

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS COMO DELINEADORES DE GEOCUERPOS EN LA FORMACIÓN ROBLECITO, CAMPO COPA MACOYA, EDO. GUÁRICO

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela por el
Br. Villanueva Q., Sofia M.
para optar por el título de Ingeniero Geofísico.

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS COMO DELINEADORES DE GEOCUERPOS EN LA FORMACIÓN ROBLECITO, CAMPO COPA MACOYA, EDO. GUÁRICO

Tutora Académica: MSc. Yaraixa Pérez

Cotutor Académico: Ing. Andrés Espeso

Trabajo Especial de Grado

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela por el

Br. Villanueva Q., Sofia M.

para optar por el título de Ingeniero Geofísico.

Caracas, 2013

Caracas, Junio de 2013


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado, presentado por la Bachiller **SOFIA MARGARITA VILLANUEVA QUINTANA**, titulado:

**“APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS COMO
DELINEADORES DE GEOCUERPOS EN LA FORMACIÓN
ROBLECITO, CAMPO COPA MACOYA, EDO. GUÁRICO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducentes al Título de Ingeniera Geofísica, y sin que ello simplifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Ricardo Alezones
Miembro del Jurado



Prof. Ignacio Mederos
Miembro del Jurado



Ing. Andrés Espeso
Cotutor Académico

DEDICATORIA

A mi mamá, mi papá, mi abuelo (tito) que está en el cielo, armando, mis amigos y amigas que han estado conmigo en todos los momentos buenos y malos de mi vida, por servir de apoyo, aconsejarme y enseñarme a no rendirme ante las adversidades. Ustedes hacen que me ponga de pie cada vez que caigo y son mi ejemplo a seguir....

Los quiero muchísimo!

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen de la Milagrosa por ser mi soporte espiritual.

A mi mamá y mi papá, por haber sido tan especiales, pacientes e incondicionales en cada uno de los momentos en que dude de mí, por apoyarme a lo largo de mi carrera universitaria, y en cada una de mis decisiones tomadas. Son mi pilar!

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras. Mi segundo hogar, en donde aprendí y conocí tantas cosas que no sólo me permitieron formarme como Ingeniero sino como una persona integral.

A mi Tutora académica Yaraixa Pérez y mi Cotutor Andrés Espeso, por haber creído en mí y ofrecerme este tema de tesis, haberme enseñado tanto durante este trabajo, guiarme con sus consejos y por su paciencia. Muchas gracias a los dos!.

A la empresa Teikoku Oil & Gas Venezuela por permitirme el uso de sus datos para la elaboración de este trabajo de grado y al Ing. Colombo Da Encarnacao por el apoyo ofrecido durante el desarrollo del mismo.

De igual forma, muchas gracias al Ing. David Rivera del Instituto Mexicano del Petróleo por todo su apoyo durante el desarrollo del trabajo especial de grado, por sus opiniones y compartir conmigo sus conocimientos. Muchas gracias!

A los profesores Antonio Ughi, Jesús González, José Cavada, Vincenzo de Liza, Francisco Bolívar, Ricardo Alezones, Alfredo Mederos, Orlando Mendez, José Vargas por su formación académica y dedicación a lo largo de mi desempeño como estudiante. Y a Dani, quien para mí fue una persona sin igual, muchas gracias por tu apoyo!

A mis amigos y amigas, que los considero mis hermanos/as y son mi apoyo incondicional: Valeria Darias, Ana Karina Iglesias, Manuel Andrade, Luis Alejandro Hernández, Diana Da Silva, Silvana Vargas, Carla Negrón y Laura Tassoni. Los quiero!

A mis amigos ucevistas que me hicieron sentir en un segundo hogar, e hicieron más ameno mi paso por la universidad: Jorge García, Roberto Ruiz, Verónica Torres, Andrea

Mendoza, Oswellin Guedez, Wendy Castellanos, Gabriela Da Silva, Harnold Alberti, Halis Benitez, Fabian Linarez, Said Roa, Nestor Cahuana, Carlos Fuenmayor, Manuel Martinez, Mariano Arnaiz, Juan Natera, y Henry Cardenas. Muchas gracias!!!

A Armando, que a pesar del poco tiempo de verdad te has ganado todo mi cariño. Has sido mi apoyo en todos los momentos en que te he necesitado, me has aconsejado y soportas todas mis locuras!! Te amo!

Villanueva Q., Sofia M.

APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS COMO DELINEADORES DE GEOCUERPOS EN LA FORMACIÓN ROBLECITO, CAMPO COPA MACOYA, EDO. GUÁRICO

**Tutora Académica: Msc. Yaraixa Pérez Cotutor Académico: Ing. Andrés Espeso
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2013, 157 pág.**

Palabras Claves: sísmica 3D, atributos sísmicos, descomposición espectral, caracterización sísmica.

Resumen:

En este trabajo se realizó una interpretación sísmica 3D con el objetivo de identificar mediante la aplicación de atributos sísmicos como descomposición espectral, similitud, e instantáneos, la distribución y geometría de geocuerpos a nivel de la Formación Roblecito, en el campo Copa Macoya, estado Guárico. Para este estudio, se utilizaron datos sísmicos 3D y la información proveniente de los pozos 1, 2, 3, y 4, los cuales fueron calibrados, y permitieron realizar la relación entre los datos sísmicos y los datos de pozos mediante el amarre sísmica–pozo de los 4 niveles a interpretar. Sin embargo, se hizo necesario realizar interpretaciones internas, debido a que las arenas de interés se encontraban por encima o debajo de los 4 niveles previamente interpretados. De igual forma, se identificaron un total de 17 fallas normales propias del régimen extensivo donde se desarrolló la cuenca, las cuales tienen un rumbo de N43°E y de bajo buzamiento.

Seguidamente, se generaron los volúmenes de descomposición espectral, similitud, coherencia, geométricos, e instantáneos sobre estos datos. A partir de estos, se extrajeron los mapas que permitieron determinar la correspondencia entre las anomalías sísmicas observadas en cada uno de los atributos, determinándose anomalías que responden a presencia de fluido (gas), o son de carácter estratigráfico. Cada una de estas anomalías fueron estudiadas y comparadas con distintos atributos para definir las y caracterizarlas con mayor precisión.

Finalmente, con la integración de la información de las respuestas de los atributos, se delinearon cuerpos y polígonos, cuya superposición definieron las zonas cercanas al pozo 2 y 3 como las más prospectivas para producción de gas en el área.

ÍNDICE

	Páginas
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	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 Justificación.....	2
1.4 Área de estudio	3
CAPÍTULO II	4
MARCO GEOLÓGICO.....	4
2.1 Cuenca Oriental.....	4
2.1.1 Aspectos generales.....	4
2.1.2 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela	6
2.1.2.1 Pre-apertura.....	6
2.1.2.2 Apertura	7
2.1.2.3 Margen pasivo.....	8
2.1.2.3 Colisión oblicua	9
2.2 Subcuenca de Guárico	10
2.3 Estratigrafía regional.....	11
2.3.1 Formación Roblecito.....	11
2.3.2 Formación Chaguaramas	12
CAPÍTULO III	14

MARCO TEÓRICO.....	14
3.1 Interpretación sísmica.....	14
3.2 Modelo convolucional.....	14
3.3 Serie de reflexión.....	15
3.4 Sismograma sintético.....	16
3.5 Resolución vertical.....	18
3.6 Atributos Sísmicos.....	19
3.6.1 Clasificación de atributos sísmicos.....	20
3.6.2 Descomposición Espectral.....	21
3.6.2.1. Transformada de la ondícula continua de Morlet (CWT).....	22
3.6.3. Similitud.....	23
3.6.4 Coherencia.....	24
3.6.5 Transformada de Hilbert.....	25
3.6.5.1. Amplitud instantánea.....	26
3.6.5.2 Fase instantánea.....	26
3.6.5.3. Frecuencia instantánea.....	27
3.6.5.4. Q instantáneo.....	27
3.6.5.5 Impedancia acústica relativa (“RAI”).....	28
3.6.6 Atributos geométricos.....	28
3.6.6.1. Buzamiento (“Dip”).....	28
3.6.6.2. Varianza de similitud.....	29
3.7. Petrofísica.....	29
3.7.1 Registros de pozos.....	29
3.7.1.1 Registro gamma ray (GR).....	29

3.7.1.2. Registro de densidad.....	29
3.7.1.3. Registro sónico	30
3.7.1.4. Registro neutrón.....	30
3.7.1.5 Tiros de verificación (<i>Check shots</i>)	30
CAPÍTULO IV	32
MARCO METODOLÓGICO.....	32
4.1. Recopilación de información.....	33
4.2 Carga y visualización de datos	36
4.3 Validación de registros de pozos.....	37
4.3.1. Selección de los registros.....	37
4.3.2. Corrección de valores anómalos	38
4.3.3. Histograma multipozos	40
4.4. Resolución vertical	40
4.5 Calibración sísmica –pozo.....	42
4.5.1 Generación del sismograma sintético	43
4.5.2. Amarre sísmica – pozo	45
4.5.3. Interpretación de horizontes.....	46
4.5.4. Interpretación de fallas.....	53
4.5.5. Generación de volúmenes y aplicación de atributos.....	55
4.5.5.1 Atributos de descomposición espectral.....	56
4.5.5.2 Atributos de Hilbert y geométricos	57
4.5.6. Elaboración de gráficos cruzados “ <i>crossplot</i> ”	58
4.5.7 Conversión tiempo – profundidad.....	59
CAPÍTULO V	61

RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	61
5.1. Estimación de la resolución vertical.....	61
5.2 Correlación sísmica-pozo	62
5.3. Interpretación sísmica	64
5.4 Generación de volúmenes y aplicación de atributos	69
5.4.1 Atributos de descomposición espectral.....	69
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 1 asociado a la arena 1.	69
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 2, asociado a la arena 2	72
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el horizonte 3, asociado a la arena 3.	73
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 4, asociado a la arena 4.	75
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Tope de Roblecito.....	77
Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para MFS_A	78
5.4.2 Descomposición espectral y visualización multiatributos	80
5.4.3 Análisis de gráficos cruzados de atributos (Crossplot).....	87
5.4.3. Comparación de los atributos de la transformada de Hilbert y geométricos	96
Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 1	97
Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 2	99
Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 3	102

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 4	104
Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Tope de Roblecito	107
Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para la MFS_A...	109
Atributos de Varianza de Similitud y Buzamiento instantáneo	111
5.44 Conversión tiempo a profundidad	118
5.45 Definición de cuerpos y zonas de mayor prospectividad.	122
CAPITULO VI	130
CONCLUSIONES y recomendaciones	130
6.1 Conclusiones	130
6.2. Recomendaciones	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132

ÍNDICE DE FIGURAS

	Páginas
Figura 1. 1. Mapa de ubicación del área de estudio dentro del campo Copa Macoya. Dentro del polígono negro se indican los 160 km ² de datos sísmicos 3D.).	3
Figura 2. 1 Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. En rojo se observa la Cuenca oriental de Venezuela (Modificado de Yori y Ostos, 1997)	4
Figura 2. 2. Provincias fisiográficas al norte de Venezuela , cuencas sedimentarias y elementos estructurales.	5
Figura 2. 3. Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el Norte de Sudamérica, en los cuales hay rocas Paleozoicas.	7
Figura 2. 4 Mapa de distribución de rocas Jurásicas en Venezuela	8
Figura 2. 5 Mapa de distribución de facies durante el Cretácico	9
Figura 2. 6. Corte Geológico conceptual Norte – Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco.	10
Figura 2. 7. Sección Norte – Sur del Terciario de la Subcuenca de Guárico.	11
Figura 2. 8. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca de Guárico.	13
Figura 3. 1. Convolución de la serie de reflectividad y una ondícula (Tomado de Regueiro, 2007).	15
Figura 3. 2. Sismograma sintético, a partir de un modelo convolucional (Tomado de Regueiro, 2007).	17
Figura 3. 3. Efecto de entonación (Tomado de Hernández, 2008)	19
Figura 3. 4 Descomposición de una señal en ondas de la transformada de Fourier.	21
Figura 3. 5. Descomposición de una señal en ondas de la transformada de la ondícula	22

Figura 3. 6 Ondículas sísmicas tipo Morlet y su espectro de Fourier . Las líneas sólidas y espaciadas indican ondículas coseno y seno respectivamente. (Tomado de Marfurt y Chopra, 2007).....	23
Figura 3. 7 Cubo de coherencia (Tomado de Marfurt y Chopra, 2007).....	25
Figura 3. 8. Cálculo cubo de coherencia (Tomado de Hernández, 2008).....	25
Figura 3. 10. Representación esquemática de los tiros de verificación (Regueiro, 2007) ...	31
Figura 4. 1 Diagrama de flujo utilizado para llevar a cabo la investigación.....	32
Figura 4. 2. Registros <i>Checkshots</i> para los pozos	34
Figura 4. 3. Distribución espacial de los pozos y levantamiento sísmico 3D (polígono azul) en la	35
Figura 4. 4. Visualización de los pozos en TVDSS, con su respectivo registro GR.....	36
Figura 4. 5. Visualización del cubo sísmico de 160 km ² , del campo Copa Macoya. Intervalo de trabajo entre 1100 y 1700 ms.....	37
Figura 4. 6. Corrección de valor anómalo en el registro de porosidad neutrón del pozo 1 .	39
Figura 4. 7. Corrección de valor anómalo en el registro de densidad del pozo 1	39
Figura 4. 8. Histograma multipozo del registro Gamma Ray	40
Figura 4. 9 Espectro de amplitud dentro de todo el intervalo de interés.....	41
Figura 4. 10. Identificación de topes y superficies de inundación en los registros gamma ray. (Top_Rob: tope formación Roblecito, Top_LP: tope formación La Pascua, Top_K. tope Cretácico)	43
Figura 4. 11. Visualización del Crop entre -1142 y -1556 ms, el cual contiene la zona de interés (MFS_A, Top_Rob, MFS y Top_LP)	44
Figura 4. 12. Ondícula de Ricker, con frecuencia de 32 Hz. (a) Espectro de fase, (b): ondícula de Ricker, (c):Espectro de Amplitud, la línea roja representa la frec. Donminante.	44
Figura 4. 13. Sismograma sintético calibrado. En cada uno de los pozos, la imagen del lado izquierdo corresponde a la traza sintética generada, y el lado derecho la sísmica. Se puede	

apreciar, que en tres de las cuatros marcadores existe un buen amarre (MFS, MFS_A, y Tope La Pascua) de la traza sintética con la sísmica.	45
Figura 4. 14 Interpretación de horizontes en línea arbitraria (Parte inferior derecha el segmento amarillo corresponde a la ventana que se esta interpretando)	47
Figura 4. 15 Sección de los pozos 2 y 4, con los horizontes interpretados.....	48
Figura 4. 16 Sección de los pozos 1, 4 y 3,, con todos los horizontes y fallas interpretados	48
Figura 4. 17. Sección geológica, en los cuales se aprecia los registros Gamma Ray, Sónico P y Saturación de agua (SW) y los topes formacionales. En color amarillo claro se aprecia cada una de las arenas de interés.....	50
Figura 4. 18 Mapa en tiempo (ms) de las superficies interpretadas. a) MFS_A, b) Tope Roblecito,	51
Figura 4. 19. Mapas en tiempo (ms) de los horizontes interpretados. a) Horizonte 1, b) Horizonte 2,.....	52
Figura 4. 20. Parámetros exigidos para generar los atributos de coherencia, similitud y geométricos.	53
Figura 4. 22 Mapa estructural en tiempo (ms) del horizonte 1.	54
Figura 4. 23 Mapa estructural en tiempo (ms) del Tope de de Roblecito.	55
Figura 4. 24 Espectro de frecuencia del campo Copa Macoya.....	56
Figura 4. 25. Parámetros de entrada exigidos para generar atributos de descomposición espectral.....	57
Figura 4. 26. Ventana de dialogo para extracción de un horizonte con un atributo determinado.....	58
Figura 4. 27 Ventana de diálogo para la creación de modelo de velocidad.....	60
Figura 5. 1. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto con el registro gamma ray (verde).....	62

Figura 5. 2. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto con el registro gamma ray (verde).....	63
Figura 5. 3. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto al registro gamma ray (verde).....	63
Figura 5. 4. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto al registro gamma ray (verde).....	64
Figura 5. 5. Visualización de una línea arbitraria sísmica, en la cual se resaltan las arenas de interés en cada pozo, las cuales permiten verificar la continuidad de los reflectores.	65
Figura 5. 6. Línea arbitraria de la sísmica. En ovalo amarillo se aprecia una discontinuidad asociada a la presencia de un canal	65
Figura 5. 7 Línea arbitraria de la sísmica, con los horizontes interpretados. En el ovalo amarillo se aprecia una discontinuidad asociada a la presencia de un canal.	66
Figura 5. 8 Inline 511. En el ovalo amarillo se aprecia la discontinuidad en los reflectores por la presencia de un canal	66
Figura 5. 9 Inline 511 con los horizontes interpretados. En el óvalo amarillo se aprecia la discontinuidad en los reflectores por la presencia de un canal.	67
Figura 5. 10. Vista en planta del canal (Descomposición espectral de 24 Hz), a nivel de la MFS_A.....	67
Figura 5. 11 Visualización 3D de las fallas presentes en el campo	68
Figura 5. 12. Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 1, asociado.....	70
Figura 5. 13 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 1, asociado a la arena 1. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.	70
Figura 5. 14. Línea arbitraria sísmica cuyo corte permite observar la discontinuidad atribuida a la anomalía B asociada a la presencia de un canal.....	71

Figura 5. 15 . Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 2, asociado a la arena 2.	72
Figura 5. 16 . Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 2, asociado a la arena 2. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.	73
Figura 5. 17 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 3, asociado a la arena 3	74
Figura 5. 18 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 3, asociado a la arena 3. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.	75
Figura 5. 19 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 4, asociado a la arena 4.	76
Figura 5. 20 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 4, asociado a la arena 4. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.	76
Figura 5. 21 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Tope de Roblecito. Mapas sin anomalías	77
Figura 5. 22 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Tope de Roblecito. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.....	78
Figura 5. 23 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en la MFS_A. Mapas sin anomalías.....	79
Figura 5. 24 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en la MFS_A. En recuadrados y flechas rojas	79
Figura 5. 25. Línea sísmica arbitraria, con atributo de fase instantánea. En el ovalo amarillo se aprecia la respuesta sísmica asociada la presencia de una canal.	80
Figura 5. 26. Atributo RGB horizonte 1, asociado a la arena 1. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se encuentran identificadas las anomalías sísmicas.....	81

Figura 5. 27 Atributo RGB horizonte 2, asociado a la arena 2. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En óvalo rojo se aprecia anomalía sísmica, mientras que los recuadros amarillos encierran las fallas.....	82
Figura 5. 28 Atributo RGB horizonte 3, asociado a la arena 3. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En óvalo amarillo se aprecia anomalía sísmica, mientras que el recuadro rojo encierra la falla.....	83
Figura 5. 29 Atributo RGB horizonte 4, asociado a la arena 4. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se aprecian las anomalías.....	84
Figura 5. 30 Atributo RGB tope de Roblecito. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se aprecian las anomalías.....	85
Figura 5. 31 Atributo RGB MFS_A. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz.....	86
Figura 5. 32 .Gráfico cruzado (Pozo 1) relación V_p/V_s vs velocidad de onda P. A) Valores de V_{sh} en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas	88
Figura 5. 33 Gráfico cruzado (Pozo 1) velocidad de onda P vs densidad (RHOB). A) Valores de V_{sh} en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas	89
Figura 5. 34.Gráfico cruzado (Pozo 2) relación V_p/V_s vs velocidad de onda P. A) Valores de V_{sh} en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.....	90
Figura 5. 35 Gráfico cruzado (Pozo 2) velocidad de onda P vs NPHI. A) Valores de V_{sh} en Z ,	91
Figura 5. 36 Gráfico cruzado (Pozo 2) Impedancia acústica vs volumen de arcilla (V_{sh}). A) Valores de Gr en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.....	92
Figura 5. 37 Gráfico cruzado (Pozo 3) Velocidad de onda P vs RHOB A) Valores de V_{sh} en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.	93

Figura 5. 38 Gráfico cruzado (Pozo 3) impedancia acústica vs RHOB A) Valores de Vsh en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.	94
Figura 5. 39 Gráfico cruzado (Pozo 4) Velocidad onda P vs RHOB A) Valores de Vsh en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia , ovalo morado: arena con gas.	95
Figura 5. 40 Gráfico cruzado (Pozo 4) impedancia acústica vs volumen de arcilla A) Valores de GR en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas.	96
Figura 5. 41 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 1), asociado a la arena 1.	98
Figura 5. 42 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 1), asociado a la arena 1. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. En recuadros las anomalías.	98
Figura 5. 43 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 2), asociado a la arena 2	100
Figura 5. 44 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 2), asociado a la arena 2. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. En recuadros las anomalías	100
Figura 5. 45 Mapa de arena neta, de la arena 2. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo y con flechas se distinguen las arenas.	101
Figura 5. 46 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 3), asociado a la arena 3.	103
Figura 5. 47 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 3), asociado a la arena 3. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de	

impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: ovalo amarillo	103
Figura 5. 48 Mapa de arena neta, de la arena 3. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo	104
Figura 5. 49 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 4). Sin anomalías.....	105
Figura 5. 50 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 4). a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro amarillo	106
Figura 5. 51 Mapa de arena neta, de la arena 4. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo	107
Figura 5. 52 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Tope Roblecito). Sin anomalías.	108
Figura 5. 53 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Tope Roblecito). a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro amarillo.	109
Figura 5. 54 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (MFS_A).Sin anomalías.....	110
Figura 5. 55 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (MFS_A). a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro.	111
Figura 5. 56 Cubo de coherencia	113
Figura 5. 57 Cubo de coherencia.	114
Figura 5. 58 Cubo de similaridad.....	115
Figura 5. 59 . Corte en tiempo (1544 ms) del cubo de similaridad. Se aprecia un canal condicionado	116

Figura 5. 60. Corte en tiempo (1270 ms) del cubo de similaridad, en el cual se distinguen 2 canales.	117
Figura 5. 61 Cubo de buzamiento “dip”.	118
Figura 5. 62 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 1. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	119
Figura 5. 63 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 2. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	119
Figura 5. 64 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 3. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	120
Figura 5. 65 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 4. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	120
Figura 5. 66 Conversión tiempo - profundidad. MFS_A. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	121
Figura 5. 67 Conversión tiempo - profundidad. Tope Roblecito. a) Mapa en tiempo, b) Mapa en profundidad	121
Figura 5. 68 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 1.....	123
Figura 5. 69 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 2.....	124
Figura 5. 70. Superposición de mapa de arena neta para la arena 2 y zonas prospectivas	125
Figura 5. 71 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 3.....	126
Figura 5. 72 Superposición de mapa de arena neta para la arena 3 y zonas prospectivas .	127
Figura 5. 73 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 4.....	128
Figura 5. 74 Superposición de mapa de arena neta para la arena 4 y zonas prospectivas .	129

ÍNDICE DE TABLAS

	Páginas
Tabla 4. 1 Resumen de la información de interés para cada pozo.	33
Tabla 4. 2 Información de registros de pozos necesarios para la calibración	35
Tabla 4. 3 Parámetros derivados del análisis de frecuencias y cálculo de resolución vertical en la sección sísmica dentro de la zona de interés.	42
Tabla 4. 4 Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozo.....	59
Tabla 5. 1 Espesor de arenas de interés (ft).....	61
Tabla 5. 2 Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozos	87

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

En Venezuela, el sector de gas natural, es uno de los mercados que ha ido evolucionando con el tiempo debido a que tanto el nivel de reservas, como la producción neta anual del país, han aumentado desde 1990. Desde 1993 este incremento ha sido mayor, aproximadamente 30%, a pesar de haberse observado momentos de estancamientos en la producción en los años 1999, 2000 y 2002 (Campo, 2005; Vitale y Miquilen, 2007).

Un caso de interés es el campo Copa Macoya ubicado al noreste del estado Guárico. Este campo, inoperativo desde 1994 fue reactivado en el año 2000 por Teikoku Oil en conjunto con la compañía Petróleos de Venezuela (PDVSA), las cuales conforman actualmente la empresa mixta Gas Guárico S.A (PDVSA, 2006). Las razones de la reactivación del campo, obedecen a sus altos niveles de producción que conllevan beneficios favorables desde el punto de vista económico.

Hasta el año 2007 sólo se contaba con información de 19 líneas sísmicas 2D y una sísmica piloto 3D al noroeste de la zona quedando por explorar las áreas al noreste y sur del campo. Luego de una campaña exploratoria realizada por la empresa Teikoku Oil en los años 2007 – 2008, se adquirió información sísmica de 136 km², la cual fue procesada como volumen integrado junto con la sísmica piloto, para totalizar aproximadamente 158 km². Adicionalmente, en el trabajo realizado por Pérez (2009) dentro de la zona, a nivel de la formación Chaguaramas se identificaron una serie de cuerpos arenosos mediante el uso de atributos sísmicos aplicados sobre un volumen 3D. Actualmente la, producción diaria es de 80 millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD), cifra menor a la esperada de 120 millones de acuerdo a lo que refieren Pérez (2009), Vitale y Miquilen (2007); esta diferencia en los volúmenes de producción sugiere la necesidad de conocer la distribución espacial de los geocuerpos, no sólo asociado a los del yacimientos de la formación Chaguaramas sino también aquellos encontrados dentro de la formación Roblecito.

Frente a esta situación, es necesario realizar un estudio detallado a través de una caracterización sísmica haciendo uso del análisis de descomposición espectral y similitud en la formación Roblecito, con el objetivo de determinar la distribución de cuerpos arenosos y establecer a través de anomalías sísmicas, posibles áreas de interés prospectivo dentro de una zona de aproximadamente 160 km² en el campo Copa Macoya.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general:

Determinar la geometría y distribución de geocuerpos, mediante el uso de descomposición espectral, similitud y atributos sísmicos, en la formación Roblecito, campo Copa Macoya, edo. Guárico.

1.2.2 Objetivos específicos:

- Identificar dentro de los volúmenes la geometría y distribución de los cuerpos arenosos asociados a los niveles de interés.
- Verificar la aplicabilidad de atributos sísmicos basados en la transformada de Hilbert, y atributos geométricos.
- Analizar el efecto estructural sobre la geometría de estos cuerpos.

1.3 Justificación

En la etapa de interpretación sísmica, la aplicación de atributos permite realizar predicciones litológicas y petrofísicas del yacimiento, que a su vez ayuda en la elaboración de mapas con los cuales se puede conocer la tendencia o distribución espacial de los cuerpos asociados al yacimiento.

Con la elaboración de este proyecto de T.E.G, se pretende identificar la distribución de cuerpos arenosos dentro de la formación Roblecito del campo Copa Macoya mediante la aplicación de atributos sísmicos, permitiendo determinar zonas de potencial gasífero, lo que pudiese traducirse en un incremento de la producción. Adicionalmente, la asociación de respuestas sísmicas con los niveles de producción actual, permitirá mejorar los mapas de reservas existentes para los 17 yacimientos dentro de la zona.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Oriental

2.1.1 Aspectos generales

Se encuentra ubicada en la zona noreste de Venezuela, entre los 8° y 11° de latitud norte y los 61° y 66° de longitud oeste, formando una depresión estructural cuya longitud aproximada es de 800 km en sentido oeste-este. Está limitada al norte por el cinturón de fallamiento y plegamiento de la serranía del interior Central y Oriental, al sur por el río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo el borde septentrional del cratón de Guayana. Hacia el oeste por el Arco del Baúl y al este por el océano Atlántico. (González de Juana *et al.*, 1980) (Figura 2.1)



Figura 2. 1 Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. En rojo se observa la Cuenca oriental de Venezuela (Modificado de Yoris y Ostos, 1997)

Uno de los rasgos más importante de la Cuenca Oriental de Venezuela es su asimetría, caracterizada por un monoclin al flanco sur con un buzamiento suave hacia al norte. De igual forma, el flanco norte se encuentra mas tectonizado y con mayores buzamientos,

conectado a la zona plegada y fallada que conforman el flanco meridional de las cordilleras que limitan la parte norte de la cuenca (González de Juana *et al.*, 1980; Méndez, 1985).

De acuerdo a lo establecido por Di Croce (1995), la cuenca se subdivide en dos subcuencas, debido sus diferentes condiciones estratigráficas y estructurales: la subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este; ambas están separadas por estructuras asociadas al sistema de fallas de Anaco y abarcan los estados: Guárico, Anzoátegui, Delta Amacuro, Monagas y el suroeste del Estado Sucre.

Entre los elementos estructurales mas importantes asociados a la evolución de la cuenca Oriental (figura 2.2), se encuentran: El Corrimiento Frontal de Guárico, el Corrimiento de Anaco, el Corrimiento de Pirital, la Serranía del Interior, Falla de El Pilar, Falla de San Francisco, Falla de Urica (Di Croce, 1995).

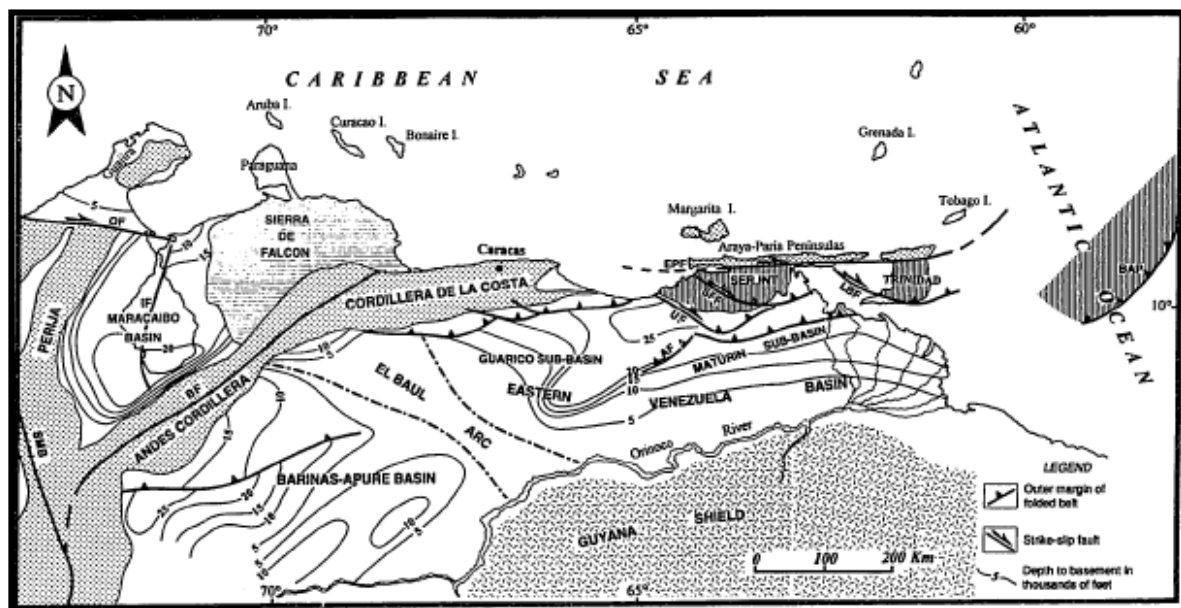


Figura 2. 2. Provincias fisiográficas al norte de Venezuela , cuencas sedimentarias y elementos estructurales. Abreviaturas: OF: Falla de Oca, IF: Falla de Icoatea, BF: Falla de Boconó, AF: Falla de Anaco, UF: Falla de Urica, SFF: Falla de San Francisco, EPF: Falla (Tomado de Di Croce, 1995).

2.1.2 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es producto de las diferentes interacciones que involucran el rompimiento de Pangea, la deriva de Suramérica y el desarrollo de la Placa del Caribe. De igual forma, la disposición de las placas tectónicas de la región del Caribe puede ayudar en la comprensión de los ambientes tectónicos de la cuenca (Di Croce, 1995).

Según Parnaud *et al.* (1995), la evolución de la cuenca se puede dividir en cuatro episodios principales: una etapa de *Pre –rift* en el Paleozoico; una fase de *rifting* entre el Jurásico y el Cretácico Temprano; una tercera de margen pasivo o deriva continental durante el Cretácico y Paleógeno, y finalmente una etapa de colisión oblicua entre la placa Caribe y Suramérica durante el Paleógeno – Cuaternario.

2.1.2.1 Pre-apertura

Según González de Juana *et al.* (1980), la zona en donde se formó la cuenca Oriental formaba parte del supercontinente Pangea, y con base a los ambientes y tasa de sedimentación de las rocas que se depositaron, sugiere que esta área fue escenario paleozoico continental a marino marginal antes del *rift*; resultando una megasecuencia de edad Paleozoica.

Durante esta etapa se depositaron secuencias sedimentarias en ambientes neríticos y costeros (figura 2.3) correspondientes a las formaciones Hato Viejo y Carrizal, las cuales se preservaron en depresiones estructurales como el Graben de Espino (Parnaud *et al.*, 1995). Sin embargo, Yoris y Ostos (1995), consideran que estas formaciones se depositaron durante la apertura de Gondwana (Suramérica y África unidas) y Laurentia (Norteamérica y Groenlandia unidas).

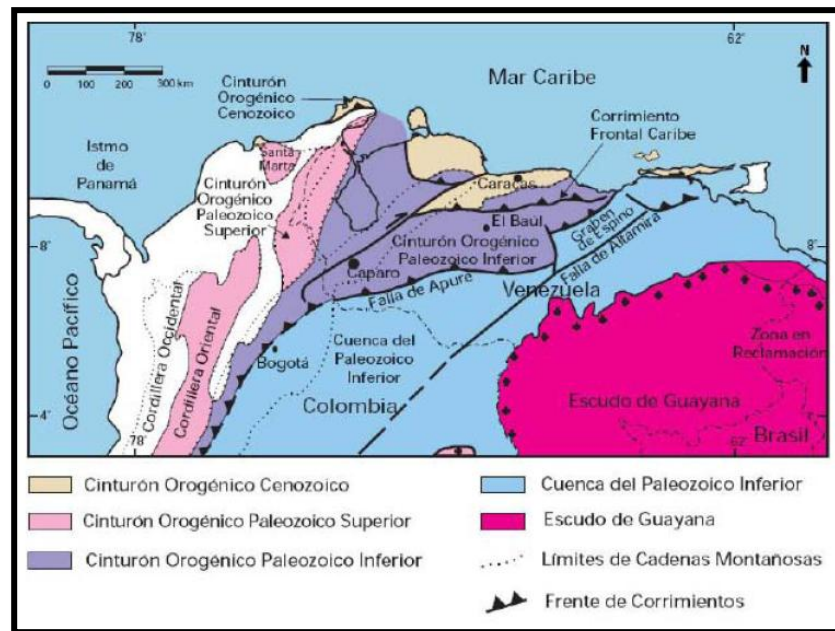


Figura 2. 3. Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el norte de Sudamérica, en los cuales hay rocas Paleozoicas (Schlumberger Oilfield Services, 1997).

2.1.2.2 Apertura

La megasecuencia de *rift* se desarrolló durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. Está caracterizada por la generación de estructuras propias de regímenes tectónicos extensionales como *graben* y *horst*, a su vez la creación de corteza oceánica al norte y una discordancia regional hacia el cratón (Parnaud *et al.*, 1995).

De acuerdo a Parnaud *et al.* (1995), luego de la separación de Norteamérica con Gondwana, se generó un sistema extensional en el margen norte de Suramérica. La evidencia de este proceso se encuentra en la base de la cuenca Oriental, en la cual durante el Jurásico se depositó una secuencia de capas rojas pertenecientes a la formación Ipire, la cual está ubicada al este de la cuenca en el Graben de Espino (figura 2.4). Las cuales según Moticska (1985), están asociadas al Graben de Altamira, como la formación Altamira. Estableciendo el Jurásico como un evento de rifting

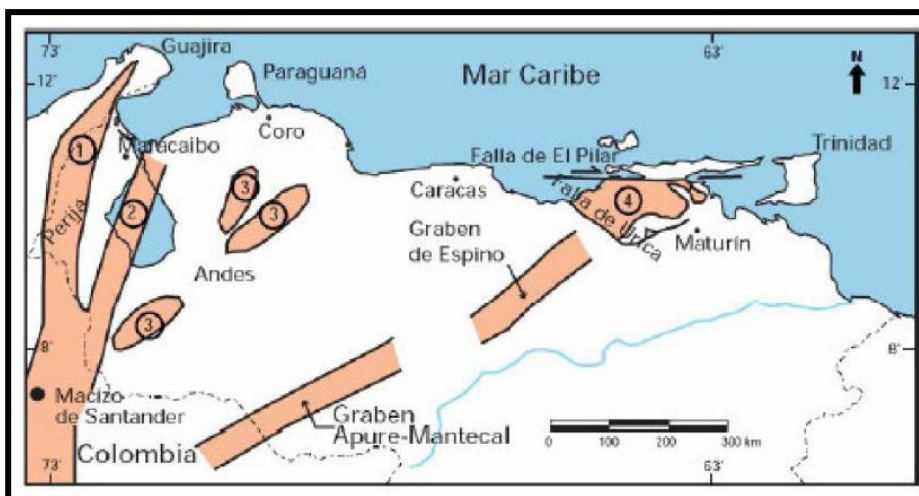


Figura 2. 4 Mapa de distribución de rocas Jurásicas en Venezuela (Ostos y Yoris, 1997)

2.1.2.3 Margen pasivo

Comprendida desde el final de la apertura en el Jurásico Tardío o en el Cretácico Temprano hasta el inicio de la tectónica activa del Eoceno. El margen norte de Suramérica fue sometida una tasa de subsidencia lo suficiente como para permitir la acumulación de tres a cuatro kilómetros de rocas marino – clásticas, aunque en la sección del Cretácico Temprano existe la presencia de unidades carbonáticas (Martins, 2002).

Según Parnaud *et al.* (1995), la sedimentación se desarrolló con la ocurrencia de tres procesos transgresivos que se desarrollaron de norte a sur por variaciones del nivel del mar, los cuales culminan durante el Turoniense, Paleoceno – Eoceno Temprano y el Oligoceno.

Durante el Eoceno Tardío se da inicio a la depositación en Guárico de las areniscas de la formación La Pascua, seguida por la unidad lutítica de aguas marinas someras y tranquilas de la formación Roblecito. La transgresión progresa en dirección sureste, depositándose las formaciones Los Jabillos, Areo y Narical. Sin embargo, para el Oligoceno Temprano esta etapa finaliza con el levantamiento de la Serranía del Interior (González de Juana *et al.*, 1980).

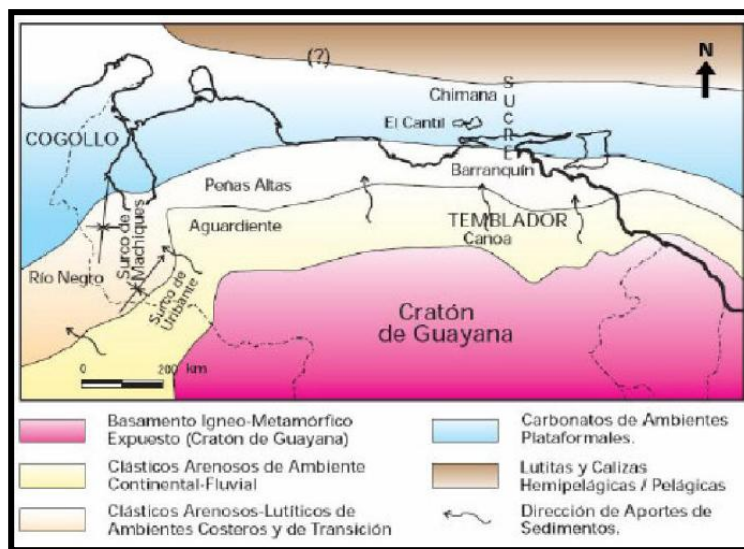


Figura 2. 5 Mapa de distribución de facies durante el Cretácico (Yoris y Ostos, 1997)

2.1.2.3 Colisión oblicua

La etapa de margen pasivo culmina durante el Oligoceno con el fin de la colisión de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, originando que la Cuenca Oriental de Venezuela pasa de cuenca margen pasivo a antepaís, definiéndose así las Subcuencas de Guárico y Maturín (Parnaud *et al.*, 1995).

Los cambios más importantes en la forma de la cuenca y distribución de sedimentos ocurren durante el Mioceno. De igual forma, se inicia una etapa regresiva en el cual se desarrollan ambientes someros y parálidos típicos de la formación Chaguaramas, pasando a ambientes más continentales hacia el sur (LEV, 2005).

Durante el Mioceno Medio – Tardío el empuje del frente de deformación en el borde norte continental de Suramérica ocasionó que el mar de la Cuenca Oriental se profundizara en dirección oeste – este, estableciéndose una provincia nerítico – costera en Guárico, representada por la Formación Chaguaramas. Entre las formaciones que se depositaron en esta fase se encuentran la Formación Roblecito (Oligoceno) y Chaguaramas (Oligoceno – Mioceno) (Perez, 2009)

2.2 Subcuenca de Guárico

La Subcuenca de Guárico abarca los estados Guárico y parte de Anzoátegui, posee una extensión de 49895 km² y contiene aproximadamente 7000 metros de sedimentos del Cretácico y post – Cretácico. Se encuentra limitada al norte por la Faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con el Arco de Baúl, finalmente al este con la Subcuenca de Maturín (Zamora, 2009).

Según Yoris y Ostos (1997), el flanco norte está asociado al frente de deformación donde se encuentra el sistema de fallas de Guárico, en el cual la sobrecarga de rocas del Cretácico y del Terciario generó un marco tectónico complejo (figuras 2.6 y 2.7). Hacia el sur, la estructura es menos compleja, se observan evidencias de depresiones estructurales en las que se conservan rocas del Jurásico y del Paleozoico, y con acunamientos de secuencias del Cretácico y Terciario en el mismo sentido. Las trampas mas importantes son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico.

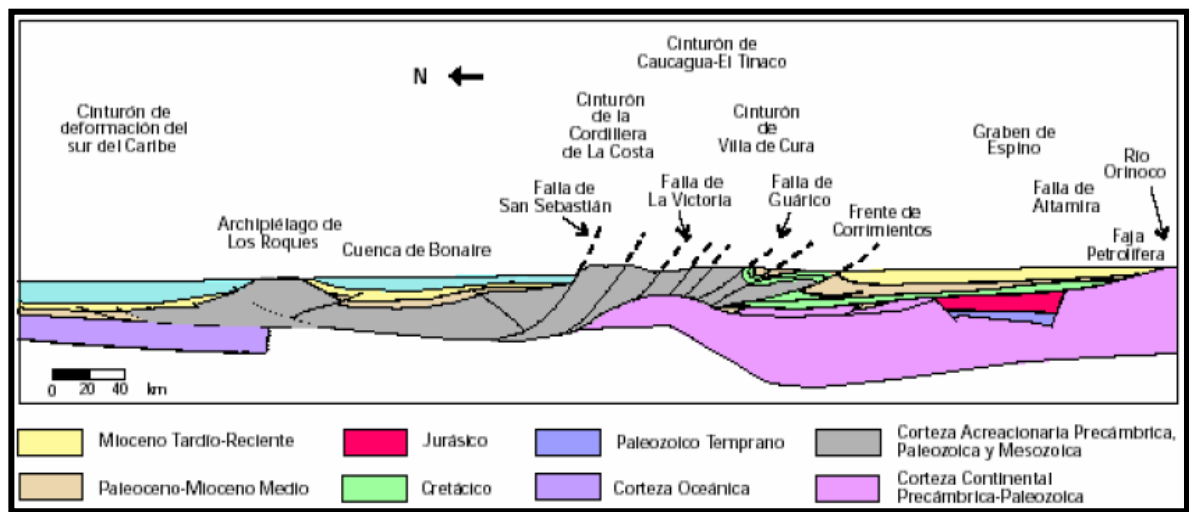


Figura 2. 6. Corte Geológico conceptual Norte – Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. (Tomado de Yoris y Ostos, 1997)

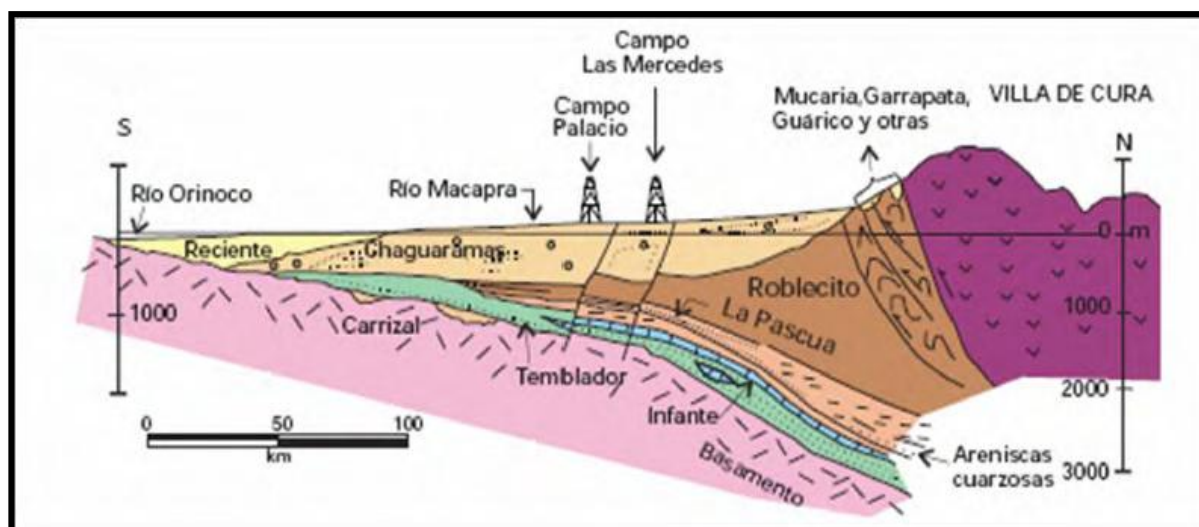


Figura 2. 7. Sección Norte – Sur del Terciario de la Subcuenca de Guárico. (Tomado de Yoris y Ostos, 1997)

2.3 Estratigrafía regional

El campo Copa Macoya está representado por formaciones del Terciario de base a tope tales como: La Pascua, Roblecito y Chaguaramas. Siendo de interés en la elaboración de proyecto Roblecito y Chaguaramas.

2.3.1 Formación Roblecito

De acuerdo al L.E.V (2005) y González De Juana *et. al* (1980), esta formación del Eoceno Tardío – Mioceno Temprano es predominantemente lutítico con lentes arenosos, y existen intercalaciones de arenas cerca de la base y el tope de la unidad. Lo que refleja variaciones en las condiciones de llanura costera en el sureste de la subcuenca de Guárico, hasta marino batial en el noroeste. Su espesor oscila entre los 460 y 580m, variando regionalmente desde el acañamiento estratigráfico contra el Alto Monasterios (Arco de Baúl) donde se solapa con la formación Chaguaramas al suroeste hasta alcanzar 2130 m el noroeste. Las lutitas de la formación Roblecito, se encuentran en contacto transicional-diacrónico con las areniscas transgresivas infrayacentes de la formación: La Pascua, y con las areniscas suprayacentes de la Formación Chaguaramas.

2.3.2 Formación Chaguaramas

Según lo establecido por González De Juana *et. al* (1980) , la formación se extiende desde el Oligoceno Tardío al Mioceno Medio, presentando una alternancia irregular de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con arcilla y conglomerados. El espesor varía entre los 500 y 890 m. Presenta un contacto concordante y transicional sobre la formación Roblecito. La misma debe su origen en un ambiente de pantanos costeros extensos, donde existe gran abundancia de bancos ligníticos delgados intercalados con una cantidad apreciable de arena. Y un segundo ambiente, en el cual se depositó Chaguaramas superior, cuando el aspecto de la cuenca cambió convirtiéndose en llanuras expuestas intermitentes con fuerte oxidación, las arcillas abirragadas fueron acumuladas junto con lignitos formando depósitos de origen salobre y de ambiente marino.

La siguiente tabla, representa la relación estratigráfica de acuerdo a cada etapa evolutiva de la Subcuenca de Guárico (figura 2.8).

	EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	FASE TECTÓNICA
CUAT.	RECIENTE		ALUVIONES	CUENCA ANTEPAÍS Y PLEGAMIENTOS
	PLEISTOCENO	MESA	Arenisca de grano grueso y grava	
CENOZOICO	MIOCENO TARDÍO-PLIOCENO	LAS PIEDRAS	Areniscas micáceas interlaminadas con lutitas, arcilitas y lignitos	
	MIOCENO MEDIO-TARDÍO	FREITES	Lutitas ffsiles con areniscas en el tope y la base	
	MIOCENO TEMPRANO-MEDIO	OFICINA	Secuencias de areniscas, lutitas y limolitas	
	OLIGOCENO TARDÍO-MIOCENO MEDIO	CHAGUARAMAS	Alternancia irregular de arenas, lutitas y lignitos	
	MIOCENO MEDIO-OLIGOCENO	MERECURE	Areniscas mal estratificadas y lutitas irregularmente laminadas	
	EOCENO TARDÍO-MIOCENO TEMPRANO	ROBLECITO	Lutitas grises, limosas, no calcáreas y microfossilíferas	
MESOZOICO	EOCENO TARDÍO-OLIGOCENO TEMPRANO	LA PASCUA	Areniscas y lutitas oscuras	
	ALBIENSE-SANTONIENSE	Guavinita TIGRE Infante La Cruz	Areniscas y limolitas de grano fino gris y verdes	MARGEN PASIVO
	APTIENSE-ALBIENSE	CANOA	Conglomerados de grano fino, areniscas, limolitas y arcilitas	
PALEOZOICO	JURÁSICO MEDIO-TARDÍO	IPIRE	Areniscas y lutitas de colores rojos y verdes	APERTURA "RIFTING"
	CÁMBRICO	CARRIZAL	Arcilitas, areniscas y limolitas	PRE-APERTURA
		HATO VIEJO	Areniscas cuarcíticas y arcóscicas	
	PRECÁMBRICO	-	Rocas Cristalinas	BASAMENTO

Figura 2. 8. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca de Guárico. En recuadros rojos, se especifican las formaciones que se encuentran dentro del campo Copa Macoya (Tomado de Castillo, 2005)

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Interpretación sísmica

Según Regueiro (2007), existen varios tipos de interpretación estructural, estratigráfica o litoestratigráfica, y todas parten de dos principios: la continuidad y la correlación. Con ellos pueden entonces correlacionarse las propiedades de la traza sísmica con propiedades petrofísicas y geológicas.

La continuidad hace referencia a la propiedad por la cual un pulso sísmico puede ser reconocido en trazas consecutivas, generando alineaciones que dan aspecto de continuidad a lo largo de las secciones.

La correlación es el proceso de reconocimiento de patrones, que permitan relacionar eventos a través de zonas de discontinuidad o reflexiones de una línea a otra, ya que se distinguen por su amplitud y frecuencia.

3.2 Modelo convolucional

Es el modelo matemático más simple, para describir el proceso de reflexión de la onda sísmica cuando esta va viajando en sentido vertical descendente a través del subsuelo (Hilla y Naval, 2005).

El modelo convolucional se puede describir como la convolución entre la serie de reflectividad de la tierra y la ondícula, sumado a una componente de ruido. Quedando descrita por medio de la siguiente ecuación (Ec.1):

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t)$$

Ecuación 1. Expresión matemática del modelo convolucional

donde, $s(t)$ = traza sísmica

$w(t)$ = ondícula sísmica

$r(t)$ = serie de coeficiente de reflexión

$n(t)$ =ruido

En la figura 3.1 Regueiro (2007) busca representar como funciona el modelo, a partir de los datos de velocidad y densidad provenientes de los pozos, y por medio de una ondícula, se puede generar una traza sísmica sintética y comparar con las originales de la sísmica (Alfonzo,2011).

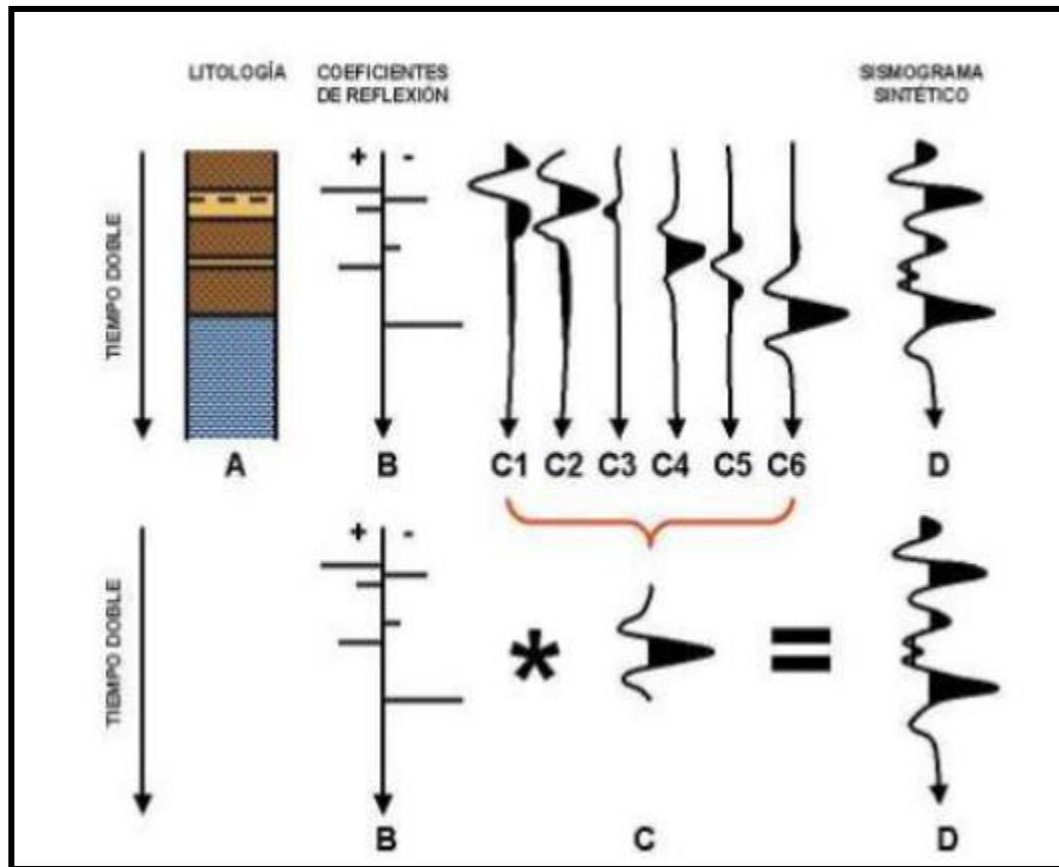


Figura 3. 1. Convolución de la serie de reflectividad y una ondícula (Tomado de Regueiro, 2007)

3.3 Serie de reflexión

Considerado uno de los conceptos físicos fundamentales de la sísmica de reflexión; el coeficiente de reflexión (R), se puede definir como la respuesta de la ondícula sísmica producto de un cambio de la impedancia acústica en el interior de la tierra, debido a los cambios de densidad y velocidad que sufren las unidades litológicas con la profundidad (Contreras y Rojas, 2007 ; Hila y Naval, 2005).

La serie de reflectividad representa la ubicación y magnitud de los cambios litológicos en el subsuelo, por lo que constituyen el modelo geológico del mismo (Hilla y Naval, 2005).

Desde el punto de vista algebraico, el coeficiente de reflexión parte de la impedancia acústica, el cual se define para un cuerpo como el producto de la densidad (ρ) y la velocidad acústica (v) (Ec. 2)

$$Z = \rho \cdot v$$

Ecuación 2. Expresión matemática de la impedancia acústica

Sin embargo, para una onda que incide normalmente la ecuación que representa dicho coeficiente es la siguiente:

$$R = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

Ecuación 3. Ecuación del coeficiente de reflexión

donde, R = coeficiente de reflexión

ρ_1, ρ_2 = densidades de los medios 1 y 2.

v_1, v_2 = velocidades de los medios 1 y 2.

Los valores de R oscilan entre -1 y 1, su signo depende de la relación entre las impedancias acústicas de los medios en los cuales se transmitió la onda. En el caso de la incidencia de la onda no sea normal, el coeficiente depende de un parámetro como la velocidad de onda S , y se describe como una función del ángulo incidente a través de las ecuaciones de Zoeppritz (Quilen, 2006)

3.4 Sismograma sintético

Según Requena y Zambrano (2008), el sismograma sintético es un modelo unidimensional de energía acústica que se transmite a través del subsuelo, un buen acoplamiento del sismograma dependerá de la calidad del registro sísmico, el procesamiento de los datos sísmicos y de la ondícula extraída (figura 3.2).

