

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**INTERPRETACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE CUERPOS
ESTRATIGRÁFICOS EN LA SECUENCIA TERCIARIA A
PARTIR DE SÍSMICA 2D DE UNA REGIÓN AL OESTE DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Derik F; Peralta C.
para optar al título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTERPRETACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE CUERPOS ESTRATIGRÁFICOS EN LA SECUENCIA TERCIARIA A PARTIR DE SÍSMICA 2D DE UNA REGIÓN AL OESTE DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Yaraixa Pérez
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Juan Suarez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Derik F; Peralta C.
para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011

Caracas, octubre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología Minas y Geofísica para, evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Derik F; Peralta C titulado:

**“INTERPRETACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE CUERPOS
ESTRATIGRÁFICOS EN LA SECUENCIA TERCIARIA A
PARTIR DE SÍSMICA 2D DE UNA REGIÓN AL OESTE DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

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

Prof.

Jurado

Prof.

Jurado

Prof. M.Sc. Yaraxa Pérez.

Tutor Académico

Ing. Juan Carlos Suarez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A dios y a mis padres por haber estado en todo momento apoyándome en las buenas y en las malas, no solo en el desarrollo de este trabajo sino también en cada día de mi vida aconsejándome y apoyándome, factores importantes para lograr la realización de este trabajo y culminar con éxito esta carrera, gracias a ellos soy lo que soy y he llegado a donde estoy y seguiré cosechando éxitos a lo largo de mi vida.

A todos mis hermanos y familiares por su incondicional ayuda, solidaridad y por innumerables momentos de felicidad junto a ustedes los AMO.

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia agradezco a la Universidad Central de Venezuela, al Departamento de Geofísica de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería por mi formación como Ingeniero Geofísico.

A la Prof. Yaraixa Pérez y al Ing. Juan Suárez por ser mis Tutores en el presente trabajo y brindarme todo el apoyo necesario.

A PDVSA por haber financiado los gastos de este trabajo, al Sr. Humberto Sánchez por haberme otorgado la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo. A Mónica Areondo por todo su apoyo brindado, a Jaime Sosa por su constante ayuda en el desarrollo de este trabajo, a Jesús Conde por facilitarme las relaciones entre PETREL y yo. A todo el grupo de trabajo que me brindaron su apoyo a lo largo de este trabajo entre ellos Victoria, Nelcy, Erika, Mari, Yormi, José ramón, y Richard

A todos mis estimados y apreciados amigos y compañeros de la Universidad Central de Venezuela; Giselle Ramirez, Nelson Reyes, Manuel Medina, Yuniev martinez, Mauro Casalena, Abraham Balaguera, Luis Sierralta, Jesús Pérez, Veronica Torres, Angelvis Tovar, Cesar Yepez, Luis Rangel, Alberti Viloría, Sara Otero, Marlys Reveti, Yulisbeth Minguelis, Elaine Lemoine, Oriana Nobregas, Anne Duarte, Greimilly Melendez y todos los demás que faltan por nombrar mis más sinceros agradecimientos...

A mis amigos del alma Joel, Israel, Alexander, Franklin, Omar, Xavier, José y Alfredo.

Peralta C; Derik F

**INTERPRETACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE CUERPOS
ESTRATIGRÁFICOS EN LA SECUENCIA TERCIARIA A
PARTIR DE SÍSMICA 2D DE UNA REGIÓN AL OESTE DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Yaraixa Pérez, Tutor Industrial: Ing. Juan Suárez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Año 2011, 84p**

Palabras Claves: Interpretación sísmica, Geometría de cuerpos, Sismograma Sintético, Tiro de Verificación Sísmica, Velocidad, Valles, Espesor.

Resumen. El objetivo principal de este trabajo es realizar una interpretación de la geometría de cuerpos estratigráficos dentro de la secuencia terciaria en la zona oeste del campo Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco usando sísmica 2D; con la finalidad de identificar los cuerpos estratigráficos presentes en la zona de estudio, y disminuir la incertidumbre al proponer nuevos pozos. Principalmente se revisó, evaluó y validó la base de datos para obtener la veracidad y confiabilidad antes de la interpretación. Luego se procedió a construir los sismogramas sintéticos de los pozos que contaban con tiros de verificación sísmica, el mejor ajuste fue en el pozo BYK-7-25 con un 70% de correlación. Seguidamente se procedió a la interpretación en tiempo de los arreglos de reflectores sísmicos (downlap, onlap, toplap y baselap) entre los cuales se identificaron 3 valles en el Mioceno y 7 valles en el Oligoceno. A partir de las curvas tiempo profundidad obtenida con los sismogramas sintéticos se continuó con la elaboración del modelo de velocidades y posteriormente el modelo estructural en profundidad el cual fue validado con la colocación de 2 pozos que no fueron utilizados durante el análisis de velocidades. El error calculado para la validación del modelo estructural fue menor a la resolución vertical lo que demuestra que el modelo fue exitoso. Finalmente se convirtieron a profundidad los topes y bases de los valles interpretados, obteniéndose los espesores de cada valle, para luego cartografiarlos en términos de profundidad.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos:	2
1.2 Justificación.....	2
1.3 Ubicación del área de estudio	3
CAPÍTULO II	4
MARCO GEOLÓGICO.....	4
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	4
2.2 Evolución de la Cuenca Oriental.....	5
2.2.1 Fase Prerift (Paleozoico).....	5
2.2.2 Fase rift (Jurásico - Cretácico Temprano).....	6
2.2.3 Fase de margen pasivo (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano al Eoceno).....	7
2.2.4 Rasgos generales de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	7
2.3 Estratigrafía regional.....	8

	Página
2.3.1 Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico).....	8
2.4 Paleozoico	9
2.4.1 Formación Hato Viejo (Cámbrico temprano)	9
2.4.2 Formación Carrizal (Cambriano temprano).....	9
2.5 Jurásico.....	9
2.5.1 Formación Ipire (Jurásico medio-tardío)	9
2.5.2 Cretácico (Grupo Temblador).....	10
2.5.3 Formación Canoa (Cretácico Medio).....	10
2.5.4 Formación Tigre (Cretácico Superior).....	10
2.6 Terciario	11
2.6.1 Formación La Pascua (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior)	11
2.6.2 Formación Roblecito (Oligoceno).....	11
2.6.3 Formación Chaguaramas (Oligoceno tardío – Mioceno temprano).....	11
CAPÍTULO III.....	14
MARCO TEÓRICO.....	14
3.1 Calibración sísmica pozo.	14
3.1.1 Sismogramas sintéticos	14
3.1.2 Tiro de verificación	15
3.1.3 Ondícula	16
3.1.4 Impedancia acústica	17
3.1.5 Coeficiente de reflexión	17
3.1.6 Resolución.....	17

	Página
3.1.7 Registro sónico.....	19
3.1.8 Registro de densidad	19
3.2 Modelo de velocidades.....	20
3.2.1 Velocidad interválica	20
3.2.2 Velocidad promedio	20
3.2.3 Velocidad RMS (Root Mean Square):	20
3.3 Estratigrafía secuencial	21
3.3.1 Sistemas encadenados	22
3.3.2 Sistemas encadenados de bajo nivel	22
3.3.3 Límites de secuencias.....	23
3.3.4 Sistema encadenado transgresivo.....	23
3.3.5 Superficies de máxima inundación	23
3.3.6 Sistema encadenado de alto nivel	24
3.3.8 Valle	24
3.3.9 Canal	25
3.4 Terminaciones	27
3.4.1 Onlap	28
3.4.2 Downlap	28
3.4.3 Offlap	28
3.4.4 Toplap	29
3.4.5 Truncación.....	29
3.4.6 Discordancia.....	29

	Página
3.4.7 Basalap	29
CAPÍTULO IV	30
METODOLOGÍA	30
4.1 Base de datos.....	31
4.2 Interpretación sísmica	32
4.2.1 Interpretación de terminaciones sísmicas.....	32
4.3 Elaboración de sismogramas sintéticos.....	35
4.3.1 Evaluación de la curva tiempo-profundidad (TZ).....	37
4.3.2 Carga del registro de pozo, aplicado del TVS y obtención de serie de reflectividad.....	38
4.3.3 Obtención de la ondicula.....	39
4.3.4 Calculo de resolución vertical	42
4.4 Generación del modelo de velocidades.....	43
4.5 Comprobación de modelo de velocidades.....	50
4.6 Generación de mapas estructurales en términos de espesores y profundidad... 51	
CAPÍTULO V	52
ANALISIS DE RESULTADOS	52
5.1 Sismograma sintético	52
5.2 Interpretación sísmica	55
5.3 validación del modelo	69
CAPÍTULO VI.....	71
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71

	Página
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	73
ANEXOS	77

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Mapa de ubicación de área de estudio	3
Figura 2. 1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	4
Figura 2.2 Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el norte de Sudamérica, con rocas paleozoicas.....	6
Figura 2.3 Distribución de las facies sedimentarias dominantes al norte del Cratón de Guayana durante el Cretácico Temprano.....	7
Figura 2. 4 Sección esquemática estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	8
Figura 2. 5 Columna estratigráfica de área Boyacá.	13
Figura 3. 1 Sismograma sintético a partir del modelo convolucional.....	15
Figura 3. 2 Toma de registro de tiro de verificación.....	16
Figura 3. 3 Conjunto de ondículas para observar el efecto de la resolución vertical.	18
Figura 3. 4 Esquema de sistema encadenado de bajo nivel	22
Figura 3. 5 Esquema de sistema encadenado transgresivo	23
Figura 3. 6 Esquema de sistema encadenado de alto nivel	24
Figura 3. 7 Canales amalgamados, formando valles.....	27
Figura 3. 8 Patrones de reflexión	28
Figura 4. 1 Diagrama de flujo.....	30

	Página
Figura 4. 2 Mapa base de área de estudio	31
Figura 4. 3 Sección sísmica BOYA-03 S-N	33
Figura 4. 4 Sección sísmica BOYA-10 E-W, BOYA-05 N-S y BOYA-08 E-W.....	34
Figura 4. 5 Polígono con dirección y forma del valle.....	35
Figura 4. 6 Sismograma sintético del pozo BYK-7-27).....	36
Figura 4. 7 Metodología de elaboración de los sismogramas sintéticos.	37
Figura 4. 8 Evaluación de las curvas tiempo-profundidad.....	38
Figura 4. 9 Ventana de extracción de ondulica	39
Figura 4. 10 Parámetros de ondulica teórica trapezoidal.	40
Figura 4. 11 Comparación de ondulicas.....	40
Figura 4. 12 Sismograma sintético pozo BYK-7-25.....	42
Figura 4. 13 T-Z generadas por sismogramas sintéticos.....	45
Figura 4. 14 Ecuación de 2° y valor de R^2 de las todas las curvas T-Z utilizadas para el modelo.....	46
Figura 4. 15 Modelo estructural en tiempo del área de estudio	47
Figura 4. 16 Modelo estructural en tiempo del área de estudio visto desde el oeste, .	48
Figura 4. 17 Modelo estructural en tiempo del área de estudio vista noroeste.	48

	Página
Figura 4. 18 Modelo en profundidad del área de estudio visto desde el oeste.....	49
Figura 4. 19 Sección estructural con orientación sur norte, en rojo se señalan los pozos utilizados.....	50
Figura 4. 20 Modelo en profundidad de valles en el área de estudio visto desde el norte.	51
Figura 5. 1 Sismograma sintético de pozo BYK-7-26.....	54
Figura 5. 2 Sismograma sintético pozo, BYK-7-25.....	55
Figura 5. 3 Cartografiado valle 8.	57
Figura 5. 4 Valle 8.....	58
Figura 5. 5 Zigzag entre Seccione sísmicas BOYA-14 oeste este, BOYA-05 norte sur, y BOYA-12 oeste este, donde el valle 8 fue interpretado.....	59
Figura 5. 6 Cartografiado Valle 7	60
Figura 5. 7 Valle 7.....	61
Figura 5. 8 Valle 7.....	62
Figura 5. 9 Cartografiado del valle 6	64
Figura 5. 10 Sección estratigráfica estructural con espesores de ANP.....	64
Figura 5. 11 Sección sísmica BOYA-04 oeste este.....	66
Figura 5. 12 Sección sísmica BOYA-06 oeste este.....	67
Figura 5. 13 Sección sísmica BOYA-03 norte sur.....	68

	Página
Figura 5. 14 Valle 1 Cartografiado en profundidad y espesor	69
Figura 5. 15 Superficie precretácica y pozos de prueba, para validar modelo.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1 Porcentajes de correlación de los sismogramas sintéticos	53
Tabla 2 Calculo del error para validar modelo de velocidades	70

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La faja Petrolífera del Orinoco (FPO) ocupa el primer lugar con un 30% de los recursos mundiales de crudo pesado, dicho reservorio es el más grande del mundo con 235.000 millones de barriles de crudo pesado y extra pesado (cuantificada y certificadas), teniendo el potencial para aumentar la producción petrolera del país de su nivel actual a más de 4 millones de barriles por día en el año 2015 a más de 6 millones de barriles por día para el 2021 (Rizzo, 2010).

En el año 2005, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) por medio de la Corporación Venezolana de petróleo (CVP) dio inicio al proyecto de cuantificación y certificación de las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa una de las reservas de hidrocarburos más grandes e importantes con las que cuenta nuestro país hoy en día. Los hidrocarburos presentes en esta zona son calificados como pesados y extra pesados con el avance tecnológico que se dispone actualmente es posible disminuir su gravedad API y convertirlo en mediano, a su vez aumentar su valor económico y su potencial de explotación, Para favorecer la rentabilidad en la explotación de este tipo de hidrocarburo es necesario obtener la interpretación de los arreglos de los cuerpos estratigráficos en la secuencia terciaria. En el trabajo se propone la interpretación de 20 secciones sísmicas correspondientes a 800 km de sísmica 2D las cuales abarcan una extensión de 3.000 km² aproximadamente distribuidos en seis (6) bloques, determinando los arreglos geométricos de los cuerpos estratigráficos presentes en la secuencia terciaria de las líneas sísmicas, con el fin de cartografiar los cuerpos estratigráficos principales dentro de la secuencia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar una interpretación de la geometría de los cuerpos estratigráficos presentes dentro de la secuencia terciaria en la zona oeste del campo Boyacá, faja Petrolífera del Orinoco usando sísmica 2D.

1.2.2 Objetivos específicos:

1. Realizar el control de calidad de los datos sísmicos
2. Calibrar las secciones sísmicas con datos de pozos
3. Validar modelo de velocidades existente en la zona
4. Interpretar los arreglos geométricos de cuerpos estratigráficos
5. Cartografiar los cuerpos estratigráficos principales dentro de las secuencias geológicas.

1.2 Justificación

Para satisfacer la demanda mundial del crudo los países exportadores de petróleo se han visto en la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías que ayuden a mantener producción del crudo. En estas condiciones las empresas productoras de petróleo se han dedicado a estudiar más detalladamente las informaciones de campañas exploratorias anteriores y así planificar nuevas campañas exploratorias y conseguir nuevos recursos.

Con la elaboración de este trabajo especial de grado se contribuye a disminuir la incertidumbre asociada en la localización de yacimientos al oeste de campo Boyacá y aportar una serie de información que servirá para futuras investigaciones.

1.3 Ubicación del área de estudio

La zona de estudio se encuentra al oeste de la faja Petrolífera del Orinoco, la cual está delimitada por el Bloque Norte del Campo Boyacá, al oeste por el Parque Nacional Aguaro Guariquito, y al este por el Bloque Junín (figura 1.1)

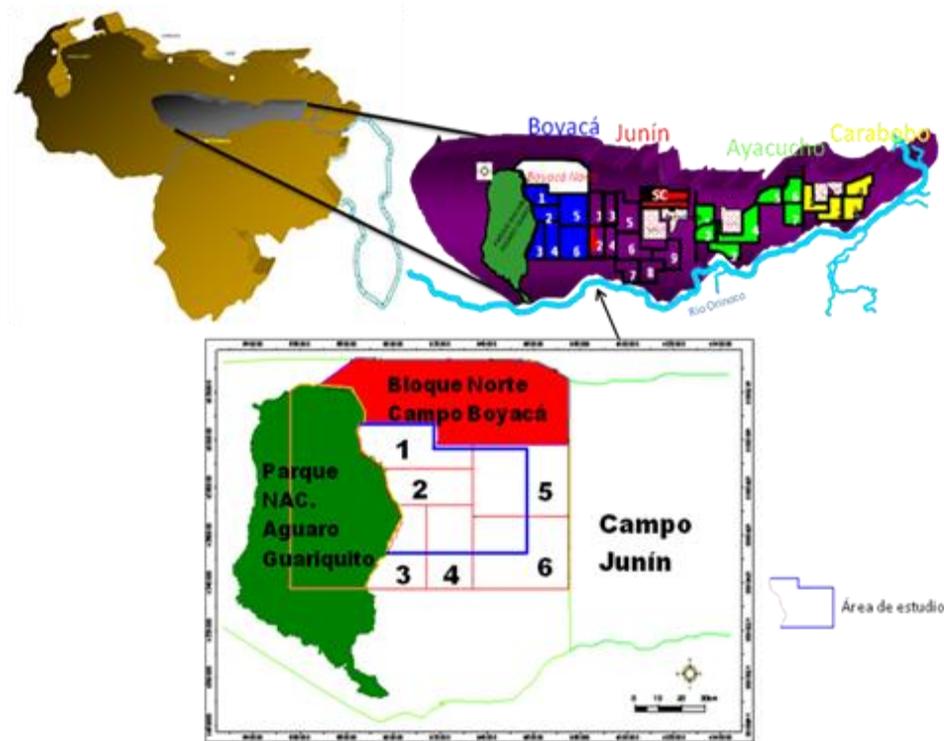


Figura 1.1 Mapa de ubicación de área de estudio

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La cuenca Oriental es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela después de la cuenca del Maracaibo. La depresión topográfica y estructural que forma la cuenca Oriental de Venezuela tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido este-oeste, una anchura promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 160.000 km² que cubre los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor del Estado Sucre y se prolonga por el golfo de Paria hasta Trinidad, (PDVSA, 2010).

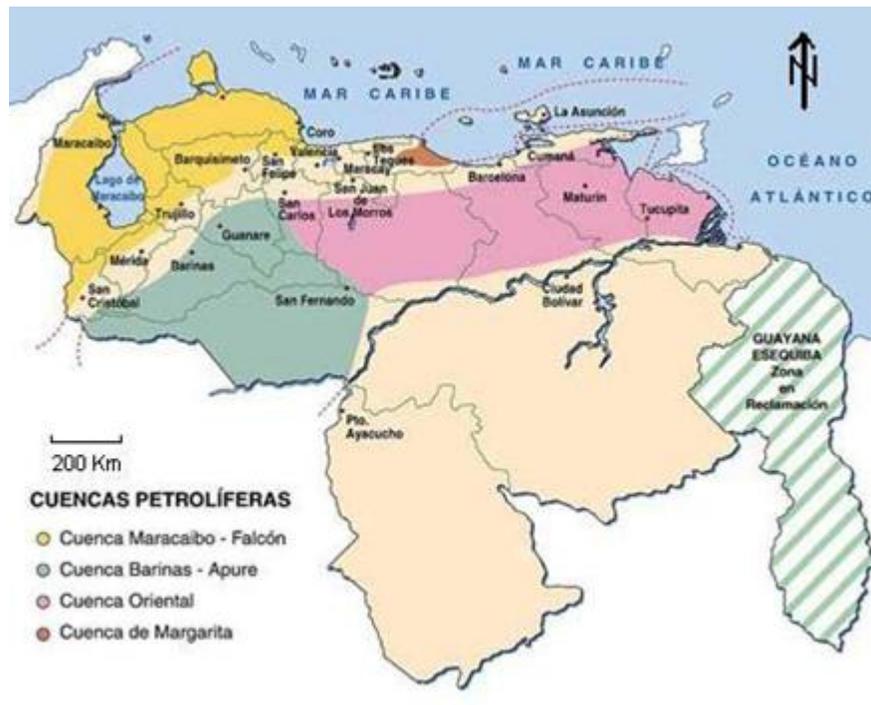


Figura 2. 1 Cuenca Oriental de Venezuela (modificado de Hilla y Naval, 2005).

2.2 Evolución de la Cuenca Oriental

Según Parnaud et al. (1995), y Erlich y Barrett (1992), la evolución geodinámica y tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela viene dada por varias etapas las cuales se nombran a continuación:

1. Prerift (Paleozoico)
2. Rift y drift durante el Jurásico y Cretácico Temprano.
3. Margen pasivo desde el Jurásico Tardío - Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
4. Sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo que se ha ido extendiendo desde el Eoceno Medio (oeste) hasta el Oligoceno medio (este).

2.2.1 Fase Prerift (Paleozoico).

Según Talwani (2002), esta megasecuencia tuvo lugar en el Paleozoico y está asociada a las formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Los depósitos del Paleozoico presentes en esta fase han sido identificados en las bases de los registros sísmicos, donde se observa que los sedimentos de las Formaciones Hato Viejo y Carrizal son de un espesor muy delgado.

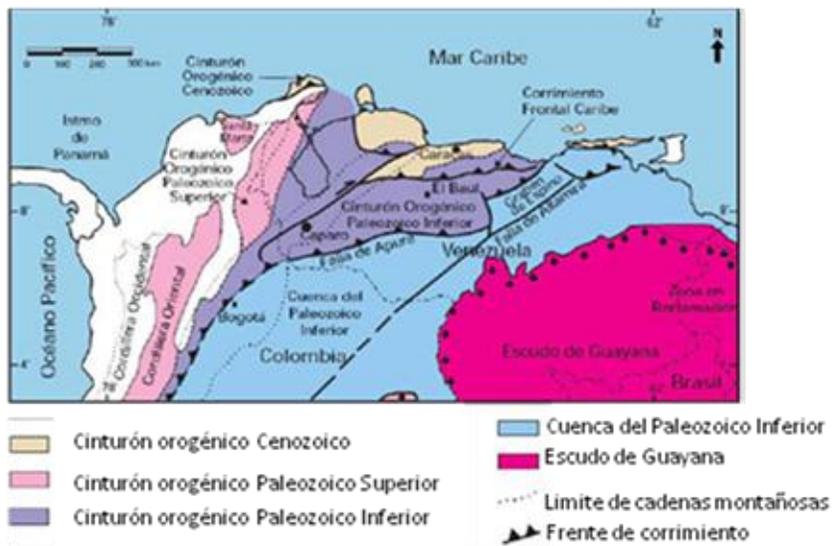


Figura 2.2 Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el norte de Sudamérica, con rocas paleozoicas (tomado de Schlumberger, 1997).

