



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA Y
DETERMINACIÓN DE LAS DIRECCIONES DE ESFUERZOS
HORIZONTALES EN EL ÁREA NORTE DE LOS CAMPOS
PIRITAL Y SANTA BÁRBARA, PDVSA, DISTRITO NORTE**

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por los Brs.
Espinoza Farias Rosa Virginia y
Guzmán Pérez Oscar Vladymir para
optar al título de
Ingeniero Geólogo e Ingeniero Geofísico

Caracas, 2006



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA Y
DETERMINACIÓN DE LAS DIRECCIONES DE ESFUERZOS
HORIZONTALES EN EL ÁREA NORTE DE LOS CAMPOS
PIRITAL Y SANTA BÁRBARA, PDVSA, DISTRITO NORTE**

Tutor académico: Prof. Ricardo Alezones
Tutor académico: Prof. José Cavada
Tutor industrial: Ing. José Manuel Alvarado y
Cotutor Industrial: Ing. Andrés Cabrera

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por los Brs.
Espinoza Farias Rosa Virginia y
Guzmán Pérez Oscar Vladymir para
optar al título de
Ingeniero Geólogo e Ingeniero Geofísico

Caracas, 2006

Caracas, Diciembre de 2006

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geológica y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Espinoza Farias Rosa Virginia y Oscar Vladymir Guzmán Pérez, titulado:

**“CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA Y
DETERMINACIÓN DE LAS DIRECCIONES DE ESFUERZOS
HORIZONTALES EN EL ÁREA NORTE DE LOS CAMPOS PIRITAL Y
SANTA BÁRBARA, PDVSA, DISTRITO NORTE”**

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

Prof. Rafael Falcón

Jurado

Prof. Ricardo Alezones

Tutor Académico

Prof. José Cavada

Tutor Académico

Ing. José Manuel Alvarado

Tutor industrial

Ing. Andrés Cabrera

Cotutor Industrial

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres, Rosa Elena Farias de Espinoza y Miguel Antonio Espinoza Mata, gracias a ustedes este sueño se hizo realidad y a Vladimir por estar siempre a mi lado.

Virginia

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre Herminda, por tu fuerza, tu hermosa voluntad de vida y tu amor, a mi padre Dagoberto por su amor y constancia. A mi bella familia Maria Isabel, Romel Antonio, Isabel Guadalupe, Antonella y Sofía. A Rosa Virginia Espinoza, por ser tantas veces mi luz. A todos ustedes dedico este logro por ser lo más importante en mi vida.

Vladimir

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela por haberme guiado en este camino de aprendizaje que por siempre ira conmigo a donde quiera que vaya, por ser un hogar para quienes desean superarse y por formar parte de muchos bellos recuerdos de mi vida.

Agradezco infinitamente a mis padres, Miguel y Rosa, quienes con esfuerzo y constancia siempre estuvieron para mí, ayudándome, dándome animo de seguir adelante y por darme la fuerza que necesitaba cada vez que sentía que no podía continuar. Por ellos y para ellos este logro, este triunfo, los amo. Gracias a ustedes alcance esta meta de ser ingeniero geólogo.

A mi hermano William Espinoza agradezco infinitamente por haber estado presente siempre, apoyándome y guiándome, siempre pude contar contigo y eso no tiene precio, gracias hermano por ayudarme a que este sueño se hiciera realidad, eres único, te admiro, eres mi guía.

A mis hermanas Maribel, Raquel, Amarilys y Rosa M. quienes con su presencia y entusiasmo me hicieron sonreír y tranquilizarme, dándome momentos de alegría tan valiosos en la vida y que forman parte de esta bella historia que hoy cierra solo un capitulo importante; porque vendrán más para compartirlos con ustedes. Las amo.

A mis hermanos: Jaime por darme la oportunidad, Richard por las copias y por estar presente, Albaro por recibirme en tu hogar, Johnny y Miguel por estar pendientes de mí.

A mis sobrinas y sobrinos por haberme dado alegría, los adoro y espero cumplan todos sus sueños. A toda mi familia por ser la base para construir el camino de mi vida.

A Vladymir por ser mi compañero inigualable, por darme tu amor, tu apoyo y estar siempre a mi lado no solo en la tesis sino en gran parte de mi carrera en la UCV. Aunque fue difícil nosotros ganamos y seguiremos siendo dos para luchar siempre unidos.

A mis profesores de la UCV, por enseñarme a tener ética profesional y que las cosas deben hacerse bien porque soy ucevista; especialmente a mi tutor Ricardo Alezones por haberme guiado, apoyado y por los conocimientos tan valiosos que me transmitió.

A mis tutores industriales Andrés Cabrera y José M. Alvarado por darme la oportunidad y el apoyo necesario para llevar a cabo mi T.E.G.

A Nanhil Bernabé por haber sido un ángel para mí, tu ayuda ha sido muy valiosa, gracias a ti muchas cosas pudieron ser posibles en mi tesis, además de ser una amiga. A Icenia Pérez por su apoyo y por enseñarme cosas tan necesarias para lograr realizar mi T.E.G.

A mis amigos de la UCV, Ibis, Jorge, Marisela y Arianí por ser como mis hermanos, siempre recordaré los momentos de alegría compartidos.

A todas aquellas personas que colaboraron con alcanzar este triunfo de ser Ingeniero Geólogo de la UCV, y aquí no he podido nombrar.

Gracias a Dios por haberme dado la paciencia, la fuerza y la sabiduría para seguir adelante, luchar y alcanzar este gran sueño.

Virginia

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la Universidad Central de Venezuela, mi alma mater, por haberme permitido formarme como profesional; por todas las alegrías, logros y enseñanzas que recibí en mi formación y en las vivencias cotidianas en mi querida universidad, por haber cambiado y enriquecido mi vida con tantas cosas buenas frutos del esfuerzo y el honor de ser ucevista.

A mis padres, Herminda Isabel Pérez de Guzmán y Oscar Dagoberto Guzmán Ayala, gracias por darme la vida, por su amor, por sus valores y principios, por su sacrificio, apoyo incondicional, por ser la fuerza que en aquellos momentos de agotamiento y desesperanza me motivaba a seguir luchando, toda la vida no me alcanzará para agradecerles y retribuirles su amor.

A mi hermana María Isabel Guzmán, por su apoyo, su ejemplo y su amor; estoy muy orgulloso de ti hermana, y gracias por tu familia, por la alegría de mis bellas sobrinas. Gracias Romel Antonio por tu apoyo incondicional, por ser un ejemplo de vida, te considero mi hermano.

Gracias Rosa Virginia por haber afrontado junto a mi tantas pruebas, por tu voluntad, tu fuerza, tu amor. Agradezco tanto a Dios que seas una parte tan hermosa de mi vida, juntos alcanzamos este logro tan importante y único. Gracias por ser el motivo más bello.

A la familia Espinoza Farias por su ayuda y por haberme acogido con tanto respeto y cariño, gracias a todos.

A los ingenieros José Cavada y Ricardo Alezones, tutores académicos de nuestro trabajo, por su guía no sólo en la elaboración de esta tesis, sino también por todas sus enseñanzas durante la carrera.

Gracias a todo el excelentísimo cuerpo profesoral por el que fui formado en la U.C.V., por su alto nivel de exigencia, por haberme enseñado a trabajar con ética y a dar lo mejor y el máximo esfuerzo ante cualquier circunstancia o reto. En especial gracias al Ingeniero José Luis Perdomo, profesor gracias por su orientación y guía en el desarrollo de nuestro trabajo a pesar de lo distante.

Gracias a los ingenieros Andrés Cabrera y José Manuel Alvarado, nuestros tutores industriales, por su ayuda y colaboración dentro de la empresa para desarrollar este trabajo. También gracias a todos aquellos que dentro de las gerencias de Perforación y Yacimientos Distrito Norte nos brindaron su apoyo.

Gracias A Nanhil Bernabé e Icenia Pérez, por toda su ayuda y apoyo en el desarrollo de la tesis, en verdad junto al Sr. Andrés fueron una luz en medio de muchas vicisitudes.

A mis amigos y colegas Julio Lugo, Edwin Amaris, Jorge Crespo, Ernesto Silva, quienes me apoyaron y orientaron en el desarrollo de este trabajo. A ellos y a todos mis amigos y compañeros de la U.C.V., gracias por ser parte de este logro, por sus chistes, por el trabajo conjunto, por ayudarme y haberlos ayudado, por haber compartido mi formación como profesional.

Gracias a todos aquellos que de alguna manera hicieron posible este logro.

Vladimir

RESUMEN

Espinoza F. Rosa V. y Guzmán P. Oscar V.

“CARACTERIZACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA Y DETERMINACIÓN DE LAS DIRECCIONES DE ESFUERZOS HORIZONTALES EN EL ÁREA NORTE DE LOS CAMPOS PIRITAL Y SANTA BÁRBARA, PDVSA, DISTRITO NORTE”

Tutores Académicos: Prof. Ricardo Alezones y Prof. José Cavada
Tutores industriales: Ing. José Alvarado e Ing. Andrés Cabrera
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica y Geofísica. 2006, n° pag.(146)

El área de estudio está ubicada en la parte norte de los campos Pirital y Santa Bárbara y pertenece al área productora de hidrocarburos del Norte de Monagas, Venezuela. En el subsuelo de ambos campos (en el área estudiada) la Formación Naricual constituye el principal reservorio, sin embargo para llegar a ella hay que perforar el Bloque Alóctono, el cual representa una secuencia de rocas cretácicas y terciarias emplazadas sobre formaciones más jóvenes. La presencia de este bloque se traduce en dificultades operacionales durante las perforaciones debido a su complejidad geológica por la presencia de fallas, plegamientos, diversidad de buzamientos, litología heterogénea, un espesor variable, diferentes columnas estratigráficas según la ubicación del pozo en el área y aumenta la profundidad de las arenas objetivos.

El presente estudio tiene por objetivo determinar el tope y base del Bloque Alóctono, así como determinar las tendencias de desviaciones de los pozos perforados en dicho bloque en el área estudiada.

La metodología utilizada consistió en la integración de la interpretación estratigráfica y sísmica del Bloque Alóctono, lográndose por medio del análisis de secciones estratigráficas generadas a partir de registros petrofísicos de 17 pozos del área, conjuntamente con la interpretación de secciones sísmicas de un cubo 3D migrado en profundidad. Con esta interpretación se obtuvo la información necesaria para generar los mapas estructurales del tope, base y espesor del Bloque Alóctono.

Adicionalmente se realizó un análisis de las trayectorias de los 17 pozos de interés, conjuntamente con las características litológicas y buzamientos de las formaciones encontradas por cada uno de ellos en el Bloque Alóctono, para así determinar las tendencias de desviaciones preferenciales en el área de estudio. Construyendo con esta información un mapa de tendencia de desviaciones a diferentes profundidades en el Bloque Alóctono.

Por otro lado a través de la interpretación sísmica del cubo PIN-MTN en dirección de línea y trazas, se generaron mapas del tope y base del Bloque del

Alóctono para corroborar los generados por la interpretación integrada sísmico-estratigráfica. También se visualizaron tridimensionalmente las superficies del tope y base del bloque estudiado.

Se emplearon programas computacionales de *Land Mark* como *Stratworks*, *Seisworks*, *Z-map-plus*, *Openvision*, especializados en estudios geológicos y geofísicos para el estudio realizado.

Se concluyó que la base del Bloque Alóctono coincide con el corrimiento de Pirital, mostrando una dirección general de N70° E; y que el tope de dicho bloque se caracteriza por plegamientos. El buzamiento predominante del bloque es hacia el NW en donde se hace más profundo y aumentan su espesor, por tanto este bloque se acuña hacia el SE del área de estudio.

Las desviaciones de los pozos en el Bloque Alóctono no tienen una dirección preferencial, sin embargo la tendencia principal es hacia al sur, siendo algunas veces al SE y otras al SW.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-----------|
| DEDICATORIAS..... | iv |
| AGRADECIMIENTOS..... | vi |
| RESUMEN..... | viii |
| LISTA DE FIGURAS..... | xiv |
| LISTA DE TABLAS..... | xvii |
| LISTA DE APÉNDICES..... | xix |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| | |
| CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.1 - CONSIDERACIONES GENERALES..... | 3 |
| 1.2 - PROBLEMÁTICA DEL ÁREA..... | 5 |
| 1.3 - LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO..... | 6 |
| 1.4 - OBJETIVOS GENERALES..... | 8 |
| 1.5 - OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 8 |
| 1.6 - JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA..... | 9 |
| 1.7 - TRABAJOS PREVIOS..... | 9 |
| | |
| CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO..... | 12 |
| 2.1 - GEOLOGÍA REGIONAL..... | 12 |
| 2.1.1 - Evolución Geodinámica y Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela..... | 12 |
| 2.1.2 - Estilos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela..... | 17 |
| 2.1.3 - Evolución Tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela..... | 18 |
| 2.2 - SUBCUENCA MATURÍN..... | 19 |
| 2.2.1 - Características Litológicas Generales de las Formaciones Estudiadas..... | 21 |
| | |
| CAPITULO III. MARCO TEÓRICO..... | 27 |
| 3.1 - BASES TEÓRICAS SOBRE DESVIACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS..... | 27 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1.1 - Desviaciones según el ángulo de buzamiento y litología de las formaciones..... | 27 |
| 3.1.2 - Influencia de las formaciones en la trayectoria del pozo..... | 30 |
| 3.1.3 - Factores Influyentes en la Desviación del pozo (según la ingeniería petrolera)..... | 36 |
| 3.2 - SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS..... | 36 |
| 3.3 - REGISTROS DE POZOS..... | 37 |
| 3.3.1 - Registro Rayos Gamma (GR)..... | 37 |
| 3.3.2 - Registro de Resistividad..... | 38 |
| 3.3.3 - Registro Densidad (RHOB)..... | 39 |
| 3.3.4 - Registro Sónico (DT)..... | 40 |
| 3.4 - MÉTODOS SÍSMICOS..... | 41 |
| 3.4.1 – Reflexión de ondas acústicas..... | 42 |
| 3.4.2 - Sísmica de Reflexión..... | 43 |
| 3.4.3 - Sísmica 3D..... | 45 |
| 3.4.4 - Interpretación Sísmica 3D..... | 46 |
| 3.4.5 - Sísmica en Profundidad..... | 48 |
| CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA..... | 52 |
| 4.1 - BASE DE DATOS..... | 52 |
| 4.1.1 - Información Direccional..... | 52 |
| 4.1.2 – Topes de las Formaciones..... | 52 |
| 4.2 - ANÁLISIS DE TRAYECTORIAS DE POZOS..... | 52 |
| 4.2.1 - Buzamiento de las Formaciones..... | 52 |
| 4.2.2 – Desviaciones de los pozos..... | 55 |
| 4.2.3 - Tipo de Perforación..... | 56 |
| 4.2.4 - Desviación de los pozos según la Profundidad..... | 57 |
| 4.3 – CONSTRUCCIÓN DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS..... | 57 |
| 4.4 - CONSTRUCCIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS..... | 60 |
| 4.5 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA..... | 64 |
| 4.5.1 - Interpretación Estratigráfica..... | 64 |
| 4.5.2 - Interpretación Sísmica..... | 67 |
| 4.6 - GENERACIÓN DE MAPAS..... | 70 |

| | |
|--|------------|
| 4.7 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN..... | 70 |
| 4.7.1 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas..... | 70 |
| 4.7.2 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica..... | 71 |
| 4.7.3 - Visualización Tridimensional de la Base y Tope del Bloque Alóctono..... | 71 |
| CAPÍTULO V. RESULTADOS..... | 73 |
| 5.1 - ANÁLISIS DE TRAYECTORIAS DE POZOS..... | 73 |
| 5.1.1 - Buzamiento de las Formaciones, Desviaciones de los Pozos y Tipo de Perforación..... | 73 |
| 5.1.2 - Desviación de los Pozos Según la Profundidad..... | 79 |
| 5.1.3 - Buzamientos por Sísmica..... | 85 |
| 5.1.4 - Información Direccional..... | 85 |
| 5.2 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO – ESTRATIGRÁFICA..... | 86 |
| 5.2.1 - Tabla de Control de Información..... | 86 |
| 5.2.2. - Secciones Estratigráficas..... | 87 |
| 5.2.3 - Secciones Sísmicas Arbitrarias..... | 89 |
| 5.2.4 - Profundidades Interpretadas..... | 91 |
| 5.3 - MAPAS GENERADOS EN <i>Z-MAP-PLUS</i> | 93 |
| 5.4 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN..... | 97 |
| 5.4.1 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas..... | 97 |
| 5.4.2 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica..... | 102 |
| 5.4.3 - Visualización Tridimensional de la Base y Tope del Bloque Alóctono..... | 104 |
| CAPÍTULO VI. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS..... | 108 |
| 6.1 - INTERPRETACIÓN DE LAS DESVIACIONES EN LAS TRAYECTORIAS DE LOS POZOS ESTUDIADOS..... | 108 |
| 6.2 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA..... | 120 |
| 6.2.1 - BASE ALÓCTONO..... | 120 |

| | |
|--|-----|
| 6.2.2 - TOPE ALÓCTONO..... | 120 |
| 6.3 - INTERPRETACIÓN DE LOS MAPAS GENERADOS..... | 129 |
| 6.3.1 - MAPA TOPE BLOQUE ALÓCTONO..... | 129 |
| 6.3.2 - MAPA BASE BLOQUE ALÓCTONO..... | 130 |
| 6.3.3 - MAPA ISÓPACO DEL BLOQUE ALÓCTONO..... | 131 |
| 6.3.4 - MAPA DE TENDENCIA DE DESVIACIÓN DEL BLOQUE ALÓCTONO..... | 131 |
| 6.4 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN..... | 133 |
| 6.4.1 - Secciones Sísmicas Arbitrarias..... | 133 |
| 6.4.2 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas..... | 134 |
| 6.4.3 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica..... | 135 |
| 6.4.4 - Visualización Tridimensional del Tope y Base del Bloque Alóctono..... | 136 |
| CONCLUSIONES..... | 137 |
| RECOMENDACIONES..... | 141 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 143 |
| ANEXOS | |

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|------|---|----|
| 1.1 | Cuencas Petrolíferas de Venezuela..... | 3 |
| 1.2 | Esquema Geológico de la Subcuenca de Maturín..... | 4 |
| 1.3 | Ubicación geográfica del área de estudio..... | 7 |
| 2.1 | Marco Tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela y ubicación de los principales campos petrolíferos..... | 18 |
| 2.2 | Sección Geológica Norte – Sur del Norte de Monagas..... | 20 |
| 3.1 | Tendencias de desviación según dureza las formaciones perforadas..... | 28 |
| 3.2 | Vista 3D del buzamiento de un plano..... | 29 |
| 3.3 | Vista de sección transversal o de un plano..... | 30 |
| 3.4 | Efecto del mecanismo de fracturamiento de una roca anisotrópica en la trayectoria de la mecha..... | 32 |
| 3.5 | Máxima fuerza de desviación en función del buzamiento de la formación..... | 32 |
| 3.6 | Relación entre ángulo de buzamiento y fuerza de desviación. En ángulos bajos..... | 33 |
| 3.7 | Relación entre ángulo de buzamiento y fuerza de desviación. En ángulos altos..... | 34 |
| 3.8 | Ángulo efectivo de buzamiento en hoyos desviados..... | 35 |
| 3.9 | Ilustración de la metodología general de una prospección sísmica..... | 42 |
| 3.10 | Secciones del subsuelo del sur de Texas (USA)..... | 44 |
| 3.11 | Imagen de un cubo de datos sísmicos del subsuelo en el Oriente de Venezuela..... | 46 |
| 3.12 | Comparación de dos secciones que muestran un diapiro salino. Subsuelo del Golfo de Mexico..... | 49 |
| 3.13 | Apilamiento del punto común de reflexión de trazas para una capa horizontal de velocidad homogénea..... | 50 |
| 3.14 | Migración de la energía sísmica reflejada..... | 51 |

| | | |
|------|---|-----|
| 4.1 | Imagen del mapa estructural de la Formación Caratas/Vidoño..... | 53 |
| 4.2 | Imagen del mapa estructural de la Formación San Juan..... | 54 |
| 4.3 | Vista en perfil y en planta del pozo SBC 130..... | 55 |
| 4.4 | <i>Template</i> seleccionado para la interpretación estratigráfica..... | 58 |
| 4.5 | Líneas estratigráficas coincidiendo con los pozos a ser estudiados..... | 59 |
| 4.6 | Pozos con registros en el modulo <i>Correlation de Stratworks</i> | 60 |
| 4.7 | Área interpretada del cubo sísmico PIN-MTN..... | 61 |
| 4.8 | Mapa del área del cubo sísmico PIN-MTN | 62 |
| 4.9 | Sección sísmica del cubo sísmico PIN-MTN..... | 62 |
| 4.10 | Lista de horizontes creados en el proyecto sísmico..... | 63 |
| 4.11 | Respuestas típicas de las diferentes litologías en el subsuelo en el registro rayos gamma (GR)..... | 65 |
| 4.12 | Comportamiento característico de los registros al llegar a la base del Bloque Alóctono..... | 66 |
| 4.13 | Ubicación relativa de la Línea arbitraria 1H..... | 69 |
| 4.14 | Sección sísmica interpretada correspondiente a Línea Arbitraria 1H..... | 69 |
| 5.1 | Información resumida de las secciones estratigráficas realizadas.. | 88 |
| 5.2 | Sección sísmica arbitraria 1H con topes interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico..... | 89 |
| 5.3 | Sección sísmica arbitraria 3V, con topes interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico..... | 90 |
| 5.4 | Mapa del Tope del Bloque Alóctono..... | 93 |
| 5.5 | Mapa de la Base del Bloque Alóctono..... | 94 |
| 5.6 | Mapa de Espesores del Bloque Alóctono..... | 95 |
| 5.7 | Mapa de Tendencia de Desviaciones del Bloque Alóctono..... | 96 |
| 5.8 | Sección sísmica L-660..... | 98 |
| 5.9 | Sección sísmica L-640..... | 99 |
| 5.10 | Sección sísmica T-1560..... | 100 |
| 5.11 | Sección sísmica T-1800..... | 101 |
| 5.12 | Mapa Estructural de la base del Alóctono generado | |

| | | |
|------|--|-----|
| | a partir de la interpretación sísmica <i>inline- crossline</i> | 102 |
| 5.13 | Mapa Estructural del Tope del Alóctono generado a partir de la interpretación sísmica <i>inline- crossline</i> | 103 |
| 5.14 | Vistas tridimensionales 1 y 2 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio..... | 104 |
| 5.15 | Vistas tridimensionales 3 y 4 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio..... | 105 |
| 5.16 | Vistas tridimensionales 5 y 6 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio..... | 106 |
| 5.17 | Vistas tridimensionales 7 y 8 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio..... | 107 |
| 6.1 | (A) Columna estratigráfica tipo en el norte de Monagas. (B) Columna estratigráfica tipo del área de estudio. (C) Columna estratigráfica tipo del Boque Alóctono..... | 123 |
| 6.2 | Interpretación del perfil del Bloque Alóctono en el área de estudio mostrando cuatro zonas..... | 124 |

