

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS EN TIEMPO P-P Y
TIEMPO P-S EN LA INTERPRETACIÓN DE SECCIONES
SÍSMICAS DE ONDA CONVERTIDA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Portas Arroyal, Alejandro Luis
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2016.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS EN TIEMPO P-P Y TIEMPO P-S EN LA INTERPRETACIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS DE ONDA CONVERTIDA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Andrés Espeso

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Mauricio Hernández

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

Caracas, 2016.

Caracas, junio del 2016

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Br. **Alejandro Luis Portas Arroyal**, titulado:

**“DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS EN TIEMPO P-P Y TIEMPO P-S
EN LA INTERPRETACIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS DE ONDA
CONVERTIDA”**

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 del autor, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Jesús González
JURADO

Ing. Andrés Espeso
TUTOR

Prof. Juan Infante
JURADO

Portas A., Alejandro L.

**DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS EN TIEMPO P-P Y
TIEMPO P-S EN LA INTERPRETACIÓN DE SECCIONES
SÍSMICAS DE ONDA CONVERTIDA**

**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, 58 p.**

Palabras Claves: Onda convertida, interpretación multicomponente, relación V_p/V_s ,
bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.

La industria ha empezado a experimentar con la sísmica de reflexión multicomponente en la que también se registrarán las ondas convertidas PS, cuya velocidad y la reflectividad se mantendrán inalterables independientemente de que la formación contenga gas, petróleo o agua. Por tales motivos se generara un flujo de trabajo para la interpretación multicomponente del bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco con fines de prospección de hidrocarburos y, para lograr esto, se realizará la calibración sísmica/pozo en secciones sísmicas P-P y P-S, se estimará la numérica de relaciones V_p/V_s , se determinarán las diferencias de tiempo P-P y P-S en la ubicación de eventos estructurales y se realizará la cartografía de eventos identificados. Para este flujo de trabajo se implementaron dos métodos para realizar la interpretación de la sísmica P-P, el primero sin utilizar los registros sísmicos S para la generación de sismogramas sintéticos, y el segundo utilizando los registros sísmicos S para generar los sismogramas sintéticos. Dando como resultados dos superficies, una P-P con un tiempo promedio de 614,59 ms y otra P-S con un tiempo promedio 1168,36 ms, las cuales fueron cartografiadas en sus respectivos tiempos, y también transformando el tiempo P-S a P-P para ser cartografiado. Este trabajo proporciona dos métodos eficaces para la calibración sísmica-pozo, y poder conocer las diferencias entre los tiempos de ambas sísmicas, y así poder compararlas llevándolas a un mismo tiempo, disminuyendo la incertidumbre y ampliando la visión sobre el área que se quiere estudiar.

DEDICATORIA

A Dios sobre todas las cosas

A mis padres Marissa y Luis

A mis hermanos Romina y Xavier

A toda mi familia

A mis amigos y demás personas que creyeron en mí

A Nieves

“ Ahora sólo el afán de existencia me acompaña ”

Marissa Arroyal

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por quererme, aguantarme y tratar de entenderme.

A mis padres, Luis y Marissa, que darían todo por cualquiera de sus hijos. No existe amor más grande y cálido que el de mis padres. Por su apoyo incondicional todos estos años, gracias, los amo.

A mi hermana Romina, que es mi modelo a seguir de una profesional exitosa.

A mi hermano Xavier, por ser una persona de corazón noble.

A mis amigos Aaron Gamboa, Daniel Sotillo, Alan Gamboa y Christian Jiménez, por la franqueza y la autenticidad. Los mejores momentos en la universidad los viví junto a ustedes, y espero que podamos seguir viviendo tiempos felices en el futuro. Amigos los quiero! Ojalá nos hubiéramos conocido al inicio de la carrera.

Al profesor Andrés Espeso, por ser mi tutor y darme la oportunidad de trabajar en algo en lo que nadie había trabajado en este país, por sus estupendas clases y todas sus valiosas enseñanzas.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por acogerme y ser mi *alma mater*, por formarme como un profesional humano y enseñarme cómo resolver mucho con poco.

A Nieves Figuera por su apoyo, sus consejos, su confianza en mí, por reírse de mis chistes malos, por los buenos y malos momentos, por su cariño, su independencia, por ser como es, por siempre estar, nunca hay tiempo perdido contigo y si pudiera compartiría el título contigo, te quiero un mundo never forget.

A la Biblioteca 'Dr. Virgil Winkler' y a las personas con las que allí trabajé; la Sra. Morella por ser una jefa excepcional y tan buena, a Dani y Rosmely por ser mis compañeros esos años.

Al Departamento de Geofísica y a sus profesores, que ante las adversidades siempre dan lo mejor de sí.

A mis amigos Moisés y Marco, por todas esas idas al cine y las veces que nos coleábamos para ver 2 o 3 películas.

A Luiscarlo Rivera, colega de la Universidad Simón Bolívar, por sentarse pacientemente conmigo y enseñarme a programar en Matlab, así como asesorarme sobre programación cada vez que lo necesitaba.

A todos los compañeros de geofísica, Alaila, José, Naire, Mavi, Juan, Gleidys Sebastian, Ericka, Fadhia, Richard, Evis, Yuniev Marian, Julio y Yolimar; así como a Katheanny Lárez y Yasmely Itriago.

A Dios por la vida, por lo que he vivido, las personas que he conocido, y la familia que tengo.

ÍNDICE

	Página
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 La interpretación multicomponente	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1. Objetivos General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Ubicación del área de estudio	2
CAPÍTULO II	4
MARCO GEOLÓGICO.....	4
2.1 Estratigrafía regional.....	4
2.2 Geología local	7
2.2.1. Formación Hato Viejo	7
2.2.2. Formación Carrizal.....	8
2.2.3. Grupo Temblador	8
2.2.4. Formación Canoa	8
2.2.5. Formación Tigre	8
2.2.6. Formación Merecure	8
2.2.7. Formación Oficina.....	9
2.2.8. Formación Freites.....	9

2.2.9. Formación Las Piedras	9
2.2.10. Formación Mesa	10
CAPÍTULO 3	11
MARCO TEÓRICO.....	11
3.1 El campo de ondas en la interface y Ley de Snell.....	11
3.2 Relación Vp/Vs	12
3.3 Aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz	14
CAPÍTULO IV	17
METODOLOGÍA	17
4.1 Interpretación Sísmica P-P	18
4.2 Generación de sismogramas sintéticos.....	18
4.3 Calibración Sísmica-Pozo	22
4.4 Interpretación de reflectores y fallas	25
4.5 Generación de mapas	25
4.6 Interpretación P-S.....	25
4.7 Correlación sísmica P-P con sísmica P-S sin registros sísmicos Vs.....	27
4.8 Determinación de relación Vp/Vs.....	30
4.9 Correlación sísmica P-P con sísmica P-S con registros sísmicos Vs.....	33
4.10 Interpretación de reflectores y fallas	34
CAPÍTULO V	36
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	36
5.1 Correlación sísmica P-P y P-S y relación Vp/Vs para interpretaciones sin registro sísmico de onda S	36
5.2 Calibración sísmica-pozo para interpretaciones sin registro sísmico de onda S	37

5.3	Relación Vp/Vs para interpretaciones con registro sísmico de onda S	40
5.4	Calibración sísmica-pozo para interpretaciones con registro sísmico de onda S	43
5.5	Interpretación sísmica multicomponente	45
5.6	Generación de mapas	49
5.7	Flujo de trabajo de sísmica multicomponente	49
CAPÍTULO VI.....		54
CONCLUSIONES		54
RECOMENDACIONES		56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		57

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1. Ubicación Proyecto El Destino, Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomado y Modificado del Informe de procesamiento El Destino 11M 3D 3C, PDVSA, 2014)... 3	3
Figura 1.2. Ubicación del área de interés (Tomado y Modificado de Google earth, 2016). 3	3
Figura 2.1 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, apoyadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. (Modificado de Yoris y Ostos, 2004). .. 4	4
Figura 2.2 Columna estratigráfica, Cuenca Oriental de Venezuela (Comité Interfilial Estratigráfico y Nomenclatura, 2000). 6	6
Figura 2.3 Modelo idealizado y cronoestratigráfico de la faja petrolífera del Orinoco. (Tomado y modificado del Proyecto Orinoco Magna Reserva PDVSA. 2011). 7	7
Figura 3.1. Partición de energía en la interface de un medio elástico. (Tomada de Yang y Stewart 1997). 11	11
Figura 3.2. Recorrido de una onda P que se refleja como onda P..... 13	13
Figura 3.3. Recorrido de una onda P que se refleja como onda S..... 14	14
Figura 4.1. Flujo grama de trabajo establecido para la calibración sísmica-pozo. 18	18
Figura 4.2. Modelo geológico a modelo de reflectividad. 19	19
Figura 4.3. Convolución entre una ondícula con una serie de reflectividad más un ruido generando una traza sísmica (Tomado y modificado de Gonzales 2008)..... 20	20
Figura 4.4. Ondícula extraída y espectro de ondícula, para la sísmica P-P. 20	20
Figura 4.5. Ondícula de Ormsby para sísmica P-P 21	21
Figura 4.6. Sismogramas sintéticos P-P generados para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E... 21	21
Figura 4.7. Calibración P-P para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E. 23	23

Figura 4.8. Calibración P-P para los pozos IJ4-2E e IJ4-1E en las líneas sísmicas inline 1.339 y 1.574.....	24
Figura 4.8 Incertidumbre entre tiempo P-P y P-S.....	26
Figura 4.9.Ondícula extraída y espectro de ondícula, para la sísmica P-S.	27
Figura 4.10. Ondícula de Ormsby para la sísmica P-S.	27
Figura 4.11 Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la inline 1.585.....	28
Figura 4.12. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la x-line 689.	29
Figura 4.13. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la inline 1.339.....	29
Figura 4.14. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la x-line 809.	30
Figura 4.15. Sismogramas sintéticos P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E para el método sin registros sísmicos S.	32
Figura 4.16. Sismogramas sintéticos P-s para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E para el método con registros sísmicos S.....	34
Figura 5.1. Marcador del PreCretácico para los pozos IJ4-1E en profundidad y tiempo P-P y P-S e IJ4-2E en profundidad y tiempo P-P y P-S.....	38
Figura 5.2. Curvas tiempo-profundidad P-P y P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E. ..	39
Figura 5.3. Calibración del tope PreCretácico.	39
Figura 5.4. Calibración del tope PreCretácico con la sísmica.....	40
Figura 5.5. Curva aproximada tiempo-profundidad y fórmula de conversión profundidad a tiempo P-S para el pozo IJ4-1E.	42
Figura 5.6. Curva aproximada tiempo-profundidad y fórmula de conversión profundidad a tiempo P-S para el pozo IJ4-2E.	43
Figura 5.7. Curvas tiempo-profundidad P-P y P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E. ..	44
Figura 5.8. Calibración del tope PreCretácico.	44
Figura 5.9. Calibración del tope PreCretácico con la sísmica.....	45

Figura 5.10. Marcador del PreCretácico para los pozos IJ4-1E en profundidad y tiempo P-P y P-S e IJ4-2E en profundidad y tiempo P-P y P-S.....	45
Figura 5.11a. Superficie del PreCretácico en tiempo P-P.....	47
Figura 5.11b. Superficie del PreCretácico en tiempo P-S.....	47
Figura 5.12a. Superficie PreCretácico en tiempo P-P con pilares de fallas.....	48
Figura 5.12a. Superficie PreCretácico en tiempo P-S con pilares de fallas.....	48
Figura 5.13 Localización de fallas en tiempo P-P y tiempo P-S.....	49
Figura 5.14. Mapa isocrónico del PreCretácico P-P en tiempo P-P.....	50
Figura 5.15. Mapa isocrónico del PreCretácico en tiempo P-S.	51
Figura 5.16. Mapa isócrono de la superficie del PreCretácico P-S en tiempo P-P.....	52
Figura 5.17. Flujo de trabajo para una interpretación multicomponente.	53

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Tiempos extraídos para la correlación de superficies en tiempo P-P y P-S... 36	
Tabla 2. <i>Checkshot</i> P-P y P-S para el método sin registro sísmico de onda S 38	
Tabla 4. Tiempo P-P y P-S del PreCretácico. 47	

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 La interpretación multicomponente

En la industria petrolera durante más de 75 años se ha utilizado el método sísmico, específicamente la sísmica de reflexión de onda P como el método primario por excelencia para la exploración (Barkved, 2004), sirviendo éste para la prospección de infinidad de yacimientos. Sin embargo por más poderoso y sencillo que sea este método, no resuelve todas las incertidumbres que se producen al obtener un resultado, ni los problemas de generación de imágenes asociados: disminución drástica de la velocidad de la onda P al existir gas somero; la presencia de capas de alta velocidad que absorben la energía causando la poca iluminación de los estratos subyacentes; los falsos puntos brillantes; la verificación de los resultados, entre otras.

Debido a lo anterior, la industria ha empezado a experimentar con la sísmica de reflexión multicomponente en la cual también se registrarán las ondas convertidas PS, cuya velocidad y la reflectividad se mantendrán inalterables independientemente de que la formación contenga gas, petróleo o agua; por lo que mediante el estudio combinado de las ondas P y S se pueden complementar y verificar los resultados, así como generar productos de mayor certeza en lo que tiene que ver con cambios litológicos, estructuras del subsuelo y presencia de hidrocarburos. No obstante, tales procesos no han sido puestos a prueba en el medio local, siendo la Faja Petrolífera del Orinoco, una oportunidad para ello, particularmente en el Bloque Junín, dado que la presencia de yacimientos someros dificulta la interpretación de yacimientos más profundos. En este sentido, esta investigación pretende crear un flujo de trabajo de sísmica multicomponente para la prospección de hidrocarburos en la Faja Petrolífera del Orinoco. Lo anterior permitirá proponer esta técnica sísmica para su implementación en la industria con el fin de la búsqueda de hidrocarburos, eliminando limitaciones con el consecuente incremento de la producción de petróleo en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2 Objetivos

1.2.1. Objetivos General

- Generar un flujo de trabajo para la interpretación multicomponente del bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco con fines de prospección de hidrocarburos.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Calibración sísmica/pozo en secciones sísmicas P-P y P-S.
- Estimación numérica de relaciones V_p/V_s .
- Determinar las diferencias de tiempo P-P y P-S en la ubicación de eventos estructurales.
- Cartografiado de eventos identificados.

1.3 Justificación

Para poder lograr una interpretación más exacta de una adquisición sísmica y reducir la incertidumbre que pueda existir luego de ésta, debe contar con más herramientas, y la interpretación multicomponente es una herramienta muy poderosa que servirá para este propósito.

Con esta herramienta se podrá interpretar con mayor precisión las características estratigráficas y estructurales de la zona estudiada, para así poder estipular mejor las zonas de perforación y minimizar el riesgo de pozos secos; es por esto que es necesario establecer de manera correcta los pasos a seguir para una interpretación multicomponente.

1.4 Ubicación del área de estudio

El proyecto MM6 11M 3D 3C forma parte de PDVSA PETROURICA se encuentra en el bloque Junín 4 ubicado en el estado Guárico, cerca del límite con el Estado Anzoátegui (figura 1.1).

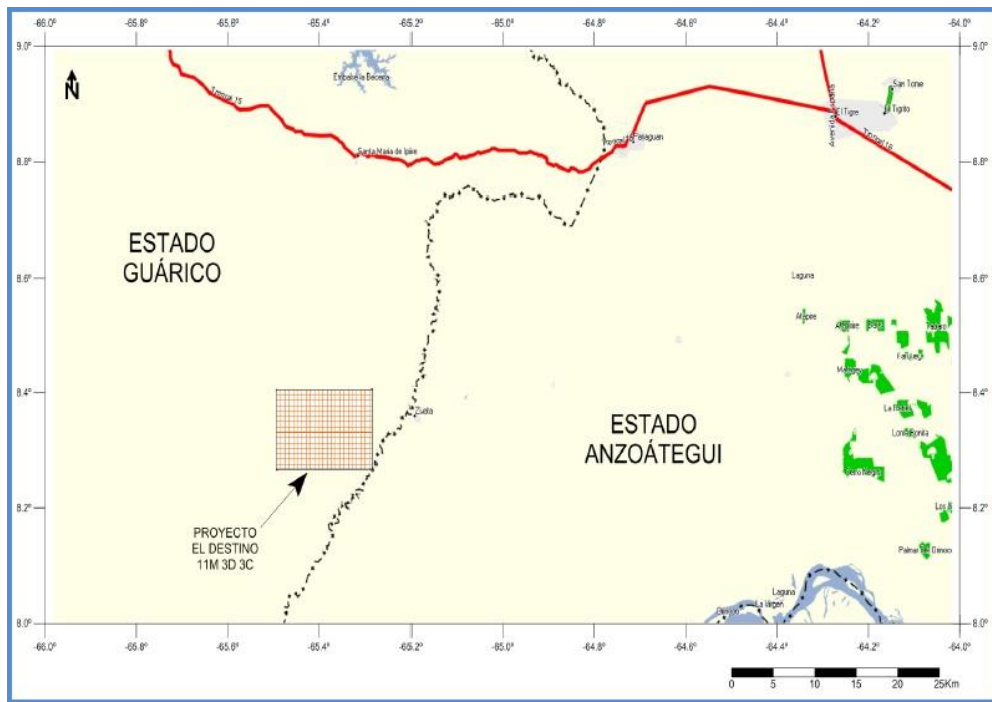


Figura 1.1. Ubicación Proyecto El Destino, Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomado y Modificado del Informe de procesamiento El Destino 11M 3D 3C, PDVSA, 2014).

Dentro de este proyecto se encuentra el área de estudio, la cual abarca un área de 8 km² (figura 1.2).



Figura 1.2. Ubicación del área de interés (Tomado y Modificado de Google earth, 2016).

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

El Bloque Junín se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Guárico, la cual posee 49.895 km² de extensión, limita al norte con la faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al este con la Subcuenca de Maturín, al sur con el escudo de Guayana y el oeste con el arco de El Baúl; según Kiser (1987) la Subcuenca de Guárico es asimétrica, su flanco norte está compuesto por sedimentos alóctonos del Mesozoico, Paleoceno y Mioceno, debido a un sobrecorrimiento; su rumbo varió del de noroeste-suroeste en el Cretácico y a norte-sur en el Mioceno, mientras que su eje estructural se encuentra cubierto por corrimientos del estado Guárico (figura 2.1).



Figura 2.1 Ubicación de las cuencas petrolíferas de Venezuela, apoyadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. (Modificado de Yoris y Ostos, 2004).

2.1 Estratigrafía regional

Según Yoris y Ostos (1997) las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador (Tigre y Canoa), Carrizal y Hato Viejo conforman la

Cuenca Oriental de Venezuela; la secuencia empieza en el Paleozoico con una depositación discordante de la Formación Hato Viejo discordante sobre el basamento Precámbrico, seguido en el Carbonífero suprayace la Formación Carrizal, mientras que las formaciones Tigre y Canoa pertenecientes al Grupo Temblador se encuentran discordantes a ésta en el Santoniense; en el Cretácico Superior nuevamente ocurre una discordancia la cual pone en contacto las secuencias marinas de San José, Vidono y Caratas, desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Medio, ahora bien sobre esta discordancia las formaciones Merecure, Oficina, y Freites se depositaron en una secuencia transgresiva, mientras que concordantes con ellas en el Oligo-Mioceno Medio finaliza la deposición de Formación Las Piedras con sedimentos continentales y en el Mio-Pleistoceno la Formación Mesa (figura 2.2 y figura 2.3).

