

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN  
SECCIONES SÍSMICAS P-S**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Gamboa L., Aaron  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico

Caracas, mayo de 2016

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN SECCIONES SÍSMICAS P-S**

Tutor académico: Ing. Andrés Espeso

Tutor industrial: Ing. Mauricio Hernández

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Gamboa L., Aaron  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico

Caracas, mayo de 2016

Caracas, 27 de mayo de 2016

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Aaron Gamboa, titulado:

**“Identificación de elementos estructurales en secciones sísmicas P-S”**

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.

  
Ing. Mauricio Hernández  
Jurado

  
Ing. Jesús Avila  
Jurado

  
Ing. Andrés Espeso  
Tutor Académico

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA  
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

**ACTA DE EVALUACIÓN DE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

Los abajo firmantes, integrantes del jurado examinador designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado: **“IDENTIFICACION DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN SECCIONES SISMICAS PS”**, presentado por el bachiller Aaron Gamboa Ledezma portador de la Cedula de Identidad V-18.937.670; para obtener el título de Ingeniero Geofísico, en el acto de defensa pública correspondiente, considerando que:

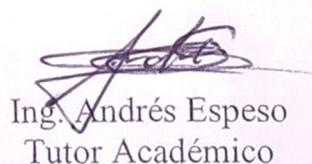
1. Este trabajo de grado trata un tema novedoso, no aplicado hasta la fecha en ninguna parte de Venezuela.
2. Incluye una exhaustiva investigación documental, así como la elaboración, desarrollo e implementación de códigos computacionales para el cálculo de sismogramas sintéticos y cálculos de ángulos de incidencia de ondas convertidas.
3. Constituye un aporte importante para el descubrimiento, caracterización y monitoreo de yacimientos, sobretodo en la Faja Petrolífera del Orinoco, donde el bajo contraste entre arenas y arcillas es muy bajo, permitiendo en gran medida reducir la incertidumbre en la delimitación de hidrocarburos en dichos yacimientos.

Acordamos por unanimidad otorgar la Mención de Honor al bachiller Aaron Gamboa Ledezma.

En la Ciudad Universitaria de Caracas, a los 27 días del mes de mayo de dos mil dieciséis.

  
Ing. Mauricio Hernández  
Jurado

  
Ing. Jesús Ávila  
Jurado

  
Ing. Andrés Espeso  
Tutor Académico

A mis padres por todo el apoyo, consejos y motivación, pero sobretodo, por ser mi ejemplo de perseverancia y constancia.

## **Agradecimientos**

A Dios primeramente, por poner en frente de mi todas esas decisiones que hoy en día me trajeron aquí.

A mis padres, por su amor y apoyo infinito e incondicional. Es hermoso tener unos padres como ustedes, que jamás se rindieron conmigo y que siempre supieron como animarme. Gracias por todo, los amo.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas y permitirme cumplir una de mis más anheladas metas, en ti me forme como ingeniero y crecí como persona, siempre te estaré agradecido.

A mi tutor y amigo Andrés Espeso, por confiar en mí, brindarme su apoyo y darme la oportunidad de desarrollar este increíble tema.

A todas las personas que hacen funcionar al departamento de Geofísica, en especial a los profesores José Cavada, Juan José Infante, Nuris Orihuela y Antonio Ughi por todos los conocimientos transmitidos.

A mi familia, pilar fundamental en mi crecimiento personal y profesional, ustedes que han destinado tiempo para enseñarme nuevas cosas y brindarme aportes invaluable que servirán para toda mi vida.

A mi hermano Alan, por todos esos momentos que hemos compartido a lo largo de todos estos años viviendo en Caracas, gracias por tu apoyo incondicional.

A mis hermanos del Drunk Team: Alejandro, Christian, Daniel y Yuniev, que puedo decir, amigos como ustedes son pocos, gracias por estar ahí siempre.

A Katheanny, una persona muy especial a quien quiero y aprecio, eres un amor. A esos amigos que formaron parte de mi paso por la universidad y que me acompañaron en esta maravillosa experiencia: Nieves, Gabriela, Mavi, Fadhia y Jose (Amarillo), y a todos los compañeros que hice a lo largo de la carrera.

Por último y no menos importante, a mi prima, hermana, madre y aunque no esté en los papeles co-tutora Yasmely, que desde siempre ha velado por mí, nunca alcanzaran las palabras para agradecerte todo, eres unos de mis ejemplos a seguir.

**Aaron Gamboa Ledezma.**

Ucevista hoy, Ucevista siempre.

**Gamboa L., Aaron**

**IDENTIFICACION DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN SECCIONES  
SÍSMICAS P-S**

**Tutor Académico: Prof. Andrés Espeso. Tutor Industrial: Ing. Mauricio  
Hernández. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología,  
Minas y Geofísica. Año 2016, 76 p.**

**Palabras Claves:** Faja Petrolífera del Orinoco, sísmica multicomponente,  
sismograma sintético, tiempo PP, tiempo PS, atributos sísmicos.

**Resumen.** La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con una extensión de 55.000 km<sup>2</sup> aproximadamente, es el yacimiento de petróleo pesado y extra pesado más grande del mundo, sin embargo, sus yacimientos están formados en su gran mayoría por sedimentos poco consolidados con granos medios y gruesos, con un bajo contraste de impedancia acústica, esto dificulta la caracterización acertada de los yacimientos y por ende, aumenta el riesgo de realizar perforaciones de pozos sin presencia de hidrocarburos. Por este motivo, el objetivo de este trabajo especial de grado es realizar una interpretación estructural del bloque Junín 4 a partir de datos sísmicos multicomponente. Para cumplir con dicho objetivo, primeramente se desarrollaron e implementaron códigos de programación de las ecuaciones de reflexión propuestas por Aki y Richards (1980), con el fin de generar los sismogramas sintéticos que posteriormente servirían para calibrar los datos de pozos con los de la sísmica PP y PS. Adicionalmente mediante el uso de relaciones entre los tiempos de imagen PP, las velocidades  $V_p$ ,  $V_s$  y la profundidad, se logró determinar, qué evento de onda PS reproduce el mismo límite estratigráfico donde el evento de la onda PP fue interpretado, que en nuestro caso de estudio la discordancia del pre Cretácico. De igual manera se interpretaron las fallas presentes en la zona; la cual se caracterizó por tener predominio de fallas normales con direcciones N65°E y N69°O con buzamiento al norte. Por último, se realizó la aplicación de atributos sísmicos en ambos horizontes interpretados con el fin de resaltar la información estructural y estratigráfica de las sísmicas, además de efectuar una comparativa entre ambas, determinando que la aplicación de atributos orientados a destacar características estratigráficas resultaron ser más efectivos al momento de delinear estructuras en las secciones sísmicas PS, sin embargo, aquellos atributos utilizados para la visualización de elementos estructurales parecieran no ser tan eficaces al momento de resaltar dicha característica en la sísmica PS, ya que estos parecieran solo ser capaces de diferenciar aquellas fallas o zonas de fracturas muy acentuadas. En base a lo anterior, sísmica multicomponente es capaz de diferenciar ese bajo contraste entre arenas y arcillas características de la FPO, mejorando la resolución y visualización de eventos estratigráficos dando como resultado una imagen más limpia de cómo están dispuestas las estructuras facilitando de manera notable la interpretación sísmica, lo que en consecuencia se traduce en una caracterización más precisa de los yacimientos.

## Índice de contenido

Agradecimientos .....	vi
Resumen.....	vii
Índice de contenido .....	viii
Índice de figuras.....	xi
Índice de tablas.....	xiii
Glosario de términos científicos.....	xiv
CAPÍTULO 1 .....	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos .....	2
1.3. Ubicación del área de estudio.....	2
1.4. Justificación.....	3
CAPÍTULO 2 .....	5
2.1. Cuenca Oriental de Venezuela .....	5
2.2. Subcuenca de Guárico .....	5
2.3. Faja Petrolífera del Orinoco .....	6
2.4. Evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
2.4.1. Fase prerift .....	7
2.4.2. Fase rift.....	8
2.4.3. Fase de margen pasivo .....	8
2.4.4. Fase de colisión oblicua .....	9
2.5. Síntesis estructural del área Junín-Boyacá .....	9
CAPÍTULO 3 .....	11
3.1. Ondas corpóreas y teoría de rayos.....	12
3.2. Interpretación de la Ley de Snell.....	13
3.3. Tiempos de viajes en un modelo terrestre .....	14
3.4. Física de rocas .....	15

3.5.	Onda convertida y coeficiente de reflexión.....	16
3.6.	Deducción geométrica del punto de conversión.....	18
3.7.	Registro en profundidad.....	22
3.8.	Resolución vertical.....	24
CAPÍTULO 4.....		25
4.1.	Recopilación de información disponible.....	25
4.2.	Elaboración de la base de dato.....	25
4.2.1	Inventario y validación de datos de pozos.....	25
4.2.2	Carga de datos.....	26
4.2.3	Volumen sísmico.....	27
4.2.4	Sub volumen sísmico.....	27
4.3.	Calibración sísmica-pozo.....	28
4.3.1	Calculo de la resolución vertical.....	28
4.3.2	Elaboración de sismogramas sintéticos.....	30
4.4.	Interpretación Sísmica.....	32
4.4.1	Interpretación de horizontes sísmicos.....	32
4.4.2	Interpretación de fallas.....	35
4.5.	Extracción de atributos sísmicos.....	39
CAPÍTULO 5.....		40
5.1.	Resolución sísmica vertical.....	40
5.2.	Análisis de sismogramas sintéticos.....	41
5.3.	Interpretación sísmica estructural.....	46
5.4.	Análisis de atributos sísmicos.....	49
CAPÍTULO 6.....		54
6.1.	Conclusiones.....	54
6.2.	Recomendaciones.....	55
Referencias.....		56
Anexos.....		58
Anexo A-1: Desarrollo algebraico de $\tan\beta$ .....		58
Anexo A-2: Desarrollo algebraico de D.....		60
Anexo A-3: Cálculo del punto de conversión y ángulo de incidencia.....		61

Anexo A-4: Calculo de coeficientes de reflexión .....	62
---	----

## Índice de figuras

<b>Figura 1.</b> Ubicación relativa del proyecto El Destino 11M 3D3C.....	3
<b>Figura 2.</b> Corte geológico conceptual Norte-Sur desde el Cinturón de deformación del sur del Caribe hasta el Rio Orinoco .....	6
<b>Figura 3.</b> Rasgos estructurales de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	7
<b>Figura 4.</b> Propagación del campo de ondas sísmicas en un modelo isotrópico y homogéneo de tierra.....	12
<b>Figura 5.</b> Trayectoria de un rayo entre dos puntos cualquiera .....	13
<b>Figura 6.</b> Incidencia de una onda tipo P sobre una interface en el subsuelo.....	14
<b>Figura 7.</b> Datos generados por Pickett (1963), en el grafico pueden ser identificados los distintos tipos de rocas a partir del conocimiento de las velocidades $V_p$ y $V_s$ .....	16
<b>Figura 8.</b> Ondas generadas cuando una onda P incide sobre una interface. ....	17
<b>Figura 9.</b> Trayectoria de rayo de una onda PS .....	19
<b>Figura 10.</b> Diagrama de flujo de la metodología empleada para la elaboración del trabajo.....	25
<b>Figura 11.</b> Tendencia de las curvas T-Z de los pozos ij4-1e, ij4-2e, ij4-10 e ij4-31. ....	27
<b>Figura 12.</b> Sub-volumen sísmico utilizado para elaboración de la interpretación. ....	28
<b>Figura 13.</b> Extracción de ondícula de la sísmica PP, entre los -0.55 s y -0.75 s.....	29
<b>Figura 14.</b> Extracción de ondícula de la sísmica PS, entre los -1.05 s y -1.35 s.....	29
<b>Figura 15.</b> Ondícula teórica trapezoidal de fase cero utilizada para la convolución de la serie de reflectividad PP.....	31
<b>Figura 16.</b> Ondícula teórica trapezoidal de fase cero utilizada para la convolución de la serie de reflectividad PS.....	31
<b>Figura 17.</b> Curvas T-Z de onda convertida para los pozos ij4-1e y ij4-2e, indispensables para la calibración sísmica pozo de onda convertida.....	33
<b>Figura 18.</b> Superficie interpolada en tiempo del tope del pre Cretácico. Interpretado en el cubo PP cada 2 líneas en dirección inline y cada 2 líneas en dirección crossline... ..	34
<b>Figura 19.</b> Superficie interpolada en tiempo del tope del pre Cretácico. Interpretado en el cubo PS cada 2 líneas en dirección inline y cada 2 líneas en dirección crossline... ..	35
<b>Figura 20.</b> Sección inline 1531 imagen PP, de izquierda a derecha se tiene: imagen sísmica de entrada, atributo Structural Smoothing y finalmente atributo Vertical Smooth. ....	37
<b>Figura 21.</b> Sección inline 1531 imagen PS, de izquierda a derecha se tiene: imagen sísmica de entrada, atributo Structural Smoothing y finalmente atributo Vertical Smooth .....	38

<b>Figura 22.</b> Mapa estructural en tiempo del tope pre Cretácico donde se muestra la ubicación de los pozos a los que se realizó sismogramas sintéticos, escala de tiempo en milisegundos. ....	42
<b>Figura 23.</b> Calibración PP del pozo ij4-1e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PP y sección sísmica PP en dirección inline.....	43
<b>Figura 24.</b> Calibración PP del pozo ij4-1e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PP y sección sísmica PP en dirección inline.....	43
<b>Figura 25.</b> Calibración PS del pozo ij4-1e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PS y sección sísmica PS en dirección inline.....	44
<b>Figura 26.</b> Calibración PS del pozo ij4-2e, de izquierda a derecha de tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PS y sección sísmica PS en dirección inline.....	44
<b>Figura 27.</b> Calibración PP de los pozos ij4-4e, ij4-5e, ij4-10e e ij4-31, de izquierda a derecha para cada pozo se tiene: sección sísmica PP y sismograma sintético PP. ....	45
<b>Figura 28.</b> Sección sísmica arbitraria PP, en ella se observas la continuidad del tope interpretado. ....	47
<b>Figura 29.</b> Sección sísmica arbitraria PS, en ella se observas la continuidad del tope interpretado. ....	48
<b>Figura 30.</b> Corte en tiempo a 1175 ms intersectado con las fallas interpretadas. En él se destaca la orientación y continuidad de las mismas. ....	49
<b>Figura 31.</b> Atributo de frecuencia instantánea aplicado al horizonte interpretado del pre Cretácico. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.....	50
<b>Figura 32.</b> Atributo de fase instantánea aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.....	51
<b>Figura 33.</b> Atributo de amplitud RMS aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.....	52
<b>Figura 34.</b> Atributo de varianza aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.....	53

## Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Términos matemáticos necesarios para el desarrollo de las ecuaciones de reflectividad por Aki y Richards (1980). .....	17
<b>Tabla 2.</b> Ecuaciones de reflectividad para una onda P incidente desarrolladas por Aki y Richards (1980). .....	18
<b>Tabla 3.</b> Tiempos de bajada, subida y de imagen para onda P, S y convertida a una profundidad Z. ....	23
<b>Tabla 4.</b> Inventario de pozos filtrados. ....	26
<b>Tabla 5.</b> Polaridad de las amplitudes del tope geológico interpretado en la sísmica de onda compresional. ....	32
<b>Tabla 6.</b> Calculo de resolución y límite de sísmica vertical. ....	41

## **Glosario de términos científicos**

**3D3C:** sísmica de tres dimensiones con tres componentes.

**P-SH:** onda convertida de componente horizontal.

**P-SV:** onda convertida de componente vertical.

**Sísmica multicomponente:** se refiere a los datos sísmicos adquiridos con más de un tipo de fuente y/o tipos de receptores. En esta tesis, se refiere a una sísmica adquirida con fuente convencional y grabación de tres componentes.

**Sísmica PP:** se refiere a la sísmica en la cual la onda que viaja hacia abajo lo hace en forma de onda P, esta refleja en una interface y retorna como onda P.

**Sísmica PS:** se refiere a la sísmica en la cual la onda que viaja hacia abajo lo hace en forma de onda P, esta refleja en una interface y retorna como onda S.

**$V_p$ :** velocidad onda P.

**$V_s$ :** velocidad onda S.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema

En las últimas décadas, los levantamientos sísmicos 3D se han convertido en una herramienta de exploración indispensable para las compañías de petróleo y de gas. Una infinidad de yacimientos han sido descubiertos, caracterizados y monitoreados a través de las ondas P; no obstante, cuando se trata de determinar las características del yacimiento a partir de datos sísmicos, se encuentra que las ondas P a menudo no son suficientes para proporcionar todas las respuestas a los problemas que se presentan en cuando a interpretación sísmica se refiere. Por tal motivo, la sísmica de componente múltiple ha venido ganando terreno en la industria petrolera puesto que permite separar las distintas polarizaciones del campo de ondas con aplicaciones útiles en la obtención de imágenes estructurales y en la caracterización de yacimientos.

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con una extensión de 55.000 km<sup>2</sup> aproximadamente, el yacimiento de petróleo pesado y extra pesado más grande del mundo (Schlumberger, 2002). Por otra parte, es importante destacar que los yacimientos de la FPO son en su inmensa mayoría sedimentos poco consolidados con granos medios y gruesos, con un bajo contraste de impedancia acústica siendo el elemento que los une el petróleo extra pesado, lo cual agrega dificultad al momento de caracterizar acertadamente los yacimientos y por ende, aumenta el riesgo de realizar perforaciones de pozos sin presencia de hidrocarburos. Es por esto, que uno de los mayores retos en cuanto a la interpretación geofísica se refiere en la FPO y particularmente en el bloque Junín es que, a partir del volumen sísmico 3D3C se pueda discriminar el bajo contraste que se da entre las arenas y las arcillas.

Por lo anteriormente expuesto, el objetivo de este trabajo especial de grado es realizar una interpretación estructural del bloque Junín 4 a partir de datos sísmicos multicomponente con el fin de determinar la orientación y la geometría de las estructuras geológicas.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

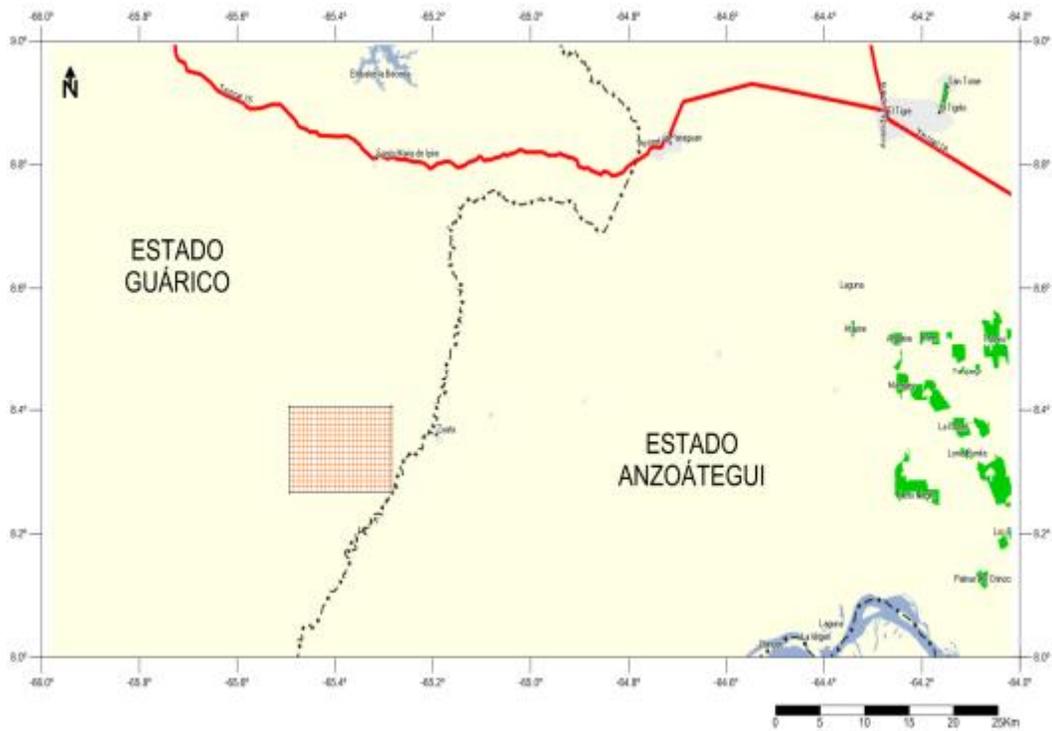
Identificar la orientación y geometría de las estructuras geológicas presentes en el bloque Junín 4 (FPO) a partir de datos de sísmica multicomponente.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Calibrar los datos sísmicos de onda convencional y onda convertida con la información de pozos disponibles.
- Identificar los principales horizontes y fallas en las secciones sísmicas de onda PS aplicando las relaciones de registro en profundidad.
- Extraer atributos sísmicos con la finalidad de resaltar características estructurales en los horizontes interpretados.
- Identificar zonas prospectivas, de acuerdo a las trampas estructurales y estratigráficas visualizadas en la interpretación.