LISTA DE TABLAS

| | | |
|------|---|----|
| 4.1 | Información obtenida en el análisis de trayectorias de los pozos..... | 56 |
| 4.2: | Comportamiento del pozo SBC 136 a medida que se perforaba..... | 57 |
| 5.1 | Datos Generales del pozo PIC 10E..... | 73 |
| 5.2 | Datos Generales del pozo PIC 11..... | 74 |
| 5.3 | Datos Generales del pozo PIC 1E..... | 74 |
| 5.4 | Datos Generales del pozo PIC 20..... | 74 |
| 5.5 | Datos Generales del pozo PIC 25..... | 75 |
| 5.6 | Datos Generales del pozo PIC 26..... | 75 |
| 5.7 | Datos Generales del pozo PIC 27..... | 75 |
| 5.8 | Datos Generales del pozo PIC 28..... | 76 |
| 5.9 | Datos Generales del pozo PIC 3E..... | 76 |
| 5.10 | Datos Generales del pozo PIC 6E y 6E2..... | 76 |
| 5.11 | Datos Generales del pozo PIC 7..... | 77 |
| 5.12 | Datos Generales del pozo SBC 130..... | 77 |
| 5.13 | Datos Generales del pozo SBC 136..... | 77 |
| 5.14 | Datos Generales del pozo SBC 17..... | 78 |
| 5.15 | Datos Generales del pozo SBC 22E..... | 78 |
| 5.16 | Datos Generales del pozo SBC 37E..... | 78 |
| 5.17 | Datos Generales del pozo SBC 90..... | 79 |
| 5.18 | Desviación del pozo PIC 10 E durante su perforación..... | 79 |
| 5.19 | Desviación del pozo PIC 11 durante su perforación..... | 80 |
| 5.20 | Desviación del pozo PIC 1E durante su perforación..... | 80 |
| 5.21 | Desviación del pozo PIC 20 durante su perforación..... | 80 |
| 5.22 | Desviación del pozo PIC 25 durante su perforación..... | 81 |
| 5.23 | Desviación del pozo PIC 26 durante su perforación..... | 81 |
| 5.24 | Desviación del pozo PIC 27 durante su perforación..... | 81 |
| 5.25 | Desviación del pozo PIC 28 durante su perforación..... | 82 |
| 5.26 | Desviación del pozo PIC 3E durante su perforación..... | 82 |
| 5.27 | Desviación del pozo PIC 6E durante su perforación..... | 82 |

| | | |
|--------|---|----|
| 5.27.1 | Desviación del pozo PIC 6E2 durante su perforación..... | 83 |
| 5.28 | Desviación del pozo PIC 7 durante su perforación..... | 83 |
| 5.29 | Desviación del pozo SBC 130 durante su perforación..... | 83 |
| 5.30 | Desviación del pozo SBC 136 durante su perforación..... | 84 |
| 5.31 | Desviación del pozo SBC 17 durante su perforación..... | 84 |
| 5.32 | Desviación del pozo SBC 22E durante su perforación..... | 84 |
| 5.33 | Desviación del pozo SBC 37 E durante su perforación..... | 85 |
| 5.34 | Desviación del pozo SBC 90 durante su perforación..... | 85 |
| 5.35 | Tabla de control de la información disponible para cada pozo..... | 86 |
| 5.35.1 | Leyenda utilizada en la tabla N° 5.35..... | 87 |
| 5.36 | Profundidades del tope del bloque alóctono (interpretadas)..... | 91 |
| 5.37 | Profundidades de la base del bloque alóctono (interpretadas)..... | 92 |
| 5.38 | Espesores del bloque alóctono determinados..... | 92 |

LISTA DE APÉNDICES

- Apéndice N° 1. Tablas de Topes Formacionales, Buzamientos y Desviaciones de los Pozos estudiados
- Apéndice N° 2. Buzamientos Determinados en Secciones Sísmicas
- Apéndice N° 3. Información Direccional de los Pozos Estudiados
- Apéndice N° 4. Secciones sísmicas interpretadas
- Apéndice N° 5. Información sobre datos sísmicos del Norte de Monagas
- Apéndice N° 6. Profundidades TVDSS.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriental es una de las principales cuencas petrolíferas de Venezuela, tanto por su extensión como por su contenido de hidrocarburos. Se encuentra en el centro-este del país y está subdividida en dos subcuencas: la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, separadas por la falla de Urica.

El área de estudio está ubicada en la Subcuenca de Maturín, específicamente en el área norte de los campos Pirital y Santa Bárbara, al norte del corrimiento de Pirital. En estos campos la Formación Naricual (Oligoceno-Mioceno) constituye la principal formación productora, y particularmente en el área de estudio para llegar a ella las perforaciones deben atravesar el Bloque Alóctono, el cual está constituido por una secuencia de rocas cretácicas y terciarias superpuestas a formaciones rocosas más jóvenes.

La litología de dicho bloque es heterogénea, principalmente areniscas, lutitas, limolitas y calizas, que en general tienen alta dureza y compresibilidad, son muy abrasivas para los equipos perforadores de los pozos, presentando altos y variados buzamientos; aunado a esto el bloque presenta una complejidad estructural interna, presentando muchas zonas falladas. Estas características tienden a producir desviaciones en las trayectorias planificadas para los pozos en el área, además de problemas operacionales que generan retrasos en las operaciones de perforación y tiempos improductivos.

Considerando los elevados costos en la perforación de un pozo petrolero, que podrían ser cercanos a los 60 MM Bs diarios, es necesario reducir los riesgos que produzcan retrasos en tales operaciones, sobre todo cuando en el área se presenta un rasgo geológico tan problemático como lo es el Bloque Alóctono.

El conocer con la mayor precisión posible la disposición espacial en el subsuelo de dicho bloque permitirá minimizar los efectos que este ocasiona, sobre todo al predecir la profundidad a la cual culmina la perforación del mismo (Base

del Bloque Alóctono) debido a que cambian drásticamente las características geológicas, principalmente de tipo litológico, información pertinente para los planificadores y/o perforadores de pozos en la industria ya que indica el tiempo de cambiar los equipos (mechas, configuraciones de ensamblajes, colocar revestidores, etc) para así lograr el éxito en la construcción del pozo o realizarlo de la manera más óptima posible debido a los altos costos que representa.

Por medio del estudio sísmico-estratigráfico, de direcciones de esfuerzos y tendencias de desviación en el Bloque Alóctono se obtuvieron herramientas útiles que contribuirán en los planes de futuras perforaciones en el área, para minimizar los problemas operacionales, tiempos de perforación y costos, y así optimizar la planificación y perforación de nuevos pozos en el área.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 – CONSIDERACIONES GENERALES

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela, por su contenido de hidrocarburos constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, sólo superada por la del Lago de Maracaibo en el estado Zulia (Reina, 2002; Yoris y Ostos, 1997). Está situada específicamente en la zona centro-este de Venezuela, incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro (figura N° 1.1).

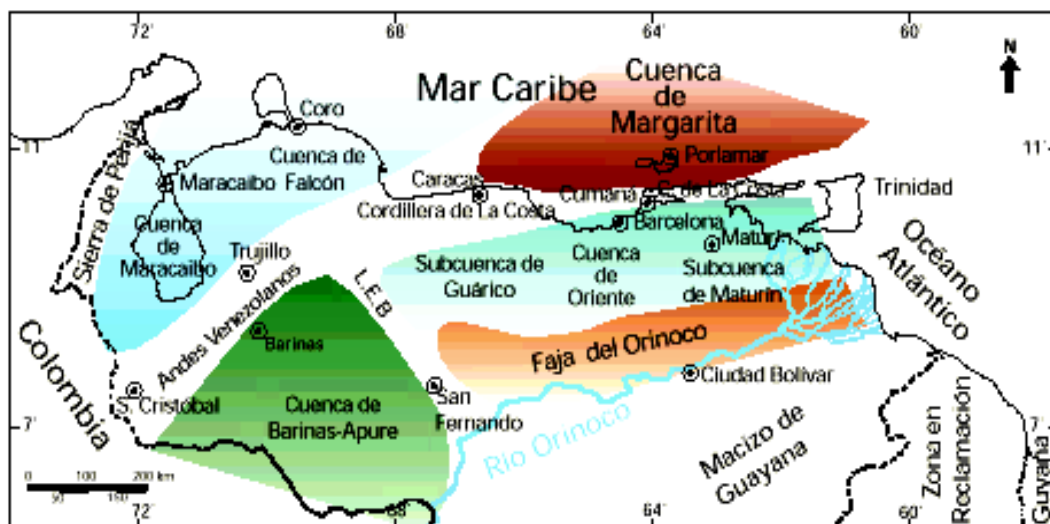


Figura N° 1.1: Cuenas Petrolíferas de Venezuela, basadas en la Distribución de sus Provincias Sedimentarias (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico. Debido a sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al oeste y Subcuenca de Maturín al este.

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur (Yoris y Ostos, 1997).

La geología estructural de la Subcuenca de Maturín evidencia gran complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Urica, Anaco, San Francisco y el Corrimiento de Pirital que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión (figura N° 1.2) (Zamora y Barrios, 1996).



Figura N° 1.2: Esquema Geológico de la Subcuenca de Maturín, mostrando las principales estructuras (Tomado y Modificado de Informe Técnico PDVSA, 1997).

1.2 – PROBLEMÁTICA DEL ÁREA

El área de estudio está ubicada en la Subcuenca de Maturín, en la parte norte de los campos Pirital y Santa Bárbara, al norte del corrimiento de Pirital. Esta área presenta estructuras principalmente de tipo compresivo, emplazamientos de bajo ángulo y acortamientos en sentido norte-sur.

En el flanco norte de estos campos (Pirital y Santa Bárbara) está presente el llamado Bloque Alóctono de Pirital, conformado por una secuencia de formaciones más antiguas superpuestas a formaciones más jóvenes, alterándose así la secuencia estratigráfica original. Dicho bloque cabalgó sobre las secuencias más jóvenes a través del corrimiento de Pirital, moviéndose principalmente hacia el sur-este como resultado de la colisión de la placa del Caribe contra la Suramericana en la evolución geológica de la Cuenca Oriental.

Estas características geológicas representan un factor de dificultad en las operaciones de perforación en todas aquellas áreas donde están presentes, ya que el bloque debe ser atravesado para poder alcanzar las arenas objetivo. En tal sentido cambian las propiedades petrofísicas de las rocas, aumenta el espesor de subsuelo que debe ser perforado para llegar a los yacimientos y adicionalmente se presentan rasgos estructurales más complicados por la presencia de fallas, plegamientos, diversidad de buzamientos, entre otros. Adicionalmente el Bloque Alóctono tiene un espesor variable y no presenta una columna estratigráfica tipo general para toda el área.

En función de lo expuesto se hace necesario conocer la disposición espacial en el subsuelo de este bloque, así como conocer una tendencia de desviación de los pozos perforados en el área a diferentes profundidades.

Para alcanzar estos objetivos se realizó una caracterización sísmico-estratigráfica utilizando información de los registros y litología de pozos perforados en el área, y la información sísmica correspondiente, construyendo así las secciones estratigráficas y sísmicas que fueron interpretadas.

Adicionalmente se realizó un análisis de la trayectoria de los pozos estudiados, tomando en cuenta los factores geológicos existentes, para determinar las direcciones de esfuerzos horizontales que dominan en el área.

1.3 - LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen las siguientes áreas de producción de petróleo: Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Norte de Monagas, Faja Petrolífera del Orinoco y Área de Guárico.

El área de estudio se ubica en la Subcuenca de Maturín, en el norte del Estado Monagas, Área Bosque, en la parte norte los campos Pirital y Santa Bárbara, limitada al sur por el corrimiento de Pirital; y pertenece al área operativa del Norte de Monagas en Venezuela (ver figura N° 1.3).

Las coordenadas UTM del área de estudio están referenciadas a “20 La Canoa” y son:

N: 411002 y 431834

E: 1062250 y 1076481

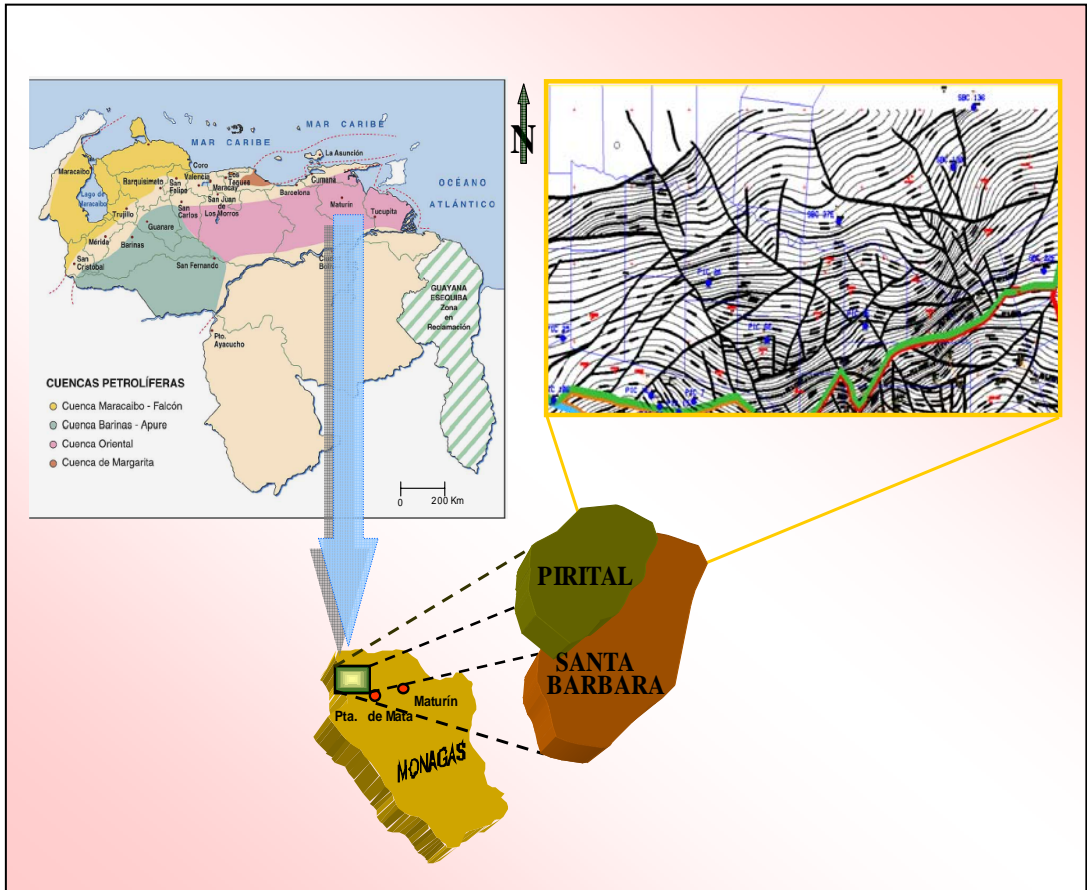


Figura N° 1.3: Ubicación geográfica del área de estudio.

1.4 - OBJETIVOS GENERALES

- Determinar el tope y la base del Bloque Alóctono en la zona norte de los campos Pirital y Santa Bárbara a través de la interpretación sísmica y estudio de secciones estratigráficas generadas con información de pozos perforados en el área.
- Determinar la dirección de los esfuerzos horizontales dominantes en el área objeto de estudio mediante el análisis de las desviaciones de los pozos perforados en dicha zona.

1.5 - OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Generar una base de datos con la información de la trayectoria de los pozos referente a ángulo, azimut y profundidad.
- Generar un mapa con las direcciones de esfuerzos horizontales principales que afectan a las formaciones presentes en los campos Pirital y Santa Bárbara.
- Generar secciones estratigráficas con datos de pozos utilizando el paquete computacional *Stratworks de Land Mark*.
- Interpretar secciones del cubo sísmico del área para establecer el tope y la base del Bloque Alóctono en la zona norte de los campos Santa Bárbara y Pirital, utilizando el paquete computacional *Seisworks de Land Mark*.
- Correlacionar la información generada de las secciones estratigráficas con la obtenida de la interpretación sísmica para establecer tope y base del Bloque Alóctono.
- Generar un mapa con el espesor del Bloque Alóctono para el área de los campos Pirital y Santa Bárbara.

1.6 - JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La presencia del denominado Bloque Alóctono representa un factor de complejidad en las operaciones de perforación debido a su heterogeneidad litológica, complejidad estructural y a que aumenta la profundidad de las arenas objetivas y cambia las características petrofísicas de las mismas.

Debido a estas condiciones es necesario conocer la disposición espacial de este bloque definiendo con la mayor precisión posible las profundidades a la que se encontrarán su tope y base en el subsuelo dentro de las diferentes unidades de explotación.

Por medio del conocimiento de las direcciones de esfuerzos responsables de las desviaciones en el área en estudio se podrá definir mejor el diseño de construcción de los pozos al realizar nuevas perforaciones en el área.

De igual forma se cumplirá con el requisito académico exigido por la Universidad Central de Venezuela para obtener los títulos de Ingeniero Geólogo e Ingeniero Geofísico.

1.7 - TRABAJOS PREVIOS

Carmona (1998) desarrolló el trabajo de grado titulado “Evaluación Geológica del Bloque Alóctono asociado a los campos Santa Bárbara y Pirital del Norte de Monagas”, en el cual se realizó la evaluación geológica del bloque Alóctono asociado a los campos Santa Bárbara y Pirital empleando la información de 33 perfiles de pozos , bioestratigrafía y 17 secciones estratigráficas. Este estudio estratigráfico-estructural se hizo con la finalidad de contribuir al conocimiento del bloque y minimizar los riesgos durante las perforaciones.

López y Romero (2000) desarrollaron el trabajo titulado “Análisis de las Características Geofísicas, Geológicas y de Yacimiento del Campo Pirital-Santa Bárbara” cuyo objetivo principal era generar una metodología que permitiera

integrar datos de diferentes disciplinas para la generación de un modelo geológico. En este estudio se utilizaron datos sísmicos para caracterizar el yacimiento; se realizó interpretación de registros petrofísicos e interpretación sísmica como parte de un estudio integrado. En el estudio de atributos sísmicos se observó una relación directa entre la impedancia acústica y la porosidad efectiva. Este estudio determinó que la Formación Naricual era la principal roca reservorio, siendo Naricual Inferior la que presentaba grandes bloques de arena con altos valores de resistividad, porosidad efectiva y permeabilidad.

González (2001) desarrolló el trabajo titulado “Caracterización Geológica y de Yacimiento del Intervalo NAR-2, Formación Naricual, en los Campos Santa Bárbara-Pirital, Área Norte de Monagas” su objetivo general era revisar el modelo estático existente del intervalo operacional NAR-2 para poder visualizar la geometría externa y extensión lateral de los depósitos sedimentarios que lo conforman para optimizar los programas de explotación en estos campos. Mediante este trabajo se identificaron trece facies sedimentarias, con el análisis de perfiles y núcleos se definieron tres unidades sedimentarias y por la asociación de facies se interpretó un ambiente de depositación de plano deltaico. También se concluyó que los mejores espesores de arena con contenido de hidrocarburos se encuentran en la parte central del área, y que los valores más altos de porosidad y permeabilidad están distribuidos en la parte central y noroeste de los campos (unidad I).

Hidalgo (2003) realizó el trabajo especial de grado titulado “Estudio diagnóstico de diseño del levantamiento Bosque 98G 3D y jerarquización de posibles problemas de imagen sísmica asociados al corrimiento de Pirital en el Norte de Monagas”, en el cual se llevó a cabo un análisis del levantamiento Bosque 98G 3D, ubicado al norte de Monagas. Hidalgo realizó la jerarquización de los posibles problemas de imagen sísmica generados por el corrimiento de Pirital por medio de la aplicación de trazado de rayos y del estudio diagnóstico de diseño sobre un modelo digital de la zona. En este estudio se empleó un trazado de rayo de offsets de mínima trayectoria para generar el diagnóstico del diseño en

cuanto a: cobertura CRP, desplazamiento CRP-CMP en superficie, velocidad de apilamiento y tiempos dobles de viaje, todos ellos con el corrimiento de Pirital como objetivo. El estudio demostró que la iluminación era bastante pobre hacia la zona centro-norte del levantamiento, ya que hacia esa parte está ubicada la superficie de despegue del Bloque Alóctono de Pirital, que hace al área geológicamente compleja por sus fuertes buzamientos y fuertes inversiones de velocidad.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 – GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región centro - este del país, es la primera en extensión superficial en Venezuela y está limitada al norte por el cinturón de plegamientos de la Serranía del interior y la falla de El Pilar, al sur por el Escudo de Guayana, al este por la plataforma deltana, y al oeste por el Arco de El Baúl (Parnaud *et al.*, 1995). Es una cuenca antepaís (*foreland*) desarrollada en el Neógeno sobre un margen pasivo del Mesozoico en el cratón de Suramérica.

La cuenca tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido este-oeste y una anchura media de 200 km de norte a sur, con un área total aproximada de 165.000 km² y abarca los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Es una cuenca asimétrica con el flanco sur buzando suavemente al norte y donde el flanco norte ha sufrido grandes deformaciones por tectonismo, presentando mayores buzamientos (Gonzáles de Juana *et al.*, 1980).

Tectónicamente la Cuenca Oriental de Venezuela se formó como el resultado de la compleja interacción entre las placas de Suramérica, Norteamérica y el Caribe. Es el producto de la convergencia oblicua de la placa del Caribe, con un movimiento relativo hacia el este, contra la placa de Suramérica, la cual presenta un movimiento relativo hacia el noroeste (Di Croce *et al.*, 1999).

2.1.1 - Evolución Geodinámica y Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido presentada por varios autores, aquí se explica con mayor detalle la realizada por Parnaud *et al.* (1995), sin embargo también se mencionan las de Di Croce (1995) y Aymard *et al.* (1990), así como algunos resultados obtenidos por otros autores.

Parnaud *et al.*, (1995) dividió la evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela en cuatro episodios mayores:

1. Una fase de *Pre-Rift* en la era Paleozoica.
2. Una fase de *rifting* y *drifting* durante el período Jurásico y Cretácico temprano, caracterizado por grabens, creación de corteza oceánica en el dominio Tethyano-Caribeño, y una discordancia de ruptura regional.
3. Un período de margen pasivo durante el Cretácico- Paleoceno.
4. Una fase final durante una colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que provocó la formación de la Serranía del Interior y la transformación de una cuenca de margen pasivo a una cuenca foreland (antepaís). Esta colisión de la placa del Caribe con la placa de Suramérica fue diacrónica con un desplazamiento progresivo Oeste-este.

Megasecuencia de *Prerift*:

La megasecuencia de *prerift* desarrollada durante el Paleozoico es identificada en perfiles sísmicos. Está asociada con las formaciones Hato Viejo y Carrizal de la subcuenca de Guárico y fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos (Parnaud *et al.*, 1995).

Megasecuencia de *Rift*:

La megasecuencia de *rift* se desarrolló durante el Jurásico tardío-Cretácico temprano y ha sido descrito como la Formación La Quinta al oeste de la cuenca oriental, en el graben de Espino. Esta formación fue depositada en un ambiente continental (Parnaud *et al.*, 1995).

Megasecuencia de Margen Pasivo:

La megasecuencia de margen pasivo abarca el Cretácico y Paleoceno, y está caracterizada por tres fases transgresivas principales que se desarrollaron de norte a sur y culminaron durante el Turoniense, Paleoceno-Eoceno temprano, y en el Oligoceno respectivamente. Estos eventos marcan cambios eustáticos del nivel del mar. A pesar de que esta megasecuencia es clara en líneas sísmicas, la base aun no ha sido reconocida ni en pozos ni en afloramientos (Parnaud *et al.*, 1995).