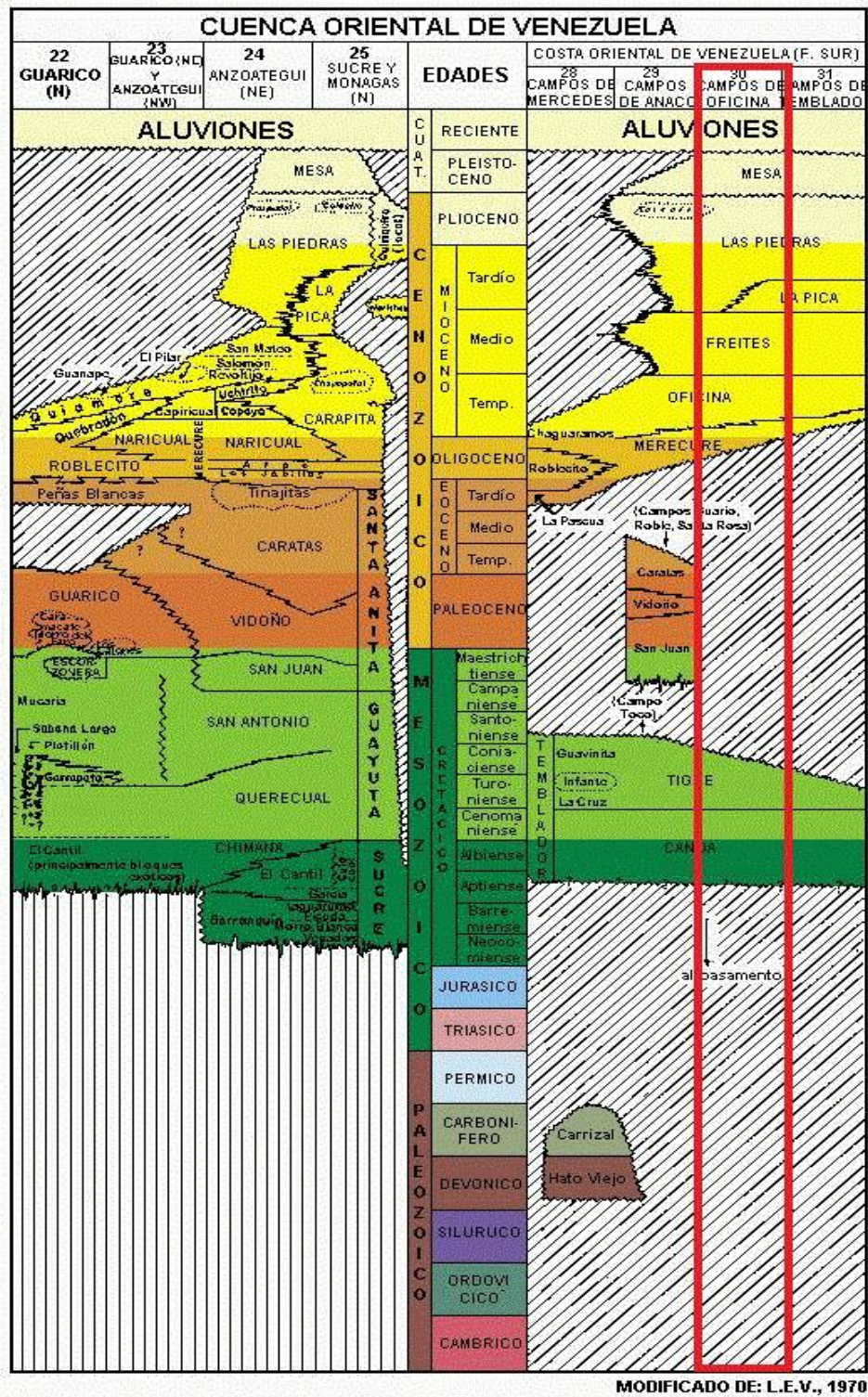


Figura 2.2 Columna estratigráfica, Cuenca Oriental de Venezuela (Comité Interfilial Estratigráfico y Nomenclatura, 2000).

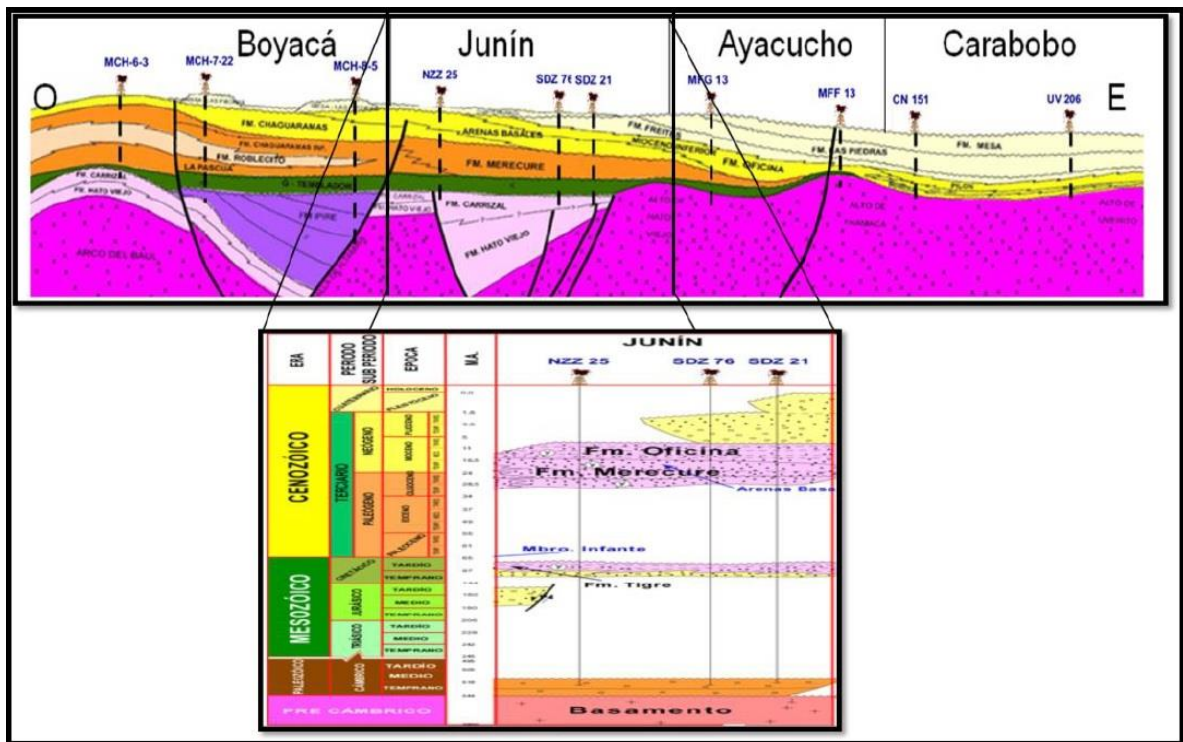


Figura 2.3 Modelo idealizado y cronoestratigráfico de la faja petrolífera del Orinoco. (Tomado y modificado del Proyecto Orinoco Magna Reserva PDVSA. 2011).

2.2 Geología local

2.2.1. Formación Hato Viejo

La formación Hato Viejo del Cámbrico Temprano está formada por areniscas de grano fino a grueso, de granos redondeados y bien sementados (Hedberg, 1950), lo cual indica que es un ambiente de sedimentación continental siendo sus sedimentos relleno de cuenca que corresponde a una fase erosiva contemporánea subsiguiente a un período de actividad tectónica.

Según Hedberg, 1994, esta formación se encuentra discordante sobre las rocas del escudo de Guayana (Precámbricas), así mismo se encuentra por debajo de la Formación Carrizal del Paleozoico.

2.2.2. Formación Carrizal

El principal constituyente de la Formación Carrizal son secuencias de arcillitas bioturbadas con limolitas y areniscas; los ambientes marinos condicionaron su deposición en aguas someras con corrientes típicas de llanuras de marea. Su tope está cubierto por el Grupo Temblador y la Formación Oficina, siendo el tope erosional. (Hedberg, 1994)

2.2.3. Grupo Temblador

El Grupo Temblador está compuesto por las formaciones Canoa y Tigre, a su vez formado por sedimentos no marinos en gradación hacia sedimentos marinos en el tope de las formaciones. Esto evidencia que en el este de Venezuela, aproximadamente en el Cenomaniense, ocurrió una transgresión marina (Yoris y Ostos, 2004).

2.2.4. Formación Canoa

Según Hedberg (1994), la Formación Canoa, presenta una supuesta depositación en ambientes continentales, fluvial de tipo Meandro, por la presencia de conglomerados, esta formación está compuesta por intercalaciones de conglomerados de grano fino y molitas y arcillitas y areniscas.

2.2.5. Formación Tigre

Esta formación se encuentra compuesta por una secuencia variable e irregularmente estratificada de areniscas gruesas y limolitas de grano fino y lutitas carbonosas y fosfáticas. (Hedberg, 1994).

2.2.6. Formación Merecure

La Formación Merecure está compuesta por un alto porcentaje de areniscas de granos finos a gruesos que incluye conglomeráticas, de las cuales las arenas tienen intervalos de lutitas. La Formación Merecure está a su vez compuesta por un reflector sísmico regional en su tope que al mismo tiempo genera contraste acústico debido a las diferentes litologías del área entre la formaciones Merecure y Oficina. Una de las

principales características litológicas sugiere que la sedimentación de esta formación se presenta en un sistema fluvio-deltaico y está en la zona más continental del delta. (Meneven, 1983).

2.2.7. Formación Oficina

La Formación Oficina es del Mioceno Temprano-Medio, presenta una alternancia entre lutitas con areniscas y limolitas de granos finos a gruesos. La sedimentación es más marina de oeste a este y de sur a norte (Hedberg, 1994), pero presenta evidencias de transgresiones a causa de caídas en los niveles del mar. De igual manera la formación es concordante con las formaciones Freites y Quiamare, sin embargo es discordante con la Formación Las Piedras, y las arenas de esta formación constituyen parte de las principales rocas de la cuenca Oriental, por su gran producción petrolífera (Meneven, 1983).

2.2.8. Formación Freites

Se encuentra en la Subcuenca Maturín, próxima al río Orinoco, y su litología está representada por lutitas con areniscas en el tope y la base, lo cual marca una división de tres intervalos; el primer intervalo superior con capas delgadas de areniscas arcillosas, el segundo intervalo es en su mayoría lutílico y el tercero e inferior está compuesto de lutitas con areniscas de grano medio a grueso. (Hedberg, 1994).

2.2.9. Formación Las Piedras

La Formación Las Piedras está integrada principalmente por sedimentos finos que están mal consolidados, conformados por areniscas, limolitas carbonosas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos, también hay presencia, aunque en menor cantidad, de calizas arenosas duras. La formación presenta unos espesores que tienen una variación de unos cientos de metros hasta aproximadamente 1.525 m, y tiene una posición concordante con la Formación Mesa (Gonzales de Juana *et al.*, 1980).

2.2.10. Formación Mesa

La Formación Mesa tiene en su composición principalmente arenas y gravas muy duras de granos gruesos con cemento ferruginoso y conglomerados ferruginosos. Esta formación está ubicada en los llanos centro-orientales entre los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, y pertenece al período cuaternario-pleistoceno y, pudiéndose encontrar en menor medida en los estados Sucre y Bolívar (Gonzales de Juana *et al.*, 1980).

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

3.1 El campo de ondas en la interface y Ley de Snell

Según Yang y Stewart (1997) existen cuatro parámetros independientes que gobiernan la amplitud de la energía reflejada y refractada en una interface entre dos medios, estos parámetros son: α_1/α_2 , ρ_1/ρ_2 , β_1 y β_2 (donde α_1 y α_2 son las velocidades de onda P para el medio 1 y 2 respectivamente, ρ_1 y ρ_2 son la velocidad de onda S para el medio 1 y 2 respectivamente, β_1 y β_2 son las densidades del medio 1 y 2 respectivamente). Ahora bien, la conversión de energía de un tipo de onda a otra puede ocurrir a través de la refracción supercrítica de la difracción en un medio sólido elástico, o por la reflexión y transmisión con incidencia oblicua; el caso más simple en el que puede ocurrir se ve reflejado en la siguiente figura (figura 3.1), en la que se presentan dos medios con una interfaz horizontal y plana, en donde se puede observar un rayo incidente P con un ángulo θ_1 , reflejando y refractando rayos P (con ángulos θ_1 y θ_2) y S (con ángulos ϕ_1 y ϕ_2).

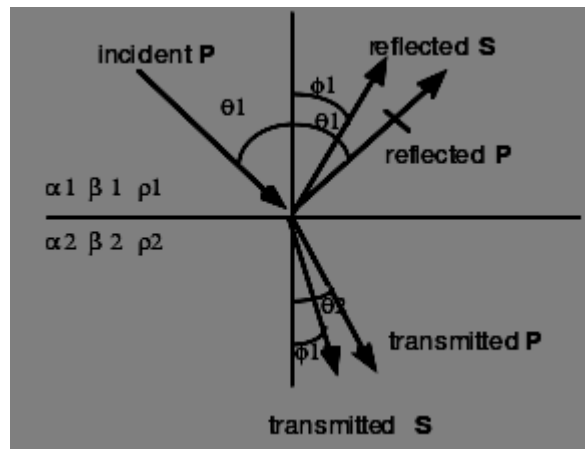


Figura 3.1. Partición de energía en la interface de un medio elástico. (Tomada de Yang y Stewart 1997).

Una vez que un rayo de onda P llega a una interfaz entre dos medios puede ocurrir que éste se refracte o se refleje, si la onda se refracta ésta continuará como una onda P (onda

P-P) o como una onda S (onda P-S), de la misma manera si la onda P incidente se refleja ésta se reflejará como una onda P (onda P-P) o como una onda S (onda P-S), esto lo establece la Ley de Snell, con lo que se agrega el parámetro de rayo (p), el cual debería ser igual para todos los rayos, ya que estos deberían moverse por la interface con la misma velocidad aparente (Lay y Wallace, 1995).

$$P = \frac{\text{seno}\theta_1}{\alpha_1} = \frac{\text{seno}\phi_1}{\rho_1} = \frac{\text{seno}\theta_2}{\alpha_2} = \frac{\text{seno}\phi_2}{\rho_2}; \quad (1)$$

Donde los ángulos θ_1 , θ_2 , ϕ_1 y ϕ_2 están expresados en grados, y las velocidades α_1 , α_2 , ρ_1 y ρ_2 en metros sobre segundos (m/s)

3.2 Relación V_p/V_s

Si se tiene un medio por el cual las ondas sísmicas pueden viajar y también un reflector a una profundidad Z (metros) en él (figura 3.2), y si se activa una fuente que produzca ondas sísmicas P con velocidad V_p en metros sobre segundos (m/s) y, a su vez, suponiendo que el offset en el que se reflejarán es 0, en otras palabras una incidencia normal, entonces, el tiempo que tardará la onda P en llegar al reflector será (Thurston *et al.*, 1990):

$$T_p = \frac{Z}{V_p}; \quad (2)$$

Si esta onda se refleja como onda P entonces el tiempo que tardará en llegar a superficie desde el reflector vendrá dado

$$T_p = \frac{Z}{V_p}; \quad (3)$$

Por lo que se tendrá un tiempo total de viaje o TWT (en segundos) para la onda P-P de

$$T_{pp} = \frac{Z}{V_p} + \frac{Z}{V_p}; \quad (4)$$

Pudiéndose expresar a su vez como

$$T_{pp} = \frac{2Z}{V_p} = 2T_p; \quad (5)$$

En el caso de que una onda baje con velocidad P y se refleje como onda S ésta cambiará su velocidad de V_p a V_s (m/s) para volver a la superficie (figura 3.3), entonces el tiempo que tardará en llegar hasta la superficie desde el reflector será:

$$T_s = \frac{z}{v_s}; \quad (6)$$

Por lo que la onda P-S tendrá un tiempo total de viaje o TWT en segundos de:

$$T_{ps} = \frac{z}{v_p} + \frac{z}{v_s}; \quad (7)$$

Pudiéndose expresar a su vez como

$$T_{ps} = T_p + T_s; \quad (8)$$

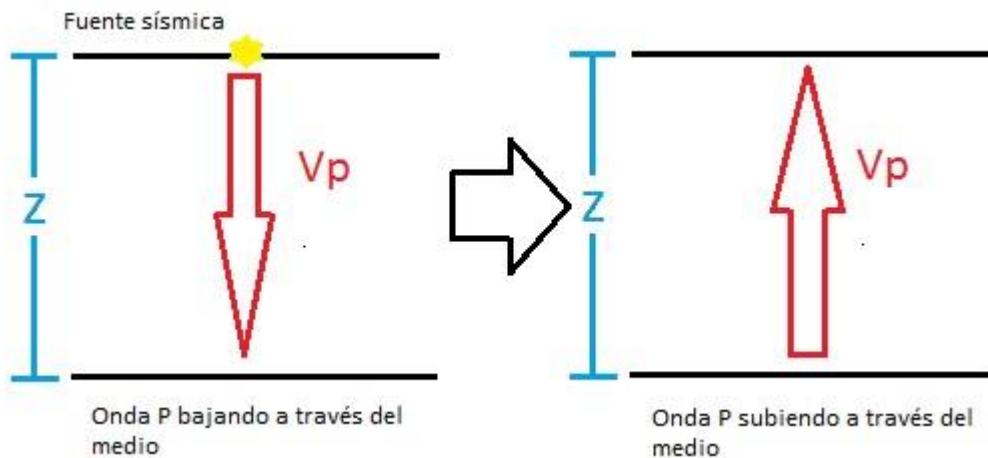


Figura3.2. Recorrido de una onda P que se refleja como onda P.

Como se puede observar la distancia recorrida por una onda P-P es la misma que recorre una onda P-S por lo que se puede establecer la siguiente igualdad

$$V_p * T_p = V_s * T_s; \quad (9)$$

Volviendo nuevamente a (7) y sacando factor común se obtiene

$$T_{ps} = \left(\frac{z}{v_p}\right) * \left(1 + \frac{v_p}{v_s}\right); \quad (10)$$

Sustituyendo (2) en (10)

$$T_{ps} = T_p * \left(1 + \frac{V_p}{V_s}\right); \quad (11)$$

Ahora bien si se multiplica por 2 ambos lados en (11) se obtendrá

$$\frac{2 * T_{ps}}{T_{pp}} = \frac{V_p}{V_s} + 1; \quad (12)$$

Despejando se tendrá la relación T_{ps}/T_{pp}

$$\frac{T_{ps}}{T_{pp}} = \frac{V_p + 1}{2}; \quad (13)$$

Y finalmente para obtener la relación V_p/V_s simplemente se debe despejar de (12)

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{2 * T_{ps}}{T_{pp}} - 1; \quad (14)$$

Adicionalmente se puede despejar V_s de (14)

$$V_s = \frac{V_p * T_{pp}}{2 * T_{ps} - T_{pp}}; \quad (15)$$

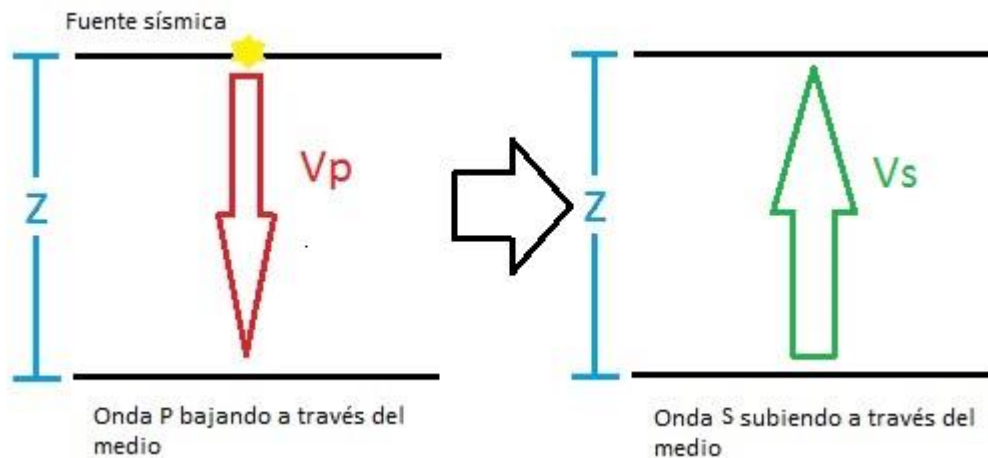


Figura 3.3. Recorrido de una onda P que se refleja como onda S.

