

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE
OFFSET LEJANO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS EN
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. López A., Luis C.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico.

Caracas, junio 2013.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE
OFFSET LEJANO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS EN
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Vincenzo De Lisa.

TUTOR INDUSTRIAL: M. Sc. Asdrúbal Ovalles.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. López A., Luis C.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico.

Caracas, junio 2013.


Caracas, Junio de 2013


Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller: LUIS CARLOS LOPEZ ARIAS, titulado:

**“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE
OFFSET LEJANO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS EN LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Jesús González
JURADO


Prof. Vincenzo De Lisa
TUTOR


Prof. José Cavada
JURADO

Uno a uno, señor, veo y amo a quienes me has dado como apoyo y deleite natural de mi existencia.

Teilhard De Chardin

AGRADECIMIENTOS

A dios padre gran arquitecto del universo.

A la Universidad Central de Venezuela la casa que me formó y me ayudó a vencer las sombras.

A mi madre Noredis y a mi padre Eduardo quienes me dieron la vida y la libertad para vivirla, gracias por su apoyo, por ese amor infinito e incondicional y por sobre todo creer en mí los amo.

A mi hermano Juan Eduardo quien me enseñó que el cielo es el límite.

Al profesor Vincenzo De Lisa quien me abrió las puertas de un mundo desconocido para mí, gracias a sus enseñanzas todo fue posible.

A mi tutor industrial Asdrúbal Ovalles por todo su conocimiento y apoyo en esta investigación, lo mejor para ti hermano.

A todo el personal de PDVSA, INTEVEP Yennifer Herrera, Juan Roomer, Jhonny Calderón, Jorge Reverón y un especial agradecimiento a Orlando Contreras, Pablo Ricauter y a Alvaro Forte por sus luces y motivación a salir en este trabajo adelante gracias hermanos.

A mis hermanos de sur Mauricio, Felipe, Brian, Gilberto y el profe Enrique.

A mis panas Orlando Ramírez y Delvis Contreras quienes me abrieron las puertas de la industria.

A mis panas Adriana (Guti) y Efrain dos Ángeles que dios me lanzo en el inicio de mi carrera.

A mis compadres Humberto, Marwil y Jose hermanos de batalla.

A mi barrio de Geofisica Sinaí, la negra Alexsay mi compañera y hermana en INTEVEP, a mi pana Rafael Borges quien me enseñó a querer más a nuestro llano y sobre todo nuestro deporte nacional el coleo te quiero hermano.

A mis panas Krizia, Andres, Yessy, Roberto, Lailyn, Silvimar, Sofia, Miguel, el Gocho pajú, Jorgito, Atilio a mis mujeres (Anita ,Elizabeth, Veronica, Dianeidy, Aurora y Andrea) a todo mi grupo de campo Vederó 2012 los quiero gracias por acompañarme en este camino.

A todo el equipo master UCV de Natación.

Por aquello que los últimos serán los primeros un especial agradecimiento a esa gigante que me ha llevado en sus hombros para que yo viera más lejos Evis Ramírez gracias amor te amo, gracias por tu apoyo y tu especial sabiduría y dulzura, bendito sea el tiempo y el espacio donde nuestras almas se han encontrado para unirse.
Gracias a todos.

López A. Luis C.

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE
OFFSET LEJANO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Tutor Académico: Prof. Vincenzo De Lisa. Tutor Industrial: MSc. Asdrúbal Ovalles. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2013, 93 p.

Palabras Claves: Offset lejano, sísmica-modelado, bloque Junín, faja petrolífera del Orinoco.

Resumen: las técnicas de modelado sísmico frecuentemente se utilizan en la exploración petrolera para la optimización de diseños de adquisición sísmica, validación de modelos geológicos, así como también recrear fenómenos anómalos en el dato sísmico. En esta investigación se utilizó y evaluó la técnica de modelado de reflectividades sobre un modelo geológico de siete capas con información extraída de pozos del bloque Junín de la faja petrolífera del Orinoco. La secuencia metodológica comprendió la generación de un modelo de capas horizontales donde se realizó un modelado elástico con el fin de recrear una sección sísmica sintética, donde aparezcan las interferencias de energía por parte de las refracciones del basamento acústico sobre reflectores de interés así como también modelar el efecto de distorsión causado por la corrección de NMO sobre estos eventos, y así posteriormente establecer una comparación con una sección sísmica real del bloque Junín, realizar pruebas de sensibilidad de offset lejano y al mismo tiempo extraer de esos datos sintéticos funciones de enmudecimiento que puedan ser utilizadas sobre datos reales. La aplicación del método de reflectividades sobre el modelo geológico teórico produjo como resultado información de offset lejanos óptimos para eventos de interés a diferentes tiempos de ubicación en la zona de estudio y a su vez permitió extraer funciones de enmudecimiento de offset lejano que incrementaron sustancialmente la calidad de la imagen sísmica de los datos reales, sin interferencia de energía por parte de las refracciones críticas del basamento y sin variaciones anómalas de amplitud y frecuencia.

ÍNDICE

	Página
AGRADECIMIENTOS	V
CAPÍTULO I	1
1.1 El problema de la investigación	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Ubicación del área en estudio.....	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO GEOLÓGICO	4
2.1. Límites y geometría de la cuenca Oriental de Venezuela	4
2.2. Síntesis Tectónica Regional.....	5
2.2.1. Pre-Apertura (Paleozoico)	5
2.2.2. Apertura y Deriva (Jurásico-Cretácico Temprano).....	6
2.2.3. Margen Pasivo (Cretácico-Paleoceno).....	6
2.2.4. Colisión Oblicua (Mioceno – Plioceno y Cuaternario).....	6
2.3. Estratigrafía regional	7
2.4. Geología Regional.....	9
2.4.1. formación Hato Viejo (Cámbrico temprano).....	9
2.4.2. formación Carrizal (Cámbrico temprano).....	10
2.4.3. Grupo Temblador (Cretácico).....	10
2.4.4. formación Canoa (Aptiense – Albiense).....	10
2.4.5. formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense).....	10
2.4.6. formación Merecure (Terciario: Oligoceno – Mioceno Temprano).....	11
2.4.7. formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano – Medio).....	11
2.4.8. formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío)	11
2.4.9. formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío-Plioceno).....	12
2.4.10. formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno)	12
CAPÍTULO III.....	13
MARCO TEÓRICO.....	13

3.1	Conceptos básicos de sismica de reflexión	13
3.1.1	Ley de Snell	13
3.1.2	Principio de Huygens.....	14
3.1.3	Refracción	15
3.2	Ondas convertidas	17
3.3	Modelado sísmico.....	21
3.4	Modelado de reflectividades	22
3.5	Geometría de adquisición 2D.....	26
3.6	Secuencia de procesamiento.....	28
3.6.1	Aplicación de geometría	29
3.6.2	Recuperación de ganancias o amplitudes	29
3.6.3	Agrupación por CMP gathers	29
3.6.4	Análisis de velocidad y corrección <i>Normal Moveout</i>	29
3.6.5	Mute de estiramiento.....	31
3.6.6	Apilamiento.....	32
CAPÍTULO IV		33
MARCO METODOLÓGICO.....		33
4.1	Revisión bibliográfica	34
4.2	Selección de datos de pozos del bloque Junín.....	34
4.3	Extracción de los datos de pozo	34
4.4	Construcción del modelo geológico	37
4.5	Ejecución del modelado elástico	38
4.6	Comparación con datos reales	43
4.7	Transformación del formato de datos.....	43
4.8	Esquema de secuencia básica de procesamiento de sintéticos en el programa	
	Echos 1.0 Paradigm.....	43
4.8.1	DSIN	45
4.8.2	AGC	45
4.8.3	Semblanza (VELDEF).....	47
4.8.4	NMO	50
4.8.5	Enmudecimiento (Mute)	51
4.8.6	REPEAT	52
4.8.7	Apilamiento (STACK).....	52
4.8.8	Prueba de sensibilidad de offset lejano sobre datos sintéticos.....	53

4.8.9 Prueba de sensibilidad de enmudecimiento de offset lejano sobre datos reales.	53
4.8.10 Parámetros generales de los datos reales.	55
CAPÍTULO V	56
RESULTADOS Y ANÁLISIS	56
5.1 Modelado sintético.	56
5.2 Sensibilidad del parámetro offset lejano en datos sintéticos.	58
5.3 Efecto de selección de offset lejano sobre apilados sintéticos.	61
5.4 Análisis de sensibilidad de enmudecimientos de offset lejano en datos reales.	62
CONCLUSIONES	79
RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
APÉNDICE	85

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I	Página
Figura 1. 1 Zona en estudio bloque Junín faja petrolífera del Orinoco.	3
CAPÍTULO II	
Figura 2. 1 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, apoyadas en la distribución de sus provincias sedimentarias.....	4
Figura 2. 2 Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco.	7
Figura 2. 3 Columna estratigráfica regional de la cuenca Oriental de Venezuela.....	8
CAPÍTULO III	
Figura 3. 1 Relación entre un rayo sísmico y el frente de onda asociado.....	13
Figura 3. 2 Representación gráfica de la refracción de un rayo.....	14
Figura 3. 3 Propagación de un frente de onda de acuerdo al principio de Huygens.....	15
Figura 3. 4 Ángulo de incidencia que genera una refracción total.	15
Figura 3. 5 Comportamiento de la señal refractada, reflejada y directa en un medio de propagación.	16
Figura 3. 6 Esquema de modo de conversión de energía	17
Figura 3. 7 Punto medio (MP) de las ondas P, versus, punto de conversión (CP) de la onda S reflejada.....	18
Figura 3. 8 Comportamiento asintótico del punto de conversión	20
Figura 3. 9 Variación de la reflectividad con el ángulo de incidencia para la onda PP y la onda P-S, modelado para una interfaz	21
Figura 3. 10 Modelo estratificado	25
Figura 3. 11 Configuraciones más usadas en sísmica 2D. a) Geometría <i>Split-spread</i> . b) Geometría <i>End-on</i>	27
Figura 3. 12 Registro sísmico con su gráfico de semblanza.	30
Figura 3. 13 Corrección de evento de reflexión por <i>Normal Move Out</i>	31

Figura 3. 14 Mute de estiramiento. (a) Registros sísmicos, (b) corrección NMO y aparición del estiramiento en las trazas, (c) aplicación del mute para eliminar el efecto.	32
---	----

CAPÍTULO IV

Figura 4. 1. Flujograma de trabajo para la obtención de los resultados de la investigación.	33
Figura 4. 2 Despliegue de curvas del pozo A de bloque Junín, con sus respectivas formaciones asociadas.	35
Figura 4. 3 Despliegue de curvas del pozo B de bloque Junín, con sus respectivas formaciones asociadas.	36
Figura 4. 4 Modelo geológico final utilizado para la ejecución del modelado elástico....	38
Figura 4. 5 Disparos sintéticos, componentes vertical y radial generados por el módulo SUREFLPSVSH, bloque Junín de la FPO.....	42
Figura 4. 6 Esquema de procesamiento del disparo sintético, componente vertical.....	43
Figura 4. 7 Disparo de prueba real, componentes vertical y radial del levantamiento 10M 3D 3C bloque Junín de la FPO.....	44
Figura 4. 8 Cuatro disparos con variación de evento principal entre 0.50 y 0.75 s.....	45
Figura 4. 9 Cuatro disparos con AGC.....	46
Figura 4. 10 Espectro de ganancia del disparo para una ventana de 1.5 s, imagen de la izquierda sin AGC y derecha con AGC.....	46
Figura 4. 11 Análisis de semblanza con selección de pares tiempo/velocidad.....	47
Figura 4. 12 Modelo de velocidades de apilamiento del disparo sintético, componente vertical.....	49
Figura 4. 13 Corrección por NMO.....	50
Figura 4. 14 Módulo de aplicación del mute	51
Figura 4. 15 Módulo REPEAT que permite la repetición de los disparos para posterior apilamiento.....	52
Figura 4. 16 Secuencia de procesamiento, establecimiento de funciones de enmudecimiento FMS-1.....	54

Figura 4. 17 Secuencia de procesamiento, establecimiento de funciones de enmudecimiento FMS-2.....	54
--	----

CAPÍTULO V

Figura 5. 1 Modelado sintético biaxial obtenido por el módulo SUREFLPSVSH de Seismic Un*x, cargado en formato SEG Y, en el programa Echos 1.0 Paradigm.	57
Figura 5. 2 Sensibilidad de parámetro offset lejano en dato sintético (variación en tiempo del evento de interés, etapa (NMO), disparos 1 y 2.....	59
Figura 5. 3 Sensibilidad de parámetro offset lejano en dato sintético (variación en tiempo del evento de interés, etapa (NMO), disparos 3 y 4.....	60
Figura 5. 4 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 1 con offset lejano óptimo de 800 m.....	63
Figura 5. 5 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 1 con offset lejano mayor a 800 m.....	64
Figura 5. 6 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 2 con offset lejano óptimo de 1100 m.....	65
Figura 5. 7 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 2 con offset lejano mayor a 1100 m.....	66
Figura 5. 8 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 3 con offset lejano óptimo 1300 m.....	67
Figura 5. 9 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 3 con offset lejano mayor a 1300 m.....	68
Figura 5. 10 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 4 con offset lejano óptimo de 1450 m.....	69
Figura 5. 11 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 4 con offset lejano mayor a 1450 m.....	70
Figura 5. 12 Función de enmudecimiento de offset lejano FMS-1 en datos reales in-line 610 (El Vadero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	71
Figura 5. 13 Función de enmudecimiento de offset lejano FMS-2 en datos reales in-line 610 (El Vadero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	72

Figura 5. 14 Función de enmudecimiento de offset lejano modificada por procesador PDVSA – INTEVEP en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	73
Figura 5. 15 Técnica de stretch mute 40% en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	74
Figura 5. 16 Técnica de stretch mute 30% en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	75
Figura 5. 17 Técnica de stretch mute 20% en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1 Información extraída de los datos de los pozos A y B.....	37
Tabla 2 Parámetros modificados y utilizados en el módulo de SUREFLPSVSH de Seismic Un*x	41
Tabla 3 Pares tiempo / velocidad por cada disparo.....	48
Tabla 4 Pares tiempo/offset, función FMS-1	85
Tabla 5 Pares tiempo/offset, función FMS-2.....	86

CAPÍTULO I

1.1 El problema de la investigación

La faja petrolífera del Orinoco representa la fuente de reservas de hidrocarburos extrapesado más grande del mundo con una extensión de 55.314 km² y un área de explotación y exploración de más de 11.593 km², esta gran reserva se ubica al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. La faja petrolífera del Orinoco es un lineamiento estratégico que representa el eje impulsor del desarrollo nacional económico social, industrial y tecnológico del país mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos hidrocarburíferos.

Para llevar a cabo la puesta en marcha de producción de esta reserva es necesario abordar una primera etapa de exploración donde se ejecutan campañas tradicionales de adquisición sísmica, con el fin de identificar y evaluar posibles yacimientos productores de hidrocarburos. Para verificar la potencialidad de estos yacimientos es necesario tener información sísmica de alta calidad que permita obtener una buena interpretación estructural y tectono-secuencial de la zona (Aray, 2001).

Para el caso en específico de la faja petrolífera del Orinoco la calidad de los datos sísmicos se ven afectados por: una espesa capa de baja velocidad, atenuación sísmica, yacimientos de interés muy someros (1300-1400 pies) que los hace vulnerables a la distorsión que genera la corrección (NMO), es decir, al horizontalizar las hipérbolas de reflexión provenientes de esta interface; y sumado a ello un basamento acústico a menos de 3.000 pies de profundidad, donde se generan refracciones críticas que ocasionan interferencia al momento de ejecutar la secuencia de procesamiento (apilamiento) del dato sísmico con lo cual se producen eventos ficticios (reflectores) con amplitudes y frecuencias particulares que traen como consecuencia una imagen sísmica de difícil interpretación.

Para abordar este problema es necesario realizar una verificación de los offset lejanos previas a la adquisición, utilizando herramientas de modelado sísmico que puedan describir no solamente el problema sino también generar datos sintéticos que permitan

trabajar en zonas complejas donde la calidad de los apilados convencionales es de baja relación señal ruido y la interpretación no es clara. A su vez, dicha herramienta permite establecer el offset óptimo en términos de costo y calidad de resultados para una determinada configuración estratigráfica, en este caso, un modelo de capas horizontales basado en información de pozos del bloque Junín en la faja petrolífera del Orinoco.

Además para contribuir en la reducción de este problema es posible generar funciones de enmudecimiento de offset lejano sobre datos sintéticos y éstas a su vez ser trasladadas a datos reales permitiendo reducir, precisa y significativamente, la distorsión generada por la corrección de NMO y la energía de ondas refractadas dentro de los apilados, contribuyendo a no sólo mejorar sustancialmente la calidad de la imagen sino a sumar una herramienta sencilla y precisa a la línea de procesamiento que elimine este tipo de anomalías presentes en la faja petrolífera del Orinoco. En vista de lo anterior, esta investigación plantea los siguientes objetivos para contribuir en la solución del problema:

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Establecer el parámetro de offset lejano para yacimientos someros en la faja petrolífera del Orinoco mediante la técnica de modelado sísmico.

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Realizar un modelo geológico del subsuelo utilizando datos de registros de pozos y geología de la zona.
- ✓ Realizar un modelado elástico 2D utilizando el método de reflectividades.
- ✓ Analizar la sensibilidad del parámetro offset lejano en datos sintéticos.
- ✓ Analizar la sensibilidad del enmudecimiento de offset lejano en datos reales.

1.3 Justificación.

En esta investigación se determinará el offset lejano óptimo que permita reducir la interferencia de energía por parte de las refracciones críticas del basamento sobre los eventos de interés, incrementando la relación señal ruido en los apilados y a su vez disminuyendo los costos de los levantamientos sísmicos de adquisición y los tiempos de

trabajo en la secuencia de procesamiento de los mismos. Además de esto se obtendrán funciones de enmudecimiento de offset lejano creadas en datos sintéticos y utilizables en datos reales que permitan remover la anomalía descrita y al mismo tiempo conserve el dato o reflector de interés sin alterarlo, manteniendo su iluminación y aumentando su calidad. Esta investigación representa y proporciona una herramienta más que servirá a futuras generaciones que deseen adentrarse en la solución de estos problemas usando como punto de partida el modelado, bien sea acústico o elástico, de ondas sísmicas.

1.4 Ubicación del área en estudio.

El área de Junín se encuentra en el flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela, desde la parte suroeste del estado Guárico hasta la zona sureste del estado Anzoátegui, parte centro occidental de la faja petrolífera del Orinoco. Limita al norte con el campo Barso, al sur con el río Orinoco, al este con el bloque Ayacucho y al oeste con el bloque Boyacá. (Figura 1.1).

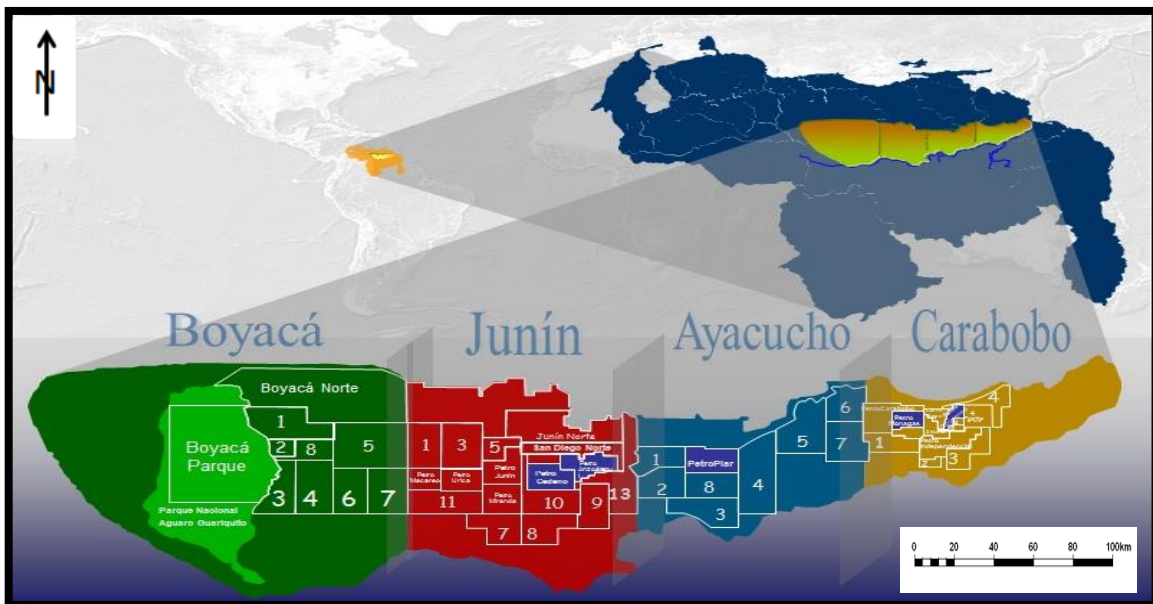


Figura 1. 1 Zona en estudio bloque Junín faja petrolífera del Orinoco. (Tomado y modificado de PDVSA, 2010)

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Límites y geometría de la cuenca Oriental de Venezuela

La cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada al noreste de Venezuela entre los 8° y 11° de latitud norte y los 61° y 66° de longitud oeste. González de Juana et al. (1980) indica que la cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural la cual se encuentra limitada al sur por el extremo norte del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón de fallamiento y plegamiento de la serranía del Interior Central y Oriental, y al oeste por el alto estructural de El Baúl. Las características estructurales que presenta la cuenca actualmente son el resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior, (figura 2.1).



Figura 2. 1 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, apoyadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. (Modificado de Yoris y Ostos, 1997)

Uno de los rasgos más resaltantes de la cuenca Oriental de Venezuela es su geometría asimétrica, la cual se encuentra caracterizada por un monoclinal en donde el flanco sur presenta un suave buzamiento al norte, mientras que el flanco norte es interceptado por

una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos. La cuenca se encuentra inclinada hacia el este, donde su parte más profunda se ubica al noreste, hacia Trinidad (Méndez, 1985).

De oeste a este, la cuenca Oriental de Venezuela se encuentra subdividida en dos subcuencas: la subcuenca de Guárico hacia el oeste y la subcuenca de Maturín al este. La interface que separa las subcuencas de Guárico y Maturín de los plegamientos de la serranía del Interior es el sistema de fallas de Anaco; mientras que las subcuencas de Guárico y Maturín se encuentran separadas por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas, (Di Croce, 1999).

La subcuenca de Guárico tiene 49895 km² de extensión y contiene un máximo de 7000 m de sedimentos del Cretácico y post-Cretácico. Esta subcuenca limita al norte con la faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al sur limita con el escudo de Guyana, al oeste con el arco de El Baúl y al este con la subcuenca de Maturín. La subcuenca de Guárico es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Actualmente su eje estructural está cubierto por los corrimientos del norte del estado Guárico y su rumbo varía de noroeste-sureste en el Cretácico y de norte-sur en el Mioceno, (Kiser, 1987).

2.2. Síntesis Tectónica Regional

La evolución geodinámica de la cuenca Oriental de Venezuela puede dividirse en cuatro episodios tectónicos (Eva et al., 1989) que se describen a continuación:

2.2.1. Pre-Apertura (Paleozoico)

En el período de Pre-Apertura, conocido también como prerift, se depositaron secuencias sedimentarias en ambientes neríticos y costeros como las formaciones Hato Viejo y Carrizal en la Subcuenca de Guárico (Parnaud et al., 1995). Por su parte Yoris et al. (2004) consideran que estas formaciones fueron depositadas en una etapa sinrift típicas de Gondwana y Laurentia, por ende sólo es posible encontrarlas en depresiones como el graben de Espino.

2.2.2. Apertura y deriva (Jurásico-Cretácico Temprano)

Esta etapa se caracteriza por la generación de estructuras tipo graben y horst propias de regímenes tectónicos extensionales, creación de corteza oceánica o Protocaribe al norte y una discordancia regional hacia el cratón (Parnaud et al., 1995). Yoris, et al. (2004) postulan que esta etapa de rifting es la responsable de grandes lineamientos estructurales, refiriéndose a los ya mencionados graben y horst, cuya influencia en la evolución posterior de las cuencas sedimentarias es importante.

2.2.3. Margen pasivo (Cretácico-Paleoceno)

Dentro de la evolución tectónica de la cuenca Oriental de Venezuela adquiere especial importancia la gran transgresión marina diacrónica iniciada al final del Albiense (120Ma.), que cubrió Sudamérica (Yoris et al. 2004). La sedimentación se desarrolló con la ocurrencia de tres fases transgresivas que inundan el continente de norte a sur, ocurridas en el Turoniense, Paleoceno Temprano – Eoceno y Oligoceno respectivamente, siendo generados por cambios eustáticos del nivel del mar.

2.2.4. Colisión oblicua (Mioceno – Plioceno y Cuaternario)

Esta es la etapa final del margen pasivo, durante el Oligoceno, que se desarrolla como consecuencia de la colisión de la placa Caribe contra el borde septentrional de la placa Sudamericana, lo que dio lugar al desarrollo de una cuenca antepaís (Parnaud et al., 1995). Esta colisión migró progresivamente hacia el este desde el Oligoceno hasta el Mioceno Tardío, dividiendo la cuenca antepaís en tres zonas: una plataforma al sur, una al centro correspondiente al foredeep en la parte central y una zona de sobrecorrimiento al norte, evidenciada ésta última por la formación de la serranía del Interior Central y Oriental (figura 2.2).

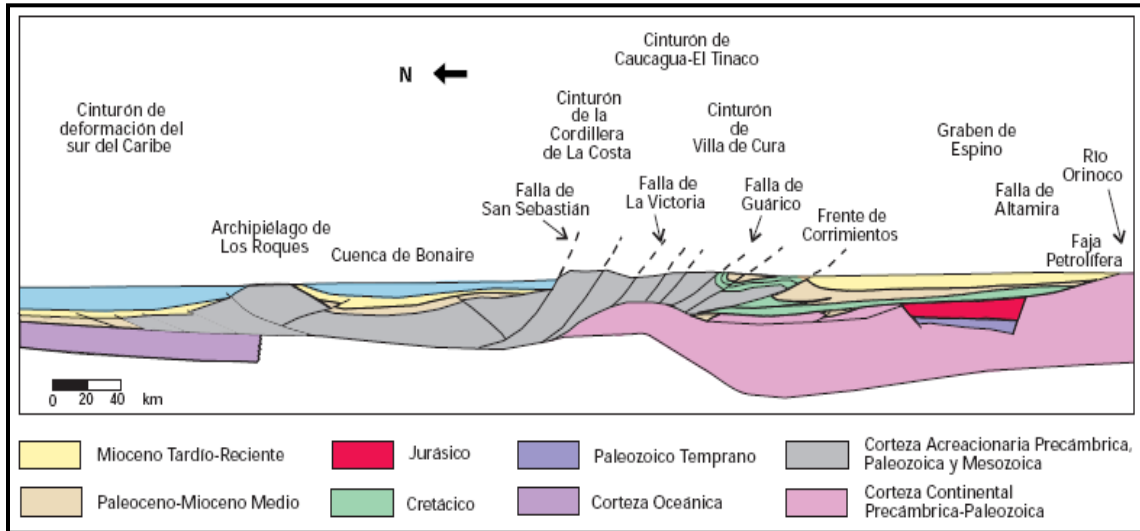


Figura 2. 2 Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco. (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

2.3. Estratigrafía regional

La cuenca Oriental de Venezuela se encuentra conformada por las Formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador (Tigre y Canoa), Carrizal y Hato Viejo. Esta se inicia en el Paleozoico, con la formación Hato Viejo de edad Devónico, depositada en discordancia sobre el basamento Precámbrico; y la formación Carrizal, suprayacente, de edad Carbonífero. Discordante a ésta, se encuentra el grupo Temblador del Cretácico Medio con las formaciones Canoa y Tigre de edad Aptiense-Santonienne. Una nueva discordancia en el Cretácico superior pone en contacto la secuencia marina de San Juan, Vidono y Caratas, del Cretácico Superior al Eoceno Medio. Sobre la discordancia del Eoceno se deposita la secuencia transgresiva representada por las formaciones Merecure, Oficina y Freites del Cenozoico Medio, de edad Oligo-Mioceno Medio y en concordancia con ellas termina la sedimentación con la depositación de los sedimentos continentales de Las Piedras y Mesa de edad Mio – Pleistoceno (figuras 2.3 y 2.4).

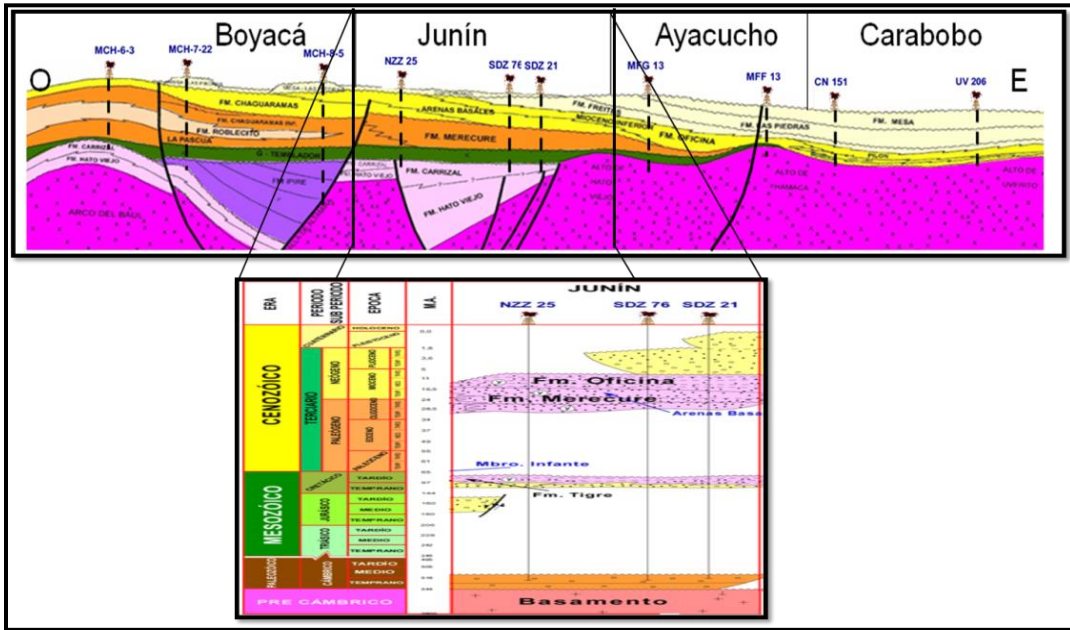


Figura 2. 4 Modelo idealizado y cronoestratigráfico de la faja petrolífera del Orinoco.
 (Tomado y modificado del Proyecto Orinoco Magna Reserva PDVSA. 2011)

2.4. Geología regional

2.4.1. formación Hato Viejo (Cámbrico temprano)

De acuerdo con Hedberg (1944), la formación Hato Viejo está constituida esencialmente de areniscas de grano fino a grueso, con granos redondeados y muy bien cementados. Según Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales (PDVSA) e Instituto de Tecnología Venezolana para el petróleo (INTEVEP) las características de la unidad indican que el ambiente de sedimentación es continental, y sus sedimentos son de relleno de cuenca (facies fluvial y/o piedemonte) correspondientes a una fase erosiva contemporánea o subsiguiente a un período de intensa actividad tectónica.

