Fuente: [1]

Como se puede apreciar en la imagen (Figura 2.42), luego de migrar, los sinclinales aparecen más grandes y los anticlinales más chicos.

Los algoritmos de migración pueden trabajar en el dominio del tiempo y en el dominio

de profundidad, pudiéndose aplicar pre y/o post stack.

Dependiendo de la complejidad de las estructuras y las variaciones laterales de velocidad, hay una migración para cada caso:

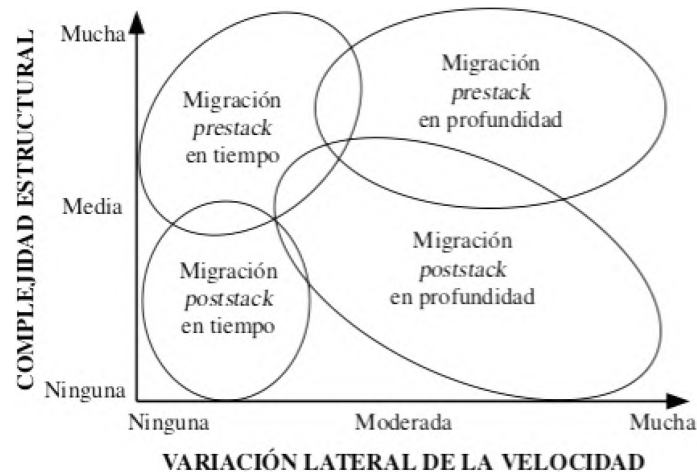


Figura 2.43: Métodos de migración de acuerdo a la complejidad estructural del subsuelo y grado de variación lateral de la velocidad. Fuente: [17]

La migración post-stack en tiempo implica el procesamiento de secciones sísmicas después de la suma de trazas, lo que resulta en un volumen de datos significativamente menor en comparación con la migración pre-stack. Esto se traduce en un costo computacional más bajo. Sin embargo, la migración post-stack puede ser inadecuada cuando los reflectores no se aproximan a una sección de offset cero, especialmente en presencia de reflectores buzantes u otras estructuras geológicas complejas. En tales casos, la migración pre-stack es preferible, ya que permite considerar variaciones laterales suaves de velocidad y minimiza los problemas asociados con los reflectores buzantes.

La migración en tiempo, tanto post-stack como pre-stack, busca concentrar la energía sísmica en cada posición relativa, utilizando un modelo de velocidades que puede variar con la profundidad. Aunque la migración en tiempo es más económica que la migración en profundidad y asume cambios laterales suaves de velocidad, puede producir resultados aceptables en presencia de tales condiciones. Sin embargo, ignora las refracciones de los rayos en las diferentes discontinuidades del subsuelo y asume difracciones hiperbólicas.

Para la migración pre-stack en tiempo, en este trabajo se utilizó el algoritmo de migración en tiempo de Kirchhoff ([1]), que es un método utilizado para reposicionar los datos registrados y mejorar la imagen de las estructuras geológicas del subsuelo. Esta técnica se deriva de la solución integral de la ecuación de onda escalar en un punto, considerando la suma de las contribuciones a lo largo de curvas de difracción, que son hipérbolas en el

caso de un medio homogéneo. Utiliza la geometría y el principio de Huygens para colapsar las difracciones y repositonar los datos.

La migración de Kirchhoff suma las amplitudes a lo largo de la curva de difracción y coloca esa energía en su verdadera ubicación. Además de repositonar la energía, reconstruye la amplitud y la fase para que respondan de manera más exacta a la reflectividad del subsuelo, proporcionando así una imagen más precisa de las estructuras geológicas.

2.13. Migración en tiempo

2.13.1. Migración post-stack en tiempo

Para realizar la migración post-stack en tiempo, en este trabajo, se utilizó la velocidad RMS (obtenida a partir de las velocidades de stacking) de cada una de las líneas, escaladas al 90 %, utilizando el algoritmo de Kirchhoff. La velocidad de stacking en general es mayor que la RMS, por eso luego de pruebas, la que arrojó una mejor migración fue la escalada al 90 %. Se realizaron previamente pruebas de apertura de migración sobre las diferentes líneas. La sección migrada obtenida para cada línea se muestra en las siguientes Figuras 2.44, 2.45, 2.46:

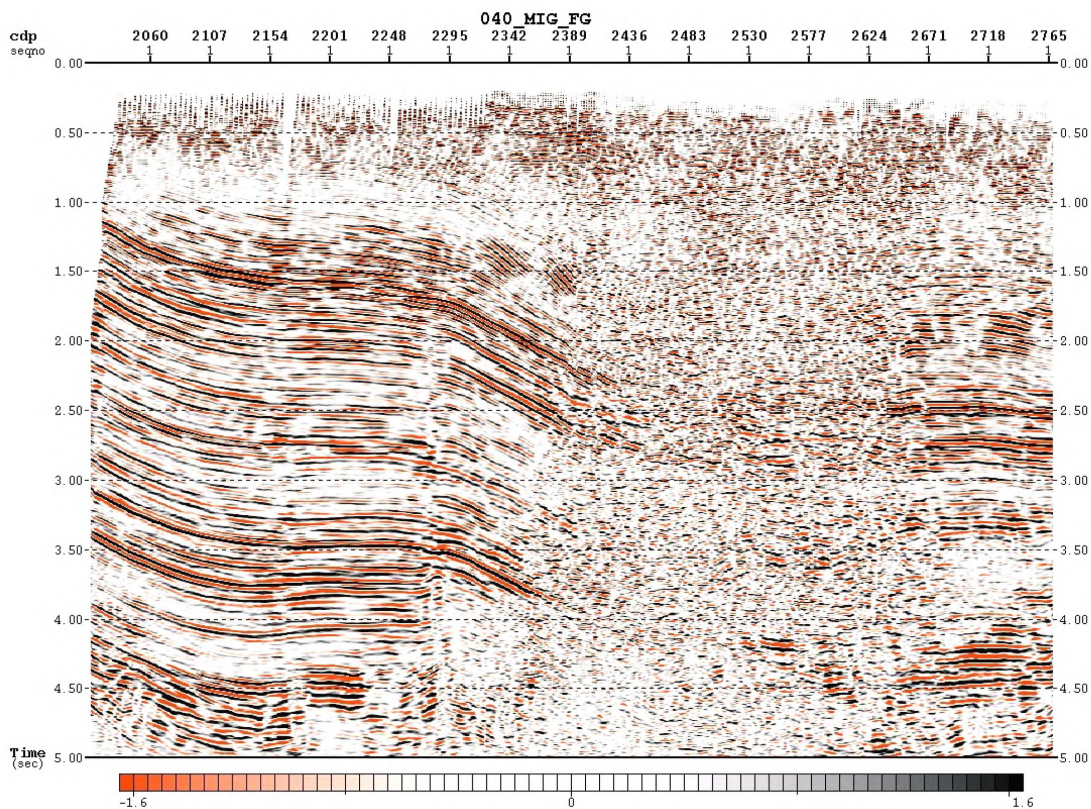


Figura 2.44: Migración post-stack. Línea 1.

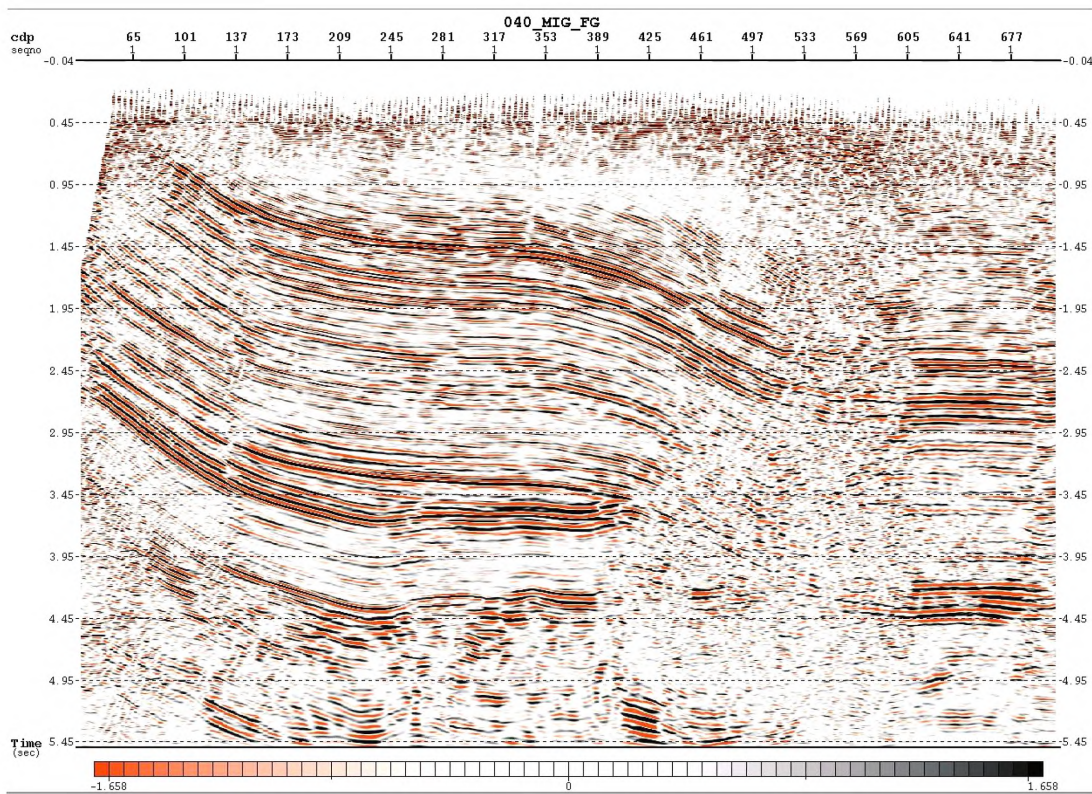


Figura 2.45: Migración post-stack. Línea 2.

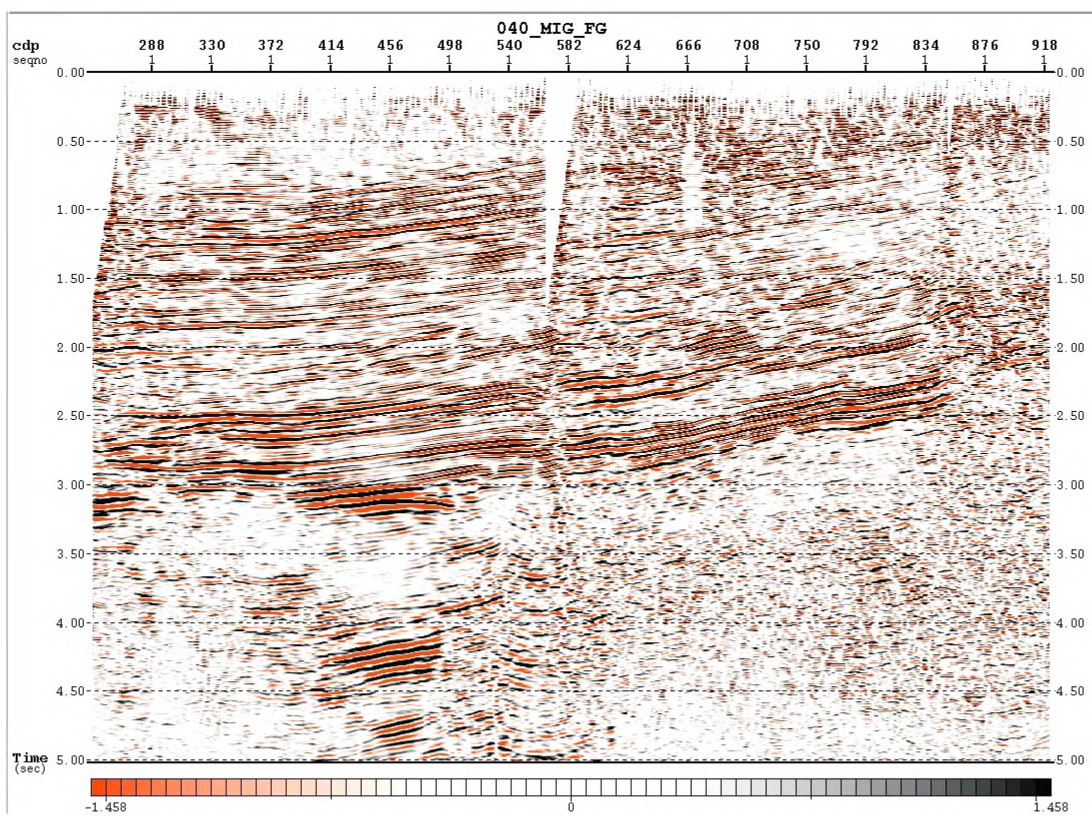


Figura 2.46: Migración post-stack. Línea 3.

2.13.2. Migración pre-stack en tiempo (PSTM)

Para realizar la PSTM, se utilizó el algoritmo de migración de Kirchhoff, empleando rayos curvos.

Se realizaron pruebas en las que se evaluaron diferentes aperturas de parámetros de migración, en particular apertura de migración y filtro anti-alias.

Los valores evaluados para la apertura de migración fueron los siguientes: 4000, 6000, 8000, 10000 y 13000 metros. Los resultados de las pruebas de apertura se muestran a continuación.

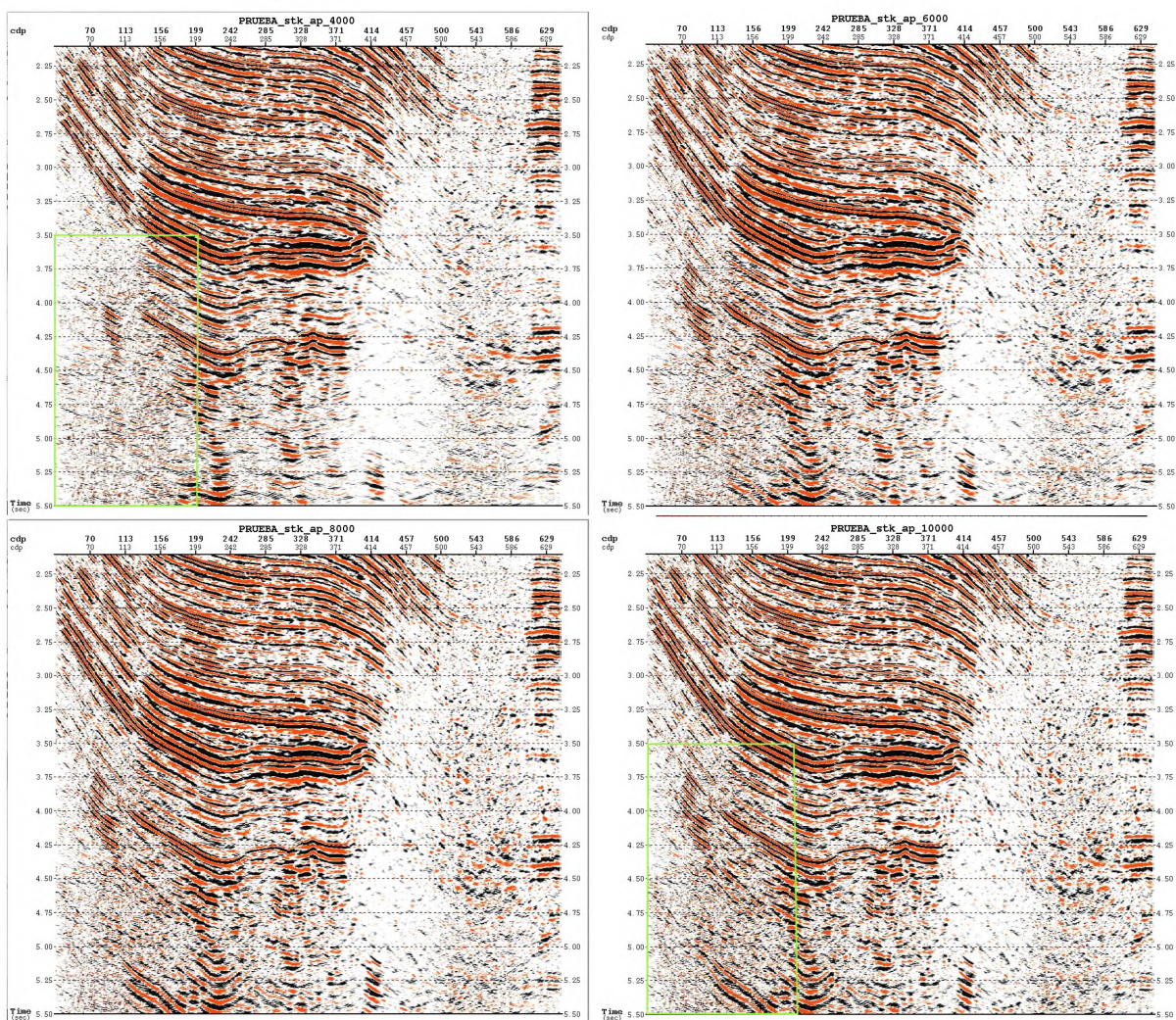


Figura 2.47: Zoom de la línea 2 con diferentes valores de apertura de migración, donde se puede observar que a mayor apertura, aparecen algunos horizontes buzantes (recuadro en verde).