La generación de sintéticos se realiza a través de la convolución de una ondícula derivada de la data sísmica y la serie de coeficientes de reflexión derivados de los registros sísmicos

y densidad. Y es empleado para identificar marcadores sísmicos y calibrar superficies, o eventos sísmicos en tiempo y amplitud (Quilen, 2006).

De acuerdo a Hernández (2008), el tipo de ondícula y su frecuencia son dos factores importantes que se deben controlar a la hora de crear el sintético. La ondícula puede ser teórica como es el caso de la ondícula de Ricker, o bien puede ser extraída de los datos sísmicos.

En la interpretación sísmica es recomendable usar ondículas de fase cero por las siguientes razones (Liner, 2004):

- Son simétricas, lo que permite que se obtenga una resolución vertical óptima.
- Son bastante agudas (semejantes a un pulso), debido a que los lóbulos laterales son mínimos.
- Su amplitud pico se observa en el centro de la ondícula.

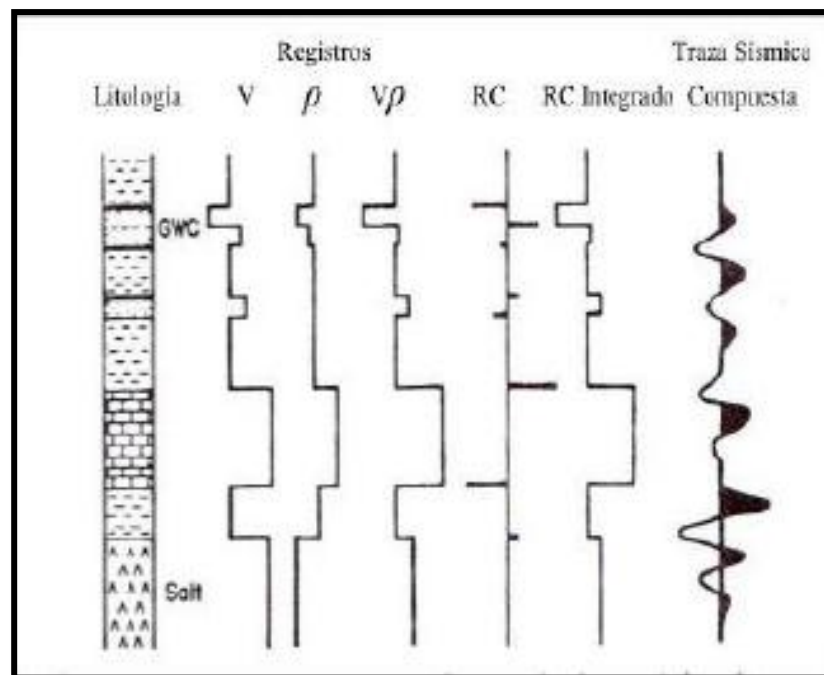


Figura 3. 2. Sismograma sintético, a partir de un modelo convolucional (Tomado de Regueiro, 2007)

Sin embargo, de acuerdo a Liner (2004) raras veces los sismogramas sintéticos coinciden por completo con los datos de campo. Esto se debe a varios factores:

- Frecuencia: el rango de frecuencia de los registros sónicos es en kilohertz por lo tanto este es de altas frecuencias y baja longitud de onda, mientras que la sísmica se encuentra en un rango entre los 10 y 19 Hz siendo de baja frecuencia y gran longitud de onda.
- Anisotropía: los registros sónicos miden las velocidades en dirección vertical, mientras que las ondas sísmicas viajan en distintos ángulos medidos desde la vertical, dependiendo entonces del medio y la dirección del viaje de la onda. Lo que implica distintas velocidades sísmicas y sónicas.
- Problemas de hoyo: los registros sónicos pueden estar influenciados por las zonas lavadas, mientras que las ondas sísmicas no se ven afectadas.

3.5 Resolución vertical

La resolución vertical es una representación de la menor distancia vertical (espesor) entre dos interfases litológicas, es decir, el menor espesor para el cual el tiempo de tránsito de la onda (Δt) ofrece información sobre los espesores de los estratos en el subsuelo. Existen dos parámetros que controlan la resolución: ancho de banda de la señal sísmica y la velocidad intervalica del estrato (Alfonzo, 2011; y Regueiro, 2007).

De acuerdo al criterio de Rayleigh, el límite de la resolución es un cuarto (1/4) de la longitud de onda dominante (figura 3.3), y es el que se relaciona con el denominado “punto de entonación”, en el cual se produce una interferencia constructiva o destructiva producto de que la separación entre dos reflectores es menor a un cuarto (Sheriff, 2002).

$$R.V = \frac{\tau}{4} = \frac{v_{int}}{4f_{dom}}$$

Ecuación 4. Expresión de la resolución vertical

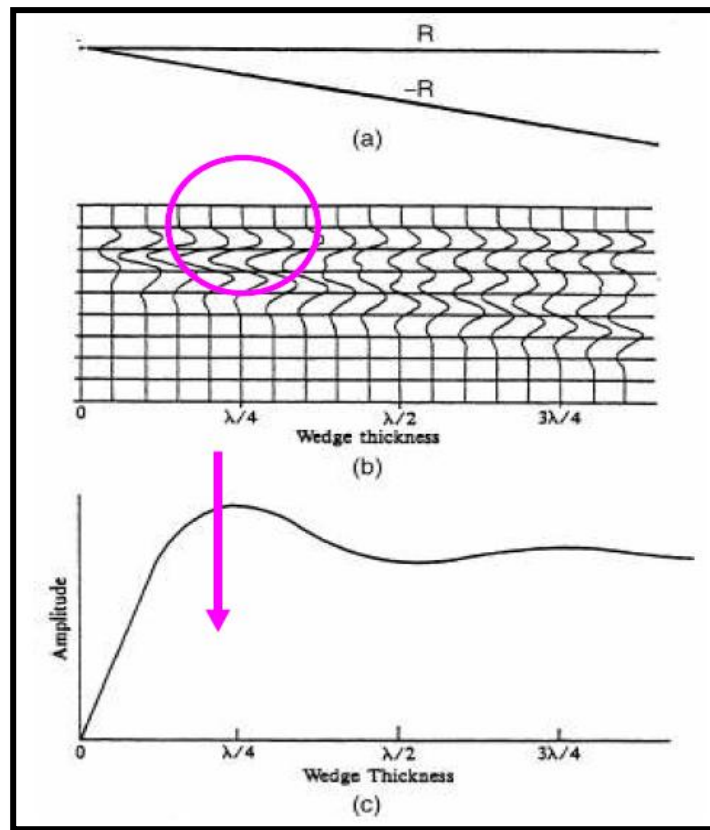


Figura 3. 3. Efecto de entonación (Tomado de Hernández, 2008)

3.6 Atributos Sísmicos

Son mediciones de las distintas características obtenidas a partir de los datos sísmicos, los cuales van estar influenciados por cambios en las propiedades físicas de la roca. Estos pueden presentar información fundamental de los datos: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Un buen atributo es sensible a cualquier características geológica o a las propiedades del yacimientos, lo que permite definir el ambiente deposicional o estructural, para así inferir propiedades de interés (Quince y Sydney, 1997; Valencia, Calle y Plata, 2010).

La generación de mapas de atributos tiene como objetivo establecer una relación tanto cualitativa como cuantitativa, entre las propiedades petrofísicas y las respuestas observados en la sísmica (Hilla y Naval, 2005).

El objetivo del estudio a nivel cualitativo, es hacer predicciones numéricas de la zona de interés sobre las propiedades físicas del subsuelo a partir de la sísmica, mientras que el análisis cuantitativo busca identificar eventos estructurales de interés.

3.6.1 Clasificación de atributos sísmicos

Los atributos sísmicos pueden ser calculados a partir de data pre-apilada o post-apilada, antes o después de la migración, los procedimientos son iguales en cualquier caso. Sin embargo, se pueden clasificar de distintas maneras debido a que muchos autores han dado sus propias clasificaciones. A continuación se presenta la clasificación basada en las aplicaciones geológicas por Ghosh, Azhar, Viratno y Mohamad (2010), los cuales dependiendo la aplicación se pueden clasificar en tres clases:

- Atributos geomorfológicos y estructurales (Clase 1): Aplicable para la identificación de características geológicas estructurales y estratigráficas.
- Atributos espectrales (Clase 2): mejora la resolución en capas delgadas donde existe la presencia de hidrocarburos. Útiles para delinear aquellos yacimientos cuya arquitectura requiere de una mayor resolución e interpretación, resaltando aquellos eventos que no son evidentes dentro de la frecuencia dominante.
- Atributos de fluidos y litológicos para la predicción de hidrocarburos y caracterización de yacimientos (Clase 3).

De igual forma, Gil (2011) establece que pueden ser clasificados de acuerdo a sus características computacionales:

- Atributos instantáneos: representa la variación instantánea de distintos parámetros, y son calculados muestra por muestra.
- Atributos de onda: incluyen aquellos atributos instantáneos que son calculados en el pico de la traza envolvente, y tienen una relación directa con la transformada de Fourier de la onda.
- Atributos físicos: Tienen como objetivo discriminar litologías y caracterizar yacimientos, debido a que guardan relación con las cualidades y cantidades físicas. Tal es el caso en el que las frecuencias se relacionan con el espesor de los estratos, y las velocidades instantáneas guardan relación con las propiedades de la roca.

- Atributos geométricos: El análisis de los atributos geométricos es utilizado con el fin de aumentar la relevancia estructural y estratigráfica de un yacimiento, por medio de la correlación de las similitudes entre diferentes muestras de trazas sísmicas. De igual forma, permite identificar orientaciones de mapas, densidad de fractura, continuidad lateral de reflectores, y detectar bordes de estructuras (Strecker, 2004).

3.6.2 Descomposición Espectral

Castagna, Shengjie, y Siegfried (2003) lo describen como un método útil, que genera un análisis continuo tiempo-frecuencia de la traza sísmica. Este método busca descomponer la señal sísmica en sus componentes de frecuencias constituyentes, a partir de los principios de Fourier, en el cual una función repetida puede construirse a través de la suma de un número de infinito de ondículas de mono-frecuencias, cada una con sus propios valores de amplitud y fase (figura 3.4). Es muy útil para la determinación de espesor de capas, visualización estratigráfica o determinación de hidrocarburos (Hall y Trouillot, 2004; Blumentritt, 2008).

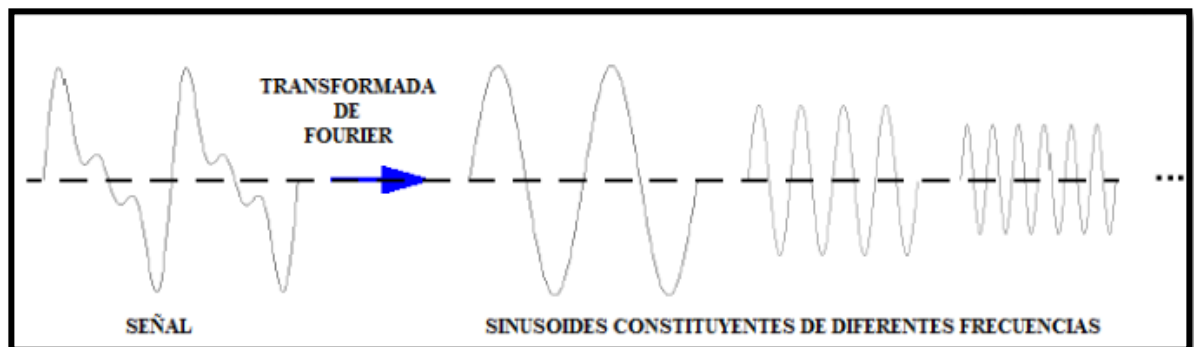


Figura 3. 4 Descomposición de una señal en ondas de la transformada de Fourier.

La importancia del uso del atributo de descomposición espectral durante la etapa de interpretación sísmica, radica en que las reflexiones sísmicas asociadas a capas geológicas tienen características específicas en sus espectros de amplitud y fase, permitiendo tener una mejor visualización de rasgos estratigráficos y estructurales dentro de la zona de estudio (Marfurt y Chopra, 2007). Para un intérprete sísmico este atributo actúa como un filtro de la data, debido a que involucra una serie de ondículas de mono-frecuencias las cuales

cubren el espectro usable y útil de la data sísmica. LA forma de presentar los resultados es por medio de horizontes, secciones en tiempo y estratos través de superficies sísmicas en 3D (Blumentritt, 2008).

Existen varios métodos para realizar descomposición espectral, lo que los diferencia son sus funciones bases y algoritmos de las ventanas. Entre los que se pueden mencionar, Transformada Discreta de Fourier con ventana corta (SWDFT), y la Transformada de ondícula Continua (CWT), entre otros; para los métodos mencionados, la función base es una ondícula de senos y cosenos, pero se diferencian en la forma de sus ventanas. En el caso del SWDFT la ventana es independiente de la frecuencia y es constante, mientras que para la CWT su ventana es proporcional a la frecuencia, es decir, su tamaño cambia (Marfurt y Chopra, 2007).

3.6.2.1. Transformada de la ondícula continua de Morlet (CWT)

Los métodos basados en la “ondícula”, es un tipo especial de transformada de Fourier que representa una señal a través de versiones trasladadas y dilatadas de una onda finita conocida como: Ondula Madre. La efectividad de este método depende en gran parte de la ondícula seleccionada como base (figura 3.5). Entre los métodos que se pueden mencionar la transformada continua de ondículas, la cual escala la ondícula base para posteriormente convolucionarla con una señal a través de una ventana de diferentes dimensiones; la transformada discreta de ondículas, que se caracteriza por usar una ventana de baja frecuencia y otra de alta frecuencias que permiten alcanzar niveles deseados de descomposición a través de un proceso cíclico entre las dos ventanas (Marfurt y Chopra, 2007).

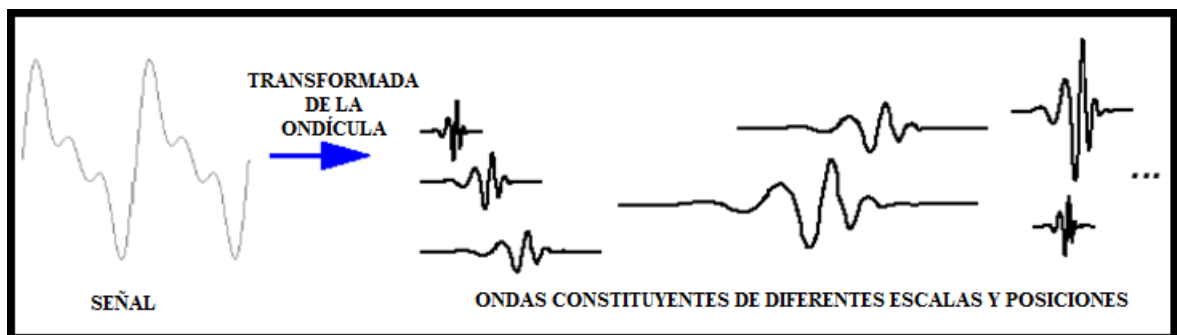


Figura 3. 5. Descomposición de una señal en ondas de la transformada de la ondícula

La expresión matemática de la ventana $w(t)$ se aprecia en la ecuación 5:

$$w(k\Delta t) \equiv w_k = \frac{1}{\sqrt{\sigma}} \exp \left[\frac{-(k\Delta t)^2}{2\sigma^2} \right]$$

Ecuación 5. Expresión Gaussiana de la ventana $w(t)$

Donde σ define el ancho de la ondícula, en el caso de la transformada de Morlet $\sigma = \frac{1}{f_c}$, donde f_c es la frecuencia central a ser analizada (Marfurt y Chopra, 2007).

En la figura 3.6, se puede apreciar que para ondículas de Morlet con frecuencias altas, estas tienen una ventana corta en tiempo, sin embargo el espectro de frecuencia es mucho más ancho, es decir, hay más contribución de amplitud a otras frecuencias.

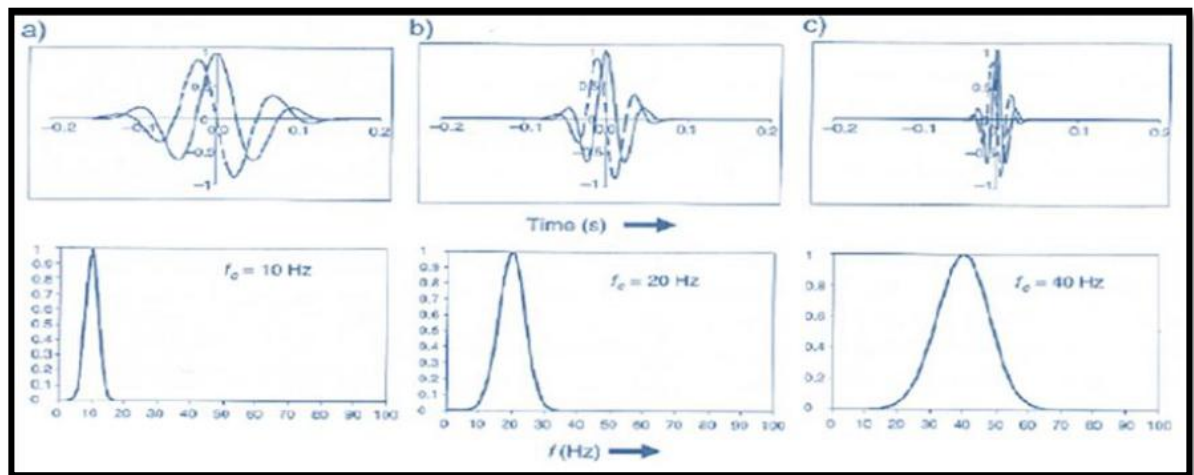


Figura 3. 6 Ondículas sísmicas tipo Morlet y su espectro de Fourier . Las líneas sólidas y espaciadas indican ondículas coseno y seno respectivamente. (Tomado de Marfurt y Chopra, 2007)

3.6.3. Similitud

Cuando se desea interpretar fallas y rasgos estructurales a partir de un cubo sísmico 3D, se tiende a trabajar en cortes de tiempo o “*time slices*”, debido a es más fácil la detección de aquellos rasgos estructurales y estratigráficos, y además porque permite tener idea de su extensión y geometría (Bahorich y Farmer, 1995).

El principio del cálculo de similitud en un cubo 3D parte de que en cada punto de interés, se realizan correlaciones con cada una de las trazas que tiene inmediatamente vecinas.

Se obtiene entonces un coeficiente de similitud en un punto, el cual sería el promedio de cada uno de los coeficientes obtenidos para todas las correlaciones de las trazas con sus vecinas (Bahorich y Farmer, 1995).

Es importante considerar que si existe una región de traza sísmica que es cortada por una superficie de falla, es de esperarse que las características de la señal difieran entre trazas vecinas en dicha región; por tal razón, los valores de los coeficientes de similitud tienden a cero. Sin embargo, si se tratase de una región bastante homogénea sin ningún rasgo estructural, la similitud será mayor. Por lo tanto, a partir de estas consideraciones este atributo resulta de una buena herramienta para la detección de cualquier discontinuidad (Bahorich y Farmer, 1995).

3.6.4 Coherencia

Los cubos de coherencia o semblanza son el resultado de la aplicación de un algoritmo, conocido como varianza, el cual estima la similitud entre trazas sucesiva o formas de ondas, dentro de una ventana temporal fija (figuras 3.7 y 3.8) , para así obtener un volumen sísmico en el cual se puede desplegar las secciones horizontales a fin de visualizar las variaciones laterales producidas por rasgos estructurales o a veces también estratigráficos (Gil, 2011).

Según Marfurt y Chopra (2007) geológicamente una alta coherencia sísmica de las ondas es indicativo de una continuidad lateral, mientras que cambios abruptos en la forma de la onda indicarían fallas o fracturas en los sedimentos.

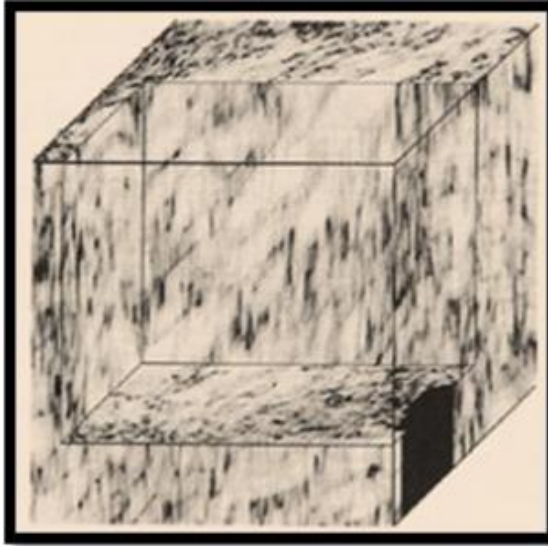


Figura 3. 7 Cubo de coherencia (Tomado de Marfurt y Chopra, 2007)

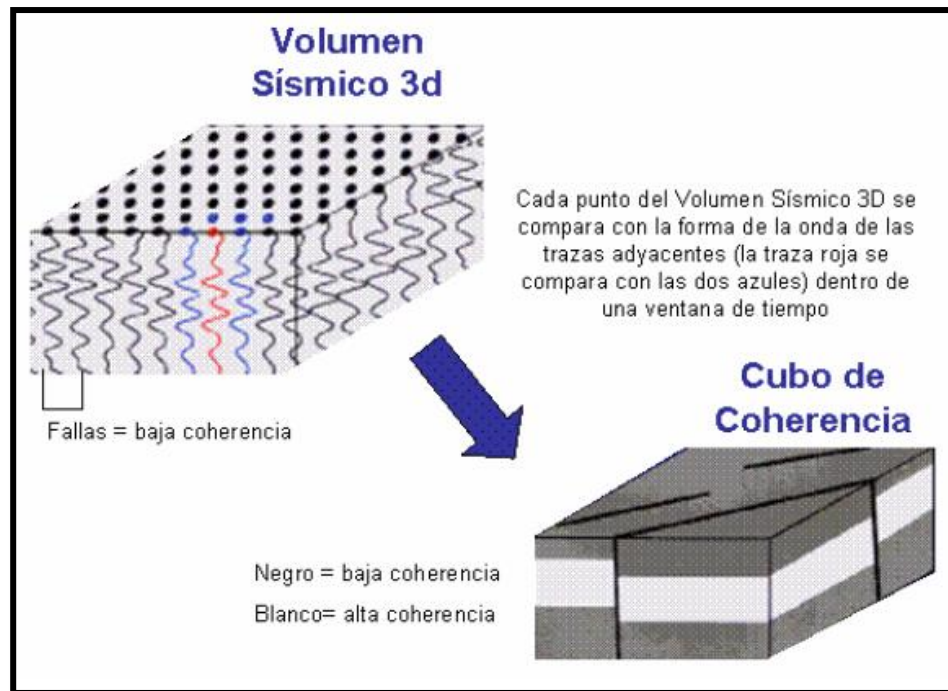


Figura 3. 8. Cálculo cubo de coherencia (Tomado de Hernández, 2008)

3.6.5 Transformada de Hilbert

Según Claerbout (1976) la transformada de Hilbert es aplicada para el cálculo de los atributos instantáneos en el dominio del tiempo, sobre todo la amplitud y frecuencia. La

amplitud instantánea es la amplitud de la transformada de Hilbert compleja, mientras que la frecuencia instantánea es la velocidad de variación del ángulo de fase instantánea.

Durante la interpretación geológica de datos sísmicos, se busca analizar los patrones de la amplitud sísmica, fase y frecuencia en el mapa. Aunque muchos atributos sísmicos se han utilizado para enfatizar los objetivos geológicos, definir la roca y las propiedades del fluido, estos tres simples atributos amplitud, fase y frecuencia; son de gran importancia para esta etapa.

3.6.5.1. Amplitud instantánea

Este atributo busca estudiar los cambios de la intensidad de la reflexión, lo cual puede relacionarse con cambios litológicos o discontinuidades. De igual forma, cambios laterales muy marcados pueden asociarse a fallamiento o a la presencia de hidrocarburos. Este último se aprecia en las grandes amplitudes asociadas a acumulaciones de gas conocidas como “*bright spots*” (Quilen, 2006).

El principio del mismo parte de la envolvente de la traza sísmica (Ec. 6), en el cual para un tiempo determinado se calcula la raíz cuadrada de la energía total de la onda sísmica (Hilla y Naval, 2005)

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)}$$

Ecuación 6. Expresión de la amplitud instantánea.

3.6.5.2 Fase instantánea

Es definido como la fase de la traza compleja, y describe el ángulo que se forma entre la traza y su transformada de Hilbert para un tiempo determinado. La ecuación 7, muestra como se calcula la fase instantánea (Hilla y Naval, 2005)

$$\theta(t) = \text{tg}^{-1}\left(\frac{h(t)}{f(t)}\right)$$

Ecuación 7. Expresión de la fase instantánea.

La fase instantánea no depende de la intensidad de la reflexión, por lo tanto permite resaltar la continuidad de un evento si la señal presenta ruido. Su valor se encuentra definido entre -180 y 180.

Entre las principales aplicaciones del mismo se encuentra: mostrar la continuidad lateral de los reflectores débiles, detectar y calibrar efectos de entonamiento de capas delgadas, mostrar patrones depositacionales, acuñaientos, discordancias, canales, abanicos y terminaciones de eventos con distinto buzamiento.

3.6.5.3. Frecuencia instantánea

Provee información sobre la frecuencia característica de los eventos, fracturamiento y espesores de los estratos. Por esto, es que entre sus principales aplicaciones se encuentran: resaltar eventos débiles y estimar la atenuación sísmica.

La frecuencia de un evento compuesto por un número de reflexiones cambiará gradualmente a medida que la secuencia de estratos varía su espesor o litología. En el caso de variaciones con los acuñaientos, bordes de interfases de fluidos (petróleo / agua), genera cambios en la frecuencia mas rápidamente. Sin embargo, un cambio de frecuencia baja se aprecia en zonas con gas, debido a que la acumulación de hidrocarburos tienden a atenuar las altas frecuencias (Hilla y Naval, 2005).

3.6.5.4. Q instantáneo

De acuerdo a Barnes (1922) el factor de calidad de Q(t) instantáneo se define por la ecuación 8,

$$Q(t) = \frac{-\pi freq(t)}{decay(t)}$$

Ecuación 8. Expresión matemática del Q(t) instantáneo.

Donde, decay(t): tasa de decaimiento instantáneo.

Este último se puede definir como la derivada de la envolvente instantánea dividida entre la envolvente. El cálculo de Q consiste en la variación de la longitud de onda corta del valor Q; dando como resultado un valor relativo. Q instantáneo es catalogado como un

atributo transmisivo, similar a las velocidades interválicas e instantánea. También es un atributo físico con una fuerte relación con la porosidad, permeabilidad y fractura.

La aplicación de este atributo puede indicar absorción relativa característica de las capas, la variación local del factor Q similar al cálculo de la impedancia acústica relativa para la traza sísmica, y contenido de fluido al dividir la presión contra la sección de la onda de corte del factor Q.

3.6.5.5 Impedancia acústica relativa (“RAI”)

Este atributo considera que la data sísmica ha sido procesada para tener poco ruido, poca contaminación por múltiples, y a su vez la ondícula se encuentra en fase cero. Basados en esto la traza sísmica representa una banda limitada por la serie de reflectividad, razón por la cual la magnitud de la impedancia no es absoluta, y las secciones apiladas serán la serie de reflectividad del cero offset, por lo tanto se llama impedancia acústica relativa.

El cálculo, parte de una integración de la traza sísmica original seguida de un filtro paso bajo. Este atributo puede ser utilizado para: indicar límites de bandas aparentes del contraste de impedancia acústica, mostrar disconformidades, discontinuidades, y mediante altos contrastes indicar límites de secuencias (Francis y Syed, 2001).

3.6.6 Atributos geométricos

El análisis de los atributos geométricos es utilizado con el fin de aumentar la relevancia estructural y estratigráfica de un yacimiento, por medio de la correlación de las similitudes entre diferentes muestras de trazas sísmicas. De igual forma, permite identificar orientaciones de mapas, densidad de fractura, continuidad lateral de reflectores, y detectar bordes de estructuras (Strecker, 2004).

3.6.6.1. Buzamiento (“Dip”)

Este atributo calcula la derivada espacial de la fase instantánea en dos direcciones “*inline*” y “*crossline*”, con lo que se obtiene dos componentes del vector de buzamiento: azimuth y máxima dirección de buzamiento. El mismo es calculado fase por fase y solo es válido para buzamiento hasta 180 grados de diferencia de fase. Buzamientos actuales más allá de eso

producirán “*aliasing*”, y por lo tanto serán errados. Para esos casos, es necesario el escaneo del buzamiento con un gran número de trazas (Cadfamily, 2008)

3.6.6.2. Varianza de similitud

Representa la diferencia entre una similitud suavizada y un valor local, lo que es equivalente a un filtro paso alto de similitud. La aplicación de este atributo es para indicar anomalías locales, con respecto a un fondo promedio suavizado (Cadfamily, 2008).

3.7. Petrofísica

La petrofísica es considerada una especialidad que integra conocimientos de diferentes áreas como: ingeniería de petróleo, geofísica y geología, con el objetivo de evaluar el yacimiento determinando cualitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en ella.

3.7.1 Registros de pozos

Los registros de pozos son mediciones de diferentes parámetros y propiedades físicas de las formaciones rocosas, las cuales son realizadas por aparatos de medición (herramientas) a lo largo del pozo. Proporcionando información *in situ* del subsuelo, y tiene como objetivo la localización y evaluación de yacimientos.

3.7.1.1 Registro gamma ray (GR)

El registro gamma ray consiste en un conjunto de mediciones continuas de la radioactividad natural provenientes de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro indica el contenido de arcilla presente en las mismas (Vsh), debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. En el caso de las formaciones limpias, estas poseen un nivel muy bajo de radioactividad. La unidad de medida es en grados API (Darwin y Singer, 2008).

3.7.1.2. Registro de densidad

Este registro mide la densidad de la formación, por medio de la atenuación de los rayos gamma entre una fuente y un receptor. El principio de la herramienta, consiste en la emisión de rayos gamma que chocan con los electrones presentes en la formación. Con cada colisión, los rayos gamma pierden energía y esta es absorbida por los electrones,

continuando su tránsito con menor energía, esta interacción se conoce como Efecto Compton. Finalmente, los rayos llegan al detector que está ubicado a una distancia fija de la fuente y son contados para indicar la densidad (Bernaez, 2010)

3.7.1.3. Registro sísmico

La herramienta sísmica, parte del mismo principio del método sísmico: mide el tiempo de tránsito que tarda una onda en viajar a través de la formación, por un camino paralelo a la pared del pozo. El objetivo del registro es determinar la porosidad de la roca, y sus unidades son microsegundo por pie ($\mu\text{seg/ft}$) (Alfonzo,2011).

3.7.1.4. Registro neutrón

El registro neutrón mide la concentración de hidrógeno presente en la formación. Su funcionamiento consiste en la emisión de neutrones de forma continua hacia la formación, los cuales van a colisionar con los núcleos de los átomos de hidrógeno debido a que tiene masa similar. Con cada choque los neutrones pierden energía hasta ser absorbidos por un núcleo. Esta pérdida de energía se relaciona directamente con la concentración de átomos de hidrógeno, los cuales son parte fundamental del agua que está contenida dentro de los poros. Por esto, es que es considerado como un registro de porosidad (Petrocenter, 2011)

3.7.1.5 Tiros de verificación (*Check shots*)

Es un tipo de registro que mide el tiempo de viaje de la onda sísmica desde la superficie hasta una profundidad conocida.

Su configuración consiste en una fuente sísmica de onda compresionales fija en superficie y una sonda con un conjunto de receptores dentro del pozo, los cuales están ubicados a distintas profundidades. Para una profundidad estimada, se obtiene un registro sísmico a través del cual se estima el tiempo de viaje de las ondas desde la fuente hasta el receptor, a partir del cual se genera una curva de tiempos de viaje con respecto a la profundidad (figura 3.9)

Entre sus aplicaciones están: a) obtener la función de conversión de tiempo a profundidad, y b) calibrar los registros sísmicos, debido a que estos pueden introducir un error en el tiempo de viaje de la onda bien sea por ruido, problemas de caverna, o invasión de lodo en la formación.

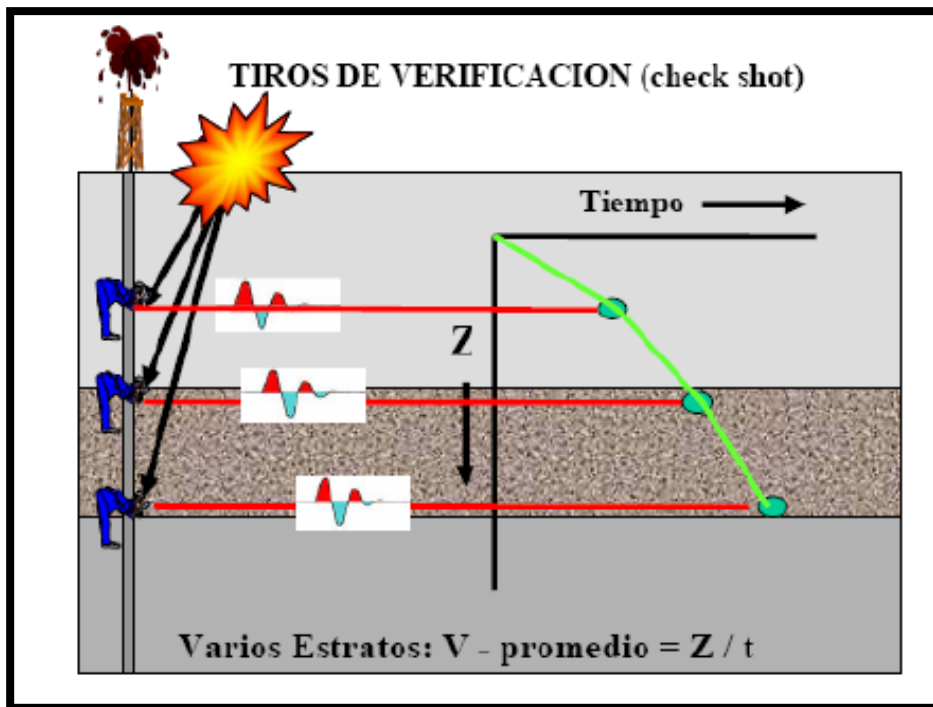


Figura 3. 9. Representación esquemática de los tiros de verificación (Regueiro, 2007)

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El siguiente esquema (figura 4.1), indica los pasos realizados para la elaboración de la investigación:

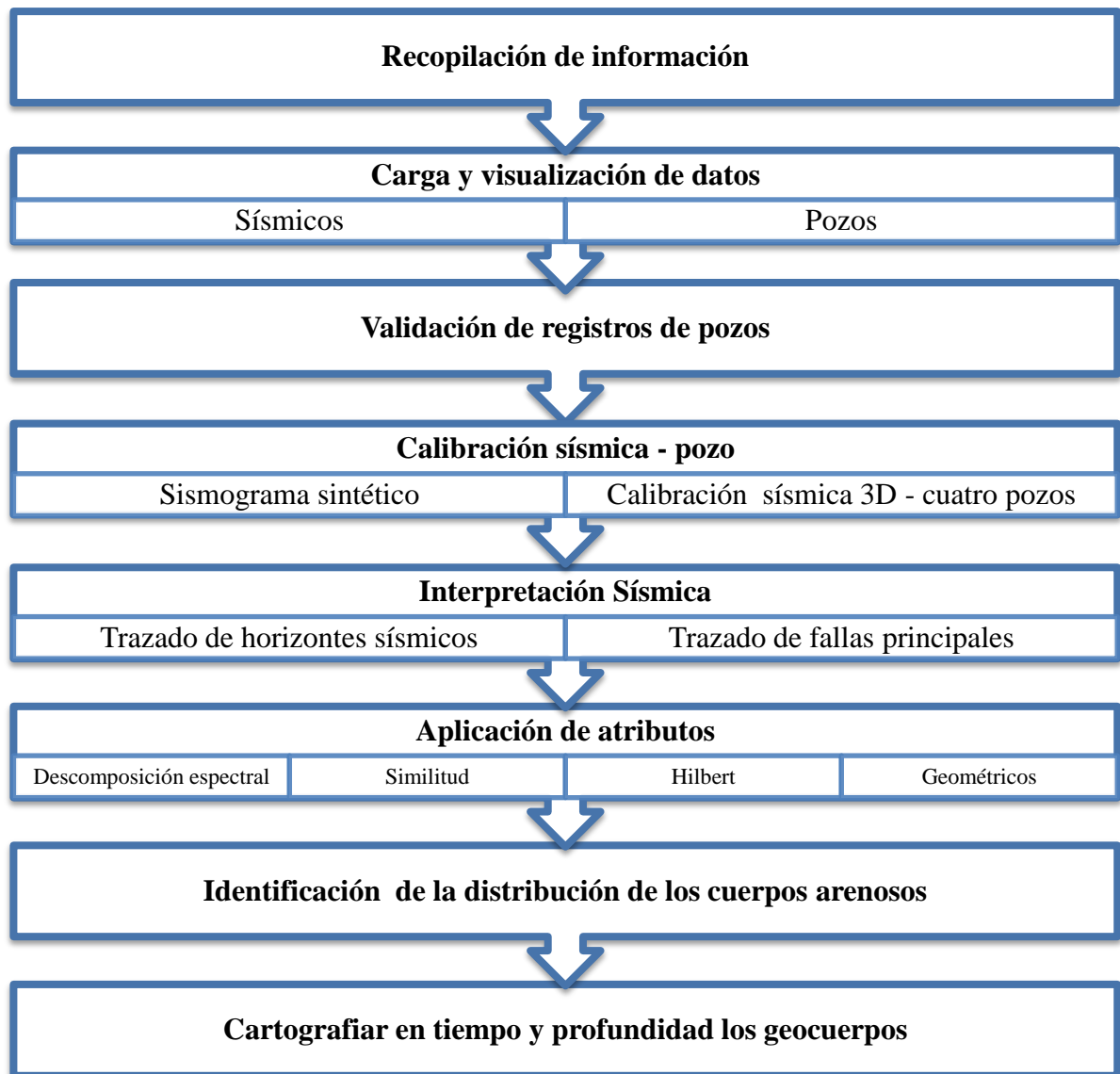


Figura 4. 1 Diagrama de flujo utilizado para llevar a cabo la investigación.

4.1. Recopilación de información

Para realizar una interpretación adecuada de los datos sísmicos, se hizo una recopilación de información bibliográfica de los diferentes aspectos teóricos que soporten el proyecto. Así como también, se realizó la búsqueda de trabajos previos llevados a cabo dentro del área de estudio, para comprender la situación estructural y geológica de la zona.

Respecto a la información proveniente de los pozos 1, 2, 3 y 4, se realizó la revisión e inventario de cada uno de los registros pertenecientes a cada uno (Tabla 4.1).

Tabla 4. 1 Resumen de la información de interés para cada pozo.

Pozo	Gamma Ray	Caliper	Bit Size	Vp	Vs	Checkshot	Densidad	NPHI	Resist. Profunda
1	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X	X		X

De igual manera se cuenta con los tiros de verificación o *Checkshots* (figura 4.2) para los cuatros pozos, y un cubo sísmico 3D comprendido entre los 1100 y 1700 ms, el cual contiene la zona de estudio la formación Roblecito con una extensión de 160 km².

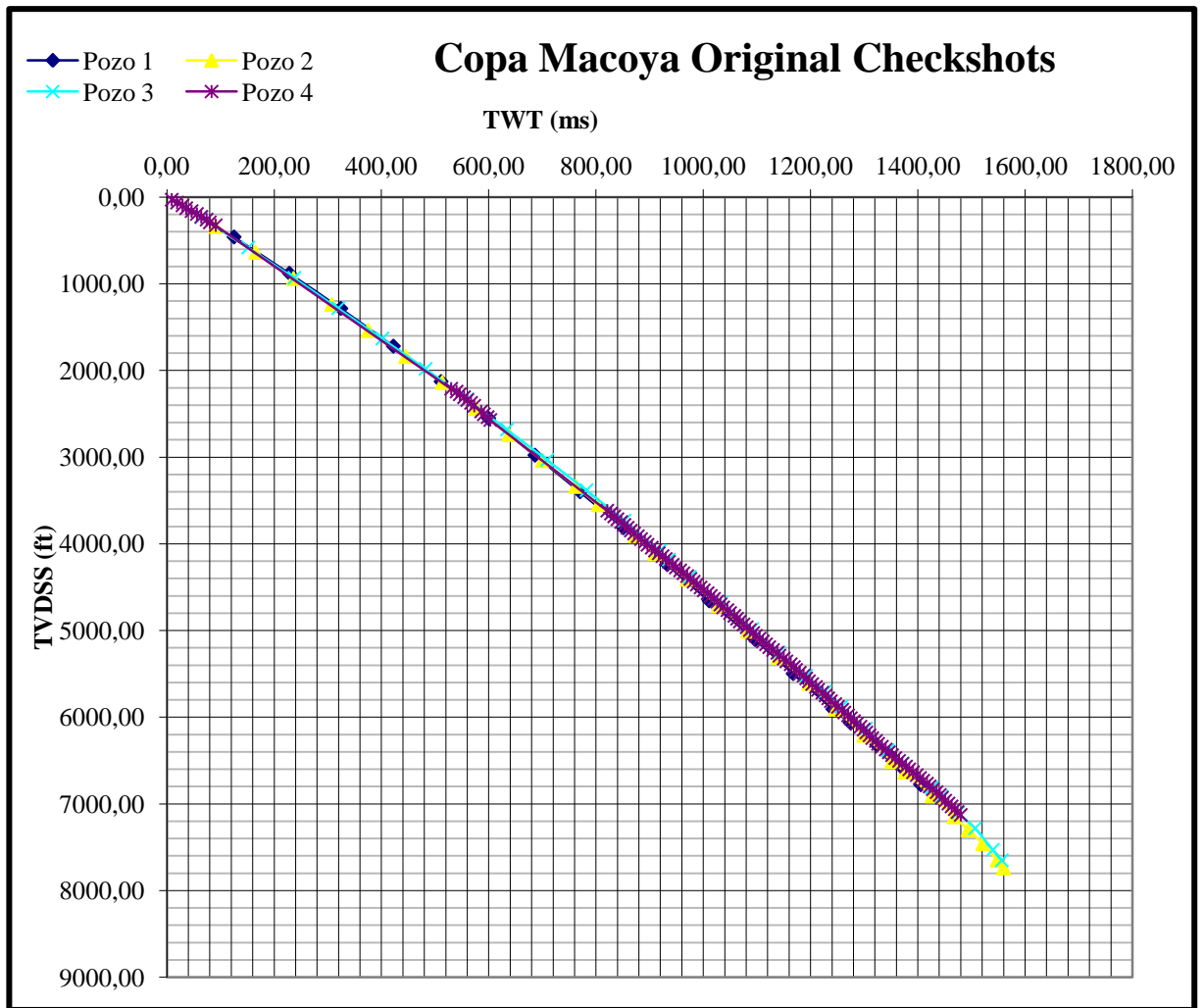


Figura 4. 2. Registros *Checkshots* para los pozos

De acuerdo a la información suministrada, en la figura 4. 3 se puede apreciar la distribución y ubicación de los pozos y la sísmica dentro del campo Copa Macoya, estado Guárico. Para llevar a cabo la calibración se usaron los registros sísmicos p (DT), densidad (RHOB) y tiros de verificación "*Checkshot*" de cada uno de los pozos (Tabla 4.2).

Tabla 4. 2 Información de registros de pozos necesarios para la calibración

Pozo	Gamma Ray (ft)	Sónico (ft)	Densidad (ft)	Resistividad Profunda (ft)	Checkshot (ft)
1	6110- 7200	6110- 7200	6110- 7200	6110- 7200	462.40 – 6781.60
2	6740 - 8100	6740 - 8100	6740 - 8100	6740 - 8100	340.90 - 7741
3	6675- 8050	6675- 8050	6675- 8050	6675- 8050	234.10 - 7654.20
4	6500- 7599	6500- 7599	6500- 7599	6500- 7599	33 – 3981

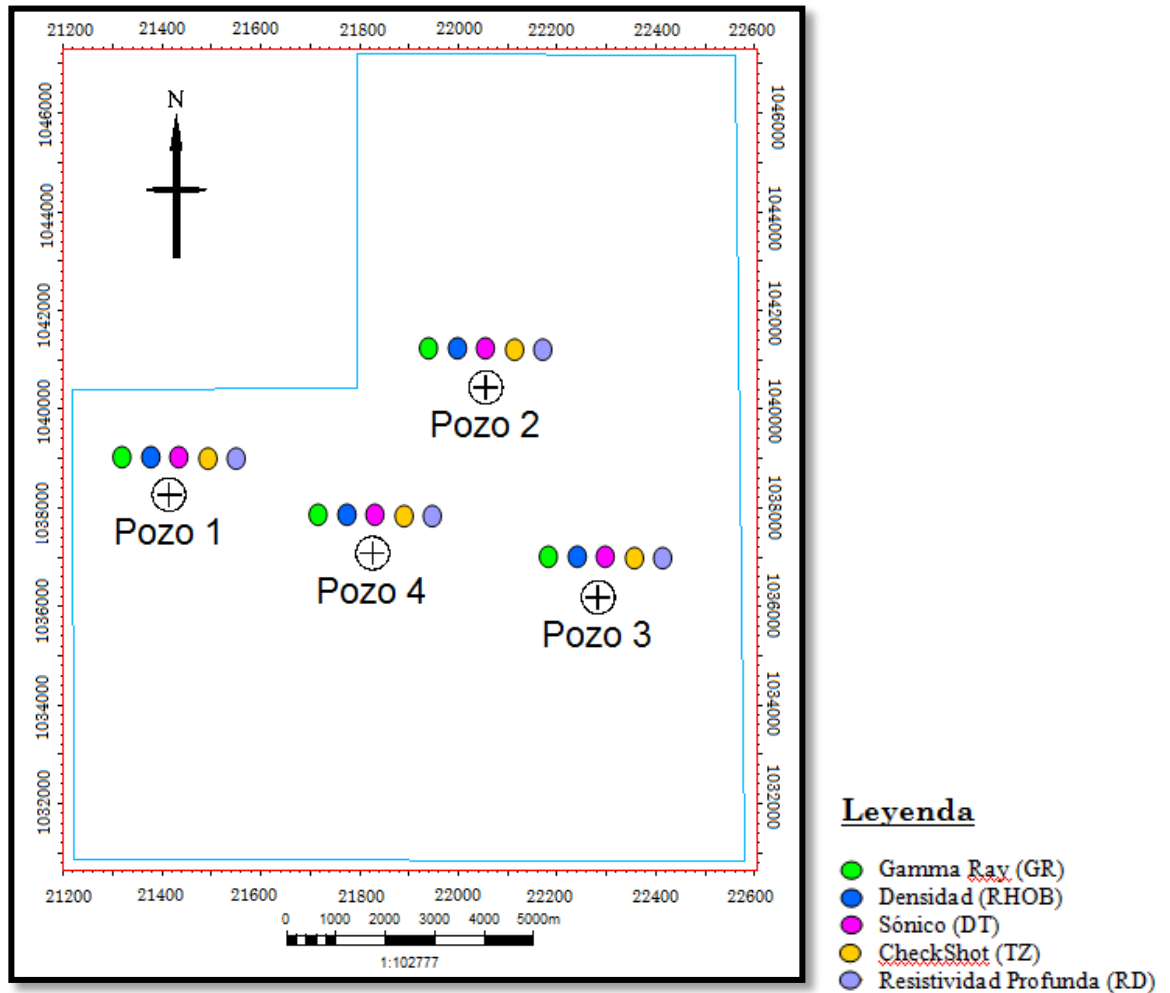


Figura 4. 3. Distribución espacial de los pozos y levantamiento sísmico 3D (polígono azul) en la zona de estudio. Inventario de registros utilizados para la calibración sísmica-pozo.

4.2 Carga y visualización de datos

Para llevar a cabo la investigación fue suministrada la información de cuatro pozos cada uno con sus respectivos registros (figura 4. 4), y de igual forma se contaba con información acerca de los topos formacionales, y superficies de máxima inundación para cada uno, los cuales fueron utilizados al momento de la interpretación.

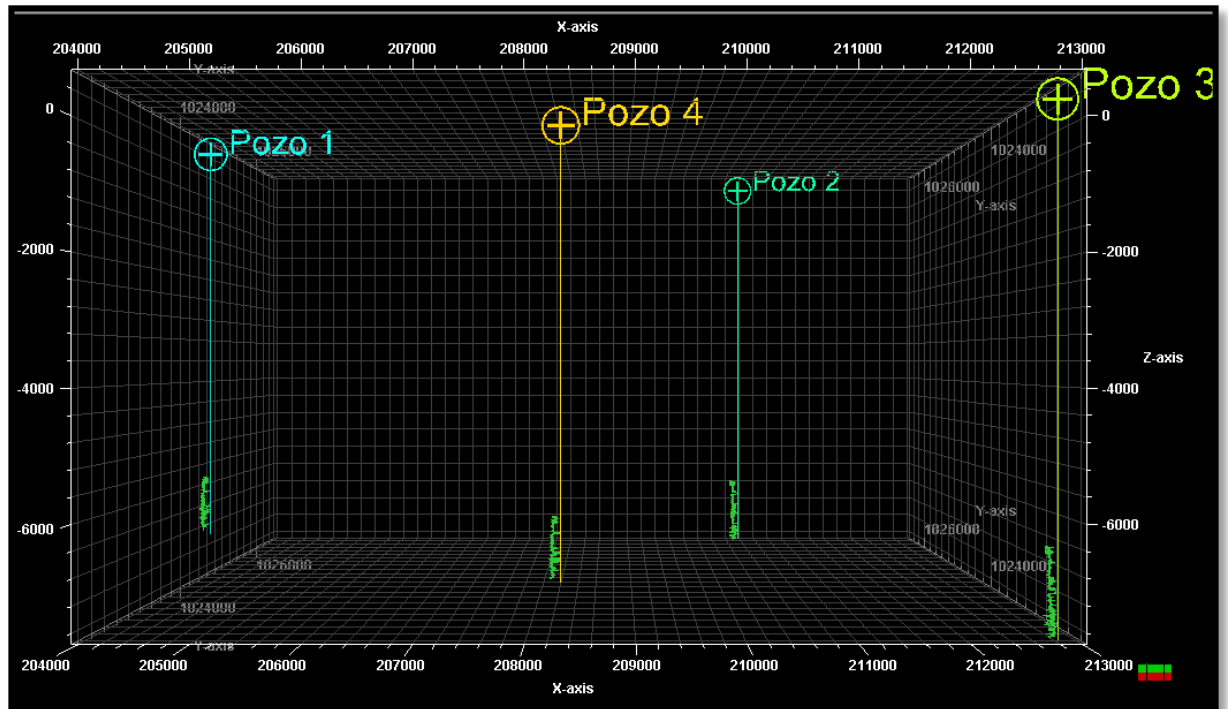


Figura 4. 4. Visualización de los pozos en TVDSS, con su respectivo registro GR

De igual manera, los datos sísmicos suministrados se encontraban en formato SEG Y, y la carga de los mismos fue realizada en dos plataformas Kingdom 8.5 y Petrel 2009. Se verificó que los archivos se cargaran correctamente por medio del “base map” (figura 4.3), a su vez que se encontraran dentro del intervalo correcto (tiempo de 1100 y 1700 ms, tiempo de muestreo 2 ms), y que mantuviera la geometría (“*Inline*” de 785 a 4, “*Crossline*” de 652 a 8, ambas con un incremento de 1 entre líneas, y bin de 20 por 20) (figura 4.5).

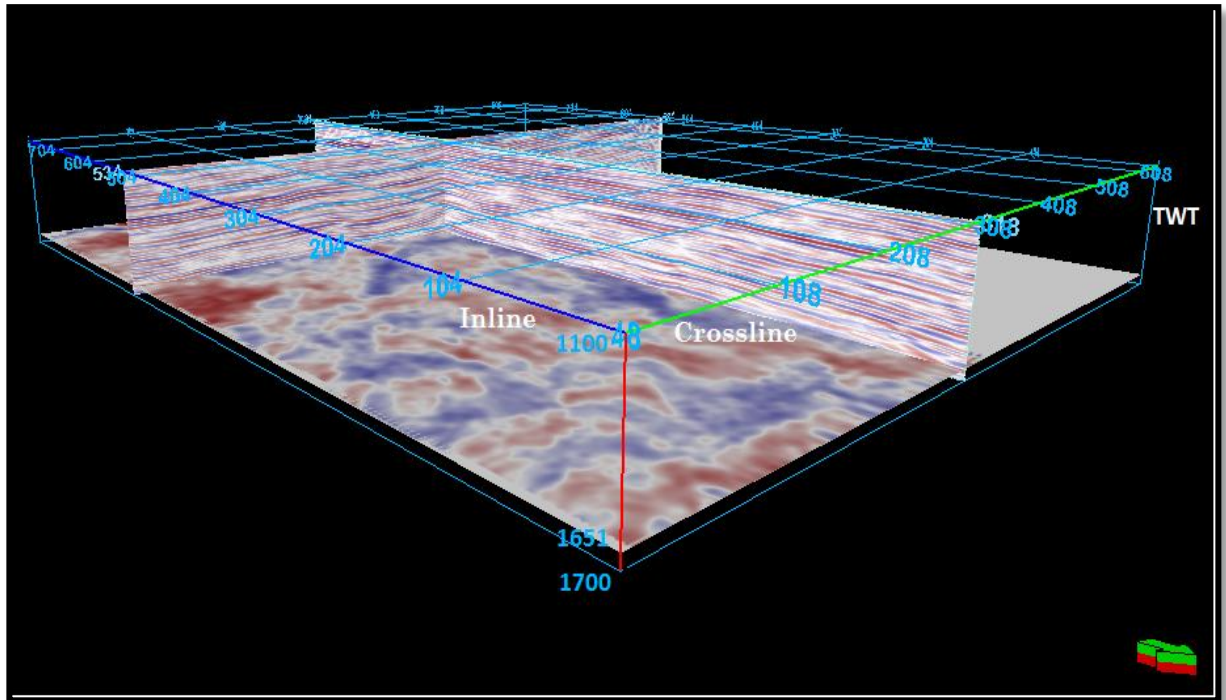


Figura 4. 5. Visualización del cubo sísmico de 160 km², del campo Copa Macoya. Intervalo de trabajo entre 1100 y 1700 ms.

4.3 Validación de registros de pozos

Para llevar a cabo el proyecto y garantizar confiabilidad, se realizaron varias fases para verificar la calidad de los datos provenientes de los registros de pozos. Por lo que fue necesario realizar un estricto control de calidad de los datos, el cual estuvo conformado por cada una de las siguientes actividades:

4.3.1. Selección de los registros

Una vez realizado el inventario, se obtuvo que para cada uno de los pozos se contaba con cuatro mediciones por registro. Tal es el caso del pozo 1, en el cual se tenía cuatro registros: sónicos P, Gamma Ray, NPHI, densidad, Saturación de agua, entre otros.

Frente a esta situación, se procedió a buscar en cada uno de los registros aquel que tuviera menor cantidad de valores anómalos y a su vez mayor número de lecturas, con el fin de seleccionar aquel que cumpla ambas condiciones. Posteriormente, se construyó un nuevo

pozo con cada uno de los registros escogidos, manteniendo el formato .LAS de los pozos originales.

4.3.2. Corrección de valores anómalos

Durante esta fase se desplegaron cada uno de los registros, con el objetivo de verificar irregularidades posiblemente ocasionadas por fallas de la herramienta de medición o por la presencia de cavernas o *washout* en el hoyo. Estos valores se apreciaron en los registros de densidad y porosidad, en los cuales se encontraron valores de 2.9 gr/ cm³ y 0.77 respectivamente.

Para realizar la corrección, se procedió a sustituir los valores anómalos por un valor constante de la propiedad medida, tomando como referencia valores cercanos al segmento a corregir (figuras 4.6 y 4.7)

Este procedimiento, se repitió en cada uno de los registro densidad, porosidad neutrón de los pozos restantes, ya que los mismos son importantes para identificar zonas con posible presencia de hidrocarburo, y el de densidad a su vez para la construcción del sismograma sintético.