La formación infrayace a la formación Carrizal del Paleozoico (Cámbrico Temprano) y suprayace discordantemente a las rocas precámbricas del escudo de Guayana (Hedberg, 1942). También indica que los datos de pozo muestran espesores para las arenas cámbricas de la formación Hato Viejo de al menos 90 m, correspondientes a la fase paleozoica de Prerift.

2.4.2. formación Carrizal (Cámbrico temprano)

Según Hedberg (1944), la formación Carrizal está constituida por espesas secuencias de arcilitas intensamente bioturbadas, con presencia de limolitas y areniscas. Esta formación fue depositada en condiciones de ambientes marinos (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea, lo cual se evidencia en las estructuras sedimentarias. El tope de la formación Carrizal es siempre erosional y está cubierta por el grupo Temblador y la formación Oficina. En la base suprayace a la formación Hato Viejo y su espesor es de aproximadamente 640 m tanto para las lutitas como para las arenas, también pertenecientes al estadio prerift.

2.4.3. Grupo Temblador (Cretácico)

De acuerdo con Yoris, et al. (2004) el grupo Temblador está constituido por las formaciones Canoa y Tigre y es la principal evidencia de la transgresión marina que se inició en el este de Venezuela aproximadamente en el Cenomaniense. Este grupo está constituido principalmente por sedimentos no marinos que gradan hacia sedimentos marinos en el tope de las formaciones Canoa y Tigre.

2.4.4. Formación Canoa (Aptiense – Albiense)

La formación Canoa está definida como una intercalación de conglomerados de grano fino, areniscas, limolitas y arcilitas (Hedberg, 1944). Se sugiere una depositación en ambientes continentales por la presencia de conglomerados, posiblemente fluvial del tipo barra de meandro (PDVSA-INTEVEP, 2007).

2.4.5. Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense)

La formación Tigre es una secuencia variable de areniscas y limolitas que se encuentran irregularmente estratificadas, son de grano fino, con areniscas gruesas, limolitas y lutitas carbonosas y fosfáticas. También se observan capas delgadas de calizas dolomíticas y dolomías (Hedberg, 1944). La fauna encontrada en esta unidad indica un ambiente de plataforma que va desde plataforma exterior a talud. La máxima transgresión marina ocurrida durante la fase de margen pasivo avanzó hacia el sur y durante el Turoniense

caracterizó la depositación de esta formación y consolidándose como el tope del Grupo Temblador.

2.4.6. Formación Merecure (Terciario: Oligoceno – Mioceno Temprano)

Esta unidad se encuentra conformada por más del 50% de areniscas de granos finos a gruesos (incluso conglomeráticas). Las arenas están separadas por láminas o intervalos delgados de lutitas. El tope de la formación Merecure constituye un reflector sísmico regional como consecuencia del contraste acústico causado por la diferencia litológica existente entre las arenas masivas de la formación Merecure y la alternancia arenisca-lutita de la formación Oficina, sin embargo, ambas formaciones son concordantes. Las características litológicas indican que la sedimentación de esta unidad se desarrolla en un sistema fluvio-deltáico, sin embargo la presencia de canales indican que la formación Merecure se encuentra en la zona más continental del delta y está dominado por corrientes fluviales entrelazadas Meneven (1983).

2.4.7. Formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano – Medio)

Representa una alternancia de lutitas que se encuentran intercaladas con areniscas y limolitas de grano fino a grueso. El contacto superior de Oficina está definido como concordante con la formación Freites y la formación Quiamare, pero es discordante con la formación Las Piedras (PDVSA-INTEVEP, 2007). En general, las condiciones de sedimentación de la formación Oficina se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte (Hedberg, 1944), mostrando ciclos caracterizados por transgresiones marinas asociadas a períodos de caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma (Campos, De Cabrera y Lander, 1985). Meneven (1983) asegura que las arenas de esta formación son consideradas como las principales rocas reservorio de la cuenca Oriental debido a su cuantiosa producción petrolífera.

2.4.8. Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío)

Se encuentra en todo el flanco sur de la subcuenca Maturín hasta las proximidades del río Orinoco. Por su parte, Hedberg (1944) considera que la litología característica de esta formación está representada por lutitas con areniscas en el tope y la base, que permiten la

subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior con capas delgadas de areniscas arcillosas, un intervalo predominantemente lutítico y un intervalo inferior de lutitas intercaladas con areniscas, de grano medio a grueso.

La formación Freites suprayace concordantemente a la formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia con la formación Quiamare (González de Juana, et al. 1980).

2.4.9. Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío-Plioceno)

A nivel superficial la formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo al este hasta Pedernales, Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la faja petrolífera. Según González de Juana et al. (1980) está conformada principalmente por sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas y limolitas, más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos. También se encuentran algunas calizas arenosas duras. Los espesores de la formación varían de unos cientos de metros hasta aproximadamente 1525 m . El contacto es aparentemente concordante y transicional con la formación Mesa (González de Juana et al., 1980).

2.4.10. Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno)

Se extiende por los llanos centro-orientales y orientales, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, encontrándose algunos afloramientos en los estados Sucre y Bolívar. Litológicamente consiste en arenas y gravas muy duras de grano grueso, cementadas con cemento ferruginoso y conglomerados ferruginosos (González de Juana et al, 1980).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Conceptos básicos de sismica de reflexión

Las ondas elásticas son perturbaciones que se propagan por el volumen o la superficie de un material sin desplazamiento neto del mismo. Pueden ser representadas por frentes de ondas o trayectoria de rayos (figura 3.1); los primeros constituyen la superficie sobre la cual la fase del impulso es la misma y los rayos representan líneas perpendiculares a los frentes de ondas que definen el sentido de desplazamiento de la perturbación (Sheriff, 2002).

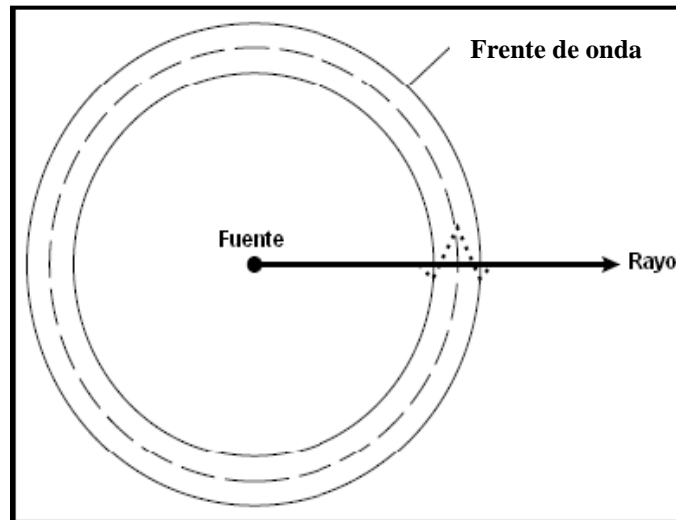


Figura 3. 1 Relación entre un rayo sísmico y el frente de onda asociado. Modificado de Kearey, Brooks y Hill (2002).

3.1.1 Ley de Snell

La trayectoria que sigue una onda sísmica al atravesar interfaces en el subsuelo se rige por la ley de Snell (ecuación 3.1), la cual indica que una ondícula que atraviesa una frontera entre dos medios isotrópicos cambia su dirección tal que:

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{V_1}{V_2} \quad (\text{Ecuación 3. 1})$$

Donde θ_1 es el ángulo medido respecto a la normal del plano del rayo incidente, V_1 es la velocidad del medio de incidencia, θ_2 es el ángulo de refracción tomado respecto a la normal del plano de refracción y V_2 es la velocidad del segundo medio, tal como se muestra en la figura 3.2:

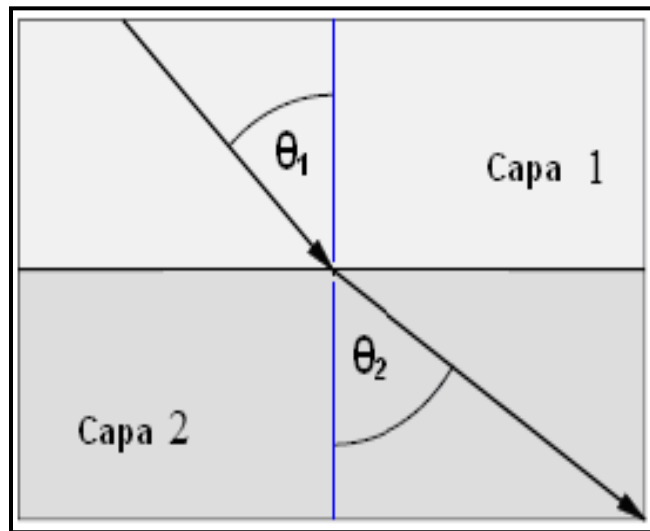


Figura 3. 2 Representación gráfica de la refracción de un rayo.

De igual forma, la Ley de Snell aplica en la reflexión de rayos. Para este caso se tiene que el ángulo de reflexión será igual al ángulo de incidencia en presencia de interfaces planas y medios isotrópicos donde el rayo reflejado no sea producto de conversión de ondas (Scales, 1997).

3.1.2 Principio de Huygens

Se basa en una construcción geométrica simple que permite calcular a partir de una posición determinada la posición futura del frente de onda. Establece que: todos los puntos de un frente de onda actúan como puntos de origen para la producción de nuevos frentes de ondas (figura 3.3) que se extienden en todas las direcciones. El nuevo frente de ondas será la envolvente de todos los pequeños frentes de onda (Scales, 1997).

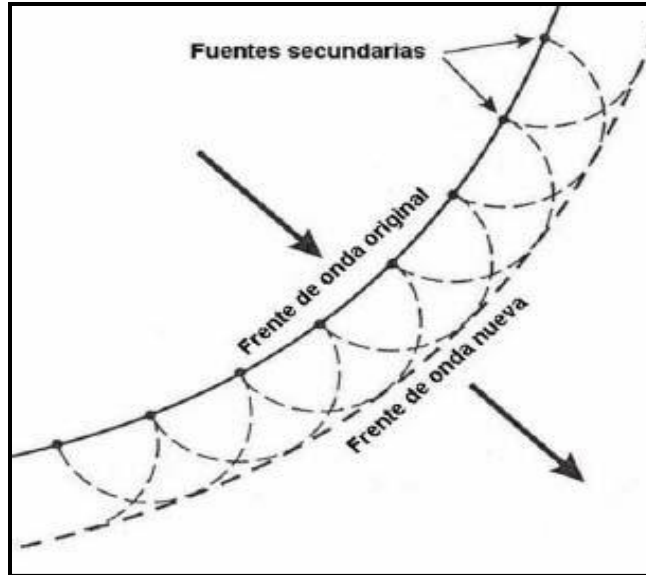


Figura 3. 3 Propagación de un frente de onda de acuerdo al principio de Huygens (tomada Scales, 1997).

3.1.3 Refracción

Se entiende por refracción total aquella que se produce cuando el ángulo de refracción (ϕ_r) es igual a 90° (Scales, 1997), (figura 3.4):

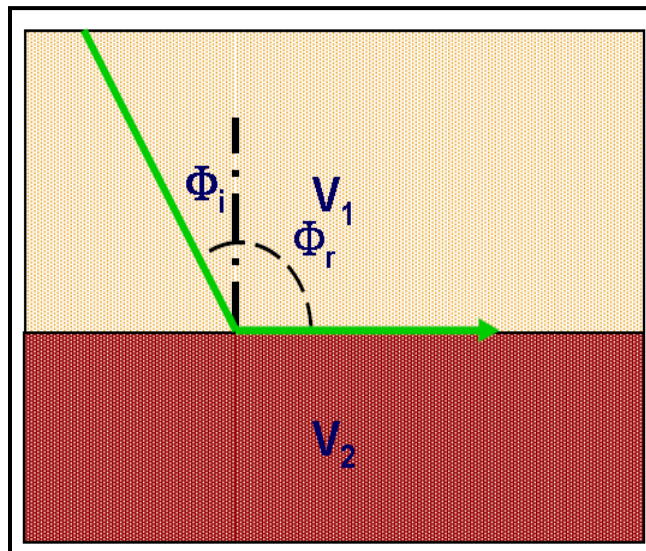


Figura 3. 4 Ángulo de incidencia que genera una refracción total.

Cuando se produce refracción total la expresión para la ley de Snell se reduce a:

$$\sin \phi_i = \frac{V_1}{V_2} \quad (\text{Ecuación 3. 2})$$

En un registro sísmico las refracciones totales están asociadas a los primeros quiebres, arribos o llegadas.

Dependiendo de la distancia entre la fuente de energía y los receptores la información más cercana a la fuente corresponderá a la señal u onda directa; a partir de una determinada distancia, llamada distancia crítica, comienzan a llegar las ondas refractadas (figura 3.5).

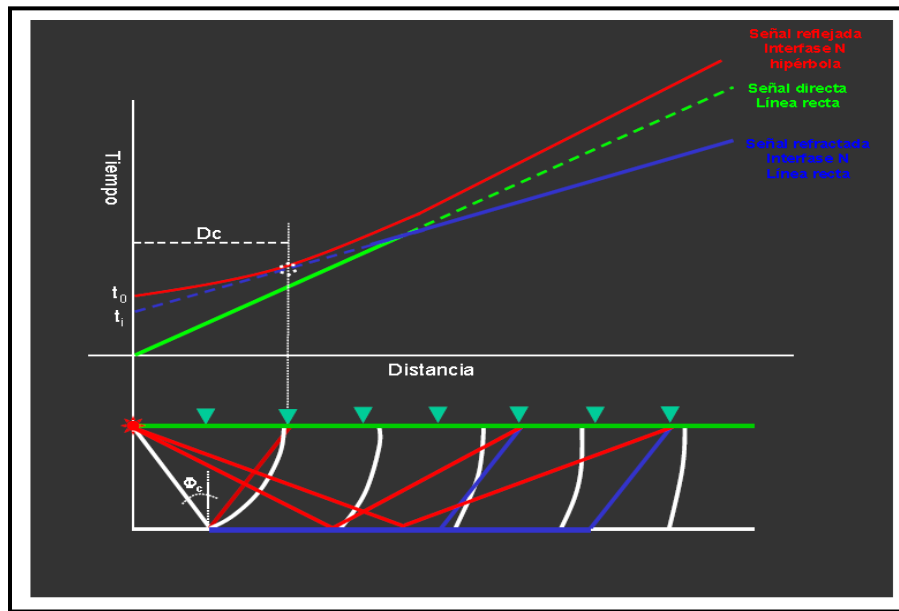


Figura 3. 5 Comportamiento de la señal refractada, reflejada y directa en un medio de propagación. (Tomado de Scales, 1997).

De donde:

D_c : distancia crítica.

T_0 : tiempo intercepto de reflexión.

T_i : tiempo intercepto de refracción.

3.2 Ondas convertidas

Las ondas convertidas (P-S), se generan a partir del proceso de conversión de la energía que ocurre cuando una onda compresional (P) incide en una interfaz con un ángulo diferente de 90^0 , reflejándose en dirección hacia arriba como onda de cizalla (S). En la figura 3.6, se representan los modos posibles de conversión de energía de la onda P, al incidir una interfaz del subsuelo

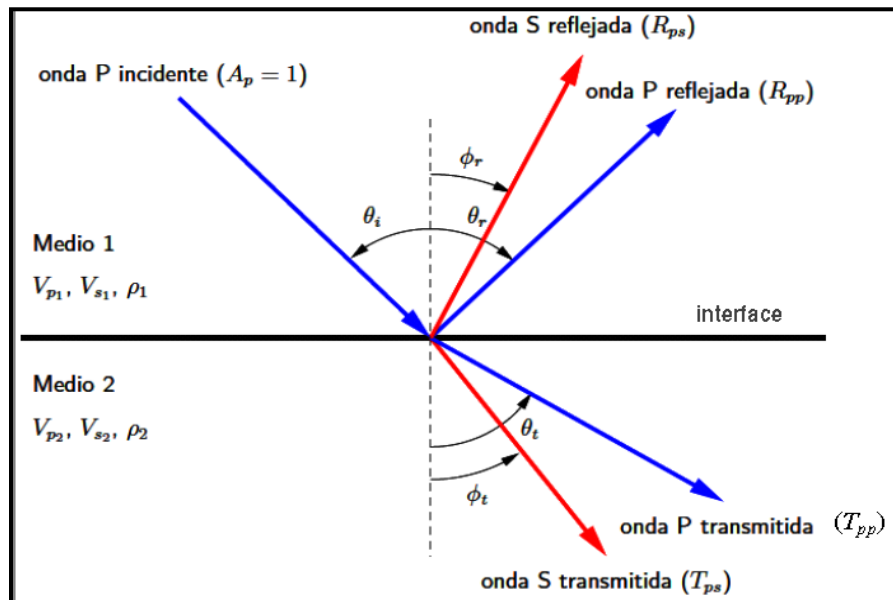


Figura 3. 6 Esquema de modo de conversión de energía (Pineda, 2011)

El registro de datos sísmicos multicomponente captura el campo de onda de una manera más completa en comparación con el método sísmico convencional, en el que se registran solamente las ondas P. Las ondas compresionales se usan más en la industria de adquisición sísmica, ya que son las primeras que llegan a los geófonos, tienen relaciones S/R altas y son generadas por la mayoría de fuentes de energía disponibles. Sin embargo, existe el potencial de obtener más información del subsuelo usando ondas convertidas que con solamente datos P. El diseño de programas multicomponentes es similar al de las ondas P, sin embargo hay que tener en cuenta la reflectividad y las trayectorias de rayos asimétricas, (Stewart et al., 2002).

En la figura 3.7, se observa que el punto medio de las ondas P (MP) difiere del punto de conversión de las ondas S (CP) para un mismo par fuente-receptor. Esta asimetría se puede explicar usando la Ley de Snell mostrada en la ecuación 3.3:

$$\frac{\sin \theta}{V_p} = \frac{\sin \phi}{V_s} \quad (\text{Ecuación 3. 3})$$

De donde:

θ = ángulo de incidencia de la onda P

ϕ = ángulo de reflexión de la onda S.

V_p = velocidad de la onda P.

V_s = velocidad de la onda S.

En un mismo material, V_s es menor que V_p , por lo tanto, la onda S llega al mismo receptor con un ángulo más agudo y el punto medio es diferente al punto de conversión.

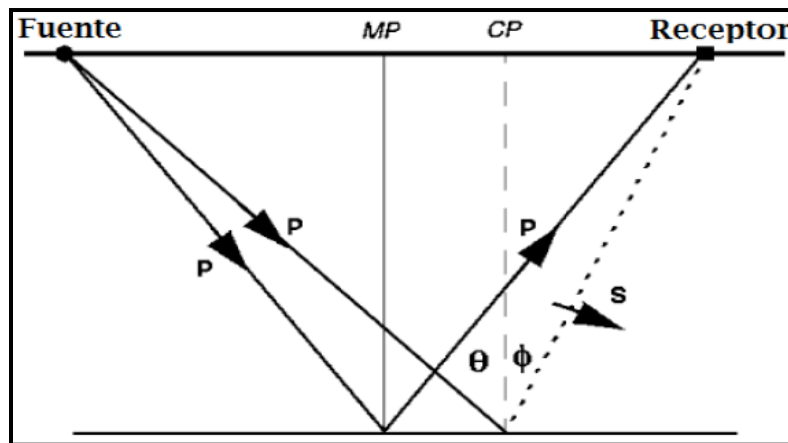


Figura 3. 7 Punto medio (MP) de las ondas P, versus, punto de conversión (CP) de la onda S reflejada
(Modificado de Stewart et al., 2002).

El punto de conversión varía con la profundidad como se observa en la figura 3.8. A medida que aumenta la profundidad, los puntos de conversión convergen en una asíntota. Este comportamiento se puede describir matemáticamente por la aproximación asíntótica de los puntos de reflexión, dada por la ecuación 3.4, la cual representa una aproximación válida para grandes profundidades, con respecto al offset.

$$X_a = \frac{X}{1 + \frac{V_p}{V_s}} \quad (\text{Ecuación 3. 4})$$

De donde:

X_a = distancia de la fuente al punto de conversión

X = offset (distancia fuente-receptor)

V_p = velocidad de la onda P

V_s = velocidad de la onda S

Para un mejor análisis, el comportamiento asintótico del punto de reflexión fue recalculado para cada traza en función de la variable G y un offset dado (Zhang, 1992), como lo muestra la ecuación 3.5:

$$X_a^2 = \frac{\sqrt{1 + \frac{1-G}{1+G} GT_{PS}(0)(V_p^2)}}{G + \sqrt{1 + \frac{1-G}{1+G} GT_{PS}(0)(V_p^2)}} X_a^{n-1} \quad (\text{Ecuación 3. 5})$$

De donde:

G = relación (V_p/V_s)

X_a = distancia de la fuente al punto de reflexión.

$T_{PS}(0)$ = es el doble de tiempo de viaje a cero offset.

V_p = campo de velocidad de onda compresional.

n = número de traza o muestra en tiempo.

La relación V_p/V_s varía según la litificación de las rocas. Para materiales consolidados y litificados (más profundos), la relación V_p/V_s puede variar entre 1.8 y 2.5. Si los materiales son menos consolidados y menos litificados, se tiene un relación V_p/V_s mayor, que puede variar entre 2.5 y 5. En cuencas sedimentarias, es común observar V_p/V_s altos para reflectores someros y V_p/V_s menores para reflectores profundos, (Zhang, 1992).

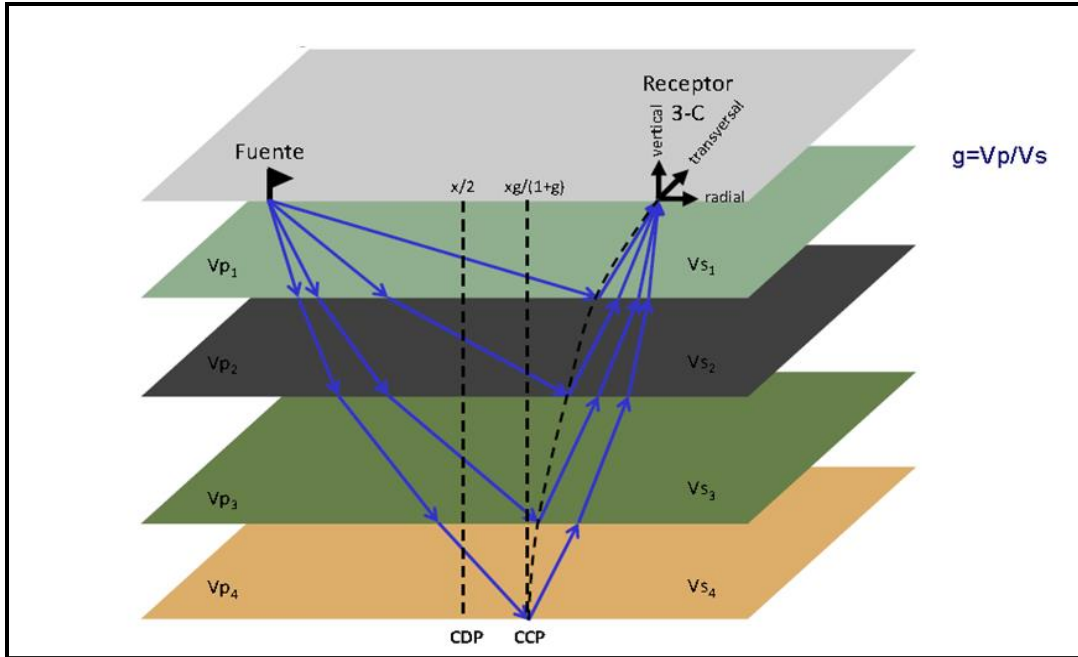


Figura 3. 8 Comportamiento asintótico del punto de conversión (tomado de Pineda, 2011)

Con respecto a la reflectividad de las ondas convertidas P-S, las amplitudes varían sinusoidalmente según la ecuación de Zoeppritz (ecuación 3.6) definida para un interfaz, (Stewart et al., 2002)

$$R_{ps} = - \frac{V_p \tan \theta}{2 V_s} \left[\left(1 + \left(-\frac{2 (\sin \theta)^2}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2} + \frac{2 \cos \theta \cos \theta}{\frac{V_p}{V_s}} \right) \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + 2 \left(-\frac{2 (\sin \theta)^2}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2} + \frac{2 \cos \theta \cos \theta}{\frac{V_p}{V_s}} \right) \frac{\Delta V_s}{V_s} \right]$$

(Ecuación 3. 6)

Donde:

Θ = ángulo de incidencia de la onda P.

θ = ángulo de reflexión de la onda S.

V_p = promedio de la velocidad de onda compresional de la interfaz

V_s = promedio de la velocidad de onda de cizalla de la interfaz

ρ = promedio de las densidades de la interfaz

$\Delta\rho$ = diferencia entre las densidades de la capa superior e inferior.

En la figura 3.9, se observa como la reflectividad de la onda convertida P-S aumenta con el ángulo de incidencia o lo que es lo mismo, se eleva con el offset. Este comportamiento de las ondas convertidas se debe tener en el diseño de configuraciones de adquisición sísmica multicomponente, de manera de poder registrar señales de onda convertida con amplitudes mayores y así obtener mejoras en la relación S/R de los datos multicomponentes adquiridos.

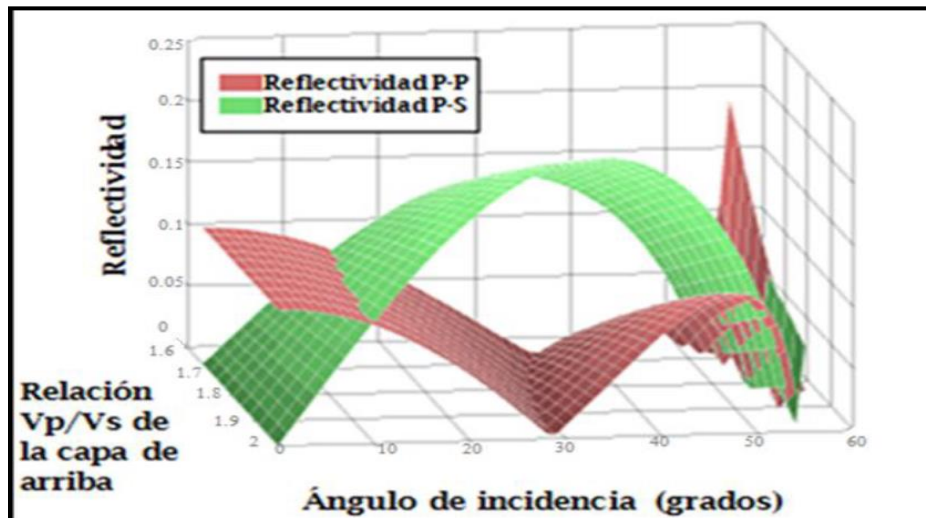


Figura 3. 9 Variación de la reflectividad con el ángulo de incidencia para la onda PP y la onda P-S, modelado para una interfaz (tomado y modificado de Crewes, 2011)

3.3 Modelado sísmico

El modelado sísmico es una técnica usada para simular la propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo. El objetivo es predecir los sismogramas que un conjunto de sensores registrarían, suponiendo una estructura del subsuelo. Esta técnica es una herramienta de valor para la interpretación sísmica y una parte esencial de los algoritmos de las técnicas de inversión. Asimismo, otra aplicación del modelado sísmico es la evaluación y diseño de levantamientos de adquisición (Carcione et al., 2002).

Según Margrave y Manning (2004), hay muchos métodos que pueden ser usados para simular como se propaga el campo de ondas sísmicas por el subsuelo y como serían registradas por los receptores. La naturaleza de la propagación de la onda sísmica puede ser muy compleja, por lo que los diversos métodos usan aproximaciones de varios tipos

para hacer el problema resoluble. En general, modelar ondas sísmicas requiere de la adopción de una teoría particular de la ecuación de onda y su correspondiente análisis.

La ecuación de onda elástica describe la propagación de la onda P y S en un medio con propiedades que pueden ser espacialmente variables. Una de las teorías derivadas de esta ecuación es la teoría de onda escalar, que supone que la cantidad física que se propaga como onda puede ser representada como un número o valor en cada espacio y cada instante de tiempo.

La ecuación 3.7 es el ejemplo más citado de la onda escalar, su característica general es que vincula las segundas derivadas espaciales en tiempo del campo de onda (ϕ) a sus segundas derivadas en tiempo. Esencialmente, están involucradas para su formulación la ley de Newton y la ley de Hooke.

$$\left(\frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \right) \phi(x, y, z, t) = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \phi(x, y, z, t) \quad (\text{Ecuación 3. 7})$$

3.4 Modelado de reflectividades

Los métodos numéricos para el modelado de datos sísmicos son una herramienta útil en la creación de imágenes sísmicas, interpretación e inversión. La propagación de las ondas en modelos complejos de la Tierra, puede ser simulada mediante algoritmos de modelado. Aunque la solución de la ecuación de onda basada en teorías y otras técnicas como: métodos de diferencias finitas y el método de trazado de rayos; juegan un papel cada vez más relevante en el modelado numérico. El método de modelado de reflectividades todavía es ampliamente utilizado debido a sus características únicas, (Carcione et al, 2002).

Según Yongwang et al. (2004), este método tiene la capacidad de modelar la mayoría de los tipos de propagación de ondas en un medio elástico o inelástico, con alta estabilidad numérica y precisión; sin embargo, puede significar un alto costo computacional. En el modelado de reflectividades además, puede simular la propagación de ondas en un modelo estratificado con capas delgadas de la tierra. El método siempre se ha

desarrollado en un sistema de coordenadas cilíndricas, debido a que de esta manera se pueden reducir las ecuaciones de onda a una sola dimensión.

La teoría del modelado describe el comportamiento de la onda en un medio estratificado donde todos los tipos de onda pueden ser descompuesto según la dirección de propagación en ascendentes y descendentes, al mismo tiempo que pueden ser desacopladas en ondas tipo P-SV y SH. Este método modela reflexiones, transmisiones, y conversiones de todos los modos de onda. Además, el modelado en el dominio F-K (frecuencia-número de onda), permite manejar con mayor facilidad las absorciones en un medio inelástico, (Müller, 1985).

En términos matemáticos, al igual que otros métodos, se inicia con la integración de la ecuación de movimiento de Cauchy y la relación constitutiva esfuerzo-deformación, (ecuación 3.8 y 3.9)

$$-\rho\omega^2\mu = \Delta * \tau + F \quad \text{(Ecuación 3. 8)}$$

$$\tau_{ij} = C_{ijkl} \epsilon_{kl} \quad \text{(Ecuación 3. 9)}$$

Donde:

ρ = densidad

F= fuerza externa

ω = frecuencia angular

μ = campo de desplazamiento elástico

τ_{ij} = tensor de esfuerzos (ij la notación inicial que define la dirección de los esfuerzos)

C_{ijkl} = tensor elástico de cuarto orden (c_{ijkl} es la notación indicial que define las propiedades físicas del medio.

ϵ_{kl} = tensor de deformación (ϵ_{kl} es la notación que define la dirección de la deformación)

La ecuación 3.8 presenta una dependencia espacio-temporal, y es de derivadas parciales separables. Por tanto, se supone que el campo de desplazamiento $\vec{u}(\vec{x}, t)$, puede ser separado en $\vec{u}(\vec{x}, t) = \vec{u}(\vec{x}) e^{i\omega t}$. Luego se aplica la transformada de Fourier-Hankel y la ecuación 3.10 es convertida en la ecuación 3.11.

$$\frac{\delta b}{\delta z} = \omega A b + F \quad (\text{Ecuación 3. 10})$$

Donde:

b=vector desplazamiento

A= matriz de reflectividades del medio

F= fuerza externa

ω = frecuencia angular

La condición de contorno para la propagación de ondas en el modelo, es que el vector desplazamiento b es continuo cuando las ondas crucen las interfaces.