Analizando los resultados con las diferentes aperturas (Figura 2.47) se optó por utilizar la correspondiente a 10000 metros debido a que se pudo observar una imagen mejor logra-

da, particularmente, en los horizontes buzantes más profundos. A su vez, al incrementar la apertura (Figura 2.48) la imagen no mejora su calidad.

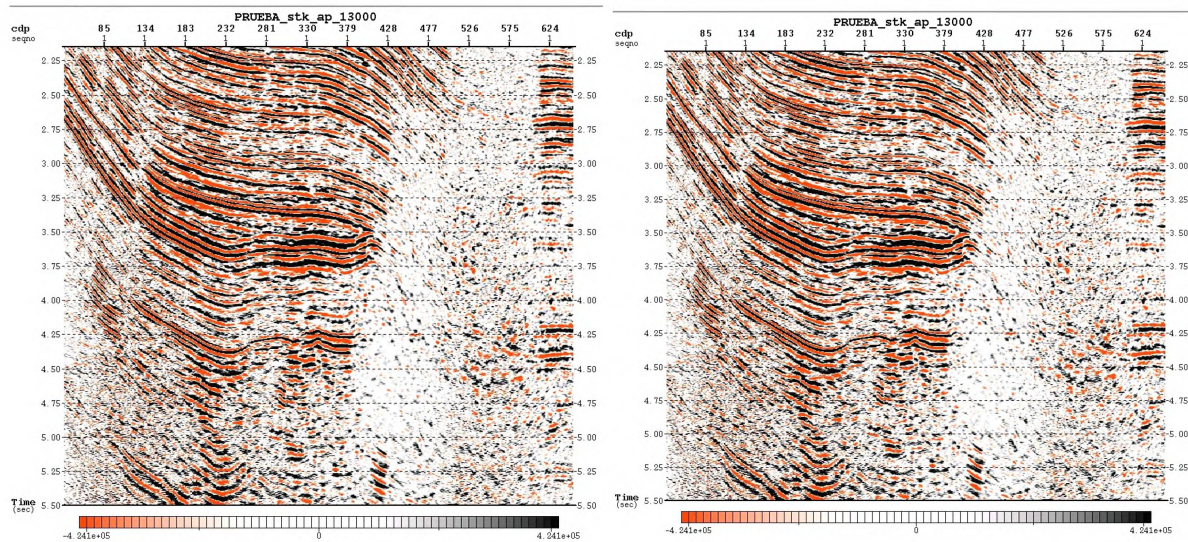


Figura 2.48: Aperturas de migración de 13000m y de 10000m.

En cuanto al filtro anti alias (aplicado con el objetivo de reducir el aliasing generado por la migración) los valores evaluados fueron débil, medio y fuerte. Se optó por elegir el filtro anti alias débil, que logra una mejor definición de los eventos pese a que tiene un mayor contenido de ruido. Este último fue filtrado en la etapa de postproceso.

Una vez acondicionados los datos y elegidos los parámetros, se realizaron 2 iteraciones que consistieron en migración y análisis de velocidad sobre los CRP gathers migrados. Con el modelo de velocidades resultante de la última iteración se llevó a cabo la migración completa del dato.

En las figuras siguientes: 2.49, 2.50 y 2.51: se muestran las secciones de las líneas antes y después de la migración PSTM. Logrando observarse que después de la PSTM los reflectores se encuentran mas continuos.

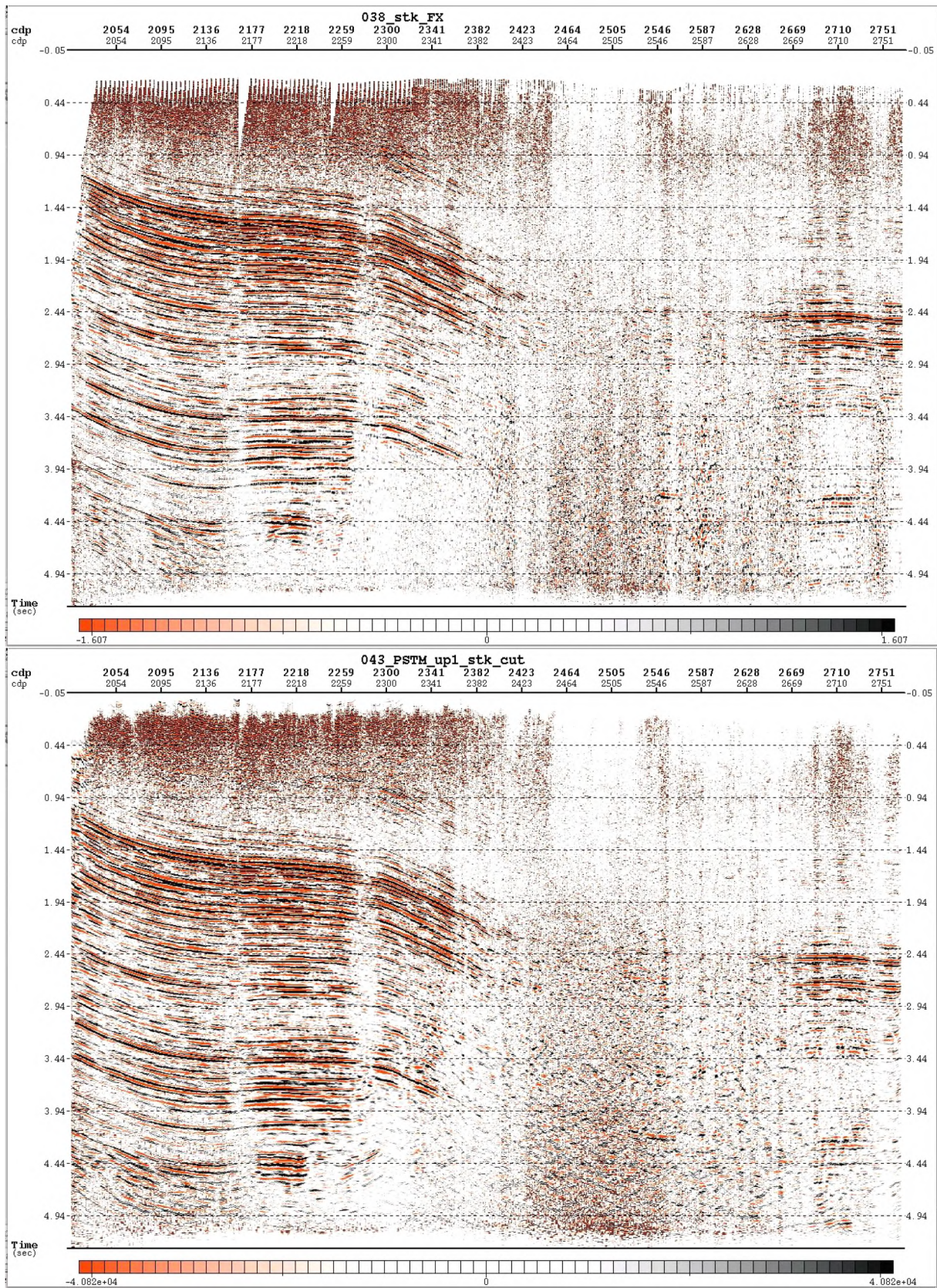


Figura 2.49: Stack antes (arriba) y sección migrada después (abajo) de la PSTM. Línea 1.

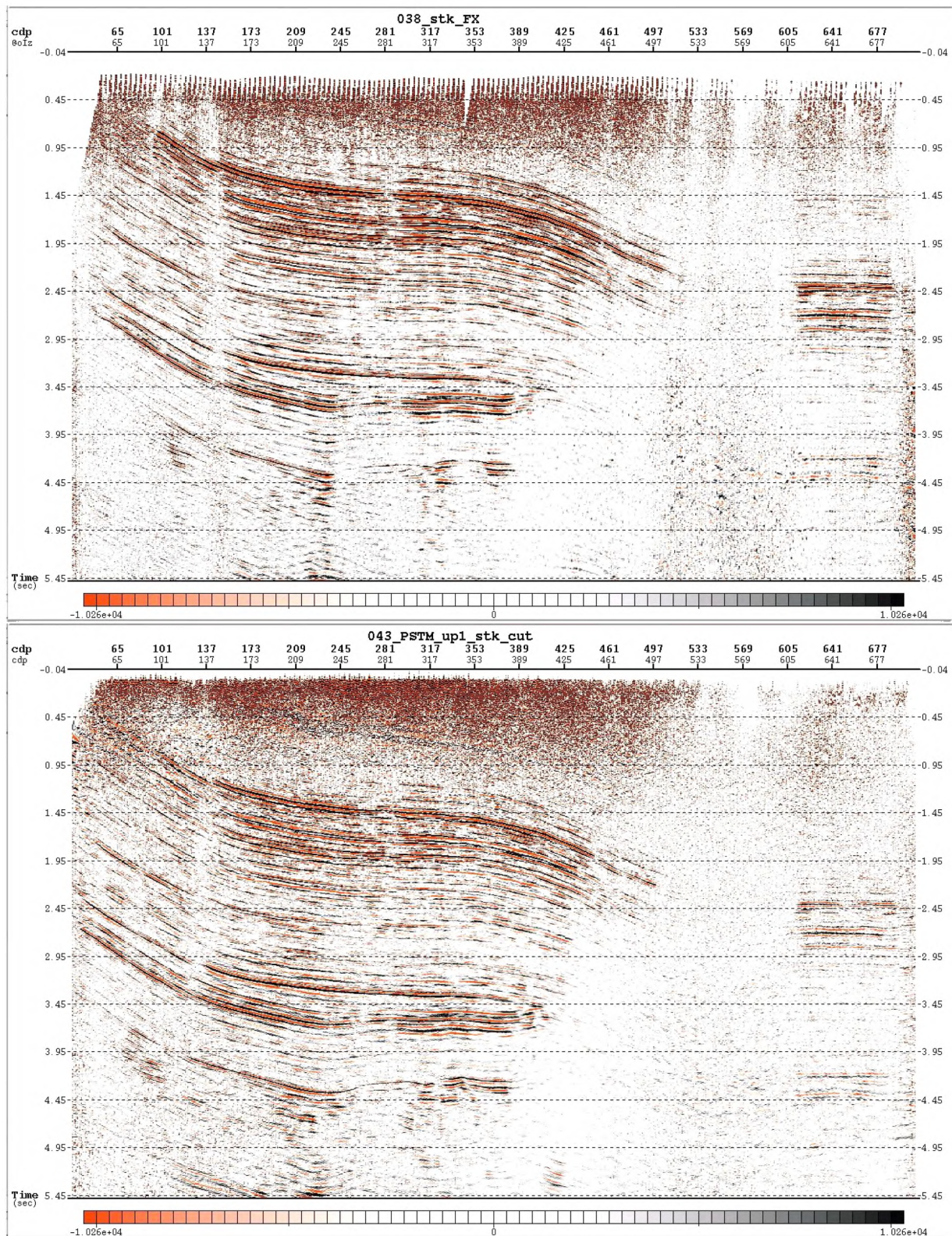


Figura 2.50: Stack antes (arriba) y sección migrada después (abajo) de la PSTM. Línea 2.

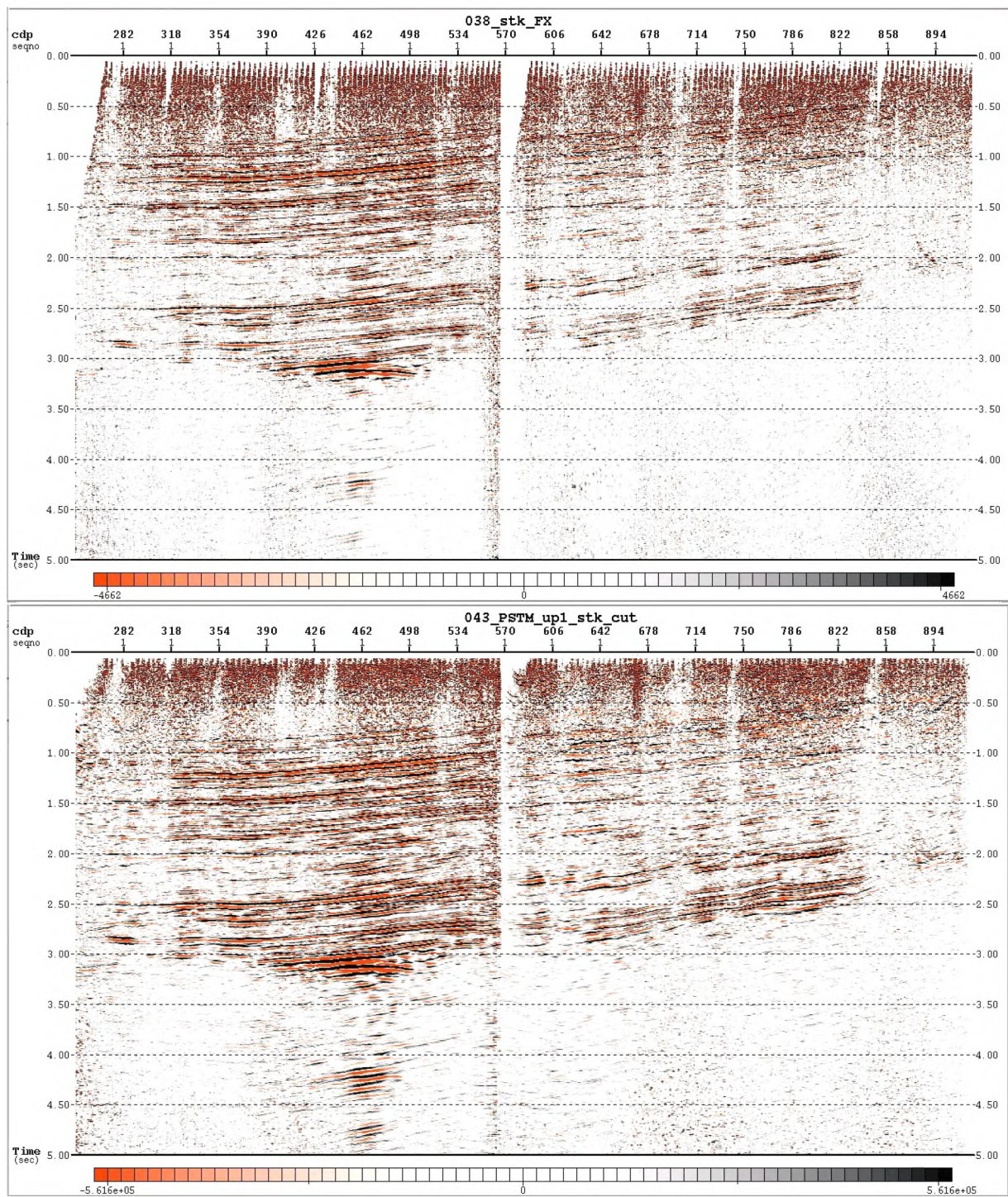


Figura 2.51: Stack antes (arriba) y sección migrada después (abajo) de la PSTM. Línea 3.