## **1.3. Ubicación del área de estudio**

La Faja Petrolífera del Orinoco comprende una extensión de 55.314 km<sup>2</sup> y un área de explotación actual de 11.593 km<sup>2</sup>, y se ubica al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km<sup>2</sup> cada uno aproximadamente (Proyecto Magna Reserva, 2015). El proyecto El Destino 11M 3D3C está situado en el Estado Guárico, específicamente en el bloque Junín 4, el cual forma parte de PDVSA Petrourica. Desde el punto de vista geográfico, el proyecto El Destino se ubica al este del Estado Guárico y posee una superficie aproximada de 351,55 Km<sup>2</sup> (Figura 1).



**Figura 1.** Ubicación relativa del proyecto El Destino 11M 3D3C (Fuente: PDVSA, 2014).

#### 1.4. Justificación

El presente trabajo de investigación justifica su origen en dos marcos principales, en primer lugar por su carácter científico y en segundo por su importancia comercial.

En el marco investigativo, este trabajo presenta un carácter innovador ya que pretende esclarecer un método en cuanto a la interpretación estructural de yacimientos se refiere, mediante el uso de las ondas convertidas, que a pesar de ser objeto de estudio en instituciones tales como: *the Consortium for Research in Elastic Wave Exploration Seismology* (CREWES) de la Universidad de Calgary y *the Reservoir Characterization Project* (RCP) de la Escuela de Minas de Colorado respectivamente, su uso en Venezuela es casi nulo, por lo que se tiene muy poca información al respecto.

Como es bien sabido, el estudio mediante onda compresional u onda P por sí sola, no es un buen indicador de la litología. Por tal motivo, la información adicional proporcionada por las ondas de cizalla puede reducir la ambigüedad que se presenta al

momento de realizar una interpretación sísmica, sobretodo en la FPO donde existe un muy bajo contraste entre las arenas y arcillas.

En cuanto al marco comercial, la principal actividad económica de Venezuela es la explotación y refinación de petróleo para la exportación y consumo interno. Esta representa aproximadamente el 80 % de las exportaciones, el 20 % del Producto Interno Bruto (PIB) del país y el 50 % de los ingresos del Estado. La dependencia del petróleo ha aumentado en los últimos años. Mientras que en 1999 las exportaciones de bienes y servicios petroleros representaban el 76 % de las exportaciones, en 2005 el porcentaje había pasado a 86 % y en 2012 se elevaba al 96 % según cifras oficiales del Banco Central de Venezuela.

Por tales motivos, la caracterización sísmica de yacimiento juega un papel muy importante al ser una herramienta que permite reducir la incertidumbre en la posible delimitación de hidrocarburos (Bickerl, Gibson y McVay, 2006). Es aquí, donde la interpretación sísmica multicomponente, de ser capaz de diferenciar de una manera más precisa la presencia de fluidos en un yacimiento, se convertiría en un instrumento muy útil al momento de disminuir dicha incertidumbre.

## CAPÍTULO 2

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

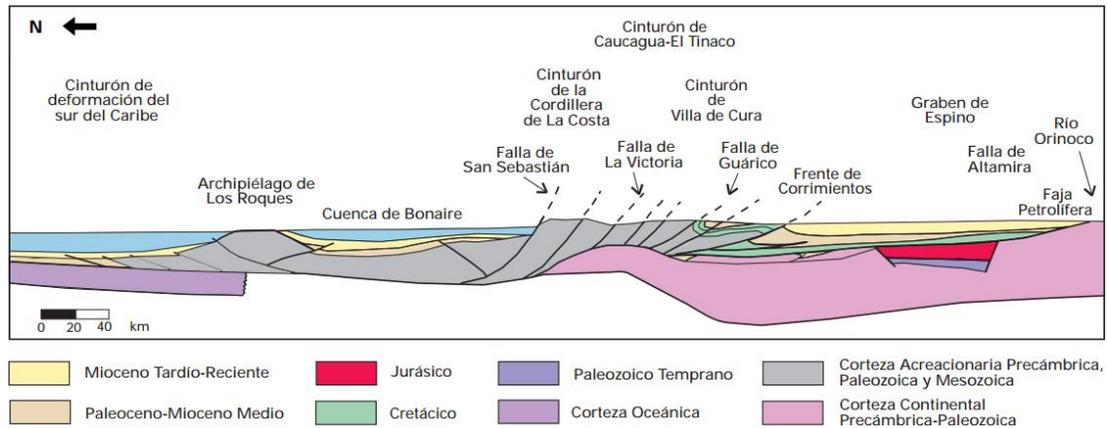
La Cuenca Oriental de Venezuela está ubicada en la zona centro-este del país, formando una depresión topográfica y estructural limitada al sur por el río Orinoco, al oeste por el Arco del Baúl, al norte por el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental, y al este por el estado Delta Amacuro. Cubre un área aproximadamente de 153.000 km<sup>2</sup>, es la más extensa y primera en importancia del país. Comprende las zonas petroleras de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre, Delta Amacuro y al sur la Faja Petrolífera del Orinoco (González de Juana *et al.*, 1980). El flanco Sur de la cuenca buza ligeramente hacia el norte, mientras que el flanco Norte presenta fallamientos y cabalgamientos con la Serranía del Interior (Di Croce, 1999). Toda la cuenca se inclina hacia el este, debido a ello, su parte más profunda está ubicada al noreste, hacia Trinidad (González de Juana *et al.*, 1980).

De oeste a este, la Cuenca Oriental de Venezuela esta subdividida en dos subcuencas: la Subcuenca de Guárico hacia el oeste y la Subcuenca de Maturín hacia el 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 la Subcuencas de Guárico y Maturín están separadas entre sí, por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas (Di Croce, 1999).

#### 2.2. Subcuenca de Guárico

Esta subcuenca es donde se ubica el bloque Junín 4 y comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo (Figura 2). Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y

con un acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

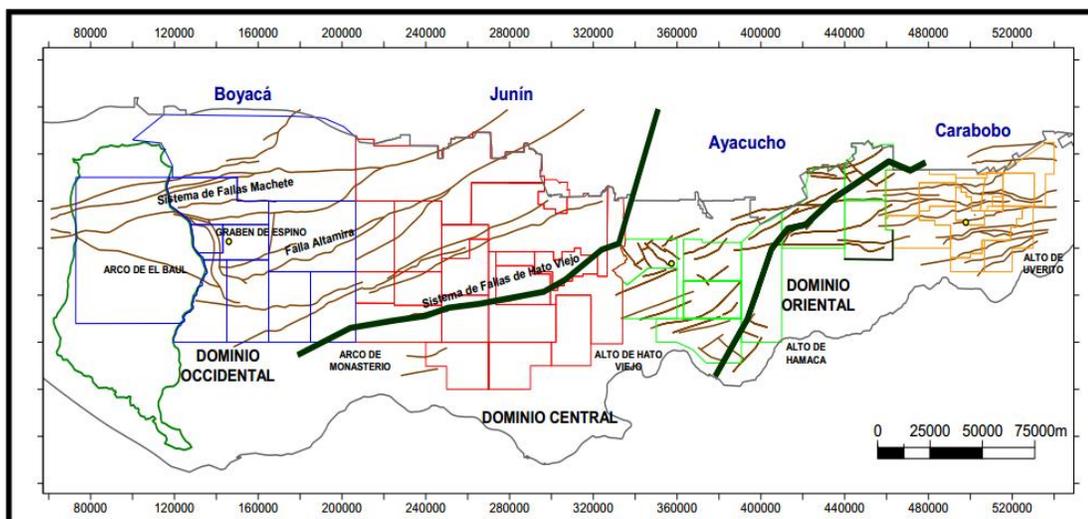


**Figura 2.** Corte geológico conceptual Norte-Sur desde el Cinturón de deformación del sur del Caribe hasta el Río Orinoco (Fuente: Schlumberger, 1997).

### 2.3. Faja Petrolífera del Orinoco

La FPO representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, paralela al río Orinoco, sobre una superficie aproximadamente de 55.000 km<sup>2</sup>. Las rocas que la constituyen presentan edades que abarcan desde el Precámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo que originaron eventos regionales y favorecieron grandes acumulaciones de petróleo en trampas estratigráficas (Audemard *et al.* 1985)

Talwani (2002) describe la estructura de este cinturón como un homoclinal suave, con buzamiento de 3 a 4 grados hacia el norte, dividido por el sistema de fallas de Hato Viejo en dos provincias estructurales, al este se encuentran las áreas correspondientes a Ayacucho y Carabobo, y al oeste las áreas correspondientes a Junín y Boyacá (Figura 3).



**Figura 3.** Rasgos estructurales de la Faja Petrolífera del Orinoco (Fuente: Proyecto Orinoco Magna Reserva, 2015).

## 2.4. Evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

En cuanto a la evolución geodinámica y tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela, varios autores, entre ellos Eva *et al.*, (1989), Elich y Barrett (1992), y Parnaud *et al.*, (1995), coinciden al indicar cuatro fases fundamentales:

- I. Una fase de prerift en el Paleozoico.
- II. Una fase de rifting y drifting durante el Jurásico y el Cretácico Temprano.
- III. Un periodo de margen pasivo desde el Jurásico Tardío – Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
- IV. Y una fase final durante la colisión oblicua que se ha ido extendido desde el Eoceno Medio hasta el Oligoceno Medio y resulto en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una de tipo antepaís.

### 2.4.1. Fase prerift

Esta fase tuvo lugar en el Paleozoico y fue identificada a partir de perfiles sísmicos, donde se evidencia depresiones estructurales y se preservaron rocas de la edad Paleozoica, asociada estas con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos.

Las secuencias encontradas por perforaciones están compuestas por areniscas de granos finos, ligeramente calcáreas con intercalaciones de conglomerados y lutitas verdes con espesores entre 3000 y 5000 m y de 1.5 a 2.0 s en tiempo doble (Parnaud *et al.*, 1995).

#### **2.4.2. Fase rift**

La fase Rift tuvo origen durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. Esta caracterizado por el levantamiento vertical del borde cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo periodo de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental (González de Juana *et al.*, 1980).

Por otro lado, al separarse Norteamérica de Gondwana, se crea un sistema extensional en el margen norte de Suramérica. Este sistema ocurre entre el Triásico Tardío y Jurásico Temprano, y separa Yucatán de la Placa Suramericana (Parnaud *et al.*, 1995). La evidencia de este proceso se encuentra en la base de la Cuenca Oriental y está representada por los basaltos y capas rojas de edad Jurásica Medio-Temprano, depositadas en el Graben de Espino.

Esta fase rift no está asociada a grandes adelgazamientos de la corteza o grandes subsidencias según sugieren Erlich y Barrett (1992) y Parnaud *et al.* (1995), sino más bien a un sistemas de fallas rumbo deslizantes o transformantes como actividad tectónica durante la separación.

#### **2.4.3. Fase de margen pasivo**

Desde el Jurásico Tardío o Cretácico Temprano al Eoceno se caracterizó por la subsidencia del margen norte de Suramérica. En esta fase se depositaron rocas clásicas marinas en el orden de 3 a 4 km de espesor, entre las que destacan la Formación Querecual y la Formación San Antonio, las cuales son generadoras de petróleo pesado (Parnaud *et al.*, 1995).

#### **2.4.4. Fase de colisión oblicua**

Como consecuencia de ésta se generó un sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana, el cual creó una cuenca antepaís. Los depósitos característicos de ésta suprayacen a los de la etapa de margen pasivo y se crean las trampas asociadas a las fallas. Como consecuencia de la carga litoestática generada por las napas producidas por la colisión, ocurre una flexión isoestática de la litosfera, que provocó el levantamiento de la zona sur de la cuenca, exponiéndola a la erosión (Schlumberger, 1997).

#### **2.5. Síntesis estructural del área Junín-Boyacá**

Sucesivos movimientos tectónicos de intensidad variable han afectado la Subcuenca de Guárico desde el paleozoico hasta el Cuaternario. En las rocas paleozoicas, grandes movimientos tectónicos dieron origen a plegamientos, fallamientos e intrusiones ígneas con bajo metamorfismo asociado. Debido a estos esfuerzos se formaron dos sistemas de fallas normales: uno principal y uno secundario. Las fallas principales poseen una orientación N67°E con desplazamientos y extensión de gran magnitud, de los cuales destacan los sistemas de Altamira, Machete y Sabán Ruiz. El sistema secundario posee una orientación N67°O y se asocia con los sistemas primarios donde las fallas de Sabán y Altamira constituyen los límites del graben de Espino (PDVSA, 1983).

La secuencia cretácica alcanza su máximo espesor en el Norte de la Cuenca, debido a que al iniciarse la sedimentación del Cretácico de la Cuenca se inclinó hacia el norte. Por el levantamiento se reactivaron algunas de las fallas paleozoicas principales y otras menores del sistema secundario, a la vez que se formaban nuevas fallas normales siguiendo la misma orientación (PDVSA, 1983). A este levantamiento le siguió un periodo de fuerte erosión.

La cuenca cambió de posición antes de iniciarse la sedimentación de las formaciones terciarias, al inclinarse N25°O, donde el Terciario alcanza su mayor espesor.

De acuerdo a De Rojas (1987) en el nivel de la formación Oficina y el Grupo Temblador, el flanco presenta un buzamiento entre 0.5° a 3° hacia el noreste, formando un monoclinal cortado por un sistema de fallas normales con arreglo en echelon. Las

fallas, principalmente están orientadas de norte a sur y con buzamiento noreste y poseen un desplazamiento vertical menor a 61 metros. El fallamiento es más intenso hacia el norte del área, aunque el principal mecanismo de entrapamiento es estratigráfico, también las acumulaciones están influenciadas localmente por las fallas.

## CAPÍTULO 3

### MARCO TEÓRICO

La sísmica multicomponente no fue una tecnología viable hasta finales de la década de los 70. Fuentes sísmicas como los explosivos, vibradores verticales y fuentes de impacto habían estado disponible durante muchos años, sin embargo, solo se utilizaban para adquirir datos de onda P, a pesar de que cada una de las fuentes nombradas anteriormente, produce un tipo de cizalla directamente sobre la superficie, así como conversión de ondas P-SV en las reflexiones producidas en las distintas interfaces del subsuelo.

Con la introducción de los vibradores horizontales al mercado, se desarrollaron procedimientos para la adquisición de datos de onda S, así como software para el procesamiento de la misma. Además, las aplicaciones geológicas de la sísmica tanto para ondas P y ondas S fueron establecidas de acuerdo a su forma de propagación por el medio.

Sin embargo, el desarrollo de la tecnología multicomponente decayó para la década de 1980 y 1990, en parte debido a la reducción de personal en el área investigativa de dicha tecnología ocasionada por la fusión de empresas de la industria de petróleo y gas de la época. No obstante, algunos grupos académicos de investigación mantuvieron su enfoque en el desarrollo de la tecnología multicomponente, tales como: CREWES de la Universidad de Calgary y RCP de la Escuela de Minas de Colorado.

Actualmente, los usos más frecuentes que tiene la sísmica multicomponente en la industria petrolera según algunos autores expertos en el ramo, son:

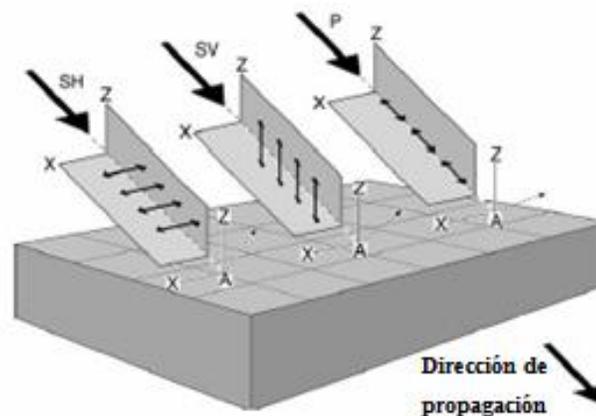
- Optimización en la localización de nuevos pozos (Stewart *et al.* 2003).
- Optimización del factor recuperación (Stewart *et al.* 2003).
- Estimaciones más precisas de reservas (Stewart *et al.* 2003).

A continuación, en esta sección se presenta toda la información teórica necesaria para el desarrollo del presente trabajo de grado.

### 3.1. Ondas corpóreas y teoría de rayos

En óptica clásica, la geometría de una onda está gobernada por el principio de Huygens, el cual es utilizado para analizar la propagación de un frente de ondas en un medio. Este principio establece que cada punto de un frente de onda puede ser considerado como la fuente de un segundo frente de onda que viaja hacia adelante con la velocidad del medio en ese punto.

En un modelo isotrópico y homogéneo de tierra, las ondas sísmicas se propagan en forma de tres vectores independientes: una de tipo compresional (P), una de tipo cizalla vertical (SV) y otra de tipo cizalla horizontal (SH) (Figura 4). Estos tres tipos de ondas viajan a diferentes velocidades y distorsionan de diferentes formas al medio, entendiéndose que tanto la velocidad de propagación como la distorsión que cada una de ellas generan, dependen única y exclusivamente de las propiedades físicas del medio. Una manera de distinguir los tres tipos de ondas es a través de la dirección de desplazamiento de las partículas en el medio como se observa en la Figura 4, en las ondas de tipo P, las partículas se desplazan en la misma dirección de propagación. Por otra parte, en ambos tipos de ondas del tipo cizalla, las partículas orientan su desplazamiento perpendicular a la dirección de propagación. Por un lado en las tipos SH, el desplazamiento está alineado a lo largo del eje X, mientras que en las tipos SV las partículas se desplazan alineadas con el plano vertical de propagación.

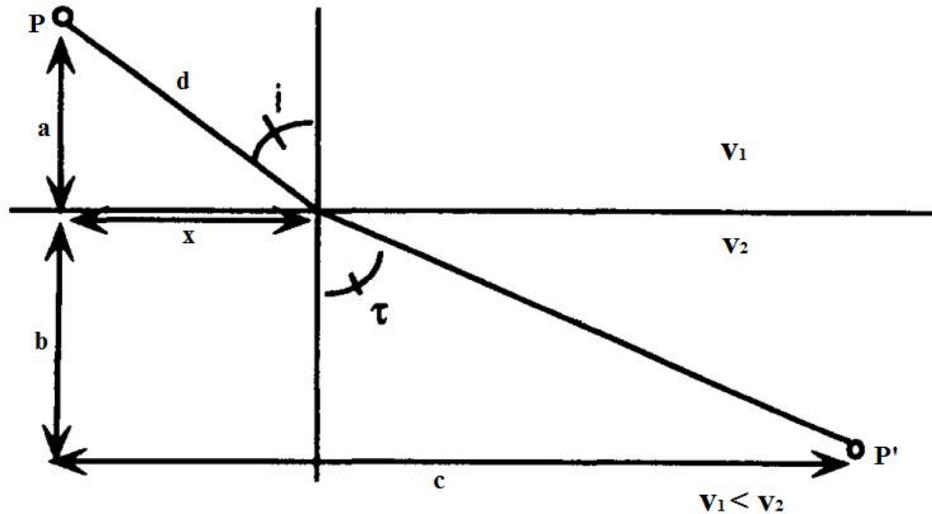


**Figura 4.** Propagación del campo de ondas sísmicas en un modelo isotrópico y homogéneo de tierra (modificado de Hardage et al, 2011)

Debido a que las ondas tipo P y SV no tienen componente de desplazamiento en el eje X, se tiene que este tipo de ondas pueden transferir energía de una a la otra durante la reflexión en las interfaces del subsuelo.

### 3.2. Interpretación de la Ley de Snell

Mediante el uso de geometría simple de rayos y el principio de Fermat es posible derivar la ley de Snell. El principio de Fermat establece que el camino entre dos puntos dados es tal que el tiempo de viaje empleado para recorrer dicho camino es el mínimo. Consideremos un rayo que parte desde el punto  $P$  en un medio de velocidad  $v_1$ , y el punto  $P'$  en un medio con velocidad  $v_2$  como se muestra en la Figura 5.