3.3 Aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz

La forma de estudiar cómo se transmite una onda entre medios es determinando la amplitud de la onda que es reflejada, y esto se puede lograr a través del coeficiente de reflexión, el cual relaciona la velocidad y densidad del medio a medida que aumenta la

profundidad; estos coeficientes de reflexión fueron expresados de la manera correcta y exacta con las fórmulas de Zoeppritz, la mejor aproximación a estas fórmulas son derivadas por Aki y Richards (1980) y son planteadas a continuación:

$$R_{pp}(i) = \frac{(b(i)*vsip(i)-c(i)*vstp(i))*F(i) - (a(i)+d(i)*vsip(i)*vsts(i))*H(i)*p(i)^2}{D(i)}; \quad (16)$$

$$R_{ps}(i) = -\frac{2*vsip(i)*(a(i)*b(i)+d(i)*c(i)*vstp(i)*vsts(i))*p(i)*\frac{vp(i)}{vs(i)}}{D(i)}; \quad (17)$$

Donde:

$$vsip(i) = \sqrt{\left(\frac{1}{(vp(i))^2} - p(i)^2\right)}; \quad (18)$$

$$vstp(i) = \sqrt{\left(\frac{1}{(vp(i+1))^2} - p(i)^2\right)}; \quad (19)$$

$$vsis(i) = \sqrt{\left(\frac{1}{(vs(i))^2} - p(i)^2\right)}; \quad (20)$$

$$vsts(i) = \sqrt{\left(\frac{1}{(vs(i+1))^2} - p(i)^2\right)}; \quad (21)$$

A su vez:

$$a(i) = rho(i+1) * (1 - 2 * vs(i+1)^2 * p(i)^2) - rho(i) * (1 - 2 * vs(i)^2 * p(i)^2); \quad (22)$$

$$b(i) = rho(i+1) * (1 - 2 * vs(i+1)^2 * p(i)^2) + 2 * rho(i) * vs(i)^2 * p(i)^2; \quad (23)$$

$$c(i) = rho(i) * (1 - 2 * vs(i)^2 * p(i)^2) + 2 * rho(i+1) * vs(i+1)^2 * p(i)^2; \quad (24)$$

$$d(i) = 2 * (rho(i+1) * vs(i+1)^2 - rho(i) * vs(i)^2); \quad (25)$$

Por último:

$$E(i) = b(i) * vsip(i) + c(i) * vstp(i); \quad (26)$$

$$F(i) = b(i) * vsis(i) + c(i) * vsts(i); \quad (27)$$

$$G(i) = a(i) - d(i) * vsip(i) * vsts(i); \quad (28)$$

$$H(i) = a(i) - d(i) * (i)vstp(i) * vsis(i); \quad (29)$$

$$D(i) = E(i) * F(i) + G(i) * H(i) * p(i)^2; \quad (30)$$

Donde R_{pp} representa el coeficiente de reflexión para una onda P-P (sin unidades), mientras que R_{ps} representa el coeficiente para una onda P-S (sin unidades), P es el parámetro de rayo representado en la ecuación 1, V_p y V_s tienen unidades de metros sobre segundos (m/s), ρ es la densidad y se expresa en gramos sobre centímetros cúbicos (gr/cm^3). Cabe destacar que estas ecuaciones también se encuentran en la tabla 3.1 del Law and Wallace (1995), donde existe un error en el signo del segundo término de b .

También existe una aproximación para R_{pp} determina por Petterson (1955) la cual establece que:

$$R_{pp} = \frac{(V_p(i)+1+ \rho(i+1)) - (V_p(i)+ \rho(i))}{(V_p(i)+1+ \rho(i+1)) + (V_p(i)+ \rho(i))}; \quad (31)$$

La cual representa una incidencia normal y no dependerá de ningún ángulo ni del parámetro de la Ley de Snell, solo se necesita la velocidad y densidad de los medios que transite la onda.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo las compañías BGP y PDVSA proporcionaron un cubo sísmico de onda P-P y un cubo de sísmico de onda P-S en formato SEG-Y y fecha de procesamiento 21/10/2013 y 02/02/2015 respectivamente, estos cubos cuentan con 2.342 inlines y 1.534 x-lines, con una tasa de muestreo de 2 ms y una longitud de muestreo de 4 s, con 2.001 muestras por traza y 60 de cobertura nominal para un total de 3.515.401 trazas.

De los cubos anteriores se extrajeron un cubo P-P y otro P-S de la zona a estudiar desde la inline 1.211 hasta la 1.611 y desde la x-line 611 hasta la 811, y con profundidad en tiempo desde 0 s hasta -700 s en el P-P mientras que en el P-S fue desde 0 s hasta los -1.400 s. También se cuentan con dos pozos IJ4-1E e IJ4-2E ambos con registros sísmicos P y S, densidad y caliper, así como *checkshots* P-P para ambos pozos y la profundidad del reflector de interés. Pero para todo el flujo de trabajo se realizará la calibración de formas, como si no existiese el registro sísmico de onda S, y tomándolo en cuenta.

Se ideó una secuencia para calibrar los pozos con la sísmica de una manera exitosa y lograr una interpretación de sísmica multicomponente, lo primero a hacer, es estudiar cuidadosamente y conocer todos los datos de pozos y registros con los que se cuentan; porque existen varios caminos para lograr la interpretación y dependerá de los datos que se dispongan (figura 4.1).

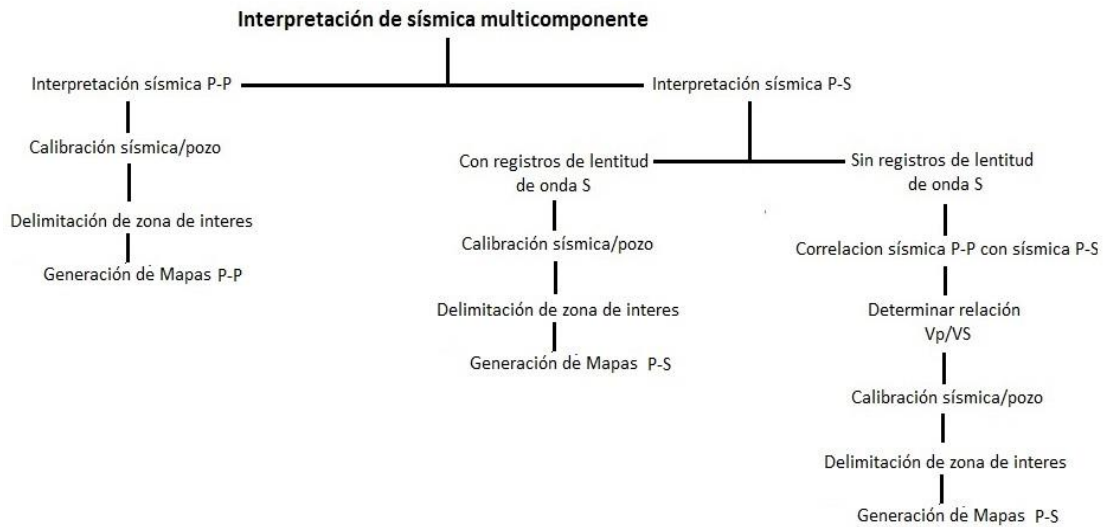


Figura 4.1. Flujo grama de trabajo establecido para la calibración sísmica-pozo.

4.1 Interpretación Sísmica P-P

La interpretación de la sísmica P-P es lo primero a realizar porque es el tipo de interpretación más común y fácil de hacer, pero se debe ser muy cuidadoso en esta etapa ya que una mala interpretación causaría errores a la hora de comparar reflectores P-P con P-S, lo cual a su vez conllevaría a una mala interpretación de la sísmica P-S.

Para la interpretación P-P se utilizó el programa computacional Petrel 2009, con el cual se representó la superficie de interés, y la falla asociada al mismo.

4.2 Generación de sismogramas sintéticos

Para poder realizar la calibración entre los datos de pozos y los datos sísmicos es esencial extraer una ondícula de la sísmica, o bien construir una que puede ser una ondícula de Ricker o de Ormsby, también es necesario una curva tiempo/profundidad

Los límites entre las capas se representan a través de reflectores, los cuales se deben a cambios de impedancias respecto a la profundidad; la impedancia a su vez es una representación de la velocidad y la densidad que posee un medio (figura 4.2).

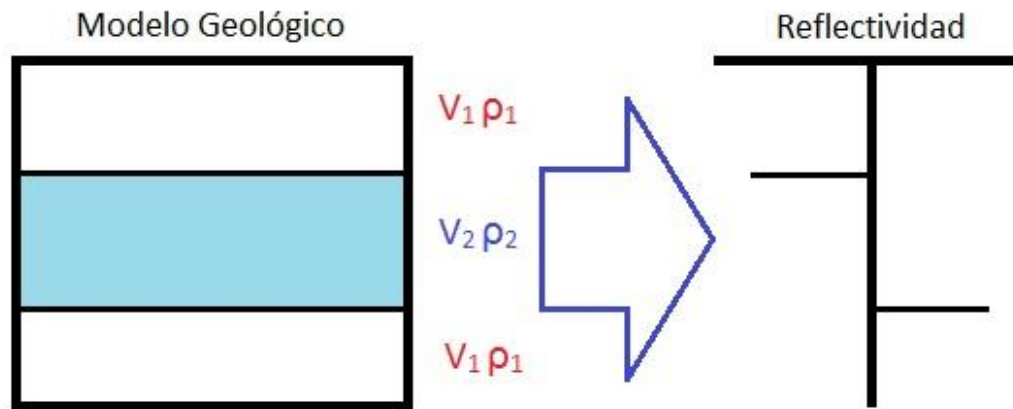


Figura 4.2. Modelo geológico a modelo de reflectividad.

Ahora bien, según Gridley (1997) las trazas sísmicas son el resultado de la convolución de la reflectividad con la ondícula de la fuente más ruido (figura 4.3.). Cuando se realiza un levantamiento sísmico una fuente de energía es proyectada en la tierra, esta energía inicial posee componente de amplitud y fase, los cuales se ven reflejados en la ondícula fuente. Debido a que desconocemos la ondícula fuente ésta deberá ser extraída de los datos sísmicos en la proximidad de la locación del pozo y con respecto a la profundidad del objeto de interés. Mientras más parecida sea la ondícula que se utilice a la ondícula fuente, el espectro de la reflectividad será más fidedigno; las ondícula que se emplean frecuentemente aunque puede que no aporten una representación certera de los datos sísmicos son: las de Ormsby (pasa banda) y Ricker debido a su simplicidad y fácil manejo, en este trabajo se empleó la ondícula de Ormsby.

De trabajos y estudios en zonas cercanas se determinó que la frecuencia dominante fue de aproximadamente 35 Hz, esto se verifico extrayendo una ondícula de la sísmica P-P desde $t=0$ hasta $t=-1,2$ (figura 4.4), en base a esto, la ondícula Ormsby a utilizar se construyó utilizando Matlab R2010a con las siguientes características: frecuencias: $f_1=5$ Hz, $f_2=10$ Hz, $f_3=30$ Hz y $f_4=40$ Hz, longitud de 2 ms y con un intervalo de muestro de 0,002 s, y una fase constante de 0 grados (figura 4.5).

Para poder generar el sismograma sintético es necesario construir la serie de reflectividad, para esto se usaron los registros sónicos P, aplicándole la inversas para

transformar lentitud a velocidad, y los registros de densidad, aplicando a estos a la ecuación 31 con lo que se obtiene el Rpp en cada pozo, para esto también se empleó MATLAB R2010a.

Al poseer la ondícula y la serie de reflectividad en cada pozo se utilizó nuevamente el programa computacional Matlab R2010a para realizar la convolución de ambas y generar los sismogramas sintéticos o traza sísmica para cada pozo (figura 4.6) y así poder efectuar la correlación sísmica/pozo.

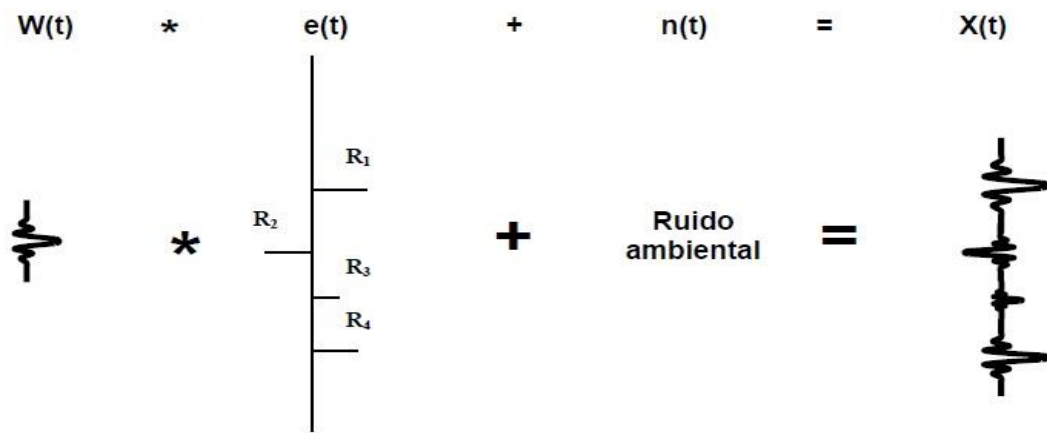


Figura 4.3. Convolución entre una ondícula con una serie de reflectividad más un ruido generando una traza sísmica (Tomado y modificado de Gonzales 2008).

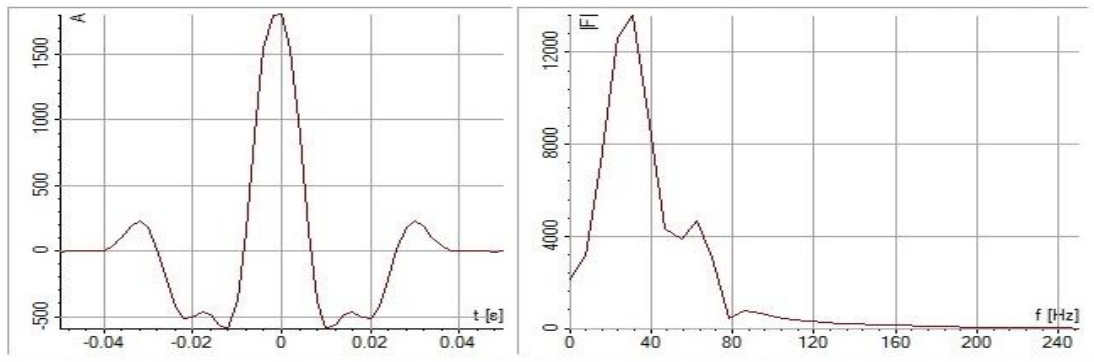


Figura 4.4. Ondícula extraída y espectro de ondícula, para la sísmica P-P.

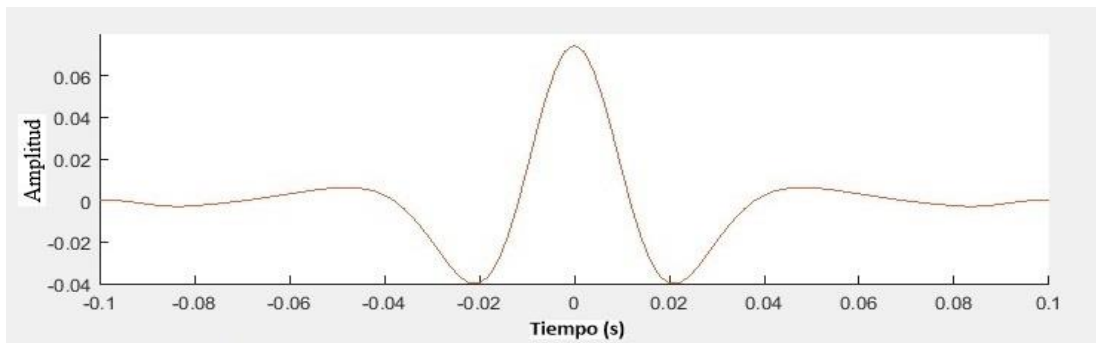


Figura 4.5. Ondícula de Ormsby para sísmica P-P

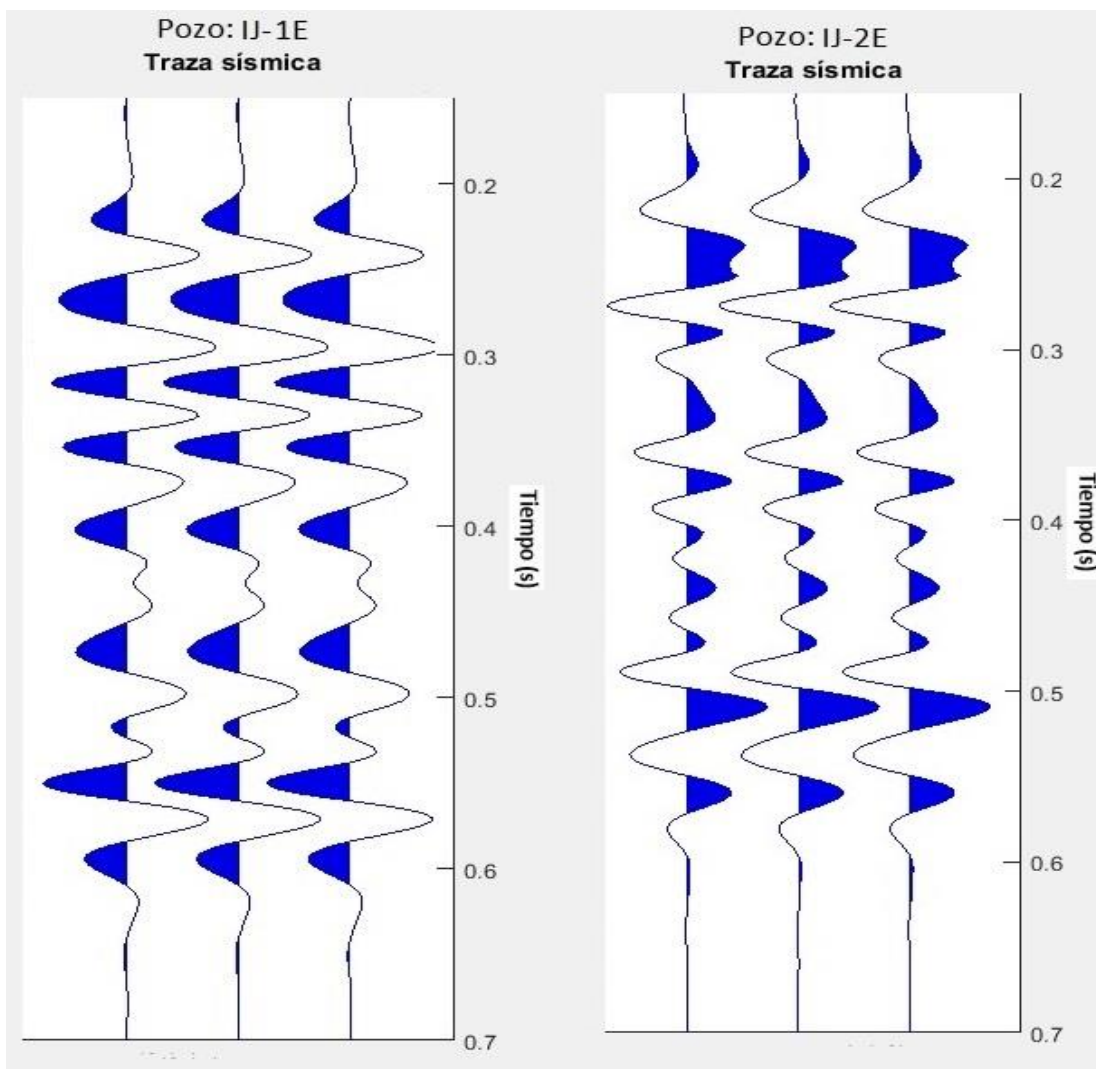


Figura 4.6. Sismogramas sintéticos P-P generados para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E.

4.3 Calibración Sísmica-Pozo

El poseer registros *checkshot* facilita la correlación de la sísmica con los pozos ya que introduciendo estos registros en el programa Petrel 2009, éste genera automáticamente una curva tiempo-profundidad, que relaciona las profundidades de los registros de pozo e información de topes con el TWT de la sísmica.

Ahora que ya se cuenta con los sismogramas correspondientes a cada pozos y las curva tiempo-profundidad se puede realizar la calibración sísmica-pozo, para esto se deben cargar los sismogramas creados en su correspondiente pozo, para este caso se hizo uso del programa computacional Petrel 2009. También se debe colocar la información de los reflectores de interés, los cuales son transformados por el programa computacional a TWT y por último se ajusta la posición de los mismos respecto a la amplitud que muestre el sismograma (figura 4.7), y la sísmica (figura 4.8).