2.2.2 Fase rift (Jurásico - Cretácico Temprano)

Al separarse Norteamérica de Gondwana, se crea un sistema extensional en el margen norte de Suramérica. Este sistema ocurre en el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, y separa Yucatán de la placa Suramericana (Parnaud et al., 1995). La evidencia de este proceso se encuentra en la base de la Cuenca Oriental y está representada por los basaltos y capas rojas de edad Jurásico Medio-Temprano (Formación Ipire), depositadas en el Graben de Espino. Las investigaciones realizadas por Parnaud et al. (1995) y Erlich y Barrett (1992), sugieren que este rift no está asociado a grandes adelgazamientos de la corteza o a grandes subsidencias, más bien la tendencia es a aceptar un sistema de fallas rumbo deslizantes o transformantes como actividad tectónica durante la separación. Hasta los actuales momentos, las evidencias señalan que los sedimentos sin sedimentarios depositados en este periodo son de poca relevancia para la generación y acumulación de hidrocarburos.

2.2.3 Fase de margen pasivo (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano al Eoceno)

Esta se caracteriza por la subsidencia del margen norte de Suramérica, desde el Jurásico Tardío-Cretácico Temprano al Eoceno. En esta etapa se depositan de 3 a 4 km de rocas clásticas marinas, entre las que destacan la Formación Querecual y la Formación San Antonio, las cuales son generadoras de petróleo pesado (Parnaud et al., 1995). Particularmente, en el Área Boyacá este periodo se caracteriza por la depositación del Grupo Temblador (Cretácico) como se observa en la figura 2.3.

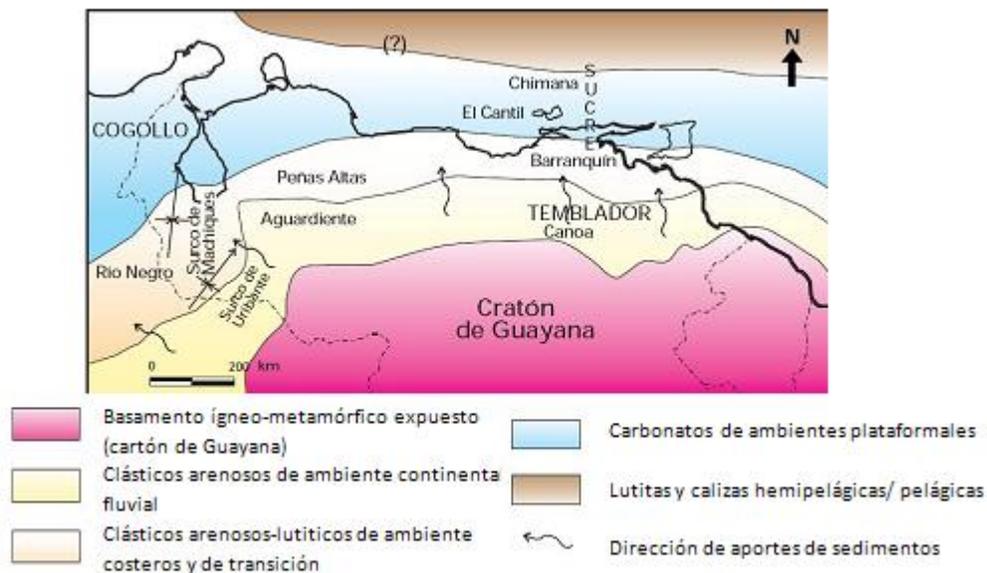


Figura 2.3 Distribución de las facies sedimentarias dominantes al norte del Cratón de Guayana durante el Cretácico Temprano (tomado de Schlumberger, 1997).

2.2.4 Rasgos generales de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La faja petrolífera del Orinoco está situada en el borde meridional de la cuenca Oriental de Venezuela, y se extiende desde las cercanías de la ciudad de Tucupita, Edo. Delta Amacuro, hasta inmediaciones de la ciudad de Calabozo en el Estado Guárico y la misma abarca un área aproximada de 55.300 km². Según Talwani (2002), la estructura de la faja se describe como un homoclinal suave, con buzamientos 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 2.4, puede observarse una sección esquemática estructural de la faja.

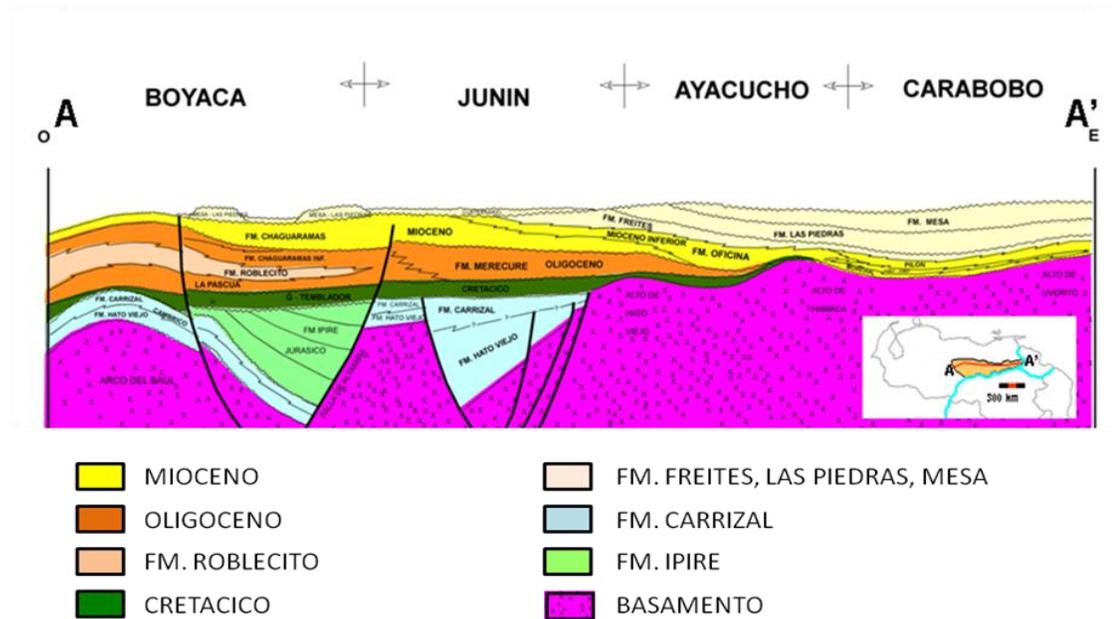


Figura 2. 4 Sección esquemática estructural de la faja petrolífera del Orinoco (tomado de PDVSA, 2010).

2.3 Estratigrafía regional

2.3.1 Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)

El basamento en el área está compuesto por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos, de origen ígneo-metamórfico formando parte del complejo de Imataca de edad Precámbrica. Se caracteriza por presentar un relieve accidentado y fallado, lo que ocasiona desajustes en la compactación de los sedimentos reflejándose como altos y bajos estructurales en los diferentes mapas (PDVSA, 1983).

2.4 Paleozoico

2.4.1 Formación Hato Viejo (Cambriano temprano)

La localidad tipo está determinada en el pozo Hato Viejo, a 50 km del sur de Pariaguán, publicado originalmente por Hedberg (1947).

La unidad está conformada esencialmente por arenisca de grano fino a grueso de colores gris rosado a gris oscuro, ligeramente calcáreas y en algunas partes micáceas. Localmente contiene conglomerados y presenta vetas de calcitas en las fracturas. Las areniscas presentan características cuarcíticas y otras feldespáticas.

2.4.2 Formación Carrizal (Cambriano temprano)

Está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente rojizas. Contienen algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente se encuentran fuertemente bioturbadas. Mineralógicamente, la unidad se caracteriza por la presencia de granate, biotita, feldespatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes. Las estructuras sedimentarias sugieren, que estas litologías fueron depositadas bajo condiciones de ambiente marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea.

2.5 Jurásico

2.5.1 Formación Ipire (Jurásico medio-tardío)

Anteriormente conocida como Formación Espino, nombre que se aplicó informalmente a una sección en la zona centro – noreste del Área Boyacá, cuya distribución conocida se restringe al subsuelo del graben de Espino, aunque al noroeste de la falla Sabán se encuentra una sección delgada que puede ser la Formación Ipire bien preservada.

Consiste en una sección gruesa de areniscas macizas, cuarzosas, de color gris claro a blanquizco, friables con tamaño y forma de los granos muy variable, cementados principalmente por caolín (PDVSA, 1983).

2.5.2 Cretácico (Grupo Temblador)

El Grupo Temblador (referenciado originalmente por H. D. Hedberg, 1947) representa toda la sedimentación cretácica conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, que descansa discordantemente sobre el flanco norte del Escudo de Guayana.

Este grupo presenta arenas arcillosas lenticulares y se subdivide al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro en dos formaciones denominadas de más antigua a más joven Formación Canoa, de ambiente continental y Formación Tigre de ambiente marino (González de Juana, et al 1980).

2.5.3 Formación Canoa (Cretácico Medio)

De edad Aptiense – Albiense, esta formación consta principalmente de arenas fluviales masivas, no consolidadas, de colores claros y con granos de cuarzo de tamaño variable, intercaladas con capas finas de lutitas. La presencia de conglomerados y la abundancia de restos vegetales, sugiere su depositación en ambientes continentales asociados con corrientes fluviales que desarrollan meandros a corrientes que forman canales entrelazados (PDVSA, 2006).

2.5.4 Formación Tigre (Cretácico Superior)

La Formación Tigre ha sido dividida en tres miembros debido a la presencia en forma persistente en la región de Guárico de un nivel de calizas, los cuales de base a tope son:

Miembro La Cruz de carácter transgresivo, caracterizado por areniscas caoliníficas intercaladas con lutitas, cuyo límite superior es concordante con las calizas que

caracterizan el Miembro Infante, las cuales se presentan localmente glauconíticas. Sobre las calizas se encuentra en contacto concordante el Miembro Guavinita caracterizado por un intervalo basal lutítico seguido de intercalaciones de areniscas, lutitas, margas, calizas delgadas y ftanitas negras (PDVSA, 1983).

2.6 Terciario

2.6.1 Formación La Pascua (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior)

Consiste en una secuencia de areniscas de color gris claro a marrón, dura, firme, de grano fino a medio, subredondeado a subangular, regularmente escogido. Localmente es calcárea, intercalada con capas finas de lutitas gris a gris oscuro, firmes, fosilíferas, sub-astillosas, ocasionalmente cambian de color a marrón claro, limolítica, carbonácea, ligeramente calcárea, con capas finas de carbón (PDVSA, 1983).

2.6.2 Formación Roblecito (Oligoceno)

Las arenas inferiores de esta formación son de color gris medio a claro, de grano medio, bien escogidas, subredondeadas, sin brillo, ligeramente calcáreas, con pirita, restos de fósiles y capas finas de carbón; están intercaladas con arcillas de color gris a gris verdoso, muy suaves, blandas, no calcáreas; ocasionalmente estas arcillas están moteadas (PDVSA, 1983).

Las lutitas son de color gris claro a gris oscuro, en algunos casos blancas a marrón claro, firmes, duras, sub-astillosas, ocasionalmente blandas, solubles, limosas, calcáreas, carbonáceas, piríticas (PDVSA, 1983).

2.6.3 Formación Chaguaramas (Oligoceno tardío – Mioceno temprano)

La secuencia se compone de areniscas arcillosas intercaladas con arcillas. Esta formación es esencialmente de ambiente fluvial y lacustre, llegando al ambiente nerítico (PDVSA, 1983).

Las arenas basales de la Formación Chaguaramas son de color gris-verde, blanco-azul, de grano fino a medio, gradando a gruesos en la base de las arenas, principalmente subredondeadas, regularmente escogidas, calcáreas en parte, piríticas, arcillosas, friables, intercaladas con capas finas de lutita y arcillita gris medio, blanda, con capas finas de carbón. Localmente la lutita es calcárea y micácea.

La parte superior de la Formación Chaguaramas consiste de una sección gruesa de areniscas intercaladas con capas de lutitas, arcillas, carbones y limolitas. Algunas areniscas gradan a conglomerados. La formación se depositó esencialmente en un ambiente continental, fluvial y lacustre con desarrollo de llanuras de inundación a influencia de deltas al sur-sureste.

Las areniscas son por lo general de colores claros, de blanco a gris verdoso y tamaño de grano muy variable. Existen capas de areniscas bien escogidas, de grano fino. Las arcillas son multicolores, blandas, suaves, pastosas, piríticas, no calcáreas, gradando a limolitas de colores similares.

Las limolitas son compactas, duras y laminadas, varían de no calcáreas hasta ligeramente calcáreas, con trazas de pirita, mica y restos de plantas. En la parte superior de la Formación Chaguaramas, algunas limolitas contienen glauconita (PDVSA, 1983). Columna estratigráfica (figura 2.5).

ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

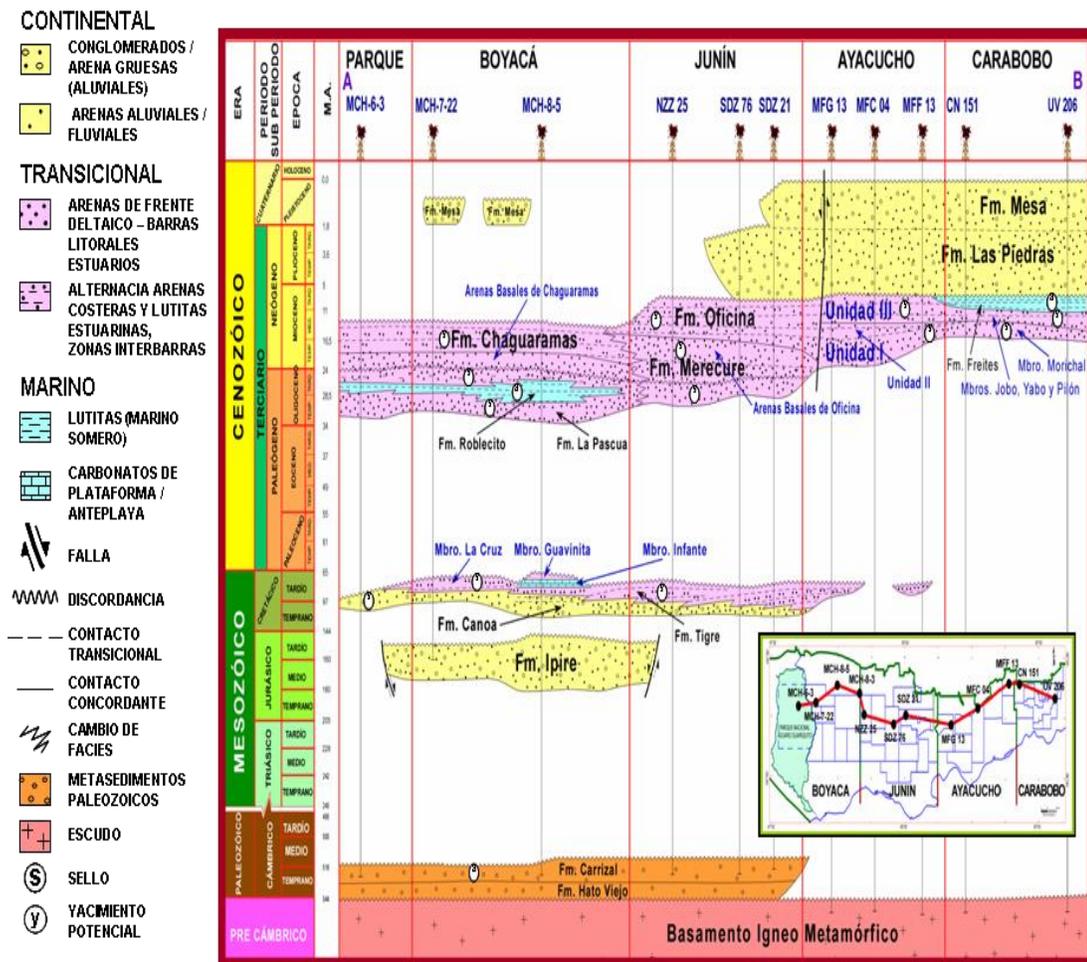


Figura 2. 5 Columna estratigráfica de área Boyacá (tomado y modificado de PDVSA 2010).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

La interpretación sísmica es una fase clave dentro de las campañas de exploración y con la misma se busca sacar la mayor cantidad de los datos, definiendo estilos estructurales por medio del estudio de la geometría de los reflectores de las secciones sísmicas (Liner, 2004).

3.1 Calibración sísmica pozo.

3.1.1 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 grabados en el mismo, (Liner, 2004). La traza obtenida es el sismograma sintético que se quiere generar. Las condiciones que se deben tomar son las siguientes:

1. La fuente y el receptor coinciden con la localización del pozo.
2. El buzamiento geológico es 0 (cero).
3. El hoyo del pozo es vertical.
4. Las lectura de velocidad, densidad y profundidad en los registros son precisas
5. El campo de la velocidad solo varía con la profundidad.

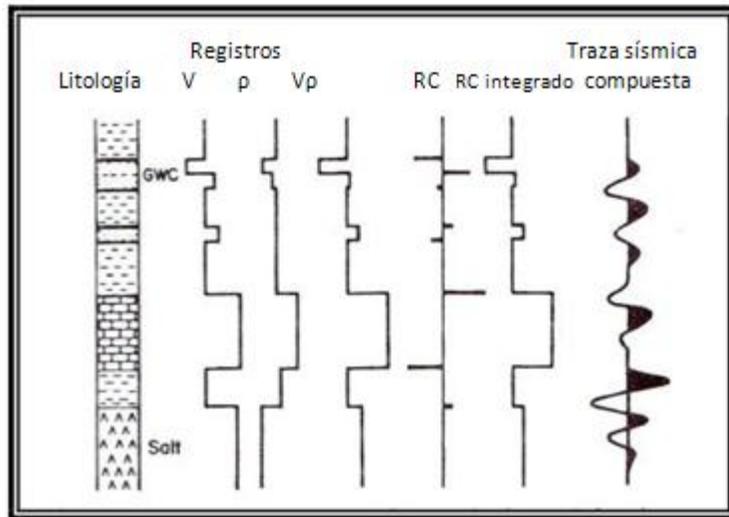


Figura 3. 1 Sismograma sintético a partir del modelo convolucional. (Modificado de Tearpock and bischke, 1991)

3.1.2 Tiro de verificación

Es un tipo de registro que se utiliza para la medición del tiempo de viaje de las ondas sísmicas desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de las ondas P de las formaciones encontradas en el pozo puede ser medida directamente bajando un geófono hasta cada formación de interés generando un pulso de energía en la superficie y grabando la señal resultante de la misma (Sheriff, 2002). Con los datos obtenidos se puede construir una curva T-Z (tiempo profundidad) de cada pozo, los cuales permiten conocer sus respectivos valores de profundidad y tiempos fundamentales para generar modelos de velocidad y para la migración de sísmica de tiempo a profundidad. En la figura 2 se puede observar el esquema para la toma de dicho registro.

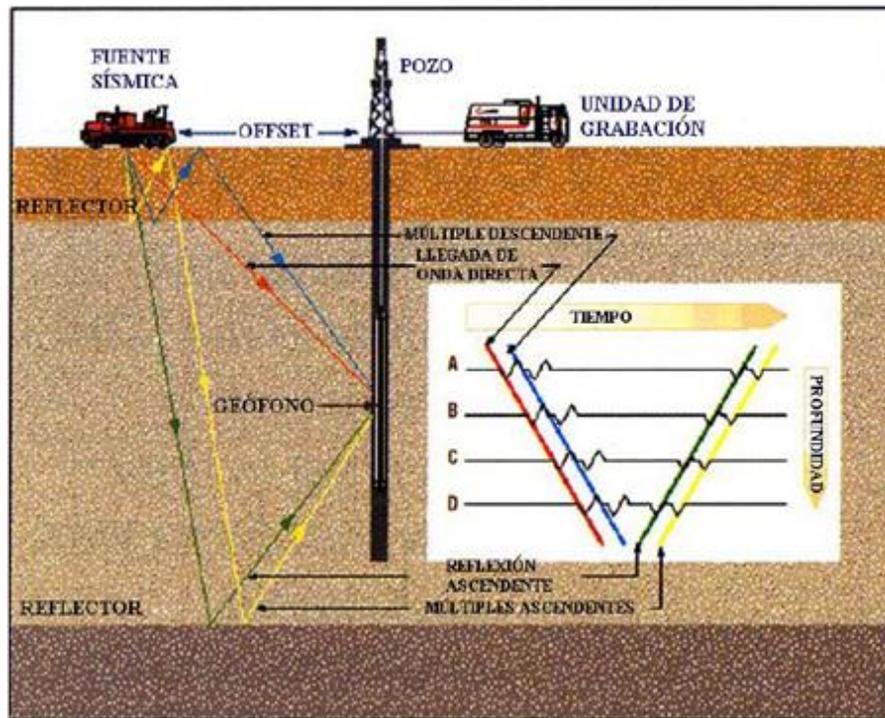


Figura 3. 2 Toma de registro de tiro de verificación (tomado de Hilla y Naval, 2005)

3.1.3 Ondícula

Se define como un pulso sísmico que consiste usualmente en pocos ciclos. Matemáticamente una ondícula se puede describir como la suma de varias funciones coseno. En la construcción de sismogramas sintéticos la selección de la ondícula adecuada representa un paso importante ya que esta afectara directamente la calidad del ajuste de las secciones sísmica con los datos de pozo (Sheriff, 2002).

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

1. Son simétricas por lo que se obtiene una resolución vertical óptima.
2. Son bastante agudas (semejantes a un pulso) debido a que los lóbulos laterales han sido minimizados.
3. 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, que varía entre diferentes capas de rocas, comúnmente simbolizada por Z , la diferencia de impedancia acústica entre las capas de roca afecta el coeficiente de reflexión.

$$Z = \rho \cdot v$$

Z = impedancia acústica

ρ = densidad del medio

v = velocidad del medio

3.1.5 Coeficiente de reflexión

El coeficiente de reflexión describe la amplitud (o la intensidad) de una onda reflejada respecto a la onda incidente. Y viene dada por la expresión.

$$R_0 = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}$$

Donde I es la impedancia acústica, v_1 la velocidad del medio 1, v_2 la velocidad del medio 2, ρ_1 la densidad del medio 1, ρ_2 la densidad del medio 2, al calcular este coeficiente para todos los cambios de impedancias o interfases se obtiene la serie de reflectividad, lo que representa la ubicación y magnitud de los cambios litológicos en el subsuelo.

3.1.6 Resolución

Liner (2004), separa la resolución vertical de la horizontal, definiendo la resolución vertical como la habilidad de identificar picos individuales en una traza sísmica entre

el tope y la base de una unidad geológica, mientras que la resolución horizontal es la habilidad de de ver eventos en pequeña escala (como canales) en mapas o secciones.

Sheriff (2002) lo define como la separación mínima que permite comprobar que más de una interface está involucrada.