**Figura 5.** Trayectoria de un rayo entre dos puntos cualquiera (modificado de Lay and Wallace, 1995).

El tiempo de viaje en el camino entre  $P$  y  $P'$  viene dado por la Ecuación 1:

$$T_{P-P'} = \frac{d}{v_1} + \frac{e}{v_2} = \frac{\sqrt{a^2 + x^2}}{v_1} + \frac{\sqrt{b^2 + (c-x)^2}}{v_2}$$

**Ecuación 1**

El tiempo mínimo debe satisfacer  $dT/dx = 0$ , lo que implica que:

$$\frac{dT}{dx} = 0 = \frac{x}{v_1 \sqrt{a^2 + x^2}} - \frac{c-x}{v_2 \sqrt{b^2 + (c-x)^2}}$$

**Ecuación 2**

Note que  $x/\sqrt{a^2 + x^2} = \sin i$ , y  $(c - x)/\sqrt{b^2 + (c - x)^2} = \sin \tau$ . Así:

$$\frac{\sin i}{v_1} = \frac{\sin \tau}{v_2}$$

### Ecuación 3

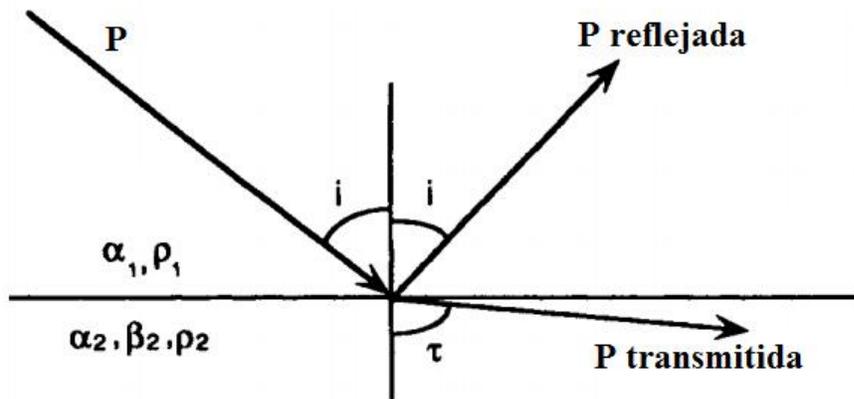
Esta es la expresión de óptica llamada ley de Snell (Ecuación 3). La generalización de la ley de Snell es:  $\sin(i)/v = p$ , donde  $p$  es el llamado parámetro sísmico, parámetro de rayo o lentitud horizontal,  $i$  es llamado ángulo de incidencia y nos da la inclinación del rayo respecto a un plano de referencia, y  $v$  el cambio de velocidad que experimenta el rayo al atravesar el medio.

### 3.3. Tiempos de viajes en un modelo terrestre

Cuando un rayo impacta un cambio de interface sísmicas (Figura 6), la energía es dividida en dos partes, una reflejada y una refractada. Estos rayos derivados tendrán los mismos parámetros que el rayo incidente, el ángulo con el que se refleja o refracta los rayos están gobernados por la ley de Snell:

$$\frac{\sin i}{\alpha_1} = \frac{\sin \tau}{\alpha_2} = p$$

### Ecuación 4



**Figura 6.** Incidencia de una onda tipo P sobre una interface en el subsuelo (fuente: modificado de Lay and Wallace, 1995).

En donde el frente de onda asociada a la reflexión recorre una distancia  $d$  en un tiempo  $\delta t = d/\alpha_1$ . En la superficie de intersección el frente de onda viajara a una velocidad más alta que la velocidad real de la capa, esta velocidad viene dada por la Ecuación 5.

$$\alpha_a = \frac{x}{\delta t} = \frac{d}{\sin i} * \frac{1}{\delta t} = \frac{\alpha_1}{\sin i} = \frac{1}{p}$$

#### **Ecuación 5**

Donde  $\alpha_a$  es la velocidad aparente. De esta ecuación se puede notar de donde proviene el nombre de lentitud horizontal para  $p$ . Si el rayo incidente entra en contacto con la superficie de manera vertical,  $p$  sería cero y la velocidad aparente sería infinita. Si la velocidad en la capa 2 es mayor que la velocidad en la capa 1, entonces  $\tau > i$ . por otra parte, cuando  $\tau \rightarrow 90^\circ$ , la ley de Snell predice una refracción crítica. Esta refracción crítica está asociada con la onda que viaja inmediatamente de manera horizontal por debajo de la interface y cuya propiedad única es la de transmitir la energía continuamente de vuelta a la capa 1 a medida que viaja a lo largo de dicha interface. Esta energía abandona la interfaz con el mismo ángulo de incidencia,  $i_c$ , llamado ángulo crítico:

$$i_c = \sin^{-1}(\alpha_1/\alpha_2)$$

#### **Ecuación 6**

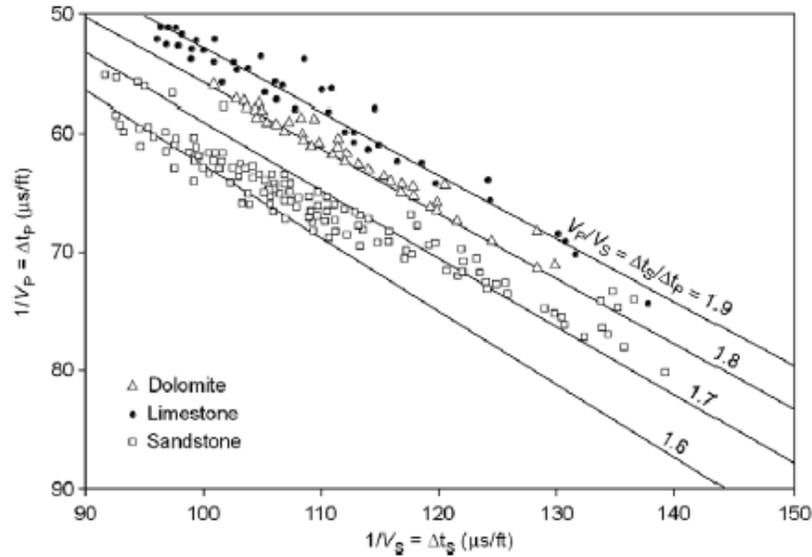
Note que si  $i > i_c$ , entonces la energía sísmica no puede penetrar a la capa 2 y toda la energía es reflejada de vuelta a la capa 1.

### **3.4. Física de rocas**

Para la década de 1960, George Pickett reunió una alta cantidad de datos para demostrar como las velocidades  $V_p$  y  $V_s$ , cuando son usadas juntas, generan una serie de rangos numéricos dependiendo del tipo de roca (Pickett, 1963).

En la Figura 7, las líneas rectas dibujadas a través de los puntos de datos, representan una relación constante  $V_p/V_s$ . Note que aunque las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  varían con la porosidad, la relación  $V_p/V_s$  tiende a estabilizarse en un rango numérico distinto para

cada tipo de roca. Este comportamiento hace que la relación  $V_p/V_s$  sea un parámetro mucho más confiable que el valor de  $V_p$  y  $V_s$  cuando se utilizan por separado.



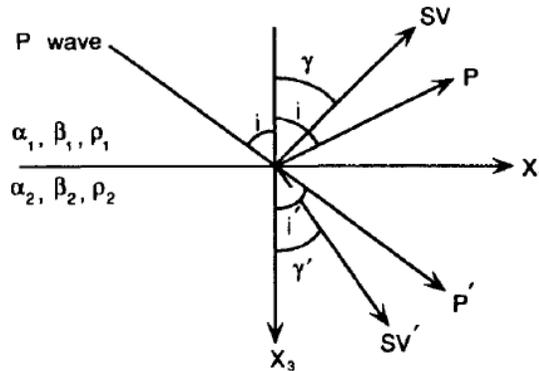
**Figura 7.** Datos generados por Pickett (1963), en el gráfico pueden ser identificados los distintos tipos de rocas a partir del conocimiento de las velocidades  $V_p$  y  $V_s$ .

Es por esta razón, que la física de rocas es una parte esencial en la sismica multicomponente, ya que permite entender el comportamiento de las reflexiones tanto de ondas tipo P y S en las distintas interfases y explicar por qué una imagen de ondas tipo P a través de un intervalo estratigráfico puede verse distinta a una imagen generada por ondas tipo S (Hardage *et al*, 2011).

### 3.5. Onda convertida y coeficiente de reflexión

Las matemáticas utilizadas para los cálculos de reflectividad no es compleja, ya que esencialmente abarca el uso de trigonometría básica y de álgebra. No obstante, existe una alta probabilidad de cometer errores al momento de desarrollar las ecuaciones de reflectividad, ya que estas contienen muchos términos y envuelven numerosos parámetros petrofísicos. Por otra parte, existen muchas aproximaciones que han sido utilizadas a través del tiempo por los investigadores, entre ellas, las ecuaciones de reflectividad publicadas por Aki y Richard (1980). Estas aproximaciones son usadas en el desarrollo del presente trabajo de grado.

Cuando una onda P incide sobre una interface, de ella derivan cuatro tipos de ondas como se muestra en la Figura 8, (1) P', la onda P transmitida, (2) SV', la onda SV transmitida (si  $\beta_2 > \alpha_1$ ), (3) P, la onda P reflejada, y (4) SV, la onda SV reflejada. La geometría de los rayos está gobernada por la ley de Snell, por tal razón, todos los rayos deberían tener el mismo parámetro,  $p$ , ya que todos deberían desplazarse en la interface con la misma velocidad aparente.



**Figura 8.** Ondas generadas cuando una onda P incide sobre una interface (tomado de Lay and Wallace, 1995).

Aki y Richards (1980), introdujeron nueve términos listados en la Tabla 1. Cuando estos términos son utilizados, las ecuaciones de reflectividad asociada a una onda P incidente pueden ser definidas (Tabla 2).

**Tabla 1.** Términos matemáticos necesarios para el desarrollo de las ecuaciones de reflectividad por Aki y Richards (1980).

Variables	
$a = \rho_2(1 - 2\beta_2^2 p^2) - \rho_1(1 - 2\beta_1^2 p^2)$	$b = \rho_2(1 - 2\beta_2^2 p^2) + 2\rho_1\beta_1^2 p^2$
$c = \rho_1(1 - 2\beta_1^2 p^2) + 2\rho_2\beta_2^2 p^2$	$d = 2(\rho_2\beta_2^2 - \rho_1\beta_1^2)$
Términos cosenos dependientes	
$E = b \frac{\cos i_1}{\alpha_1} + c \frac{\cos i_2}{\alpha_2}$	$F = b \frac{\cos j_1}{\beta_1} + c \frac{\cos j_2}{\beta_2}$
$G = a - d \frac{\cos i_1}{\alpha_1} \frac{\cos j_2}{\beta_2}$	$H = a - d \frac{\cos i_2}{\alpha_2} \frac{\cos j_1}{\beta_1}$
$D = EF + GHp^2$	

**Tabla 2.** Ecuaciones de reflectividad para una onda P incidente desarrolladas por Aki y Richards (1980).

Coeficiente	Ecuaciones
$R_{PP}$	$\left[ \left( b \frac{\cos i_1}{\alpha_1} - c \frac{\cos i_2}{\alpha_2} \right) F - \left( a + d \frac{\cos i_1}{\alpha_1} \frac{\cos j_2}{\beta_2} \right) H p^2 \right] / D$
$R_{PS}$	$-2 \frac{\cos i_1}{\alpha_1} \left( ab + cd \frac{\cos i_2}{\alpha_2} \frac{\cos j_2}{\beta_2} \right) p \alpha_1 / \beta_1 D$

### 3.6. Deducción geométrica del punto de conversión

Algunos autores (Behle y Dohr, 1985) han discutido los problemas asociados con el agrupamiento de datos de onda convertida por puntos de reflexión común Vs puntos de conversión común. Como se verá el agrupamiento depende de la profundidad del reflector, de las velocidades  $V_p$ ,  $V_s$  y de la proporción  $V_p/V_s$ .

Para una capa horizontal homogénea, (Fromm et al., 1985), dedujeron la Ecuación 7, como una aproximación de primer orden para la distancia horizontal medida desde la fuente para el punto de conversión.

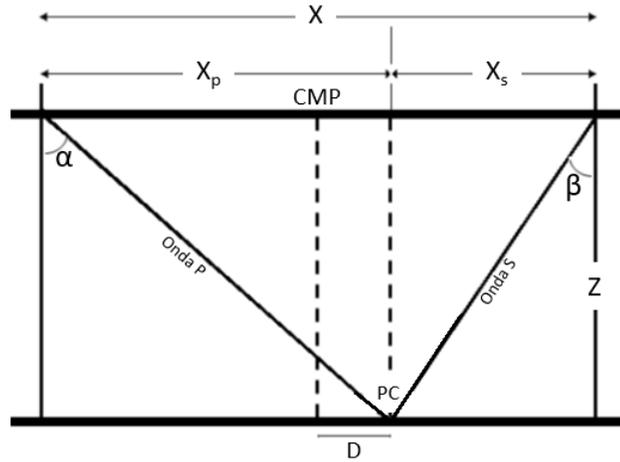
$$X_p = \frac{X}{1 + \frac{V_s}{V_p}}$$

#### Ecuación 7

Chung y Corrigan (1985) usaron esta relación para un medio horizontalmente estratificado, y agrupar ondas de cizalla en modo convertido para datos sintéticos. Sin embargo, la ecuación 7 no tiene en cuenta la variación de  $V_s/V_p$  con la profundidad, ya que solo depende de la distancia fuente receptor y de la proporción  $V_s/V_p$ , incluir el parámetro de profundidad es el aporte de Behle y Dohr, el cual sirve de base para este trabajo con la diferencia que la ecuación resultante para  $X_p$  se resuelve computacionalmente (Tessmer y Behle, 1988).

En la Figura 9 se puede observar el punto medio entre la fuente y el receptor (CMP); la distancia fuente receptor ( $X$ ); la distancia en superficie entre la fuente y el punto de conversión ( $X_p$ ); la distancia en superficie desde el punto de conversión hasta el

receptor ( $X_s$ ); la profundidad de la capa reflectora ( $Z$ ); y la distancia entre el punto medio CMP y el punto de conversión ( $D$ ).



**Figura 9.** Trayectoria de rayo de una onda PS (fuente: adaptado de Tessmer & Behle, 1988).

El valor del parámetro  $D$  se le conoce como corrección a la coordenada del punto medio común. Como se muestra a continuación, se deducirá el punto de conversión de un reflector en función de la profundidad del reflector y la razón  $V_p/V_s$  para un offset. Para ello, se consideró una capa horizontal, de espesor  $Z$ , velocidad compresional  $V_p$ , velocidad de cizalla  $V_s$ . En el tope de esta capa se emite una onda compresional  $P$ , con un ángulo  $\alpha$ , y se refleja en la base, en el punto  $CP$ , y en el cual se produce una onda de cizalla  $S$ , emergiendo a la superficie con un ángulo  $\beta$  y una velocidad  $V_s$ .

De la Figura 9, se puede plantear que:

$$X = X_p + X_s \rightarrow X_p = X - X_s$$

**Ecuación 8**

Por otra parte

$$X_p = D + (X/2)$$

**Ecuación 9**

Despejando  $D$

$$D = X_p - (X/2)$$

**Ecuación 10**

Reescribiendo la Ecuación 10

$$D = (X - X_s) - (X/2) \rightarrow D = (X/2) - X_s$$

**Ecuación 11**

Además,

$$\tan \beta = X_s/Z \rightarrow X_s = Z \tan \beta$$

**Ecuación 12**

Por lo tanto

$$D = (X/2) - Z \tan \beta$$

**Ecuación 13**

Aplicando algebra trigonométrica, y con la ayuda de la figura 14, eventualmente se obtiene:

$$\tan \beta = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left(\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right) (\tan \alpha)^2}}$$

**Ecuación 14**

El desarrollo algebraico en detalle se puede observar en el Anexo A-1.

Retomando la Figura 9:

$$\tan \alpha = X_p/Z \text{ y } X_p = D + (X/2) \rightarrow \tan \alpha = \frac{D+(X/2)}{Z}$$

**Ecuación 15**

Así se tiene que

$$\tan \beta = \frac{\frac{D + (X/2)}{Z}}{\sqrt{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left(\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right) \left(\frac{D + (X/2)}{Z}\right)^2}}$$

**Ecuación 16**

Sustituyendo la ecuación la Ecuación 16 en la Ecuación 13

$$D = (X/2) - Z \left( \frac{D + (X/2)}{z \left( \sqrt{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left(\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right) \left(\frac{D + (X/2)}{Z}\right)^2} \right)} \right)$$

**Ecuación 17**

Obteniendo

$$D = (X/2) - \frac{D + (X/2)}{\left( \sqrt{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left(\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right) \left(\frac{D + (X/2)}{Z}\right)^2} \right)}$$

**Ecuación 18**

Despejando el parámetro D de la Ecuación 18

$$\frac{D - \frac{X}{2}}{D + \frac{X}{2}} = \frac{-1}{\left( \sqrt{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left(\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right) \left(\frac{D + (X/2)}{Z}\right)^2} \right)}$$

**Ecuación 19**

Rescribiendo la anterior ecuación en términos del parámetro D se obtiene un polinomio de grado cuatro:

$$D^4 + D^2 \frac{[16Z^2 - 8X^2]}{16} - \frac{DZ^2X \left[ \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + 1 \right]}{\left[ \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1 \right]} + \frac{4X^2Z^2 + X^2}{16} = 0$$

**Ecuación 20**

El desarrollo algebraico se puede observar en el Anexo A-2. Así finalmente se llega a:

$$D^4 + D^2Z^2 - \frac{X^2}{2}D^2 - DZ^2Xk + \frac{1}{16}(4X^2Z^2 + X^4)$$

**Ecuación 21**

$$\text{Si } k = \frac{(v_p/v_s)^2 + 1}{(v_p/v_s)^2 - 1}$$

Entonces:

$$D^4 + \left(Z^2 - \frac{X^2}{2}\right)D^2 - Z^2XkD + \frac{1}{16}(4X^2Z^2 + X^4) = 0$$

**Ecuación 22**

Del teorema fundamental del algebra para un polinomio de grado 4 se deben tener 4 raíces, las cuales pueden ser reales y/o complejas. Por la ubicación que corresponde al punto de reflexión del modo de onda convertida PS es un punto entre la fuente y el receptor, se tiene que la solución al polinomio de la Ecuación 22, debe ser la raíz real positiva, sujeta a la condición  $D \leq X/2$ , así la distancia horizontal ( $X_p$ ) desde el punto fuente al punto de conversión viene dada por la Ecuación 9.

### **3.7. Registro en profundidad**

Para poder realizar eficazmente una interpretación combinada de las reflexiones P y S, es necesario identificar la ventana de tiempo específica de la onda P y la ventana de tiempo específico de la onda S que abarcan cada secuencia estratigráfica que se ha de interpretar, por lo tanto, el dilema del intérprete es decidir qué evento de onda S se produce en el mismo límite estratigráfico donde un evento en la onda P se ha interpretado.

Un método para la resolución de dicho dilema, se trata de utilizar la relación entre los tiempos de imagen P y S a una profundidad Z, los cuales se definen en la Tabla 3. Usando estas relaciones, puede ser calculado el ajuste en tiempo de cualquier tipo de imagen en comparación a cualquier otra (Ecuaciones 23, 24 y 25).

$$\frac{\text{Tiempo S}}{\text{Tiempo P}} = \frac{\frac{2Z}{V_s}}{\frac{2Z}{V_p}} = \frac{V_p}{V_s}$$

**Ecuación 23**

$$\frac{\text{Tiempo convertido}}{\text{Tiempo P}} = \frac{Z\left(\frac{1}{V_p}\right) + \left(\frac{1}{V_s}\right)}{\frac{2Z}{V_p}} = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{V_p}{V_s}\right)$$

**Ecuación 24**

$$\frac{\text{Tiempo S}}{\text{Tiempo convertido}} = \frac{\frac{2Z}{V_s}}{Z\left(\frac{1}{V_p}\right) + \left(\frac{1}{V_s}\right)} = \frac{1}{2}\left(\frac{2}{1 + \frac{V_p}{V_s}}\right)$$

**Ecuación 25**

**Tabla 3.** Tiempos de bajada, subida y de imagen para onda P, S y convertida a una profundidad Z.

Tipo de imagen	Tiempo de bajada	Tiempo de subida	Tiempo de la imagen
Onda P	$\frac{Z}{V_p}$	$\frac{Z}{V_p}$	$\frac{2Z}{V_p}$
Onda S	$\frac{Z}{V_s}$	$\frac{Z}{V_s}$	$\frac{2Z}{V_s}$
Onda Convertida	$\frac{Z}{V_p}$	$\frac{Z}{V_s}$	$Z\left(\frac{1}{V_p} + \frac{1}{V_s}\right)$

La precisión alcanzada al utilizar estas fórmulas dependerá única y exclusivamente por la fiabilidad de las velocidades de  $V_p$  y  $V_s$  que se utiliza para hacer los ajustes de tiempo.

### **3.8. Resolución vertical**

La resolución vertical de un registro sísmico es la menor distancia vertical entre dos interfases litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente, es decir, es el espesor mínimo de una capa en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas. Desde el punto de vista teórico, este espesor se relaciona con la longitud de onda ( $\lambda$ ), que depende de la relación entre la velocidad ( $v$ ) y la frecuencia ( $f$ ) (Sheriff, 2002).

El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un cuarto de la longitud de la onda dominante (Sheriff, 2002), y el límite definido por Widde es igual a un octavo de la longitud de onda ( $\lambda/8$ ).

# CAPÍTULO 4

## MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo como se puede detallar en la figura 10, se describe de manera secuencial el método y los pasos realizados en la elaboración del trabajo.