A continuación, se presenta la fórmula dada por Müller (1985) (ecuación 3.11), para calcular el campo de onda P-SV para un modelo estratificado en la superficie, (figura 3.10):

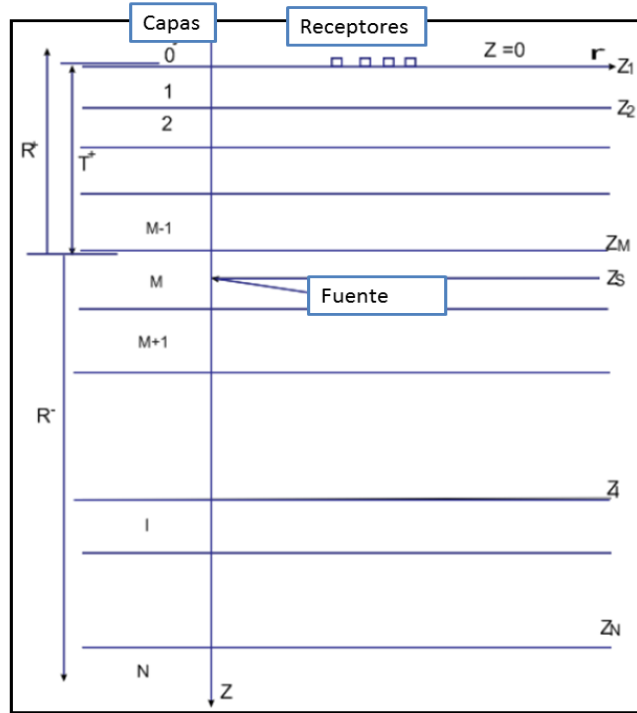


Figura 3. 10 Modelo estratificado (tomado de Yongwang et al, 2004)

$$\begin{pmatrix} u_r \\ u_z \end{pmatrix} = \frac{\omega}{4\pi\rho_m} \sum_{i=1}^2 \epsilon_i \int_0^\infty J_i T^+ [I - R^- R^+]^{-1} (S_i^u + R^- S_i^d) du$$

(Ecuación 3. 11)

Donde:

u_r = componente de desplazamiento radial de la onda.

u_z = componente de desplazamiento vertical de la onda.

ω = frecuencia angular.

ϵ_i = representa el número de fuentes, ubicadas a distintas profundidades Z_s .

$J_i J_0 J_1$ = son matrices relacionadas a las funciones de Bessel de primera clase

ρ_m = densidad promedio de los estratos hasta una profundidad Z_m

R^+ = matriz de coeficientes de reflexión comprendidos entre las profundidades Z_m y Z_1

R^- = matriz de coeficientes de reflexión comprendidos entre la profundidad Z_m y el semi-espacio que se encuentra debajo de esta.

I = matriz relacionada a la reflectividad de la capa I, ubicada a una profundidad Z_I .

T^+ = matriz de transición entre Z_m y Z_1 .

S_i^u = matriz relacionada a la propagación de la fuente en dirección hacia arriba

S_i^d = matriz relacionada a la propagación de la fuente en dirección hacia abajo.

Según Müller (1985) el cálculo de los coeficientes de las matrices se obtiene a partir de la aplicación de un algoritmo recursivo que viene dado por:

$$MT_i = E_i MB_i E_i \quad (\text{Ecuación 3. 12})$$

$$MB_i = R_{i+1}^d + T_{i+1}^u + [I - MT_{i+1} R_{i+1}^u]^{-1} MT_{i+1} T_{i+1}^d \quad (\text{Ecuación 3. 13})$$

En las ecuaciones 3.12 y 3.13 se denotan los exponentes u y d, como las direcciones hacia arriba y abajo respectivamente. Las matrices MT_i y MB_i se refieren a las reflectividades en el tope y en la base de la capa i respectivamente. T_{i+1} es la matriz de transmisión en la capa i+1. E_i es el término de cambio de fase en la capa i.

3.5 Geometría de adquisición 2D

Según Kearey et al. (2002), en levantamientos de reflexión 2D los datos son coleccionados a lo largo de líneas que nominalmente contienen todas las fuentes y receptores. Para el propósito del procesamiento de los datos, se supone que los rayos reflejados están en el plano vertical que contiene la línea del levantamiento. Debido a esto, en la presencia de buzamiento lateral las secciones sísmicas resultantes no proveen una representación real de la estructura del subsuelo ya que puntos de reflexión caen fuera del plano vertical. Estas secciones pueden ser usadas para investigar estructuras tridimensionales al cartografiar cambios laterales en una serie de líneas sísmicas cercanas o mallado.

Las dos configuraciones más comunes de fuentes-receptores en los levantamientos 2D son la configuración split-spread y end-on (figura 3.11) en las que puede haber cientos de detectores en un mismo arreglo.

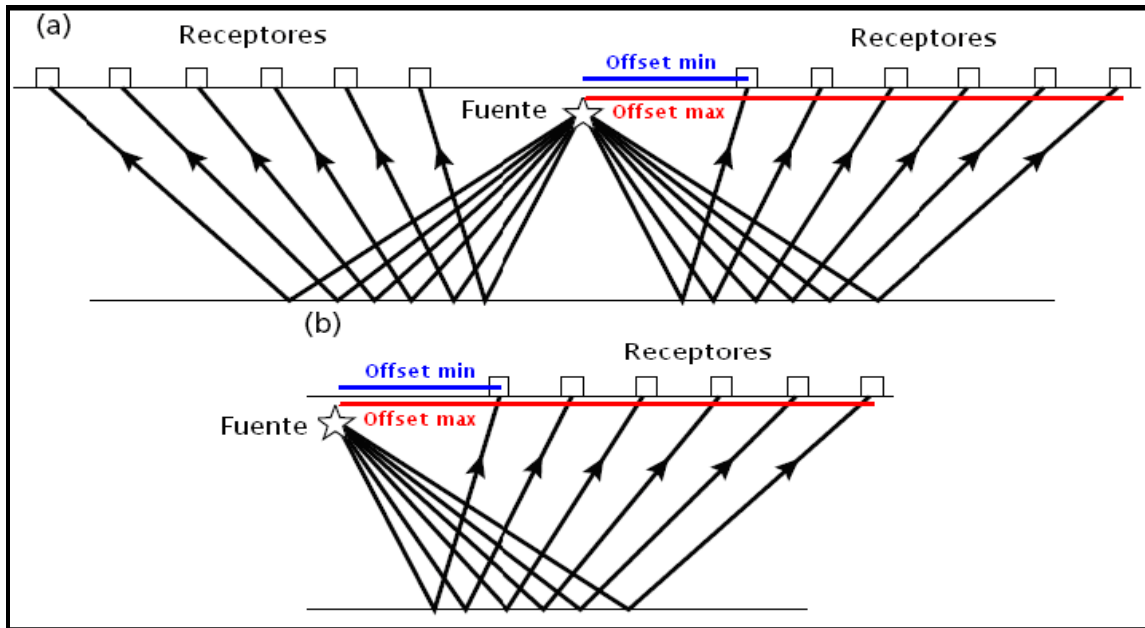


Figura 3. 11 Configuraciones más usadas en sismica 2D. a) Geometría *Split-spread*. b) Geometría *End-on*. Modificado de Kearey et al. (2002)

En los levantamientos split-spread, los receptores están distribuidos a ambos lados del disparo central y en la configuración end-on, el punto fuente está ubicado a un extremo del conjunto de receptores. La geometría más usada en tierra es split-spread y en mar es end-on por factores operacionales. El cálculo de los principales parámetros de adquisición se realiza tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ **Offset máximo:** representa la distancia horizontal de la fuente al último receptor. Debe ser aproximadamente la misma dimensión de la profundidad al reflector objetivo. Además, puede tomarse en cuenta el buzamiento de las estructuras por la ecuación 3.14, conociendo la profundidad del horizonte objetivo Z y el mayor ángulo de buzamiento θ .

$$X_{max} = Z * \tan \theta \quad \text{(Ecuación 3. 14)}$$

- ✓ **Intervalo de receptores:** el intervalo de receptores debe ser determinado tomando en la dimensión lateral de las estructuras prospectadas. Se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$IR = \frac{V_{int}}{4 * f_{max} * \sin \theta} \quad (\text{Ecuación 3. 15})$$

Donde:

V_{int} = velocidad intervállica por encima del horizonte objetivo.

f_{max} = frecuencia máxima recuperable a dicho nivel.

θ = ángulo máximo de buzamiento.

- ✓ **Intervalo de fuentes:** generalmente se define de acuerdo a la cobertura máxima deseada, el número de canales y la distancia entre ellos de acuerdo a la ecuación 3.16:

$$IF = \frac{NC * IG}{2 * C_{max}} \quad (\text{Ecuación 3. 16})$$

De donde:

NC = número de canales en el tendido.

IG = es el intervalo de grupos.

C_{max} = cobertura máxima.

- ✓ **Intérvalo de muestreo temporal:** generalmente se precisa en 1, 2 o 4 ms, ya que con estos muestreos se pueden recuperar frecuencias superiores a las que realmente son registradas con las fuentes de energía actualmente utilizadas.
- ✓ **Tiempo de grabación:** se debe tomar en cuenta la capacidad de almacenamiento de datos y las reflexiones que lleguen en mayor tiempo. En este sentido, se puede aproximar este valor al calcular el tiempo de reflexión de la capa más profunda usando como distancia horizontal el offset máximo.

3.6 Secuencia de procesamiento

Esta etapa es aplicada tanto a datos sintéticos como a datos reales, con la finalidad de suprimir ruidos, mejorar la señal y reposicionar los eventos sísmicos en su posición correcta en el espacio. Es decir, acondicionar los datos para que sean interpretables.

La secuencia de procesamiento generalmente empleada es la siguiente:

3.6.1 Aplicación de geometría

Un paso importante en el procesamiento es la imposición de la geometría de campo a los datos sísmicos. A partir de la información de coordenadas y elevación de fuentes y receptores se crea una base de datos y se relaciona toda esta información con los detalles de la configuración usada en campo, generándose, a partir de allí, los archivos y mapas que contienen información como: posición y elevación de disparos y receptores, azimut y distancias tiro-receptor, posición de CMPs y trazas que contribuyen a cada CMP, entre otros (Yilmaz, 2001).

3.6.2 Recuperación de ganancias o amplitudes

Proceso de corrección por el efecto de la pérdida de amplitudes debido a la divergencia cuasiesférica del frente de ondas y las pérdidas por el comportamiento parcialmente inelástico del subsuelo (atenuación), el desperdigamiento (scattering), y la partición de energía. Se hace un análisis iterativo para obtener la curva de ganancia óptima que mediante una curva logarítmica creciente recupera la pérdida total de dichas amplitudes (Chelotti et al., 2009).

3.6.3 Agrupación por CMP gathers

La adquisición de datos sísmicos de cobertura múltiple es llevada a cabo en coordenadas fuente-receptor y en dominio del *common-shot gather*. A su vez, el procesamiento sísmico es convencionalmente hecho en coordenadas *CMP-offset*, a través de la agrupación de las trazas por *CMP gathers*. En base a la información de la geometría de campo, cada traza individual es asignada al punto medio entre la ubicación de la fuente y receptor asociados a la misma. (Bacon et al., 2003).

3.6.4 Análisis de velocidad y corrección *Normal Moveout*

Se denomina normal moveout o NMO a la diferencia en el tiempo de llegada de una reflexión causada por la variación de la distancia entre la fuente y el receptor (Sheriff, 2002). El análisis de velocidad se lleva a cabo para obtener el valor de velocidades de apilamiento a partir de la corrección del efecto del normal moveout, que actualmente

involucra encontrar la velocidad asociada a la hipérbola de mejor ajuste para datos en el dominio del CMP. La mayoría de los análisis miden la coherencia de las trazas para esa corrección en función de maximizar dicho valor.

En la figura 3.12 se muestra un registro sísmico y el espectro de semblanza correspondiente, el cual es un gráfico creado a partir del análisis de semblanza que cuantifica la velocidad de corrección que produce la amplitud máxima de la reflexión en el apilamiento de la traza (Keary et al., 2002).

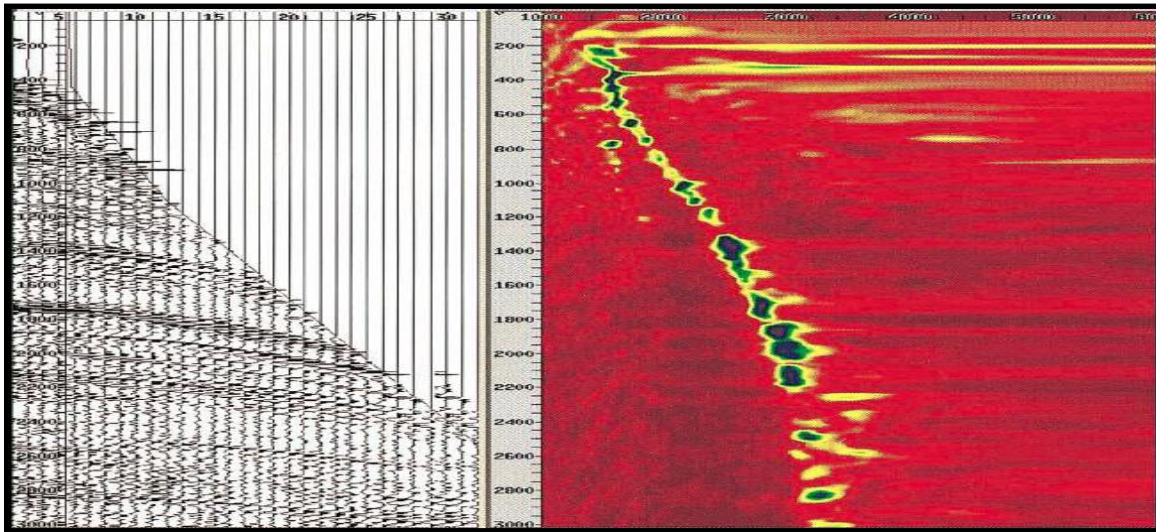


Figura 3. 12 Registro sísmico con su gráfico de semblanza. Modificado de Yilmaz (2001).

Sin embargo, las reflexiones no siempre son hiperbólicas (excepto en el caso de capas horizontales con velocidad constante) y por lo tanto, el valor de la velocidad de apilamiento depende en gran medida de la cantidad de trazas incluidas en el análisis (Sheriff, 2002).

Luego de la escogencia de las velocidades de corrección a través del análisis de semblanza, se procede a horizontalizar las reflexiones por medio de la corrección NMO para cada CMP existente, a través de la ecuación 3.17:

$$\Delta t_{NMO} = t(0) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{x}{V_{NMO} t(0)} \right)^2} - 1 \right) \quad (\text{Ecuación 3. 17})$$

El tiempo obtenido Δt NMO se le resta al tiempo original t de la reflexión (para cada offset) para lograr el carácter horizontal de los eventos, tal como se muestra en la Figura 3.13:

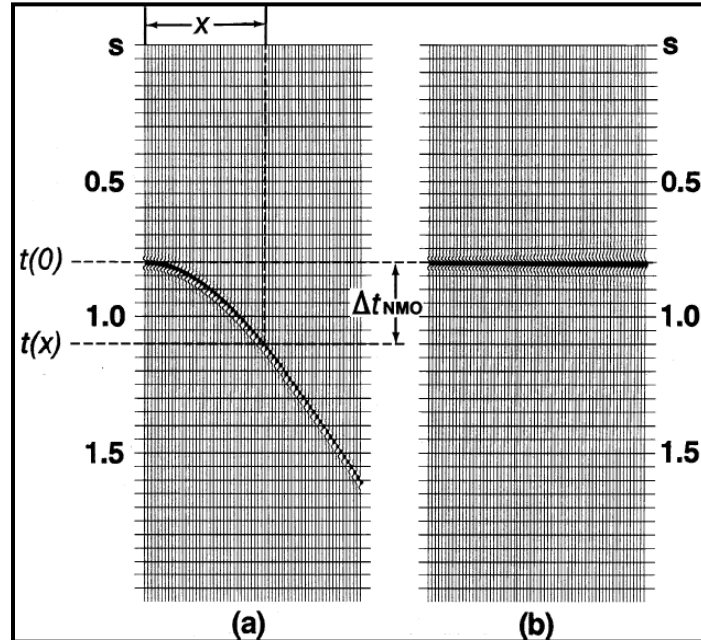


Figura 3. 13 Corrección de evento de reflexión por *Normal Moveout*. Yilmaz (2001).

3.6.5 Mute de estiramiento

Al aplicar la corrección NMO, las trazas son sometidas a un estiramiento no lineal que es llamado NMO stretching y como resultado se produce una distorsión de frecuencias particularmente en eventos someros y a grandes offsets (Kumar, 2005). En la figura 3.14 se observa dicho efecto y el mute aplicado para eliminar las zonas del registro donde el estiramiento es mayor al permitido.

Aparte de este tipo de corrección, se puede aplicar el denominado surgical mute, el cual es un procedimiento utilizado para eliminar directamente las refracciones y eventos someros para que sus amplitudes no estén presentes en el los registros CMP.

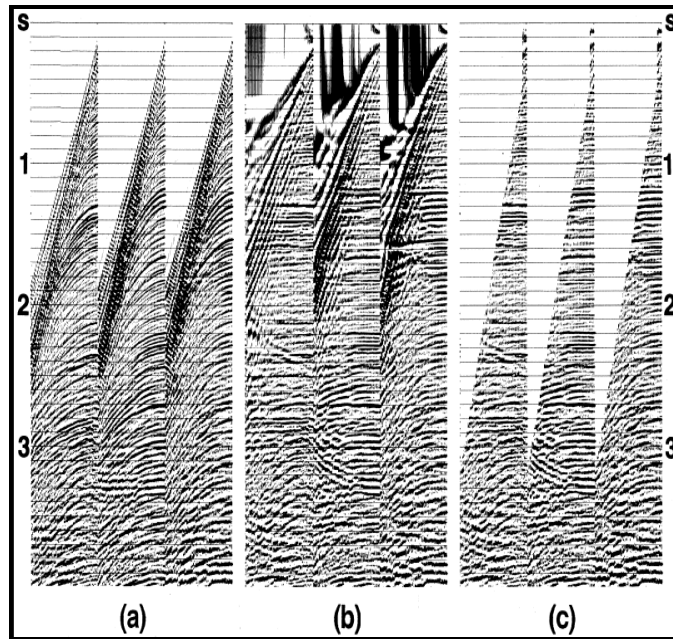


Figura 3. 14 Mute de estiramiento. (a) Registros sísmicos, (b) corrección NMO y aparición del estiramiento en las trazas, (c) aplicación del mute para eliminar el efecto. Modificado de Yilmaz (2001)

3.6.6 Apilamiento

El apilamiento produce el primer resultado del procesamiento sísmico que puede ser interpretado. En esta etapa, se combinan todas las trazas de los CMP gathers en una sola traza. Digitalmente, las amplitudes en las trazas son expresadas como números, de forma tal que el apilamiento de las mismas implica la suma del conjunto de valores a un tiempo constante. Después del apilamiento cada traza puede ser normalizada para una visualización adecuada (Gadallah y Fisher, 2009).

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Para la realización de esta investigación se utilizó el siguiente esquema (figura 4.1) de trabajo el cual fue ejecutado en forma secuencial permitiendo así realizar el análisis de sensibilidad para offset lejano en la adquisición de datos sísmicos en la faja petrolífera del Orinoco.

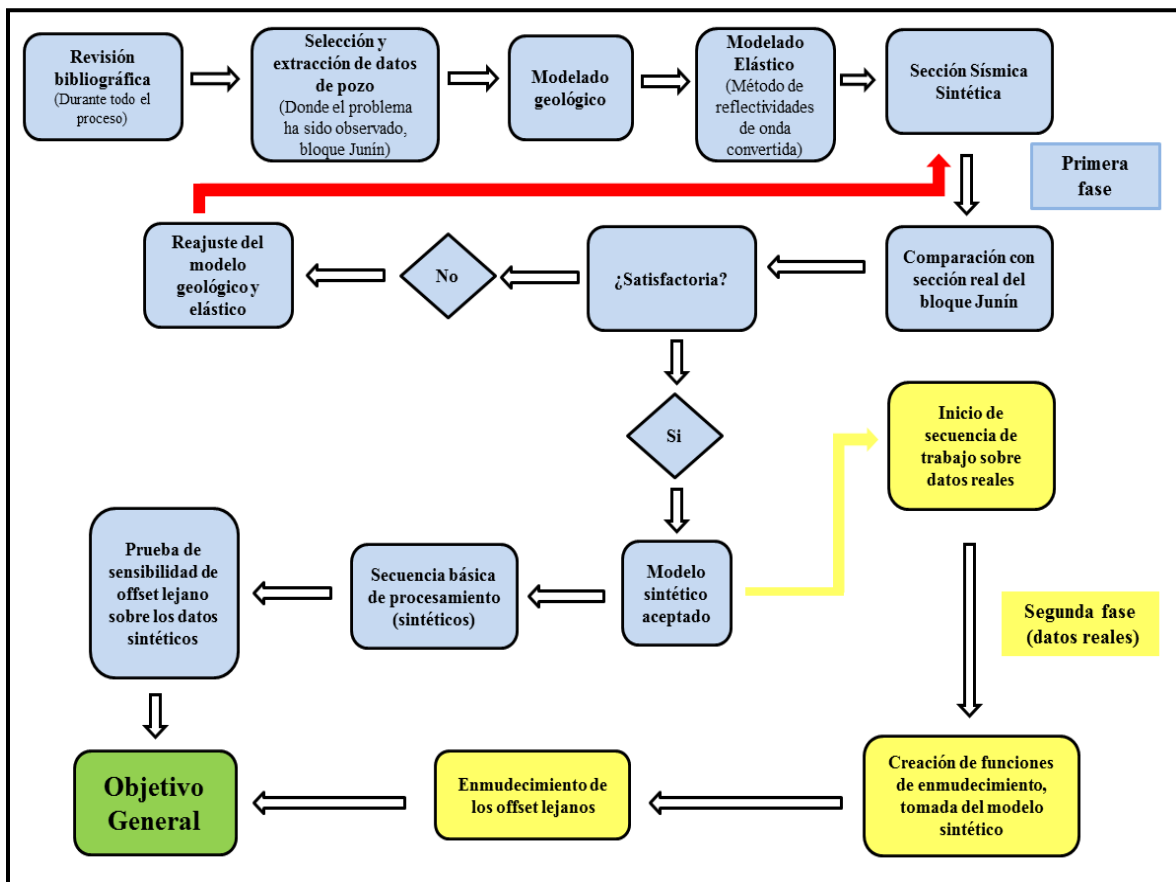


Figura 4. 1. Flujograma de trabajo para la obtención de los resultados de la investigación.

4.1 Revisión bibliográfica

Se realizó una revisión exhaustiva de los diferentes algoritmos modeladores de propagación de ondas que mejor describiera el fenómeno. Entre los métodos que se revisaron se encontraron: el método de disparo o shooting, método de bending o flexión, modelado por diferencias finitas, método pseudo-espectral y el método de reflectividades que finalmente fue el escogido para el modelado utilizado en esta investigación. Posteriormente durante todo el trabajo se hizo una revisión bibliográfica con respecto a la secuencia de procesamiento utilizada, conforme al avance del proyecto.

4.2 Selección de datos de pozos del bloque Junín

Con el fin de crear el modelo geológico que se utilizó para realizar los disparos sintéticos, el programa necesitaba como dato de entrada velocidades de onda P y S, densidad y espesor de cada una de las formaciones. En la primera fase de la investigación se contaba con cinco pozos del área de Junín de la faja petrolífera del Orinoco, sin embargo, sólo dos pozo A y pozo B, (figura 4.2 y 4.3 respectivamente) poseían información de datos de velocidad de onda S y con profundidades mayores a 2200 pies, lo cual permitió obtener datos para el modelado de zonas del Cretácico (grupo Tigre y Canoa) y Cámbrico (Carrizal) de la faja petrolífera del Orinoco.

4.3 Extracción de los datos de pozo

Se cargaron los pozos en formato .las en el programa Easytrace de BeicipFranlab, con el cual se hizo un despliegue de curvas asociadas a los pozos, de donde se extrajo la información que contenían: los topes de las formaciones, registros sínicos dipolar (V_p y V_s), densidad y gamma ray. Posteriormente estos datos se llevaron a una hoja de Excel para manejarlos y visualizarlos con mayor facilidad (tabla 1), donde se hicieron las respectivas conversiones, en el caso del sínico de ($\mu\text{s}/\text{ft}$) a (m/s) y se calculó el promedio de la densidad y velocidades más representativas de onda P y S para cada capa con el fin de crear el modelo geológico.

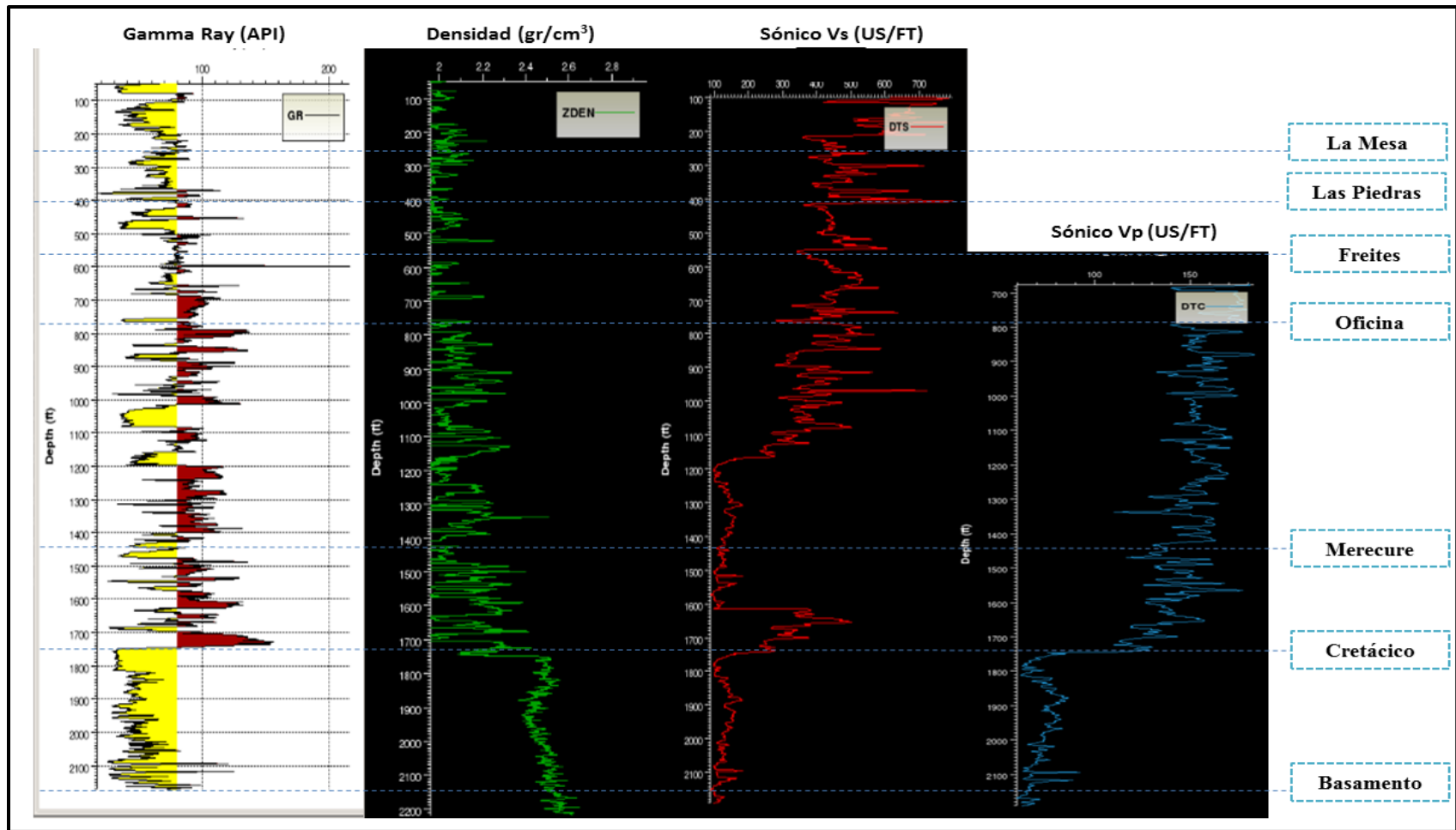


Figura 4. 2 Despliegue de curvas del pozo A de bloque Junín, con sus respectivas formaciones asociadas.

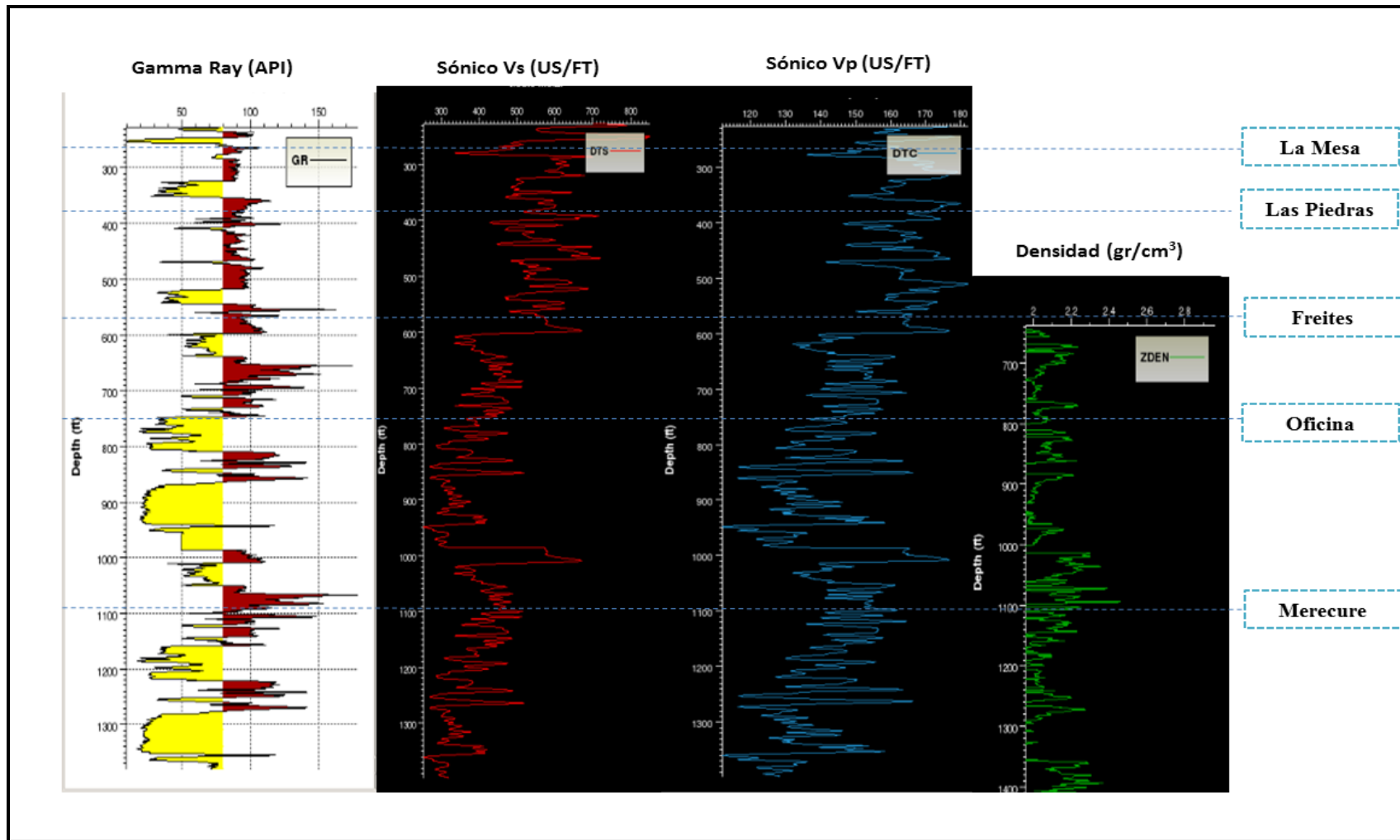


Figura 4. 3 Despliegue de curvas del pozo B de bloque Junín, con sus respectivas formaciones asociadas.

