

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL MIEMBRO JOBO DE
LA FORMACIÓN OFICINA EN EL BLOQUE MPE-3,
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br Frank E. González P.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL MIEMBRO JOBO DE
LA FORMACIÓN OFICINA EN EL BLOQUE MPE-3,
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Yaraixa Pérez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jilson Castillo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br Frank E. González P.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2012

Caracas, Octubre de 2012

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 los Bachilleres, titulado:

“INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL MIEMBRO JOBO DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL BLOQUE MPE-3, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.”

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

Prof. (nombre y apellido)

Jurado

Prof. (nombre y apellido)

Jurado

Prof. MSc. Yaraxia Pérez

Tutor Académico

Ing. Jilson Castillo

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A dios, a mis padres Migdalia y Francisco, a mis hermanos Jorly, Frank, Gabriel Francisco, Francisco Gabriel, David y Rafael que fueron motivo inspirador durante toda mi carrera y sobre todo en la parte final, solo con el apoyo de ellos fue posible la realización de este trabajo.

Frank González

AGRADECIMIENTOS

En primer le agradezco a Dios por poner en mi camino todas las oportunidades una y otra vez hasta que las pudiera aprovechar, él fue la principal ayuda para todos mis logros durante mi carrera y este trabajo.

A mis padres que me enseñaron lo importante que es la constancia y la responsabilidad, ellos fueron la luz de mi camino y todos mis logros son tantos míos como de ellos, por eso les agradezco eternamente.

A mis hermanos, Jorly que siempre estuvo conmigo en todo momento mis sentimientos hacia ella son como los de un hijo a su madre, agradezco tu confianza e incondicional apoyo, a Gabriel que siempre he tratado de darle un buen ejemplo el verte siempre me ha dado fuerza para seguir adelante con mis metas.

A Neyda Carolina que con su amor incondicional siempre me brindo palabras de aliento y animo, te agradezco por todos esos lindos momentos vividos en nuestra vida universitaria y por esos comentarios alentadores que me decías cuando más los necesitaba, siempre encontraste la forma de subirme el ánimo en todo momento.

A mis amigos y hermanos de carrera: Luis (el gordito jocosos que siempre encontraba un comentario peculiar para hacernos reír), Pepe (el compañero estudiantil con el que vi más del 95% de las materias de la universidad), Roberto (el que me enseñó a valorar la música y me mostro la intuición) y por ultimo pero para nada menos importante Jesús mejor conocido como Cala (la persona que siempre me garantizo que si estábamos en la misma sección jamás me quedaría esa materia), ustedes hicieron de mi vida universitaria una experiencia única e inolvidable.

A PDVSA y en especial a Petrolera Sinovensa por haberme dado la oportunidad única de realizar este trabajo en sus instalaciones y a su gran equipo de trabajo que siempre me apoyo y tuvo la dedicación de aclarar todas mis dudas.

Frank González

González P. Frank E.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL MIEMBRO JOBO DE LA FORMACIÓN
OFICINA EN EL BLOQUE MPE-3, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Tutor Académico: Prof. Yaraixa Pérez. Tutor Industrial: Jilson Castillo.

**Tesis, Caracas, U.V.C. Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2012,**

Palabras Claves: Interpretación sísmica, Faja Petrolífera del Orinoco; Bloque MPE-3, Atributos sísmicos, Miembro Jobo.

RESUMEN

Resumen. El objetivo principal de esta investigación es realizar una interpretación sísmica del Miembro Jobo de la Formación Oficina con datos 3D en el campo MPE-3 en la Faja Petrolífera del Orinoco, este campo abarca una superficie aproximada de 150 km², y sus principales yacimientos se encuentran en el Miembro Morichal de la Formación Oficina. Uno de los objetivos de la empresa mixta que allí opera, es aumentar la producción de manera sustentable. Para cumplir esta meta es necesario la búsquedas de nuevos yacimientos, según Audemard (1985) el Miembro Jobo posee características geológicas óptimas para contener hidrocarburos. Por estas razones se dará una interpretación del Miembro Jobo que incluirá la interpretación de fallas y horizontes en tiempo, que posteriormente se convertirán a profundidad con la ayuda del modelo de velocidad, y con el uso de la gama de atributos disponible en el software Petrel (Schlumberger), se logró establecer relaciones lineales con las propiedades petrofísicas, y de esta manera fue más sencilla la identificación de las zonas con altas prospectividad para la localización de yacimientos y así reducir considerablemente el nivel de riesgo para la ubicación de los futuros pozos exploratorios.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE ECUACIONES	xvi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xviii
CAPITULO I.....	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 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	3
CAPITULO II.....	4
2 MARCO GEOLOGICO	4
2.1 ASPECTOS GENERALES.....	4
2.2 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	4
2.2.1 Subcuenca de Maturín.....	5
2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco	6
2.3 ESTRUCTURA REGIONAL	9
2.4 GEOLOGÍA LOCAL	10
Formación Oficina.....	11
2.4.1 Miembros presente dentro de la formación oficina.....	11

CAPITULO III	13
3 MARCO TEÓRICO	13
3.1 SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	13
3.1.1 Tiro de verificación	14
3.1.2 Perfil Sísmico Vertical (VSP)	14
3.1.3 Ondícula	15
3.1.4 Impedancia acústica	15
3.1.5 Coeficiente de reflexión	15
3.1.6 Resolución.....	16
3.1.7 Registro sísmico.....	16
3.1.8 Registro de densidad	16
3.2 AMBIENTES SEDIMENTARIOS	17
3.2.1 Ambiente fluvial.....	18
3.2.2 Ambiente Deltaico	18
3.2.3 Canal	18
3.2.4 Canales entrelazados	18
3.3 INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA.....	19
3.3.1 Secuencias estratigráficas.....	19
3.3.2 Superficies de máxima inundación	21
3.3.3 Sistemas encadenados	21
3.3.4 Superficies transgresivas (Transgressive Surface TS).....	21
3.3.5 Sistema encadenado de bajo nivel (Lowstand System Tract (LST))	22
3.3.6 Sistema encadenado transgresivo (Trangresive System Tract (TST)):.....	22
3.3.7 Terminaciones sísmicas de reflectores.....	22
3.3.8 Onlap	23
3.3.9 Downlap	23

3.3.10	Toplap.....	23
3.3.11	Truncación.....	23
3.3.12	Offlap.....	23
3.4	PETROFÍSICA.....	24
3.4.1	Porosidad (ϕ).....	24
3.4.2	Permeabilidad (k).....	24
3.4.3	Saturación de agua (S_w).....	24
3.5	ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	24
3.5.1	Algunos atributos que están disponibles en la plataforma petrel (2009).	25
3.5.2	Frecuencia instantánea.....	25
3.5.3	Coseno de fase.....	25
3.5.4	Fase instantánea.....	25
3.5.5	Magnitud de la amplitud sísmica.....	26
3.5.6	Intensidad de reflexión.....	26
3.5.7	Impedancia acústica relativa.....	26
3.5.8	Amplitud RMS.....	26
3.5.9	Atributos estructurales.....	26
3.6	MODELO DE VELOCIDAD.....	28
	CAPITULO IV.....	29
4	MARCO METODOLÓGICO.....	29
4.1	REVISIÓN DE LOS DATOS DISPONIBLES.....	29
4.2	TIROS DE VERIFICACIÓN.....	32
4.3	CALCULO DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL DE LOS DATOS SÍSMICOS.....	33
4.4	CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO.....	34
4.5	INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.....	38
4.6	INTERPRETACIÓN DE LAS FALLAS.....	40

4.7 CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.....	47
4.7.1 Generación de modelo de velocidad.	47
4.7.2 Calculo de salto de falla.	48
4.8 DESCRIPCIÓN DE LA FACIE SÍSMICA.	49
4.8.1 Descripción de la amplitud sísmica.....	49
4.8.2 Descripción de la frecuencia sísmica.	51
4.8.3 Descripción de la continuidad de los reflectores.....	52
4.9 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	53
4.9.1 Atributos aplicados.....	54
CAPÍTULO V	59
5 RESULTADO Y ANALISIS	59
5.1 DESCRIPCIÓN DE LA FACIES SÍSMICAS	59
5.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	61
5.2.1 Descripción general estructural de área.	61
5.2.2 Base del Miembro Jobo.....	65
5.2.3 Superficie interna interpretada en el Miembro Jobo (Jobo medio).....	67
5.2.4 Tope del Miembro Jobo.	69
5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS DOS CICLOS IDENTIFICADOS.	72
5.3.1 Jobo Inferior	72
5.3.2 Jobo superior	76
CAPITULO VI.....	80
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
6.1 CONCLUSIONES.....	80
6.2 RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFIA.....	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del área de estudio, de la Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 2011).....	3
Figura 2.1: Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et. al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.	4
Figura 2.2: Sección esquemática estructural de la faja petrolífera del Orinoco. Tomado y modificado de Schlumberger Services Oilfield, (1997).	7
Figura 2.3: Columna estratigrafía del campo MPE-3, de color rojo el nivel en el cual se realizara la interpretación sísmica (PDVSA 2012).	8
Figura 2.4 Configuración estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se muestra como el sistema de falla Hato Viejo divide la zona en dos provincias. Tomado y modificado de (PDVSA, 2010).	10
Figura 3.1: Sismograma sintético a partir del modelo convolucional, V =Inverso del sísmico, ρ =Densidad, $V\rho$ = el producto de ellos, RC =Serie de reflectividad, (Modificado de Tearpock and bischeke, 1991).....	13
Figura 3.2: Esquema de un tiro de verificación sísmica (TVS) con offset es decir la fuente se mantiene una distancia determinada del pozo (tomado y modificado de Kruk, 2003).....	14
Figura 3.3: Interrelaciones entre parámetros claves asociados con la arquitectura estratigráfica de una cuenca (Modificado de Posamentier y Allen, 1999).....	17
Figura 3.4: Esquema de los factores que afectan los cambios relativos del nivel del mar y las secuencias estratigráficas (tomado y modificado de Vail, 1987).	20
Figura 3.5: Patrones de apilamiento de parasecuencia (tomado y modificado de Mulholland, 1998).	21
Figura 3.6: Modelo de sistemas encadenados. (Tomado y modificado de Mulholland, 1998).....	22
Figura 3.7: Patrones de reflexión y terminaciones sísmicas (tomado de y modificado de Mitchum, 1977)	23
Figura 3.8: Esquema para el cálculo de la curvatura (tomado y modificado de Roberts 2001).....	28
Figura 4.1: Flujo de la metodología aplicada.	29

Figura 4.3: Distribución espacial de los datos disponibles dentro del área de estudio (polígono de color rojo). Área segmentada de color verde (extensión de los datos 3D, 139 km ²), pozos verticales (los de color verde utilizados en la calibración sísmica 2D (. Negro= CN-79B-14, verde= M-stk08001, marrón= N-stk08001)..	31
Figura 4.5: Tiros de verificación.	32
Figura 4.6: Regresión lineal con todos los puntos de los tiros de verificación, R ² =ajuste del modelo matemático.	33
Figura 4.7: Ubicación espacial del pozo que posee VSP (P3).	34
Figura 4.8: Calibración sísmica del pozo P3. De izquierda a derecha: Corridor Stack, resistividad profunda, Gamma Ray, densidad, sónico.	35
Figura 4.9: Ajuste del P3 (Corridor Stack) con los topes geológicos y los datos sísmicos. Gamma Ray (color rojo); resistividad profunda (color amarillo).	35
Figura 4.10: Distribución espacial en el campo de los pozos con sismogramas sintéticos.	36
Figura 4.11: Calibración sísmica del pozo P2. De izquierda a derecha: sismograma sintético, resistividad profunda, Gamma Ray, densidad, sónico.	37
Figura 4.12: Calibración sísmica-pozo del pozo P2, ajuste del sismograma sintético con los topes geológicos y los datos sísmicos.	37
Figura 4.12: Interpretaciones realizadas cada 10 líneas en dirección Noreste y Noroeste (tope del Miembro Jobo), ubicación del pozo P7.	39
Figura 4.13: Ajuste de las interpretaciones de los horizontes en la sección sísmica del pozo P7	39
Figura 4.14: Superficie en tiempo del tope de Jobo.	40
Figura 4.15: Atributo de mediana curvatura aplicado al tope de Jobo.	41
Figura 4.16: Atributo de varianza aplicado en el intervalo de interés	42
Figura 4.17: Atributo de varianza utilizando la opacidad.	42
Figura 4.18: Atributo Seguimiento de la hormiga.	43
Figura 4.19: Vista en simultáneo de la misma línea en el cubo de amplitudes y el cubo de varianza	43
Figura 4.20: Visualización de las fallas y horizontes interpretados en la sección sísmica del P7	44
Figura 4.21: Visualización de las fallas interpretadas	45

Figura 4.22: Tramo de la línea 2D (CN-79B-14_stk080001) tomado para la comparación cualitativa con la sísmica 3D	45
Figura 4.23: Vista de la misma sección sísmica extraída de los diferentes datos. Parte superior datos 3D, parte inferior datos 2D	46
Figura 4.24: Comparación cualitativa de la misma sección sísmica. Izquierda datos 3d, derecha datos 2D.	46
Figura 4.25: Vista del cubo de velocidad generado a partir de las tablas TZ.....	47
Figura4.26: Insumos necesarios para la construcción del modelo de velocidad. Los topes geológicos en el dominio del tiempo (color rojo), las superficies interpretadas y el cubo de velocidad (de este último solo se muestran tres secciones. Inline 40, crossline 780 y timeslice 950).	48
Figura 4.27: Ajuste de los topes en los pozos Slant con las superficies en profundidad.....	48
Figura 4.28: A la derecha: ubicación del pozo P16, la sección N-S, y las fallas F1 yF2), Izquierda: corte en profundidad de la sección N-S con el pozo P16 y la estructura tipo graben.	49
Figura 4.29: Atributo de intensidad de reflexión, sección sísmica del pozo P4.....	50
Figura 4.30: Atributo de impedancia acústica relativa, sección sísmica de pozo P4 .	51
Figura 4.31: Vista de todo el Miembro Jobo con el atributo de atenuación de las altas frecuencias. Se muestra las zonas donde existe mayor atenuación de las altas frecuencia, la alta frecuencia de los eventos sísmicos se encuentran ubicados en el área de.....	52
Figura 4.32: Ubicación del pozo P16 y las líneas utilizadas (color negro) para el análisis de la continuidad de los eventos sísmicos dentro del intervalo de interés.	53
Figura 4.33: variación de la continuidad de los reflectores en la sección sísmica del P16. Se observó el aumento de la continuidad de los eventos sísmicos hacia el tope del miembro.....	53
Figura 4.34: Celdas utilizadas para calcular el valor promedio de la permeabilidad en el intervalo de Jobo superior.....	54
Figura 4.35: Vista del atributo frecuencia instantánea para el nivel Jobo superior y localización de los pozos en las zonas de mayor contraste del atributo.	58
Figura 4.36: Vista del atributo frecuencia instantánea para el nivel Jobo inferior y localización de los pozos en las zonas de mayor contraste del atributo.	58

Figura 5.1: Atributo de atenuación de las altas frecuencias. En este atributo se muestra el promedio de los eventos sísmicos en el Miembro Jobo. En casi todo se puede apreciar el mismo valor.....	60
Figura 5.2: Sección sísmica en dirección S-N.....	60
Figura 5.3: Visualización de las fallas cortadas con el tope y la base del Miembro Jobo.....	62
Figura 5.4: Vista del atributo varianza (horizonslice en Jobo medio), se resalta la estructura tipo graben y su continuidad en el campo.....	63
Figura 5.5: Atributo de mínima curvatura aplicado a la superficie interpretada del tope de Jobo, nótese como las anomalías atribuidas a las fallas que generan el graben desaparecen hacia el este del campo.....	63
Figura 5.6: Ubicación del graben en el campo sobre la base del Miembro Jobo, sección sísmica ubicada entre los pozos P13 y P15 (línea segmentada en amarillo).	64
Figura 5.7: Sección sísmica en dirección inline pasando por los pozos P13 y P15, se muestra la estructura tipo graben.....	64
Figura 5.8: superficie en tiempo de la base del miembro Jobo, la estructura en este nivel buza en sentido norte y presenta los mayores valores de tiempo en el sector Noreste.....	65
Figura 5.10: Vista de la respuesta sísmica de Jobo medio en inline 675 y pozo P24, en la sección a la derecha se muestra las interpretaciones realizadas, sección de la izquierda sin las interpretaciones.....	67
Figura 5.11 Superficie en tiempo de Jobo medio, el gradiente de tiempo aumenta en dirección Norte.	68
Figura 5.12 Superficie de Jobo medio en profundidad en pies, esta presenta los mayores valores en la zona Noreste de campo.	69
Figura 5.13: Vista del inline 585 y pozo P2. Derecha: vista con la interpretación del tope del Miembro Jobo, izquierda: vista sola de la reflexión en los datos sísmicos	70
Figura 5.14 Superficie en tiempo del tope del Miembro Jobo.	71
Figura 5.13: Superficie en profundidad en pies del tope de Jobo.....	71
Figura 5.15: Sección estructural fijada a 2000 pies, observe la presencia de dos ciclos y como el espesor se mantiene en ambos, siendo Jobo inferior el que presenta	

mayor grosor en todo el campo. Registro derecho: resistividad profunda, registro izquierdo: Gamma Ray.....	72
Figura 5.16: Mapa de espesor para Jobo inferior y Ubicación de la estructura tipo escalón en la sección de pozo para el P17.....	73
Figura 5.17: Sección sísmica del pozo P17. Estructura tipo escalón.	74
Figura 5.18: Señalización de canal preferencial donde se notó el aumento en el espesor de Jobo inferior.....	75
Figura 5.19: Comparación de los mapas de espesor y frecuencia instantánea, se resaltan las zonas donde sus valores de espesor y frecuencia son altos.	76
Figura 5.20: Sección de pozo estratigráfica de los pozos más cercanos al geocuerpo identificado en el mapa de espesor de Jobo inferior.....	76
Figura 5.21: Mapa de espesores en pies para Jobo superior y ubicación del canal preferencial para la depositación de los sedimentos.....	77
Figura 5.22: Comparación del mapa de espesores con el de frecuencia instantánea para el nivel de Jobo superior, la zona resalta muestra los valores más altos de espesor y frecuencia. A la derecha: ubicación espacial de los pozos en la sección N-S.....	79
Figura 5.23: Sección de pozos estratigráfica Sur-Norte	79

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3.1: I_1 = Impedancia acústica medio inferior, I_2 =Impedancia acústica medio superior, R_o =Coeficiente de reflexión.	15
Ecuación 3.2: λ =Longitud de la onda, v =Velocidad sísmica, f =frecuencia dominante.	16
Ecuación 3.3: K =curvatura, dw =cambio de ángulo, ds =longitud de arco, R =radio del círculo tangente a dicho punto.....	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Inventario de los pozos verticales.	30
Tabla 4.2: Resolución vertical de los diferentes datos sísmicos disponibles.	33
Tabla 4.3: Polaridad de la traza sísmica en los topes geológicos.....	38
Tabla 4.3: Correspondencia lineal de los atributos aplicados con las propiedades petrofísica. Para Jobo superior.	57
Tabla 4.4: Correspondencia lineal de los atributos aplicados con las propiedades petrofísica. Para Jobo inferior.....	57
Tabla 5.1: Cuadro descriptivo de la facie sísmica para cada nivel de Jobo.	61

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1: Correspondencia lineal de la permeabilidad con la frecuencia instantánea para Jobo superior.....	55
Gráfico 4.2: Correspondencia lineal del atributo frecuencia instantánea con la porosidad para el nivel de Jobo inferior.	56
Gráfico 4.3: Correspondencia lineal del atributo frecuencia instantánea con la permeabilidad para el nivel de Jobo inferior.	56

CAPITULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la actualidad en la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentran operando una gran variedad de empresas petroleras, una de estas es Petrolera SINOVENSA cuya área operacional se encuentra en el Bloque Carabobo, la cuales una empresa mixta constituida en mayor porcentaje por la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y un socio minoritario CNPC (empresa China), esta se mantiene en su máximo nivel productivo (en promedio 114 mil barriles diarios de petróleo) y se ha trazado la meta de aumentar la misma a 330 mil barriles para 2016 (cifras extraídas de la pág. Oficial de PDVSA), es por esto que se deben activar la producción en todos los posibles yacimientos que se encuentren dentro de su área.

Los principales yacimientos en el área de petrolera SINOVENSA están ubicados en la Formación Oficina específicamente en el Miembro Morichal (actualmente en producción), otro intervalo en esta formación con características geológicas favorables para el desarrollo de un yacimiento es el Miembro Jobo según Audemard et al, 1985 y Key 1997. Es por esto que se realizará una investigación que dará como resultado una interpretación sísmica estructural-estratigráfica del Miembro Jobo que es paso fundamental para la caracterización de un posible yacimiento.

1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 Objetivo general

Realizar una interpretación sísmica del Miembro Jobo de la Formación Oficina en el Bloque MPE-3 de Petrolera SINOVENSA, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Describir las facies sísmicas asociadas a los reflectores interpretados.
- ✓ Analizar y modelar el campo de velocidades para el Bloque MPE-3.
- ✓ Cartografiar en profundidad los horizontes sísmicos interpretados.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Hasta la fecha, en el campo de Petrolera Sinovensa, no se han realizado trabajos como el propuesto en este estudio para el miembro Jobo; por lo cual, se espera que el resultado del mismo pueda ayudar a determinar la distribución espacial, la delimitación del miembro y si la Formación Jobo puede ser un posible yacimiento de hidrocarburo para una futura explotación dentro de este campo.

Una vez obtenida la interpretación sísmica de este miembro, será posible delimitar de manera espacial la continuidad de los cuerpos de arenas y describir las estructuras presentes en el. Tomando en cuenta que la interpretación sísmica es el primer y fundamental paso en la generación del modelado de un yacimiento ya que permitirá cuantificar de manera volumétrica su distribución, es por esta razón que el trabajo a realizarse es de gran importancia para el buen ajuste de los posteriores estudios.

1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La zona de estudio tiene como nombre MPE-3 y está ubicada dentro del área del Bloque Carabobo en el Estado Monagas en la Faja Petrolífera del Orinoco, con una superficie aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150 km^2), la cual limita hacia el Oeste con el área de Distrito Morichal, al Este con el Bloque Carabobo 4 y al sur con los Bloques Carabobo 2 y Carabobo 3 (figura 1.1). Estructuralmente el campo de petrolera Sinovensa está ubicado sobre un monoclinal de buzamiento norte.

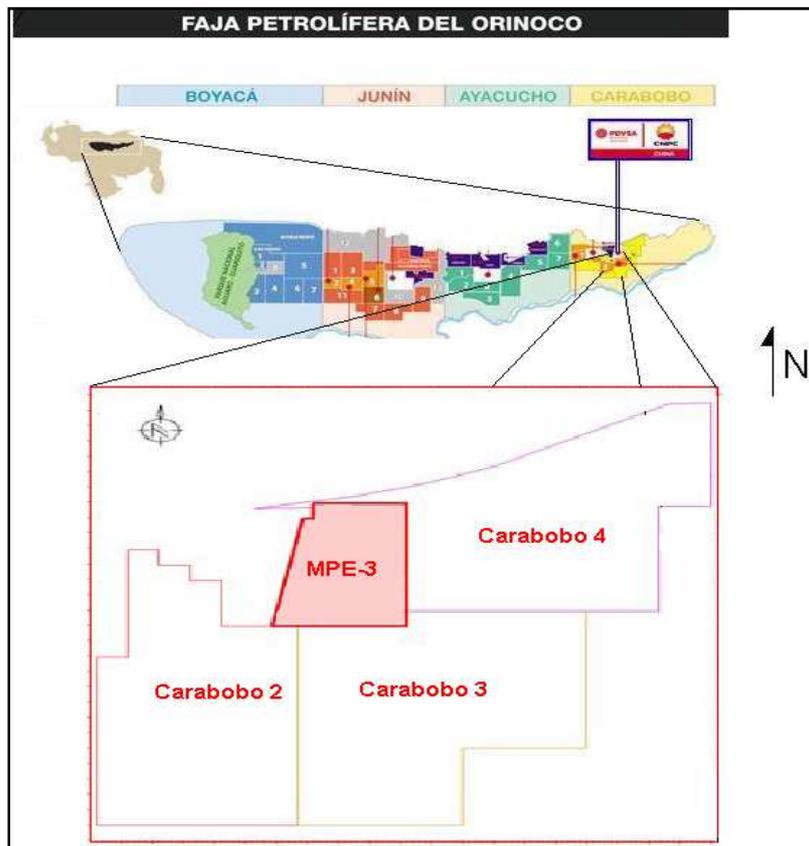


Figura 1.1. Ubicación del área de estudio, de la Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 2011).

CAPITULO II

MARCO GEOLOGICO

2.1 ASPECTOS GENERALES

El área de estudio se encuentra en una zona de baja complejidad estructural y muy estable, no presenta evidencia de gran actividad tectónica, todas sus fallas son de tipo normal evidenciando que nos encontramos en franja sur de la cuenca donde su régimen de esfuerzos fue solo extensivo.

2.2 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con un área de 153.000 Km² es la más extensa y primera en importancia en producción de hidrocarburos del país. Es una depresión estructural limitada al sur por el extremo norte del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón de fallamiento y plegamiento de la serranía del Interior Central y Oriental, y al oeste por el alto estructural de El Baúl. Las características estructurales actuales de la cuenca son el resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior (González de Juana, Arozena y Picard, 1980).



Figura 2.1: Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et. al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.

La cuenca Oriental está dividida de este a oeste en dos subcuencas, Guárico y Maturín. El límite que separa la subcuenca de Guárico del cinturón plegado de la serranía del Interior Oriental y de la subcuenca Maturín es el sistema de fallas Urica. Más al sur, las subcuencas Guárico y Maturín están separadas por el sistema de fallas Anaco (Di Croce, 1995).

2.2.1 Subcuenca de Maturín

La subcuenca de Maturín tiene 112785 Km² de extensión, constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamiento de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operaciones: uno norte y otro al sur.

Esta subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco sur apoyado en el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. En la subcuenca, desde el Eoceno hasta el Pleistoceno se produjo una traslación paralela del eje de máxima depositación de la subcuenca hacia el sur. Los elementos tectónicos, se presentan en efectos deformantes de intensidad decreciente a partir de la zona orogénica principal.

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín, una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de subcuenca de Guárico en el subsuelo con el Grupo Temblador en su parte inferior (Schlumberger Services Oilfield, 1997).

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos de las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico tardío), y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire (molasa miopliocena) revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para los entrapamientos de hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las formaciones

Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los lóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapapotal). Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites constituye un sello regional de gran importancia.

2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La acumulación de hidrocarburos pesados y extrapesados se ubican principalmente en 281 cuencas distribuidas en todo el planeta, siendo la cuenca oriental de Venezuela, donde se encuentra la faja del Orinoco, la que ocupa el primer lugar, con 30% de recursos mundiales de este tipo de hidrocarburos, mientras que Canadá la segunda con 27% de los recursos.

Podemos decir entonces, que la Faja Petrolífera del Orinoco, es la reserva de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo. Se extiende al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, con 700 Km de longitud y entre 35 y 100 Km de ancho; cubre una extensión de 55.314 Km² y un área de explotación actual de 11.593 Km².

La faja del Orinoco contiene alrededor de 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES), y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de petróleo, reservas que están actualmente en cuantificación y certificación.

Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 Km² cada uno aproximadamente, más dos áreas llamadas Boyacá Norte y Junín Norte (Asociación Venezolana de Procesadores de Gas, 2010).

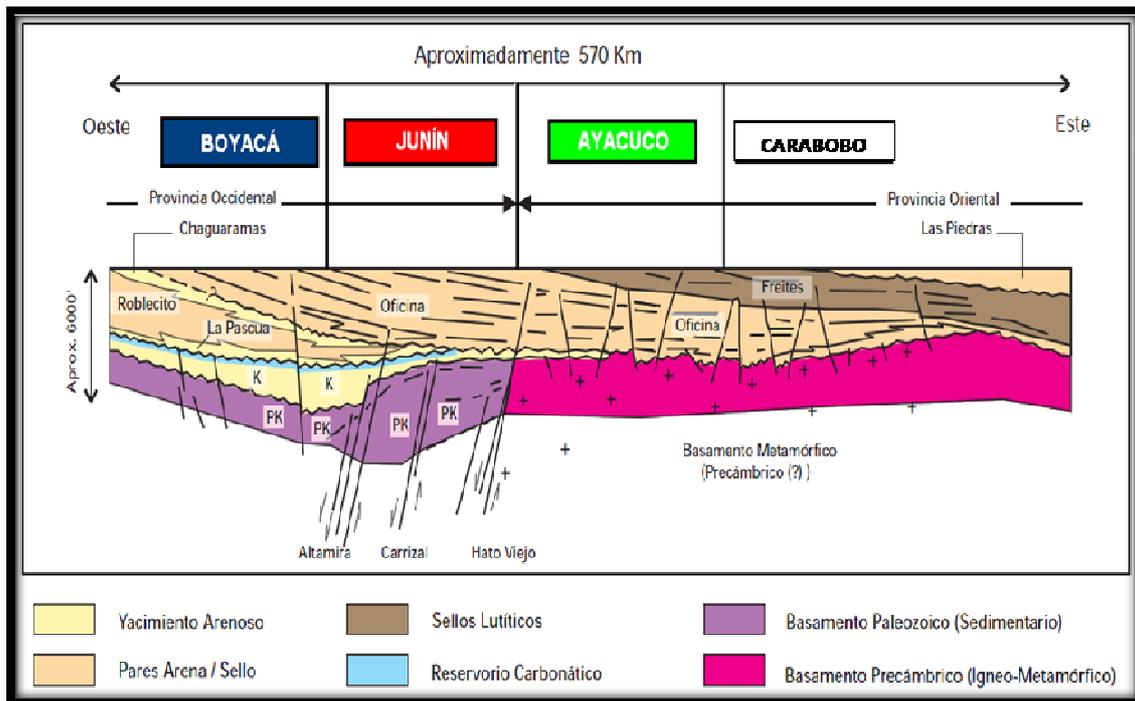


Figura 2.2: Sección esquemática estructural de la faja petrolífera del Orinoco. Tomado y modificado de Schlumberger Services Oilfield, (1997).