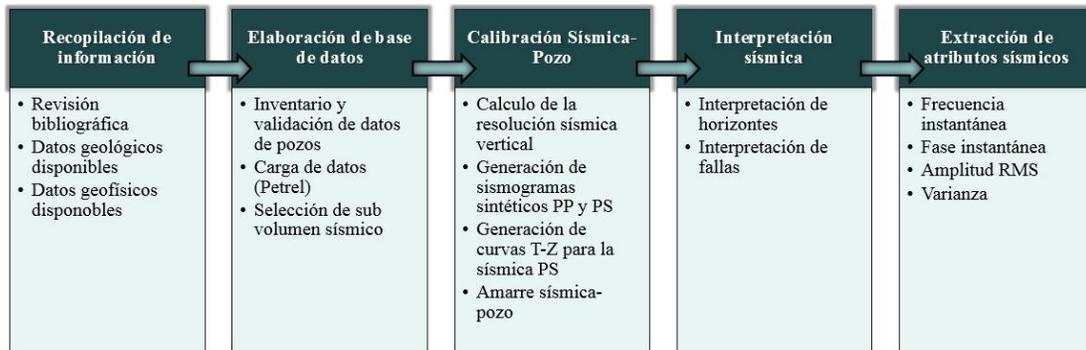


Figura 10. Diagrama de flujo de la metodología empleada para la elaboración del trabajo.

### 4.1. Recopilación de información disponible

Inicialmente se realizó una revisión bibliográfica de todo el material disponible en publicaciones, revistas científicas, tesis, entre otras fuentes de información, que incluyera información geológica regional y local (bloque Junín) con el fin de ubicarnos en el contexto geográfico de la zona de estudio y, de esta forma, conocer los posibles eventos estructurales que se encuentran en ella.

### 4.2. Elaboración de la base de dato

#### 4.2.1 Inventario y validación de datos de pozos

Los registros de pozos utilizados están ubicados dentro del proyecto sísmico El Destino11M 3D3C, los cuales fueron revisados para la elaboración de un inventario.

Del inventario se determinó que en el área de estudio existen un total de 29 pozos, estos fueron filtrados con el fin de seleccionar solo aquellos con los que se contaba la información de coordenadas geográficas, así como también de registros sísmicos de onda P y S (DTC y DTS respectivamente) y de densidad (RHOB), como se muestra en

la Tabla 4, siendo estos indispensables para la generación de los registros de impedancia acústica y coeficiente de reflexión.

#### 4.2.2 Carga de datos

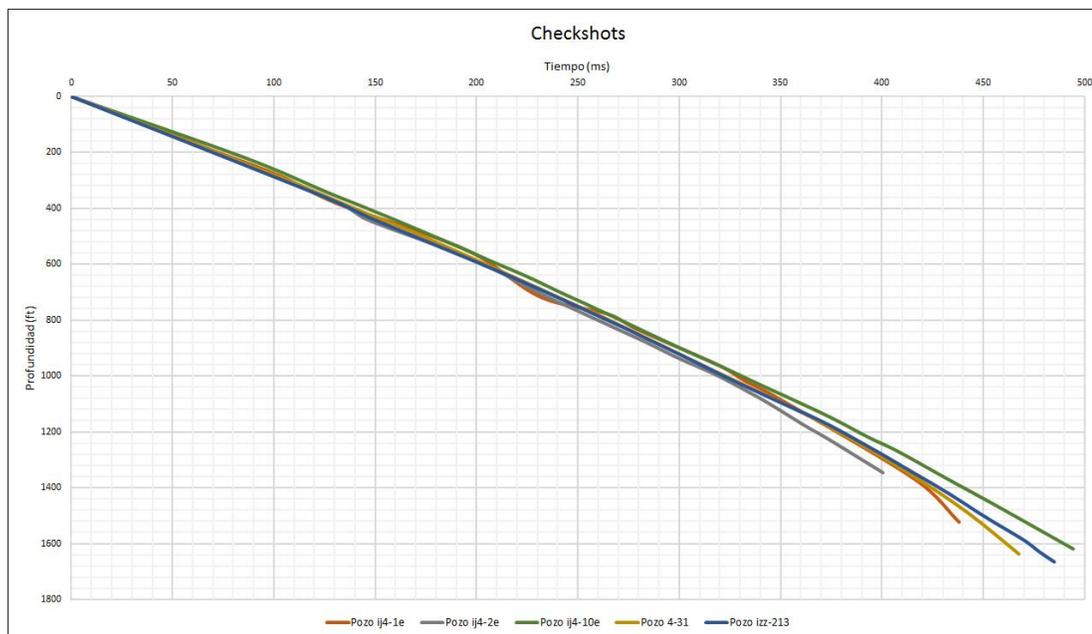
Posteriormente, los pozos seleccionados fueron importados a la plataforma Petrel® indicando en cada uno de ellos las coordenadas y la elevación de la mesa rotaria (KB), también se les fue asociado a cada uno de ellos la información proveniente de los marcadores o topes geológicos.

**Tabla 4.** Inventario de pozos filtrados.

		Pozos					
		ij4-1e	ij4-2e	ij4-4e	ij4-5e	ij4-10e	ij4-31
Registros	Caliper	*	*	*	*	*	*
	Sónico P	*	*	*	*	*	*
	Sónico S	*	*				
	Gamma Ray	*	*	*	*	*	*
	Densidad	*	*	*	*	*	*
	Checkshots	*	*			*	*
	Tope (ft)	420	432	430	450	355	560
	Base (ft)	1785	1710	1774	1645	2140	2040

Adicionalmente se realizó a los pozos un chequeo de los tiros de verificación (checkshots) con el fin de determinar que no existan inversiones de velocidades, o datos anómalos en el área de estudio. Para ello se procedió a graficar las curvas tiempo-profundidad (T-Z) Estos gráficos mostraron una tendencia coherente, donde el tiempo doble de viaje aumenta con la profundidad (ver Figura 11).

Una vez realizado este paso se procedió a cargar los checkshots correspondiente a cada pozo, cabe resaltar que únicamente los pozos ij4-4e e ij4-5e no poseían datos de checkshots, por lo tanto se les fueron asignados las T-Z dependiendo de la cercanía de estos con respecto a los otros pozos cercanos a su ubicación.



**Figura 11.** Tendencia de las curvas T-Z de los pozos ij4-1e, ij4-2e, ij4-10 e ij4-31.

### 4.2.3 Volumen sísmico

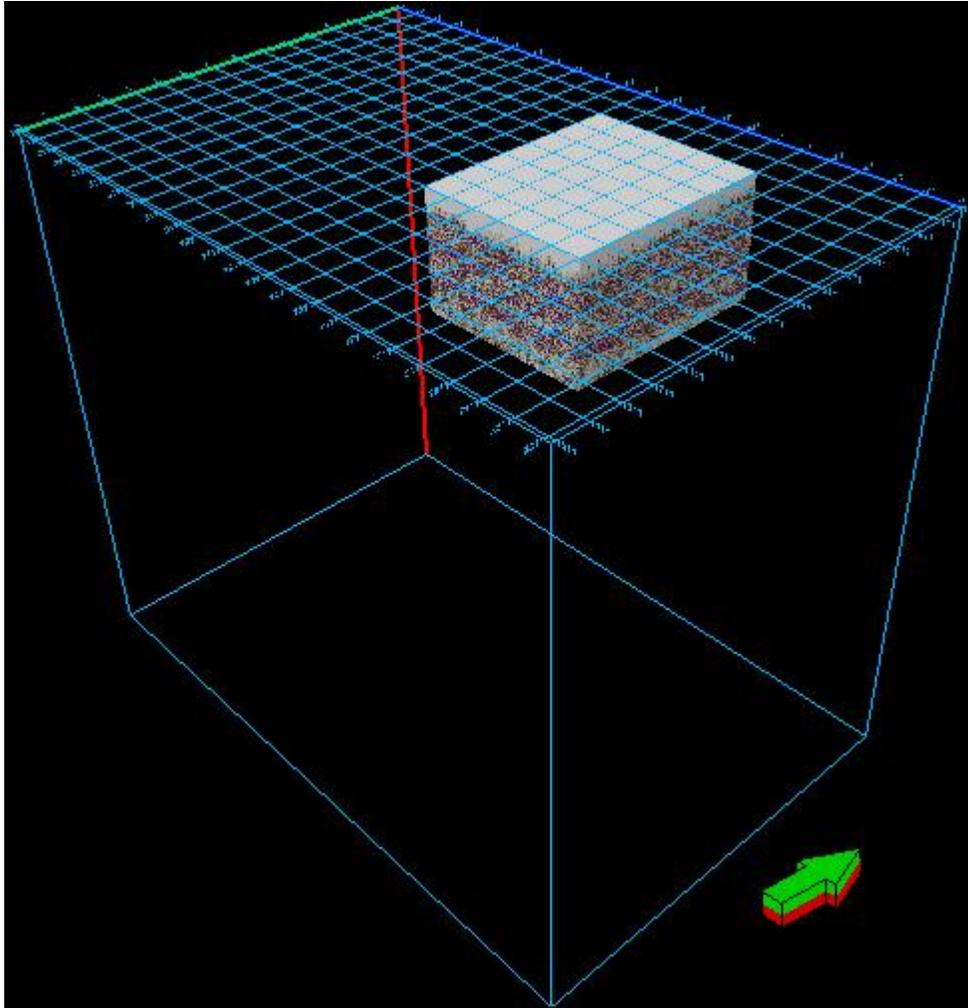
En este trabajo se utilizaron dos cubos sísmicos 3D migrados, el primero elaborado con la información proveniente de la adquisición de onda compresional y el segundo con información de onda convertida, los cuales abarcan un área de 351,55 km<sup>2</sup> cada uno. La fuente de energía utilizada para la obtención de la información sísmica fue la de explosivos biodegradables colocados en pozos de 12 m de profundidad y geófonos de tres componentes, con rata de muestreo de 2 ms y 4 s de información.

En general, según PDVSA (2014) se pudo apreciar la calidad en cuanto al alto contenido de frecuencia, continuidad en los horizontes y definición de estructuras y fallas. Reafirmando de esta manera la buena determinación en la escogencia de los parámetros utilizados.

### 4.2.4 Sub volumen sísmico

Una vez conocido los pozos con los que se contaba para realizar el estudio y la ubicación de los mismos, se decidió realizar la selección de un sub-volumen sísmico con la finalidad de concentrar la mayor cantidad de datos de pozo en una misma zona. En la figura 12, se detalla el sub-volumen seleccionado, el cual quedo definido entre

las inline 211 y 911, y las crossline 1211 y 1811 con un corte en tiempo a los 800 ms para la sísmica PP y de 1400 ms para la sísmica PS.



**Figura 12.** Sub-volumen sísmico PP utilizado para elaboración de la interpretación.

### **4.3. Calibración sísmica-pozo**

#### **4.3.1 Cálculo de la resolución vertical**

Para calcular el límite de la resolución de los datos sísmicos, se procedió a evaluar la longitud de onda dominante en el intervalo de interés. Para ello se realizó un análisis de los espectros de frecuencia asociados a las trazas más cercanas de los pozos distribuidos en el área de estudio en ambas sísmicas (Figura 13 y Figura 14) en el intervalo de tiempo correspondiente a la interpretación sísmica, donde conocido el

valor de la frecuencia dominante ( $f$ ) y el de la velocidad intervállica ( $v$ ), se pudo calcular la longitud de la onda mediante la ecuación  $\lambda = v/f$ , luego la respectiva resolución vertical  $R = \lambda/4$  y el límite de la resolución por Widdes  $L = \lambda/8$ .

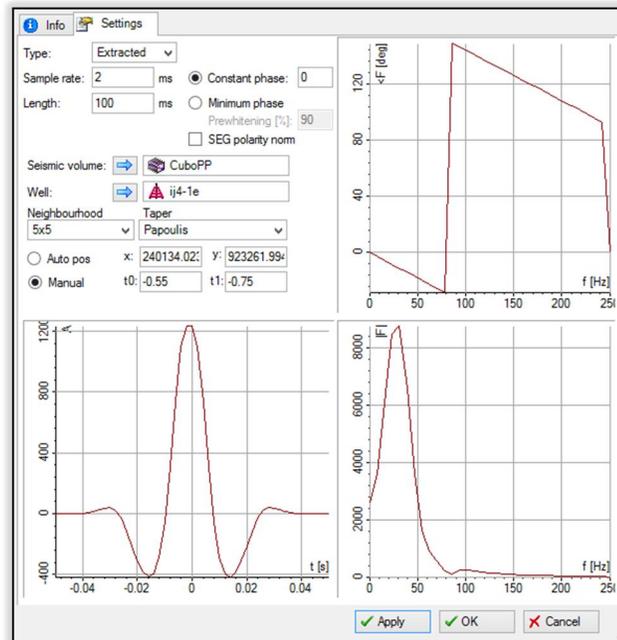


Figura 13. Extracción de ondícula de la sísmica PP, entre los -0.55 s y -0.75 s.

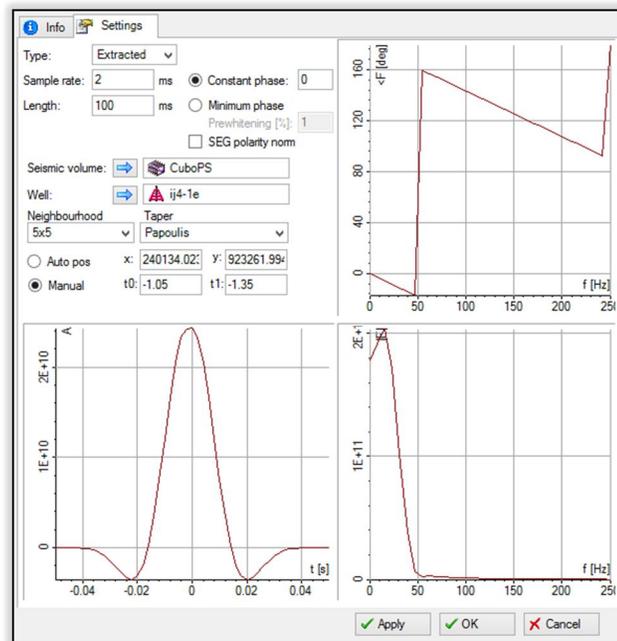


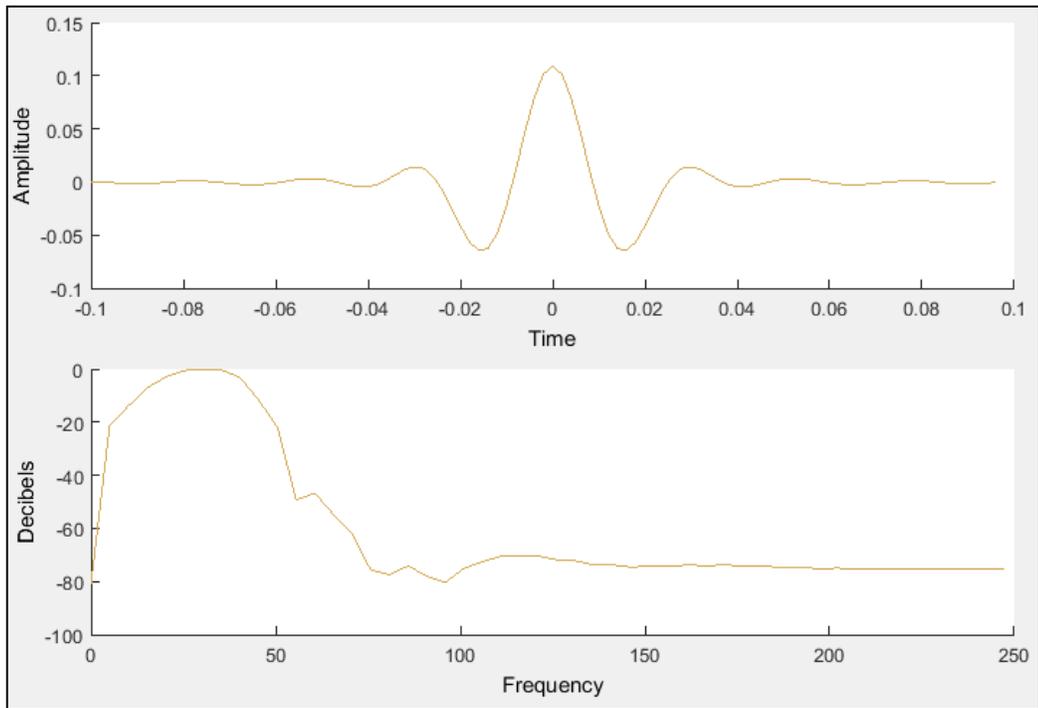
Figura 14. Extracción de ondícula de la sísmica PS, entre los -1.05 s y -1.35 s.

### 4.3.2 Elaboración de sismogramas sintéticos

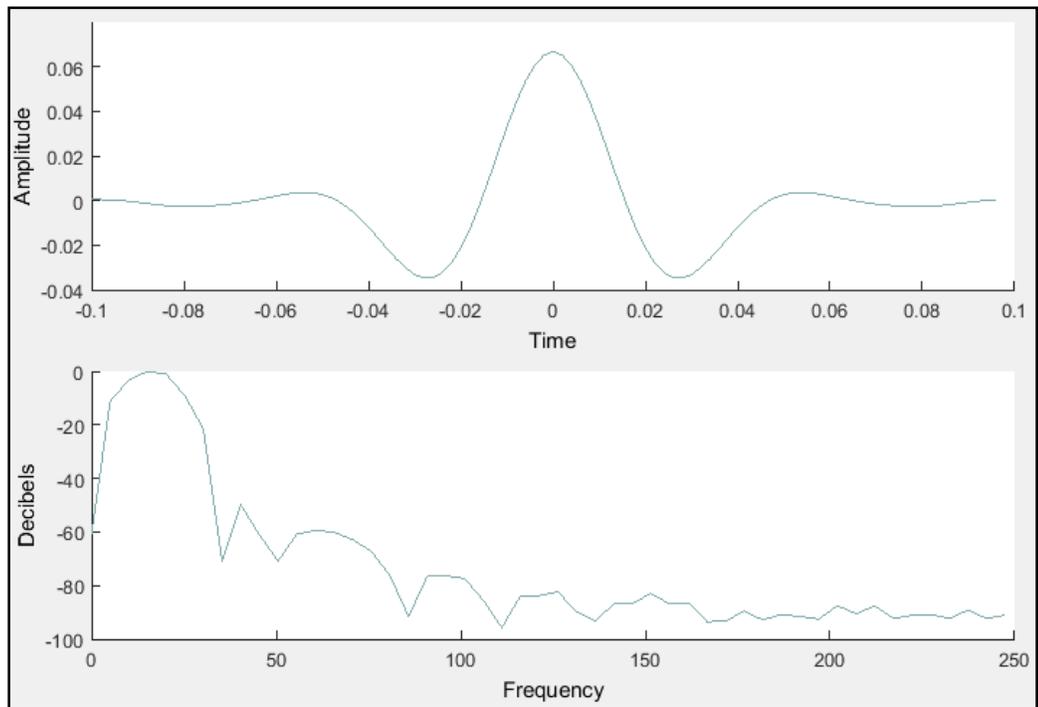
El sismograma sintético se crea mediante la convolución del registro de coeficiente de reflexión con una onda definida, además, permiten la integración entre los datos geológicos (datos de pozos de profundidad) y geofísicos (sísmica en el tiempo). Mediante la generación de un sismograma sintético se puede asociar los topes geológicos a un evento dentro del volumen sísmico.

Para la elaboración de sismogramas sintéticos se empleó la herramienta Matlab, en la cual mediante la aplicación de algoritmos matemáticos (Anexos A-3 y A-4) se construyeron los sismogramas sintéticos utilizados en el presente trabajo. A continuación la secuencia de pozos esquematizado para la realización de los sismogramas:

- 1) Carga de los archivos en formato .las, de los pozos al patch de trabajo de Matlab.
- 2) Calculo de los ángulos de incidencia para las reflexiones de ondas convertidas (anexo A-2).
- 3) Adicionalmente se calibraron los registros sónicos de onda P por medio de los checkshots.
- 4) Se calcularon los coeficientes de reflexión mediante las ecuaciones propuesta por Aki and Richards (1980) expuestas en la Tabla 2 y con ello se generaron las series de reflectividad tanto de onda compresional como para onda convertida (Anexo A4).
- 5) Generación de sismogramas sintéticos, para ellos se utilizaron ondículas extraídas de la sísmica, que sirvieron de referencia para elaborar las ondículas teóricas tipo trapezoidal de fase cero (figuras 15 y 16), que posteriormente fueron convolucionadas con la serie de reflectividad.
- 6) Por último, se elaboraron archivos .txt, con la información proveniente del sismograma sintético, los cuales posteriormente serán importados y asignados a los pozos correspondientes, mediante la utilización de la plataforma de interpretación geofísica Petrel®.



**Figura 15.** Ondícula teórica trapezoidal de fase cero utilizada para la convolución de la serie de reflectividad PP.



**Figura 16.** Ondícula teórica trapezoidal de fase cero utilizada para la convolución de la serie de reflectividad PS.

El evento que se utilizó para amarrar la calibración en la sísmica de onda P y PS corresponde al tope del Pre Cretácico. Esto debido a que muestra altas amplitudes que permiten identificarlos fácilmente tanto en los registros de pozo como en las secciones sísmicas. En la Tabla 5 se muestra la amplitud del reflector asociado al tope geológico utilizado.