La fase transgresiva inicial comenzó con la depositación de las areniscas basales de la Formación Barranquín. El máximo avance transgresivo está marcado por la depositación de carbonatos de plataforma que son diacrónicos en una dirección norte – sur dentro de la cuenca. Esta transgresión es definida como la secuencia del Cretácico intermedio. En el área de El Pilar al norte, estas calizas corresponden al nivel superior de la Formación Barranquín de edad Barremiense y más al sur corresponden a la Formación El Cantil de edad Albiense (Parnaud *et al.*, 1995).

En el campo El Furrial estas calizas datan del Aptiense-Turonense y forman parte de las formaciones El Cantil, Querecual y San Antonio. En la parte sur de la cuenca (área Mata) estas rocas son equivalentes a la Formación El Tigre e indican el máximo avance de la transgresión durante el Turonense (Parnaud *et al.*, 1995).

Las principales rocas madres fueron depositadas durante esta fase transgresiva. Estas son *mudstones* (lodolitas) marinas ricas en materia orgánica depositadas en un ambiente batial, y una mezcla de facies orgánicas que ocurre en un ambiente de plataforma. Estas rocas madres corresponden con las formaciones Querecual y San Antonio de edad Cenomaniense – Campaniense y son contemporáneas con la depositación de los carbonatos de plataforma hacia el sur (Parnaud *et al.*, 1995).

Al primer evento transgresivo definido por Parnaud *et al.*, (1995) le siguió la regresión del Maestrichtiense. Durante esta regresión se depositó la Formación San Juan. En afloramientos, la Formación San Juan contiene facies regresivas de abanicos submarinos y en el área de El Furrial, facies estuarino-deltaicas.

Luego ocurre un segundo evento transgresivo dentro de la megasecuencia de margen pasivo, que siguió a la regresión del Maestrichtiense y finalizó durante el Paleoceno – Eoceno.

Yoris y Ostos (1997) exponen que hacia el este, para el Paleoceno y el Eoceno Temprano la sedimentación no estuvo influenciada por los frentes de deformación del Caribe, acumulándose los sedimentos finos del talud continental (hemipelágicos) de la Formación Vidoño y los más arenosos de la Formación Caratas.

La transgresión final se desarrolló durante el Oligoceno, comenzando con la depositación de las areniscas basales de la formación Merecure (Parnaud *et al.*, 1995).

Megasecuencia de colisión oblicua:

Según Parnaud *et al.*, (1995) la megasecuencia de margen pasivo culminó durante el Oligoceno cuando fue interrumpida por la colisión de la placa del Caribe contra la Suramericana y cambio la cuenca a una de tipo *foreland* (antepaís). La colisión oblicua migró progresivamente hacia el este durante el Oligoceno tardío al Mioceno temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas (figura N° 2.1):

1. Un área al sur (de Cerro Negro a Oritupano) correspondiente a la zona de plataforma.
2. Una zona central (de Acema-Casma hasta Pirital) correspondiente a la zona *foredeep* (antefosa).
3. Un área norte (al norte de la falla de Pirital) correspondiente a la zona de sobrecorrimientos.

El diacronismo de la carga aplicada por el cinturón de corrimiento sobre el límite norte del continente Suramericano provocó la migración del *foredeep* (antefosa) hacia el este. Al oeste, las últimas megasecuencias de rocas sedimentarias de margen pasivo son del Paleoceno, lo que indica los primeros eventos tectónicos en esta área. Mientras que al oriente de Venezuela ninguna actividad tectónica se ha reconocido en marcadores de rocas sino hasta el Eoceno tardío. Además la *foredeep* (antefosa) también migró de norte a sur, lo que se

asoció con el emplazamiento de unidades alóctonas causada por la colisión de las placas.

En el *foredeep* (antefosa) la Formación Carapita fue la primera en depositarse con una gruesa secuencia de lutitas. Esta formación es el principal sello de los reservorios del Oligoceno- Mioceno (formaciones Freites y Oficina) y es también considerada como una potencial roca generadora con una mezcla de materia orgánica (continental y marina). Sin embargo, la *foredeep* fue principalmente rellenada durante el Plioceno-Pleistoceno con los depósitos de formaciones más jóvenes como La Pica y Las Piedras, representativas de ambientes continentales a marinos someros. (Parnaud *et al.*, 1995).

Cerca del frente de deformación y en el alóctono los depósitos sinorogénicos permitieron fechar varias deformaciones (Parnaud *et al.*, 1995):

- La Formación Naricual del Mioceno Inferior grabó el inicio del levantamiento de la Serranía del Interior al norte y la propagación de un sistema deltaico hacia el sur.
- El miembro Chapapotal está asociado al corrimiento de Pirital de edad Mioceno Medio.
- La Formación Morichito corresponde al relleno continental de una cuenca piggy-back transportada por el corrimiento de Pirital.
- Los depósitos turbidíticos sedimentarios de la Formación Carapita inferior tienen una posible dirección de transportación noroeste-sureste.

Di Croce (1995) en un trabajo realizado en la Cuenca Oriental de Venezuela, muestra la estratigrafía secuencial y la evolución estructural de la misma. Este autor se basa en correlaciones sísmicas y de pozos para analizar la estratigrafía de la Cuenca Oriental proponiendo tres megaunidades tectonoestratigráficas principales. Estas incluyen una secuencia “rift” pobremente definida, una megaunidad de margen pasivo y una megaunidad de “foredeep”.

Según Aymard *et al.* (1990) las rocas sedimentarias encontradas en la Cuenca Oriental de Venezuela son el resultado de dos ciclos sedimentarios mayores: uno de edad Cretácico – Eoceno y otro de edad Post-Eoceno. La sección Cretácico – Eoceno fue depositada en una plataforma continental estable, limitada al Sur por el Escudo de Guayana, con un océano abierto hacia el Norte. La sección post-Eoceno está caracterizada por la presencia de varias discontinuidades regionales causadas por sucesivos eventos orogénicos originados al Norte. Es en esta sección donde se encuentran los más importantes yacimientos del área del Norte de Monagas, donde las rocas yacimiento de las Formaciones Naricual y Los Jabillos se encuentran infrayacentes a la Formación Carapita que actúa como excelente sello.

2.1.2 - Estilos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela

En el trabajo de Parnaud *et al.*, (1995) se reconocen dos provincias tectónicas distintas:

La provincia autóctona se extiende desde el eje de la cuenca hasta el río Orinoco. Es extensional y caracterizada por fallas normales de tendencia N 60°-70° E y fallas transcurrentes que son más jóvenes en la parte sur que en la norte. También están presentes fallas rumbo-deslizantes de rumbo N 70° W en la parte norte de la provincia, afectando tanto depósitos Cretácicos como a los del Paleoceno. Y fallas de buzamiento por colapso gravitacional que se profundizan al norte y afectan a las rocas sedimentarias del Mioceno – Pleistoceno.

La provincia alóctona que se extiende desde la falla de El Pilar (una falla mayor de rumbo E-W, rumbo deslizante dextral que representa la traza superficial del límite de placa entre el Caribe y Suramérica) al eje de la cuenca y corresponde a un sistema vergente hacia el sur.

También se reconoce una zona intermedia que muestra estilos estructurales compresivos y extensivos entre las provincias Alóctona y Autóctona.

2.1.3 - Evolución Tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Desde el Eoceno hasta el presente la placa del Caribe y los esfuerzos estructurales asociados han migrado hacia el este. Esta migración oeste-este y la repartición del esfuerzo compresivo se muestra en el crecimiento de elementos estructurales mayores (Parnaud *et al.*, 1995):

- a) Desplazamiento progresivo hacia el este de la placa del Caribe a lo largo de la falla de El Pilar.
- b) Emplazamiento progresivo de varios compartimientos Alóctonos de la Serranía a lo largo de las fallas transcurrentes (Urica, San Francisco, y la falla de Los Bajos).
- c) Acortamientos principalmente N-S a lo largo de corrimientos frontales de rumbo N 60°-70° E (El Furrial y Pirital).

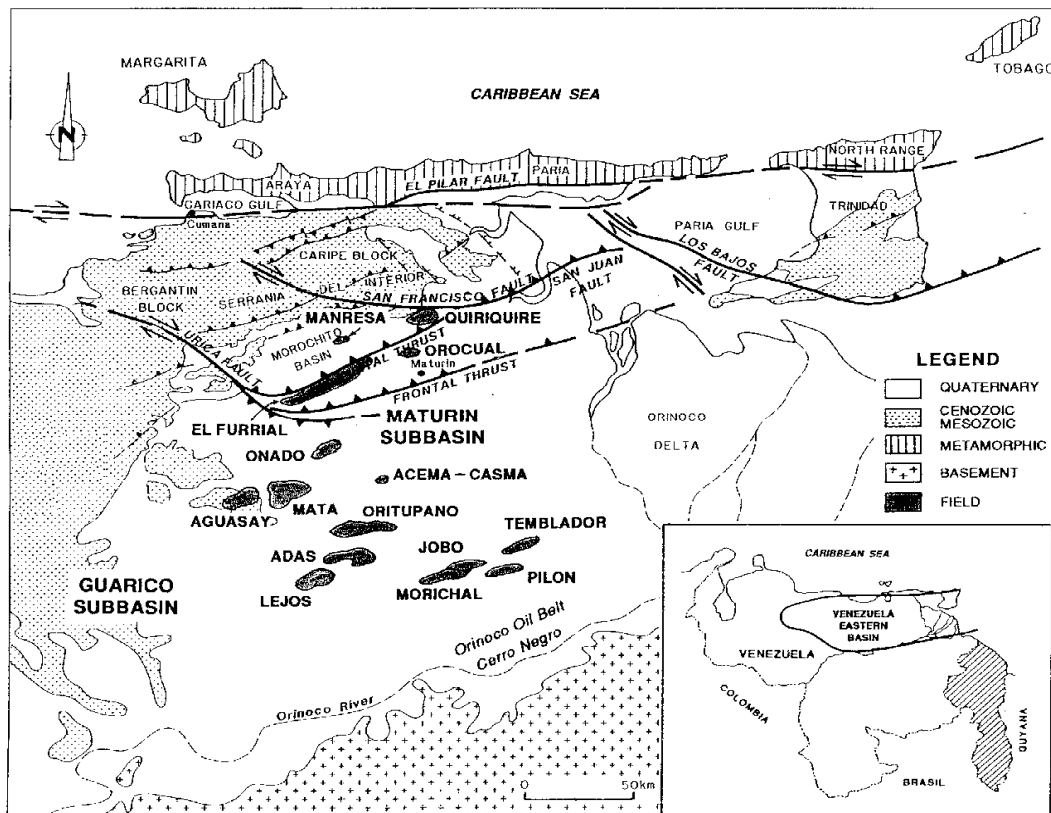


Figura N° 2.1: Marco Tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela y ubicación de los principales campos petrolíferos (Tomado de Parnaud *et al.*, 1995).

2.2 - SUBCUENCA MATURÍN

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en dos subcuencas, la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, separadas por el sistema de fallas de Urica. La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental con un área aproximada 80000 km², su ancho es aproximadamente de 200 km en dirección norte- sur y se extiende 400 Km en dirección este –oeste; presenta una forma alargada, asimétrica y con una dirección aproximada N50°E.

La subcuenca Maturín está limitada por la Serranía del Interior al norte, Escudo de Guayana al sur, la Plataforma Deltana y el Golfo de Paria al este, y por la falla de Urica al oeste (Subieta *et al.*, 1988).

En buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín proviene de la Serranía del Interior Oriental y está representada por una espesa y compleja secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur presenta una estratigrafía más sencilla, similar a la de la Subcuenca Guárico; presenta en su parte inferior rocas del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno (Yoris y Ostos, 1997).

El modelo tectónico actual divide a la cuenca en tres bloques estructurales (figura N° 2.2). Al norte, el Bloque Alóctono de Pirital que aflora en la Serranía del Interior y cuyo límite sur es el corrimiento de Pirital, este representa el rasgo estructural más importante del área, que superpone sedimentos Cretácicos sobre Terciarios con dirección N70° E y es considerado un emplazamiento de bajo ángulo del Bloque Alóctono Cretácico con un desplazamiento de unos 10 Km. También se encuentran pliegues concéntricos de gran escala (Zamora y Barrios, 1996).

En la parte central, se encuentra el Bloque Parautoctono, constituido por el área Norte de Monagas, correspondiendo a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad. Al sur, se encuentra una zona extensiva relacionada con la plataforma estable de la cuenca (Zamora y Barrios, 1996).

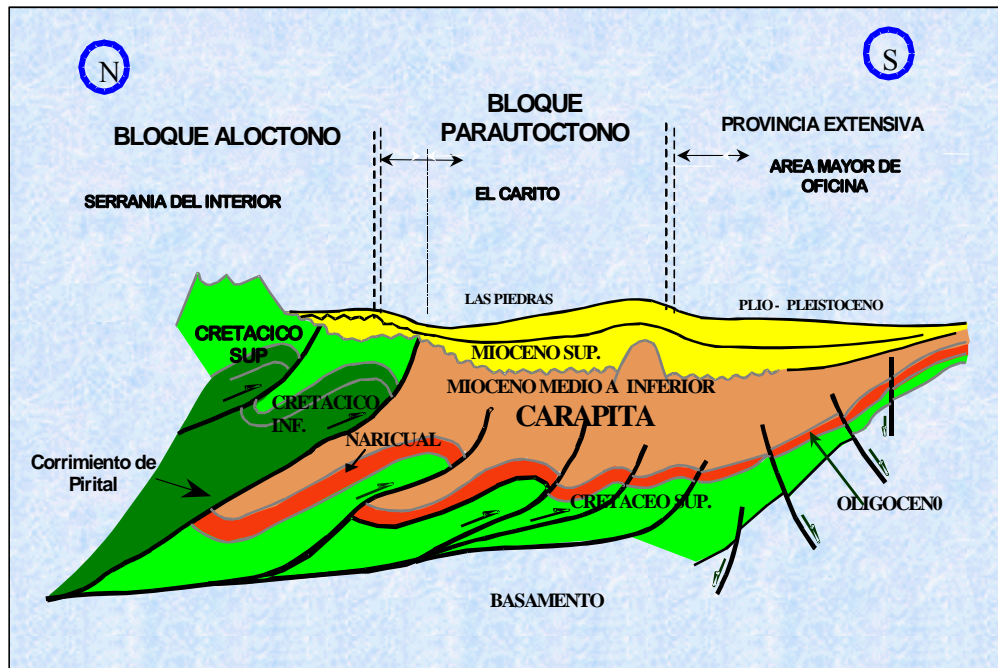


Figura N° 2.2. Sección Geológica N – S del Norte de Monagas. (Tomado y modificado de Zamora y Barrios, 1996).

La zona de estudio se encuentra estructuralmente ubicada al norte del corrimiento de Pirital, en el Bloque Alóctono de la Subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela, en la cual ésta presenta eventos estructurales regionales que están amarrados a la evolución tectónica de la Cordillera de la Costa y más específicamente a la Serranía del Interior Oriental y junto a otros eventos de menor importancia de carácter local.

2.2.1 – Características Litológicas Generales de las Formaciones Estudiadas (Tomado y modificado del Léxico Estratigráfico de Venezuela)

Las formaciones presentes en la Cuenca Oriental de Venezuela principalmente en los estados Sucre, Anzoátegui y Monagas, y que estuvieron involucradas en este estudio son de la más joven a la más antigua:

- **Formación Mesa. Edad CUATERNARIO (Pleistoceno)**

Consiste en arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de norte a sur y aumenta de oeste a este. En la Mesa de Maturín, la Formación Mesa tiene un espesor máximo de 275 m, mientras que en el estado Bolívar rara vez llega a los 20 m.

- **Formación Las Piedras. Edad TERCIARIO (Mioceno Tardío-Plioceno)**

En la localidad tipo la Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. También se encuentran algunas calizas arenosas duras de color verde. Presenta minerales abundantes como andalucita, biotita, clorita, cloritoide, kyanita y corindón y, menos abundantes, granate, glaucofano, hornblenda, epidoto, estaurolita, sillimanita, muscovita y titanita. En la sección tipo, la formación tiene 1005 m de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370 m. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad.

- **Formación La Pica. Edad TERCIARIO (Mioceno Tardío)**

En la localidad tipo la Formación La Pica consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino. Presenta cuñas y lentes. El espesor de la formación es variable, en la sección tipo

alcanza los 2.757 pies (840 m). Es muy posible que los espesores mayores en el centro de la cuenca lleguen a más de 13000 pies (3960 m). En el flanco norte de la cuenca la formación se acuña estratigráficamente hasta desaparecer. Al sur, el espesor disminuye gradualmente.

- Formación Morichito. Edad TERCIARIO (Mioceno Medio)

La formación está compuesta por conglomerados constituidos por peñones, peñas y gravas intercaladas con arenas y limonitas, en una matriz arcillosa de color pardo, ocasionalmente carbonosa a lignatita. Localmente, la matriz puede ser limolítica o arenosa, de grano fino. Los componentes gruesos están formados por fragmentos variados de calizas, lutitas y areniscas de las formaciones del Cretácico y Eoceno de la Serranía del Interior.

En la sección tipo, la formación tiene un espesor de 394 m. El espesor máximo está en el orden de los 1650 m, acuñándose hasta desaparecer al norte y al sur. La Formación Morichito está restringida a una faja de unos 4 km de ancho por 100 de extensión, a lo largo del frente de montañas del norte de Monagas. Al sur, su límite es la línea de acuñamiento contra el Alto de Pirital.

- Formación Carapita. Edad TERCIARIO (Oligoceno-Mioceno)

En el subsuelo, la Formación Carapita consiste casi exclusivamente de lutitas de color gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosas, en general calcáreas y con un alto contenido de foraminíferos. Localmente pueden ser piríticas o glauconíticas.

En términos generales, las areniscas son escasas y sólo se presentan en las áreas donde la Formación Carapita pasa gradualmente a las formaciones Oficina al sur y Capiricual al oeste, o donde está presente el Miembro Chapapotal, constituido por areniscas lenticulares turbidíticas. El espesor original de la formación en la mayor parte de la cuenca, oscila entre 4500 y 6000 m.

Formaciones presentes en el Bloque Alóctono

La secuencia sedimentaria estudiada en el Bloque Alóctono está conformada por formaciones de edad Terciario y Cretácico, de tope a base y de la más joven a la más antigua (siguiendo con la secuencia de las formaciones antes descritas) son las siguientes:

- Formación Caratas. Edad Terciario (Eoceno Temprano a Tardío)

Consiste en una secuencia compleja de limolitas y areniscas, que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas. En el río Querecual, es de carácter pelítico-arenoso, y va pasando gradualmente a secuencias más arenosas hacia el sureste y más pelíticas hacia el noroeste, pero en todas las áreas presenta una anomalía carbonática en su tope, que constituye el Miembro Tinajitas.

Las areniscas son de grano fino a medio, gris verdosas, que meteorizan a pardo oscuro y pardo rojizo. Las limolitas y lutitas son de color gris oscuro, monótonas, en las que se intercalan ocasionalmente calcarenitas o marlitas. Otros autores mencionaron que el contenido de arenisca aumenta hacia el sur hasta que, en el área de Santa Bárbara, la sección se compone de areniscas masivas mientras que contiene más lutitas hacia el noroeste. En la sección tipo el espesor de esta formación es de 315 a 335 m. El Miembro Tinajitas en la mayoría de sus afloramientos, no pasa de 12 m de espesor.

- Formación Vidoño. Edad Cretácico (Campaniense) - Terciario (Eoceno Temprano)

Está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita. En la sección tipo la Formación Vidoño consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas, y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con fractura en astilla o punta de lápiz y con intercalaciones menores de limolitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro. En el río Querecual se registra un

espesor aproximado de 300 metros. En el subsuelo, se han registrado hasta 30 m de espesor.

- Formación San Juan. Edad CRETÁCICO (Maastrichtiense Tardío)

Consiste en una alternancia monótona de capas de areniscas de 0,3 a 1 m de espesor, muy duras, gris a gris claro de grano fino, bien escogidas, escasamente glauconíticas y localmente calcáreas. Estas capas de areniscas se intercalan con capas centimétricas de lutitas negras, arenáceas, localmente calcáreas y limolitas negras. En algunos casos las areniscas del tope se tornan muy glauconíticas. Las capas de arenisca son tabulares, y en ocasiones alcanzan hasta 10 metros de espesor.

De manera general la formación alcanza un espesor de 350 m. Hacia el norte, la secuencia disminuye de espesor. Constituye una de las unidades más resistentes de la Serranía del Interior oriental; el tope del pico Turimiquire, esta constituido por la cuesta de buzamiento de las areniscas de esta formación (González de Juana *et al.*, 1980).

- Formación San Antonio. Edad CRETÁCICO TARDÍO

La unidad consiste esencialmente en calizas y lutitas negras, como la Formación Querecual, infrayacente, pero además contiene numerosas capas de areniscas duras de color gris claro y de chert. Una característica típica es la presencia de diques anastomósicos de areniscas. Las cantidades y proporciones de areniscas y chert son muy variables; en algunos sitios son tan escasas que es imposible diferenciar la unidad de la Formación Querecual. En otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la Formación San Antonio se confunda con la Formación San Juan, suprayacente.

- Formación Querecual. Edad CRETÁCICO (Albiense Tardío-Santoniense)

Consiste en calizas arcillosas con estratificación delgada, laminadas, carbonáceo-bituminosas y lutitas calcáreas. El color de las calizas y lutitas es típicamente negro. Son abundantes las formas discoidales, esferoidales y

elipsoidales y han sido descritas como concreciones. El contenido de pirita de la unidad, también es característico y es el responsable de las fuentes sulfurosas. La presencia de capas fanáticas o calizas silíceas negras, es una característica de la parte superior de la formación. Generalmente presenta muy pocas areniscas grises, blancas, calcáreas y glauconíticas.

En su sección tipo, se mencionan 700 m de espesor para la formación y algunos autores señalan que éste es uniforme. La Formación Querecual es la roca madre por excelencia de los hidrocarburos de la Cuenca Oriental de Venezuela.

- Formación Chimana. Edad CRETÁCICO (Albiense)

Se designa a las areniscas y calizas mal expuestas en el río Querecual, por debajo de la Formación Querecual. La definición original se empleó para el desarrollo predominantemente lutítico, ubicado entre las formaciones El Cantil y Querecual en su área tipo, y posteriormente, se extendió a la litología heterogénea comprendida entre ambas formaciones según criterios cronoestratigráficos.

Presenta cambios verticales y laterales de facies que, al ser definidos apropiadamente, constituyen unidades litoestratigráficas diferenciables entre sí, así como también separables litológicamente de las formaciones Querecual y El Cantil. Esta formación está separada en varios miembros. En su sección tipo se señalan unos 120 m de espesor, pero añaden que la formación puede alcanzar entre 60 y 300 m por su variación lateral de facies.

- Formación El Cantil. Edad CRETÁCICO (Aptiense-Cenomaniense)

La formación es muy variable lateralmente. Las calizas fosilíferas macizas, frecuentemente con aspecto arrecifal, son típicas y localmente constituyen el mayor volumen de la formación. Están separadas entre sí por cantidades apreciables de arenisca, lutita y caliza finamente estratificadas. Esta formación presenta varios miembros. En la sección de referencia la unidad tiene 866 metros de espesor; en otros sitios éste es generalmente menor, aunque nunca inferior a los 300 metros.