Tabla 1 Información extraída de los datos de los pozos A y B.

Profundidad (Ft)	Formación geológica	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Densidad (gr/cm ³)
250	La Mesa	1833.78	544.95	2.0
400	Las Piedras	1837.34	542.89	2.0
577	Freites	1990.37	676.12	2.0
762	Oficina	1934.78	781.12	2.03
1422	Merecure	2318.40	1354.44	2.12
1718	Grupo Cretácico	3958.72	2418.48	2.4
2166	Cámbrico	4846.11	2980.01	2.6
3000	Basamento	5232.4	3003.66	3.0

4.4 Construcción del modelo geológico

Una vez extraída la información que se obtuvo de los pozos se procedió a establecer un modelo geológico a utilizar que servirá como dato de entrada en la ejecución de los disparos sintéticos (figura 4.4). Este consistió en un modelo de 7 capas, de las cuales 2 son consideradas capas ficticias en superficie para la colocación de geófonos o receptores y la carga explosiva de la fuente, respectivamente. Las formaciones pertenecientes al Plioceno y al Pleistoceno (Las Piedras y La Mesa) se modelaron como una sola capa debido a su similar comportamiento desde el punto de vista de valores de densidad y velocidad de ondas P y S, caso homólogo sucedió con las formaciones Cretácica, Cámbrica y Pre-Cámbrica (Hato Viejo y Basamento) (figura 4.5).

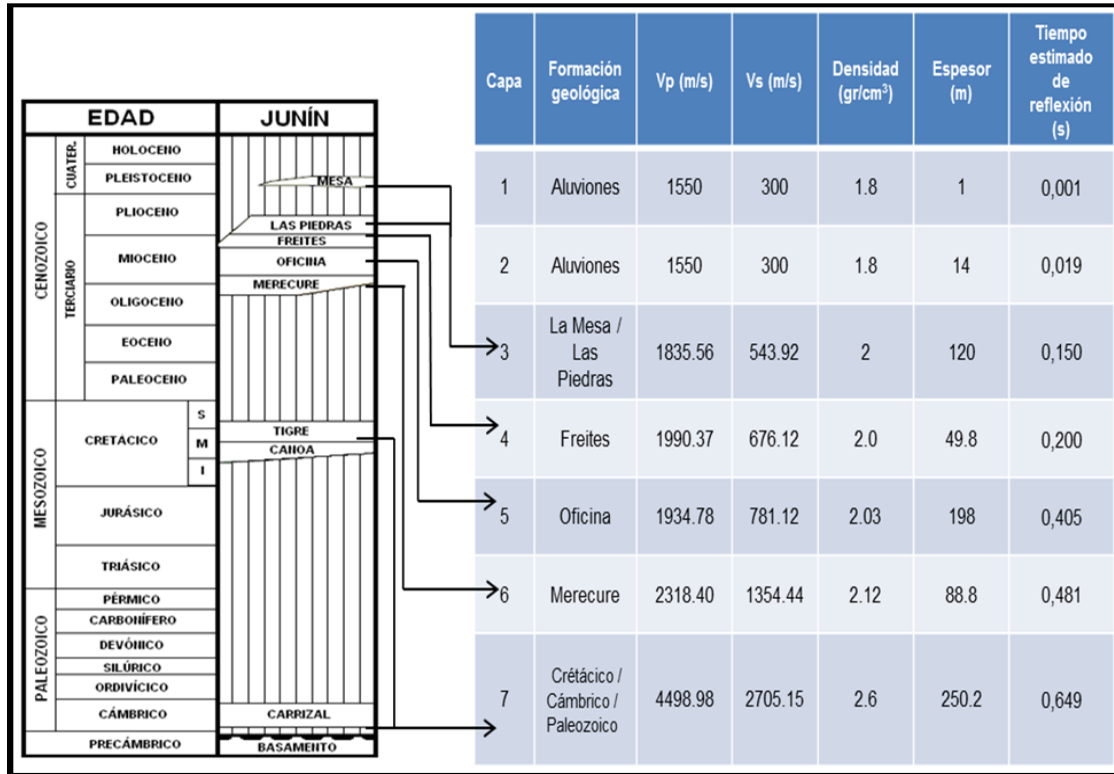


Figura 4. 4 Modelo geológico final utilizado para la ejecución del modelado elástico.

4.5 Ejecución del modelado elástico

Se utilizó el módulo de SUREFLPSVSH de Seismic Un*x ya que este tiene la capacidad de modelar todo el tren de ondas, inclusive onda convertida. Se generó un guión shell script donde se realizaron las modificaciones de algunos parámetros del módulo, tabla 2.

- Parámetros generales del módulo SUREFLPSVSH

Estas variables definen, las características esenciales del campo de propagación de la onda que se generará en los disparos sintéticos multicomponentes:

- ✓ int_type: método para calcular la integración de la lentitud (=1 trapezoidal o =2 esquema de Filon)
- ✓ wtype: tipo de onda a calcular en el modelado (=1 PSV o =2 SH)
- ✓ stype: tipo de fuente a seleccionar (=1 Energía producto de una falla o =2 explosivos)
- ✓ wfield: campo de onda (=1 desplazamiento, =2 velocidad o =3 aceleración)

- ✓ wavelet_type: tipo de ondícula (=1 spike, =2 Ricker o =3 Akb)
 - ✓ fpeak: frecuencia fundamental de la ondícula [Hz]
 - ✓ nlayers: número de capas presentes en el modelo.
 - ✓ verbose: parámetro que le permite al usuario indicar cómo se mostrarán los resultados procesados. Si el valor es 0 no se muestran los resultados, para un valor igual a 1 los resultados se mostrarán en pantalla, si el valor es igual a 2, los resultados se guardarán en un archivo y si verbose presenta un valor igual a 3 los resultados se mostrarán en pantalla y se guardarán en un archivo.
 - ✓ decay: factor de decaimiento, para evitar el aliasing temporal.
 - ✓ red_vel: factor aplicado para reducir la velocidad de onda P.
- Parámetros generales con respecto a tiempo, offset, frecuencia y parámetro de rayo.

Estas variables, definen la configuración de la adquisición sísmica, que se generará en los disparos sintéticos como: tiempo total de grabación, offset máximo de la adquisición, número de geófonos, espaciado entre trazas, entre otros.

- ✓ tsec: tiempo de grabación en el sismograma [s].
 - ✓ Intervalo de tiempo de muestreo.
 - ✓ nt: número de muestras en tiempo.
 - ✓ bx: offset asignado a la primera traza [km].
 - ✓ fx: offset asignado a la última traza [km].
 - ✓ nx: número total de trazas (valor máximo eje X).
 - ✓ dx: espaciado entre trazas [km].
 - ✓ nw: número de frecuencias, a procesar.
 - ✓ nf: número de frecuencias, a imprimir en pantalla.
 - ✓ bp: valor del parámetro de rayo más lento para los sismogramas [s/km].
 - ✓ p2w: valor de parámetro de rayo máximo.
- Parámetros generales que definen las características y la ubicación de la fuente sísmica
 - ✓ lsource: tope de la capa, donde se coloca la fuente.
 - ✓ stype: tipo de fuente = explosivo.

- ✓ h1: parte lineal vertical de la fuente.
 - ✓ m0: momento sísmico.
 - ✓ m1: [1][1] componente del tensor de momento.
 - ✓ m2: [1][2]=[2][1] componente del tensor de momento.
 - ✓ m3: [2][2] componente del tensor de momento.
- Parámetros generales con respecto a geófonos
 - ✓ nor: número de profundidades, donde los geófonos serán colocados (>1 en caso de VSP).
 - ✓ lobs: tope de la capa, donde serán colocados los geófonos.
- Parámetros generales del modelo estratificado
 - ✓ cl: vector que presenta los valores de velocidad de onda P de cada capa del modelo [km/s].
 - ✓ ct: vector que presenta los valores de velocidad de onda S de cada capa del modelo [km/s].
 - ✓ ql: vector que presenta los valores de Q-Compresional de cada capa del modelo (atenuación).
 - ✓ qt: vector que presenta los valores de Q-Cizalla de cada capa del modelo (atenuación).
 - ✓ rho: vector que presenta los valores de densidades pertenecientes a cada capa del modelo [g/cm³].
 - ✓ t: vector que presenta los valores de espesores de cada capa del modelo [Km].

Posterior a la modificación de los parámetros se realizó el modelado ideal con un offset lejano de 5000 m y una separación de trazas de 5 m . El disparo fue de tipo offend-spread, fuente en el origen del tendido. Figura 4.6.

Tabla 2 Parámetros modificados y utilizados en el módulo de SUREFLPSVSH de Seismic Un*x

int_type	1
wtype	1
stype	2
wfield	3
wavelet_type	2
fref	1
fpeak	30
nlayers	7
verbose	3
decay	50
red_vel	0
Tsec (segundos)	3
dt	0.001
nt	3000
bx	0.05
fx	5
nx	1000
dx	0.005
nw	500
nf=nw	500
bp	0
p2w	0.8
lsource	2
stype	2
h1	1
m0	1
m1	1
m2	0
m3	1
nor	1
cl	0.15, 0.15, 1.8, 1.9, 2, 3, 4.
ct	0.3, 0.3, 0.54, 0.7, 1.9, 2.7.
ql	1000, 1000, 1000, 1000, 1000, 1000, 1000
qt	1000, 1000, 1000, 1000, 1000, 1000, 1000
rho	1.8, 1.8, 2, 2, 2.03, 2.12, 2.6
t	0.001,0.014

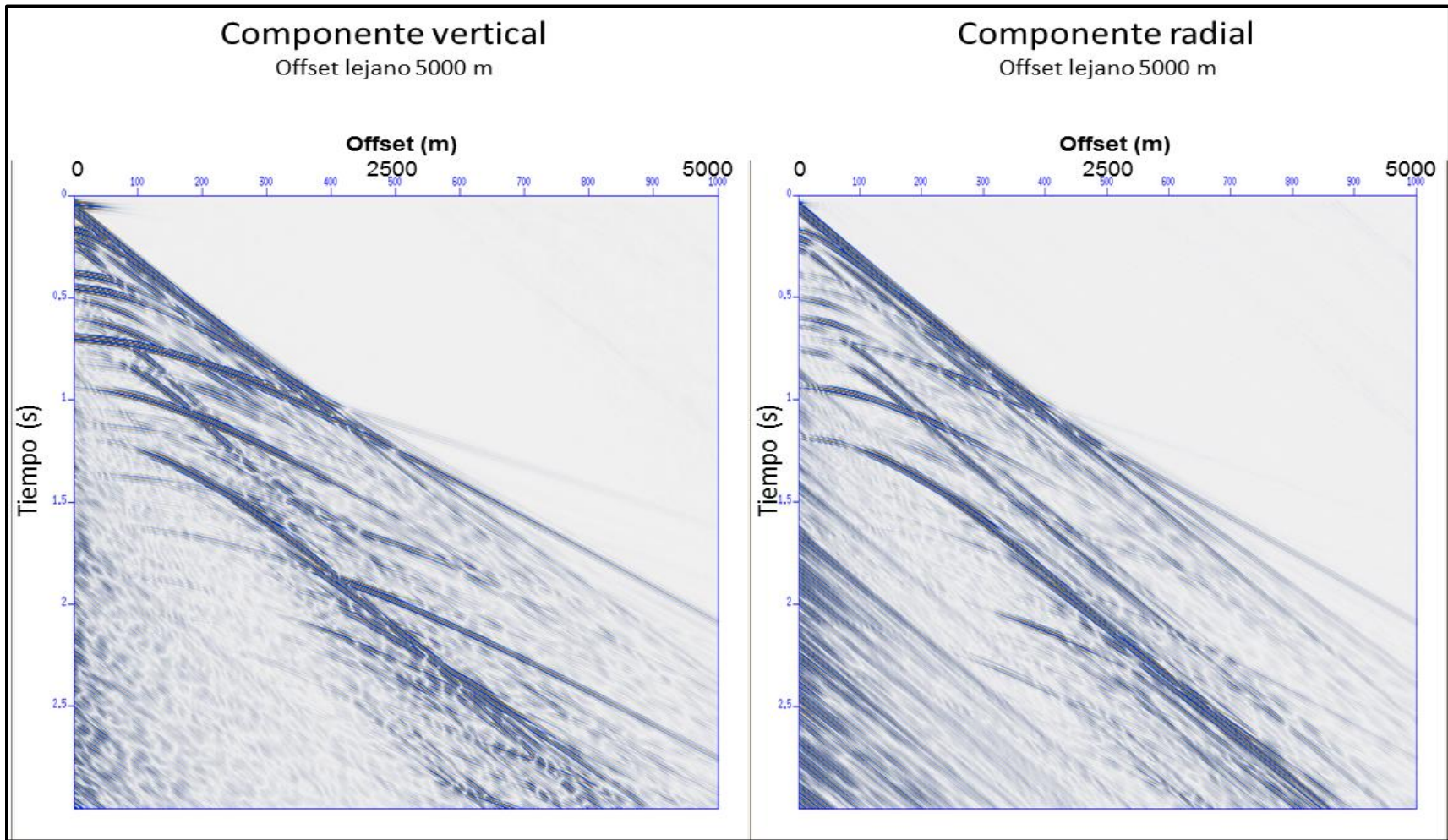


Figura 4. 5 Disparos sintéticos, componentes vertical y radial generados por el módulo SUREFLPSVSH, bloque Junín de la FPO.

4.6 Comparación con datos reales

Con el fin de establecer un control de calidad con los datos sintéticos se tomó como patrón un disparo real (prueba) tipo offend-spread fuente en el origen del tendido de un levantamiento sísmico multicomponente 2D 3C del bloque Junín de la FPO. El disparo tenía un total de 401 trazas separadas cada 12.5 m, para un offset lejano de 5000 m, con 1000 muestras cada 4 ms, es decir, una longitud de registro de 4 s . Los eventos más relevantes a tomar en cuenta para el modelado fueron los eventos de refracción crítica del basamento, las reverberaciones y los eventos asociados a onda convertida. Como se muestra en la figura 4.7.

4.7 Transformación del formato de datos

Los datos sintéticos para ser utilizados en el programa de procesamiento se transformaron al formato .SGY, utilizando los módulos de Seismic Un*x *segynhdrs* para crear los encabezados del disparo y el módulo *segynwrite* para establecer completamente el formato.

4.8 Esquema de secuencia básica de procesamiento de sintéticos en el programa Echos 1.0 Paradigm.

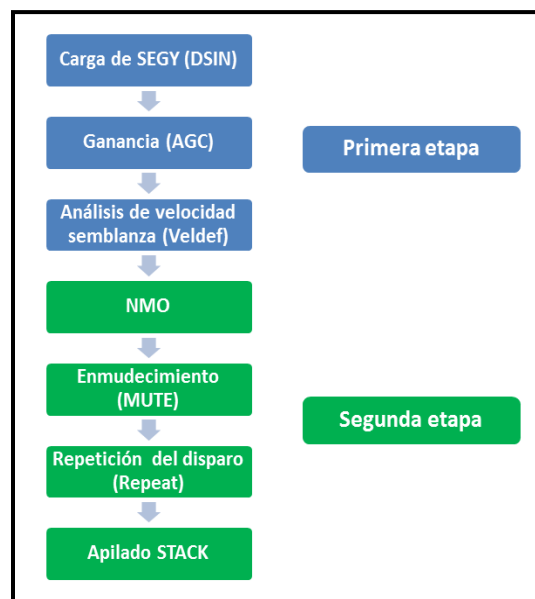


Figura 4. 6 Esquema de procesamiento del disparo sintético, componente vertical.

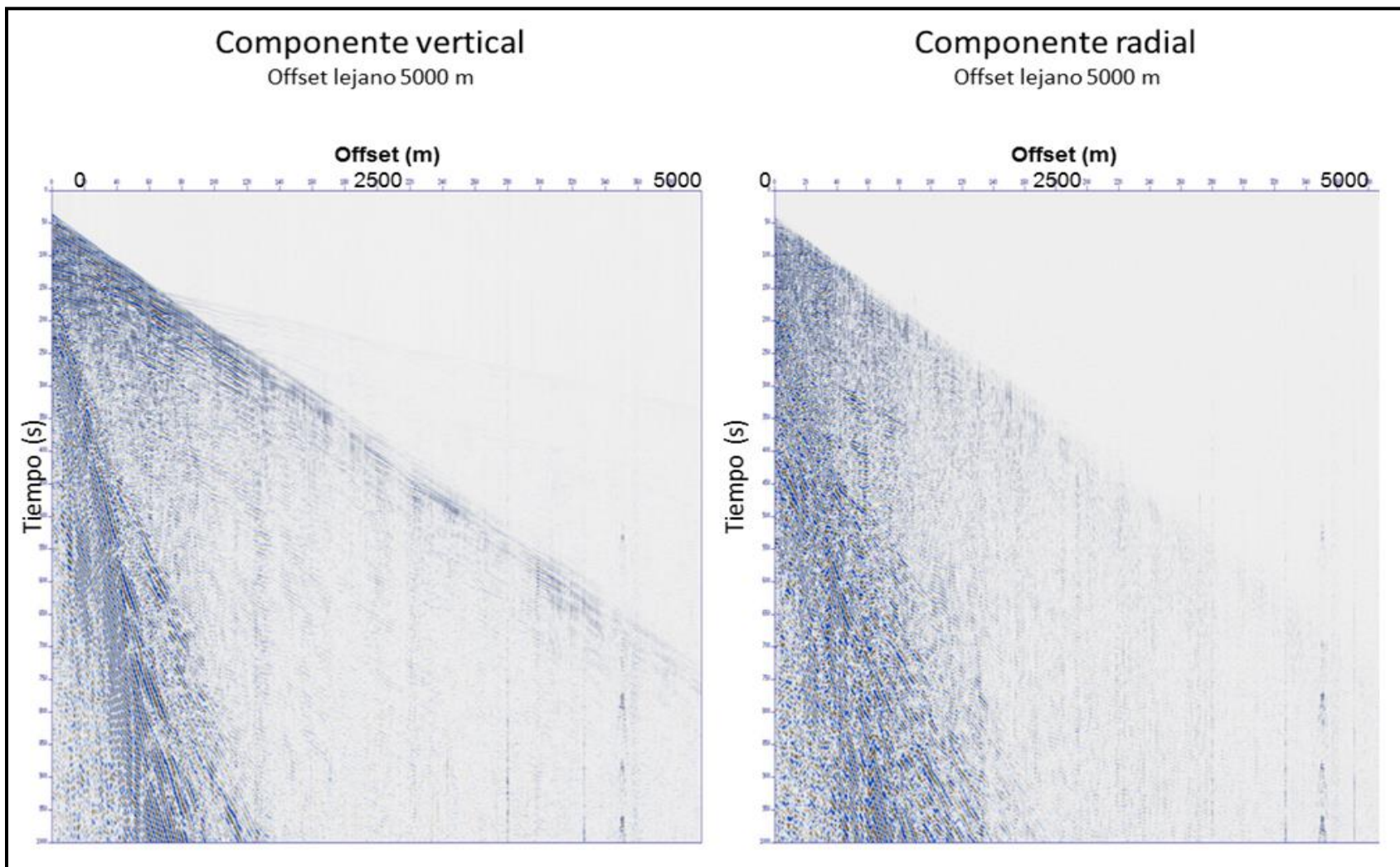


Figura 4. 7 Disparo de prueba real, componentes vertical y radial del levantamiento 2D 3C bloque Junín de la FPO

4.8.1 DSIN

Este módulo se utilizó para la carga de los SEGYY en el programa Echos 1.0 desarrollado por la compañía Paradigm.

Una vez cargado el SEGYY en el programa se procedió a crear 4 disparos con una variación de tiempo del evento principal Cretácico-basamento de 0.50 a 0.75 s, esto con el fin de modelar la anomalía tal cual como se presenta en la realidad. Figura 4.8:

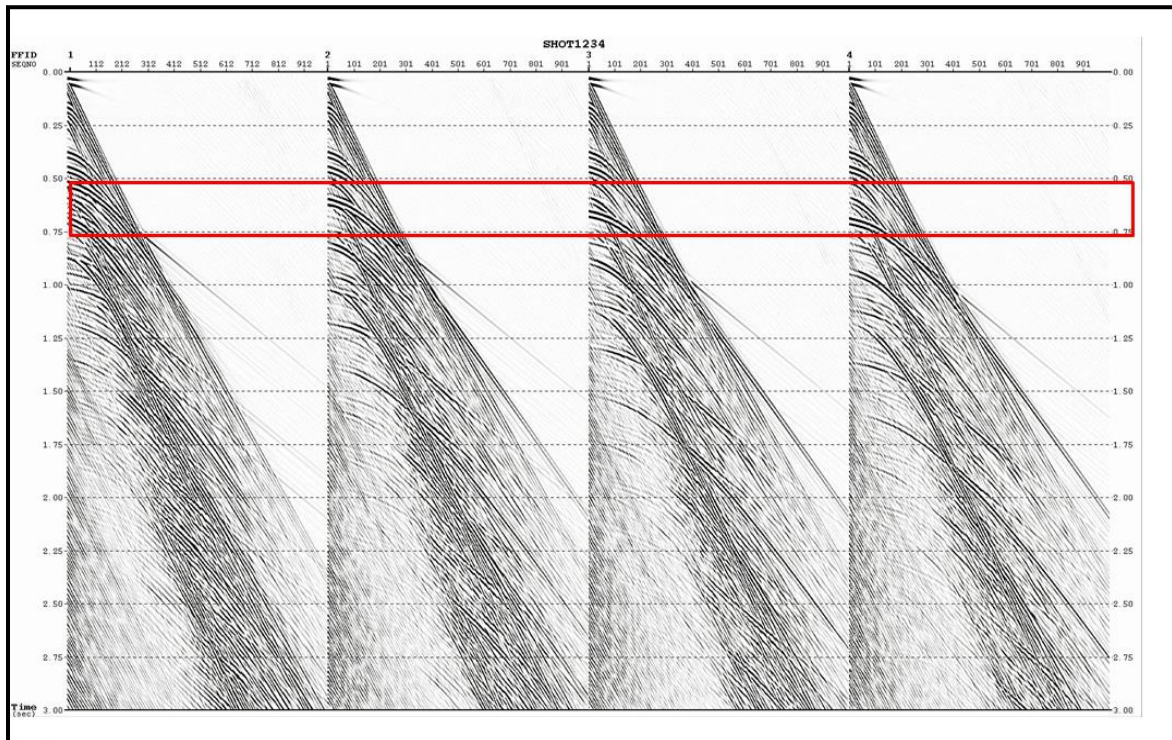


Figura 4. 8 Cuatro disparos con variación de evento principal entre 0.50 y 0.75 s

4.8.2 AGC

Se obtiene calculando el valor medio o promedio absoluto de la amplitud dentro de una ventana específica de tiempo, luego se obtiene la relación entre el valor RMS deseado y el promedio antes calculado. Este escalar es asignado a la función de ganancia la cual se aplica a cada muestra o traza dentro de la ventana temporal elegida (figura 4.9). Se aplicó un espectro de ganancia con el fin de verificar el balanceo de amplitud en el disparo (figura 4.10).

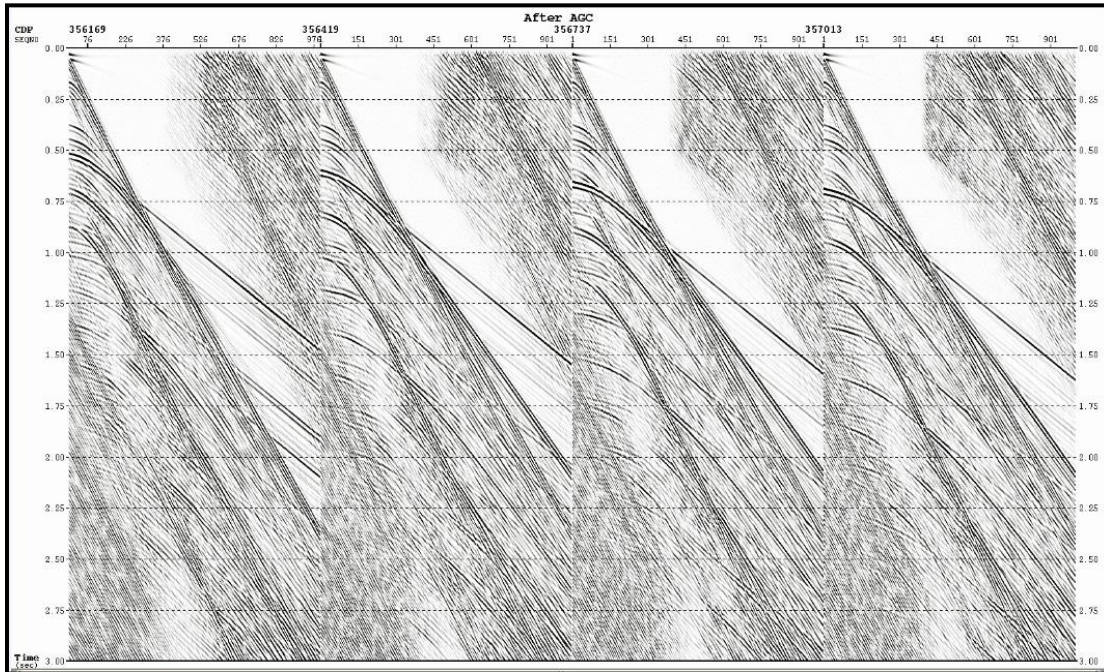


Figura 4.9 Cuatro disparos con AGC

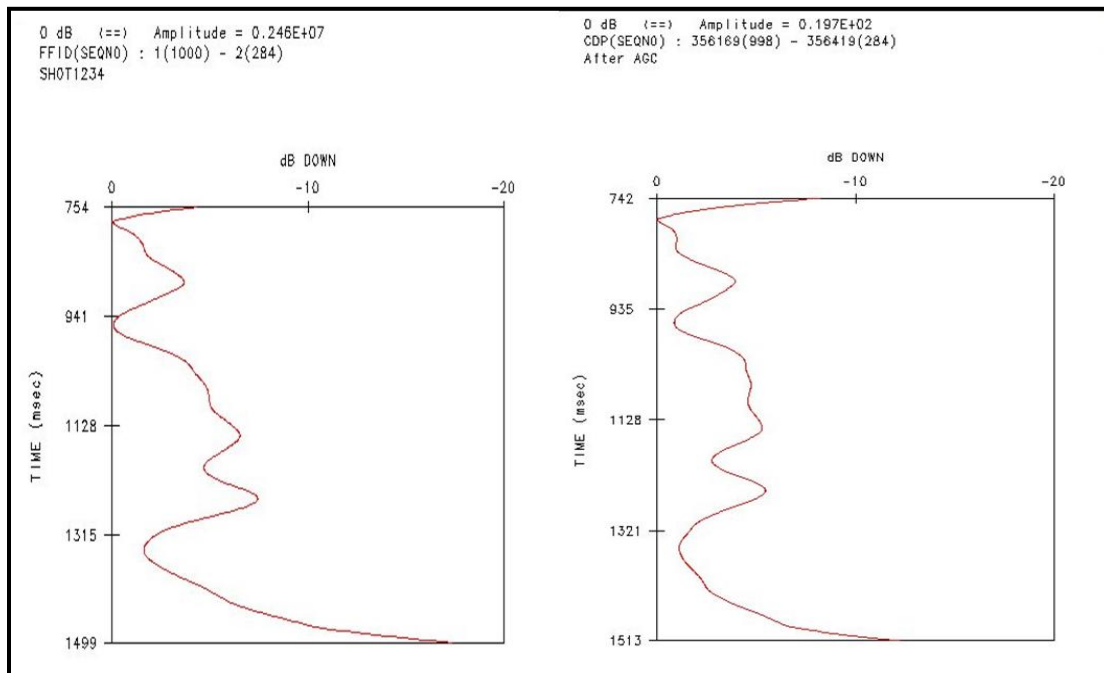


Figura 4.10 Espectro de ganancia del disparo para una ventana de 1.5 s, imagen de la izquierda sin AGC y derecha con AGC.

4.8.3 Semblanza (VELDEF)

Este módulo se utilizó con la finalidad de almacenar una función velocidad, en la base de datos del proyecto. La función velocidad creada por VELDEF se almacena en forma de pares tiempo/velocidad. La función velocidad creada se almacena y luego otros módulos pueden acceder a ésta para procesar los datos, aplicando correcciones como: NMO, migraciones, muting, entre otros.

Para el almacenamiento de la función velocidad el módulo VELDEF se puede utilizar en modo interactivo, presentando al lado izquierdo el disparo sintético y al lado derecho el mapa de semblanza correspondiente al disparo, figura 4.11, de manera de poder realizar el picking o selección de los pares tiempo/velocidad que mejor horizontalicen las reflexiones registradas en el disparo sintético.

Una vez ejecutadas las funciones que contienen los pares tiempo/velocidad (tabla 3) se obtuvo el modelo de velocidades de apilamiento para estos datos sintéticos como se observa en la figura 4.12.