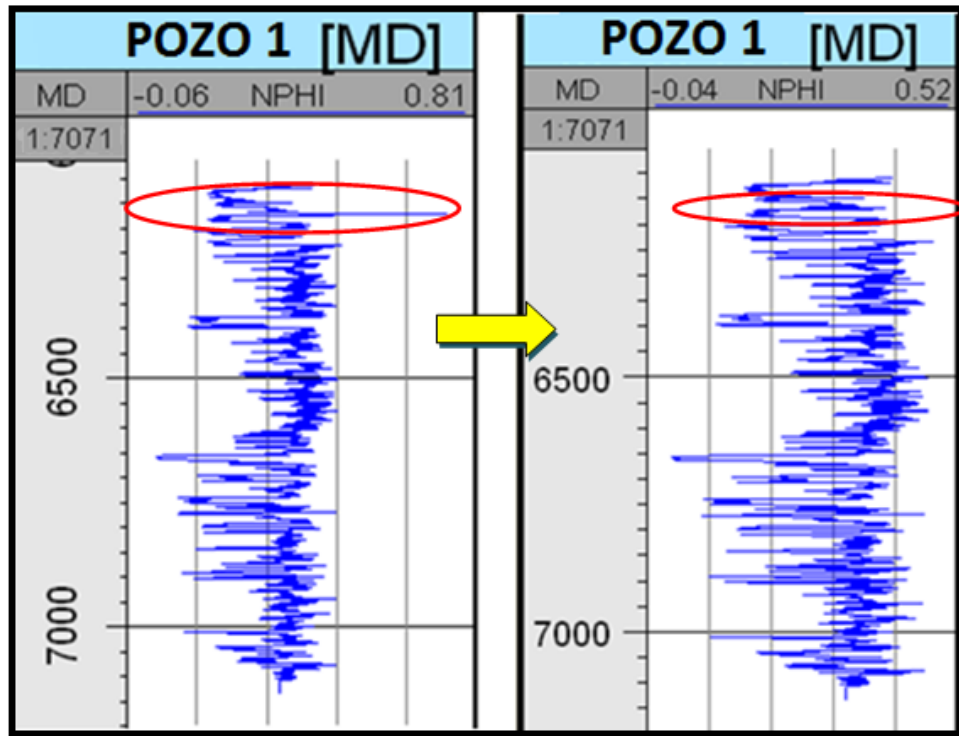


Figura 4. 6. Corrección de valor anómalo en el registro de porosidad neutrón del pozo 1

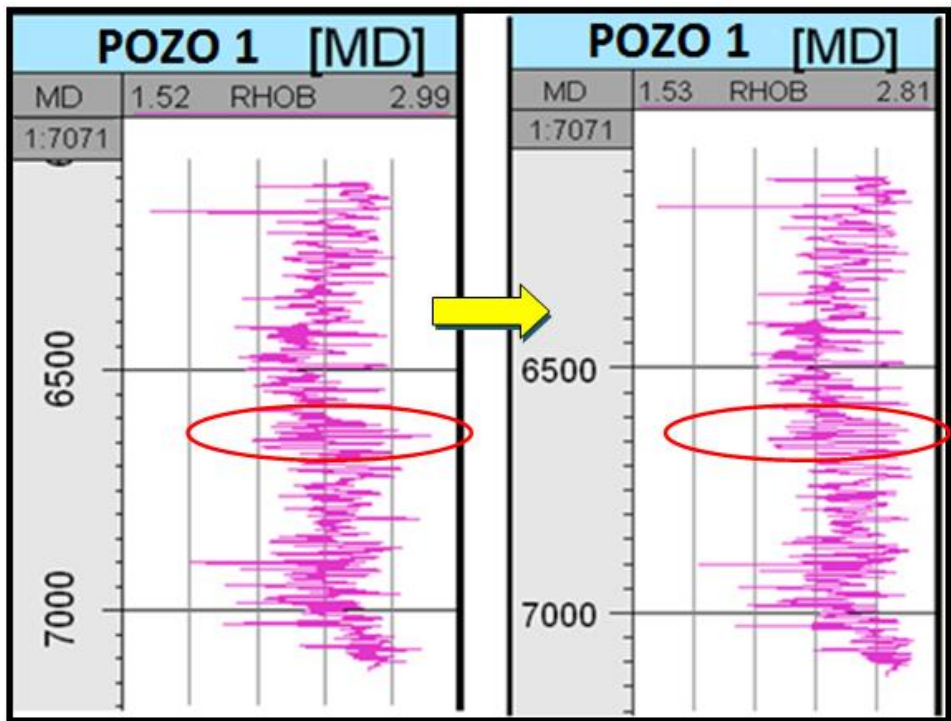


Figura 4. 7. Corrección de valor anómalo en el registro de densidad del pozo 1

4.3.3. Histograma multipozos

Se construyeron histogramas multipozos para cada uno de los registros que serán utilizados mas adelante. Es de esperarse que cada una de las curvas tengan un comportamiento similar, debido a que atraviesan la misma formación (Formación Roblecito). Con este despliegamiento de histogramas se busca conocer el comportamiento o tendencia general, si se encontrasen valores que no cumplen con la tendencia es necesario normalizar a los valores extremos de la tendencia del grupo, sin modificar la forma del histograma. Sin embargo, al elaborar los histogramas los valores se encontraron dentro de los límites establecidos sin observarse ningún desplazamiento (figura 4.8).

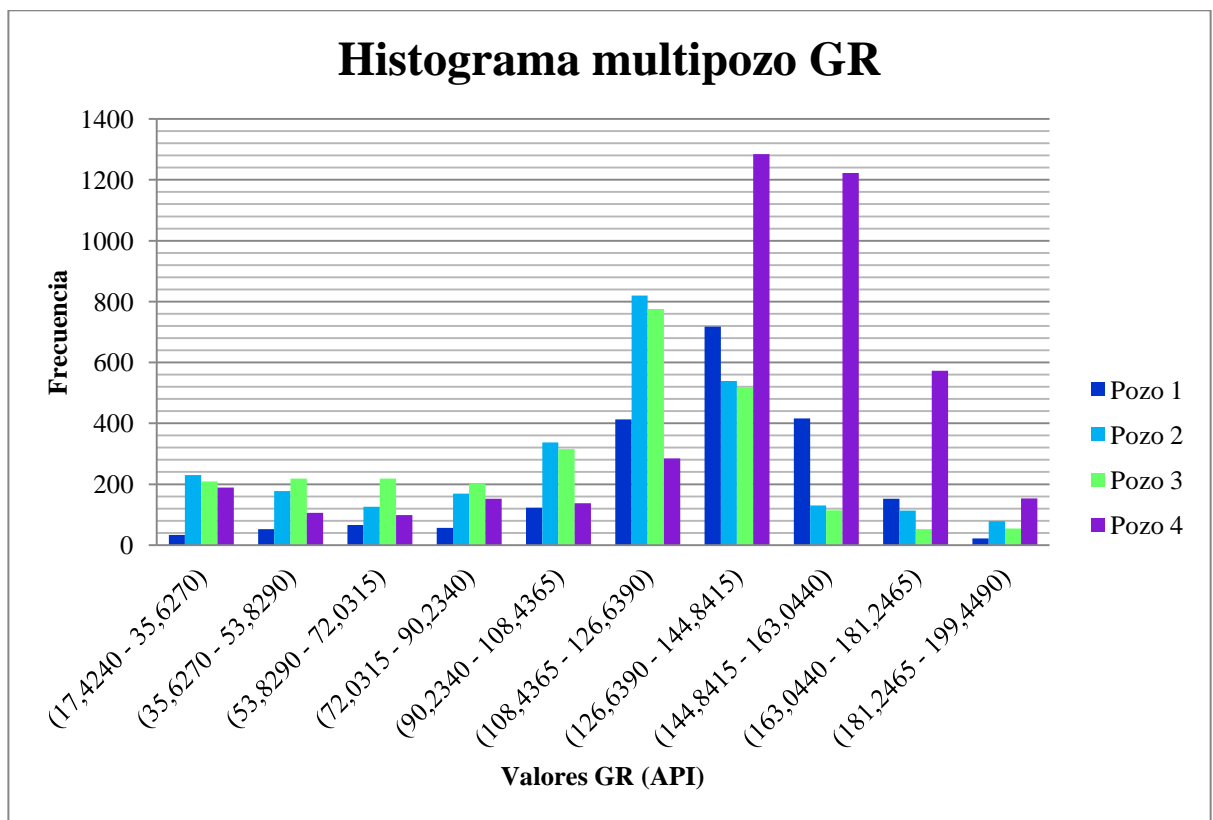


Figura 4. 8. Histograma multipozo del registro Gamma Ray

4.4. Resolución vertical

Esta etapa consistió en el cálculo de la resolución vertical, la cual va a permitir distinguir el mínimo espesor entre dos interfaces. Para esto se debe conocer la frecuencia dominante dentro del intervalo de interés el cual comprende desde el tope de la Formación Roblecito

hasta el Tope de la Formación La Pascua (figura 4.9), y las velocidades interválicas las cuales se determinaron mediante la ecuación 9.

Sin embargo, debido a que los pozos 2 y 3 son los únicos que abarcan hasta la base de Roblecito, se hizo necesario establecer dos zonas, ubicadas entre dos superficies: 1) Zona A: Tope de Roblecito y la MFS, 2) Zona B: MFS y Tope La Pascua. Esta definición de la zona es motivado a que la mayor cantidad de arenas prospectivas se encuentran dentro de la zona B, y es necesario verificar si la resolución vertical de la sísmica permite distinguirlas.

$$V_{int} = \frac{Z_2 - Z_1}{t_2 - t_1}$$

Ecuación 9. Expresión matemática de la velocidad interválica.

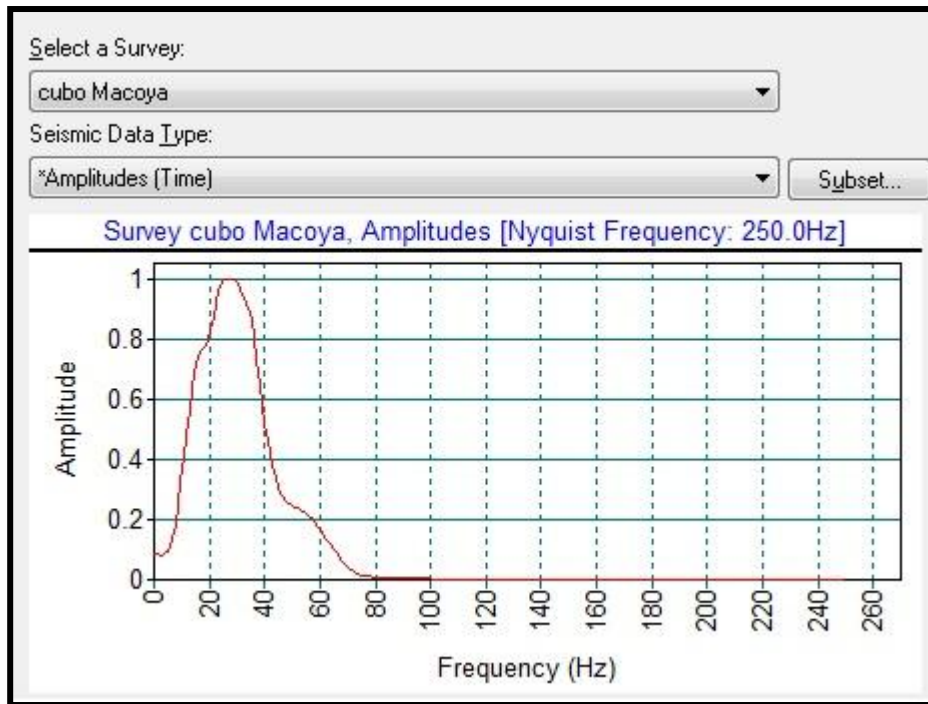


Figura 4. 9 Espectro de amplitud dentro de todo el intervalo de interés

Finalmente, se estimó la resolución partiendo del criterio de Rayleigh mediante la ecuación 4 con la variante que no va ser $\lambda/4$ sino $\lambda/8$, ya que según el trabajo realizado por Pérez (2009) y Chopra *et al* (2006) para capas delgadas como las encontradas dentro la zona 1/8

es considerado el límite fundamental de la resolución vertical, obteniéndose los valores mostrados en la tabla 4.3.

Tabla 4. 3 Parámetros derivados del análisis de frecuencias y cálculo de resolución vertical en la sección sísmica dentro de la zona de interés.

Zona	Pozo	Frecuencia Dominante (Hz)	Velocidad Interválica (ft/s)	Resolución vertical (ft)
A (Tope Roblecito y MFS)	1	25	9617.18	48.08
	2	20	7398.37	46.23
	3	22	6621.3	37.62
	4	30	7222.22	30.09
B (MFS y Tope La Pascua)	2	27	6091	28.19
	3	18	5321.17	36.95

4.5 Calibración sísmica –pozo

Se realizó la calibración sísmica-pozo definiendo los topes y superficies de inundación en los registros gamma ray (figura 4.10). Posteriormente se ajustaron los marcadores litológicos, para así establecer una correlación entre los eventos sísmicos y geológicos.

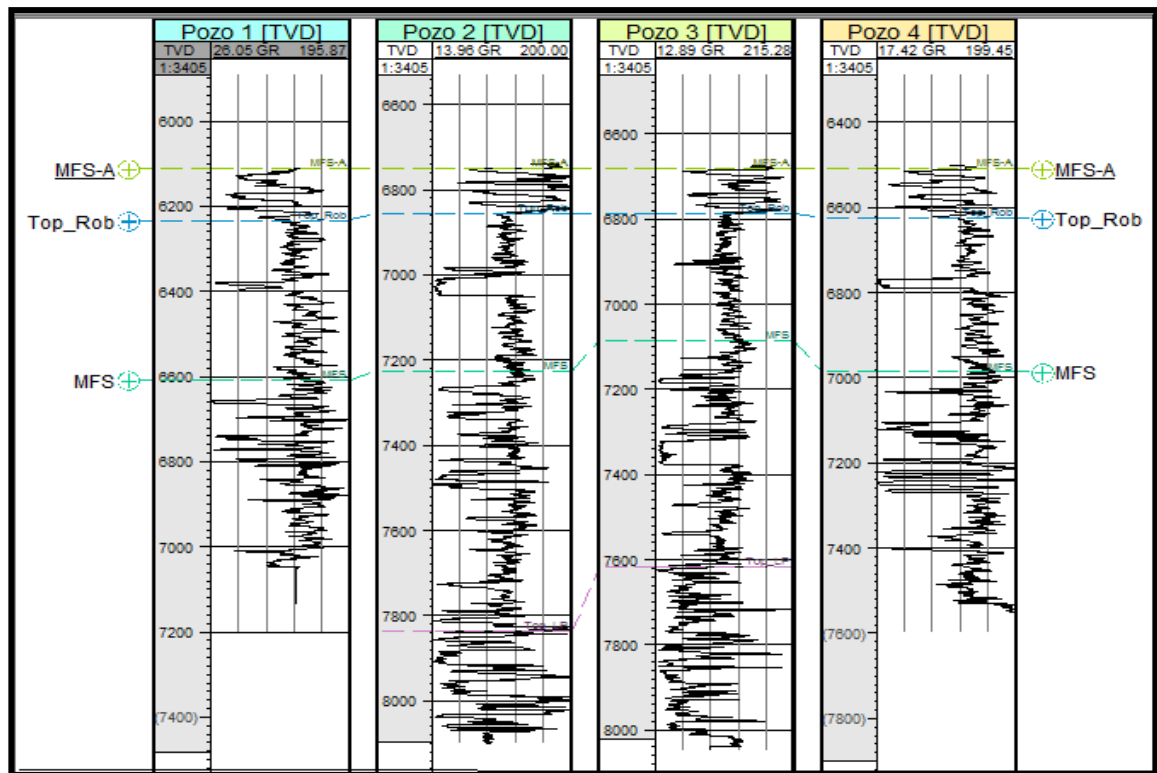


Figura 4. 10. Identificación de topes y superficies de inundación en los registros gamma ray. (Top_Rob: tope formación Roblecito, Top_LP: tope formación La Pascua, Top_K. tope Cretácico)

Para llevar a cabo este proceso se trabajó con la siguiente metodología:

4.5.1 Generación del sismograma sintético

Los sismogramas sintéticos se construyeron a través de la aplicación “*synthetics*”, la cual requiere de los registros sísmicos (DT), densidad (RBHO) y tiros de verificación (*checkshots*).

A partir de los registros sísmicos y densidad se calculó el valor de la impedancia acústica. Posteriormente, a través de la diferencia entre los valores de impedancia acústica entre capas adyacentes se estimó la serie reflectividad.

Seguidamente, para conocer la frecuencia dominante dentro de la zona de interés, desde MFS_A al Tope La Pascua, se generó un “*crop*” desde -1142 a -1556 ms (figura 4.11) con el cual se determinó que la frecuencia dominante en la zona es de 32 Hz. Por último, la serie de reflectividad calculada va a ser convolucionada con una ondícula de Ricker con frecuencia dominante de 32 Hz, ya que esta fue la generó mejores resultados (figura 4.12).

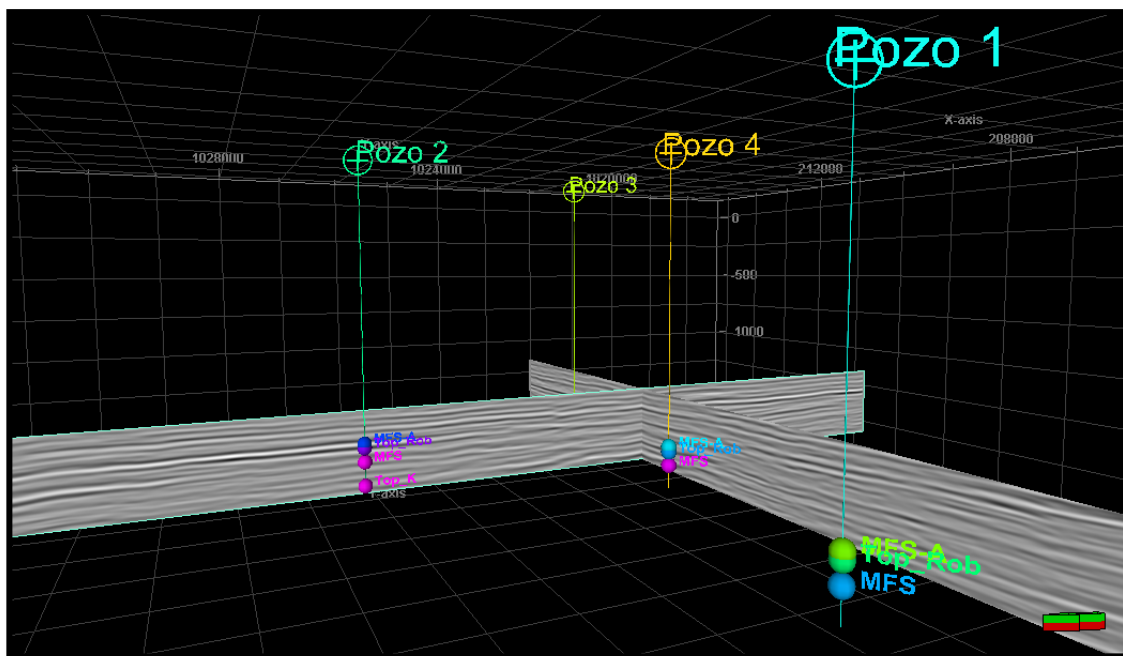


Figura 4. 11. Visualización del Crop entre -1142 y -1556 ms, el cual contiene la zona de interés (MFS_A, Top_Rob, MFS y Top_LP)

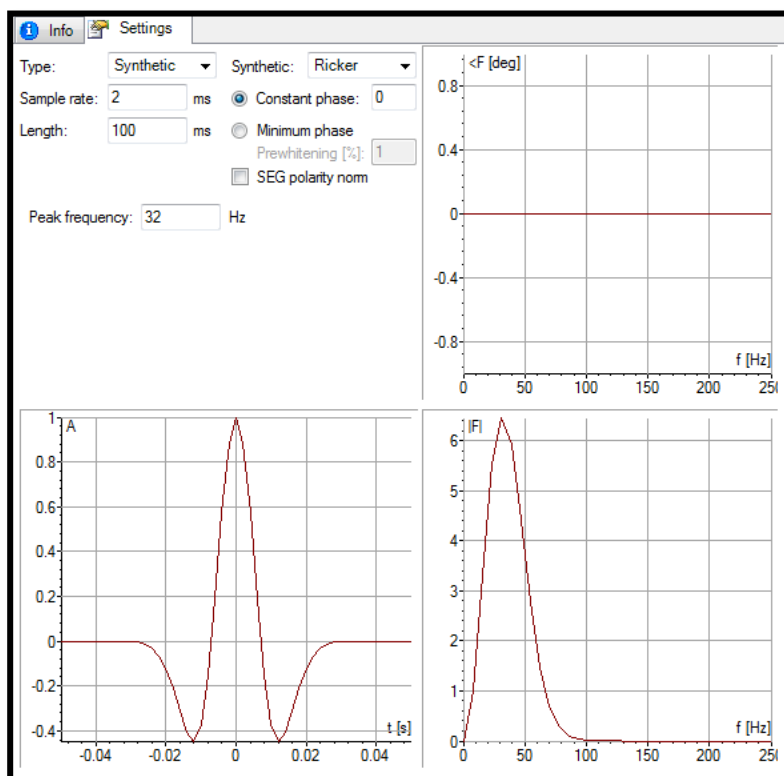


Figura 4. 12. Ondícula de Ricker, con frecuencia de 32 Hz. (a) Espectro de fase, (b): ondícula de Ricker, (c):Espectro de Amplitud, la línea roja representa la frec. Dominante.

4.5.2. Amarre sísmica – pozo

Una vez que se obtuvo el sismograma sintético, se procedió a realizar el amarre entre la sísmica y los pozos, buscando establecer una correlación entre los reflectores observados en la sísmica y las amplitudes del sintético. Para lograr un mejor ajuste, fue necesario aplicar una corrección del tiempo mediante (shift). Con el fin de lograr que ambos eventos se encuentren a un mismo tiempo y de esta forma lograr la calibración sísmica – pozo (figura 4.13).

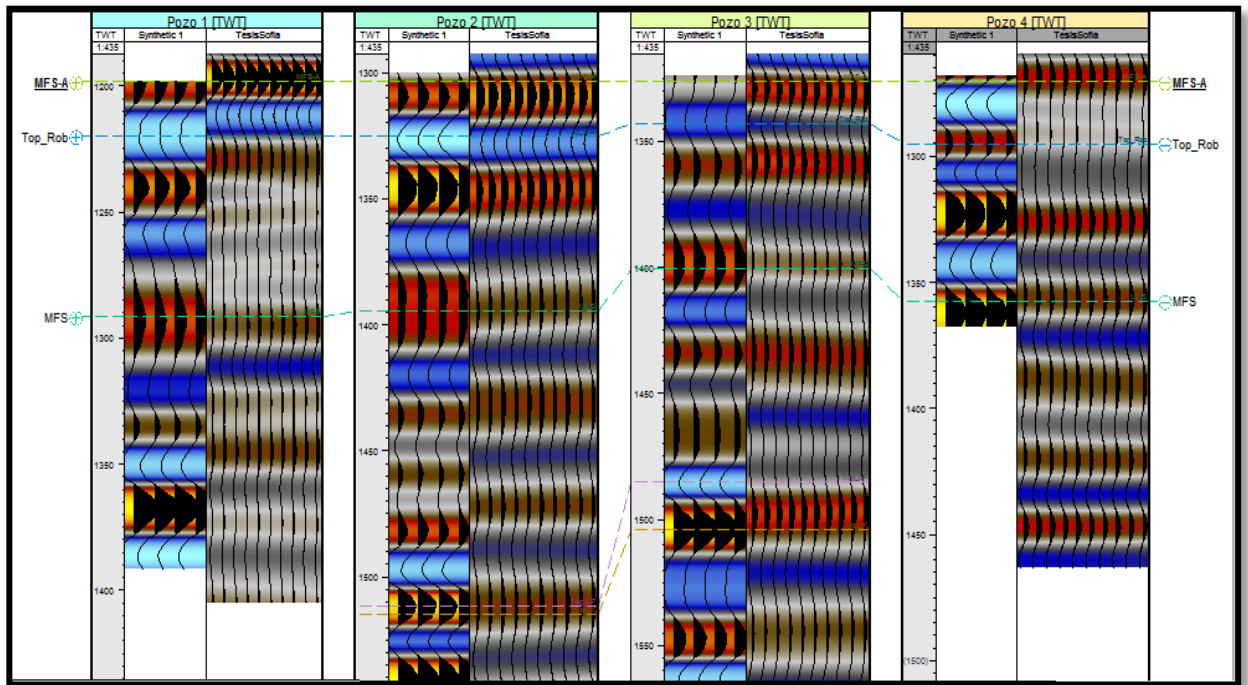


Figura 4. 13. Sismograma sintético calibrado. En cada uno de los pozos, la imagen del lado izquierdo corresponde a la traza sintética generada, y el lado derecho la sísmica. Se puede apreciar, que en tres de las cuatros marcadores existe un buen amarre (MFS, MFS_A, y Tope La Pascua) de la traza sintética con la sísmica

4.5.3. Interpretación de horizontes

Para llevar a cabo esta etapa, primero se identificó el carácter sísmico o amplitud para cada tope geológico en cada uno de los pozos (valle, pico o zero – crossing). La interpretación se realizó primero en líneas arbitrarias o “*composite line*”, que conectan a cada uno de los pozos calibrados con la sísmica, con el objetivo de lograr un mejor seguimiento de los reflectores sísmicos (figura 4.14).

En el caso de la Figura xx, se trabajó con una línea arbitraria que abarcara los pozos 2 y 4 (figura 4.15), para corroborar si a nivel estructural el campo corresponde a un monoclinal de buzamiento de 3° a 5°. Mientras, que con la línea que une a los pozos 1, 4 y 3, se seleccionó con el objetivo de que fuera perpendicular a las estructuras y así hacer un mejor seguimiento de la continuidad de los reflectores (figura 4.16).

Una vez ya teniendo estas secciones se procedió a interpretar en dirección “*crossline*” e “*inline*”, tomando un espaciamiento de 5 con el fin de obtener más detalle. Las superficies u horizontes a interpretar fueron Tope de Roblecito, MFS, MFS_A y base de Roblecito. Resultando las 2 primeros reflectores fuertes y continuos a lo largo del campo, facilitar la interpretación de los demás.

NW _____ SE

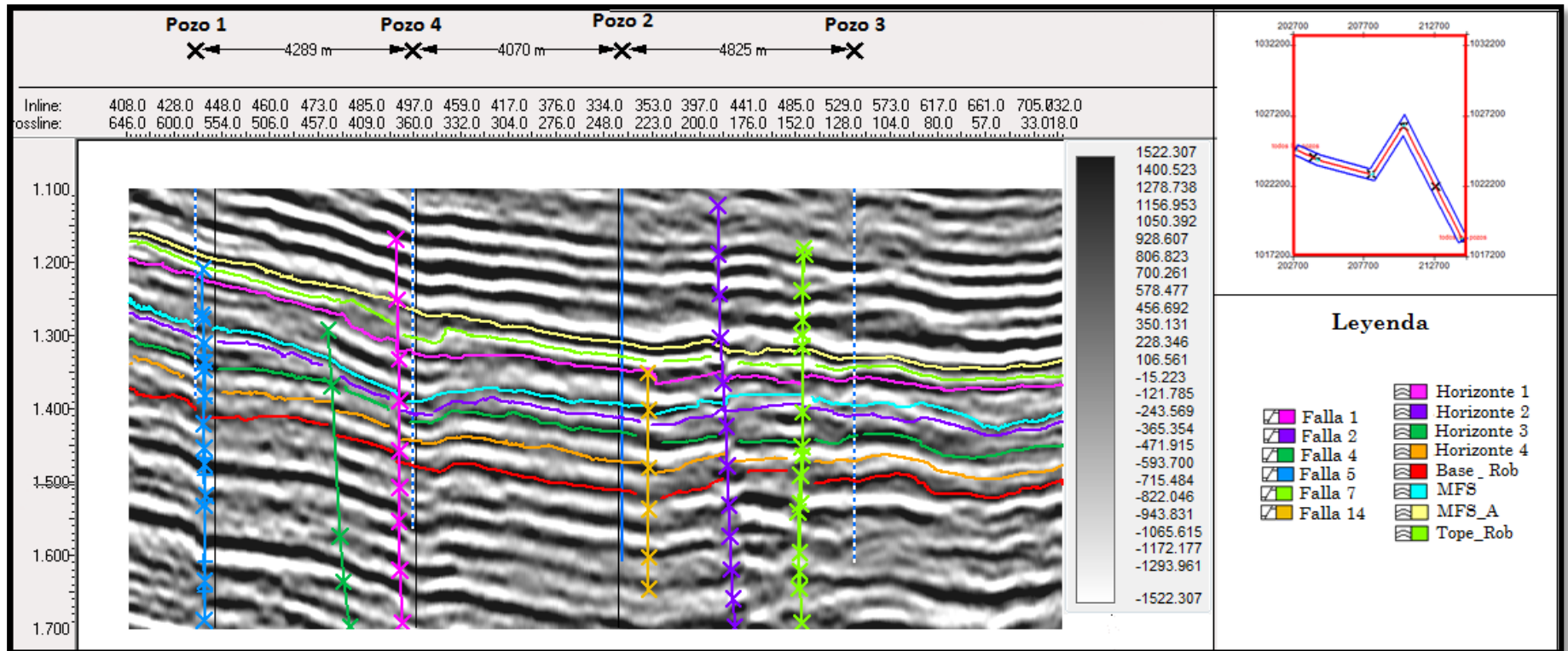


Figura 4. 14 Interpretación de horizontes en línea arbitraria (Parte inferior derecha el segmento amarillo corresponde a la ventana que se esta interpretando)

SW ————— NE

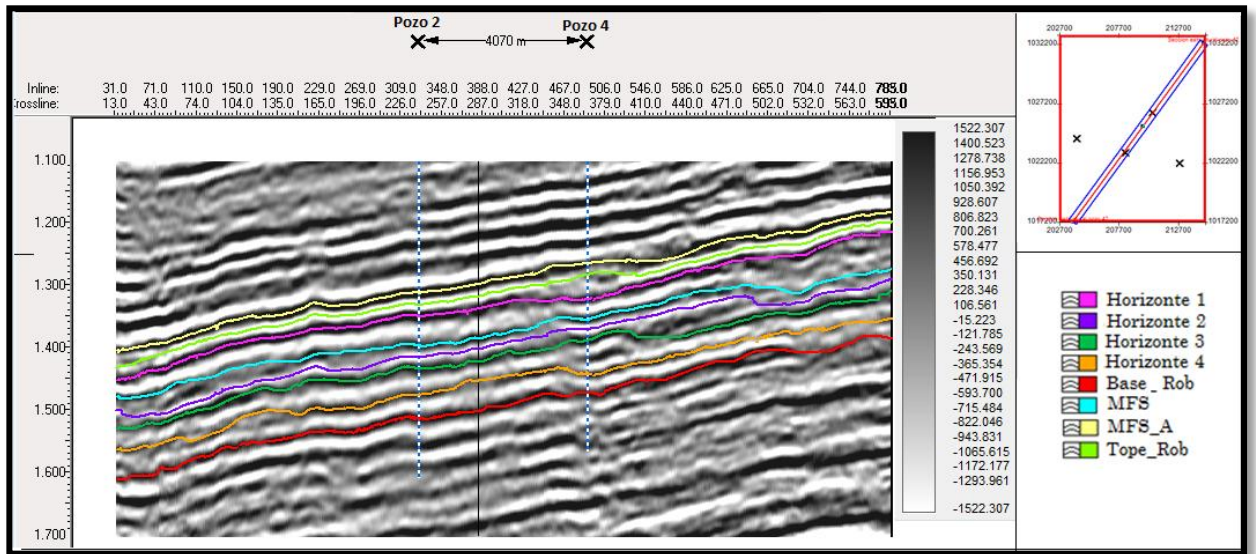


Figura 4. 15 Sección de los pozos 2 y 4, con los horizontes interpretados

NW ————— SE

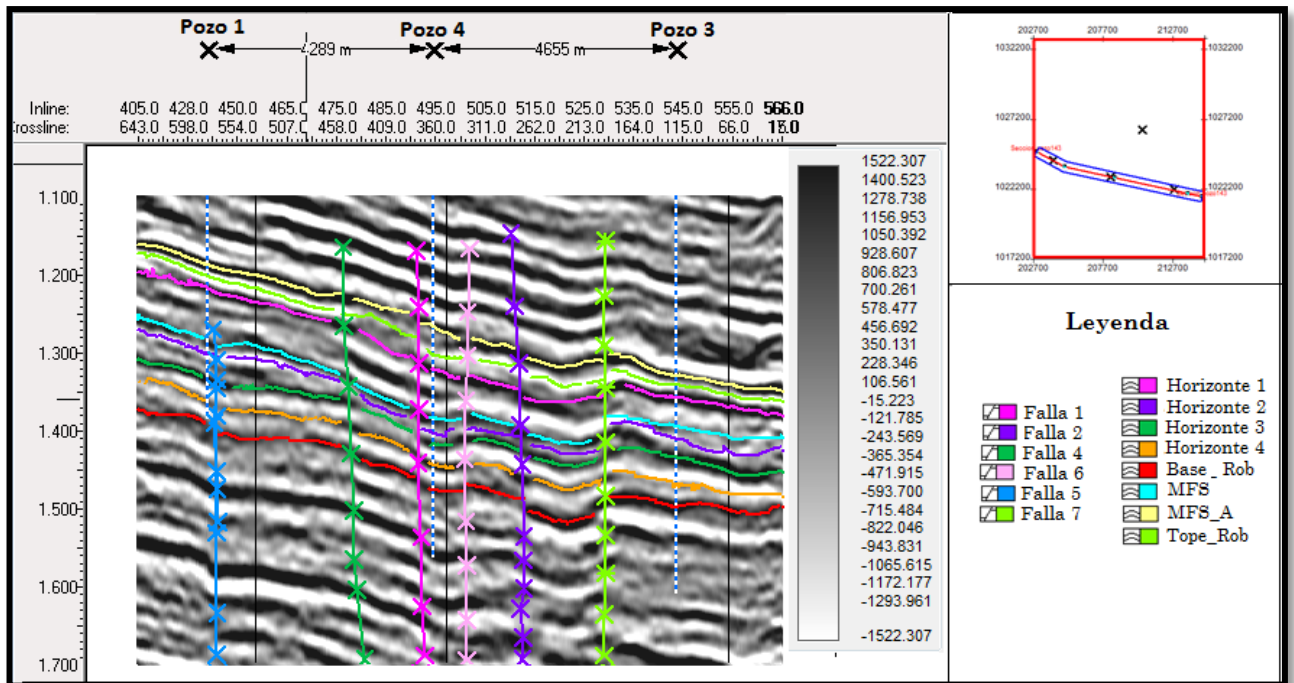


Figura 4. 16 Sección de los pozos 1, 4 y 3, con todos los horizontes y fallas interpretados

Sin embargo, se hizo necesario realizar interpretaciones internas dentro de cada uno de los horizontes previamente interpretados, debido a que las posibles arenas con hidrocarburos se encuentran por debajo o por encima de dichas superficies de acuerdo a la evaluación de los registros (figura 4.17). La interpretación se llevó a cabo pasando los horizontes por los topes de las arenas de interés, partiendo de la información de los registros gamma ray, saturación de agua, RHOB y NPHI. En la mayoría de los casos las arenas son distinguibles en la sección sísmica. Sin embargo, en el caso de la arena 2 (H2) por problemas de resolución vertical se consideró como un solo paquete.

Finalmente, con esta técnica aplicada se logró definir un total de 8 horizontes: H1, H2, H3, H4, MFS, MFS_A, Top_Rob y Base_Rob, a partir de los cuales se va corroborar mediante aplicación de atributos sísmicos la presencia de hidrocarburos.

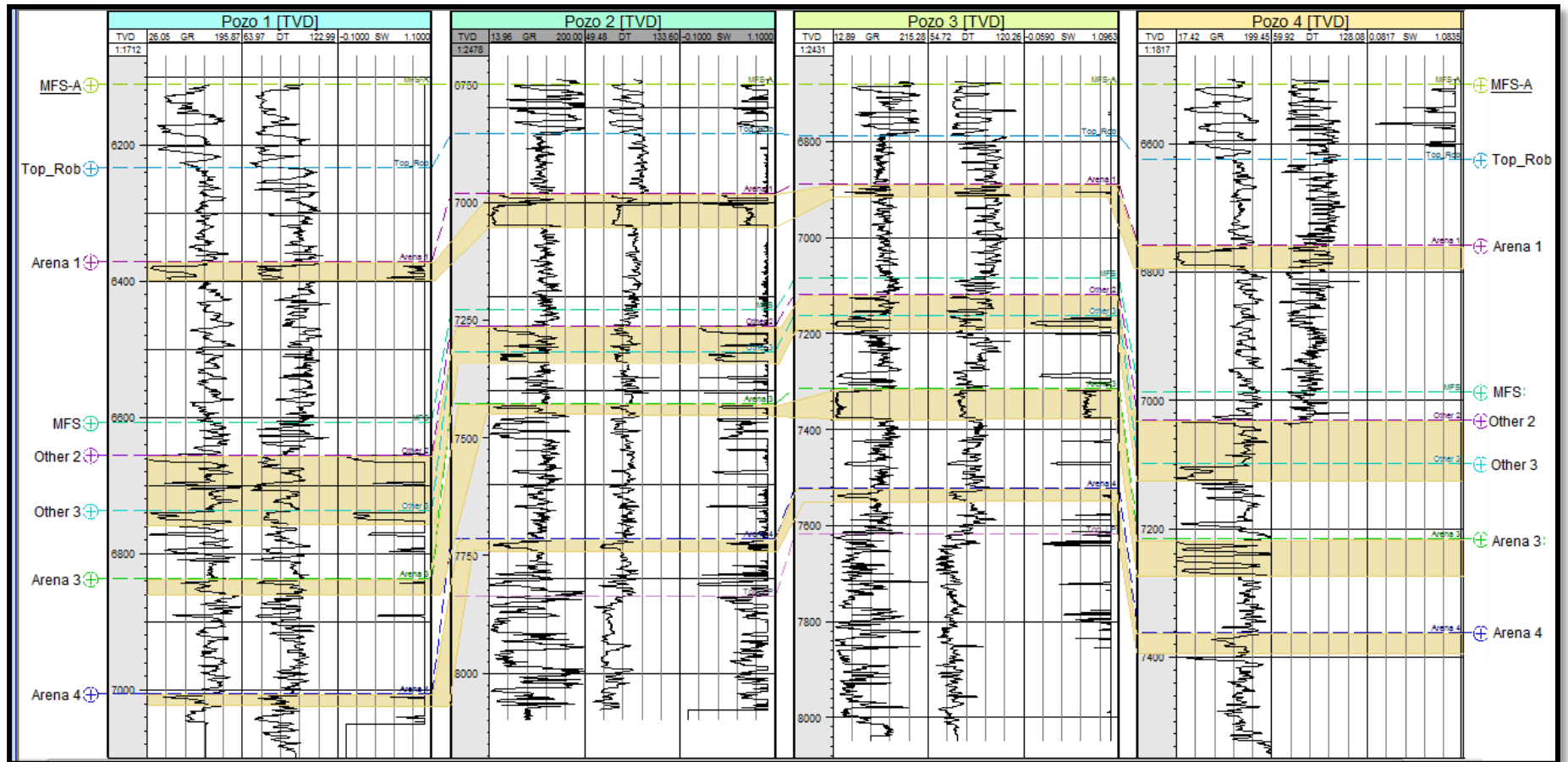


Figura 4. 17. Sección geológica, en los cuales se aprecia los registros Gamma Ray, Sónico P y Saturación de agua (SW) y los topes formacionales. En color amarillo claro se aprecia cada una de las arenas de interés.

Una vez realizado la interpretación y construcción del mallado para cada superficie, se realizó una interpolación por el método de “*Covergent Interpolation*” para llenar el mallado, el mismo resultó eficiente ya que logró suavizar los picos o saltos abruptos producto del cambio de las amplitudes de los reflectores (figuras 4.18 y 4.19)

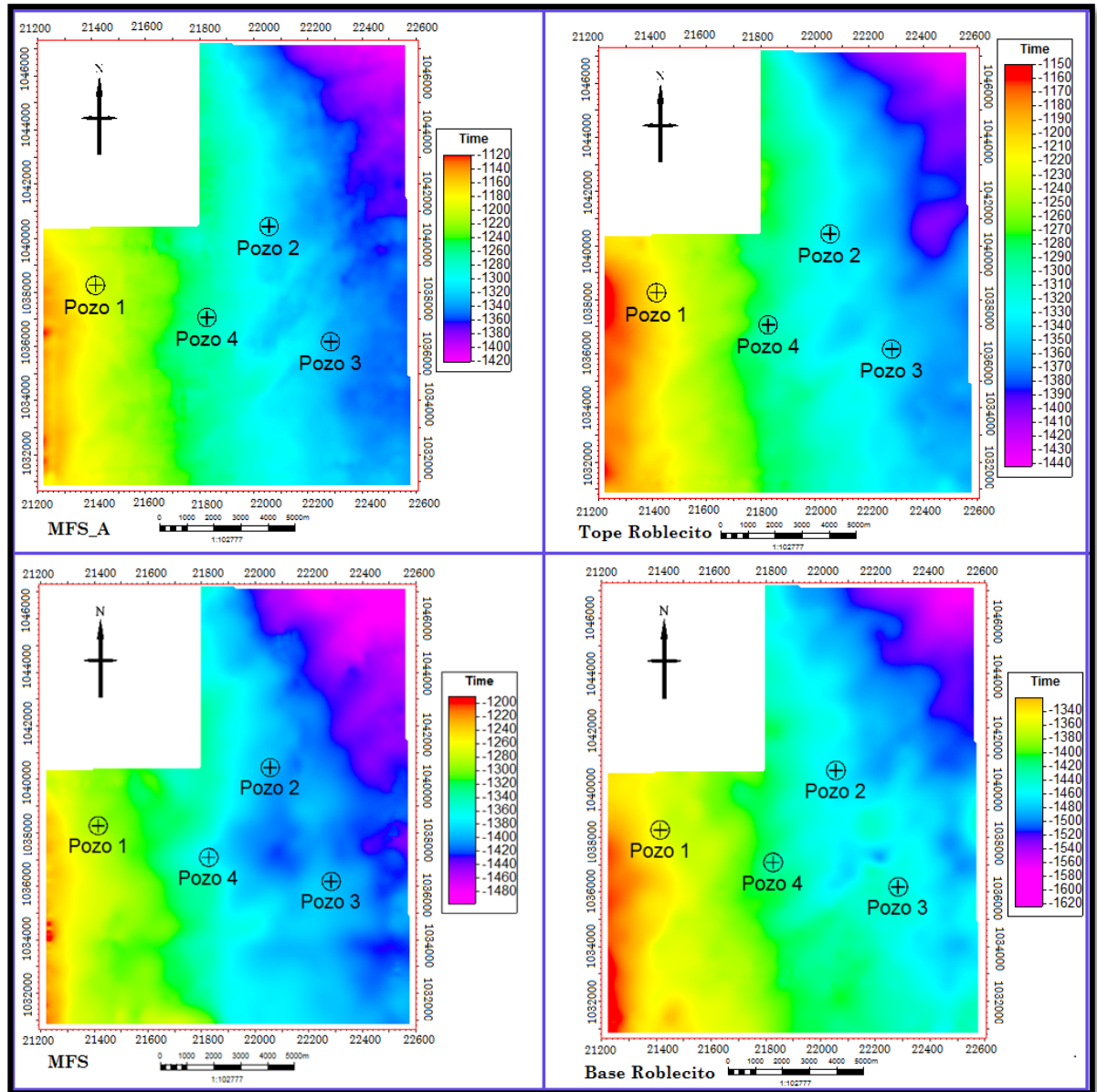


Figura 4. 18 Mapa en tiempo (ms) de las superficies interpretadas. a) MFS_A, b) Tope Roblecito, c) MFS, d) Base Roblecito

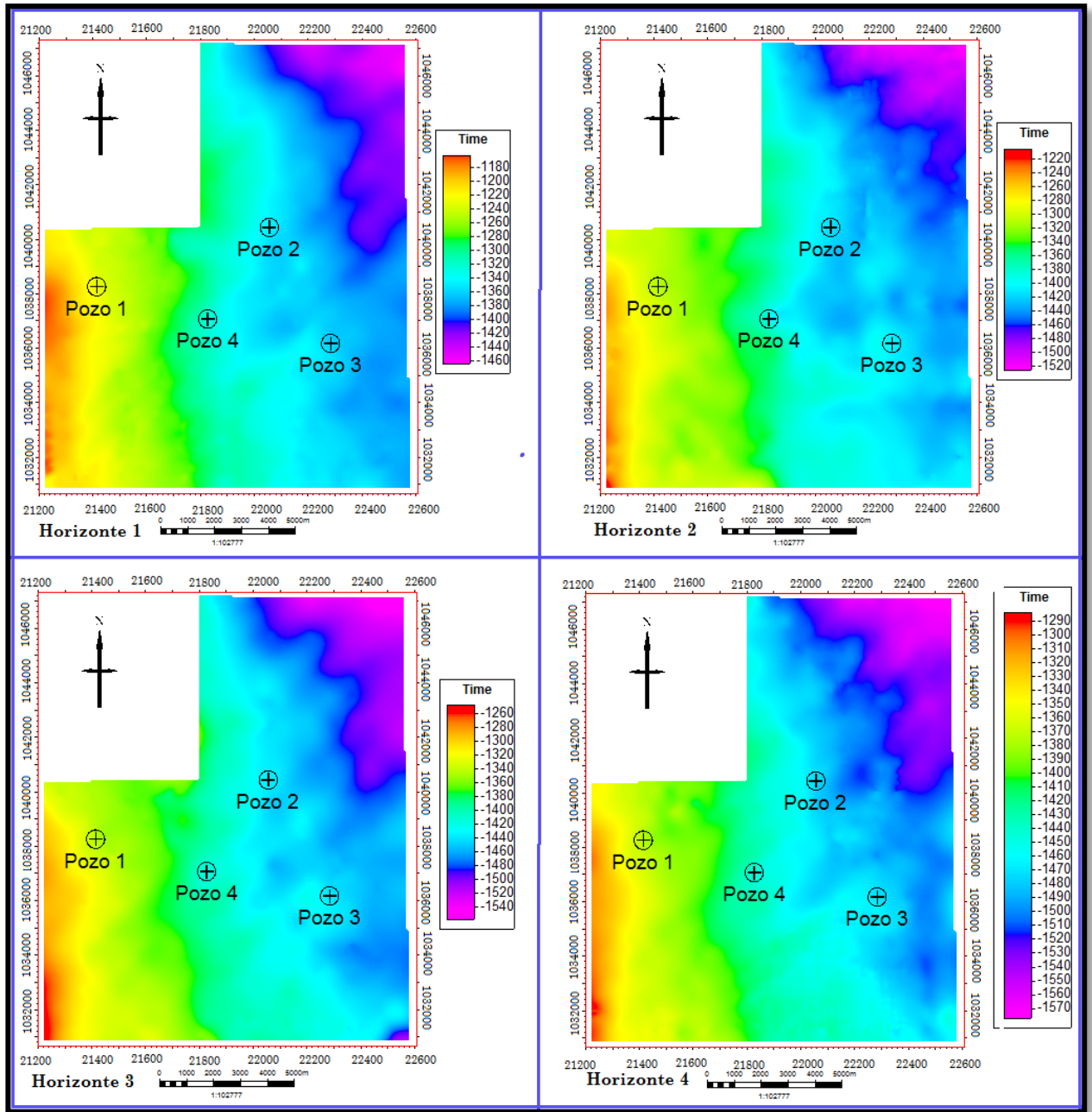


Figura 4. 19. Mapas en tiempo (ms) de los horizontes interpretados. a) Horizonte 1, b) Horizonte 2, c) Horizonte 3, d) Horizonte 4

4.5.4. Interpretación de fallas

Durante esta etapa fue necesario comprender el marco estructural en el cual se desarrolló el campo, con el fin de tener conocimientos de los tipos de fallas existentes en la zona. Una vez culminada esa etapa, se procedió a generar los cubos de coherencia, similitud y demás atributos geométricos como el de buzamiento en el software Kingdom 8.5 en la aplicación “*Rock solid attributes*”, el cual requirió de ciertos parámetros de entrada como los señalados en la figura 4.20.

The screenshot displays the 'Rock solid attributes' configuration window in Kingdom 8.5. It is organized into several sections:

- Bandpass:** Low Cut Frequency (8 Hz), Low Cut Slope (12 dB/octave), High Cut Frequency (80 Hz), High Cut Slope (24 dB/octave).
- Dip Scan:** Number of Traces (3, marked as an odd number), Max Dip (0.016 sec/trace), Dip Scan Increment (0.002 sec/trace), Crossline Azimuth (0), and a checked box for Lateral Smoothing.
- Similarity:** Time Window (0.04 sec).
- Variance:** Time Window (0.12 sec).
- Spectral Decomposition:** Low Peak Frequency (8 Hz), High Peak Frequency (80 Hz), Number of Bands (10), and radio buttons for 'Banding based on Octave Scale' (unselected) and 'Banding based on Linear Scale' (selected).

Figura 4. 20. Parámetros exigidos para generar los atributos de coherencia, similitud y geométricos.

Posteriormente, se visualizaron de manera individual cada uno de los cubos generados para verificar que el atributo abarcó toda el área, y de igual forma para iniciar un reconocimiento previo de las fallas junto con su posible orientación o rumbo.

Seguidamente, se realizó un reconocimiento por todo el cubo sísmico en dirección “*crossline*” e “*inline*” cada 5 líneas, tomando como criterio de evidencias de falla discontinuidades o cambios bruscos en la geometría de los reflectores.

Finalmente, una vez interpretadas las fallas a lo largo del campo se definieron un total de 17 fallas, dentro de las cuales 10 son de menor extensión y 7 de mayor extensión, y presentan un rumbo de N43°E, las cuales se visualizan en los mapas estructurales (figuras 4.22 y 4.23)

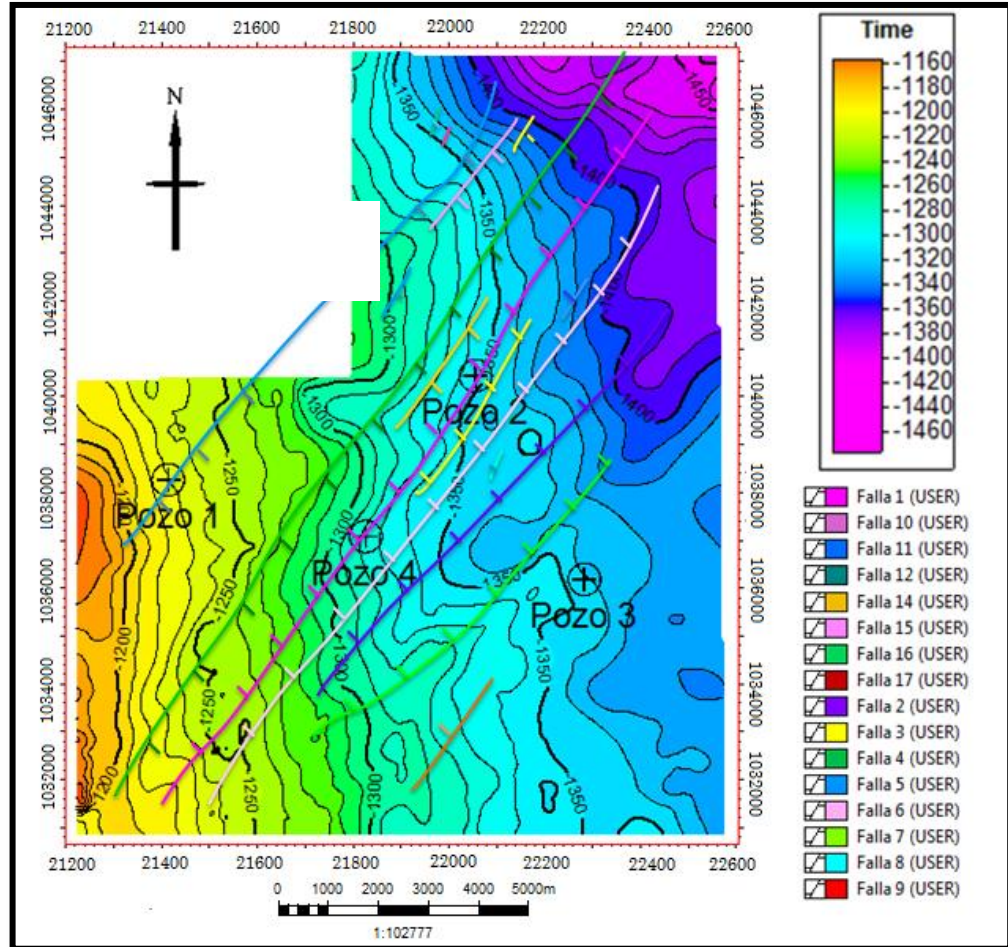


Figura 4. 21 Mapa estructural en tiempo (ms) del horizonte 1.

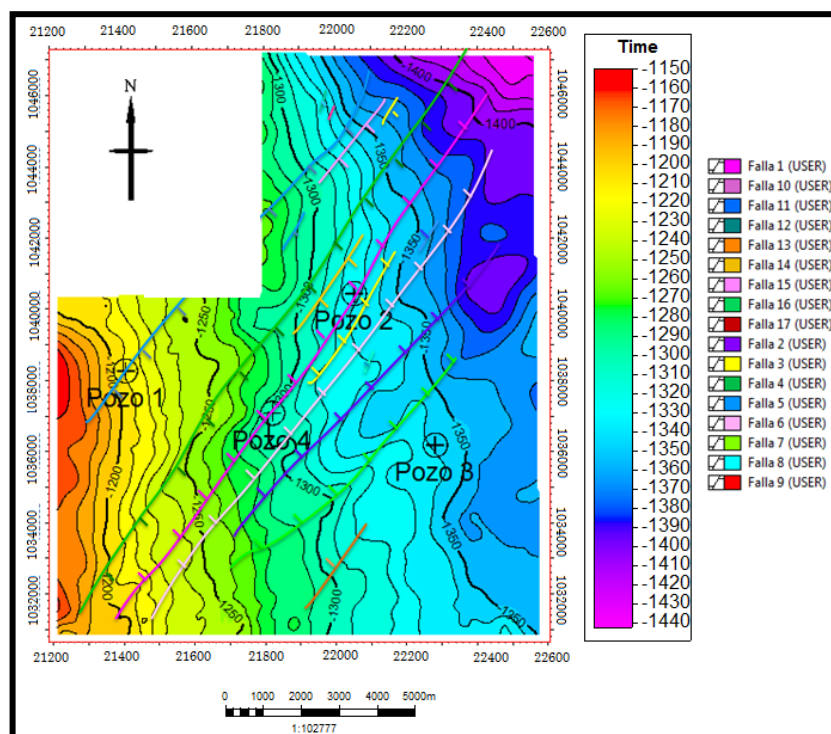


Figura 4. 22 Mapa estructural en tiempo (ms) del Tope de de Roblecito.

4.5.5. Generación de volúmenes y aplicación de atributos

Los atributos sísmicos tienen la capacidad de revelar aspectos que no son tan obvios de ver con la sísmica, sobre todo cuando existen acumulaciones de fluidos. (Trujillo Alcántara, Alfredo *et al.*, inédito). Por lo tanto para llevar a cabo una mejor interpretación del área e identificación de las zonas de interés, se buscó integrar la información aportada por distintos atributos que fueron aplicados a todo el volumen de datos.

El procedimiento para generar los mapas de atributos se llevó a cabo mediante la aplicación de “Rock Solid Attributes” de Kingdom 8.5, generándose 99 mapas de atributos sísmicos en los cuales se analizó si las características resaltadas corresponden a posibles zonas contentivas de gas. Los atributos extraídos fueron:

- Mapas de descomposición espectral, tanto de Fourier como Morlet en un rango de frecuencias de 8 a 80 Hz, ya que estas representan las frecuencias mínima y máxima, respectivamente, de acuerdo al espectro de frecuencia (figura 4.24)
- Mapa de frecuencia instantánea.
- Mapa de impedancia acústica relativa.

- Mapa de amplitud.
- Mapa de RGB

Posteriormente, se generó el volumen de similitud, coherencia y buzamiento para la distinción de fallas y discontinuidades.