- Formación Barranquín. Edad MESOZOICO (Cretácico Temprano)

Definida como un gran espesor de areniscas cuarcíticas, rojizo-blanquecino, intercaladas con lutitas varicoloreadas con capas ocasionales de calizas verdosas o negras, más comunes en la parte superior. Se caracteriza por la presencia de estratificación cruzada en gran escala presente en casi todos los horizontes de areniscas. Esta formación está separada en varios miembros. Se calculan 1500 m de espesor de la formación en su área tipo. Topográficamente los paquetes de areniscas cuarcíticas forman cuevas de buzamientos prominentes, en toda la serranía y forman montañas de relieve abrupto.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 - BASES TEÓRICAS SOBRE DESVIACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

3.1.1 - Desviaciones según el ángulo de buzamiento y litología de las formaciones (Tomado de Informe Técnico Pic 25.PDVSA, 2006)

En la perforación de un pozo la flexibilidad en la sarta de perforación puede contribuir a la desviación de un hoyo. Si es una sarta flexible es incapaz de resistir cambios en las fuerzas laterales impuestas a las mechas, por ejemplo, cuando se pasa de una formación a otra con diferente buzamiento y distintas características de perforabilidad. Estos cambios en magnitud de las fuerzas laterales sobre la mecha causan desviaciones en el camino de perforación y consecuentemente, trae como resultado problemas operacionales. En otros casos la flexibilidad de la sarta de perforación contribuye a la desviación del hoyo si se aumenta la fuerza lateral de desviación por incrementos en el peso sobre la mecha.

Numerosos investigadores y experimentos de laboratorio han demostrado que la desviación del hoyo por repetido fracturamiento de las capas de la formación, tiene como dirección preferencial la perpendicular a los planos de estratificación. En otras palabras, es más fácil perforar en la dirección perpendicular que en la dirección paralela a los estratos. La predicción teórica se puede dividir en:

- Tendencia desviatoria perpendicular al buzamiento de la formación (buzamiento arriba): Este caso se muestra en la figura N° 3.1 (A). Se perfora una formación suave y cambia a una de mayor dureza. Al entrar a la formación dura, la mecha consigue restricciones en la pared izquierda del hoyo, por lo que la tasa de perforación disminuye sensiblemente en el lado izquierdo y por el lado derecho no cambia de magnitud; por lo tanto, la tendencia desviatoria es perpendicular al buzamiento de la formación.

- Tendencia desviatoria paralela al buzamiento de la formación (buzamiento abajo): Este caso se muestra en la figura N° 3.1 (B). El análisis de desviación es equivalente al anteriormente descrito, con la diferencia que el cambio de formación es de dura a suave y con resultados de una tendencia desviatoria bajando a lo largo del buzamiento de la formación (paralelo al buzamiento).

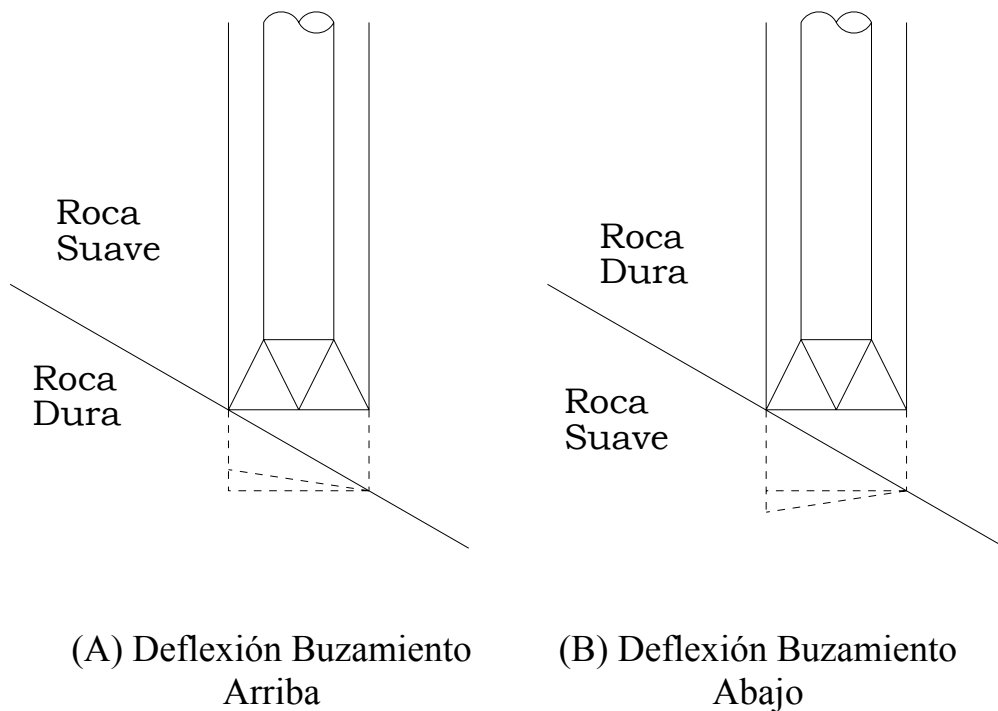


Figura N° 3.1: Tendencias de desviación según dureza las formaciones perforadas (Tomado de Informe Técnico Pic 25.PDVSA, 2006)

Si el pozo tiene como dirección preferencial irse perpendicular al plano buzado en sentido buzamiento arriba, se deben cumplir las siguientes afirmaciones:

- La dirección del hoyo será diametralmente opuesta a la dirección del buzamiento abajo.
- La inclinación del hoyo será igual al ángulo de inclinación del buzamiento.

Para explicar estas dos afirmaciones, primero hay que observar la figura N° 3.2. En esta figura se puede observar el plano buzado y sobre él una flecha amarilla indicando la dirección hacia la parte baja del buzamiento, es decir, hacia donde buza el plano. Entonces, siguiendo la primera afirmación, la dirección preferencial del pozo al intersectar el plano es buzamiento arriba y perpendicular al plano, dirección indicada por la flecha azul. Esto se puede observar en la figura N° 3.3 (donde se muestra la vista transversal del plano buzado de la figura N° 3.2), en este caso la línea azul representa el pozo intersectando el plano buzado. Aplicando los conceptos de trigonometría, como la trayectoria del pozo (línea azul) y el plano buzado (línea negra) son perpendiculares entre sí, entonces se debe cumplir que:

$$\Omega_{inc} = \Omega_{buzamiento}$$

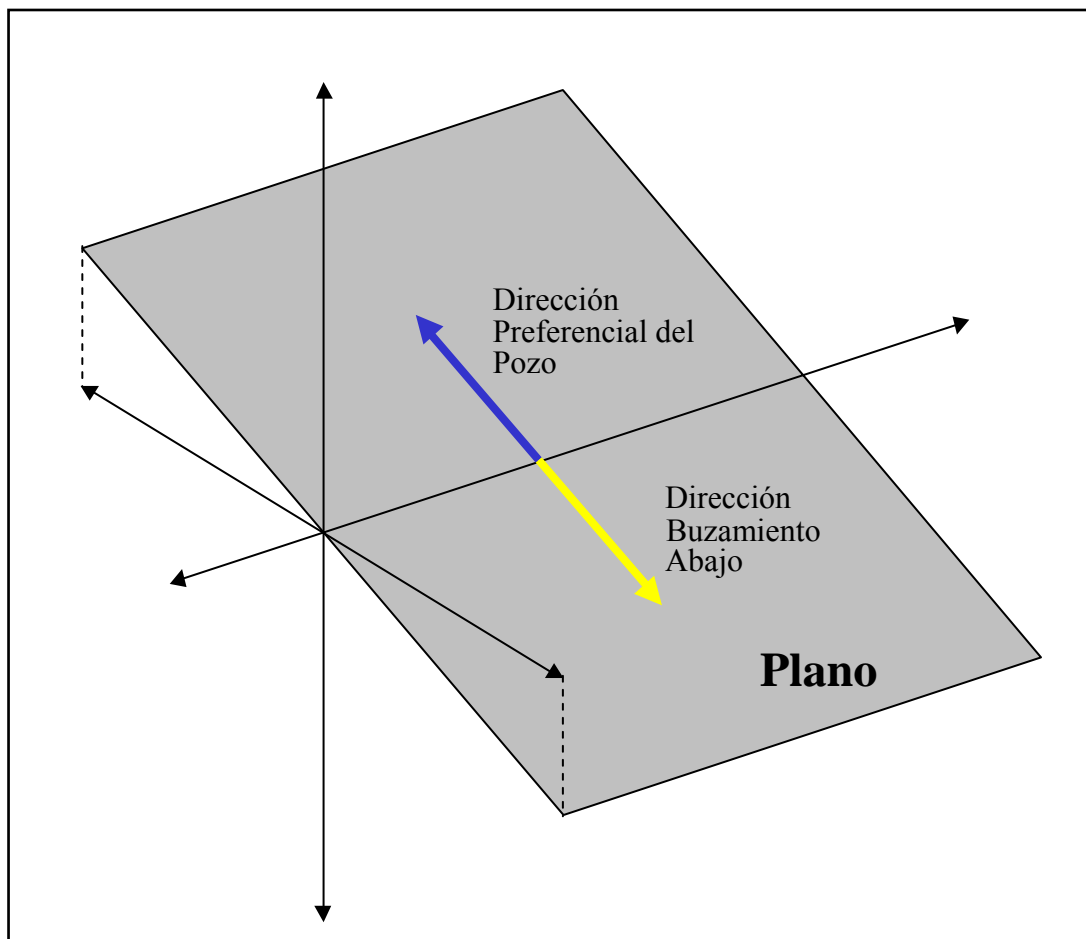


Figura N° 3.2: Vista 3D del buzamiento de un plano (Tomado de Informe Técnico Pic 25.PDVSA, 2006)

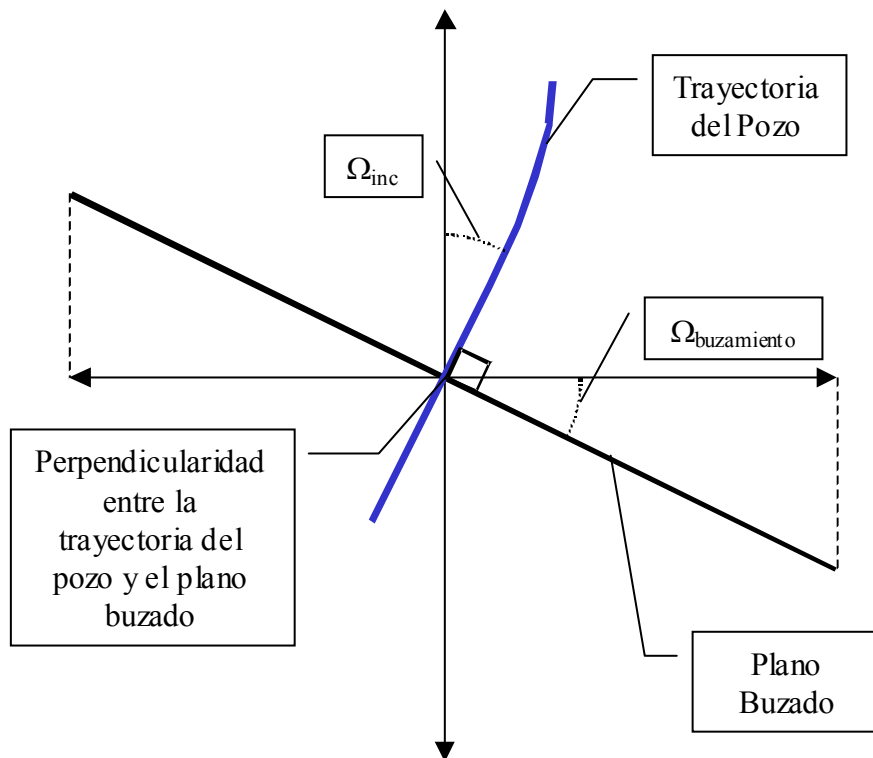


Figura N° 3.3: Vista de sección transversal del buzamiento de un plano (Tomado de Informe Técnico Pic 25.PDVSA, 2006).

3.1.2 - Influencia de las formaciones en la trayectoria del pozo (Tomado de Baker Hughes, 2006)

En algunos casos, la naturaleza y dureza de la roca que esta siendo perforada puede tener un pronunciado efecto sobre las tendencias direccionales. De importancia fundamental es si la roca es isotrópica o anisotrópica. Una roca isotrópica es aquella que posee las mismas propiedades o comportamientos en todas las direcciones. La mayoría de las areniscas son isotrópicas. Al contrario, las rocas anisotrópicas, tales como las arcillas, no tienen las mismas propiedades en todas las direcciones.

La mayoría de perforaciones en los campos petroleros se realizan en formaciones sedimentarias que presentan buzamientos en sus capas. La experiencia a partir de la perforación en formaciones inclinadas ha demostrado que la mecha de perforación es forzada hacia una dirección preferencial que esta relacionada con el ángulo de inclinación y la dirección de los estratos.

Un gran número de explicaciones y modelos han sido propuestos por años para interpretar estos efectos, uno de ellos es un modelo de perforación variable, el cual relaciona un índice de fuerza de la roca, cuando esta es atacada paralela a los estratos de la formación. Otra teoría propone que cuando la mecha perfora dentro de estratos duros, estos estratos se fracturan perpendicularmente al buzamiento.

Otra explicación considera el método de fragmentación de la formación en un solo diente de la mecha. Cuando la mecha esta perforando una roca anisotrópica, se cortan grandes fragmentos rápidamente en un lado de la mecha, mientras que al otro lado se cortarán lentamente pequeños fragmentos.

La formación de estos pequeños fragmentos traerá como consecuencia que volúmenes desiguales de los mismos se generen en cada lado del diente de la mecha. Por lo tanto, existirá una fuerza resultante sobre la mecha, esta es F_d , la fuerza de desviación. La magnitud y dirección de esta fuerza varía con el ángulo de buzamiento, siendo generalmente perpendicular al mismo (figura N° 3.4).

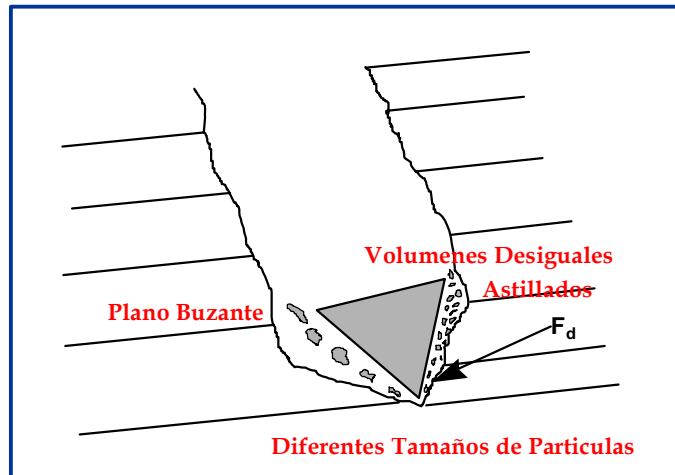


Figura N° 3.4: Efecto del mecanismo de fracturamiento de una roca anisotrópica en la trayectoria de la mecha (Tomado de Baker Hughes, 2006).

Relación entre el ángulo de buzamiento y la fuerza de desviación

Basada en la teoría preferencial de fragmentación de la formación, se ha desarrollado la siguiente gráfica (figura N° 3.5) a partir de trabajo experimental en laboratorio.

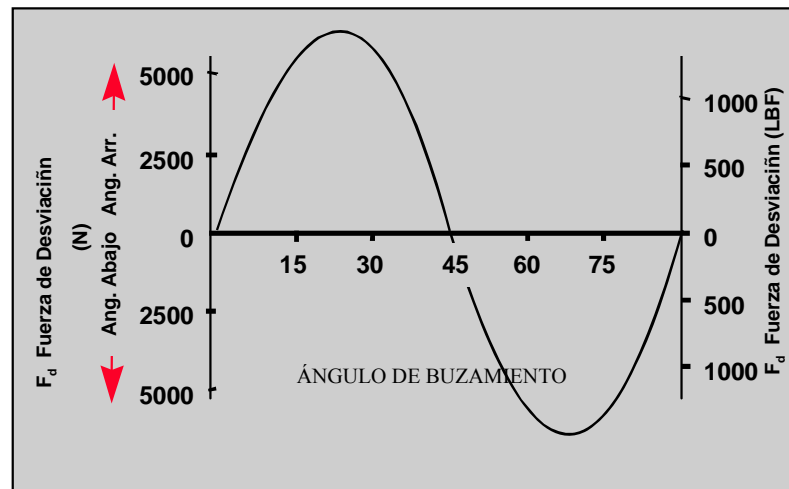


Figura N° 3.5: Máxima fuerza de desviación en función del buzamiento de la formación (Tomado de Baker Hughes, 2006)

El ángulo efectivo de buzamiento, es el ángulo en el cual la mecha golpea los planos buzantes. La figura N° 3.5 predice que cuando el ángulo efectivo de buzamiento es menor de 45° la dirección de la fuerza de desviación es buzamiento arriba, pero cuando el ángulo efectivo de buzamiento es mayor de 45° , la dirección de la fuerza de desviación es buzamiento abajo.

La figura N° 3.6 ilustra la tendencia de la mecha a desviarse en la dirección buzamiento arriba o perpendicular a las capas, cuando el ángulo de buzamiento de la formación es bajo o menor de 45° .

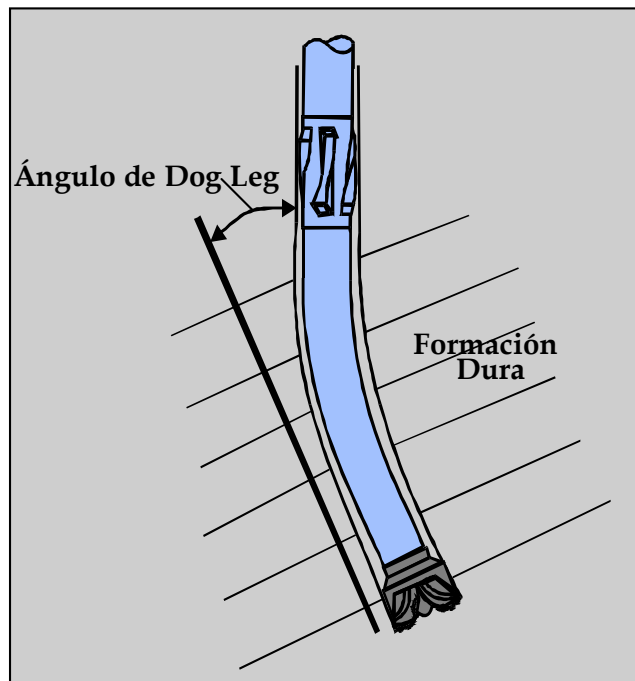


Figura N° 3.6: Relación entre ángulo de buzamiento y fuerza de desviación. En bajos ángulos de buzamiento, la tendencia de desviación es perpendicular al buzamiento (Tomado de Baker Hughes, 2006)

Cuando el ángulo de buzamiento de la formación es mayor de 45° , la tendencia usual de la mecha es perforar paralela al plano buzante, es decir desviarse en igual dirección del buzamiento (ver figura N° 3.7).

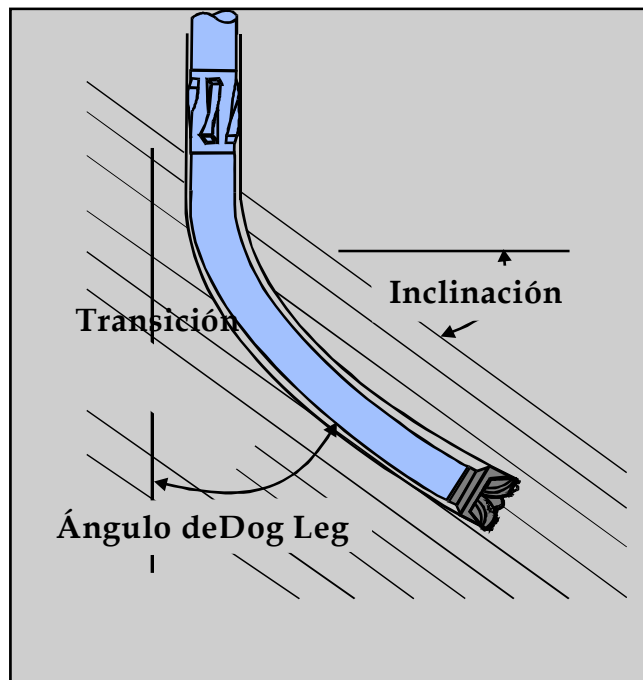
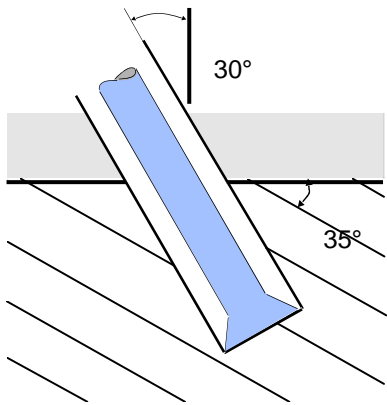


Figura N° 3.7: Relación entre ángulo de buzamiento y fuerza de desviación. En altos ángulos de buzamiento, la tendencia de desviación es buzamiento abajo (Tomado de Baker Hughes, 2006)

En el caso de formaciones con inclinaciones de 0° u horizontales, o totalmente verticales o con buzamientos de 90° , no existirá deflexión de la mecha y el pozo no se desviará por buzamiento. Esto debido a que la mecha corta dentro de una estructura esencialmente uniforme.

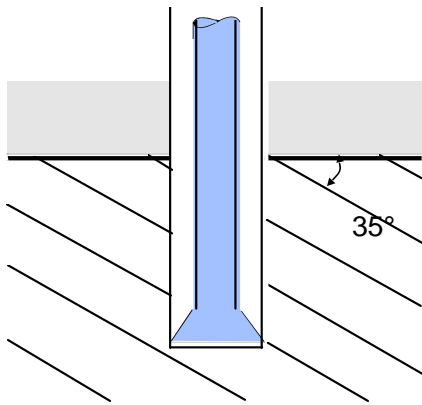
Ángulo efectivo de buzamiento

En un pozo direccional, el ángulo efectivo de buzamiento es el ángulo al cual la mecha golpea los planos (ver figura N° 3.8).



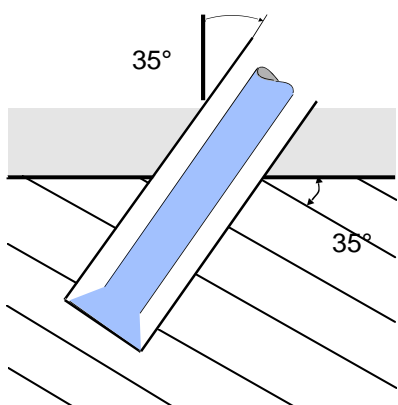
- **Inclinación del Hoyo** = 30°
- **Ángulo Real de Buzamiento** = 35°
- **Ángulo Efectivo de Buzamiento** = $30^\circ + 35^\circ = 65^\circ$
- **Existiría una Fuerza de Desviación Buzamiento Abajo.**

(A)



- **Inclinación del Hoyo** = 0°
- **Ángulo Real de Buzamiento Igual al Ángulo Efectivo** (35°)
- **Existiría una Fuerza de Desviación Buzamiento Arriba**

(B)



- **Inclinación del Hoyo** = 35°
- **Ángulo Real de Buzamiento** = 35°
- **Ángulo Efectivo de Buzamiento** = 0°
- **No Existiría una Fuerza de Desviación.**

(C)

Figura N° 3.8: Ángulo efectivo de buzamiento en hoyos desviados.