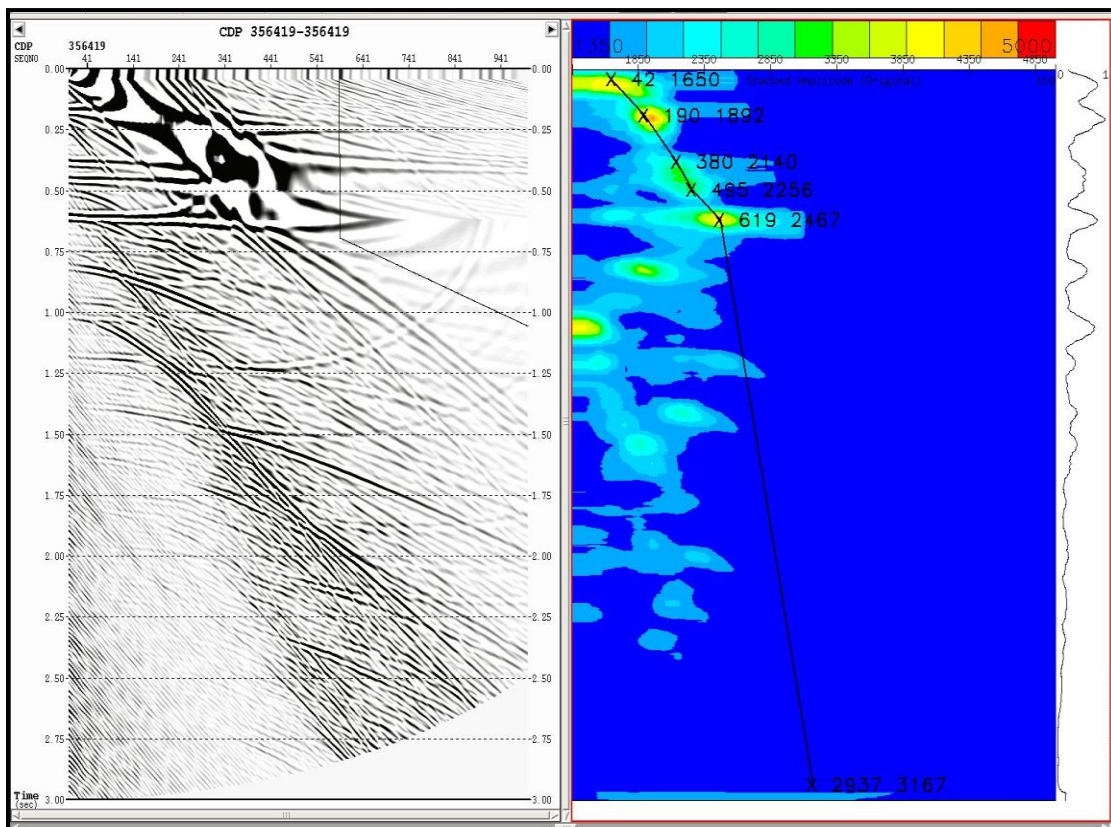


Figura 4.11 Análisis de semblanza con selección de pares tiempo/velocidad

Tabla 3 Pares tiempo / velocidad por cada disparo.

Pares tiempo / velocidad disparo 1

Tiempo (ms)	Velocidad de apilamiento (m/s)	Velocidad interválica (m/s)	Velocidad promedio (m/s)
42.0	1650.2	1650.2	1650.2
190.0	1892.5	1955.8	1888.2
380.0	2140.0	2361.8	2125.0
495.0	2255.9	2602.4	2235.9
664.0	2566.7	3313.2	2510.1
2937.0	3167.1	3322.1	3138.5

Pares tiempo / velocidad disparo 2

Tiempo (ms)	Velocidad de apilamiento (m/s)	Velocidad interválica (m/s)	Velocidad promedio (m/s)
42.0	1650.2	1650.2	1650.2
190.0	1892.5	1955.8	1888.2
380.0	2140.0	2361.8	2125.0
495.0	2255.9	2602.4	2235.9
619.0	2466.6	3171.1	2423.3
2937.0	3167.1	3329.3	3138.4

Pares tiempo / velocidad disparo 3

Tiempo (ms)	Velocidad de apilamiento (m/s)	Velocidad interválica (m/s)	Velocidad promedio (m/s)
42.0	1650.2	1650.2	1650.2
190.0	1892.5	1955.8	1888.2
377.0	2082.1	2258.5	2071.9
467.0	2203.2	2651.2	2183.5
687.0	2503.5	3065.1	2457.9
2937.0	3167.1	3340.7	3136.9

Pares tiempo / velocidad disparo 4

Tiempo (ms)	Velocidad de apilamiento (m/s)	Velocidad interválica (m/s)	Velocidad promedio (m/s)
42.0	1650.2	1650.2	1650.2
190.0	1892.5	1955.8	1888.2
387.0	2113.7	2307.1	2101.4
470.0	2224.3	2680.4	2203.7
709.0	2482.4	2924.2	2446.6
2937.0	3167.1	3355.8	3136.3

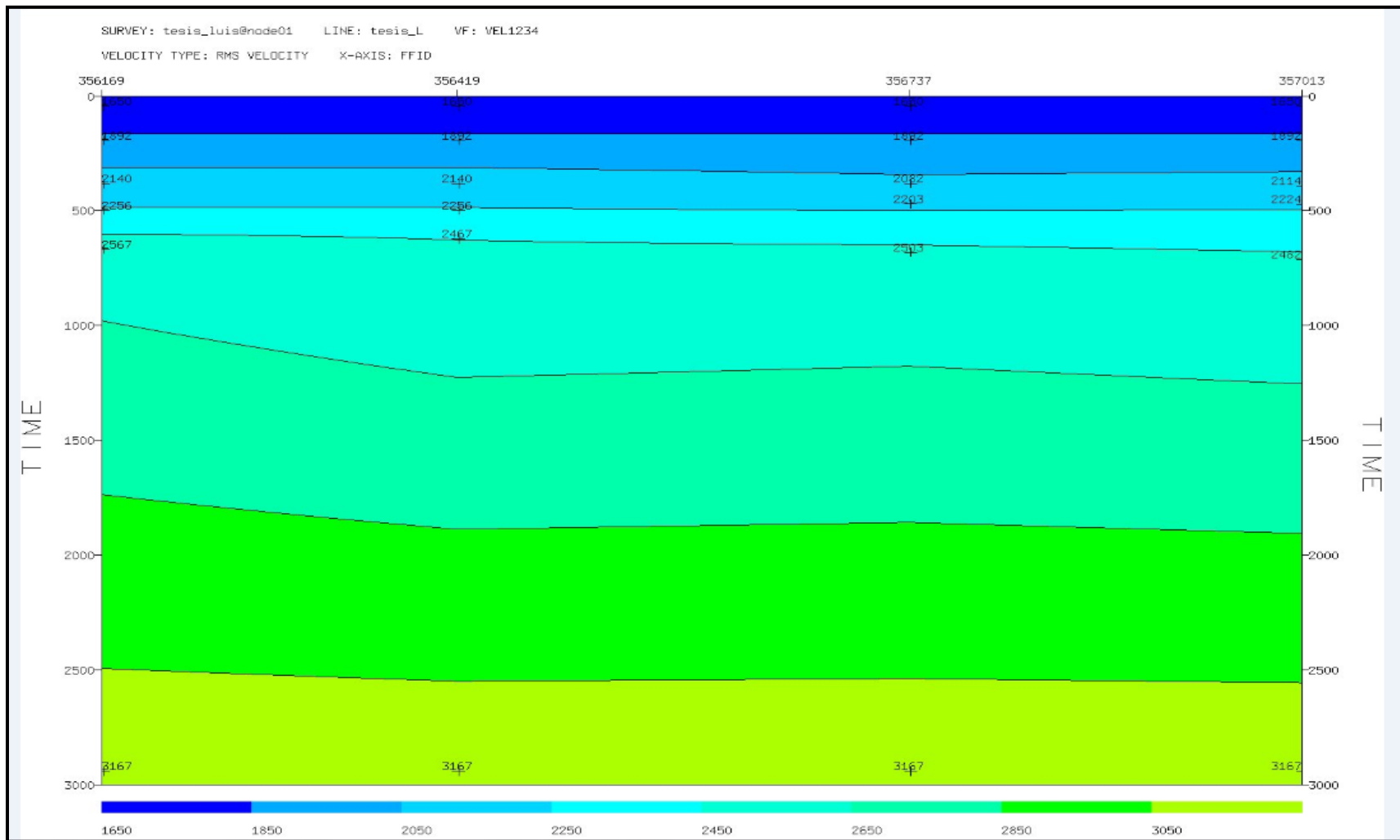


Figura 4. 12 Modelo de velocidades de apilamiento del disparo sintético, componente vertical

4.8.4 NMO

La función principal de este módulo es realizar la corrección NMO (figura 4.13) a un conjunto de datos sísmicos. Además puede remover correcciones NMO previas. Los parámetros definidos fueron los siguientes:

- ✓ IDENT: especifica el nombre del archivo que contiene la función velocidad, previamente creada para el evento sísmico con el módulo VELDEF.
- ✓ NMOSW: este parámetro especifica la acción que realizará el módulo. Los valores válidos para este parámetro son: NMOAPP, NOMUTE, NMOREM, OVCAPP y OVCREM el primero aplica una corrección NMO regular, con la aplicación de muting automático para trazas que se crucen entre sí, el segundo realiza una corrección normal sin aplicación de muting, el tercero remueve correcciones NMO regulares, el cuarto aplica sobre-correcciones y el último las remueve, facilitando la eliminación de múltiples

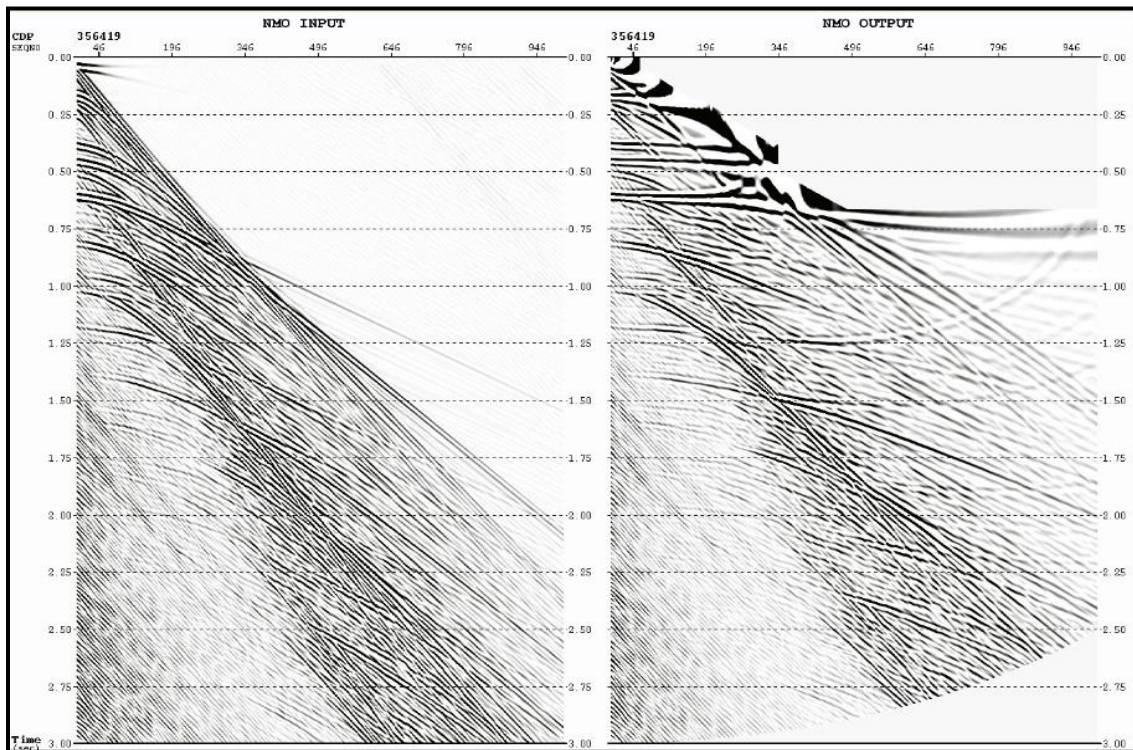


Figura 4. 13 Corrección por NMO

4.8.5 Enmudecimiento (Mute)

Para evitar el efecto adverso que produce el NMO stretching (estiramiento), a tiempos someros y offset lejano en el apilado de las trazas, se aplicó en esta sección una función lineal de “mute” que silenció las trazas, es decir, redujo las amplitudes a valor cero en las zonas mencionadas.

- **MUTE:** este módulo se aplicó con la opción MUTE tipo Ramp On Muting, que se usa normalmente para eliminar datos que se distorsionan luego que la corrección NMO fue aplicada o para eliminar energía de refracción en datos sísmicos, (figura 4.14). Esta opción le permite al usuario silenciar las trazas, desde cero milisegundos hasta un tiempo específico, preservando el resto de las amplitudes sin ninguna modificación. La aplicación del módulo MUTE se puede realizar en modo interactivo, realizando directamente el picking o selección de los pares offset-tiempo directamente sobre el disparo sintético.

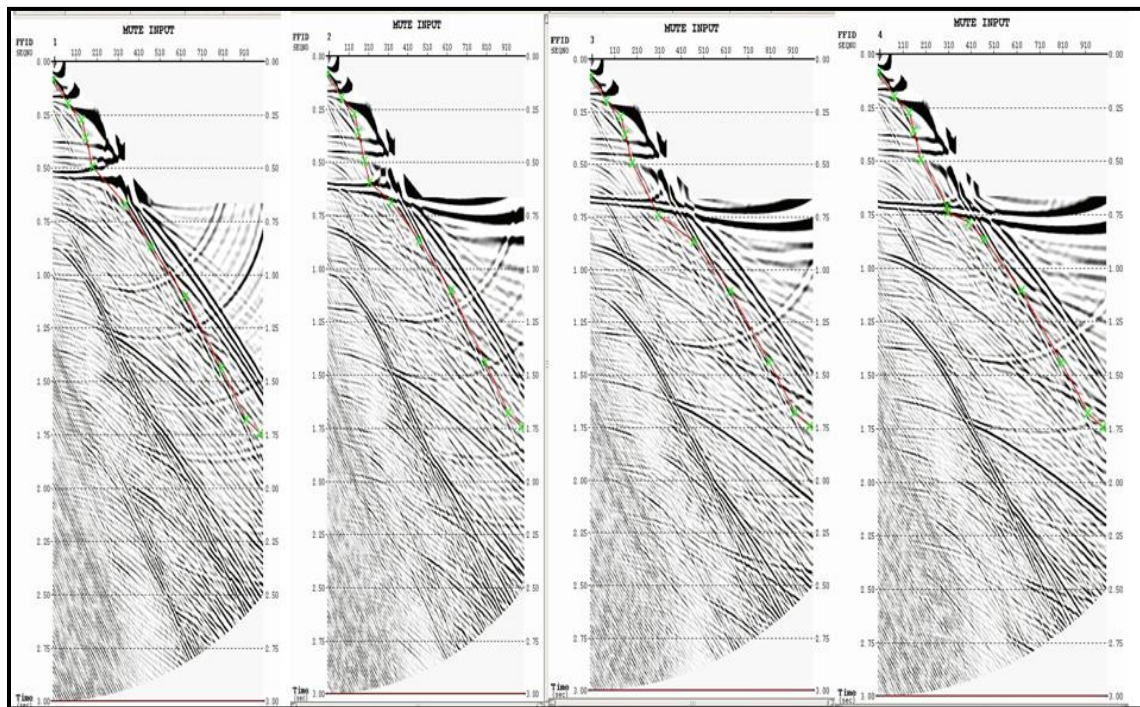


Figura 4. 14 Módulo de aplicación del mute.

4.8.6 REPEAT

El módulo REPEAT, es una función que permite duplicar un conjunto de datos sísmicos, (figura 4.15). Para utilizar este módulo el usuario debe especificar el valor de los parámetros SAVES y CYCLES, el primero representa el número de datos de entrada a copiar y el segundo indica el número de copias que se realizarán. Este módulo fue utilizado, en este trabajo de investigación, debido a que se tenía un solo disparo (SAVES=1), entonces, se copió veinte veces la misma traza apilada (CYCLES=20), para poder obtener la sección apilada de la configuración.

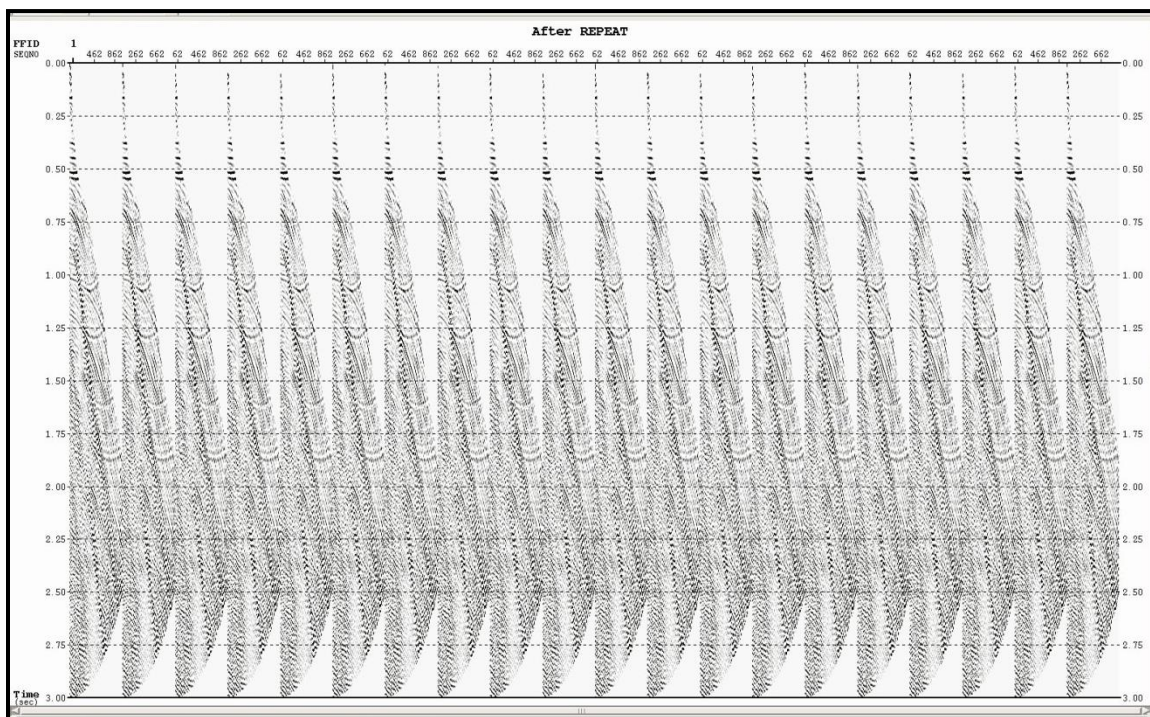


Figura 4. 15 Módulo REPEAT que permite la repetición de los disparos para posterior apilamiento

4.8.7 Apilamiento (STACK)

El módulo STACK, suma las amplitudes de las trazas, de manera algebraica; teniendo como resultado, una sola traza por cada disparo. Este módulo, básicamente depende del parámetro MXFOLD, el número de trazas que suma por cada arreglo. El usuario, tiene la opción de suministrar el dato MXFOLD, o dejar que el programa utilice el valor predeterminado MXNTR, que es el máximo número de trazas adquiridas por disparo, este

valor viene dado por los archivos SEG-Y de entrada. Cada muestra de traza sumada, es dividida por el valor MXFOLD.

4.8.8 Prueba de sensibilidad de offset lejano sobre datos sintéticos.

Una vez obtenida la sección sintética válida se procedió a realizar el estudio del comportamiento de la anomalía conforme a la variación del offset lejano. Este análisis se realizó en la fase de procesamiento de NMO y STACK con el fin de visualizar la interferencia de energía causada por las refracciones críticas del basamento con el reflector de interés, su posición espacial y temporal.

En la fase STACK se visualizó el comportamiento del apilado cuando se utiliza un offset mayor al propuesto y otro menor, sin acercarse a la zona de interferencia de energía.

4.8.9 Prueba de sensibilidad de enmudecimiento de offset lejano sobre datos reales.

Se extrajeron dos funciones de enmudecimiento de los datos sintéticos FMS-1 y FMS-2, estas funciones fueron construidas con pares de tiempo-offset. Una con un criterio de selección suave y otra con un criterio de selección fuerte (figura 4.16 y 4.17 respectivamente), todo ello con la finalidad de atenuar el efecto de estiramiento de traza y la interferencia de energía por parte de las refracciones críticas del basamento, a su vez, estos resultados fueron comparados con otra técnica denominada stretch mute, utilizada también en la secuencia de procesamiento, a la cual se le aplicaron los mismos datos.

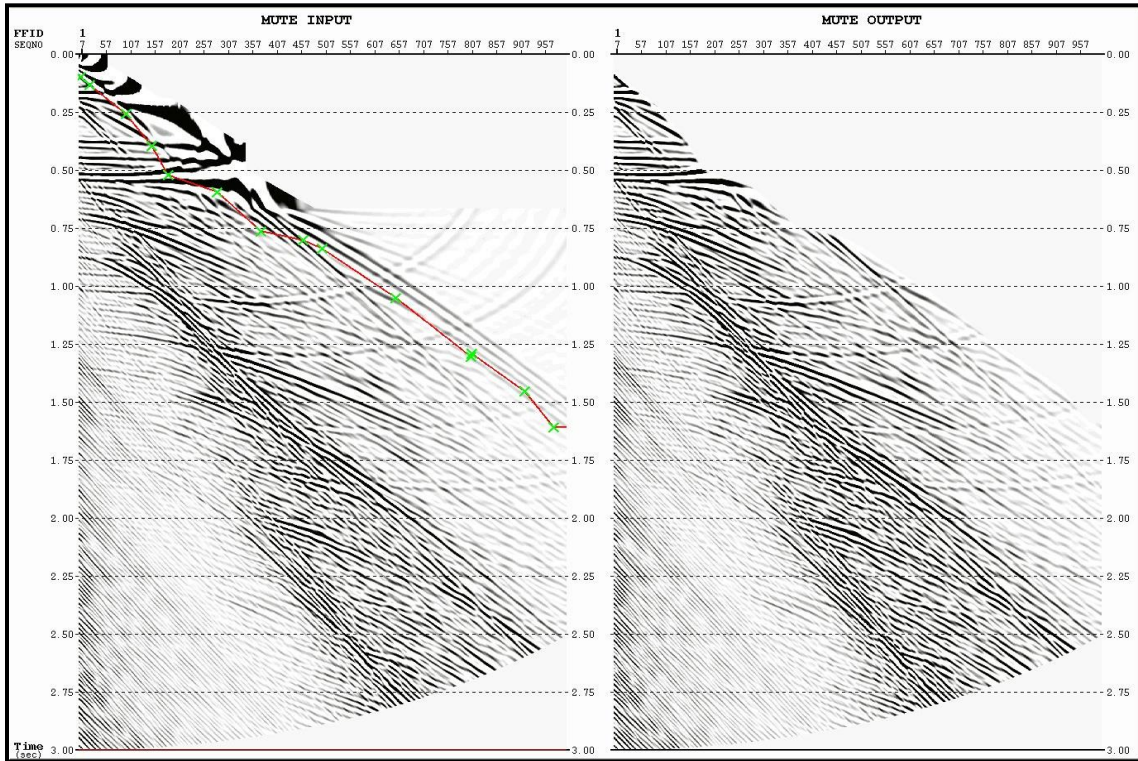


Figura 4. 16 Secuencia de procesamiento, establecimiento de funciones de enmudecimiento FMS-1.

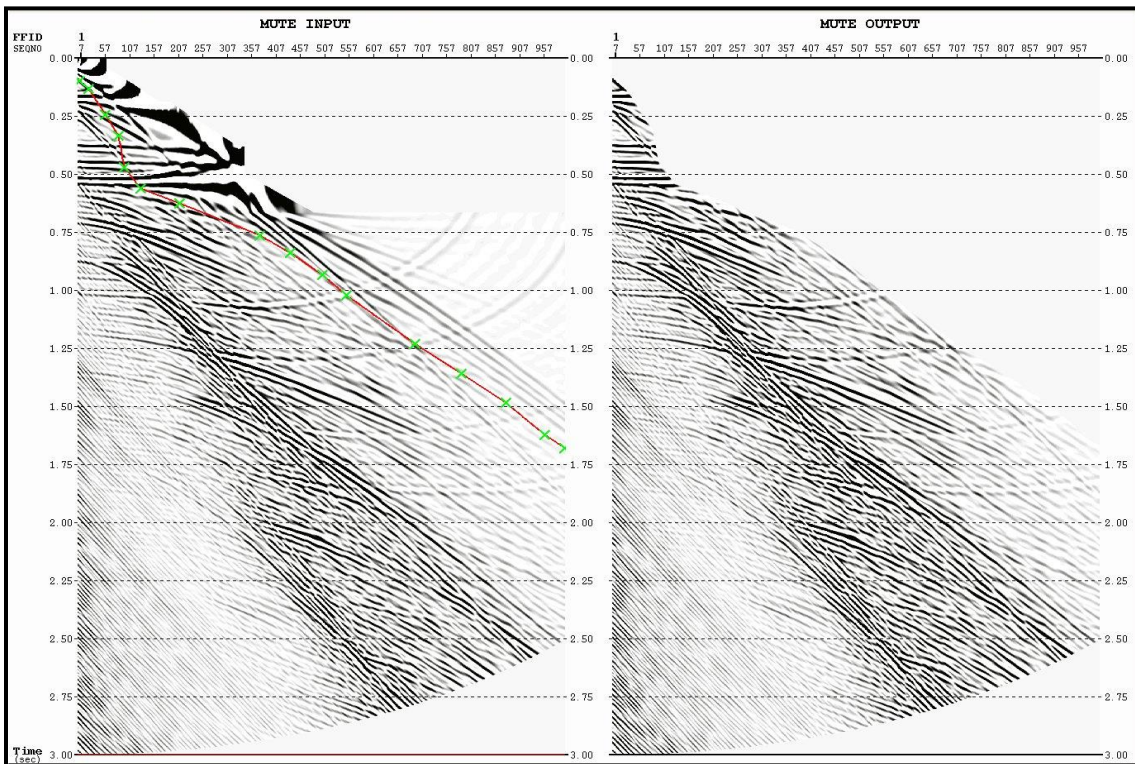


Figura 4. 17 Secuencia de procesamiento, establecimiento de funciones de enmudecimiento FMS-2.

4.8.10 Parámetros generales de los datos reales.

Los datos reales (apilado) fueron suministrados por la empresa PDVSA INTEVEP, los cuales corresponden a la línea 610 del levantamiento sísmico El Vedero 10M 3C 3D bloque Junín de la faja petrolífera del Orinoco. Estos presentan 3000 muestras cada 2.0 ms , es decir, un tiempo total de registro de 6 s , para 100 canales separados cada 20 m y un offset lejano de 1200 m.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Modelado sintético.

En la ejecución de esta investigación se utilizaron los datos sintéticos obtenidos mediante el módulo SUREFLPSVSH de Seismic Un*x, ya que en la simulación de estos datos se tiene el control no sólo de los parámetros elásticos sino también de la posición en profundidad de los eventos de interés a modelar.

Los registros sintéticos (figura 5.1) simulan un disparo para un arreglo conformado por 1000 estaciones receptoras ubicadas cada 5 m sobre un medio isotrópico-homogéneo, este modelo sobre el cual se ejecutó el disparo está conformado por 7 capas, dos de ellas ficticias para la colocación en profundidad de los receptores y la fuente respectivamente, lo cual convierte el modelo en 5 capas, es decir, 4 interfaces. El módulo que ejecutó el modelado generó un registro biaxial, una componente vertical y una componente radial.

El arreglo del tendido es de tipo “Offend-Spread” (disparo al origen del tendido) con un offset lejano de 5000 m y un total de 3000 muestras obtenidas cada 1 ms por lo que la longitud del registro es de 3 s . En la componente vertical se observa, para los offset mínimos, las primeras llegas de las reflexiones a 0.15 s correspondientes a la formación Mesa-Las Piedras (Cuaternario), luego a 0.25 s aparece con baja energía las ondas P-S y con aparentes cambios de amplitud, luego en el rango de 0.30 a 0.40 s con un offset de 500 m se encuentran las reflexiones P-P pertenecientes al Mioceno (Freites-Oficina) y la formación Merecure respectivamente.

Seguido a esto a un tiempo de llegada de reflexión de 0.50 s, se pueden distinguir con cambios de amplitudes, ondas P-S asociadas al evento del Mioceno. En ese orden seguidamente se observa la llegada de la reflexión P-P de la interface cretácica, que para esta investigación representa el evento de interés. Tangente a esta reflexión se encuentra la refracción del basamento, en la cual la P-S asociada a este evento tiene una llegada a 1 s aproximadamente y por último se observa la llegada de la S-S a 1.20 s .

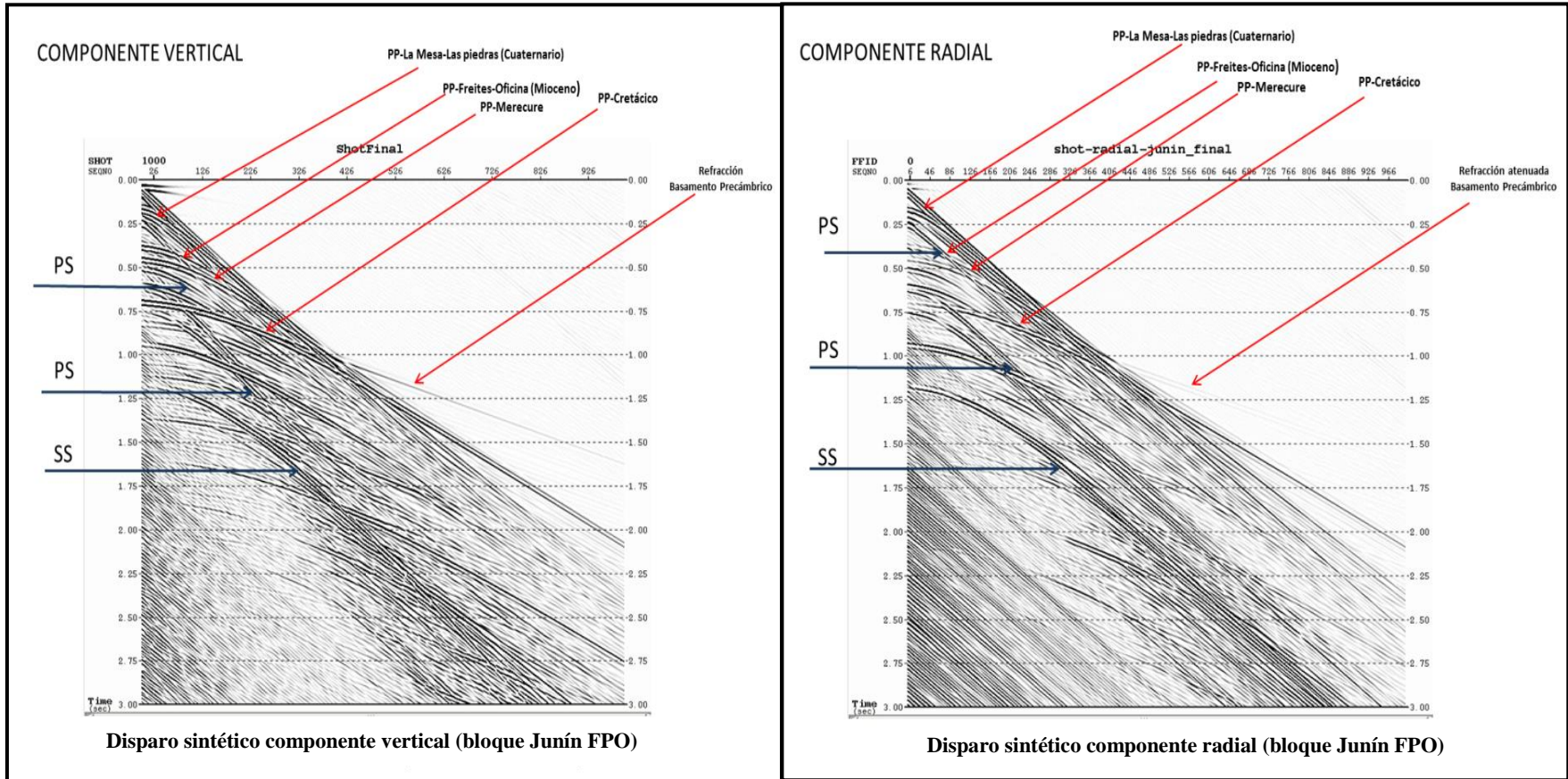


Figura 5. 1 Modelado sintético biaxial arrojado por el módulo SUREFLPSVSH de Seismic Un*x, cargado en formato SEG Y, en el programa Echos 1.0 Paradigm.