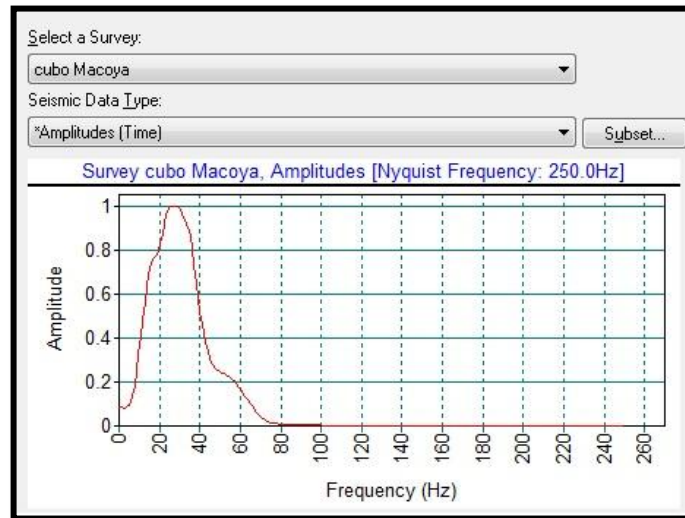


Figura 4. 23 Espectro de frecuencia del campo Copa Macoya

4.5.5.1 Atributos de descomposición espectral

Durante esta fase se buscó generar mapas a diferentes frecuencias de la transformada de Fourier como de la transformada de la ondícula continua de Morlet, con el fin de comparar cual de las metodologías permite distinguir de manera efectiva las zonas prospectivas.

En un comienzo, se introducen los parámetros exigidos por el programa dentro de los cuales se encuentran las frecuencias mínimas y máximas, los cuales son extraídos del espectro de frecuencia (figura 4.25), frecuencias de cortes entre 8 y 80 Hz, y longitud de la ventana de 0.04 segundos.

Seguidamente, se procedió a extraer los volúmenes de descomposición espectral para las frecuencias centradas en 8 Hz, 16 Hz, 24 Hz, 32 Hz, 40 Hz, 48 Hz, 56 Hz, 64 Hz, 72 Hz y 80 Hz. De estas solo se tomaron cuatro frecuencias: 8, 16, 24 y 32 Hz, ya que para frecuencias mayores no se puede distinguir anomalías.

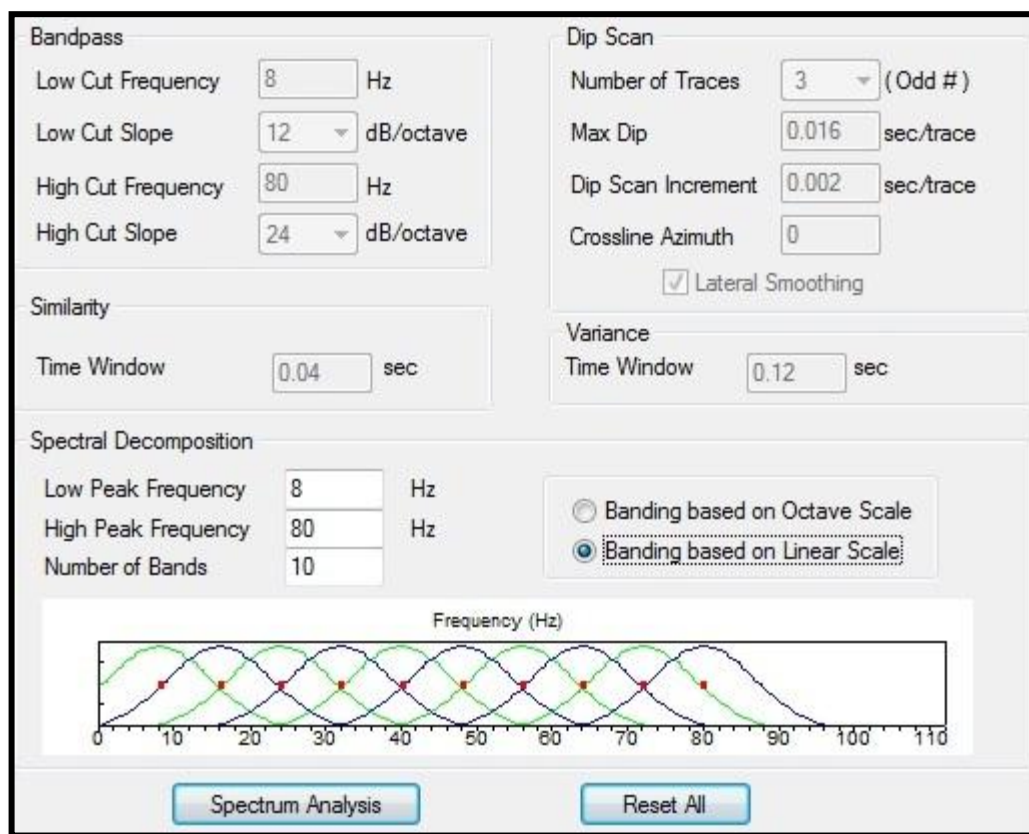


Figura 4. 24. Parámetros de entrada exigidos para generar atributos de descomposición espectral

4.5.5.2 Atributos de Hilbert y geométricos

En esta etapa se generaron los atributos de Hilbert (*“Instantaneous frequency”*, *“Instantaneous phase”*, *“Instantaneous Q”* y *“Trace envelope”*), junto con los atributos geométricos (*“Instantaneous dip”* y *“Similarity Variance”*), los cuales suministraron información acerca de las características de la frecuencia dominante que pueden ser asociados a efectos de absorción de saturación de gas o fractura, y también cambios litológicos o estratigráficos del yacimiento.

Seguidamente, para obtener los mapas directamente de los cubos generados se trabajó con la opción *“Extract Data Type”* del software Kingdom 8.5, en los cuales se seleccionó el horizonte y el atributo que se desea extraer (figura 4.26).

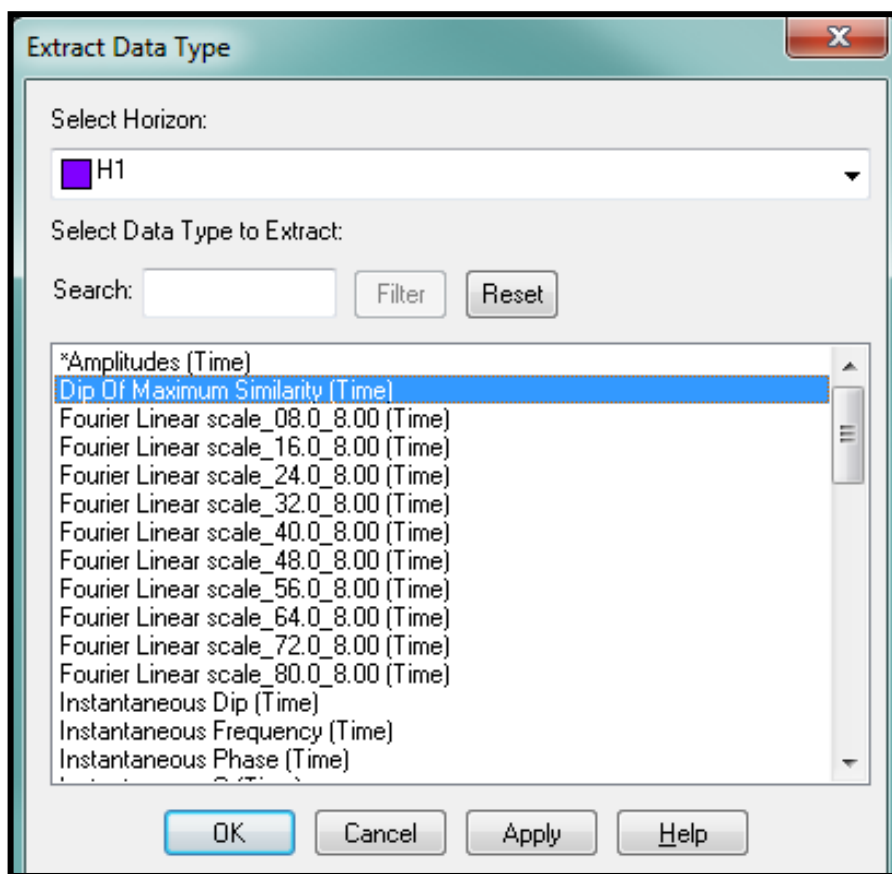


Figura 4. 25. Ventana de dialogo para extracción de un horizonte con un atributo determinado.

4.5.6. Elaboración de gráficos cruzados “*crossplot*”

Para llevar a cabo esta etapa, se utilizaron los registros de pozos suministrados: sónico P (DT), sónico S (DTS), densidad (RHOB) de los pozos 1, 2, 3 y 4 respectivamente. Posteriormente, mediante las ecuaciones presentadas en la Tabla 4.4 se calcularon los diferentes atributos elásticos, con el objetivo de encontrar aquellos atributos que permitan discriminar los diferentes tipos de litología.

Tabla 4. 4 Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozo

Atributo	Ecuación
Vp (m/s)	$\frac{305000}{DTC}$
Vs (m/s)	$\frac{305000}{DTS}$
Densidad (kg/m³)	$RHOB \cdot 1000$
Impedancia Acústica (kg/s*m²)	$Ip = Vp \cdot \rho$
Relación Vp/ Vs	$\frac{Vp}{Vs}$

4.5.7 Conversión tiempo – profundidad

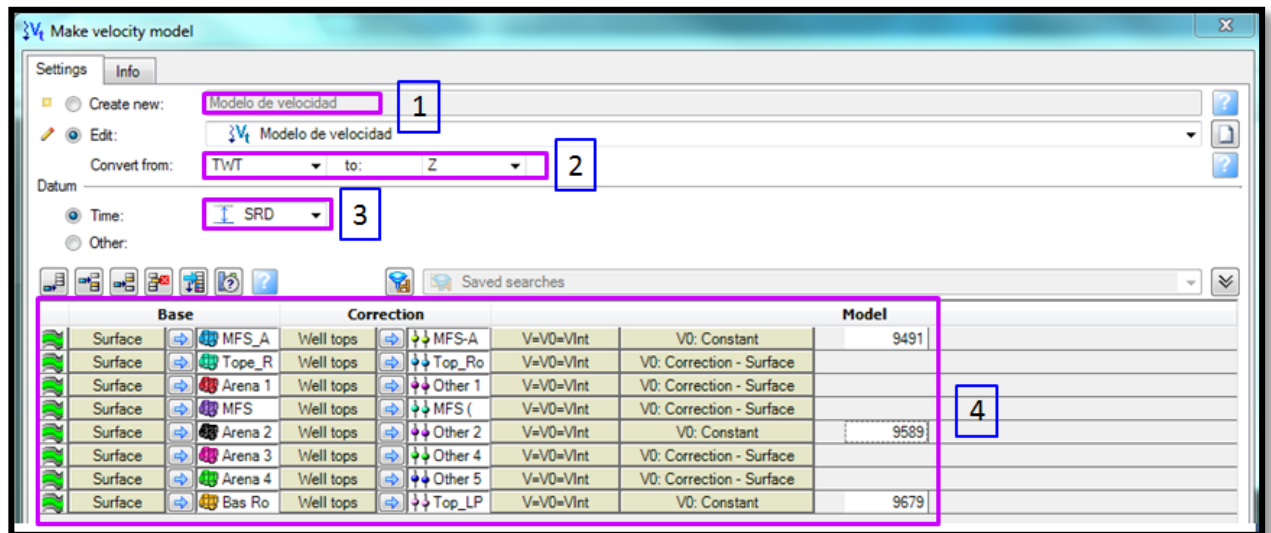
Para realizar la conversión a profundidad, es necesario construir un modelo de velocidad, el cual se generó en la plataforma Petrel 2009.1. Para esto es necesario las curvas TZ, registro sísmico P (DT), topes formacionales, y superficies.

Para crear el modelo de velocidad, fue necesario introducir los siguientes parámetros: a) nombre del modelo a generar (1), b) dominio en que se encuentra los datos a convertir (TWT) y a que se quiere convertir (Z), c) datum, el cual puede ser el nivel de referencia del mar (SRD) o una superficie; para defectos del trabajo se eligió SRD (3).

Seguidamente, se colocaron las ocho (8) superficies correspondientes a cada una de los horizontes interpretados en tiempo. A continuación, se asignó el tipo de corrección a ejecutar, en este caso se trabajó con los topes “*well tops*” con el objetivo de obtener un modelo corregido, en el cual las velocidades van a estar ajustadas a los marcadores de los distintos pozos.

Inmediatamente, se definió el modelo de velocidad y la velocidad de entrada. En este caso, para la primera superficie MFS_A se eligió una velocidad constante (9491 ft/s) correspondiente al bloque superior Formación Chaguaramas de acuerdo Pérez (2009) , para el resto de las superficies se utilizó “*Correction surface*” en el cual “*Petrel*” parte de los

valores suministrados en la columna de corrección, para realizar la conversión y ajustar los valores resultantes al punto de corrección, y finalmente interpolar para generar la superficie (figura 4.27).



CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1. Estimación de la resolución vertical

Previo a la interpretación de los horizontes es necesario estimar la resolución vertical. Para esto se extrajo el espectro de frecuencia de la sísmica en dos zonas ubicadas entre dos superficies: Zona A: Tope de Roblecito y la MFS, la cual está limitada entre los -1200 y -1398 ms, y Zona B: MFS y Tope La Pascua ubicada entre -1398 y -1490 ms. Del mismo modo las velocidades fueron obtenidas por medio de la ecuación 9, haciendo uso de las curvas TZ de cada pozo.

Como resultado se obtuvieron los diferentes valores de resolución vertical por pozo de acuerdo a cada una de las zonas (Tabla 4.1). Sin embargo, la estimación de la misma se realizó a $\lambda/8$ ya que de acuerdo a los trabajos de Pérez (2009) y Chopra *et al.* (2006) para capas delgadas, como las arenas de interés encontradas dentro la zona, $\lambda/8$ es considerado el límite fundamental de la resolución vertical.

Esto implica que para capas de menor espesor a la resolución vertical no se logrará distinguir entre tope y base por efecto de entonamiento. Para el intervalo de interés, correspondiente a la zona A la resolución sísmica vertical es de 40 ft, mientras que para la zona B es de 32 ft. Por lo tanto, podrán visualizarse aquellas arenas que estén por encima del espesor de entonación, las cuales se encuentran resaltadas en color rojo en la Tabla 5.1.

Tabla 5. 1 Espesor de arenas de interés (ft)

Arena	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
1	18.16	55.22	25.4	41.6
2	36..35	55.23	44.6	65.86
3	22.36	42.07	66.9	56.12

4	20.28	22.65	22.36	21.9
---	-------	-------	-------	------

5.2 Correlación sísmica-pozo

Como se mencionó en la metodología, se trabajó con una ondícula teórica (Ricker) con una frecuencia dominante de 3 Hz para generar los distintos sismogramas sintéticos con los cuales se procederá a correlacionar la sísmica con los registros de pozo, esto con el objetivo de llevar los datos sísmicos del dominio del tiempo a profundidad.

En la figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 se observa la correlación entre la traza sísmica real y la sintética para cada uno de los pozos, donde el tope de Roblecito corresponde a una reflexión negativa y la base de Roblecito una reflexión positiva. De igual forma se aprecia que el sismograma sintético es similar a la traza original, y a su vez existe una buena correspondencia entre los reflectores y el sintético dentro de la zona de interés.

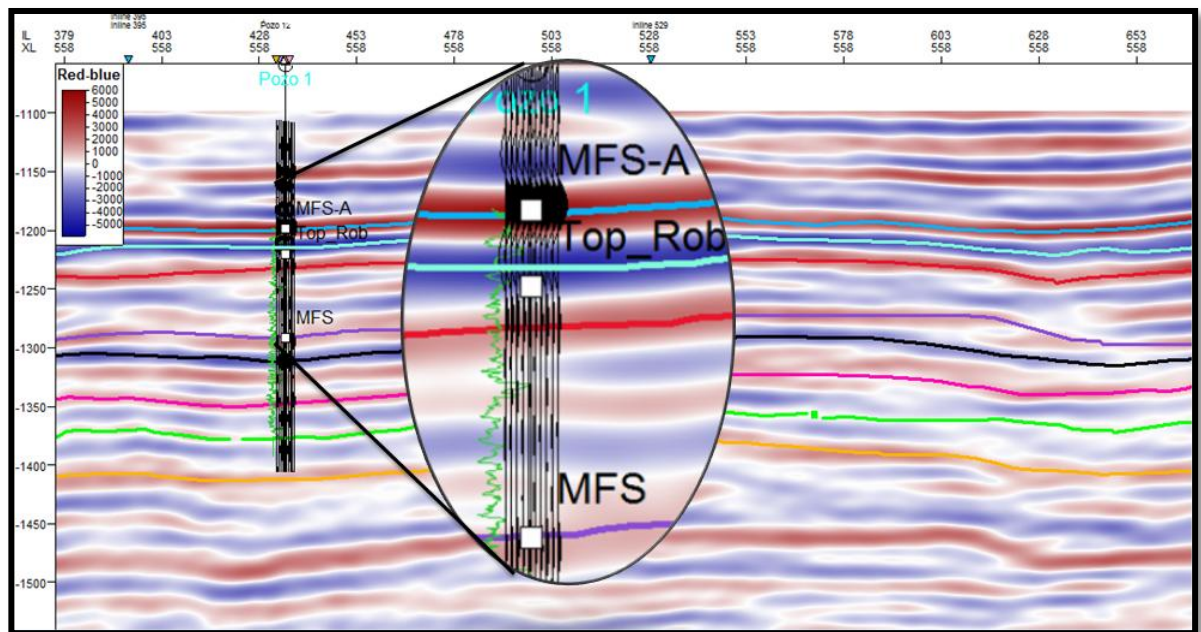


Figura 5. 1. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto con el registro gamma ray (verde) sobre la sísmica “crossline 558” (Pozo 1).

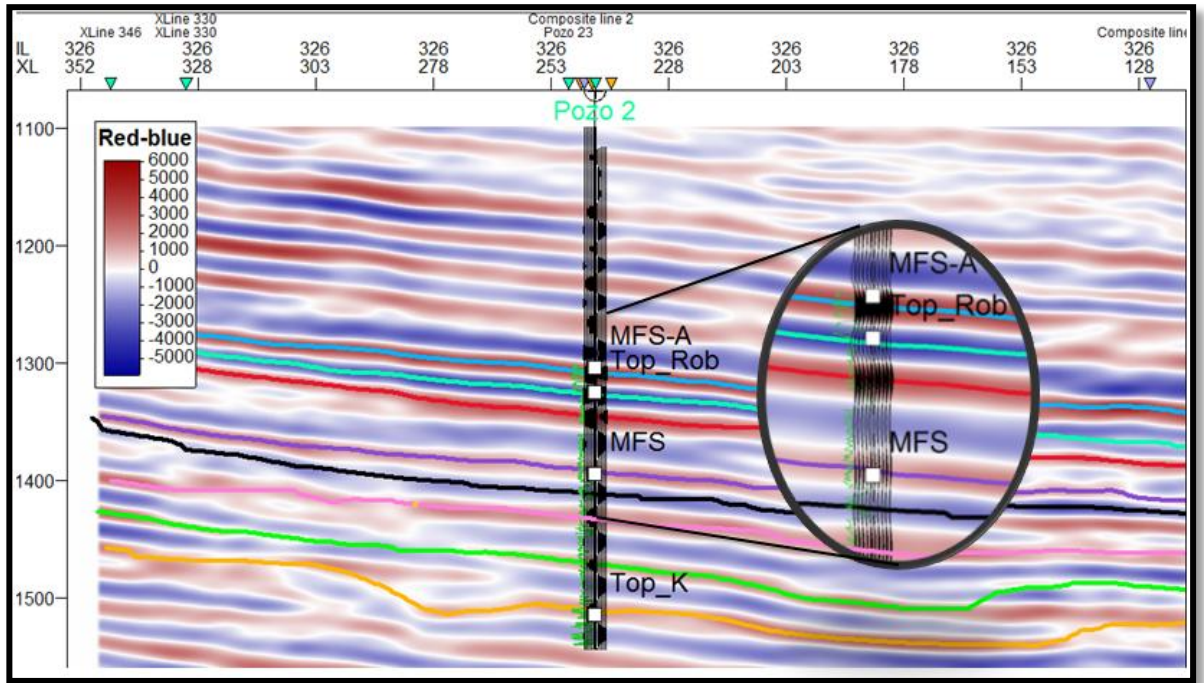


Figura 5. 2. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto con el registro gamma ray (verde) sobre la sísmica “inline 326” (Pozo 2)

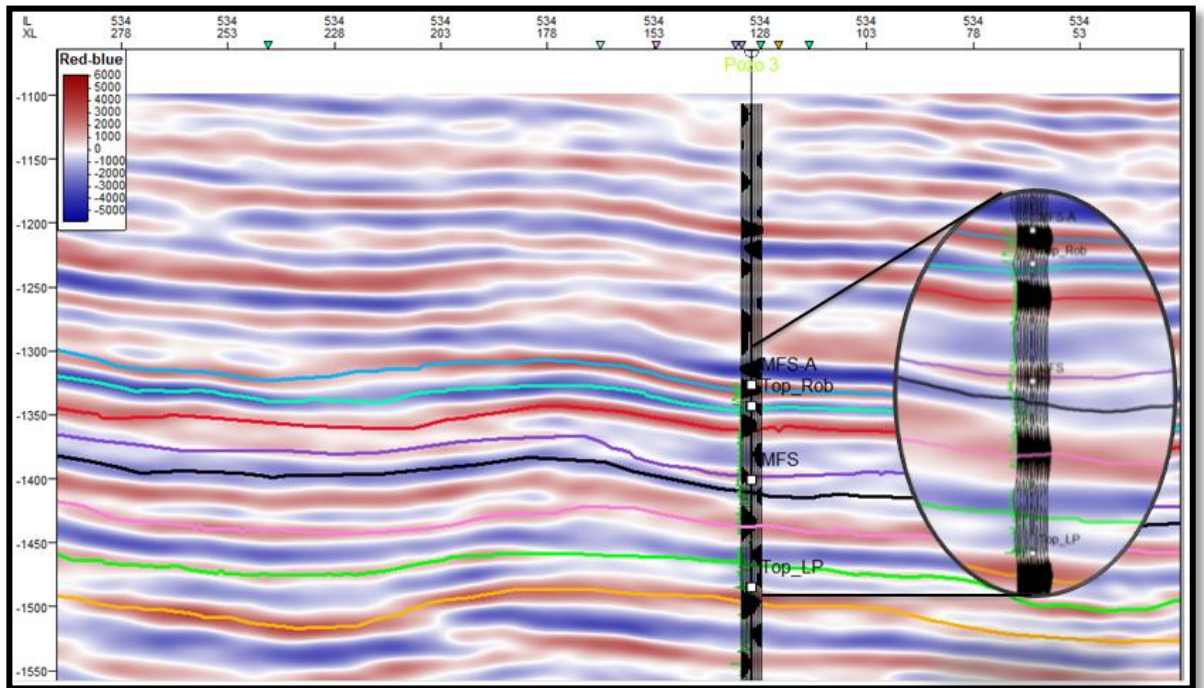


Figura 5. 3. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto al registro gamma ray (verde) sobre la sísmica “inline 534” (Pozo 3)

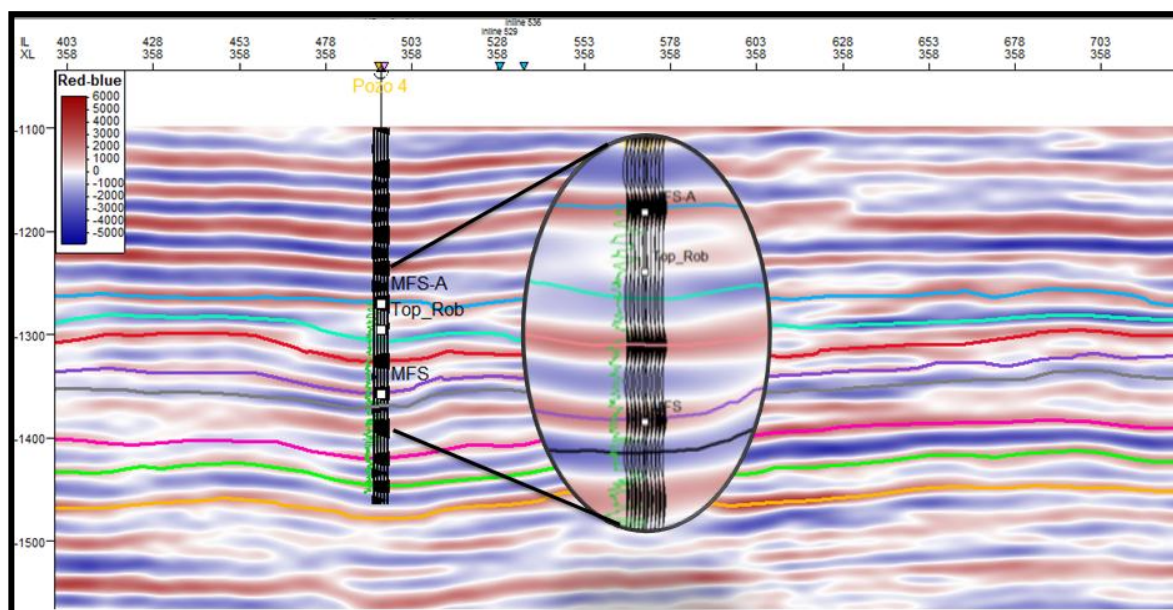


Figura 5. 4. Despliegue del sismograma sintético (negro) junto al registro gamma ray (verde) sobre la sísmica “crossline 358” (Pozo 4)

5.3. Interpretación sísmica

Durante esta etapa se identificaron un conjunto de fallas, así como también el comportamiento de los reflectores evaluando su continuidad a lo largo de las secciones. Es importante tomar en consideración la geología de la zona, ya que la misma nos va a ayudar a realizar una interpretación de mayor calidad.

De acuerdo a los trabajos realizados por Pérez (2009) y González de Juana et. al (1980), el marco estructural que se desarrolla dentro del área corresponde a una tectónica del tipo extensional reactivado durante el Oligoceno- Mioceno, en donde existe un sistema de fallas normales de rumbo noreste y noroeste.

Este campo a nivel estructural es considerado una zona de poca complejidad, debido a que se caracteriza por ser un monoclinal con un buzamiento entre 3° y 5°. Sin embargo, a nivel estratigráfico su complejidad es mayor por los cambios eustáticos del nivel del mar y presencia de canales. Razón por la cual a la hora de realizar la interpretación de los horizontes fue necesario tomar en cuenta lo anteriormente mencionado. En la figura 5.5 se muestra una sección arbitraria que abarque todos los pozos con los respectivos pozos, esto nos permitió hacer un mejor seguimiento de los reflectores.

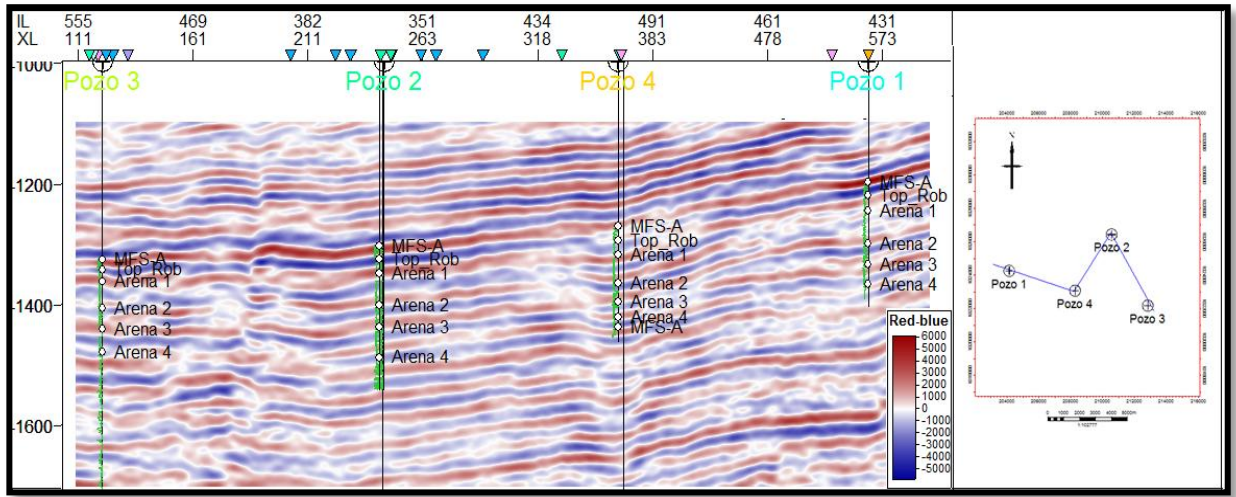


Figura 5. 5. Visualización de una línea arbitraria sísmica, en la cual se resaltan las arenas de interés en cada pozo, las cuales permiten verificar la continuidad de los reflectores.

En las figuras 5.6, y 5.7 se puede apreciar una secuencia de reflectores que se encuentran paralelos y con gran continuidad en la mayor parte de la sección, no obstante se aprecian unos “saltos” o discontinuidades en las reflexiones atribuidas a la presencia de un canal y/o fallas. De igual forma, en la figura 5.8, 5.9 y 5.10 e observa el mismo comportamiento de los reflectores en una sección escogida aleatoriamente que cortara en dos puntos el canal.

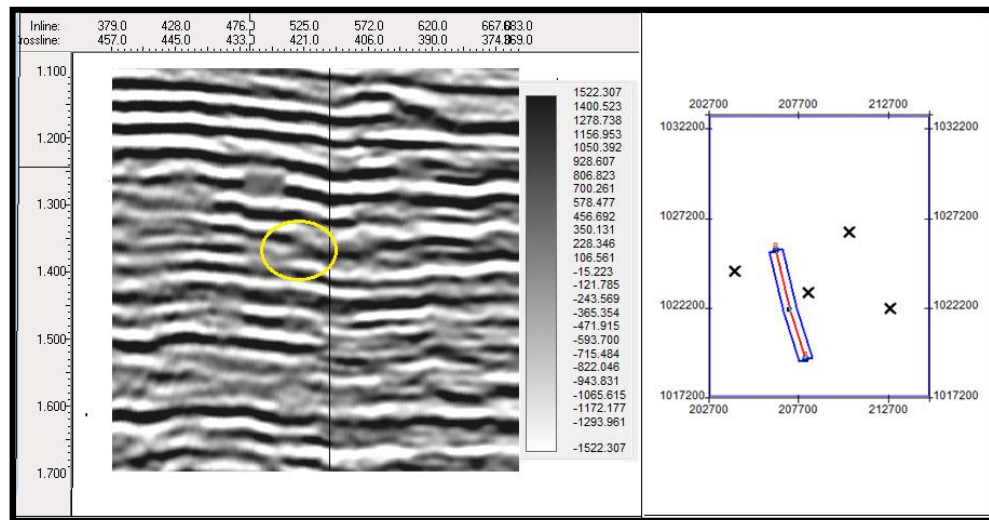


Figura 5. 6. Línea arbitraria de la sísmica. En ovalo amarillo se aprecia una discontinuidad asociada a la presencia de un canal

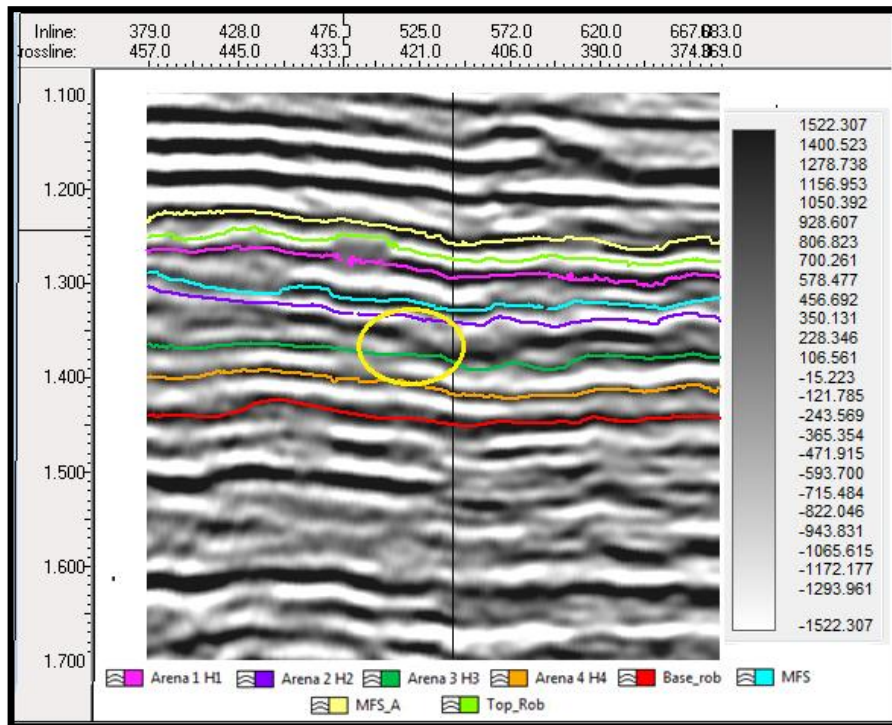


Figura 5. 7 Línea arbitraria de la sísmica, con los horizontes interpretados. En el ovalo amarillo se aprecia una discontinuidad asociada a la presencia de un canal

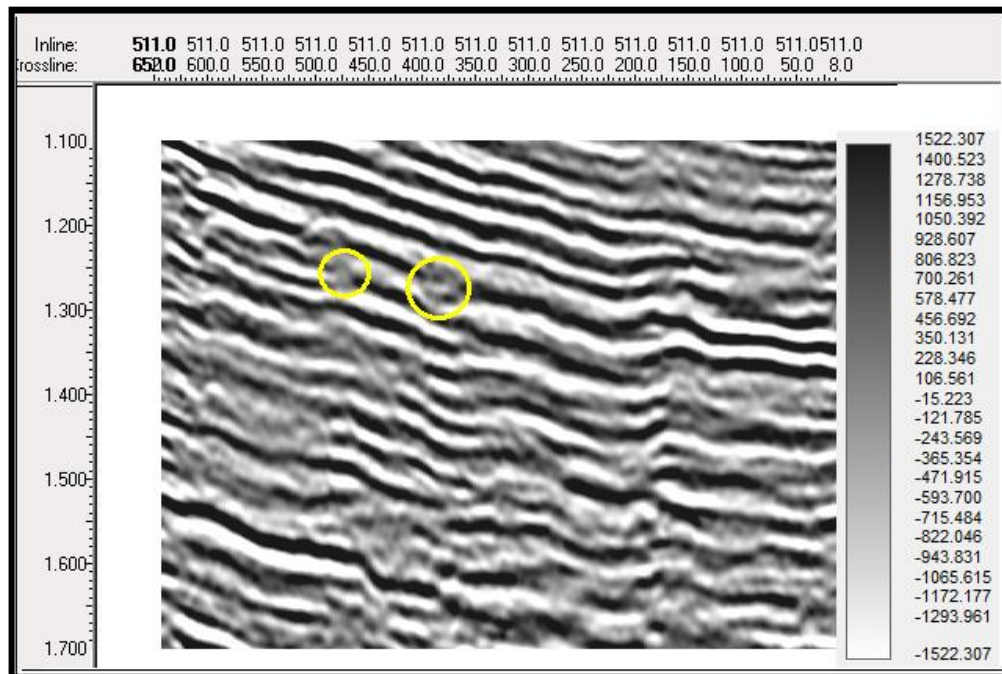


Figura 5. 8 Inline 511. En el ovalo amarillo se aprecia la discontinuidad en los reflectores por la presencia de un canal

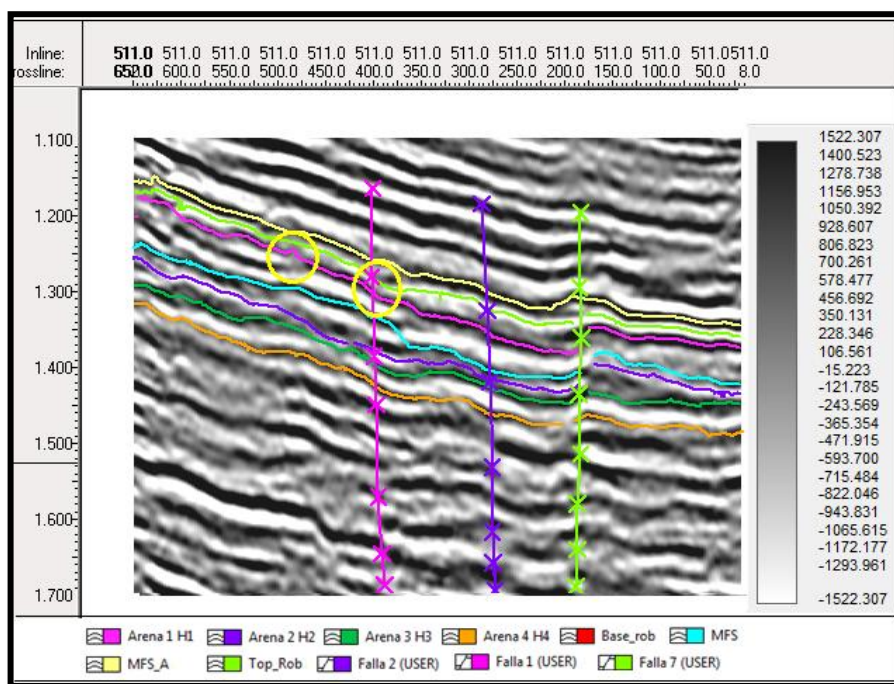


Figura 5. 9 Inline 511 con los horizontes interpretados. En el óvalo amarillo se aprecia la discontinuidad en los reflectores por la presencia de un canal.

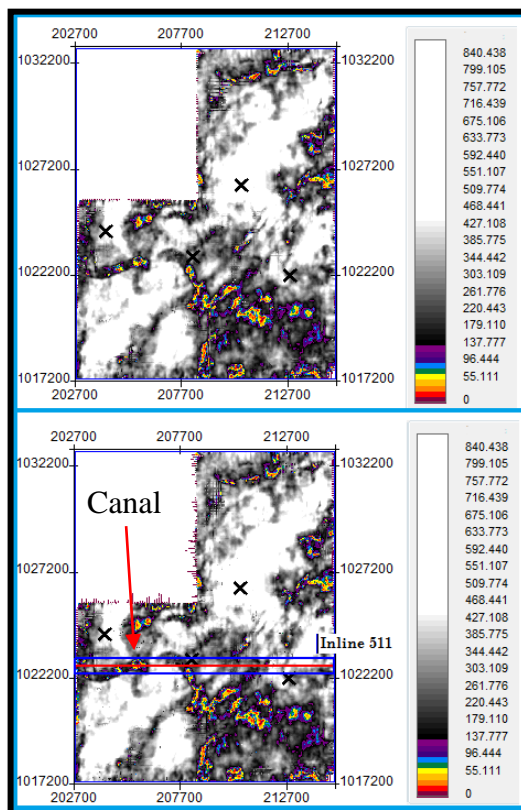


Figura 5. 10. Vista en planta del canal (Descomposición espectral de 24 Hz), a nivel de la MFS_A

De acuerdo a lo definido en la geología, la geometría de los reflectores responde a la forma de un anticlinal de poco buzamiento 4° en dirección noreste. Definiéndose entonces un alto estructural en la parte suroeste del campo y un mínimo hacia el noreste.

Finalmente, se interpretaron un total de diecisiete (17) fallas dentro del área las cuales tienen un rumbo $N43^\circ E$, con un movimiento normal producto del marco tectónico del área (Figura 5.11).

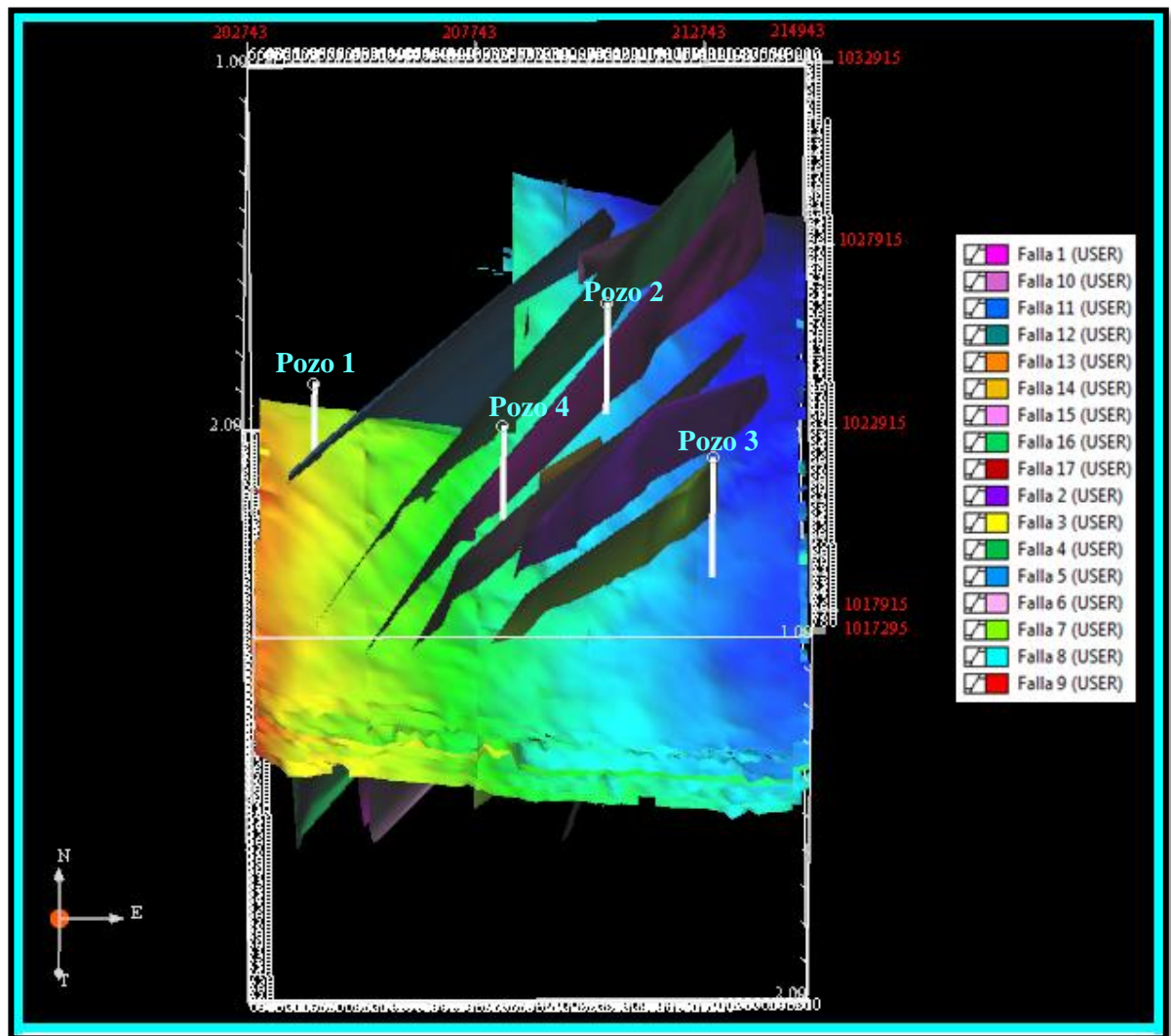


Figura 5. 11 Visualización 3D de las fallas presentes en el campo

5.4 Generación de volúmenes y aplicación de atributos

5.4.1 Atributos de descomposición espectral

Durante esta etapa se generaron cubos de descomposición espectral, de los cuales solo se presentaron los resultados más importantes aplicando los atributos de la transformada de Fourier y Morlet sobre los horizontes y superficies Tope_Rob y MFS_A, las demás fueron descartadas por no presentar rasgos relevantes para el estudio. Los mapas de isofrecuencias generados fueron a 8, 16, 24 y 32 Hz, ya que a mayores frecuencias no se distinguen anomalías.

Para llevar a cabo el análisis de los volúmenes de isofrecuencias, fue necesario tomar en cuenta las variaciones de las amplitudes con respecto a las frecuencias, ya que dependiendo del tipo de respuesta se puede inferir la presencia de gas, entonamiento de capa o inclusive espesores.

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 1 asociado a la arena 1.

Dentro de mapa se discriminaron 3 zonas (A, B y C) que presentan rasgos relevantes para el estudio (figuras 5.12 y 5.13).

La zona A cercana al pozo 2 presenta valores de mayor amplitud a bajas frecuencias, los cuales aumentan su extensión en función de la variación de la frecuencia. Sin embargo, para frecuencias superiores a los 32 Hz ya no se percibe el mismo comportamiento, lo que indica que la respuesta que se está observando sea producto de una variación en la impedancia acústica asociado a la presencia de una arena con posible fluido (gas). Esta respuesta, se comprueba en los registros de pozos del pozo 2, el cual indica baja saturación de agua, y bajos valores de densidad.

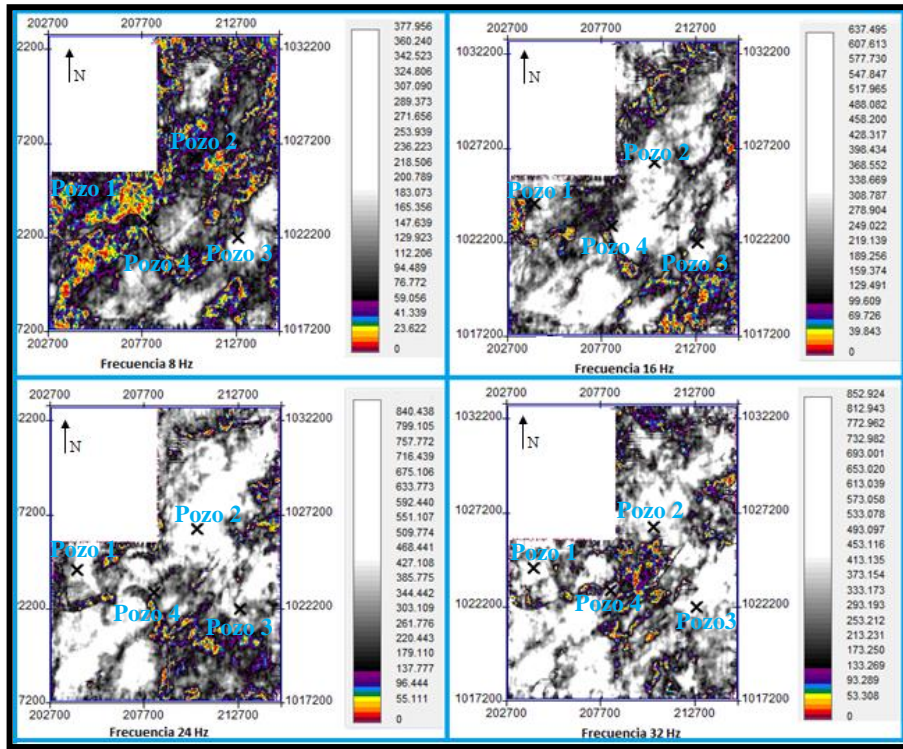


Figura 5. 12. Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 1, asociado a la arena 1

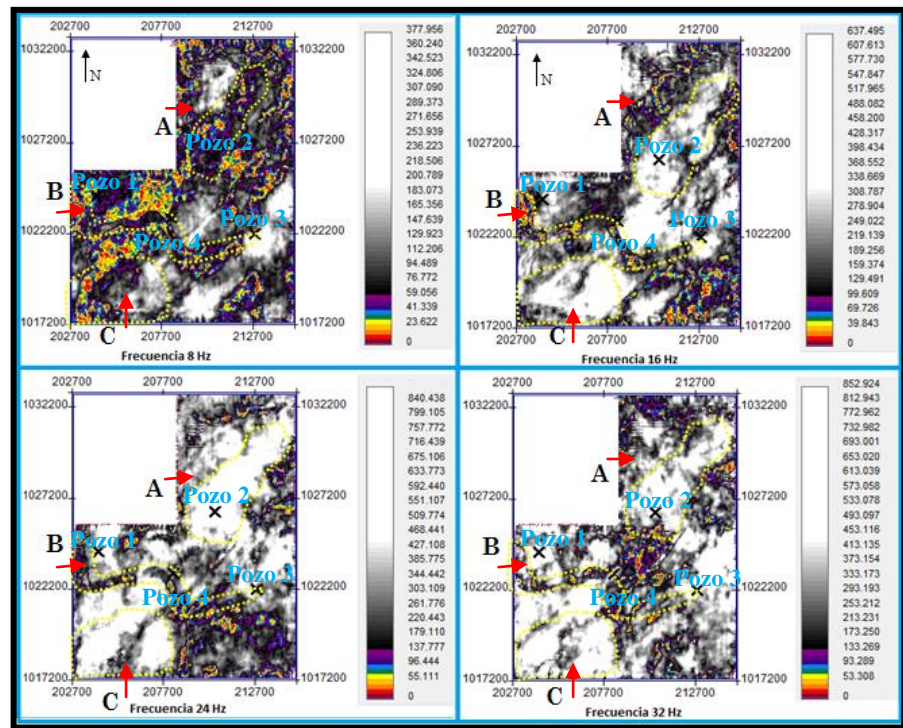


Figura 5. 13 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 1, asociado a la arena 1. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.

La respuesta sísmica de la anomalía B, presenta claramente una tendencia estratigráfica que se atribuye a un canal, el cual pasa cercano al pozo 3 y 4 y es bien delimitado a bajas frecuencias, lo que se asocia con un cambio litológico (Sinha *et al*, 2005). En la figura 5.14 se muestra una línea sísmica arbitraria, en esta vista se aprecia el atributo de fase instantánea en el cual se observa una discontinuidad en los reflectores (ovalo amarillo) por la presencia de un canal.

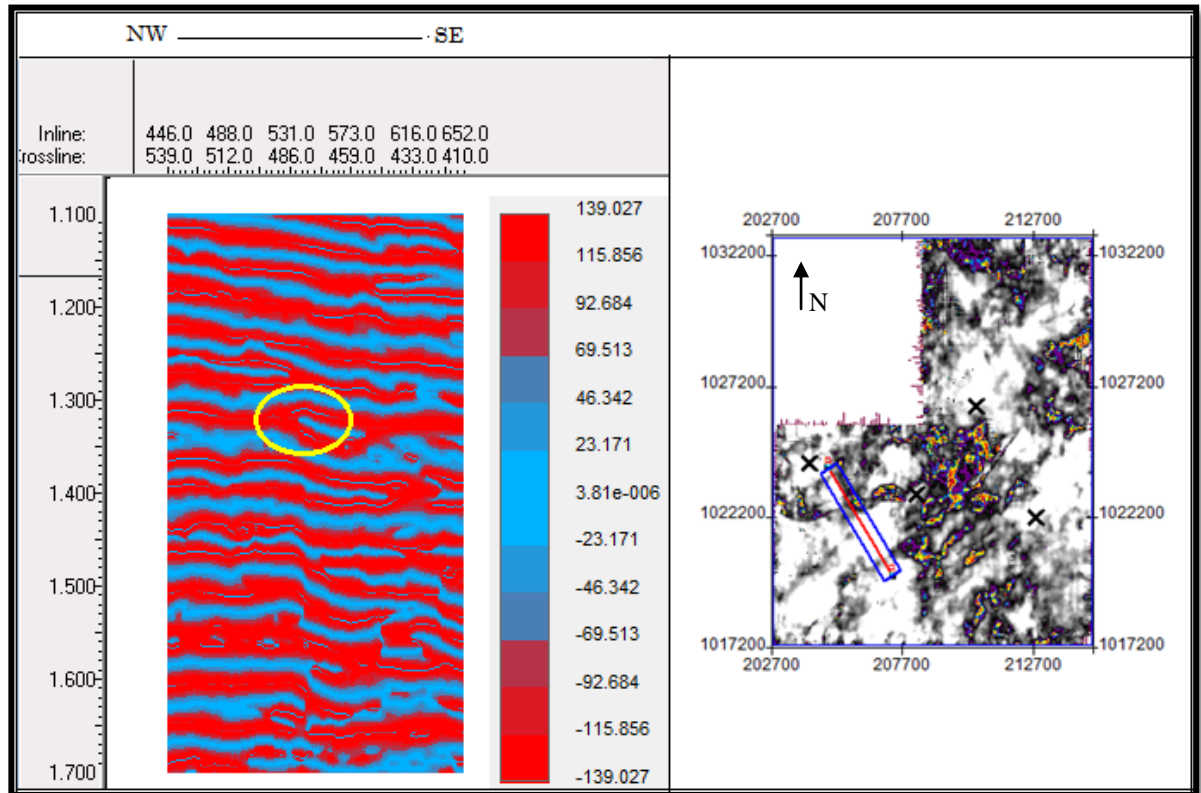


Figura 5. 14. Línea arbitraria sísmica cuyo corte permite observar la discontinuidad atribuida a la anomalía B asociada a la presencia de un canal

Del mismo modo, la zona C presenta valores mínimos de amplitud a 8 Hz, no obstante las mismas van aumentando su valor a medida que la frecuencia también lo hace tornándose mas visibles a frecuencias altas como 32 Hz, lo que puede atribuirse a entonación por efecto de capas delgadas (Arenas, 2010).

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 2, asociado a la arena 2

En esta superficie se encontraron dos zonas de interés A y B (figuras 5.15 y 5.16). La respuesta de la zona A corresponde a amplitudes bajas a valores de frecuencia mínimos, las cuales tiene a mejor y aumentar su comportamiento hasta los 32 Hz, lo que pudiera atribuirse a un cambio de impedancia acústica producto de la presencia de una arena de interés con posible fluido.

De igual forma, para el sector B, la anomalía es muy similar con la variedad que está cercana al pozo 3. Todas las respuestas identificadas como arenas con fluidos, es comprobado en los registros de los pozos 2 y 3, debido a los bajos valores de saturación de agua y densidad.

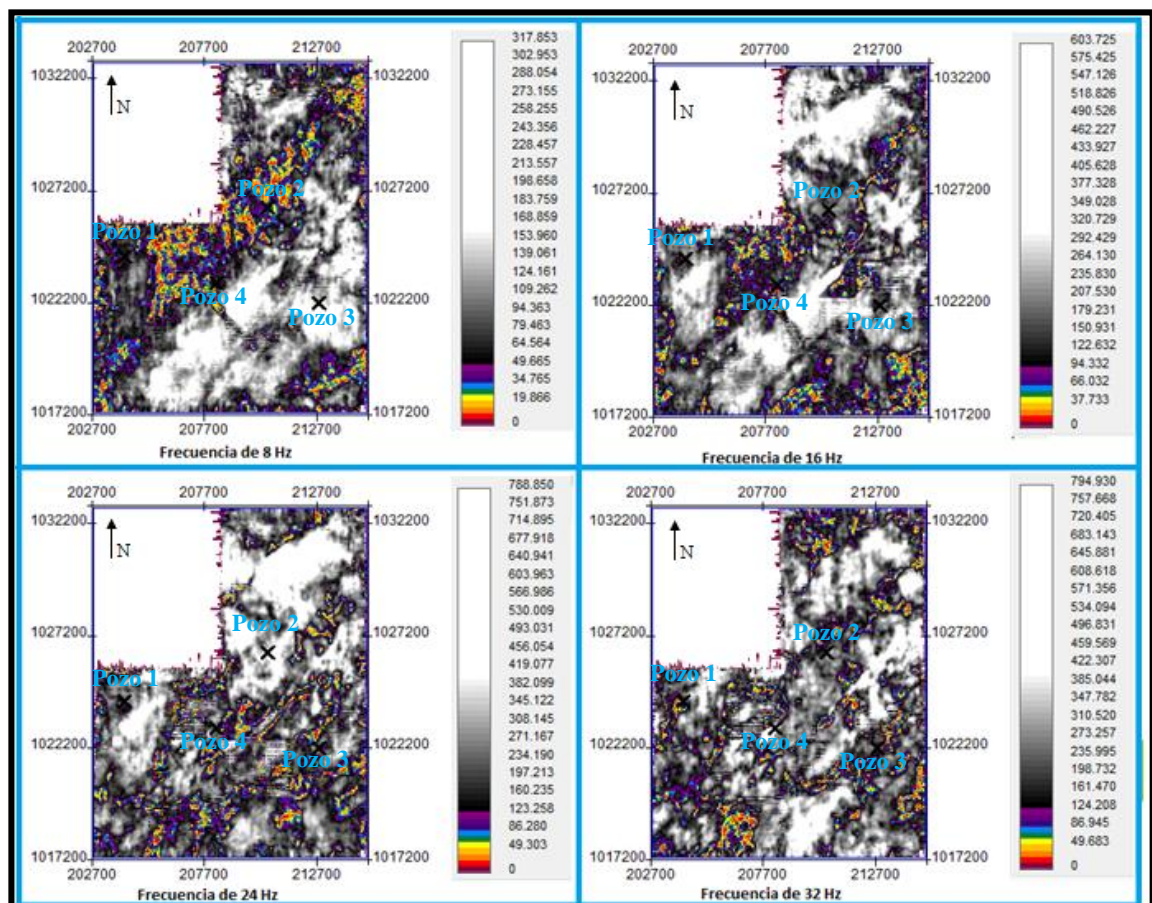


Figura 5. 15 . Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 2, asociado a la arena 2.