En la figura 3.3, se muestra que en la traza de la izquierda son las reflexiones del tope, las trazas siguiente son las reflexiones de la base y la traza que está del lado derecho es la traza observaría en la sección sísmica migrada. Los coeficientes de reflexión del tope y la base son iguales a 1, ambos con polaridad positiva. Nótese que cuando el espesor es un cuarto de la longitud de onda, la traza resultante muestra dos picos en vez de un pico único que se obtiene para espesores menores, por lo tanto $\lambda/4$ es el límite de resolución vertical para los datos sísmicos.

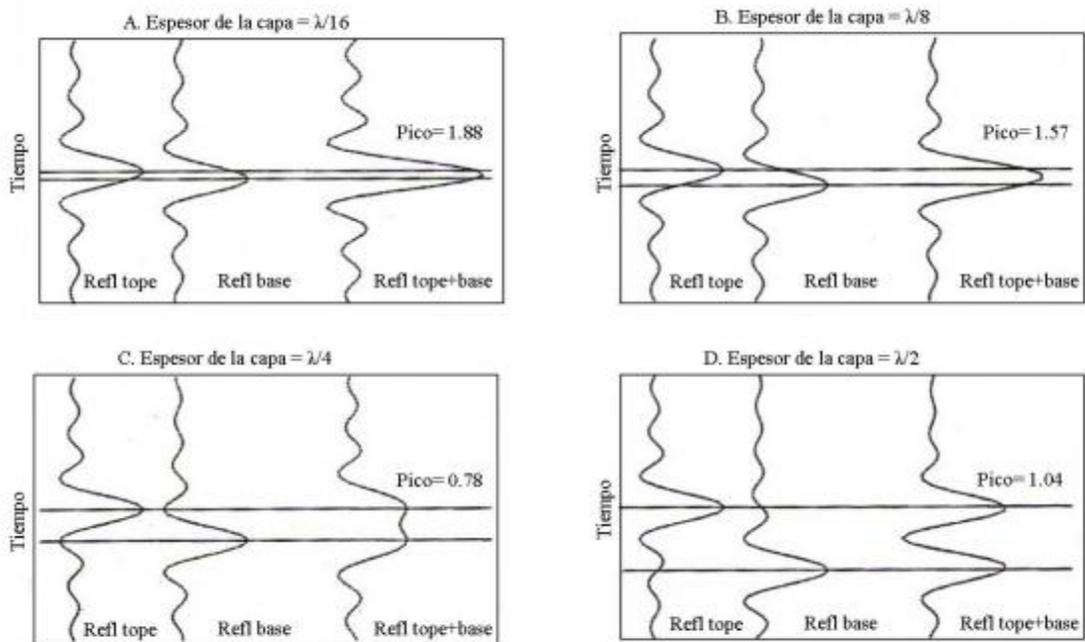


Figura 3. 3 Conjunto de ondículas para observar el efecto de la resolución vertical (modificado de Liner, 2004)

3.1.7 Registro sónico

Es una herramienta de pozo que mide el tiempo de tránsito (lenticidades) 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 sónico, 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 ($\text{electrones}/\text{cm}^3$) de la formación, la cual con frecuencia es muy cercana a su densidad total (g/cm^3) (Rider, 1996). Cabe destacar que el registro obtenido es sensible a las irregularidades geométricas del hoyo, al revoque y a la presencia de carbón.

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de litologías, identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas (en combinación con el registro neutrónico), determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de

petróleo, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas (Rider, 1996).

3.2 Modelo de velocidades

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 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).

3.2.1 Velocidad interválica

Se asocia a la velocidad de propagación promedio dentro de un estrato o formación dada, y es la que muchos intérpretes asocian con la litología. Su medición se realiza por medio del registro sísmico (Regueiro, 2007)

3.2.2 Velocidad promedio

Es la velocidad asociada a más de una formación o litología, y por lo general se refiere al promedio de las velocidades interválicas medido desde la superficie. Este tipo de velocidades se obtienen directamente de los llamados “tiros de verificación” y es la velocidad que se utiliza para llevar los tiempos de reflexión a profundidad (Regueiro, 2007).

3.2.3 Velocidad RMS (Root Mean Square):

Es una velocidad que no mide o no responde a una propiedad física del subsuelo, simplemente es una herramienta matemática que permite calcular la relación de velocidades existente entre una cada de las capas de un modelo geológico de estratos horizontales. En pocas palabras las VRMS son simplemente el promedio ponderado

de las velocidades de cada una de las capas, por ende dicho peso es en función de las velocidades interválicas. (Sheriff, 2002).

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}}$$

Según Carter (1993), las velocidades RMS pueden ser convertidas a velocidades interválicas mediante la ecuación de Dix.

$$V_i = \sqrt{\frac{V_{rms2}^2 t_2 - V_{rms1}^2 t_1}{t_2 - t_1}}$$

Donde los subíndices 1 y 2 se refieren al límite superior e inferior del intervalo respectivamente.

3.3 Estratigrafía secuencial

La estratigrafía secuencial describe la subdivisión e interpretación de registros sedimentarios, utilizando un patrón basado en superficies de erosión y no deposición (límites de secuencia) e inundaciones (superficies transgresivas y/o superficies de máxima inundación) que pueden ser reconocidas en sísmica, datos de pozo y en rocas que afloran. Se supone que estas superficies tienen un significado en el tiempo ya que proveen un patrón temporal para una sucesión sedimentaria (Van Wagoneer et al, 1990).

El análisis de estratigrafía secuencial se basa en la subdivisión de secuencias sedimentarias, en estratos jerarquizados que juntos forman paquetes que se definen y caracterizan por sus bordes y superficies internas. Una secuencia se define como una sucesión de estratos genéticamente relacionados limitados por discordancias o sus superficies correlativas (Mitchum, 1977)

Los límites de las secuencias se asocian a cambios en el nivel del mar y se encuentran comúnmente representados por:

3.3.1 Sistemas encadenados

Son aquellas unidades genéticamente asociadas que fueron depositadas en fases específicas del ciclo relativo del nivel del mar. Se definen sobre la base de “superficies límite”, y su posición dentro de una secuencia más el patrón de apilamiento de las parasecuencias permiten su clasificación (Van Wagoner et al., 1990)

3.3.2 Sistemas encadenados de bajo nivel

Se depositan durante un intervalo de la caída relativa del nivel del mar hasta el quiebre de pendiente de la plataforma-talud y subsiguiente aumento discreto del nivel del mar. Los sedimentos de estos sistemas frecuentemente llenan total o parcialmente valles incisos que tuvieron origen en Sistemas de Alto Nivel y otros depósitos recientes. (Figura 3.4)

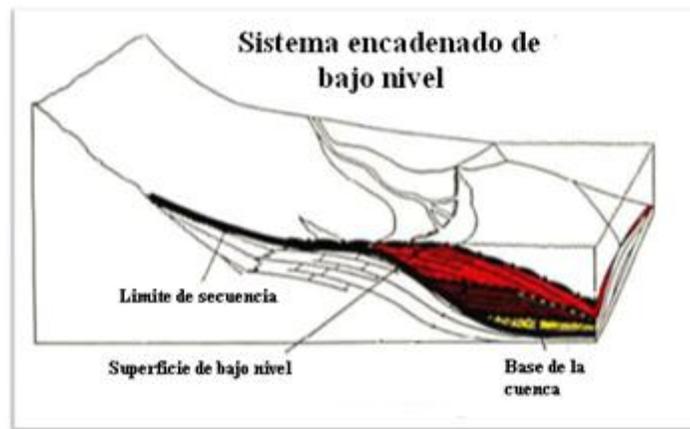


Figura 3. 4 Esquema de sistema encadenado de bajo nivel (tomado y modificado de Vail and Wornardt, 1990)

3.3.3 Límites de secuencias

Las secuencias se encuentran envueltas por límites de secuencia, que se identifican como inconformidades erosionales significativas y sus disconformidades correlativas. Estos bordes son el producto de la baja de los niveles del nivel del mar que origina la erosión del sedimento expuesto.

3.3.4 Sistema encadenado transgresivo

La tasa máxima de incremento del nivel relativo del mar ocurre, algunas veces, dentro del sistema transgresivo, y el fin de los depósitos correspondientes a los sistemas sedimentarios ocurre cuando la tasa de acomodamiento decrece al punto de superficie de máxima inundación (Vail and Wornardt, 1990). (Figura 3.5)

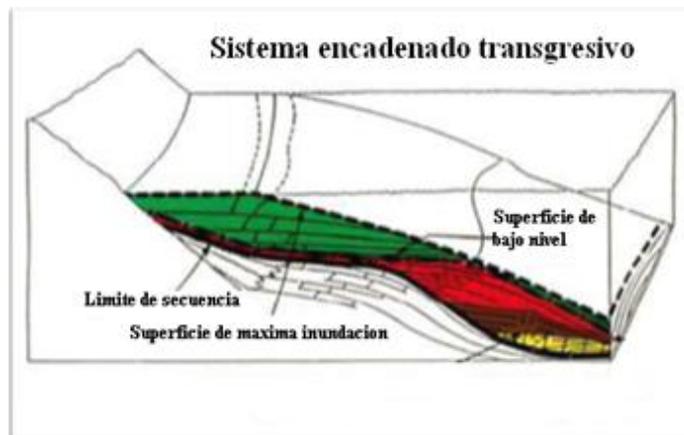


Figura 3. 5 Esquema de sistema encadenado transgresivo (tomado y modificado de Vail and Wornardt, 1990)

3.3.5 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).

3.3.6 Sistema encadenado de alto nivel

Generalmente, los sistemas de alto nivel están compuestos por tres conjuntos sedimentarios de geometrías un tanto diferentes (Vail, 1990). (Figura 3.6)

1. Nivel alto temprano: caracterizado por progradaciones sigmoidales. Se asemeja al del sistema transgresivo.
2. Nivel alto progradante tardío: se caracteriza por progradaciones oblicuas y constituidas por sedimentos deltaicos, de playa o de tormentas.
3. Nivel alto subaéreo tardío: lo caracterizan sedimentos depositados por encima del nivel del mar. Es contemporáneo o sincrónico con el nivel alto progradante tardío.

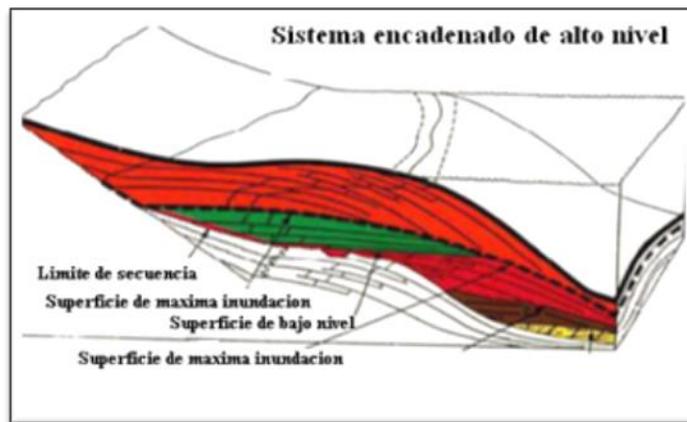


Figura 3. 6 Esquema de sistema encadenado de alto nivel (tomado y modificado de Vail and Wornardt,

3.3.8 Valle

Es cualquier tierra baja limitada por un terreno más alto, especialmente alargado y relativamente deprimido, generalmente ubicado entre dos montañas, colinas o entre

cadenas montañosas. Por lo general es desarrollado por la erosión ríos y puede ser limitado o controlado por fallas. Cuenca hidrográfica. (Wescott, 1997)

3.3.9 Canal

Donde un cuerpo natural de agua superficial fluye o puede fluir, un pasadizo natural o la depresión de grado perceptible que contiene forma continua o periódica de agua corriente, o forma una relación entre dos cuerpos de agua. (Wescott, 1997)

Estas definiciones establecen una jerarquía en el que los ríos o arroyos crean canales y la concurrencia de múltiples canales conforman valles, estos suelen ser rellenados por el material transportado por las corrientes de agua que los forman.

Un valle puede ser considerado como un apilamiento de varios canales con diferentes anchos y profundidades.

Los canales y valles pueden ser controlados por una variedad de factores incluyendo la topografía, el clima, la litología, los sedimentos transportados por las corrientes fluviales, la tectónica y la isostasia. Sin embargo, en general, se puede afirmar que los canales son más estrechos y sinuosos que los valles, y pueden ser generados por corrientes fluviales formando deltas, controlados por olas o mareas y los procesos submarinos. (Wescott, 1997)

En contraste, los valles son más anchos y rectos que los canales, su características geomorfológicas perduran por mucho tiempo, se extienden para distancias mayores que cualquier otro segmento del canal, y se generan por los procesos fluviales. (Wescott, 1997)

Canales y valles tienen distintas características paleogeomorfológicas. Hay diferencias significativas, prácticas entre ellos que se despliegan en búsqueda o explotación de hidrocarburos embebidos en valles profundos. (wescott, 1997)

Los grandes retos exploradores del trabajo incide en tendencias que definen el valle, la búsqueda de las arenas del depósito dentro del valle de relleno complejo y reconociendo la trampa. Las personas involucradas en la explotación de depósitos fluviales son desafiadas con la definición de las particiones dentro del valle. (wescott, 1997)

Las porciones distales de las aguas profundas de los abanicos de turbiditas son a menudo los sitios de la deposición de arenas finas. Posamentier and Kolla (2003) explican cómo baja sinuosidad del canal distribuido forman complejos de láminas lobuladas de 5-10 km de ancho y decenas de kilómetros de largo que se extienden hasta los bordes distal de estos sistemas. Estos se ensanchan frontal o sinuosidad baja, el canal distribuido generalmente son alimentados por canales de alta sinuosidad. Estas laminas como las unidades de arenisca a menudo consisten en poco canalizado y depósitos asociados a desborde de arena rica en donde ya no pueden ser sísmicamente resueltos (Posamentier and Kolla, 2003). Cuando las láminas de turbiditas de aguas profundas se depositan en las cuencas de los confinados pueden variar en la litología y la geometría, lo que refleja que no son axialmente confinados por la cuenca. Sin embargo, tienden a exhibir distintos cambios verticales de facies sugiere que estos flujos se hayan podido acumular en áreas pequeñas. Estas láminas a menudo intercaladas con lutitas lateral continua que separan las arenas. En la figura 3.7 se muestra el modelo estratigráfico de los valles, conformados por un conjunto de canales amalgamados, modelos que se espera encontrar en la zona de estudio.

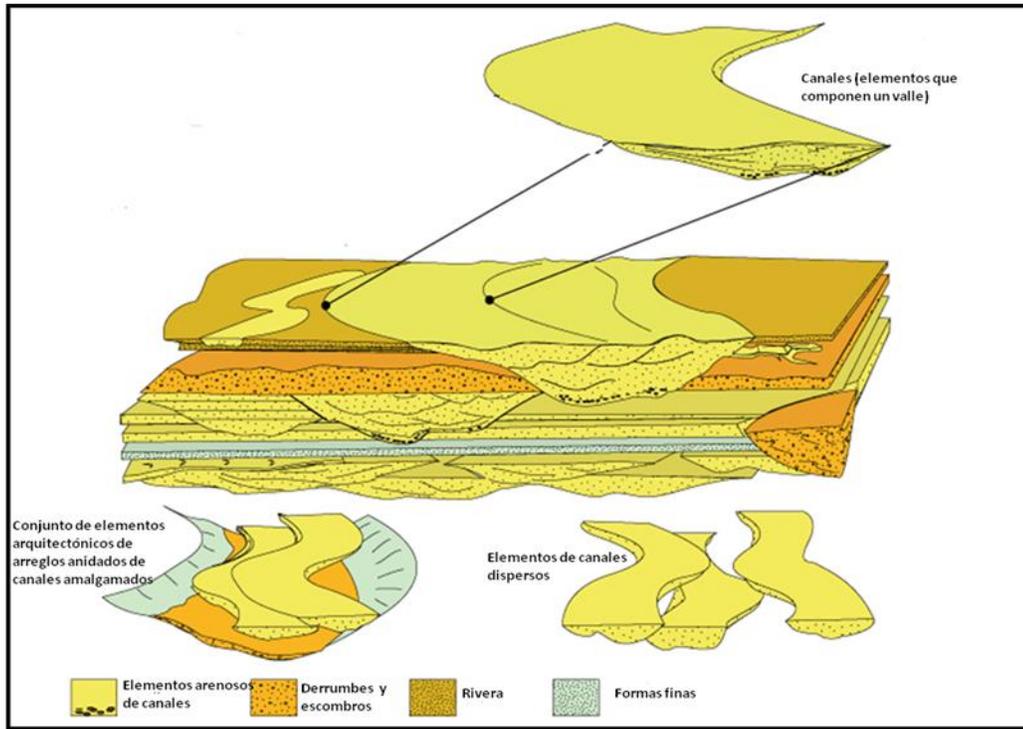


Figura 3.7 Canales amalgamados, formando valles (tomado y modificado de Kendall 2003)

3.4 Terminaciones

Estas terminaciones se utilizan para identificar la ubicación de los sistemas deposicionales encadenados de una o más secuencias. Entre las terminaciones se pueden distinguir los toplap, offlap, onlap, downlap y baselap. (Figura 3.8)

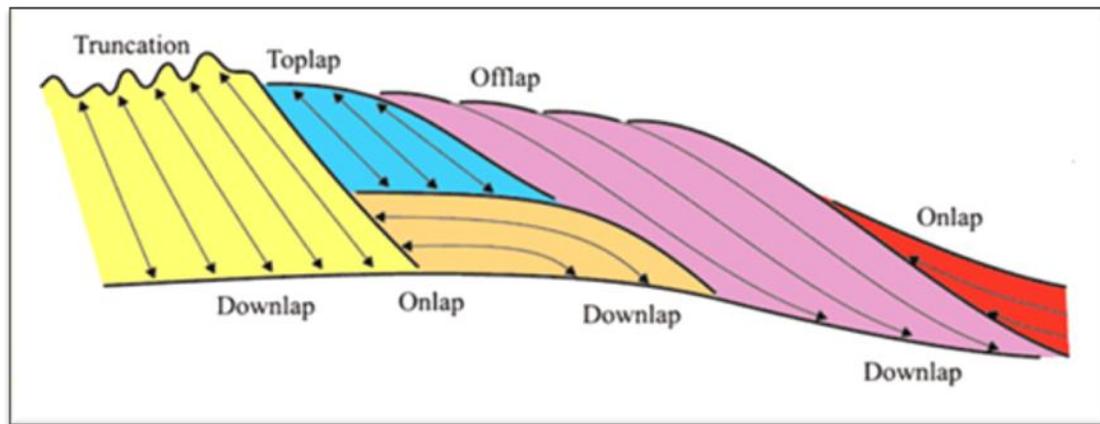


Figura 3. 8 Patrones de reflexión (tomado de Mitchum, 1977)

Los patrones de reflexión que se observan por encima de una discontinuidad son las siguientes:

3.4.1 Onlap

Según Liner (2004), es una relación base discordante, donde inicialmente el estrato horizontal termina progresivamente contra una superficie inclinada inicialmente o en estrato inclinado inicialmente que termina buzando contra una superficie de gran inclinación

3.4.2 Downlap

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

3.4.3 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).

3.4.4 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).

3.4.5 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).

3.4.6 Discordancia

Es una superficie de erosión o de no sedimentación separando estratos jóvenes de estratos más antiguos, donde existen evidencias de una erosión subaerea (y en algunas áreas erosión marina) o exposición subaerea, con un hiato significativo (Liner, 2004).

3.4.7 Baselap

Es cuando el onlap no puede ser distinguido del downlap, estos casos se dan en zonas donde hay una intervención importante de eventos tectónicos que han alterado la deposición original de los estratos en las secuencias Mitchum (1977).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

Desde el inicio de la investigación y durante todo el proceso involucrado en su desarrollo, se realizó constantemente una búsqueda de información relacionada al área de estudio, así como publicaciones, tesis de interpretación sísmica de la zona. De igual manera se consultó una variada bibliografía referente a la geología regional y local, incluyendo los diagnósticos y memorias descriptivas realizados por los grupos de trabajos dentro de la del Área Boyacá.

Para la realización del siguiente trabajo se siguieron los lineamientos propuestos por Liner (2004) y Mitchum (1977), descritos anteriormente en el marco teórico, y se realizó el siguiente diagrama de flujo para explicar más detalladamente todos los pasos que se realizaron para lograr el cartografiado de los cuerpos estratigráficos presentes en la secuencia terciaria. La figura 4.1, muestra los pasos que se siguieron a gran escala.

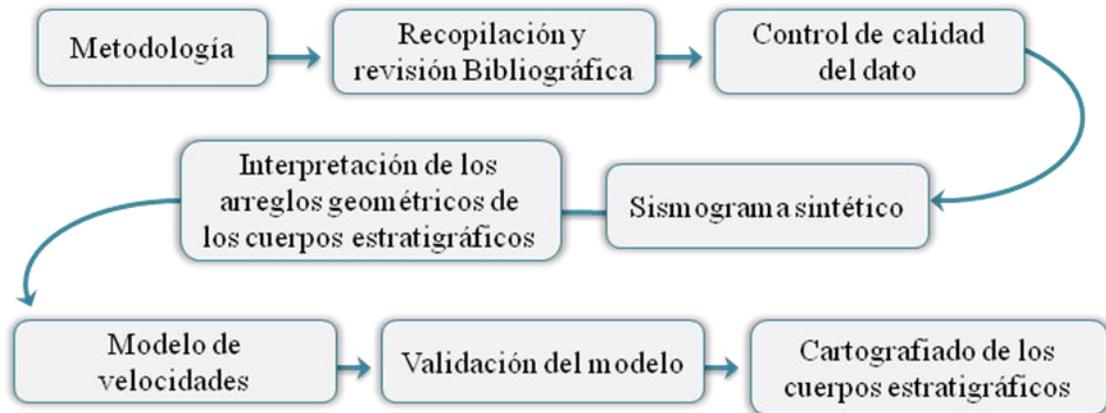


Figura 4. 1 Diagrama de flujo.

4.1 Base de datos

Se utilizaron líneas sísmicas 2D del año 2007. El proyecto está comprendido por un total de 20 líneas sísmicas, 10 líneas con dirección norte-sur y 10 este-oeste. En la figura 4.2, se muestra el mapa base con las líneas 2D.