**Tabla 5.** Polaridad de las amplitudes del tope geológico interpretado en la sísmica de onda compresional.

Tope geológico	Polaridad de la amplitud
Pre Cretácico	Negativa

#### 4.4. Interpretación Sísmica

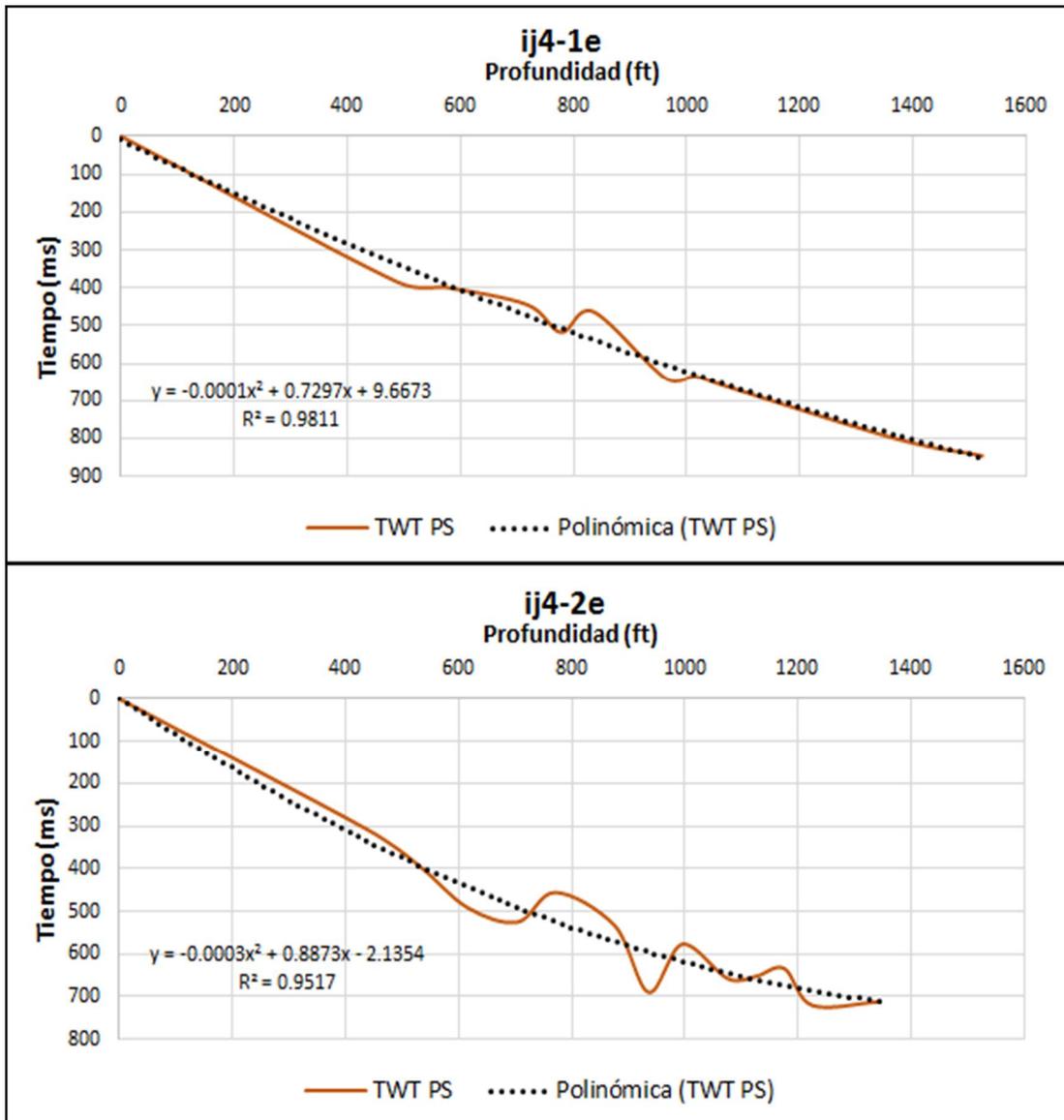
##### 4.4.1 Interpretación de horizontes sísmicos

Para la interpretación de horizontes sísmicos se emplea la herramienta Seismic Interpretation de Petrel®. Primeramente se utilizó el cubo sísmico generado con la información de onda P en el cual se toma en cuenta que evento se encuentra amarrado al marcador geológico interpretado en los pozos. Una vez identificada la ventana de tiempo correspondiente al límite estratigráfico en la imagen generada por la onda P, se determinó mediante la aplicación de la Ecuación 24 que reflexión o límite estratigráfico correspondían en la imagen de onda convertida PS, generando así las curvas T-Z (Figura 17), de los pozos disponibles en la zona de estudio, esto con el fin identificar correctamente el horizonte a ser interpretado.

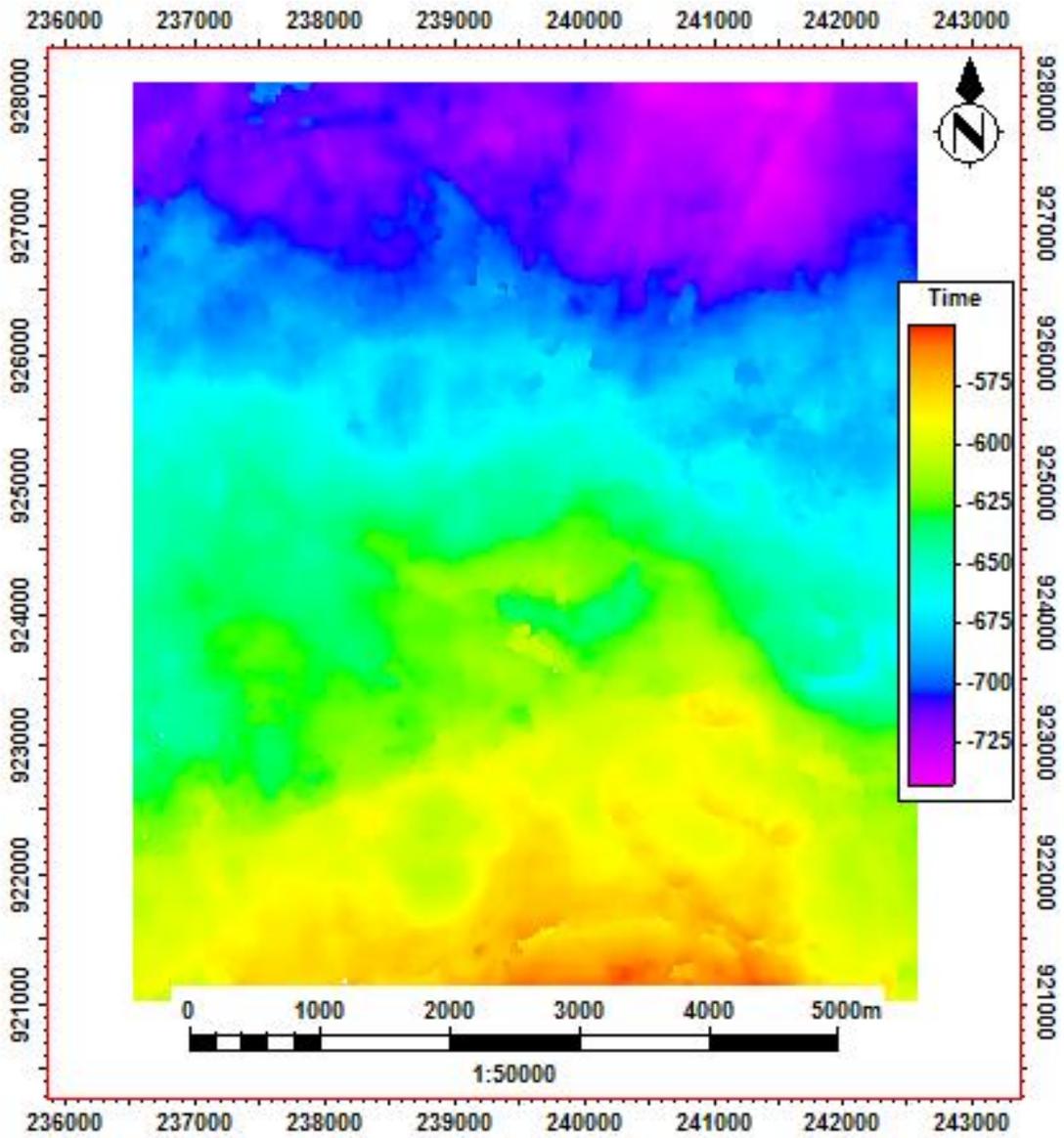
Para tener un buen amarre se comenzó la interpretación en las líneas cercanas a los pozos calibrados. Para ello, se interpretó cada 2 líneas en dirección “*crossline*” e “*inline*”. En las zonas donde la continuidad de los reflectores era baja o casi nula, los horizontes fueron trazados bajo el criterio del intérprete, respetando la polaridad y marco geológico estructural del área.

Una vez interpretado cada uno de los horizontes se construyeron las superficies en tiempo y se realizó una interpolación por medio del Método Mínima Curvatura para rellenar las celdas del mallado (Figura 18 y Figura 19), el cual resultó de excelente

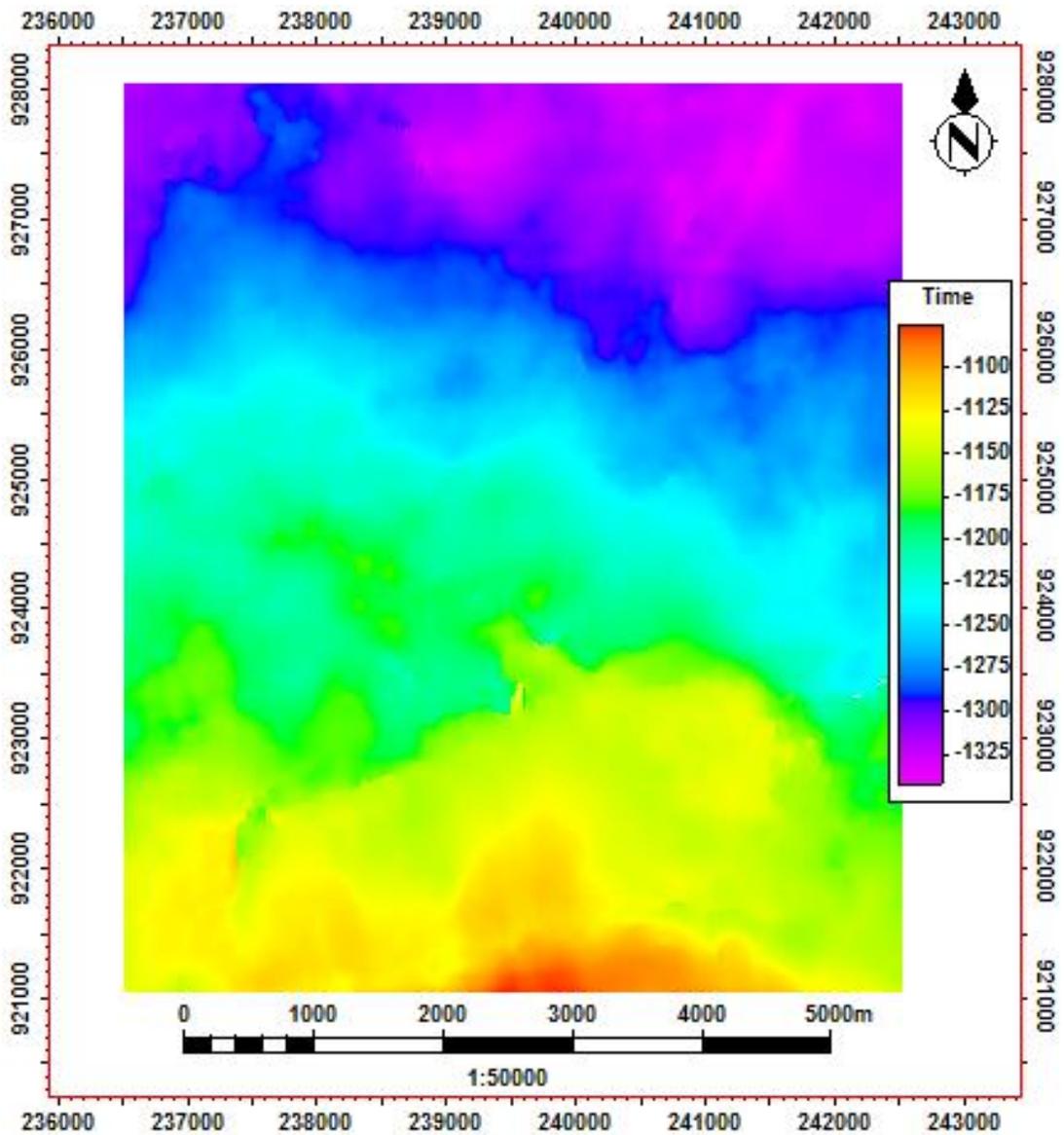
calidad, producto de la interpretación a detalle realizada. En este punto de la investigación ya se puede apreciar claramente el buzamiento y los altos estructurales de la zona de estudio.



**Figura 17.** Curvas T-Z de onda convertida para los pozos ij4-1e y ij4-2e, indispensables para la calibración sísmica pozo de onda convertida.



**Figura 18.** Superficie interpolada en tiempo del tope del pre Cretácico. Interpretado en el cubo PP cada 2 líneas en dirección inline y cada 2 líneas en dirección crossline.



**Figura 19.** Superficie interpolada en tiempo del tope del pre Cretácico. Interpretado en el cubo PS cada 2 líneas en dirección inline y cada 2 líneas en dirección crossline.

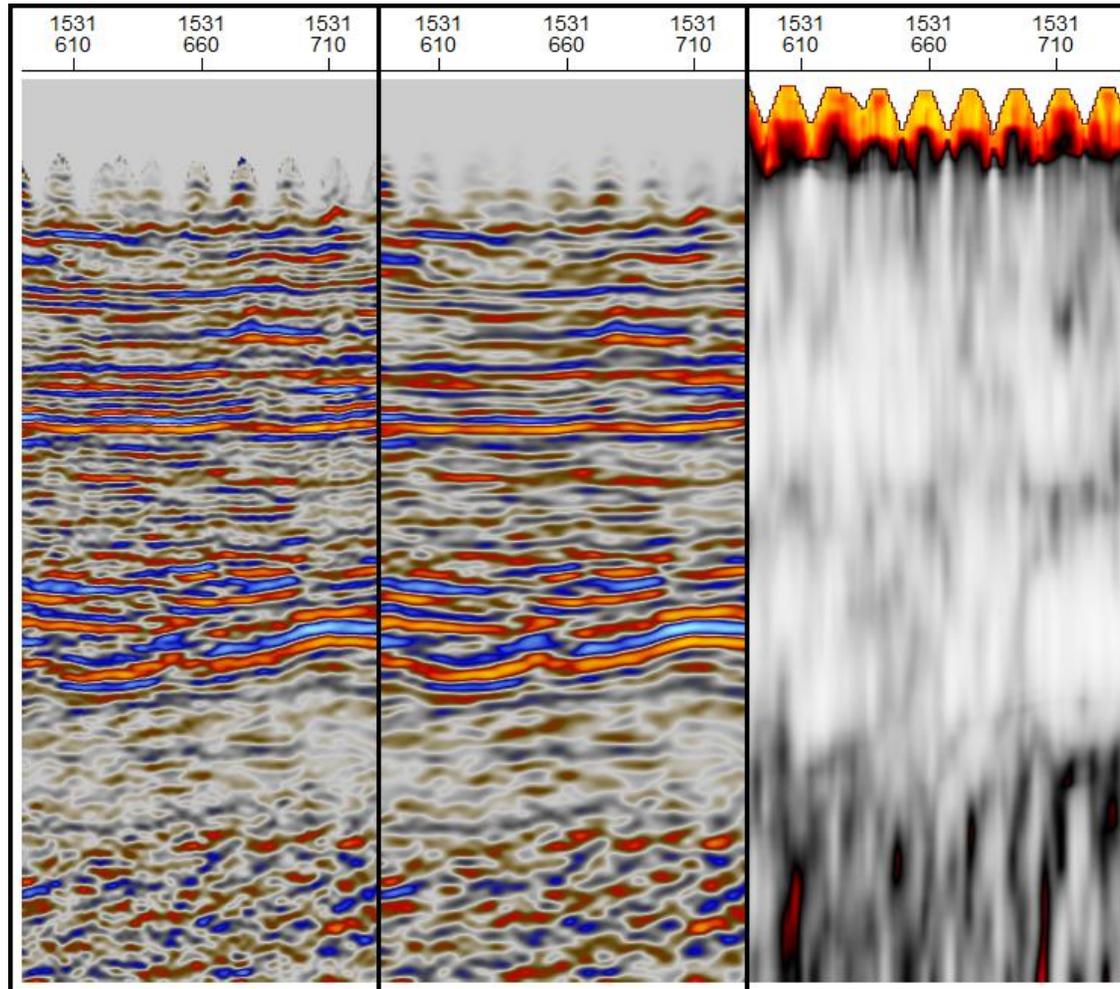
#### 4.4.2 Interpretación de fallas

Durante esta etapa fue necesario realizar un estudio bibliográfico con el fin de comprender el marco estructural de la zona de estudio y de esta manera tener presente las posibles estructuras que probablemente podrían ser encontradas en la zona. Posteriormente se generaron atributos sísmicos a todo el volumen sísmico, primeramente mediante un suavizado gaussiano con el atributo “*Structural*

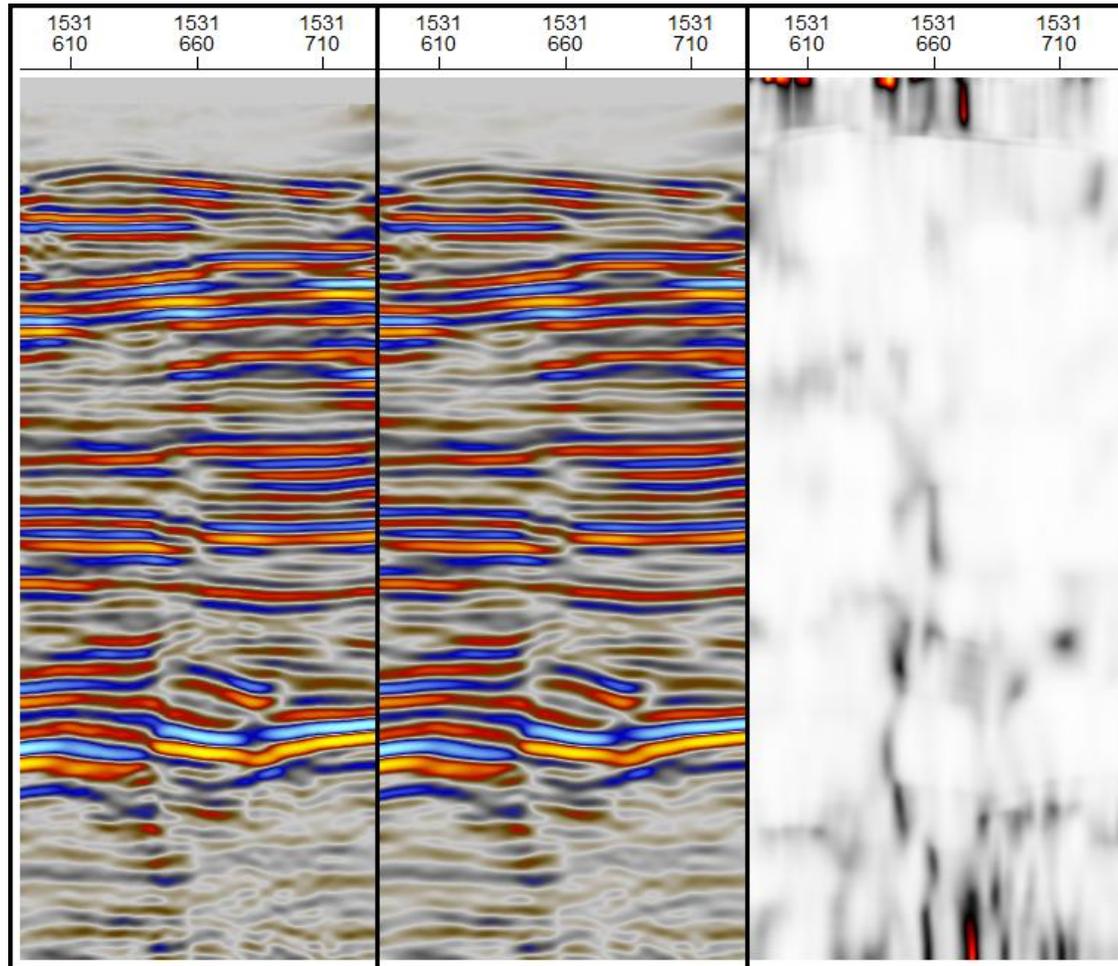
*Smoothing*”, cuya función principal es la de suavizar la señal de la información sísmica y de esta manera aumentar la continuidad de los reflectores sísmicos, seguidamente se aplicó el atributo “*Vertical Smooth*”, cuyo fin es aislar los bordes del conjunto de datos de entrada, entendiendo por borde, las discontinuidades en la continuidad horizontal del reflector.