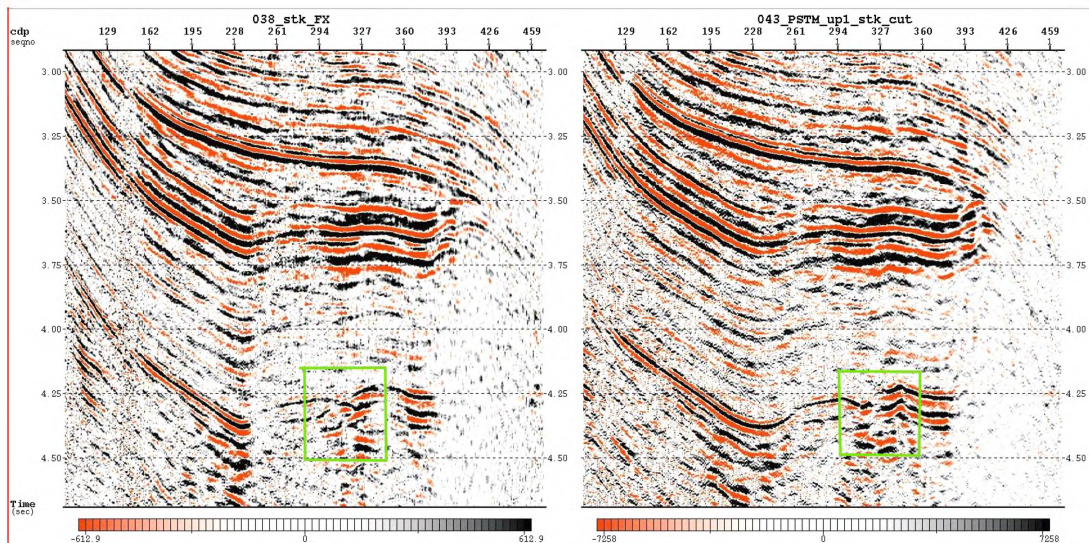


Figura 2.52: A izquierda el stack y a derecha el efecto de la migración, donde se observa que resuelve mejor las estructuras. Línea 2.

2.14. Postproceso

Una secuencia de postproceso se refiere a las etapas que se aplican a los datos sísmicos procesados con el objetivo de mejorar la calidad y claridad de las imágenes del subsuelo. Una vez que los datos han sido migrados y corregidos, el postproceso incluye la aplicación de filtros y técnicas adicionales para atenuar el ruido, realzando los detalles estructurales y permitiendo una mejor interpretación de las líneas. Las técnicas más comunes incluyen la aplicación de filtros y el ajuste de amplitudes.

La secuencia de postproceso aplicada en este trabajo fue :

- Reducción de ruido aleatorio
- Filtro variable en tiempo
- Control de ganancia

2.14.1. Reducción de ruido aleatorio.

Para atenuar el ruido aleatorio post-stack, se aplicó una deconvolución FX. La deconvolución FX es un método que trabaja en el dominio de la frecuencia (F) y del espacio (X). Consiste en descomponer los datos sísmicos en diferentes frecuencias y aplicar un filtro (espacial y predictor) a cada una de estas frecuencias a lo largo del espacio (en la dirección

de las trazas sísmicas). Este filtro tiene como objetivo resaltar la información espacialmente coherente del ruido aleatorio, que no sigue un patrón espacial coherente. Al filtrar el ruido en el dominio FX, se mejora la relación señal-ruido sin afectar significativamente los eventos sísmicos reales.

2.14.2. Filtro variable en tiempo post-stack

Se aplicó un filtro de frecuencias pasabanda para poder eliminar aquellas frecuencias que después de la migración hayan quedado fuera de rango. Dicho filtro cuenta con los siguientes parámetros, donde entre 3500ms-4000ms el filtro hace una interpolación:

Tiempo[ms]		F1[Hz]	F2[Hz]	F3[Hz]	F4[Hz]
0	3500	6	10	46	52
4000		7	11	46	52

Tabla 2.3: Filtro variable en tiempo post-stack.

Los valores de corte para las altas frecuencias son propios de una zona de faja plegada, donde allí hay una gran atenuación de alta frecuencia.

2.14.3. Control de ganancia

El AGC (Control Automático de Ganancia) es una técnica utilizada en el procesamiento sísmico que ajusta dinámicamente la amplitud de las señales para mejorar la visibilidad de los eventos sísmicos, especialmente aquellos con amplitudes menores que podrían pasar desapercibidos.

Su principal función es estabilizar las amplitudes, manteniéndolas dentro de un rango predefinido, lo que es útil para corregir las variaciones causadas por la atenuación de la energía sísmica a medida que las ondas se propagan por el subsuelo. El AGC permite una visualización más uniforme de los datos, ya que amplifica las señales más débiles y atenúa las más fuertes, facilitando así la identificación de estructuras subsuperficiales en las trazas. Sirve en general al final del trabajo para atenuar los efectos de las limitaciones que tenemos en el procesamiento de la sísmica y por los cuales muchas veces quedan variaciones de amplitud, sobre todo espaciales que no se deben a la geología profunda, que es lo que nos interesa, sino a efectos superficiales que no pudieron ser resueltos con las compensaciones consistentes en superficie aplicadas.

Esta técnica se aplica mediante una "ventana" de tiempo que se desplaza a lo largo de la traza sísmica. Dentro de esa ventana, se calcula un factor de ganancia que se aplica a las amplitudes. El tamaño de esta ventana es un parámetro crucial, ya que afecta la suavidad y la precisión del control de ganancia. Si la ventana es demasiado pequeña, puede no capturar suficientes datos generando una homogeneización, enmascarando o perdiendo rasgos llevando a no ser un ajuste adecuado, por ejemplo, la amplitud de todos los máximos se verán en niveles muy similares; por otro lado, una ventana demasiado grande su efecto puede volverse insuficiente pues no logra compensar adecuadamente las variaciones de amplitud que queremos atenuar.

El AGC presenta algunas limitaciones como la posibilidad de exagerar el ruido de fondo o atenuar señales reales, lo que puede distorsionar la interpretación de los datos. Además, la selección del tamaño adecuado de la ventana es fundamental para garantizar que funcione de manera óptima sin comprometer la precisión de la técnica.

En el presente trabajo, luego de hacer varias pruebas de visualización interactivas, para todas las líneas se aplicó un AGC cuya ventana es de 1000ms.

Las figuras (2.53, 2.54 y 2.55) ilustran la aplicación del postproceso sobre cada línea sísmica, donde se puede observar una mayor continuidad de los horizontes en la sección postprocesada. Esta mejora facilita considerablemente la interpretación, ya que los horizontes se presentan más coherentes y claros en comparación con una sección sin postproceso.

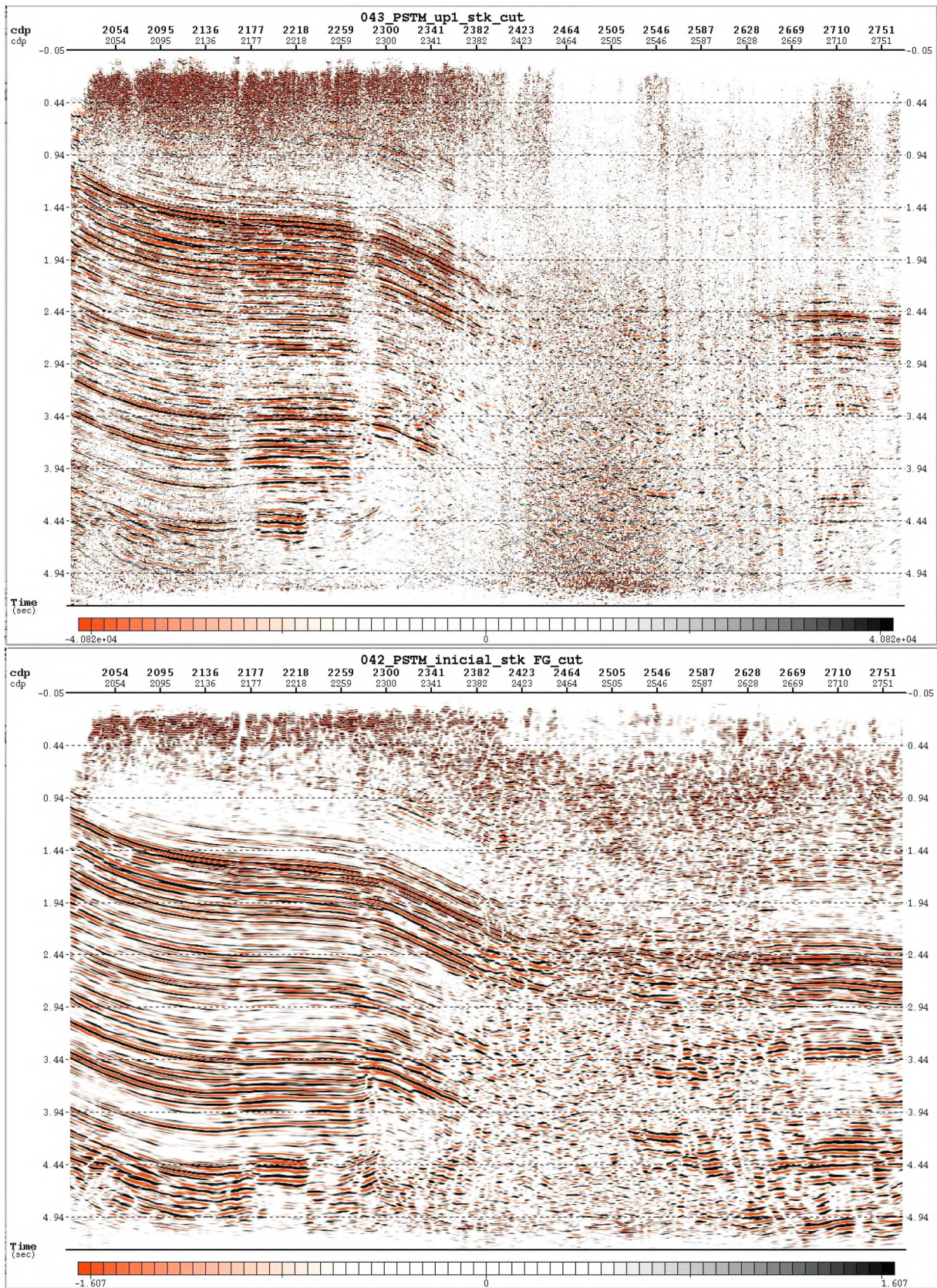


Figura 2.53: Sección antes (arriba) y sección después de aplicar el postproceso (abajo). Línea 1.

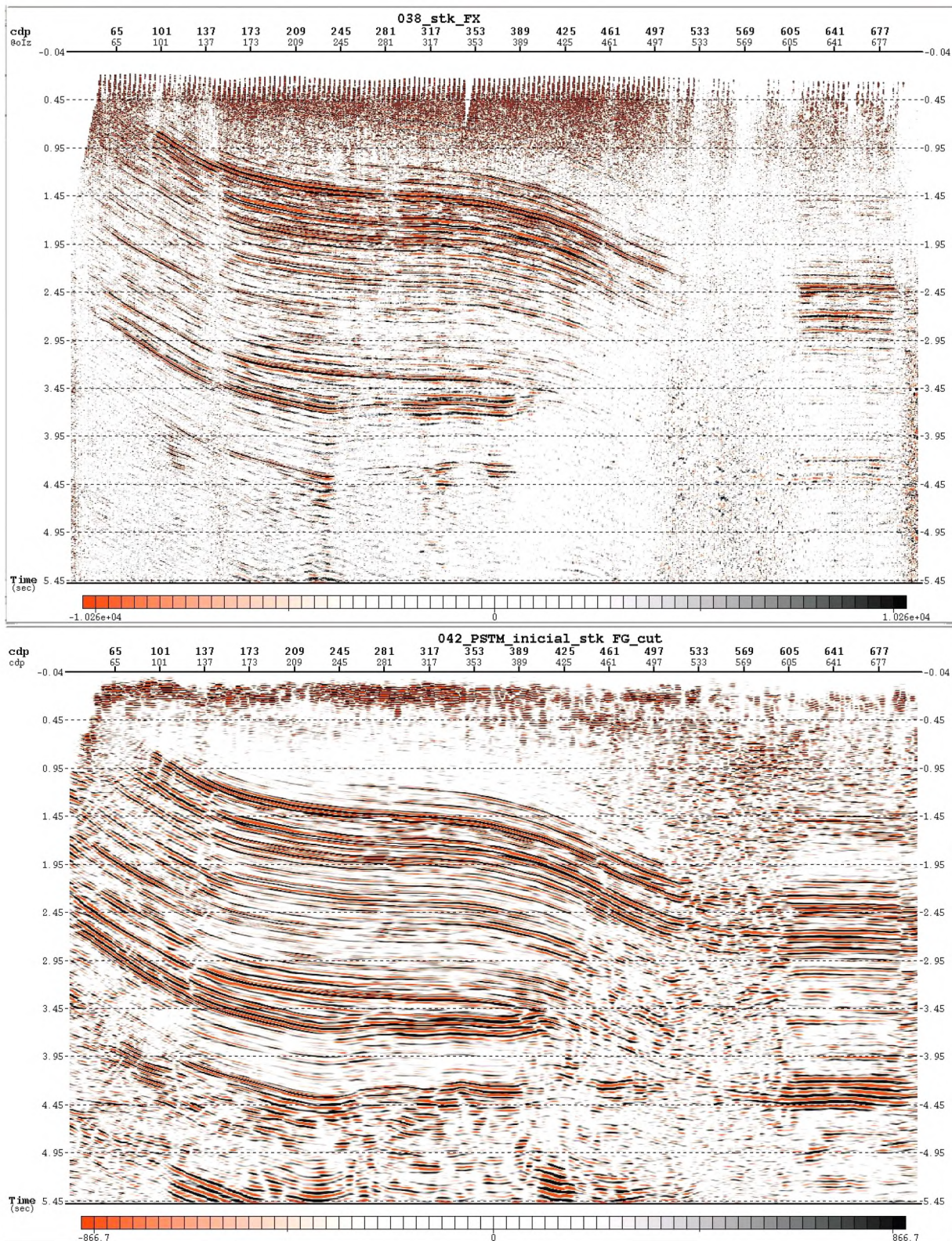


Figura 2.54: Sección antes (arriba) y sección después de aplicar el postproceso (abajo).
Línea 2.