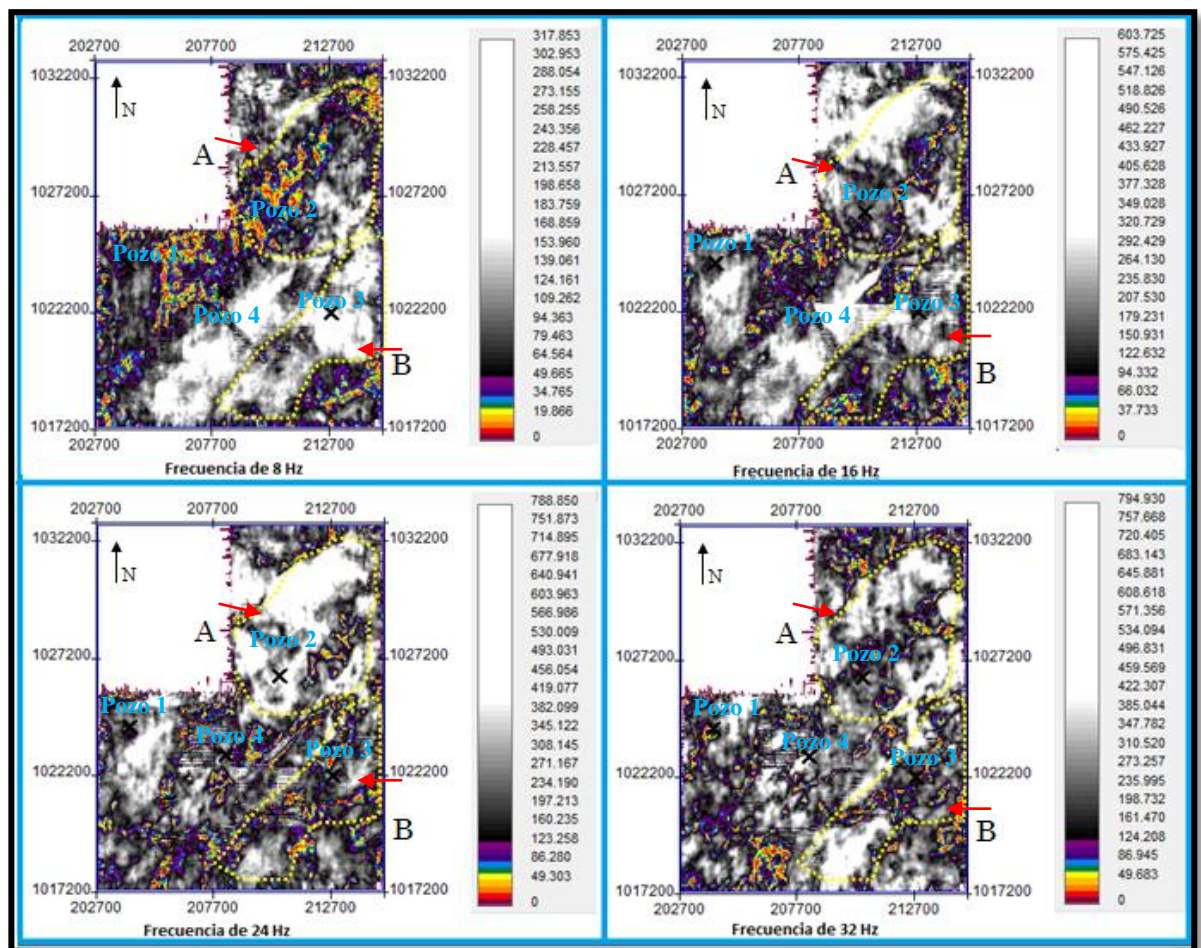


Figura 5. 16 . Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 2, asociado a la arena 2. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el horizonte 3, asociado a la arena 3.

En este horizonte se distinguen tres (3) zonas de acuerdo a su comportamiento anómalo (A, B y C), las cuales dos de ellas están asociadas a amplitudes altas (figuras 5.17 y 5.18). La zona A presenta una anomalía de baja amplitud próximo al pozo 4, la cual resalta a bajas frecuencias y disminuye al aumentar la frecuencia. Esta respuesta se atribuye a la presencia de cuerpos lutíticos de gran espesor, debido a que la formación Roblecito se caracteriza por ser una formación lutítica.

Las anomalías B y C poseen un comportamiento similar, el mismo consiste en que a bajas frecuencias (8Hz) existe un incremento de amplitudes, hasta alcanzar los 32 Hz donde las mismas disminuyen. Por lo tanto, esta respuesta se asocia a cambios de impedancia acústica por la presencia de fluido o acumulaciones de gas, lo cual se verifica a este nivel en los registros de pozos 2 y 3, ya que se obtienen bajos valores de densidad y saturación de agua. Por último, se aprecia que con el aumento de la frecuencia la distribución areal de las anomalías también lo hace, lo que nos da una idea del espesor temporal de la capa.

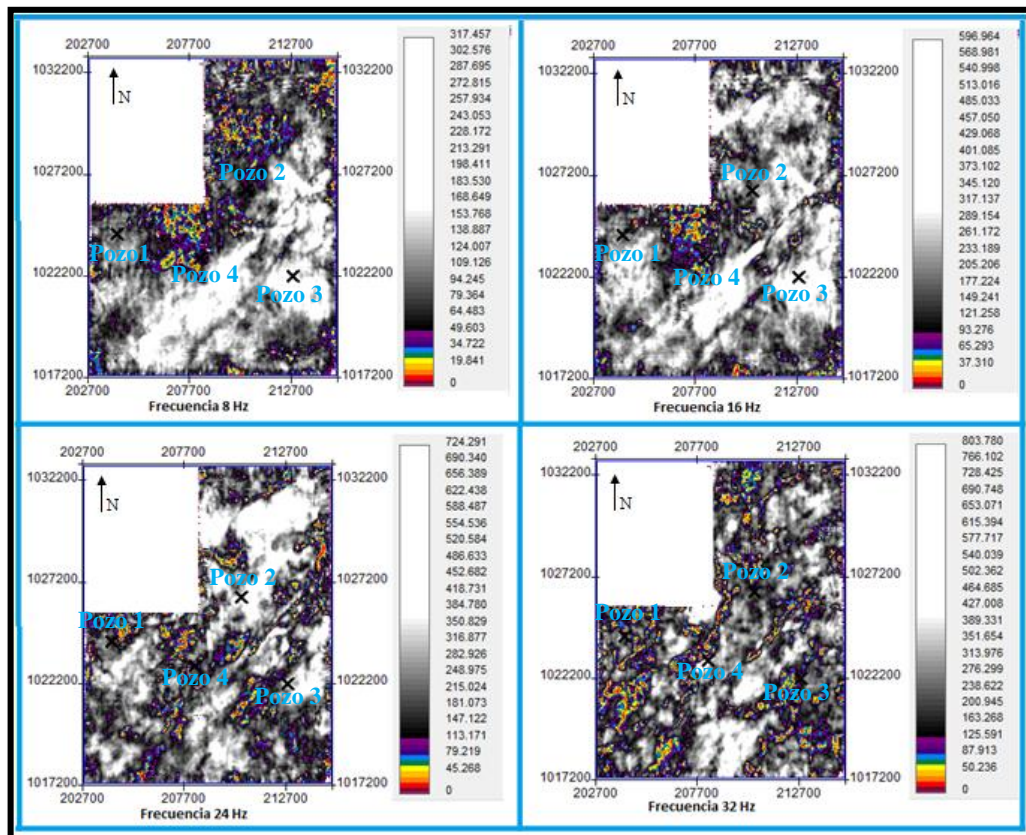


Figura 5. 17 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 3, asociado a la arena 3

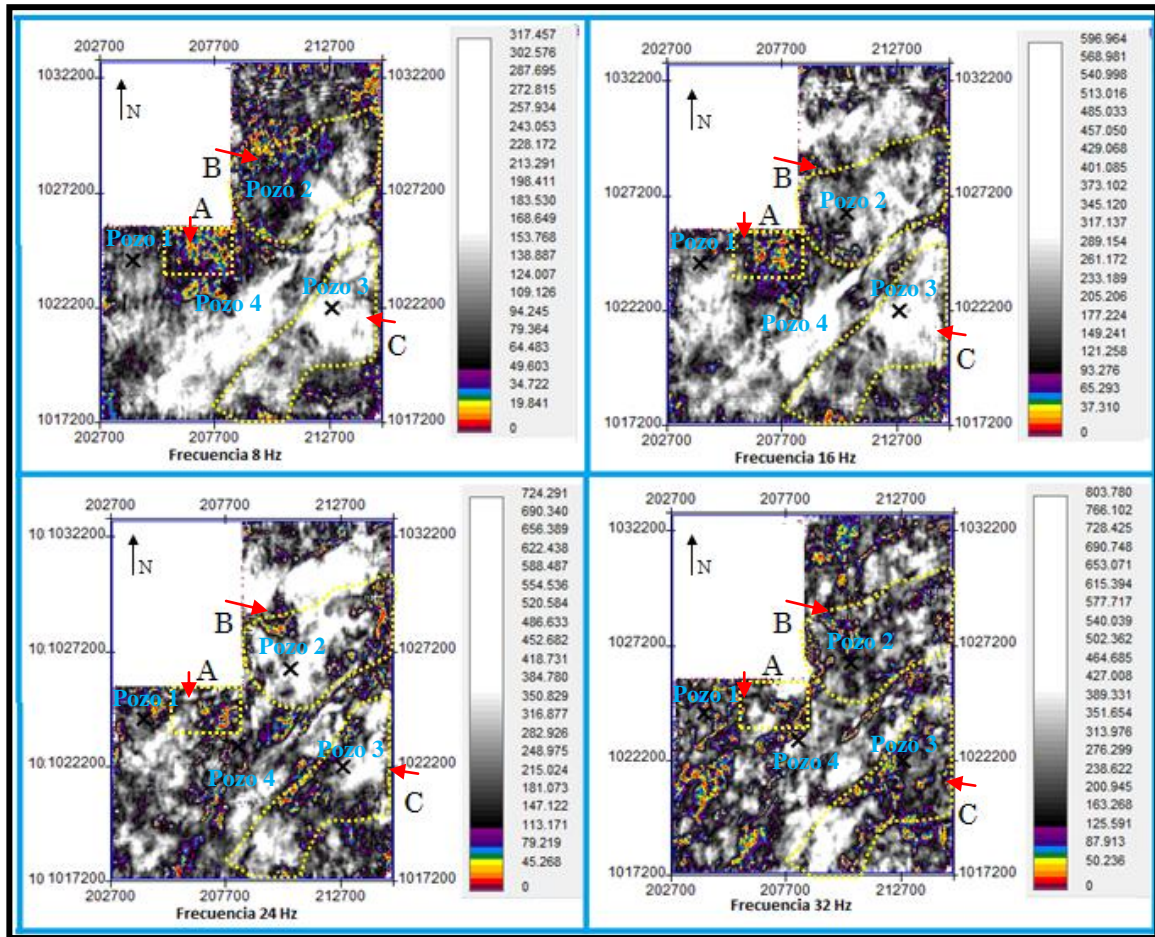


Figura 5. 18 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 3, asociado a la arena 3. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Horizonte 4, asociado a la arena 4.

En el mapa de descomposición espectral del Horizonte 4 (figuras 5.19 y 5.20) se identificó un área (A), la cual está cercana al pozo 2 que no presenta geometría definida. En la misma existen valores de amplitud alta a bajas frecuencias, los cuales van disminuyendo hasta alcanzar los 32 Hz. Anomalía que se asocia a un cambio de impedancia acústica atribuida al contraste litológico entre lutitas y arenas con posible fluido. Del mismo modo, los registros de pozo para este nivel reflejan valores de saturación de agua bajo y bajas densidades, por ende se verifica la existencia de gas.

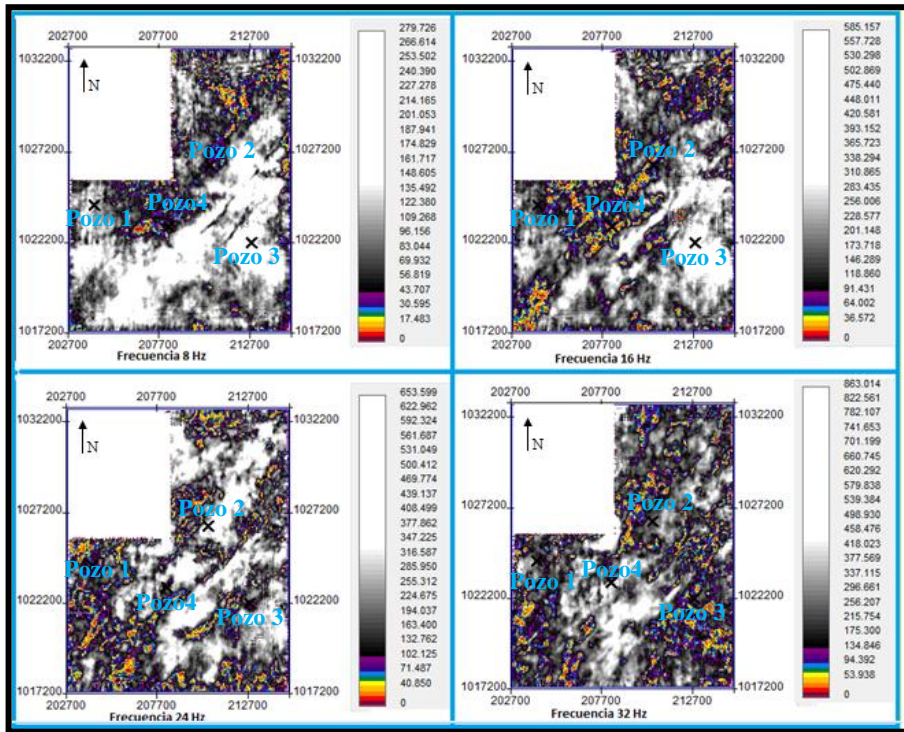


Figura 5. 19 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 4, asociado a la arena 4.

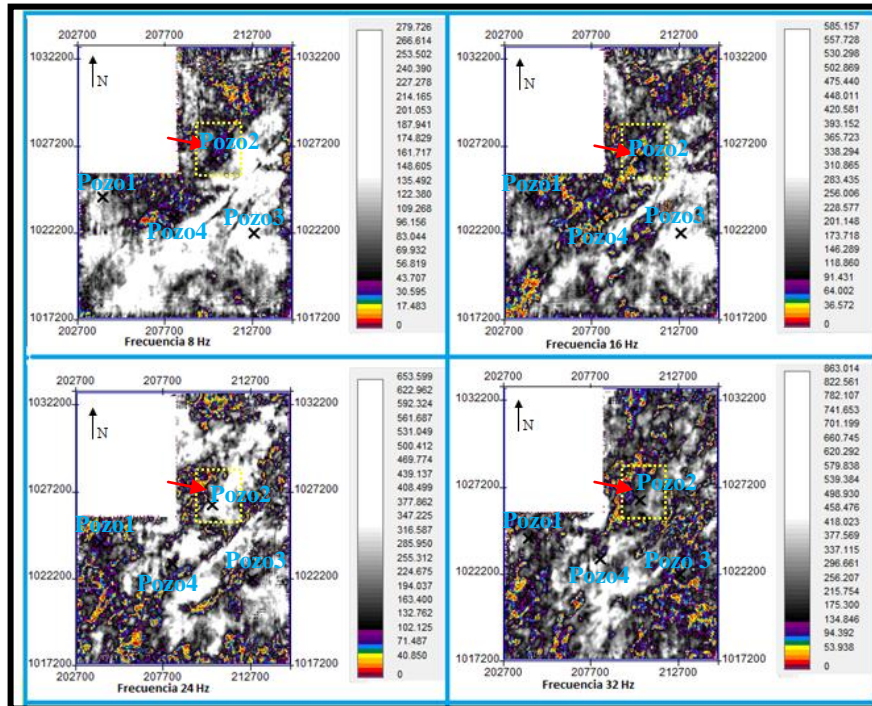


Figura 5. 20 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Horizonte 4, asociado a la arena 4. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para el Tope de Roblecito

En los mapas de isofrecuencias generados para el Tope de Roblecito, se definieron 2 zonas A y B por el tipo de anomalía sísmica que presentan (figuras 5.21 y 5.22).

La anomalía A, ubicada cercana al pozo 2 presenta anomalías de baja amplitud a 8 Hz, comportamiento que va incrementando tanto su valor de amplitud como la extensión areal a medida que se varía la frecuencia, respuesta que se puede distinguir con mayor facilidad a frecuencias superiores a 32 Hz. Este tipo de anomalía hace pensar que se debe al efecto de entonación de capas delgadas.

La respuesta sísmica en el área B, presenta características geométricas que se atribuye a canales. Este canal, pasa cercano al pozo 3 y 4 y es bien delimitado a bajas frecuencias, lo que se asocia con un cambio litológico (Sinha *et al*, 2005).

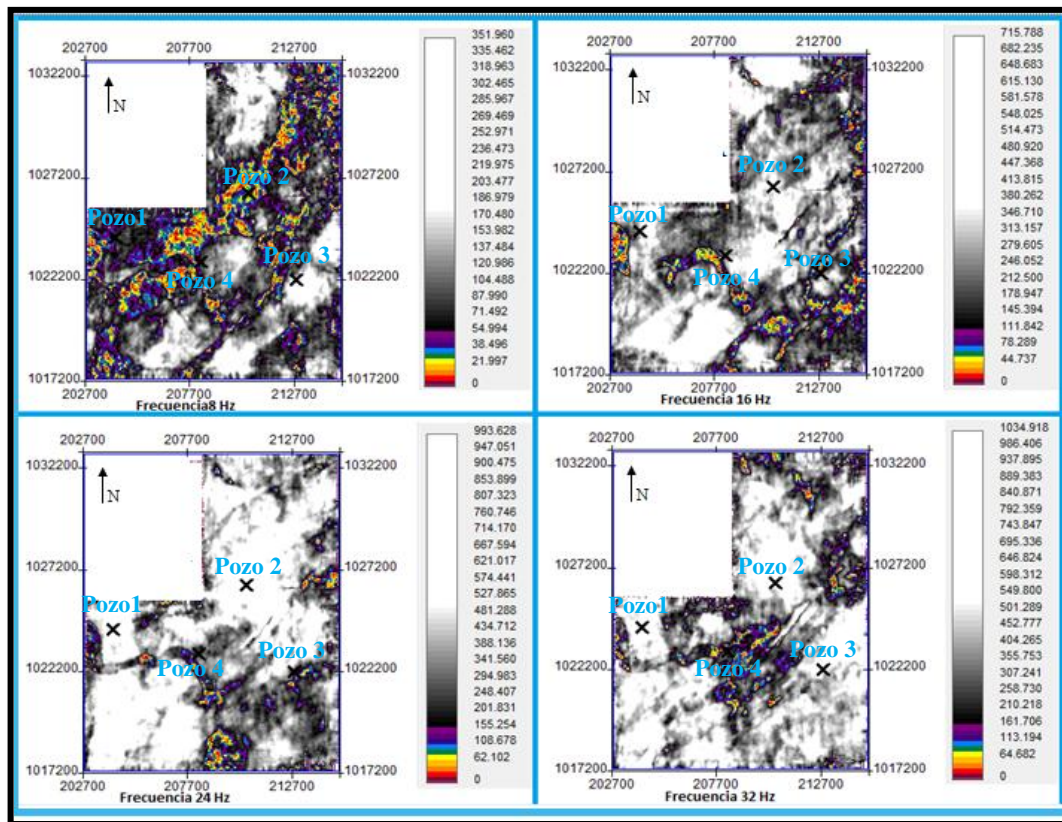


Figura 5. 21 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Tope de Roblecito.

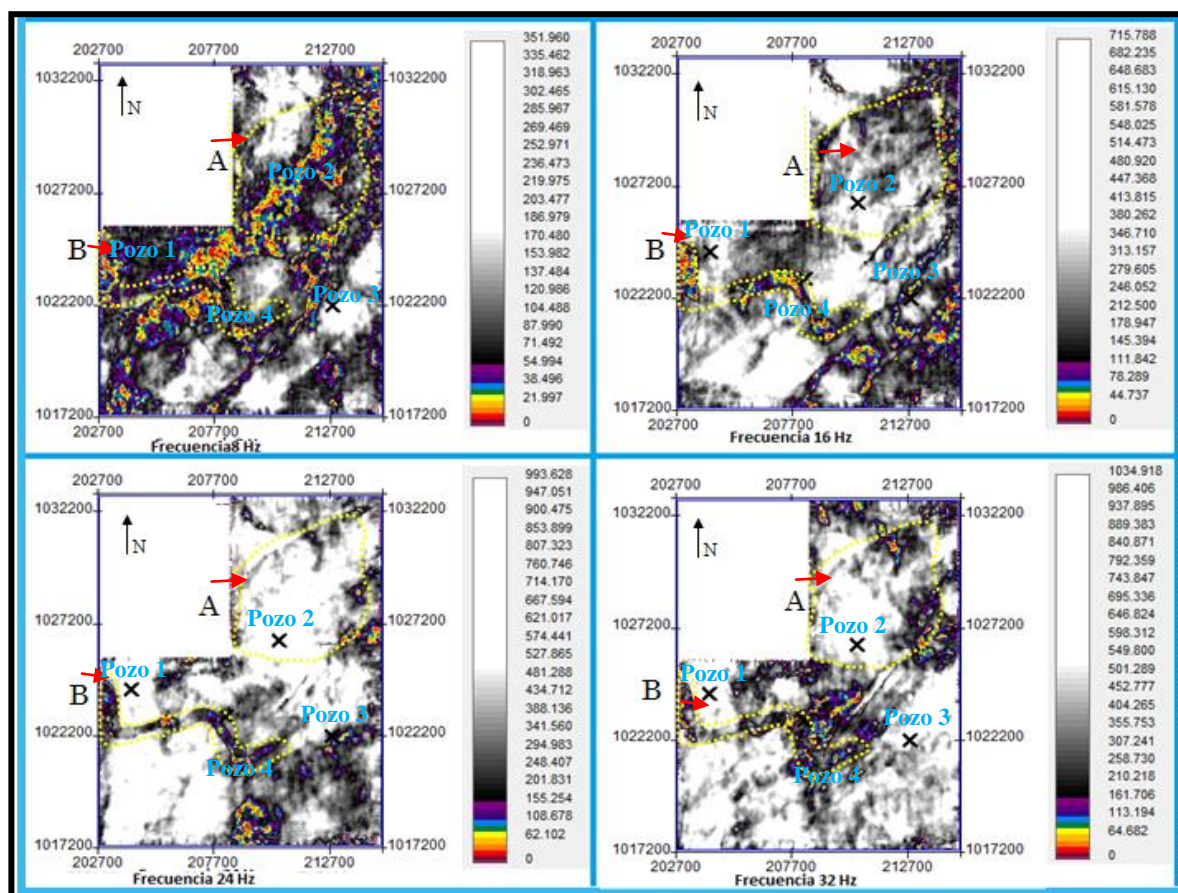


Figura 5. 22 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en el Tope de Roblecito. En recuadrados y flechas rojas la zona que presenta característica sísmica anómala.

Aplicación de la transformada de Fourier y Morlet para MFS_A

En los mapas de descomposición espectral para la superficie MFS_A (figuras 5.23 y 5.24), solo se identificaron dos (2) respuestas que presentan características estratigráficas que se atribuyen a la presencia de canales. El primero se encuentra ubicado hacia noreste del campo que validan el ambiente de depositacional de la formación de Chaguaramas, y un segundo canal al suroeste. Ambos se encuentren bien delimitados a pesar de las variaciones en frecuencias, y su anomalía se puede deber a cambios litológicos entro del campo.

En la figura 5.25, se puede apreciar una sección de una línea arbitraria con orientación NE-SW que atraviesa perpendicular al canal. En este se observa por medio del atributo de fase instantánea un comportamiento anómalo en la continuidad de los reflectores (ovalo amarillo), hecho que se atribuye a la presencia del mismo.

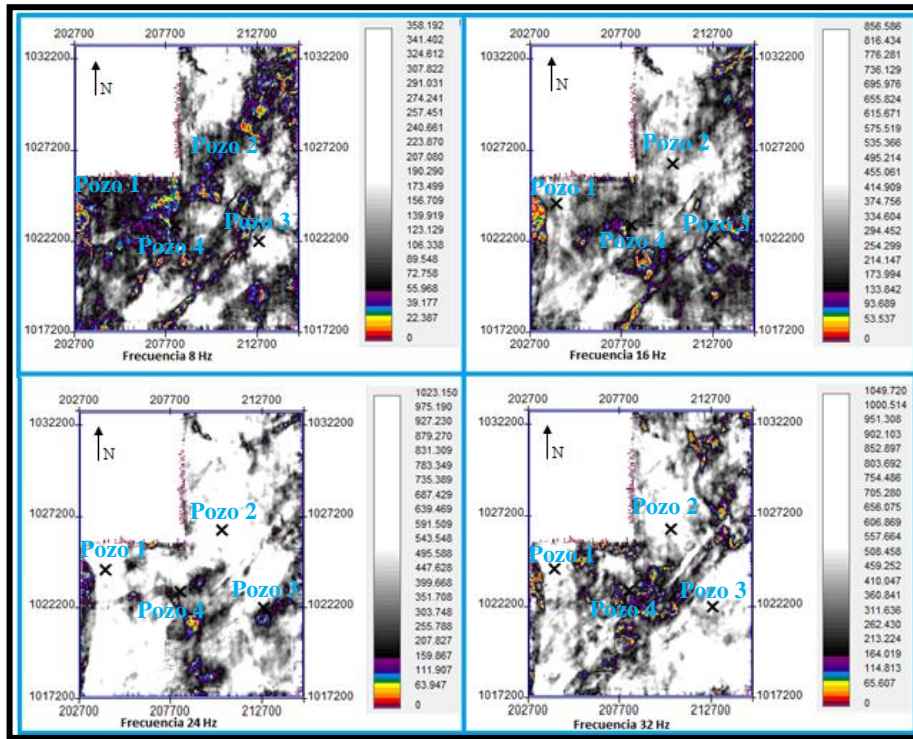


Figura 5. 23 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en la MFS_A.

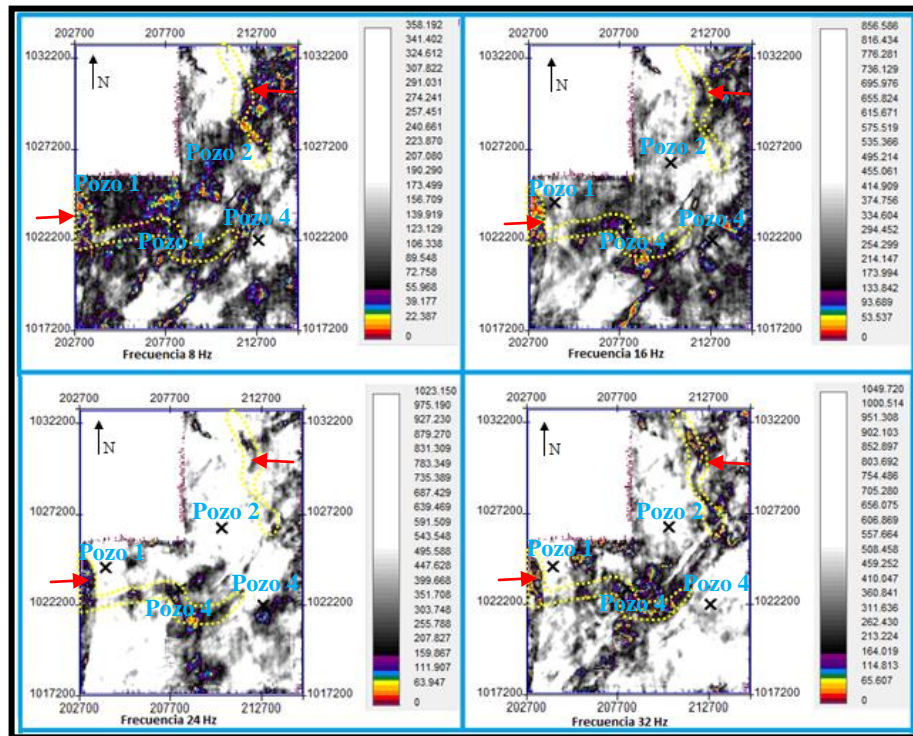


Figura 5. 24 Vista en planta de los volúmenes de isofrecuencias en la MFS_A. En recuadrados y flechas rojas

la zona que presenta característica sísmica anómala.

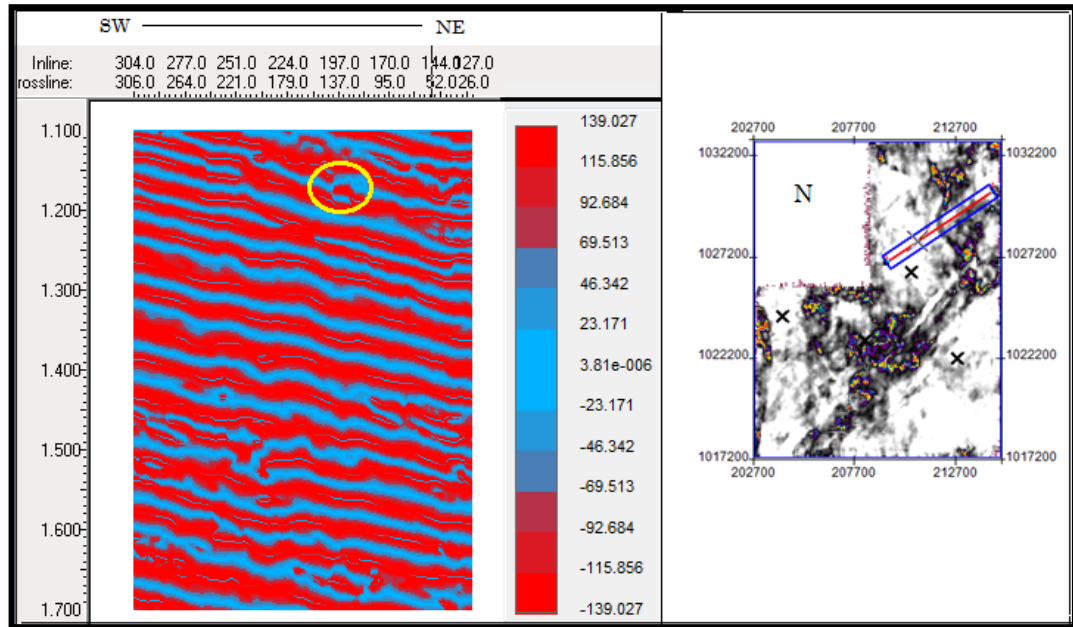


Figura 5. 25. Línea sísmica arbitraria, con atributo de fase instantánea. En el ovalo amarillo se aprecia la respuesta sísmica asociada la presencia de una canal.

5.4.2 Descomposición espectral y visualización multiatributos

En esta sección se muestran los resultados de la superposición de los distintos volúmenes de descomposición espectral generados anteriormente para las frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. Para llevar a cabo dicha superposición, se aplicó la técnica de “*Horizon probe*” de la aplicación “*Geobody interpretation*” del software Petrel 2009, y se seleccionó como color RGB (*red, blue and green*). En el cual el color rojo representa la frecuencia, de 16 Hz, con el color verde las del cubo de 24 Hz, y finalmente el color azul es para las frecuencias de 32 Hz. Las curvas de opacidad se modificaron con el fin de resaltar las mayores amplitudes. De esta forma se puede evaluar el comportamiento y relación extensional de las respuestas de estos atributos.

En la figura 5.26 se presenta un subvolumen compuesto de amplitudes correspondientes al horizonte 1. En este mapa se aprecia la superposición de amplitudes anómalas en tres sectores (óvalos amarillos). El primero está ubicado cercano al pozo 2 al norte, donde la frecuencia mas baja (16 Hz) posee una menor extensión respecto a las demás, siendo la de mayor extensión las de 24 Hz. De igual forma, el segundo ubicado en el sureste sobre el pozo 3, las frecuencias con maor extensión son las de 24 y 32 Hz, respecto a la de 16 Hz.

Por lo tanto, esta respuesta se atribuye a que existe una variación temporal de la capas, es decir, que las amplitudes observadas a frecuencias bajas podrían tener mayor espesor que aquellas de mayor frecuencias.

Finalmente, la tercera anomalía ubicada al suroeste presenta tendencias estratigráficas con forma de canal, que se dibuja a altas frecuencias.

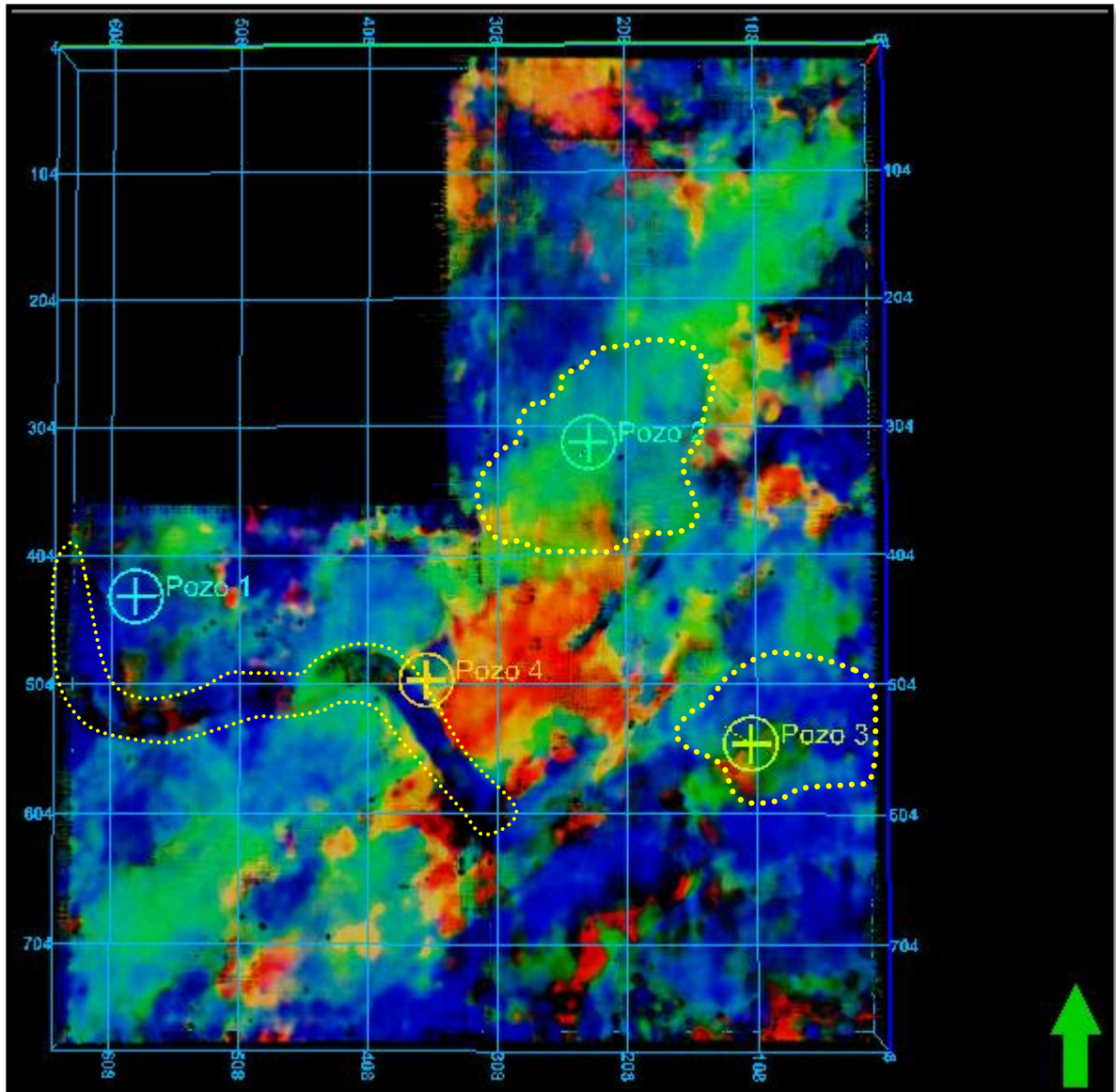


Figura 5. 26. Atributo RGB horizonte 1, asociado a la arena 1. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se encuentran identificadas las anomalías sísmicas

En la figura 5.27 se presenta el horizonte 2, donde se distingue una superposición de amplitudes anómalas de los tres volúmenes (óvalo rojo). En este caso, se observa que para las frecuencias mayores 32 Hz ya la extensión areal ha disminuido, sin embargo a los 24 Hz esta es mayor. Este comportamiento, se asocia a la presencia de capas de mayor espesor, y/o a la presencia de una arena con fluido (gas). De igual forma, de acuerdo a los registros de pozos se verifica que para este nivel existe la presencia de gas debido a los bajos valores de saturación de agua, densidad y porosidad neutrón.

De igual forma, se observa con claridad las fallas 1, 3 y 7 (recuadros amarillos), las cuales presentan una dirección preferencial N43°E.

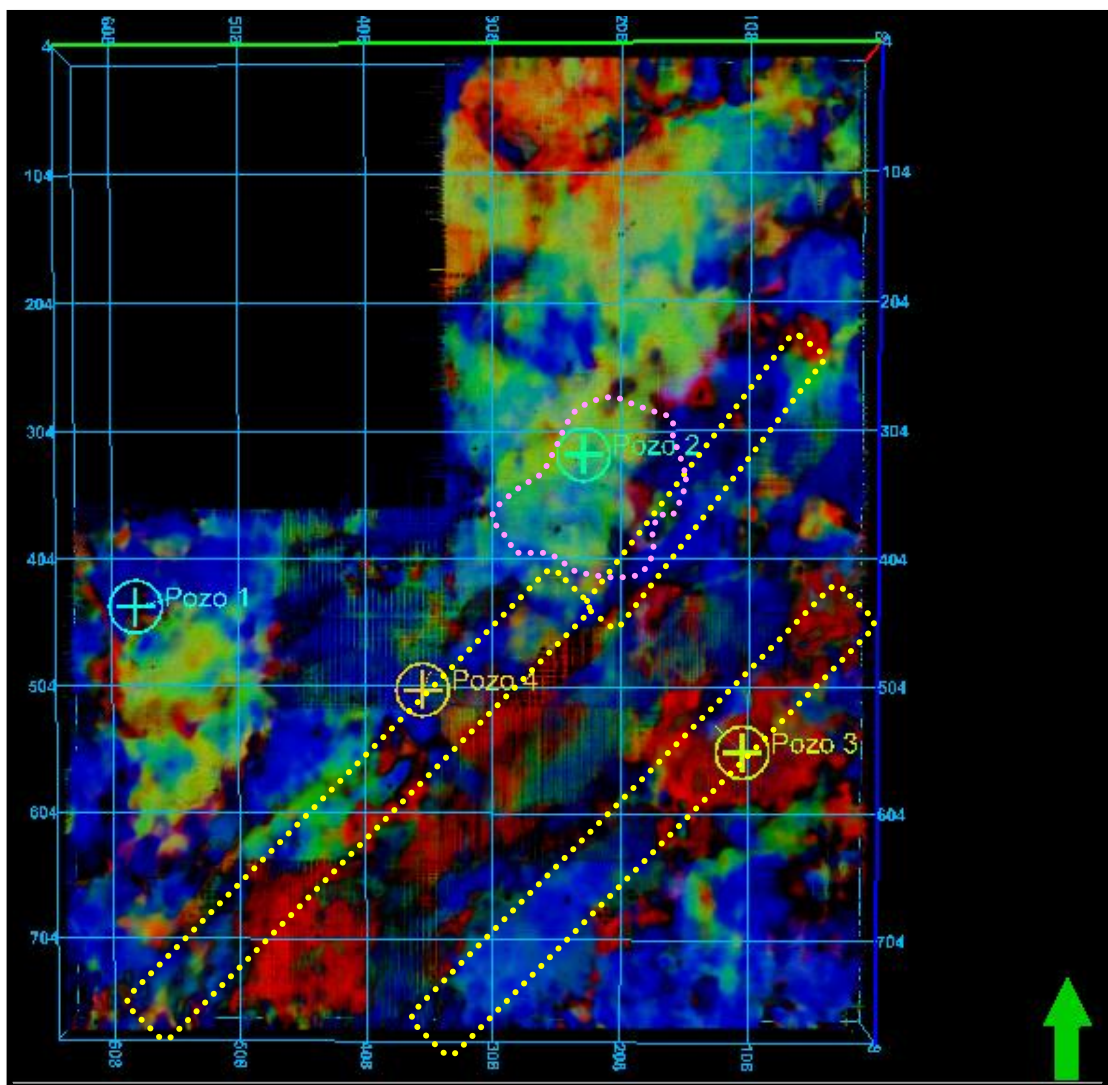


Figura 5. 27 Atributo RGB horizonte 2, asociado a la arena 2. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En óvalo rosado se aprecia anomalía sísmica, mientras que los recuadros amarillos encierran las fallas.

En el caso del horizonte 3, en la figura 5.28 se distingue una anomalía producto de la superposición de las amplitudes al norte del área de estudio sobre el pozo 2 (óvalo amarillo), y otra que presenta una alineación N43°E correspondiente a la falla 6 (recuadro rojo).

Para la primera anomalía se aprecia que las bajas frecuencias (16 Hz) presentan menor extensión. Mientras que las amplitudes para las frecuencias de 24 y 32 Hz tienen una distribución mayor a lo largo del área respecto a las de 16 Hz. No obstante, las amplitudes a 24 Hz abarcan mayor extensión con respecto a la de 32 Hz. Este comportamiento se asocia a la presencia de una arena de interés prospectivo (arena 3), respuesta que se corrobora con los mapas suministrados por Teikoku Oil and Gas y los registros de pozos.

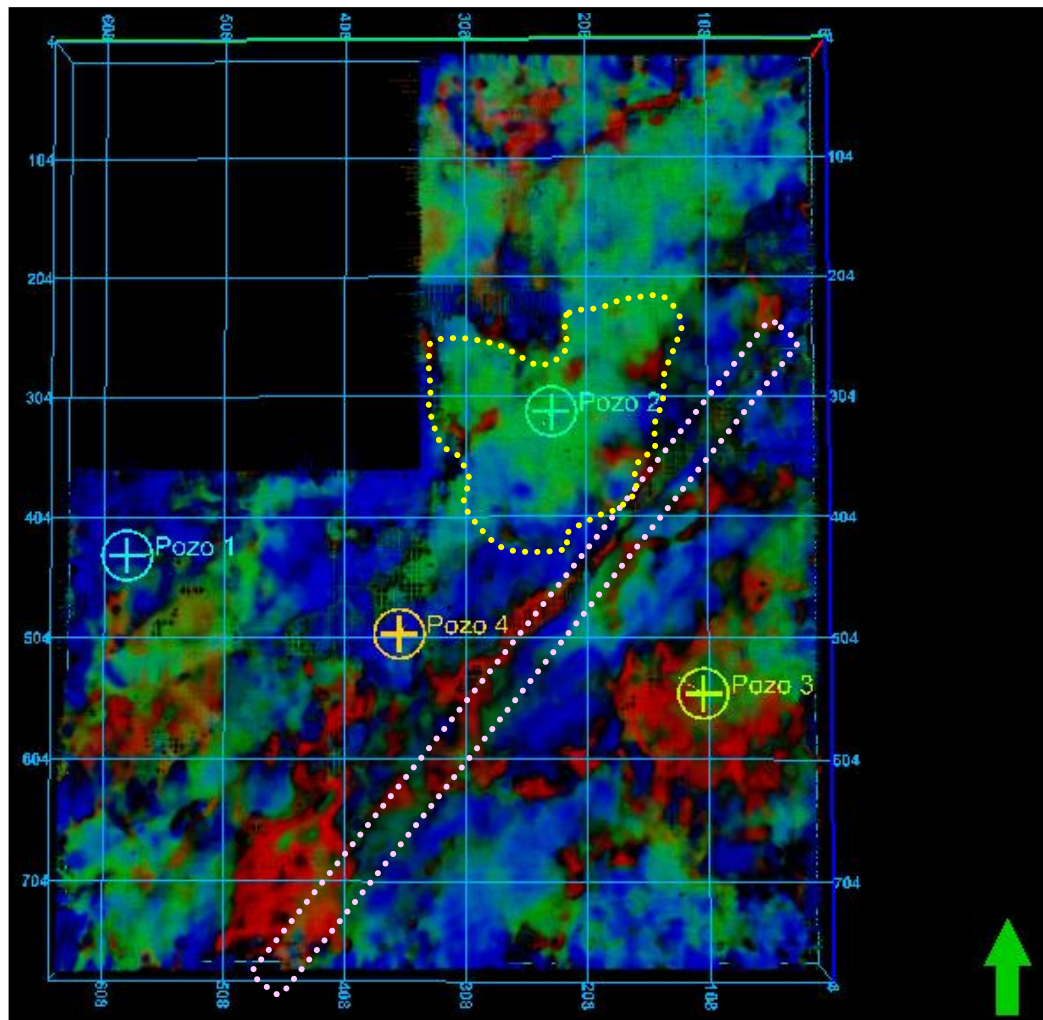


Figura 5. 28 Atributo RGB horizonte 3, asociado a la arena 3. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En óvalo amarillo se aprecia anomalía sísmica, mientras que el recuadro rosado encierra la falla.

En la figura 5.29 correspondiente al horizonte 4, se distinguen una zona con amplitudes anómalas producto de la superposición de las distintas frecuencias. La misma se encuentra cercano al pozo 2 (ovalado amarillo) al norte del campo, en este caso se aprecia que la frecuencia que posee una mayor exención es la de 24 Hz, mientras que la de 32 Hz y 16 Hz son menores. Este comportamiento, se atribuye a la presencia de cambios de impedancia acústica asociados a la presencia de una arena con gas (arena 4), respuesta que se comprueba en los registros de pozos por sus bajos valores de densidad, porosidad neutrón y saturación de agua.

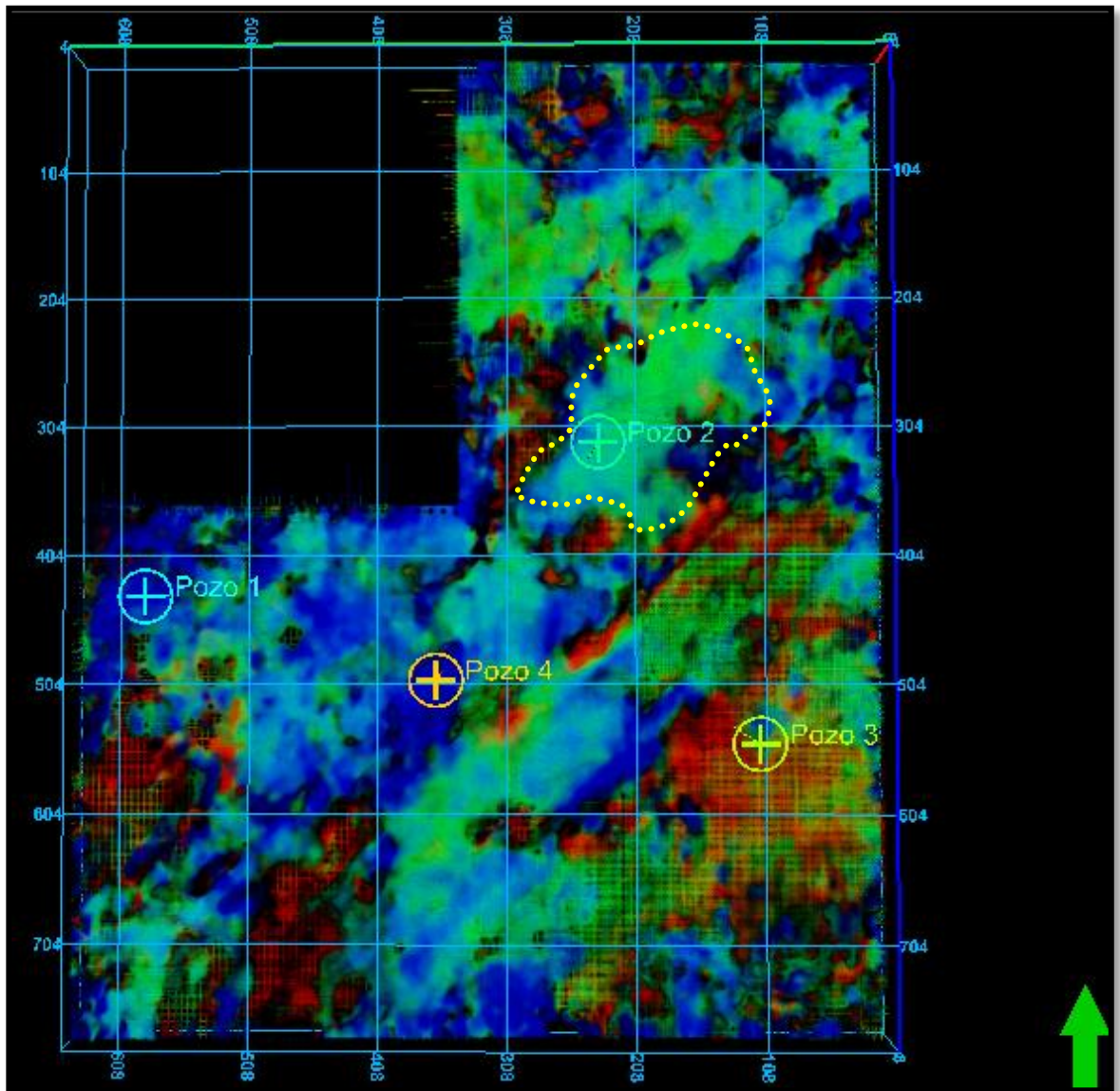


Figura 5. 29 Atributo RGB horizonte 4, asociado a la arena 4. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se aprecian las anomalías.

En la figura 5.30 se presenta un subvolumen compuesto de amplitudes correspondientes al Tope de Roblecito. En este mapa se aprecia la superposición de amplitudes anómalas en dos sectores, uno de ellos ubicado al sur (recuadro amarillo) presenta características estratigráficas con forma de canal. Mientras que la segunda (ovalo amarillo), no presenta características geométricas, sin embargo las frecuencias de 24 y 32 Hz son las que predominan dentro de la misma, siendo la de 24 Hz la de mayor extensión. Esto puede ser producto a la presencia de arenas con posible fluido, lo cual se verifica en los registros del pozo 2 para este nivel.

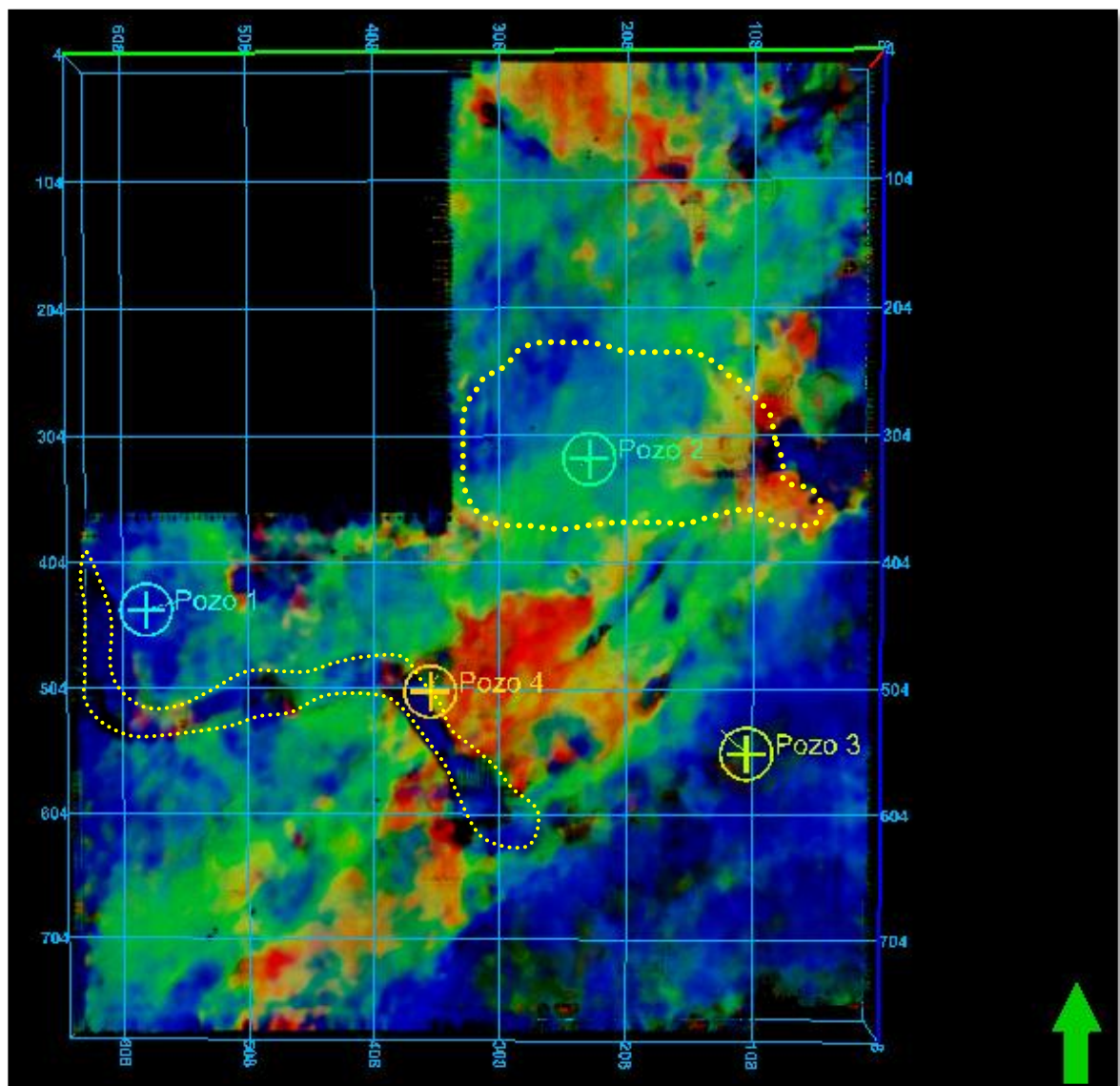


Figura 5. 30 Atributo RGB tope de Roblecito. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz. En recuadros amarillos se aprecian las anomalías.

Finalmente, la figura 5.31 se presenta la superficie MFS_A con las diferentes frecuencias. En esta se observa una geoforma al suroeste del campo, adyacente al pozo 2 asociado a un canal.