Como es bien conocido, la difracción de las ondas que se genera en las zonas de fallas ocasiona discontinuidad de los reflectores, cambio de geometría y degradación de la calidad de la imagen, este tipo de problemas se ve más acentuado en la imagen generada por la sísmica PP (Figura 20) mientras que la imagen generada por la sísmica PS pareciera no estar afectada por el fenómeno de la difracción (Figura 21), por tal motivo toda la interpretación de fallas se llevó a cabo en la sísmica PS cada 5 inline para tener un mayor control y detalle de la misma, tomando en cuenta discontinuidades o cambios bruscos en los reflectores.

Finalmente, se interpretaron dos fallas principales que atraviesan la mayor parte de la zona sur en estudio y con rumbo preferencial de N65°E y N69°O.



**Figura 20.** Sección inline 1531 imagen PP, de izquierda a derecha se tiene: imagen sísmica de entrada, atributo Structural Smoothing y finalmente atributo Vertical Smooth.



**Figura 21.** Sección inline 1531 imagen PS, de izquierda a derecha se tiene: imagen sísmica de entrada, atributo Structural Smoothing y finalmente atributo Vertical Smooth

#### **4.5. Extracción de atributos sísmicos**

Los atributos sísmicos son mediciones o características derivadas de los datos sísmicos. Su cálculo viene a ser una herramienta útil, ya que ayudan a extraer patrones o rasgos que de otro modo podrían no ser tan evidentes. Por lo tanto, para llevar a cabo una mejor interpretación del área de interés, se buscó integrar la información aportada por distintos atributos, los cuales fueron aplicados a partir de la interpretación del horizonte con el fin de resaltar características geológicas y propiedades del yacimiento en caso de existir.

Por lo anteriormente dicho, esta parte de la investigación fue centrada en los mapas de atributos que poseían características resaltantes y donde se observaba cierto comportamiento que podía ser indicativo de condiciones idóneas para la acumulación de hidrocarburos. Los atributos aplicados en este trabajo fueron: el atributo de varianza, amplitud RMS, fase instantánea y frecuencia instantánea.

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el siguiente capítulo se van a discutir los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología planteado en los diferentes procesos que conlleva una interpretación sísmica 3D.

#### 5.1. Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical es el mínimo espesor que se puede determinar entre dos interfases para que estas puedan ser diferenciadas o resueltas por la sísmica de superficie, por tanto, es un parámetro fundamental que se debe calcular al momento de realizar cualquier interpretación sísmica.

Partiendo de este concepto, para la elaboración de este trabajo se utilizó el método de Rayleigh y Widdes para calcular la resolución a nivel del intervalo en tiempo de interés. Como se observa en la Tabla 6, se calculó la resolución vertical de la sísmica para cada uno de los cubos utilizados en este trabajo, tanto de onda compresional como de onda convertida, del análisis espectral (Figura 13 y Figura 14) se determinó; que la frecuencia dominante para el intervalo en tiempo correspondiente a la zona de interés en la sísmica PP fue 32 Hz, mientras que para la sísmica PS el análisis espectral arrojó un valor de 15 Hz. Es importante destacar que el análisis espectral se realizó para todos los pozos disponibles en el área de trabajo, sin embargo, estos arrojaron frecuencias parecidas por lo cual se decidió realizar los cálculos con el pozo ij4-1e.

Los valores de la resolución obtenida según la ecuación de Rayleigh fueron de 19.47 m y 26.87 m para la sísmica PP y PS respectivamente, con un límite de resolución entre 9.73 m para la sísmica PP y 13.43 m para la sísmica PS según Widdes.

**Tabla 6.** Cálculo de resolución y límite de sísmica vertical.

	<b>Frecuencia dominante (Hz)</b>	<b>Velocidad intervállica (m/s)</b>	<b>Resolución vertical (m)</b>	<b>Límite de resolución (m)</b>
<b>Cubo PP</b>	32	2493.23	19.47	9.73
<b>Cubo PS</b>	15	1662.15	26.87	13.43

## **5.2. Análisis de sismogramas sintéticos**

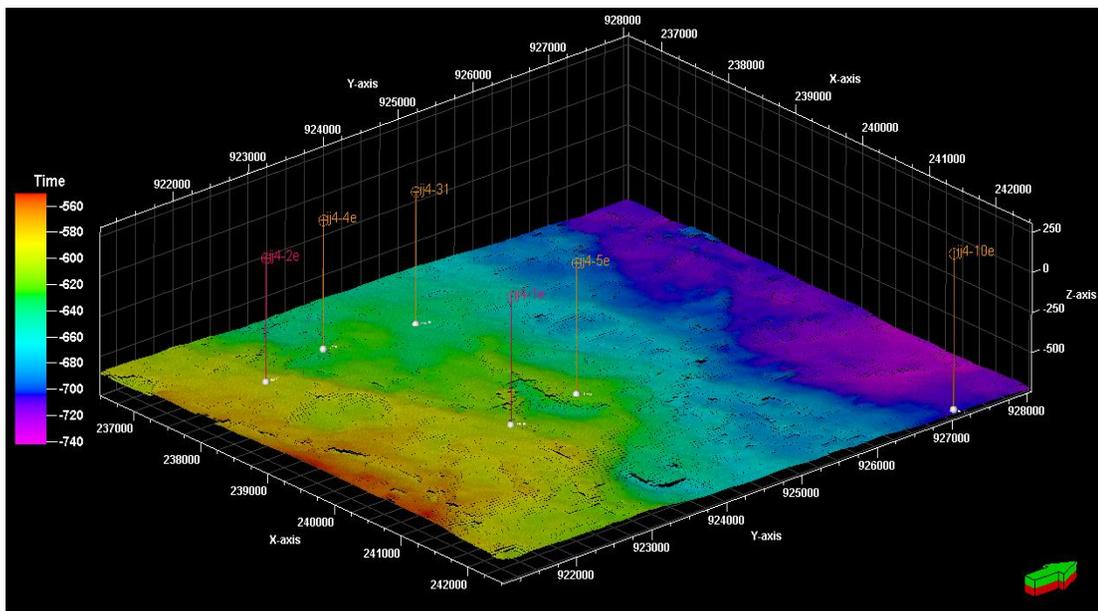
El análisis de los sismogramas sintéticos, nos permite obtener una idea del origen y significado de los reflectores que los componen, lo cual es de vital importancia para establecer la selección correcta de los horizontes que debemos integrar en la interpretación sísmica-geológica del área. Para el amarre sísmica-pozo se construyeron 6 sismogramas sintéticos; en la Figura 22 se presenta el tope estructural en tiempo de la discordancia del pre Cretácico donde se muestra la ubicación de los pozos a los cuales se realizaron los sismogramas.

Las ondículas teóricas utilizadas en la convolución con la serie de reflectividad fueron de fase cero, estas son simétricas en su forma alrededor del tiempo cero, del mismo modo, se trató de nivelar las amplitudes y aumentar el ancho de banda con la reconstrucción de una ondícula del tipo trapezoidal, esto con el fin de identificar con una mayor precisión el horizonte a interpretar. En cuanto a los sismogramas sintéticos elaborados tenemos que:

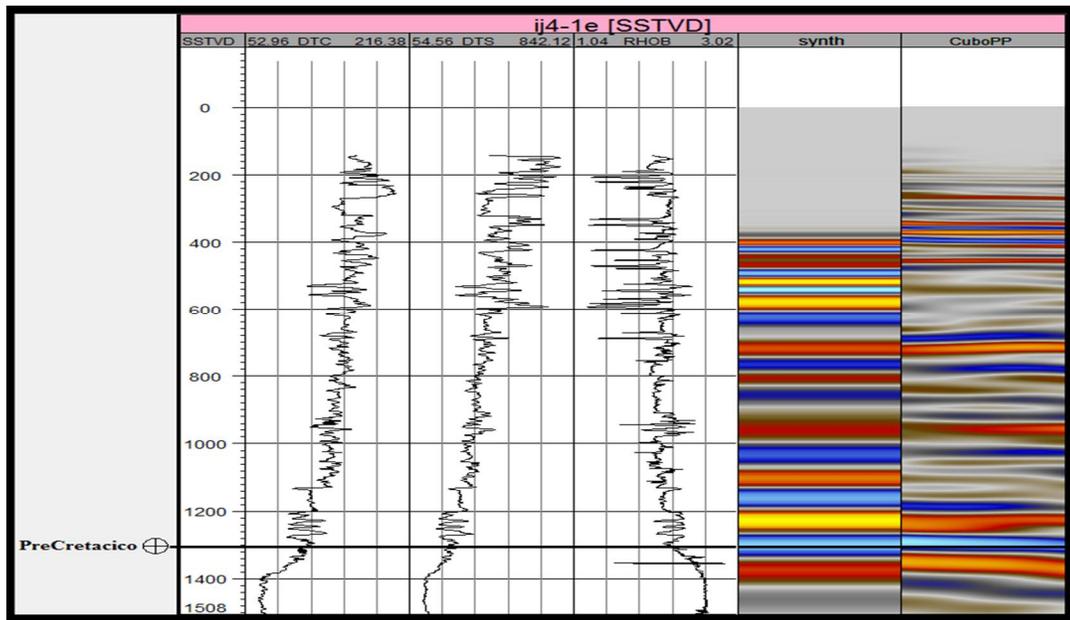
**Sintéticos ij4-1e y ij4-2e:** Estos dos pozos son los únicos que cuentan tanto con registros sónico de onda compresional y de densidad, como con registros sónicos de onda de cizalla, por lo cual fue posible realizar la calibración sísmica tanto para el cubo sísmico generado mediante la imagen de onda compresional (sísmica PP) y el generado mediante la imagen de onda convertida (sísmica PS). En general estos sintéticos presentan una buena correlación en el intervalo de interés el cual corresponde al tope del pre Cretácico, sin embargo, esta desmejora hacia la parte superior. Aun así, se observa una buena correspondencia entre los reflectores y el sintético para ambas sísmicas (Figuras 23, 24, 25 y 26).

**Sintéticos ij4-4e, ij4-5e, ij4-10e e ij4-31:** Estos sintéticos se realizaron con la finalidad de calibrar la sísmica PP del proyecto El Destino con la información sísmica de pozos, de manera de definir el reflector a interpretar. De estos cuatro pozos se puede destacar la buena correlación que guardan los sintéticos del ij4-4e y el ij4-31 con los reflectores. Por otra parte, los sintéticos generados para los pozos ij4-5e y ij4-31 se observa que los picos de amplitud en el sintético en la zona de interés son tan bajas que apenas se pueden distinguir, posiblemente generado por el hecho de que estamos en presencia de un ambiente fluvial, en el cual se pueden encontrar arenas lenticulares y sobre todo intercalaciones de arenas y arcillas típico de la geología presente en la FPO (Figura 27).

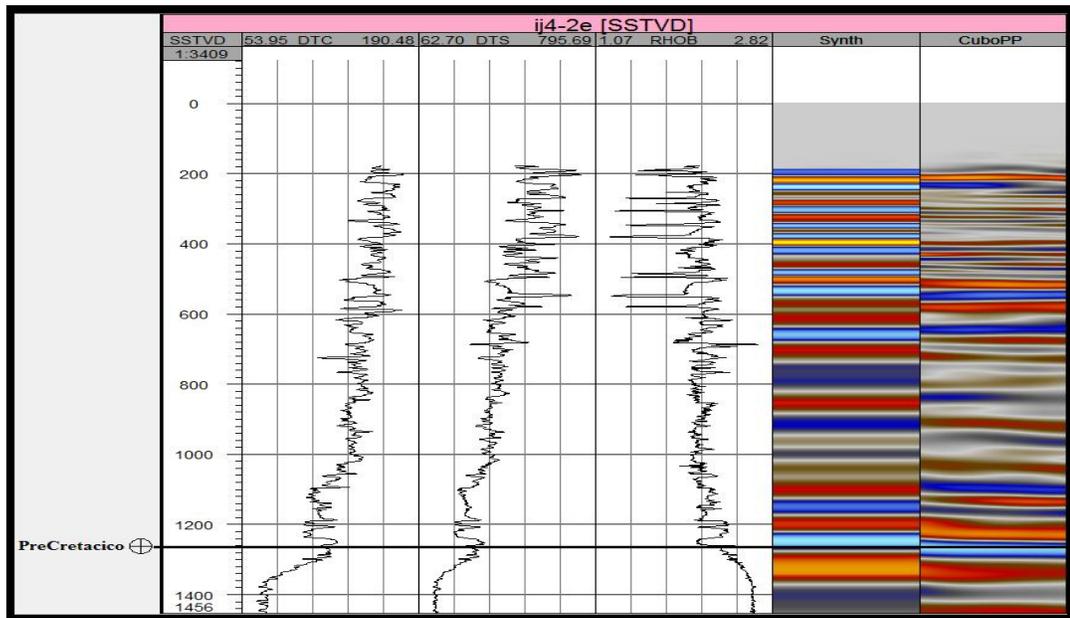
Debido a que la sísmica superficial y de pozo se encuentran al mismo datum, no fue necesario la aplicación de algún “*shiff*” en tiempo a los sintéticos elaborados. Por último, cabe destacar que la correcta correlación de los sintéticos junto con las secciones sísmicas, ayudo a determinar la continuidad lateral de los reflectores, garantizando así que el tope calibrado estuviese sobre un mismo reflector.



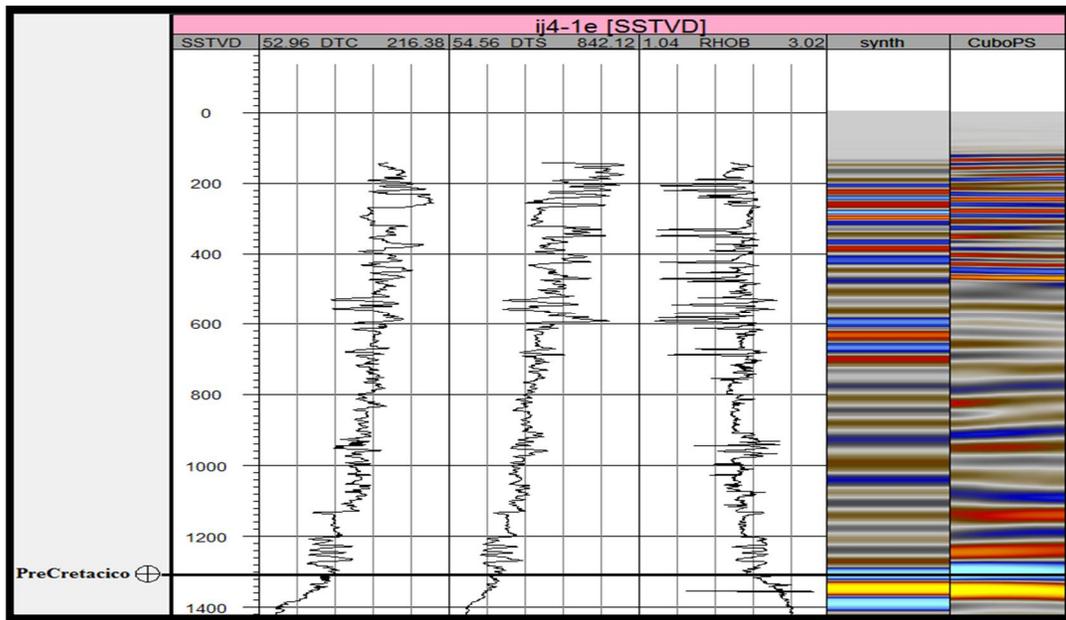
**Figura 22.** Mapa estructural en tiempo del tope pre Cretácico donde se muestra la ubicación de los pozos a los que se realizó sismogramas sintéticos, escala de tiempo en milisegundos.



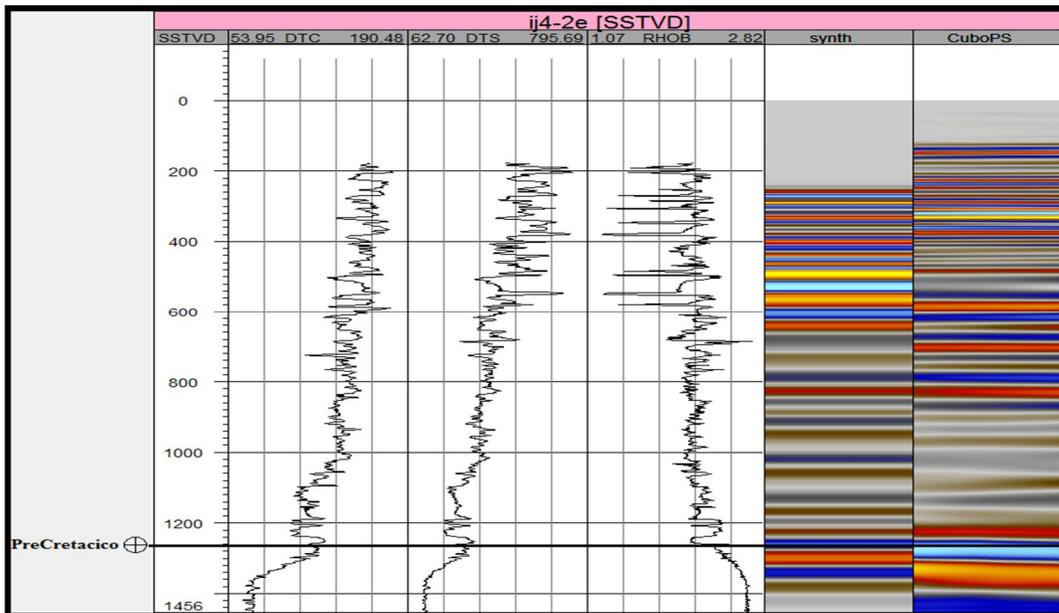
**Figura 23.** Calibración PP del pozo ij4-1e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PP y sección sísmica PP en dirección inline.



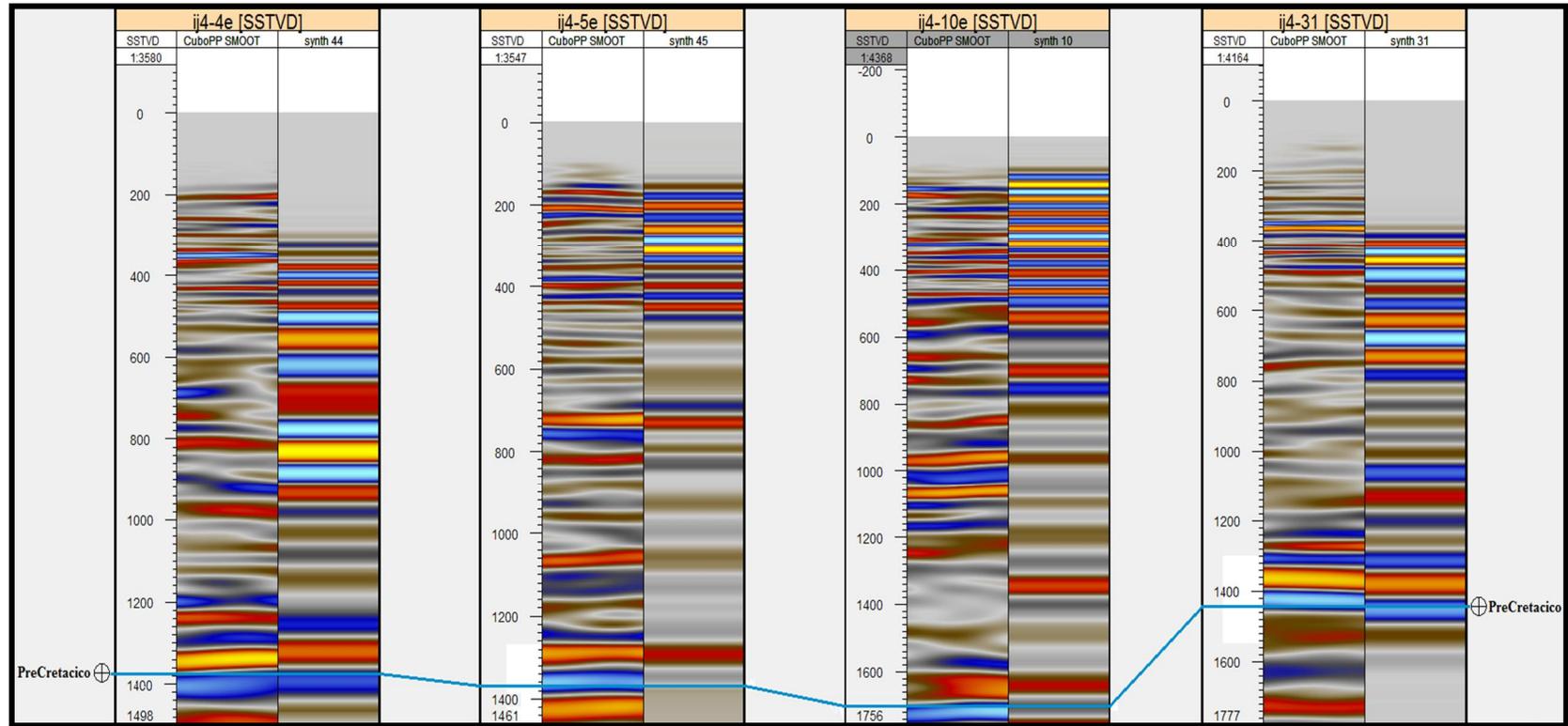
**Figura 24.** Calibración PP del pozo ij4-2e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PP y sección sísmica PP en dirección inline.