Según Talwani (2002), la estructura de la Faja se describe como un homoclinal suave, con buzamiento de 3 a 4 grados hacia el Norte, cortado por fallas normales de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven de dirección Noroeste. Los rasgos regionales predominantes permiten identificar dos provincias tectónicas separadas por el sistema de Fallas de Hato Viejo. La Provincia de Carabobo y Ayacucho, y la provincia de Junín y Boyacá. En la figura 2.3 puede observarse una sección esquemática estructural de la faja.

Edades		Formaciones			
Cuaternario	Reciente	Aluviones			
	Pleistoceno	Mesa			
Cenozoico	Plioceno	Las piedras			
		Tardío			
	Medio	Freites			
	Mioceno	Temprano	Oficina	Miembros	Litología
				Pilón	Lutitas con intercalaciones de arenas poco consolidadas
				Jobo	Arenas poco consolidadas con intercalación de lutitas
Yabo				Lutita de gran extensión con poca presencia de arena	
Morichal	Arenas masivas poco consolidadas con leve presencia de lutitas				
Precámbrico		Basamento ígneo-metamórfico			

Figura 2.3: Columna estratigrafía del campo MPE-3, de color rojo el nivel en el cual se realizara la interpretación sísmica (PDVSA 2012).

2.3 ESTRUCTURA REGIONAL

El cuadro estructural de la Subcuenca de Maturín evidencia una complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Urica y Anaco, la falla Furrial-Carito, el domo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión. El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamientos encima del Escudo Guayanés, produciendo el arqueamiento hacia el norte de la superficie de la placa sudamericana. El flanco sur de la subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo; su flanco norte, donde se encuentra el norte de Monagas, está asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur y caracterizado por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Sudamericana el Oligoceno, transformando la cuenca de margen pasivo a cuenca de Antepaís, lo que genero elementos tectónicos, donde el modelo actual divide a la cuenca en tres bloques estructurales. En la Subcuenca de Maturín es posible identificar de sur a norte tres zonas diferentes según el grado de complejidad estructural progresiva:

- a) Al norte una zona compresiva representada por la Serranía del Interior y el Bloque Alóctono de Pirital, cuyo límite sur es el Corrimiento de Pirital, que representa el rasgo estructural más importante del área. También se encuentran pliegues concéntricos de gran escala.
- b) Al sur, se encuentra una zona extensiva relacionada con la plataforma estable de la cuenca (régimen de la zona de estudio).
- c) En la parte central se encuentra el Bloque Parautóctono, constituido por alineamiento Tejero-Furrial, el cual corresponde a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociadas las grandes acumulaciones de petróleo en el norte de Monagas, Marcelo (2009).



Figura 2.4 Configuración estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se muestra como el sistema de falla Hato Viejo divide la zona en dos provincias. Tomado y modificado de (PDVSA, 2010).

2.4 GEOLOGÍA LOCAL

El Área Petrolera Sinovenesa, asignada en el año 2008 por el Estado venezolano, está ubicada al norte del bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene una superficie aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150,07 Km²) y está representada por un homoclinal con un buzamiento de aproximado 2° hacia el Norte. Limita hacia el Oeste con el Área de Distrito Morichal, al Este con el bloque Carabobo 4 y al Sur con el bloque Carabobo 2 y Carabobo 3.

A continuación se mostrara en forma ascendente las formaciones geológicas observadas en todas las perforaciones de los pozos estratigráficos dentro del área:

Formación Oficina.

Esta formación de edad Mioceno Temprano-Medio se encuentra presente en toda el área de estudio y la secuencia más prospectiva se encuentra en el Miembro inferior, de edad Mioceno Temprano. Se caracteriza por presentar una sección inferior arenosa y una superior lutítica con abundantes capas de lignitos intercalados. La sección inferior se caracteriza por presentar abundantes paquetes de arenas masivas que varían de grano fino a grueso y por rápidos cambios de facies. Igualmente, estos intervalos arenosos se van truncando hacia el Sur contra la sección subyacente (basamento ígneo metamórfico). Para Audemard et al. (1985), La parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación (relleno de paleotopografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera), la formación termina con la instalación de un delta progradante. Para Campos et al. (1988).

2.4.1 Miembros presente dentro de la formación oficina.

2.4.1.1 Miembro morichal

El término Miembro Morichal fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el intervalo inferior de la formación Oficina en el campo Jobo, Sur de Monagas. El miembro Morichal está formado por arenas macizas de grano fino a grueso y escogimiento variable, que forman paquetes de 100 a 200 pies, separados por delgados intervalos lutíticos. El miembro yace discordantemente sobre los sedimentos cretácicos del Grupo Temblado y el basamento ígneo metamórfico. Hacia arriba, es concordante bajo la lutita del miembro Yabo. El miembro Morichal es importante productor de petróleo pesado y extrapesado en los campos de Jobo y Morichal, así como en la faja petrolífera del Orinoco.

2.4.1.2 Miembro Yabo.

El nombre de Miembro Yabo fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el intervalo predominantemente lutítico que separa los miembros Jobo y Morichal, de la formación Oficina en el campo Jobo al sur de Monagas, el cual consiste en lutitas gris a gris oscuro, macizas a estratificadas, fosilíferas, carbonáceas y micáceas, con capas delgadas de areniscas de grano fino y color gris. El Miembro Yabo suprayace concordantemente al miembro Morichal de la Formación Oficina, y pasa hacia arriba transicionalmente al miembro Jobo.

2.4.1.3 Miembro Jobo

El nombre de Miembro Jobo fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el segundo intervalo, en orden descendente, de la Formación Oficina, en el sur de Monagas. El Miembro Jobo, se compone de arenas de color gris poco consolidadas, de grano fino a medio, las cuales son importantes productoras de petróleo pesado, lutitas macizas o laminadas y algunas capas de lignito. El miembro Jobo yace concordantemente sobre el miembro Yabo, de la misma Formación Oficina. Hacia arriba, pasa transicionalmente al miembro Pilón.

2.4.1.4 Miembro Pilón.

El Miembro Pilón, fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar un intervalo de lutitas gris oscuro, arenosas, calcáreas, glauconíticas y piríticas, con delgadas intercalaciones de caliza, que constituye la parte superior extrema de la Formación Oficina en el campo Jobo, en el sur de Monagas. El miembro Pilón, descansa concordantemente sobre el miembro Jobo, de la misma Formación Oficina. Hacia arriba, pasa concordantemente a la Formación Freites

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

La interpretación de los datos sísmicos 3D es un paso fundamental en la elaboración de un modelo de yacimiento, esta fue desarrollada en un esfuerzo tanto para reducir la incertidumbre en la interpretación como también para reducir el riesgo en la exploración, recordemos que las superficies interpretadas nos darán una idea más ajustada del valor volumétrico de las estructuras que posiblemente contengan hidrocarburo; de este modo la información derivada de este modelo es mucho más ajustada a un valor real.

3.1 SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

El propósito de la simulación 1D es crear una traza sísmica de offset 0 (cero), que teóricamente haya sido grabada en la posición del pozo, basada en los registros sísmico y densidad grabados en el mismo, (Liner, 2004). Este proceso proporciona como resultado un sismograma sintético.

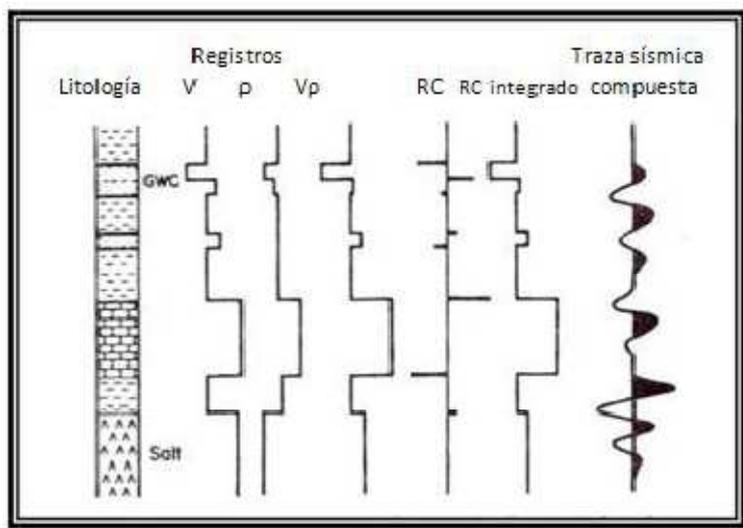


Figura 3.1: Sismograma sintético a partir del modelo convolucional, V =Inverso del sísmico, ρ =Densidad, $V\rho$ = el producto de ellos, RC=Serie de reflectividad, (Modificado de Tearpock and bischke, 1991)

3.1.1 Tiro de verificación

En este tipo de registro se trata de establecer la relación tiempo profundidad. Es un tipo de registro que se utiliza para la medición del tiempo de viaje de las ondas sísmicas generada por una fuente desde la superficie hasta unos receptores ubicados a profundidad conocida. (Sheriff, 2002). A partir de los datos obtenidos por estos registros es posible generar las tablas TZ (tiempo profundidad) de cada pozo, los cuales permiten conocer sus respectivos valores de profundidad y tiempo de viaje de la onda datos fundamentales para generar modelos de velocidad.

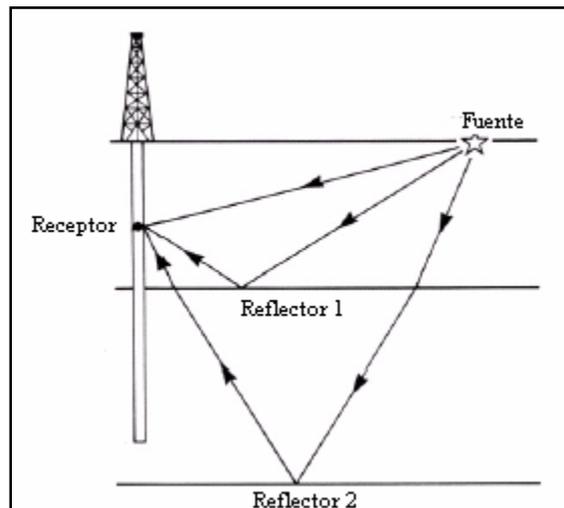


Figura 3.2: Esquema de un tiro de verificación sísmica (TVS) con offset es decir la fuente se mantiene una distancia determinada del pozo (tomado y modificado de Kruk, 2003).

3.1.2 Perfil Sísmico Vertical (VSP)

Los levantamientos de sísmica de pozos se clasifican usualmente por la geometría del levantamiento, que es determinada por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de receptores. El tipo más simple de levantamiento de sísmica de pozos es el VSP sin desplazamiento de la fuente (*Zero-offset VSP*).

El VSP sin desplazamiento de la fuente comprende un arreglo de receptores sísmicos dentro del pozo y una fuente cercana a él. En la mayoría de los casos (al menos que los buzamientos de las formaciones sean muy pronunciados), este levantamiento registra las reflexiones provenientes de una ventana estrecha alrededor del pozo. La salida estándar de un VSP sin desplazamiento de la fuente es un corredor de apilamiento (*Corridor stack*), creado mediante la suma de las señales VSP que siguen de inmediato a los

primeros arribos para formar una sola traza sísmica. Esa traza se reproduce varias veces, para mayor claridad, y para su comparación con las imágenes de la sísmica de superficie. El procesamiento de este tipo de levantamiento, arroja las velocidades de las formaciones en diferentes profundidades, que pueden vincularse a las propiedades derivadas de los registros de pozos (Blackburn y otros 2008).

3.1.3 Ondícula

Se puede definir de forma matemáticamente que una ondícula es la suma de varias funciones coseno. En la construcción de sismogramas sintéticos la selección de la ondícula adecuada juega un papel importante ya que esta afectara directamente la calidad del ajuste de las secciones sísmica de los pozos (Sheriff, 2002).

Según Liner (2004), para la interpretación sísmica se recomienda el uso de ondículas fase cero por las siguientes razones:

- Son simétricas por lo que se obtiene una resolución vertical óptima.
- Son bastante agudas (semejantes a un pulso) debido a que los lóbulos laterales han sido minimizados.
- Su amplitud pico se localiza en el centro de la ondícula.

3.1.4 Impedancia acústica

Es la resistencia que opone el medio para que las ondas se propaguen sobre este y viene dada por el producto de la densidad y la velocidad sísmica, comúnmente simbolizada por Z , la diferencia de impedancia acústica entre las capas de roca afecta el coeficiente de reflexión, Sheriff (2001).

3.1.5 Coeficiente de reflexión

Según Yilmaz (2001) el coeficiente de reflexión describe la intensidad de una onda reflejada respecto a la onda incidente. Es calculada a partir de los coeficientes de reflexión de dos paquetes litológicos suprayacentes y viene dada por la expresión:

$$R_o = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}$$

Ecuación 3.1: I_1 = Impedancia acústica medio inferior, I_2 =Impedancia acústica medio superior,
 R_o =Coeficiente de reflexión.

3.1.6 Resolución

La resolución sísmica vertical se refiere al menor espesor de una capa, entre tope y base, para que se puedan distinguir como eventos sísmicos separados (Kallweit y Wood, 1982; Yilmaz, 2001). Desde el punto de vista teórico, este espesor se relaciona con la longitud de onda (λ), que depende de la relación entre la velocidad sísmica (v) y la frecuencia dominante (f):

$$\lambda = \frac{v}{f}$$

Ecuación 3.2: λ =Longitud de la onda, v =Velocidad sísmica, f =frecuencia dominante.

De acuerdo con Yilmaz (2001), el rango de velocidad sísmica en el subsuelo se encuentra entre 6500 y 16000 pies/s aproximadamente, la cual se incrementa con la profundidad. Según el mismo autor este rango determina el espacio donde varía la resolución sísmica vertical, que generalmente es un cuarto de la longitud de onda ($\lambda/4$).

3.1.7 Registro sísmico

Es una herramienta de pozo que mide el tiempo de tránsito (lentitud) en la formación geológica. Se realiza a través de la medición del tiempo de tránsito de la onda cónica producida por refracción crítica en la formación geológica, donde el inverso de ese tiempo representa la velocidad de propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo a la profundidad en que se efectuó la medición. Su frecuencia de muestreo depende de la resolución vertical de la herramienta.

La curva de velocidad se obtiene a partir del registro sísmico, el cual viene expresado en unidades de microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), por lo que su inverso multiplicado por una constante de conversión, se transforma en velocidad expresada en metros por segundo (m/s) (Schlumberger, 1997).

3.1.8 Registro de densidad

El funcionamiento de la herramienta se basa en emitir constantemente rayos gamma de alta energía a la formación y medir su atenuación entre la fuente radioactiva y los detectores. Dicha atenuación se lleva a cabo por el efecto Compton, donde el número de colisiones de los rayos gamma contra las partículas de la formación está directamente relacionado con el número de electrones de la misma. En consecuencia, la respuesta de la herramienta está determinada esencialmente por la densidad de los electrones

3.2.1 Ambiente fluvial

Comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque generalmente los conos o abanicos aluviales suelen tratarse como un ambiente separado. La energía de este ambiente está representada por el flujo de la corriente y el material sedimentario que puede variar desde bloques hasta arcilla (Alfonsi, 1983)

3.2.2 Ambiente Deltaico

Un delta se forma debido a que el sistema fluvial que desemboca en el mar aporta más sedimentos de los que las olas y corrientes pueden distribuir hacia otras áreas. La estructura geomorfológica de un delta está definida por los siguientes componentes:

- Plano deltaico: Es una extensión plana y pantanosa cortada por canales distributarios, en la cual se acumulan sedimentos fluviales en forma de capas provenientes de las inundaciones.
- Frente deltaico: Se extiende desde el límite marino de la llanura deltaica hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla no marina.
- Prodelta: Es un ambiente de sedimentación del material fino que ha sido transportado a través de los canales distributarios. El prodelta se extiende desde el límite marino del frente deltaico hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina.

3.2.3 Canal

Está definido como el lugar geométrico donde un cuerpo natural de agua superficial fluye o puede fluir, es una depresión de grado perceptible que contiene forma continua o periódica de agua corriente, o forma una relación entre dos cuerpos de agua (Wescott, 1997).

3.2.4 Canales entrelazados

Este tipo de canales son formados por corrientes separadas por barras de sedimentadas por el mismo canal. Algunos factores que favorecen la formación de canales entrelazados pueden ser: la alta pendiente del terreno, las variaciones rápidas en el régimen de flujo y la disponibilidad abundante del material grueso.

3.3 INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA

Uno de los objetivos fundamentales de la interpretación sísmica es proponer un modelo, lo más cercano posible a la realidad del subsuelo. Un procedimiento de interpretación diseñado por Vail “et al” (1977) es conocido como sismoestratigrafía secuencial o estratigrafía sísmica, y representa en el estudio de la evolución tectono-estratigráfica de un área una herramienta de amplia utilidad para definir los rasgos estratigráficos y las facies sedimentarias.

De acuerdo a Bot y Perdomo (1986) este análisis, aplicado a un conjunto de datos sísmico, consiste básicamente en definir secuencias sísmicas asociadas a secuencias de deposición sedimentarias, realizar un análisis de facies sísmicas de dichas secuencias y determinar las variaciones o cambios relativos del nivel del mar. Para la aplicación de estos procedimientos es necesario conocer la siguiente serie de elementos:

3.3.1 Secuencias estratigráficas

Una secuencia fue definida como una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente confinada de estratos genéticamente relacionados y limitada en su tope y base por discordancias o sus conformidades correlativas (Mitchum et al., 1977; Mulholland, 1998). Los procesos geológicos que generan a las secuencias son la eustasia, factores tectónicos, la erosión y el depósito de sedimentos.

De acuerdo a Mulholland (1998) las secuencias son el producto del incremento relativo del nivel del mar, el cual puede ser debido a la eustasia, tectónica o a la combinación de estos procesos los cuales pueden ocasionar un volumen o espacio disponible para el depósito de sedimentos.

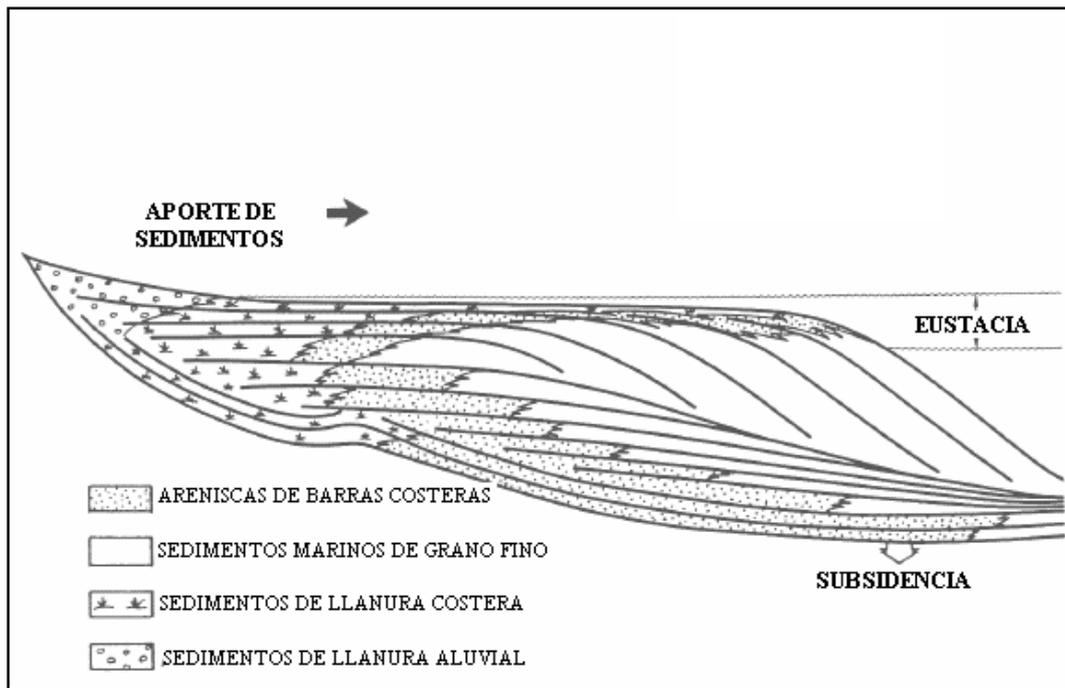


Figura 3.4: Esquema de los factores que afectan los cambios relativos del nivel del mar y las secuencias estratigráficas (tomado y modificado de Vail, 1987).

El término parasecuencia describe a una sucesión conformable de estratos o conjunto de estratos genéticamente relacionados limitados por superficies de inundación marina (Mulholland 1998).

Las parasecuencias tienden a ocurrir en conjuntos genéticos, cada parasecuencia tiene una relación similar a la parasecuencia precedida. De esta forma se encuentran tres arreglos de conjuntos: retrogradacional, de apilamiento vertical o agradacional y progradacional (observa figura 3.5). Estos tres patrones de apilamiento de los conjuntos de parasecuencias y sus relaciones a cada otro, generan la próxima unidad estratigráfica en la jerarquía de la estructura de la secuencia, los sistemas encadenados o sedimentarios (“systemstract”).

Los sistemas sedimentarios son conjuntos de parasecuencias con un apilamiento y son denominados de acuerdo a su relación al estado del nivel del mar: de nivel bajo (“lowstand”), transgresivo (“transgressive”) y de nivel alto (“highstand”); estos sistemas están relacionados a la curva del nivel del mar que moldea la secuencia.

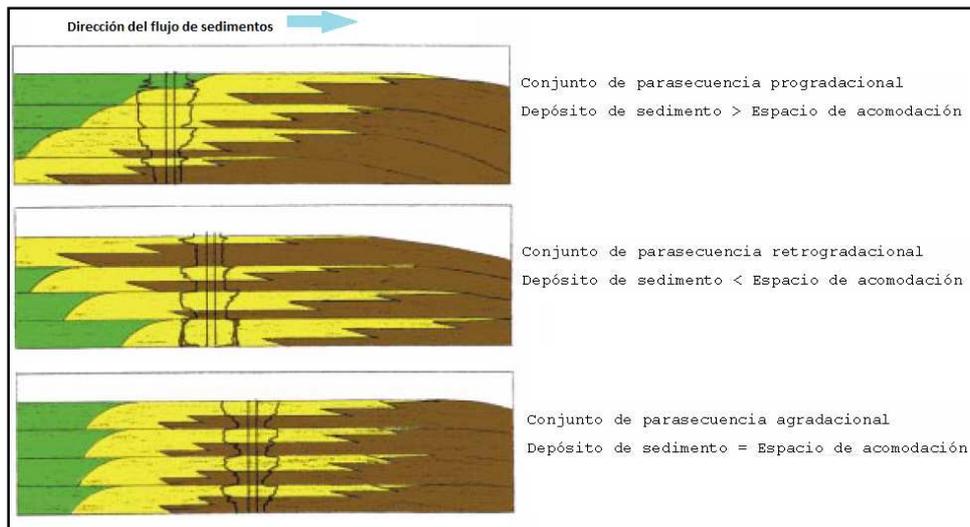


Figura 3.5: Patrones de apilamiento de parasecuencia (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

3.3.2 Superficies de máxima inundación

Representa la superficie a través de la cual la línea de costa alcanza una entrada máxima en el continente durante una transgresión marina. Esta superficie marca el tiempo de máxima inundación o transgresión de los mares y es el límite que separa y sirve de base al “sistema encadenado transgresivo de alto nivel. En términos de sísmica, es frecuentemente expresado como una superficie con buzamiento pronunciado que se acuña sobre otra de menor buzamiento, que se denomina downlap (Schlumberger, 2005).

3.3.3 Sistemas encadenados

Son unidades genéticas asociadas que fueron depositadas en clases específicas del ciclo relativo del nivel de mar. Se definen sobre la base de superficie límite y su posición dentro de una secuencia más el patrón de apilamiento de las parasecuencias permiten su calificación (Van Wagoner et al., 1990).

3.3.4 Superficies transgresivas (Transgressive Surface TS)

Son superficies de inundación marina que forman la primera superficie de inundación significativa dentro de una secuencia. Estas superficies, en la mayoría de las sucesiones siliciclásticas marcan el inicio del periodo donde la tasa de creación de espacio de acomodación es mayor que la tasa de aporte sedimentario. Forman la base de apilamiento de una parasecuencia retrogradacional del sistema encadenado transgresivo. En áreas con alto aporte sedimentario, la tasa de sedimentación se mantiene a nivel con

el nivel relativo del mar, y en consecuencia la TS marca un cambio entre patrones de apilamiento de parasecuencias progradantes y agradantes, frecuentemente marcan la base de los más prominentes acñamientos de estratos con buzamiento suaves. Se caracterizan por la presencia de una superficie de marcada por lodos consolidados por carbonatos.

3.3.5 Sistema encadenado de bajo nivel (Lowstand System Tract (LST))

Incluye los depósitos que se formaron durante el inicio del descenso relativo del mar. Sobre este sistema se encuentra una superficie transgresiva originada por el acñamiento en el tope de los sedimentos de plataforma. Los sedimentos de estos sistemas frecuentemente llenan total o parcialmente valles incisos que tuvieron origen en sistemas de alto nivel y otros depósitos recientes.

3.3.6 Sistema encadenado transgresivo (Trangresive System Tract (TST)):

Comprende depósitos que se acumularon desde el comienzo de la transgresión de la línea de costa hasta el momento de máxima trasgresión, previo a la nueva regresión del sistema encadenado de alto nivel (HST). El TST yace directamente en la superficie transgresiva que se formó cuando los sedimentos se acñaron por encima de los sistema de bajo nivel infrayacente y se encuentra por debajo de la superficie de máxima inundación. Cuando el aporte sedimentario es alto las parasecuencias son agradantes.

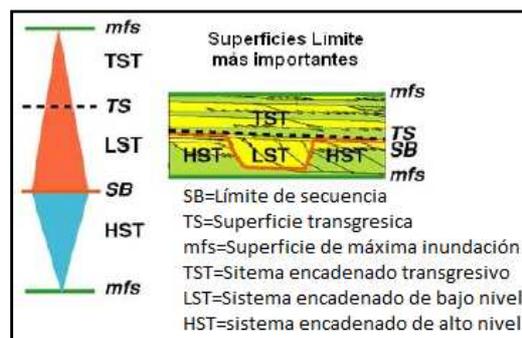


Figura 3.6: Modelo de sistemas encadenados. (Tomado y modificado de Mulholland, 1998)

3.3.7 Terminaciones sísmicas de reflectores

Las terminaciones sísmicas de reflectores son representaciones gráficas de límites de estratos en una sección sísmica, que permiten identificar en superficies de discontinuidades y definir límites de secuencias figura 3.7.