En el cual la frecuencia predominante y de mayor extensión es la de 24 Hz. Mientras que hacia el norte, se distingue otra anomalía que presenta características geométricas propias de un canal, el cual valida el ambiente de depositacional de la formación de Chaguaramas

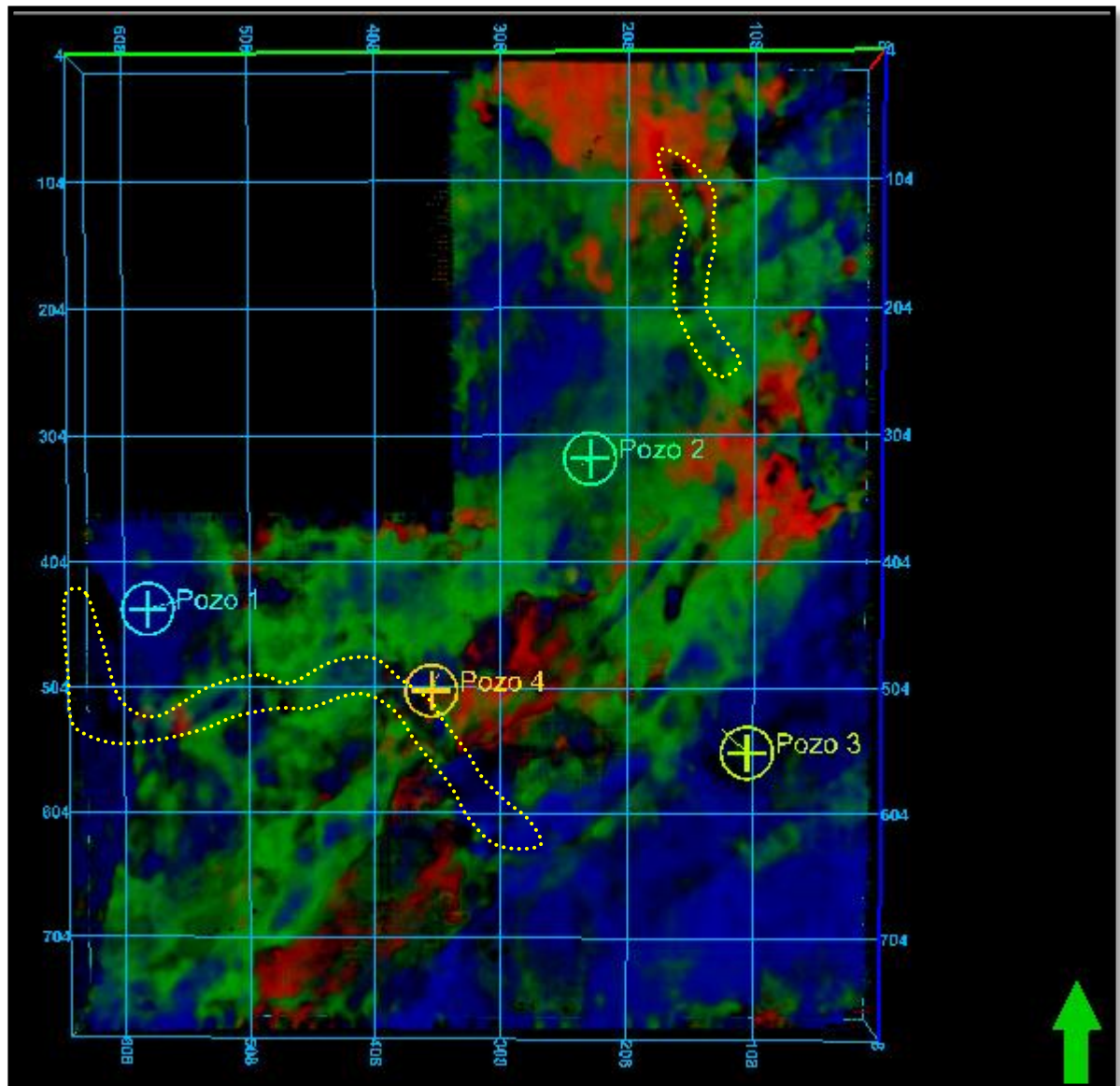


Figura 5. 31 Atributo RGB MFS_A. A frecuencias de 16, 24 y 32 Hz.

A partir de los análisis realizados, se puede decir que la frecuencia de 24 Hz es la que mejor representa las zonas de interés o arenas prospectivas ya que permitió mapear con mayor

certeza las anomalías. De igual forma, se podría asumir que la zona con mayor prospectividad se ubica cercana al pozo 2, debido a que se refleja en la mayoría de los horizontes, interpretados, y a su vez coinciden con los mapas de yacimientos de Teikoku Oil and Gas en conjunto con los mapas de atributos generados.

5.4.3 Análisis de gráficos cruzados de atributos (Crossplot)

Antes de realizar la comparación entre los volúmenes generados por descomposición espectral y los atributos basados en la Transformada Hilbert y atributos geométricos, es necesario realizar los gráficos cruzados “*Crossplot*” por pozo, para lograr discriminar entre los tipos de litologías, y a su vez verificar si por medio de la física de roca también es factible lograr el mismo objetivo. A continuación se muestra en la Tabla 5.2 los distintos atributos calculados:

Tabla 5. 2 Atributos sísmicos estimados a partir de los registros de pozos

Atributo	Ecuación
Vp (m/s)	$\frac{305000}{DTC}$
Vs (m/s)	$\frac{305000}{DTS}$
Densidad (kg/m³)	$RHOB \cdot 1000$
Impedancia Acústica (kg/s*m²)	$Ip = Vp \cdot \rho$
Relación Vp/ Vs	$\frac{Vp}{Vs}$

En el caso del pozo 1, los gráficos cruzados que permitieron discriminar entre litologías se encuentran relación Vp/Vs vs velocidad e onda P, Velocidad de onda P vs RHOB, y NPHI vs Vp.

El gráfico mostrado en la figura 5.32, permite distinguir entre 2 tipos de litologías arena con gas y lutitas. Para las arenas los valores de velocidad se encuentran entre los 3500 y

4100 m/s y una relación de V_p/V_s menor a 1.60, mientras que las lutitas presentan valores de V_p/V_s de mayor magnitud pero con velocidades bajas. De este gráfico se puede confirmar que ambos atributos, se comportan tanto de manera individual como en conjunto como buenos discriminadores de litologías y fluidos.

Por otro lado, la figura 5.33 las arenas con fluido se encuentran en la parte superior con valores de velocidad V_p entre 3500 y 4100 m/s y una densidad promedio de 2.3 gr/cm^3 . En el caso de las lutitas las velocidades disminuyen a 2700 y 3200 m/s con densidades oscilantes entre 2.4 y 2.6 gr/cm^3 . Por lo tanto, a pesar de que los valores en la escala Z hayan variado de acuerdo a la propiedad, ambos atributos son aptos para discriminar litología y presencia de fluido dentro de la roca.

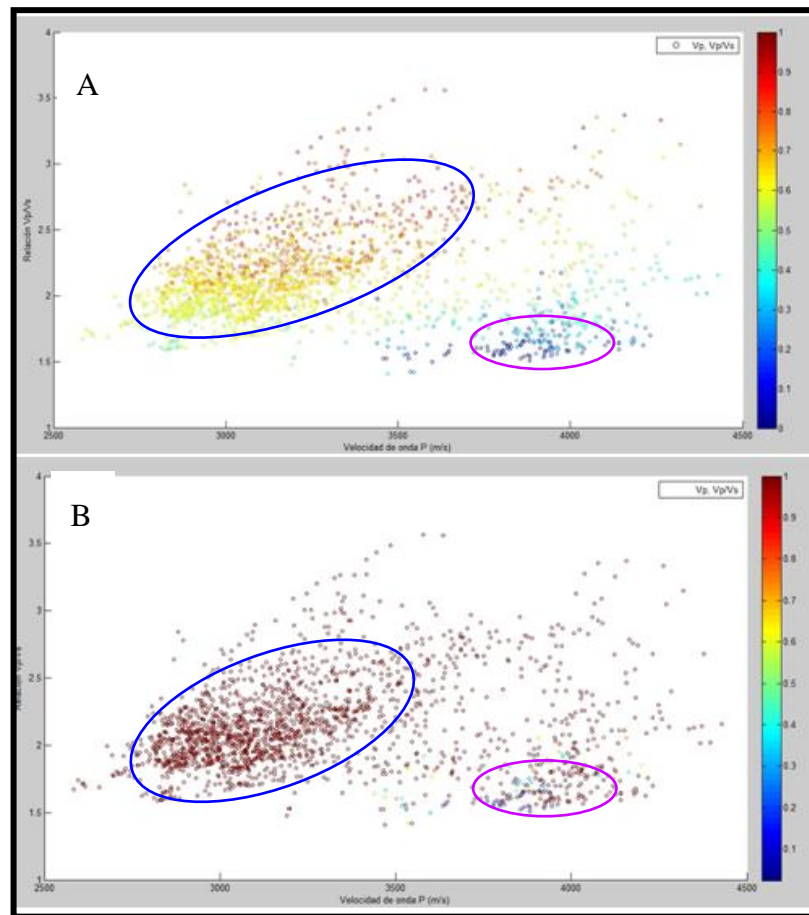


Figura 5. 32 .Gráfico cruzado (Pozo 1) relación V_p/V_s vs velocidad de onda P. A) Valores de V_{sh} en Z , B) Valores de S_w en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas

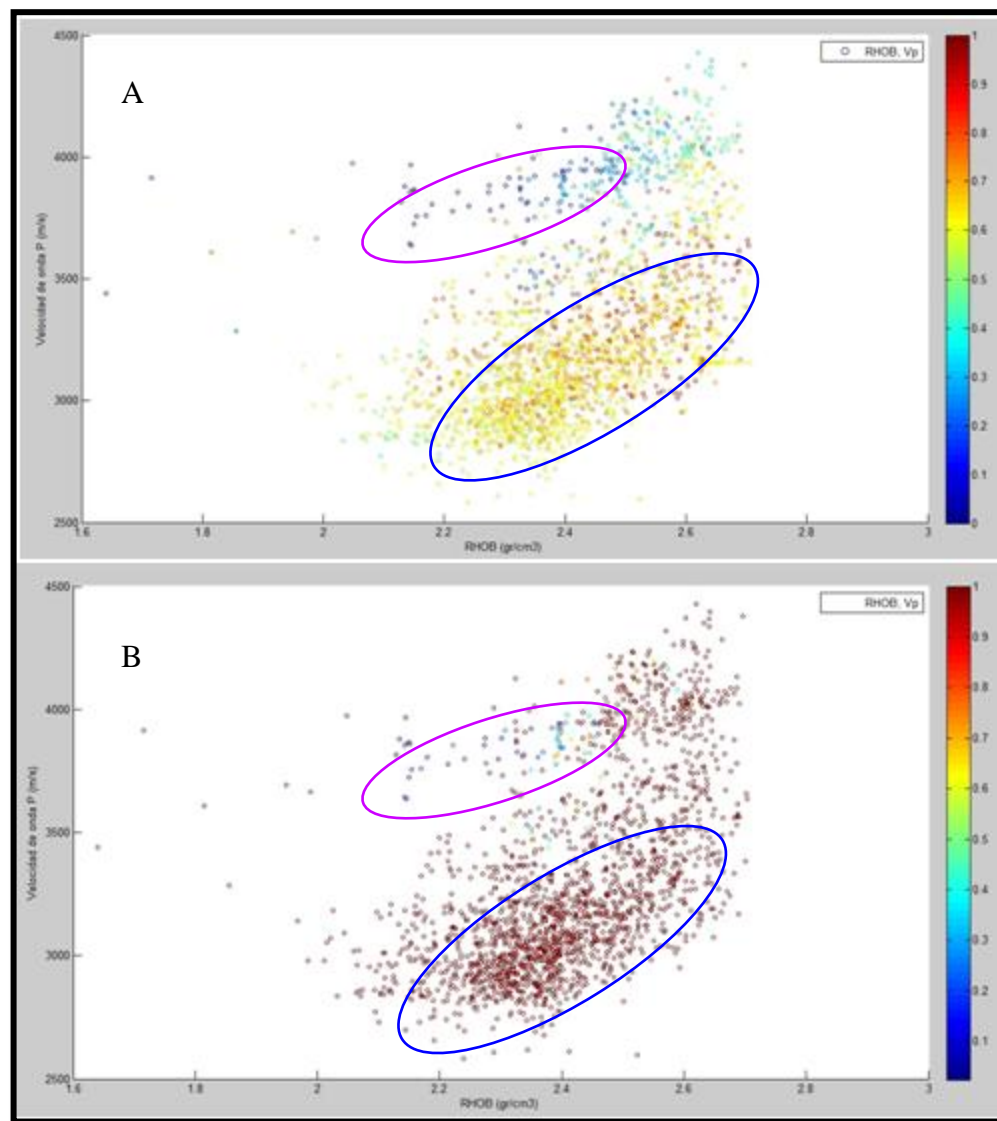


Figura 5. 33 Gráfico cruzado (Pozo 1) velocidad de onda P vs densidad (RHOB). A) Valores de Vsh en Z, B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas

Para el pozo 2, los “crossplot” de aspecto interesante son: V_p/V_s versus V_p (figura 5.34), NPHI versus V_p (figura 5.35) y V_{sh} versus I_p (figura 5.36). En el primer gráfico, se puede apreciar que las arenas con fluido (gas) presentan valores de V_p entre 3500 y 4300 m/s y una relación de V_p/V_s menor a 1.6. Mientras que los valores de las arenas sucias y las lutitas presentan valores de V_p más bajo y mayor valor de V_p/V_s , por lo tanto estos atributos son considerados buenos discriminadores de litologías. Respecto al gráfico de NPHI vs V_p , las arenas con gas tienen valores de velocidad oscilantes entre 3500 y 4300

m/s y baja porosidad (menor a 0.15), en el caso de las lutitas estas presentan una mayor porosidad (entre 0.25 y 0.40) y una velocidad de onda P menor. Esto permite concluir que tanto la porosidad neutrón (NPHI) como V_p , son buenos discriminadores de litologías y contenido de fluidos, ya que las respuestas obtenidas son las esperadas dentro del rango.

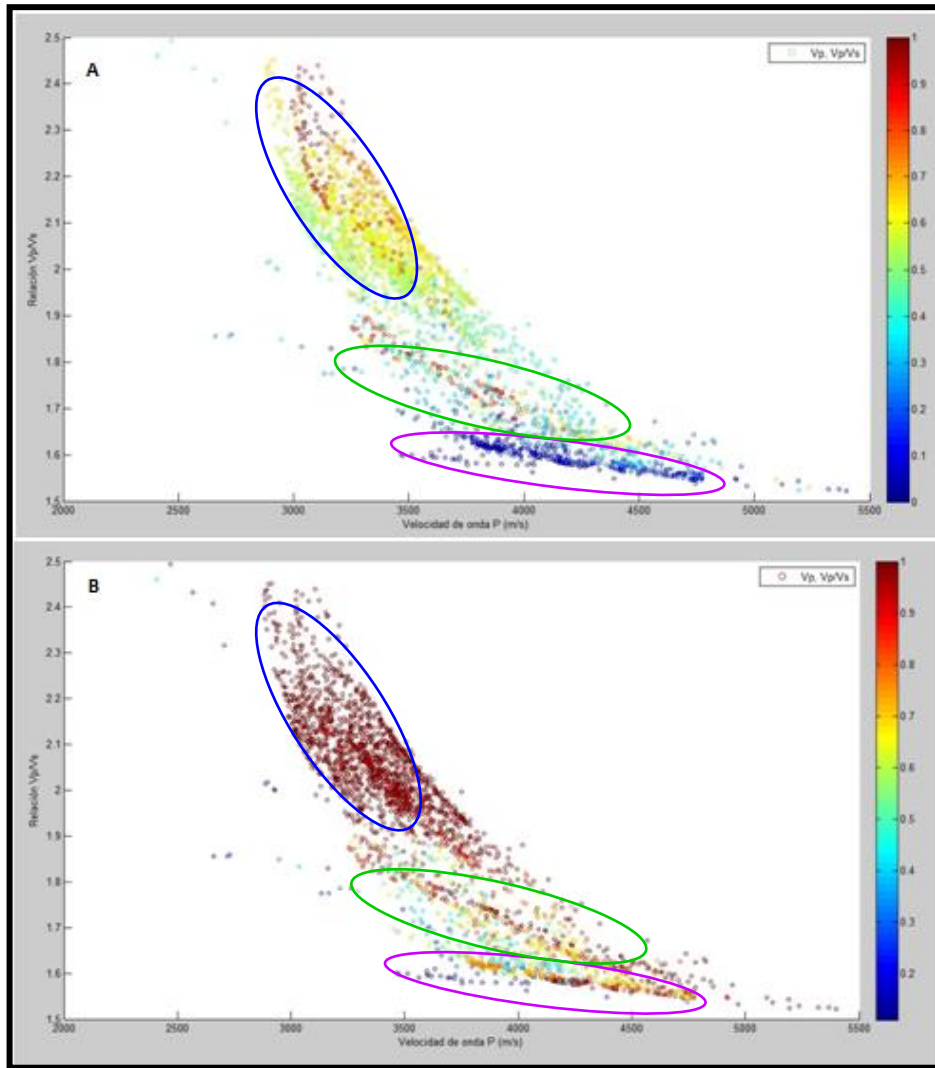


Figura 5. 34. Gráfico cruzado (Pozo 2) relación V_p/V_s vs velocidad de onda P. A) Valores de V_{sh} en Z, B) Valores de S_w en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas

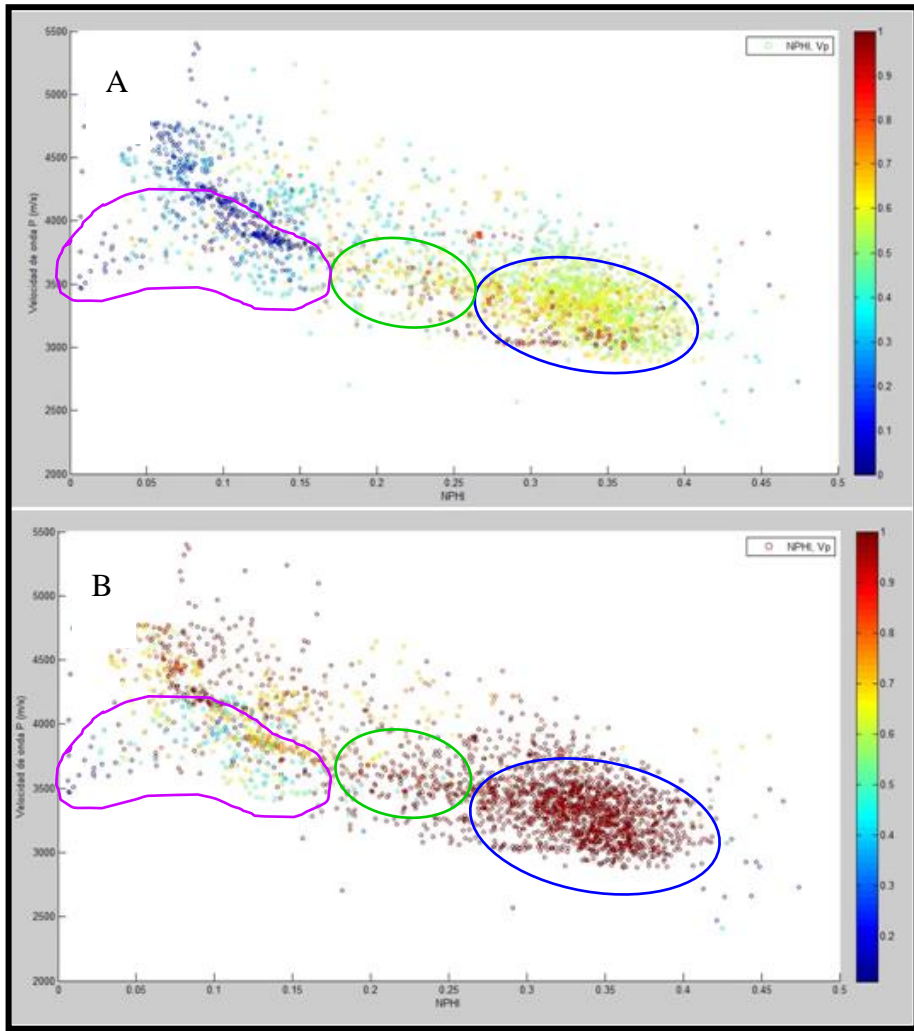


Figura 5. 35 Gráfico cruzado (Pozo 2) velocidad de onda P vs NPHI. A) Valores de V_{sh} en Z ,
 B) Valores de S_w en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas

Por último, en la figura 5.36 se diferencian las mismas litologías, sin embargo se observa que los valores de impedancia acústica entre arenas con fluido, arenas sucias y lutitas se encuentran dentro del mismo rango, lo que dificulta la discriminación y debe ser tomado en cuenta al momento de realizar la comparación entre atributos.

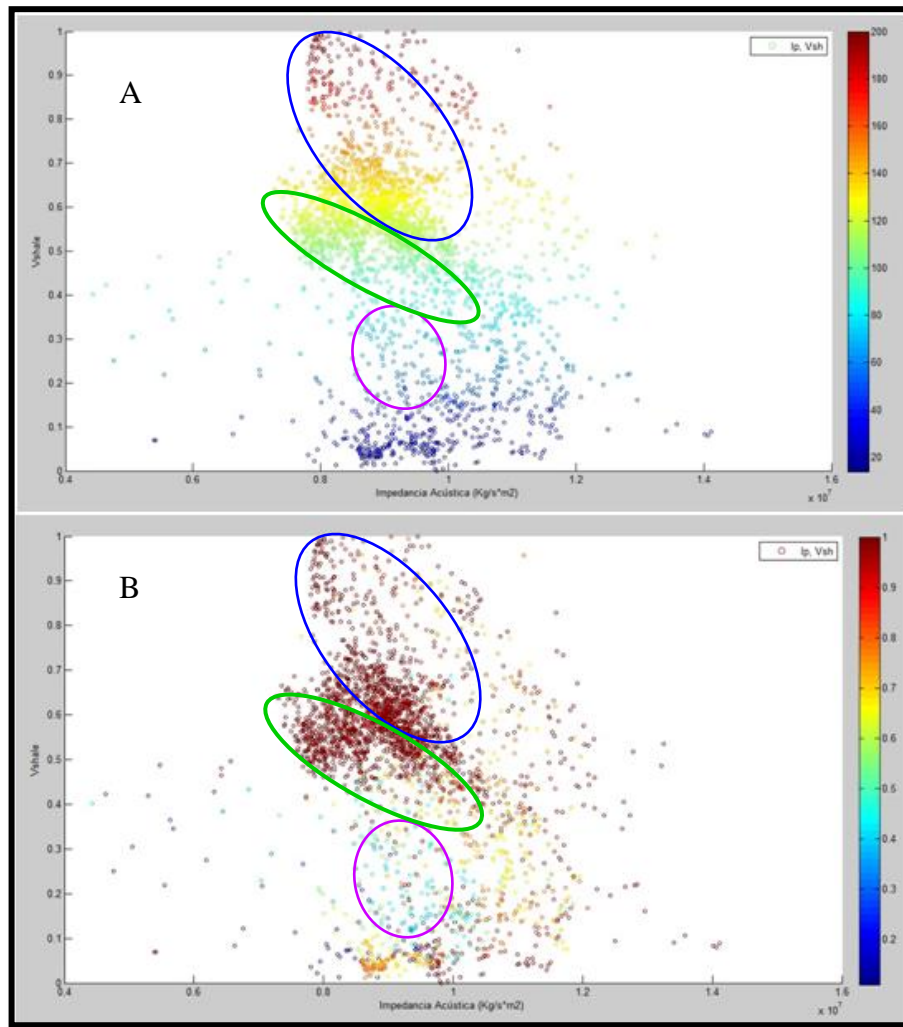


Figura 5. 36 Gráfico cruzado (Pozo 2) Impedancia acústica vs volumen de arcilla (Vsh). A) Valores de Gr en Z, B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.

Por otra parte, los gráficos que mejor discriminaron litología en el pozo 3 son: densidad (RHOB) versus velocidad de onda P, e impedancia acústica versus densidad (RHOB). En el primer gráfico cruzado (figura 5.37) se puede apreciar que es fácil discriminar entre arenas y lutitas, en el caso de las arenas con gas los valores de densidad son bajos, algo que es esperarse cuando existe contenido de fluido y velocidades de onda P que oscilan entre los 3500 y 4300 m/s. Mientras que para las lutitas, la densidad es mucho mayor pero con velocidades menores. De este gráfico se puede concluir que la densidad es un buen discriminador, ya que no es solo capaz de discriminar litologías sino también el contenido de fluido, al igual que la velocidad de onda P.

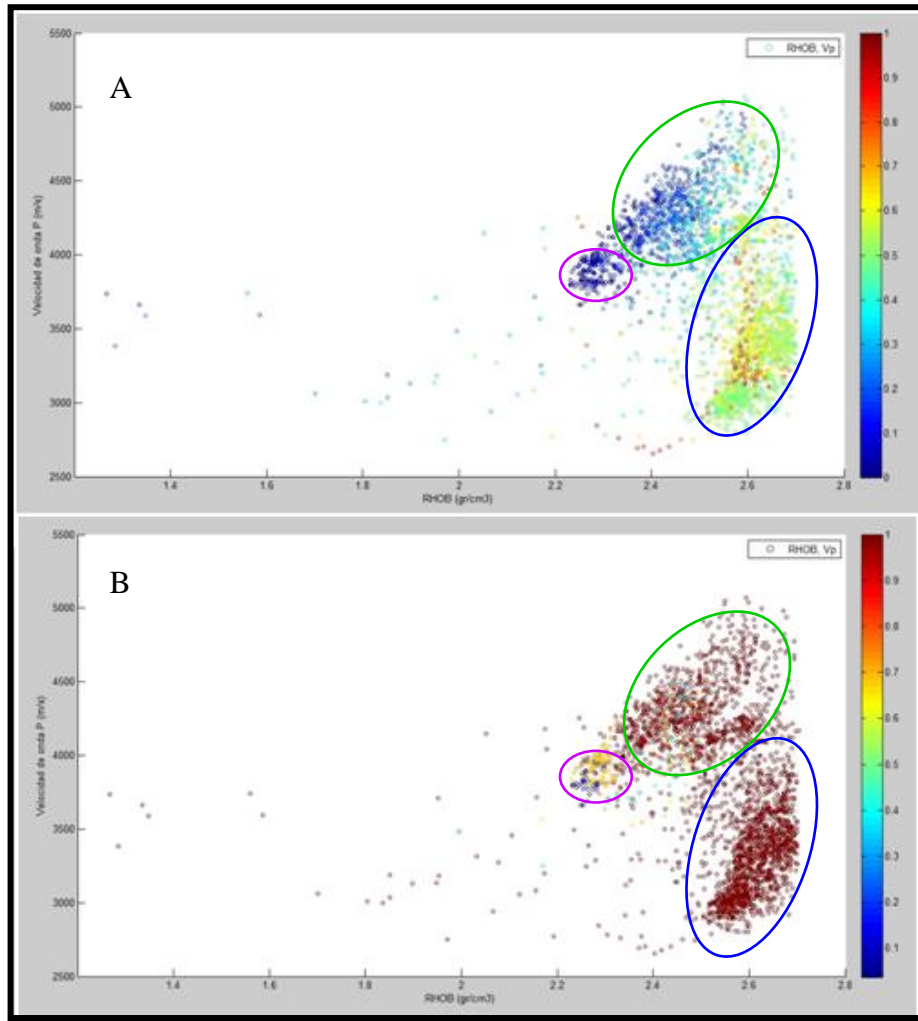


Figura 5. 37 Gráfico cruzado (Pozo 3) Velocidad de onda P vs RHOB A) Valores de Vsh en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.

Del mismo modo, en el gráfico de la impedancia acústica vs densidad (figura 5.38) se observa como en el pozo 2 que la impedancia acústica para las diferentes litologías el rango es el mismo, por lo tanto no es muy eficiente para diferenciar entre arenas y lutitas. Sin embargo, la densidad discriminó las arenas con fluido con valores bajos (menor a 2.3 gr/cm^3), mientras que para las lutitas la densidad es mayor.

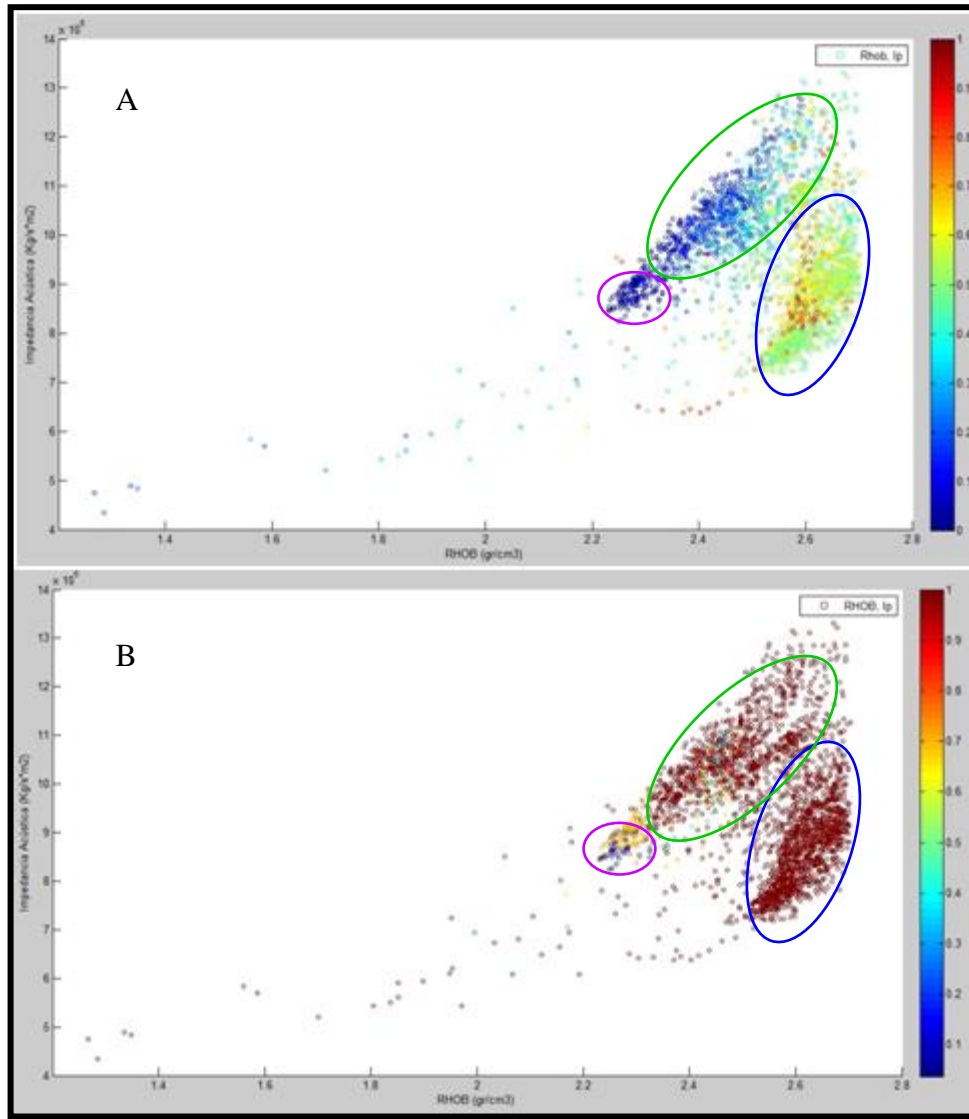


Figura 5. 38 Gráfico cruzado (Pozo 3) impedancia acústica vs RHOB A) Valores de Vsh en Z, B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia, ovalo morado: arena con gas.

Finalmente, para el pozo 4 los *crossplot* que presentaron mejores resultados densidad (RHOB) versus velocidad de onda P (Vp), e impedancia acústica (Ip) versus volumen de arcilla (Vsh).

En la figura 5.39 , los valores de mas bajas densidad (aproximadamente 2.2 – 2.3 gr/cm³) y valores velocidad de onda P que oscila entre los 3500 y 4300 m/s se asocian con arenas con gas; valores que similares en los anteriores gráficos. No obstante, para las lutitas los valores de densidad se encuentran entre 2.45 y 2.6 gr/ cm³ y velocidad entre los 3000 y 4200 m/s.

Lo que significa que en este pozo, la V_p no es útil al momento de diferenciar litologías, ya que no se puede distinguir entre arena sucia y lutitas.

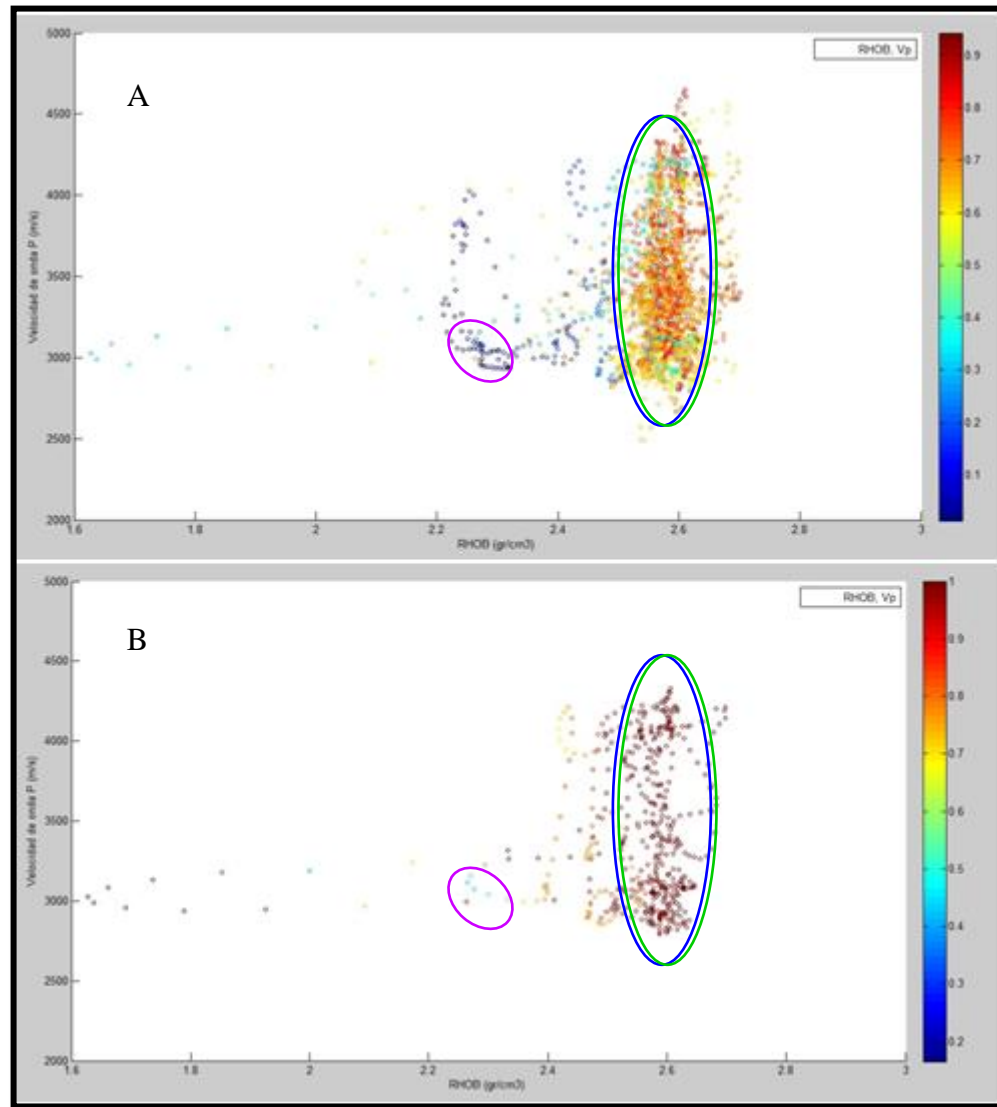


Figura 5. 39 Gráfico cruzado (Pozo 4) Velocidad onda P vs RHOB A) Valores de V_{sh} en Z, B) Valores de S_w en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo verde: arena sucia , ovalo morado: arena con gas.

Del mismo modo, en el gráfico de I_p vs V_{sh} (figura 5.40) se puede diferenciar entre litología por medio del volumen de arcilla, para valores menores al 25% son considerada arena de lo contrario serán considerados como arenas sucias o lutitas. No obstante, la impedancia acústica continua con el mismo comportamiento observado en los pozos anteriores, es decir, para los posibles tipos de litologías el rango es el mismo lo que genera dificultad para usarlo de forma individual para separar arenas, arenas sucia y lutitas.

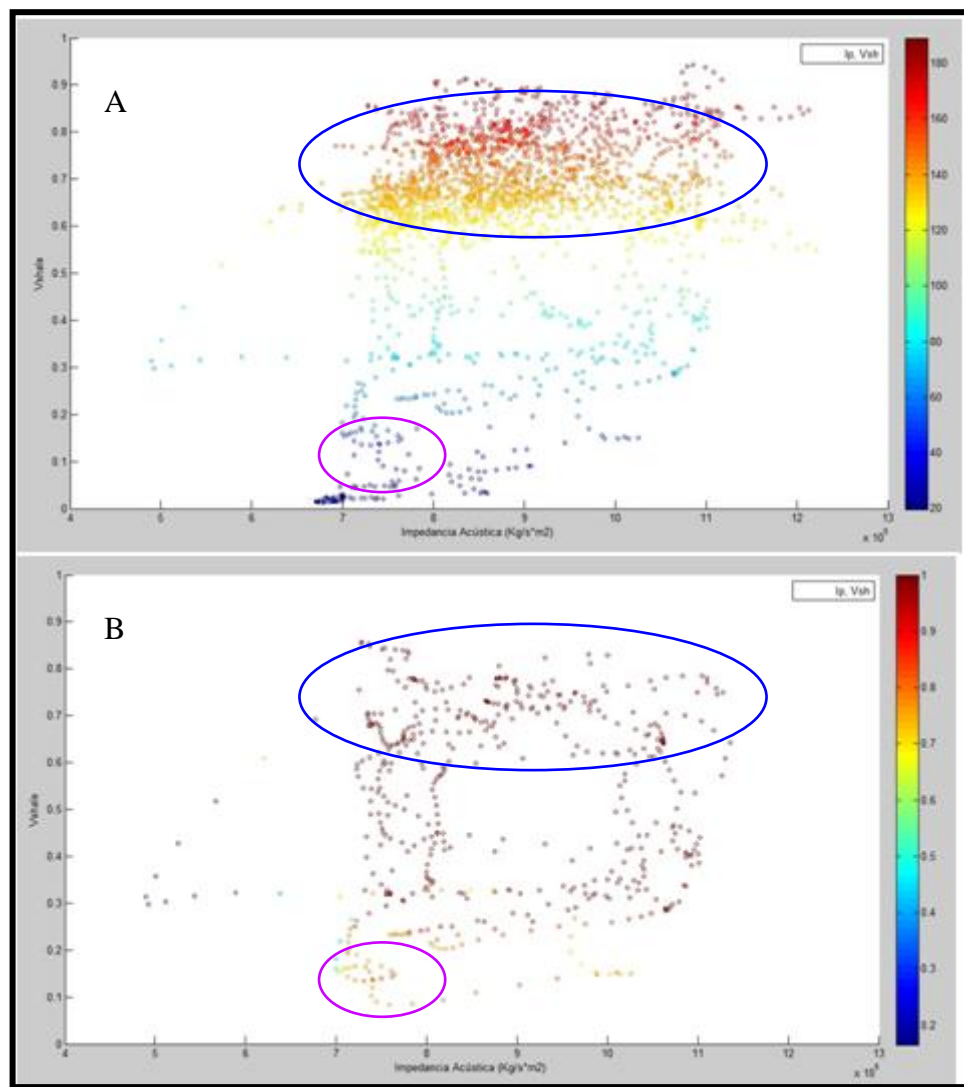


Figura 5. 40 Gráfico cruzado (Pozo 4) impedancia acústica vs volumen de arcilla A) Valores de GR en Z , B) Valores de Sw en Z. Ovalo azul: lutita, ovalo morado: arena con gas.

5.4.3. Comparación de los atributos de la transformada de Hilbert y geométricos

Durante esta fase, se busca establecer una comparación entre los atributos generados de la transformada de Hilbert y los geométricos, con el fin de asociar las anomalías sísmicas observadas a la presencia de arenas prospectivas. A continuación se seleccionaron 4 mapas de atributos instantáneos para cada uno de los horizontes y superficies: frecuencia instantánea, amplitud instantánea, impedancia acústica relativa (RAI), y descomposición espectral a 24 Hz.

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 1

En este horizonte se pueden distinguir dos (2) zonas de interés A y B, que presentan características similares. En el mapa de frecuencias instantáneas (figuras 5.41 c, y 5.42 c), se observan bajos valores de frecuencia en áreas cercanas a los pozos 2 y 3, respuesta que se atribuye a la presencia de gas, y es verificado en los registros para los pozos 2 y 3. Mientras que los altos valores distinguibles en la anomalía C, responde a una configuración geométrica asociada la presencia de un canal.

Seguidamente, el mapa de amplitud instantánea (figuras 5.41 d, y 5.42 d) presenta sus máximos valores en las mismas zonas (A y B) previamente mencionadas, anomalía que pudiese asociarse a la presencia de una arena de interés prospectivo. Estas mismas respuestas, son observables en el mapa de descomposición espectral (figuras 5.41 a, y 5.42 b)

Finalmente, en el mapa de impedancia acústica relativa (figuras 5.41 b, y 5.42 b) la zona A, cercana al pozo 2 presenta valores bajos de RAI, lo que se asocia a la presencia de una arena con gas, debido a que su impedancia acústica es menor con respecto a las lutitas que la rodean. Sin embargo, en el caso de la anomalía B, los valores son máximos, respuesta que pudiese atribuirse a la presencia de otro fluido (agua) que genera cambios en la respuesta acústico por las variaciones en la velocidad.

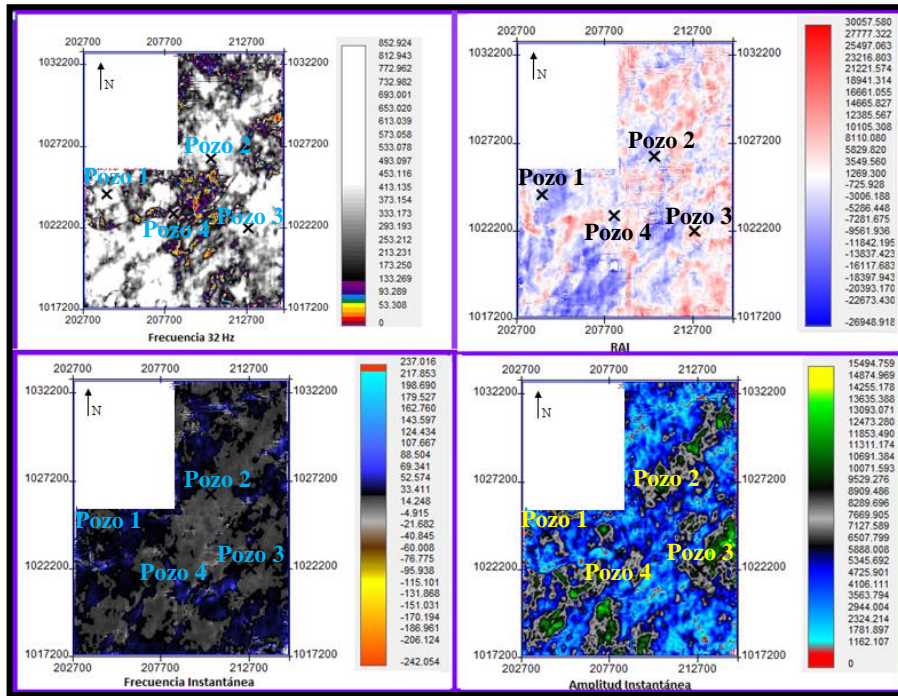


Figura 5. 41 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 1), asociado a la arena 1.

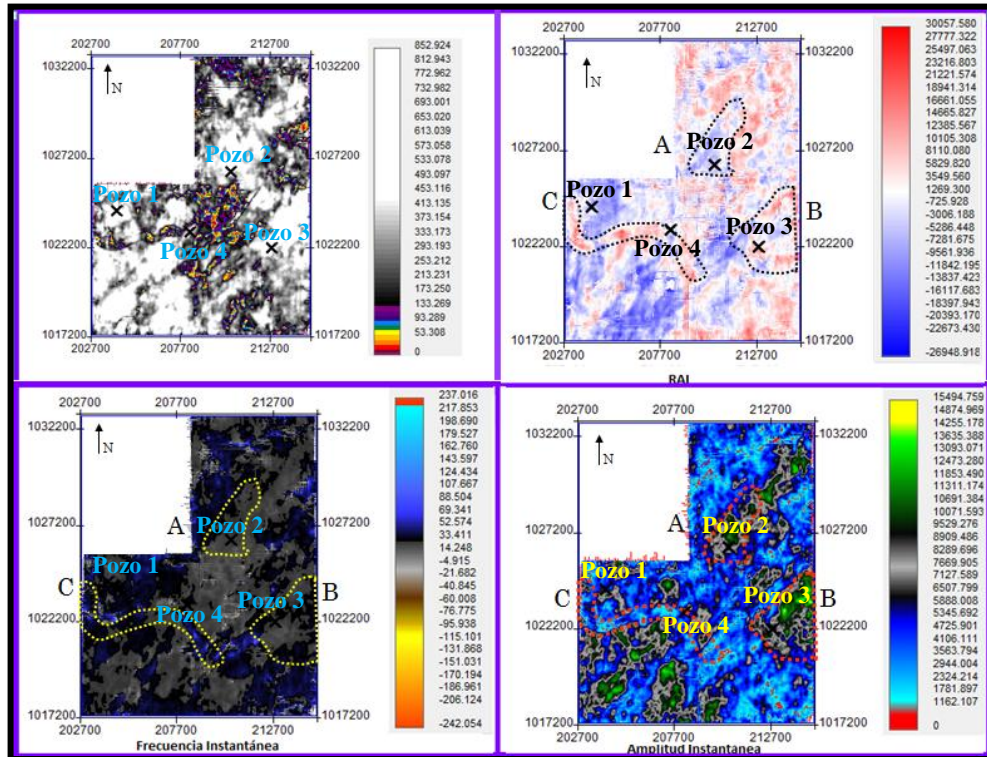


Figura 5. 42 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 1), asociado a la arena 1. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. En recuadros las anomalías.

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 2

En el mapa de amplitud instantánea (figuras 5.43 d, y 5.44 d) los valores de máxima amplitud se encuentran ubicados cercanos al pozo 1 (anomalía A), respuesta que se asocia a la presencia de una arena con gas (arena 2). De igual forma, el mismo comportamiento se observa al este del pozo 2 (anomalía B).

De igual manera, el mapa de frecuencia instantánea (figuras 5.43 c, y 5.44 c) los valores de baja frecuencia ubicadas en las mismas zonas descritas previamente, corresponden a capas de arena delgadas con posible fluido. Mientras que las anomalías mayores se relacionan con el acuñamiento que presentan las lutitas

De acuerdo lo mencionado anteriormente, en el mapa de descomposición espectral (figuras 5.43 a, y 5.44 a) se corrobora que para frecuencias menores existe un aumento en las amplitudes, respuesta que se atribuye a un cambio considerable en la impedancia acústica por la presencia de una capa de arena con gas o una interfaz fuerte.

Finalmente, el mapa de impedancia acústica relativa (figuras 5.43 b, y 5.44 b) para el mismo sector las impedancias son mínimas, anomalía que se asocia a la presencia de arenas gasíferas del tipo III de acuerdo a los trabajos de Rutherford y Willian. Respuesta que se corrobora con los mapas de yacimientos suministrados por Teikoku Oil and Gas (figura 5.45), en donde las anomalías se ubican sobre las arenas prospectivas.

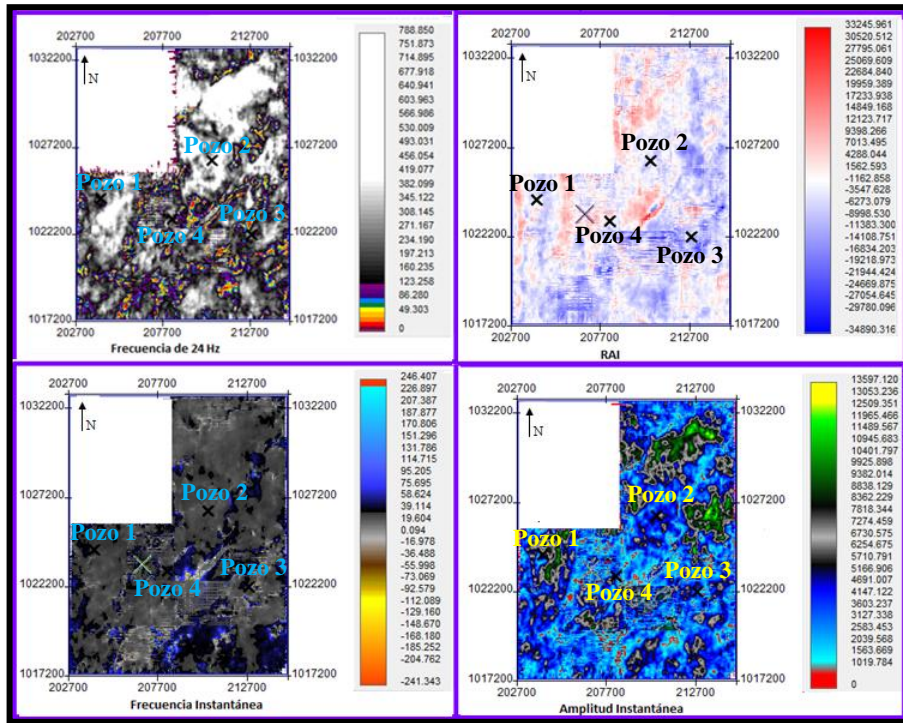


Figura 5. 43 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 2), asociado a la arena 2

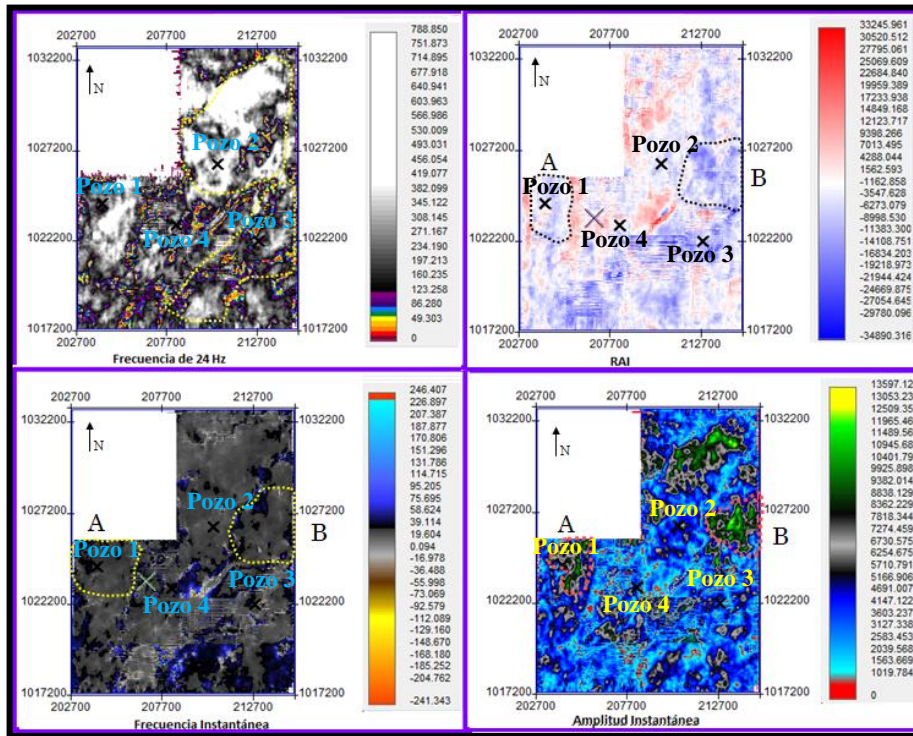


Figura 5. 44 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 2), asociado a la arena 2. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. En recuadros las anomalías

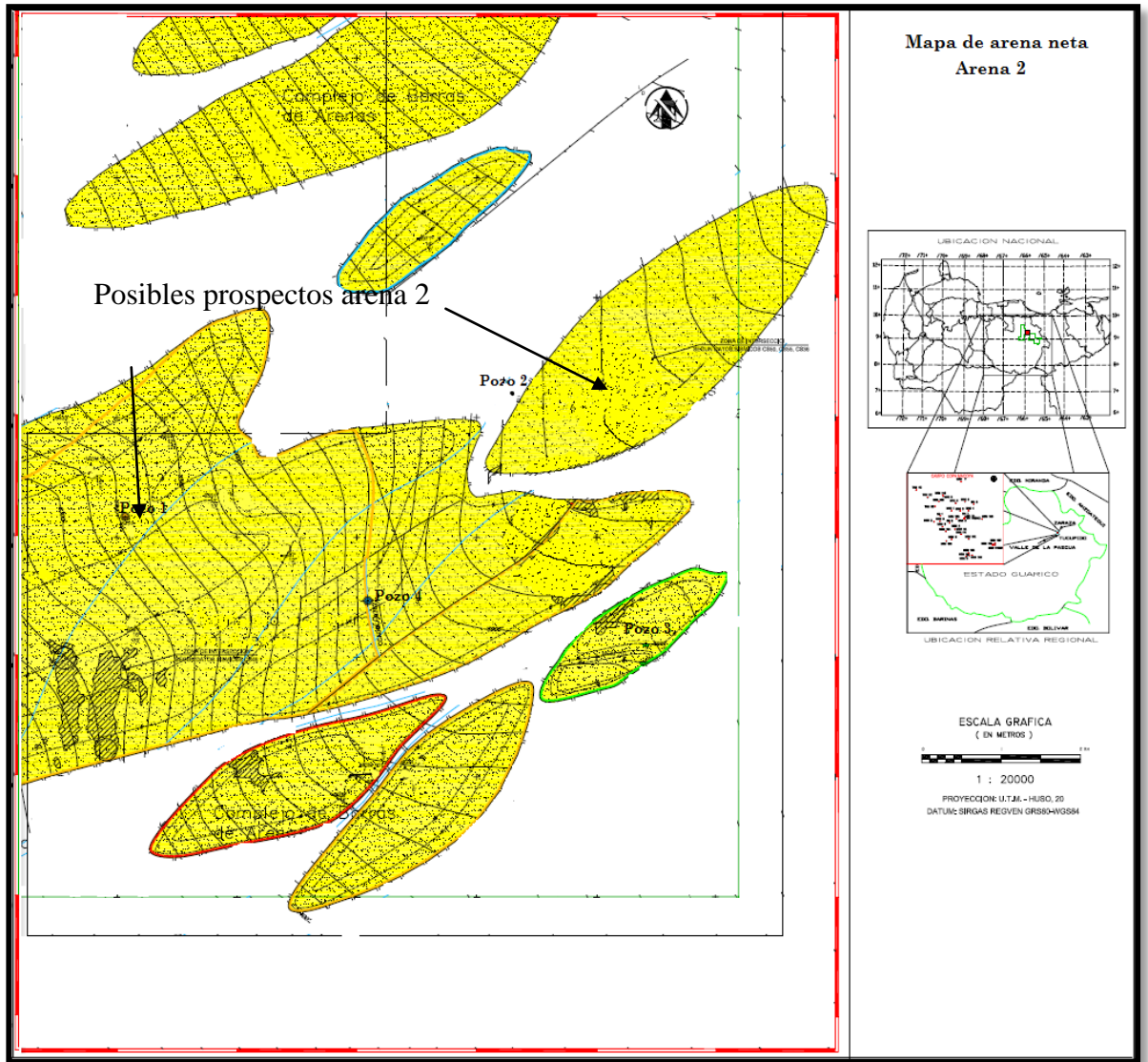


Figura 5. 45 Mapa de arena neta, de la arena 2. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo y con flechas se distinguen las arenas.

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 3

En esta superficie, se observan 2 anomalías (A y B) en el mapa de amplitud instantánea (figuras 5.46 d, y 5.47 d) en las zonas cercanas a los pozos 2 y 3 respectivamente, con valores de alta amplitud, los cuales pueden asociarse a la presencia de gas (arena 3). Los valores mínimos responden a acuñamientos de la lutita, propios de la formación Roblecito en dirección suroeste.

Continuando con el mapa de frecuencias instantáneas (figuras 5.46 c, y 5.47 c), para las áreas próximas al pozo 2 y 3 las frecuencias son bajas, anomalías que corresponden a la presencia de una arena prospectiva o de mayor espesor. Esta misma respuesta es apreciable en el mapa de isofrecuencias de 24 Hz (figuras 5.46 a, 5.47 a), donde a menor frecuencia la amplitud es más elevada, anomalía que se atribuye a un cambio en la impedancia acústica por la presencia de un fluido (gas).

Finalmente, en el mapa de impedancia acústica relativa (RAI) (figuras 5.46 b, y 5.47 b) la anomalía B que podría considerarse de interés prospectivo presentan valores de impedancia alto, lo que indica que la impedancia es más elevada respecto a las lutitas que lo limitan, asociándose a la arena del tipo II de acuerdo a la clasificación de Rutherford y Willian. Mientras, que la anomalía A, presenta bajos valores de RAI que pudiesen atribuirse a la presencia de gas de acuerdo a lo observado tanto en los registros de pozos como en los mapas de yacimientos suministrados por la empresa Teikoku Oil and Gas (figura 5.48).