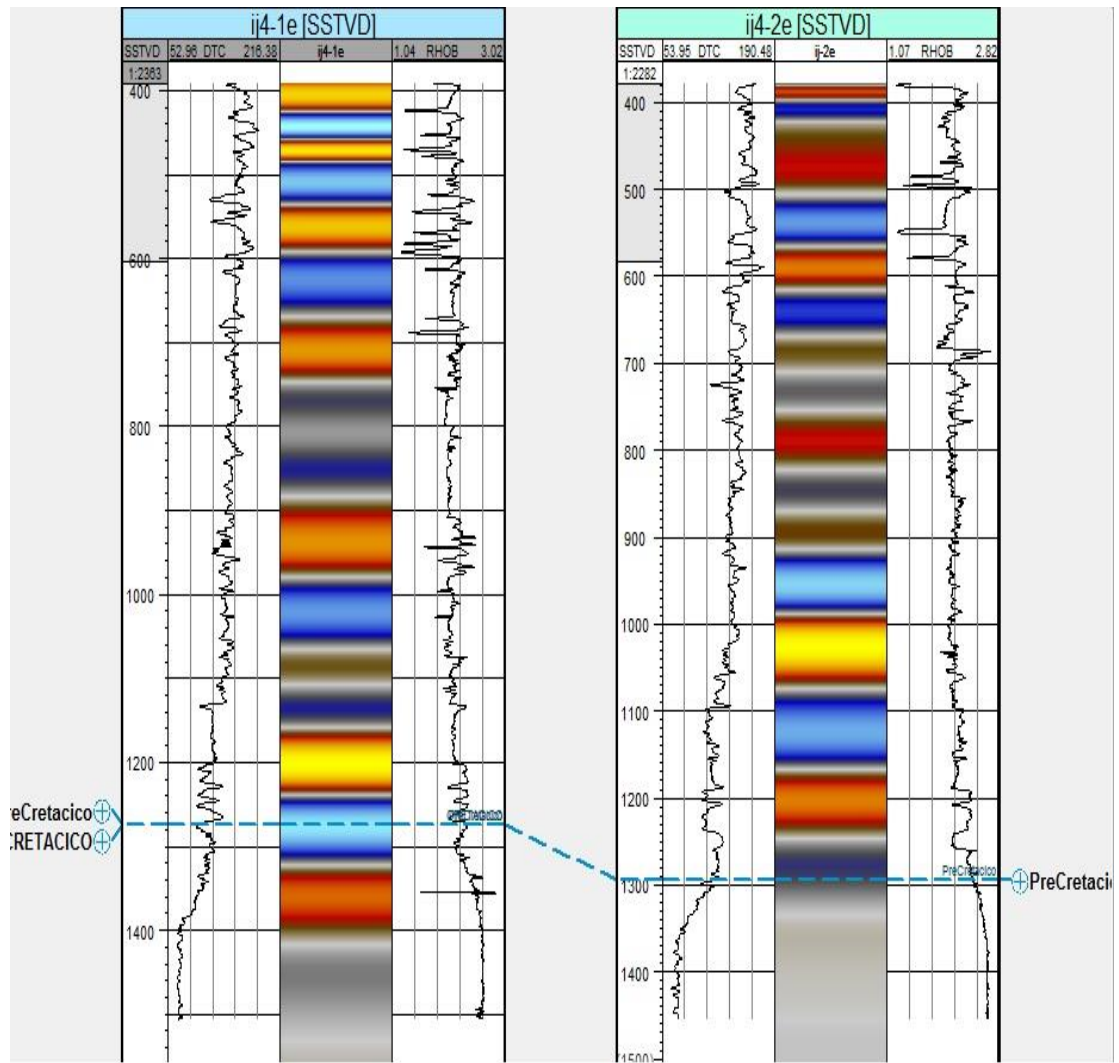


Figura 4.7. Calibración P-P para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E.

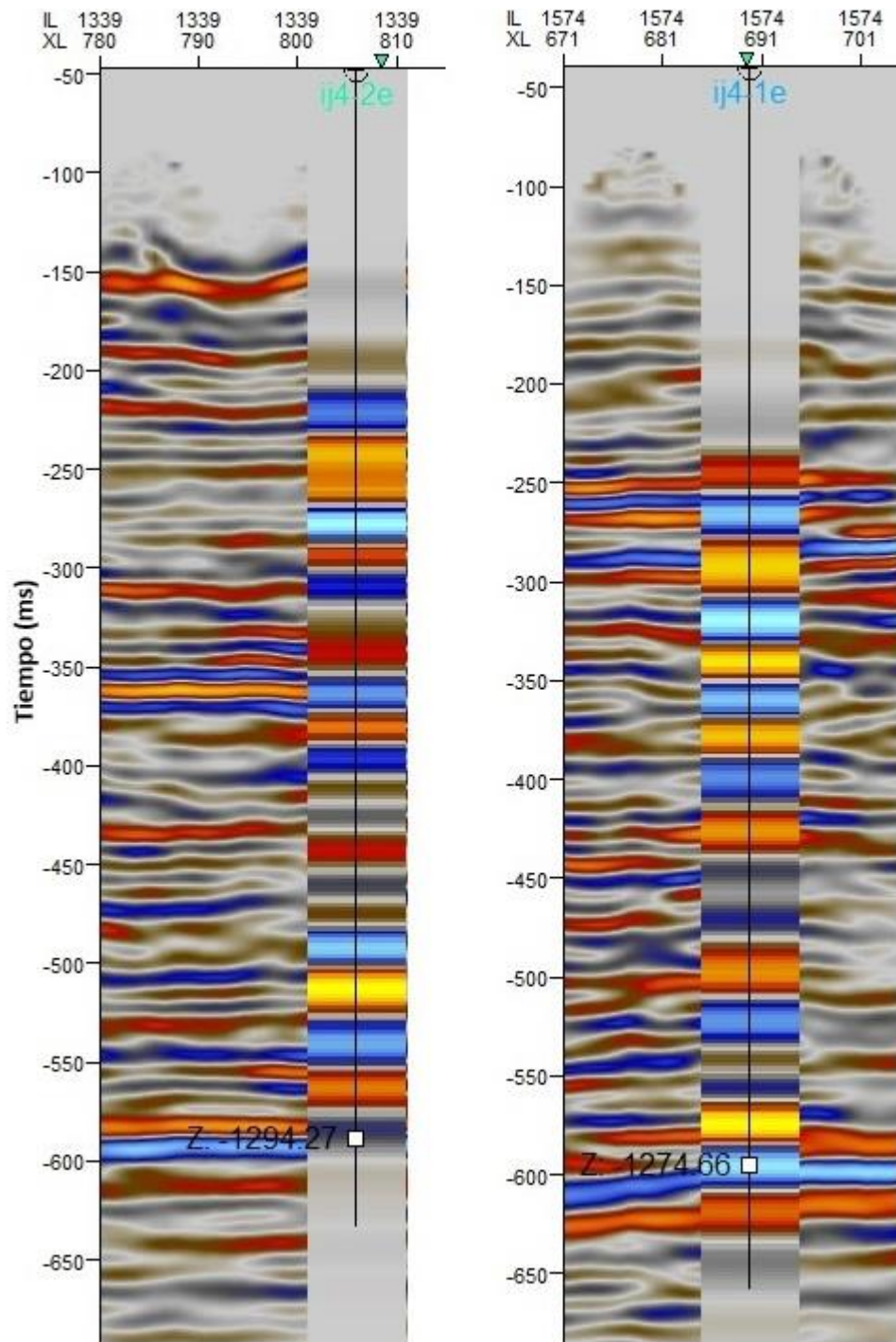


Figura 4.8. Calibración P-P para los pozos IJ4-2E e IJ4-1E en las líneas sísmicas inline 1.339 y 1.574.

4.4 Interpretación de reflectores y fallas

Una vez terminada la calibración sísmica pozo se procede a realizar la interpretación de la sísmica, en este trabajo se interpretó la continuidad del reflector que representa el tope del PreCretácico, que también es la base del Cretácico; ahora bien, para empezar la interpretación de este reflector se debe comenzar en las líneas x-line e inline en las que haya pozos con los reflectores marcados de la calibración, una vez marcada la tendencia del reflector en todas las líneas inline y x-line se genera una superficie que es la resultante de la interpolación de todos los puntos marcados para el reflector en toda el área de interés. De la misma manera en la que se trabaja con el reflector a lo largo de toda la zona se realiza con las fallas, y como éstas van cambiando con cada línea sísmica, una vez marcadas todas las fallas que afecten el reflector de interés, se proyectan sobre el mismo para observar la interacción entre ambos.

4.5 Generación de mapas

Para generar mapas de la superficie de interés en tiempo se deben exportar los datos resultantes de la interpretación de los reflectores y fallas desde el programa que se utilizó para la interpretación, en este caso Petrel 2009, y después de esto son importados al programa que realizará dichos mapas. Para este trabajo se hizo uso del programa computacional Surfer 12, para generar mapas correspondientes a tiempo P-P y a tiempo P-S del tope del PreCretácico.

4.6 Interpretación P-S

Cuando se tienen datos sísmicos P-P y P-S, pero no se poseen registros *checkshots* P-S, no es posible saber la profundidad en tiempo P-S en la que se encuentran los mismo eventos observados en la sísmica P-P ni convertir los datos de pozos de profundidad a tiempo P-S para la localización del reflector, es decir no se conoce la diferencia de tiempo que hay entre un evento en la sísmica P-P y el mismo evento en la sísmica P-S, esta es la incertidumbre a la que se hay que enfrentarse al realizar una interpretación multicomponente (figura 4.8).

Es por esta incertidumbre que se han generado métodos para poder transformar los datos a tiempo P-S, el primero, que se estudiara es un método visual el cual consiste primordialmente en correlacionar parecidos entre las imágenes sísmicas P-P y P-S para establecer una relación V_p/V_s . El segundo consiste en un método cuantitativo que trata directamente con los registros sísmicos S.

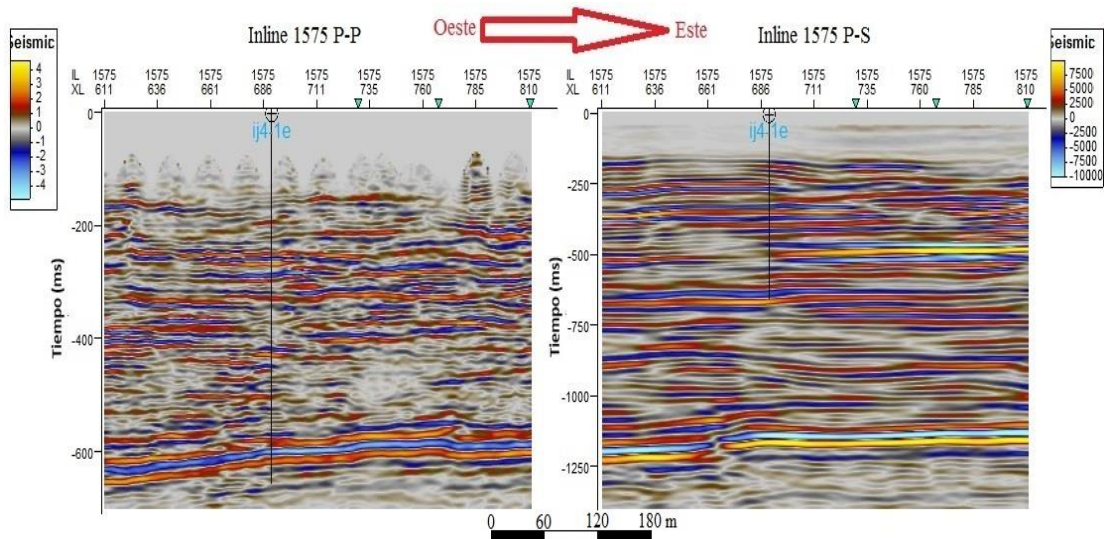


Figura 4.8 Incertidumbre entre tiempo P-P y P-S.

Para determinar el tipo de ondícula a utilizar para la construcción del sismograma sintético, se extrajo una ondícula de la sísmica P-S, desde los $t=0$ hasta $t=1.4$ (figura 4.9), con la cual se pudo observar que la frecuencia dominante fue de aproximadamente 15 Hz, con lo que se construyó una ondícula de Ormsby con las siguientes características, frecuencias: $f_1=0$ Hz, $f_2=5$ Hz, $f_3=15$ Hz y $f_4=30$ Hz, longitud de 2 ms y con un intervalo de muestro de 0,002 s, y una fase constante de 0 grados (figura 4.10).

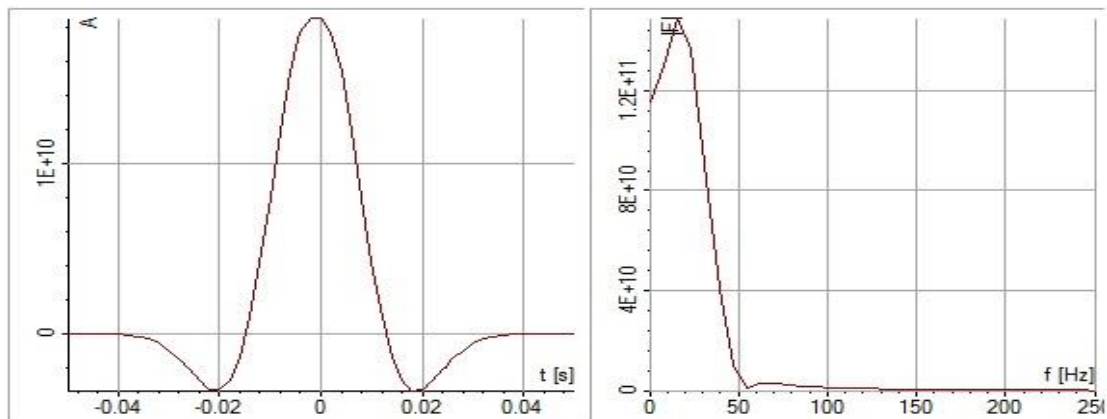


Figura 4.9. Ondícula extraída y espectro de ondícula, para la sísmica P-S.

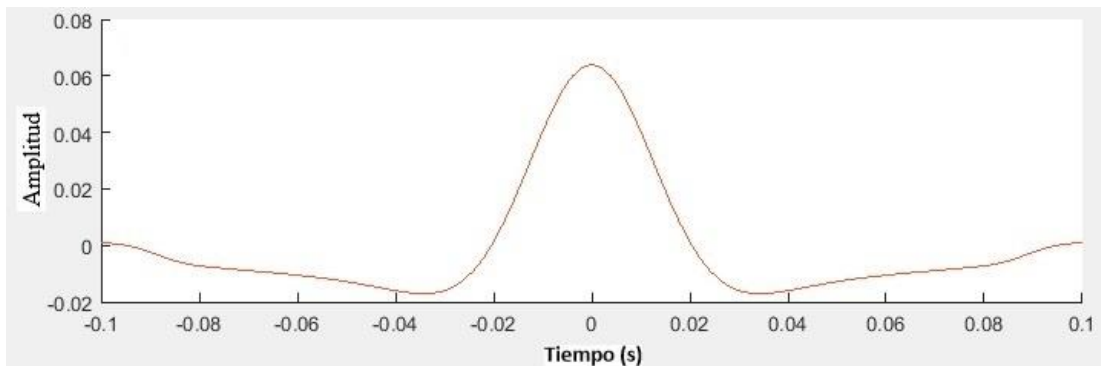


Figura 4.10. Ondícula de Ormsby para la sísmica P-S.

4.7 Correlación sísmica P-P con sísmica P-S sin registros sísmicos Vs

Para poder efectuar esta interpretación es fundamental construir un registro sísmico de onda S a partir del registro sísmico P, y haber culminado la interpretación P-P ya que se debe correlacionar el tope de interés visualmente, buscando características que puedan observarse en ambos datos sísmicos, esto se debe hacer en posiciones cercanas a las locaciones de los pozos para poder relacionar el reflector con la posición del pozo y así poder tomar medidas de tiempo respecto a estos, y compararlos con los tiempos P-P del reflector en el pozo donde fue calibrado.

Para realizar la correlación se utilizó la inline 1.585 (figura 4.11) la cual es cercana ya que en el inline 1.575 donde se encuentra el pozo IJ4-1E no se localizaron características que pudieran ser correlacionadas, y la inline 1.339 (figura 4.13) donde

se encuentra el pozo IJ4-2E; también se hizo uso de las x-line 689 (figura 4.12) posición del pozo IJ4-1E y la 809 (figura 4.14) locación del pozo IJ4-2E. Más información sobre este punto en el capítulo V de resultados y análisis.

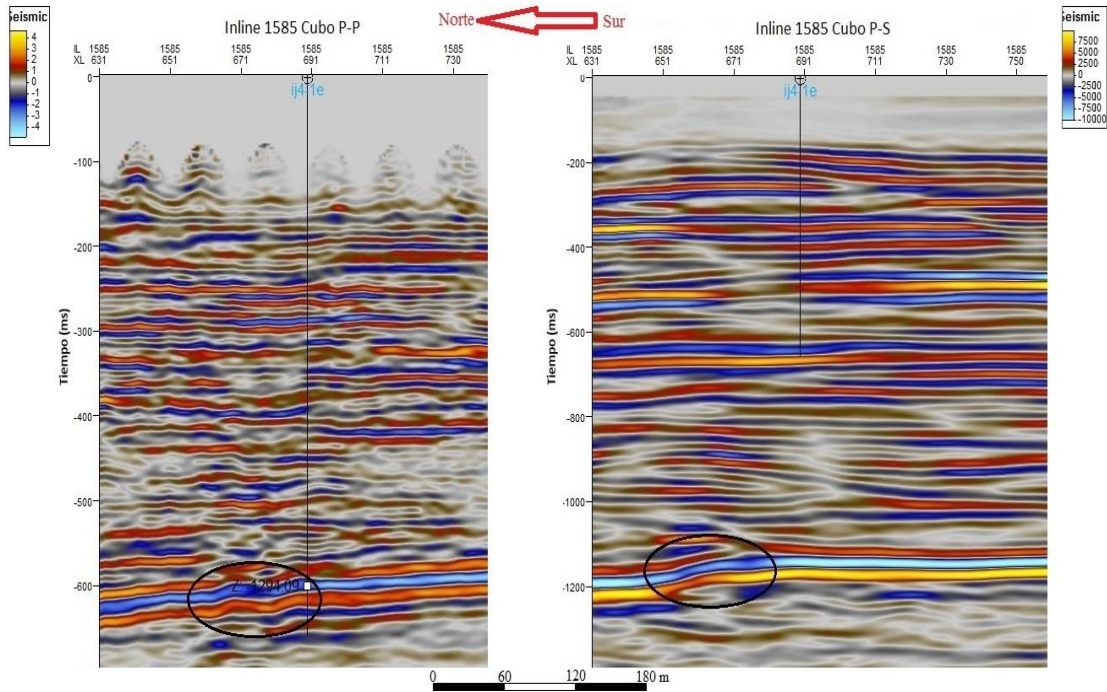


Figura 4.11 Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la inline 1.585.

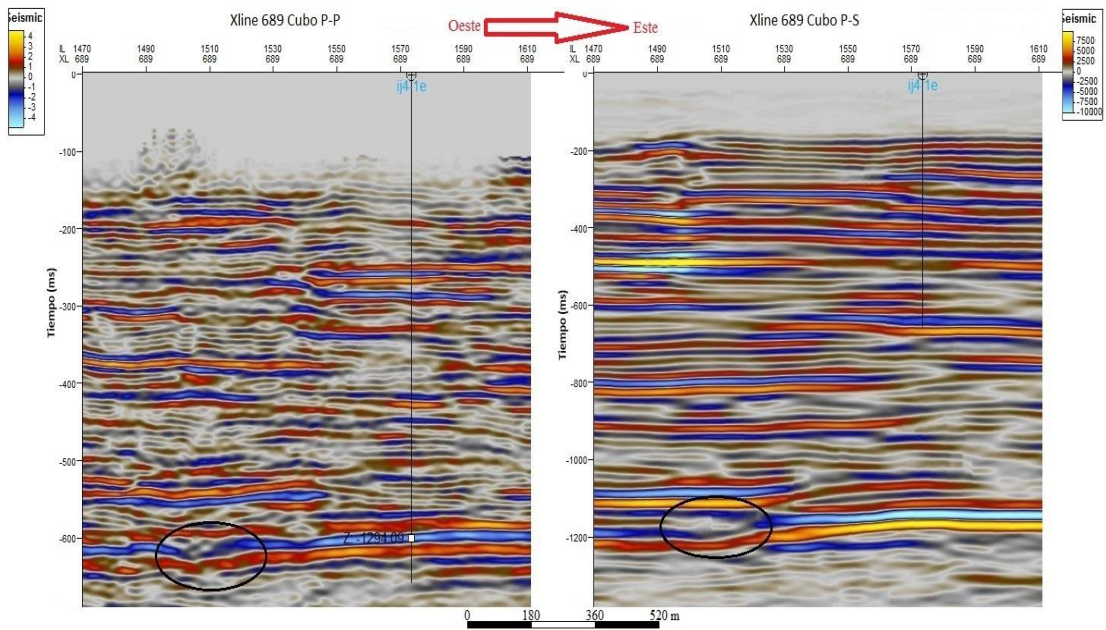


Figura 4.12. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la x-line 689.