**Figura 25.** Calibración PS del Pozo ij4-1e, de izquierda a derecha se tiene: escala de profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PS y sección sísmica PS en dirección inline



**Figura 26.** Calibración PS del Pozo ij4-2e, de izquierda a derecha de tiene: escala se profundidad, registro sísmico P, registro sísmico S, registro de densidad, sismograma sintético PS y sección sísmica PS en dirección inline



**Figura 27.** Calibración PP de los Pozos ij4-4e, ij4-5e, ij4-10e e ij4-31, de izquierda a derecha para cada pozo se tiene: sección sísmica PP y sismograma sintético PP

### **5.3. Interpretación sísmica estructural**

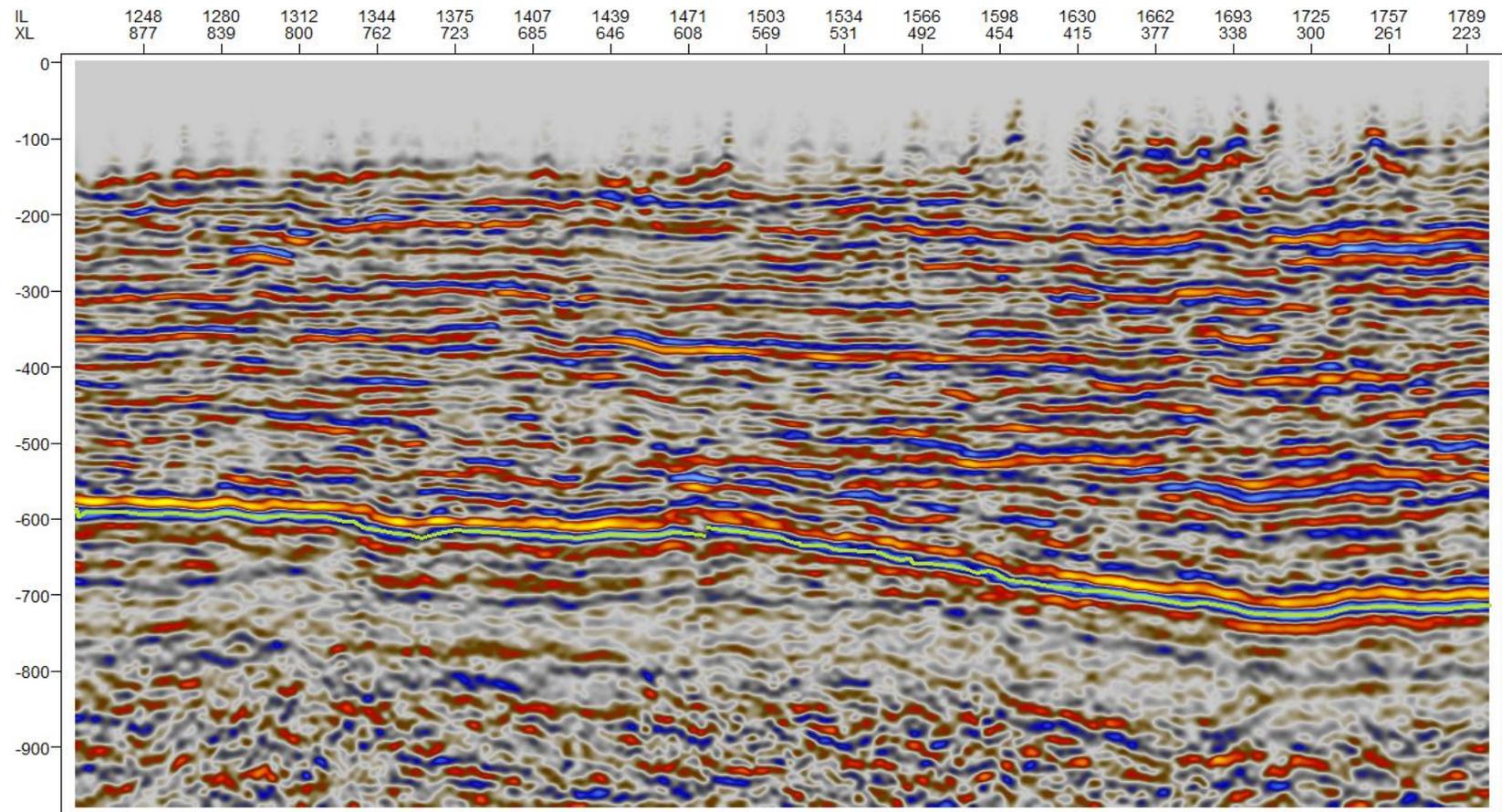
La interpretación de horizontes se realizó para ambos cubos disponibles en el trabajo, es decir, tanto para la sísmica PP como para la sísmica PS, sin embargo como se mencionó anteriormente en el apartado 4.5.2., solo se realizó la interpretación estructural en la sísmica PS, debido a la facilidad con la cual se pudieron reconocer los principales eventos estructurales.

Es de destacar que la superficie interpretada posee una muy buena continuidad lateral lo cual facilitó en gran medida su interpretación, como queda en evidencia en las Figuras 28 y 29 en las cuales se puede observar una sección sísmica aleatoria que atraviesa toda el área de estudio.

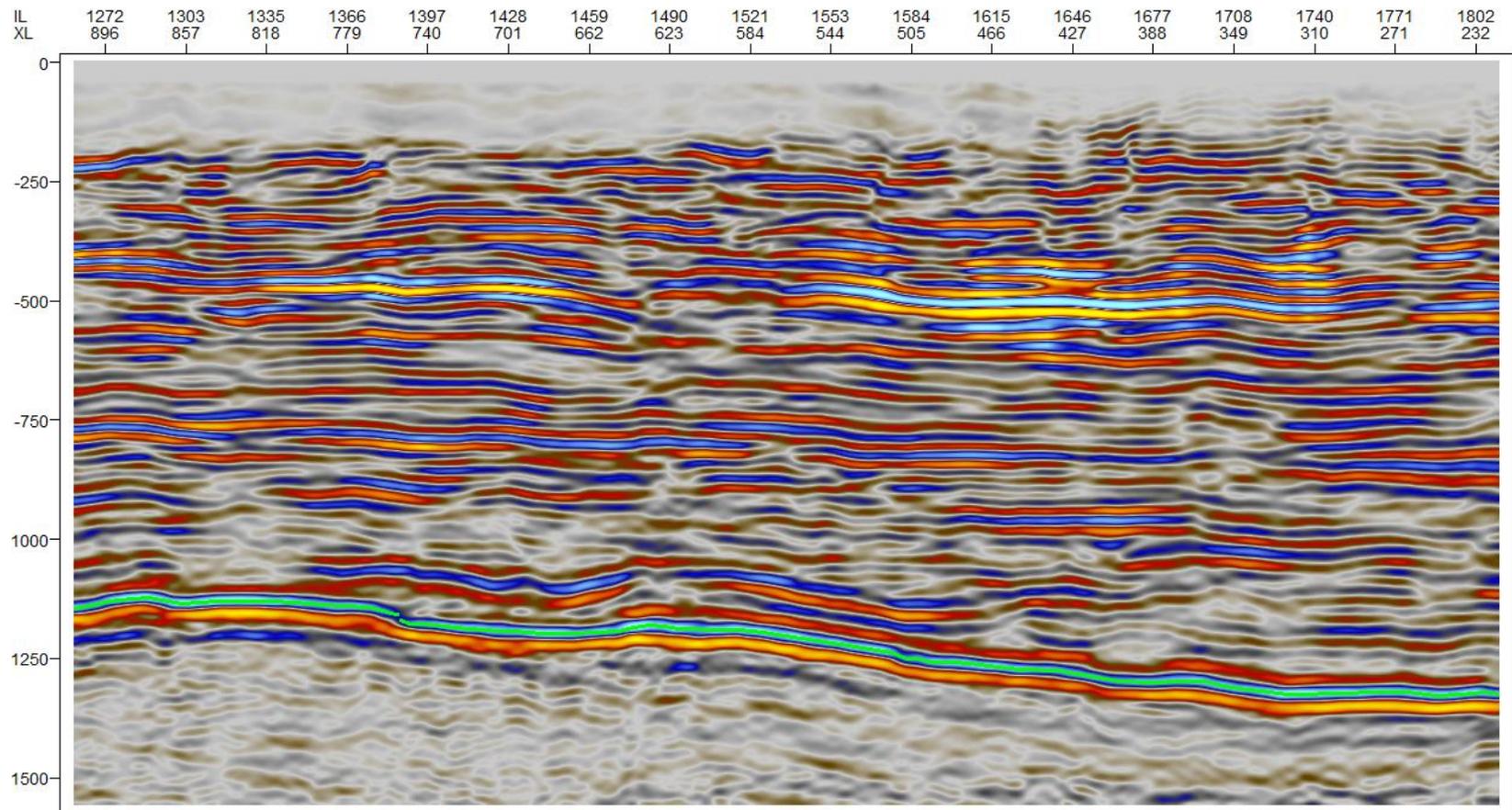
Ahora bien, en cuanto a la interpretación del tope de la discordancia del pre Cretácico, su profundidad en tiempo varía entre los 1080 s y 1320 s para la imagen generada por la sísmica PS, y de los 550 s hasta 750 s en la sísmica PP, los máximos en tiempo se obtuvieron hacia la parte norte interpretada mientras que los mínimos hacia la parte sur, alcanzando buzamientos suaves que van desde los 8° hasta la 12° aproximadamente, esto debido a que el bloque Junín 4 se encuentra ubicado al sur de de la Cuenca Oriental.

Por otra parte, en cuanto a las fallas presentes en la zona de estudio, solamente se identificaron e interpretaron 2 (dos), ambas de tipo normal y que a su vez atraviesan la discordancia del pre Cretácico, la primera de las fallas interpretadas posee una orientación N65°E mientras que la segunda sigue una orientación N69°E (Figura 30). Esto coincide con los estudios realizados por PDVSA (1983) en el cual describen dos conjuntos de fallas para los bloques Boyacá y Junín, uno principal y otro secundario con orientaciones N67°E y N67°O respectivamente.

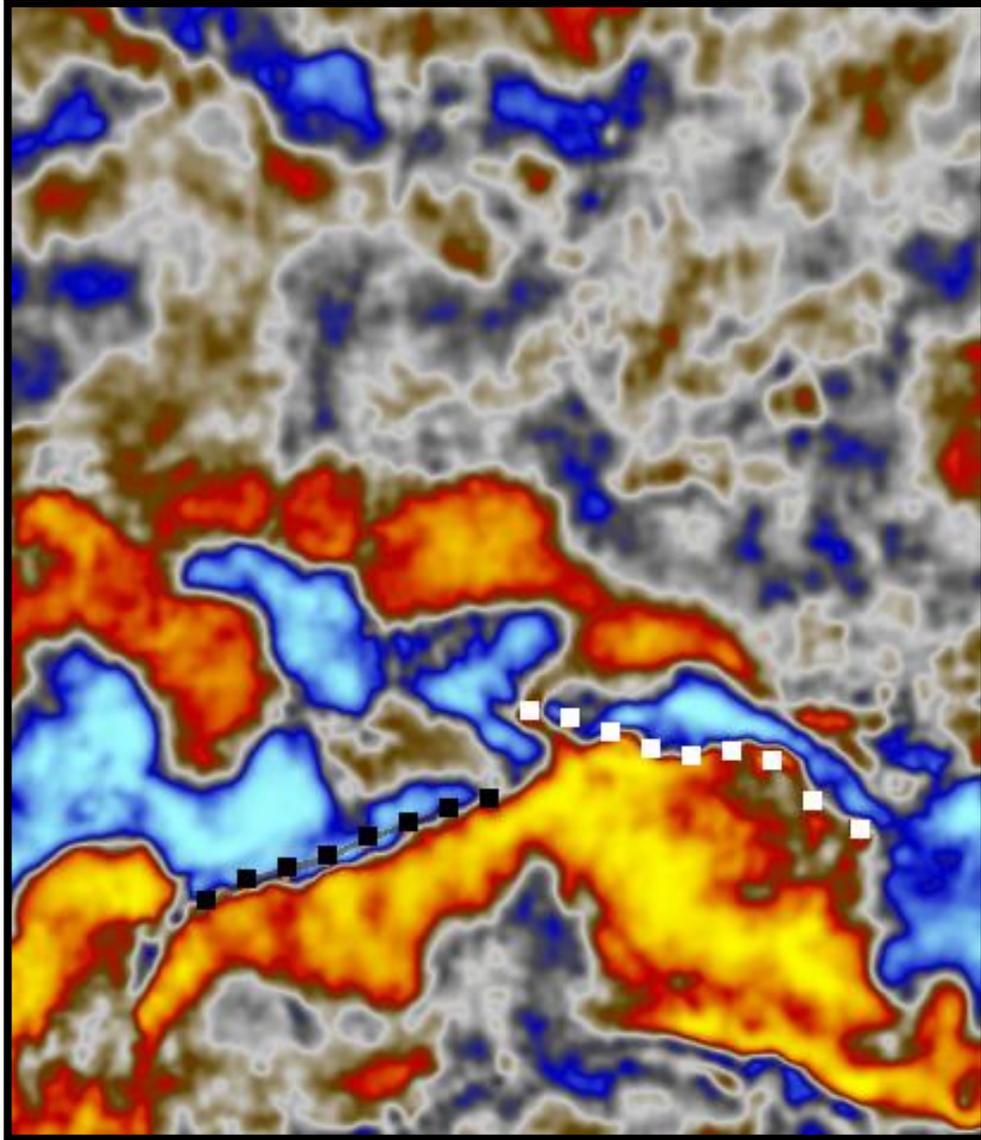
Este tipo de configuración posiblemente se deba al margen extensional ocurrido en el Mesozoico inferior como lo señala Talwani (2002), en el cual, la separación entre Yucatán y la Placa Suramericana creó un intenso fallamiento.



**Figura 28.** Sección sísmica arbitraria PP, en ella se observas la continuidad del tope interpretado



**Figura 29.** Sección sísmica arbitraria PS, en ella se observas la continuidad del tope interpretado

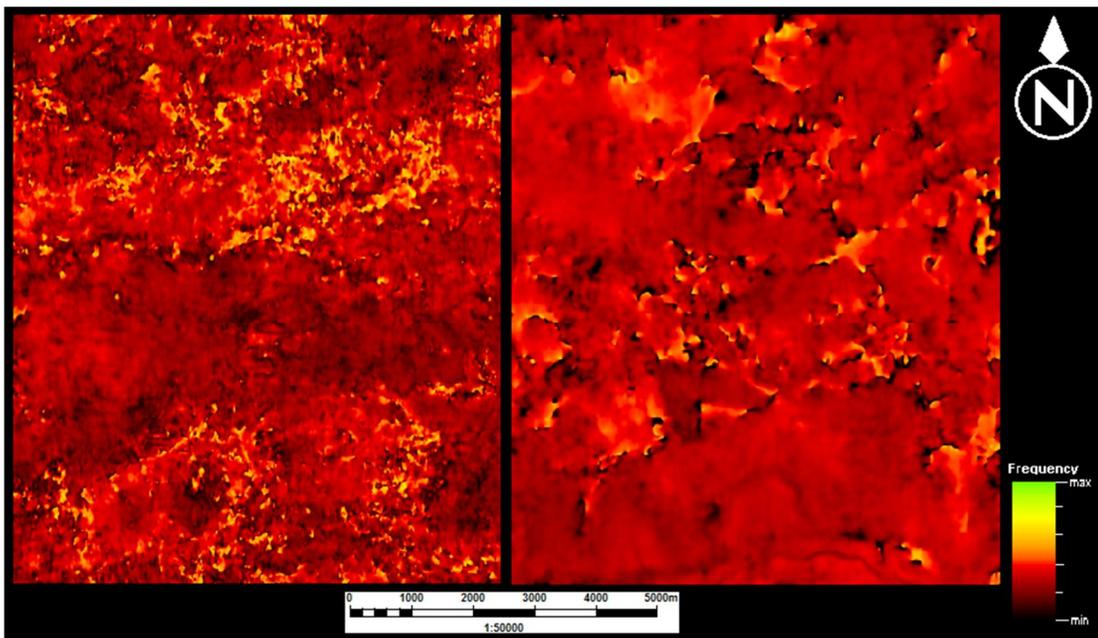


**Figura 30.** Corte en tiempo a 1175 ms intersectado con las fallas interpretadas, donde se destaca la orientación y continuidad de las mismas

#### **5.4. Análisis de atributos sísmicos**

Llegada esta etapa de la investigación se aplicaron varios tipos de atributos para evaluar sus efectos sobre ambas sísmicas (convencional y multicomponente). Entre los atributos sísmicos aplicados se cuenta con: el de frecuencia instantánea, fase instantánea, amplitud RMS y varianza.

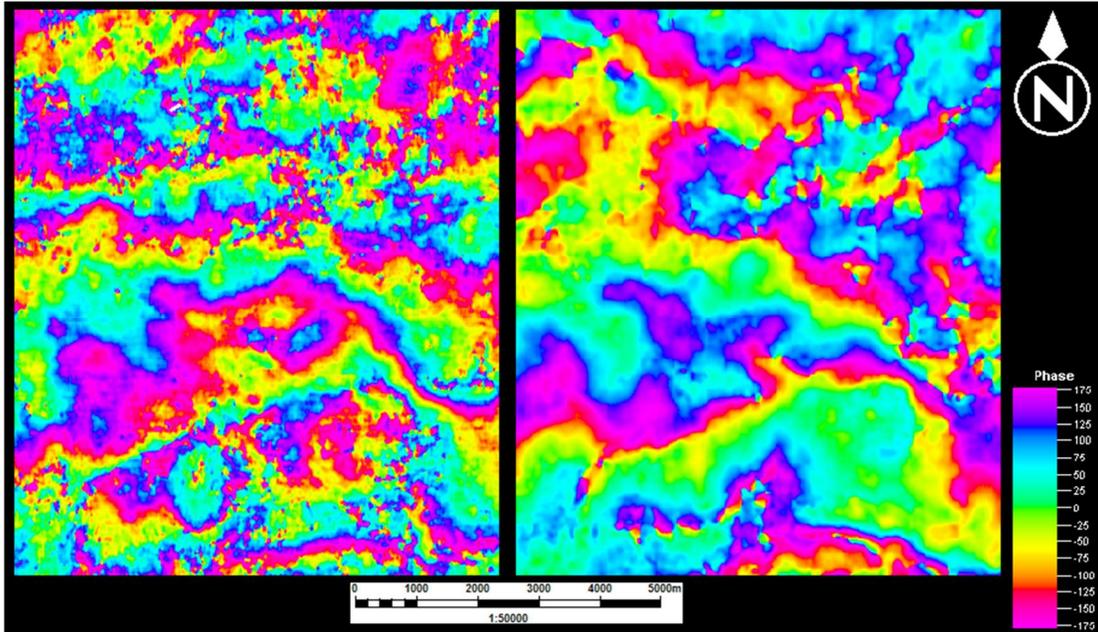
En cuanto al atributo de frecuencia instantánea, en la Figura 31 se muestra dicho atributo aplicado para el horizonte interpretado del pre Cretácico, tanto para la sísmica convencional (izquierda) como de onda convertida (derecha). Comparando ambas imágenes salta a la vista en como el horizonte interpretado en la sísmica PS se logra diferenciar de una manera más clara los diferentes sistema de fracturas presentes en la zona de estudio, mejorando notablemente la resolución respecto a la sísmica PP, así pues, se logra identificar la ubicación y la orientación da los sistemas fallas de una mejor manera.



**Figura 31.** Atributo de frecuencia instantánea aplicado al horizonte interpretado del pre Cretácico. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.