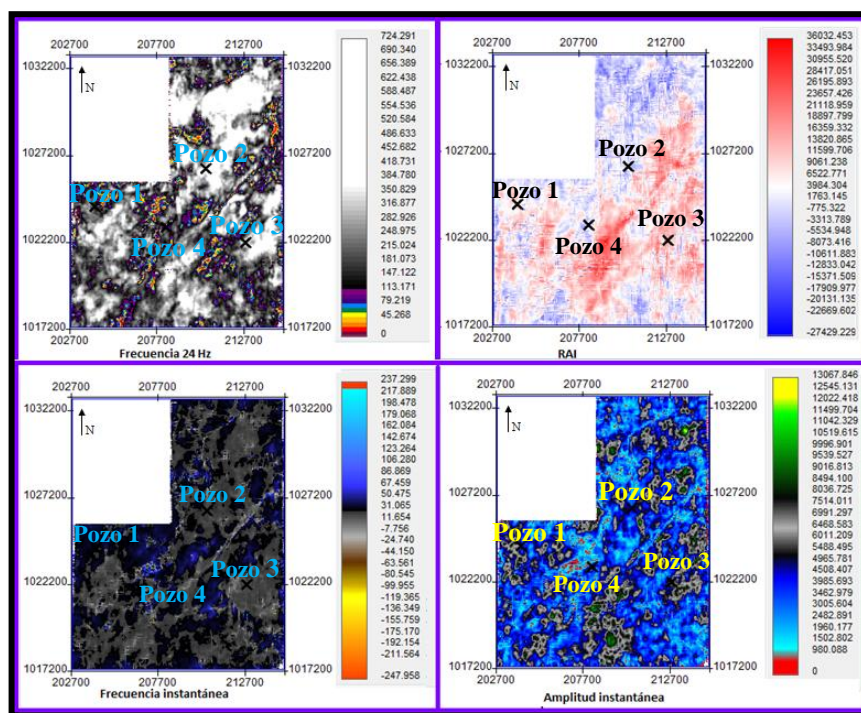


Figura 5. 46 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 3), asociado a la arena 3.

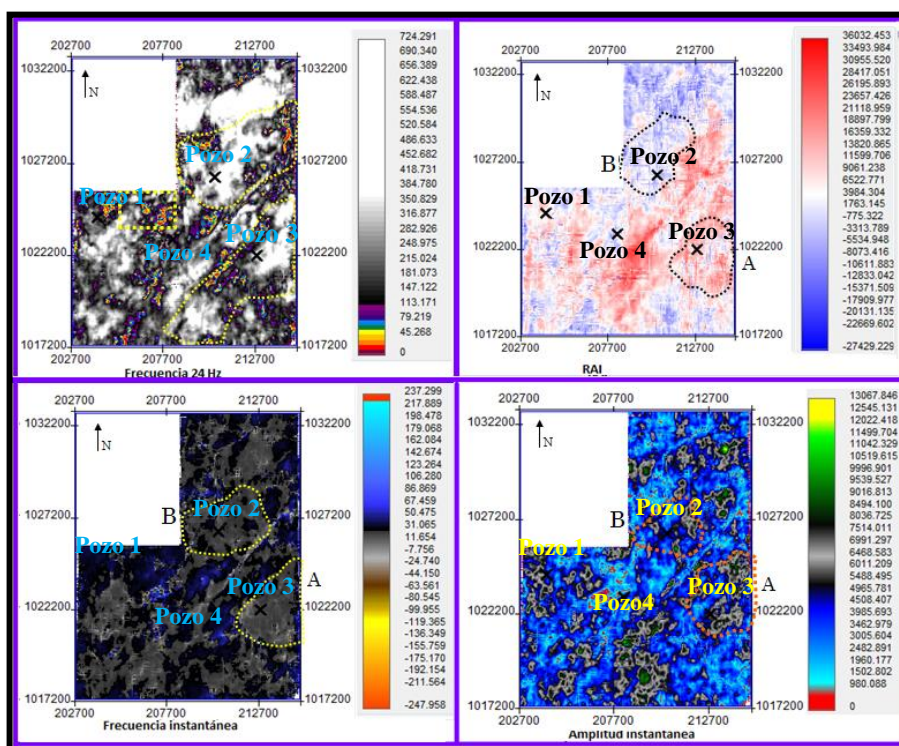


Figura 5. 47 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 3), asociado a la arena 3. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalia: ovalo amarillo

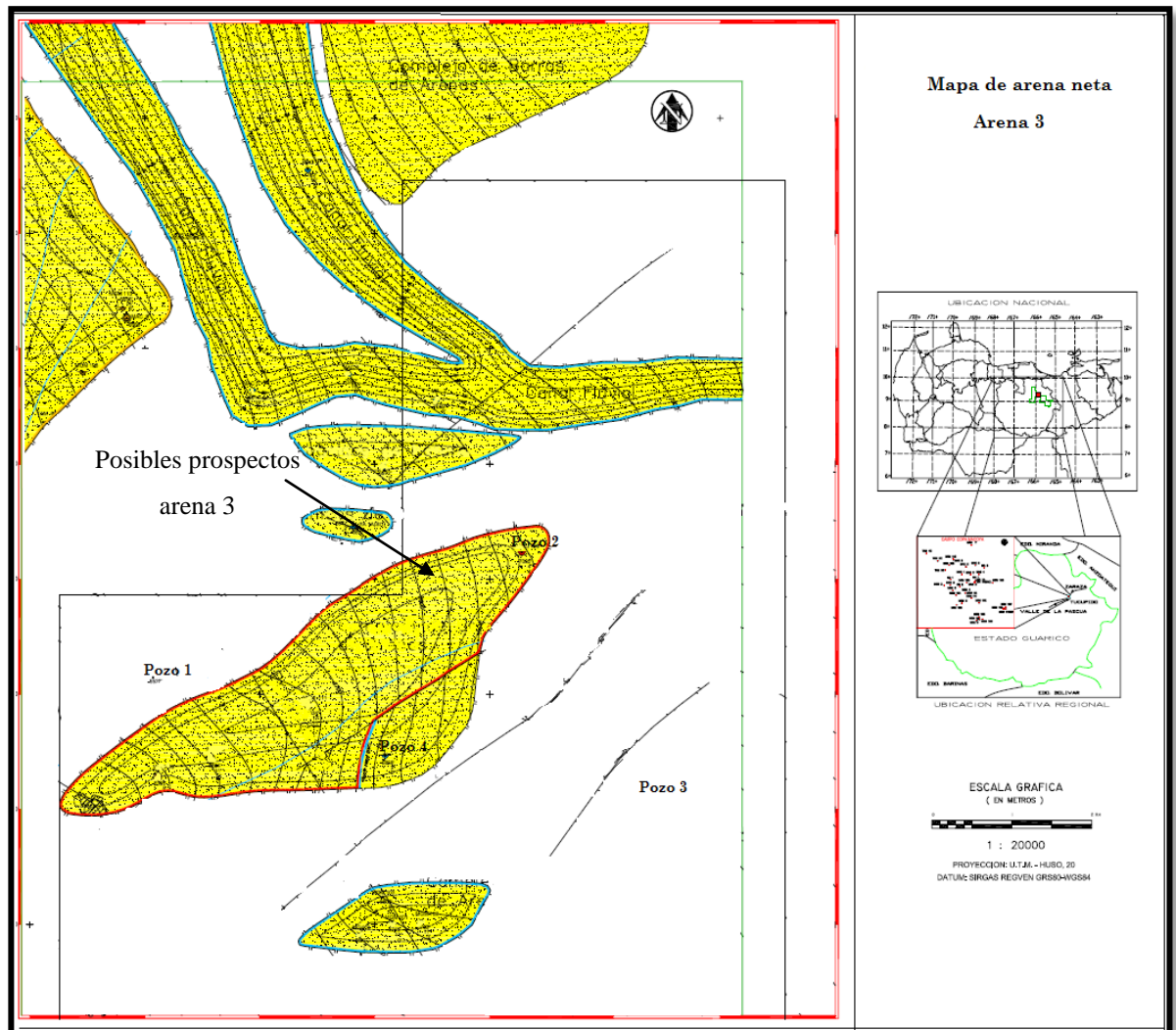


Figura 5. 48 Mapa de arena neta, de la arena 3. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Horizonte 4

En el mapa del horizonte 4, aplicando el atributo de amplitud instantánea (Figuras 5.49 d, y 5.50 d), se observa los máximos valores cercanos al pozo 2. Respuesta que se pudiese asociar a la presencia de una arena de interés de gran espesor. Por otra parte, el mapa de frecuencia instantánea (figuras 5.49 c, y 5.50 c) presenta valores cerca del sector anteriormente nombrado, atribuyendo la anomalía a la presencia de gas. Mientras que hacia el suroeste las frecuencias elevadas corresponde a capas de lutitas que se acuñan en dirección suroeste y/o arenas delgadas. Seguidamente, en el mapa del atributo de

descomposición espectral (figuras 5.49 a, y 5.50 a) se aprecia que para bajas frecuencias las amplitudes son mayores, asociándose a cambios de impedancia acústica debido a la presencia de gas.

Finalmente, en el mapa de RAI (figuras 5.49 b, y 5.50 b) los altos valores de ubican cerca al pozo 2 correspondiendo a una arena del tipo II de mayor espesor, ya que por los efectos de consolidación y altos valores de velocidad es de esperarse que la impedancia acústica sea mayor en las lutitas limitantes. De acuerdo, a todo lo anteriormente mencionado en la figura 5. 51, se puede comprobar que la anomalía identificada responde a la presencia de una arena de interés prospectivo.

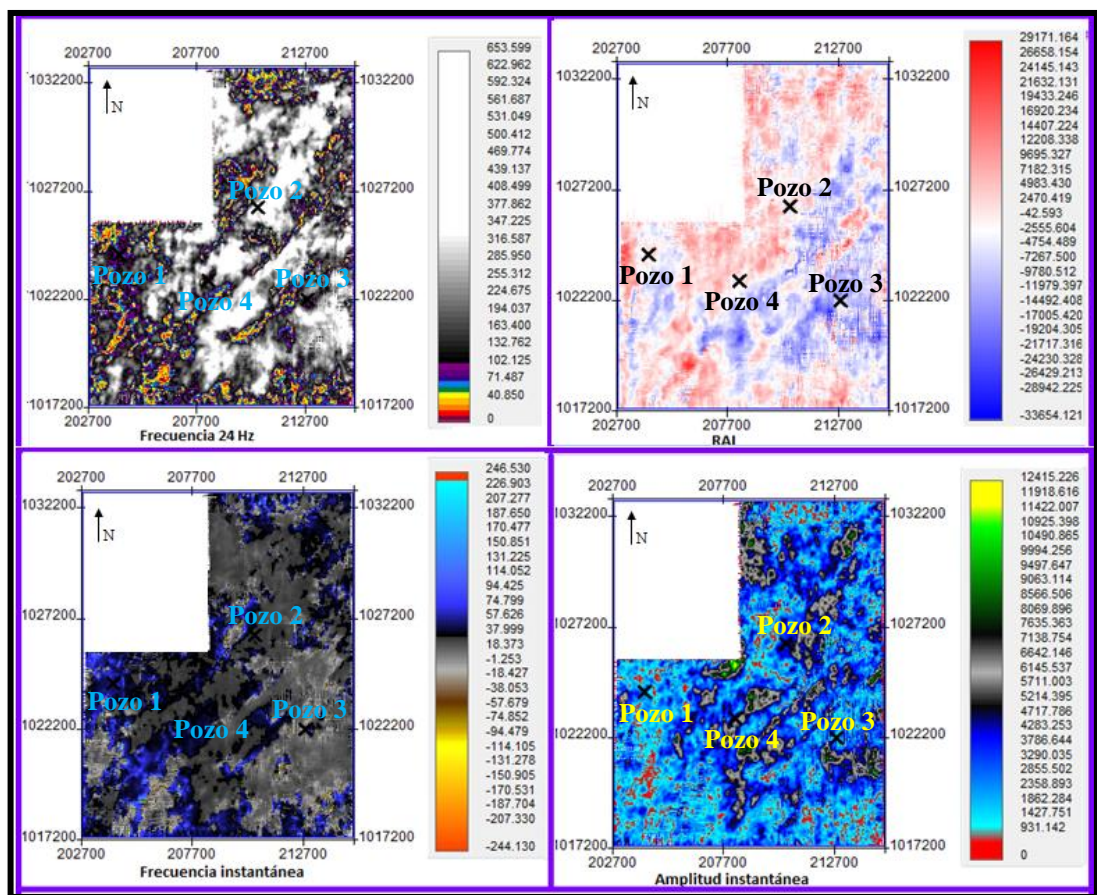


Figura 5. 49 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 4), asociado a la arena 4.

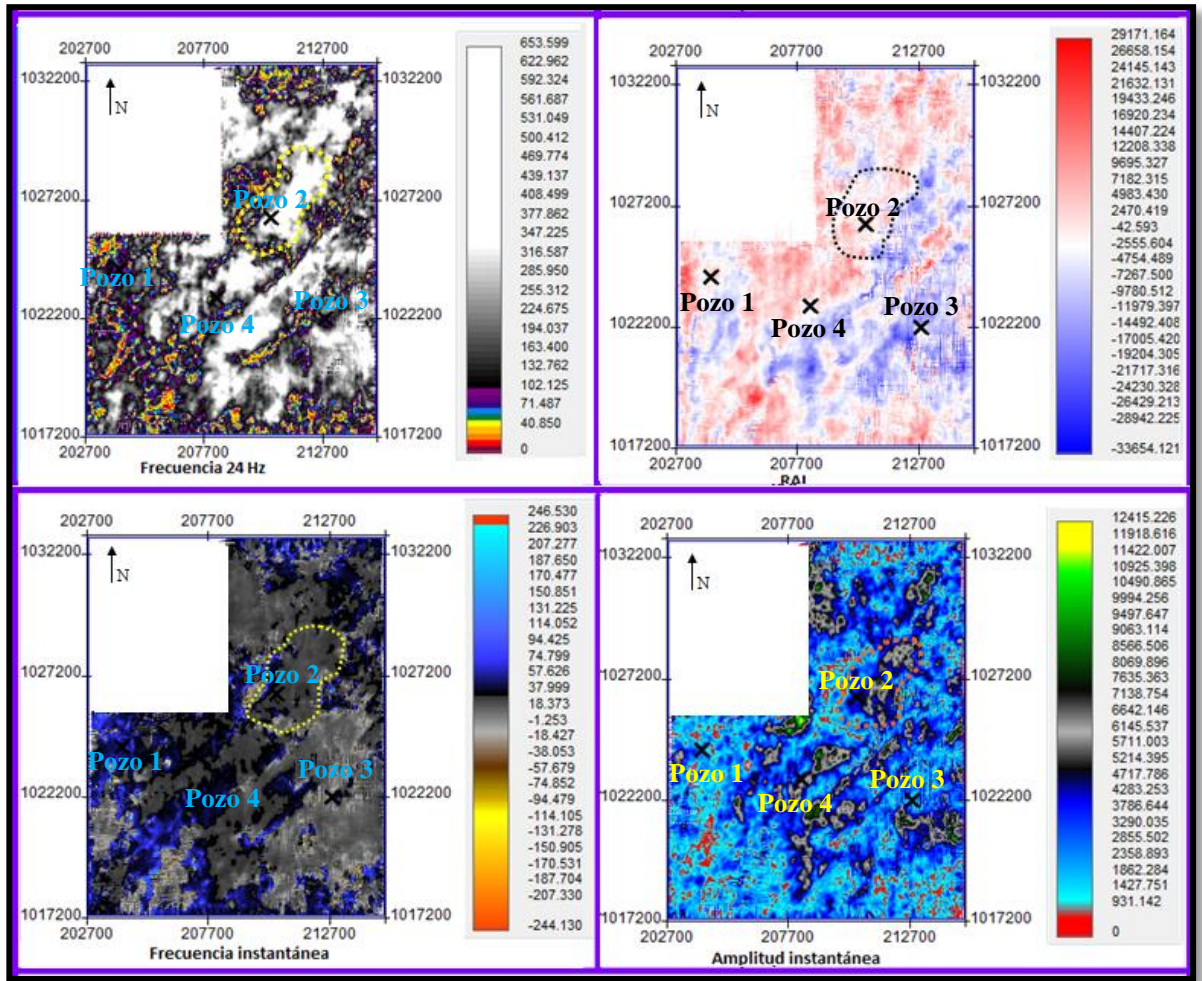


Figura 5. 50 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Horizonte 4), asociado a la arena 4. a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro amarillo

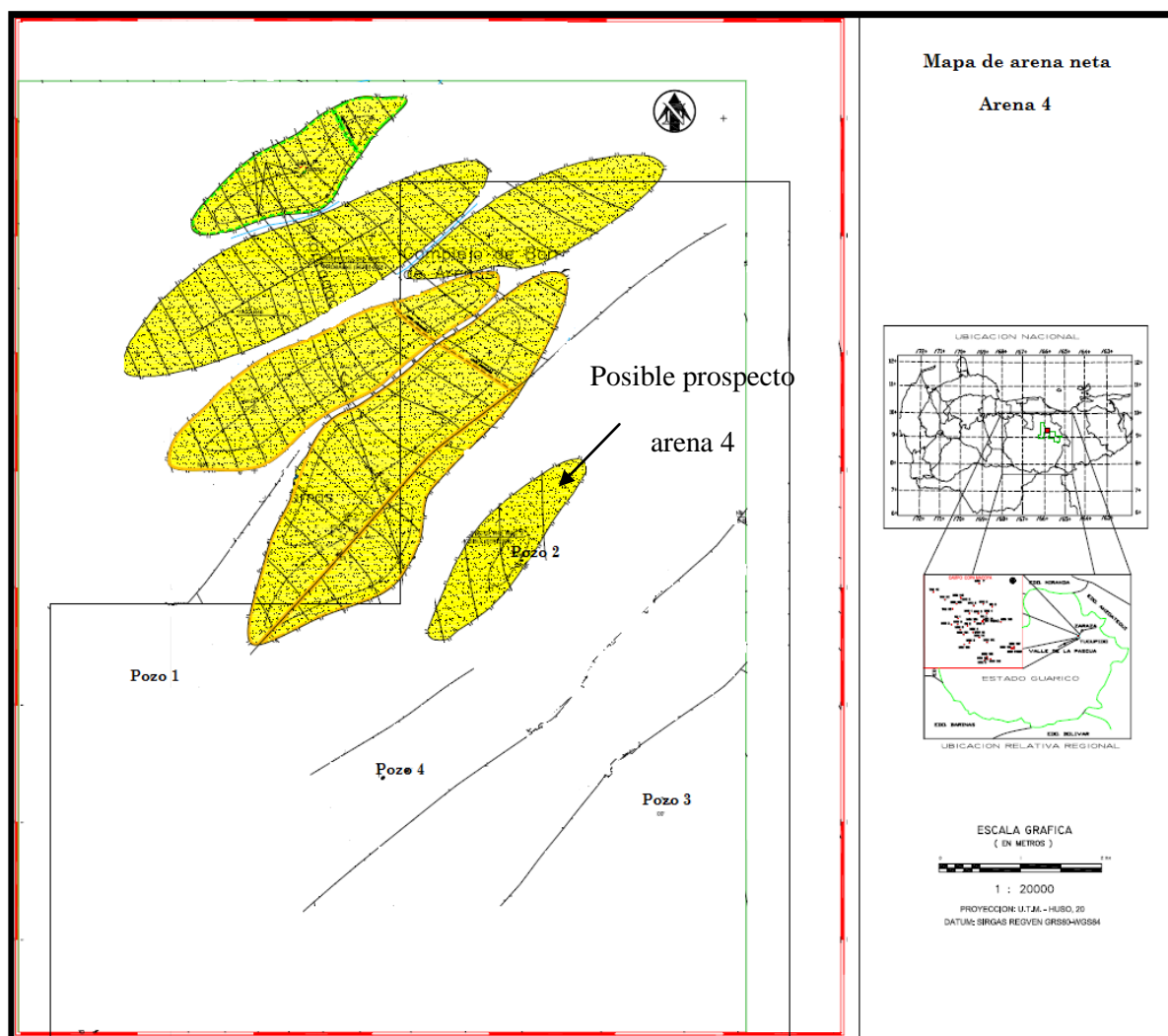


Figura 5. 51 Mapa de arena neta, de la arena 4. Suministrada por Teikoku Oil and Gas. En color amarillo

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para el Tope de Roblecito

En los diferentes mapas de atributos generados se distinguen dos (2) zonas A y B. La zona A en el mapa de amplitud instantánea (figuras 5.52 d, y 5.53 d) presenta los valores mas altos de amplitud cerca del pozo 2. Del mismo modo en el mapa de frecuencia instantánea (figuras 5.52 c, y 5.53 c) las menores frecuencias se ubican en el mismo sector. Respuesta que se corrobora con el mapa de descomposición espectral de 24 Hz con altas amplitudes (figuras 5.52 a, y 5.53 a). No obstante, en el mapa de impedancia acústica relativa (figuras 5.52 b, y 5.53 b) presenta valores bajos en dicha zona, lo que permite corroborar que se

pudiese tratar de una arena de interes. De igual forma, en los registros de pozos se comprueba bajos valores de densidad, porosidad neutrón y saturación de agua.

Por otra parte, la anomalía B presenta características estratigráficas asociadas a la presencia de un canal, el cual se evidencia claramente en cada uno de los mapas. Y es asociado a canales de mareas, debido al ambiente de plataforma donde se encuentra la formación Roblecito.

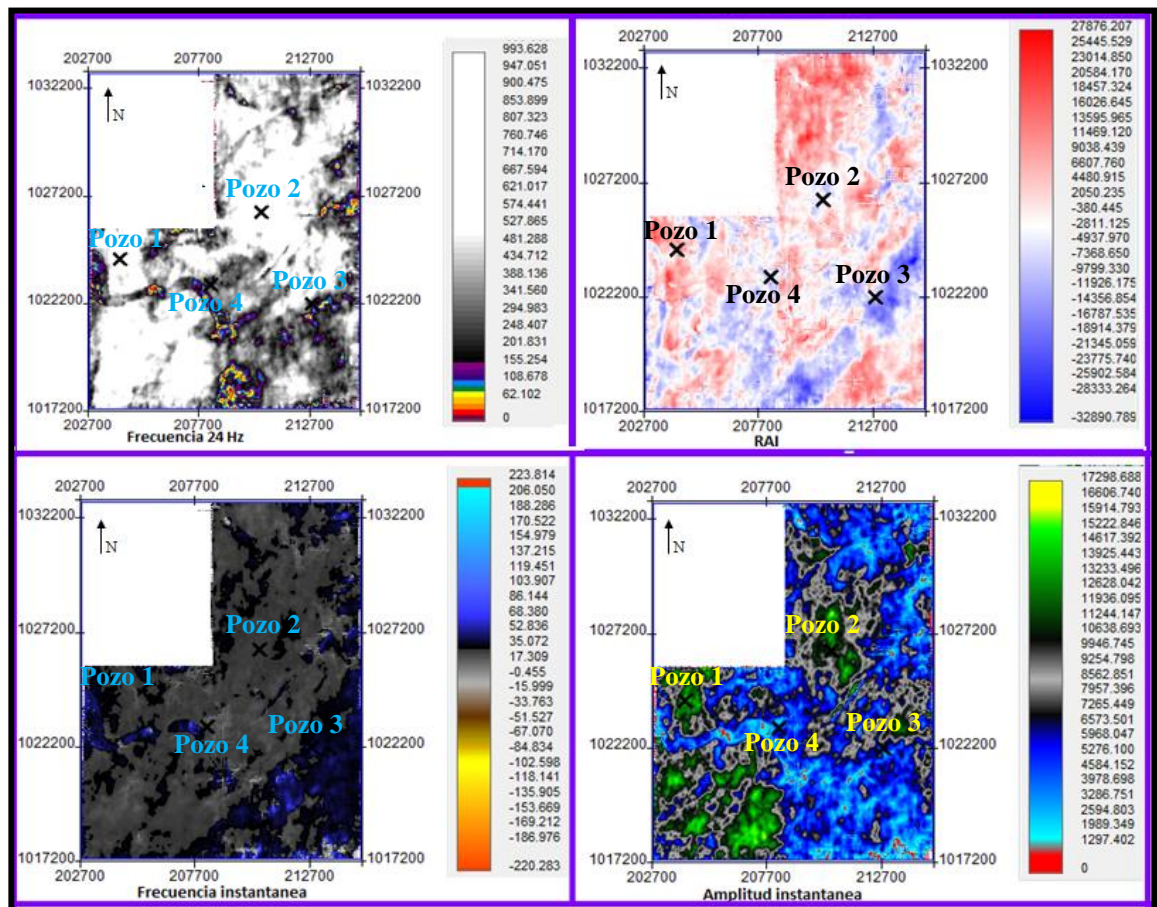


Figura 5. 52 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Tope Roblecito).

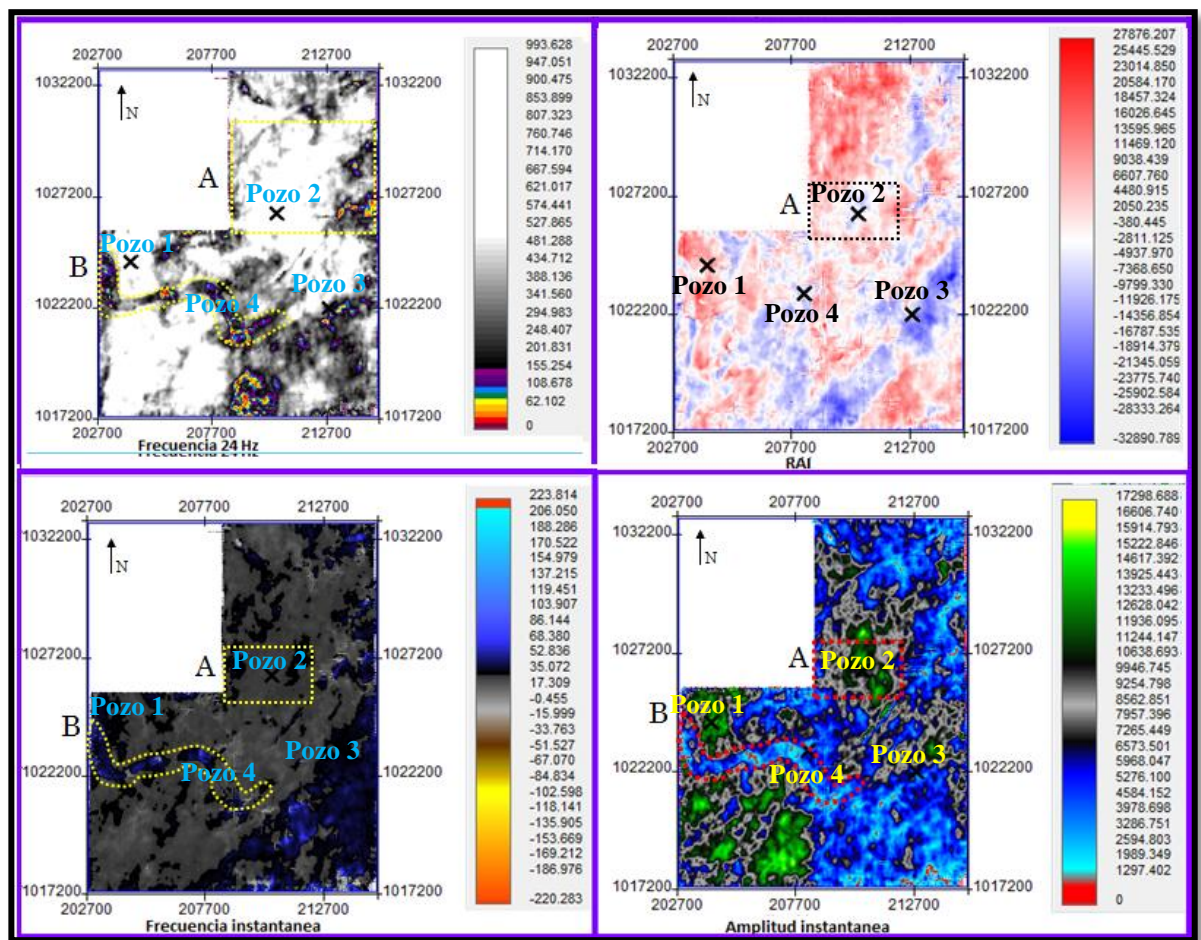


Figura 5. 53 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (Tope Roblecito). a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro amarillo.

Aplicación de atributos basados en la Transformada de Hilbert para la MFS_A

En esta superficie se observa una anomalía (A) cercana al pozo 2, la cual presenta valores de frecuencia baja pero altas amplitudes en los mapas de frecuencia instantánea y amplitud respectivamente (figuras 5.54 c, 5.55 c; 5.54 d, y 5.55 d). Una respuesta similar es apreciada en el mapa de isofrecuencias de descomposición espectral (figuras 5.54 a, y 5.55 a), no obstante en el mapa de impedancia acústica relativa (figuras 5.54 b, y 5.55 b) la respuesta es alta debido a que la impedancia acústica de la arena es mucho mayor que las lutitas limitantes.

El comportamiento de la anomalía A se atribuye a un cambio de impedancia acústica asociado a una arena prospectiva del tipo II y/o una interfaz fuerte entre una capa de arena gruesa y lutita.

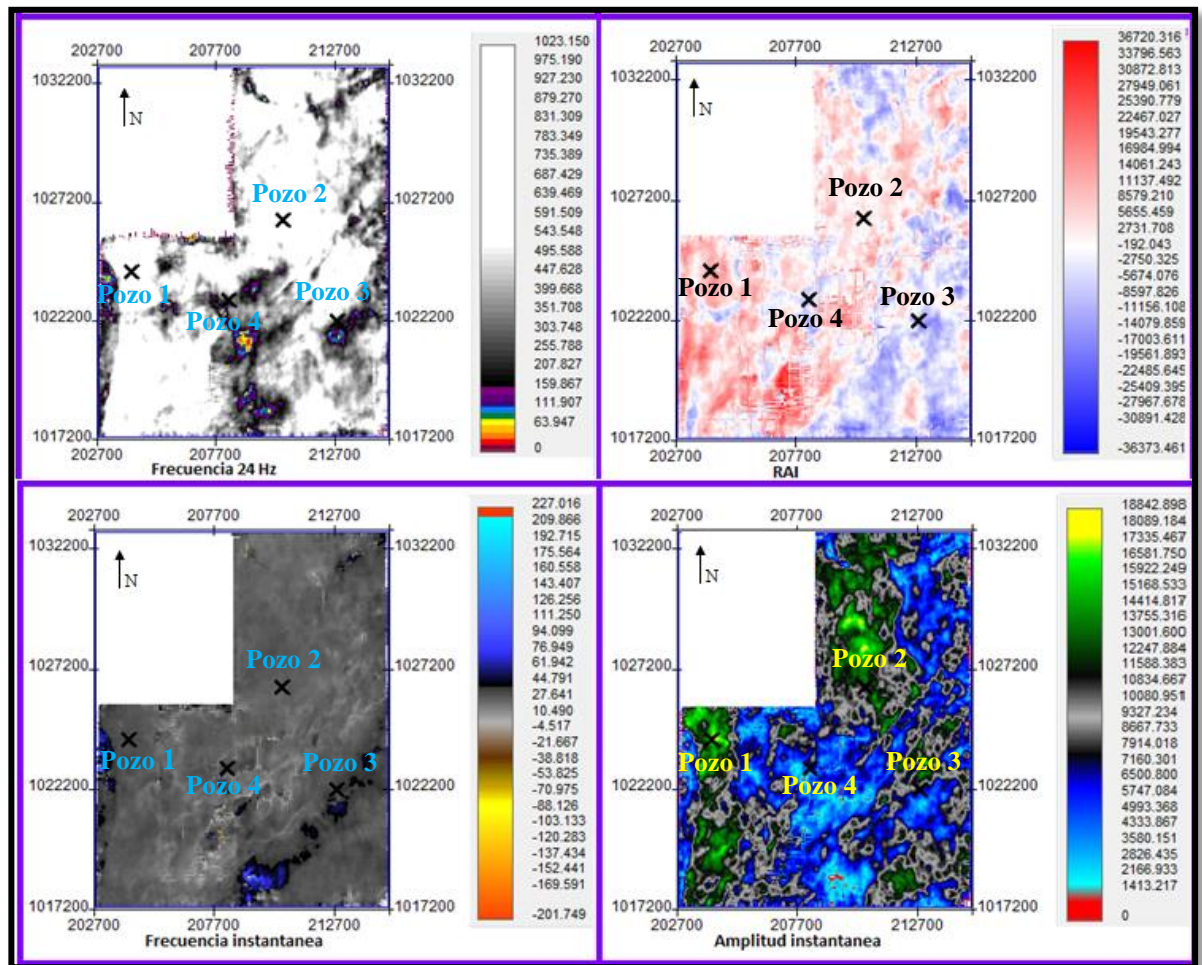


Figura 5. 54 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (MFS_A).

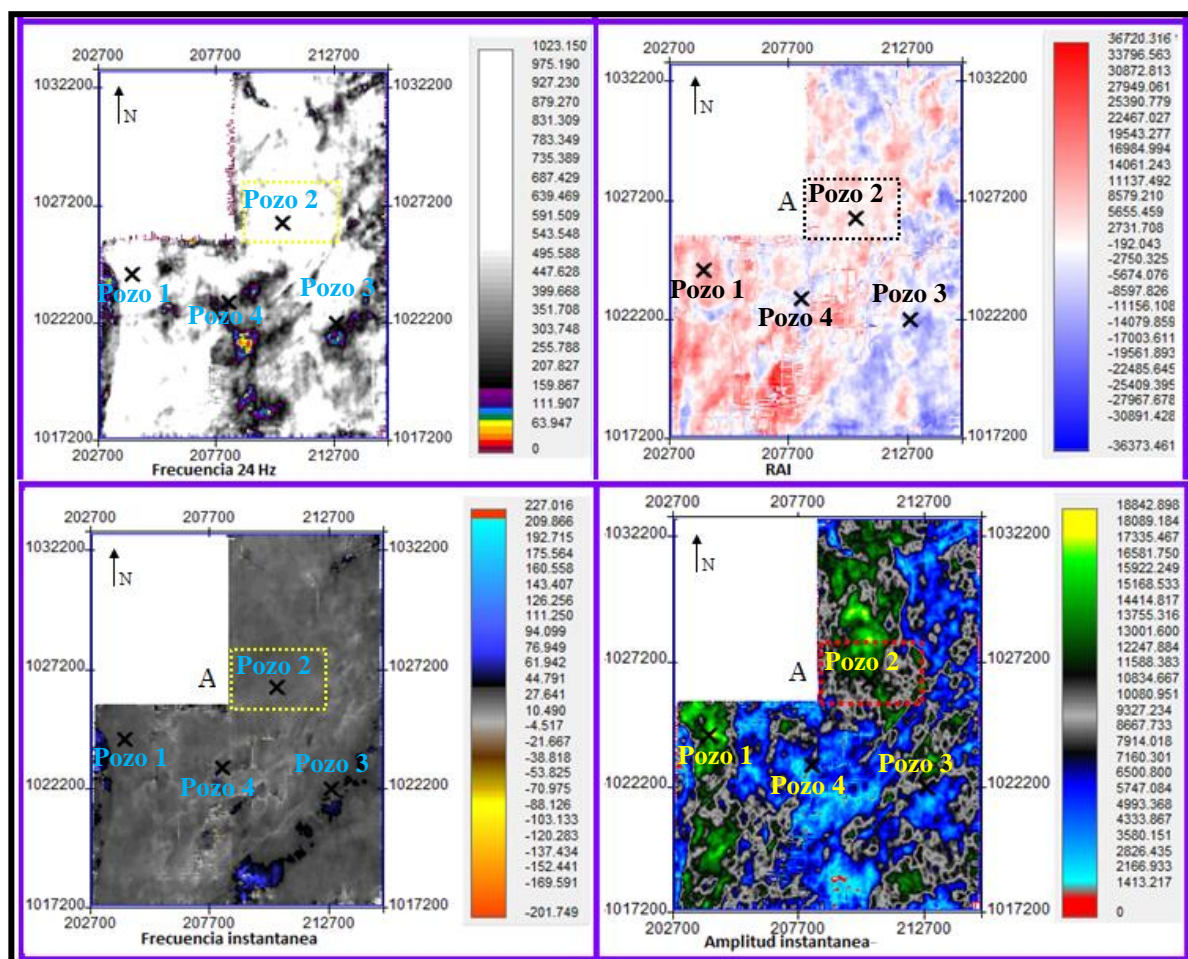


Figura 5.55 Mapa de atributos basados en la transformada de Hilbert (MFS_A). a) Mapa de descomposición espectral a 24 Hz, b) Mapa de impedancia acústica relativa (RAI), c) Mapa de frecuencia instantánea, d) Mapa de amplitud instantánea. Anomalía: recuadro

Atributos de Varianza de Similitud y Buzamiento instantáneo

Con el objetivo de interpretar las fallas existentes dentro de la zona con mayor facilidad y certeza, se generaron cubos de similaridad, coherencia y buzamiento (atributos geométricos). Haciendo uso de los mismos, se pudo corroborar la ubicación de algunas fallas que habían sido previamente identificadas a través de los mapas de descomposición espectral.

En las figura 5.56 y 5.57 se puede apreciar como el atributo geométrico de coherencia define con claridad las fallas normales, las cuales presentan bajos valores de coherencia

asociados a poca continuidad lateral con respecto a las aéreas adyacentes. También se observa que cada una de las fallas atraviesan por completo cada uno de los horizontes interpretados, desde el más somero al más profundo.

Seguidamente, el atributo de similaridad (figura 5.58) destaca con bastante claridad las fallas de mayor extensión, cuyos valores de similaridad son más bajos con respecto a sus alrededores, asociándose la respuesta a la presencia de fallas.

Del mismo modo, el atributo de buzamiento “*Dip*” (figura 5.61) identifica las discontinuidades presentes en el campo. En este caso, los planos de fallas 1, 2, 4, 5, y 6 se distinguen por sus altas amplitudes que siguen la tendencia de las fallas.

A partir de lo analizado en cada uno de los cubos, se definieron diecisiete (17) fallas normales, las cuales presentan una dirección preferencial de N 43° E, y presentan saltos de falla que oscilan entre 24 y 38 ft . En el caso de las fallas 4,5,8,9,11,14, y 15 presentan un buzamiento ligero hacia el sureste del campo, mientras que las fallas 1,2,3,6,7,10 12 y 16 ,buzan hacia el noroeste, este tipo de comportamiento es propio del margen extensivo en el cual se desarrolló la cuenca. No obstante, ninguno de estos planos se cruzan lo que indica una buena interpretación. De igual forma, hay que tomar en consideración que la presencia de estas fallas pudiesen servir como trampa estructural del yacimiento sobre todo en las aéreas cercanas a los pozos 2 y 3.

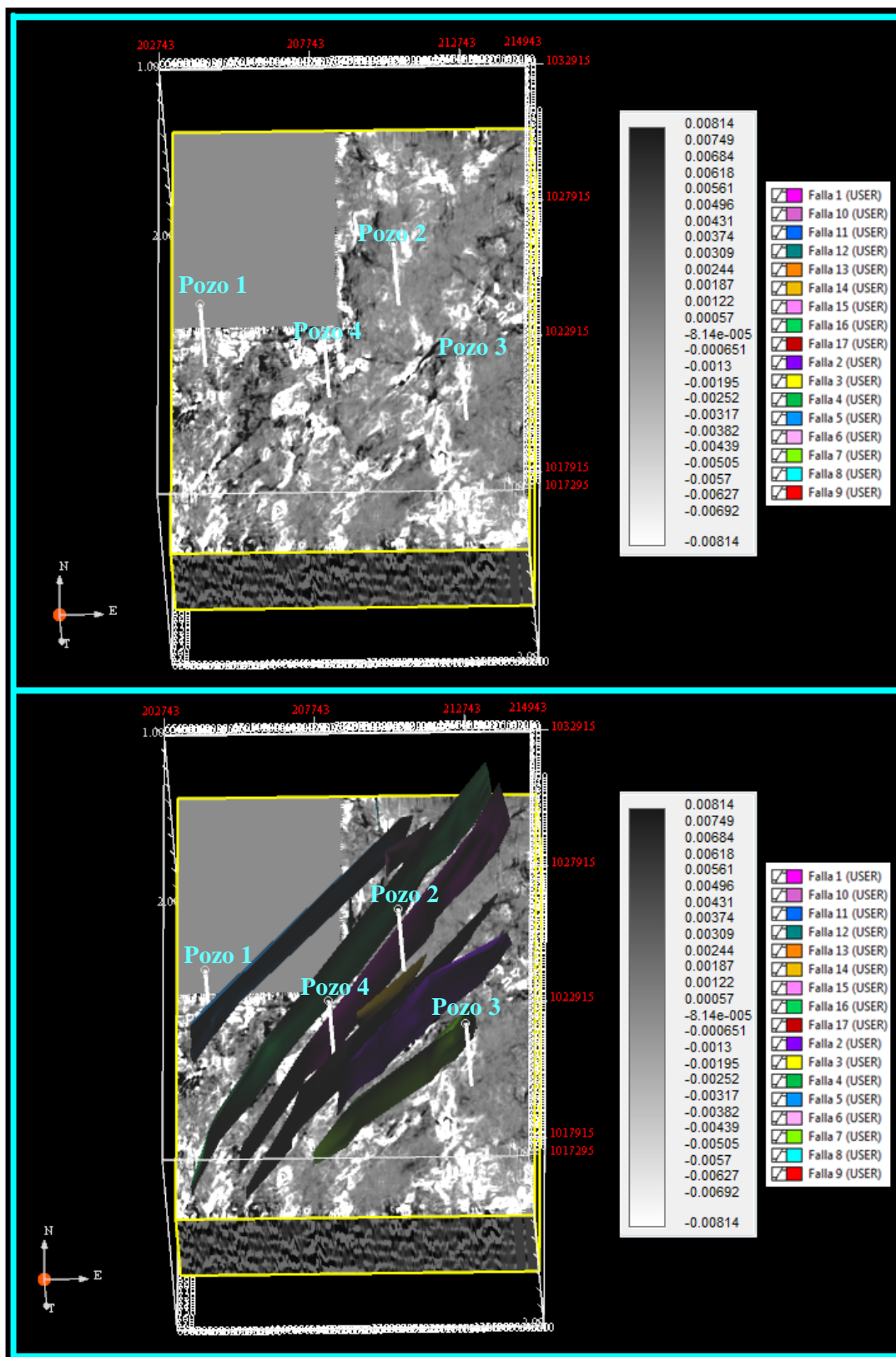


Figura 5. 56 Cubo de coherencia

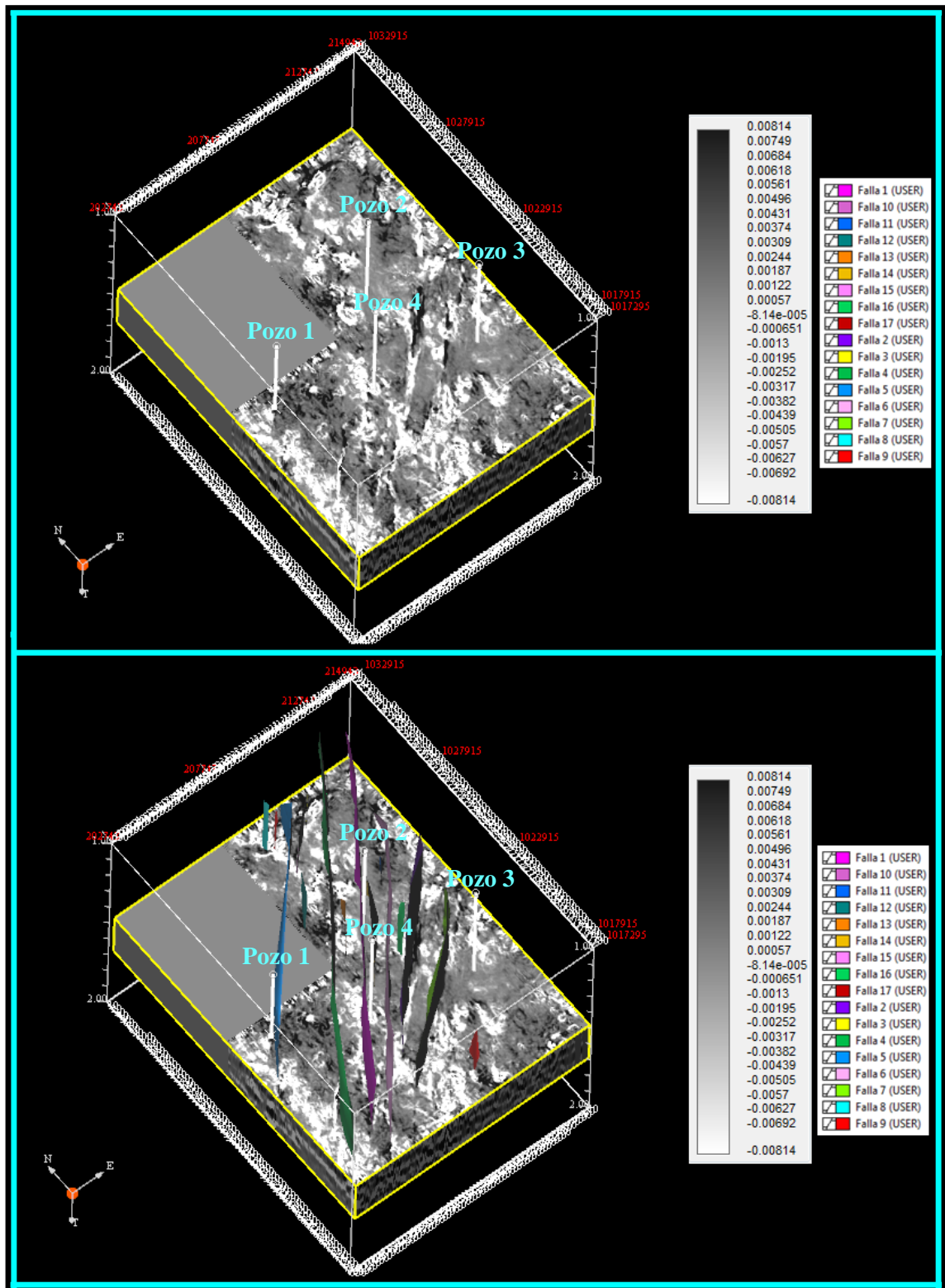


Figura 5. 57 Cubo de coherencia.

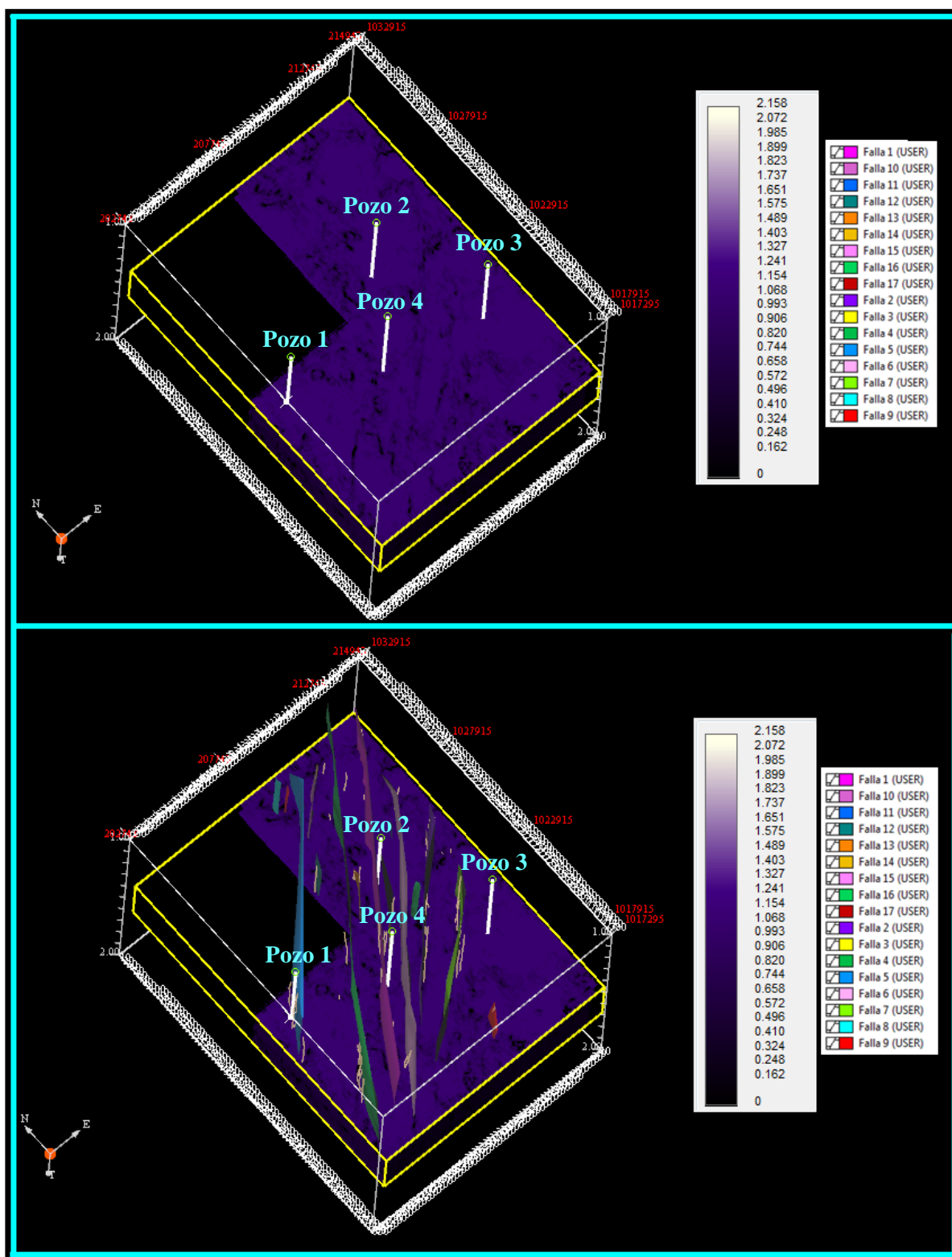


Figura 5. 58 Cubo de similaridad

En la figura 5. 59, se muestra una sección en tiempo (1544 ms) del cubo de similaridad, en la cual se distinguen un conjunto de fallas (2, 4 y 7), y un canal ubicado entre los pozos 1 y 4, el cual está condicionado a la falla. Observando su trayectoria se aprecia que el mismo va paralelo a la falla hasta llegar al norte donde se desvía nuevamente, el mismo comportamiento se distingue al sur entre los pozos 1 y 4.



Figura 5. 59 . Corte en tiempo (1544 ms) del cubo de similaridad. Se aprecia un canal condicionado a la falla 4.

Del mismo modo, en un corte en tiempo (1270 ms) realizado en el cubo de similaridad se distinguen 2 canales, en el cual el ubicado al norte presenta una orientación norte sur y se encuentra cortado por la falla 2 (figura 5.60). Mientras que el segundo canal, se encuentra asociado a canales de mareas propios de ambientes de plataforma.

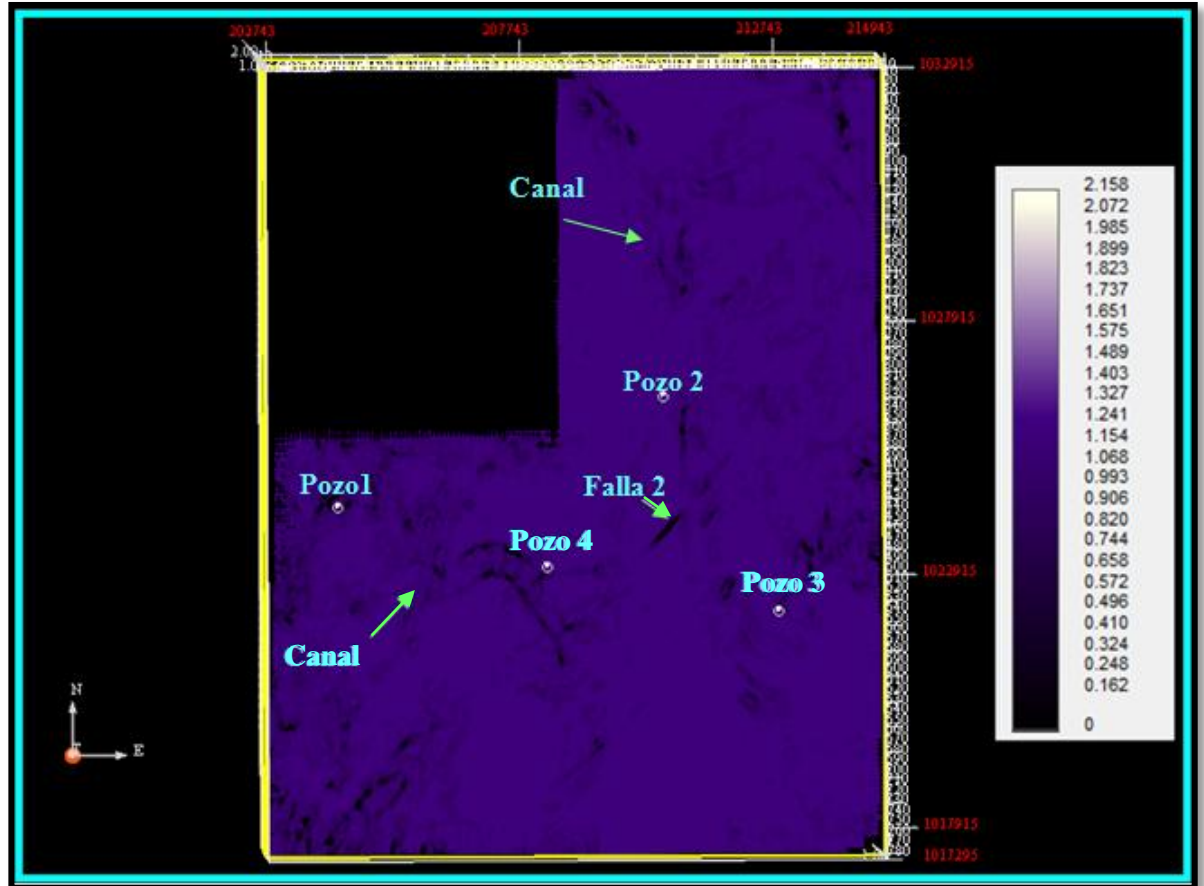


Figura 5. 60. Corte en tiempo (1270 ms) del cubo de similaridad, en el cual se distinguen 2 canales.