3.1.3 - Factores Influyentes en la Desviación del pozo (según la ingeniería petrolera) (Tomado de Baker Hughes, 2006)

Desde el punto de vista petrolero, en formaciones de idénticas propiedades en todas las direcciones (isotrópicas), la desviación del pozo dependerá de tres (3) variables.

- Peso sobre la mecha
- Tamaño de los portamechas
- Tamaño del hoyo

3.2 - SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS (Tomado de CIED, 1988).

Una de las actividades básicas en la interpretación geológica es la correlación, la cual puede realizarse empleando los registros (inducción, rayos gamma, sínico entre otros) de cada uno de los pozos perforados en el área del yacimiento.

El proceso de correlación se basa en algunos principios generales:

- a- Se trazan líneas que conecten aspectos similares y característicos de los perfiles.
- b- Se establece la dirección conveniente de correlación.
- c- Se identifican los horizontes o capas guías de la correlación.
- d- La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés.

Las secciones geológicas transversales son una forma de presentar información geológica útil para determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos, estas pueden ser estratigráficas o estructurales.

Construcción de Secciones Estratigráficas (Tomado de CIED, 1988).

El primer paso es diseñar un mallado de secciones, considerando los eventos locales de sedimentación en el área de estudio, por lo tanto uno de los

factores de control es la dirección de sedimentación. Las secciones en esta dirección mostrarán relaciones de mayor continuidad lateral dentro de los eventos sedimentarios. En la dirección perpendicular a la sedimentación, se puede esperar una buena visualización transversal de los cuerpos sedimentarios.

En las áreas de explotación petrolera las secciones estratigráficas tienen objetivos operacionales, es decir, para estudiar áreas pequeñas o localizaciones determinadas. Con estas secciones se puede obtener información acerca de factores geológicos incidentes en un problema de producción, localizaciones con riesgo geológico, localizaciones más favorables, calidad de roca, entre otros.

La mayor parte de las secciones empleadas en la exploración petrolera se construyen a partir de datos del subsuelo provenientes los pozos por lo que la información no es continua a lo largo de la sección; si existe información geofísica esta falta de información puede ser minimizada.

3.3 - REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos son representaciones gráficas de las repuestas de herramientas diseñadas para medir las propiedades petrofísicas de las rocas en el subsuelo. Estas propiedades petrofísicas son principalmente resistividad, densidad, contenido de material radioactivo, potencial espontáneo eléctrico, tiempo de tránsito de ondas acústicas en las rocas, etc.

Estos registros permiten calcular parámetros petrofísicos relacionados con la porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburo y agua en las rocas; que son necesarios para evaluar un reservorio. Además permite interpretar límites de capas rocosas, correlacionar formaciones al utilizar registros de varios pozos, entre otros.

3.3.1 - Registro Rayos Gamma (GR)

El registro rayos gamma (GR) es una medida de la radioactividad natural de una formación. En formaciones sedimentarias, el registro GR normalmente

reacciona al contenido de lutita de la formación porque el elemento radiactivo tiende a concentrarse en las lutitas y las arcillas. El registro GR puede correrse en hoyos revestidos y puede usarse en lugar del registro SP para ubicar límites de bordes (EXGEO, 2006).

Los rayos gamma son explosiones de ondas electromagnéticas de alta energía las cuales son emitidas por varios elementos radioactivos. Las fuentes más comunes son el potasio (K40), uranio (u), y torio (Th).

La cantidad de rayos gamma que son absorbidos es una función de la densidad de la formación. Dos formaciones teniendo la misma cantidad de material radioactivo, pero diferentes densidades, responderán diferentemente sobre el registro GR (EXGEO, 2006).

El GR es registrado en unidades API, las cuales van desde 0 a la izquierda hasta un valor arbitrario a la derecha, por lo general 150 de estas unidades. Este registro permite diferenciar entre lutitas y otras rocas como areniscas y calizas, es decir se puede utilizar para interpretar litología.

3.3.2 - Registro de Resistividad

La resistividad de una sustancia es su capacidad para impedir la circulación de una corriente eléctrica a través de esta sustancia. La unidad de resistividad usada en el perfilaje eléctrico es el ohmio-metro (Schlumberger, 1975).

En registros de pozos frecuentemente se utilizan los términos resistividad y conductividad, siendo uno recíproco del otro; por lo tanto, a una resistividad alta corresponde una conductividad baja y viceversa.

En las rocas de los yacimientos, los minerales que componen la matriz no conducen corrientes eléctricas y se llaman “no conductores”; por consiguiente, el

flujo de corrientes en las rocas sedimentarias está asociado con el fluido contenido dentro de los poros (Halliburton/Wellex, 1981).

En la actualidad el registro de resistividad ha sido reemplazado casi totalmente por los registros de inducción y lateral, que son menos afectados por el ambiente inmediato que rodea la herramienta debido a sus diferentes diseños.

El registro de inducción (ILD) mide la conductividad de una formación en el subsuelo, la cual es la inversa de su resistividad. El sistema de bobinas de la herramienta se acopla al terreno circundante por inducción electromagnética. La curva que representa la máxima penetración de la herramienta es llamada ILD; y cuando son usadas menos bobinas se obtiene la curva de penetración media llamada ILM (García, 2004). También son usados los términos resistividad profunda (RD) y resistividad media (RM) como equivalentes de ILD e ILM respectivamente.

3.3.3 - Registro Densidad (RHOB)

La herramienta de densidad percibe la densidad de formación al medir la atenuación de entre una fuente y un detector. El número de rayos gamma está relacionado con el número de electrones en la formación; de este modo la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (número de electrones por cm^3) de la formación. Por otra parte la densidad de electrones está relacionada con la densidad total de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros (Schlumberger, 1975).

La densidad se expresa en gr/cm^3 y este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación. Esta herramienta conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones litológicamente complejas, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y detectar gas en los yacimientos (Zambrano y Martínez, 2004).

3.3.4 - Registro Sónico (DT)

El perfil sónico es un registro de profundidad contra Δt , que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como tiempo de tránsito, Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad; este registro se presenta en unidades $\mu\text{seg}/\text{pies}$. (Schlumberger, 1975). Puede usarse en la determinación de la porosidad de las rocas, así como para propósitos sísmicos y se pueden derivar el tiempo de viaje del sonido a través de las formaciones (CIED, 1997).

3.4 - MÉTODOS SÍSMICOS

Los métodos de exploración sísmica se basan en el estudio y análisis de ondas sísmicas generadas artificialmente, dicho estudio se hace mediante la observación de los tiempos de arribo de las ondas reflejadas y refractadas por contrastes y variaciones de la impedancia acústica en el subsuelo. Estas técnicas permiten generar mapas de estructuras geológicas y detectar rasgos estratigráficos para ayudar a localizar depósitos de petróleo, gas y minerales (Sheriff, 2002). Además de reconocer estructuras geológicas también permiten determinar propiedades elásticas del subsuelo.

La prospección sísmica se fundamenta en el hecho de que las ondas elásticas viajan con velocidades diferentes en rocas diferentes. La técnica fundamental es generar tales ondas en un punto superficial (punto fuente) y determinar en un cierto número de otros puntos el tiempo de llegada de la energía que ha sido refractada o reflejada por las discontinuidades entre diferentes formaciones rocosas. Esto permite deducir la posición de tales discontinuidades. (Parasnis, 1970) (ver figura N° 3.9).

El método involucra un elemento generador de ondas sísmicas denominado fuente, un medio de propagación, y un elemento detector-registrador de las ondas llamado receptor. La energía sísmica producida artificialmente se mide en tierra con instrumentos denominados geófonos que reaccionan a los movimientos del subsuelo, y en el agua con dispositivos piezoeléctricos que detectan cambios en la presión hidrostática.

En general los métodos sísmicos se clasifican en: sísmica de reflexión, sísmica de refracción y sísmica de pozos; y estudian los tiempos de arribo de las ondas reflejadas, críticamente refractadas y de las ondas directas según sea el caso. La sísmica de reflexión y de pozos son técnicas utilizadas en la prospección petrolera, y la de refracción es empleada con fines geotécnicos y mineros a profundidades entre 0 y 100 m.

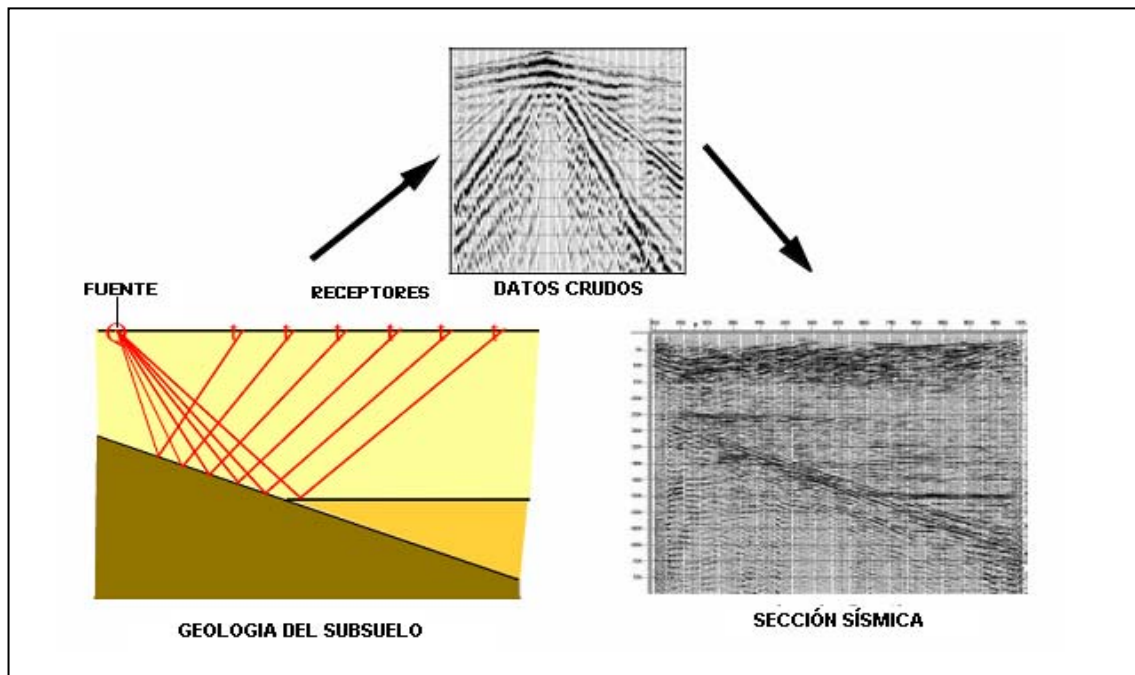


Figura N° 3.9: Ilustración de la metodología general de una prospección sísmica. En este caso se muestra una generalización de la técnica de sísmica de reflexión. (Tomado y modificado de Van der Kruk, 2003)

3.4.1 – Reflexión de ondas acústicas

La ley ordinaria de reflexión de ondas establece que el ángulo de incidencia de un rayo que representa a un frente de ondas es igual a su ángulo de salida cuando este se refleja. En el subsuelo la reflexión sísmica se produce por la diferencia entre las propiedades elásticas y acústicas que existen entre 2 estratos, y se rigen por las ecuaciones de Snell. La dirección de propagación está dada por:

$$\frac{\text{Sen } \theta_i}{V_i} = \frac{\text{Sen } \theta_o}{V_o}$$

donde θ_i y θ_o son los ángulos de incidencia y reflexión entre el rayo y la normal al plano tangente a al interfase; V_i y V_o son las velocidades de propagación de onda en las capas. La fórmula anterior es válida para transmisiones y reflexiones de ondas corpóreas (P y S) y sus modos convertidos.

La energía tanto de las ondas P (primarias o de dilatación-compresión) como de las ondas S (secundarias, de cizalla) es reflejada en parte como ondas P y en parte como onda S. Se supone que las reflexiones observadas en levantamientos sísmicos son sólo del tipo P-P, hipótesis en cierta forma justificada porque cerca del punto de tiro la mayor parte de la energía del disparo se transmite como ondas P (Parasnis, 1970).

3.4.2 - Sísmica de Reflexión

Los métodos sísmicos de reflexión estudian los tiempos de llegada de eventos atribuidos a ondas sísmicas que se reflejan en las superficies de contacto (interfases) de estratos con propiedades elásticas diferentes, y con contrastes en la impedancia acústica de las rocas. Usualmente su objetivo es generar mapas de profundidad, buzamiento, continuidad de las capas y cambios laterales en los reflectores; además de definir variaciones estratigráficas (Sheriff, 2002).

En estos estudios sísmicos la fuente y los detectores se encuentran en la superficie, y los levantamientos pueden ser realizados en ambientes terrestres, marinos o transicionales. La información obtenida se suele presentar en forma de secciones sísmicas que constituyen una especie de ecosonograma o vista en perfil del subsuelo, y en las cuales se revelan las estructuras geológicas presentes en la zona de estudio tales como pliegues, fallas, intrusiones, patrones de sedimentación, entre otros. En dichas secciones se visualizan las interfases acústicas del subsuelo como reflectores, líneas continuas o discontinuas, de variadas amplitudes que representan la respuesta sísmica a tales variaciones en las propiedades elásticas de las rocas. Generalmente la escala vertical en estas secciones se presenta en unidades de tiempo doble de viaje de las ondas reflejadas (milisegundos), aunque es posible ver la sección desplegada en unidades de longitud (pies o metros) si la sísmica ha sido convertida a profundidad mediante técnicas de procesamiento (ver figura N° 3.10).

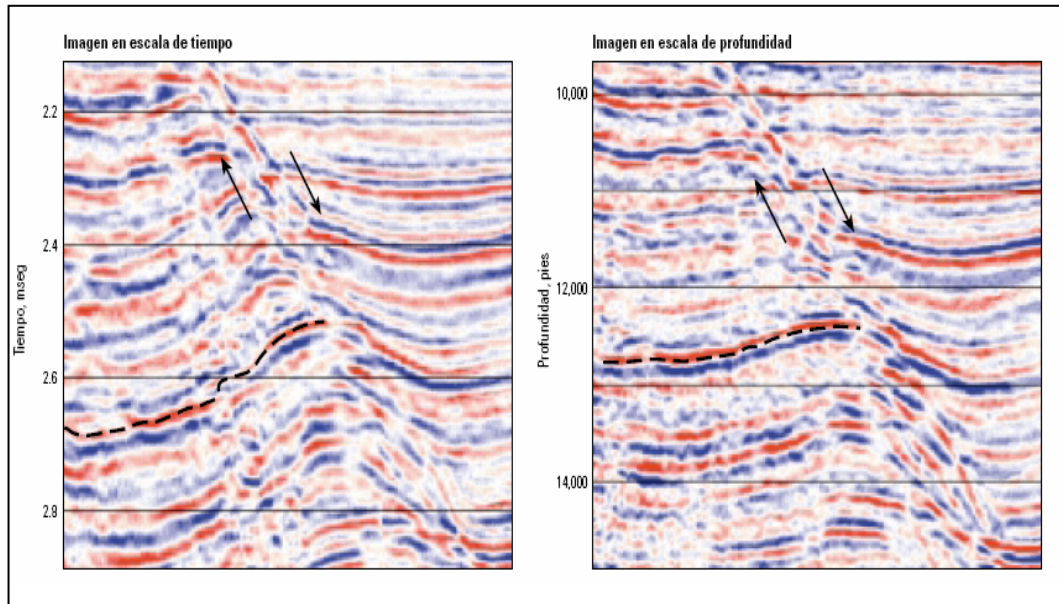


Figura N° 3.10: Secciones del subsuelo del sur de Texas (USA). A la izquierda está desplegada una sección sísmica en tiempo doble de viaje (mseg); a su lado está la misma sección mostrada en profundidad (pies) (Tomado de Uwe et al, 2002).

La sísmica de reflexión se utiliza principalmente para la localización y detalle de estructuras geológicas favorables a contener yacimientos de hidrocarburos, y los objetivos geológicos suelen estar ubicados a profundidades relativamente grandes (entre 500 y 5000 m). Este método representa una de las herramientas de mayor alcance en la búsqueda de hidrocarburos, ya que a través del procesamiento e interpretación de estos datos sísmicos es posible detectar en el subsuelo rasgos estructurales y estratigráficos que favorecen su acumulación. De hecho en los proyectos exploratorios de la industria petrolera los resultados de la interpretación sísmica ayudan a definir en gran medida los prospectos y las futuras localizaciones a ser perforadas.

La adquisición de datos con fines petroleros se suele efectuar a lo largo de un mallado de líneas sísmicas con extensiones del orden de 5 a 100 km por línea. Los tendidos sísmicos pueden tener una longitud de 3 km a cada lado de la fuente

y utilizar entre 48 y 1024 canales de grabación (sismógrafo, elemento de grabación) (Contreras, 2000).

Los levantamientos sísmicos de reflexión pueden de dos tipos: de dos dimensiones (2D) y tridimensionales (3D). De la sísmica 2D se obtienen únicamente secciones subverticales del subsuelo, un perfil del subsuelo cuyo rumbo está definido por una línea del tendido; en ellos la adquisición se hace a lo largo de líneas rectas en el que los detectores y la fuente están alineados. Por otro lado con la sísmica 3D se genera un volumen de imágenes acústicas del subsuelo, del cual se pueden visualizar secciones con cualquier dirección, sin estar restringidos a ningún rumbo específico.

La adquisición, el procesamiento y la interpretación por el método de reflexión son las más complejas y costosas; sin embargo se considera en general el mejor método de exploración geofísica del subsuelo (Contreras, 2000).

3.4.3 - Sísmica 3D

Los métodos de sísmica 3D permiten generar imágenes tridimensionales del subsuelo a partir de los cuales se pueden seleccionar secciones susceptibles de ser interpretadas estructural y estratigráficamente, y así conjuntamente con la información de registros, geología y datos de yacimientos es posible refinar el modelo sísmico-estructural generado (ver figura N° 3.11).

En los levantamientos 3D los receptores y la fuente no están alineados, se hace un barrido de fuente (serie secuencial de disparos) y luego se mueve todo el tendido. Los datos de sísmica 3D requieren computadores con mucha memoria y rapidez para manejar tales volúmenes de imágenes. Se utilizan en áreas de desarrollo y para delinear y detallar yacimientos conocidos.

A partir de los cubos sísmicos de imágenes 3D es posible desplegar secciones paralelas a la dirección de adquisición (*inlines*, o rumbo de los tendidos de receptores), perpendiculares a la dirección de adquisición (*crossline*) y

secciones con cualquier dirección (*random lines*, o líneas arbitrarias), todas ellas susceptibles de ser interpretadas bajo criterios geológicos y geofísicos.

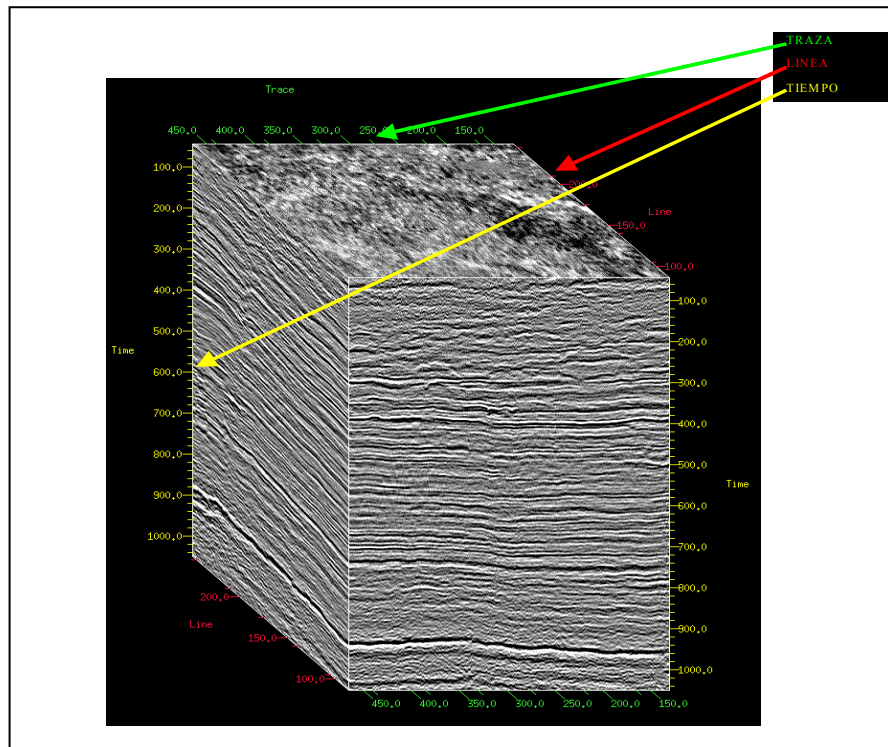


Figura N° 3.11: Imagen de un cubo de datos sísmicos del subsuelo en el Oriente de Venezuela (tomado de Lugo, 2005)

3.4.4 - Interpretación Sísmica 3D

La interpretación sísmica de volúmenes 3D consiste en la generación de un modelo geológico del subsuelo para una determinada área de estudio, mediante la integración de datos sísmicos, geológicos y petrofísicos. Este método involucra un proceso secuencial de análisis e integración de datos, para identificar en secciones del volumen sísmico estructuras y características estratigráficas que definan posibles mecanismos de entrapamiento de hidrocarburos.

La interpretación de sísmica 3D involucra el manejo de mucha información y permite visualizar estructuras pequeñas gracias a su mayor resolución, a diferencia de la interpretación en 2D que tiene menor alcance (Regueiro y Flores, 1996).

Para áreas complejas la sísmica 3D en profundidad es necesaria ya que los datos 3D en tiempo tienden a presentar problemas de imagen, y por ende a generar interpretaciones erradas (Zambrano y Martínez, 2004).

En una interpretación sísmica es necesario considerar dos aspectos fundamentales de las trazas sísmicas observadas en las secciones: la *continuidad* de los reflectores y la *correlación*. La continuidad es la propiedad por la que un pulso sísmico o evento puede ser reconocido en trazas sucesivas, la alineación de estos pulsos dan esta característica de continuidad en la sección sísmica. Por otro lado la correlación permite reconocer patrones que puede ser un pulso simple que se distingue por su longitud, forma y amplitud. La correlación se emplea principalmente para relacionar un área de coincidencia con otra en función de las características de las reflexiones (Zambrano y Martínez, 2004).

Toda interpretación sísmica debe ser consistente con el marco tectónico regional del área de estudio, y además lograr una integración cabal de todos los datos validados disponibles. Se deben tener buenos conocimientos en geología estructural, geofísica y en el manejo de programas de interpretación sísmica para generar un buen modelo sísmico-estructural del área, siempre teniendo en cuenta que cada área particular tiene su propia geología, parámetros únicos de adquisición y procesamiento sísmico (Zambrano y Martínez, 2004).