Para el caso de la componente radial se tienen los eventos P-P a iguales tiempos de llegada solo que con poca energía de reflexión, en cambio las P-S conservan sus tiempos de llegada y se observan con mayor energía. Esto se debe principalmente a la forma de propagación de la onda P-S en el plano radial. Esta misma se observa con disminución de energía en plano vertical debido a que esta no se propaga en esa dirección, sino que muestra sólo sus proyecciones en la componente vertical.

5.2 Sensibilidad del parámetro offset lejano en datos sintéticos.

Después de modelar cuatro disparos con variaciones de tiempo de reflexiones correspondientes al evento principal (interface cretácica) ajustando las llegadas de las reflexiones de ésta en un intervalo de tiempo de 0.50 a 0.75 s y recreando el buzamiento de la interface en los datos reales, se puede apreciar en el disparo 1 en la etapa de procesamiento, específicamente NMO (figura 5.2), para el evento de interés ubicado entre 0.50 a 0.55 s, un offset mayor a 1000 m genera distorsión o estiramiento de la traza provocado por el NMO e interferencia de energía o solapamiento entre la refracción del basamento y el reflector de interés, interface cretácica. Esto se debe a que en el momento de aplicar la función velocidad obtenida de la semblanza que horizontaliza los eventos, se sobrecorrigió la refracción ocasionando una superposición de ésta sobre el reflector, generando anomalías de baja frecuencia y de altas amplitudes en el mismo. Esta interferencia se encuentra ubicada en el disparo 1 en el par tiempo-offset 0.50 s – 1100 m . En el caso del disparo 2, donde el evento de interés se localiza en el rango de tiempo 0.55 a 0.60 s los offset lejanos mayores a 1200 m generan la anomalía antes descrita, es decir, un aumento anómalo de la intensidad de la reflexión en el par tiempo-offset 0.60 s-1280m. En el disparo 3 y 4 (figura 5.3) los objetivos tienen una variación de tiempo en el rango de 0.60 a 0.65 s y 0.65 a 0.75 s respectivamente, donde ambos presentan la misma interferencia para offset mayores al indicado. Dicha interferencia ocurre en los pares tiempo-offset 0.65 s – 1400 m en el disparo 3 y en el disparo 4 en el par 0.75 s – 1530 m.

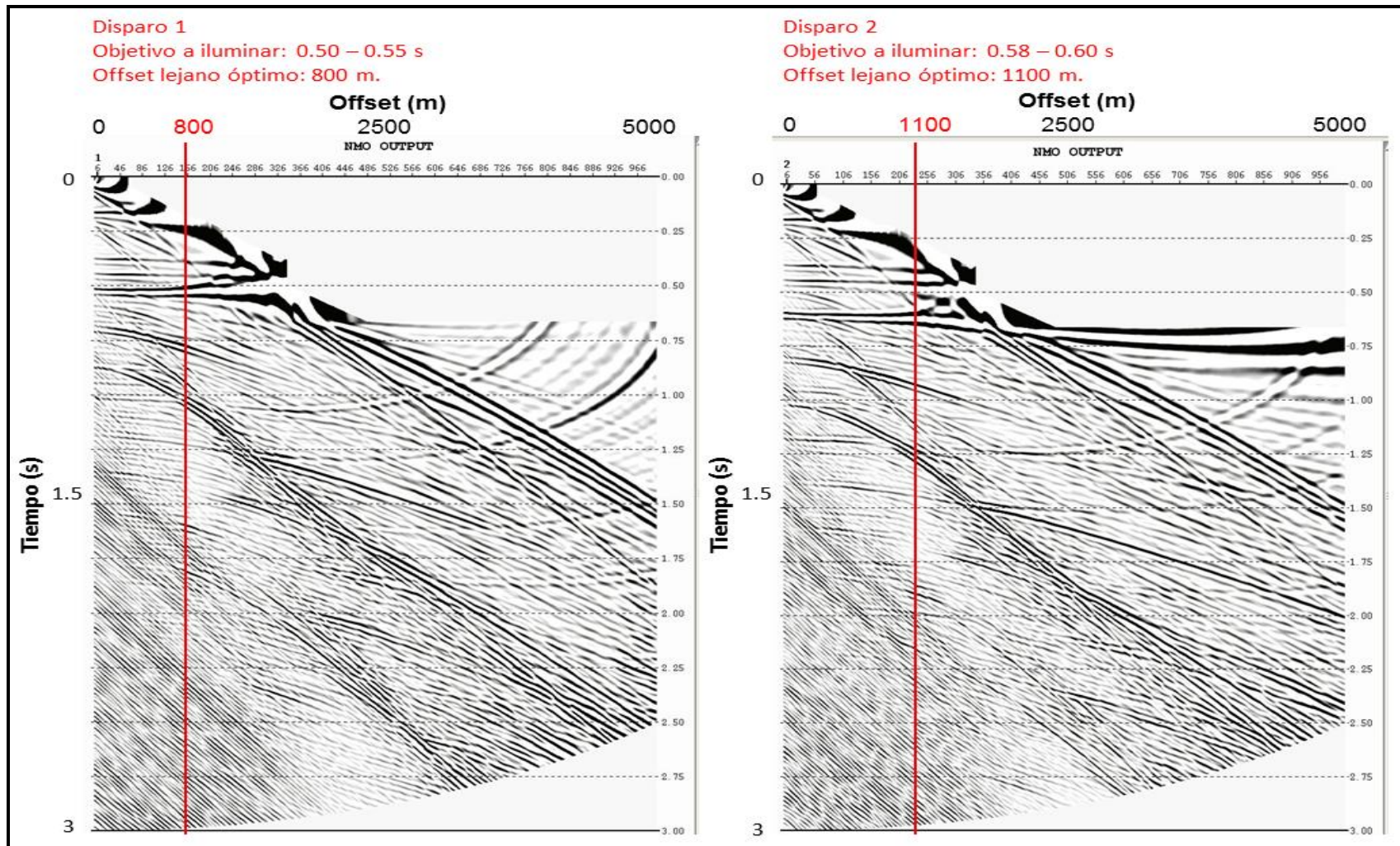


Figura 5. 2 Sensibilidad de parámetro offset lejano en dato sintético (variación en tiempo del evento de interés, etapa (NMO), disparos 1 y 2.

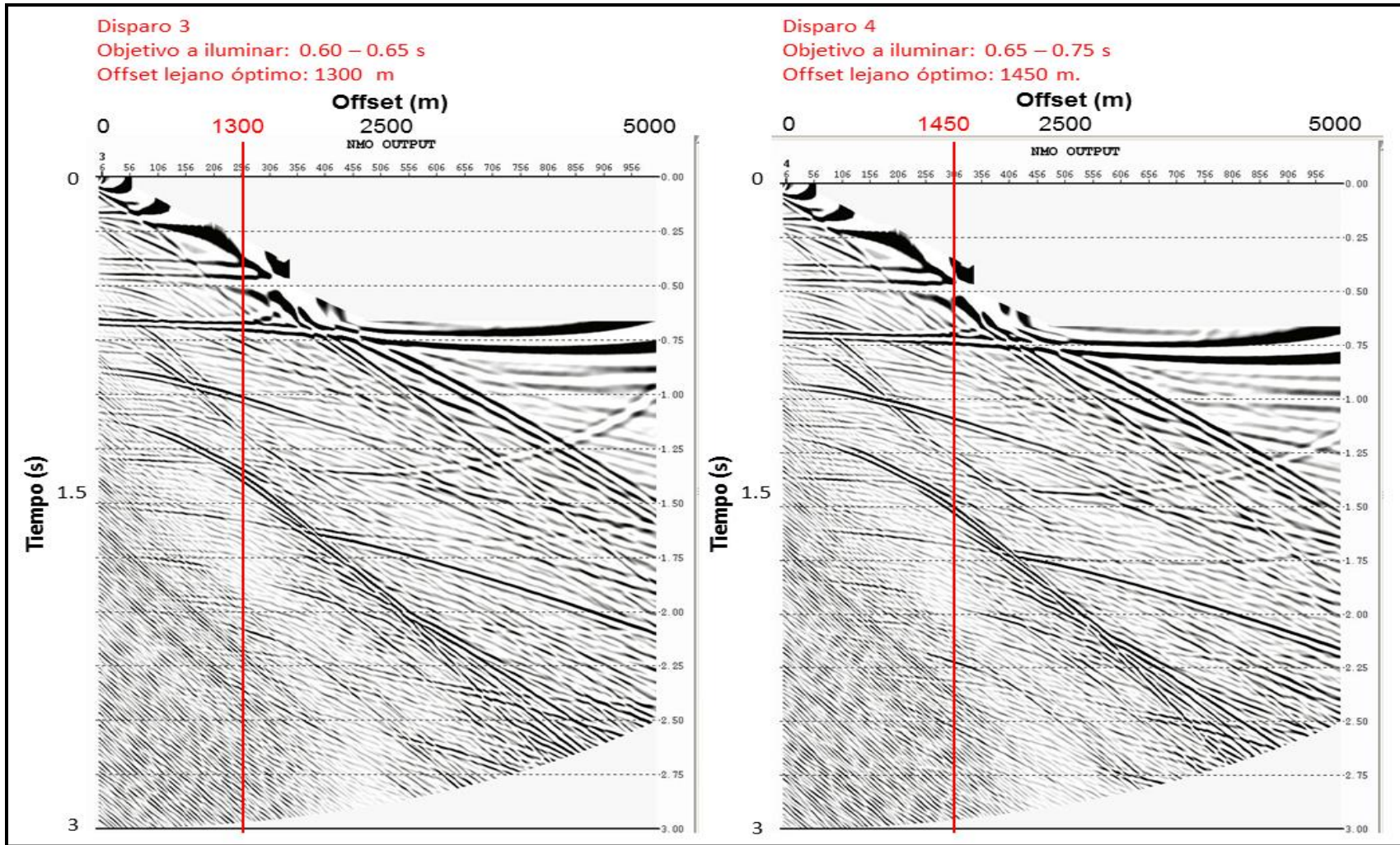


Figura 5.3 Sensibilidad de parámetro offset lejano en dato sintético (variación en tiempo del evento de interés, etapa (NMO), disparos 3 y 4.

5.3 Efecto de selección de offset lejano sobre apilados sintéticos.

En el caso del apilado 1 (figura 5.4) con la interface de interés ubicada en el rango de 0.50 s a 0.55 s para offset lejano que se encuentran en el rango entre 800 y 1000 m, poseen buen muestreo, alta relación señal ruido, no existen interferencias de energía por parte de las refracciones y sin distorsión o estiramiento de la traza causado por el NMO. Esto puede verse también a través de los espectros de potencia donde la frecuencia de la señal original de interés, 25 a 35 Hz, presenta las mayores amplitudes. En el caso donde en el apilado 1 se utilizó un offset mayor al propuesto, 800 m, (figura 5.5) se observa un apilado más ruidoso, con distorsión de las trazas, con un aumento sustancial de las amplitudes y disminución de la frecuencia en los reflectores de interés. Esto se debe a la interferencia de energía o solapamiento de las refracciones sobre el evento, lo cual puede evidenciarse en el espectro de potencia donde las frecuencias bajas, 5-12 Hz, son las que poseen mayor fuerza o intensidad de la señal para el mismo evento en profundidad.

En el apilado 2 (figura 5.6), con la interface de interés ubicada en el rango de 0.58 s a 0.60 s para un offset lejano óptimo que se encuentran en el rango entre 1100 m, posee buen muestreo, buena relación señal ruido, no se evidencia interferencias de energía por parte de las refracciones, presenta buena tolerancia al estiramiento de la traza causado por el NMO, y los espectros de potencia presenta las mayores amplitudes donde la frecuencia de la señal original de interés está en el rango de 23 a 25 Hz .

En el caso donde en el apilado 2 se utilizó un offset mayor al propuesto (figura 5.7) se observa un apilado igualmente que en el disparo 1, muy ruidoso, con distorsión vertical de las trazas de la señal, con un aumento sustancial de las amplitudes y disminución de la frecuencia en los reflectores de interés. Esto se debe a la anomalía ya antes descrita, como lo es la interferencia de energía o solapamiento de las refracciones sobre el evento, el cual puede evidenciarse en el espectro de potencia donde las frecuencias bajas, 12-18 Hz, son las que poseen mayor fuerza o intensidad de señal para el mismo evento de interés.

Para el caso de los apilados 3 y 4 (figuras 5.8 y 5.10) con variación de objetivo de interés en el rango de 0.60 - 0.65 s y 0.65 - 0.75 s, y con el offset óptimo de 1300 a 1450 m

respectivamente, poseen buena calidad de imagen, alta relación señal ruido, la interferencia en el evento más profundo se sigue evidenciando pero ya no con tanta intensidad como en lo mostrado en los apilados 1 y 2. Los espectros de potencia para el caso del apilado 3 para offset óptimo, las frecuencias cercanas a los 28 Hz son las que poseen mayor amplitud. Cuando se apila con un offset superior al óptimo las frecuencias inferiores a los 25 Hz son las que poseen mayor intensidad, caso homólogo ocurre con el apilado 4 donde el espectro de potencia produce para frecuencias en el rango de los 25 a 28 Hz las mayores amplitudes; y cuando se apila con un offset mayor al óptimo (figuras 5.9 y 5.11) las frecuencias en el rango 12 a 18 Hz son las que poseen mayor intensidad, esto supone para ambos casos una interferencia de energía, pero ya no tan marcada como para objetivos de iluminación más someros.

5.4 Análisis de sensibilidad de enmudecimientos de offset lejano en datos reales.

En esta fase de la investigación se extrajeron dos funciones de enmudecimiento de offset lejano de los datos sintéticos, una con un criterio suave y otra con un criterio más fuerte. Estas funciones poseen pares de tiempo offset precisos que impiden el efecto de estiramiento de la corrección de NMO y el solapamiento o interferencia de energía que provoca la refracción del basamento sobre los datos sísmicos.

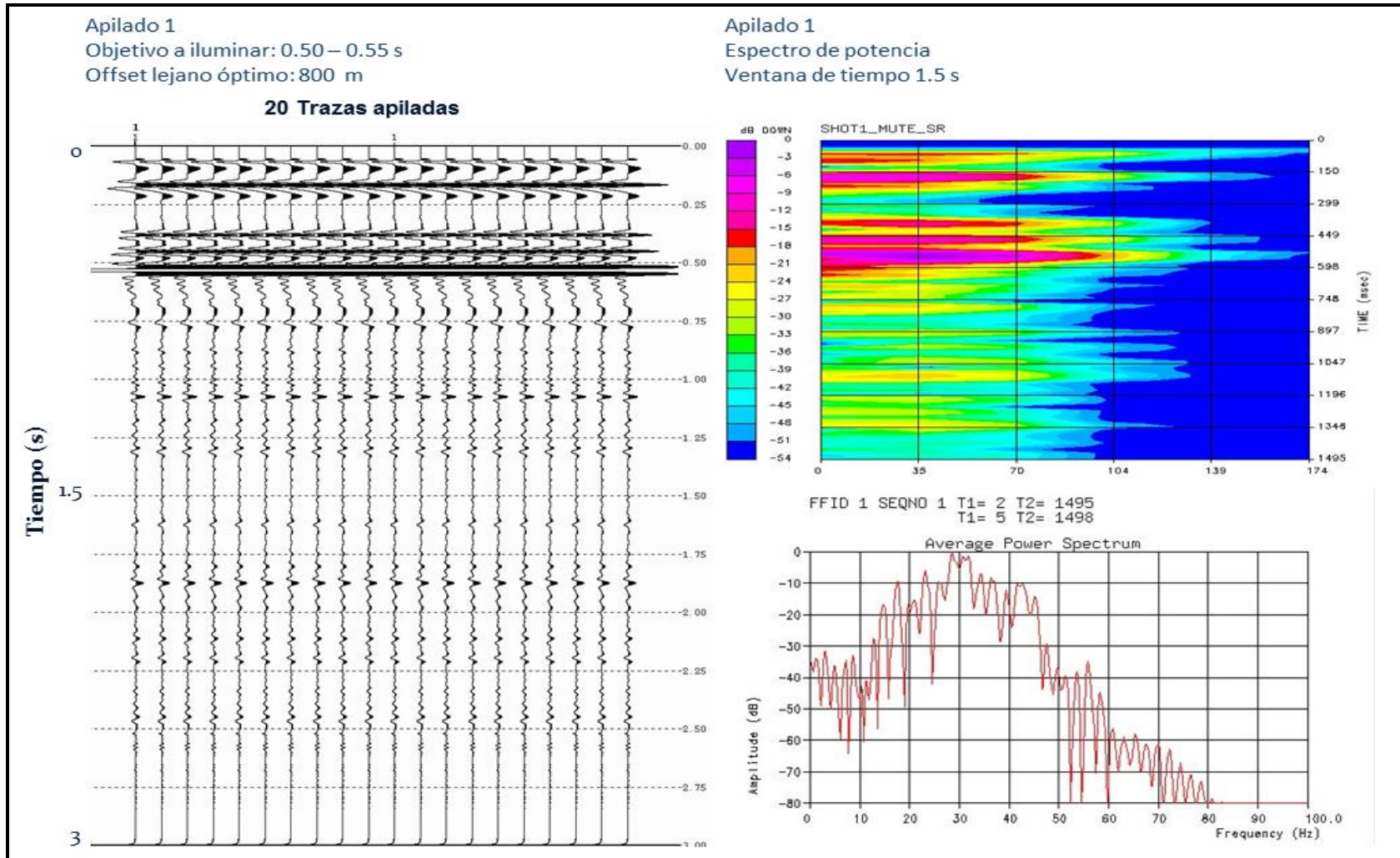


Figura 5. 4 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 1 con offset lejano óptimo de 800 m .

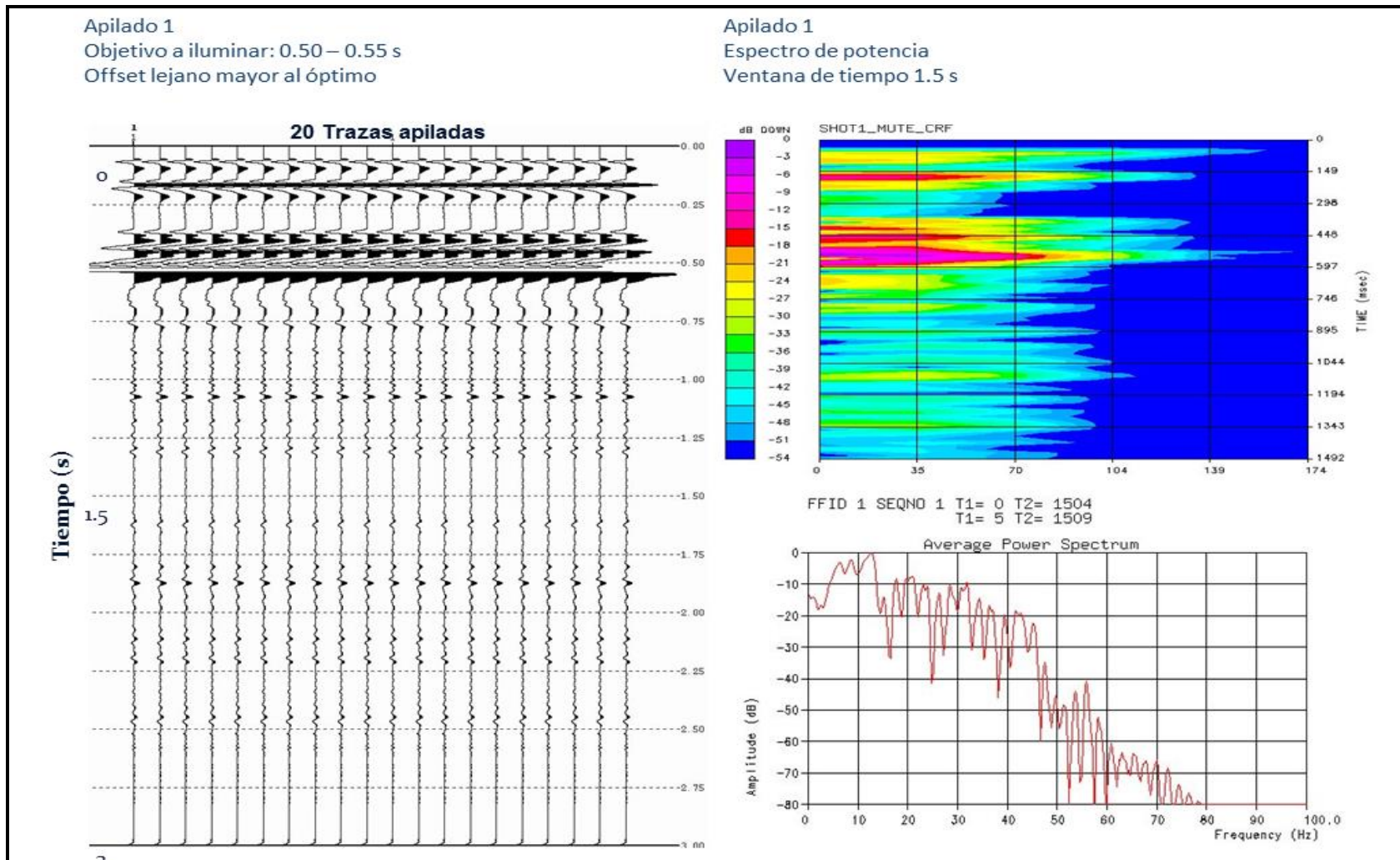


Figura 5.5 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 1 con offset lejano mayor a 800 m .

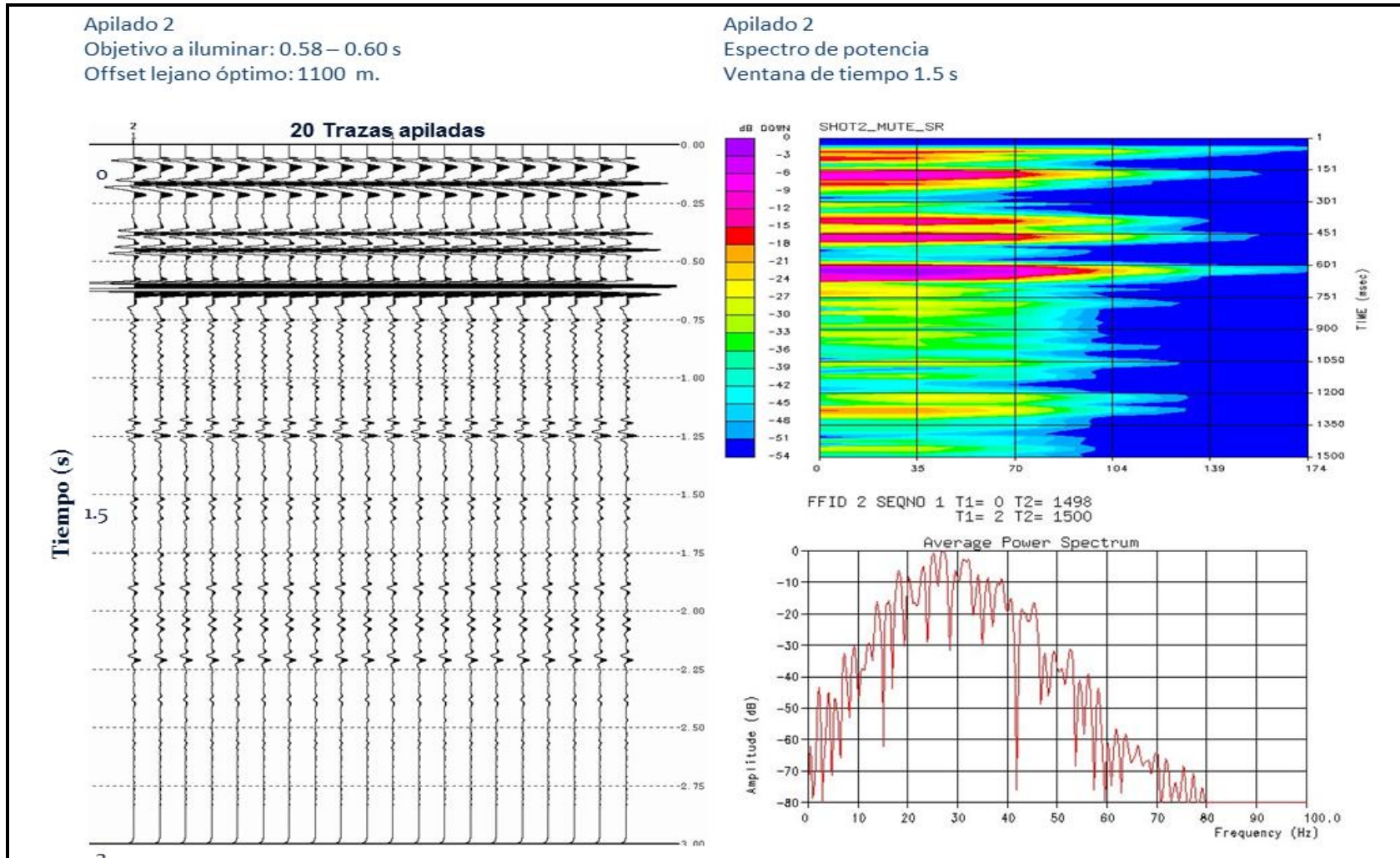


Figura 5. 6 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 2 con offset lejano óptimo de 1100 m .

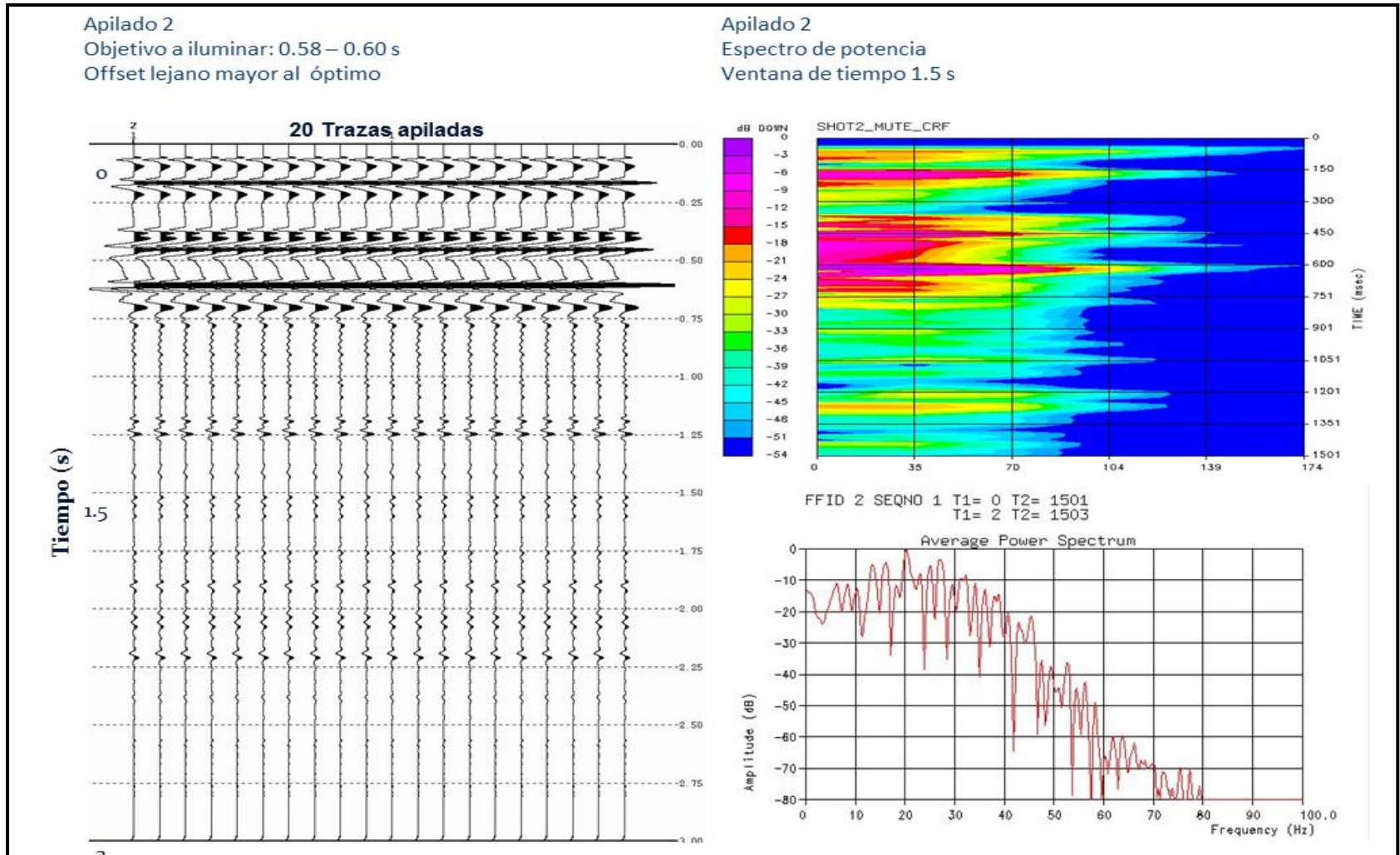


Figura 5. 7 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 2 con offset lejano mayor a 1100 m .