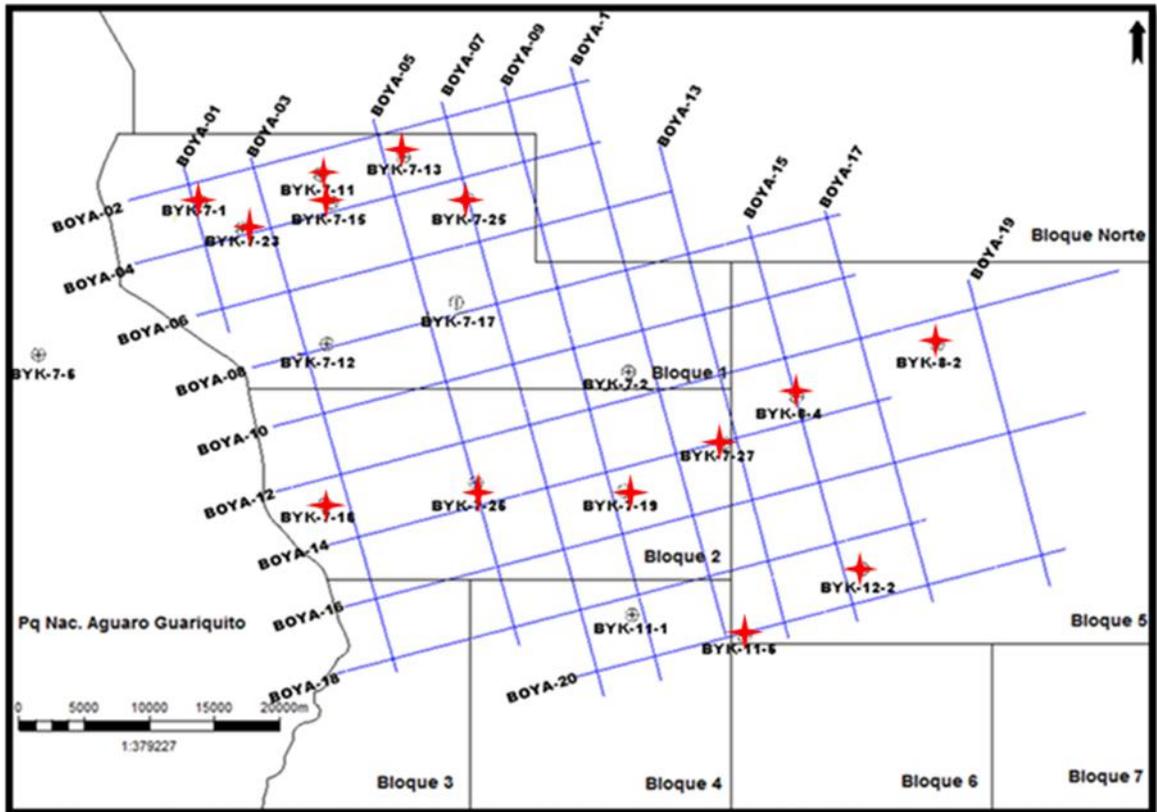


Figura 4. 2 Mapa base de área de estudio

Se realizó un inventario de pozos, determinando los pozos totales, pozos claves y el número de pozos con tiros de verificación sísmica disponible, la lista de pozos fue proporcionado por el Proyecto Magna Reservas CVP-PDVSA. Seguidamente se realizó el inventario de curva para saber con cuales de estos registros se contaban, con registro Sónico (DT), gamma ray (GR), densidad (RHOB), caliper (CAL) y porosidad (DPHI).

Cabe destacar que este punto quizás sea el de mayor importancia en toda la metodología de interpretación ya que de él depende la certeza y la calidad de los resultados finales. Es importante mencionar que todos los pozos utilizados en esta investigación poseen interpretación geológica secuencial en los niveles de interés.

Al finalizar la recopilación de los datos sísmicos seleccionados, se procedió a cargarlos en el software de interpretación sísmica (Openworks), lo que permitió continuar con los siguientes pasos en el proceso de interpretación.

4.2 Interpretación sísmica

Una vez revisado y cargados todos los datos se procedió a realizar la interpretación sísmica, para esto fue necesario configurar las ventanas de interpretación con parámetros en los cuales las secciones sísmicas tuvieran una visualización más clara y detallada, para poder observar las terminaciones sísmicas y geometrías de las estructuras sin mayor dificultad, esto se realizó con la finalidad de obtener los posibles valles presentes en el área de estudio y cartografiarlos en términos de profundidad y espesores

4.2.1 Interpretación de terminaciones sísmicas

Para la interpretación se utilizó la plataforma Openworks a través de la aplicación Seiswork, la cual se configuro a conveniencia para mejor visualización del intérprete, luego se procedió a identificar todas las posibles terminaciones sísmicas presente (downlap, onlap, etc.) las cuales indican cómo fue el sistema de depositación de los sedimentos, seguidamente después de la identificación de las terminaciones presentes se procedió a resolver la geometría de los cuerpos estratigráficos determinando tope y base del valle identificado. En la figura 4.3, se muestra como se identificó dicha geometría.

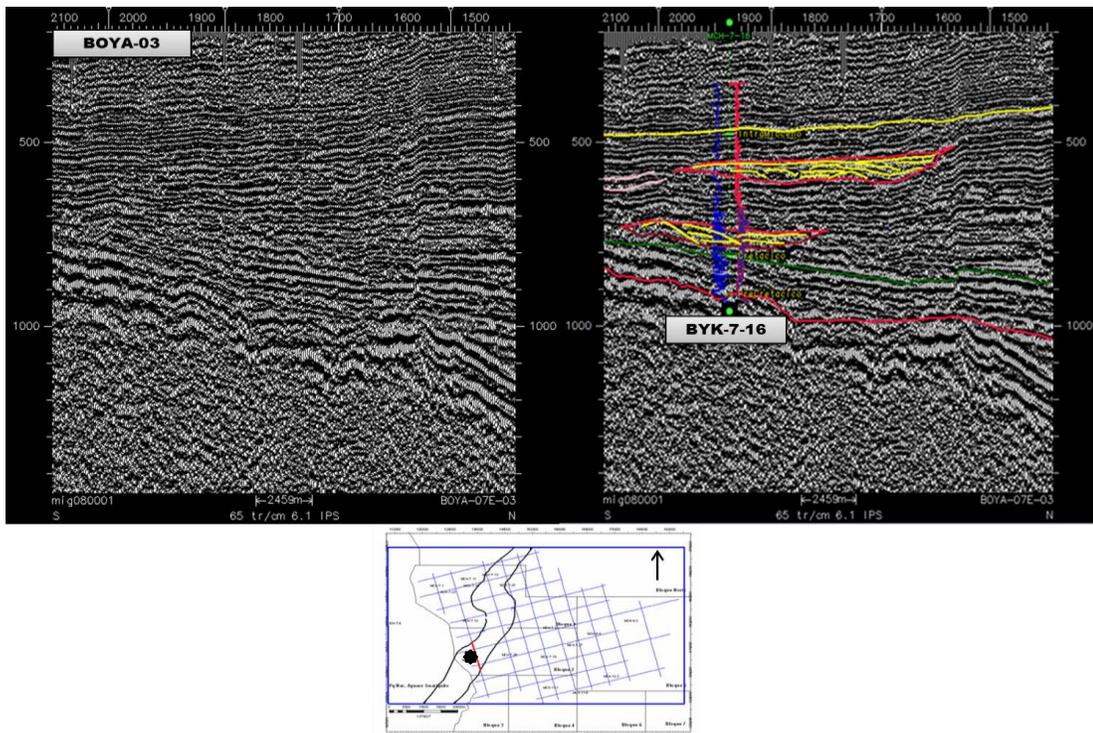


Figura 4. 3 Sección sísmica BOYA-03 S-N (en amarillo se muestran las terminaciones sísmicas y rojo tope y base del valle, registro azul gr, rojo resistividad, punto negro ubicación del pozo).

Una vez identificada la geometría del cuerpo estratigráfico, se desplegó el pozo BYK-7-16, con registros Gr y resistividad para confirmar la presencia barras de arenas, intercaladas con arcillas, el registro de resistividad mostró altos valores en las barras indicando, la posiblemente saturación de petróleo. Luego se procedió a determinar las secciones sísmicas que la interceptaban en sus cuatro direcciones geográficas para identificar su extensión areal, seguidamente se procedió a desplegar las secciones sísmicas que interceptan el valle identificado, en este caso se desplegaron las secciones sísmicas BOYA-10, BOYA-05 y BOYA-08 en zigzag (opción del software para visualizar varias líneas simultáneamente), para examinar geometrías similares y que coincidieran al mismo tiempo, con las geometrías encontradas en la sección sísmica anterior (BOYA-03), para cerciorarse de que estamos tratando con el mismo valle. Una vez ubicado el posible tope y base del valle, se continuó a la elaboración del polígono del valle con su rumbo y extensión areal.

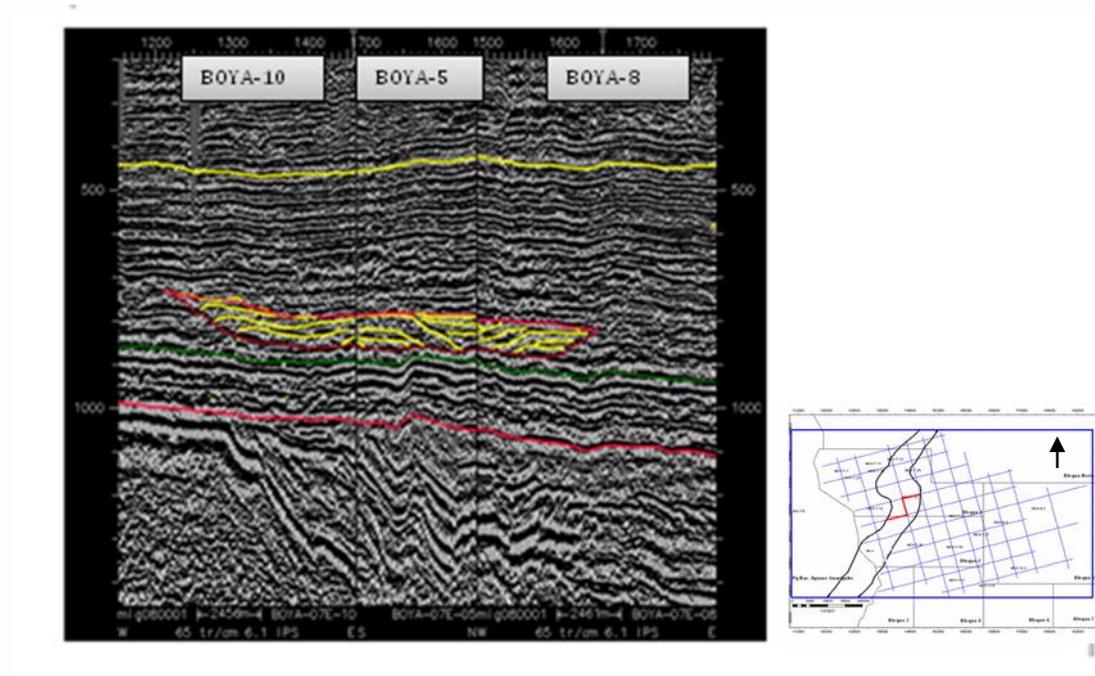


Figura 4. 4 Sección sísmica BOYA-10 E-W, BOYA-05 N-S y BOYA-08 E-W (en rojo tope y base del valle, en amarillo estructura interna del valle).

Seguidamente después de haber completado la geometría interna de cada valle y reconocido la dirección de la estructura identificada, se procedió a construir el polígono con la dirección y forma cada uno de los valles identificado. En la figura 4.6, se muestra la dirección y forma de un valle.

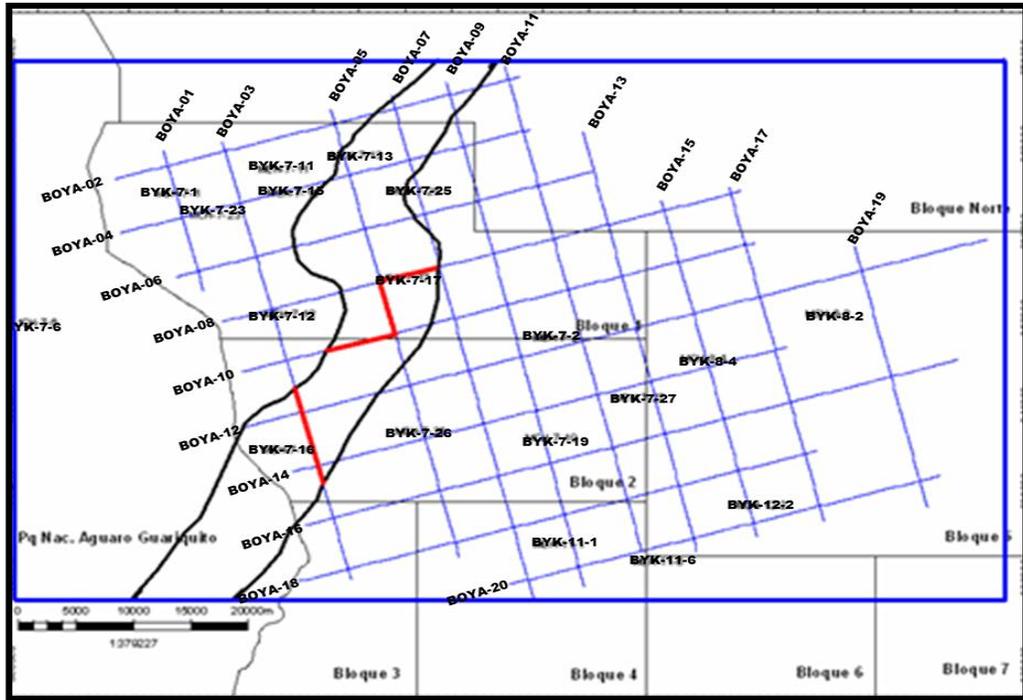


Figura 4. 5 Polígono con dirección y forma del valle, en negro geometría del valle, el recuadro azul es el área de modelo de velocidades, y en rojo de muestran las líneas donde se interpretó figura 4.3 y 4.4

4.3 Elaboración de sismogramas sintéticos

En esta etapa se generaron trazas sintéticas provenientes de la información adquirida de los registros de pozos (dato duro), para ser comparadas con las trazas provenientes de la sísmica. Es necesario que las trazas sintéticas sean lo más similares posible a la sísmica y concuerden con ella para identificar los mejores reflectores que se encuentran relacionados con contrastes importantes de velocidades, los cuales habitualmente pueden estar asociados con distintos topes formacionales de interés.

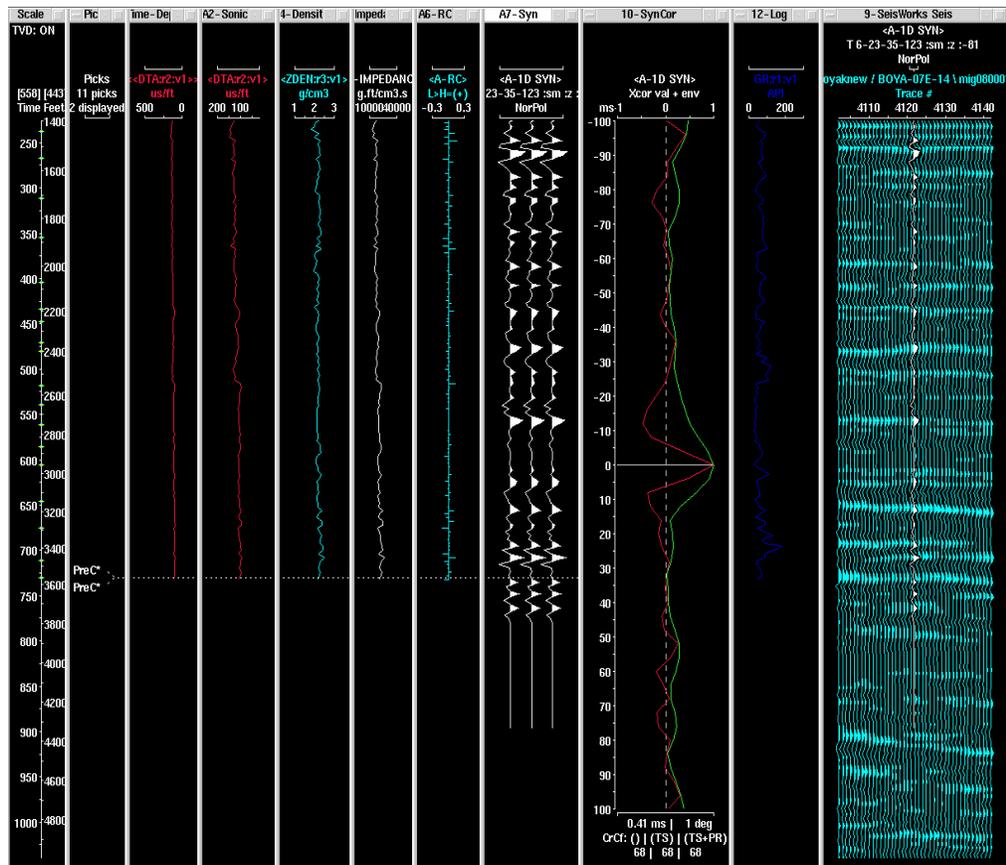


Figura 4. 6 Sismograma sintético del pozo BYK-7-27)

Para la elaboración de los sismogramas sintéticos se utilizó la aplicación Syntool de la plataforma Openworks, la cual permite desplegar en diferentes paneles los registros de pozos a conveniencia, como lo son la corrección del registro sónico con el tiro de verificación sísmica, gamma ray, densidad, impedancia, coeficiente de reflexión, diagrama de correlación de la sísmica con el sintético y el sintético sobrepuesto en la sísmica. La visualización de estos paneles ayudó a mantener un buen control de los resultados tomando en cuenta todas las variables presentes, los cuales pueden influir en el resultado final.

En el siguiente esquema se muestra la metodología utilizada para la elaboración de los sismogramas sintéticos figura 4.7.

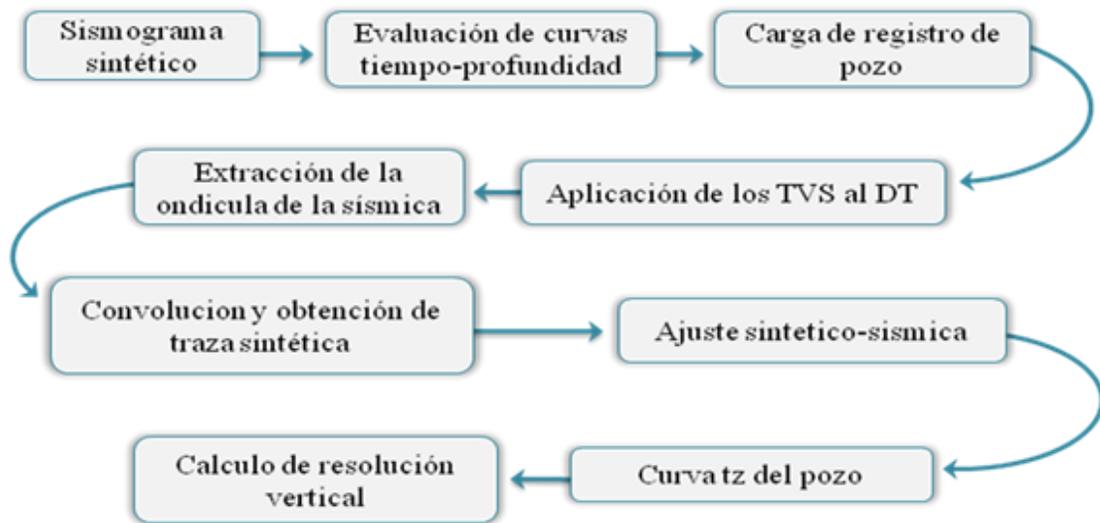


Figura 4. 7 Metodología de elaboración de los sismogramas sintéticos.

4.3.1 Evaluación de la curva tiempo-profundidad (T-Z).

Se graficaron las curvas tiempo-profundidad con la finalidad de determinar el campo de velocidades del área, así mismo, es necesario verificar si este campo de velocidades es creciente con la profundidad, identificando las zonas con inversión de velocidades y zonas con valores anómalos.

En la figura 4.8, se muestran todas las curvas T-Z, donde se observa la tendencia general del gradiente de velocidades. Puede notarse que las mismas no presentan tendencias iguales entre sí, por lo que no basta hacer un sismograma sintético para todo el estudio. Esto es de esperarse, debido a que los pozos se encuentran distantes entre sí, a causa de la extensión del área estudiada, y por lo tanto se tienen variaciones laterales de velocidad, causada por diferentes litologías

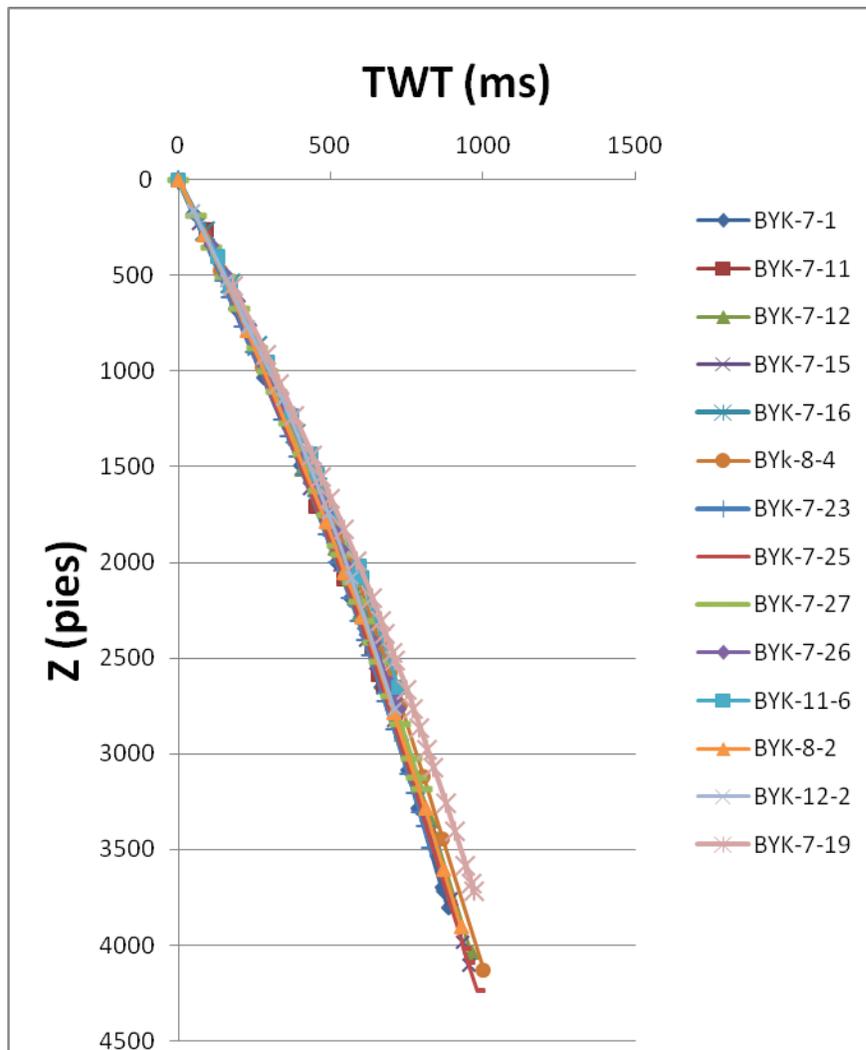


Figura 4. 8 Evaluación de las curvas tiempo-profundidad.