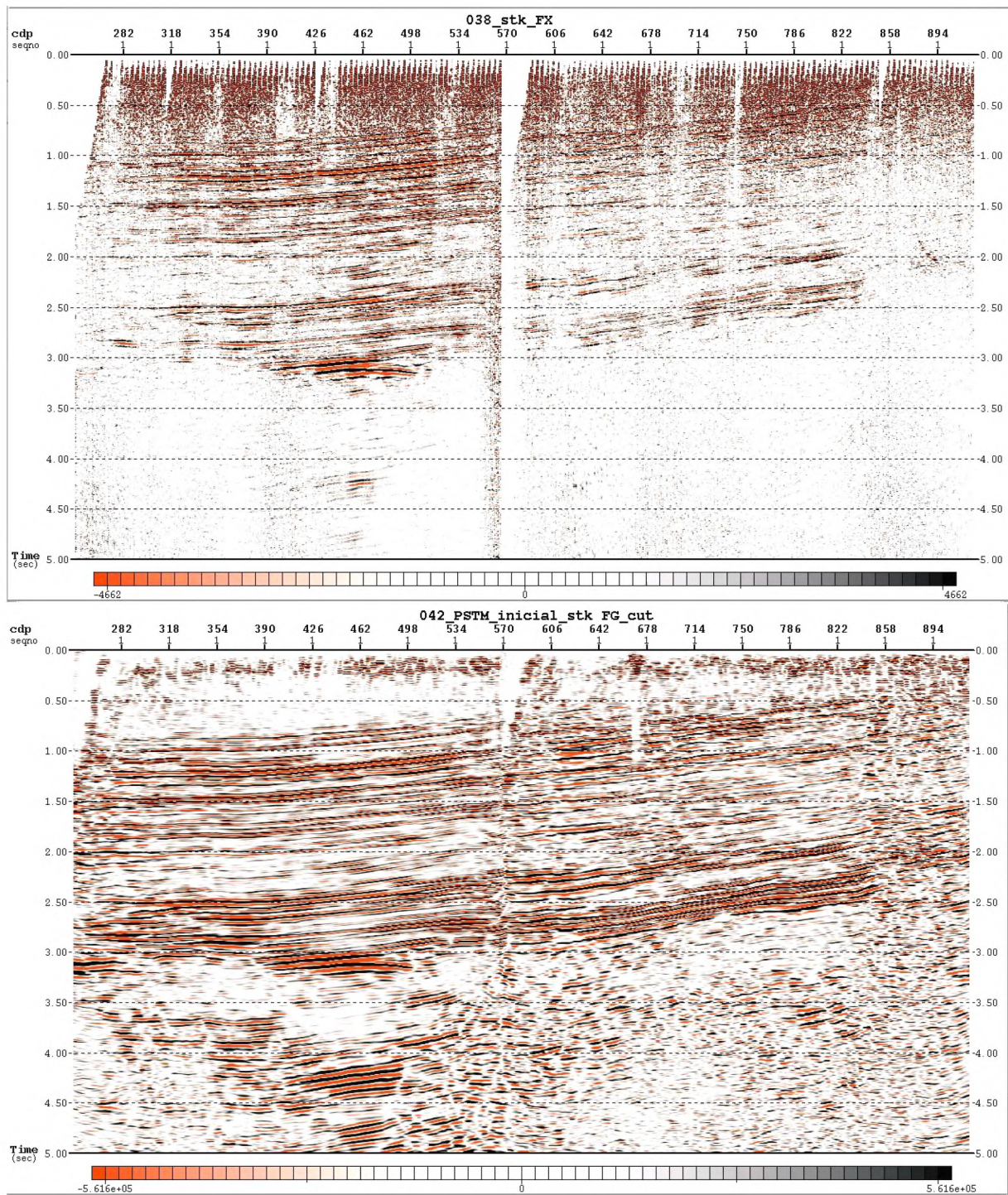


Figura 2.55: Sección antes (arriba) y sección después de aplicar el postproceso (abajo).
Línea 3.

Capítulo 3

Procesamiento de datos en profundidad

La construcción de modelos de velocidad interválica y el procesamiento en profundidad se realiza para convertir los datos sísmicos, que originalmente están en el dominio del tiempo, al dominio de la profundidad. Esto se hace porque las secciones en profundidad representan de manera más precisa la ubicación real de las estructuras geológicas en el subsuelo.

Si la geología presenta estructuras muy cambiantes (buzamientos grandes, estructuras complejas, etc), la migración en profundidad puede llegar a ser indispensable si se quieren obtener buenos resultados. Para ello será necesario contar con un adecuado modelo de velocidades. ([17])

La migración en profundidad asume que se conoce la estructura del campo de velocidades interválicas del subsuelo y calculará la forma correcta de las difracciones para ese modelo de velocidades particular. El producto final será una sección migrada con el eje vertical en profundidad (aunque a veces se la convierte a tiempo para comparar con la sección migrada en tiempo). Naturalmente, si el modelo de velocidades no es el correcto, la migración será incorrecta, y los errores pueden ser muy difíciles de detectar, sobre todo si se trabaja poststack.

Este tipo de migración es muy sensible a los errores en el modelo de velocidades, esta sensibilidad hace que requiera más iteraciones (aplicar la migración es un proceso iterativo dado que requiere la mejora del modelo de velocidades), lo que a su vez incrementa el costo computacional.

La migración en profundidad pre-stack es casi siempre necesaria si se quieren resultados razonablemente buenos para el caso de geologías complejas.

Para este trabajo, la secuencia de migración empleada fue la siguiente:

- Interpretación de los horizontes
- Estimación del modelo de velocidades
- Migración pre-stack en profundidad
- Enmudecimiento frontal
- Stack
- Postproceso

3.1. Interpretación de los horizontes

Para llevar a cabo una migración en profundidad, es necesario contar con horizontes interpretados, ya que estos sirven como base para construir un modelo de velocidades que refleje la estructura del área. La migración en profundidad, como se mencionó anteriormente, es sensible a las variaciones de velocidad, que a su vez dependen de la geometría de las estructuras.

Se trabajó con los siguientes horizontes interpretados en tiempo migrado:

- Floating datum (topografía suavizada)
- Vivian
- Sarayaquillo
- Pucará
- Base Pucará

Estas interpretaciones fueron utilizadas para construir un modelo de capas que representa la estructura presente en el área. Para ello los horizontes, que fueron provistos por los intérpretes de la compañía, debieron ser reinterpretados con el fin de cerrar el modelo estructural, lo cual era necesario para el correcto funcionamiento del software utilizado. A partir de estos horizontes, se generó el modelo inicial de velocidades interválicas.

Si bien había pozos en el área, estos se encontraban alejados de las líneas procesadas en este trabajo. Por esta razón, no fue posible realizar, luego de la migración en profundidad, una calibración entre la interpretación y los marcadores (markers) de los pozos.

La figura (3.1) muestra a modo de ejemplo el modelo de capas para una línea.

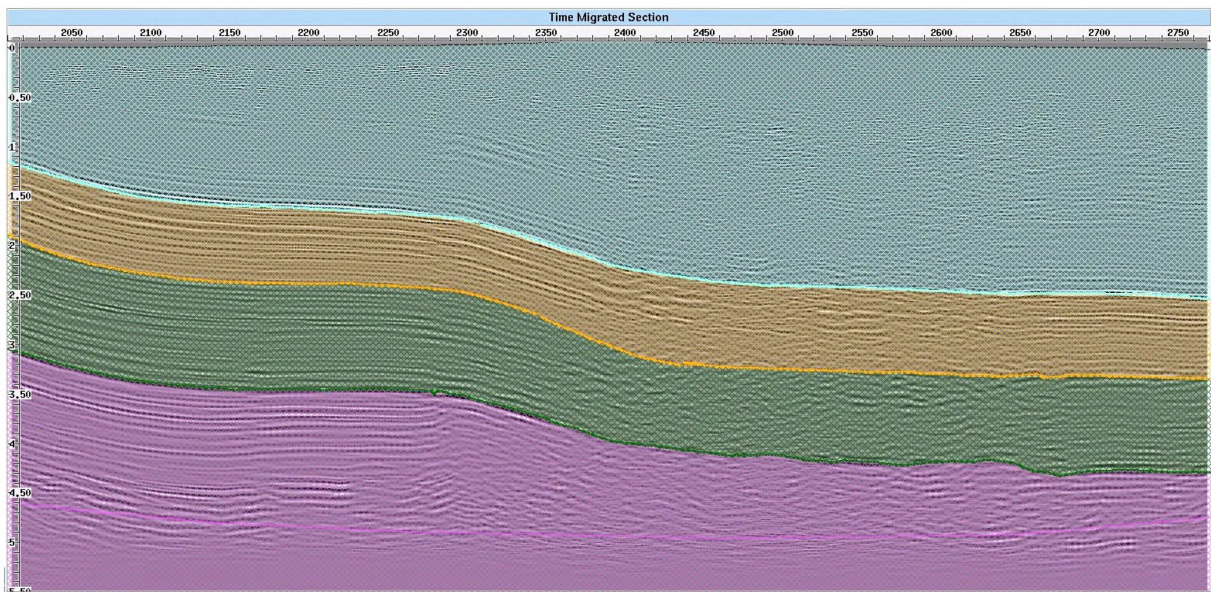


Figura 3.1: Modelo estructural realizado desde la interpretación en tiempo migrado. Línea 2.

3.2. Modelo de velocidades

Para generar el modelo inicial de velocidad interválica en profundidad se utilizaron las velocidades RMS de la migración en tiempo. Para ello fue necesario integrar la información de los horizontes interpretados en cada línea y generar un modelo de capas que representa la estructura presente en el área. El modelo inicial de velocidad interválica se realizó a partir de una conversión de velocidades (utilizando la fórmula de Dix [19]), llevando la velocidad RMS promediada en tiempo a interválica en profundidad, es decir, una velocidad que es representativa de una formación en particular .

El modelo inicial se empleó para migrar pre-stack en profundidad los datos disponibles, y utilizar esta información para sucesivas iteraciones con el objetivo de mejorar las velocidades. La PSDM (Migración Pre-Stack en Profundidad) genera gathers en profundidad, cuya suma da como resultado la sección sísmica en profundidad; cuando la PSDM es realizada con un modelo de velocidades incorrecto, los reflectores sísmicos de los gathers en profundidad no quedan perfectamente horizontales. Se dice entonces que persiste un “Normal Move-Out Residual” (RMO); y su magnitud da el grado de inconsistencia del modelo con los gathers migrados.

El RMO se mide como la diferencia de profundidad de un reflector entre un offset de referencia y el offset cero. Para minimizar los RMO, se usó tomografía de reflexión por grillas, generándose una nueva sección de velocidades. Luego se realizó una nueva

PSDM comenzando una nueva iteración. Se realizaron dos iteraciones hasta que se observó que los RMO eran mínimos y no podían reducirse más. Como resultado, los gathers en profundidad quedaron casi planos, lo que permitió considerar éste como el modelo de velocidad final.

Las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4 muestran una sección de las velocidades interválicas inicial y final resultantes de cada una las líneas.

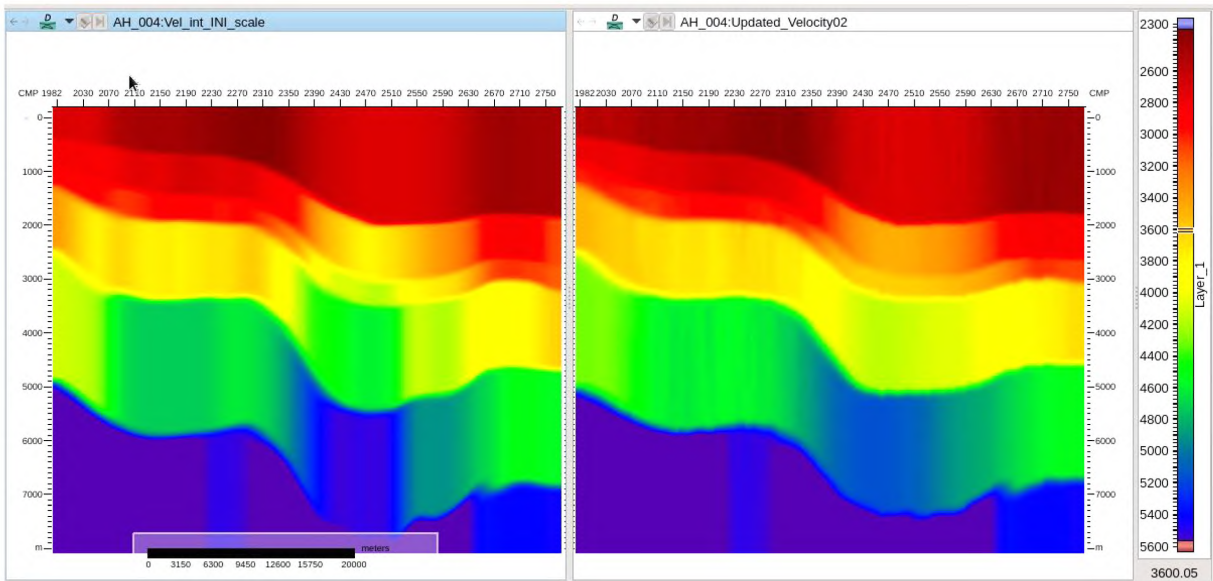


Figura 3.2: Velocidad Interválica inicial (izquierda) y final (derecha). Línea 1.

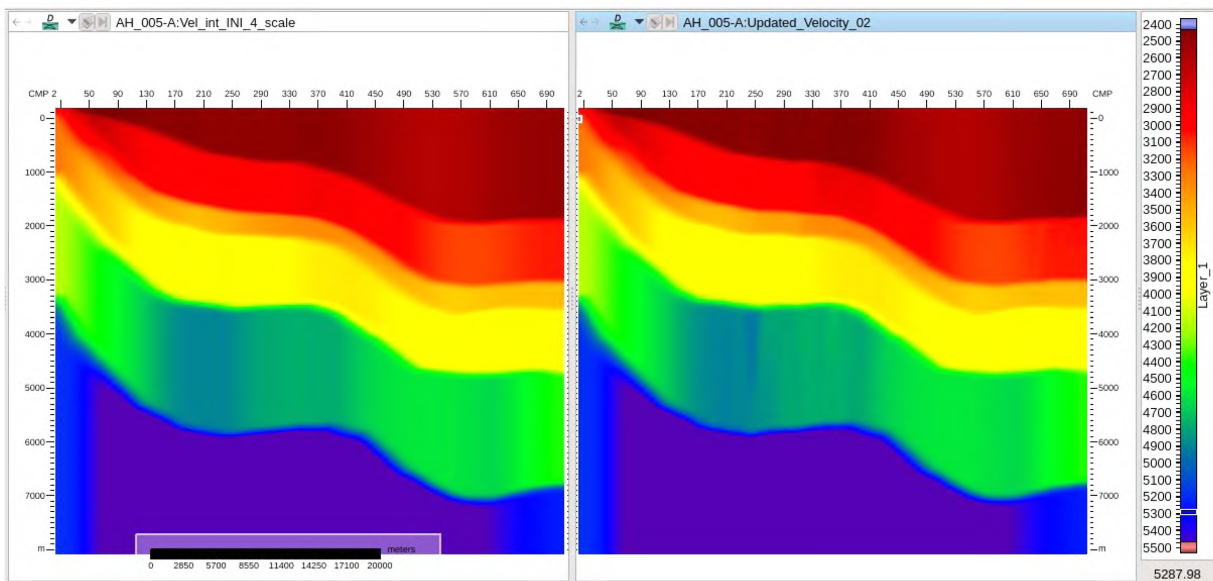


Figura 3.3: Velocidad Interválica inicial (izquierda) y final (derecha). Línea 2.