En áreas complejas los buzamientos fuertes y las imágenes sísmicas de baja calidad hacen necesario considerar e integrar todos los datos de pozos disponibles, además tales zonas de mala calidad deben ser reconocidas, descritas y si es posible interpretadas. Quien interpreta también debe conocer los errores comúnmente cometidos en la interpretación de secciones sísmicas tales como la identificación errada de horizontes, exageración vertical, omisión de los valores de resolución, presencia de artefactos sísmicos, entre otros, para evitar el cometerlos y optimizar así la calidad de su trabajo.

En una interpretación la información sísmica debe ser evaluada en cuanto a su resolución, calibración con datos de pozos y la alineación de las estructuras principales. Luego de validada la calidad de los datos deben definirse líneas arbitrarias que permitan ver a la estructura principal en verdadero tamaño y así determinar mejor la dirección de interpretación del cubo sísmico (Zambrano y Martínez, 2004).

3.4.5 - Sísmica en Profundidad

Anteriormente los intérpretes trabajaban solamente con imágenes sísmicas procesadas y desplegadas en el dominio del tiempo. En muchas de las áreas exploratorias actuales, especialmente donde las estructuras son complejas y las velocidades sísmicas varían abruptamente debido a la presencia de fallas o intrusiones salinas, el procesamiento en el dominio del tiempo puede arrojar resultados engañosos; sólo las imágenes en profundidad pueden definir la posición verdadera y la geometría correcta de los rasgos del subsuelo (Uwe *et al*, 2002).

En ciertos casos, la diferencia entre imágenes en escala en profundidad e imágenes en el dominio del tiempo pueden llegar a desarrollar o truncar un área prospectiva: las estructuras adquieren o pierden cierre, los objetivos se desplazan en cientos de pies y pueden incorporarse o perderse reservas (ver figura N° 3.12) Por ello, el procesamiento de imágenes sísmicas en profundidad se escoge como técnica para obtener imágenes de rasgos complejos del subsuelo, y de esta manera elevar los índices de éxito en materia de perforación.

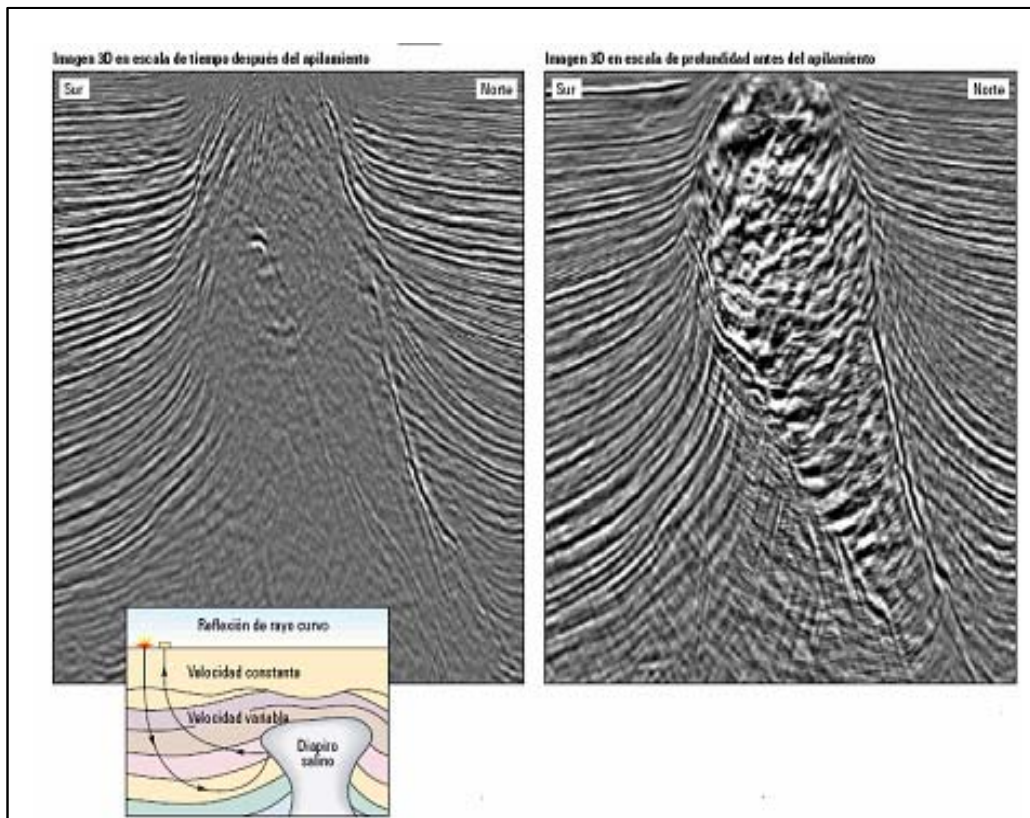


Figura N° 3.12: Comparación de dos secciones que muestran un diapiró salino en el subsuelo del Golfo de Mexico. La de la izquierda es una sección de la sísmica migrada en tiempo, a su lado se muestra la misma sección migrada en profundidad, observese el mayor detalle de la segunda (Tomado de Uwe *et al*, 2002).

La generación de imágenes es el proceso mediante el cual las reflexiones sísmicas se despliegan en su posición correcta, y consta de 2 elementos principales: el apilamiento y la migración. El apilamiento mejora la relación señal-ruido al sumar los registros obtenidos a partir de la información de varios disparos que se reflejan en un mismo punto, y tiene como resultado una traza única; la versión mejorada de una señal que hubiera sido registrada para un disparo de incidencia normal, o con desplazamiento lateral cero en el punto medio de los pares fuente receptor (ver figura N° 3.13).

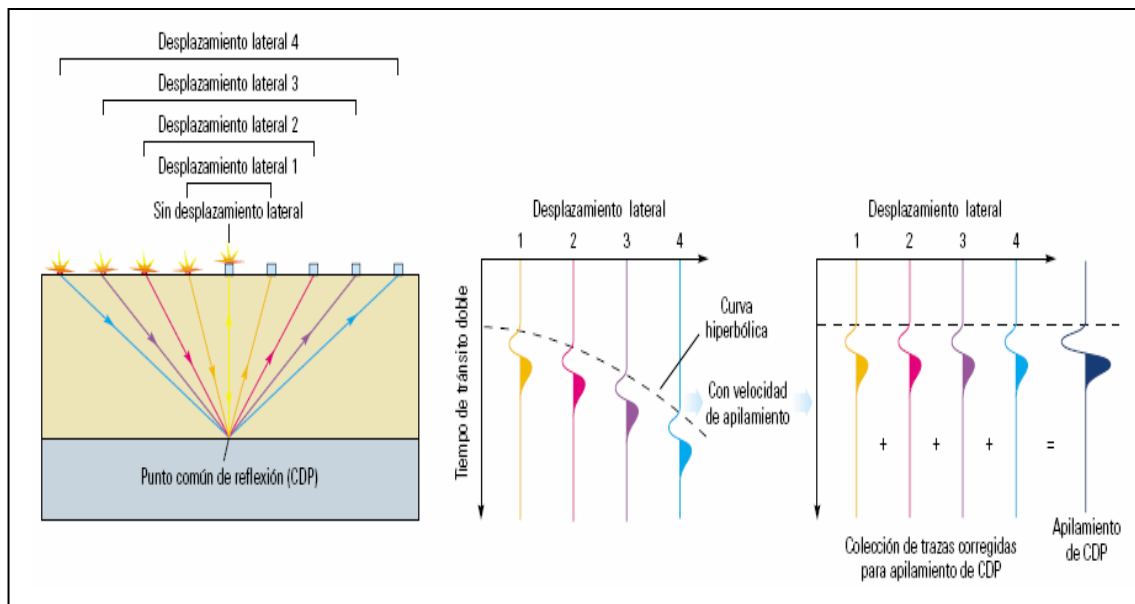


Figura N° 3.13: Apilamiento del punto común de reflexión de trazas para una capa horizontal de velocidad homogénea (Tomado de Uwe *et al*, 2002).

Por otro lado la migración es una técnica del procesamiento sísmico en el que las reflexiones son movidas a sus verdaderos puntos de reflexión en el espacio; usa un modelo de velocidad (descripción de las propiedades del subsuelo en términos de velocidades o límites de velocidades) para redistribuir la energía sísmica reflejada, desde la posición supuesta en el punto medio a su verdadera posición (ver figura N° 3.14). La migración se logra a través de de diversas soluciones de la ecuación de ondas que describe la propagación de las ondas elásticas a través de las rocas.

Se pueden elegir distintos tipos de migración según la complejidad del objetivo y las estructuras de sobrecarga en cuestión; por ello la migración puede realizarse en dos dominios: tiempo o en profundidad; y antes o después del apilamiento. Algunos problemas de generación de imágenes se pueden resolver con la migración en tiempo, pero lo más complejos requieren migración en el dominio de profundidad.

En la migración en profundidad el modelo de velocidades puede tener fuertes contrastes en las direcciones horizontal y vertical, por ello se elige este tipo de migración cuando hay pliegues, intrusiones o fallas de gran inclinación que se yuxtaponen con capas cuyas propiedades elásticas son muy diferentes.

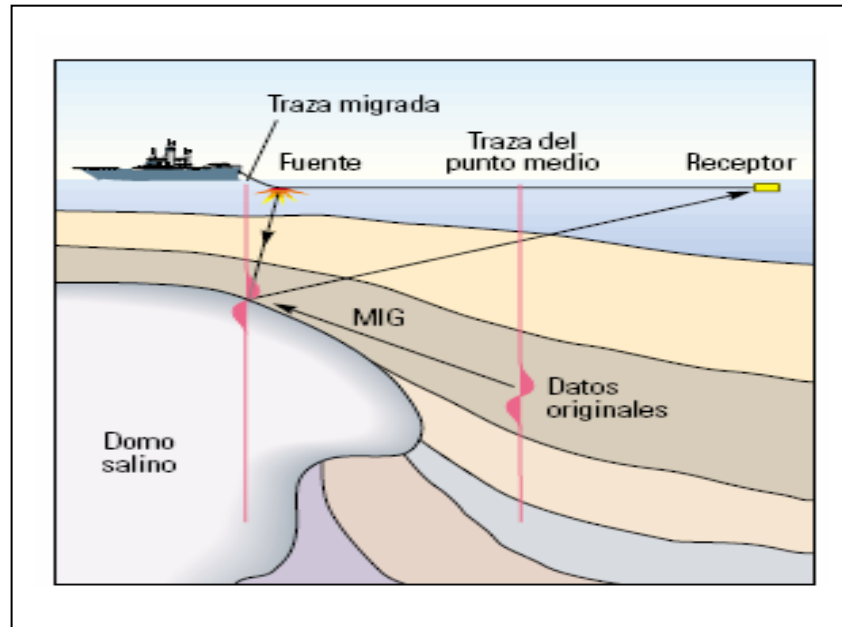


Figura N° 3.14: Migración de la energía sísmica reflejada. En ella se reubica la traza de datos pasando de la posición registrada en el punto medio fuente receptor (CMP) a su verdadera posición usando el modelo de velocidades. El ejemplo muestra un levantamiento marino con un domo salino como objetivo (Tomado de Uwe *et al*, 2002)

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 - BASE DE DATOS

4.1.1 - Información Direccional

Se realizó una base de datos con la información direccional correspondiente a cada uno de los pozos estudiados con respecto a: profundidad, inclinación (ángulo formado entre el pozo y una línea vertical) y azimut (orientación del pozo respecto al norte). Estos datos provienen de Registros *Gyro* (herramienta que mide la información direccional durante la perforación del pozo), y fueron cargados y organizados en la base de datos de los pozos objeto de estudio extrayéndolos de la plataforma de *Open Works*.

4.1.2 - Topes de las Formaciones

En esta base de datos también se cargaron las profundidades de los topes de las formaciones presentes en el Bloque Alóctono correspondientes a los pozos estudiados. Estas profundidades son las oficiales dadas por la Gerencia de Yacimiento y las encontradas en las carpetas de pozos, archivos físicos y registros en CITEP (Centro de Información Técnica Exploración y Producción) de PDVSA e información digital de los pozos, encontrados en los buscadores intranet de la empresa.

4.2 - ANÁLISIS DE TRAYECTORIAS DE POZOS

4.2.1 - Buzamiento de las Formaciones

Con los mapas estructurales de los topes de las formaciones presentes en el Bloque Alóctono, (suministrados por la Gerencia de Yacimiento PDVSA) se determinó la dirección y sentido de buzamiento de estas unidades de roca para cada uno de los pozos, es decir, cómo buza la formación en la zona donde fue perforado el pozo. Sin embargo, no se obtuvo el valor numérico de la inclinación

que forman los planos de las formaciones respecto a un plano horizontal (ángulo de buzamiento) debido a que estos mapas deben ser mejorados para obtener este tipo de valores. En este sentido se obtuvo un valor de buzamiento estimado a partir de las secciones sísmicas del área de estudio.

Con los datos obtenidos se construyeron tablas con la información de buzamiento de las formaciones del Bloque Alóctono para los 17 pozos estudiados. En el caso de la Formación Caratas/Vidoño ocurrió que la zona cartografiada no tenía la extensión necesaria para abarcar todos los pozos incluidos en este estudio, por tanto fue necesario extrapolar información del resto de las formaciones penetradas por el pozo. Es decir, en el caso de no contar con esta información, se consideró que la Formación Caratas/Vidoño tenía un buzamiento similar a las formaciones infrayacentes (ver figura N° 4.1 y N° 4.2).

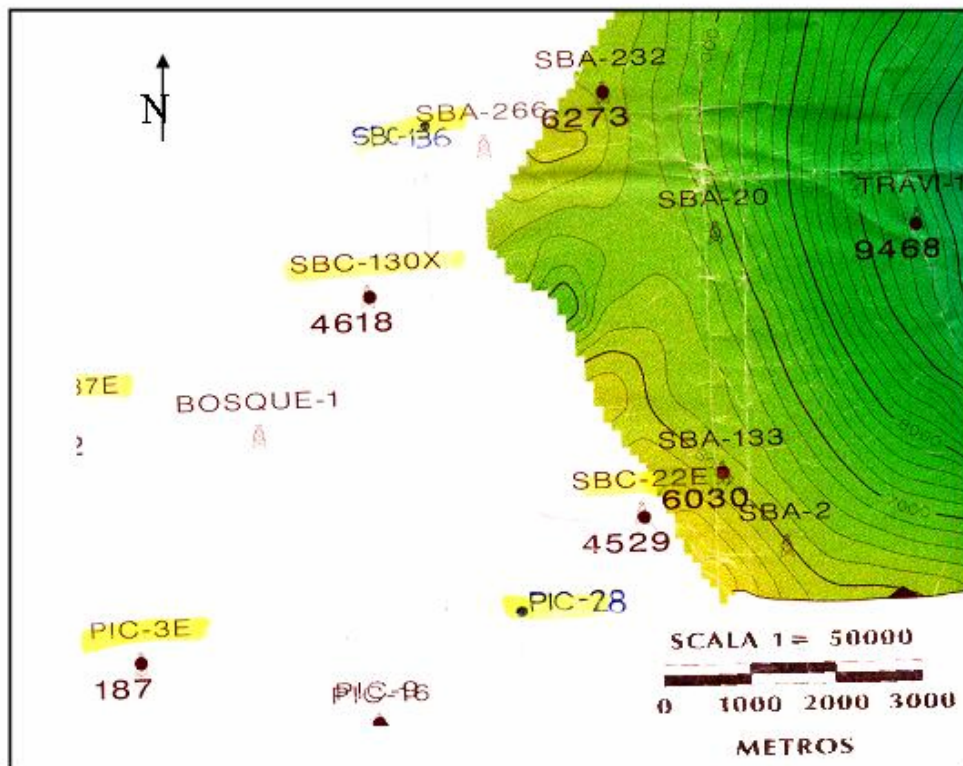


Figura N° 4.1: Imagen del mapa estructural de la Formación Caratas/Vidoño mostrando que la zona cartografiada no abarca los pozos estudiados, a pesar de que ellos sí penetraron esta formación.

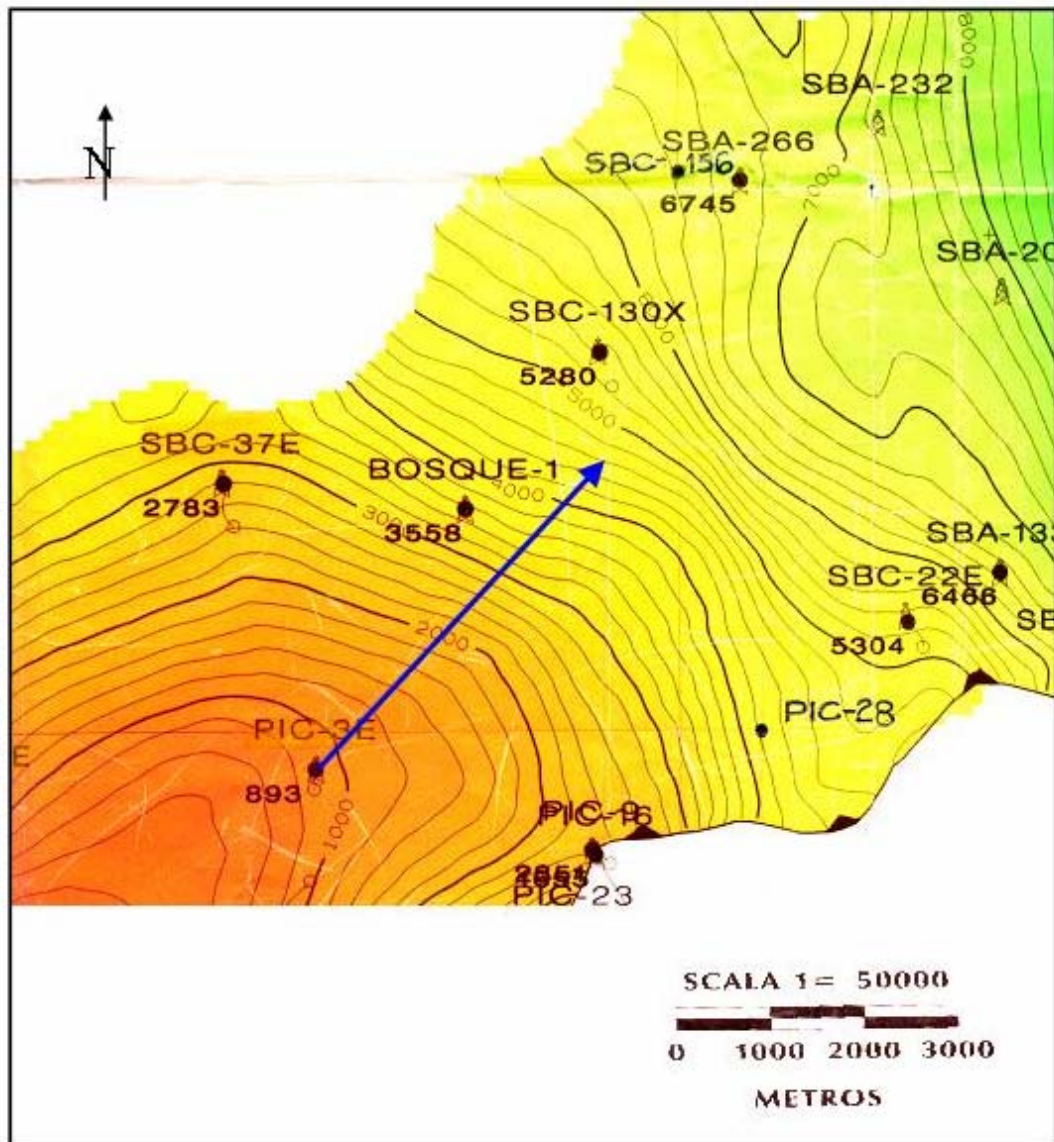


Figura N° 4.2: Imagen del mapa estructural de la Formación San Juan mostrando que la zona cartografiada abarca los pozos estudiados. Al igual que San Juan el resto de las formaciones del Bloque Alóctono también mostraban esta información, la cual fue utilizada para extrapolarla a la Formación Caratas/Vidoño, en donde faltaban estos datos. La flecha azul indica la dirección del buzamiento determinada mediante análisis de las curvas estructurales.

4.2.2 - Desviaciones de los pozos

Se realizó un estudio de la trayectoria de perforación de cada pozo, analizando tanto su ángulo de inclinación como su azimut.

Para establecer cual fue la tendencia de desviación del pozo a medida que se perforaba se estudió la información direccional cargada en la plataforma de *Open Works* de *Land Mark*, en su utilitario de *Deviation Data Manager*, que permite visualizar la trayectoria descrita por el pozo desde varios ángulos en un campo de 360°, observándose tanto su perfil como vista en planta (ver figura N° 4.3).

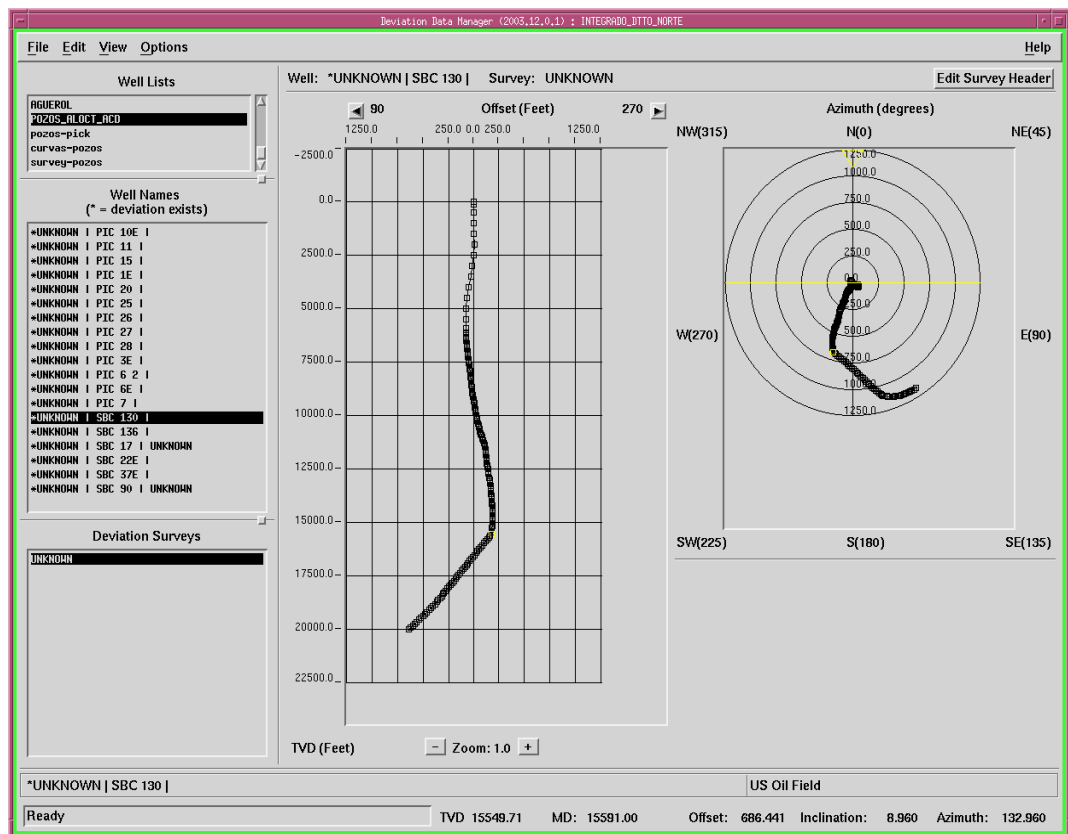


Figura N° 4.3: Vista en perfil y en planta del pozo SBC 130, en el utilitario *Deviation Data Manager* de *Openworks* (la imagen en perfil puede ser visualizada en un campo de 360° y con el cursor indicarse en pantalla diferentes profundidades y grados de inclinación del pozo).