4.3.2 Carga del registro de pozo, aplicado del TVS y obtención de serie de reflectividad

Principalmente se seleccionó el pozo al cual se quiere calibrar con la sección sísmica y se usan las curvas de densidad (RHOB) y registro sísmico (DT) para el cálculo de la serie de reflectividad. Seguidamente se visualizan estas curvas junto con el gamma ray (GR) y el registro de caliper (CAL), con el objetivo de comparar los cambios litológicos con cambios de impedancia representados en la traza sintética a través del GR y cerciorarse de que el hoyo no tenga ningún problema de estabilidad o derrumbe

que afecte los resultados finales. Luego se aplica la corrección del tiro de verificación al registro sónico, para ajustar las lecturas del sónico en tiempo de tránsitos intervalico (ITT)

4.3.3 Obtención de la ondícula.

La ondícula se extrajo de la sísmica con fase cero, de una ventana que abarca desde el tope del Precretácico hasta el tope del Mioceno, con 20 trazas de cada lado del pozo, el método utilizado para la extracción fue el de autocorrelación. figura 4.9.

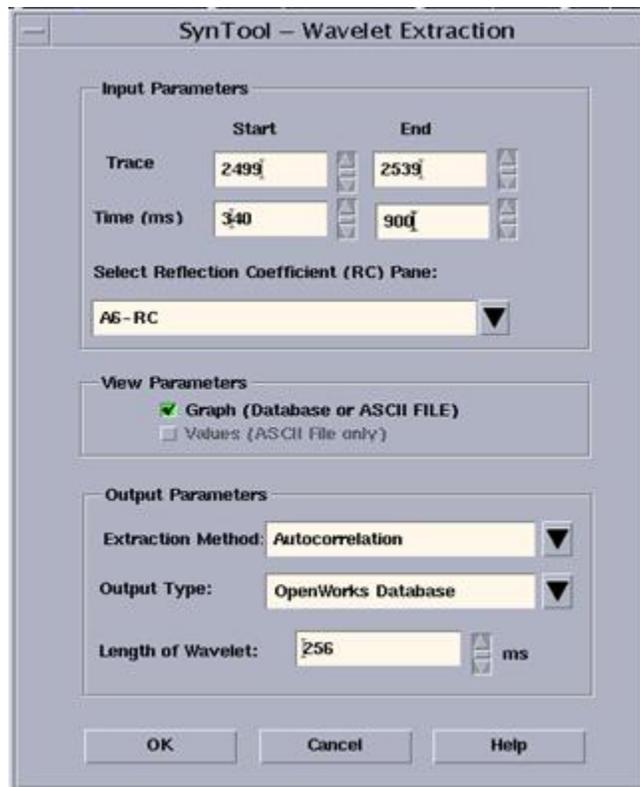


Figura 4. 9 Ventana de extracción de ondícula .

Posteriormente después de obtener la ondícula se procedió a generar una ondícula teórica tipo trapezoidal, debido a su mejor ajuste y su facilidad de manejo en lo que a proceso matemático se refiere. En la figura 4.10, se muestran los parámetros para generar la ondícula.

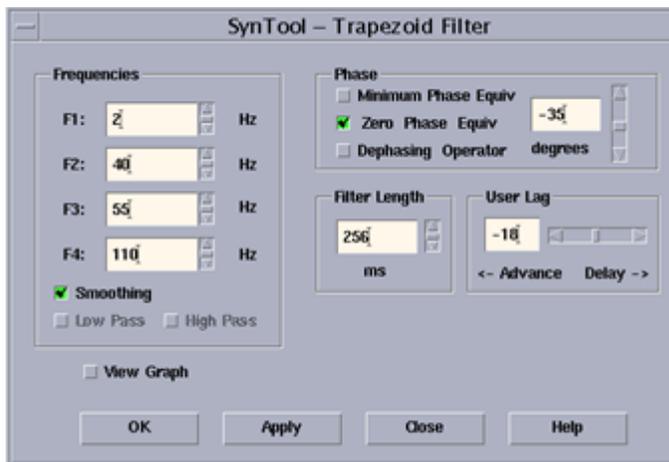


Figura 4. 10 Parámetros de ondícula teórica trapezoidal.

En la siguiente figura muestra la comparación de la ondícula extraída y la ondícula teórica (traza sintética). figura 4.11.

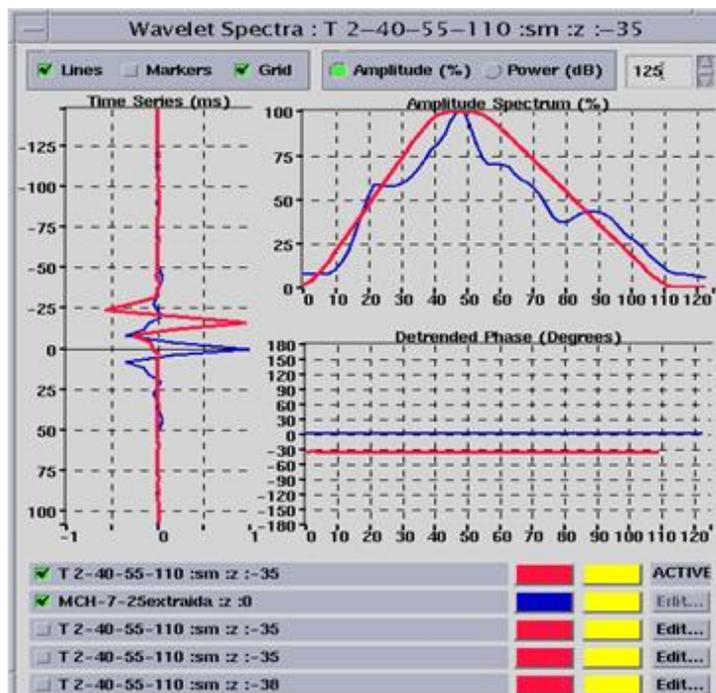


Figura 4. 11 Comparación de ondículas, En azul se muestra la ondícula extraída de la sísmica, y en rojo la ondícula teórica tipo trapezoidal.

Luego de generar la traza sintética se procedió a correlacionarla con la sísmica, en una ventana donde se aprecie bien la similitud entre la traza sísmica correspondiente al pozo y el sismograma sintético. En la figura 4.12, se muestra el diagrama de correlación junto con todas las curvas que se desplegaron y el sismograma sintético. Luego de correlacionar la traza sintética con la sísmica se obtiene la curva t_z definida para el pozo, la cual permitirá construir la ley de velocidades para el pozo, esta metodología se realizó para todos los pozos con tiro de verificación sísmica disponible y en los cuales era posible realizar una correlación debido a su ubicación geográfica.

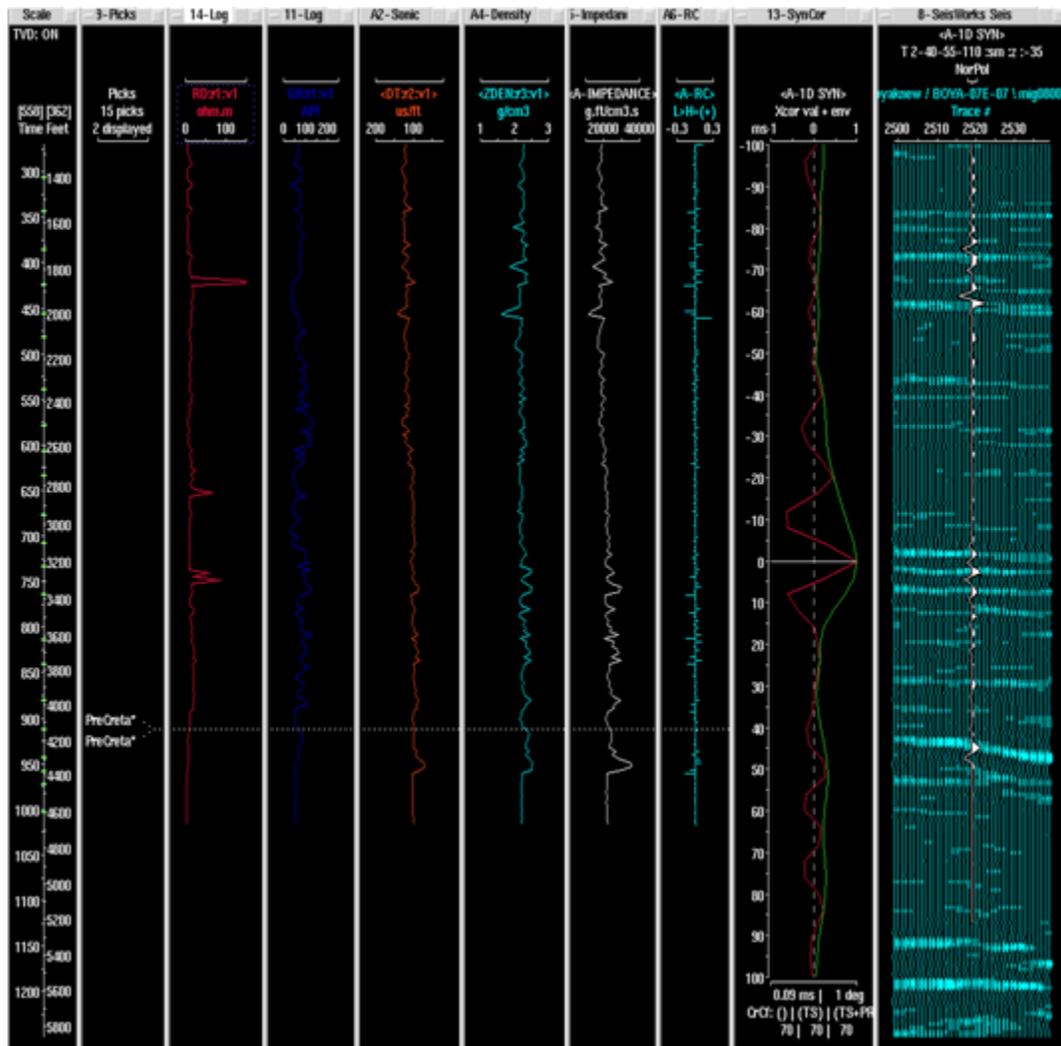


Figura 4. 12 Sismograma sintético pozo BYK-7-25, nótese que el coeficiente de correlación sísmica-pozo de 70%. De izquierda a derecha se despliegan las curvas: resistividad (RD), gamma ray (GR), sónico corregido por TVS, registro de densidad (RHOB), coeficiente de impedancias, serie de reflectividad, correlación sísmica-pozo, sísmica donde se ubica el pozo.

4.3.4 Calculo de resolución vertical

Para poder comprender mejor las dimensiones de la secuencia interpretada, se calculó la resolución sísmica vertical en la secuencia completa desde el tope Mioceno hasta el tope Precretácico.

La velocidad de la secuencia completa se determinó usando los tiempos y profundidades reflejadas en la ley de velocidades para los topes Mioceno y Precretácico usando la formula

$$V = \frac{2000 * (Z_{prekr} - Z_{mio})}{T_{prekr} - T_{mio}}$$

Z= Profundidad de la secuencia (pies)

T= Tiempo

La frecuencia dominante del intervalo de interés se estimó mediante el uso de la formula

$$F_d = \frac{F_{max} - F_{min}}{2}$$

F= Frecuencia

F_d= Frecuencia dominante

Debido a que la traza sintética era de tipo trapezoidal, con estos datos y el uso de la formula

$$\lambda_{1/4} = \frac{v}{4f_d}$$

Se obtuvo el límite de resolución vertical según Rayleigh, para la secuencia completa de interés.

4.4 Generación del modelo de velocidades

En esta etapa de la investigación se utilizó el software Petrel versión 2009.2, de la plataforma Schlumberger, en el cual se generó un proyecto donde fueron cargados todos los datos a nivel de líneas sísmicas interpretadas, horizontes (interpretación

suministrada por CVP-PDVSA), interpretación de valles, polígonos de dirección y forma del valle, trayectoria de pozos, topes y curvas T-Z. Cabe destacar que para tener un mejor control de velocidades del modelo se tuvo que agregar las curvas T-Z originales de los pozos BYK-11-6, BYK-12-2, BYK-8-2; también se utilizó el pozo BYK-11-1 pero este no contaba con tiro de verificación sísmica. Por lo tanto se realizó un pseudo tiro de verificación o “pseudocheckshot”. Este se realizó desplegando el pozo en la línea sísmica más cercana a él, y con la interpretación de límites de secuencias realizada por los geólogos, utilizando correlaciones estratigráficas con el resto de los pozos del bloque, se tomaron los valores en tiempo correspondientes a cada tope de cada límite secuencial. Para este método debe suponerse correcta la correlación tiempo – profundidad de cada tope utilizado, para el presente trabajo, la mejor correlación fue la del basamento Precretácico interpretado tanto en pozo como en sísmica. En la figura 4.13 se muestran las curvas T-Z de las trazas sintéticas

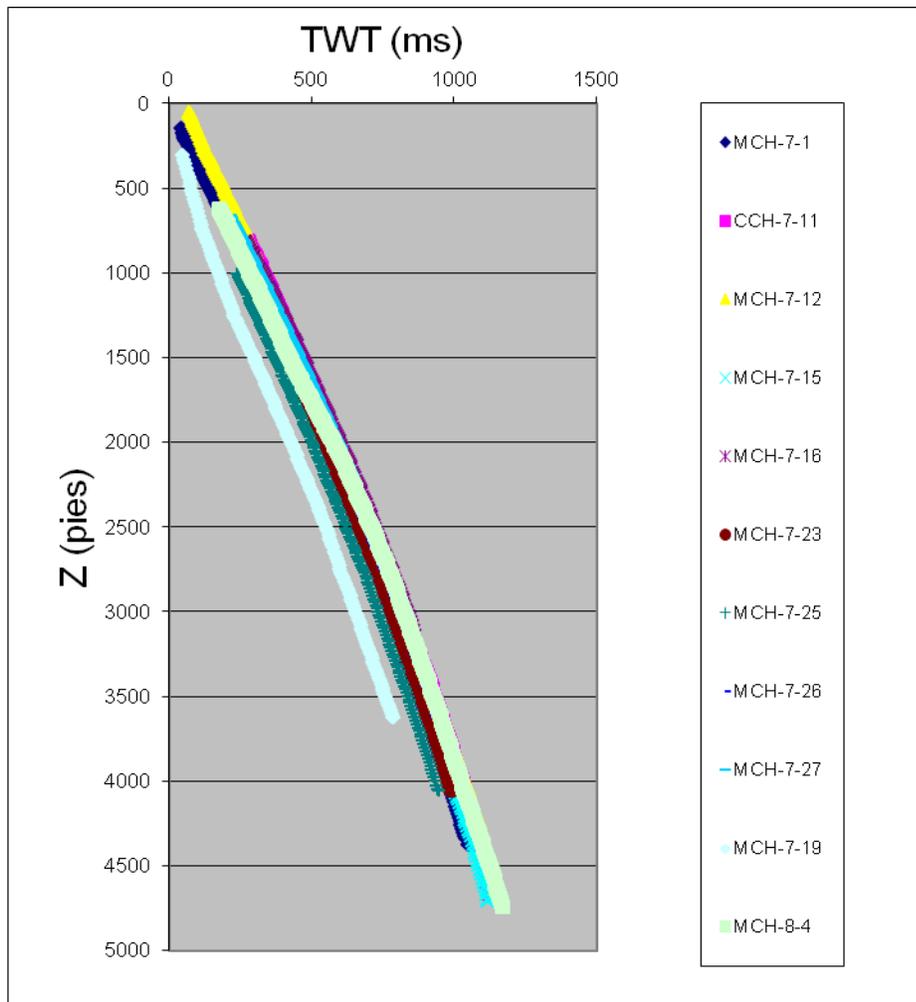


Figura 4. 13 T-Z generadas por sismogramas sintéticos.

Para un mejor control de calidad de los datos a cargar, para la elaboración del modelo de velocidades se procedió a el cálculo de la ecuación de segundo grado de todos los puntos y calcular el r^2 (coeficiente de correlación) de la curva (figura 4.14).

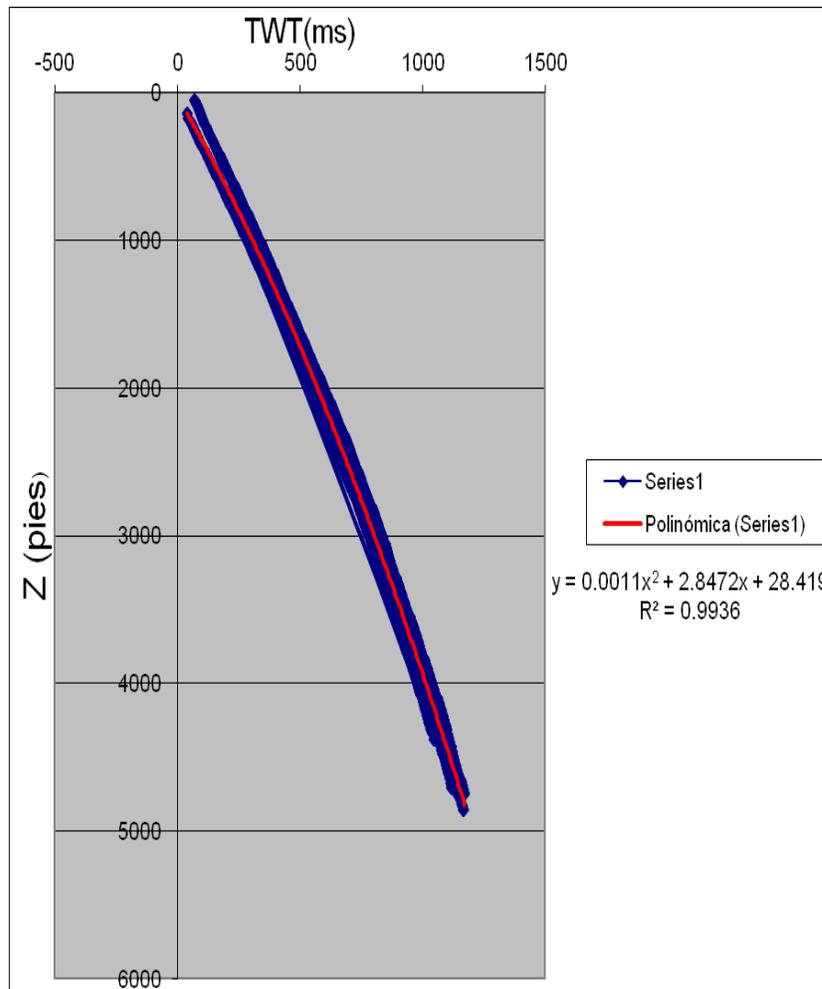


Figura 4. 14 Ecuación de 2° y valor de R^2 de las todas las curvas T-Z utilizadas para el modelo. Nótese el valor del coeficiente de correlación R^2 prácticamente igual a 1 indicativo del alto grado de correlación.

Una vez cargada toda la información necesaria se procedió a generar el modelo de velocidades mediante los siguientes pasos:

1. Se generaron superficies con las interpretaciones de horizontes suministrados.
2. Las superficies obtenidas se ajustaron a los topes de cada pozo
3. Con las superficies obtenidas se generó el modelo de velocidades
4. Seguidamente se procede a la conversión en profundidad de las interpretaciones

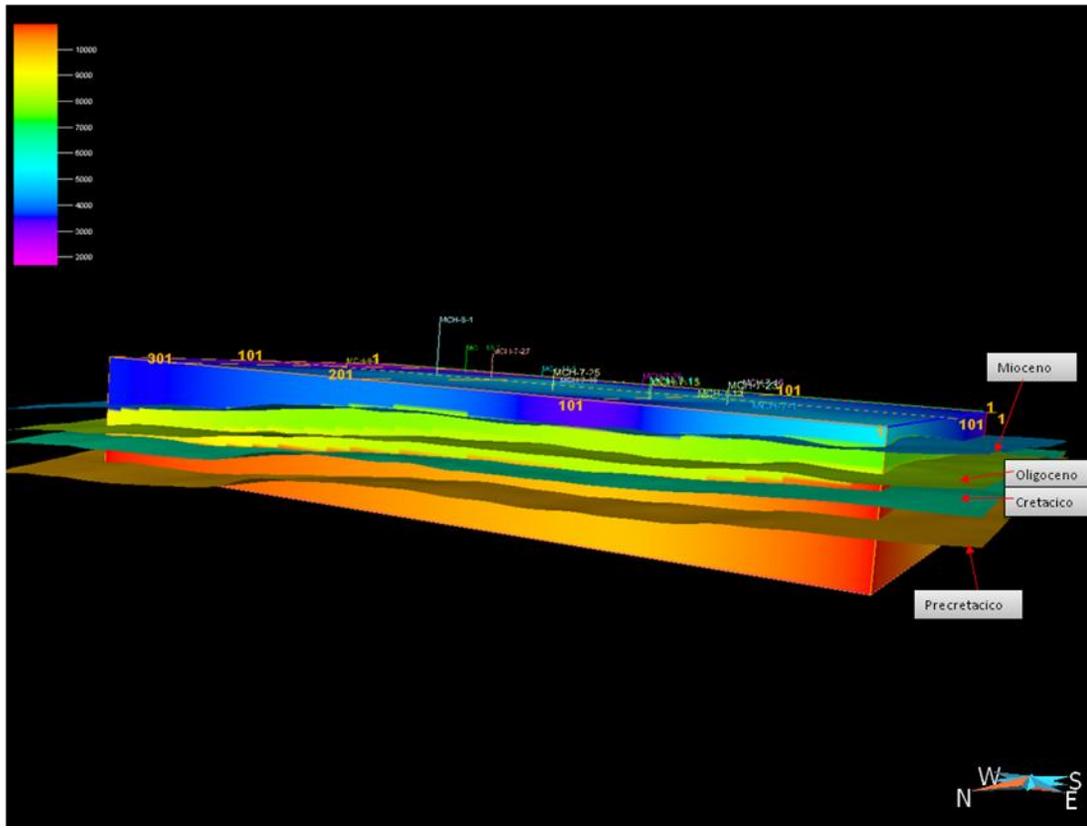


Figura 4. 15 Modelo estructural en tiempo del área de estudio visto desde el noroeste, el color marrón representa el tope Precretácico, verde oscuro el tope Cretácico, verde claro tope Oligoceno, azul tope Mioceno.

En las figuras 4.16 y 4.17 se muestran los modelos estructurales en tiempo, donde se observa que el contraste de velocidades es homogéneo para cada secuencia estratigráfica y coinciden con las superficies generadas con las interpretaciones de los horizontes.

Con el modelo estructural en tiempo se procedió a la conversión a profundidad de las interpretaciones, los horizontes y geometría de valles interpretadas.