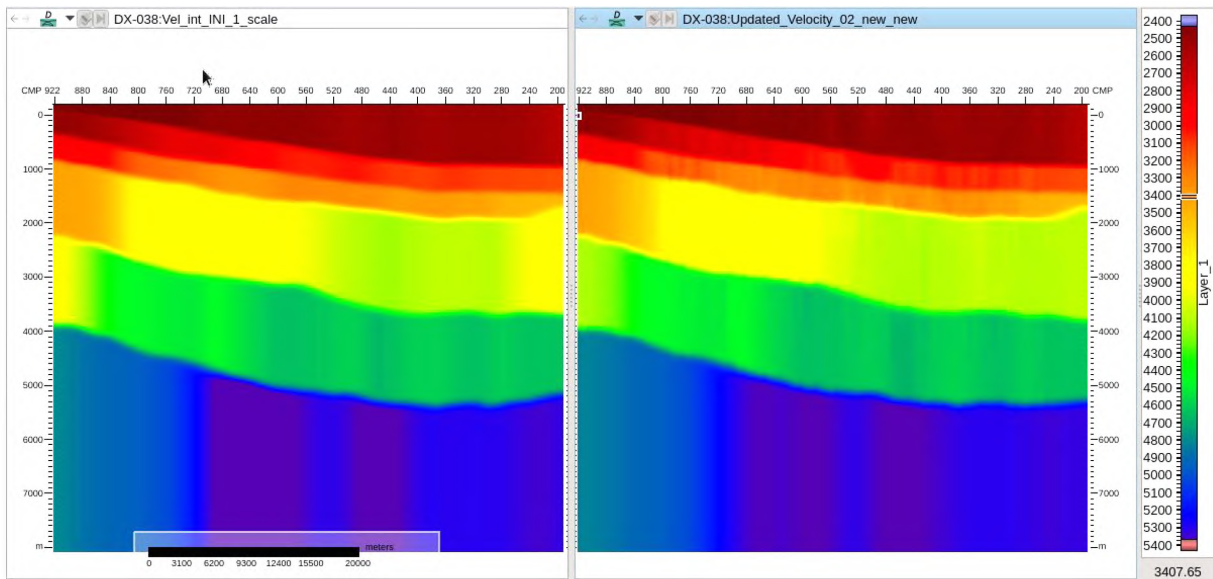


Figura 3.4: Velocidad Interválica inicial (izquierda) y final (derecha). Línea 3.

La siguiente imagen 3.5 muestra una vista de todas las secciones de velocidades interválicas finales de todas las líneas:

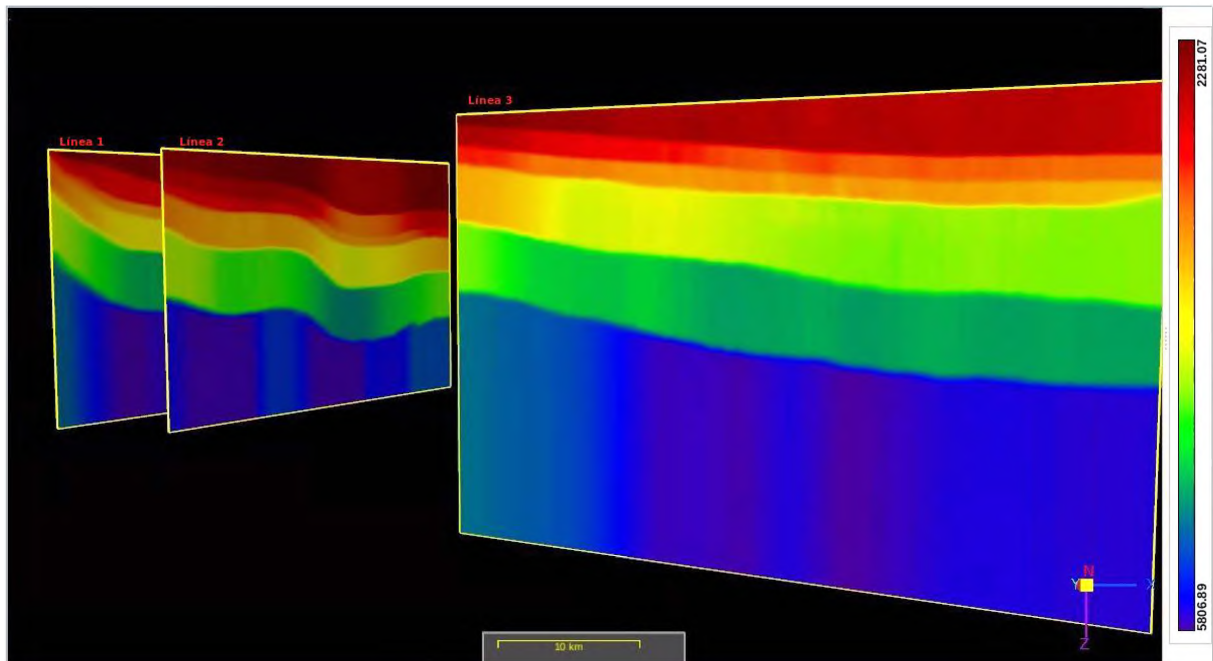


Figura 3.5: Vista desde el sur de las velocidades interválicas finales utilizadas para la migración en profundidad.

3.3. Migración pre-stack en profundidad

Una vez obtenida la velocidad interválica final de cada línea se procedió a realizar la PSDM. Para ello se utilizó el algoritmo de Kirchhoff, en profundidad, donde la suma de amplitudes no se realiza sobre una hipérbola, sino a lo largo de una curva de difracción cuya forma dependerá del modelo de velocidad y la profundidad del punto difractor. Como parámetros de migración se utilizó una apertura de 10000m y un filtro antialias débil.

3.4. Suma y postproceso

Los gathers en profundidad resultantes de la PSDM fueron muteados (debido al efecto del stretching), sumados y luego escalados a tiempo para poder aplicar la secuencia de postproceso.

En el dominio del tiempo se le aplicó a la sección migrada una secuencia de postproceso igual a la aplicada a los datos en tiempo (PSTM), luego se volvió a escalar a profundidad. Los resultados se muestran a continuación:

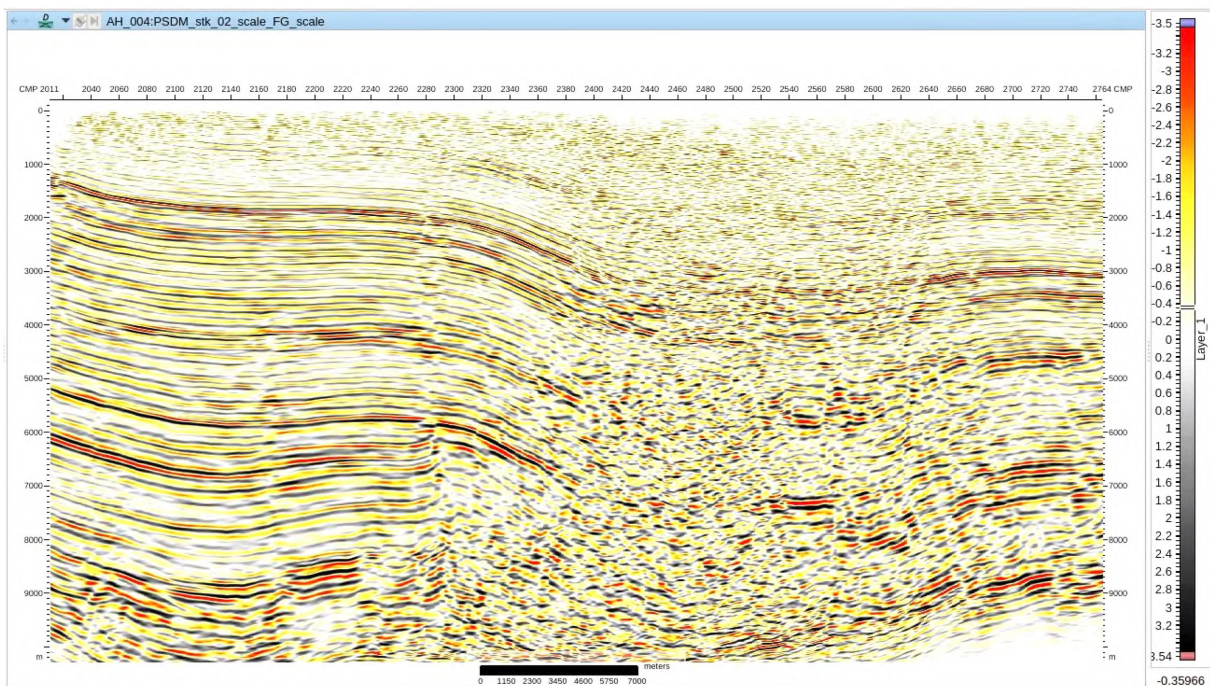


Figura 3.6: PSDM con postproceso correspondiente a Línea 1.

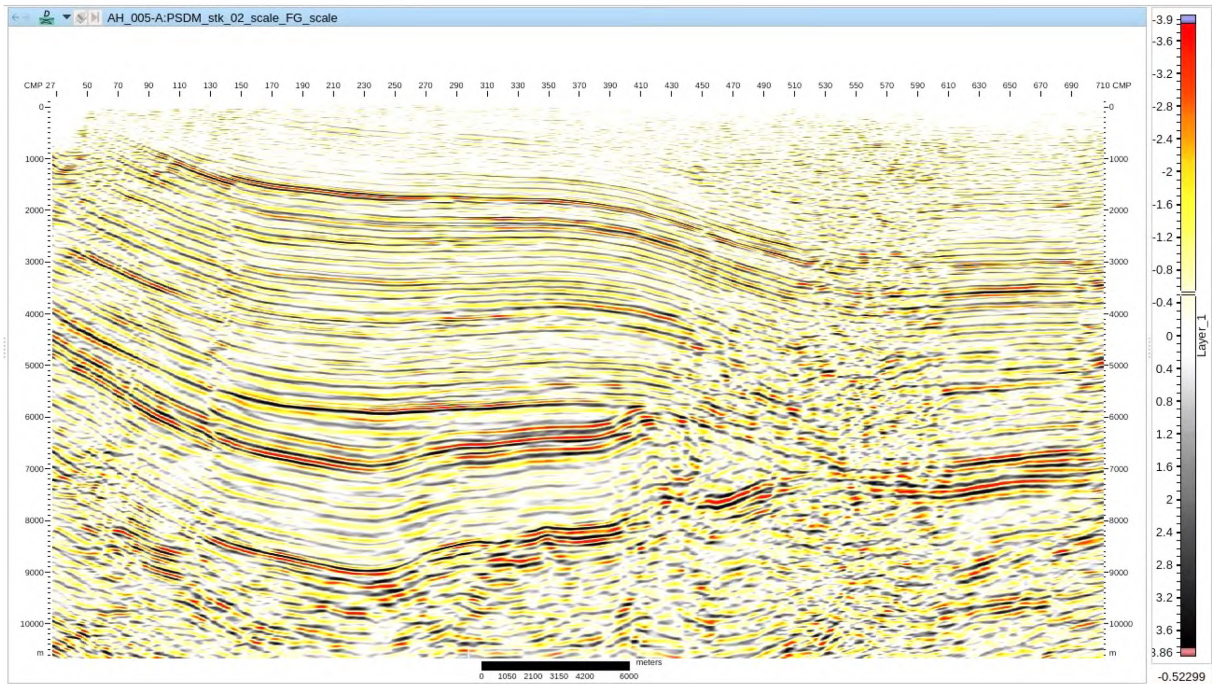


Figura 3.7: PSDM con postproceso correspondiente a Línea 2.

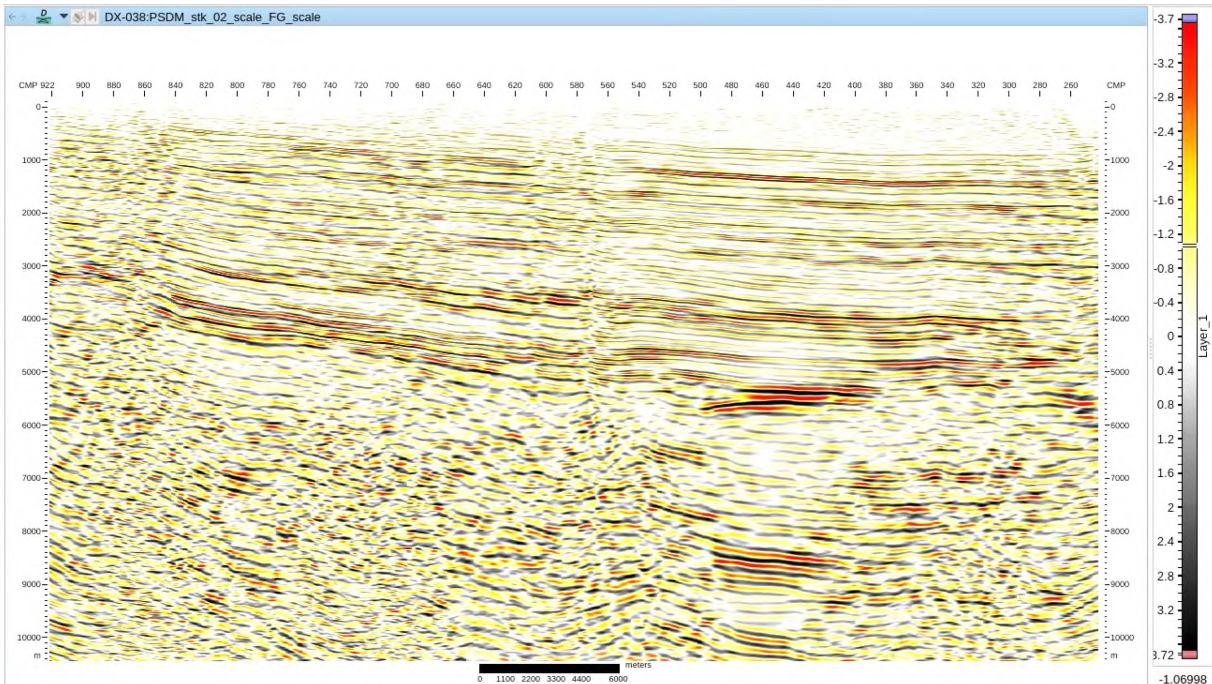


Figura 3.8: PSDM con postproceso correspondiente a Línea 3.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se mostrarán los resultados de manera gráfica, a modo de poder visualizar la evolución del procesamiento en cada línea. Logrando observarse que en las imágenes en profundidad las estructuras cobran una mayor calidad que en las obtenidas a partir del tiempo.