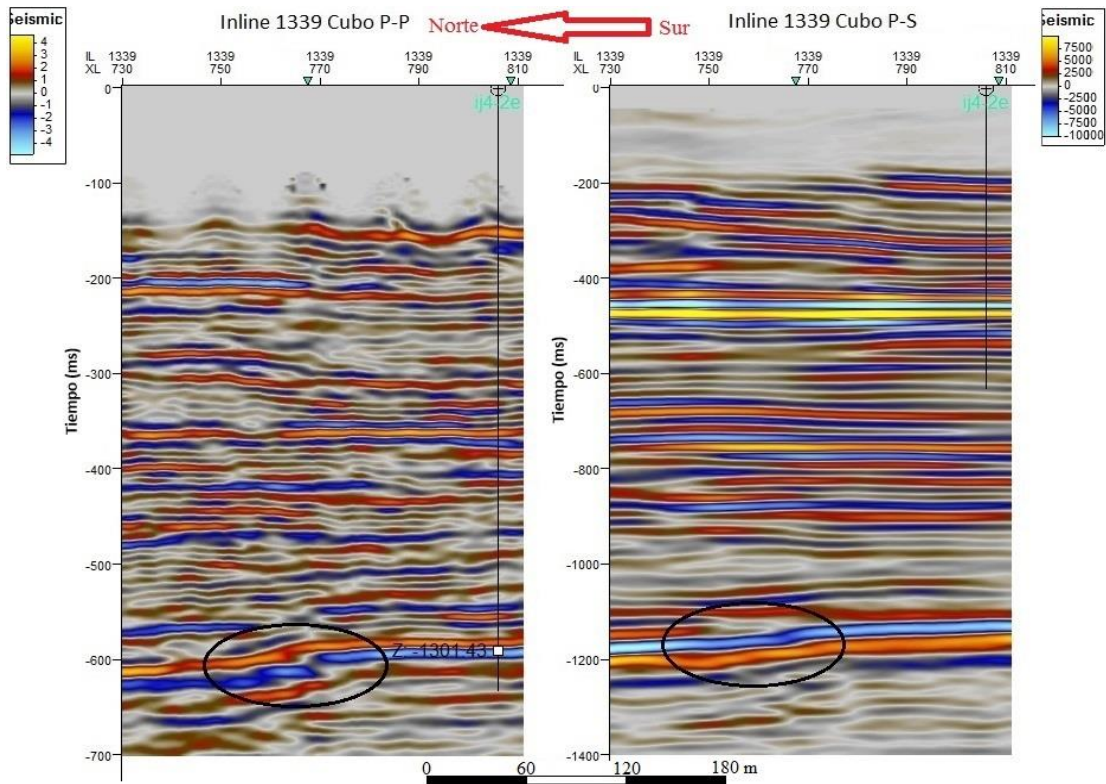


Figura 4.13. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la inline 1.339.

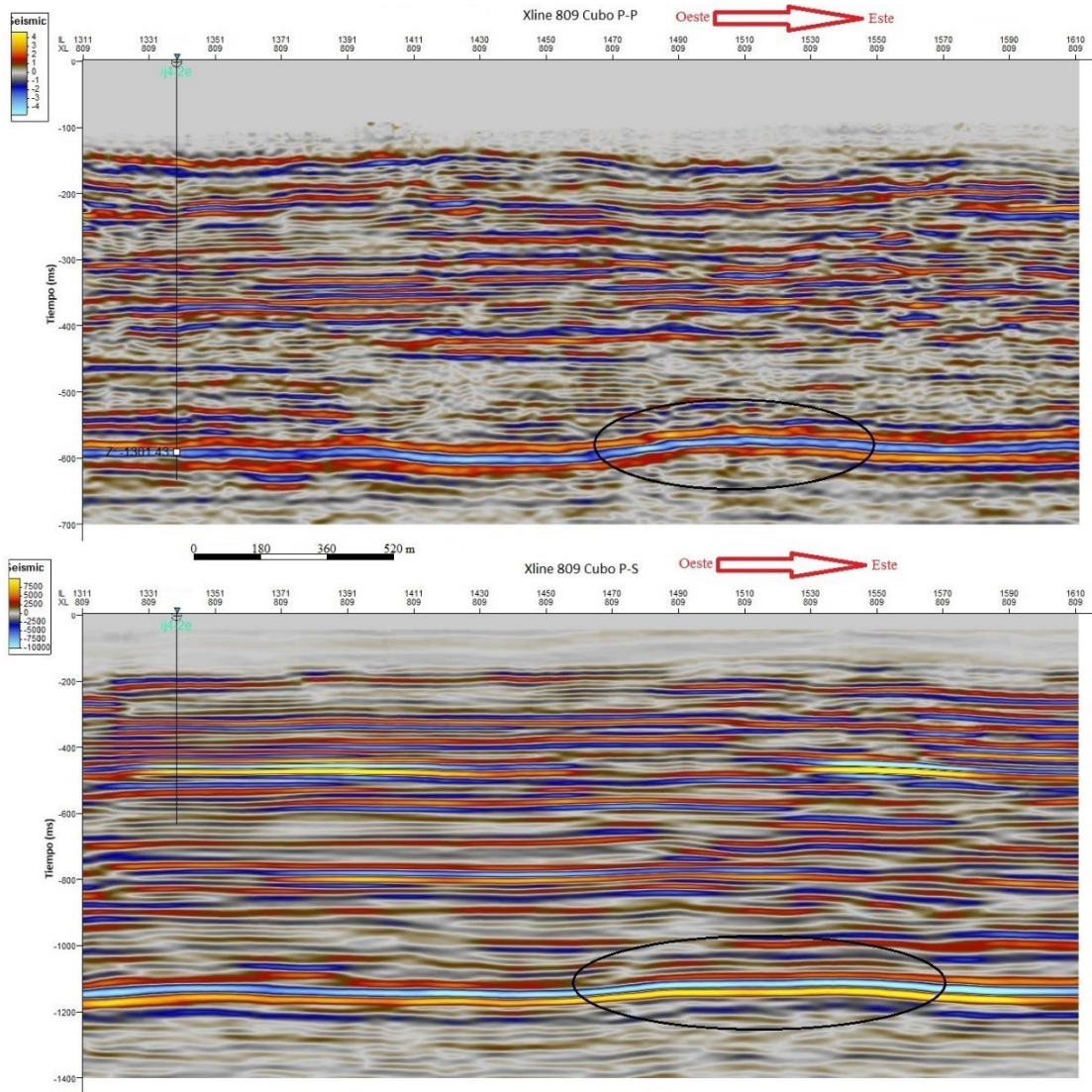


Figura 4.14. Correlación tiempo P-P y tiempo P-S para la x-line 809.

4.8 Determinación de relación V_p/V_s

Una vez se logra realizar una correlación entre las sísmicas, el siguiente paso es construir el registro sísmico de onda S y para esto se deben medir los tiempo P-P y P-S del reflector en la posición de los pozos, y utilizar la fórmula de la relación V_p/V_s (Ecuación 14), y con esta relación calculada para cada inline y x-line se determina un promedio, con la ecuación 15 para V_s se calcula un registro de velocidad S al que se le

calcula el inverso y se obtiene un registro sísmico de onda S, estos cálculos se realizaron con el programa computacional MATLAB R2010a. Con los registros sísmicos P y S más el registro de densidad es posible calcular la serie de reflectividad R_{ps} (ecuación 17) para los pozos y con éstas hacer la convolución con la ondícula y poder generar los sismogramas sintéticos correspondientes a cada pozo (figura 4.15) y así, poder realizar una calibración sísmica-pozo.

De la misma manera en la que se pudo construir un registro S se utiliza la relación V_p/V_s para transformar los registros de *checkshot* de TWT P-P a TWT P-S, para contar con un *checkshot* P-S y que el programa Petrel 2009 pueda generar una curva de tiempo-profundidad para cada pozo y así transportar la información de profundidad de los reflectores a TWT P-S, y poder realizar una calibración exitosa. Más información sobre este punto en el capítulo V de resultados y análisis.

Si existen varios topes a calibrar, se deben buscar una relación V_p/V_s para cada reflector, porque las velocidades varían en profundidad y no serán constantes, por lo que para aumentar la precisión de la calibración, hay que buscar parentescos en para cada reflector entre las sísmicas, medir los tiempos, calcular las relaciones V_p/V_s , generar un sismograma para cada reflector de interés; y construir el *checkshot* en base a éstas relaciones V_p/V_s , ya sea calculando un promedio de las relaciones o relacionando los datos de los *checkshot* con la profundidad correspondiente a cada relación, y así poder crear un *checkshot* P-S que contenga información de todas las relaciones V_p/V_s y todos los reflectores de interés.

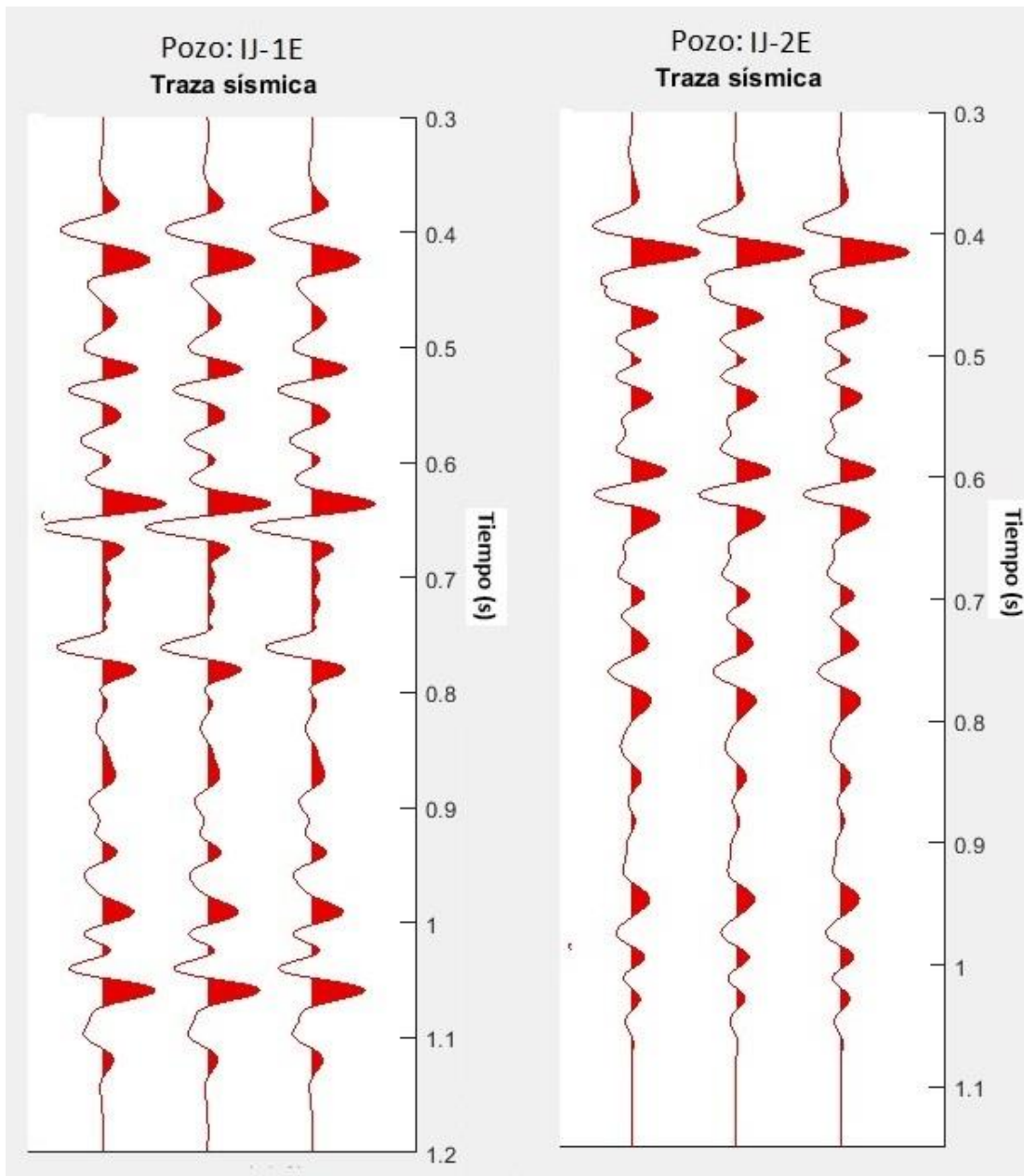


Figura 4.15. Sismogramas sintéticos P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E para el método sin registros sísmicos S.

4.9 Correlación sísmica P-P con sísmica P-S con registros sísmicos Vs

Al poseer registros sísmicos S la interpretación de la sísmica P-S se simplifica, debido a que con este registro se puede generar el sintético P-S sin problemas. Para generar la serie de reflectividad se utiliza nuevamente la fórmula de Rps (Ecuación 17) la cual se convolucionan con la ondícula para generar los sismogramas sintéticos de cada pozo (figura 4.16). Pero para poder crear la curva tiempo-profundidad P-S es necesario partir de los *checkshot* P-P.

El primer paso es usar los registros sísmicos P y S y buscar una relación V_p/V_s para cada intervalo de profundidad de los pozos, el paso siguiente a esto es crear un registro TWT P-S haciendo uso de la ecuación 11 para T_{ps} , finalmente se buscan los valores de TWT P-S correspondientes a las profundidades de los *checkshot*, o cercanas a éstas. Se construye una curva tiempo-profundidad agregándole una línea de tendencia de polinomio de grado dos. Con la ecuación correspondiente a esta línea se pueden convertir los valores de profundidad del *checkshot* P-P a TWT P-S para así construir un *checkshot* P-S que se introduce en el programa Petrel 2009, generando la curva tiempo-profundidad que transforma la profundidad de los registros y marcadores geológicos a tiempo P-S para poder realizar la calibración sísmica-pozo. Más información sobre este punto en el capítulo 5 resultados y análisis.

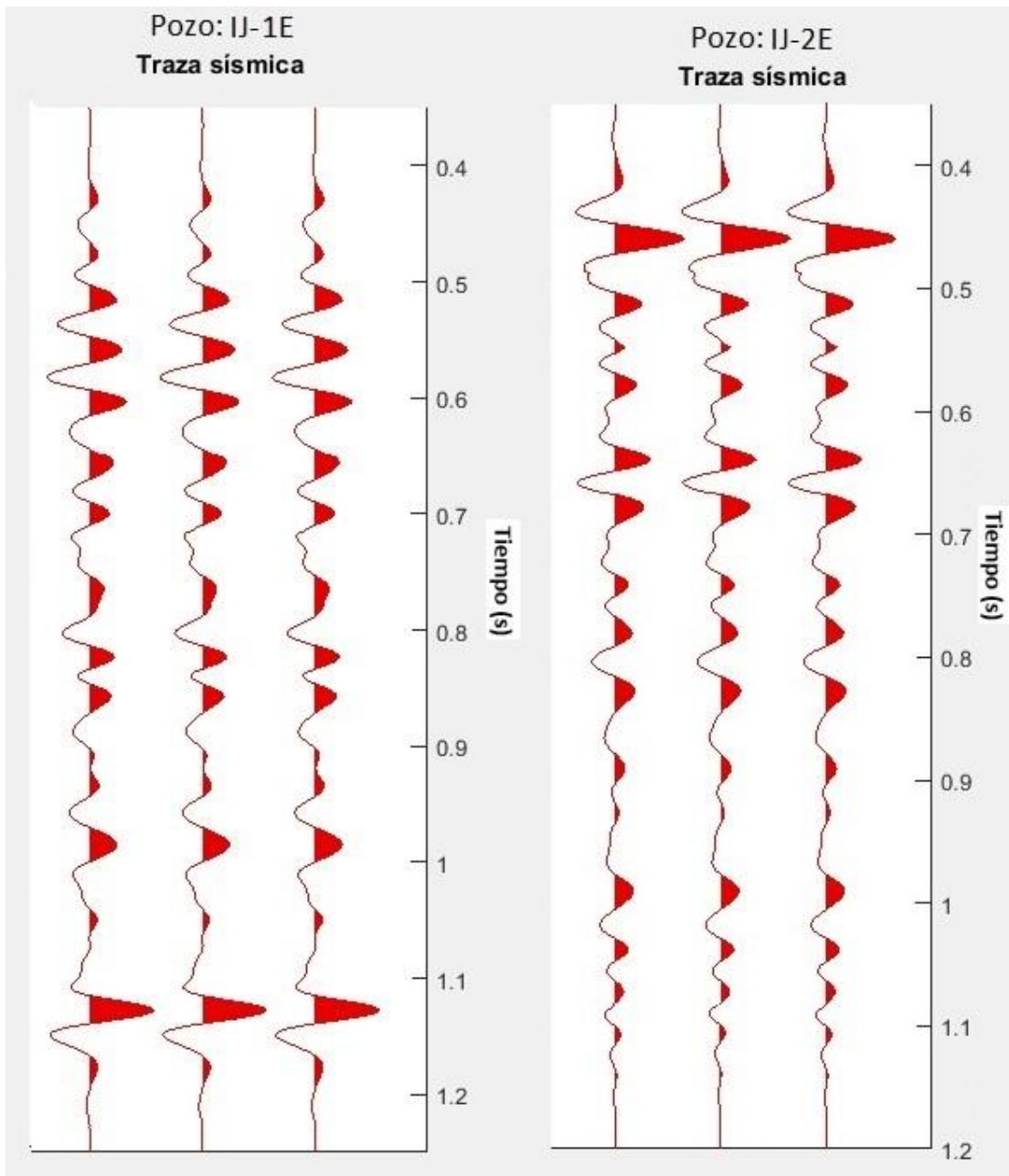


Figura 4.16. Sismogramas sintéticos P-s para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E para el método con registros sísmicos S.

4.10 Interpretación de reflectores y fallas

Luego de realizar la calibración sísmica-pozo para el cubo P-S con los métodos anteriores se podrán interpretar los reflectores de interés y las fallas de la misma manera

en la que se interpreta el cubo P-P, siguiendo un reflector a lo largo de todas las líneas, y estudiando la forma de interacción de las fallas con el reflector. Más información sobre este punto en el capítulo de resultados y análisis.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Correlación sísmica P-P y P-S y relación Vp/Vs para interpretaciones sin registro sísmico de onda S

La correlación con eventos entre la sísmica P-P y la P-S resulto ser un método completamente visual, y dependiente de poder observar las mismas características, en este caso fue posible por la buena resolución que existe en la sísmica P-S.

Para poder establecer la relación Vp/Vs en esta interpretación se utilizaron las líneas de la sísmica P-S inline 1.339 y xline 809, donde se encuentra el pozo IJ4-2E, la xline 689 donde se encuentra el pozo IJ4-1E y la inline 1.585 cercana a la posición del pozo anterior; en estas líneas sísmicas se encontraron similitudes razonables con sus contrapartes en la sísmica P-P, las que permiten identificar el reflector de interés en la sísmica P-S, luego de identificar estas similitudes se siguieron los reflectores hasta la posición del pozo y se realizó la lectura del TWT y su posterior cálculo de relación Vp/Vs (tabla 1).

Tabla 1. Tiempos extraídos para la correlación de superficies en tiempo P-P y P-S

Tiempos P-P y P-S extraídos			
Inline 1585		Inline 1339	
Tpp(ms)	598	Tpp(ms)	591
Tps(ms)	1140	Tps(ms)	1124
Vp/Vs	2,81	Vp/Vs	2,80
Xline 689		Xline 809	
Tpp(ms)	600	Tpp(ms)	592
Tps(ms)	1140	Tps(ms)	1130
Vp/Vs	2,8	Vp/Vs	2,82

Como se puede observar en la tabla 1, no existen muchos cambios en la relación en las líneas por lo que no se requirieron más datos, permitiendo la generación de un promedio de relación Vp/Vs resultando 2,81.

Al poseer un promedio confiable V_p/V_s se procedió a utilizarlo para crear un registro sísmico de onda S con el fin de generar un sismograma, y también para transformar los TWT del *checkshot* P-P a TWT P-S (tabla 2).

5.2 Calibración sísmica-pozo para interpretaciones sin registro sísmico de onda S

Con la información proveniente de los *checkshot* es posible el uso del programa Petrel 2009 para la visualización y operaciones relacionadas con la tabla tiempo-profundidad *checkshot* (figura 5.2), con la cual se convertirán los datos de profundidad de los marcadores a tiempo P-S (figura 5.1), siendo esta información de mucha utilidad ya que sirve de referencia para la calibración exitosa, porque el reflector no debe cambiar su profundidad, sólo su tiempo, de esta manera tampoco es necesario realizar una interpretación petrofísica con el fin de determinar el reflector de interés.

En efecto la profundidad se mantiene (figura 5.3), así como la polaridad del reflector en ambas sísmicas (figura 5.4), desafortunadamente el sismograma de onda convertida para el pozo IJ4-1E perdió resolución, lo cual pudo ser por disminución de la diferencia de impedancia acústica o por la frecuencia de la ondícula, por lo que la calibración no resulta muy exacto, por lo mismo se procedió a calibrar este pozo por medio del registro de densidad y el registro sísmico de onda S, ya que este último sigue la misma tendencia que el P por lo que se puede utilizar como referencia por su comportamiento en la profundidad del reflector.

	Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto
4	ij4-1e	PC	240134.02	923261.99	-1274.66	1551.66		595.18
3	ij4-1ePS	PC	240134.02	923261.99	-1274.66	1551.66		1150.41
1	ij4-2e	PC	237781.92	922090.84	-1294.27	1548.27		588.74
2	ij4-2e PS	PC	237781.92	922090.84	-1294.92	1548.92		1138.49

Figura 5.1. Marcador del PreCretácico para los pozos IJ4-1E en profundidad y tiempo P-P y P-S e IJ4-2E en profundidad y tiempo P-P y P-S.