Se determinó la orientación de un vector representativo de la desviación del pozo, visto en planta, utilizando los puntos cardinales para referenciarlo (N, S, E, W) y el ángulo que dicho vector forma con el norte o el sur, quedando así completamente definido (dirección y sentido). Para este estudio no se determina la magnitud de fuerza que puedan representar los vectores mencionados.

Para realizar este análisis se consideró la profundidad de los topes de las formaciones que el pozo perforó en el Bloque Alóctono, y de esta manera poder determinar el comportamiento del pozo en cada una de las formaciones encontradas en el subsuelo.

Para el tope de cada formación se obtuvo el valor del ángulo de inclinación del pozo para verificar si estaba siendo perforado de forma vertical o direccional (*Open Works* permite visualizar este tipo de datos en sus utilitarios).

4.2.3 - Tipo de Perforación

Según el ángulo de inclinación del pozo con la vertical (mayor o menor de 10°) se determinaron intervalos de profundidad en los que se reflejaba si el pozo se perforó de forma vertical o direccional para diferentes tramos de su trayectoria, y así observar el efecto del tipo de perforación en dicho pozo (ver tabla N° 4.1).

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_11 | 0 - 9,8 | 0 - 8121 | VERTICAL | Sin desviación y un poco NW |
| | 10,3 - 43,8 | 8153 - 19040 | | |

Tabla N° 4.1: Información obtenida en el análisis de trayectorias de los pozos, específicamente con respecto al ángulo de inclinación del pozo PIC 11 a medida que se perforaba; y en función de esto que tipo de perforación se realizó hasta la base del Bloque Alóctono.

4.2.4 - Desviación de los pozos según la Profundidad

Adicionalmente se determinaron intervalos de profundidad según el comportamiento del pozo o desviaciones ocurridas a medida que se perforaba, tomándose en cuenta su azimut o desviación respecto al norte, estudiando así su trayectoria independientemente de la formación perforada, como se muestra en la tabla N° 4.2.

| SBC_136 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2090 | Sin desviación | |
| -2090 Hasta -8177 | S 55° E | |
| -8177 Hasta -16241 | S 45° W | -16750 |
| -16241 Hasta -19224 | Sur | |

Tabla N° 4.2: Comportamiento del pozo SBC 136 a medida que se perforaba independientemente de las formaciones penetradas, indicándose sus desviaciones vistas en planta.

A partir de los datos obtenidos para cada uno de los pozos se construyeron tablas para luego utilizarlas en las interpretaciones de desviaciones de los pozos, construir los mapas y establecer las conclusiones.

4.3 - CONSTRUCCIÓN DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

En el mapa base del área de estudio (mapa estructural del tope de la Formación Naricual) se definieron las líneas de las secciones estratigráficas para la construcción de un mallado del área, haciéndolas coincidir con los pozos estudiados. De esta forma, el rumbo de estas secciones es aproximadamente E-W y N-S.

Para construir las secciones estratigráficas a ser interpretadas se utilizó el programa *Stratworks de Land Mark* en sus módulos *Correlation* y *Map View*. En

primer lugar en una plantilla o *Template*, se seleccionaron los tipos de registros de pozos a ser interpretados, tipos de escalas para los registros (lineal o logarítmica), cuadrículas o divisiones, colores, encabezado y tipos de profundidades presentadas para cada pozo, entre otros (figura N° 4.4). Al desplegar los pozos en las secciones estratigráficas se mostrarían con la selección realizada en esta plantilla.

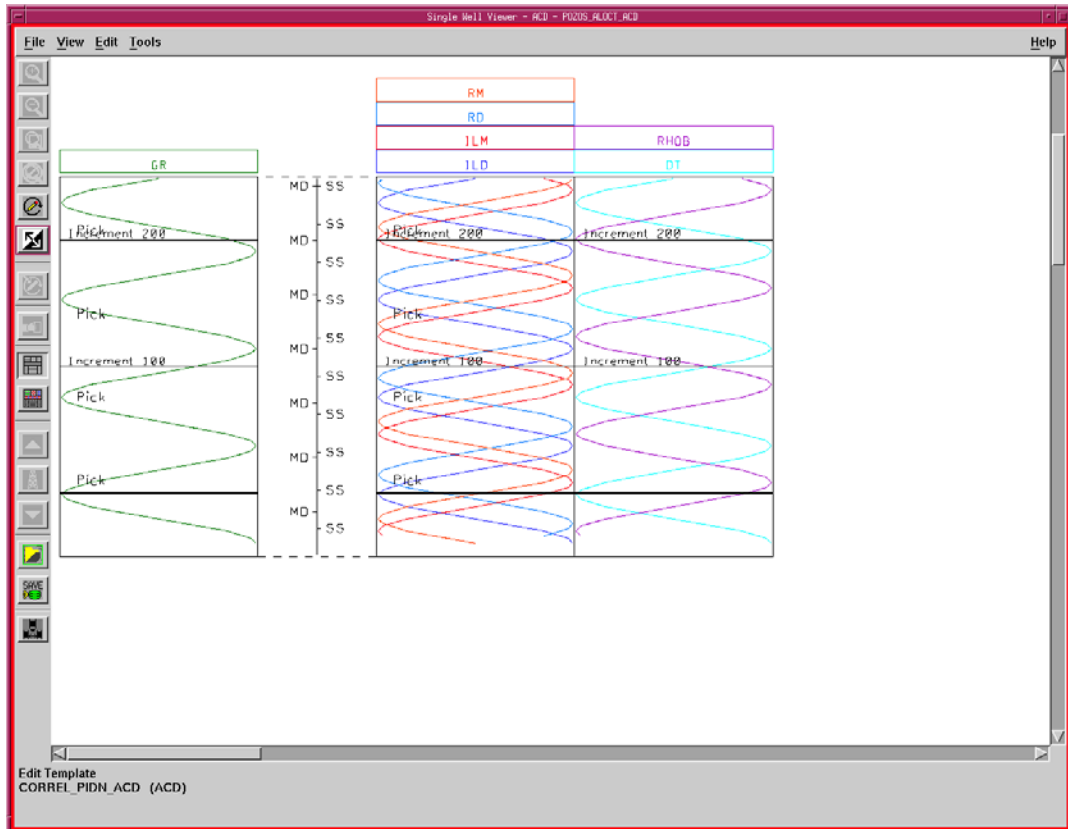


Figura N° 4.4: *Template* seleccionado para la interpretación estratigráfica, con los registros rayos gamma, resistividad media y profunda, densidad y sónico; tipo de profundidad, entre otros.

Luego de seleccionar las líneas estratigráficas en el mapa base, estas fueron graficadas en el *Stratworks* utilizando el módulo *Map View* (ver figura N° 4.5), para trabajarlas conjuntamente con el módulo de *Correlation*. En este último módulo se visualizaron las secciones estratigráficas presentándose cada uno de los pozos que conformaban dicha sección.

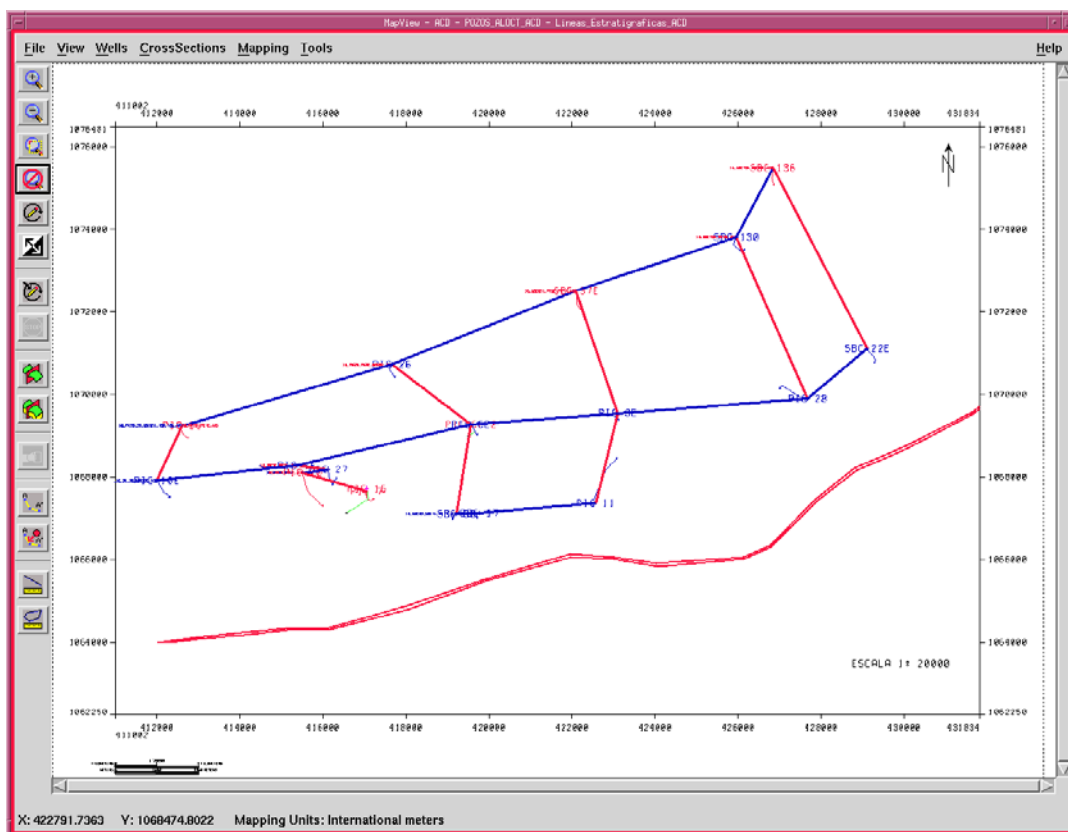


Figura N° 4.5: Líneas estratigráficas coincidiendo con los pozos a ser estudiados, generadas utilizando la aplicación *Map View de Stratworks*.

La información de los toques de las formaciones, extraídos de la base de datos previamente elaborada, fue cargada para cada pozo en las secciones estratigráficas en el *Correlation*. Los toques en común de los pozos se unieron en cada una de estas secciones, formándose así las superficies o *Picks* que representan los toques de las formaciones que pertenecen al Bloque Alóctono (figura N° 4.6).

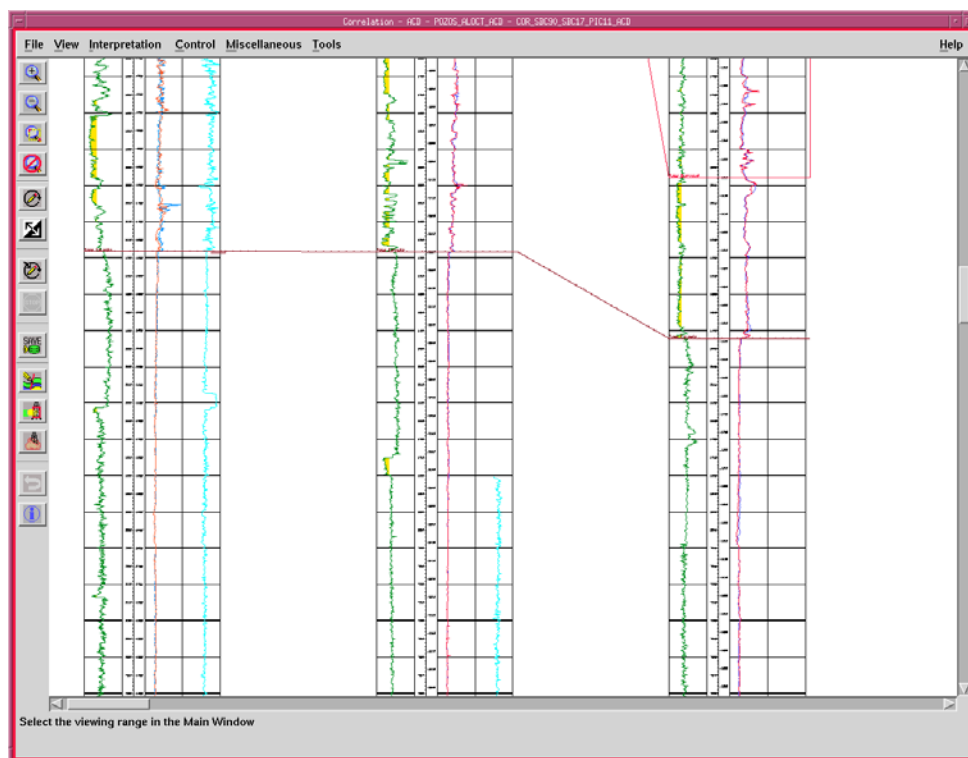


Figura N° 4.6: Pozos con registros en el modulo *Correlation* de *Stratworks*, en donde los topos formacionales de los pozos se unen para representar estas superficies en el subsuelo.

4.4 - CONSTRUCCIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS

En esta etapa del estudio se manejó la información sísmica correspondiente al cubo sísmico migrado en profundidad PIN-MTN (subsuelo de los Campos Santa Bárbara y Pirital) al cual se tenía acceso a través de una estación de trabajo *Sun System*, y en la cual se pudieron manejar todas las aplicaciones y proyectos de la plataforma de trabajo *Openwork* de *Landmark* requeridas en la realización del estudio.

Se debe destacar que esta sísmica al momento de ser ingresada a las estaciones de trabajo había sido cargada con las profundidades en formato TVDSS (profundidades verticales de los pozos referenciadas al nivel del mar). Por lo tanto todos los resultados generados a partir de la interpretación de secciones de dicha sísmica fueron en profundidad TVDSS.

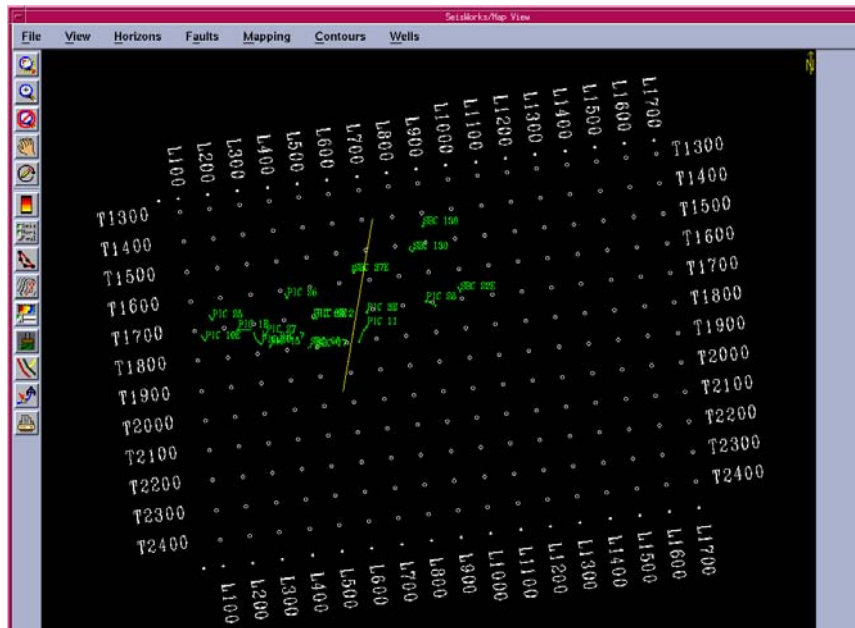


Figura N° 4.8: Mapa del área del cubo sísmico PIN-MTN (aplicación *Map View* de *Seiswork 3D*) donde se muestra la ubicación relativa de una línea arbitraria.

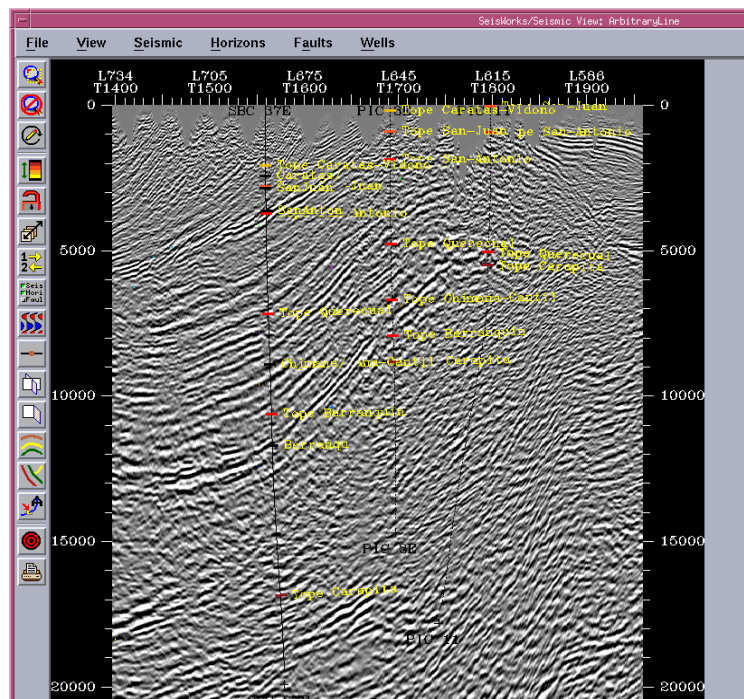


Figura N° 4.9: Sección sísmica del cubo sísmico PIN-MTN correspondiente a la Línea arbitraria mostrada en la figura N° 4.8 (aplicación *Seismic View* de *Seiswork 3D*).

Dentro del proyecto sísmico también era posible tener acceso a la información de trayectorias de los pozos y topes formacionales interpretados o cargados previamente, la cual podía ser visualizada en las secciones sísmicas desplegadas.

Al crear la sesión de trabajo dentro del proyecto sísmico se seleccionó la lista correspondiente a los 17 pozos de interés, y además se activaron en todos ellos los *picks* o topes correspondientes con la lista de topes del Bloque Alóctono.

Dentro de la opción *Horizon* del *Seismic view* se crearon 7 nuevos horizontes correspondientes a los topes de la formaciones del Bloque Alóctono que se interpretarían en las diferentes secciones sísmicas seleccionadas, cada uno de los cuales debía ser activado antes de iniciar la interpretación de cada tope (figura N° 4.10).

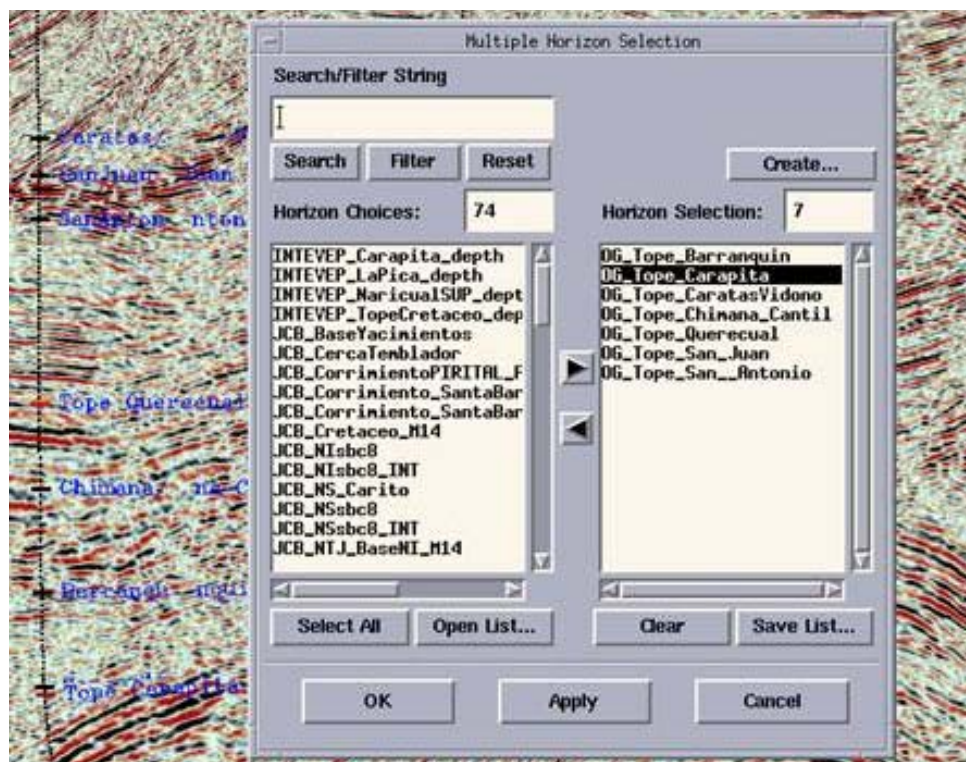


Figura N° 4.10: Lista de horizontes creados en el proyecto sísmico desplegada en la ventana de la opción *Horizon* del *Seismic View*

4.5 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA

Luego de la construcción de las secciones estratigráficas y sísmicas, se procedió a la interpretación del tope y base del Bloque Alóctono con toda la información disponible. Entre esta información se tenía:

- Topes oficiales de la Gerencia de Yacimiento (disponibles solo para algunos pozos).
- Topes leídos directamente del físico de los registros corridos en el pozo (carpeta de pozo), entre ellos rayos gamma, resistividad y registros de completación (sepia) principalmente.
- Topes leídos de los mapas estructurales de las formaciones, ya que algunos pozos fueron graficados utilizando sus coordenadas UTM.
- Topes encontrados en los buscadores intranet principalmente en los informes finales y de perforación.
- Topes interpretados de la información litológica proveniente de cabina *muddlogging* recopilada durante la perforación del pozo.
- Topes determinados en estudios estratigráficos realizados en muestras de canal, ripios y núcleos.

Con la información de todos estos topes se identificó cuales pozos tenían los topes más confiables y completos según las diferencias encontradas entre los datos recopilados y se generó una tabla de control para cada pozo.

4.5.1 - Interpretación Estratigráfica

Para determinar el tope y base del Bloque Alóctono en las secciones estratigráficas se interpretaron los registros rayos gamma, resistividad media y profunda, densidad y sónico.

En primer lugar se seleccionó un pozo “tipo” en donde el comportamiento de las curvas correspondía muy acertadamente con la litología esperada para las formaciones atravesadas según la descripción del Léxico Estratigráfico de Venezuela e información litológica de pozos perforados en el área de estudio o zona cercanas. Este pozo tipo se conoce como SBC 136, y se utilizó como

referencia para la determinación de los topes de interés en las interpretaciones de los pozos restantes.

Para cada pozo se trato de identificar la litología según el comportamiento de los registros, especialmente en el rayos gamma (GR) (ver figura N° 4.11); en el caso de la lutita se esperaba encontrar altos valores en las curvas, y en el caso de areniscas y calizas contrariamente se esperaba encontrar valores bajos. Esta información a su vez era complementada con el comportamiento de las curvas de resistividad, densidad y sónico, en donde en algunos casos la litología también afectaba la respuesta de las otras propiedades físicas de la roca identificadas por estos registros.