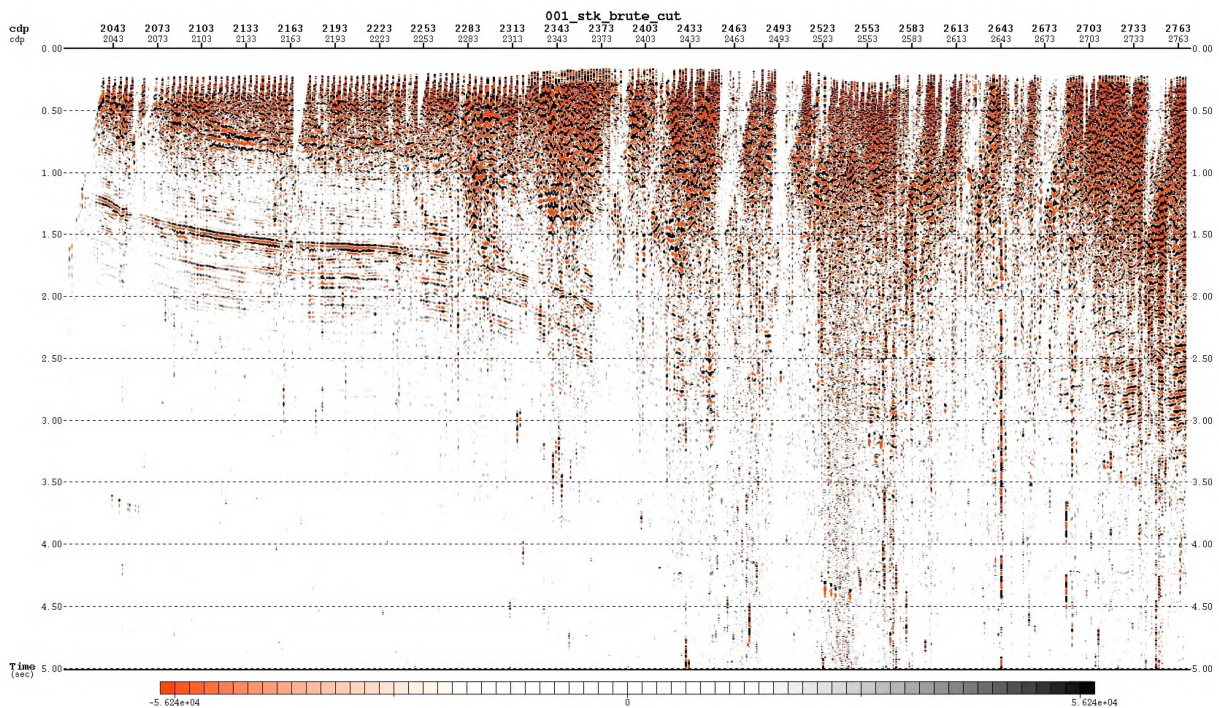


Figura 4.1: Dato original con el que contaba la compañía, línea 1.

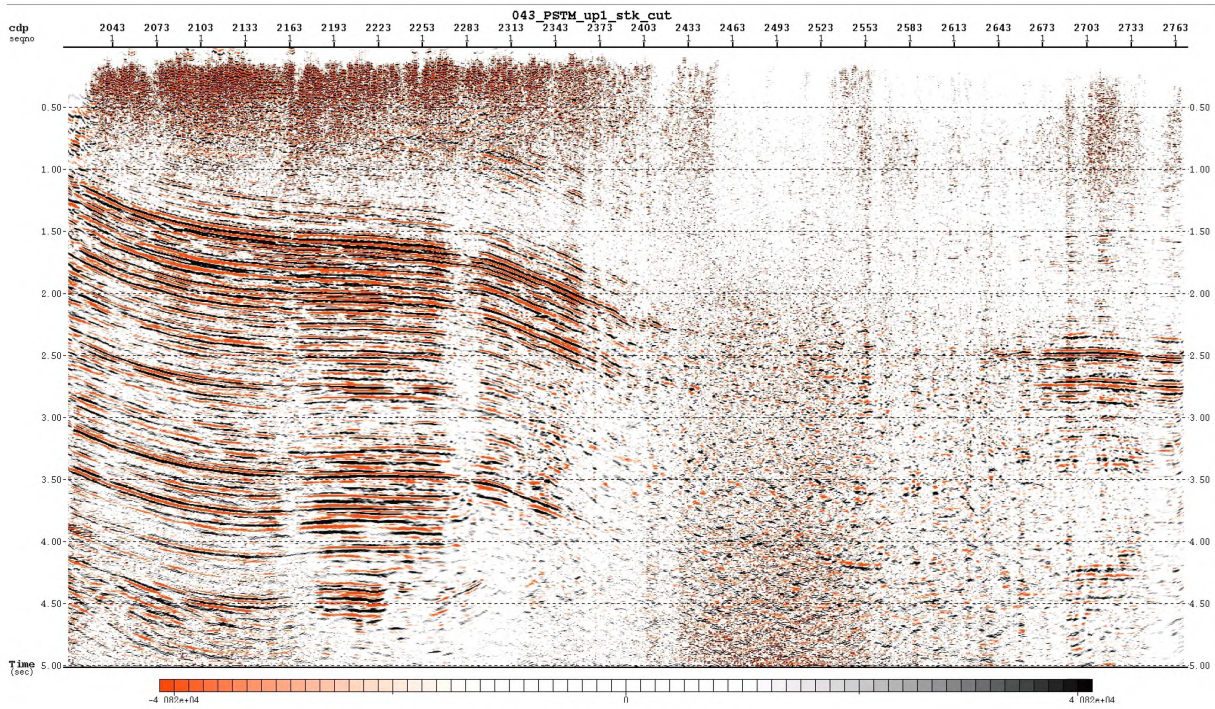


Figura 4.2: Después de la PSTM, línea 1.

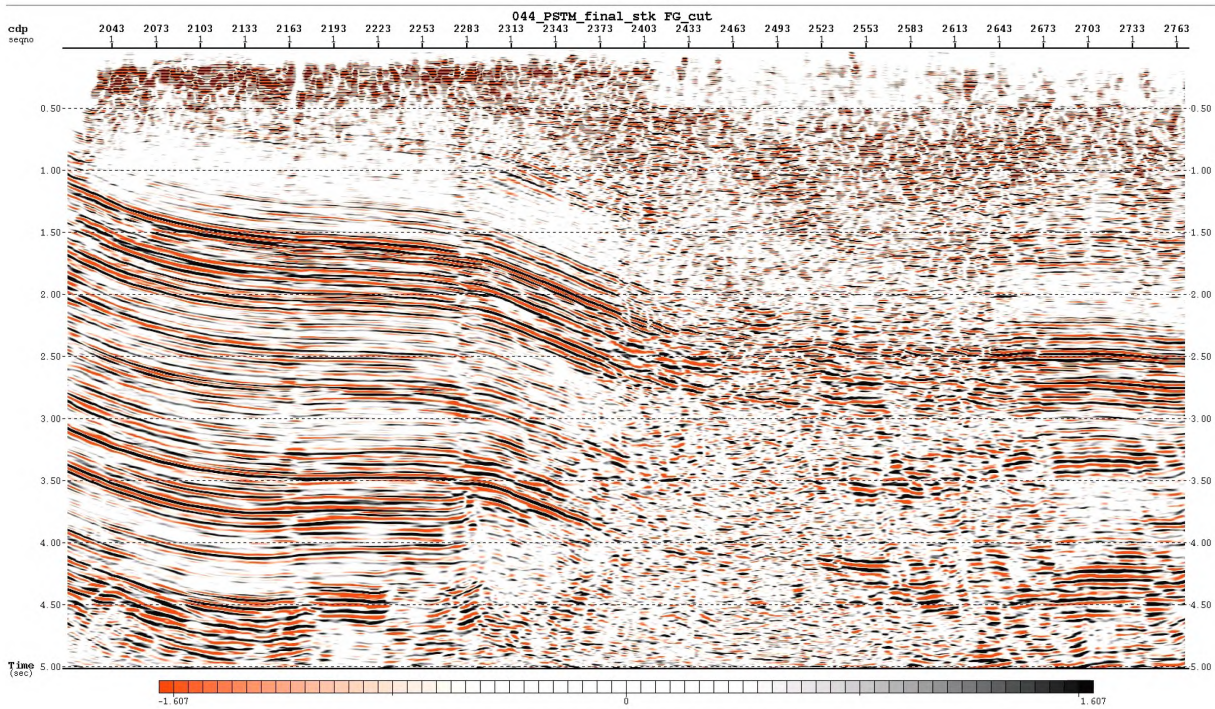


Figura 4.3: Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 1.

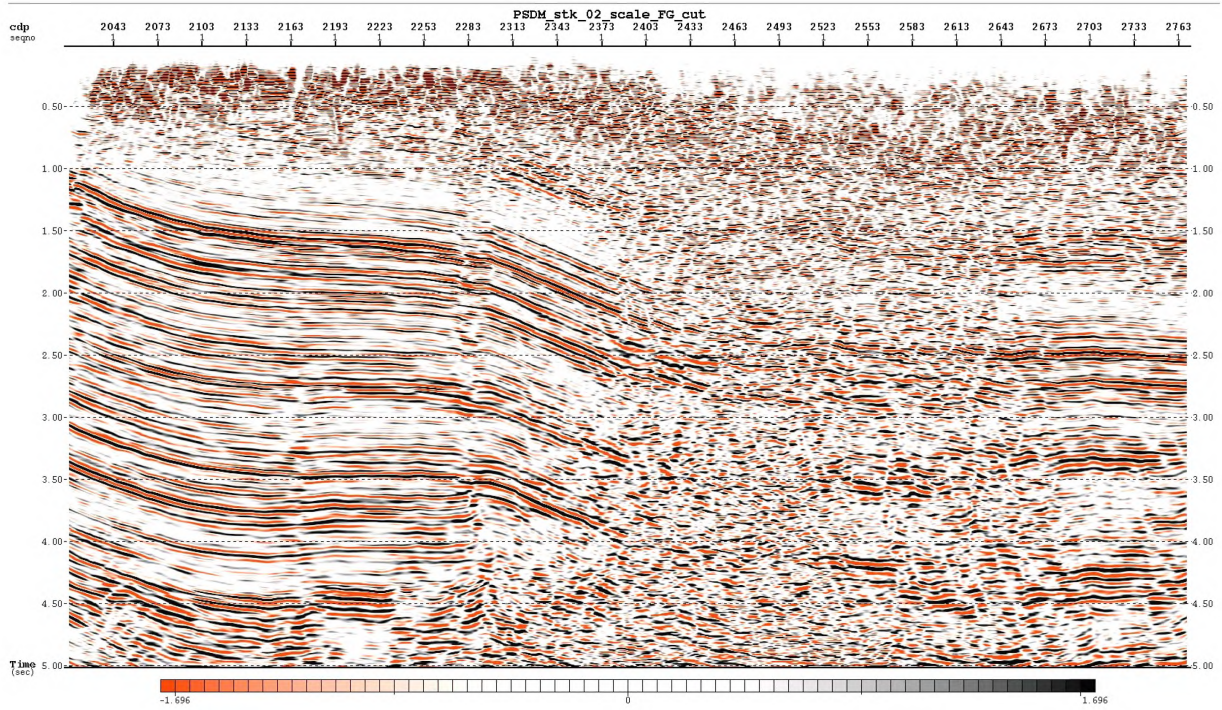


Figura 4.4: PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 1.

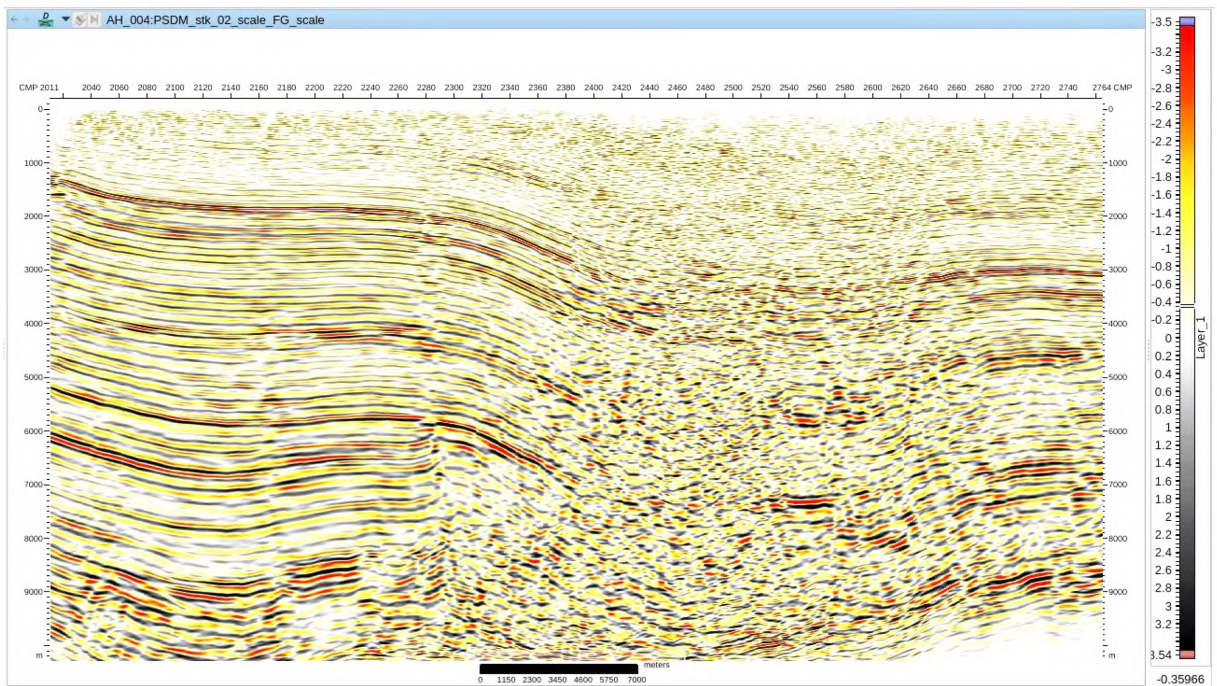


Figura 4.5: PSDM con postproceso, línea 1.