Tabla 2. *Checkshot* P-P y P-S para el método sin registro sísmico de onda S

Datos de <i>checkshot</i>			
Pozo	TVD (ft)	TWT P-P (ms)	TWT P-S (ms)
ij4-1e	0,000	0,000	0,000
	488,000	352,982	672,165
	573,000	382,595	728,557
	718,000	429,420	817,724
	778,000	449,300	855,580
	835,000	466,124	887,617
	963,000	505,555	962,703
	1016,000	521,145	992,391
	1076,000	539,442	1027,232
	1375,000	623,332	1186,979
1523,000	658,518	1253,982	
ij4-2e	0,000	0,000	0,000
	436,900	331,443	631,150
	529,900	361,796	688,950
	615,900	389,298	741,321
	703,900	417,376	794,788
	770,900	437,843	833,762
	875,900	469,955	894,912
	935,900	487,470	928,265
	995,900	504,233	960,186
	1075,900	527,782	1005,029
1125,900	541,739	1031,606	

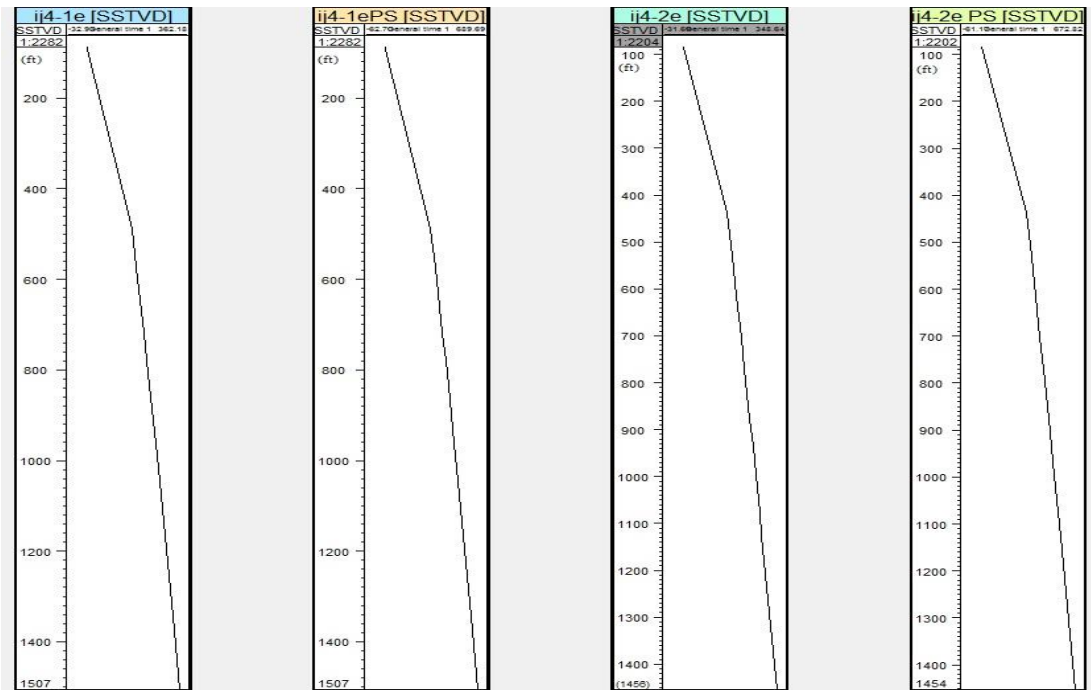


Figura 5.2. Curvas tiempo-profundidad P-P y P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E.

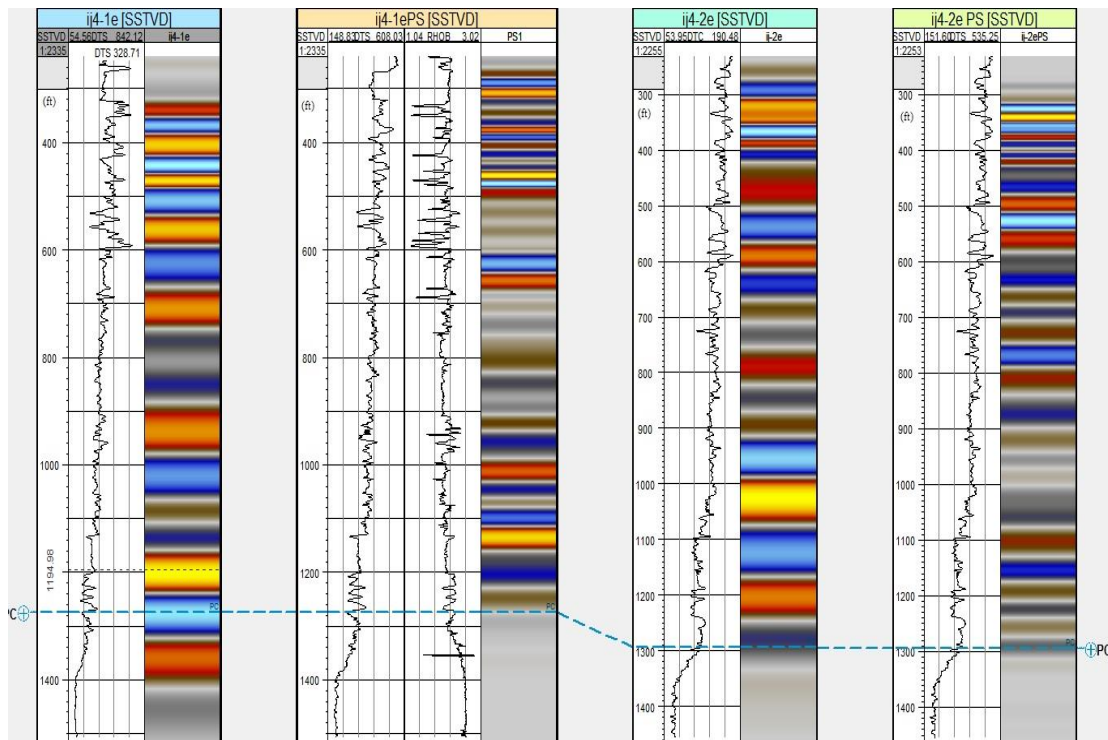


Figura 5.3. Calibración del tope PreCretácico.

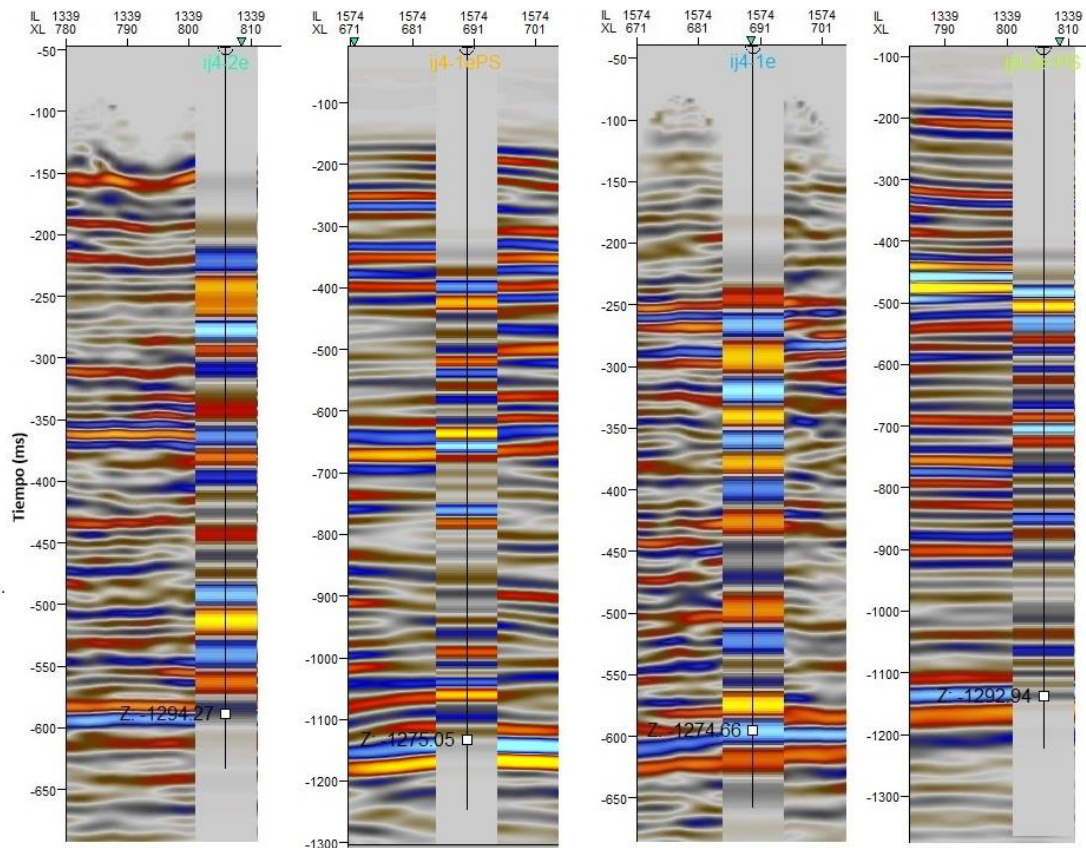


Figura 5.4. Calibración del tope PreCretácico con la sísmica.

5.3 Relación V_p/V_s para interpretaciones con registro sísmico de onda S

Los valores TWT P-S aproximados respecto a TVD (tabla 3) permiten la construcción de una curva aproximada tiempo-profundidad, a las cuales con una tendencia polinómica de grado 2 se puede llegar a la fórmula con la cual se transforma TVD a TWT P-S de una manera más precisa (figuras 5.5 y 5.6), debido a que los TWT P-S utilizados en la construcción no son exactamente los que representan esa profundidad, ya que son valores aproximados que pueden tener una profundidad mayor o menor.

Tabla 3. *Checkshot* P-P y P-S para el método con registro sísmico de onda S.

Pozo	TVD (ft)	TWT P-P (ms)	TWT P-S aproximado (ms)	TWT P-S final (ms)
ij4-1e	0,000	0,000	0,000	0,000
	488,000	352,982	740,419	697,947
	573,000	382,595	754,255	750,953
	718,000	429,420	800,293	838,040
	778,000	449,300	873,709	872,846
	835,000	466,124	819,153	905,244
	963,000	505,555	996,167	975,632
	1016,000	521,145	991,334	1003,817
	1076,000	539,442	1020,782	1035,047
	1375,000	623,332	1158,433	1179,942
	1523,000	658,518	1201,362	1245,048
ij4-2e	0,000	0,000	0,000	0,000
	436,900	331,443	740,419	661,950
	529,900	361,796	754,255	720,716
	615,900	389,298	800,293	774,597
	703,900	417,376	873,709	829,272
	770,900	437,843	819,153	870,588
	875,900	469,955	996,167	934,795
	935,900	487,470	991,334	971,188
	995,900	504,233	1020,782	1007,365
	1075,900	527,782	1158,433	1055,264
	1125,900	541,739	1201,362	1085,007

El crear la tendencia polinómica es fundamental, ya que los valores TWT P-S aproximados y los valores TWT P-S creados por la fórmula (tabla 2) pueden llegar a ser muy cercanos, como los valores para la profundidad de 778 ft en el pozo IJ4-1E de 873,709 ms y 872,846 ms cuya diferencia es solo 1 ms, así como muy distantes en la profundidad de 1.125,9 ft en el pozo IJ4-2E de 1.201,362 ms y 1.085,007 ms con 116 ms de diferencia, pero no hay ninguno que sea igual, por lo cual se puede decir que si no se busca esa tendencia polinómica no se deben usar los TWT P-S aproximados para

construir la curva tiempo-profundidad para la calibración sísmica-pozo, porque tendrá poca credibilidad.

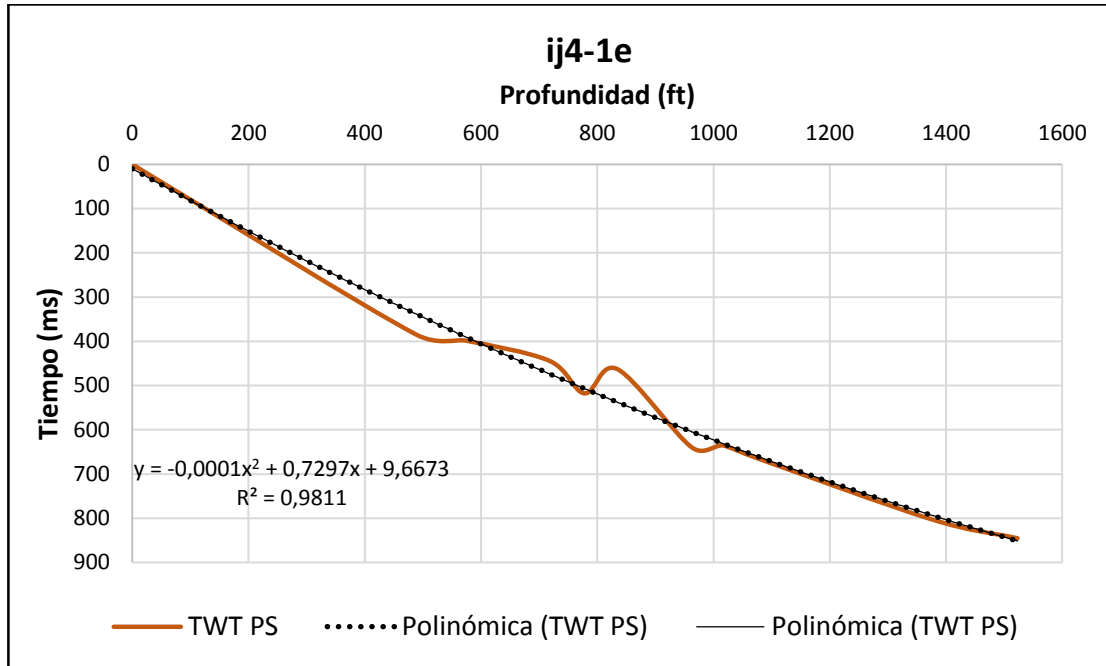


Figura 5.5. Curva aproximada tiempo-profundidad y fórmula de conversión profundidad a tiempo P-S para el pozo IJ4-1E.

$$T_{ps} = -0,001 * x^2 + 0,7297 * x + 9,6673; \quad (32)$$

Siendo esta la fórmula que relaciona el tiempo y la profundidad para el pozo IJ4-1E, donde x representa la profundidad y Tps el tiempo P-S resultante.

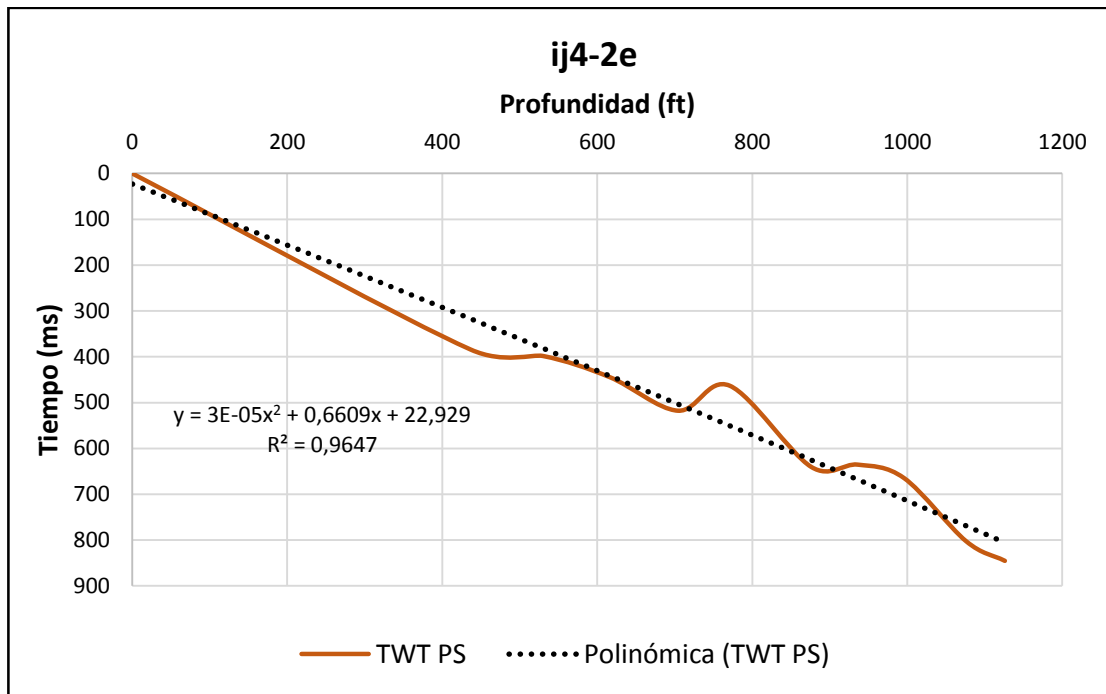


Figura 5.6. Curva aproximada tiempo-profundidad y fórmula de conversión profundidad a tiempo P-S para el pozo IJ4-2E.

$$Tps = 3 * 10^{-5} * x^2 + 0,6609 * x + 22,929; \quad (33)$$

Siendo esta la fórmula que relaciona el tiempo y la profundidad para el pozo IJ4-2E, donde x representa la profundidad y Tps el tiempo P-S resultante.

5.4 Calibración sísmica-pozo para interpretaciones con registro sísmico de onda S

De la misma manera que con el método sin registros sísmicos S, ya una vez con el *checkshot* P-S generado es posible que el programa Petrel 2009 pueda generar las curvas tiempo-profundidad correspondientes a cada pozo (figura 5.7), para poder calibrar los sismogramas con la sísmica (figura 5.8), así como para convertir en tiempo P-P y P-S la información de la profundidad de los reflectores de interés (figura 5.9 y 5.10), cuales son parecidas a las generadas para el método sin registros sísmicos S (figura 5.1).

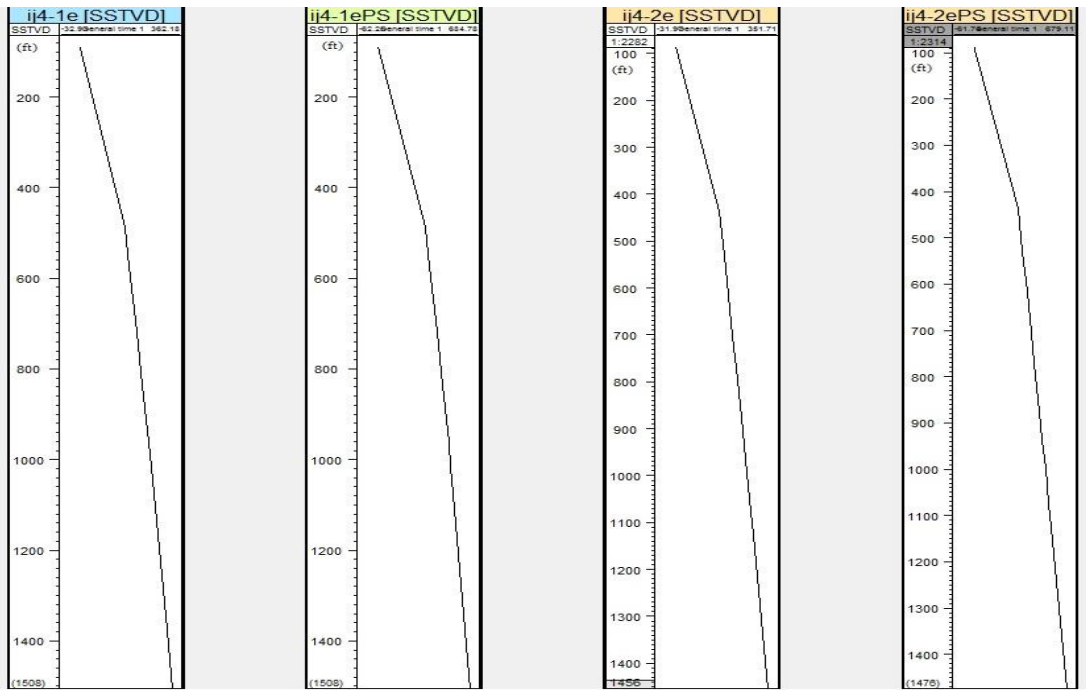


Figura 5.7. Curvas tiempo-profundidad P-P y P-S para los pozos IJ4-1E e IJ4-2E.