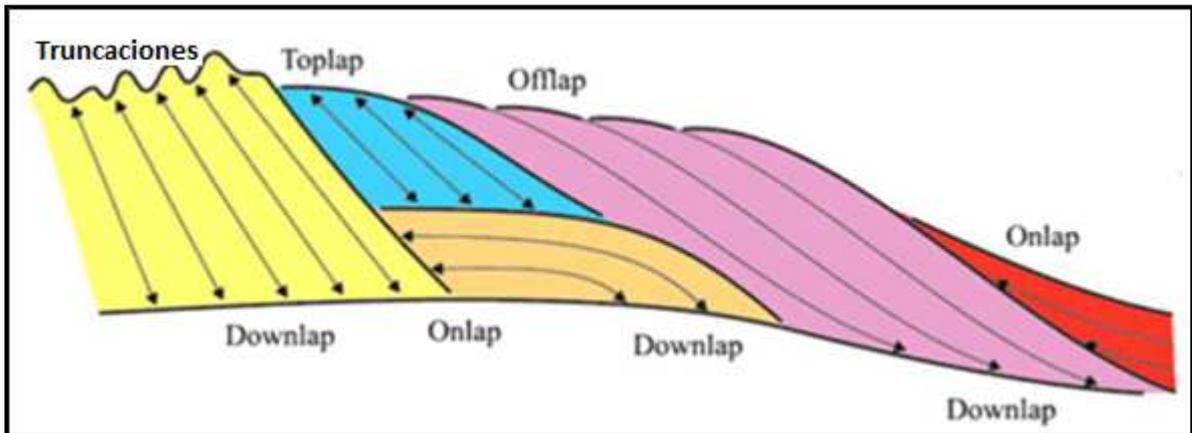


Figura 3.7: Patrones de reflexión y terminaciones sísmicas (tomado de y modificado de Mitchum, 1977)

Figura 3.7: Patrones de reflexión y terminaciones sísmicas (tomado de y modificado de Mitchum, 1977)

3.3.8 Onlap

Según Liner (2004), es una relación base discordante, donde inicialmente el estrato horizontal termina progresivamente contra una superficie inclinada inicialmente.

3.3.9 Downlap

Según Liner (2004), es una relación donde la reflexión sísmica de un estrato inclinado finaliza buzoando contra una superficie inclinada u horizontal

3.3.10 Toplap

Es la terminación de las reflexiones interpretadas como un estrato contra una superficie suprayacente, como resultado de la no-depositación de los sedimentos, sólo una pequeña erosión (Sheriff, 2002).

3.3.11 Truncación

Es la terminación de reflexiones sísmicas en una superficie discordante debido a la erosión luego de una sedimentación o por efectos estructurales (Sheriff, 2002).

3.3.12 Offlap

Es un término comúnmente utilizado por los intérpretes sísmicos para el patrón de reflexiones que se generan de un estrato progradando hacia aguas profundas y terminando en cuencas mucho más profundas (Sheriff, 2002).

3.4 PETROFÍSICA

La petrofísica es una rama de la geociencia cuyo propósito fundamental es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presentes en ellas a través del análisis de registros, perfiles de pozo y muestras de núcleos con el fin de proveer información sobre la prospectividad de un área determinada.

Con el fin de determinar la prospectividad y caracterización petrofísica de un área se lleva a cabo la estimación de algunos parámetros: la porosidad (ϕ); la permeabilidad (k) y la saturación de agua (S_w). El objetivo principal de este estudio es establecer de manera cuantitativa el contenido de fluido presente en las rocas de un área determinada de esta forma se identificaran las zonas de mayor prospectividad para la explotación hidrocarbúrfera.

3.4.1 Porosidad (ϕ)

Es el espacio poroso por unidad de volumen de roca, en otras palabras, es la fracción del volumen total de una muestra que se encuentra ocupada por espacios vacíos.

Algunas fuentes a través de las cuales puede estimarse la porosidad son perfiles radiactivos, microperfiles, gráficas y análisis de núcleos, siendo esta última la fuente más confiable de todas.

3.4.2 Permeabilidad (k)

La permeabilidad es una propiedad de yacimiento que describe la manera en que un fluido fluye a través del medio poroso. El tamaño de los poros, a su vez depende del tamaño de las partículas que forman el medio, la cantidad de carga y la cantidad de cemento añadido tras la deposición.

3.4.3 Saturación de agua (S_w)

Es la fracción de agua en un espacio poroso dado. Por lo general se expresa en volumen/volumen, porcentajes o en unidades de saturación (Schlumberger Oilfield Glossary, 2005).

3.5 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos basados en amplitudes sísmicas son medidas específicas de características geométricas, cinéticas, dinámicas y/o estadísticas derivadas de la data sísmica pre o

post-apilada, antes o después de la migración. Atributos vs Offset, impedancia acústica y atributos elásticos en general son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades y en la discriminación de litologías y contiene de fluidos. Una vez extraídos, los atributos pueden ayudar al intérprete a seguir eventos débiles, delinear fallas y predecir las propiedades del mismo entre pozo y pozo (Sheriff, et al., 1996). De una manera básica, se pueden clasificar en atributos de tiempo, de amplitud y atenuación.

Generalmente los atributos sísmicos se generan y visualizan en tiempo más que en profundidad, de este modo la precisión en la ubicación de los eventos es mayor, puesto que no se emplean conversiones que pudieran arrastrar errores, lo cual implica mejor ajuste en los resultados provenientes de la interpretación.

3.5.1 Algunos atributos que están disponibles en la plataforma petrel (2009).

Atributos generalmente utilizados para la correlación de datos petrofísicos e interpretaciones estratigráficas.

3.5.2 Frecuencia instantánea

Puede proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesores depositacionales. La superposición de reflexiones individuales puede llegar a producir un modelo de frecuencia que caracteriza a la reflexión compuesta y su carácter cambiara gradualmente así como la litología o el espesor de la secuencia de estratos. Los acñamientos y bordes de interfaces de fluidos como el agua y el petróleo tienden a cambiar de frecuencia instantánea de manera más rápida.

3.5.3 Coseno de fase

Consiste en aplicar una función coseno a la fase instantánea y es útil en la delimitación de caracteres estructurales.

3.5.4 Fase instantánea

Este atributo es importante, puesto que la fase no depende de la fuerza de la reflexión, lo que con frecuencia hace eventos débilmente apreciables se hagan identificables. A nivel de yacimiento la fase instantánea puede usarse para la identificas reversiones de fase la cuales podrían señalar la presencia de gas.

3.5.5 Magnitud de la amplitud sísmica

Representa el valor absoluto integrado de la amplitud sísmica. Es el total de la energía de la reflexión de una traza en una ventana de tiempo y su valor es siempre positivo. Se utiliza para detectar fallas sutiles y canales enterrados así como identificar puntos brillantes.

3.5.6 Intensidad de reflexión

La intensidad de la reflexión es la amplitud promedio de una ventana específica de tiempo multiplicado por el intervalo de muestreo. La intensidad de reflexión es útil para la delimitación de las características de amplitud, manteniendo la apariencia de frecuencia de los datos sísmicos originales.

3.5.7 Impedancia acústica relativa

Impedancia acústica relativa es una suma continua de los valores de amplitud regular de la muestra. Calculado mediante la integración de la traza sísmica, pasando el resultado a través de un filtro de paso alto de Butterwort.

3.5.8 Amplitud RMS

Es una medida de la reflectividad dentro de una ventana tiempo/profundidad. Se emplea para identificar anomalías de amplitud características de las secuencias estratigráficas y diferencias entre tipos de estratificación.

3.5.9 Atributos estructurales.

3.5.9.1 Ant Tracking

Este algoritmo único es parte de un flujo de trabajo innovador que introduce un nuevo paradigma en la interpretación de fallas. El procedimiento consta de cuatro pasos. El primer paso es el acondicionamiento de los datos sísmicos mediante la reducción de ruido en la señal. El segundo paso mejora las discontinuidades espaciales en los datos sísmicos. En el tercer paso se genera un volumen de datos con *Ant Tracking*, este mejora significativamente los atributos de falla por suprimir el ruido y los restos de eventos no relacionados a fallas. Esto se consigue mediante la emulación del comportamiento de las colonias de hormigas en la naturaleza y cómo utilizan feromonas para marcar sus caminos con el fin de optimizar la búsqueda de alimentos. Así mismo, "las hormigas artificiales" colocan las semillas en un volumen de discontinuidad sísmica

en busca de zonas de fallas. Las feromonas virtuales son implementadas por las hormigas en la captura de información relacionada con zonas de fallas en el volumen. El resultado es un volumen de atributo que muestra las zonas de falla con mucho mejor detalle.

3.5.9.2 Suavizado estructural

Es una especie de limpieza en la señal de entrada guiada por la estructura local para aumentar la continuidad de los reflectores sísmicos. La inmersión de componentes principales y el cómputo azimut se utilizan para determinar la orientación de la estructura local de este modo se realiza un suavizado Gaussiano paralelo a la orientación de esta.

3.5.9.3 Varianza

Una de las medidas más populares de medir la similitud de la forma de onda es la varianza. La varianza es una medida de cuán bien ajusta cada traza vecina a una traza principal analizada. Si todas las trazas son iguales la varianza estimada será “0.0”.

3.5.9.4 Atributos de curvatura

Según Chopra y Marfurt (2007) la curvatura representa que tan deformada es la curva con respecto a un punto en particular. En términos matemáticos la curvatura en un punto está definida como la tasa de cambio del ángulo con respecto a la longitud del arco. Asimismo el inverso del radio del círculo tangente a dicho punto de la curva conocido como círculo osculatriz, representa la curvatura

$$K = \frac{dw}{ds} = \frac{2\pi}{2\pi R} = \frac{1}{R}$$

Ecuación 3.3: K=curvatura, dw=cambio de ángulo, ds=longitud de arco, R=radio del círculo tangente a dicho punto.

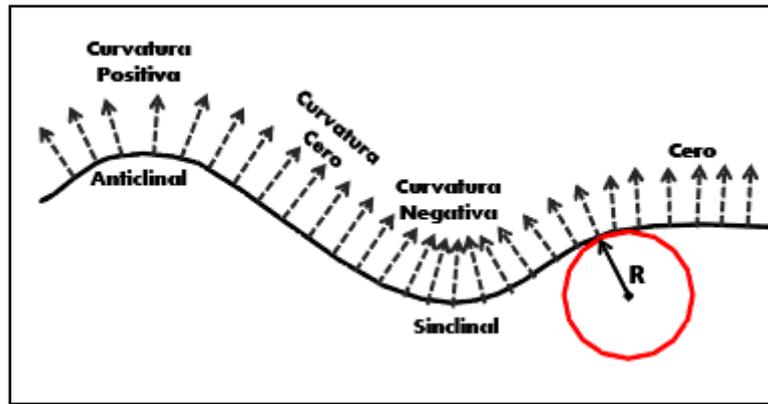


Figura 3.8: Esquema para el cálculo de la curvatura (tomado y modificado de Roberts 2001).

Aplicando este tipo de atributo es posible resaltar esos cambios mínimos en las pendientes de las superficies que por general son casi imperceptibles originalmente.

3.6 MODELO DE VELOCIDAD

El modelo de velocidad es una representación espacial de las velocidades a través de cada uno de los estratos o capas del subsuelo tomando, generalmente, la velocidad de cada capa constante a través de las cuales pasan los rayos de los distintos frentes de onda obedeciendo a la ley de Snell. La velocidad utilizada usualmente para generar dichos modelos es proveniente de las velocidades de migración sísmica; en especial de las migraciones en profundidad. Los modelos de velocidades también son llamados cubos de velocidades (Sheriff, 2002).

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Para la realización de esta investigación se ha elaborado el siguiente flujo de trabajo (Figura 4.1). Este fue de gran aporte ya que facilito el orden e importancia de cada una de las actividades realizadas.

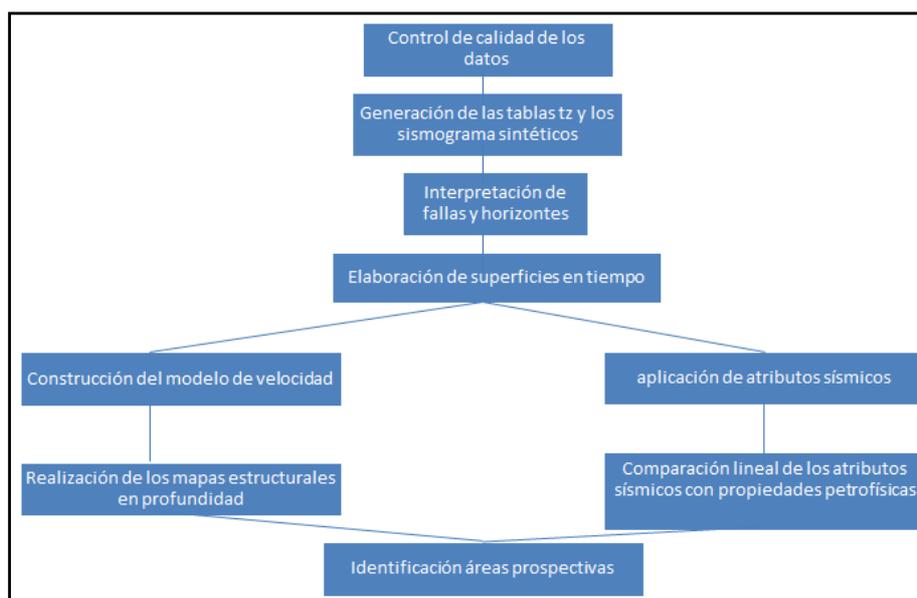


Figura 4.1: Flujo de la metodología aplicada.

4.1 REVISIÓN DE LOS DATOS DISPONIBLES

En primer lugar se recopilaron todos los datos disponibles del área de estudio así como la geología de la zona, el régimen estructural del campo y los informes previos que se poseían de estudios anteriores, estos últimos aportados por petrolera Sinovensa.

Los datos sísmicos 3D disponibles para esta investigación fueron los adquiridos para el bloque MPE-3 en el año 2002 con las siguientes características geométricas: un bin de 20 metros por 20 metros, una separación entre fuentes de 40 metros; la fuente de energía fueron explosivos colocadas en hoyos simples a 1.5 metros de profundidad. Estos datos tienen un tiempo de grabación de 5 segundos y una tasa de muestreo de 2 milisegundos (migrados en tiempo).

Los datos sísmicos fueron cargados en la plata forma Petrel de la Schlumberger. Una vez realizado este proceso se procedió a cargar el polígono de área para seleccionar los pozos dentro de ella que posteriormente serán utilizados en este estudio.

En el campo de petrolera Sinovensa posee un total de 25 pozos verticales y cada uno de ellos con sus respectivos registros eléctricos convencionales y 9 pozos tipo slant (pozos con inclinación o desviados), estos últimos serán utilizados para la validación del modelo de velocidad.

En cada uno de los pozos utilizados se contaba con la interpretación geológica de los topes de cada una de las superficies de interés: Jobo tope, Jobo medio y la base del miembro Jobo.

Tabla 4.1: Inventario de los pozos verticales.

Nombre del pozo	KB	Profundidad en MD	Registros					
			GR	LLD	SP	NEUTRON	DT	CAL
"P1"	242	3400	x	x	x	x	x	x
"P2"	255	3440	x	x	x	x	x	x
"P3"	300	2826	x	x	x	x	x	x
"P4"	249	3262	x	x		x	x	x
"P5"	289	2868	x	x	x	x	x	x
"P6"	280	2880	x	x	x	x		x
"P7"	252	3443	x	x	x	x		
"P8"	278	2538	x	x		x		
"P9"	245	3293	x	x	x	x		x
"P10"	288	2734	x	x	x	x		x
"P11"	294	2567	x	x	x	x		x
"P12"	297	2783	x	x	x	x		x
"P13"	288	2843	x	x	x	x		x
"P14"	297	2776	x	x	x	x		x
"P15"	245	3188	x	x	x			x
"P16"	254	3175	x	x	x	x		x
"P17"	251	3250	x	x	x	x		x
"P18"	240	3224	x	x	x	x		x
"P19"	274	2675	x	x	x	x		x
"P20"	283	2644	x	x	x	x	x	x
"P21"	250	3354	x	x	x	x		x
"P22"	248	2278	x	x	x	x		x
"P23"	239	3260		x	x			
"P24"	286	2841	x	x	x	x		x
"P25"	275	3050	x	x	x	x		x

Leyenda: KB-Kelly Bushing, GR-Gamma Ray, LLD-Resistividad profunda, SP-Potencial Espontaneo, NEUTRO-Porosidad Neutro, DT-Sónico, CAL-Caliper.

Una vez seleccionado los pozos a utilizarse en la investigación se realizó el inventario de todos ellos, de esta manera fue posible determinar los tipos de registros que poseía cada uno de forma individual.

Ya realizado el inventario de todos los pozos se procedió a la creación de un proyecto cargando todos los datos disponibles, es importante mencionar que para este estudio se contaba con curvas de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para los pozos resaltados en color azul, estas curvas fueron elaboradas por el equipo de petrofísica.

A modo de realizar una interpretación sísmica en toda el área se integraron tres líneas sísmicas 2D, el fin de esta integración es mejorar el control de la interpolación en la zona que no posee datos sísmicos 3D.

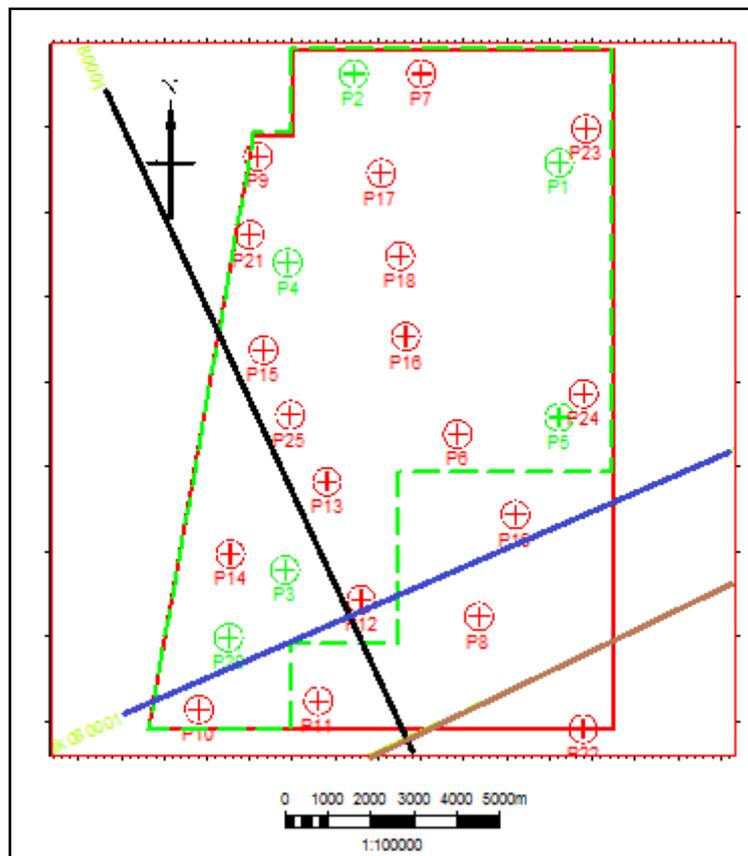


Figura 4.3: Distribución espacial de los datos disponibles dentro del área de estudio (polígono de color rojo). Área segmentada de color verde (extensión de los datos 3D, 139 km²), pozos verticales (los de color verde utilizados en la calibración sísmicas 2D (. Negro= CN-79B-14, verde= M-stk08001, marrón= N-stk08001).

En la figura 4.3 se observa la buena distribución espacial de los pozos verticales, esto permitirá tener excelente control de las interpretación, nótese también que el área Suroeste de la zona de estudio no se poseen datos sísmicos 3D, en esta zona los únicos

agentes que controlaran las interpretación son las líneas 2D y los pozos que se encuentra dicha área.

4.2 TIROS DE VERIFICACIÓN

El chequeo de los tiros de verificación es una de las fases más importante en un trabajo de estas características ya que permitirá visualizar los datos geológicos que se encuentran en profundidad medida en pies en la misma ventana de nuestros datos sísmicos que se encuentran en el dominio del tiempo.

Con el fin de determinar la confiabilidad de las tablas tiempo-profundidad y garantizar que no presentaban valores anómalos se realizaron las gráficas respectivas para visualizar el campo de velocidades en la zona de estudio figura 4.5.

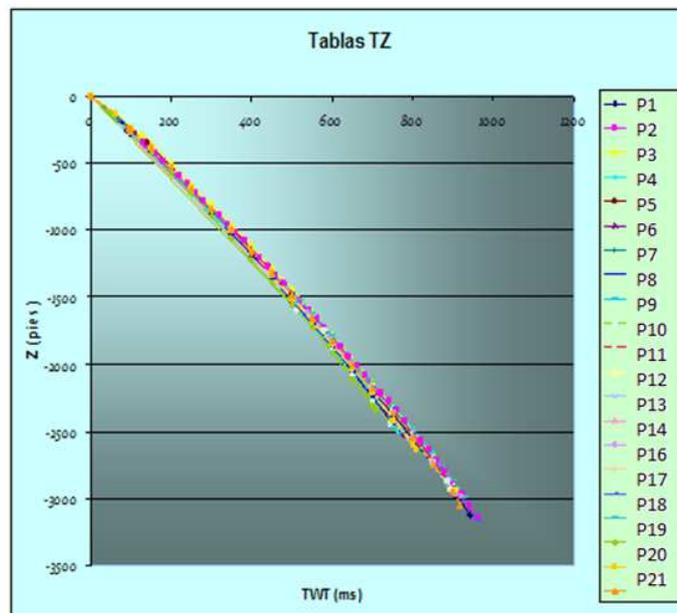


Figura 4.5: Tiros de verificación.

Para determinar el ajuste de cada una de las curvas con un modelo matemático se realizó una regresión lineal con cada uno de los puntos de cada uno de los tiros de verificación, con la realización de este proceso se logró calcular la curva matemática que mejor describía el campo de velocidad en esta área. En la figura 4.6.se puede apreciar el buen ajuste del modelo matemático, obteniendo un R^2 de 0.99.

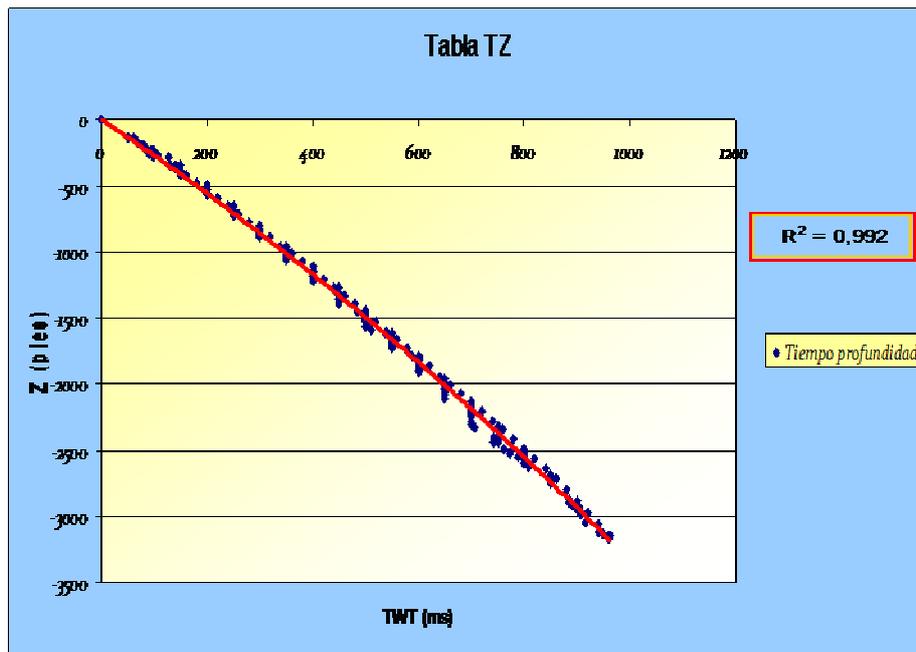


Figura 4.6: Regresión lineal con todos los puntos de los tiros de verificación, R2=ajuste del modelo matemático.

4.3 CALCULO DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL DE LOS DATOS SÍSMICOS

Un paso previo a la calibración sísmica-pozo es el cálculo de la resolución vertical de los datos sísmicos ya que permitirá establecer de manera cuantitativa el espesor mínimo de los eventos identificables en los datos sísmicos.

Tabla 4.2: Resolución vertical de los diferentes datos sísmicos disponibles.

	Frecuencia dominante (Hz)	Resolución vertical (pies)
Sísmica 3D	50	50.5
Líneas 2D dentro del área		
M-stk08001	15	168.34
N-stk08001	22	114.78
CN-79B-14	20	126.25

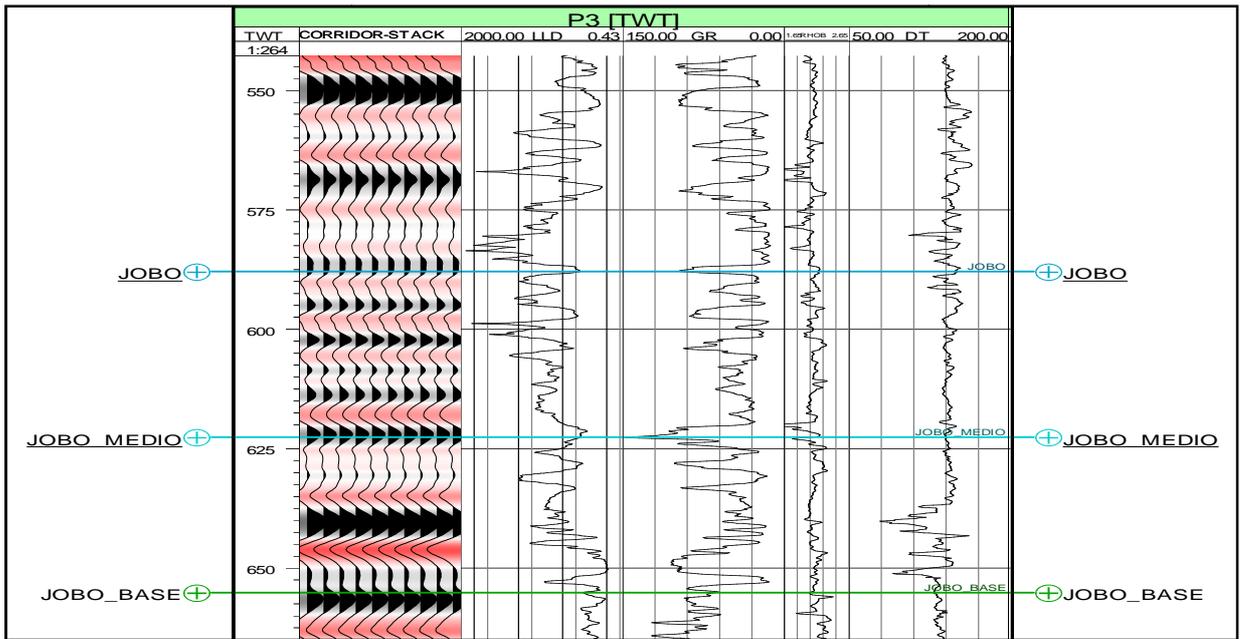


Figura 4.8: Calibración sísmica del pozo P3. De izquierda a derecha: Corridor Stack, resistividad profunda, Gamma Ray, densidad, sónico.

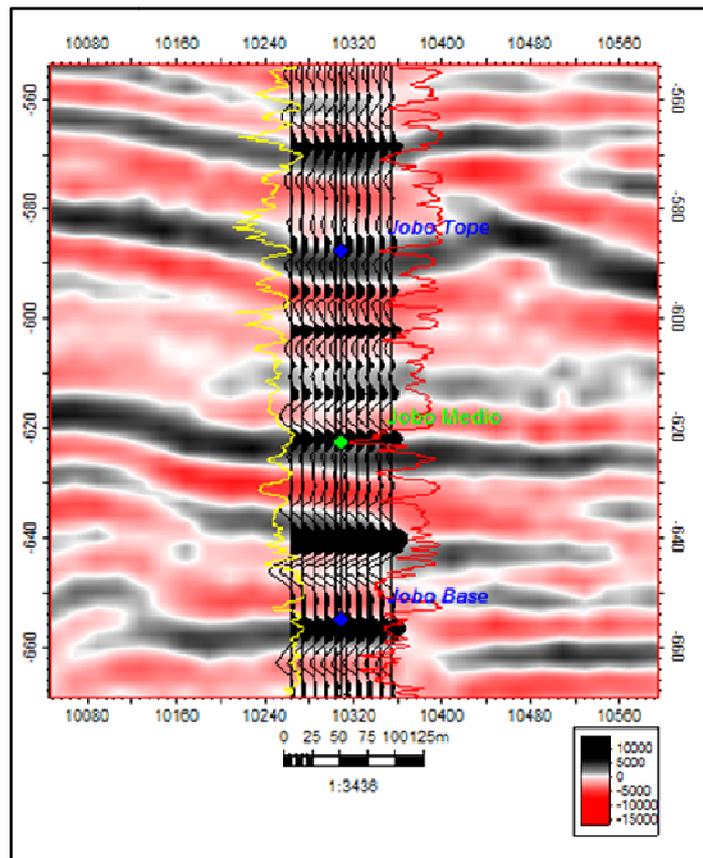


Figura 4.9: Ajuste del P3 (Corridor Stack) con los topos geológicos y los datos sísmicos. Gamma Ray (color rojo); resistividad profunda (color amarillo).

Los sismogramas sintéticos solo se realizaron para los pozos P1, P2, P3, P4, P5, P20 ya que eran los que poseían toda la gama de registros necesario para la generación de estos, no se realizaron pseudos registros para el resto de los pozos debido a que con estos 6 se mostraba una buena distribución espacial en todo el campo.