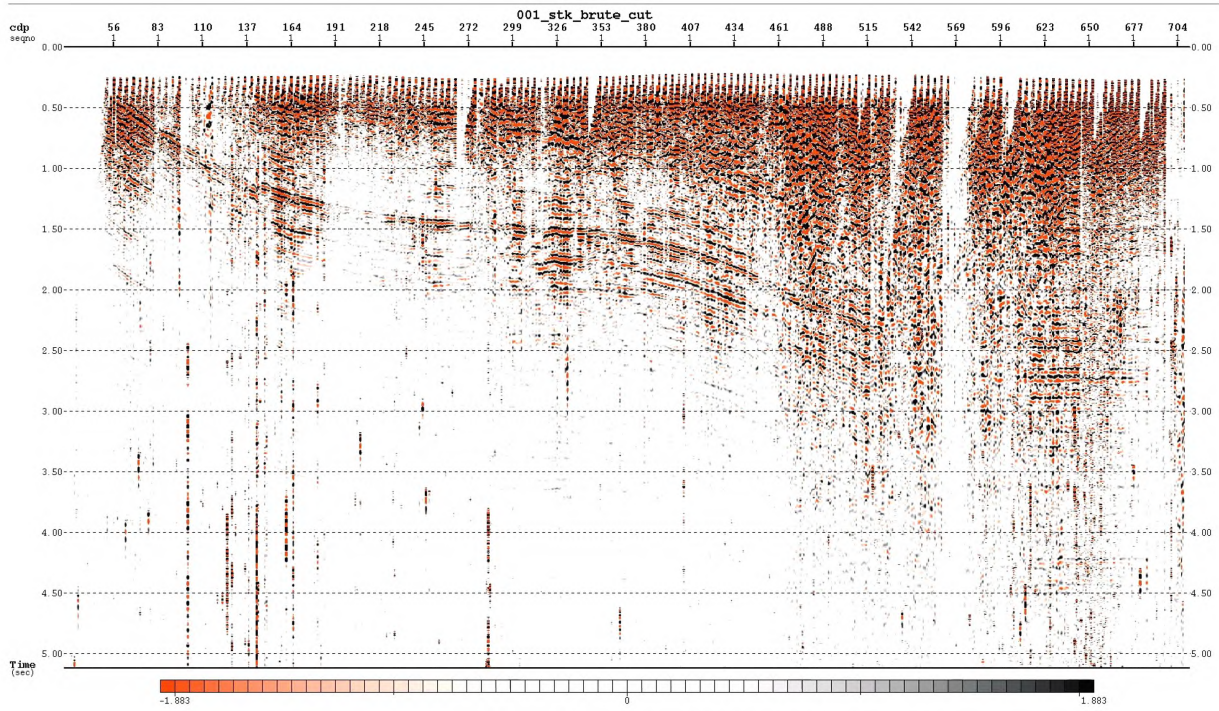


Figura 4.6: Dato original con el que contaba la compañía, línea 2.

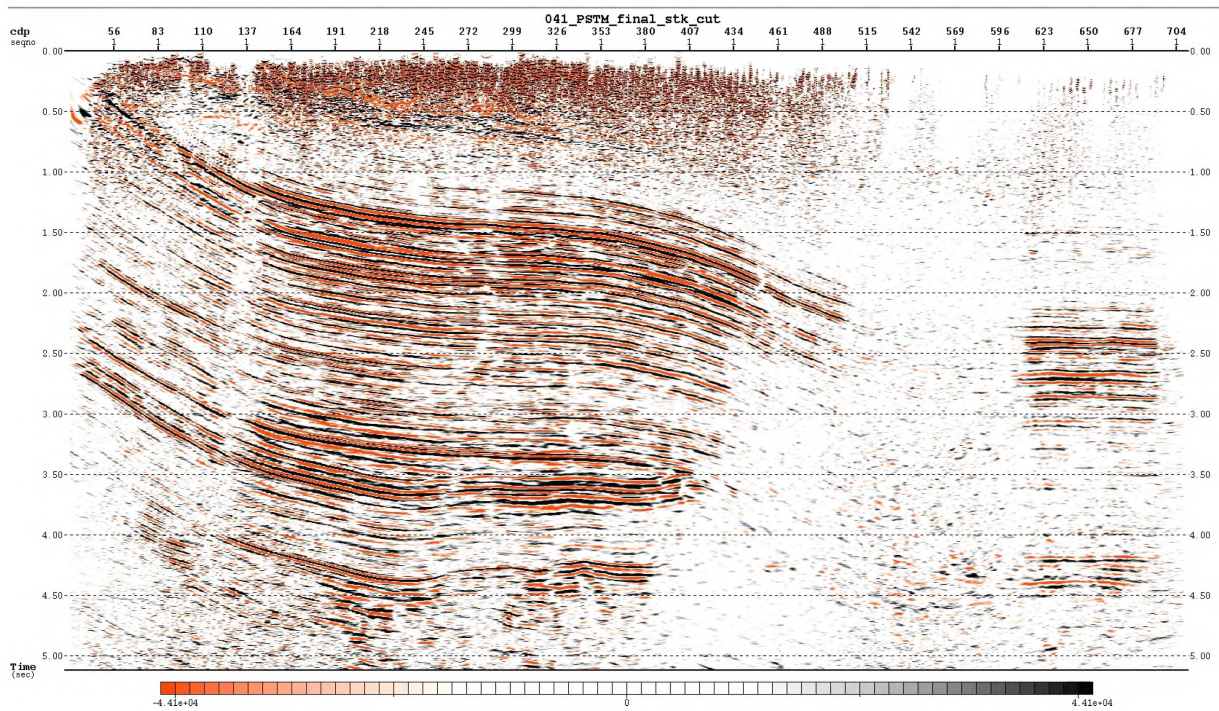


Figura 4.7: Después de la PSTM, línea 2.

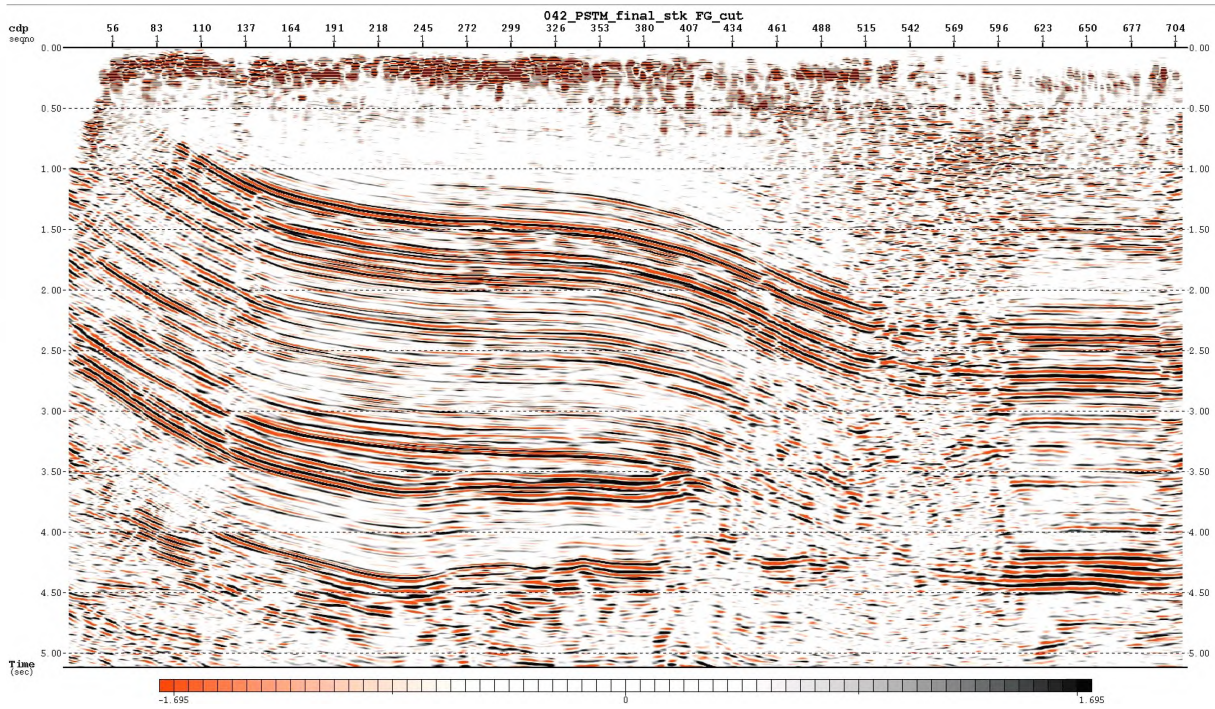


Figura 4.8: Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 2.

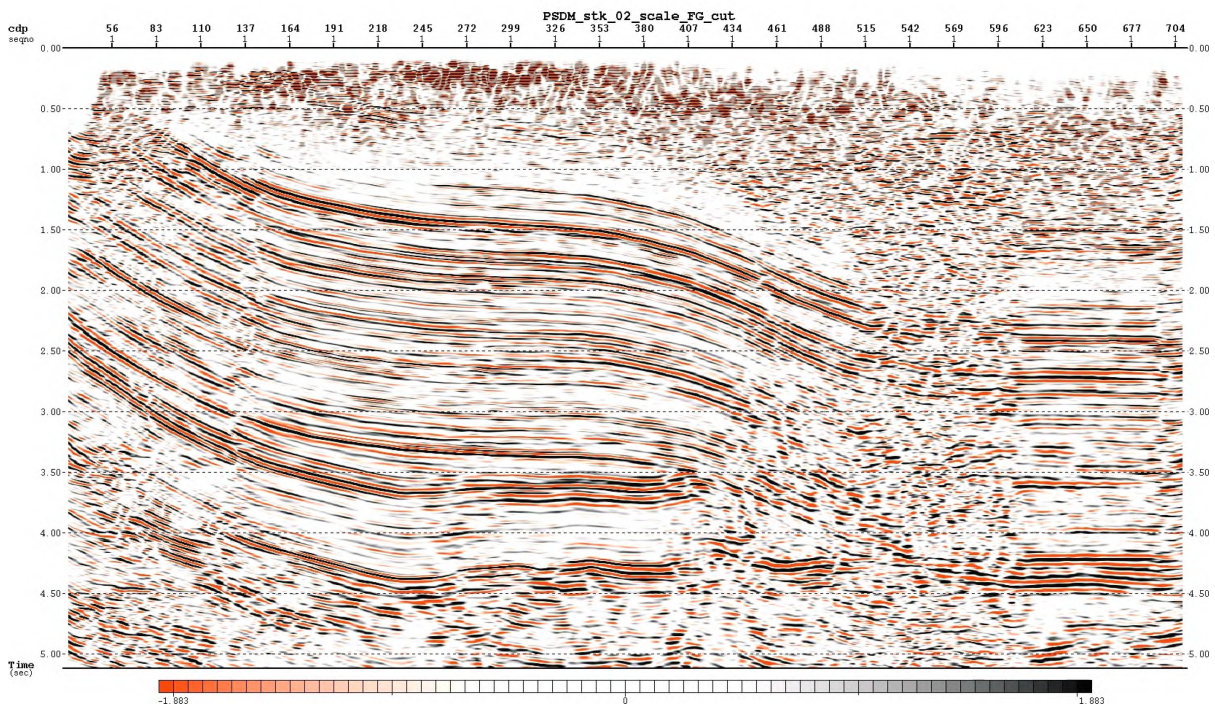


Figura 4.9: PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 2.

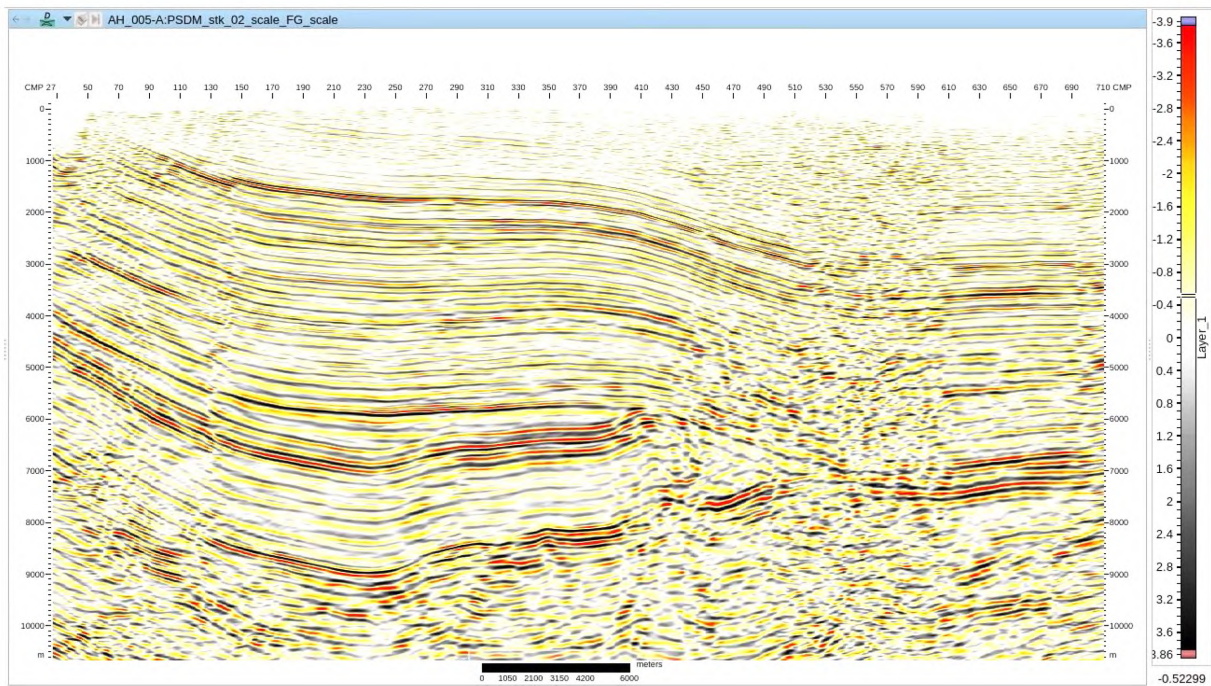


Figura 4.10: PSDM con postproceso, línea 2.

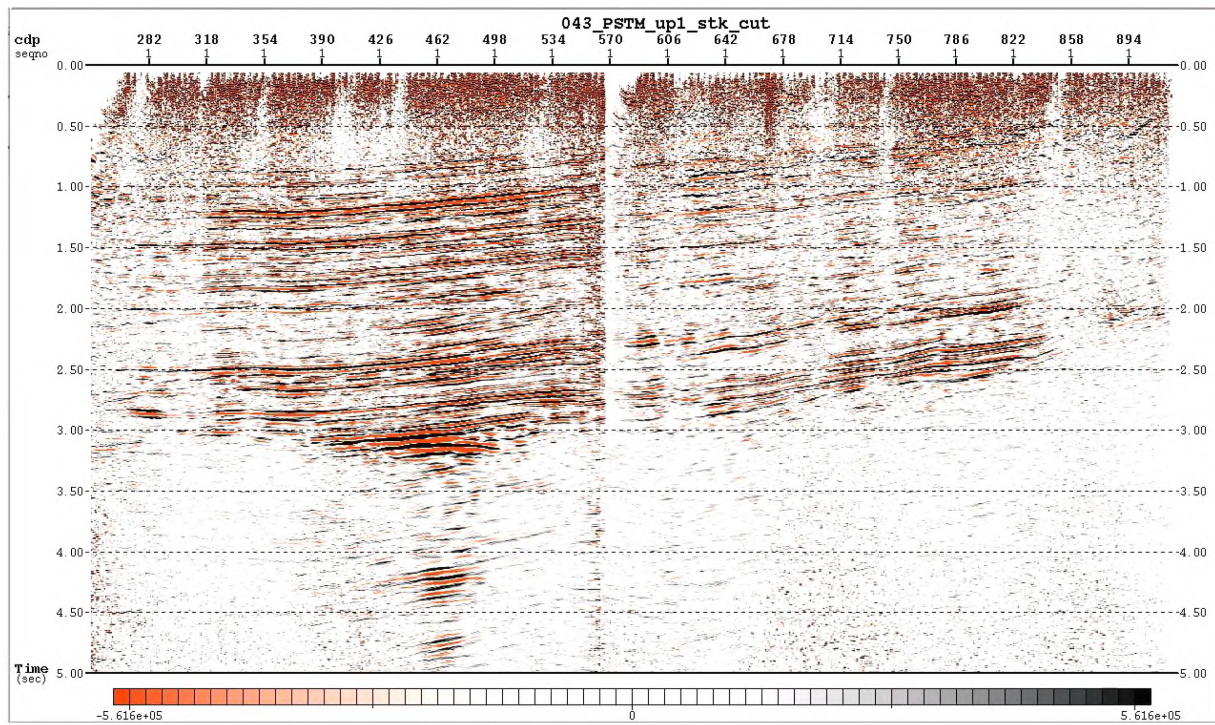


Figura 4.11: Después de la PSTM, línea 3.