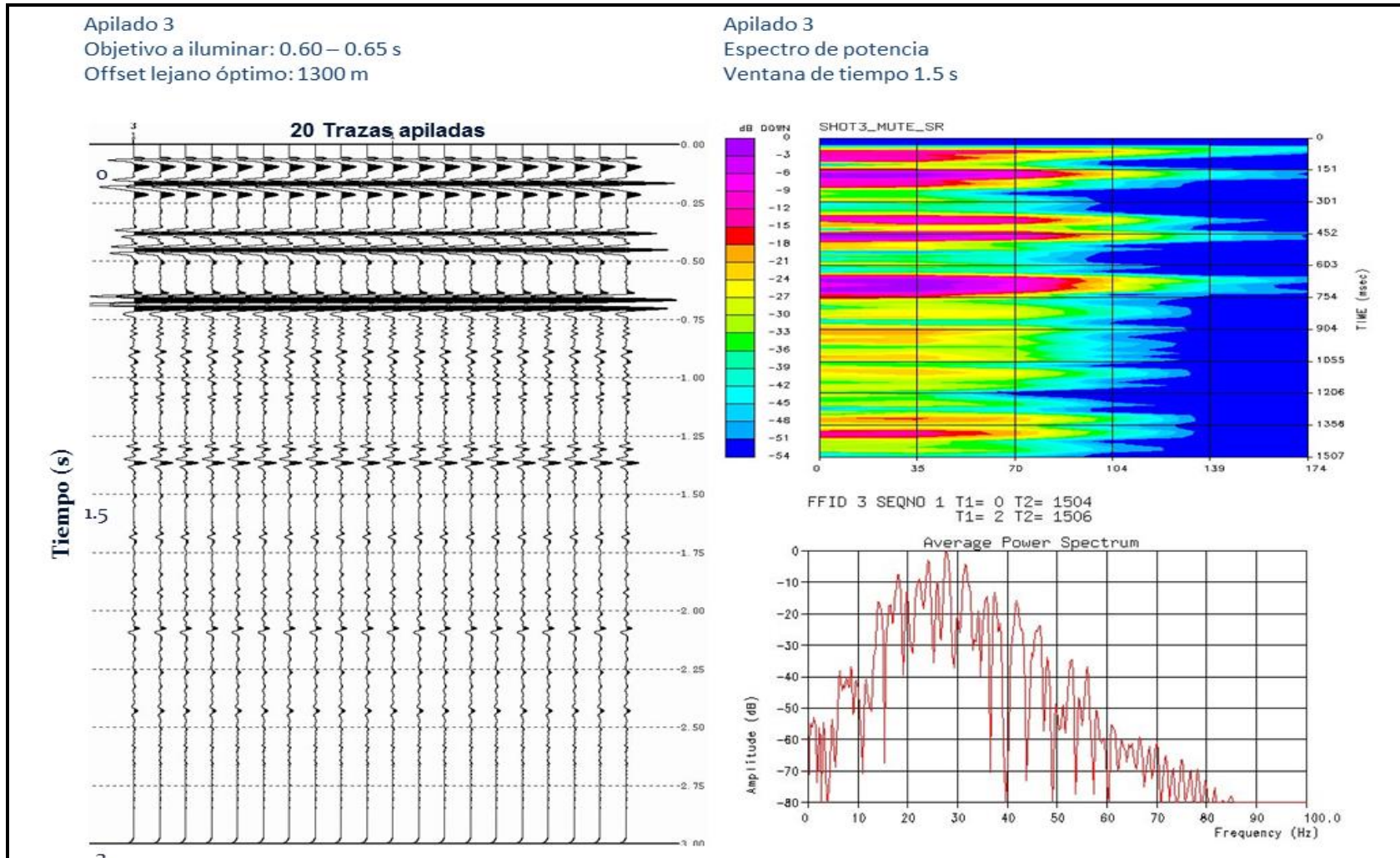


Figura 5. 8 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 3 con offset lejano óptimo 1300 m .

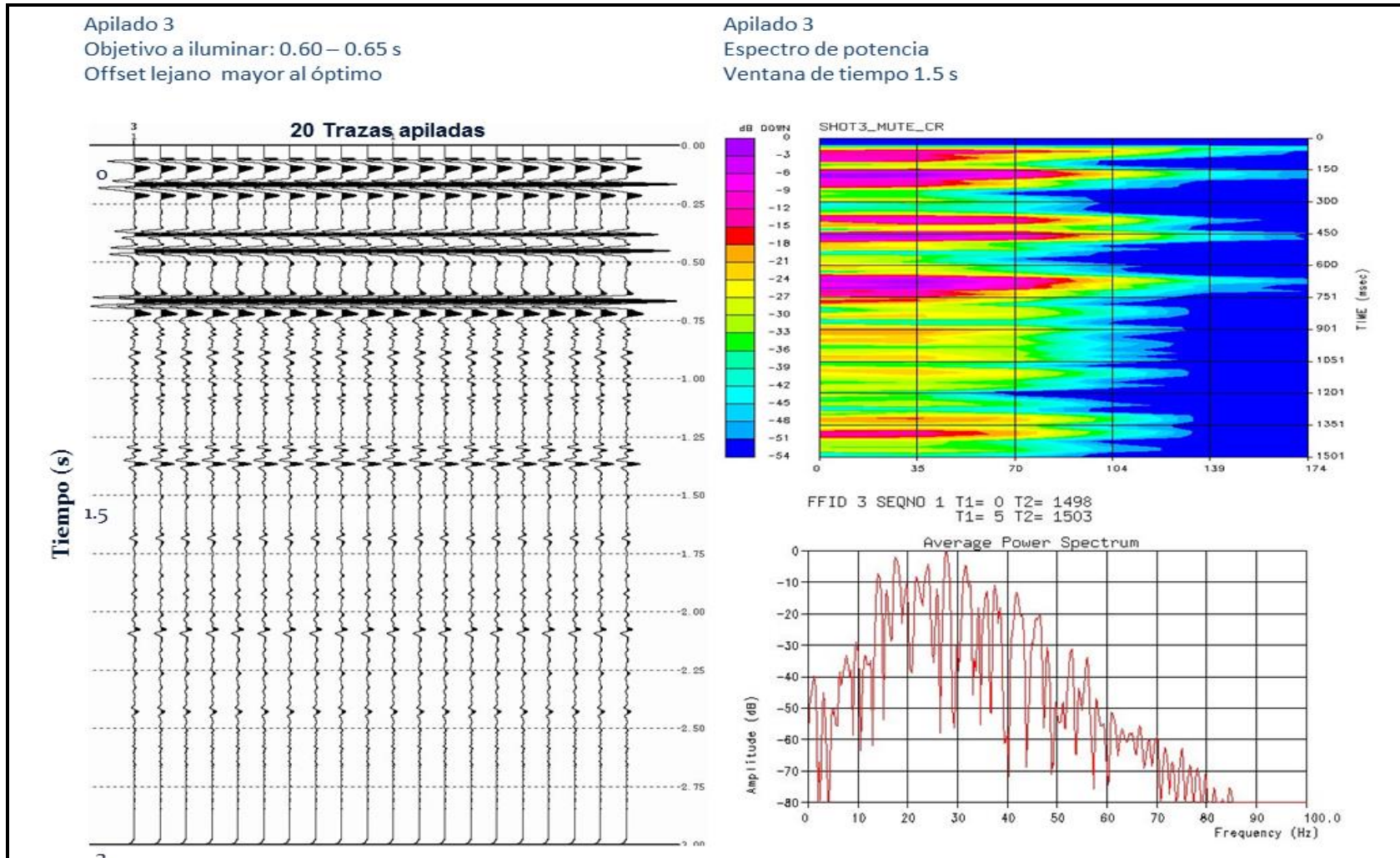


Figura 5. 9 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 3 con offset lejano mayor a 1300 m .

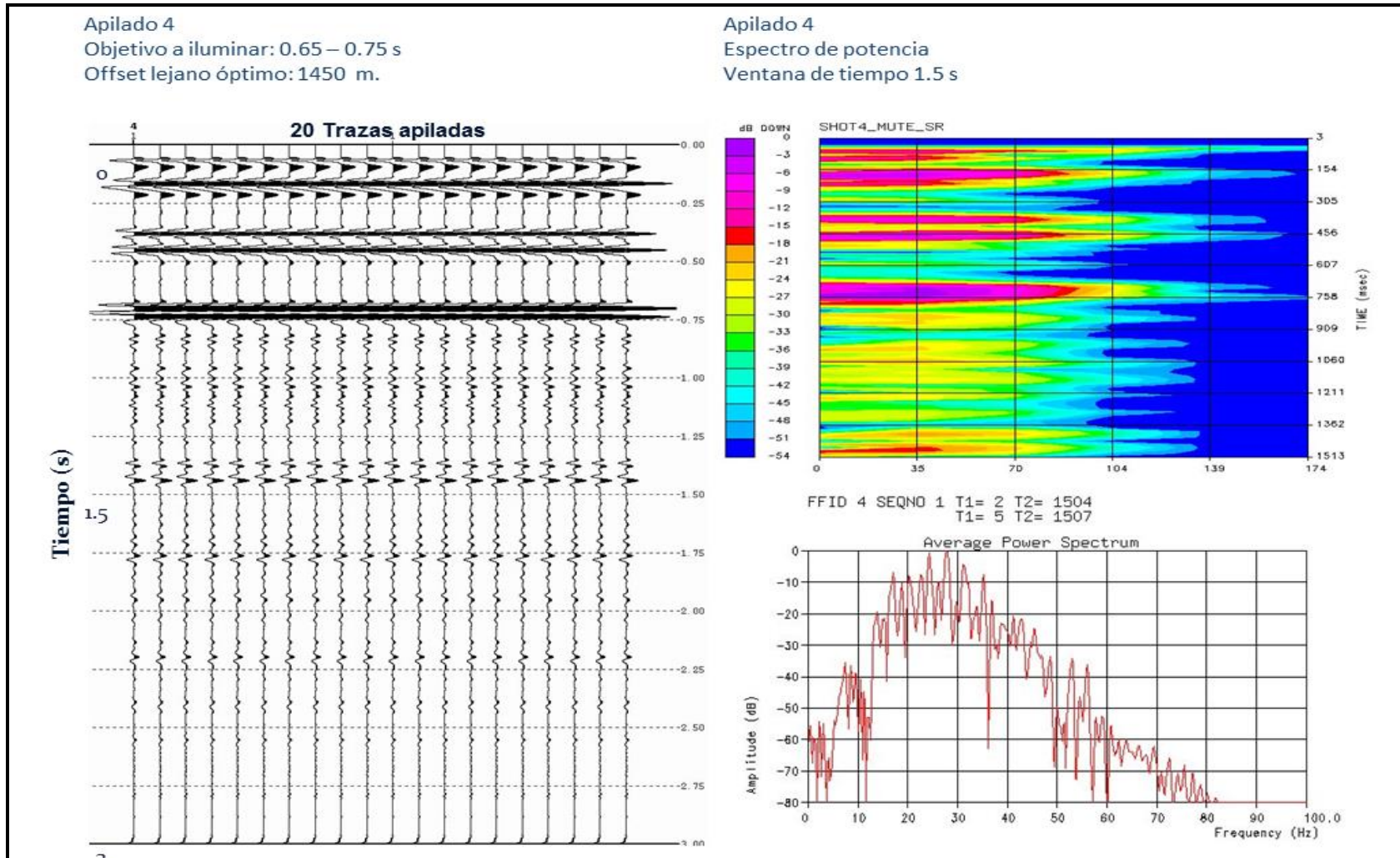


Figura 5. 10 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 4 con offset lejano óptimo de 1450 m .

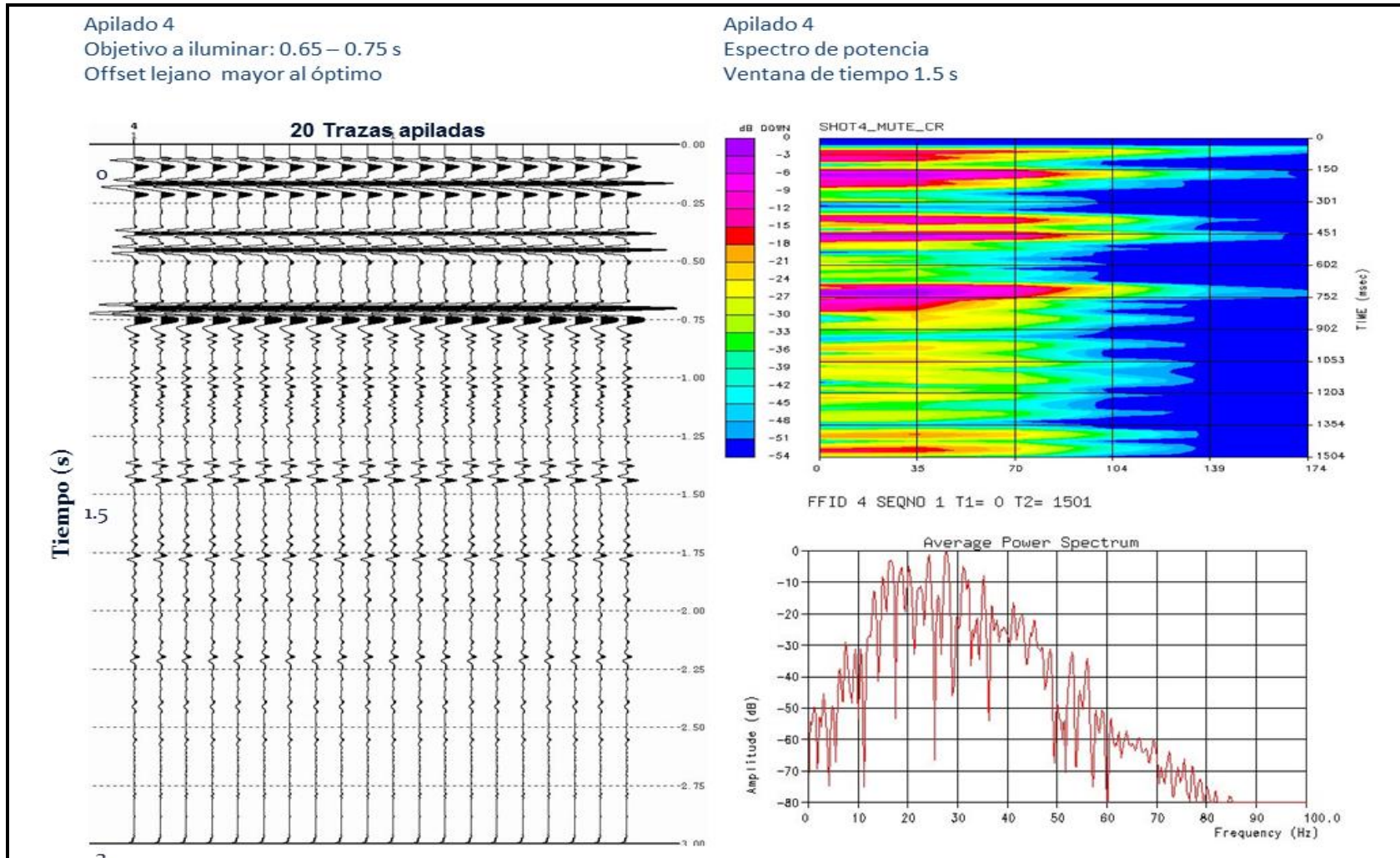


Figura 5. 11 Efecto de offset lejano (fase stack) sintéticos a diferentes tiempos para un mismo evento de interés, apilado 4 con offset lejano mayor a 1450 m .

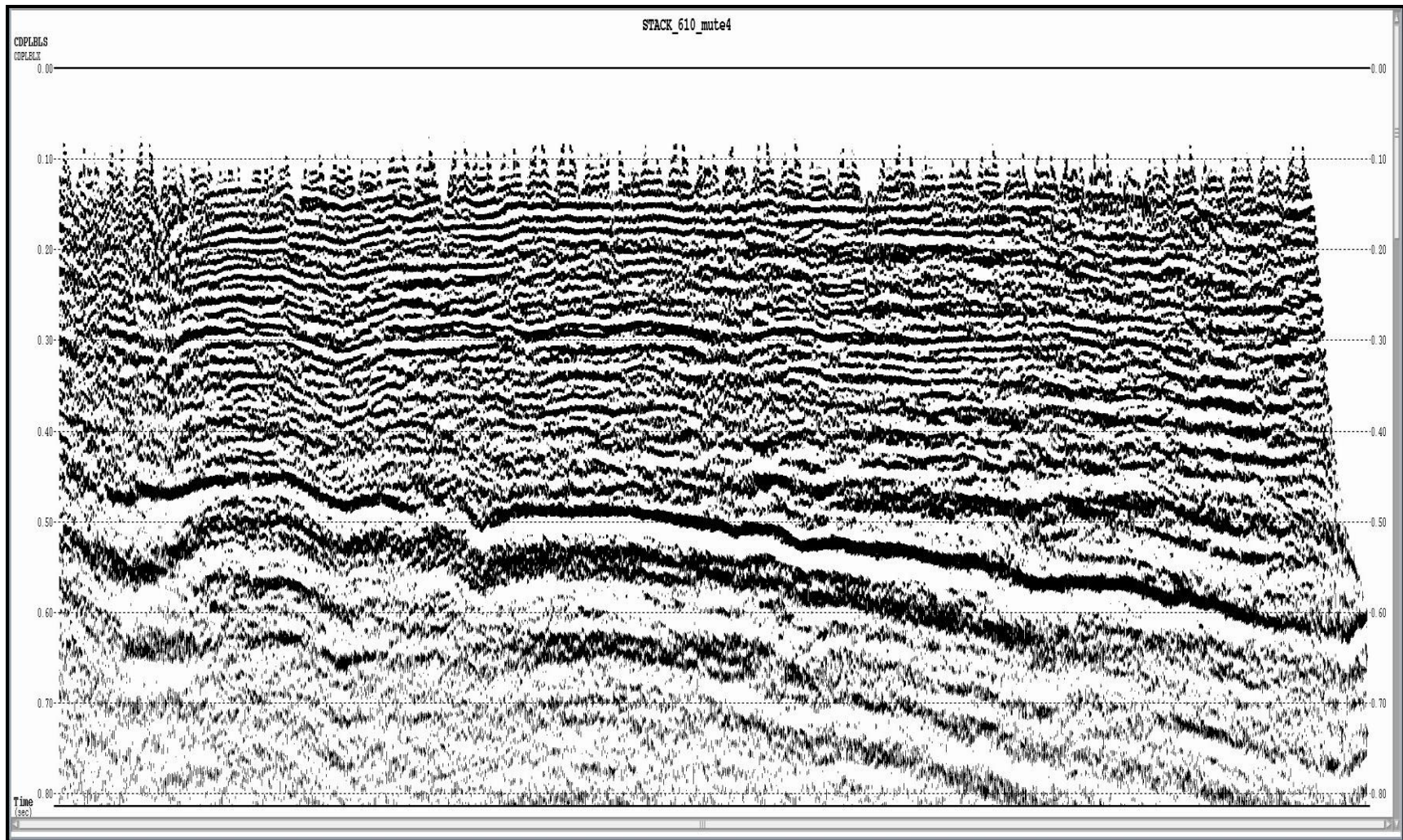


Figura 5. 12 Función de enmudecimiento de offset lejano FMS-1 aplicada en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

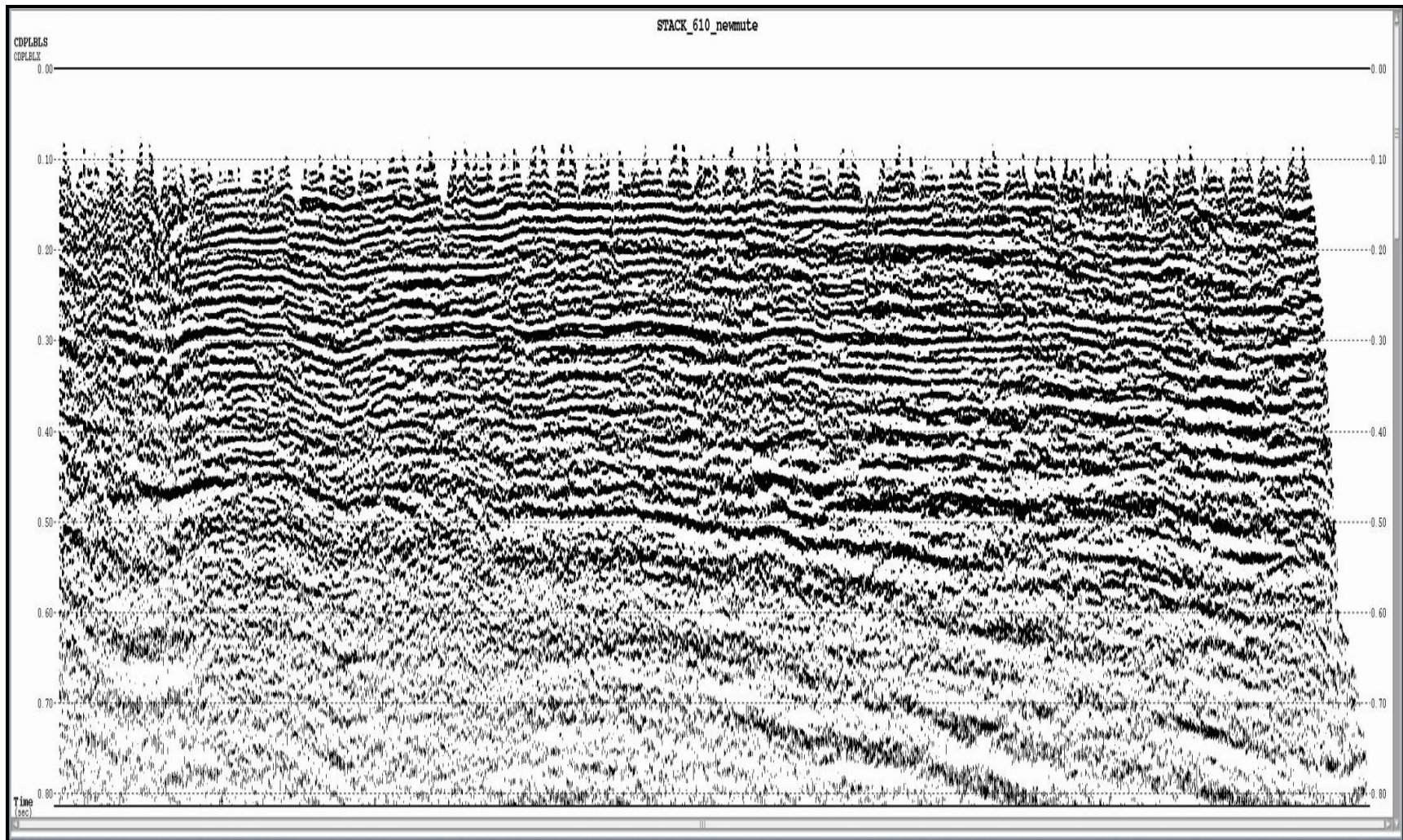


Figura 5. 13 Función de enmudecimiento de offset lejano FMS-2 aplicada en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

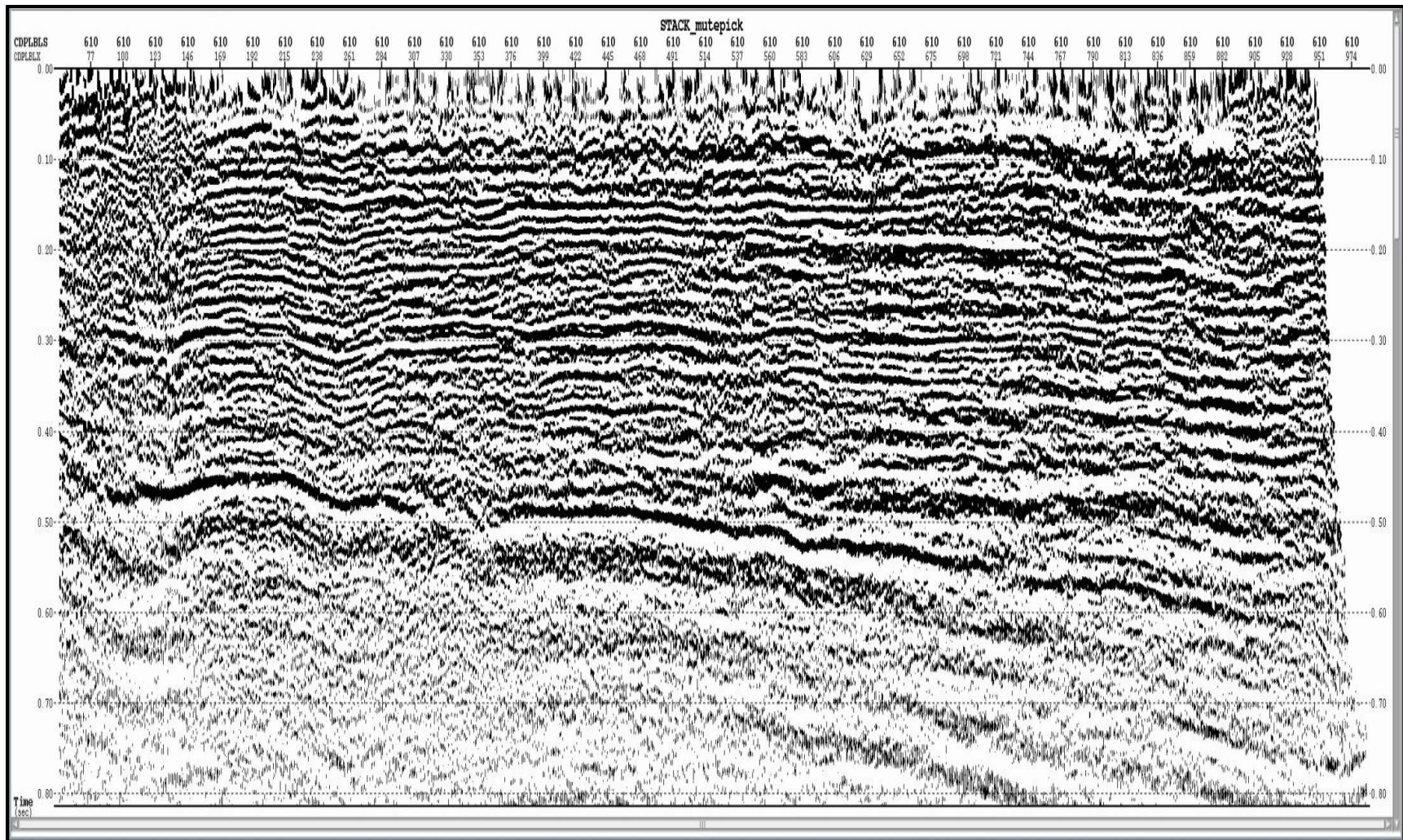


Figura 5. 14 Función de enmudecimiento de offset lejano aplicada y modificada por procesador PDVSA – INTEVEP en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

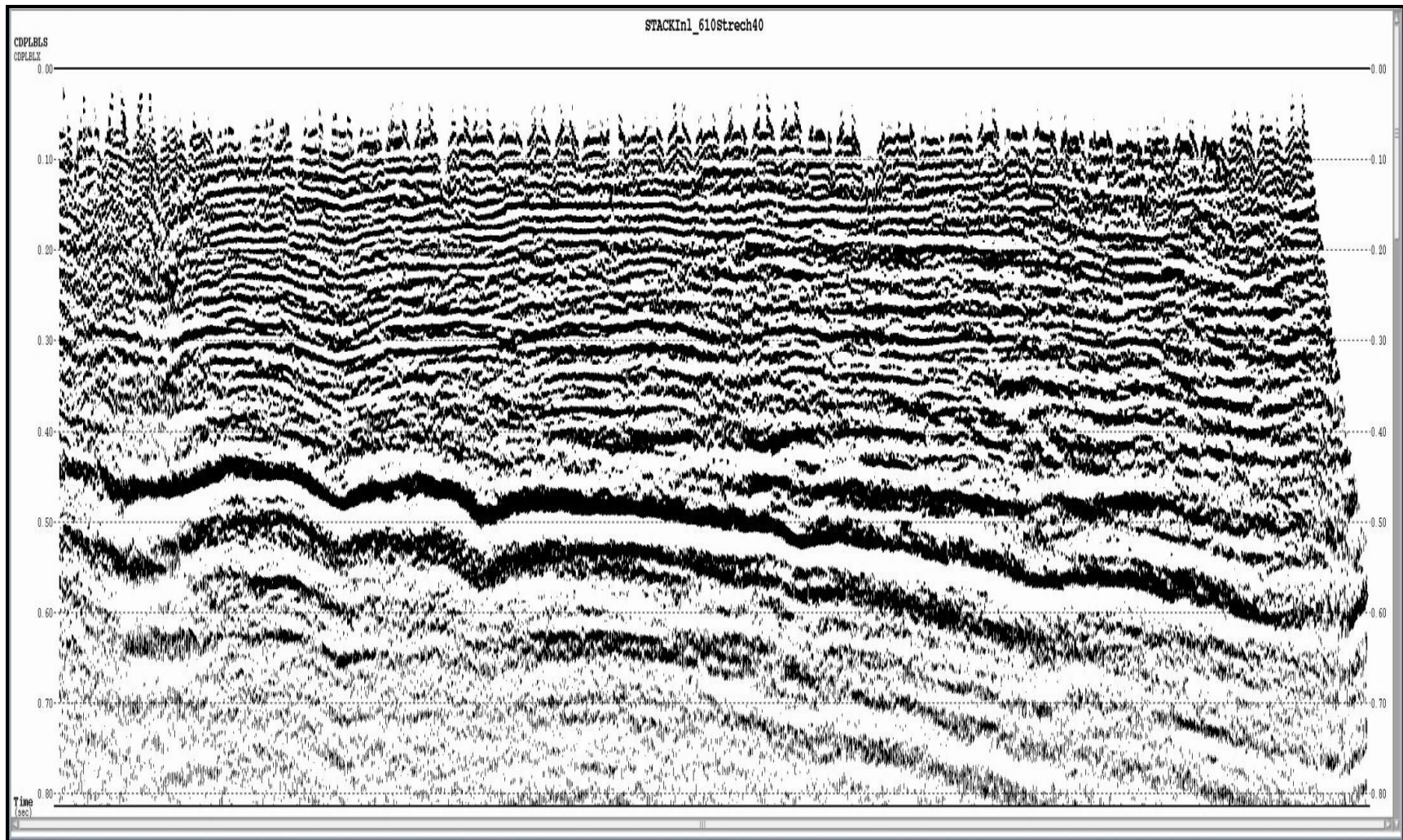


Figura 5. 15 Técnica de stretch mute 40% aplicada en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

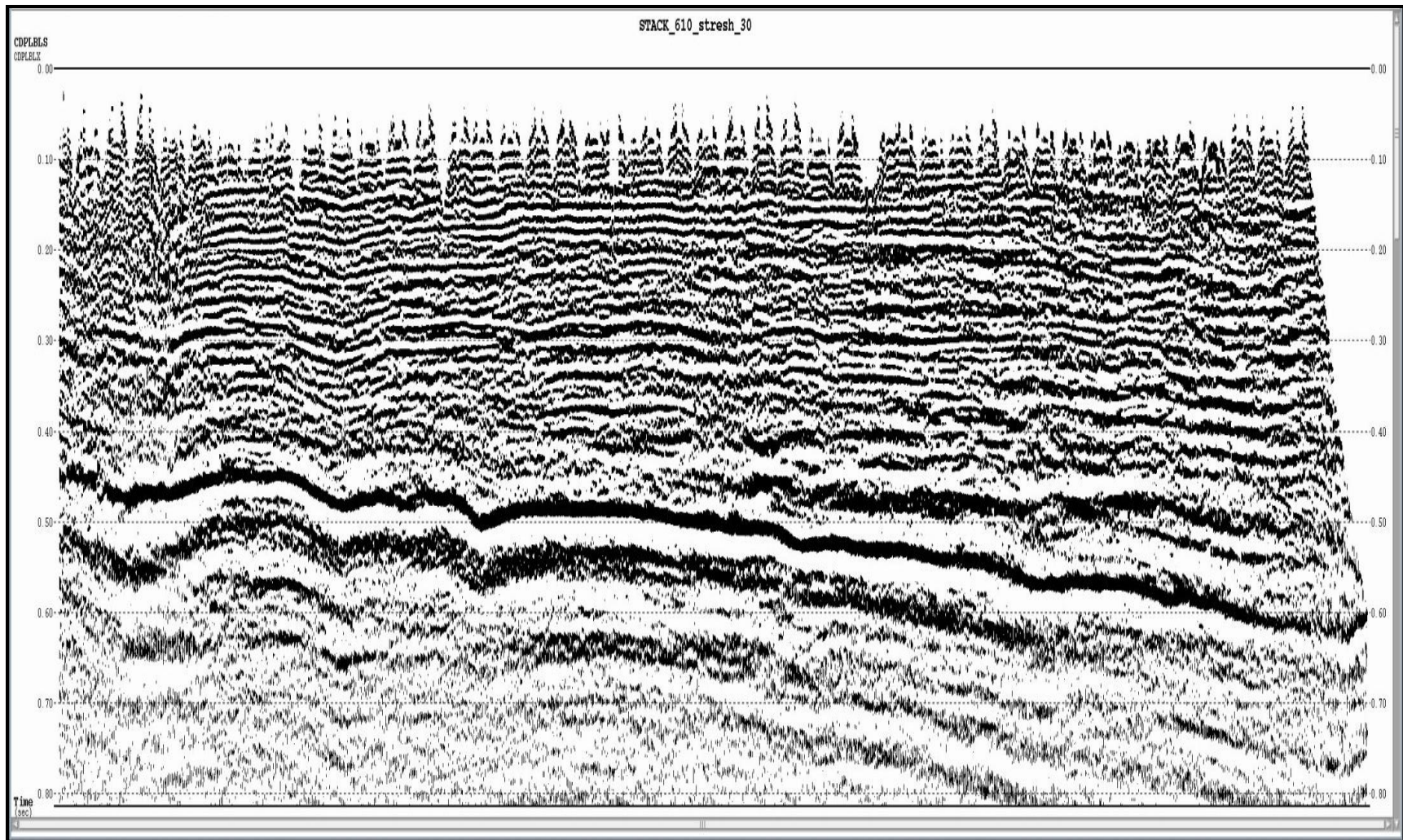


Figura 5. 16 Técnica de stretch mute 30% aplicada en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