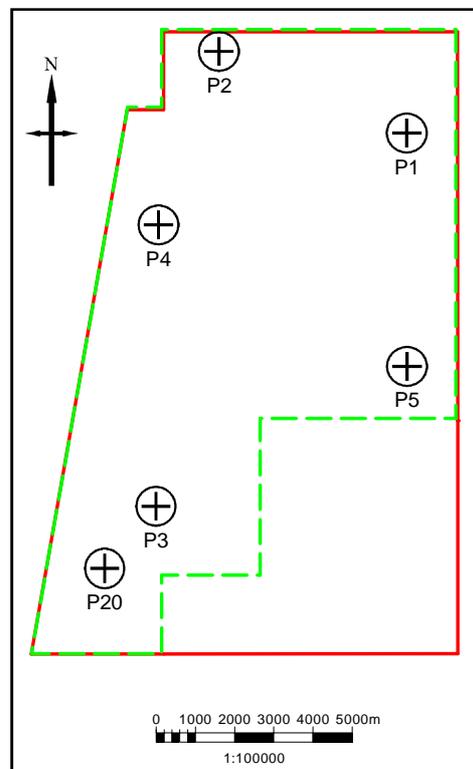


Figura 4.10: Distribución espacial en el campo de los pozos con sismogramas sintéticos.

Para generación de los sismogramas se utilizó una ondícula tipo Ricker con fase cero. Esta ondícula fue la que mostro mejor ajuste para todos los pozos con una frecuencia dominante de 50 Hz, la frecuencia fue calculada a partir de las ondícula extraídas utilizando como ventana de tiempo la zona de interés.

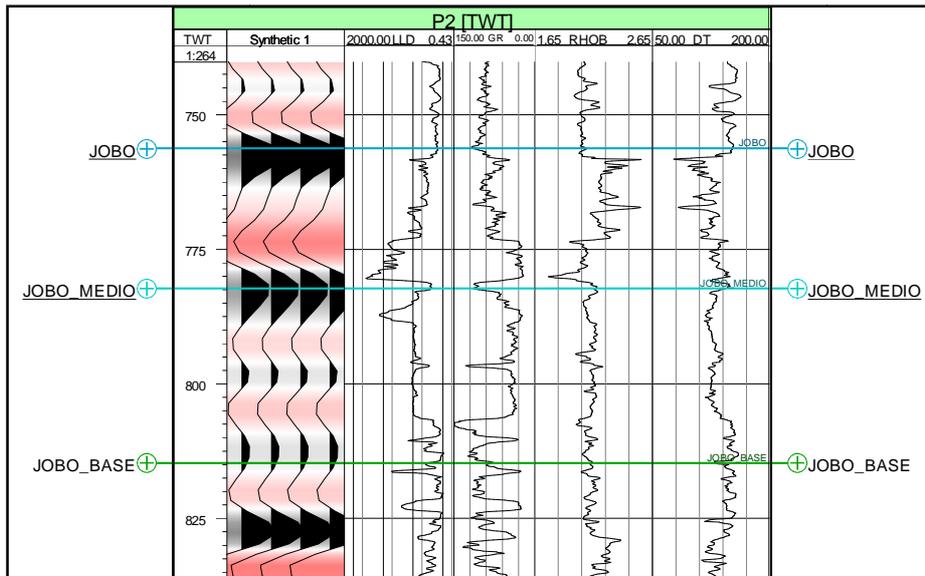


Figura 4.11: Calibración sísmica del pozo P2. De izquierda a derecha: sismograma sintético, resistividad profunda, Gamma Ray, densidad, sónico.

Finalizado este proceso de la investigación fue posible determinar de manera cualitativa el buen ajuste de los datos sísmicos con los eventos geológicos y se logró determinar la polaridad para cada uno de ellos, paso previo a la interpretación de los horizontes sísmicos.

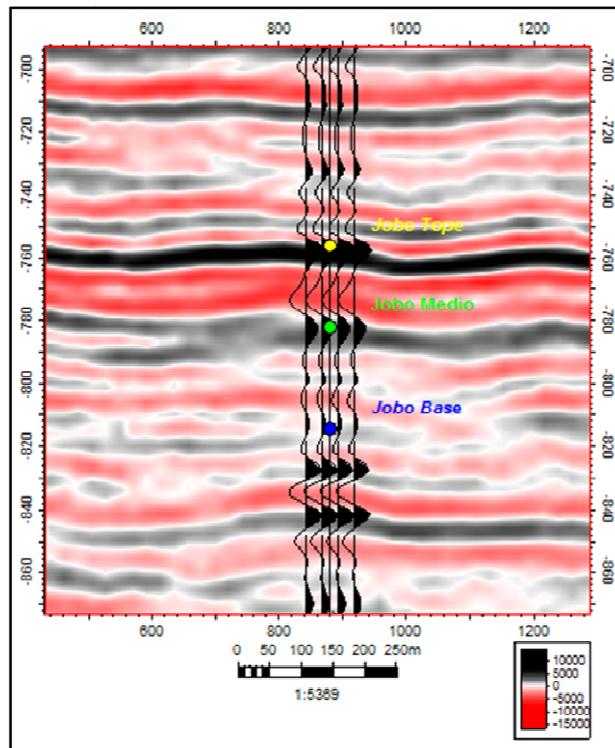


Figura 4.12: Calibración sísmica-pozo del pozo P2, ajuste del sismograma sintético con los topes geológicos y los datos sísmicos.

Tabla 4.3: Polaridad de la traza sísmica en los topes geológicos.

Tope geológico	Polaridad correspondiente
Jobo tope	Máxima positiva
Jobo medio	Máxima positiva
Jobo base	Máxima positiva

Ya establecida la polaridad de cada uno de los eventos sísmicos y corroborada de manera satisfactoria en cada uno de los sismogramas generados se puede decir que la calibración sísmica-pozo fue realizada con éxito.

4.5 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.

Antes de realizar cualquier interpretación es de gran importancia realizar una revisión detallada de todos los datos sísmicos disponible, en este caso se realizó una comparación de las líneas sísmicas 2D que se encuentran dentro del área con el cubo sísmico 3D, en esta comparación se determinó que las líneas sísmicas 2D eran de una calidad muy pobre y su resolución vertical era muy baja. Solo en ellas se pueden apreciar eventos superiores a los 115 pies de espesor y basándonos en los trabajos de geología del área, los cuales determinaron los espesores internos de los diferentes paquetes del miembro Jobo (menores a 60 pies) se descartaron estas líneas sísmicas para el estudio (figuras 4.23).

Una vez establecido las polaridades de cada uno de los topes geológicos se procede a la interpretación de los horizontes y fallas. Estas estructuras y eventos fueron interpretados cada 10 líneas en dirección inline y dirección crossline (figura 4.12). En las zonas donde la continuidad de los reflectores era baja o nula los horizontes fueron trazados bajo criterio del intérprete respetando la polaridad y marco geológico estructural del área.

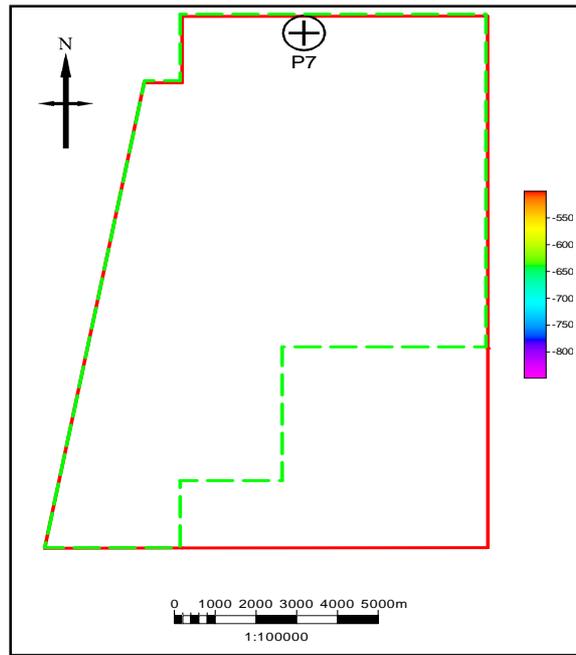


Figura 4.12: Interpretaciones realizadas cada 10 líneas en dirección Noreste y Noroeste (tope del Miembro Jobo), ubicación del pozo P7.

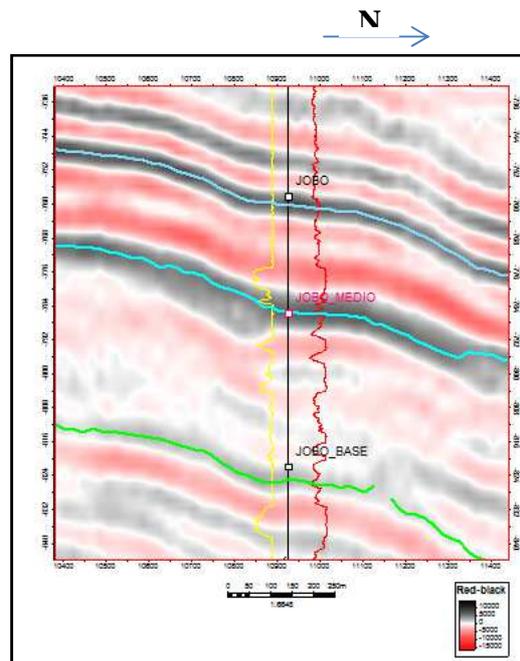


Figura 4.13: Ajuste de las interpretaciones de los horizontes en la sección sísmica del pozo P7

Una vez interpretado cada uno de los horizontes se construyeron las superficies en tiempo, en este punto de la investigación ya se puede apreciar claramente el buzamiento y los altos estructurales. Con la ayuda de las tablas TZ se determinó la profundidad en tiempo de los topes geológicos de cada uno pozos ubicados en el área que no posee

datos sísmicos 3D, esto ayudó a la extrapolación de las superficies en tiempo para extenderlas en toda el campo de estudio (figura 4.14).

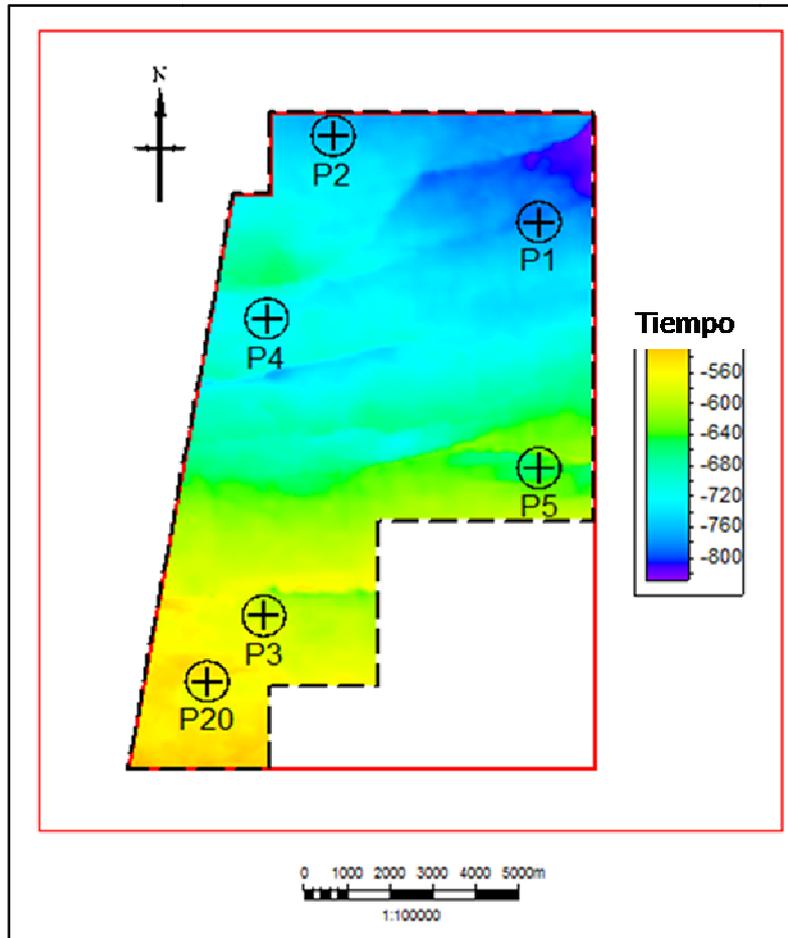


Figura 4.14: Superficie en tiempo del tope de Jobo.

4.6 INTERPRETACIÓN DE LAS FALLAS

La interpretación de las fallas fue realizada con la ayuda de varios atributos de Petrel tales como varianza y *Ant Tracking* (seguimiento de hormigas) figuras 4.15 y 4.17, con estos atributos fue posible facilitar la interpretación ya que destacaron las zonas donde existía la mayor probabilidad de presencia de fallas y resaltaron las anomalías atribuidas a ellas respectivamente.

Otro atributo utilizado fue el de mediana curvatura Pero esta vez fue generado sobre las superficies interpretadas. Con este atributo es posible determinar los cambios abruptos de las superficies, los de color rojo zonas convexas y los de color azul zonas cóncavas.

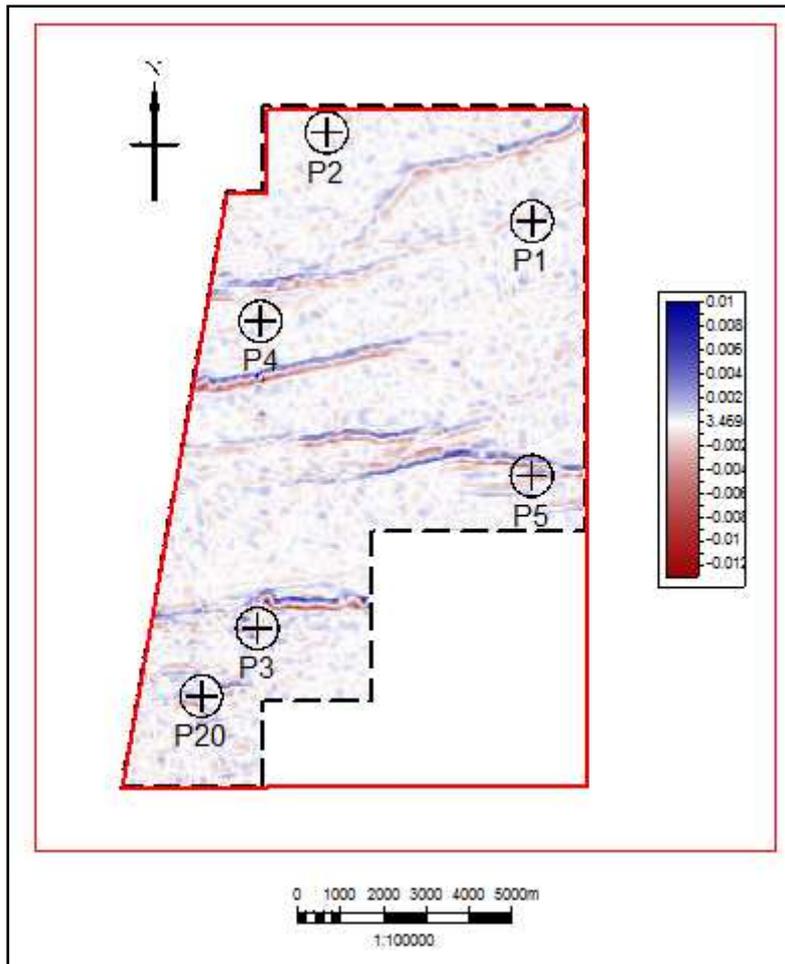


Figura 4.15: Atributo de mediana curvatura aplicado al tope de Jobo.

Las zonas resaltadas en la figura 4.14 muestran los cambios bruscos en la superficie, estos cambios fueron atribuidos a las posibles ubicaciones de las fallas en este nivel.

Utilizando la opción de la opacidad fue posible resaltar las anomalías mostradas por los atributos, esta herramienta hizo más sencillo este proceso ya que se pudo delimitar las áreas en el campo, permitió opacar la señal y destacar aún más esas zonas anómalas figura 4.17 y 4.18.

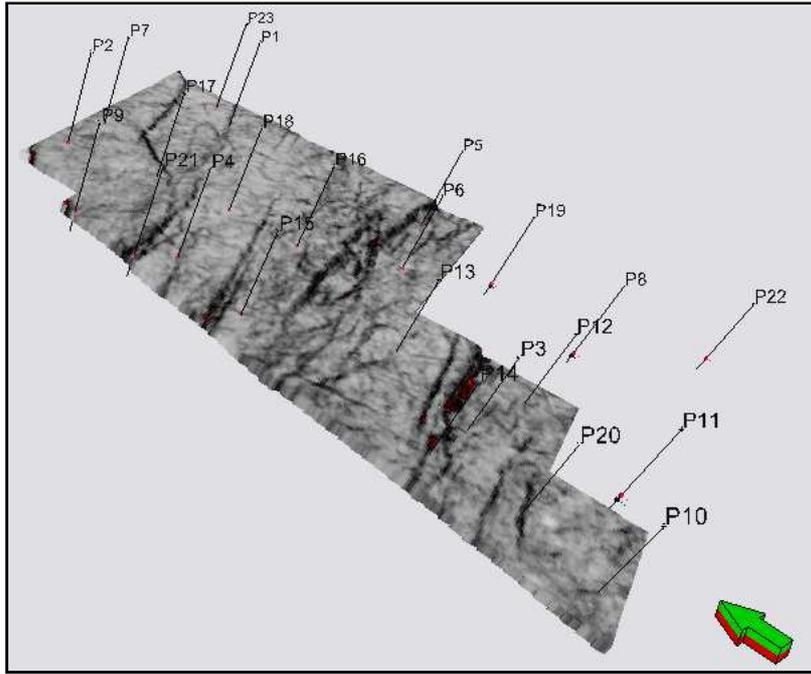


Figura 4.16: Atributo de varianza aplicado en el intervalo de interés

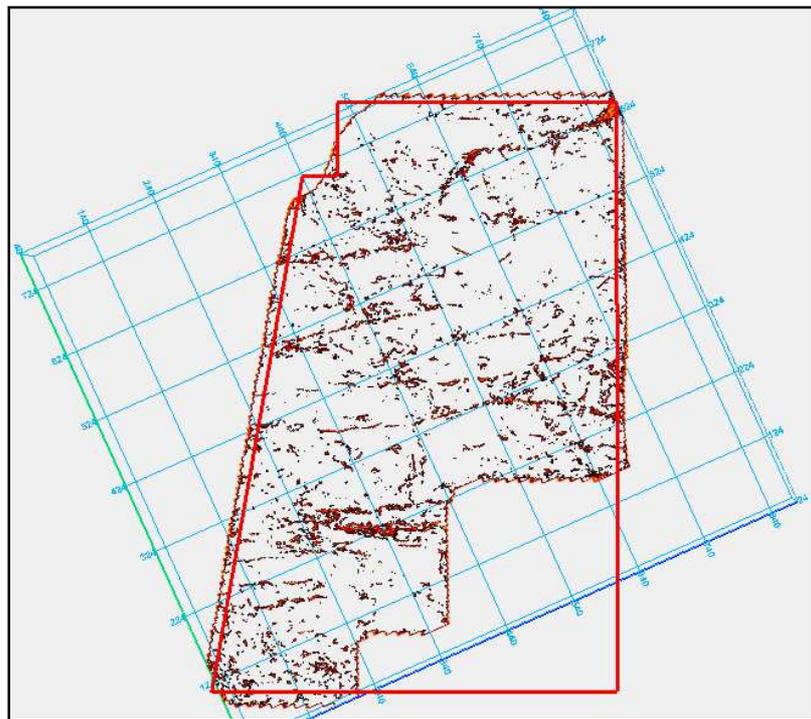


Figura 4.17: Atributo de varianza utilizando la opacidad.

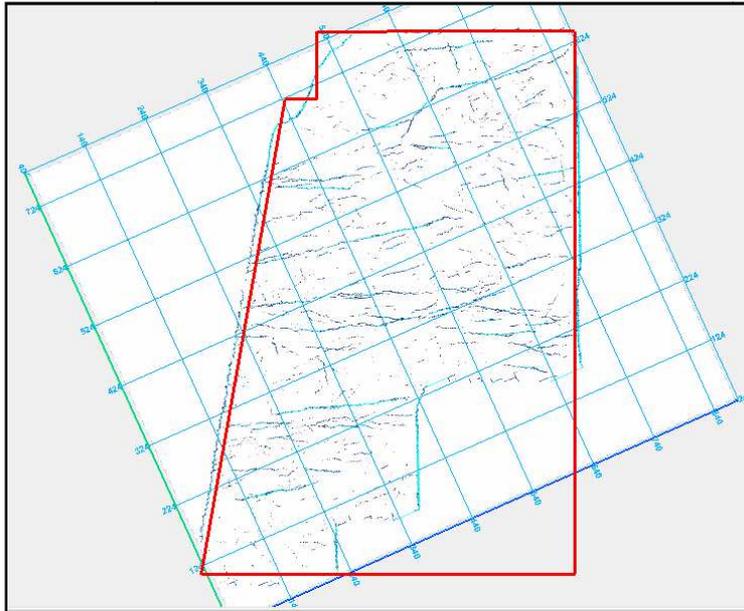


Figura 4.18: Atributo Seguimiento de la hormiga.

Con la aplicación de estos atributos se logró identificar de una forma más sencilla todas las posibles fallas del campo.

Las interpretaciones se realizaron de manera simultánea en los cubos de amplitud y varianza (figura 4.19), con esta metodología se realizó el trabajo de forma más simple y se garantizó que la respuesta fuese observada en todos los cubos para tener un mejor control y certeza en cada una de las interpretaciones realizadas.

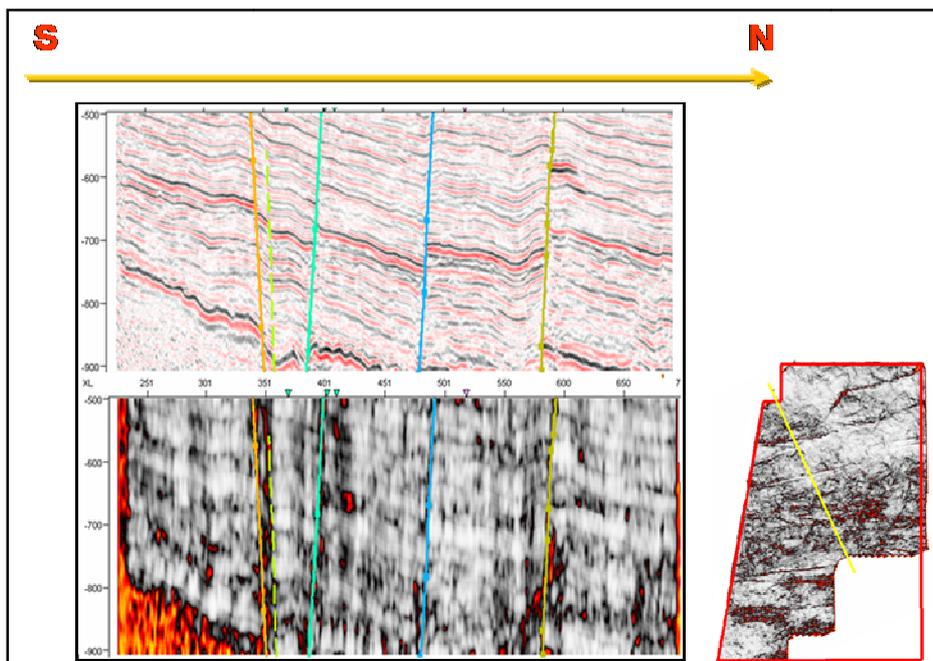


Figura 4.19: Vista en simultáneo de la misma línea en el cubo de amplitudes y el cubo de varianza

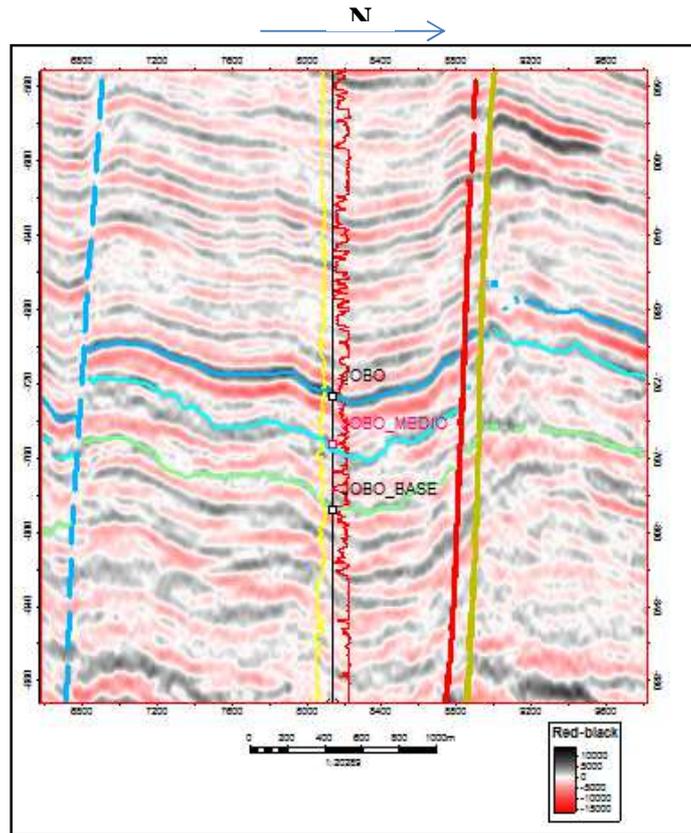


Figura 4.20: Visualización de las fallas y horizontes interpretados en la sección sísmica del P7

Posterior a la identificación e interpretación de todas las fallas que se encuentran dentro del bloque se procedió a realizarse un modelo de fallas en el módulo de Petrel *Fault modeling* (figura 4.21), de esta forma se puede dar unos últimos ajuste a las interpretaciones y es paso previo para la realización de los horizontes finales ya que con este modelo será posible cortar los horizontes y realizar cada uno de los respectivos polígonos.