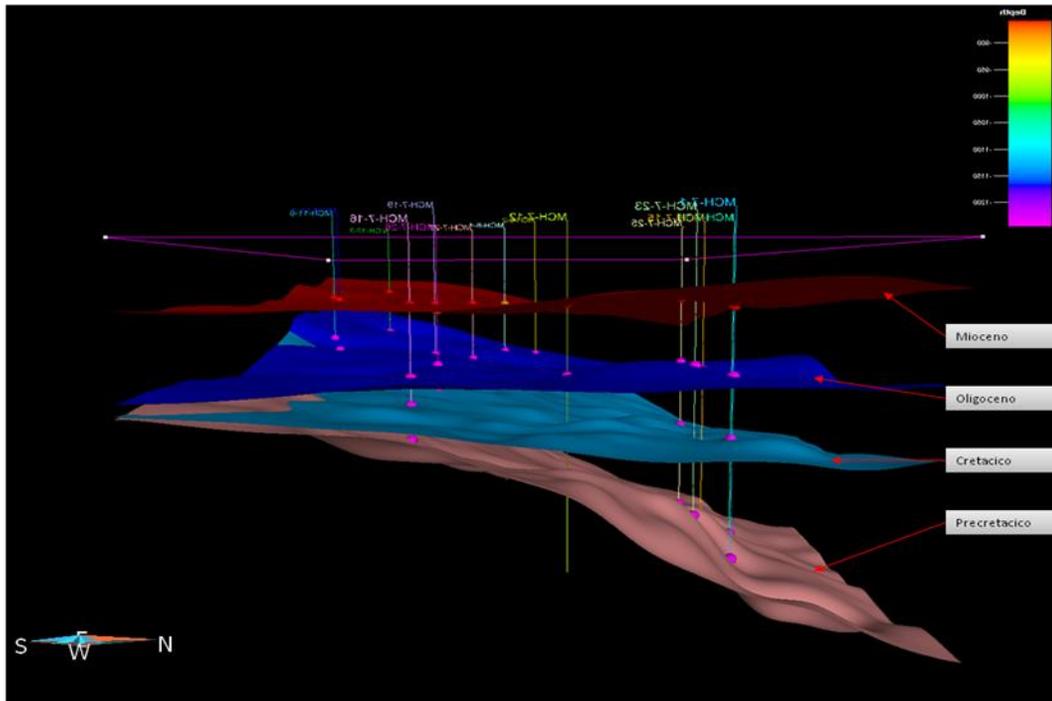


Figura 4. 18 Modelo en profundidad del área de estudio visto desde el oeste, el color rosado representa el tope Precretácico, azul claro el tope Cretácico, azul oscuro tope Oligoceno, rojo tope Mioceno.

En la figura 4.18 se muestra el modelo estructural en profundidad, donde se observa que los topes de las interpretaciones geológicas secuenciales, coinciden con las superficies obtenidas. También se logra ver claramente la similitud del buzamiento en dirección norte, la cual se comprobó en la sección estructural A-A', (figura 4.19), donde los pozos BYK-7-16, BYK-7-12, BYK7-15, BYK-7-11 fueron utilizados en el análisis de velocidades, cabe destacar que la escala vertical del modelo se exagero para su visualización, debido a que este buzamiento está entre los 3° y 4° y a consecuencia de la extensión del área no es apreciable está pendiente.

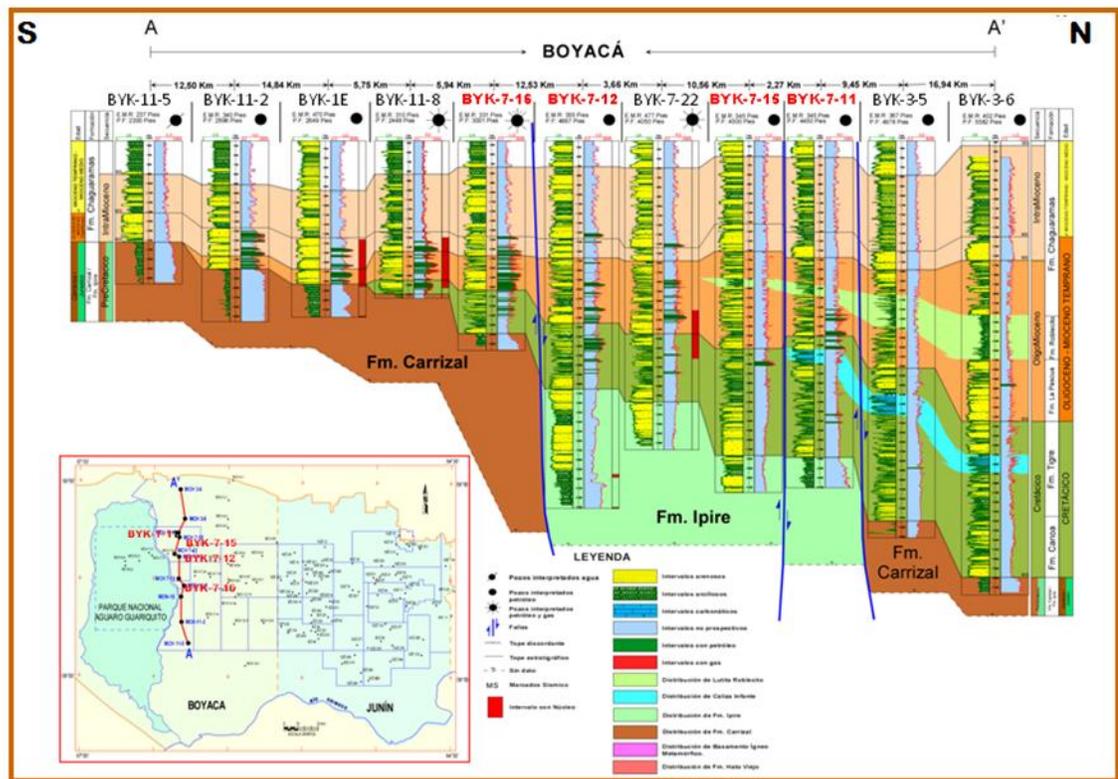


Figura 4. 19 Sección estructural con orientación sur norte, en rojo se señalan los pozos utilizados (tomado y modificado de PDVSA 2010)

4.5 Comprobación de modelo de velocidades

Para validar la certeza del modelo de profundidad obtenido, se tomaron 2 pozos los cuales no fueron utilizados en el análisis de velocidades, debido a que no contaban con el registro de tiro de verificación sísmica correspondiente. Al ubicar dichos pozos en los mapas en profundidad generados, y colocar su valor de profundidad correspondiente a cada tope formacional, se pudieron comparar los valores y determinar la validez del modelo en profundidad elaborado. Los resultados de la validación se muestran en el capítulo V.

Posteriormente se procedió a la conversión a profundidad de los valles interpretados, esto se realizó cargando la interpretación de tope y base de los valles interpretados en la zona, en la figura 4.20, se muestra en una vista 3D la forma, dirección y profundidad a la cual se encuentran ubicados los valles interpretados.

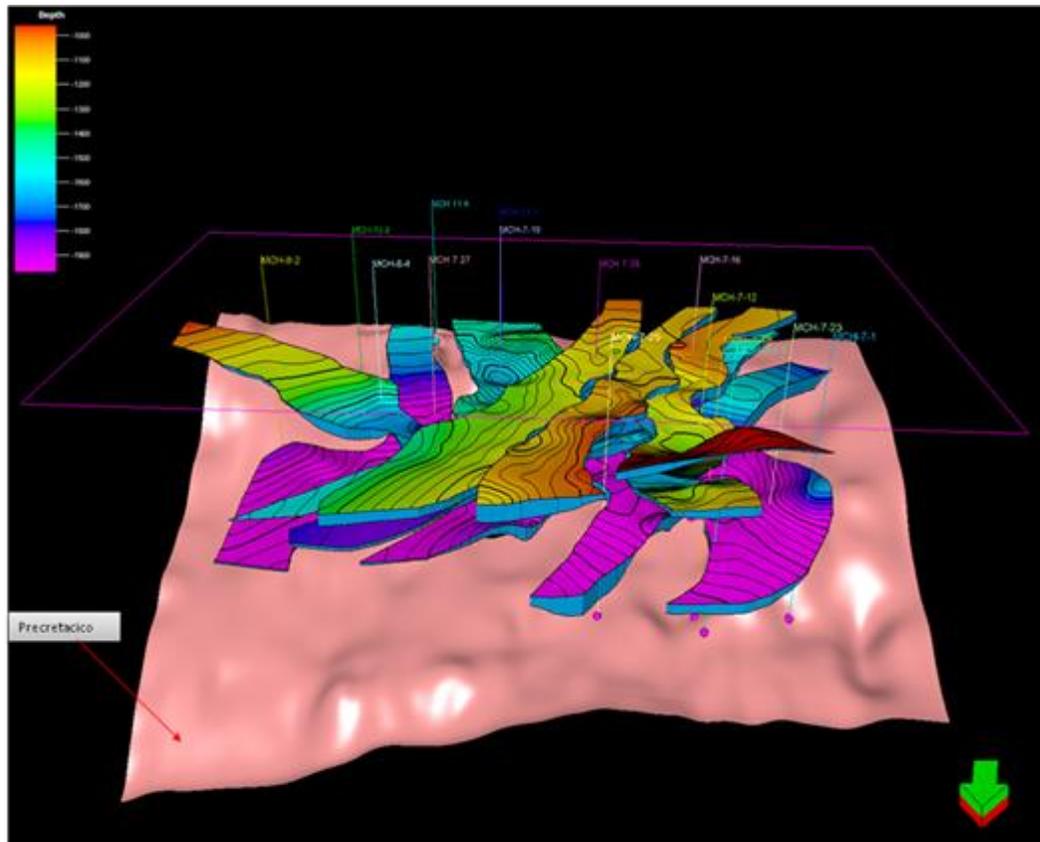


Figura 4. 20 Modelo en profundidad de valles en el área de estudio visto desde el norte, el color rosado representa el tope Precretácico.

4.6 Generación de mapas estructurales en términos de espesores y profundidad

Una vez llevado a profundidad toda las interpretaciones de los valles se procedió a calcular el espesor que poseía cada valle por medio de la sustracción de tope y base del valle dando como resultado el espesor de dicha estructura, luego se procedió a dibujar la geometría de la estructura con los valores del tope en profundidad y los valores de su espesor mediante curvas de nivel.

CAPÍTULO V

ÁNÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Sismograma sintético

Con los resultados obtenidos en la realización de los sismogramas sintéticos se observó que el ajuste en la correlación sísmica-pozo varía entre 51% y 70%, el mejor ajuste se encuentra en el pozo BYK-7-25 situado en la línea sísmica BOYA-07, siguiéndole el pozo BYK-7-27 con un 68% de correlación en la línea sísmica BOYA-14, los pequeños valores que se obtuvieron en algunos pozos pueden ser debidos a diversas razones. En primer lugar las líneas donde se encuentran los pozos con porcentaje de correlación baja, poseían una pobre calidad para la calibración, las cuales carecían de la continuidad de los reflectores presentando un bajo contenido de frecuencia, lo que ocasiona que la ondícula extraída de la sísmica se comporte de forma irregular para realizar la convolución con la serie de reflectividad. Por esta razón se utilizó la ondícula teórica tipo trapezoidal para poder obtener una buena correlación sísmica-pozo. Por otra parte, en algunos pozos se observó con el registro caliper, problemas de estabilidad del hoyo. Estos problemas afectan las mediciones del registro de densidad y por ende se verá afectado el cálculo de la impedancia acústica. En la tabla 1, se muestra los valores del porcentaje de correlación, frecuencia dominante para cada pozo y la línea sísmica que se utilizó para el amarre.

Los porcentajes de correlación son buenos, ya que estos están por encima del 50% considerando que algunos pozos se encontraban distantes de las líneas de amarre. Esto permitió que por medio de los sismogramas sintéticos se lograra el amarre de manera satisfactoria a los reflectores sísmicos con las características geológicas de la traza sintética y los registros de pozo. En la figura 4.2 se muestra el mapa base, con ubicación de los pozos utilizados en el trabajo.

Tabla 1 Porcentajes de correlación de los sismogramas sintéticos

Pozo	Línea sísmica usada en el amarre	Coefficiente de correlación (%)	frecuencia dominante (Hz)
BYK-7-1	BOYA-02	60	50
BYK-7-11	BOYA-02	51	50
BYK-7-12	BOYA-08	60	50
BYK-7-15	BOYA-04	54	45
BYK-7-16	BOYA-03	64	50
BYK-7-19	BOYA-09	56	45
BYK-7-23	BOYA-04	58	50
BYK-7-25	BOYA-07	70	56
BYK-7-26	BOYA-05	60	50
BYK-7-27	BOYA-14	68	55
BYK-8-4	BOYA-15	55	50

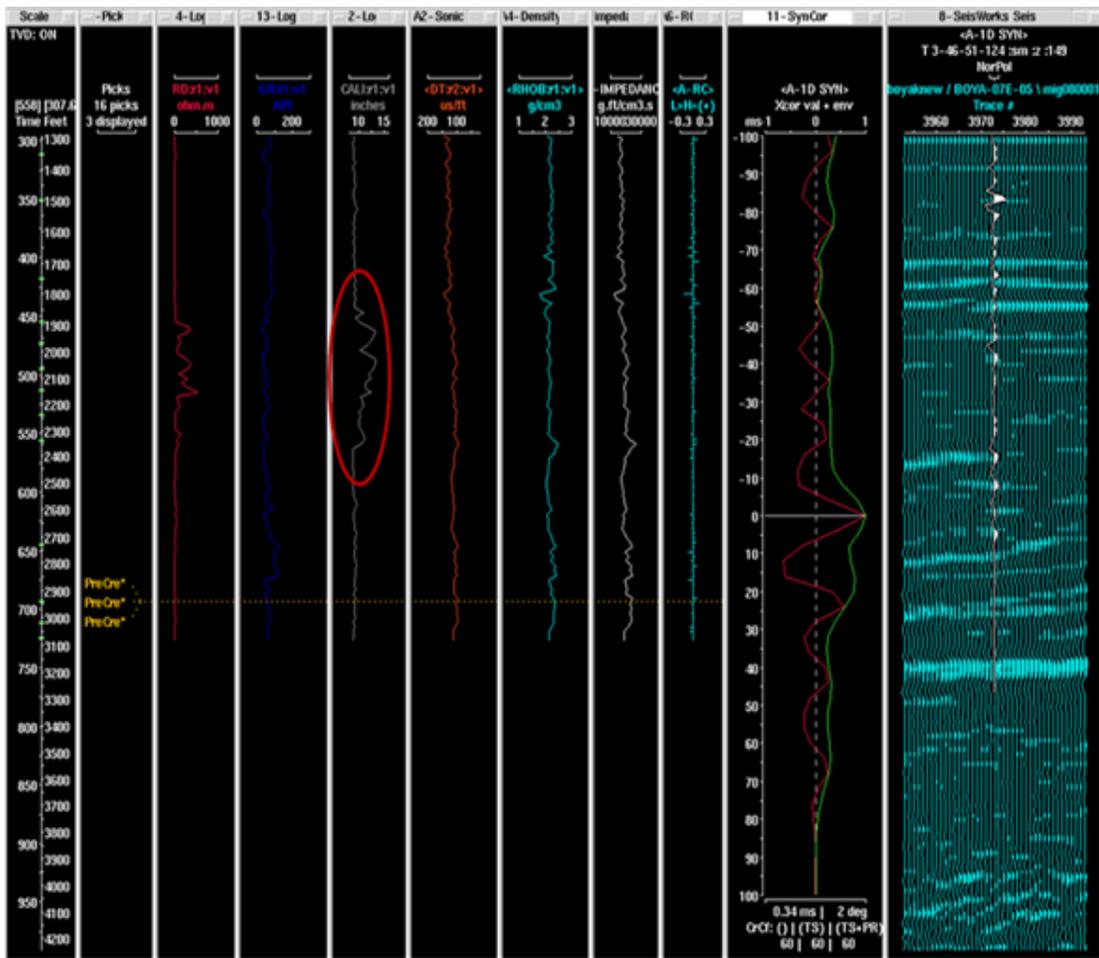


Figura 5. 1 Sismograma sintético de pozo BYK-7-26 donde se muestra una anomalía de la curva caliper, debido a la inestabilidad del hoyo o un posible derrumbe.

En la figura 5.2, se muestra el mejor sismograma sintético correspondiente al pozo BYK-7-25 donde se puede identificar claramente la superficie erosiva que corresponde al tope de Precretácico. Es evidente el aumento apreciable de la curva GR y un máximo de amplitud positiva en la traza sintética debido al cambio de velocidad y densidad en el límite de las formaciones Precretácico y Cretácico

estratigráfica de los cuerpos, en este caso un conjunto de canales amalgamados, originando valles estratigráficos (sección 3, figura 3.7). En la secuencia Oligoceno se pudieron interpretar 7 valles con dirección preferencial noreste, al sur poseen un ancho entre 5 y 10 km aproximadamente los cuales van expandiéndose en dirección norte. Para los valles (4, 6, 7, 8, 9 y 10) la evaluación petrofísica indica que el contenido de fluido presente está asociado a petróleo y en el valle 5 agua. Estos canales, según el análisis petrográfico realizado por los geólogos del área, son contentivos de arenas de grano medio, bien escogidas subredondeadas y están intercaladas con arcillas. En esta sección se espera ver terminaciones sísmicas como downlap, onlap, y en el caso donde no se pudo diferenciar entre ellas se usó el baselap, estas terminaciones ayudan a identificar las posibles barras o canales. Cabe destacar que lo que se espera cartografiar son valles, los cuales están conformados por canales amalgamados, migraciones laterales y progradaciones o retrogradaciones. A continuación se mostraran los valles más resaltante identificados en la secuencia. El resto serán mostrados en la sección de anexos.

Pozo BYK 7-26. Nivel estratigráfico: Oligoceno. Valle 8

Este valle tiene orientación noreste, con ancho al sur de 7 km aproximadamente adelgazándose hacia el norte donde llega a unos 10 km de ancho. El valle se encuentra a una profundidad de 1.700 pies profundizándose hacia el norte hasta llegar a los 1.900 pies de profundidad. El espesor se encuentra entre los 100 y 300 pies teniendo su máximo espesor en el centro del valle con de 300 pies. Según el análisis petrofísico el pozo BYK 7-26 probó 174 pies de espesor de arena neta petrolífera siendo este el valle con mejor prospecto a pesar de tener la información de un solo pozo.

En la figura 5.3 se observa en el registro del pozo BYK-7-26, el espesor de arena neta petrolífera y nivel estratigráfico en que se encuentra el valle.

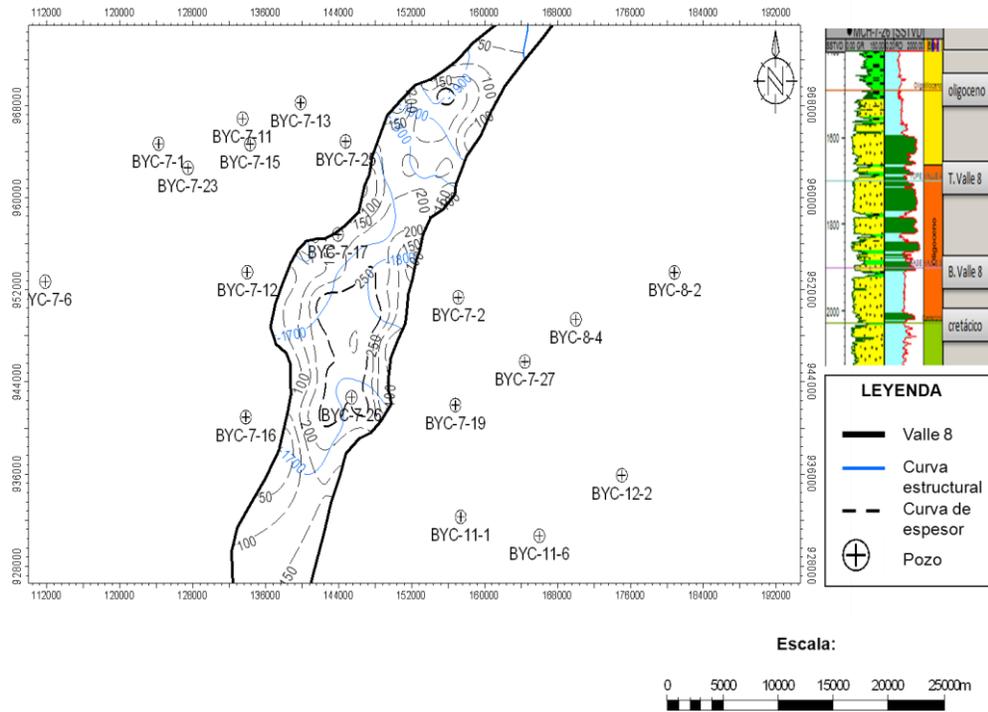


Figura 5. 3 Cartografiado valle 8. Nótese el nivel estratigráfico donde se ubica el valle, en verde ANP. En la figura 5.4, se observa en la sección sísmica BOYA-14 donde se encuentra el pozo BYC-7-26, la respuesta del registro Gr correspondiente a arenas así como también, la respuesta del registro de resistividad donde presenta altas resistividades asociadas a la presencia de hidrocarburo.

En ambas líneas sísmicas mostradas BOYA-14 y BOYA-12, se observan que los arreglos de los reflectores en dirección este oeste, van formando lóbulos de progradación lateral, comúnmente llamadas “barras”, este tipo de arreglo es característico del sistema de sedimentación de las arenas. Luego en la dirección oeste del valle, se observa que los arreglos son laminales, geometría característica de canales sobrepuestos.