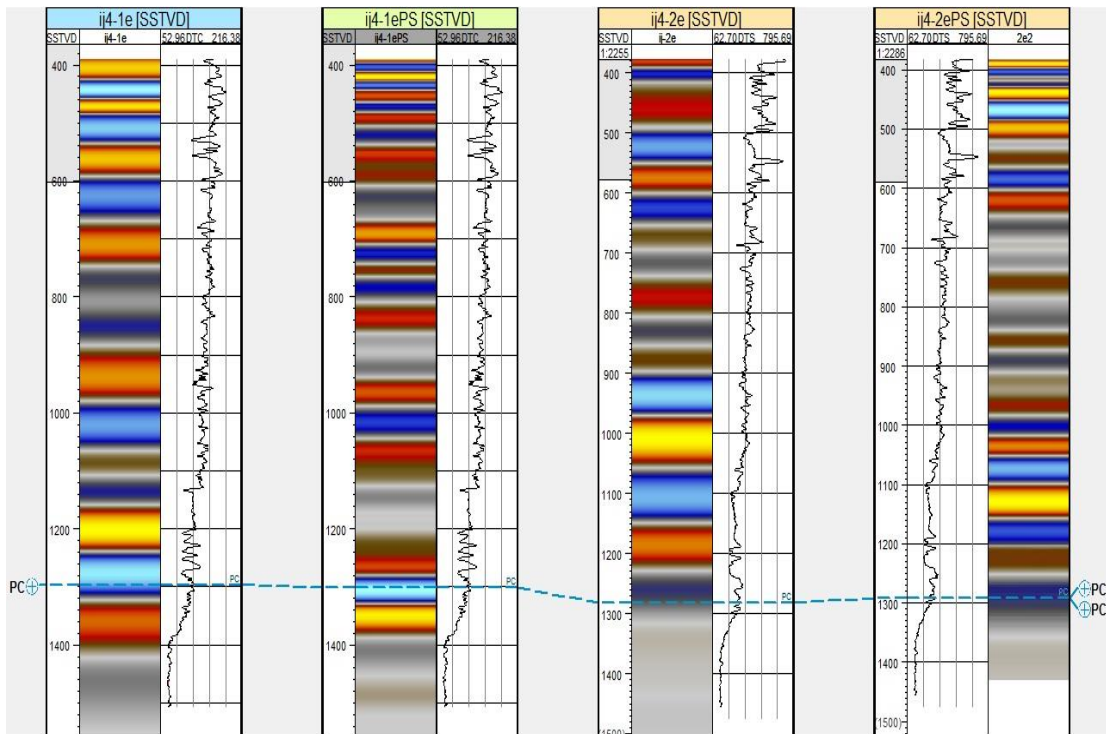


Figura 5.8. Calibración del tope PreCretácico.

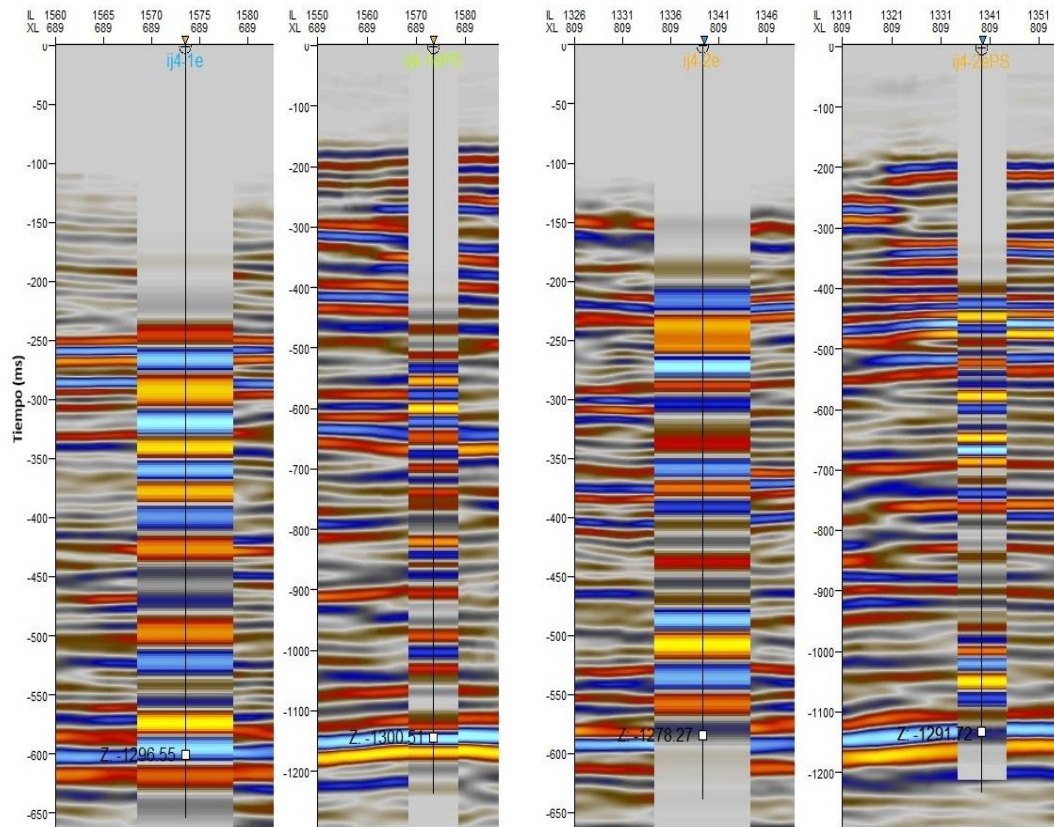


Figura 5.9. Calibración del tope PreCretácico con la sísmica.

	Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto
4	ij4-1e	PC	240134.02	923261.99	-1279.98	1556.98		596.67
2	ij4-1ePS	PC	240134.02	923261.99	-1279.98	1556.98		1133.90
3	ij4-2e	PC	237781.92	922090.84	-1287.28	1541.28		586.79
1	ij4-2ePS	PC	237781.92	922090.84	-1287.96	1541.96		1134.79

Figura 5.10. Marcador del PreCretácico para los pozos IJ4-1E en profundidad y tiempo P-P y P-S e IJ4-2E en profundidad y tiempo P-P y P-S.

5.5 Interpretación sísmica multicomponente

Ambos métodos para la calibración resultaron exitosos, pero para realizar la interpretación se utilizó el método de calibración con los registros sísmicos S, ya que el poder crear sismogramas sintéticos P-S para ambos pozos de manera satisfactoria conlleva una calibración más confiable. Para este trabajo se realizó el estudio de la base del Cretácico, que a su vez también es el tope del PreCretácico que, según datos

de pozo, éste se encuentra a una profundidad 1.556,98 ft por debajo del nivel del mar en la locación del pozo IJ4-1E, y a 1.541,96 ft por debajo del nivel del mar en la locación del pozo IJ4-2E.

Al seguir la continuidad del reflector a lo largo de todas las líneas sísmicas de los datos sísmicos P-P y P-S, se pudo crear dos superficies para el tope PreCretácico, una en tiempo P-P (figura 5.11a) y una en tiempo P-S (figura 5.11b).

La superficie del PreCretácico en tiempo P-P posee un buzamiento entre 8 y 12 grados hacia el norte, un tiempo promedio de 614,59 ms, valor máximo de tiempo que se refiere a la máxima profundidad de la superficie es de 652,75 ms, mientras que el valor mínimo de tiempo es de 572,88 ms (tabla 4).

En tiempo P-S la superficie posee el mismo buzamiento, mientras que su tiempo promedio es de 1168,36 ms, su máximo 1211,75 ms y mínimo 1105,27 ms. Entre ambas superficie la diferencia de tiempo promedio es de 553,77 ms (tabla 4). Esto quiere decir que si se observa un cuerpo en la sísmica P-P, este se podrá observar en la sísmica P-S tras haber transcurrido aproximadamente 553,77 ms extras al tiempo P-P del evento, a su vez utilizando calculando la relación V_p/V_s usando los promedios de las superficies resulta ser 2,80 un valor que difiere en 0,01 de promedio calculado de V_p/V_s con la calibración sin registros sísmicos de onda S.

En ambas sísmicas se pudieron apreciar que las superficies son cortadas por fallas. En la sísmica P-P se pudo observar una falla con una dirección $N71^\circ E$, ubicada en la parte central de la superficie (figura 5.12a). Mientras que en la sísmica P-S se la observó un sistema conformado por 3 falla, la primera falla es la misma falla observada en la sísmica P-P, con la mismo dirección, la segunda se encuentra en la parte suroeste con una dirección $N43^\circ E$, mientras que la tercera se encuentra en la parte noreste de mapa con una dirección $N64^\circ O$ (figura 5.12b).

En tiempo P-P observando la xline 694 la falla corta la superficie a los 604,34 ms, mientras que en tiempo P-S la superficie tiene contacto con la falla en 1162,64 ms, con lo que hay una diferencia de 558,30 ms (figura 5.13), esta diferencia entre la ubicación

de los eventos de tiempo P-P y tiempo P-S difiere en 4,53 ms a la diferencia entre los promedios de las superficies en tiempo P-P y P-S que resulto ser 553,77 ms (tabla 4).

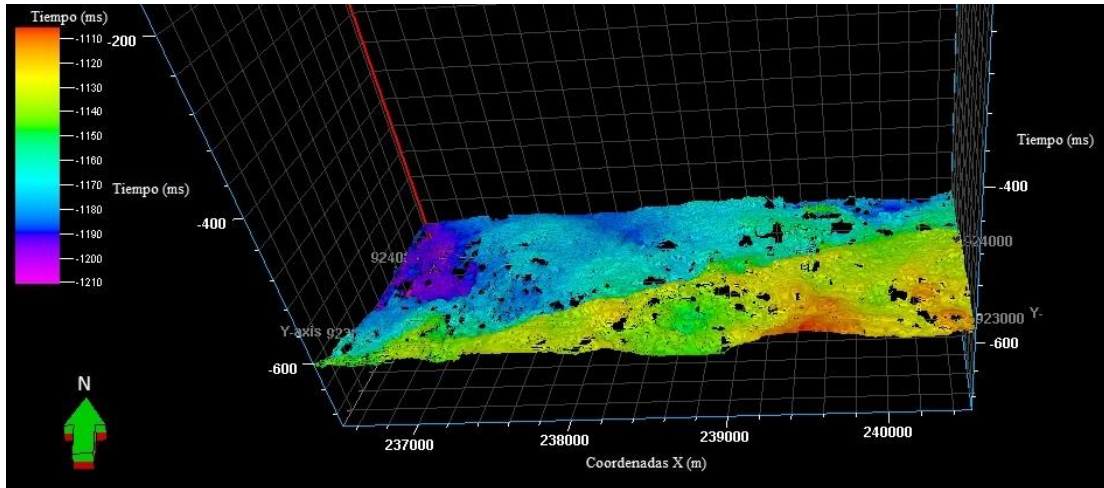


Figura 5.11a. Superficie del PreCretácico en tiempo P-P.

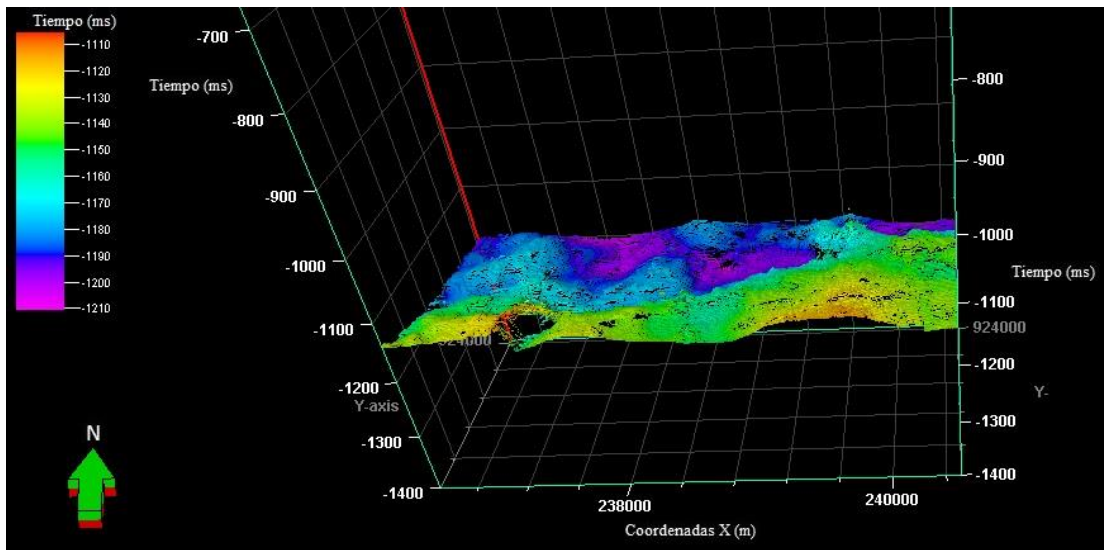


Figura 5.11b. Superficie del PreCretácico en tiempo P-S.

Tabla 4. Tiempo P-P y P-S del PreCretácico.

	Promedio	Mínimo	Máximo
Tiempo P-P (ms)	614,59	572,88	652,75
Tiempo P-S (ms)	1168,36	1105,27	1211,75
Diferencia P-P Y P-S (ms)	553,77	532,40	559,00

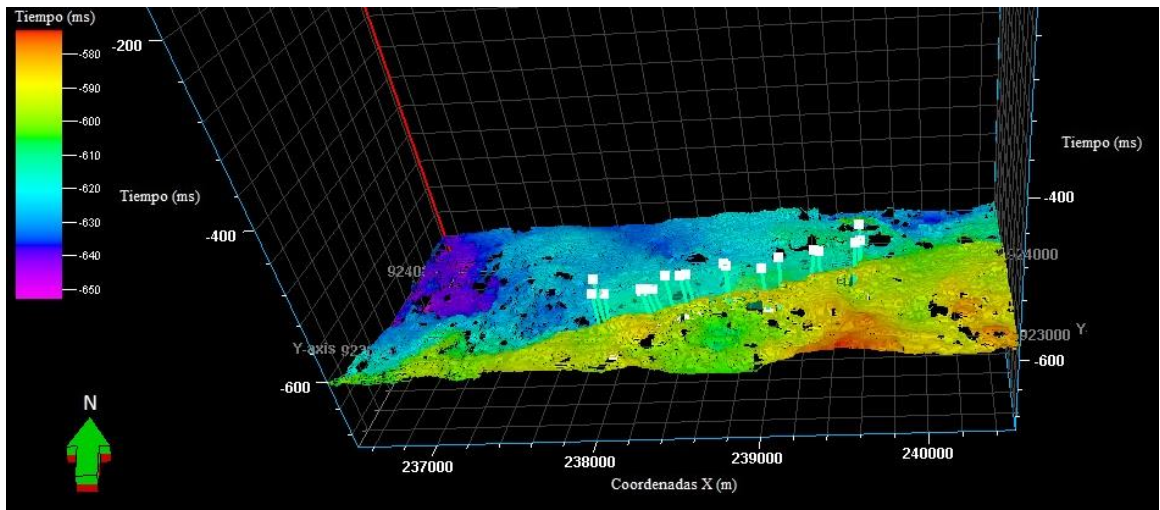


Figura 5.12a. Superficie PreCretácico en tiempo P-P con pilares de fallas.

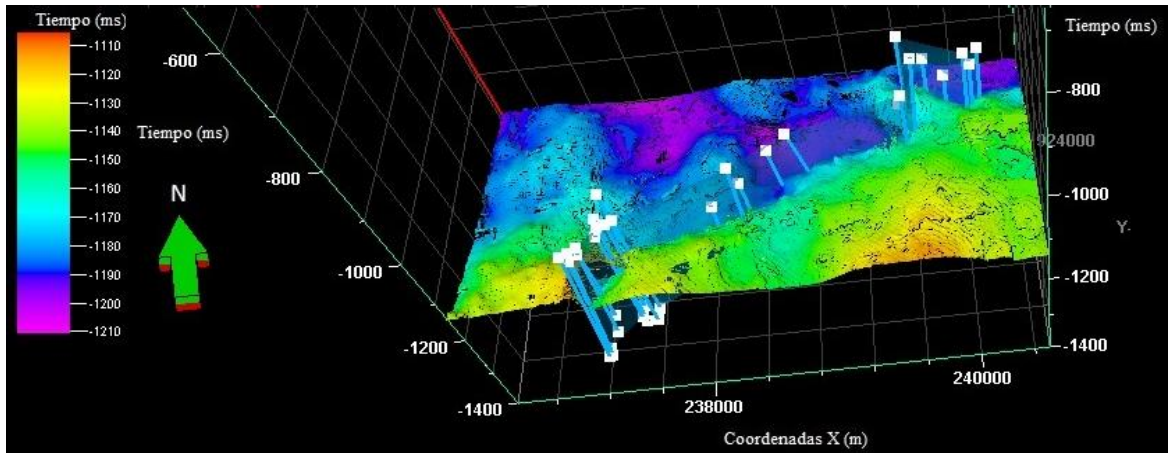


Figura 5.12a. Superficie PreCretácico en tiempo P-S con pilares de fallas.

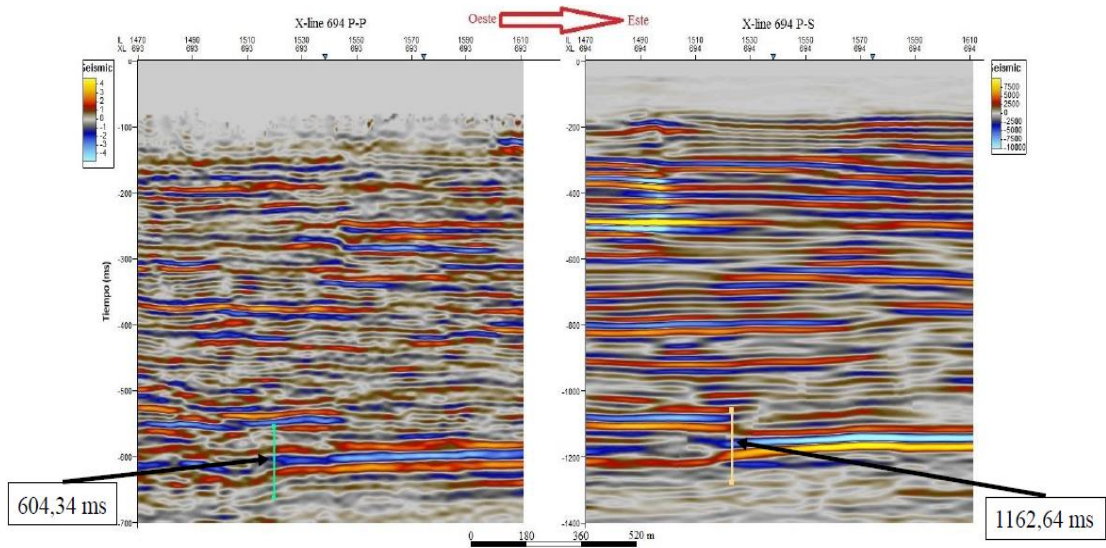


Figura 5.13 Localización de fallas en tiempo P-P y tiempo P-S.

5.6 Generación de mapas

Se generaron tres mapas isócronos para el tope PreCretácico, uno para la superficie P-P en tiempo P-P (figura 5.14), el segundo para la superficie P-S en tiempo P-S (Figura 5.15), y el tercero para la superficie P-S pero en tiempo P-P (figura 5.16), partir de la exportación de los datos para las superficies en Petrel 2009.

Para poder generar el mapa convertido de tiempo P-S a tiempo P-P se utilizó la ecuación 12 y se despejo T_{pp} , asumiendo que los tiempos de viaje son para ondas con incidencia normal. Con la generación de este mapa se puede realizar comparaciones entre las superficies P-P y P-S al mismo tiempo, el mapa resultado parecido con los valores 580 ms como mínimo y 636 como máximo, mientras que la superficie P-P tiene como valor mínimo 570 ms y 655 ms como valor máximo.

5.7 Flujo de trabajo

Finalmente al obtener resultados satisfactorios calibrando y ubicando eventos se construyó un flujo de trabajo final para la sísmica multicomponente (figura 5.17) el cual indica el camino a tomar según los datos que se posean.