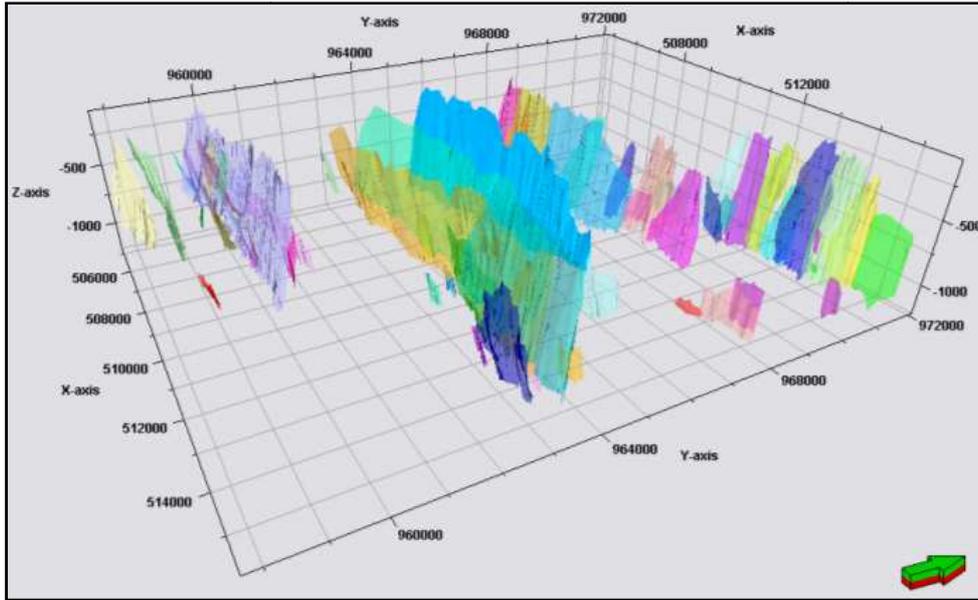


Figura 4.21: Visualización de las fallas interpretadas

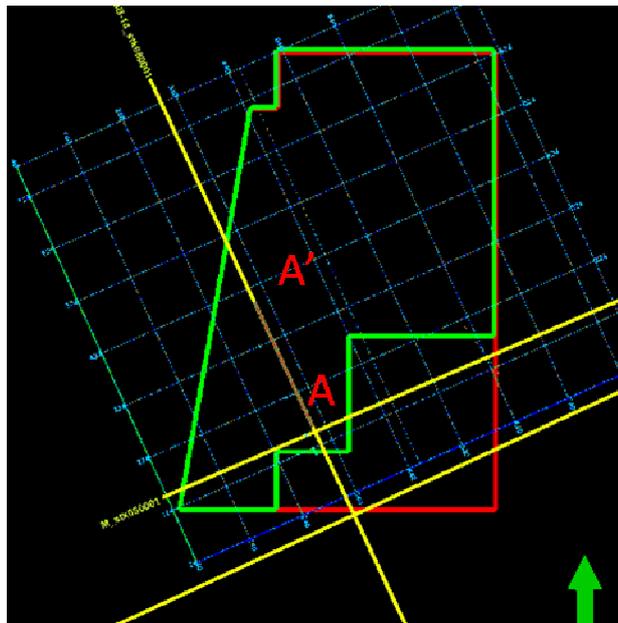


Figura 4.22: Tramo de la línea 2D (CN-79B-14_stk080001) tomado para la comparación cualitativa con la sísmica 3D

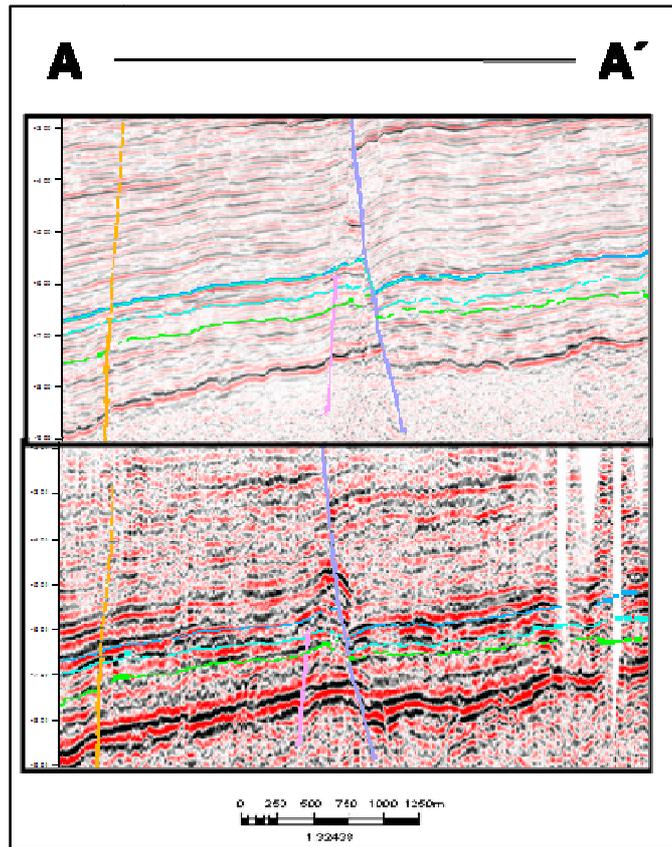


Figura 4.23: Vista de la misma sección sísmica extraída de los diferentes datos. Parte superior datos 3D, parte inferior datos 2D

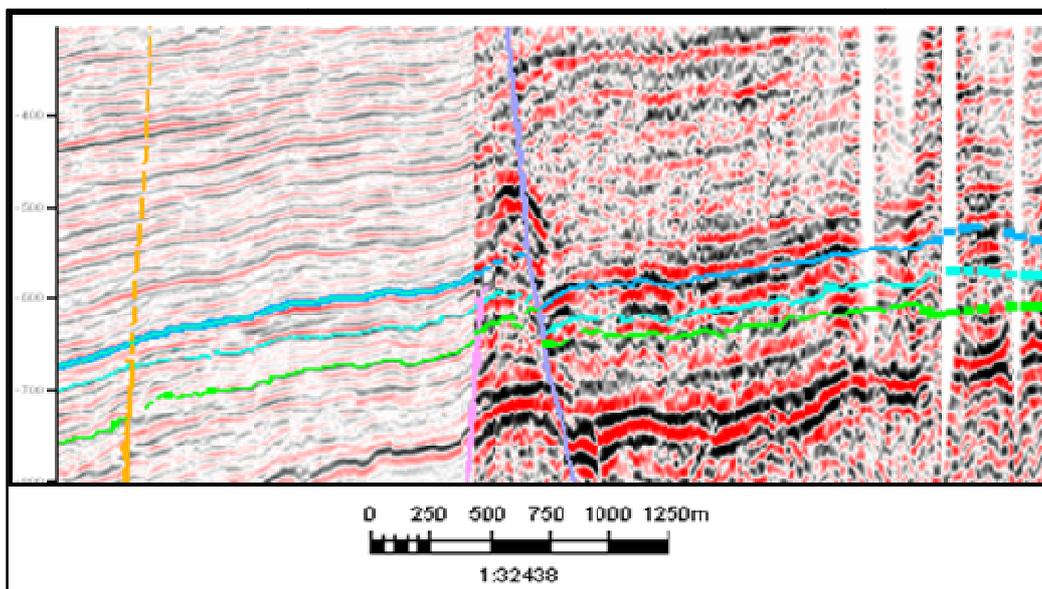


Figura 4.24: Comparación cualitativa de la misma sección sísmica. Izquierda datos 3d, derecha datos 2D.

Como ya se ha mencionado los datos 2D disponibles presenta una calidad muy baja, esto queda aún más en evidencia con la comparación realizada (figuras 4.22 y 4.23), es por

este motivo que se decidió no integrar estos datos 2D en el estudio, ya que estarían introduciendo un ruido indeseable y su resolución no permitía apreciar la continuidad de los reflectores interpretados.

4.7 CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.

4.7.1 Generación de modelo de velocidad.

Para llevar a cabo la conversión a profundidad es necesario la creación de un modelo de velocidad, este se generó en el módulo de Petrel *Make velocity model*. Este *software* posee diferentes tipos de metodología para su realización, en este caso como se disponía de un cubo de velocidad para todo el campo generado a partir de las tablas TZ (figura 4.25) la metodología empleada fue la siguiente:

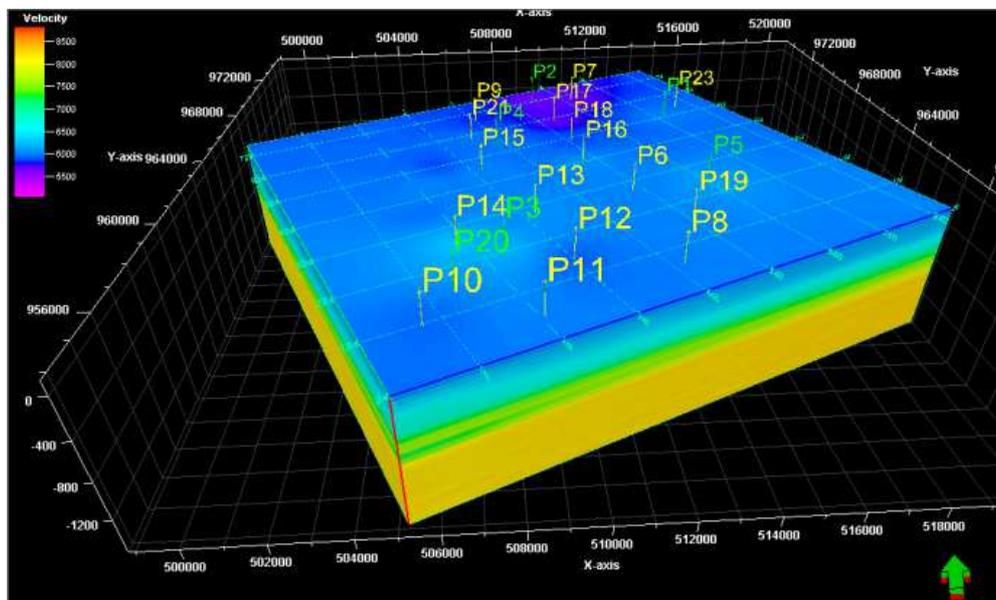


Figura 4.25: Vista del cubo de velocidad generado a partir de las tablas TZ

Este cubo fue barrido en dirección inline y crossline para garantizar que no existían zonas anómalas en el campo de la velocidad.

Ya obtenido todos los insumos de entrada (las superficies interpretadas con sus respectivos topes geológicos y el cubo de velocidad) se dispuso a la construcción de este modelo figura 4.26.

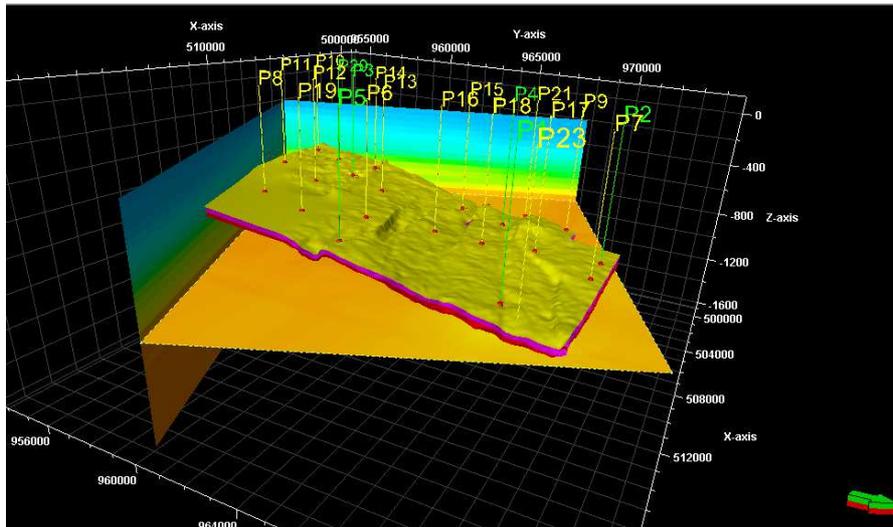


Figura4.26: Insumos necesarios para la construcción del modelo de velocidad. Los topes geológicos en el dominio del tiempo (color rojo), las superficies interpretadas y el cubo de velocidad (de este último solo se muestran tres secciones. Inline 40, crossline 780 y timeslice 950).

Finalizado el modelo de velocidad es posible obtener en profundidad los horizontes y las fallas interpretadas en tiempo.

Con la finalidad de obtener un control de calidad sobre el modelo de velocidad se compararon los topes interpretado en los pozos tipo slant con las superficies en profundidad (figura 4.27).

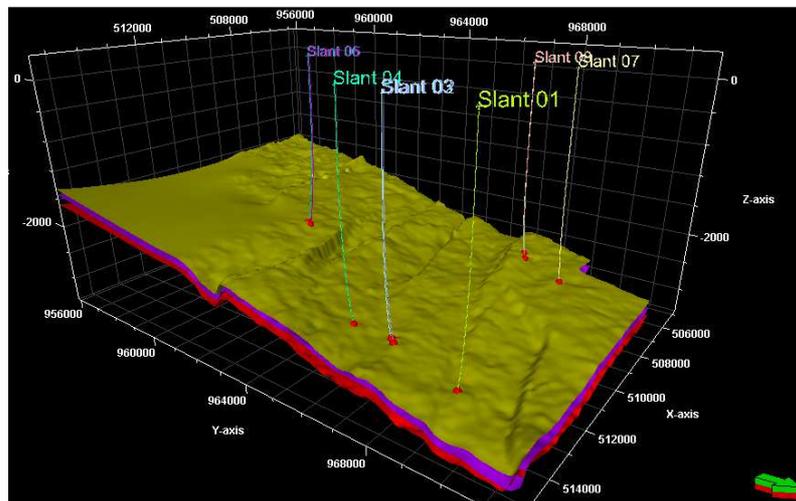


Figura 4.27: Ajuste de los topes en los pozos Slant con las superficies en profundidad.

4.7.2 Cálculo de salto de falla.

Una vez se haya transitado las fallas y las superficies al dominio de profundidad fue posible calcular el salto de falla para cada una de las presentes en el campo de estudio.

En promedio están por debajo de los 50 pies exceptuando algunos casos puntuales. La zona donde se encontró el mayor valor de salto de falla fue hacia el centro de la estructura tipo graben localizada en el centro del área de estudio, logrando un salto de falla de unos 57 pies aproximadamente (figura 4.28).

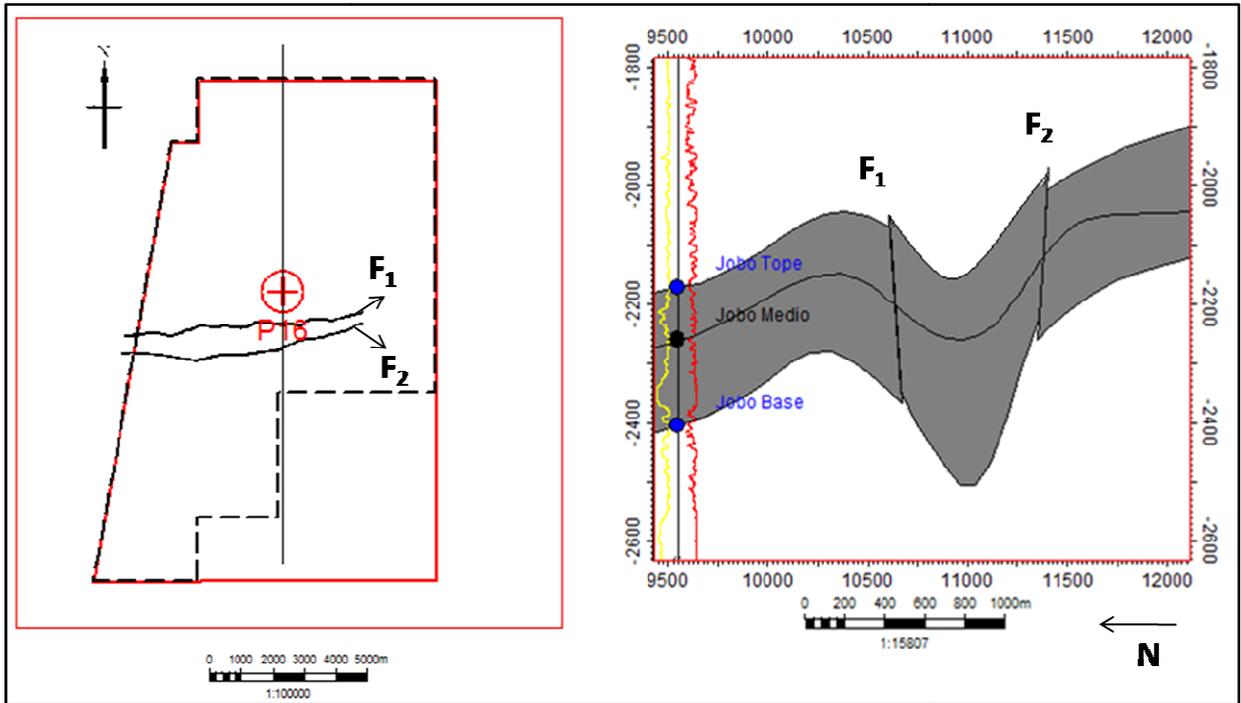


Figura 4.28: A la derecha: ubicación del pozo P16, la sección N-S, y las fallas F1 y F2, Izquierda: corte en profundidad de la sección N-S con el pozo P16 y la estructura tipo graben.

4.8 DESCRIPCIÓN DE LA FACIE SÍSMICA.

El objetivo principal de la descripción de la facie sísmica fue establecer de una manera cualitativa las variaciones de los parámetros sísmicos dentro de una secuencia con la finalidad de identificar los diferentes eventos geológicos, los parámetros sísmicos a describirse en esta etapa del estudio fueron la amplitud, frecuencia y continuidad de los eventos.

4.8.1 Descripción de la amplitud sísmica.

Para el análisis de este parámetro se aplicó una serie de atributos sísmicos que facilitaron su descripción. En primer lugar el atributo utilizado fue el de intensidad de reflexión sísmica (figura 4.29), al aplicar este atributo fue posible observar que el evento de mayor intensidad de reflexión este coincide con el tope de Jobo, también se

puede apreciar una ligera ganancia en la intensidad de la reflexión de la base hacia el tope del miembro.

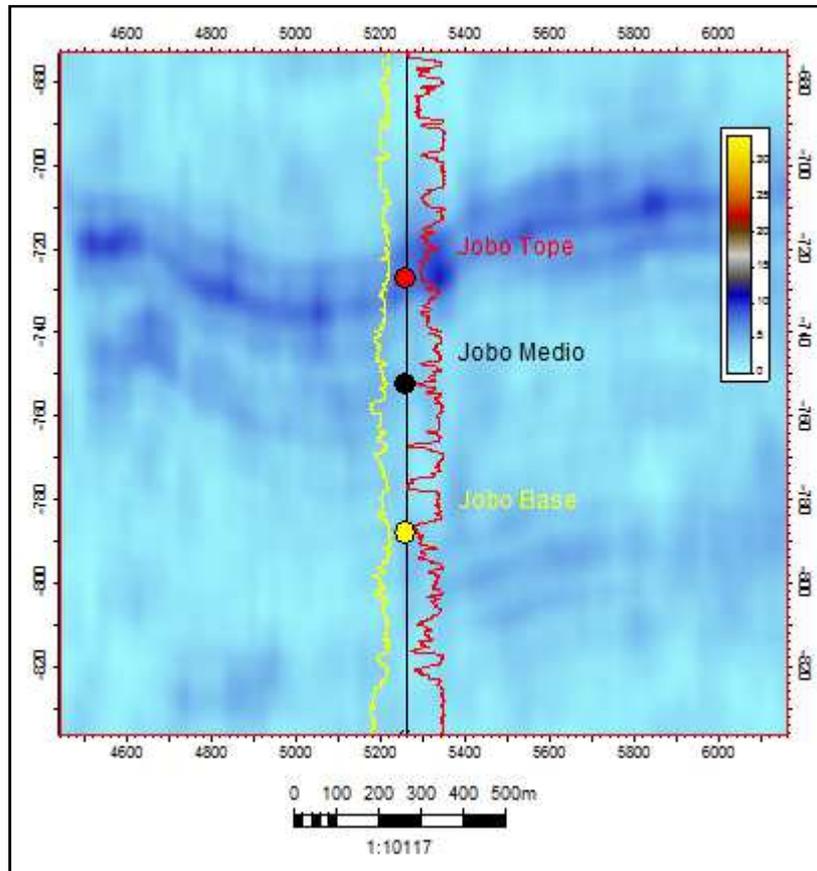


Figura 4.29: Atributo de intensidad de reflexión, sección sísmica del pozo P4.

Observando la intensidad de reflexión se pudo determinar el horizonte sísmico que presenta la mayor amplitud.

Con la finalidad de determinar una relación entre las amplitudes de los diferentes reflectores se aplicó el atributo de impedancia acústica relativa (figura 4.30).

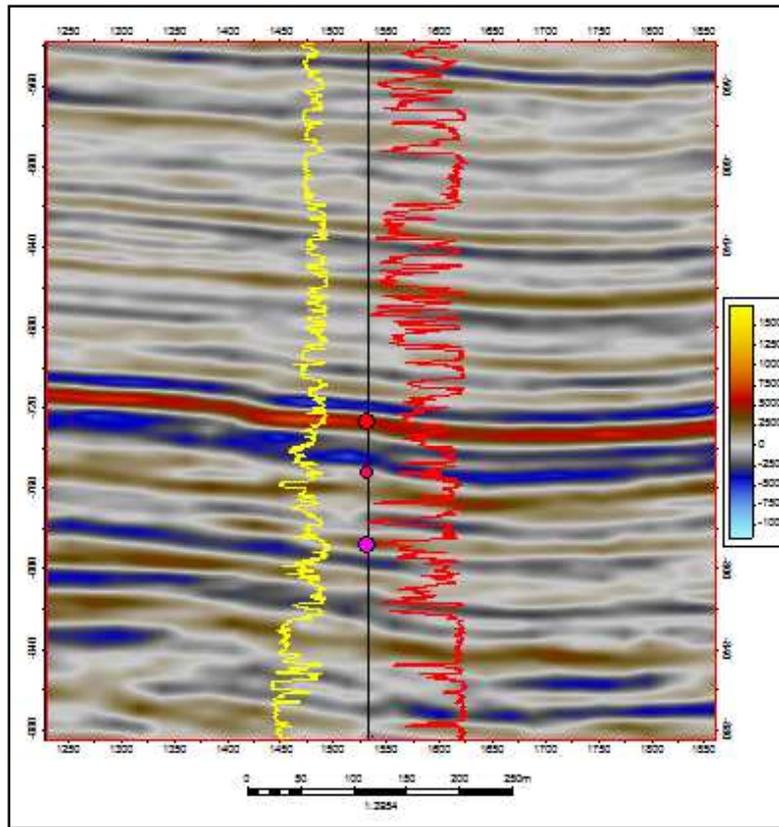


Figura 4.30: Atributo de impedancia acústica relativa, sección sísmica de pozo P4

Con la ayuda de estos atributos fue posible realizar una descripción de la amplitud sísmica en el intervalo de interés, observando las figuras 4.28 y 4.29 se puede apreciar la diferencia entre las amplitudes en cada una de las capas internas, esta diferencia es mayor en las capas superiores del miembro.

4.8.2 Descripción de la frecuencia sísmica.

El análisis de la frecuencia sísmica fue realizado directamente en el cubo de amplitudes y corroborado con la aplicación del atributo de atenuación de las altas frecuencias. En este atributo se resaltan las secciones con atenuación a las altas frecuencias y las zonas donde exista baja atenuación corresponderán a las zonas de mayor frecuencia. Con este atributo se logró determinar las zonas donde existían mayor cantidad de eventos sísmicos dentro de los intervalos de interés, en la figura 4.31 se observan las zonas pintadas de color azul donde existen mayor cantidad de eventos.

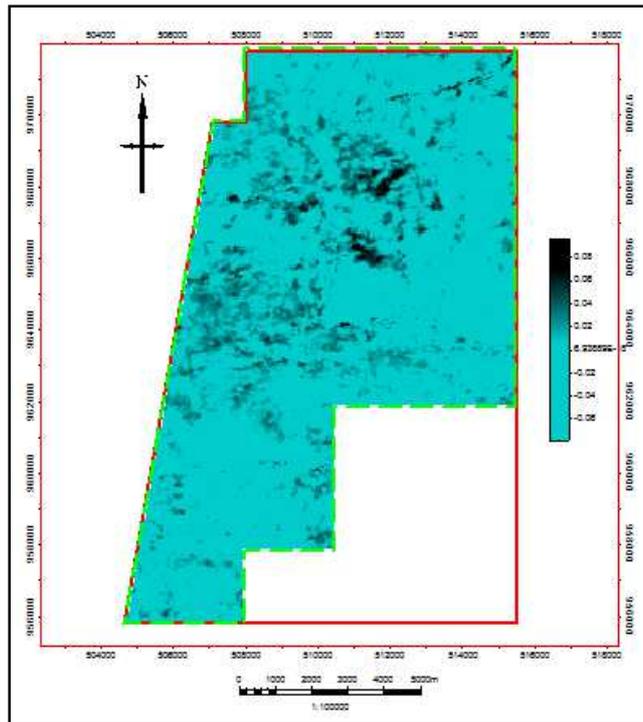


Figura 4.31: Vista de todo el Miembro Jobo con el atributo de atenuación de las altas frecuencias. Se muestra las zonas donde existe mayor atenuación de las altas frecuencia, la alta frecuencia de los eventos sísmicos se encuentran ubicados en el área de color azul.

4.8.3 Descripción de la continuidad de los reflectores.

Estudiando la continuidad sísmica es posible establecer que tan buena fue la depositación y preservación de los diferentes eventos geológicos, la metodología aplicada para la descripción de la continuidad fue la siguiente: se tomaron una serie de líneas sísmicas en dirección Norte-Sur y Este-Oeste para ser analizadas (figura 4.32). Cada una de estas líneas fue descrita de una manera cualitativa para determinar la continuidad de los eventos sísmicos en el intervalo de interés.

Utilizando esta metodología fue posible determinar las zonas y los niveles donde existía mejor continuidad de los eventos sísmicos.

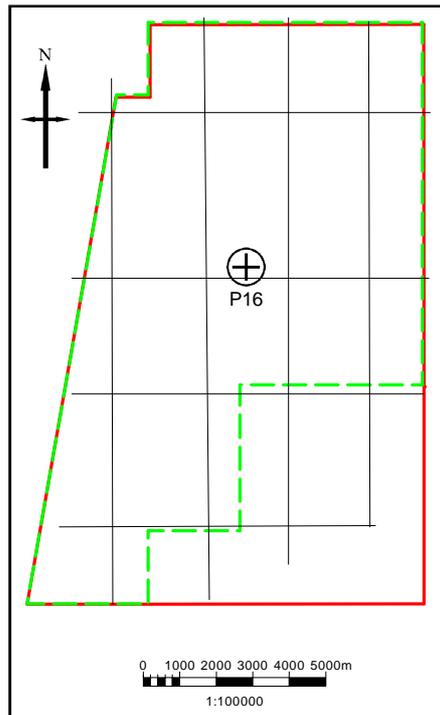


Figura 4.32: Ubicación del pozo P16 y las líneas utilizadas (color negro) para el análisis de la continuidad de los eventos sísmicos dentro del intervalo de interés.

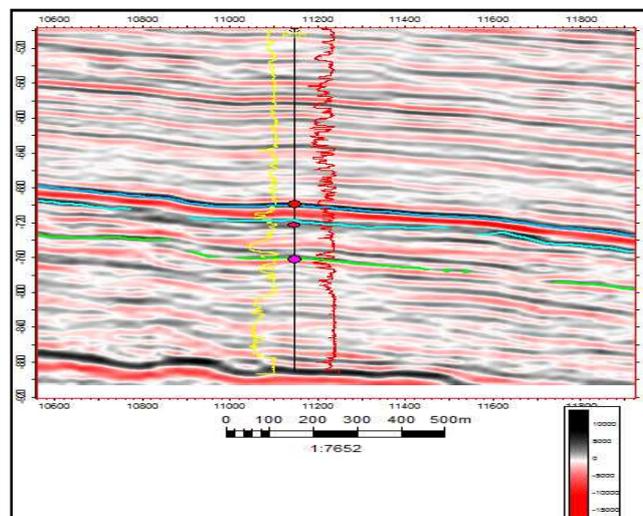


Figura 4.33: variación de la continuidad de los reflectores en la sección sísmica del P16. Se observó el aumento de la continuidad de los eventos sísmicos hacia el tope del miembro

4.9 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.

El principal objetivo de los atributos sísmicos empleados es establecer una correspondencia en sus repuestas con algunas propiedades petrofísicas. De esta manera se podrían identificar posibles áreas prospectivas sin la necesidad de poseer datos de pozo.

4.9.1 Atributos aplicados

Como ya en este punto de la investigación se había creado las superficies en tiempo de los horizontes interpretados se pudo discretizar los datos sísmicos, aplicando esta metodología fue posible determinar la correspondencia lineal de los atributos en dos paquetes, Jobo superior y Jobo inferior.

La correspondencia lineal de los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas fue calculada a partir de los crossplot. Se tomó un valor promedio de las respuestas de los atributos y las propiedades petrofísicas calculadas en los pozos en cada uno de los dos intervalos definidos por las superficies en tiempo (figura 4.34).

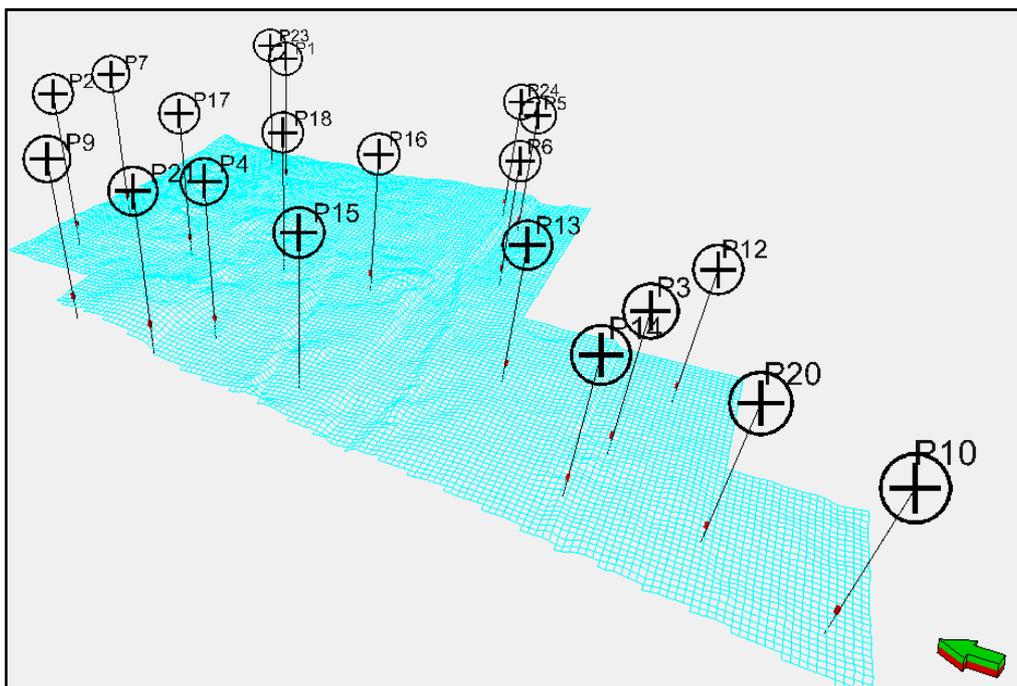


Figura 4.34: Celdas utilizadas para calcular el valor promedio de la permeabilidad en el intervalo de Jobo superior.

En la figura 4.34 se puede apreciar la distribución espacial de los valores de permeabilidad, porosidad y saturación de agua utilizados en los crossplot para Jobo superior e inferior.