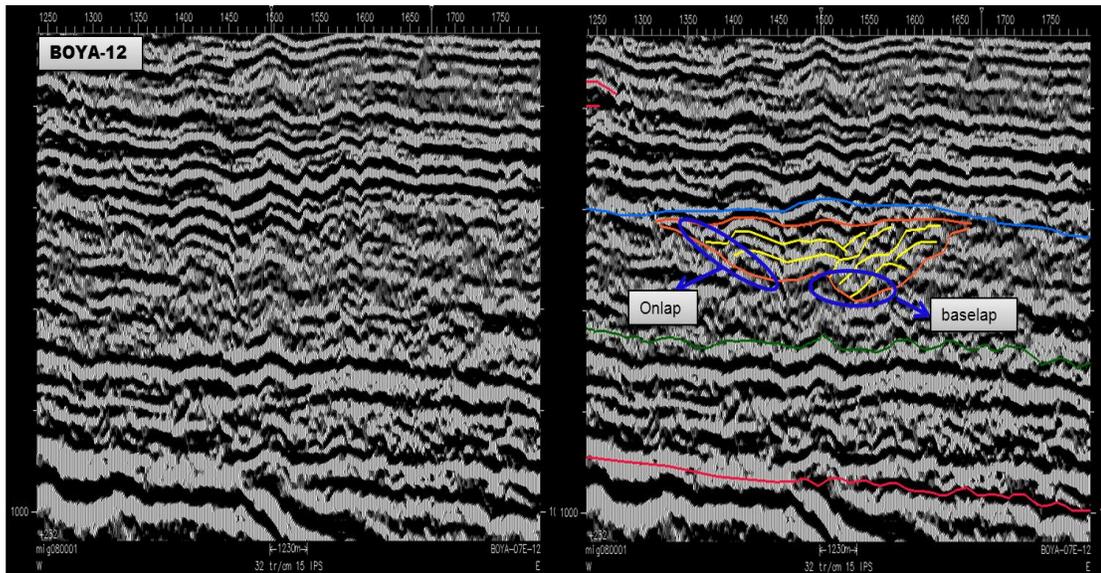
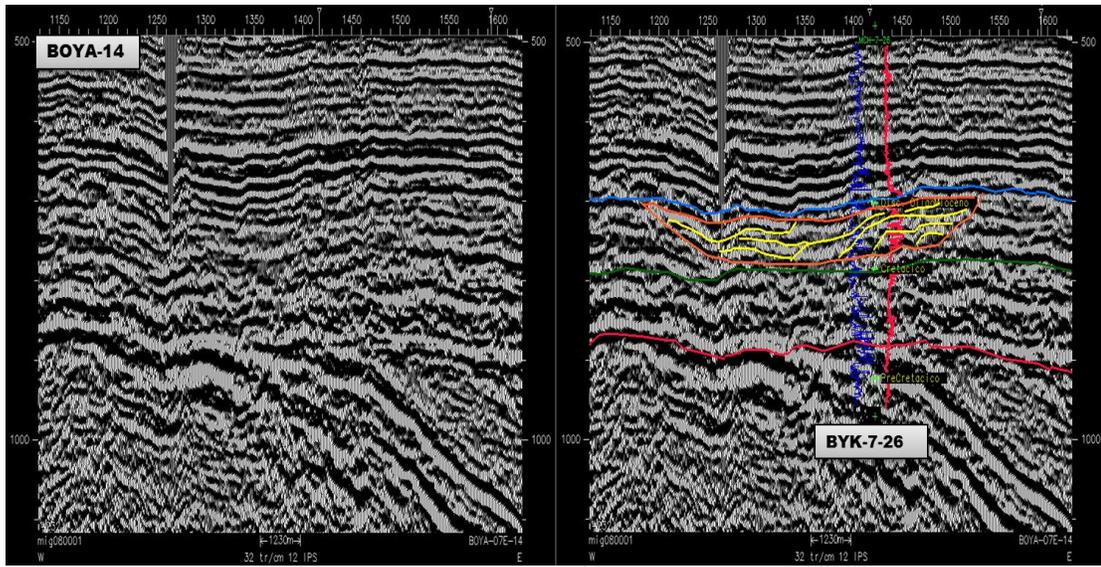


Figura 5. 4 Valle 8, arriba sección sísmica BOYA-14, abajo sección BOYA-12, ambas secciones tienen orientación oeste este, punto negro ubicación del pozo.

Al desplegar las secciones sísmicas BOYA-14, BOYA-5 y BOYA-12, se observa que los reflectores son continuos y mantienen el espesor de valle identificado.

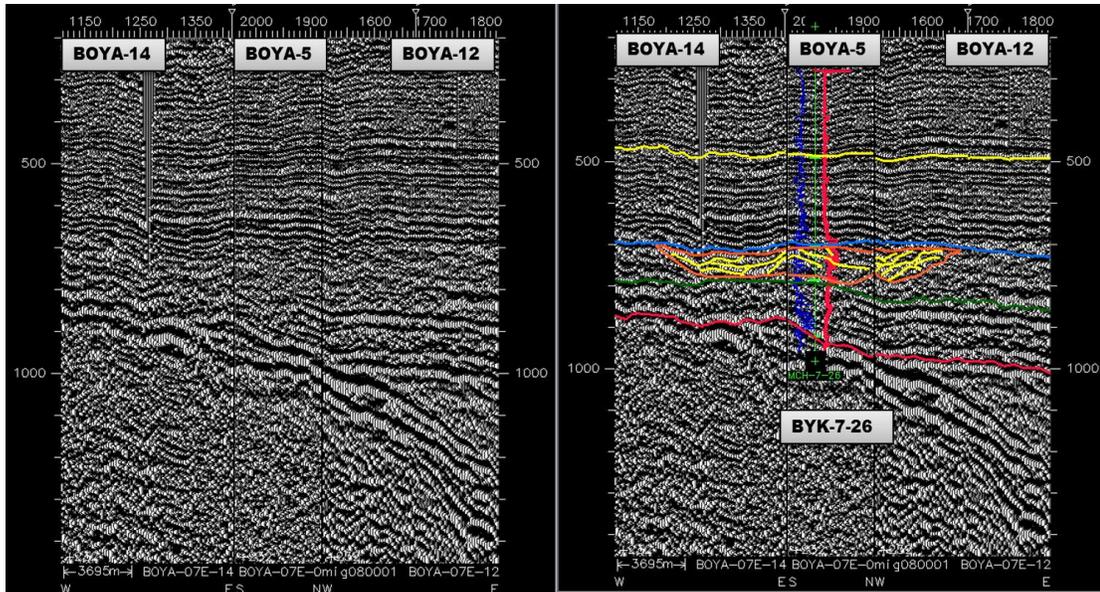


Figura 5. 5 Zigzag entre Seccione sísmicas BOYA-14 oeste este, BOYA-05 norte sur, y BOYA-12 oeste este, donde el valle 8 fue interpretado, punto negro ubicación del pozo.

Pozo BYK 7-16 y BYK-7-17. Nivel estratigráfico: Oligoceno. Valle 7

Este valle posee una dirección preferencial hacia el noreste con un ancho de aproximadamente 9 km manteniéndose en todo su recorrido; al sur el valle se encuentra ubicado a una profundidad de 1.500 pies haciéndose más profundo al norte hasta alcanzar una profundidad de 2.300 pies. El espesor al sur es de 100 pies, haciéndose más profundo a unos 35 km donde alcanza su espesor máximo de 300

pies, y más al norte este disminuye su espesor a unos 250 pies. En los bordes del valle se tiene un espesor que varía entre los 100 y 150 pies, haciéndose más profundo en el centro del valle. De acuerdo a la evaluación petrofísica del pozo BYK 7-16, indica que contiene un espesor de 116 pies de arena neta petrolífera. A unos 20 km al noreste se encuentra el pozo BYK-7-17, en el cual contiene un espesor de 50 pies de arena neta petrolífera. Este hecho nos permite afirmar que el espesor de la arena neta petrolífera disminuye al norte a medida que el valle se hace más profundo, por lo cual se puede decir que el contacto agua petróleo se encuentra a unos 30 km al norte aproximadamente. En la figura 4.26 se muestra el cartografiado del valle.

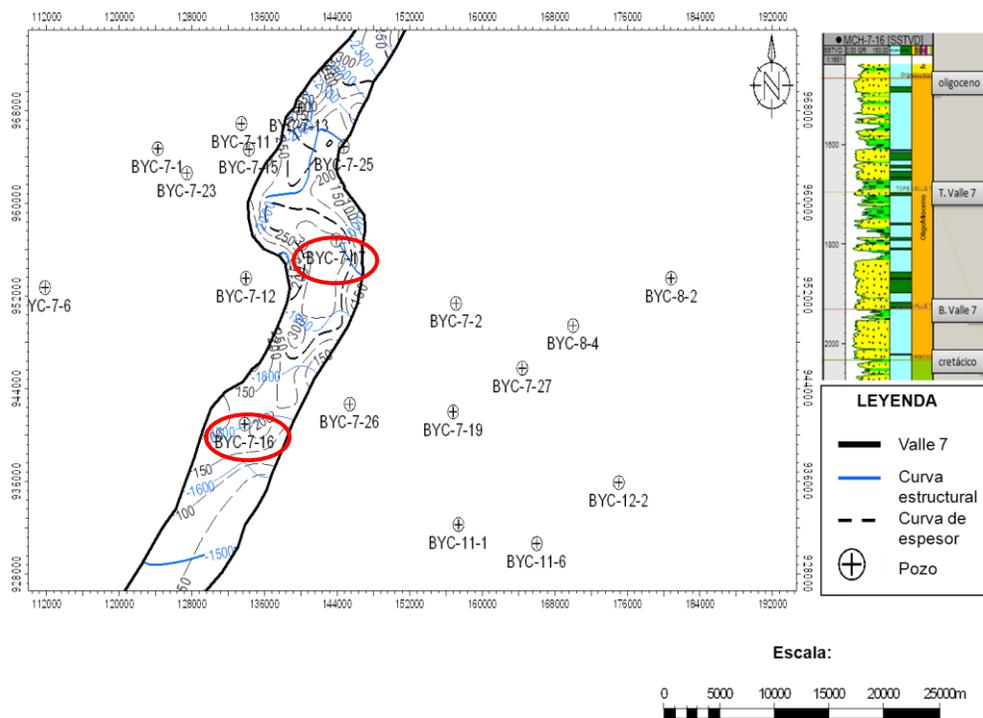


Figura 5. 6 Cartografiado Valle 7, nótese el nivel estratigráfico donde se encuentra ubicado el valle, en verde ANP

En las secciones sísmicas mostradas en la figura 5.7 y 5.8 se muestran las terminaciones sísmicas con las cuales se identificó el valle en el área de estudio.

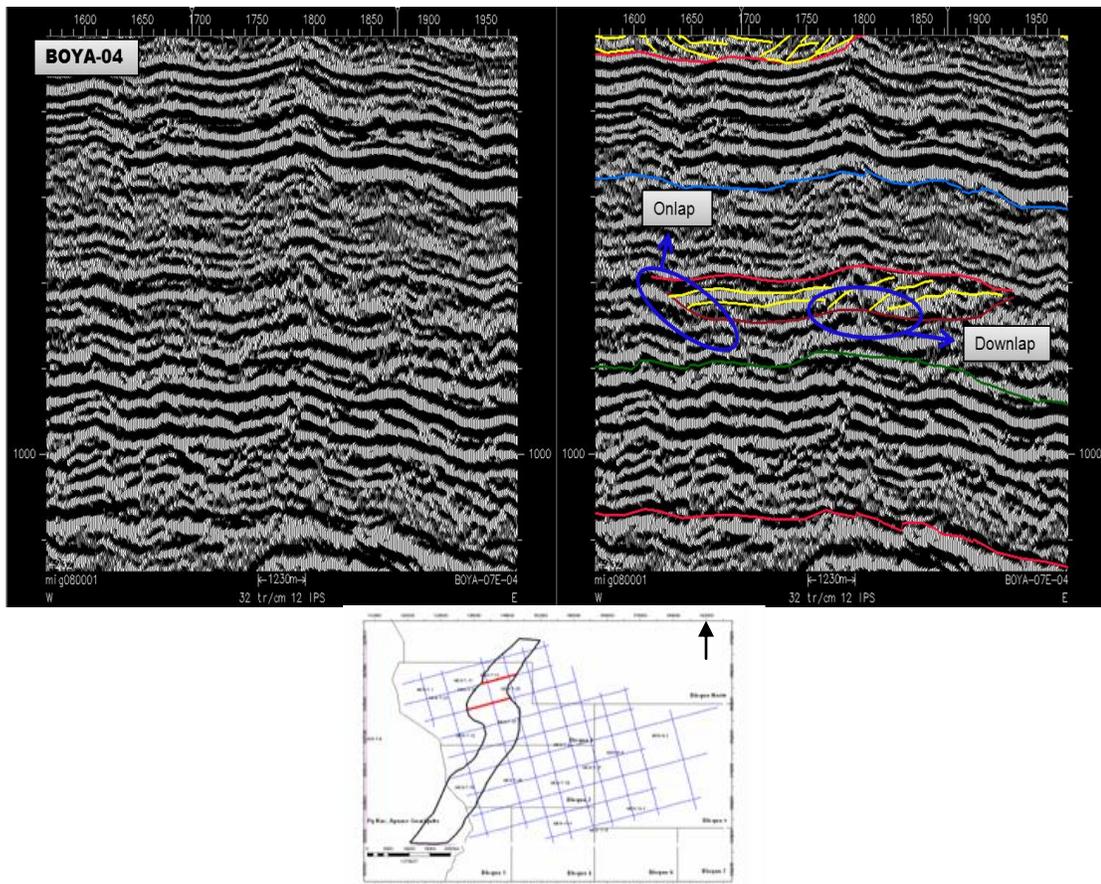
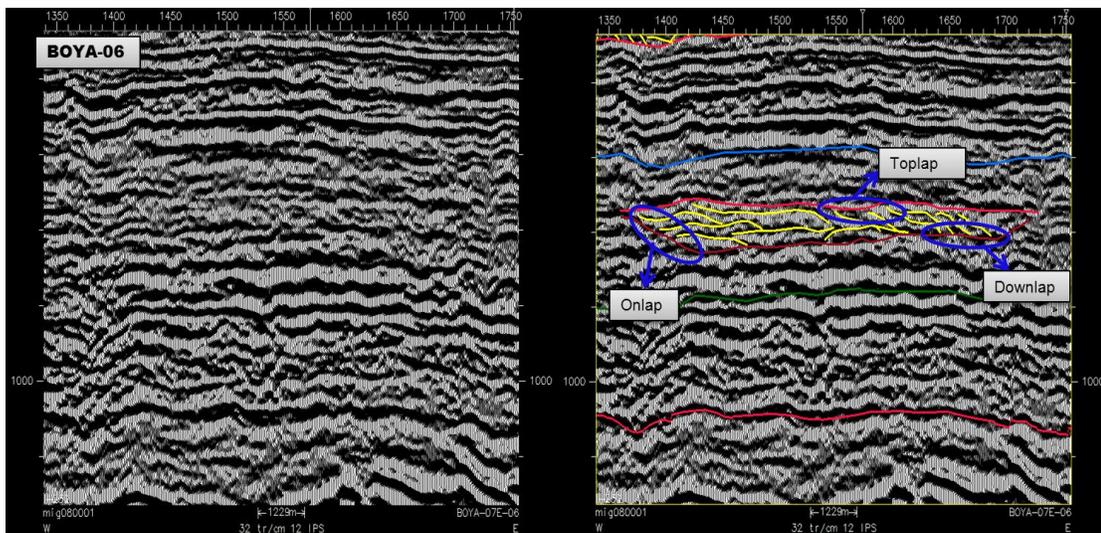


Figura 5. 7 Valle 7, arriba sección sísmica BOYA-04, abajo sección BOYA06, ambas secciones tienen dirección oeste este.



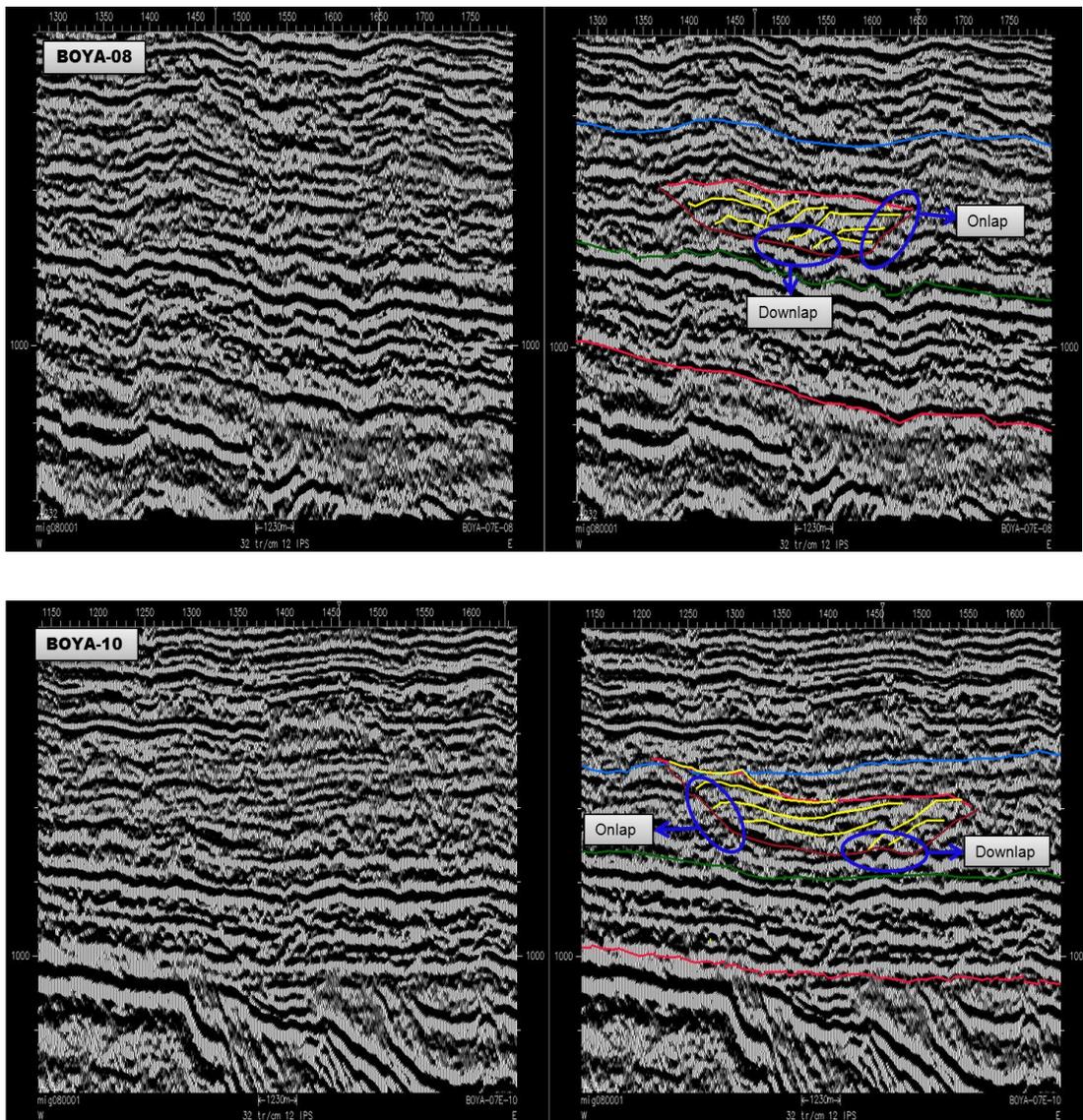


Figura 5. 8 Valle 7, arriba sección sísmica BOYA-08 oeste este, abajo sección BOYA-10 oeste este.

Pozo BYK-11-1, BYK-7-19, BYK-7-2. Nivel estratigráfico: Oligoceno. Valle 6

Este valle presenta al sur un ancho de 12 km, un espesor de 200 pies a una profundidad de 1.500 pies. Cabe destacar, que el cartografiado del valle 6 es de suma importancia ya que éste está asociado a importantes espesores de arena neta petrolífera dentro del área, como es el caso del pozo BYK-11-1 que reporta 90 pies de espesor de arena neta petrolífera. En dirección norte a unos 12 km aproximadamente se encuentra el pozo BYK-7-19, el cual probó 80 pies de arena neta petrolífera, donde el valle se profundiza hasta llegar a 1600 pies. También en éste sector, en dirección norte se encuentra el pozo BYK-7-2, el cual reportó presencia de agua, se puede decir que el contacto agua petróleo puede encontrarse a unos 5 km aproximadamente al norte de pozo BYK-7-19. Luego a unos 40 km el valle cambia su rumbo hacia el noreste.

En la figura 5.9 se muestra el cartografiado del valle 6 con la dirección preferencial del valle. En la figura 5.10 se observa una sección estructural construida con los pozos BYK-11-1, BYK-7-19 y BYK 7-2, donde se pueden ver las interpretaciones de edades formacionales, valles, espesores de arenas y espesores de arena neta petrolífera.

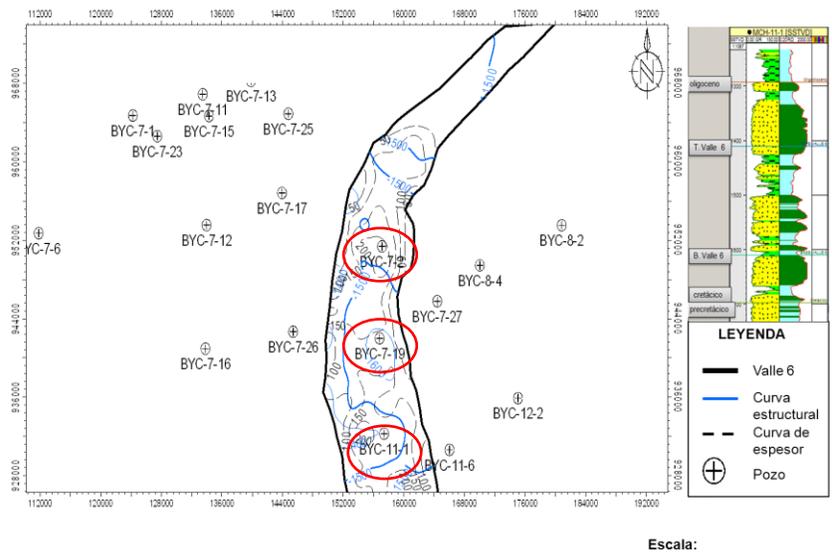


Figura 5. 9 Cartografiado del valle 6, nótese nivel estratigráfico donde se ubica el valle, en rojo los pozos utilizados en la sección estratigráfica

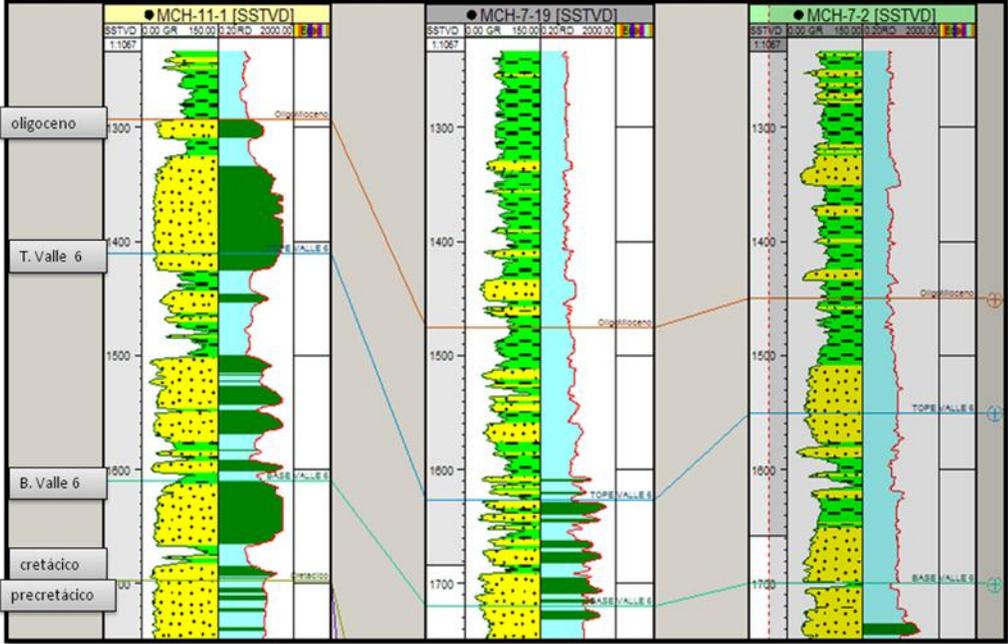


Figura 5. 10 Sección estructural con espesores de ANP, a la izquierda en amarillo las arenas, a la derecha en verde ANP, de izquierda a derecha la dirección es sur norte.