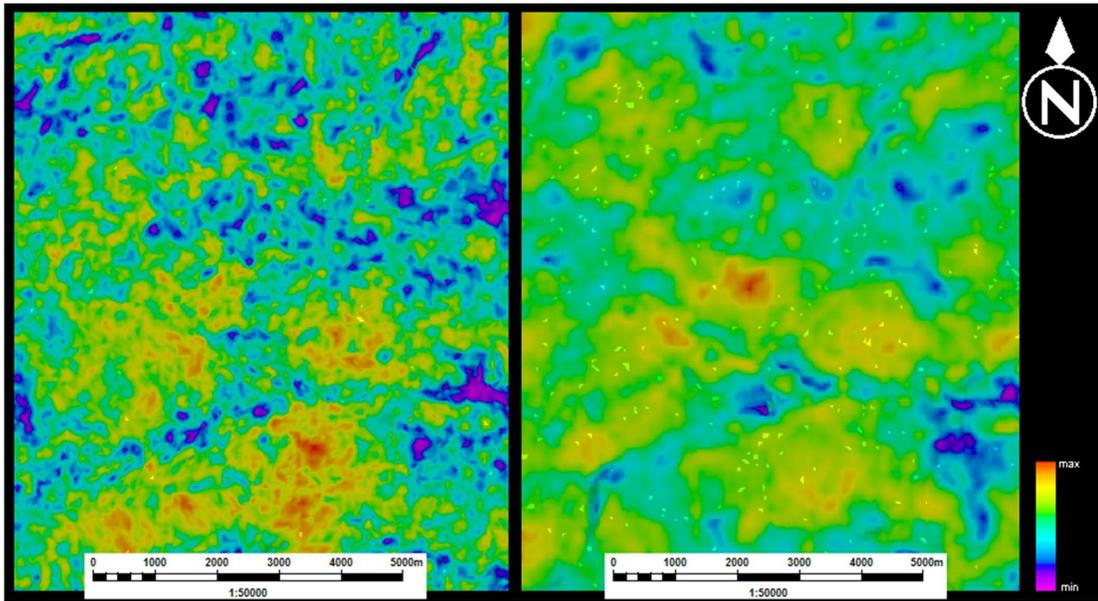
Por su parte el atributo de fase instantánea que se define como atributo físico, es habitualmente empleado para definir las formas geométricas en las imágenes sísmicas, aunque también en algunos casos se le emplea para la visualización de eventos estratigráficos. Dicho esto, y centrándonos en la Figura 32, se puede observar a simple vista, como el atributo de fase instantánea aplicado a la sísmica multicomponente mejora notablemente la representación de todos los eventos, dando una imagen más limpia de cómo están dispuestas las estructuras presentes en la zona de estudio, esto

último trae como consecuencia la optimización en cuanto a la ubicación de nuevos pozos tanto exploratorios como de producción.



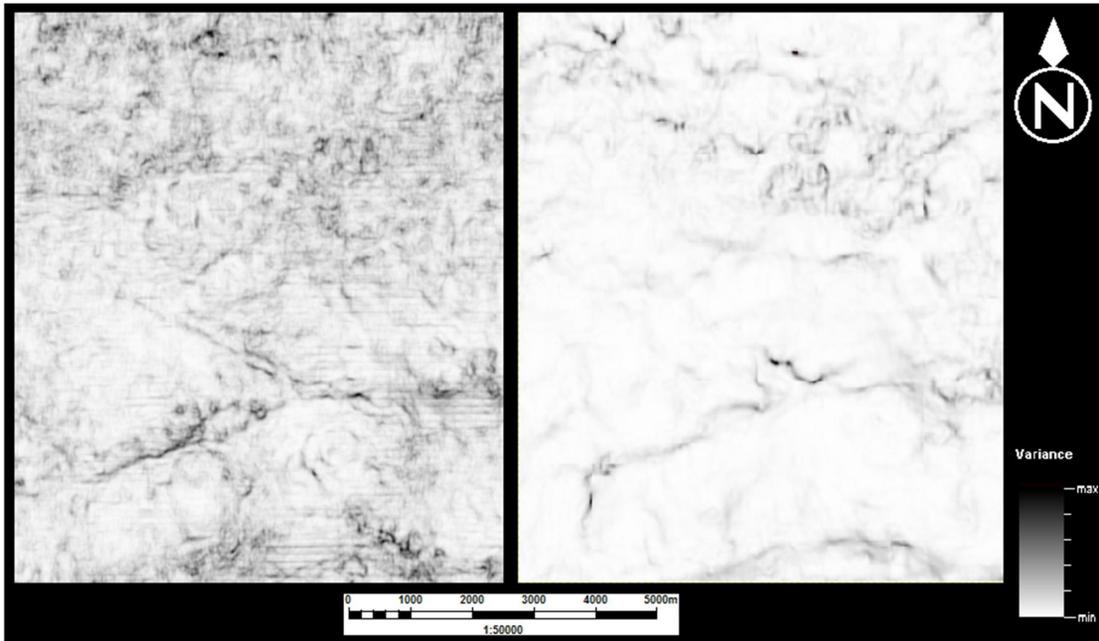
**Figura 32.** Atributo de fase instantánea aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.

En cuanto al atributo de amplitud RMS, se aplicó con la finalidad de enfatizar las variaciones de la impedancia acústica, al hacer esto, el atributo en cuestión sugiere que cambios laterales muy marcados pueden asociarse a fallas o a la presencia de hidrocarburos. En este sentido, y centrándonos en la Figura 33 podemos observar el horizonte interpretado para la discontinuidad de pre Cretácico al cual se le aplico el atributo y como sucedió en los casos anteriores se obtienen una mejor definición en cuanto a delineamientos de estructuras y fallas se refiere en la sísmica PS, esto último queda evidenciado en toda la zona de fallamiento donde las variaciones entre las bajas y altas amplitudes siguen la misma dirección de las fallas interpretadas.



**Figura 33.** Atributo de amplitud RMS aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.

Por ultimo tenemos el atributo sísmico de varianza o coherencia (Figura 34), en el cual los valores máximos representan los cambios abruptos en la forma de la onda sísmica indicando de esta manera fallas y fracturas. Al igual que en los atributos anteriores fue aplicado para el horizonte interpretado y haciendo una comparación entre las dos imágenes generadas, la resolución observada tanto para la sísmica PP como para la PS en términos generales es buena, en ellas se puede distinguir los principales sistemas de fallamientos presente en la zona de estudio. Sin embargo, es importante destacar que la imagen generada a partir de la sísmica PS pareciera, en cierto modo, resaltar solo aquellos eventos que muestran un muy marcado rasgo estructural.



**Figura 34.** Atributo de varianza aplicado al horizonte interpretado. A la izquierda se tiene la sísmica PP y la derecha la sísmica PS.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. Conclusiones

- La sísmica multicomponente demostró ser capaz de diferenciar ese bajo contraste entre arenas y arcillas características de la FPO, facilitando de manera notable la interpretación sísmica, lo que en consecuencia se traduce en una caracterización más acertada de los yacimientos.
- La buena correlación entre los sismogramas sintéticos y los datos sísmicos tanto convencionales como de onda convertida, permitió realizar un buen amarre sísmica/pozo, lo que permitió ubicar e interpretar los topes geológicos de manera más acertada. De esta manera queda evidenciado la alta fiabilidad de los algoritmos empleados para la elaboración de los sismogramas sintéticos.
- La interpretación sísmica de onda convencional y convertida permitió definir la configuración estructural del sub volumen sísmico seleccionado del proyecto sísmico El Destino, el cual se caracteriza por tener fallas normales con direcciones N65°E y N69°O con buzamiento al norte.
- El sub volumen sísmico seleccionado del proyecto El Destino 11M 3D3C presenta buena correlación señal/ruido con excelente continuidad en los reflectores, presentando frecuencias de 32 Hz y 15 Hz para la imagen generada por la sísmica PP y PS respectivamente a nivel del objetivo.
- La resolución sísmica vertical en la sísmica PP fue un 30 % mejor en comparación de la sísmica PS, lo cual era de esperarse debido a las bajas frecuencias que dominan en esta última.
- La aplicación de atributos sísmicos orientados a destacar características estratigráficas resultaron ser más efectivos al momento de delinear estructuras en las secciones sísmicas PS a diferencia de las secciones PP, esto se traduce en una mejor delineación de posibles zonas prospectivas.

- Los atributos utilizados para la visualización de elementos estructurales, no son tan eficaces al momento de resaltar dicha característica tanto en las secciones como en el horizonte interpretado en la sísmica PS, ya que parecieran ser capaces de solo identificar aquellas fallas o zonas de fracturas muy acentuadas en la sísmica, esto debido en gran parte a que los reflectores son tan fuertes que enmascaran los pequeños cambios en la misma. Esto último hace pensar que los algoritmos con el cual están diseñados los atributos estructurales no están adaptados para ser utilizados en datos multicomponente y por ende no definen con precisión aquellos rasgos estructurales que no generan fuertes contrastes en la sísmica.

## **6.2. Recomendaciones**

- Se propone realizar jornadas de adquisición de registros de pozo orientadas a la obtención de registros sísmicos dipolares por toda el área del proyecto sísmico El Destino, con el fin de aprovechar de una mejor manera los datos multicomponente.
- Extender la interpretación a todas las superficies estratigráficas que puedan estar asociadas a unidades productoras en el área de estudio.
- Para mejorar aún más la calidad de los resultados obtenidos con los atributos, se recomienda realizar un procesamiento de datos orientado a la preservación de las amplitudes relativas de la sísmica.
- Elaborar modelos de velocidades tanto de onda convertida como de onda convencional, que permitan evaluar las variaciones laterales de velocidad en la zona de estudio.
- Realizar un estudio integrado tanto para la sísmica convencional y como de onda convertida, con el fin de identificar y afinar todas las áreas prospectivas del levantamiento sísmico El Destino 11M 3D3C.

## Referencias

- Aki, K. y P.G. Richards., (1980). *Quantitative Seismology, Theory and Methods*, Vol. I, W.H. Freeman, San Francisco.
- Audemard, F., Azpirixaga, I., Baumann, P., Isea, A., & Latreille, M. (1985). Marco geológico del Terciario de la faja petrolífera del Orinoco, Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano Caracas: Sociedad Venezolana de Geólogos (pp. 70-107).
- Behle, A. y Dohr, G., (1985). Converted waves in exploration seismic. In: *Seismic Shear Waves, Part B: Applications*, G. Dohr (ed.), 178-220. Geophysical Press
- Bickel J., R. Gibson y D. McVay. (2006). Decision Analysis Society 2006 practice award submission. WesternGeco: Uses decision analysis to communicate the value of seismic surveys to potential client.
- Chung, W. Y. and Corrigan, D., (1985). Gathering mode-converted shear waves: a model study. 55<sup>th</sup> SEG meeting, Washington, Expanded Abstract, 602-604.
- De Rojas, I. (1987). Geological Evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 71(10), 1294-1303.
- Di Croce, J. (1999). Estratigrafía secuencial y evolución estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela.
- Erlich, R. N., y Barrett, S. F. (1992). Petroleum geology of the eastern Venezuela foreland basin. *Foreland basins and fold belts: AAPG Memoir*, 55, 341-362 p.
- Eva, A. N., Burke, K., Mann, P., y Wadge, G. (1989). Four-phase tectonostratigraphic development of the southern Caribbean. *Marine and Petroleum Geology*, 6, 9-21 p.
- Fromm, G., Krey, T. y Wiest B., (1985). Static and dynamic corrections. In: *Seismic Shear Waves*, G. Dohr (ed.), 191-225. *Handbook of Geophysical Exploration*, Vol. 15<sup>a</sup>, Geophysical Press.
- González de Juana, C., Iturralde de Arozena, J., y Picard Cadillat, X., (1980). *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas (Vol. II)*. Foninves.

- Hardage B., DeAngelo, M. V., Murray, P. E., y Sava, D. (2011). Multicomponent seismic technology. Society of Exploration Geophysicists.
- Lay, T. y T.C. Wallace., (1995). Modern Global Seismology, Academic Press, San Diego.
- Parnaud, F., Gou, Y., Pacual, J. C., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H., & Roue, F. (1995). Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin. AAPG Memoir, 62, 741-756 p.
- PDVSA-INTEVEP., (1983). Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- PDVSA-INTEVEP., (2011). Léxico Estratigráfico de Venezuela.
- PDVSA-INTEVEP., (2014). Informe final de procesamiento del levantamiento el Destino 11M 3D3C. Gerencia de producción.
- Pickett, G. R., (1963). Acoustic character logs and their application in formation evaluation: J. Petr. Tech., June, 659-667 p.
- Sheriff, R. E. (2002). Encyclopedic dictionary of applied geophysics. 4<sup>th</sup> edition. Society of Exploration Geophysicists.
- Stewart, R. R., Gaiser, J., Brown, J., y Lawton, D., (2003)., “Converted-wave seismic exploration: Methods”, geophysics, vol. 67, NO. 5; 1348–1363 p.
- Schlumberger, (1997). Evaluación de pozos
- Schlumberger, (2002). Oilfield Review: Yacimientos de petróleo pesado.
- Talwani, M., (2002). The Orinoco Heavy Oil in Venezuela (Or Heavy Oil to the Rescue?). Energy Study: Latin America, 12.
- Tessmer G. y Behle A., 1988. Common reflection point data-stacking for converted waves. Geophysical Prospecting, 36, 671 -688 p.

## Anexos

### Anexo A-1: Desarrollo algebraico de $\tan \beta$

De la trigonometría:

$$\sin \beta = \frac{\sin \beta}{\cos \beta} \cos \beta$$

$$\sin \beta = \tan \beta \frac{1}{\sec \beta}$$

$$\sin \beta = \frac{\tan \beta}{\sec \beta}$$

Como

$$1 + \tan^2 \alpha = \sec^2 \alpha$$

Entonces:

$$\sin \beta = \frac{\tan \beta}{\sqrt{1 + (\tan \beta)^2}}$$

Aplicando la ley de Snell

$$\frac{\sin \beta}{\sin \alpha} = \frac{V_s}{V_p}$$

Se obtiene:

$$\sin \beta = \frac{V_s}{V_p} \sin \alpha$$

$$\frac{\tan \beta}{\sqrt{1 + \tan^2 \beta}} = \frac{V_s}{V_p} \sin \alpha$$

$$\tan \beta = \frac{V_s}{V_p} (1 + \tan^2 \beta)^{1/2} \sin \alpha$$

$$= \frac{V_s}{V_p} \left( \frac{1}{\cos^2 \beta} \right)^{1/2} \sin \alpha$$

$$= \frac{V_s}{V_p} \frac{1}{(1 - \sin^2 \beta)^{1/2}} \sin \alpha$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\sin \alpha}{\left[1 - \left(\frac{V_s}{V_p} \sin \alpha\right)^2\right]^{1/2}} \\
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\sin \alpha}{\left[1 - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \sin^2 \alpha\right]^{1/2}} \\
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\sin \alpha}{\left[\sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \sin^2 \alpha\right]^{1/2}} \\
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\sin \alpha}{\cos \alpha \left[\frac{\sin^2 \alpha}{\cos^2 \alpha} + 1 - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \frac{\sin^2 \alpha}{\cos^2 \alpha}\right]^{1/2}} \\
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\tan \alpha}{\left[\tan^2 \alpha + 1 - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \tan^2 \alpha\right]^{1/2}} \\
&= \frac{V_s}{V_p} \frac{\tan \alpha}{\left[1 + \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \tan^2 \alpha\right]^{1/2}} \\
&= \frac{\tan \alpha}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right) \left\{1 + \left[1 - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 \tan^2 \alpha\right]\right\}^{1/2}} \\
&= \frac{\tan \alpha}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right) \left\{1 + \left[1 - \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2\right] \tan^2 \alpha\right\}^{1/2}} \\
\tan \beta &= \frac{\tan \alpha}{\left\{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 - 1\right] \tan^2 \alpha\right\}^{1/2}}
\end{aligned}$$

## Anexo A-2: Desarrollo algebraico de D

$$\left(\frac{2D-x}{2D+x}\right)^2 = \frac{1}{\left\{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]\frac{(D+\frac{x}{2})^2}{z^2}\right\}}$$

$$\frac{(2D-x)^2}{(2D+x)^2} \left\{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]\frac{(D+\frac{x}{2})^2}{z^2}\right\} = 1$$

$$\frac{(2D-x)^2}{(2D+x)^2} \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2}{4z^2} (2D+x)^2 - \frac{(2D-x)^2}{(2D+x)^2} - \frac{(2D-x)^2(2D+x)^2}{4z^2(2D+x)^2} = 1$$

$$\frac{(2D-x)^2}{(2D+x)^2} \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 + \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2}{4z^2} (2D+x)^2 - \frac{(2D-x)^2}{4z^2} = 1$$

$$\frac{(2D-x)^2(V_p/V_s)^2 4z^2 + (V_p/V_s)^2(2D+x)^2(2D-x)^2 - (2D-x)^2(2D+x)^2}{4z^2(2D+x)^2} = 1$$

$$(2D-x)^2(V_p/V_s)^2 4z^2 + (V_p/V_s)^2(2D+x)^2(2D-x)^2 - (2D-x)^2(2D+x)^2 = 4z^2(2D+x)^2$$

$$(2D-x)^2(V_p/V_s)^2 4z^2 - 4z^2(2D+x)^2 + (2D-x)^2 \left( (V_p/V_s)^2 - 1 \right) = 0$$

$$(4D - 4Dx + x^2)(V_p/V_s)^2 4z^2 - (4D - 4Dx + x^2)4z^2 + (16D^4 - 8D^2x^2 + x^2) \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] = 0$$

$$16D^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] + D^2 \left\{ 16z^2(V_p/V_s)^2 - 16z^2 - 8x^2 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} + D \left\{ -16xz^2(V_p/V_s)^2 - 16xz^2 \right\} + \left\{ 4x^2z^2(V_p/V_s)^2 - 4x^2z^2 + x^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} = 0$$

$$16D^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] + D^2 \left\{ 16z^2 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] - 8x^2 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} - D \left\{ 16xz^2 \left[ (V_p/V_s)^2 + 1 \right] \right\} + \left\{ 4x^2z^2 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] + x^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} = 0$$

$$16D^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] + D^2 \left\{ [16z^2 - 8x^2] \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} - D \left\{ 16xz^2 \left[ (V_p/V_s)^2 + 1 \right] \right\} + \left\{ 4x^2z^2 + x^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right] \right\} = 0$$

$$D^4 + D^2 \frac{[16z^2 - 8x^2] \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]}{16 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]} - \frac{Dxz^2 \left[ (V_p/V_s)^2 + 1 \right]}{16 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]} + \frac{4x^2z^2 + x^4 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]}{16 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]} = 0$$

$$D^4 + D^2 \frac{[16z^2 - 8x^2]}{16 \left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]} - \frac{Dxz^2 \left[ (V_p/V_s)^2 + 1 \right]}{\left[ (V_p/V_s)^2 - 1 \right]} + \frac{4x^2z^2 + x^4}{16} = 0$$

### Anexo A-3: Cálculo del punto de conversión y ángulo de incidencia

```
Clear
%%%%%
X = input ('Ingrese la distancia fuente-receptor (m): ');

vps = Vp/Vs;
K = ((vps^2) + 1)/((vps^2) - 1);
% Calculo de constantes del polinomio
C4 = 1.0;
C3 = 0;
C2 = (Z^2)./0.3048) - (X^2)/2;
C1 = -1*(X*K*(Z^2));
C0 = ((X^4) + 4*(X^2)*(Z^2)./0.3048))/16;
% Calculo de las Raices del Polinomio
P = [C4 C3 C2 C1 C0];
D = roots(P);
% Cálculo de los posibles Puntos de Conversión
for j = 1:4
Xp(j) = D(j) + X/2;
end
%Escogencia del Punto de Conversión que cumpla X/2 < Xp < D + X/2
if (Xp(1)>= X/2) && (Xp(1) <= X)
XXp = Xp(1);
elseif (Xp(2)>= X/2) && (Xp(2) <= X)
XXp = Xp(2);
elseif (Xp(3)>= X/2) && (Xp(3) <= X)
XXp = Xp(3);
else (Xp(4)>= X/2) && (Xp(4) <= X)
XXp = Xp(4);
end
rpd = pi/180.0;
Ainc = atan(XXp/(Z)./0.3048))/rpd;

end
```

#### Anexo A-4: Calculo de coeficientes de reflexión

```
clear
%%%%%
i1 = Ainc;
p = sind(i1/Vp1);
ci1 = cosd(i1);
cj1 = sqrt(1. - (p*(Vs1)).^2);
ci2 = sqrt(1. - (p*(Vp2)).^2);
cj2 = sqrt(1. - (p*(Vs2)).^2);
cVp1 = ci1/Vp1;
cVp2 = ci2/Vp2;
cVs1 = cj1/Vs2;
cVs2 = cj2/Vs2;
rVs1 = Rho1 * (1. - 2.*Vs1)*p).^2);
rVs2 = Rho2 * (1. - 2.*Vs2)*p).^2);

%VARIABLES
a = rVs2 - rVs1;
b = rVs2 + 2.*Rho1*(Vs1*p).^2);
c = rVs1 + 2.*Rho2*(Vs2*p).^2);
d = 2.*(Rho2)*(Vs2^2)-(Rho1*Vs1).^2);

%TERMINOS COSENO DEPENDIENTES
E = b.*cVp1 + c.*cVp2;
F = b.*cVs1 + c.*cVs2;
G = a - d.*cVp1.*cVs2;
H = a - d.*cVp2.*cVs1;
D = E.*F + G.*H.*p.*p;

%COEFICIENTES DE REFLEXION
CR(i,:) = -(2*cVp1.*(a.*b+c.*d.*cVp2.*cVs2)).*(p.*Vp1)./Vs1.*D);

end
```