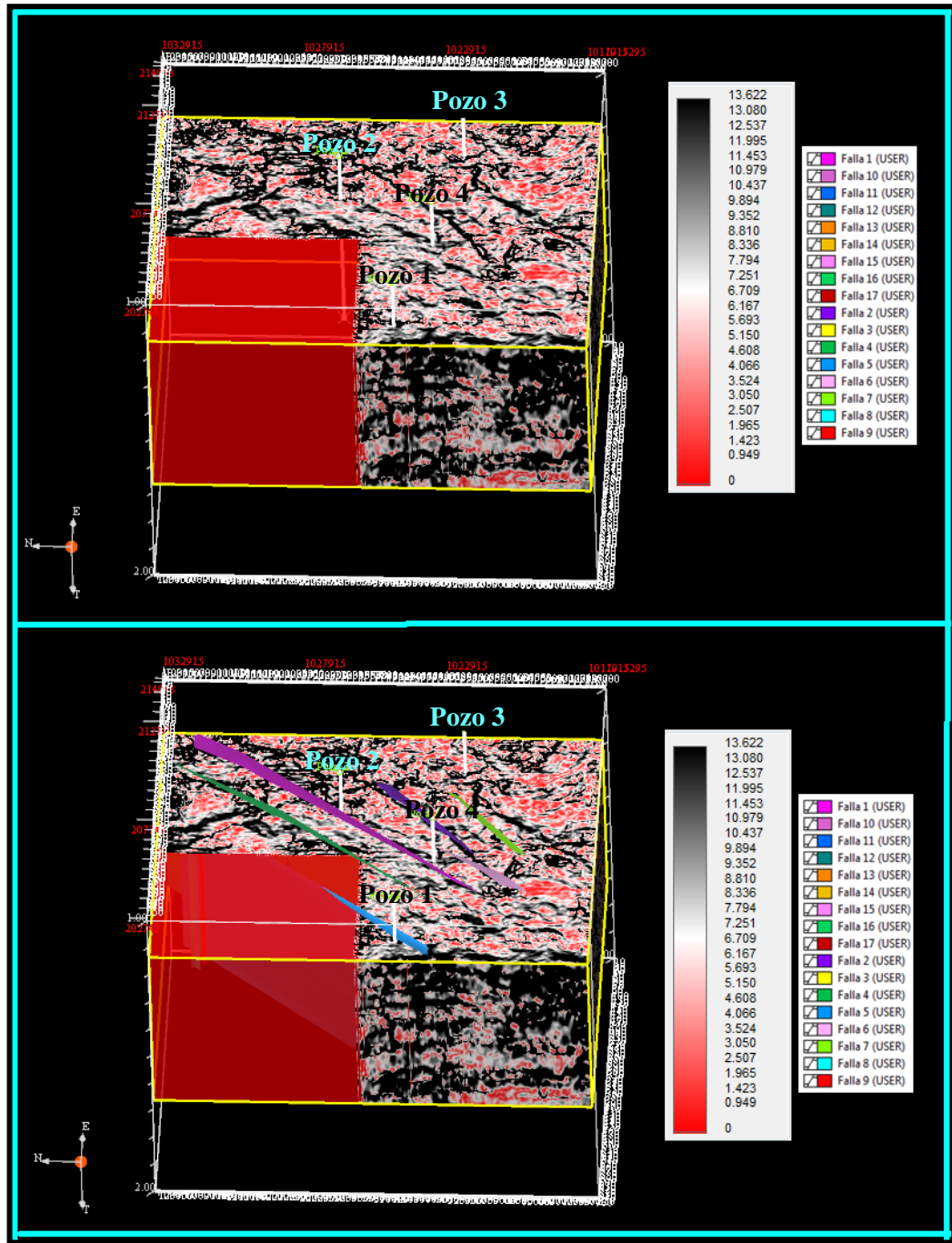
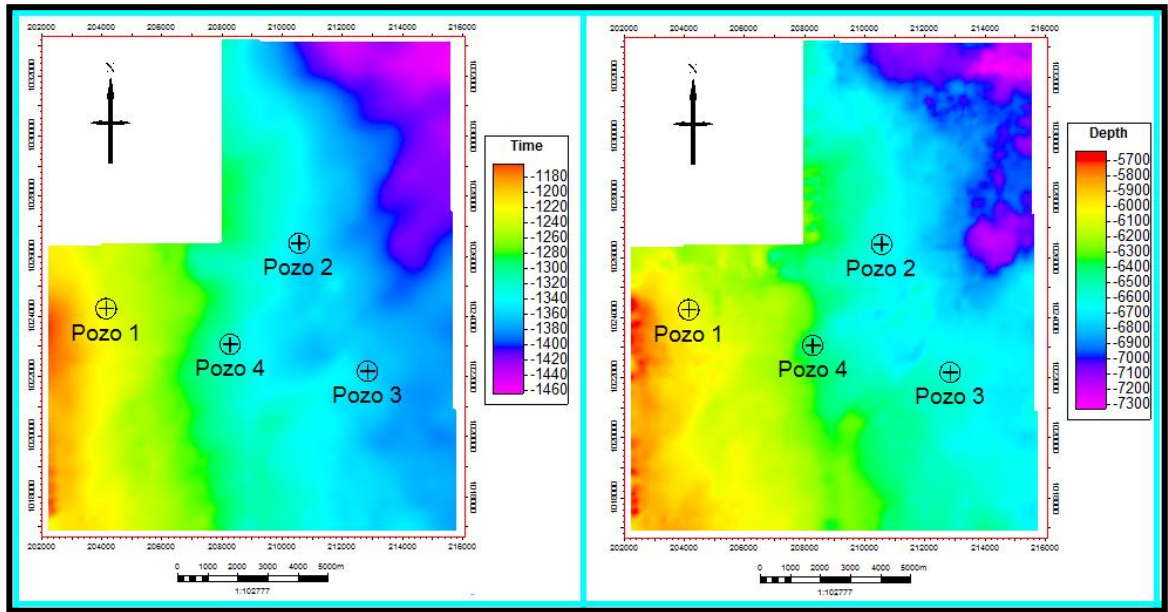


Figura 5. 61 Cubo de buzamiento “dip”.

5. 44 Conversión tiempo a profundidad

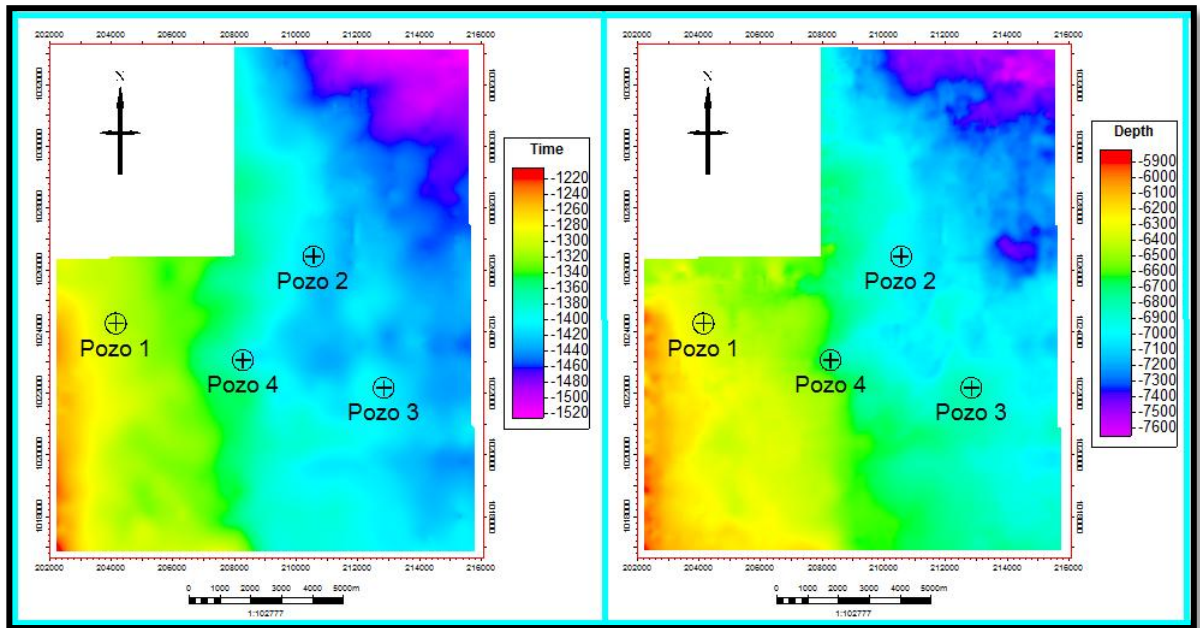
A continuación se presentan los resultados generados de la conversión de tiempo a profundidad de cada uno de los horizontes y superficies interpretadas en las figuras 5.62, 5.63, 5.64, 5.65, 5.66,y 5.67, a partir del modelo de velocidad.



(a)

(b)

Figura 5. 62 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 1. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)



(a)

(b)

Figura 5. 63 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 2. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)

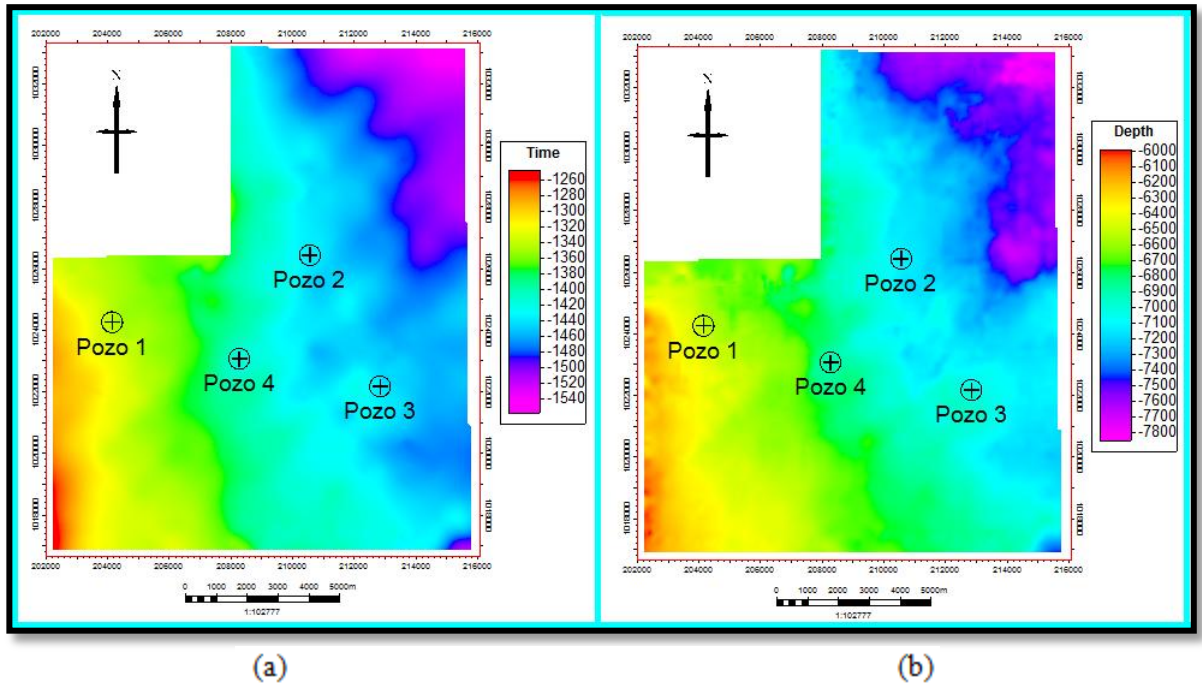


Figura 5. 64 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 3. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)

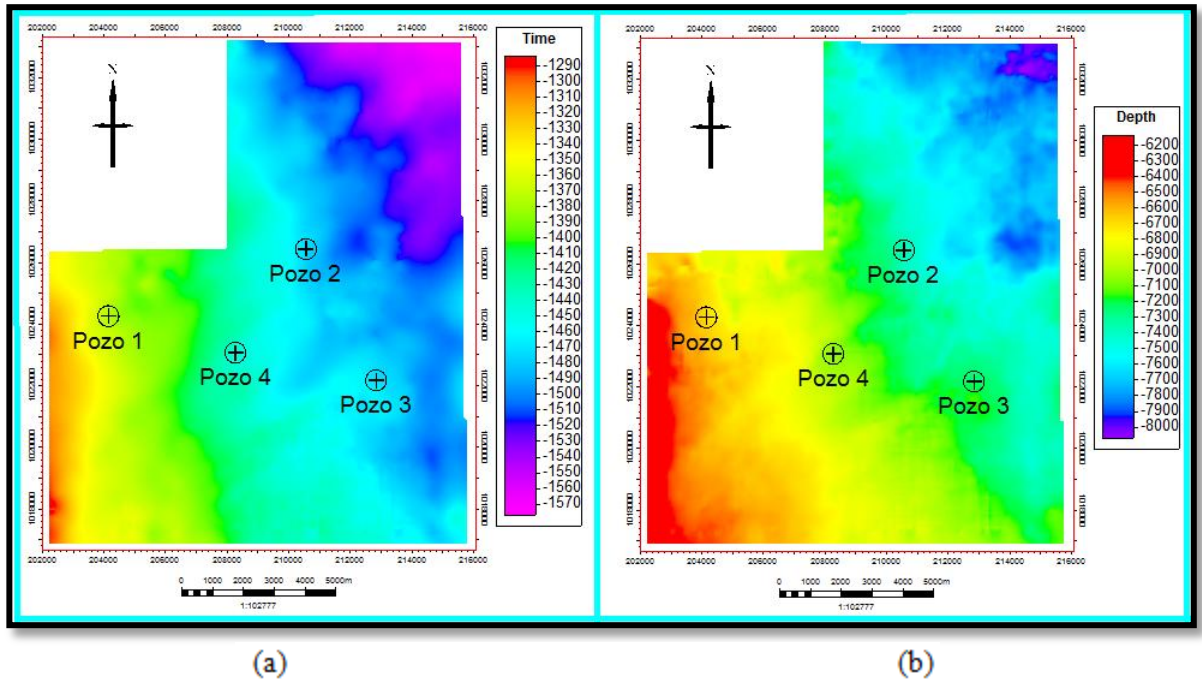
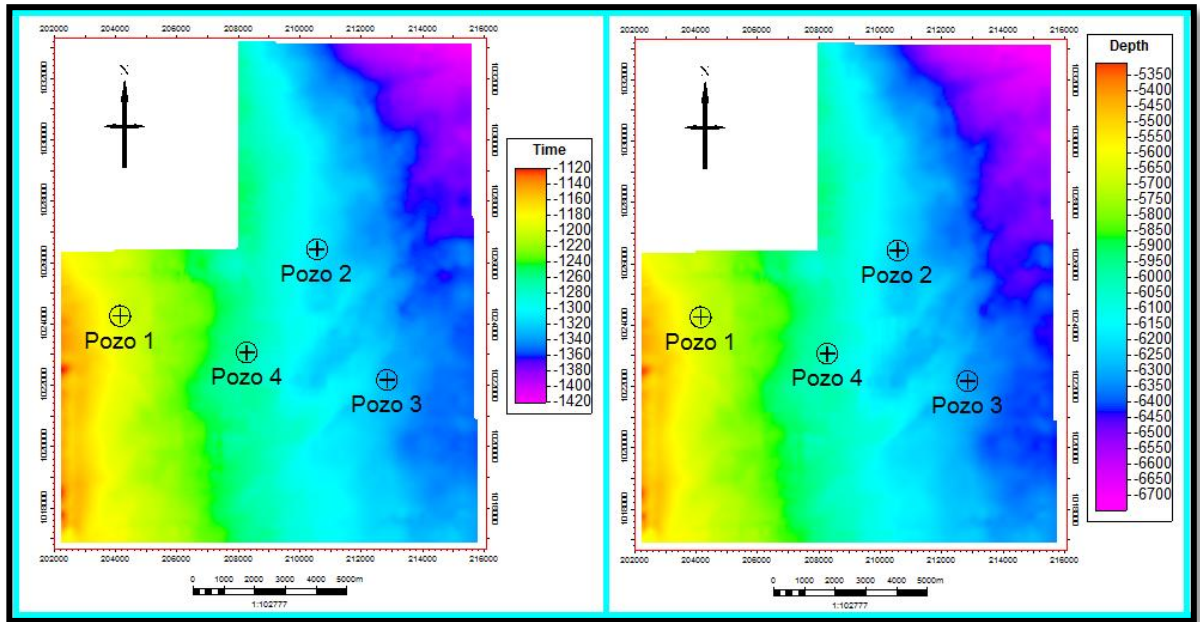


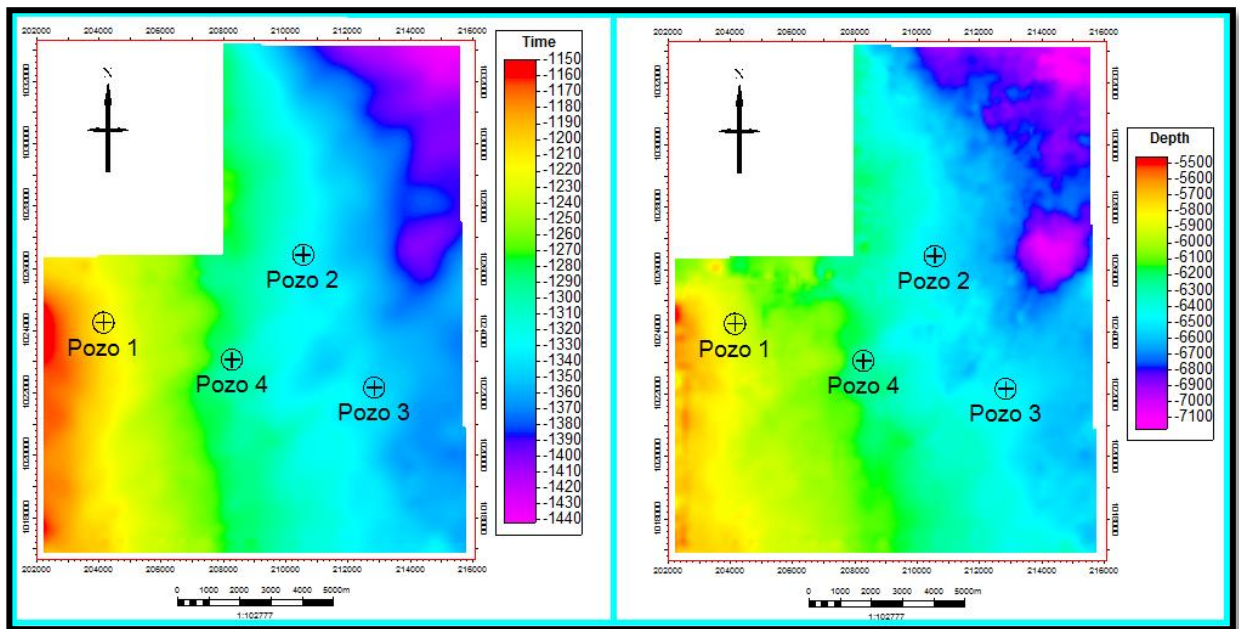
Figura 5. 65 Conversión tiempo - profundidad. Horizonte 4. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)



(a)

(b)

Figura 5. 66 Conversión tiempo - profundidad. MFS_A. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)



(a)

(b)

Figura 5. 67 Conversión tiempo - profundidad. Tope Roblecito. a) Mapa en tiempo (ms), b) Mapa en profundidad (ft)

De los resultados presentados, se observa las tendencias de cada uno. En el caso de los mapas en tiempo, los tiempos menores se encuentran hacia el suroeste del mapa,

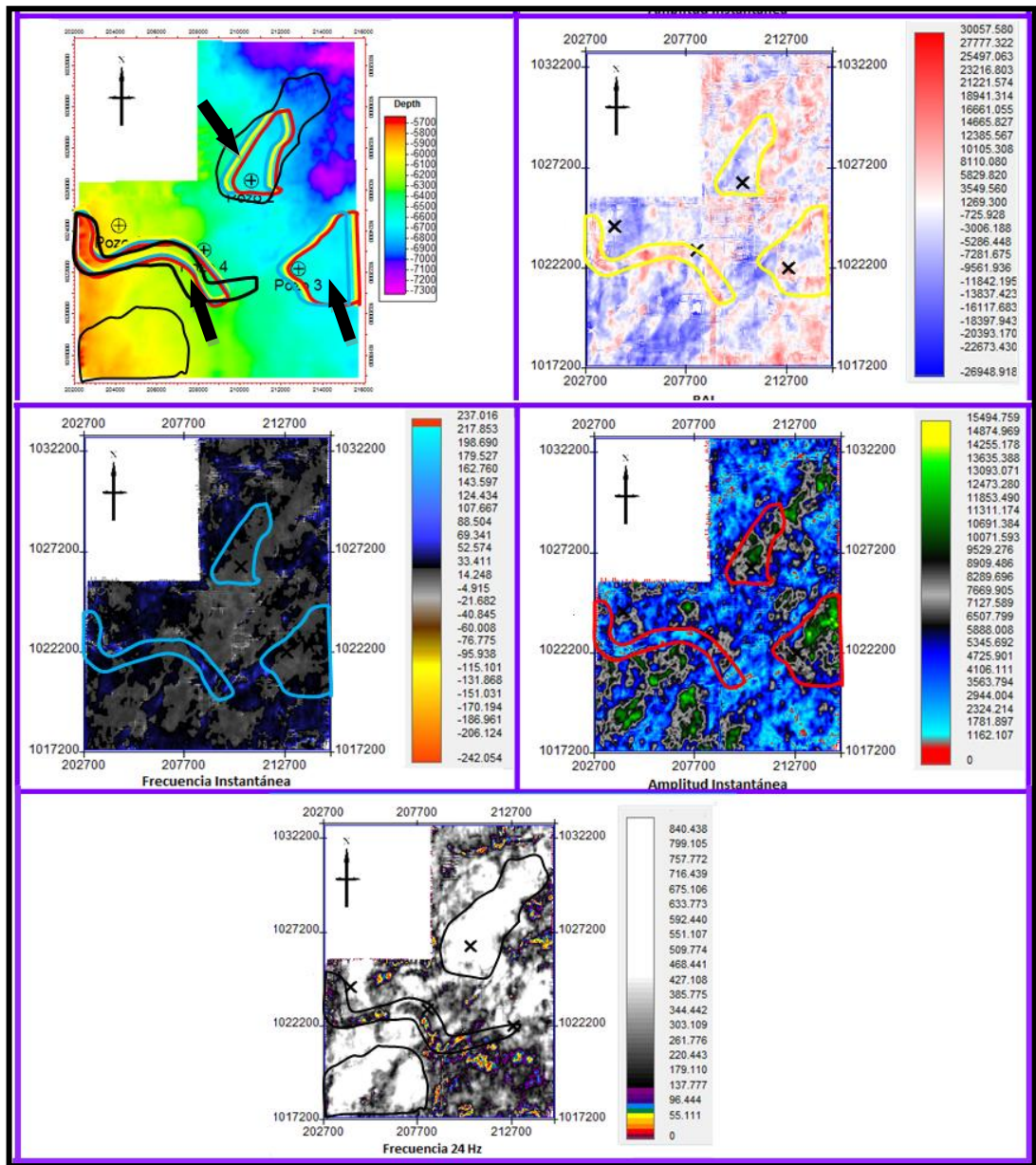
incrementando su valor hacia el noreste. Del mismo modo, en los mapas de profundidad las zonas más someras se ubican hacia el suroeste del campo, y las más profundas hacia noreste. A partir de lo anteriormente mencionado, se confirma que el campo presenta un buzamiento hacia el noreste del campo.

5.45 Definición de cuerpos y zonas de mayor prospectividad.

En esta sección se tomarán en cuenta los resultados más prospectivos derivados de cada uno de los resultados evaluados en las etapas anteriores. Para efectos del propósito de este trabajo solo se presentarán cuatro niveles de interés: H1, H3, H4, y H5.

Para delinear los cuerpos se dibujaron polígonos sobre aquellos definidos como más interesantes, partiendo de las respuestas individuales obtenidas en los atributos de amplitud instantánea, frecuencia instantánea, impedancia acústica relativa y descomposición espectral. Posteriormente, los cuerpos definidos fueron superpuestos para poder obtener la zona más prospectiva.

Para el horizonte 1 (figura 5.68 b, c, d y e), se presentan los distintos polígonos que delinear los cuerpos para cada atributo. En la figura 5.68 a, se muestra la superposición de los mismos. Obteniéndose como resultado las zonas más prospectivas, en las áreas cercanas al pozo 2 y al pozo 3 (flecha negra). Sin embargo, la anomalía ubicada al suroeste responde es la presencia de un canal, mientras que la respuesta localizada al sur puede atribuirse a entonación por efecto de capas delgadas.



— Descomposición espectral — Frecuencia instantánea
— Amplitud instantánea — Impedancia Acústica Relativa

Figura 5. 68 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 1, asociado a la arena 1.

En la figura 5.69 a, se presentan los resultados finales de la superposición de cada uno de los polígonos por atributo (5.69 b, c, d y e) correspondientes al horizonte 2. El resultado del mismo permitió distinguir la zona de mayor interés prospectivo (flecha negra), a pesar de que la superposición de las anomalías en el pozo 1 no coinciden con la de descomposición espectral, ubicada en el en el mapa de la arena 2 suministrado por Teikoku

Oil and Gas se comprueba que si se trata de una zona productiva . Esto mismo, se puede apreciar con la respuesta ubicada cerca del pozo 3. Por otra parte, se confirma que la superposición de anomalías ubicadas al este del pozo 2 responden a la presencia de arenas con posible fluido (gas).

Finalmente, en la figura 5. 70 en el cual se observa una superposición del mapa de arena neta y el mapa de zonas prospectivas en profundidad se confirma que las áreas delimitadas como posibles arenas prospectivas.

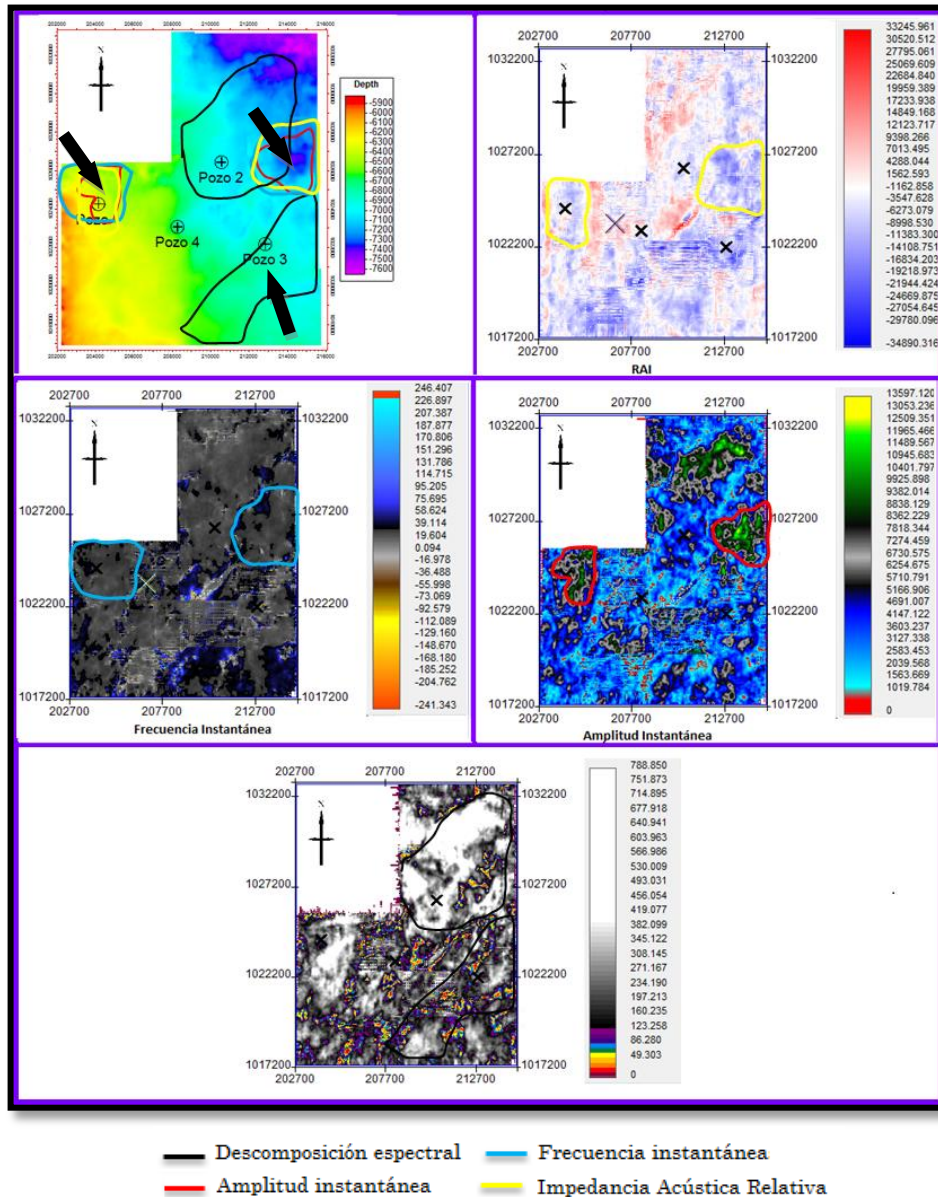


Figura 5. 69 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 2, asociado a la arena 2.

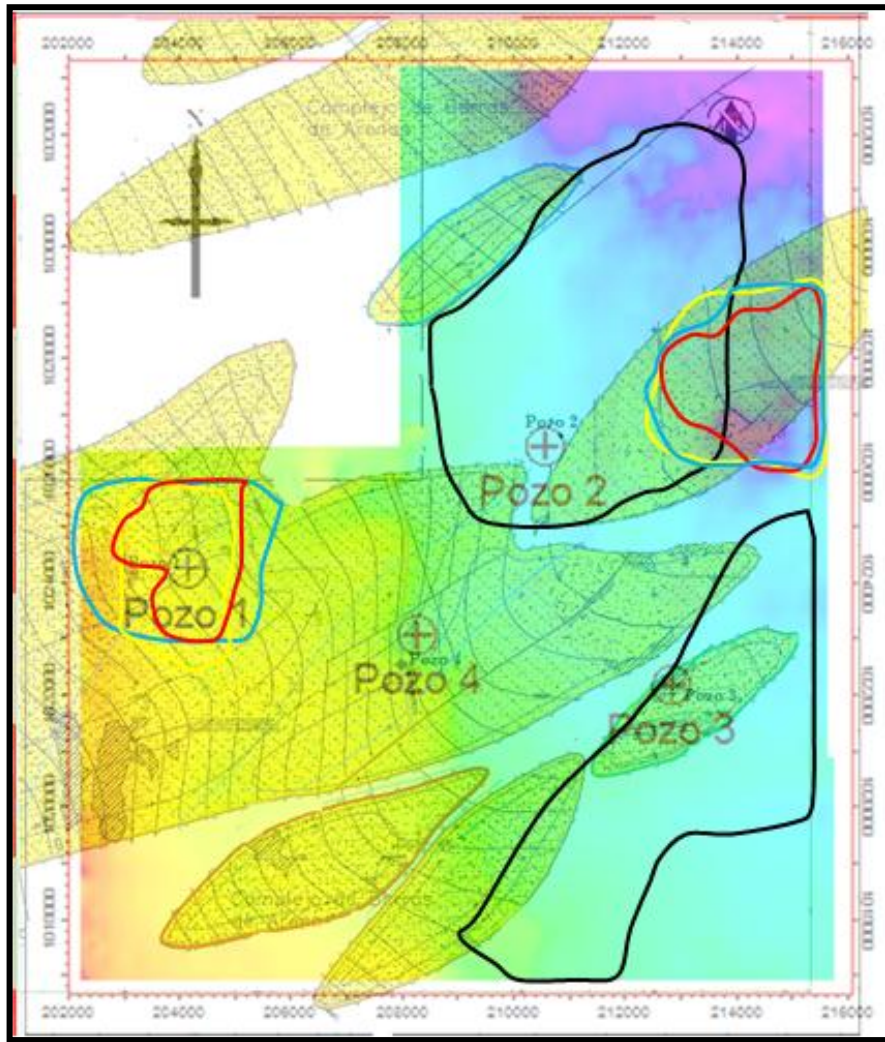


Figura 5. 70. Superposición de mapa de arena neta para la arena 2 y zonas prospectivas (mapa en profundidad).

Del mismo modo, para el horizonte 3 se obtuvieron los polígonos que se asocian a zonas de interés por sus respuestas en cada uno de los atributos (figura 5.71 b, c, d y e), los cuales, se muestran en la figura 5.71 a superpuestos, generando como resultado la ubicación de 2 zonas prospectivas, ubicadas cerca del pozo 2 y 3 respectivamente (flecha negra). Estas zonas en la figura 5.72, concuerdan con los geocuerpos interpretados en los mapas de arena neta suministrados por Teikoku Oil and Gas, debido a que se puede observar una coincidencia entre las anomalías identificadas en los atributos y las arenas.

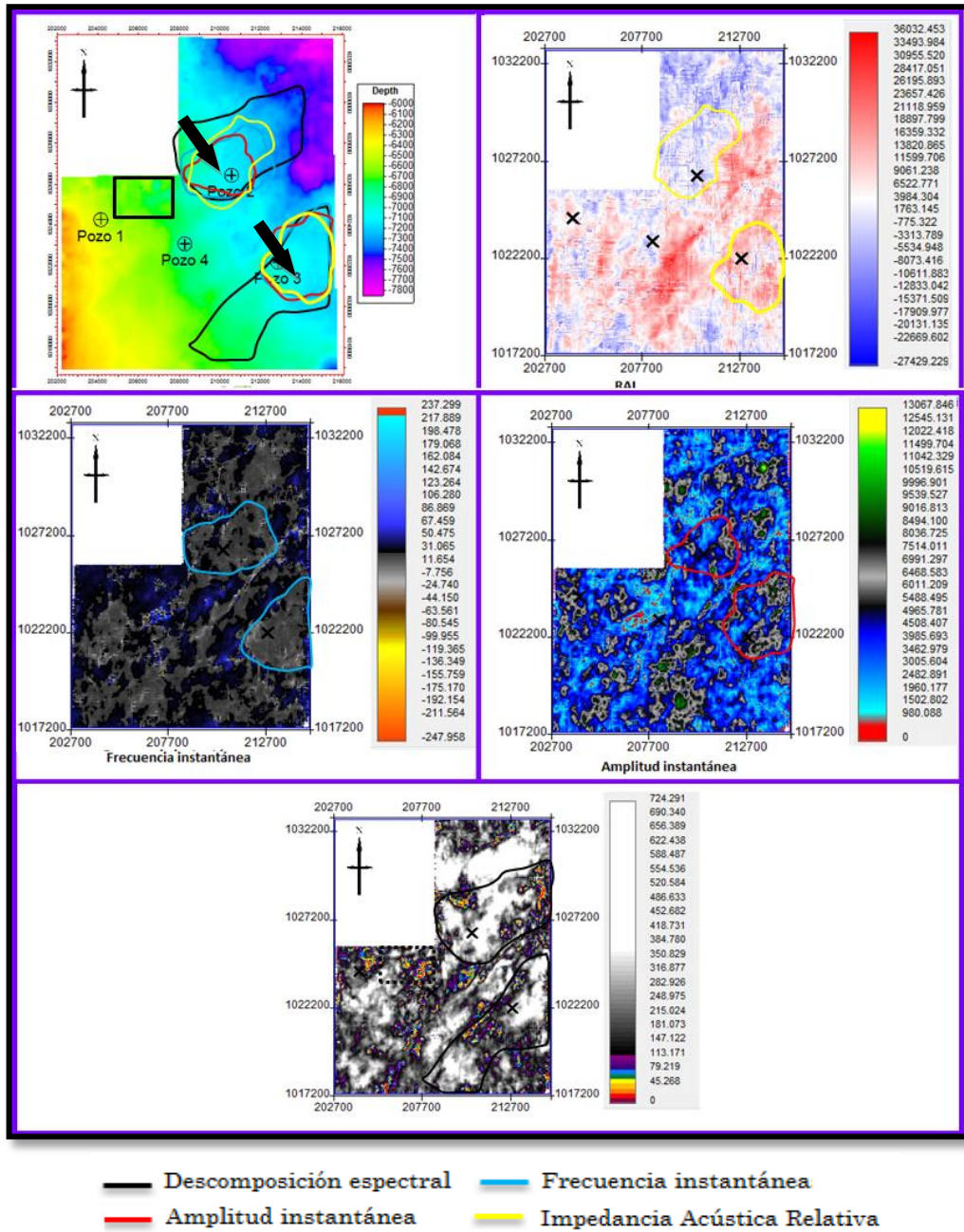


Figura 5. 71 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 3, asociado a la arena 3.

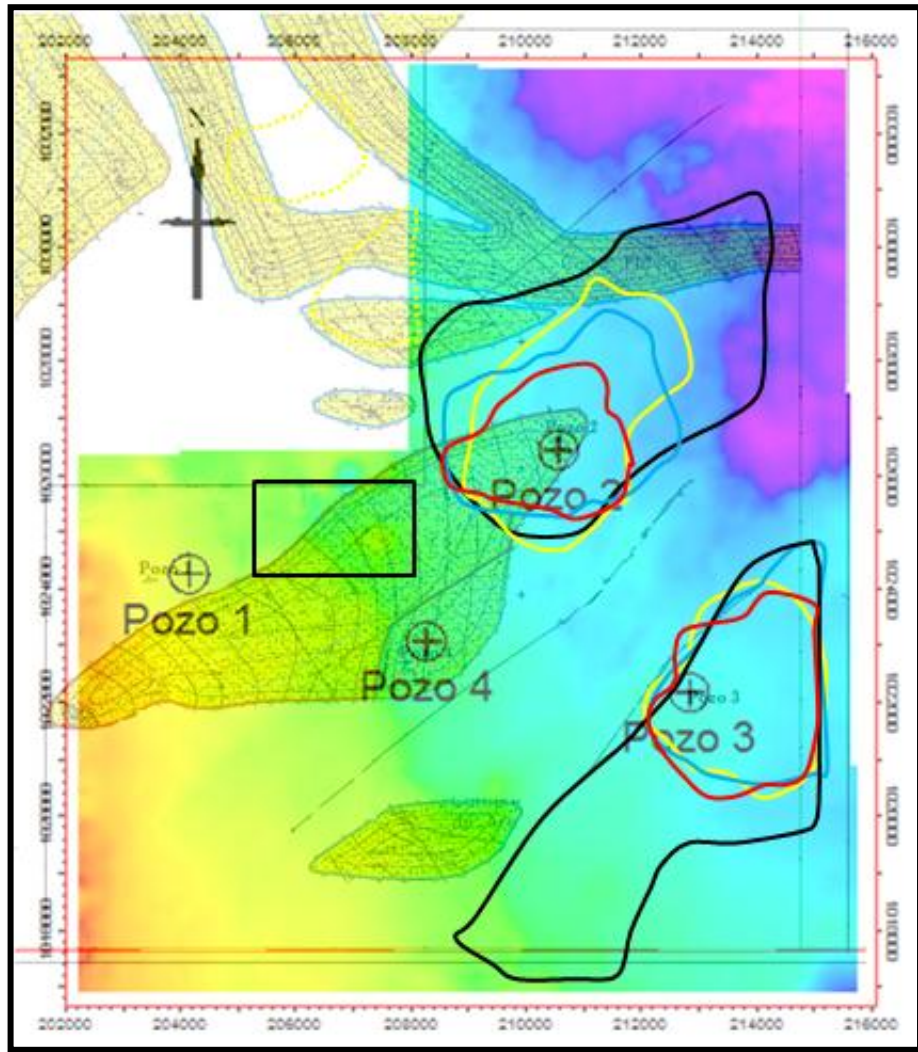
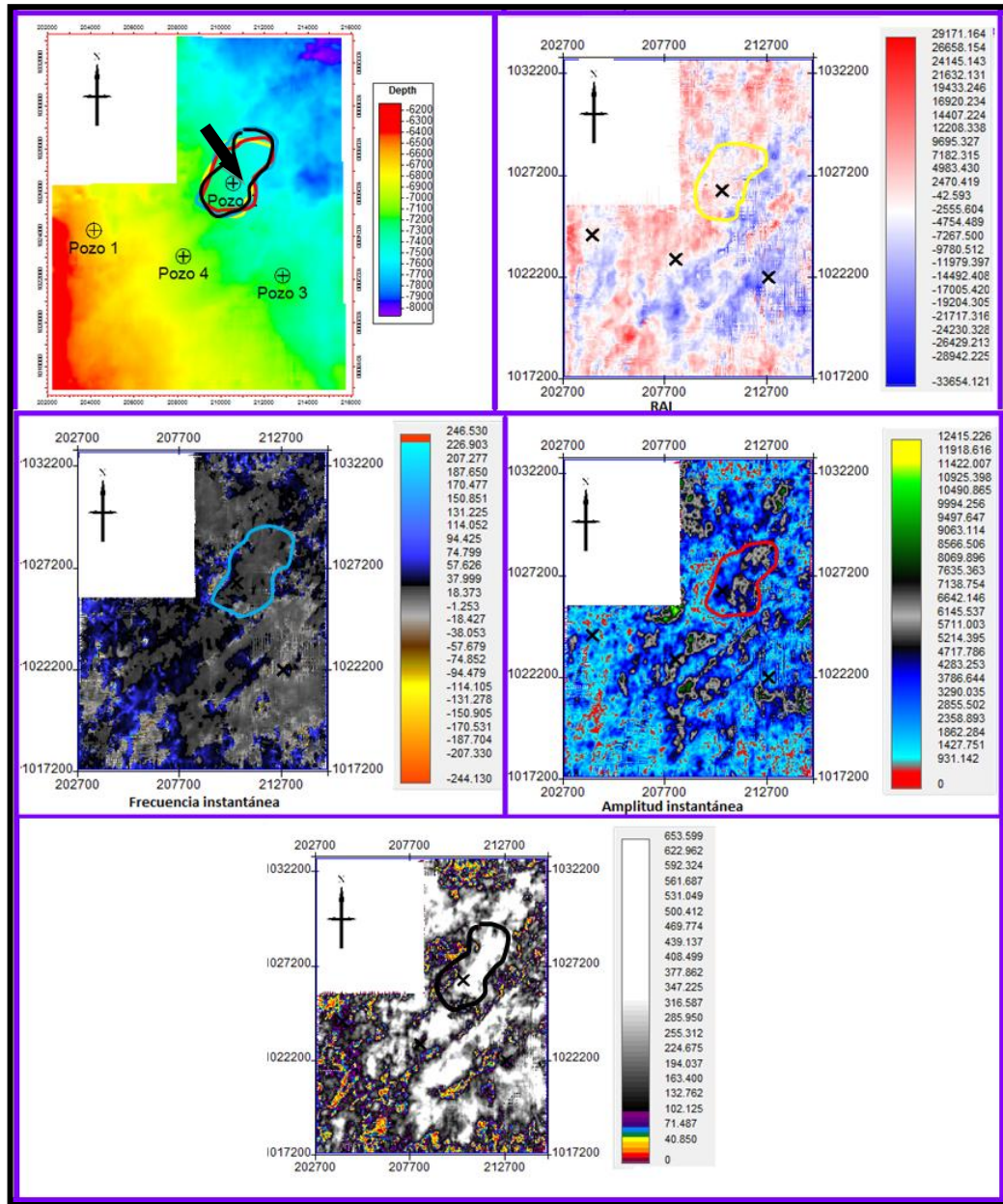


Figura 5. 72 Superposición de mapa de arena neta para la arena 3 y zonas prospectivas

Finalmente, para el horizonte 4 se presentan los resultados finales de los polígonos generados (figura 5.73 b, c, d y e) por atributo. Observándose en la figura 5.73 a, la superposición final de cada uno. Como resultado se obtuvo la zona cercana a pozo 2, que es considerada prospectiva (flecha negra). De igual forma, en la figura 5. 74 correspondiente a la superposición del mapa de arena neta y zonas prospectivas, se confirma que la respuesta observada en cada uno de los atributo es debido a la presencia de una arena con posible fluido.



- Descomposición espectral
- Frecuencia instantánea
- Amplitud instantánea
- Impedancia Acústica Relativa

Figura 5. 73 Generación de polígonos para delinear los cuerpos prospectivos en el Horizonte 4, asociado a la arena 4.

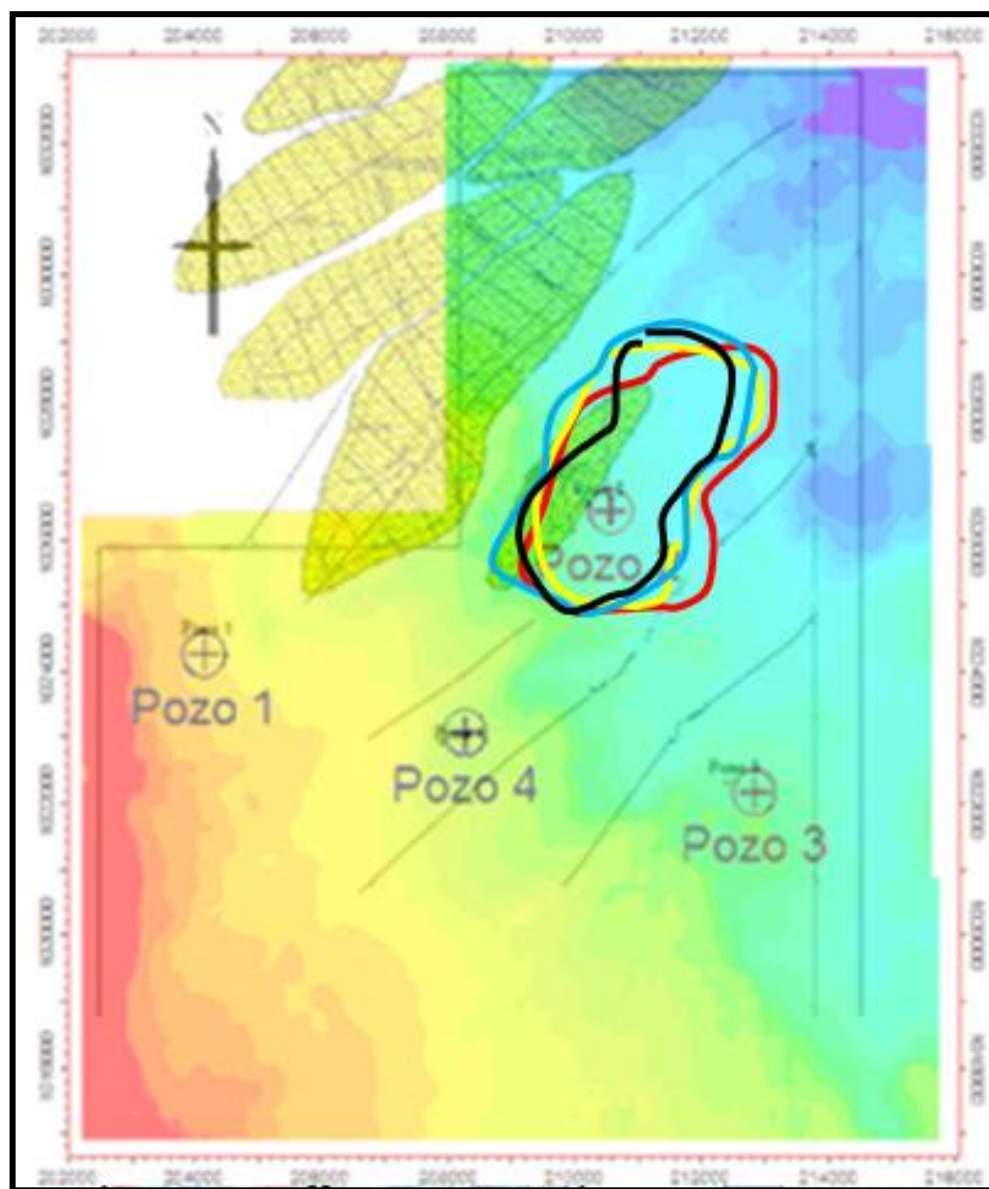


Figura 5. 74 Superposición de mapa de arena neta para la arena 4 y zonas prospectivas

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- La aplicación de los atributos de descomposición espectral a distintas frecuencias (8, 16, 24 y 32 Hz) permitieron definir un total de once (11) anomalías distribuidas en los 6 niveles interpretados, de las cuales siete (7) tienen respuesta favorables frente a la presencia de gas en los horizontes 1,2,3,4 y el Tope de Roblecito, y cuatro (4) que de acuerdo a su distribución responde a características estratigráficas (canal) en el horizonte 1, tope de Roblecito y la MFS_A, el canal ubicado al suroeste se asocia a canales de mareas propios de un ambiente de plataforma, mientras que el ubicado al noreste para la MFS_A valida el ambiente de la formación Chaguaramas. Respuesta que corrobora los mapas de yacimientos suministrados por Teikoku Oil and Gas.
- Los atributos de RGB basados en la superposición de tres (3) frecuencias (16, 24 y 32 Hz), permitieron definir que la frecuencia de 24 Hz es la que mejor resalta las zonas de interés en cada uno de los niveles interpretados, aún cuando la frecuencia dominante para el intervalo de interés es de 32 Hz. El análisis de los datos para la frecuencia de 24 Hz permitió delinear con mayor precisión las anomalías detectadas. Por otra parte, la anomalía contactada por el pozo 2, la cual se ubica sobre el mismo pozo en los 6 niveles interpretados, puede considerarse como la más prospectiva considerando su extensión y por la evidencia de producción del pozo.
- Del análisis de los gráficos cruzados o “crossplot” los atributos de V_p/V_s , V_p , y densidad son los que permiten diferenciar litologías tanto individualmente como en conjunto. Sin embargo, la impedancia acústica (I_p) dificulta la discriminación, ya que para los posibles tipos de litologías existentes el rango es el mismo.
- La aplicabilidad de los atributos basados en la transformada de Hilbert y los geométricos resultó satisfactoria, ya que permitieron corroborar que las anomalías B y C, a nivel del horizonte 1 y el tope de Roblecito respectivamente se asocian a la presencia de canales. Mientras que las anomalías identificadas en los pozos 2 y 3 a

nivel de los horizontes 1,3, y 4; y las anomalías identificadas en los pozos 1,2,y 3 para el horizonte 2 responden a entes de arena con fluido, respuesta que se corrobora en los mapas de descomposición espectral y RGB

- El estudio integrado de los distintos atributos permitió definir de forma robusta los cuerpos más prospectivos por cada nivel estudiado. La superposición de los mismos permitió limitar de dos a tres zonas posibles en cada una de las 4 superficies, la mayoría se ubican cerca del pozo 2 y 3.
- Producto del régimen extensivo ocurrido durante el Jurásico tardío- Mioceno temprano, se originaron las fallas normales identificadas en el campo, las cuales condicionaron la sedimentación de la formación Roblecito durante los procesos transgresivos ocurridos durante la etapa de margen pasivo del Cretácico temprano – Eoceno. Por ende, la geometría de las arenas de interés prospectivo identificadas se encuentran definida por las mismas, presentando una orientación NE-SW.

6.2. Recomendaciones

- Realizar un procesamiento sísmico que permita mejorar la resolución vertical de la sísmica y así poder distinguir las arenas de interés con mayor certeza. Posteriormente, al mejoramiento de la resolución, se recomienda hacer un estudio de caracterización sísmica de yacimiento que permita definir la distribución espacial de los cuerpos arenosos e identificar su correspondencia con los fluidos contenidos en la zona determinados en los pozos 2 y 3.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alfonzo, M. (2011). *Calibración y reinterpretación del bajo Corrimiento de Anaco. Campo San Joaquin, Edo. Anzoátegui, Venezuela*. Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 145.
- Arenas, S. (2010). *Análisis de descomposición espectral e integración de atributos sísmicos para la identificación de posibles cuerpos gasíferos. Área El Roblote, Fase II, Edo. Anzoategui*. Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 167
- Bahorich, M. y Farmer, S. (1995). 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The Coherence cube. *The Leadings Edge*, 1053-1058.
- Bernaes, A. (2010). *Interpretación sísmica 3D structural en el campo Guafita, Edo. Apure, Venezuela*. Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar. P 97.
- Blumentritt, C. (2008). Hightlight volumen: reducing the burden in interpreting espectral descomposition data. *The Leading edge*, 27, 330 – 333.
- Cadfamily (2008). *Rock Solid Attributes, Advanced 3D Post-Stack Seismic Attribute Generation*. Recuperado el: 20 de Junio de 2012. Disponible en: http://www.cadfamily.com/download/petroleum/smt8/RockSolid_Manual.pdf
- Campo, J. (2005). *Venezuela, dale gas*. Recuperado el 14 de Diciembre de 2011. Disponible en: <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2005/jcm-gas.htm>.
- Castagna, J.P.; Shengjie. S.; y Siegfried R. W. (2003). Instantaneous Spectral Analysis: Detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120-127
- Castillo, E. (2005). *Modelado 2D gravimétrico y magnético de un transecto O-E en la Cuenca Oriental*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 69.
- Claerbout, J. F. (1976). *Fundamentals of Geophysical Data Processing*. New York: McGraw-Hill, P. 59-62

- Contreras, D; y Rojas, H. (2007). *Interpretación geofísica integrada del Campo Sincor, Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Anzoátegui*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. P 152.
- Chopra, S; Castagna, J.; y Portniaguine, O. (2006). *Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion*. CSEG Recorder.
- Di Croce, J. (1995). *Eastern Venezuela Basin: Sequence stratigraphy and structural evolution*. Tesis doctoral no publicado. Rice University. Houston, Texas. P 365.
- Darwin, E.; y Singer, J. (2008). *Well logging for Earth Scientists*. Springer P 213.651.
- Francis, A.; y Syed, F. (2001). *Application of Relative Acoustic Impedance Inversion to Constrain Extent of E Sand Reservoir on Kadanwari Field*. SPE & PAPG Annual Technical Conference. Islamabad, Pakistan.
- Gil, A. (2011). *Interpretación sísmica estructural 3D del Bloque Urdaneta oeste, Maracaibo, Estado Zulia, Venezuela*. . Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 96.
- González de Juana C.; Iturralde de Arozena J; y Picard X. (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas*. Tomo II , Editorial . Foninves, Venezuela.
- Ghosh, D.; Ibrahim N.; Viratno, B.; y Mohamad, H. (2010). Seismic Attributes adding a new Dimension to Prospect Evaluation & Geomorphology Identification in the Malay and adjacent basins. *SEG Expanded Abstracts* , **29**, 1307.
- Hall, M.; y Trouillot , E. (2004). *Predicting stratigraphy with spectral descomposition*. Landmark Graphics.CSEG National Convention. Calgary, Canada.
- Hilla, W.; y Naval D. (2005). *Interpretación estructural de ;as aremas ga'síferas F8,I3,J3 ML, N2, R0UM y R4L en el área mayor de Socorro, Estado Anzoátegui*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. P 200.
- Hernández, M. (2008). *Reinterpretación sísmica de semi-detalle en la sección Oligo-Mioceno del área Las Ollas-Cascaroncito a partir de datos sísmicos 3D del volumen integrado Roblote*. Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 145.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D seismology*. Segunda edición, Editorial PennWell. P 608.

Martins, A. (2002). *Estructura cortical de la Cuenca Oriental con énfasis en la determinación del espesor de la capa de sedimentos*. Trabajo especial de grado de pregrado no publicado. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 142.

Marfurt, K.; y Chopra, S. (2007). Seismic Attributes for prospect identification and reservoir characterization. *SEG Geophysical developments series. N°11*, Tulsa, OK, USA.

Moticska, N. P. (1985). Volcanismo Mesozoico en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Guárico, Venezuela.

Méndez, O. (1985). *Historia Geológica Graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela*. Trabajo presentado en el VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas. P. 1000-1040.

Parnaud F.; Truskowski I.; Gou Y.; Gallando O.; Pascual J.; y Passalacqua H. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. *AAPG, memories*, 62, 741 -756.

PDVSA (2006). *Empresas Mixtas PetroGuárico y PetroCumarebo firmaron contratos de conversión con PDVSA CVP*. Recuperado el 14 de Diciembre de 2011. Disponible en: http://www.pdv.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=3071&newsid_temas=1.

Pérez, Y. (2009). *Caracterización geofísica de la Formación Chaguaramas en el Campo Copa Macoya*. Trabajo especial de grado de maestría no publicado. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 115.

Petrocenter (2011). *Neutron log*. Recuperado el 14 de Junio de 2012. Disponible en: www.petrocenter.com/fe/Neutron%20Log.pdf

Quilen, K (2006). *Integración de atributos sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena 12M, Área de Finca - Yopales, Edo. Anzoátegui*. Informe final de cursos en cooperación. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 144.

Quince, C.; y Sydney, S. (1997). Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*, 16, 445-450.

Regueiro, J., 2007. *Sísmica para Ingenieros y Geólogos: El método sísmico de reflexión*. Caracas, Venezuela.

- Requena, J. y M. Zambrano (2008). *Generación de un modelo geológico estructural a partir de datos sísmicos 2D de la región central de Zulia Central*. Trabajo de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Ruiz, C. (2007). *Inversión sísmica y estudio de atributos sísmicos post apilamiento de niveles I3 y TU de la formación oficina en el Campo Guico guara, Estado Anzoátegui*. Informe final de pasantías. Universidad Simón Bolívar, Caracas. P 83.
- Schlumberger Oilfield Services (1997). *WEC - Evaluación de pozos*. Caracas. Schlumberger Oilfield Services.
- Sinha, S.; Routh, P.; Anno, P.; y Castagna, J. (2005). Spectral Decomposition of seismic data with continuous Wavelet Transform. *Geo Science World, Geophysics*, 70, 19-25.
- Sheriff, R. (2002). Encyclopedic dictionary of exploration geophysics. Cuarta edición, Society of exploration Geophysics, Tulsa.
- Strecker , U. (2004). *Seismic Attribute Analysis in hydrothermal dolomite, Devonian Slave Point Formation, Northeast British Columbia, Canada*. SEG Annual Meeting, Denver.
- Trujillo, A. et al., *Composición de tributos Sísmicos 3D Aplicados a un Campo de Gas*. Instituto Mexicano del Petróleo, México, (inédito).
- Valencia, L; Calle, A; Plata, M. (2010). *Calibration of seismic attributes to identify carbonate rocks in a frontier basin of offshore Colombia*. SEG Annual Meeting, Denver.
- Vitale, S.; y Miquilen, M. E. (2007). Venezuela La energía en cifras : 2006 -2007. Programa internacional de Gerencia del negocio de los hidrocarburos. IESA, Venezuela. P 32.
- Yoris, E.; y Ostos, M. (1997). *Geología De Venezuela*. Proceedings Well Evaluation Conferencem Schlumberger, Caracas.
- Zamora, J. (2009). *Interpretación sismoestratigráfica y estructural de la secuencia sedimentaria (Cretácico – terciario) del bloque 5 y 6 del Área de Boyacá y bloques 1 y 2 del Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. P 94