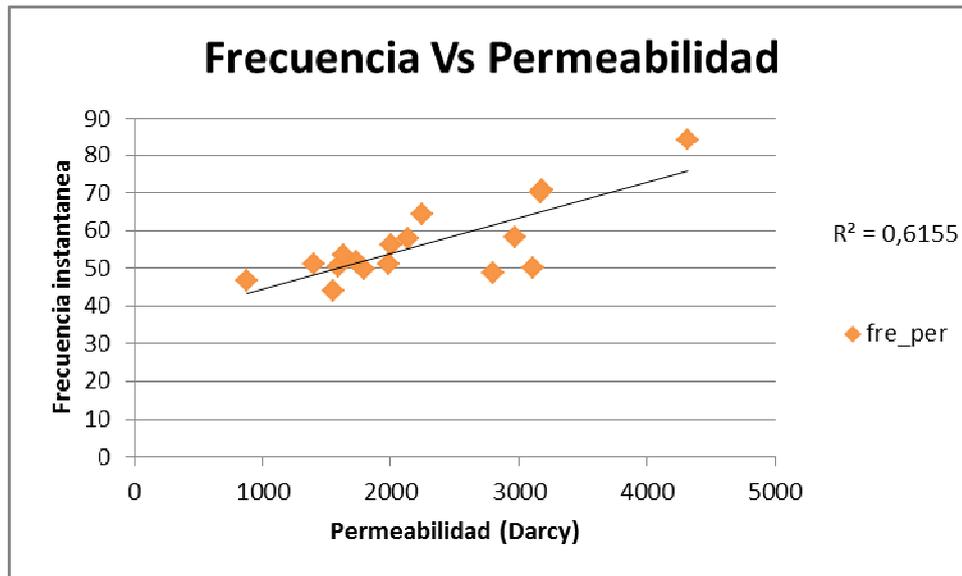


Gráfico 4.1: Correspondencia lineal de la permeabilidad con la frecuencia instantánea para Jobo superior.

En el gráfico 4.1 se puede apreciar la correspondencia lineal del atributo frecuencia instantánea con la permeabilidad para el nivel de Jobo superior. Este atributo fue el único que mostró un R^2 mayor a 0.6 de correspondencia con una propiedad petrofísica. Recordemos que para garantizar una baja incertidumbre al momento de predecir zonas de alta prospectividad utilizando la ayuda de los atributos sísmicos se utilizó un valor mínimo de 0.6 para el R^2 .

El atributo que mostró mejor correspondencia lineal para ambos paquetes litológicos fue el de frecuencia instantánea con un valor de R^2 superior a 0.6.

Para Jobo superior mostré alta correspondencia solo para la permeabilidad, en Jobo inferior se aprecia una correspondencia para las propiedades de porosidad y permeabilidad (gráficos 4.2 y 4.3).

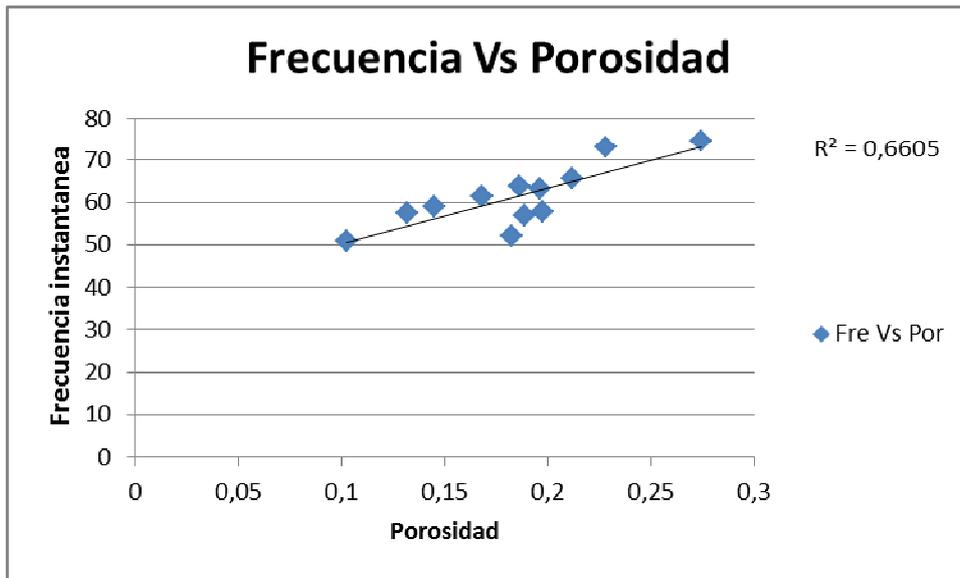


Grafico 4.2: Correspondencia lineal del atributo frecuencia instantánea con la porosidad para el nivel de Jobo inferior.

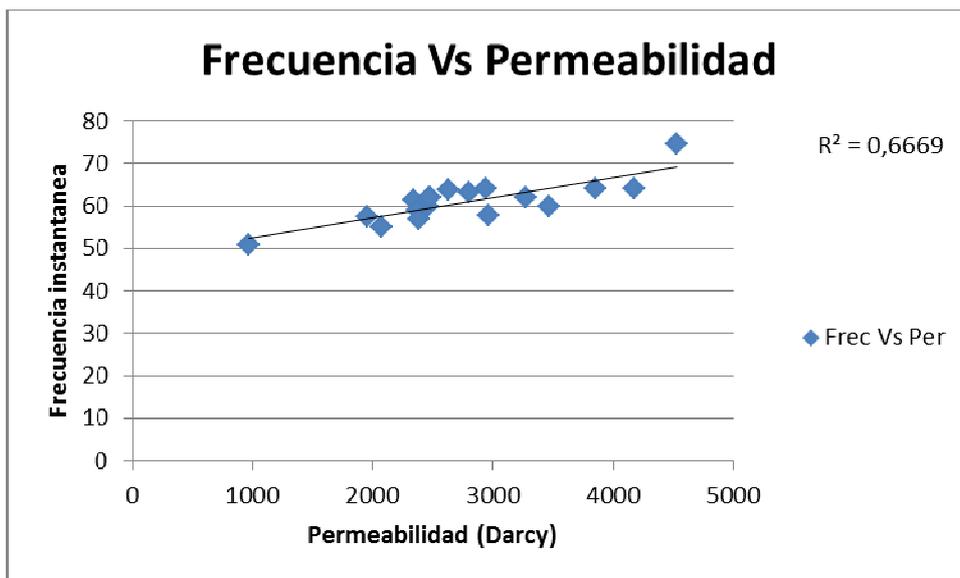


Grafico 4.3: Correspondencia lineal del atributo frecuencia instantánea con la permeabilidad para el nivel de Jobo inferior.

Ya elaborados los crossplot para la gama de atributos disponible en Petrel fue posible determinar la correspondencia lineal de cada uno de ellos con las propiedades petrofísicas disponibles (porosidad, permeabilidad y saturación de agua).

Tabla 4.3: Correspondencia lineal de los atributos aplicados con las propiedades petrofísica. Para Jobo superior.

Atributos aplicados a Jobo superior	Correspondencia lineal de los atributos sísmicos con las propiedades petrofísicas		
	ϕ	k	Sw
Frecuencia instantánea	0.3	0.6	-0.48
Coseno de fase	-0.39	0.1	-0.3
Fase instantánea	0.39	-0.02	0.1
Intensidad de reflexión	0.09	-0.06	-0.07
Varianza	-0.32	-0.06	-0.07
Amplitud	0.15	-0.1	-0.03
Amplitud RMS	-0.08	-0.14	0.07

Tabla 4.4: Correspondencia lineal de los atributos aplicados con las propiedades petrofísica. Para Jobo inferior.

Atributos aplicados a Jobo inferior	Correspondencia lineal de los atributos sísmicos con las propiedades petrofísicas		
	ϕ	k	Sw
Frecuencia instantánea	0.66	0.66	-0.48
Coseno de fase	0.05	-0.04	-0.3
Fase instantánea	-0.12	0.11	0.18
Intensidad de reflexión	0.3	0.31	-0.26
Varianza	-0.32	-0.06	-0.07
Amplitud	0.02	-0.1	-0.03
Amplitud RMS	0.01	-0.1	0.03

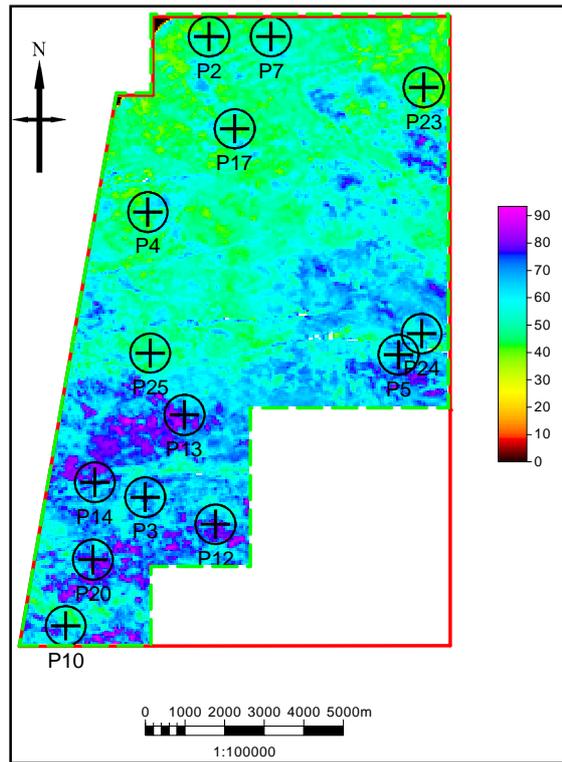


Figura 4.35: Vista del atributo frecuencia instantánea para el nivel Jobo superior y localización de los pozos en las zonas de mayor contraste del atributo.

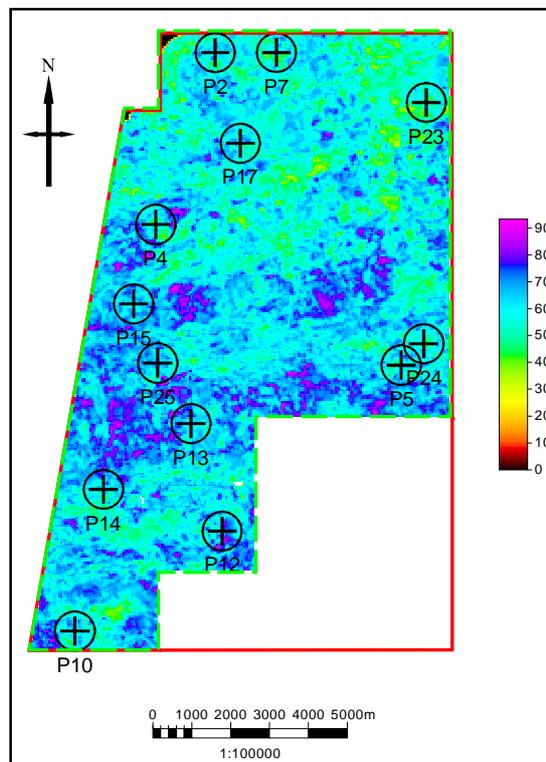


Figura 4.36: Vista del atributo frecuencia instantánea para el nivel Jobo inferior y localización de los pozos en las zonas de mayor contraste del atributo.

CAPÍTULO V

RESULTADO Y ANALISIS

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA FACIES SÍSMICAS

Los reflectores interpretados no poseen gran variedad de cambios en sus propiedades físicas, estas características se conservan más aun cuando nos encontramos cerca del tope Miembro. Las propiedades físicas que se mantienen más constantes son la amplitud y la continuidad de los eventos, estas propiedades serán las primeras aquí descritas. La continuidad de los eventos es regular y de regular a pobre en la base del miembro, esto se debe a el tipo de contacto que existe entre los miembros Yabo y Jobo, estos dos miembros están unidos por un límite concordante, es decir, es un cambio progresivo y pausado en sus respectivas litologías, Yabo está caracterizado por ser una gran inundación con grandes depósitos de arcilla y solo algunos paquetes puntuales de arenas, este tipo de litología también es observado en la base del miembro Jobo esto trae como consecuencia que no exista un contraste bien marcado entre estos dos Miembros causando un tipo de respuesta sísmica poco continuo y de débil amplitud, posterior a la base del miembro se observa una mejora en el contraste de las respuestas sísmicas esto se debe al mejor escogimiento en la depositación de los sedimentos y al inicio de la fase progradante. En los registros de pozos se puede visualizar la presencia de paquetes de arenas con baja o nula presencia de arcilla seguidas por arcillas de espesor mediano a delgado causando respuestas sísmicas de amplitud fuerte y de alta continuidad. En la figura 5.24 se puede apreciar como mejoran las respuestas sísmicas hacia el tope del Miembro mostrando amplitudes más fuertes y eventos muy continuos en todo el campo.

La frecuencia de los eventos sísmicos fue la característica sísmica más constante en todo el área de estudio, esto se debe a todo el campo estaba sometido a los mismo embates geológicos y los eventos depositacionales ocurrieron de una manera casi equitativa en toda la zona. En la figura 5.1 se puede apreciar como hubo una clara paridad en el número de eventos sísmicos en casi todo el campo, exceptuando solo unas zonas muy puntuales.

En la tabla 5.1 se puede apreciar las características de las facies sísmicas del Miembro Jobo.

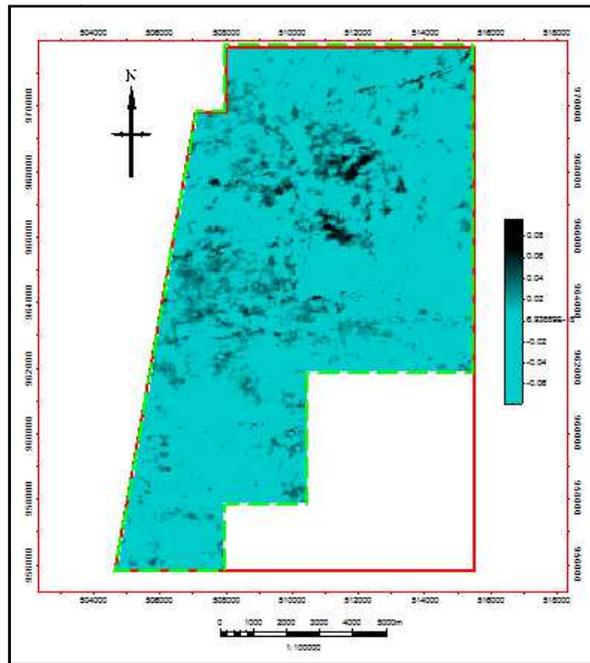


Figura 5.1: Atributo de atenuación de las altas frecuencias. En este atributo se muestra el promedio de los eventos sísmicos en el Miembro Jobo. En casi todo se puede apreciar el mismo valor.

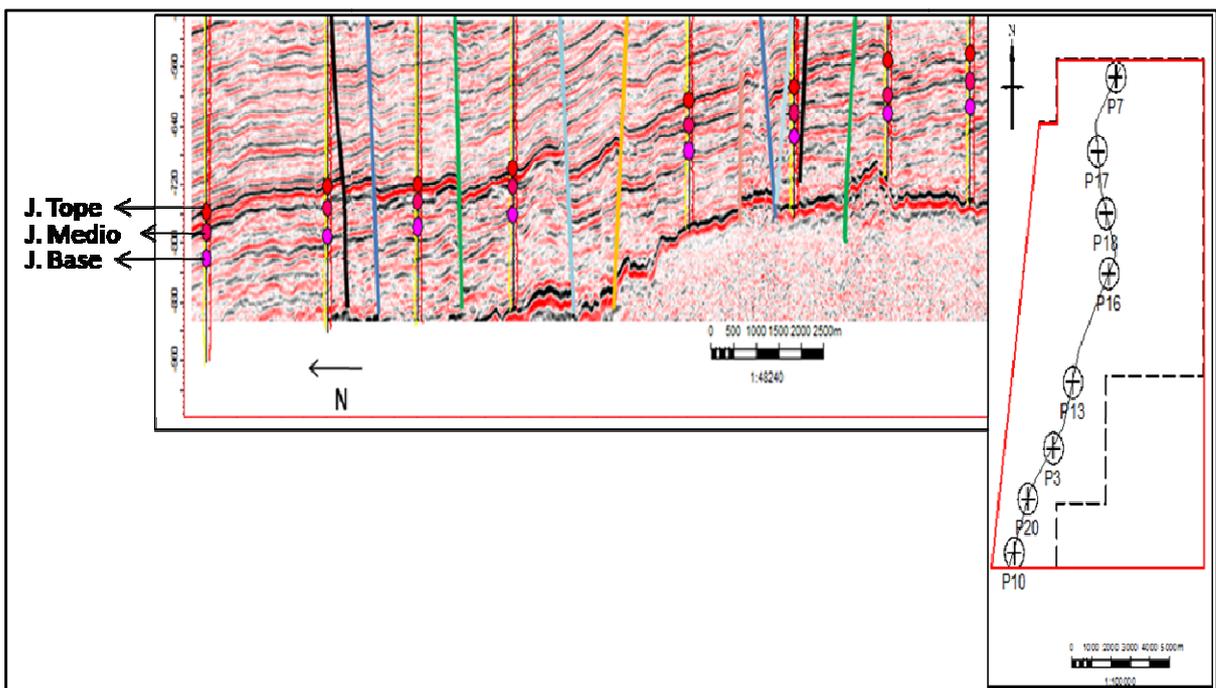


Figura 5.2: Sección sísmica en dirección S-N.

Tabla 5.1: Cuadro descriptivo de la facie sísmica para cada nivel de Jobo.

	Geometría de las reflexiones en el límite de la secuencia	Configuración de las reflexiones	Amplitud	Continuidad	Frecuencia (ciclos de amplitud)
Jobo superior	Presencia de posibles toplap solo en el Sur del área.	De paralelas a divergentes hacia el Norte del campo	Relativamente fuerte con pequeñas variaciones	Levemente discontinua o continua de base a tope	Medianamente constante en todo el campo, disminuye un poco hacia el Norte
Jobo inferior	Concordante	Paralelos y subparalelos en casi la totalidad del campo	De débil a moderado.	Baja continuidad, aumenta ligeramente hacia el tope	Constante.

5.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.

5.2.1 Descripción general estructural de área.

El campo MPE-3 por encontrarse en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela no sufrió un tectonismo importante. El marco estructural de la zona de estudio está caracterizado por ser de un tectonismo extensional. En la interpretación sísmica se lograron identificar un total de 55 fallas todas normales, la mayoría de ellas con un alto ángulo de buzamiento siendo casi verticales en su punto más profundo. La dirección preferencial de las familias de fallas interpretadas es de Oeste-Este con una leve desviación Noreste (figura 5.3). En la mayoría de los casos el buzamiento de las fallas es en dirección hacia el sur pero en algunos casos muy puntuales se observan fallas que buzaban en dirección hacia el norte.



Figura 5.3: Visualización de las fallas cortadas con el tope y la base del Miembro Jobo.

Se logró identificar una estructura tipo graben en el centro del área de estudio con una dirección preferencial Oeste-Este (figura 5.4). Esta estructura no está presente en todo el campo debido a que las fallas que lo generan pierden la longitud de sus saltos hacia el Este hasta desaparecer casi en el límite del área de estudio, esto se puede observar en los atributos de varianza y mínima curvatura(Figuras 5.4y 5.5).

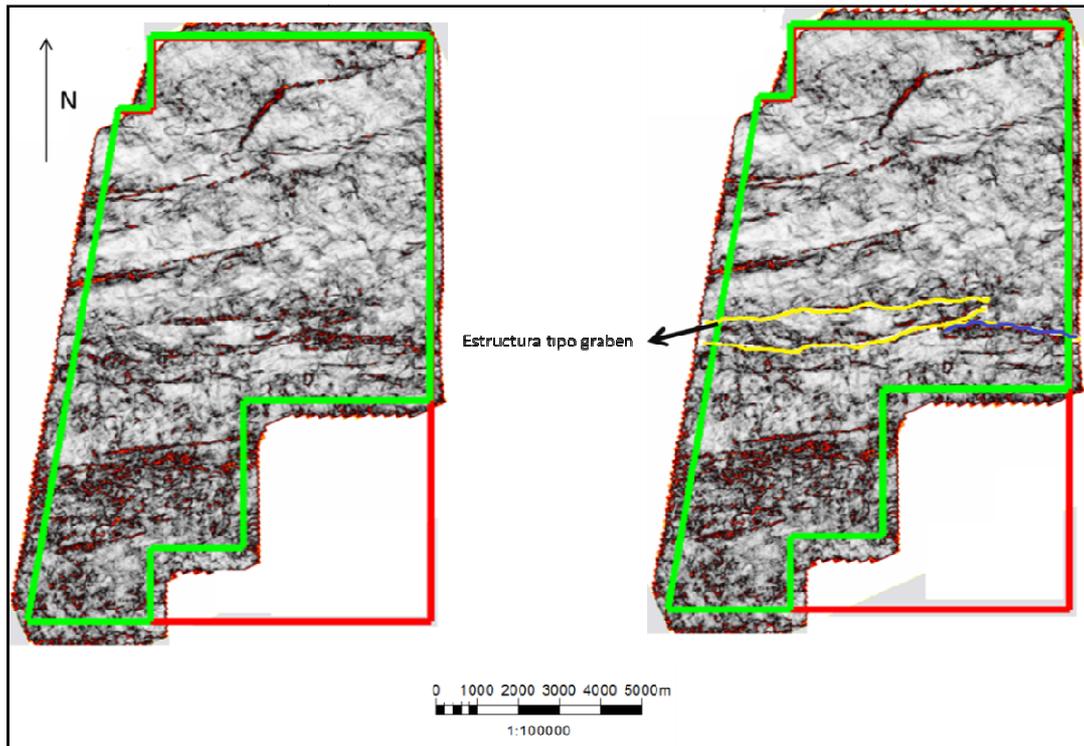


Figura 5.4: Vista del atributo varianza (horizonslice en Jobo medio), se resalta la estructura tipo graben y su continuidad en el campo.

En la figura 5.4 se muestra una vista del atributo varianza y en ella se puede apreciar como la anomalía de las fallas que generan el graben tienden a disminuir a medida que se acerca el borde Este del campo.

Esta estructura también fue identificada en las interpretaciones de las superficies, con motivo de resaltar aún más esta estructura y las demás fallas presentes se aplicó el atributo de mediana curvatura a las superficies obtenidas de la interpretación figura 5.5.

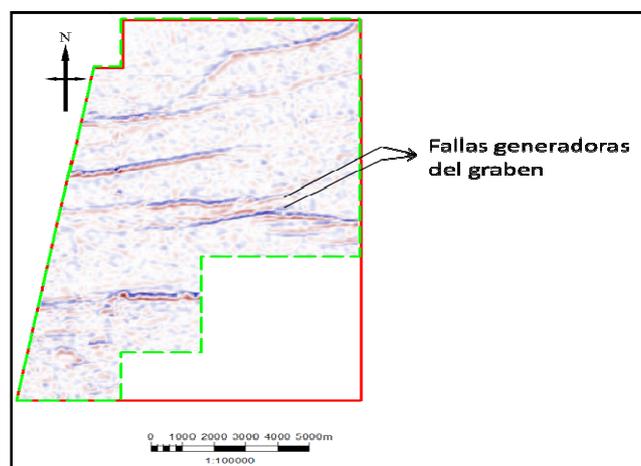


Figura 5.5: Atributo de mínima curvatura aplicado a la superficie interpretada del tope de Jobo, nótese como las anomalías atribuidas a las fallas que generan el graben desaparecen hacia el este del campo.

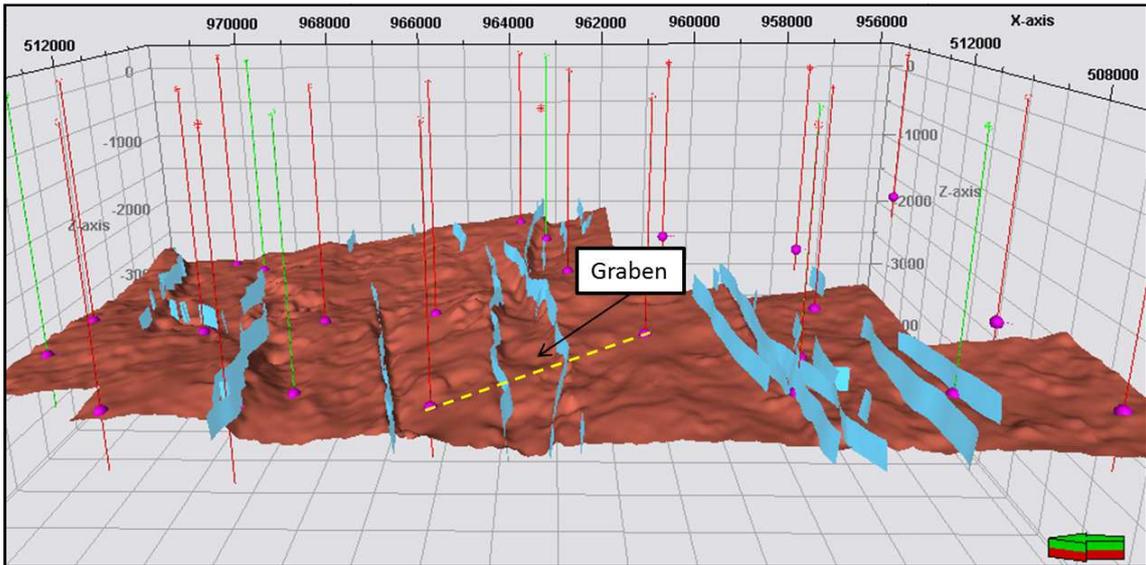


Figura 5.6: Ubicación del graben en el campo sobre la base del Miembro Jobo, sección sísmica ubicada entre los pozos P13 y P15 (línea segmentada en amarillo).

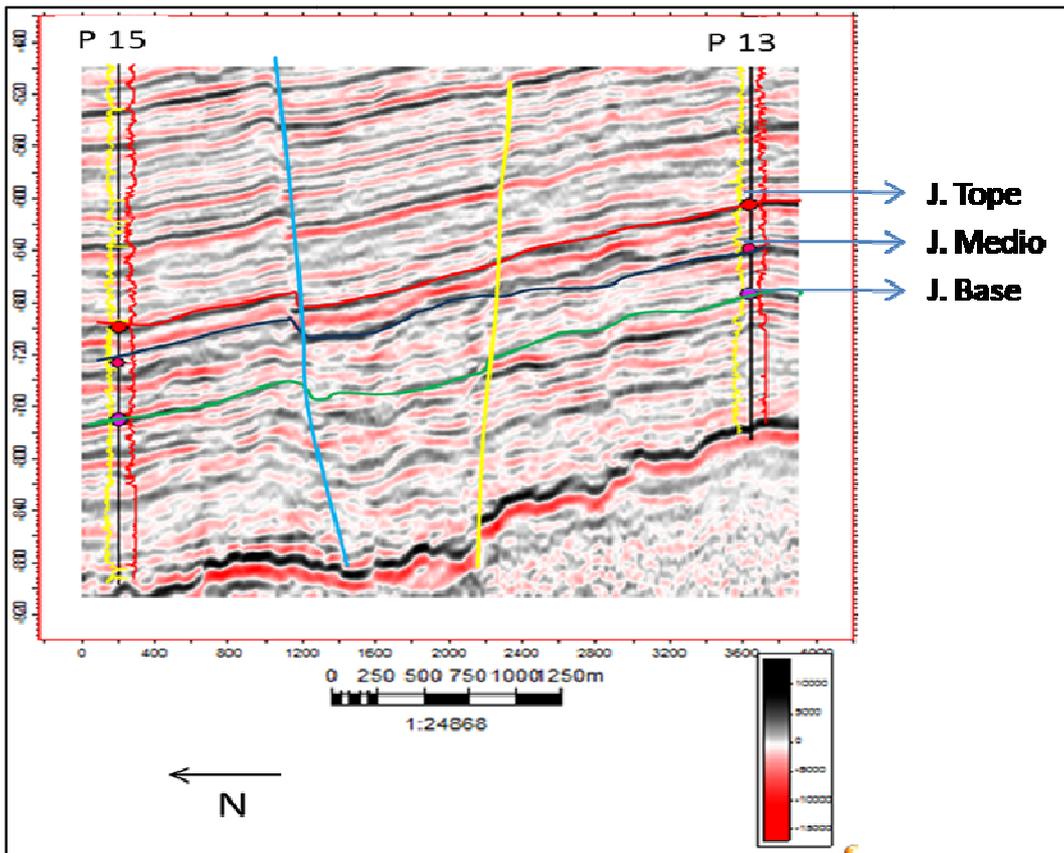


Figura 5.7: Sección sísmica en dirección inline pasando por los pozos P13 y P15, se muestra la estructura tipo graben.