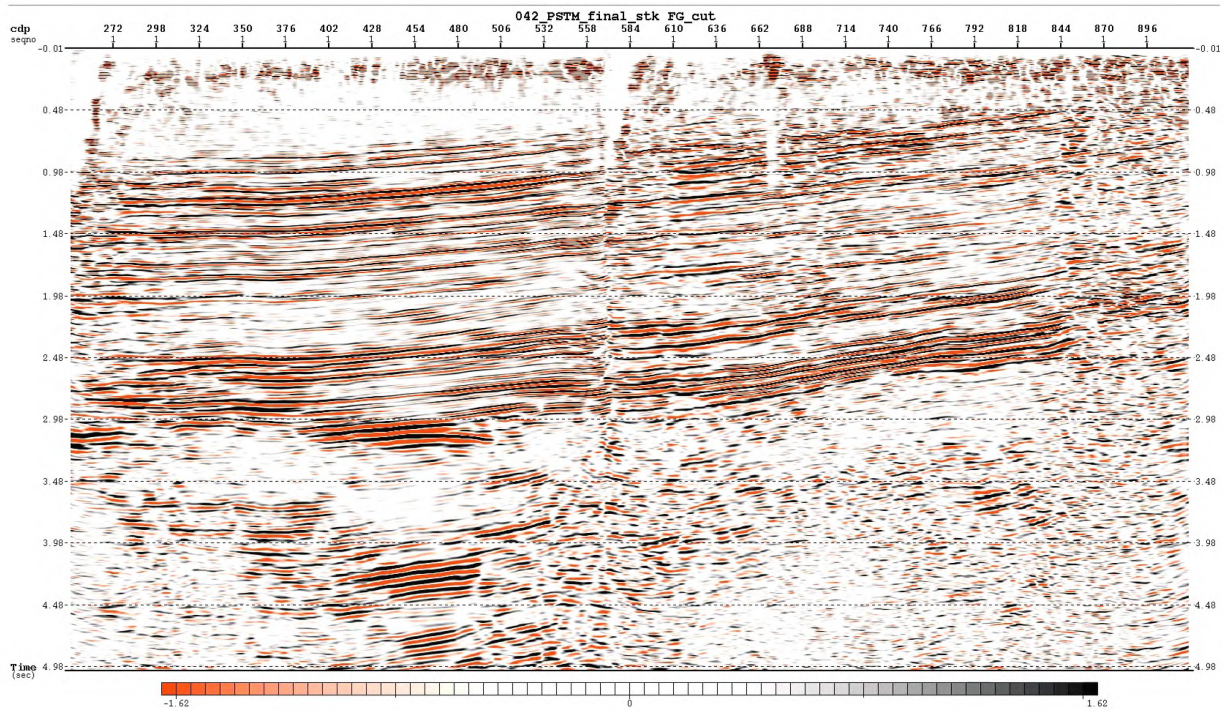


Figura 4.12: Después de la PSTM con la secuencia de postproceso, línea 3.

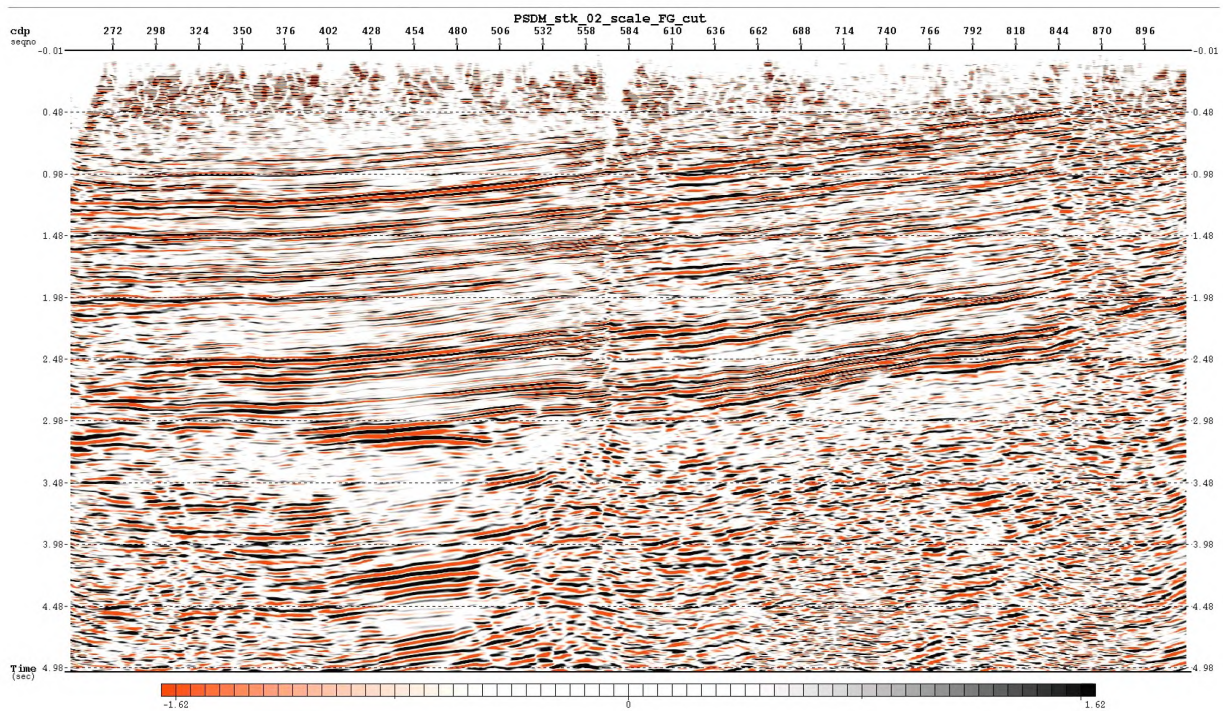


Figura 4.13: PSDM escalada a tiempo con postproceso, línea 3.

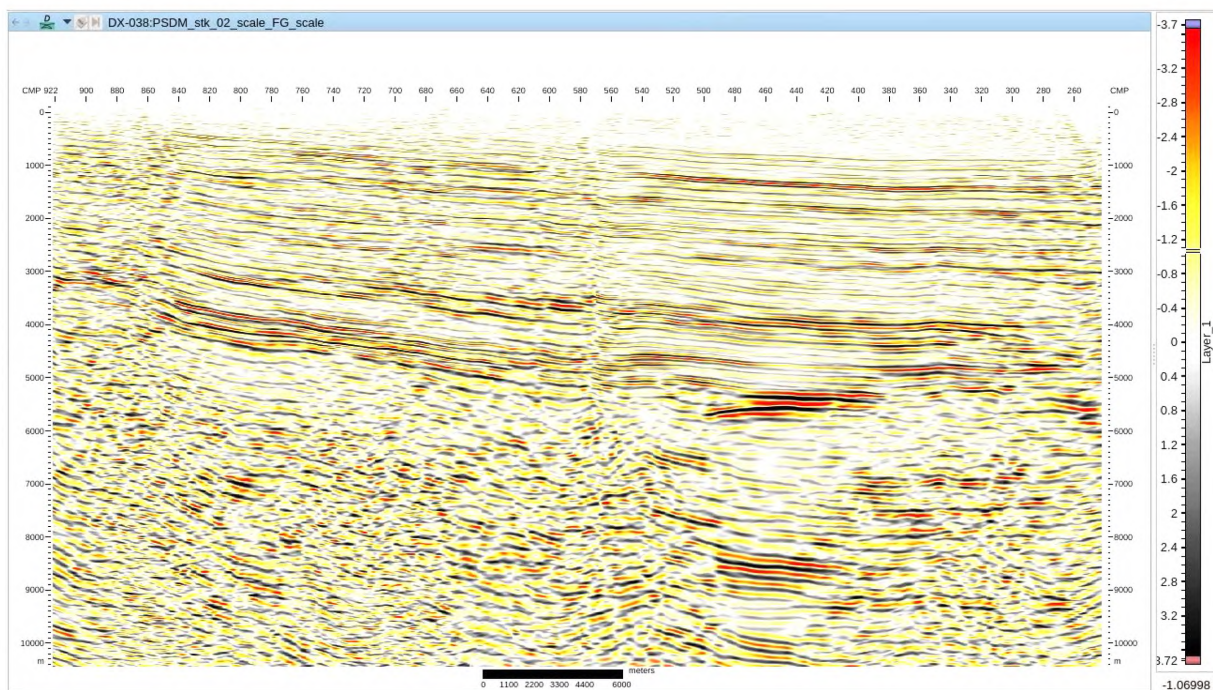


Figura 4.14: PSDM con postproceso, línea 3.

Capítulo 5

Conclusiones

- Se logró completar la secuencia de procesamiento y se obtuvieron imágenes sísmicas en tiempo y profundidad de las tres líneas. La secuencia de trabajo abarca desde la lectura de los datos hasta la migración en tiempo y profundidad.

- La geometría de las líneas que fue generada a partir de la información que se encontraba en la parte de observador, siendo necesario digitalizarla previamente. La falta de las coordenadas fue un problema para la localización de las líneas y se pudo resolver utilizando un software alternativo proporcionado por YPF. El software utiliza un modelo de DEMs (Digital Elevation Model), para obtener las coordenadas a partir de las elevaciones y las orientaciones de las líneas.

- Las correcciones estáticas calculadas a partir de los primeros arribos de refracción no pudieron ser aplicadas debido a que estos no se pudieron identificar en los registros. Sin embargo, las correcciones estáticas de elevación fueron efectivas y suficientes.

- La secuencia de atenuación de ruido utilizada (lift) permitió separar satisfactoriamente dicho ruido de la señal de interés sin dañarla. Se logró una mejora general en el contenido de frecuencia y en la continuidad de eventos.

- En PSTM, el campo de velocidades obtenido fue el correcto dado que se logró optimizar la velocidad RMS, minimizando el RMO sobre los gahters migrados.

- Observando la PSTM y la PSDM escalada a tiempo, notamos que para los horizontes más profundos en las líneas 1 y 2 era necesario generar la PSDM, pues se gana mejor definición en las estructuras. En el caso de la línea 3, por tener menos horizontes buzantes, se obtiene una imagen comparable con la PSTM. Esta comparación, sumada al hecho de que se tratan de soluciones de RMO minimizado por tomografía, nos aporta un criterio para considerar confiables los modelos de velocidad estimados con la PSDM.

Comentarios finales

Este trabajo de tesis se hizo en el marco de una pasantía en el área de Procesamiento Sísmico en la Gerencia de Geofísica de YPF. La misma tuvo una duración de un año, aunque el procesamiento de las tres líneas llevó un período de 6 meses del total.

Hardware y Software

El software utilizado para el procesamiento de datos sísmicos en el presente trabajo, como bien se mencionó anteriormente, fue GeoDepth y Echos versión 2019 de la compañía Aspentech ® . Se utilizó la Nube Azure de Microsoft. En ella trabajé con una máquina VDI con las siguientes características: Memoria RAM 56 G, 16 procesadores. Para el almacenamiento de datos se utilizó un disco en la nube de 63 T.

Bibliografía

- [1] Öz Yilmaz, 2001. Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists.
- [2] Chalco A., and Valencia K., 2008. Petroleum Systems Of The Marañón Basin — Peru. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos - IAPG. https://www.researchgate.net/publication/308055991_Petroleum_Systems_Of_The_Maranon_Basin_-_Peru
- [3] Sánchez F., A., 1995. Geología de los Cuadrángulos de Bagua Grande, Jumbilla, Lonya Grande, Chachapoyas, Rioja, Leimebamba y Bolívar. Boletín del Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico, No. 56, Serie A, 475p.
- [4] Sánchez F., A., Chira F., J., Valencia M., M., 1997. Geología de los Cuadrángulos de Tarapoto, Papa Playa, Utcucarca y Yanayacu. Boletín del Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico, No. 94, Serie A.
- [5] Sánchez, Y., Álvarez C., D., Lagos M., A., Huamán, N., 1997a. Geología de los Cuadrángulos de Balsapuerto y Yurimaguas. Boletín del Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico, No. 103, Serie A.
- [6] Díaz Palacios, G., 2002. Paleogeografía del Grupo Pucará en el norte de Perú (entre las Cuencas Bagua, Marañón, Santiago, Huallaga). INGEPET.
- [7] Calderón, Y., Baby, P., Vela, Y., Hurtado, C., Eude, A., Rodazz, M., Brusset, S., Calvés, G., Bolaños, R., 2017, “Petroleum Systems Restoration of the Huallaga-Marañón Andean Retroforeland Basin, Peru”, in AbuAli, M. A., Moretti, I., Nordgård Bolås, H. M. (eds), Petroleum Systems Analysis-Case Studies: AAPG Memoir 114.
- [8] Erlich, R. N., Hermoza, W., Jarvie, D., 2018a. Depositional Environments and Geochemistry of the Upper Triassic to Lower Jurassic Pucará Group, Huallaga Basin,

-
- Peru. In Zamora, G., McClay, K. R., and Ramos, V. A. (eds.), Petroleum basins and hydrocarbon potential of the Andes of Peru and Bolivia: AAPG Memoir 117.
- [9] Eude, A., Roddaz, M., Brichau, S., Brusset, S., Calderón, Y., Baby, P., Soula, J.C., 2015. Controls on timing of exhumation and deformation in the northern Peruvian eastern Andean wedge as inferred from low-temperature thermochronology and balanced cross section. *Tectonics*, v. 34.
- [10] Zamora G. and Gil W., 2018. The Marañón Basin: Tectonic evolution and paleogeography, in G. Zamora, K. R. McClay, and V. A. Ramos, eds., Petroleum basins and hydrocarbon potential of the Andes of Peru and Bolivia: AAPG Memoir 117.
- [11] YouTube. (2017). Lesson 17 - Seismic Processing [Video]. https://www.youtube.com/watch?v=Ta_3jv8OM_g&list=PLsP0woKvRLPUJY6nzzWfVBwVNUsixA7AN&index=17
- [12] Hill, S.J. and Rüger, A., 2019. *Illustrated Seismic Processing: Volume 1 : Imaging*. Society of Exploration Geophysicists
- [13] Seth Stein and Michael Wysession, 2003. *An introduction to seismology earthquakes and earth structure*. Blackwell, primera edición.
- [14] J. Choo, J. Downton and J. Dewar, 2004. LIFT: a new and practical approach to noise and multiple attenuation. *First Break*, Volume 22, Issue 5. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2004009>
- [15] Cambois Guillaume and Stoffa Paul L., 1992. Surface-consistent deconvolution in the log/Fourier domain. *Geophysics*, Vol. 57, No. 6.
- [16] Cary Peter W. and Lorentz Gary A., 1993. Four-component surface-consistent deconvolution. *Geophysics*, Vol. 58, No. 3.
- [17] Velis Danilo, 2021. *Métodos Sísmicos de Prospección, Notas de Clase*. Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas, Universidad Nacional de La Plata.
- [18] Robinson E. A., and Treitel S., 1980. *Geophysical signal analysis*. Prentice-Hall Book C.
- [19] Dix, C. H., 1955, Seismic velocities from surface measurements: *Geophysics*, 20.