Pozo BYK-7-16. Nivel estratigráfico: Mioceno. Valle 1

En la secuencia Mioceno se pudieron identificar 3 valles, los cuales presentan orientación preferencial noreste, donde su ancho fue interpretado hacia el sur entre 5 y 7 km aproximadamente, aumentando gradualmente hacia el norte. Esta secuencia se compone de areniscas arcillosas intercaladas con arcillas asociado esencialmente a un ambiente fluvial lacustre. A continuación se mostrará el valle 1, el cual fue el más resaltante en la secuencia.

El valle 1 presenta hacia el sur un ancho de 6 km cuya orientación noreste se mantiene a lo largo del área interpretada, hasta que su rumbo cambia hacia el norte franco, donde su ancho alcanza unos 17 km aproximadamente. El espesor del valle varía a lo largo del área interpretada, presentando hacia el sur un espesor de 100 pies, el cual aumenta progresivamente hacia el norte hasta alcanzar un espesor máximo de 300 pies. De acuerdo a las interpretaciones realizadas en los pozos BYK-7-16, BYK-7-13 este valle se encuentra a una profundidad de 1.100 pies hacia el sur y 400 pies hacia el norte, siendo este el valle más somero interpretado.

En la figura 5.11 se observan los downlap formando lóbulos de progradación lateral en dirección este oeste. Del lado oeste del valle se visualizan los arreglos formando onlap, propio de sedimentación laminar, esta geometría es característica de canales sobrepuestos. Seguidamente el canal migra en sentido oeste este formando nuevamente los lóbulos de progradación lateral y finalmente estableciéndose del lado este del valle.

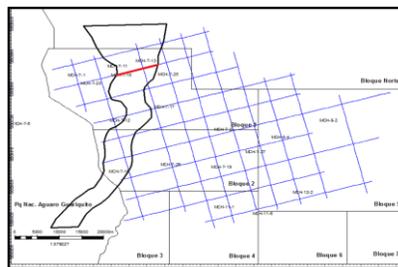
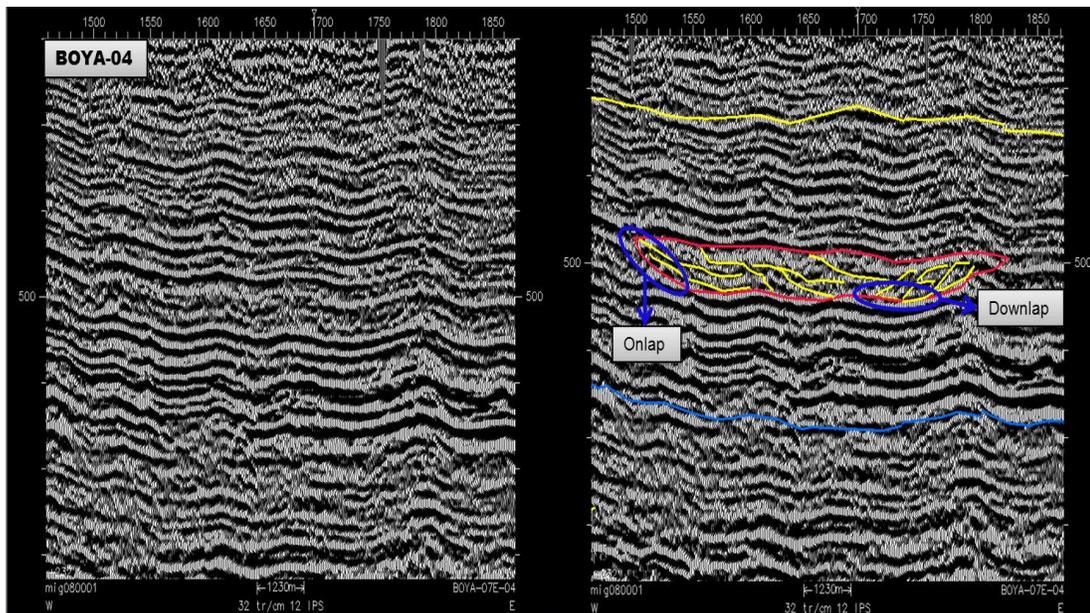


Figura 5. 11 Sección sísmica BOYA-04 oeste este

En la figura 5.12 se observa la migración lateral este-oeste y viceversa del canal, formándose los lóbulos de progradación lateral en ambas direcciones y finalmente manteniéndose el canal en el medio del valle.

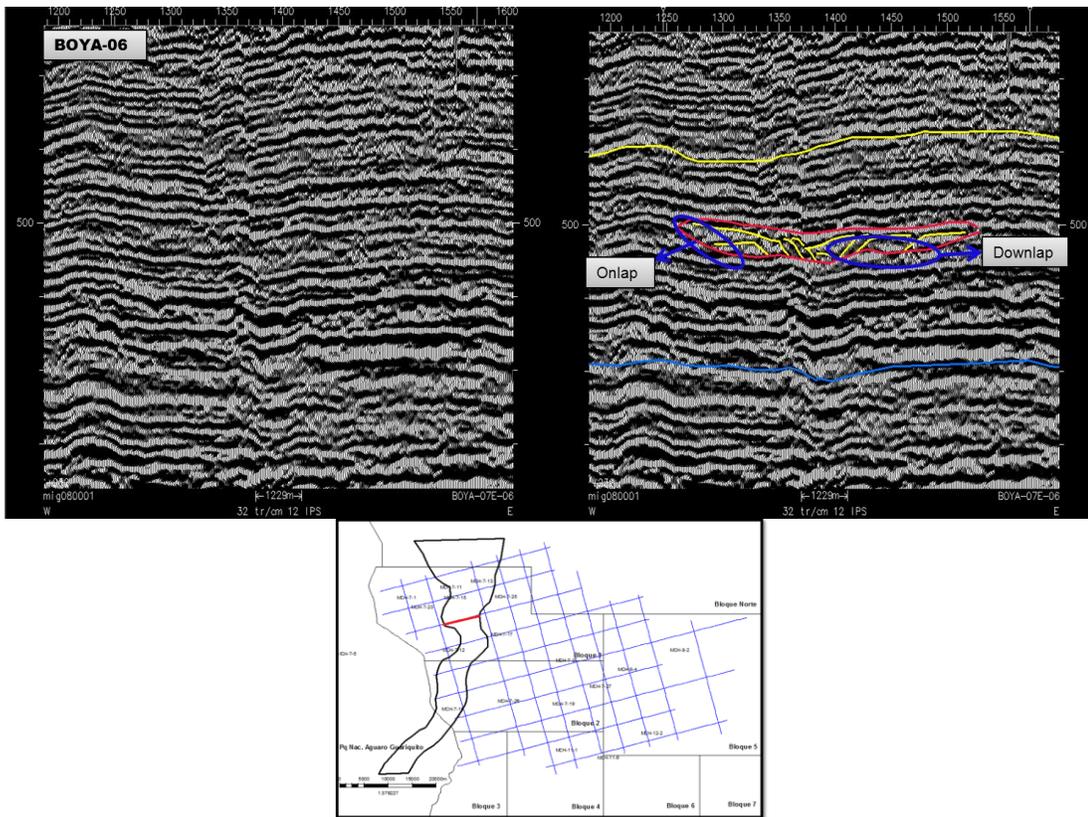


Figura 5. 12 Sección sísmica BOYA-06 oeste este

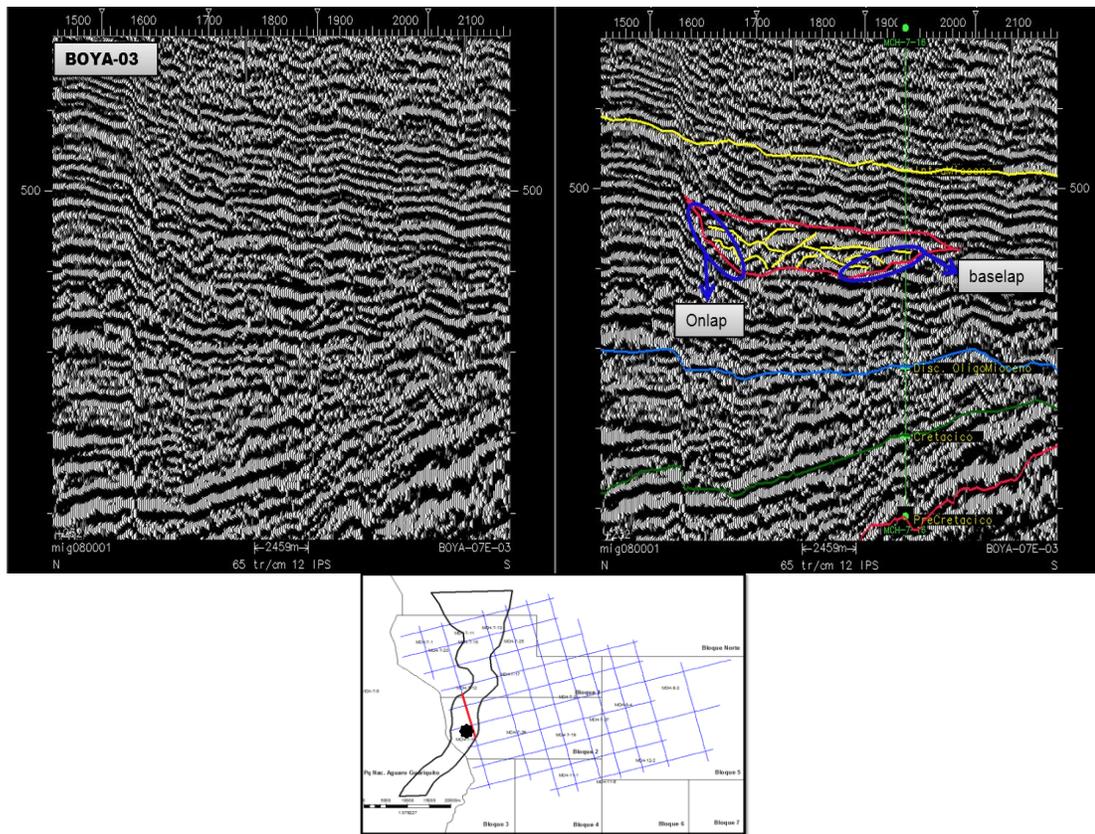


Figura 5. 13 Sección sísmica BOYA-03 norte sur, punto negro ubicación del pozo.

En la figura 5.14 se muestra el mapa de ubicación del valle 1 con valores de profundidad, y espesor de arena. En el registro de pozo BYK-7-16 se observa el espesor de arena y el nivel estratigráfico en que se encuentra el valle

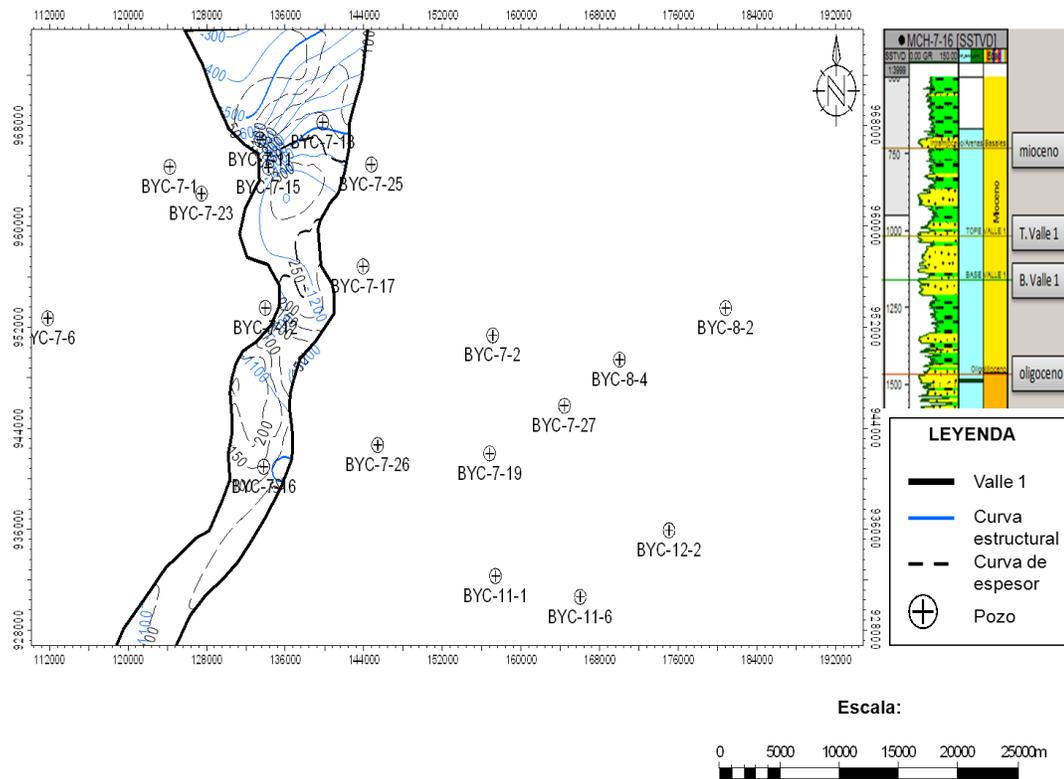


Figura 5. 14 Valle 1 Cartografiado en profundidad y espesor

5.3 Validación del modelo

Con la finalidad de corroborar la validez y utilidad de modelo en profundidad se colocaron los pozos estratigráficos BYK-7-2 y BYK-7-6 los cuales no contaban con tiro de verificación sísmica, luego se procedió al cálculo del error, teniendo los topes correspondientes a la superficie erosiva del Precretacico, se proyectaron los pozos para conocer la intersección de dichos pozos con la superficie erosiva del Precretacico en profundidad. En la tabla 2 se muestran los cálculos.

Tabla 2 Calculo del error para validar modelo de velocidades

Pozo	Profundidad de intersección del pozo y superficie precretácico (Pies)	Profundidad del tope precretácico (Pies)	Error (pies)	Resolución vertical (Pies)
BYK-7-6	2992	3032	40	40
BYK-7-2	4279,02	4270	-9,02	40

Como se puede observar en la tabla anterior, el error es menor o igual que la resolución vertical. Esto demuestra que el modelo en profundidad generado en este estudio funciona para los mapas de estructurales en profundidad de los valles interpretados.

En la figura 5.15 se muestra la ubicación de los pozos BYK-7-6 y BYK-7-2, con sus topes estructurales mostrando la diferencia entre la superficie Precretácica y los topes.

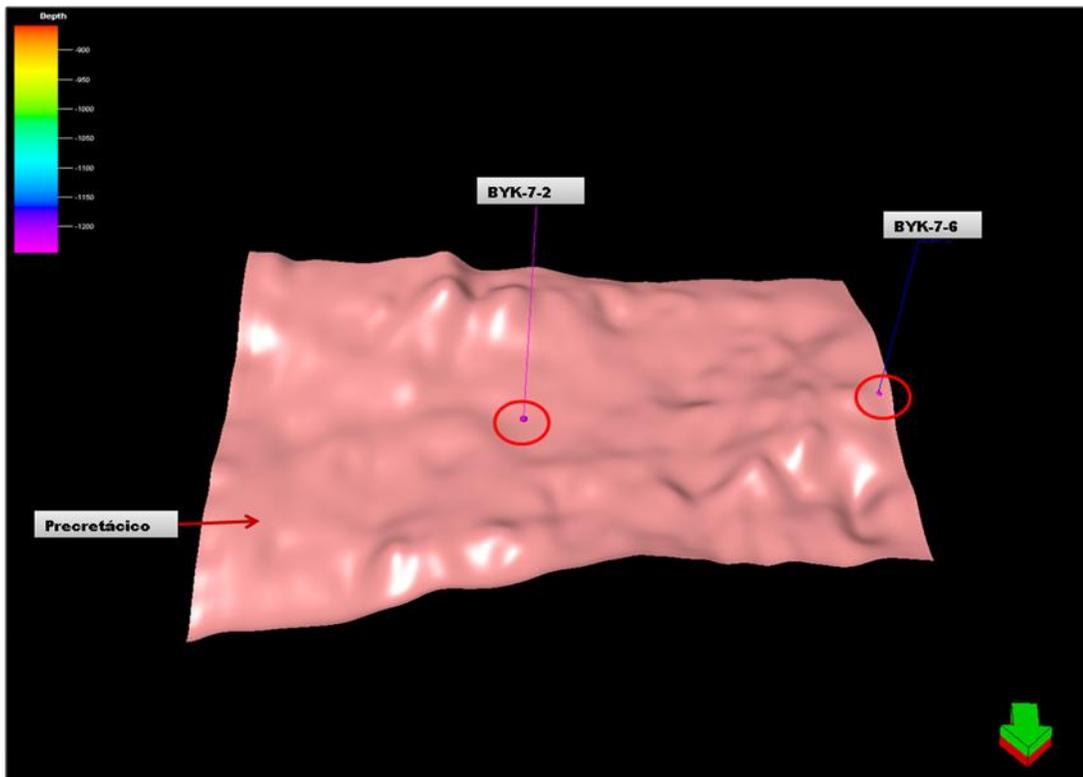


Figura 5. 15 Superficie Precretácica y pozos de prueba, para validar modelo

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El ajuste de la correlación sísmica-pozo varía entre 51% y 70% de correlación, siendo el mejor ajuste en el pozo BYK-7-25 ubicado sobre la sección sísmica BOYA-07 al norte del área estudiada, y el ajuste de menor porcentaje fue en el pozo BYK-7-11 ubicado en la sección sísmica BOYA-02.
- La mayoría de los valles interpretados mantienen una orientación preferencial noreste, con algunas excepciones de otros valles que su rumbo es hacia el norte. El ancho de los valles están en el rango de los 6 km a 12 km en el sur y al norte están alrededor de los 10 km a 17 km.
- Debido a la dirección y buzamiento de los valles, se puede decir que el aporte de sedimentos fue en dirección sur- norte.
- El valle 8 es el mejor prospecto petrolífero debido a que cuenta con un espesor de 250 pies en el centro del valle y de los cuales 174 pies son de arena neta petrolífera
- Con la interpretación realizada en este trabajo se aporta una cantidad favorable de información que ayuda a reducir la incertidumbre a la hora de proponer la perforación de nuevos pozos que exploren las trampas estratigráficas propuestas por este trabajo como son los canales.
- Es posible construir un cubo de velocidades 3D, a partir de sísmica 2D y una lista de pozos mínima.
- El modelo de velocidades presenta un comportamiento coherente con los contrastes de velocidad, el cual es homogéneo en cada secuencia.

- El modelo de velocidades realizado fue exitoso debido a que el error calculado fue menor a la resolución sísmica vertical.
- Se recomienda realizar un levantamiento sísmico 3D con objetivos estratigráficos
- Se recomienda realizar pruebas de presión y pruebas de producción en los pozos, ya que con esta información se confirma el modelo planteado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Carter M.(1993).Velocity Interpretation and Depth Conversion. Tulsa: Society of Exploration Geophysics (SEG).
- Comité Interfiliar de Estratigrafía y Nomenclatura (1997). Léxico Estratigráfico de Venezuela (LEV). PDVSA – INTEVEP. Recuperado el 15 de junio de 2011, de: <http://www.pdv.com/lexico>
- Csato, I., C. G. St. C. Kendall, 2001, "Modeling of stratigraphic architectural patterns in extensional settings – Toward a conceptual model", Computers and Geosciences.
- Erlich, R. and S. Barrett (1992). Petroleum Geology of the Eastern Venezuelan Foreland Basin in Foreland Basins and Fold Belts. Editores R.W.Macqueen and D.A.Leckie. Memorias de la AAPG 55: 341-362.
- González de Juana C., J. Iturralde de Arozena y X. Picard (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ed. Foninves, 2 tomos, pp. 1021.
- Hedberg, H. and H. Funkhouser (1947). Oilfields of the Greater Oficina Area, central Anzoátegui, Venezuela. AAPG, 31(12): 2089-2169.
- Hilla W, Naval D. (2005). Interpretación Estructural en las arenas gasíferas J3ML, R0 (U-M), en el Área Mayor de Socororo, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Departamento de Geofísica. UCV. Caracas. pp 20 – 35.
- Kendall, C. “Arabian Gulf. Current Middle East Reserves of Cheap Oil”. University of South Carolina, 2003.Disponible en internet: <http://www.sepmstrata.org>

- Liner, C. (2004). Elements of 3D seismology. Segunda edición, Editorial PennWell, 608 pp.
- 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, pp. 205–212.
- Parnaud, F., Y. Gou, J-C. Pascual, Truskowski, O. Gallango, H. Passalacqua, and F. Roure (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin, in Petroleum Basins of South America. Editores Tankard, Suarez y Welsink. Memorias de la AAPG 62, p. 741-756.
- PDVSA (1983). Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco Volumen VI, Área Machete. 73 – 82 p.
- PDVSA – CVP (2007). Memoria Descriptiva Área Boyaca
- PDVSA-CVP (2010). Atlas faja petrolífera del Orinoco. En imprenta
- Posamentier, Henry W. & Venkatarathnan Kolla, 2003, "Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Elements in Deep-Water Settings", Journal Sedimentary Research, Vol. 73, No. 3, P. 367–388
- Regueiro, S. (2007) “Sísmica para Ingenieros y Geólogos. El método sísmico de reflexión”.
- Rider, M. (1996). “The Geological Interpretation of Well Logs”. Second Edition. p. 280. UK.
- Rizzo. N. (2010) Faja Petrolifera del Orinoco. Asociación Venezolana de procesos de gas. Boletín N° 17. 9 pp.

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

Shlumberger.(2005) “Oilfield Glossary”.

Schlumberger (1997). Evaluación de pozos (WEC). Capitulo I. Cuencas petrolíferas. Versión Multimedia (CD).

Talwani, M. (2002). The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela (Or Heavy Oil to the rescue?). The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University. pp 5 – 7.

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

Vail, P.R and Wornard, W.W. (1990) “Well log-seismic sequence stratigraphy: a new tool for exploration in the 90s”, Conferencia anual de Investigación el 11 de septiembre, p.379.

Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M., Campion, K. M. and Rhamanian, V. D. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops.American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration, N 7, Tulsa.

Wescott, W. A. (1997). Channels versus valley: Semantics or significances? *Amoco exploration and production* , 6.

ANEXOS