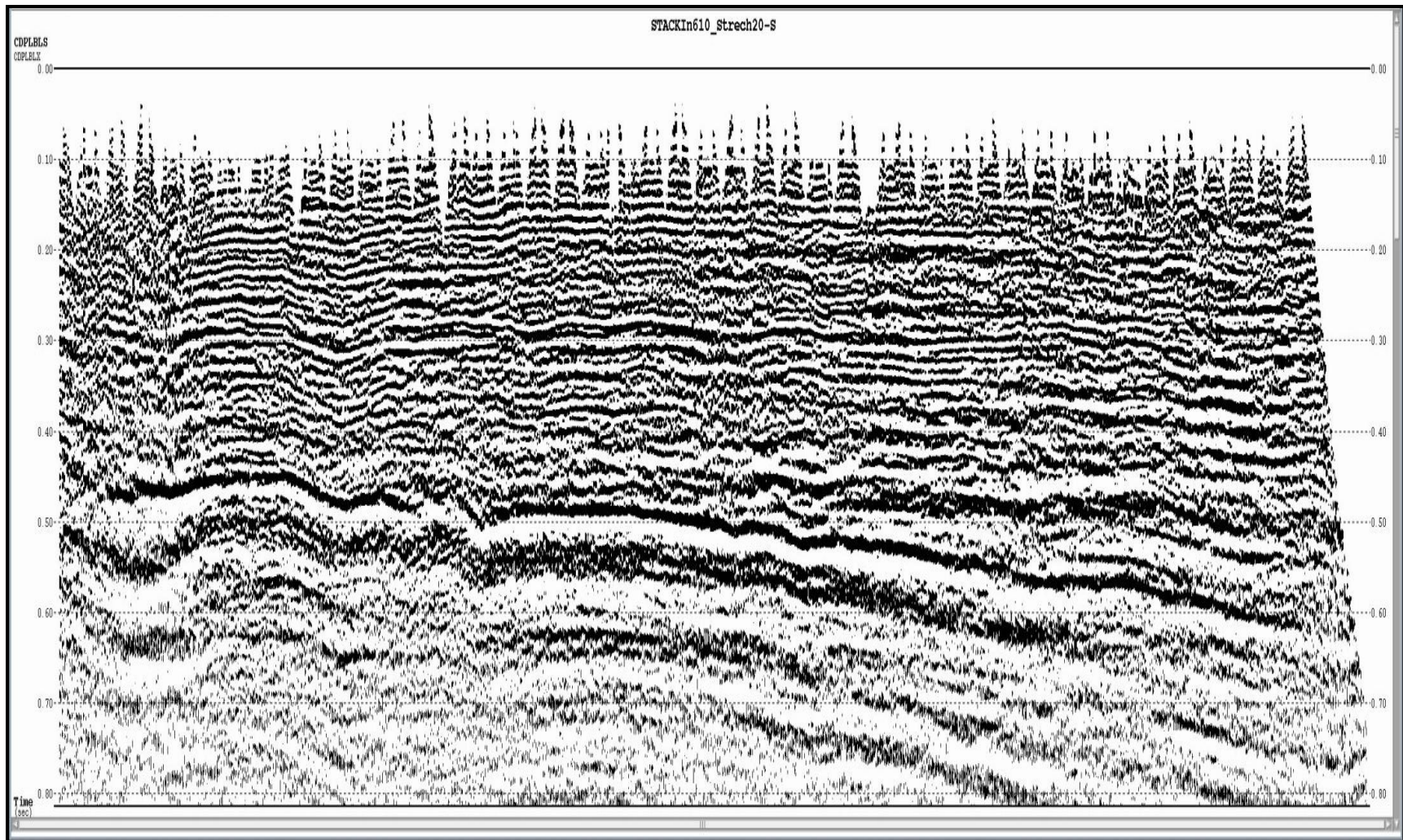


Figura 5. 17 Técnica de stretch mute 20% aplicada en datos reales in-line 610 (El Vedero 10M 3D 3C), bloque Junín FPO.

Estas funciones fueron aplicadas a la línea 610 de El Vedero, bloque Junín FPO; al aplicar la función FMS-1 (figura 5.12) se puede apreciar que la imagen presenta sus eventos principales entre los 0.40 y 0.60 s de reflexión, con muy buena continuidad de los reflectores, buena relación señal ruido y sin alteraciones visibles de frecuencia y amplitud en los mismos. Para los tiempos en el rango de 0.60 a 0.70 s se observan múltiples de las primeras reflexiones de gran amplitud y baja frecuencia a consecuencia del efecto estiramiento ocasionado por la corrección de NMO.

La función FMS-2 (figura 5.13) es una función de tipo más intensa, ya que impide en su totalidad la interferencia de energía por parte de las refracciones y el estiramiento de trazas generado por el NMO tratando de conservar al límite el dato sísmico de interés. Sin embargo, los reflectores conservan una buena continuidad entre 0.30 y 0.40 s sin alteraciones visibles ni ruido. El reflector asociado al intervalo de tiempo 0.40 a 0.50 s, que representa la zona de interés en este campo, ha perdido continuidad lo que implica pérdida del dato sísmico; y todos los eventos supra adyacentes se ven en mejor calidad en lo que se refiere a la energía de la reflexión sin alteraciones de frecuencia y amplitud causado por las refracciones.

Además de las dos funciones obtenidas de datos sintéticos se procedió a aplicar la misma función usada como base, pero esta vez haciendo modificación de los pares tiempo-offset sobre el dato real por parte de un procesador experimentado de PDVSA-INTEVEP (figura 5.14). Esta imagen representa la mejor calidad en lo que se refiere a definición y continuidad de los eventos de interés ubicado entre 0.50 y 0.60 s . Ésta además no posee alteraciones anómalas de amplitud y frecuencia en los eventos que se encuentran en el intervalo 0.40 a 0.45 s . En general esta imagen posee una alta relación señal ruido.

Se utilizó la técnica del stretch mute, técnica que consiste en enmudecer los estiramientos de trazas y el efecto de las refracciones sobre el dato. Se probó la técnica a distintos porcentajes de pase para el estiramiento, 20, 30 y 40%. Se realizó con el fin de verificar la efectividad de esta técnica y compararla con las funciones de enmudecimiento tomadas de los sintéticos. En la imagen de stretch mute de 40 y 30%, (figura 5.15 y 5.16), a pesar

de la buena continuidad de los reflectores, los eventos de interés ubicados entre 0.40 y 0.60 s presentan alteraciones anómalas de bajas frecuencias y altas amplitudes debido a que el porcentaje de pase de estiramiento de la traza es muy alto y no elimina la interferencia de las refracciones, ocasionando una imagen de difícil manejo e interpretación a nivel de yacimiento. Con el stretch mute de 20% (figura 5.17) la calidad de la imagen mejora sustancialmente en el rango de tiempo 0.50 a 0.60 s, sin embargo los eventos supra adyacentes a éste presentan alteraciones visibles de baja frecuencia y altas amplitudes.

CONCLUSIONES

- El método de reflectividades representa una herramienta de buena calidad y alta precisión numérica que tiene como capacidad modelar el campo completo de propagación de onda, caso importante dentro de esta investigación, las refracciones sísmicas. Así mismo, permite la expansión del estudio al comportamiento de las ondas convertidas.
- El módulo SUREFLPSVSH perteneciente al paquete Seismic Un*x y fundamentado en el algoritmo del modelado de reflectividades, representa una herramienta muy útil para la simulación de datos sintéticos. Los sismogramas generados simulan de manera adecuada la energía sísmica de los reflectores PP, y ondas refractadas, para un medio estratificado de siete capas homogéneo e isotrópico.
- En la fase de corrección NMO la respuesta sísmica que se obtuvo de los datos sintéticos permitieron apreciar para el caso de los disparos realizados: 1, 2, 3 y 4; con una variación del objetivo en profundidad ubicados a 0.50, 0.60, 0.65 y 0.75 s respectivamente, se observó que los eventos de interés (interface cretácica) con offset lejano mayores a los óptimos 800, 1100, 1300, 1450 m respectivamente, generaron distorsión e intolerancia al estiramiento de la traza provocada por esta corrección. Además de ello se generó la superposición de la refracción sobre esta interface de interés.
- En la fase de apilamiento la respuesta sísmica que se produjo a partir de los datos sintéticos permitieron apreciar, para el caso de los apilados realizados: 1, 2, 3 y 4; con la interface de interés (interface cretácica) ubicados a 0.50, 0.60, 0.65 y 0.75 s respectivamente, que utilizar offset mayores a los óptimos propuestos, trae como consecuencia un apilado con interferencia de energía o solapamiento de las refracciones sobre el reflector de interés, generando dentro del mismo anomalías de baja frecuencia y altas amplitudes.

- Se utilizaron dos funciones de enmudecimiento de offset lejano, una suave y una fuerte, que permitieron establecer una imagen con buena continuidad de los reflectores, alta relación señal ruido y sin alteraciones notables de frecuencia y amplitud. Se determinó que la técnica de stretch mute de 20 % es la que ofrece mejor calidad de imagen y a su vez la que provoca menos alteraciones de frecuencia y amplitud en comparación con las de 30 y 40 %.
- Este trabajo de investigación permitió, no solamente recrear en datos sintéticos una de las anomalías presentes en la faja petrolífera del Orinoco sino también, aportar una herramienta sencilla y eficaz en el control y reducción de dicha anomalía de frecuencia y amplitud en datos reales, con lo cual en la posterior fase de interpretación de estos datos se aumenta sustancialmente la posibilidad de éxito en la generación de atributos, entre ellos: AVO, frecuencia y amplitud; herramientas fundamentales en la caracterización sísmica de un yacimiento.

RECOMENDACIONES

- Extender el uso del método de reflectividades en otras zonas de la faja petrolífera del Orinoco donde se presenten similares condiciones geológicas
- Verificar el análisis de sensibilidad de otros parámetros de adquisición como lo es el espaciado entre receptores, así como también un análisis de AVO para eventos de onda convertida.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aray, J. (2001). Inclusión de parámetros de la carga en el modelaje sísmico 2D por diferencias finitas para el oriente de Venezuela. Caracas: PDVSA Intevep.
- Bacon, M., Simm, R. y Redshaw T. (2003). *3D Seismic Interpretation*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Campos, V.; S. de Cabrera y R. Lander (1985). Estratigrafía del Noroeste de Anzoátegui. VI Congreso Geológico de Venezuela, Caracas, 1: 156-200.
- Carcione, J., Herman, G., y Ten Kroode, A. (2002). Seismic modeling. *Geophysics*, Vol. 67.
- Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M. (2009). *Procesamiento sísmico de reflexión*. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina.
- Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (2000). “Léxico Estratigráfico de Venezuela”. PDVSA – Intevep; <http://www.pdv.com/lexico>.
- Di Croce, J. (1999). Estratigrafía Secuencial y Evolución Estructural de la cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo de grado, no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Eva, A. Burke, J. Mann, P y Wadge G. (1989). Tour-phase tectonostratigraphic development of the Southern Caribbean. *Marine and Petroleum Geology*, v.6.
- Franco, R; Musacchio, G. (2001). Polarization filter with singular value decomposition. *Geophysics*; 66 (8): 932-938.
- Gadallah, M.R. y Fisher, R. (2009). *Exploration Geophysics*. Berlin: Springer.

- González de Juana, C., Iturralde, J., y Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas Petrolíferas*. Caracas: Ediciones Foninves.
- Hedberg, H. & Pyre A. (1944). Stratigraphy of Northeastern Anzoátegui. En: PDVSA-INTEVEP (2007). *Código Estratigráfico de las cuencas Petroleras de Venezuela*. Caracas, Venezuela. Recuperado el 5 julio de 2012, en <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>.
- Kearey, P., Brooks, M. y Hill, I. (2002). *An Introduction to Geophysical Exploration*. Oxford: Blackwell Science.
- Kiser (1987). Exploration Results, Machete Area, *Orinoco Journal of Petroleum Geology*, 10(2).
- Kumar, K. (2005). *2D and 3D Land Seismic Data Acquisition and Seismic Data Processing*. Andhra Pradesh, India: Andhra University.
- Lehtinen, J. (2003). *Time-domain Numerical Solution of the Wave Equation*. Helsinki: Aalto University School of Science and Technology.
- Margrave, G. y Manning, P. (2004). *Seismic Modelling: An Essential Interpreters Tool*. Calgary: CSEG National Convention.
- Méndez, O. (1985). *Historia geológica graficada de la cuenca Oriental de Venezuela*. VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas.
- Meneven (1983). Informe inédito para CORPOVEN: Aeromegnetic Survey 1981-1982, Contract CAR-62. Canadá. Presentado por GEOTERREX LTD.
- Müller, G. (1985). *The reflectivity method Geophysics*. Vol. 58. P153-174.

Parnaud F., Gou Y., Pascual J., Truskowski I., Gallango O., Passalacqua H. and Roure F. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin*. American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Memoir.

Petróleos de Venezuela PDVSA, (2011). Proyecto Orinoco Magna Reserva Integración Regional.

Pineda, H. (2010). "*Curso de Geofísica, Sísmica de Reflexión*". PDVSA-INTEVEP, Caracas.

Scales, A. (1997) *Theory of Seismic imaging*. Golden, Colorado, Estados Unidos: Samizdat Press.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

Stewart, R., Gaiser, J., Brown, J., Lawton, D., "Converted wave seismic exploration: Methods". *Geophysics*, Vol 67, No. 5: p. 1348-1363. Septiembre-Octubre, 2002.

Yilmaz, O. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing Inversion and Interpretation of Seismic Data*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

Yongwang Ma, Luiz Loures and Gary F. Margrave. (2004) *Seismic modelling with the reflectivity method*. Crewes Research Report, Vol 16.

Yoris F., Ostos M. and Ave Lallemand H. (2004). *Overview of the Southeast Caribbean / South American Plate Boundary Zone*. Geological Society of America (GSA).

Zhang, Y., "Common Conversion Point Stacking for P-SV converted waves" Tesis Ph.D Universidad de Tulsa, 1992.

APENDICE

Tabla 4 Pares tiempo/offset, función FMS-1

Disparo 1							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
70	3	255	183	424	356	585	472
875	573	1610	695	2050	807	2679	1031
3300	1248	3655	1391	4190	1598	4650	1744
4810	1822	5035	1893				
Disparo 2							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
70	3	255	183	424	356	585	472
875	573	1100	645	1610	695	2050	807
3300	1248	3655	1391	4190	1598	4650	1744
4810	1822	5035	1893				
Disparo 3							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
50	47	255	183	424	356	585	472
875	573	1100	645	1310	719	2050	807
3300	1248	3655	1391	4190	1598	4650	1744
4810	1822	5035	1893				
Disparo 4							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
50	92	255	183	424	356	585	472
875	573	1100	645	1310	719	2050	807

3300	1248	3655	1391	4190	1598	4650	1744
4810	1822	5035	1893				

Tabla 5 Pares tiempo/offset, función FMS-2

Disparo 1							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
70	3	255	183	375	363	440	470
565	555	909	723	1685	1059	3300	1248
3655	1391	4190	1598	4650	1744	4810	1822
5035	1893						
Disparo 2							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
70	3	255	183	364	360	489	466
650	603	935	802	1824	984	3300	1248
3655	1391	4190	1598	4650	1744	4810	1822
5035	1893						
Disparo 3							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
50	47	255	183	424	356	575	559
715	685	1130	881	3300	1248	3655	1391
4190	1598	4650	1744	4810	1822	5035	1893
Disparo 4							
Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)	Offset (m)	Tiempo (ms)
50	92	255	183	424	356	604	600

940	723	1339	953	3300	1248	3655	1391
4190	1598	4650	1744	4810	1822	5035	1893

Parámetros del módulo SUREFLPSVSH

Sureflpsvsh required parameters [optional parameters]

Required Parameters:

m0= Seismic moment
p2w= maximum ray parameter value to which the synthetics are computed

Optional Parameters:

Main Flags:

wtype=1 =1 for PSV, =2 for SH
stype=1 =1 if the moemnt tensor components are given
=2 if they are to be computed from fault plane mechanism parameters
wfield=2 =1 for displacement, =2 for particle velocity,
=3 for particle acceleration
flt=0 =1 to apply earth flattening correction (important for earthquake data)
vsp=0 =0 for surface data, =1 for VSP data
int_type=1 =1 to compute the slowness integration using the trapezoidal rule. =2 to use a first order Filon scheme (faster but maybe noisier)
verbose=0 =0 no processing information is output (makes the program run a litle faster), =1 to output processing information to the screen, =2 to output processing information to a user supplied file, =3 output processing information to both, the screen and a file

Flags for special non-standard options (used only in rare occasions)

rand=0 =1 to include random velocity and q layers
qopt=0 =1 if a q-correction is desired

Flags for output data

```

win=0                                =1 to apply a frequency domain Hanning
domain                                window prior to inverse FFT to time
wavelet_type                          =1 for a spike, =2 for a Ricker wavelet
                                      =3 for an akb wavelet

Main input parameters
tsec=2.048                            length of computed traces (in seconds)
dt=0.004                              time sampling interval (in seconds)
nt=tsec/dt                            number of samples per trace
nx=60                                  number of traces (ranges) per shot
nw=100                                number of frequencies to process
nor=1                                  number of depths at which receivers are
                                      located (different from one for VSP's)
nlayers=10                            number of horizontal layers in the model
fref=1.0                              reference frequency (Hz)
bx=0.0                                first range (first trace offset) (km)
dx=0.05                               range increment (trace to trace distance)
km
pw1=0.0 pw2=0.1                       apply Hanning window tapering to lower
end                                    of ray parameter computations (if set to
zero                                  good default values are used)
pw3=6.7 pw4=7.0                       apply Hanning window tapering to higher
end                                    of ray parameter computations (if set to
zero                                  good default values are used)
fs=0.07                               Filon sampling parameter, usually between
                                      0.07 and 0.12. Sampling is finer as fs
                                      increases. For short range synthetics
                                      (<100km) use 0.07, for medium range
                                      (<1000km) use 0.09 and for large ranges (>1000km)
                                      use 0.12 (this parameter is ignored if
int_type=1)                            number of ray parameters used to compute
np=1300                                the
bp=0.0                                slowest ray parameter used to compute the
decay=50.0                             seismograms. Set to zero if int_type=2
that                                    decay factor use to avoid time series
by                                     wraparound. A value 'n' for decay means
                                      the wrapped around signals are diminished
                                      by
                                      a factor of 'n'. The default of 50 is the
                                      recommended value
lobs=                                  array[nor] of layers on top of which the
                                      receivers are located. If any receiver is

```

layer within a layer, introduce a fictitious
 cl= array[nlayers] of compressional
 velocities for each layer in km/s
 ct= array[nlayers] of shear velocities for
 each layer in km/s. A value of -1 assumes
 ct=cl/sqrt(3).
 ql= array[nlayers] of compressional q values
 for each layer
 qt= array[nlayers] of shear q values for each
 layer. A value of -1 assumes qt=ql/2.
 rho= array[nlayers] of densities for each
 layer in gr/cc
 t= absolute thickness of the layer in kms

Note: any of these arrays can also be input in a file as
 lobsfile=, clfile=,
 ctfile=, etc.

Source parameters:

lsource=1 layer on top of which the source is
 located
 h1=1.0 h2=0.0 vertical and horizontal linear part of
 the source. For unit point source set h1=0,
 h2=0 and all other source parameters to zero.
 For earthquake source both h1 and h2 are
 usually zero
 m1,m2,m3 [1][1],[1][2] and [2][2] components of
 the moment tensor ([1][2]=[2][1] component)
 delta=0.0 dip in degrees (necessary only if
 stype=1)
 lambda=0.0 rake in degrees (necessary only if
 stype=1)
 phis=0.0 fault plane azimuth in degrees (necessary
 only if stype=1)
 phi=0.0 azimuth of the receiver location in
 degrees (necessary only if stype=1)

Parameters for output data:

tlag=0.0 time lag to apply to the seismograms
 (sec)
 nf=nw number of frequencies in output data
 fpeak=25.0 peak frequency for Ricker or akb wavelet
 (hz)

`red_vel=0.0` reducing velocity (km/s). If set to zero, the
the maximum compressional velocity is used
 (this parameter is guaranteed not to be
<1.5)
`w1=0.0` A Hanning window will be applied to freqs
 less than w1. If set to zero, the default
of 0.15 of maximum frequency is used
(provided that win=1)
`w2=0.0` A Hanning window will be applied to freqs
 greater than w2. If set to zero, the
default 0.85 of maximum frequency is used
(provided that win=1)
`nfilters=0` number of filters to apply to the
synthetics
`filters_phase= array[nfilters]` of: 0 for zero phase filters
 or 1 for minimum phase filters (can also
be input in a file via `fphfile=`
`filters_type= array[nfilters]` of: 1 for high cut
filters,
`dbpo= array[nfilters]` of: filter slopes in
db/oct
 (can also be input in a file via
`dbpofile=)`
`f1= array[nfilters]` of: frequency to start
filter action (Hz) (can also be input in a file
via `f1file=)`
`f2= array[nfilters]` of: frequency to end
filter action (Hz). Only for notch filters
 (can also be input in a file via `f2file=)`
`wfp=` name of output pressure seismogram file
 (only if `wtype=1`)
`wfr=` name of output radial comp seismogram
file (only if `wtype=1`)
`wfz=` name of output vertical comp seismogram
file (only if `wtype=1`)
`wft=` name of output tangential comp seismogram
file (only if `wtype=1`)
`outf=info` name of output processing information
file (only if `verbos=2` or `3`)

Interpolation parameters (required only if layers with gradients desired)

nlint=0 number of times layer interp is required
 nintlayers= array[nlint] of number of layers to
 interpol each time (can be input as file
 nintlayfile=) (can be input as file intlayfile=)
 intlayers= array[nlint] of layers on top of which to
 start each interpolation
 intlayth= array[nlint] of layer thicknesses to
 interp (can be input as file intlaythfile=)

Other parameters (required only under very special circumstances)

nrand_layers=0 maximum number of random layers allowed
 (only if rand=1)
 layer=0 layer on top of which the random velocity
 layers are inserted (only if rand=1)
 zlayer=0.0 thickness of random layers (only if
 rand=1) (if zlayer<t[il], then zlayer=t[il])
 sdcl=0.0 standard deviation for compressional vels
 (only if rand=1)
 sdct=0.0 standard deviation for shear velocities
 (only if rand=1)
 layern=0 layer on top of which the q-option is
 invoked (only if qopt=1)
 wrefp=1.0 reference frequency for compressional
 vels (only if qopt=1)
 wrefs=1.0 reference frequency for shear velocities
 (only if qopt=1)
 epsp=0.001 reference amplitude for comporessional
 vels (only if qopt=1)
 epss=0.001 reference amplitude for shear velocities
 (only if qopt=1)
 sigp=0.1 xxxxxx for comporessional vels
 (only if qopt=1)
 sigs=0.1 xxxxxx for shear velocities
 (only if qopt=1)

Notes:

Gradient zones between two layers can be handled with the use of
 the
 layer interpolation option. The program will automatically
 compute and
 insert the required number of layers with the appropriate
 thicknesses

between the layers above and below. There is no restriction as to how many layers the program can handle, provided enough computer power is available. The number of frequencies to be processed is the most critical parameter to determine how long the program will take to run. The maximum frequency that can be present in the seismogram is $nw/tsec$ Hz, however, a lower frequency can be selected for the output via the `nf` param.

The number of computed time samples is $tsec/dt$, however, the user may choose a smaller number of samples for the output traces by setting `nt` this can be useful when a short seismogram is required with a broadband frequency range (directly computing a small seismogram can be hazardous)

The decay parameter should be chosen with care. A value of 50 seems to give good results, but depending on the data this parameter can boost up late wrapped around noncausal energy.

The integration flag is important for short range data, in particular for oil exploration, for which the first order Filon scheme, though faster, can produce noisier seismograms, specially in the late parts of the record. A standard trapezoidal rule seems to work better but is slower by about 25% in a normal situation.

When arrays are required as input, they can also be input as files, however, the program will only check that the number of parameters is the same if the arrays are used or if the number of elements in the files are set. A combination of arrays and files is also permitted.

Examples of Source Parameters:
For a vertical point force, set `stype=1`, `h1=1`, `h2=0` and all moment tensor components to zero. Ignore all other source parameters.

For an explosion, set $stype=1$, $h1=h2=0$, $m1=m3=A$, $m2=0$ where A is some constant (normally one). If A is negative, an implosion is generated instead. Ignore all other source parameters.
 For a fault slip, set $stype=2$, set $phis,phi,lambda,alpha$ and $m0$ to their corresponding values and ignore the moment tensor components

Shell script (modelado de reflectividades)

```
#!/bin/sh
# output files
wfr=./radial      # wfr: Sismograma sintético, generado para la
                  # componente radial
wfz=./vertical    # wfz: Sismograma sintético, generado para la
                  # componente
                  # vertical
#Parámetros introducidos por el usuario.
# 1) Parámetros Generales
int_type=1        # Cálculo de la lentitud: Regla trapezoidal
wtype=1           # Tipo de Onda, en nuestro caso PSV.
stype=2           # Tipo de fuente a seleccionar: Explosivos.
wfield=3          # Campo de Onda: Aceleración.
wavelet_type=2    # Tipo de ondícula: Ricker.
fref=1.0          # Frecuencia de Referencia [Hertz].
fpeak=30.0        # Pico máximo de la ondícula Ricker [Hz]
nlayers=7         # Número de capas presentes en el modelo.
verbose=3         # Imprimir Datos de Salida: Archivo y en
pantalla.
decay=50          # Factor de decaimiento, para evitar el
aliasing          # temporal, el valor recomendado es 50.
red_vel=0.0       # Factor aplicado para reducir la velocidad de
onda P.
# 2) Tiempo, Offset, Frecuencia, parámetro de rayo.
tsec=3            # Máximo valor de tiempo para las traza[s].
dt=0.001         # Tiempo de Muestreo.
nt=3000          # Número de muestras en tiempo.
bx=0.05          # Offset asignado a la primera traza [km].
fx=2             # Offset asignado a la última traza [Kkm].
nx=1000          # Número total de trazas (valor máximo eje
X).
dx=0.005         # Espaciado entre trazas [km].
nw=500           # Número de frecuencias, a procesar.
nf=$nw           # Número de frecuencias, a imprimir en
pantalla.
bp=0.0           # Valor del parámetro de rayo más lento para
los
                  # sismogramas.
```

```

p2w=0.8          # Parámetro de rayo máximo.
# 3) Fuente
lsource=3        # Tope de la capa, donde se coloca la
fuente.
stype=2          # Tipo de fuente = Explosivo.
h1=1.0           # Parte lineal vertical de la fuente.
m0=1.0           # Momento Sísmico.
m1=1.0           # [1][1] Componente del Tensor de Momento.
m2=0.0           # [1][2]=[2][1] Comp. del Tensor de Momento.
m3=1.0           # [2][2] Componente del Tensor de Momento.
# 4) Geófonos
nor=1            # Número de profundidades, donde los
geÃ³fonos       # serán colocados (>1 En caso de VSP).
lobs=2           # Tope de la capa, donde serán colocados los
geÃ³fonos.
# 5) Modelo de capas: Los valores expuestos, corresponden al
modelo de cinco
#capas
c1=1.5,1.5,1.8,1.9,1.9,2.3,4.4      # Valores de
Velocidad de Onda p                 # P capa por
capa [km/s].
ct=0.3,0.3,0.54,0.67,0.78,1.9,2.7  # Valores de
Velocidad de Onda S                 # capa por capa
[km/s].
q1=1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000 # Valores de q-
compresional para el                # modelo.
qt=1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000 # Valores de q-
cizalla para el                     # modelo.
rho=1.8,1.8,2,2.03,2.0,2.12,2.6     # Valores de densidades
para el                              # modelo [g/cm³].
t=0.001,0.014,0.12,0.049,0.19,0.088,0.25 # Valores de espesor
absoluto de                          # cada capa del
modelo [km]
sureflpsvsh fs=$fs decay=$decay flt=$flt lsource=$lsource nw=$nw
nor=$nor \
tsec=$tsec dt=$dt lobs=$lobs bx=$bx fx=$fx dx=$dx nx=$nx \
pw1=$pw1 pw2=$pw2 pw3=$pw3 pw4=$pw4 p2w=$p2w \
stype=$stype h1=$h1 h2=$h2 m0=$m0 m1=$m1 m2=$m2 m3=$m3
delta=$delta \
      c1=$c1 ct=$ct q1=$q1 qt=$qt rho=$rho t=$t
nlayers=$nlayers \
wtype=$wtype wfield=$wfield red_vel=$red_vel nf=$nf \
wavelet_type=$wavelet_type verbose=$verbose \
nt=$nt fpeak=$fpeak wfr=$wfr$nw$nx$dx$p2w.su
wfz=$wfz$nw$nx$dx$p2w.su

```

```

# Imprimiendo en pantalla los sismogramas sintéticos obtenidos
para la
#componente radial y vertical
suximage < $wfr$nw$nx$dx$p2w.su title="PSV Comp. Radial 5 capas"
perc=99.8 \
    labell1='Tiempo (s)' xbox=600 label2='Nro. de Trazas'
titlesize=10 &
suximage < $wfz$nw$nx$dx$p2w.su title="PSV Comp. Vertical 5
capas" perc=99.8 \
    labell1='Tiempo (s)' xbox=600 label2='Nro. de Trazas'
titlesize=10 &
#Se crea el header de los disparos sintéticos
segyhdrs < $wfr$nw$nx$dx$p2w.su bfile=$wfr$nx$dx.bhead
hfile=$wfr$nx$dx.ehead
segyhdrs < $wfz$nw$nx$dx$p2w.su bfile=$wfz$nx$dx.bhead
hfile=$wfz$nx$dx.ehead
# Convertimos el archivo .su en .segy
# Componente Radial
segywrite < $wfr$nw$nx$dx$p2w.su tape=$nx$dx.sgy
bfile=$wfr$nx$dx.bhead
hfile=$wfr$nx$dx.ehead endian=0
# Componente vertical
segywrite < $wfz$nw$nx$dx$p2w.su tape=$p2w$nx$dx.sgy
bfile=$wfz$nx$dx.bhead hfile=$wfz$nx$dx.ehead endian=0

```