5.2.2 Base del Miembro Jobo

La base del miembro jobo fue interpretada en una reflexión de débil a moderada con una amplitud positiva y con una continuidad de regular a regular-pobre, esto se debe a que el Miembro Jobo descansa concordantemente sobre el Miembro Yabo, la secuencia cambia de unas arcillas pertenecientes a Yabo a unas arenas arcillosas o en algunos casos muy puntuales a paquetes de arenas muy limpios que son el inicio del ciclo depositacional del Miembro Jobo, debido a este cambio litológico de tan poco contrastante la interpretación de este reflector resulto ser un poco más ardua.

Los intervalos en tiempo de este reflector están entre los 587 y 897 milisegundos, mostrando los mayores valores en la zona Noreste (figura 5.8).

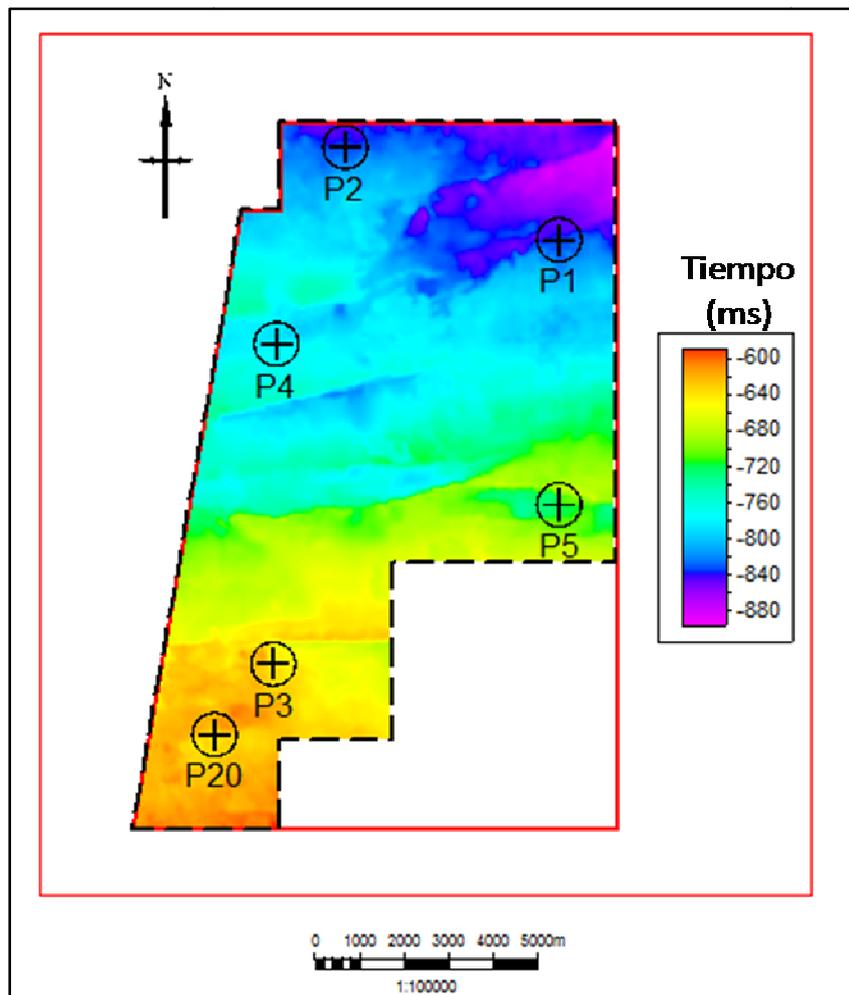


Figura 5.8: superficie en tiempo de la base del miembro Jobo, la estructura en este nivel buza en sentido norte y presenta los mayores valores de tiempo en el sector Noreste.

La superficie en profundidad de la base del Miembro no difiere de su homóloga en tiempo mostrando las mismas tendencias y demostrando el buen ajuste del modelo de velocidad utilizado. En ella se observa el buzamiento hacia el norte y se muestran las mayores profundidades en la zona Noreste (figura 5.9).

Los intervalos en profundidad de la base del Miembro Jobo están entre 1800 y 2900 pies, mostrando el mayor valor de profundidad del Miembro en el extremo Noreste del área con un valor de profundidad de 2897 pies.

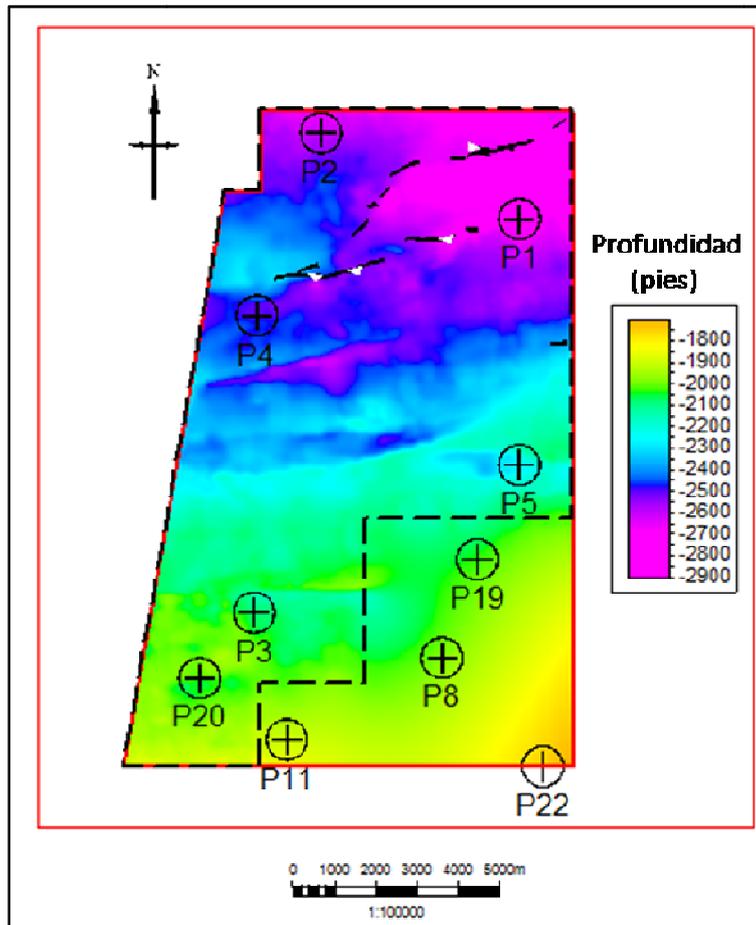


Figura 5.9: Conjuntos de fallas que genera el aumento en el gradiente de profundidad en la zona Noreste del área de estudio, superficie en profundidad medida en pies de la base del Miembro Jobo. Nótese lo suave del mapa en el área que no posee datos sísmicos, en esta área solo se utilizo para la extrapolación la información de los topes geológicos interpretados en profundidad en los pozos P8, P11 P19 Y P22.

En la figura 5.9 se puede apreciar como el gradiente de profundidad sufre un incremento en la zona cercana al límite Noreste del área, esto se debe a un grupo de fallas que generan una depresión del bloque dando como resultado una alza en los valores de

profundidad. Este comportamiento es observado en las capas superiores, la depresión del bloque afecta a todo el Miembro Jobo.

5.2.3 Superficie interna interpretada en el Miembro Jobo (Jobo medio).

La superficie interna del Miembro Jobo (Jobo medio) fue interpretada en un reflector de una amplitud positiva de moderada a fuerte, de una buena continuidad en toda el área de estudio, esto es producto al alto contraste litológico de esta capa. Esta fue descrita en los datos geológicos de pozos como una capa delgada de arcilla que se encuentra presente en casi todo el campo entre dos grandes paquetes de arenas. La superficie de Jobo medio fue interpretada como el cierre de un ciclo interno, en este punto Jobo cambia de un ambiente tipo transgresivo a uno regresivo, este alto contraste trae como consecuencia la fuerte respuesta sísmica de este evento figura 5.10.

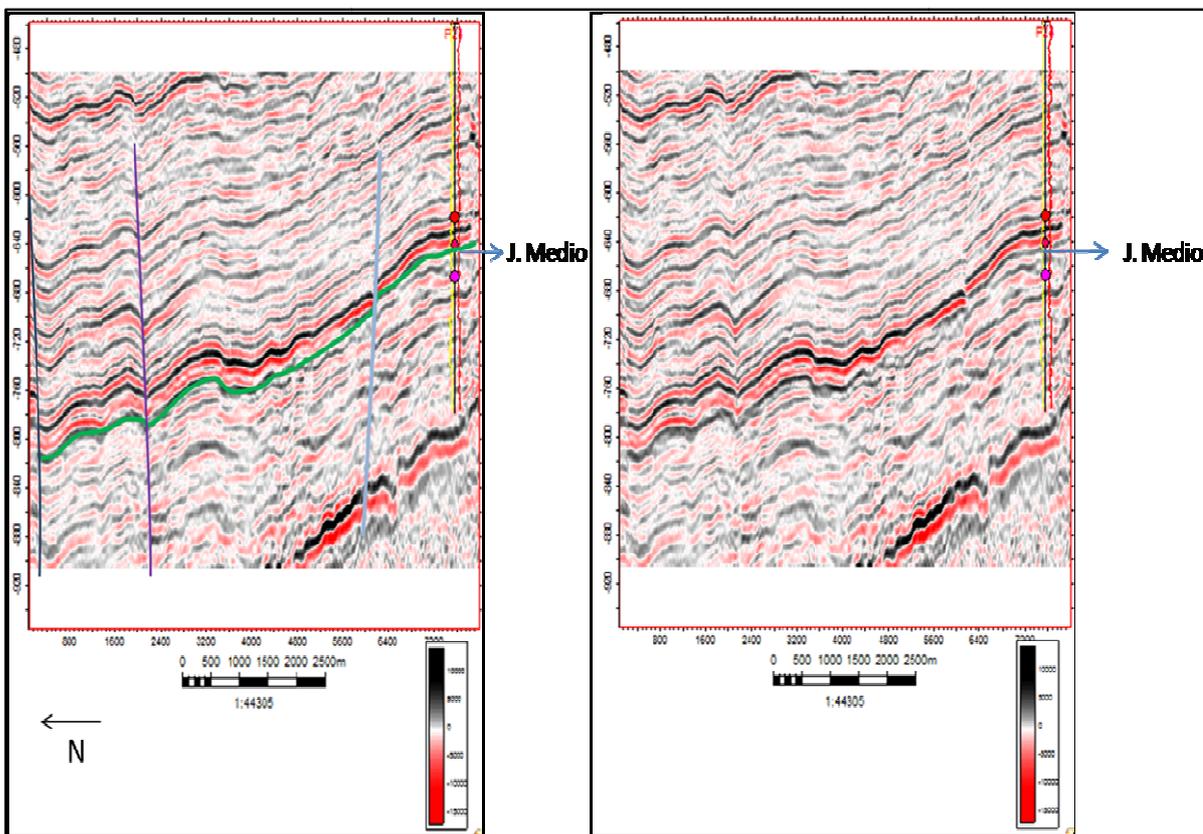


Figura 5.10: Vista de la respuesta sísmica de Jobo medio en inline 675 y pozo P24, en la sección a la derecha se muestra las interpretaciones realizadas, sección de la izquierda sin las interpretaciones

La superficie de Jobo medio está ubicada entre los intervalos de tiempo de 510 y 865 milisegundos. Jobo medio sigue la misma tendencia de buzamiento y rasgos

estructurales que la base del miembro, mostrando un aumento gradual en los valores de tiempo hacia el Norte del campo, también se puede observar que la zona de mayor valor de tiempo está ubicada en el extremo Noreste del área, demostrando que el efecto de las fallas también se aprecia este nivel del miembro (figura 5.11).

Jobo medio en profundidad presenta las mismas particularidades que en tiempo, siguen las mismas tendencias y es posible identificar las mismas características en ambas superficies figura 5.12.

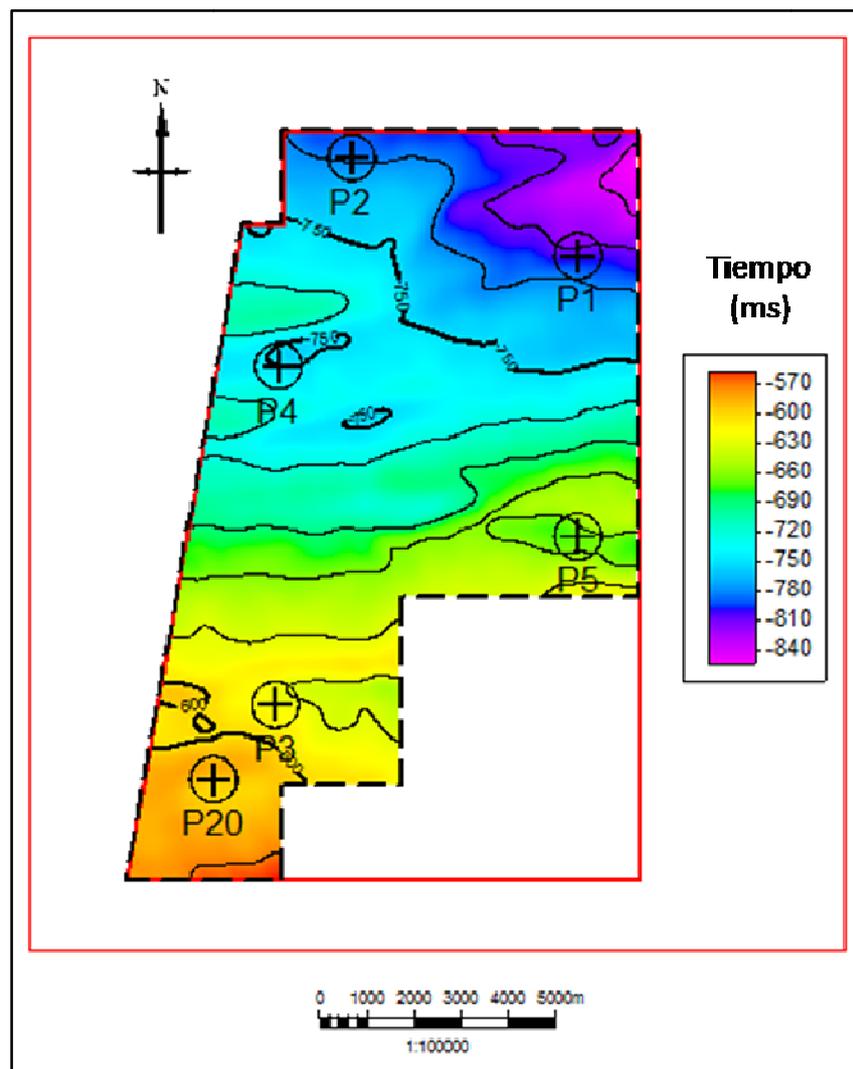


Figura 5.11 Superficie en tiempo de Jobo medio, el gradiente de tiempo aumenta en dirección Norte.

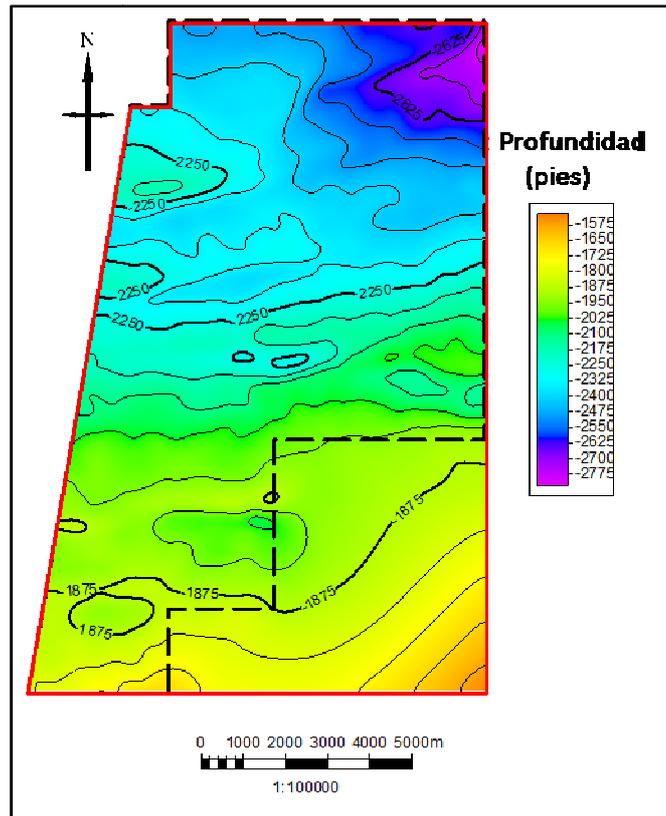


Figura 5.12 Superficie de Jobo medio en profundidad en pies, esta presenta los mayores valores en la zona Noreste de campo.

5.2.4 Tope del Miembro Jobo.

El tope del Miembro Jobo fue identificado como una superficie de máxima inundación, por lo tanto fue el reflector de más alto contraste y de mejor continuidad en la zona de estudio, el alto contraste se debe a la gran diferencia litológica que existe entre el tope de Jobo y el paquete en el que este descansa. El tope de Jobo es el fin de un ciclo transgresivo, este finalizo con la depositación de una arcilla bien marcada presente en todo el campo y esta sobre paquetes de arenas muy limpios con poca presencia de arcilla.

Esta superficie fue interpretada en una reflexión de amplitud positiva muy fuerte, con una alta continuidad en toda el área de estudio figura 5.13.

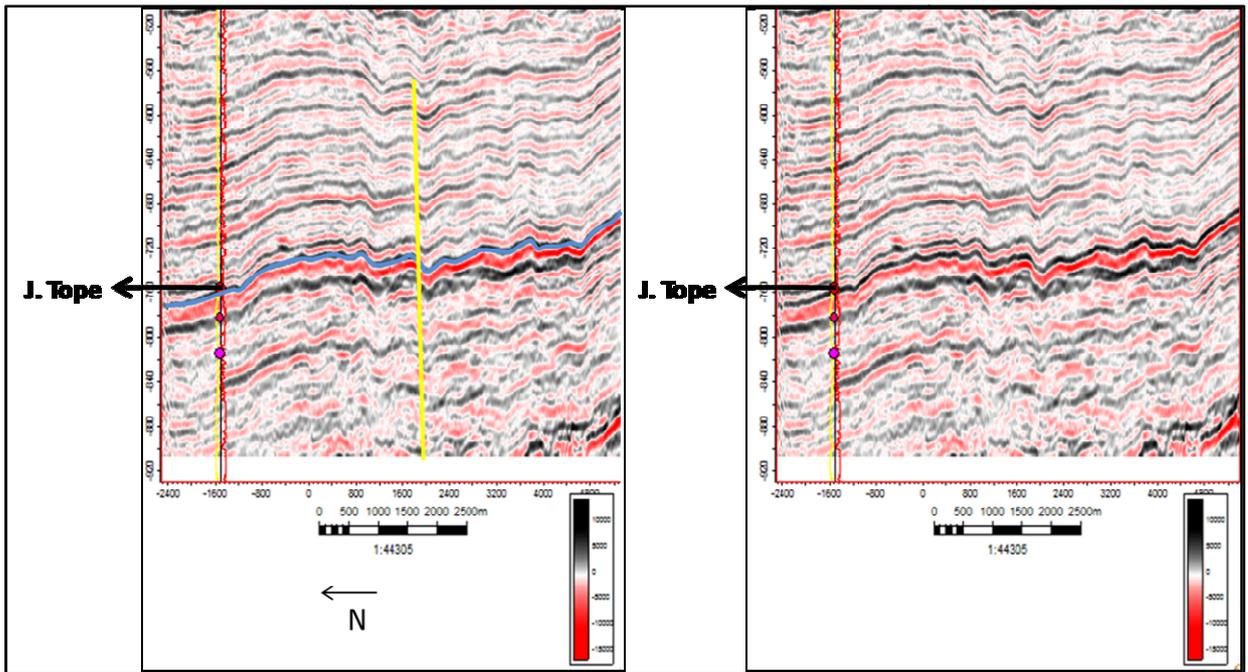


Figura 5.13: Vista del inline 585 y pozo P2. Derecha: vista con la interpretación del tope del Miembro Jobo, izquierda: vista sola de la reflexión en los datos sísmicos.

La superficie en tiempo del tope de Jobo posee las mismas características estructurales y de buzamiento que las de su base y superficie media figura 5.12, observando este comportamiento en las diferentes superficie interpretada del Miembro Jobo se logra determinar que estas guardan cierta paralelidad entre sí. Los valores en tiempo del tope de Jobo oscilan entre 475 y 825 milisegundos y como ya se ha mencionado los mayores valores se encuentran en el extremo Noreste del campo.

El mapa en profundidad del tope de Jobo se encuentra entre los valores de 1500 y 2625 pies, y como ocurrió en los casos anteriores se observa una gran similitud con la superficie en tiempo.

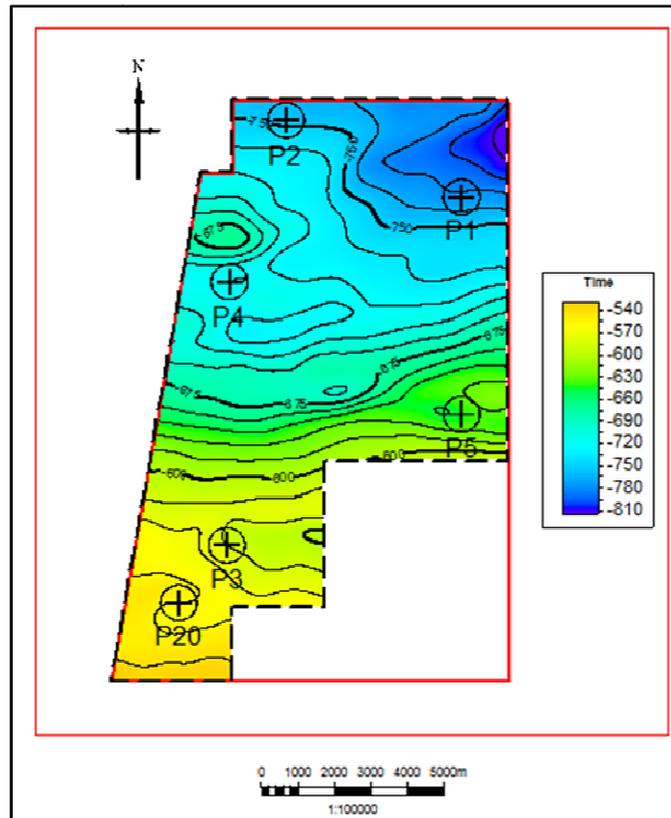


Figura 5.14 Superficie en tiempo del tope del Miembro Jobo.

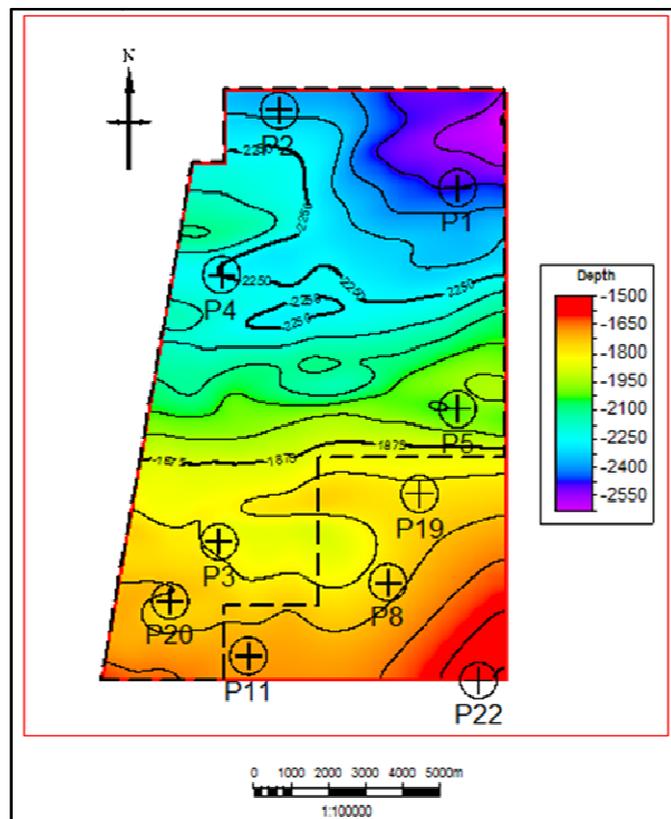


Figura 5.13: Superficie en profundidad en pies del tope de Jobo

5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS DOS CICLOS IDENTIFICADOS.

Interpretadas las superficies del tope, la base y un cierre de ciclo interno fue posible realizar la descripción de los dos ciclos identificados en el Miembro Jobo (figura 5.15). El primero de ellos fue llamado Jobo inferior, este es el encerrado por las superficies de la base de Jobo y Jobo medio; el segundo y último de ellos fue denominado Jobo superior este es el paquete litológico entre las superficies de Jobo medio y el tope de Jobo.

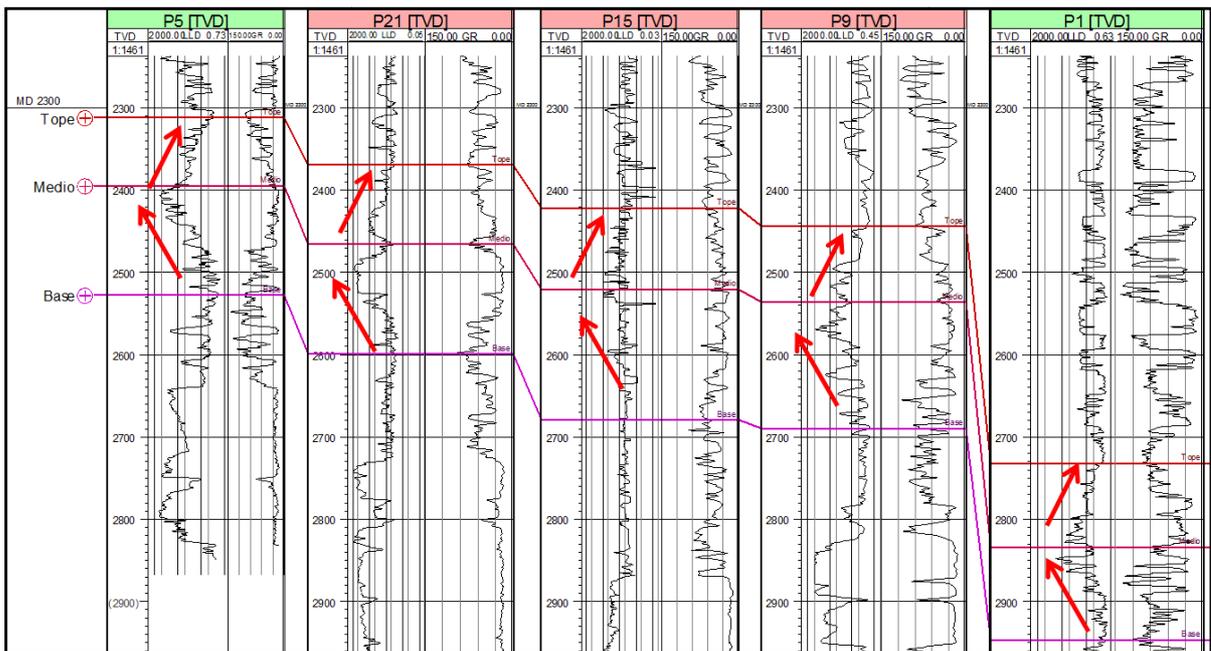


Figura 5.15: Sección estructural fijada a 2000 pies, observe la presencia de dos ciclos y como el espesor se mantiene en ambos, siendo Jobo inferior el que presenta mayor grosor en todo el campo. Registro derecho: resistividad profunda, registro izquierdo: Gamma Ray.

5.3.1 Jobo Inferior

Jobo inferior fue designado como el primero de dos ciclos ocurridos para la creación del Miembro Jobo, es una secuencia grano creciente que inicia con unas capas muy delgadas de arcillas y pasa progresivamente por arenas arcillosas hasta llegar a paquetes muy limpios de arena, esta sección finaliza con un aumento relativo en el nivel mar y la depositación de una capa fina de lutita (figura 5.15).

El espesor en Jobo inferior se mantiene constante en casi toda el área de estudio, solo sufriendo algunas variaciones muy puntuales. Observando la figura 5.16 es posible determinar que las variaciones en el espesor de Jobo inferior se debe a la actividad tectónica ya que solo ocurre en zonas puntuales del campo y bajo la presencia de fallas,

una de las áreas donde ocurre este incremento del espesor es en la parte interna del graben, esta es un área predilecta para la depositación debido al aumento puntual del espacio para el acomodo de los sedimentos, otro lugar donde se apreció el aumento del espesor fue en el centro norte del campo, allí se observa una estructura tipo escalón encerrada por dos fallas normales, el bloque deprimido del centro causó un aumento en el espacio disponible obteniendo como consecuencia mayor depositación de sedimentos (figura 5.17).