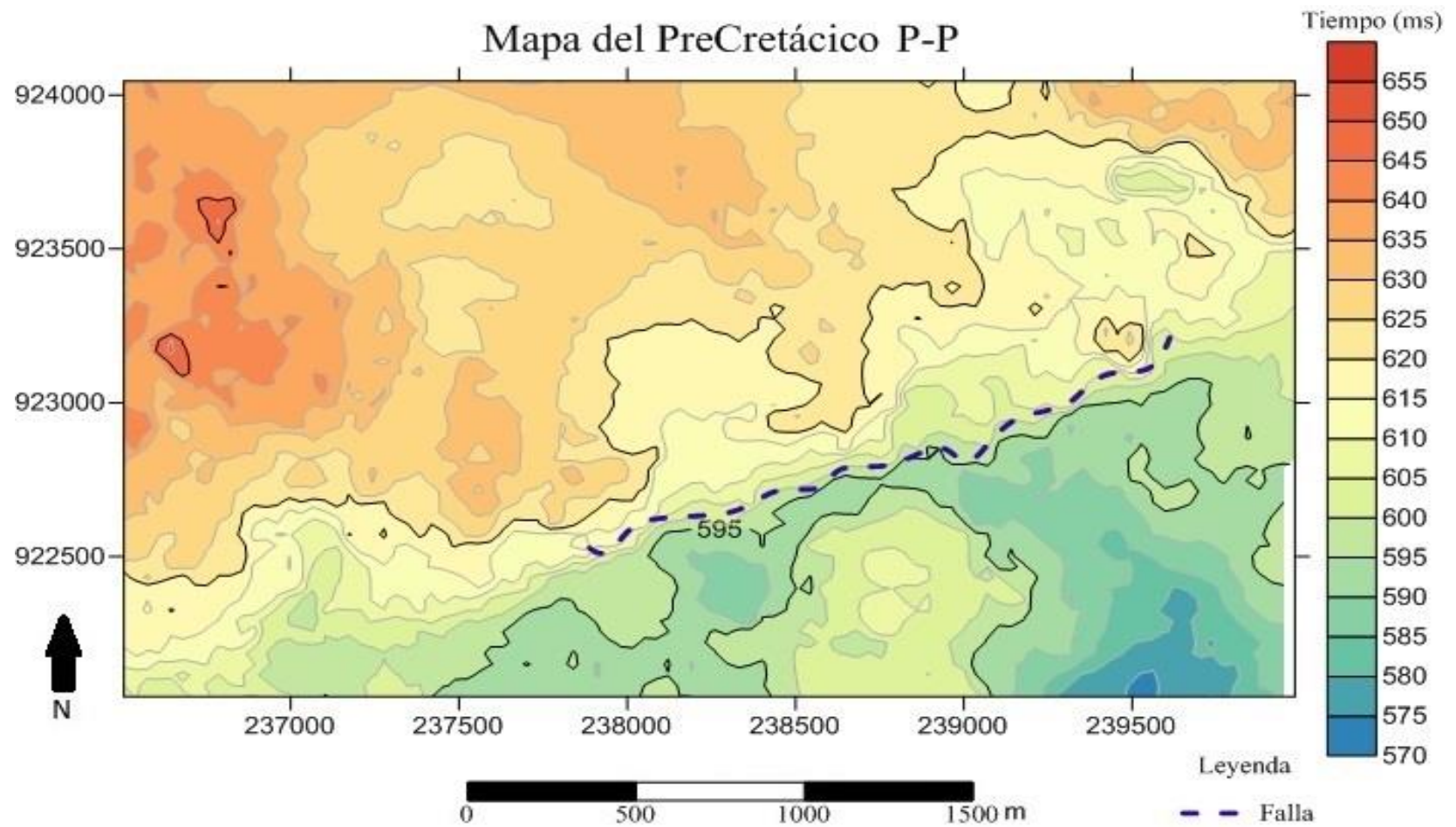


Figura 5.14. Mapa isocrónico del PreCretácico P-P en tiempo P-P.

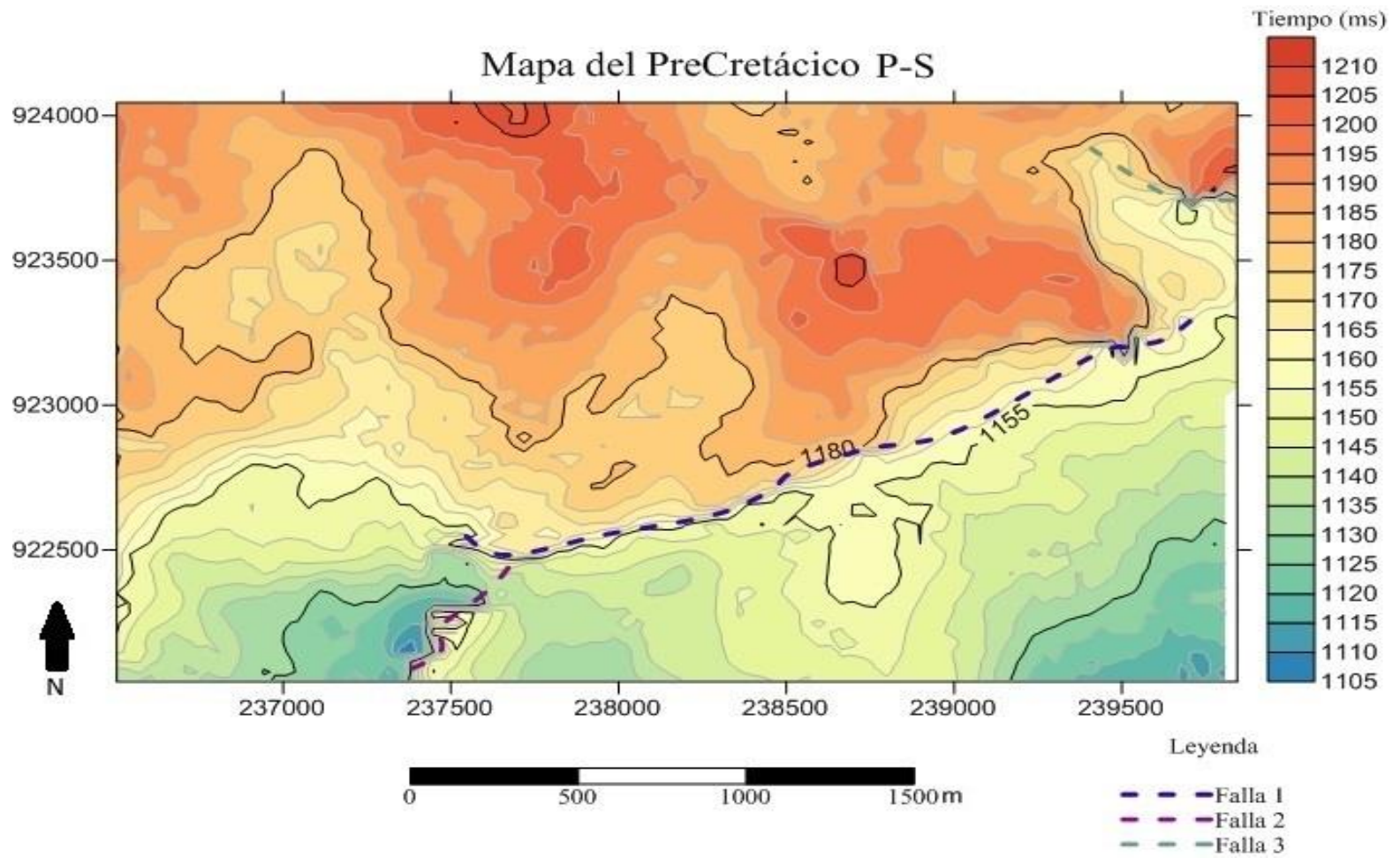


Figura 5.15. Mapa isocrónico del PreCretácico en tiempo P-S.

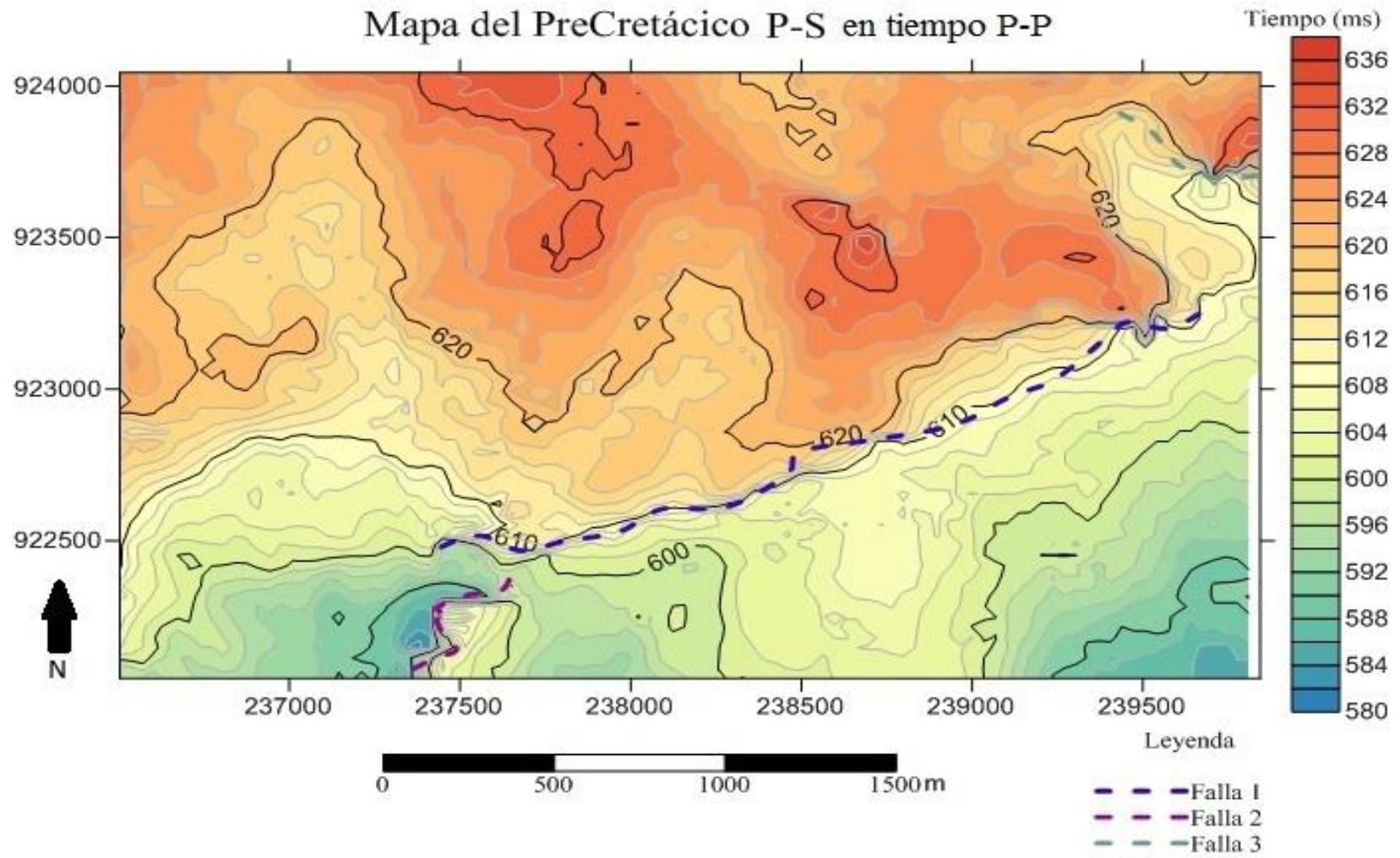


Figura 5.16. Mapa isócrono de la superficie del PreCretácico P-S en tiempo P-P.

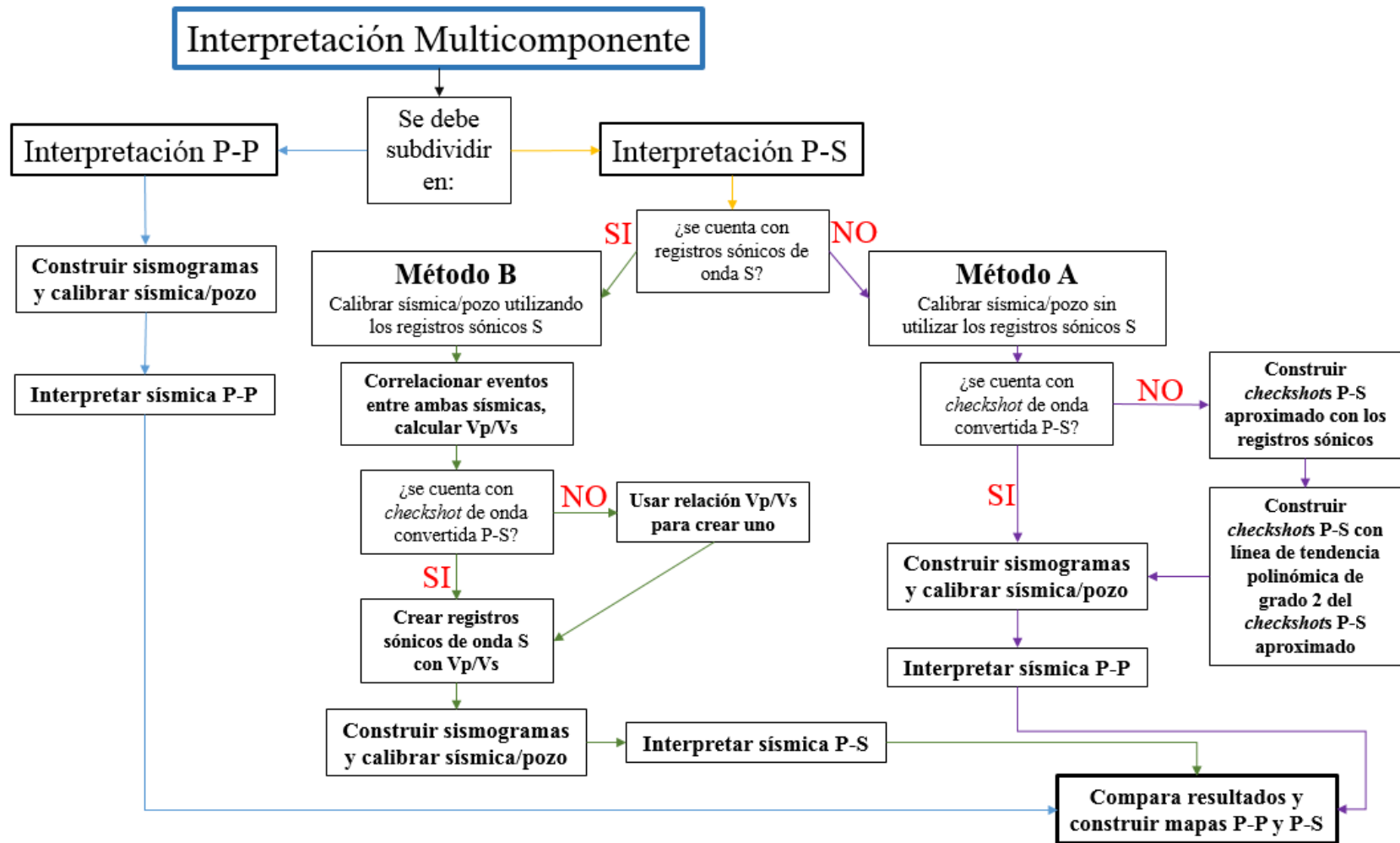


Figura 5.17. Flujo de trabajo para una interpretación multicomponente.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

La interpretación multicomponente representa una herramienta poderosa para conocer mejor las características del subsuelo que tiene capacidad de poder realizar un estudio con dos tipos de ondas distintas que viajan a distintas velocidades, y tiempos de viaje, este trabajo proporciona dos métodos eficaces para la calibración sísmica-pozo, y poder conocer las diferencias entre los tiempos de ambas sísmicas, y así poder compararlas llevándolas a un mismo tiempo, disminuyendo la incertidumbre y ampliar la visión sobre un área que se quiera estudiar.

El método para calibración de sísmica P-S sin utilizar los registros sísmicos de onda S del pozo, es un métodos visual que demostró ser viable debido a que la sísmica posee estructuras características que se pudieron observar tanto en P-P y P-S, en el caso de no haber existido estos parentescos este método no podría ser aplicado, por la gran incertidumbre se tendría; aunque uno de los sismogramas perdiera resolución se pudo utilizar el registro sísmico de onda S que se construyó para identificar la profundidad del PreCretácico, ya que al ser éste un derivado del sísmico P mantuvo las mismas variantes y su forma característica en el reflector de interés. Otro factor que disminuyo la incertidumbre de este método para los datos de este trabajo es la coincidencia que tuvo con el valor promedio de la relación V_p/V_s de la superficie resultante con 2,81 con la relación calculada a partir del tiempo promedio P-P y P-S de la superficie, el cual fue 2,80. Este método debe ser descartado si no se observan eventos similares en ambas sísmicas.

El método de calibración utilizando los registros sísmicos S también resultó ser un método cuantitativo exitoso pues dio como resultado dos sismogramas con reflectores bien definidos que conservaban la profundidad en pies del tope del PreCretácico, 1556,98 y 1541,28 ft para los pozos ij4-1e e ij4-2e respectivamente; aunque este método parece ser más simple y eficiente que el anterior no lo es, ya que el convertir los valores de *checkshot* a tiempo P-S resulta una labor indispensable que debe ser

realizada con sumo cuidado para no terminar creando un *checkshot* que produzca valores erróneos en la conversión tiempo-profundidad. Este método es el ideal ya que no depende de un factor visual.

Las características estructurales pudieron apreciarse más definidas en la sísmica P-S que tuvo un promedio de 1168,36 ms, teniendo una diferencia de aproximadamente 553,77 ms respecto a los tiempo de los eventos en P-P, en donde la superficie tuvo un promedio de 614, 59 ms; estos se podrían aplicar para definir mejor estos elementos, así como para que puedan ser observados en la sísmica P-P, y verificar lo observado en una sísmica con la otra.

Transformar de tiempo P-S a P-P usando los métodos expuestos debe realizarse asumiendo que los tiempos de viaje son para ondas que viajan y se reflejan con una incidencia normal. Para ser aumentar la exactitud de los métodos de calibración P-S se debe calcular el tiempo de viaje correspondiente P-S para offset 0, convertirlo a P-P y luego reposicionarlos con trazado de rayos.

RECOMENDACIONES

- Ampliar el uso de cada uno de los métodos para calibrar sísmica-pozo P-S a un área de trabajo más extensa y aplicar cada uno de ellos en interpretaciones estratigráficas y estructurales.
- Realizar una interpretación multicomponente de esta zona aplicando atributos, para estudiar el comportamiento de la falla
- Adquirir registros *checkshot* de onda convertida P-S para la calibración directa de la sísmica-pozo.
- Efectuar la conversión de tiempo P-P a tiempo P-S con trazado de rayos y comprar los resultados con los expuestos para conocer las diferencias.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aki, K., and Richards, P.G., (1980). *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, W.H. Freeman and Co., San Francisco.
- Al-Zaharani, A & Lawton, D. (2010). Interpretation of 3D multicomponent seismic data for investigating natural fractures in the Horn River Basin, northeast British Columbia. CREWES Research Report, volume 2.
- Barkved, O. (2004). Las diversas facetas de los datos sísmicos componentes múltiples. *Oilfield Review* 16(2), p. 46-61.
- Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (2000). “Léxico Estratigráfico de Venezuela”. PDVSA – Intevep; <http://www.pdv.com/lexico>.
- González de Juana, C., Iturralde, J., y Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas Petrolíferas*. Caracas: Ediciones Foninves.
- Gridley, J. and Partyka, G., (1997), Processing and interpretational aspects of spectral decomposition, SEG Technical Program Expanded Abstracts 1997, p. 1055-1058.
- Hedberg, H. D., 1950. Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion), *Geol. Soc. Am., Bull.*, vol 61, N°11, p. 1173-1216.
- Howell, C., Lawton, D., Krebs, E., and Thurston, F. (1991). P-SV and P-P synthetic stacks. Research Report, volume 12, p. 191-204.
- Kiser, D. (1987). Exploration Results, Machete Area, Orinoco. *Journal of Petroleum Geology*. Volumen 10, capítulo 2, p. 149–162.
- Lay, T., and T. C. Wallace (1995). *Modern Global Seismology*, Academic Press, New York, New York, 521 pp.
- Meneven (1983). Informe inédito para CORPOVEN: Aeromagnetic Survey 1981-1982, Contract CAR-62. Canadá. Presentado por GEOTERREX LTD.

- Petterson, R., Phillipone, W., and Coker, F. (1955). The synthesis of the seismograms from well log data. *Geophysics*, volume 20, p. 516-538.
- Petróleos de Venezuela PDVSA, (2011). Proyecto Orinoco Magna Reserva Integración Regional.
- PDVSA-INTEVEP (2007). Código Estratigráfico de las cuencas Petroleras de Venezuela. Caracas, Venezuela. Recuperado el 5 julio de 2012, en <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>.
- Stewart, R., Gaiser, J., Brown, J., and Lawton D. (1999). Tutorial. Converted-wave seismic exploration: Applications. Research Report, volume 3.
- Thurston, J., Lawton, D., and Stewart, R. (1990). A mode-converted (P-SV) synthetic seismogram. CREWES Research Report, volume 22, p. 372-386.
- Yang, G., and Stewart, R. (1997). Linking petrophysical parameters (ρ , σ , μ , λ , κ , ϕ) with seismic parameters (α , β , RPP, RPS, RSS). CREWES Research Report, volume 7, p. 1-11
- Yoris F., Ostos M. and Ave Lallemand H. (2004). Overview of the Southeast Caribbean / South American Plate Boundary Zone. Geological Society of America (GSA).