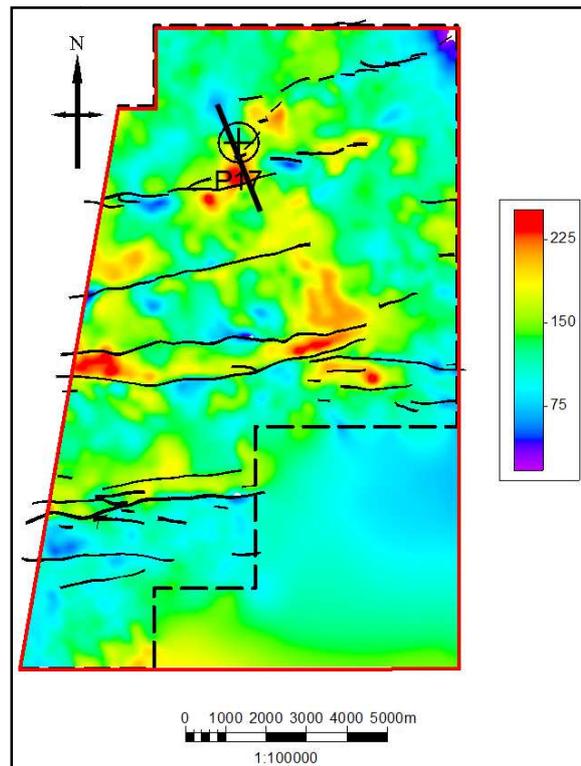


Figura 5.16: Mapa de espesor para Jobo inferior y Ubicación de la estructura tipo escalón en la sección de pozo para el P17.

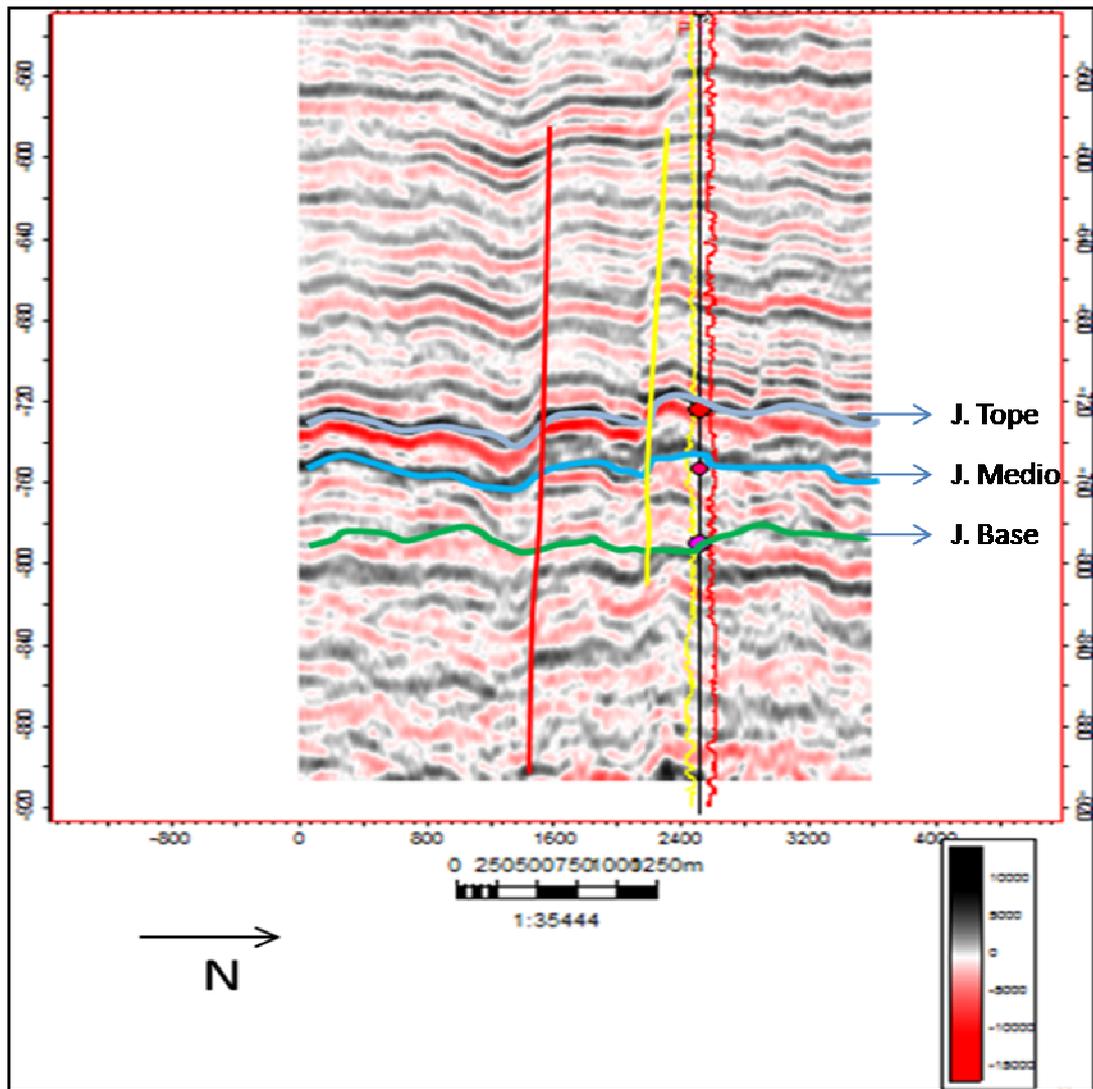


Figura 5.17: Sección sísmica del pozo P17. Estructura tipo escalón.

Observando el mapa de espesores de Jobo inferior es posible apreciar un geocuerpo con dirección preferencia Noroeste ubicado en el centro del área donde se nota un ligero incremento en los valores de espesor (figura 5.18), debido a la falta de datos sísmicos 3D en el extremo Sureste del campo no es posible determinar la continuidad de esa estructura en esta dirección.

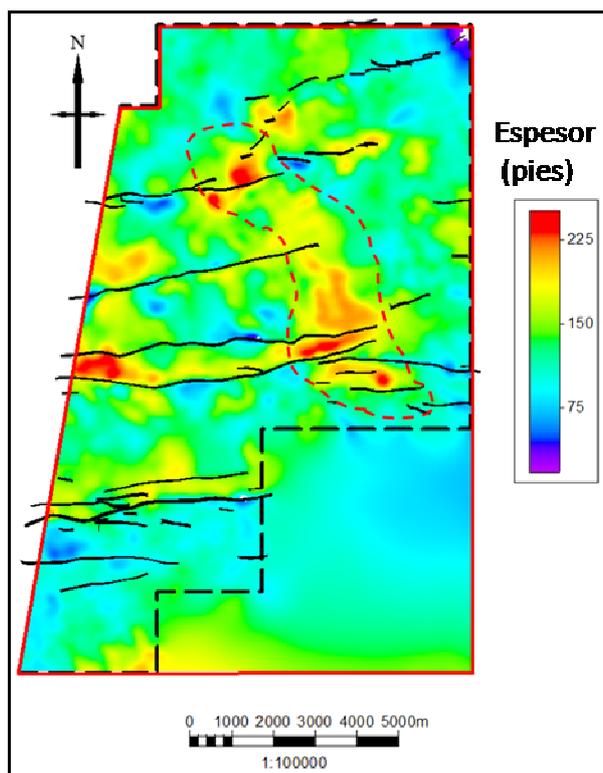


Figura 5.18: Señalización de canal preferencial donde se notó el aumento en el espesor de Jobo inferior.

Analizando el mapa de atributo de frecuencia instantánea junto al de espesor es posible determinar las zonas más prospectivas para la localización de hidrocarburos. Como ya fue demostrado que este atributo muestra una alta correspondencia lineal con la permeabilidad y la porosidad para este nivel será posible mostrar con esta comparación las zonas donde existen los mayores espesores y las mejores propiedades petrofísicas (figura 5.18). En esta comparación se lograron determinar para Jobo inferior dos posibles zonas donde existen las mejores características para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, fueron llamadas Zona 1 y Zona 2. Estas se encuentran situadas en la parte media del campo, la primera de ellas Zona 1 está ubicada en el extremo Oeste del área mostrando su límite Norte contenido dentro del graben y extendiéndose en dirección Sureste, la segunda de ellas Zona 2 está ubicada sobre el extremo Sur del canal identificado, esta última es la más extensa de las secciones y es la que muestra los valores más alto de espesor y frecuencia instantánea.

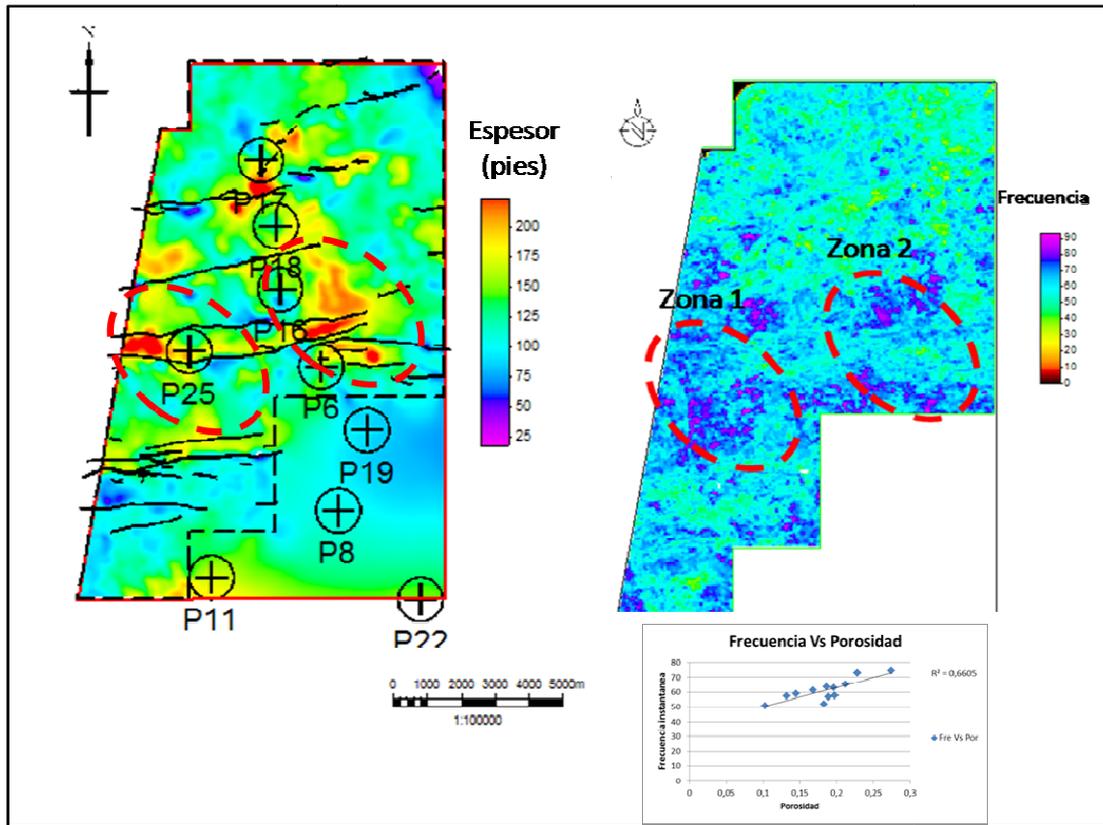


Figura 5.19: Comparación de los mapas de espesor y frecuencia instantánea, se resaltan las zonas donde sus valores de espesor y frecuencia son altos.

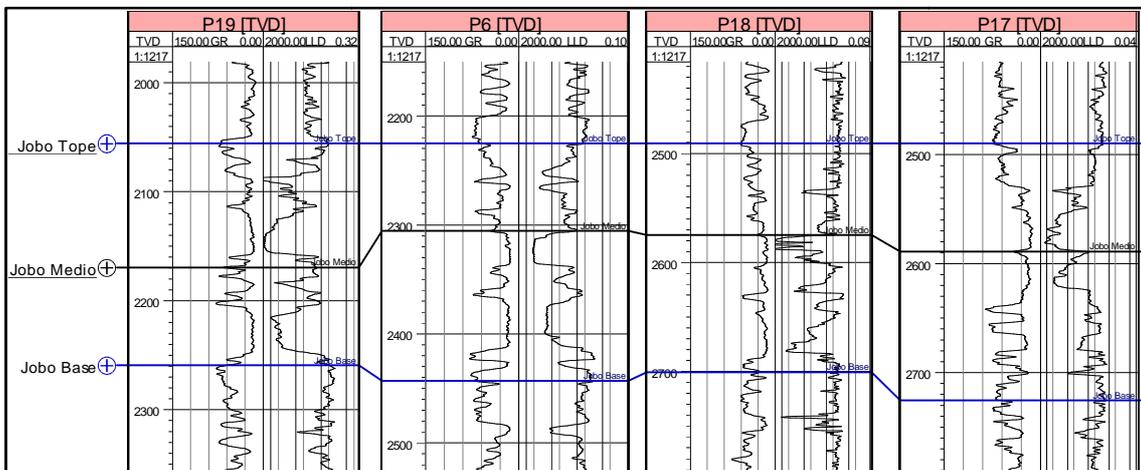


Figura 5.20: Sección de pozo estratigráfica de los pozos más cercanos al geocuerpo identificado en el mapa de espesor de Jobo inferior.

5.3.2 Jobo superior

Jobo superior es el último de los dos ciclos identificados dentro del Miembro Jobo, su inicio está marcado por un alza puntual en el nivel relativo de mar seguido por la depositación de paquetes de arenas y estos precedido por arenas con contenido arcilloso

finalizando con una superficie de máxima de inundación. Jobo superior fue identificado como una secuencia transgresiva mostrando intercalaciones de arenas y arcilla, estas intercalaciones son dominadas por la alta presencia de paquetes de arena hacia su base que posteriormente pasan a ser dominadas por las arcillas a medida que se acerca el tope del Miembro Jobo, es por esta razón que los mejores paquetes prospectivos están ubicados en la base de este segundo ciclo (figura 5.15).

Observando el mapa de espesor de Jobo superior junto a los polígonos de fallas para ese nivel es posible establecer que los espesores no guardan casi relación alguna con el margen estructural, ello se debe a que los espesores se mantienen constantes y sin cambios abruptos en todo el campo excepto solo en un área muy puntual. El área donde se identifico el cambio repentino en el espesor se encuentra ubicada en el centro de la estructura tipo graben, en la zona central del área (figura 5.20).

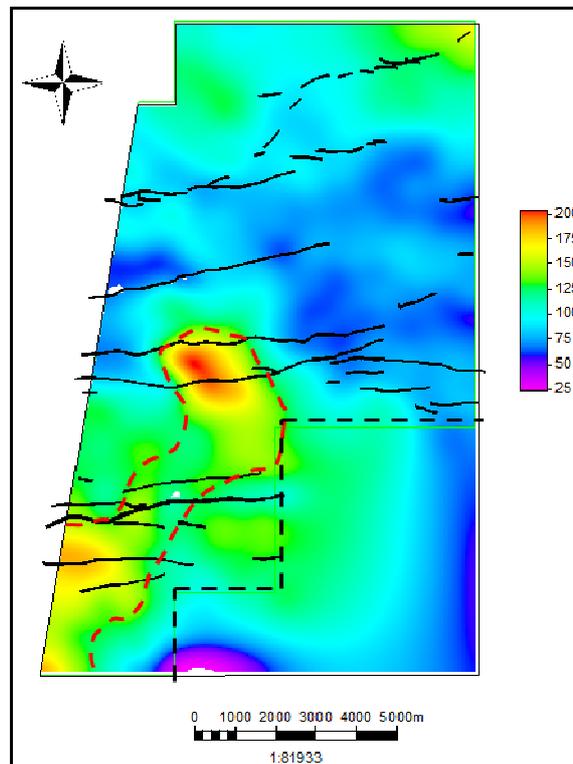


Figura 5.21: Mapa de espesores en pies para Jobo superior y ubicación del canal preferencial para la depositación de los sedimentos

En Jobo superior se logro identificar un canal preferencial para la depositación de los sedimentos (figura 5.20), este está ubicado en el extremo Suroeste del campo con dirección Noreste y desaparece su desarrollo en el centro del campo, los mayores espesores de Jobo superior están ubicados en el sur del área dentro del canal

interpretado aunque observando la tendencia de la parte final de este es posible intuir que podría existir una posible continuidad hacia el área que no posee datos sísmicos.

La incertidumbre en la estimación de las zonas más prospectivas para Jobo superior será un poco más alta en comparación con las zonas identificadas de Jobo inferior debido a que solo se encontró una correspondencia lineal entre las propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos aplicados.

En la figura 5.20 se muestra la zona de mejor espesor y con los valores más altos en el mapa de atributo, recordemos que este atributo mostro una correspondencia lineal mayor al 0.6 con la permeabilidad para este nivel, esta zona identificada es la que presenta mejores características para el desarrollo de un posible yacimientos ya que posee los valores de espesores más altos y los mejores valores de frecuencia instantánea. Este modelo extraído de la interpretación sísmica está muy acorde con los datos geológicos disponible del campo. Jobo superior fue interpretado como un ciclo transgresivo y efectivamente el modelo obtenido con la interpretación sísmica posee todas las características de una transgresión, los mayores espesores están ubicados hacia el Sur del área la cual es la zona más próxima a la fuente de los sedimentos, también se aprecia como Jobo superior se adelgaza hacia el Norte del campo esto es típico en sistemas transgresivos, pero la evidencia más clara de este sistema en Jobo superior es la superficie que marca su fin, esta es el tope del Membro Jobo (superficie de máxima inundación). En la figura 5.21 se puede observar como el espesor y la presencia de los paquetes de arenas disminuye en dirección Norte.

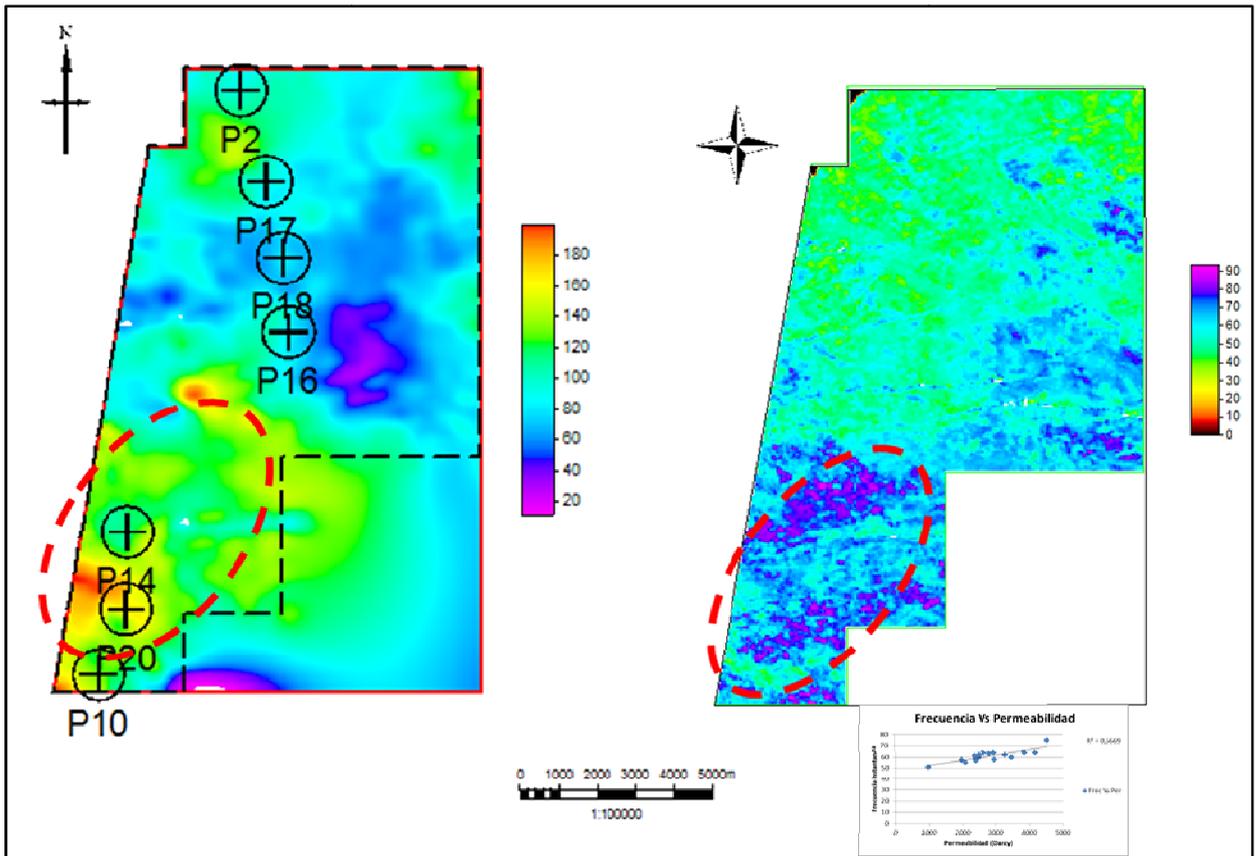


Figura 5.22: Comparación del mapa de espesores con el de frecuencia instantánea para el nivel de Jobo superior, la zona resalta muestra los valores más altos de espesor y frecuencia. A la derecha: ubicación espacial de los pozos en la sección N-S.

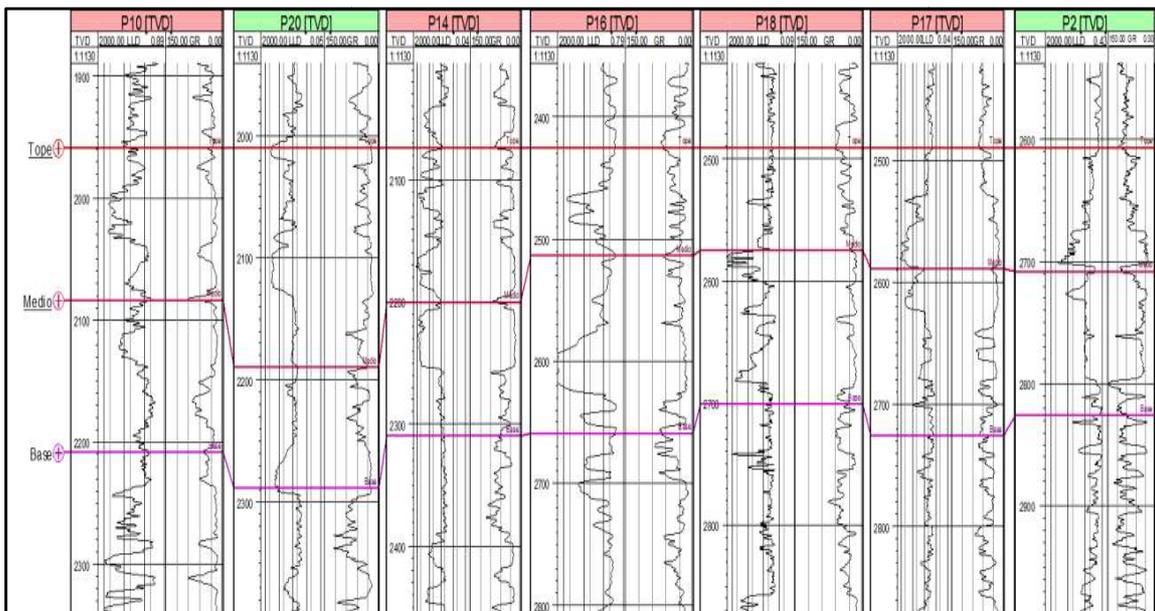


Figura 5.23: Sección de pozos estratigráfica Sur-Norte

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los mapas estructurales en tiempo y profundidad permitieron la caracterización del área de estudio, corroborando los datos geológicos que había caracterizado el campo como un homoclinal de suave buzamiento en dirección Norte y con un fallamiento normal de dirección preferencial Este-Oeste con buzamiento hacia el Sur.
- ✓ Solo se determinaron dos reactivaciones importantes en las fallas interpretadas, la principal fue la causada por las fallas que conforman el graben, la segunda de ellas fue identificada en la estructura tipo escaló, estas ocurrieron solo para el momento de depositación de Jobo inferior.
- ✓ Se determinó que no hubo actividad tectónica importante para el momento de la depositación de los sedimentos para Jobo superior.
- ✓ Las fallas se presumen como no sellantes debido a que su salto promedio dentro de miembro Jobo es menor al espesor medio de los dos ciclos interpretados.
- ✓ El ciclo que posee las mejores características para la prospección de hidrocarburos es Jobo inferior, la Zona 2 señalada en él es la ideal para la localización de pozos exploratorios.
- ✓ A pesar de que Jobo superior no posee las particulares prospectivas de Jobo inferior se logró identificar una zona con buenas características para contener hidrocarburos.
- ✓ La descripción de las facies sísmicas para el Miembro Jobo fueron típicas de un ambiente fluvial progradante en su primera fase que luego cambia a un ambiente transicional terminado en un marino somero, corroborando el modelo geológico que se tiene del área.

6.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Tomar una muestra de núcleo a este nivel para mejorar la calibración de los registros pozos y modelos geológicos.
- ✓ Obtener datos sísmicos 3D en el área que no posee para establecer la continuidad del tren de fallas que se encuentra ubicado en el Sureste del campo.

- ✓ Utilizar otro software que posea una mejor gama de atributos para tratar de establecer nuevas relaciones lineales con las propiedades petrofísicas.
- ✓ Realizar modelos sedimentológicos y mapas de paleo ambientes para este nivel, ya que estos permitirán establecer una mejor interpretación sísmica y se podrán realizar los mapas de electro facies mucho más ajustado a la realidad geológica.
- ✓ A pesar de que las fallas no poseen el salto necesario como para ser de tipo sellante se recomienda realizar pruebas de presión en las zonas prospectivas para descartar por completo esta posibilidad, esencialmente en el área ubicada dentro del graben.

BIBLIOGRAFIA

- Alfonsi, P. (1983). *Ambientes Sedimentarios (Facies Clásticas)*, Meneven, 1983
- Audemard, F., Y. Azpirtxaga, P. Baumann, A. Isea y Latreille, M. (1985). Marco geológico del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela. *VI Congreso Geológico Venezolano* Caracas, Venezuela: Sociedad Venezolana de Geólogos.
- Blackburn, J., Daniels, J., Scott, D., Hampden-Smith, G., Leaney, S., Le Calves, J., Nutt, L., Menkiti, H., Sánchez, A., Schinelli, M. (2008). *Levantamiento de Sísmica de Pozos: Mas Allá del Perfil Vertical*.
- Bot, P. y J. Perdomo. (1989). *Estratigrafía sísmica: Introducción y aplicaciones*. Departamento de geología de LAGOVEN, PDVSA. Informe técnico no publicado
- Chopra, S. y Marfurt, K. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Series N° 11. Stephen J. Hill.
- Di Croce, J. (1995). Eastern Venezuela Basin: Sequence stratigraphy and structural evolution. Trabajo de Grado de Doctorado. University Rice, Houston, Texas.
- González de Juana C., J. Iturralde de Arozena y X. Picard (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*.
- Kallweit, R y L. Wood. (1982). The limits of resolution of zero-phase wavelets. *Geophysics*
- Key, C., 1977. La Formación Oficina en el campo Lobo. °V Congreso de Geológico Venezolano.
- Kruk, J. (2003). *Reflection seismic I*. Institut für Geophysik ETH Zürich.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D seismology*. Segunda edición, Editorial PennWell,
- Marcelo (2009), subcuenca de matruin. Recuperado en Junio 21, 2012 de <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/subcuenca-de-maturin.html>
- Mitchum, R. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. En: Payton, C.E. (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. A.A.P.G. Memoir,
- Mulholland, J.W. (1998). *Sequence stratigraphy: Basic elements, concepts, and terminology*. *The Leading Edge*,
- PDVSA (2011). Recuperado en Marzo 17,2012 de <http://www.pdvsa.com>.
- Petrel (2009). Volume attributes available in Petrel.
- Rider, M. (1996). "The Geological Interpretation of Well Logs". Second Edition.
- Schlumberger (1997). *Evaluación de pozos (WEC)*. Capítulo I. Cuencas petrolíferas. Versión Multimedia (CD).

Shlumberger.(2005) “Oilfield Glossary”.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. 4th edition, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa. E.E.U.U.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. 4th edition, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa. E.E.U.U.

Sheriff R. (2001). *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Tulsa: Society of Exploration Geophysics (SEG).

Talwani, M. (2002). The Orinoco heavy oil belt in Venezuela (or heavy oil to the rescue). Rice University,

Tearpock, D., Bischke, R. E. (1991) “Applied subsurface geological mapping”. London.

Vail, P., J. Van Wagoner, R. Mitchum Jr., H. Posamentier. (1987). Part 2: Key definitions of sequence stratigraphy. En Bally, A.W. (Ed.), *Atlas of Seismic Stratigraphy*, vol. 27. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology,

Vail, P., R. Mitchum Jr., y S. Thompson III. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. American Association of Petroleum Geologists Memoir,

Wescott, W. A. (1997). Channels versus valley: Semantics or significances? *Amoco exploration and production*

Yongming, W, S y Zhengang, W. (2003). 3D seismic data processing report on block MPE-3 in Venezuela for Orifuels Sinovena. *BGP International of Venezuela*.