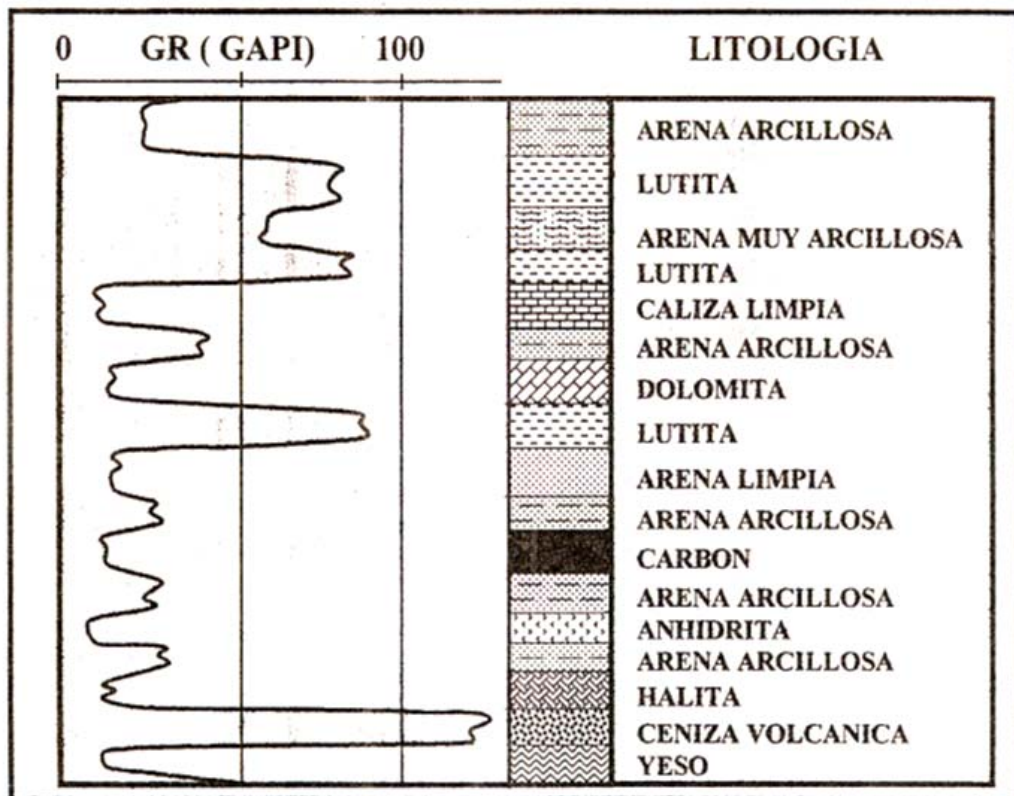


Figura N° 4.11: Respuestas típicas de las diferentes litologías en el subsuelo en el registro rayos gamma (GR). Las calizas y areniscas registran valores bajos, entre 15-30 unidades API, mientras las arcillas presentan en promedio valores de 100 UAPI pero pueden llegar a las 150 UAPI (Tomado de García, 2004).

En la interpretación estratigráfica también se consideró el espesor de las formaciones pertenecientes al Bloque Alóctono y como estas se acuñaaban o desaparecen hacia el sur-este. En algunos casos los pozos estudiados no perforaron todas las formaciones consideradas en la columna estratigráfica “tipo” del área, debido a la complejidad geológica de la zona. Tomando en cuenta todas estas características se realizó una correlación litoestratigráfica en los pozos estudiados apoyándose en la información sísmica e información litológica recopilada durante la perforación del pozo y en estudios sedimentológicos posteriores.

La identificación del tope de la Formación Carapita (que en este caso coincidía con la base del alóctono) se realizó por medio del estudio del comportamiento de las curvas de los registros, ya que esta formación corresponde a lutitas en casi su totalidad y los registros tienen un comportamiento característico que se diferencian claramente de las curvas en donde se localizan las otras formaciones presentes en el Bloque Alóctono (figura N° 4.12).

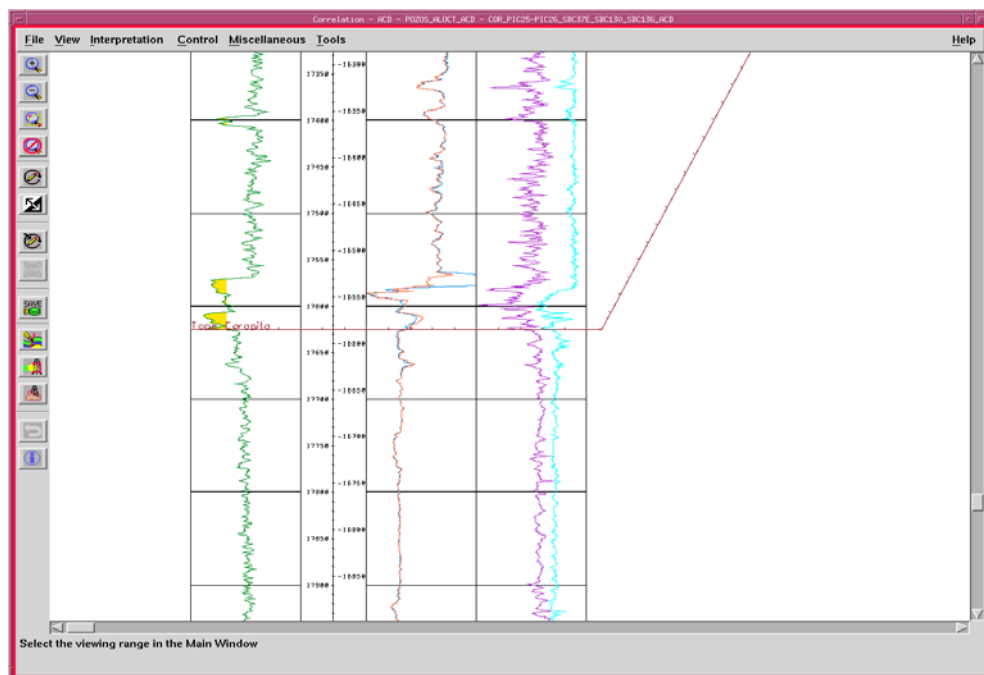


Figura N° 4.12: Comportamiento característico de los registros al llegar a la base del Bloque Alóctono, en donde se perfora una formación casi 100% lutita (Pozo PIC 25).

La Formación Carapita por ser la que se encuentra en la base del Bloque Alóctono y presentar una litología característica, se utilizó para seguir su continuidad estratigráfica a lo largo del área estudiada. Esta formación se identificó en todos los pozos por medio de los registros correspondientes, corroborándose con la información sísmica y con la litología descrita por la cabina de *muddlogging* durante la perforación del pozo.

La identificación del tope del Bloque Alóctono fue más difícil debido a que no existía una característica lo suficientemente clara para observarse en los registros y establecer con precisión el tope del alóctono. Adicionalmente, la primera formación perforada en el Bloque Alóctono no siempre fue la misma en todos los pozos; de los 17 pozos estudiados 12 comenzaron la perforación del Bloque Alóctono en la Formación Caratas/Vidoño, 4 en la Formación San Juan y 1 en la Formación San Antonio.

En el caso de la Formación Caratas/Vidoño se contaba con una capa de poco espesor de caliza característica en el tope de la formación, perteneciente al Miembro Tinajitas; sin embargo esta capa apenas se pudo apreciar claramente en dos pozos.

Por otra parte las formaciones suprayacentes a la primera formación perteneciente al Bloque Alóctono presentaban características litológicas muy similares que hicieron difícil la ubicación clara del tope del Bloque Alóctono. Sin embargo, a pesar de las limitaciones, se identificó este tope utilizando la información disponible sobre descripción litológica detallada del pozo durante su perforación, como contenido de glauconita, porcentaje de arena o material calcáreo presente, entre otros.

4.5.2 - Interpretación Sísmica

Para interpretar las secciones sísmicas se seleccionaron 13 líneas arbitrarias en el mapa del cubo (*random lines*) las cuales coincidían con las líneas de las secciones estratigráficas definidas para construir el mallado.

Cabe destacar que de un cubo sísmico 3D es posible desplegar secciones sísmicas que no necesariamente coinciden con la dirección de los tendidos de receptores durante el levantamiento, o con su dirección ortogonal (direcciones N-S y E-W). De hecho es posible desplegar secciones en cualquier dirección en el área del levantamiento, sin ninguna limitante direccional, y estas son las llamadas *random lines*.

Se procuraba que las líneas arbitrarias escogidas pasaran exactamente por los pozos que definían cada sección estratigráfica, ya que en función de la calidad de la sísmica el trazado de los reflectores que correspondían con los topes formacionales del Bloque Alóctono estaría apoyado en gran parte en los topes verificados a través de los registros de pozos y la interpretación estratigráfica.

El criterio de interpretación de cada tope era escoger aquellos reflectores que por su continuidad y amplitud podían corresponder con una variación de la impedancia acústica debido a la presencia de un cambio litológico o a una transición formacional. Se escogían reflectores fuertes y continuos que pudiesen corresponder con el tope de alguna de las 7 formaciones del Bloque Alóctono del área.

Una vez seleccionado el reflector se interpretaba a lo largo de toda la sección, bien fuera respetando el criterio de continuidad o utilizando un polígono de correlación (*Drag Polygon*) para identificar entre dos pozos patrones o secuencias de reflectores que coincidieran (esto en aquellas zonas donde la calidad de la sísmica disminuía). Aunado a esto se consideraban los pozos y sus topes en la escogencia del reflector (ver figura N° 4.13 y N° 4.14).

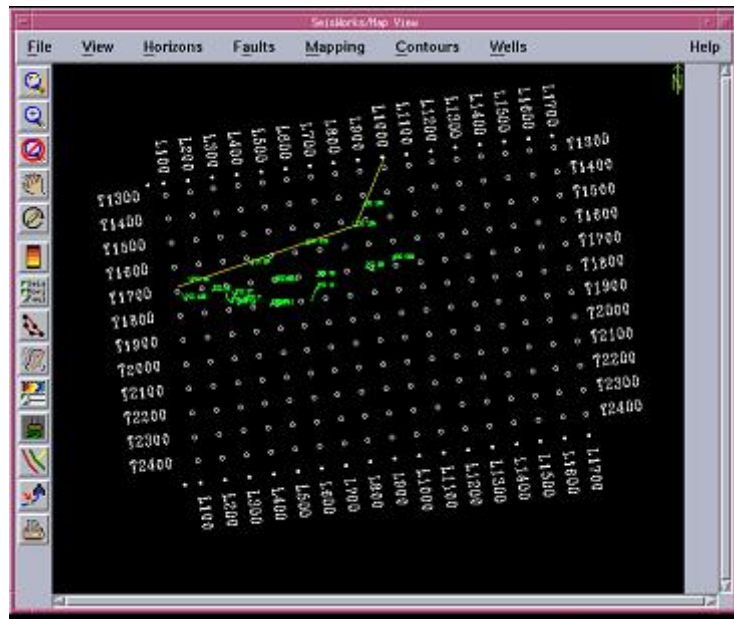


Figura N° 4.13: Ubicación relativa de la Línea arbitraria 1H en el área del levantamiento sísmico.

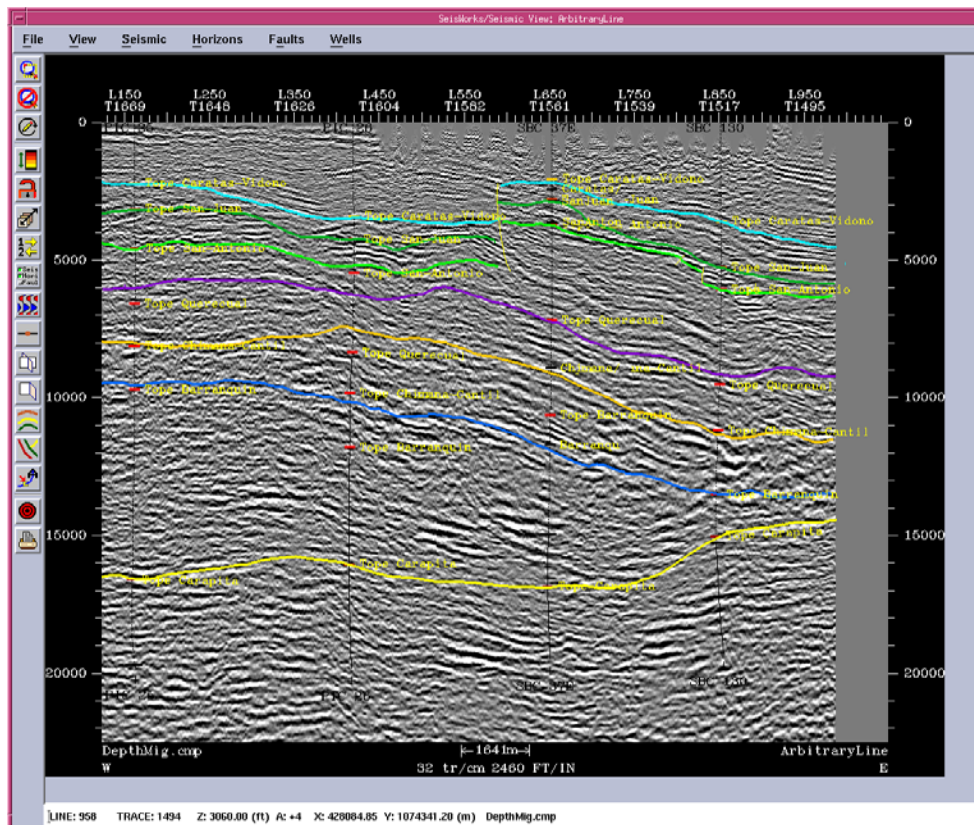


Figura N° 4.14: Sección sísmica interpretada correspondiente a Línea Arbitraria 1H.

4.6 - GENERACIÓN DE MAPAS

Con la información de la interpretación sísmico-estratigráfica se obtuvieron los datos de profundidad para generar los mapas estructurales de base y tope del Bloque Alóctono por medio de la aplicación *Z-Map Plus/ PowerView* en su módulo *Z-MapPlus*. Este programa utilizó el algoritmo de mínimos cuadrados para generar las curvas de contornos, empleando los datos introducidos.

Por medio de la información del tope y base del Bloque Alóctono se determinaron los valores necesarios para realizar el mapa isópaco del área y visualizar así el espesor del Bloque Alóctono.

Posteriormente, las curvas generadas por la aplicación *Z-Map Plus* en cada uno de los mapas fueron contorneadas a mano utilizando un editor de curvas y contornos, suavizando y modelando así los detalles pertinentes para obtener mapas lo mas precisos posibles y mejor interpretados.

En el mapa del tope del Bloque Alóctono fueron graficados los vectores obtenidos del análisis e interpretación de las desviaciones de las trayectorias de los pozos estudiados, obteniéndose así el mapa de tendencia de desviación de pozos del Bloque Alóctono.

Estos mapas fueron importados a la aplicación *Stratworks* en su módulo Map View para mejorar la calidad de imagen, editar los datos de información y proceder a su impresión.

4.7 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN

4.7.1 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas

En esta etapa del trabajo se realizó una interpretación sísmica del área seleccionando secciones sísmicas en la dirección de buzamiento del rasgo estructural más importante (corrimiento de Pirital), conocidas en el ámbito geofísico como secciones en dirección *inline* o N-S, las cuales coinciden con la dirección de los tendidos durante la adquisición. De igual manera se realizó la

interpretación a secciones cuya dirección coincidía con el rumbo de dicha estructura, conocidas como crossline, E-W o trazas, y que son perpendiculares a la dirección de los tendidos durante la adquisición.

Esta interpretación se realizó únicamente para el tope y base del Bloque Alóctono en el área de estudio, es decir, con el tope de la Formación Caratas/Vidoño (la de mayor ocurrencia en el tope del Alóctono) y Carapita (base del Alóctono).

La interpretación se realizó cada 5 *inlines* y cada 20 *crosslines*, esto para generar un mallado de líneas y trazas interpretadas y garantizar una interpolación entre las mismas.

En este caso la interpretación estaba controlada por los criterios antes mencionados de continuidad y correlación de secuencias de reflectores, y sobre todo considerando los topes previamente determinados en la interpretación sísmo-estratigráfica.

4.7.2 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica

Posteriormente se realizó la interpolación en todo el volumen sísmico para completar la interpretación entre las líneas y trazas restantes para los horizontes, por medio de la aplicación “ZAP!” la cual constituye la herramienta de correlación automática de horizontes.

Empleando la opción *Mapping* del *Map View* de *Seiswork* se generaron los mapas correspondientes al tope y base del Bloque Alóctono a partir de esta interpretación sísmica en profundidad, para compararlos con los mapas obtenidos de la interpretación sísmo-estratigráfica usando aplicación *Z-MapPlus*.

4.7.3 - Visualización Tridimensional de la Base y Tope del Bloque Alóctono

Usando el visualizador *Openvision* de *Open Work* se logró generar una imagen tridimensional de la superficie del tope y base del alóctono con la

finalidad de dar una mejor perspectiva de la disposición espacial de este bloque en el subsuelo del área de estudio.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 - ANÁLISIS DE TRAYECTORIAS DE POZOS

5.1.1 - Buzamiento de las Formaciones, Desviaciones de los Pozos y Tipo de Perforación

Al realizar el análisis de trayectorias de pozos se obtuvieron una serie de datos con respecto al comportamiento del pozo a medida que se perforaba, teniéndose así información de las desviaciones ocurridas a diferentes profundidades en las formaciones presentes en el Bloque Alóctono. También se determinó el buzamiento de las formaciones en los mapas estructurales en el área donde fue perforado cada pozo, el ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical e información general de los mismos. Parte de estos datos se muestran a continuación, el restante se encuentra en el apéndice N° 1 de este estudio:

1. PIC 10E

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN TRAYECTORIA | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_10E | 0 - 10,54 | 0 -19624 | VERTICAL | Sin desviación y S 30° E |

Tabla N° 5.1: Datos Generales del pozo PIC 10E.

2. PIC 11

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_11 | 0 - 9,8 | 0 - 8121 | VERTICAL | Sin desviación y un poco NW |
| | 10,3 - 43,8 | 8153 - 19040 | | |

Tabla N° 5.2: Datos Generales del pozo PIC 11.

3. PIC 1E

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_1E | 0 - 8,5 | 0 - 10086 | VERTICAL | Sin desviación, Sur y S35° E |
| | 10,25 - 11 (alcanza 22) | 10536 - 16022 | | |
| | 8,0 - 10 | 16466 - 17188 | | |
| | 11,25 - 12,75 | 17306 - 18065 | | |

Tabla N° 5.3: Datos Generales del pozo PIC 1E.

4. PIC 20

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_20 | 0 - 9,63 | 0 - 4900 | VERTICAL | Sin desviación, S20° E y S45° E |
| | 11,1 - 10,1 (alcanza 22) | 5000 - 16674 | | |
| | 9,9 - 6,3 | 16684 - 18154 | | |

Tabla N° 5.4: Datos Generales del pozo PIC 20.

5. PIC 25

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_25 | 0 - 9,67 | 0 - 18295 | VERTICAL | Sin desviación y Oeste |
| | 11,04 - 29,69 | 18390 - 21122 | | |

Tabla N° 5.5: Datos Generales del pozo PIC 25.

6. PIC 26

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_26 | 0 - 9,999 | 0 - 18724 | VERTICAL | Sin desviación, S40° W y S45° E |
| | 11,25 - 17,89 | 18818 - 20641 | | |

Tabla N° 5.6: Datos Generales del pozo PIC 26.

7. PIC 27

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|-------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_27 | 0 - 9,8 (alcanza 12) | 0 - 9615 | VERTICAL | Sin desviación, Sur, y S35° E |
| | 10,63 - 12 (alcanza 18) | 9711 -11446 | | |
| | 9,6 - 5,72 (pasa por 0,96) | 11542 - 17214 | | |

Tabla N° 5.7: Datos Generales del pozo PIC 27.

8. PIC 28

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_28 | 0 - 9,999 | 0 - 18724 | VERTICAL | Casi sin desviación |
| | 11,25 - 17,89 | 18818 - 20641 | | |

Tabla N° 5.8: Datos Generales del pozo PIC 28.

9. PIC 3E

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_3E | 0 - 2,5 (alcanza 6) | 0 - 14960 | VERTICAL | Sin desviación, S45° W y S30° W |

Tabla N° 5.9: Datos Generales del pozo PIC 3E.

10. PIC 6E Y 6E2

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO 6E (°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|----------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_6E | 0 - 3,75 (alcanza 7,15) | 0 - 14363 | VERTICAL | Sin desviación, S45° E y S20° E |
| | | | | |
| PIC_6E2 | 0 - 9,02 | 0 - 14297 | VERTICAL | Sin desviación, S45° E y S20° E |
| | 10,16 - 11,1 (alcanza 17,22) | 14392 - 16177 | | |
| | 9,26 - 10,7 (pasa por 3,6) | 16271 - 17858 | | |

Tabla N° 5.10: Datos Generales del pozo PIC 6E y 6E2.

11. PIC 7

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO 6E (°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|-------|----------------------------------|--------------------|---|--|
| PIC_7 | 0 - 7,15 | 0 - 18115 | VERTICAL | Sin desviación, Sur y S25° E |

Tabla N° 5.11: Datos Generales del pozo PIC 7.

12. SBC 130

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_130 | 0 - 8,96 | 0 - 15591 | VERTICAL | Sin desviación, S45° E y S20° W |
| | 11,05 - 13,97 (alcanza 22) | 15686 - 20180 | | |

Tabla N° 1.12: Datos Generales del pozo SBC 130.

13. SBC 136

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_136 | 0 - 9,79 | 0 - 17718 | VERTICAL | Sin desviación, S55° E y S45° W |
| | 10,29 - 20 | 17814 - 20272 | | |

Tabla N° 5.13: Datos Generales del pozo SBC 136.

14. SBC 17

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_17 | 0 - 5 | 0 - 18150 | VERTICAL | Sin desviación y Oeste |

Tabla N° 5.14: Datos Generales del pozo SBC 17.

15. SBC 22E

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_22E | 0 - 4,2 | 0 - 18894 | VERTICAL | Sin desviación y S 20° E |

Tabla N° 5.15: Datos Generales del pozo SBC 22E.

16. SBC 37 E

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|---------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_37E | 0 - 9,93 | 0 - 17200 | VERTICAL | Sin desviación y Sur |
| | 10,17 - 10,05 | 17300 - 20620 | | |

Tabla N° 5.16: Datos Generales del pozo SBC 37E.

17. SBC 90

| POZO | INCLINACIÓN GRAL DEL POZO(°) | PROFUNDIDAD (PIES) | TIPO DE POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO SEGÚN INCLINACIÓN | DESVIACIÓN DEL POZO HASTA LA BASE DEL ALÓCTONO |
|--------|------------------------------|--------------------|---|--|
| SBC_90 | 0 - 9,13 | 0 - 8317 | VERTICAL | Sin desviación y S 70° W |
| | 10,36 - 11,08 | 8411 - 8835 | | |
| | 9,9 - 10,02 (pasa por 0) | 8929 - 17180 | | |

Tabla N° 5.17: Datos Generales del pozo SBC 90.

5.1.2 - Desviación de los Pozos Según la Profundidad

Según el comportamiento del pozo a medida que se perforaba se definieron intervalos de profundidad en función de la desviación ocurrida durante la perforación, independientemente de las formaciones atravesadas. Estos datos se presentan a continuación:

1.-

| PIC_10E | | |
|---------------------------|----------------|---------------------------------|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -4182 | Sin desviación | |
| -4182 Hasta -14620 | S 30° E | -14055 |
| -14620 Hasta -18500 | S 45° E | |

Tabla N° 5.18: Desviación del pozo PIC 10 E durante su perforación.

2.-

| PIC_11 | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -4137 | Sin desviación | |
| -4137 Hasta -6968 | Un poco N45° W | -5491 |
| -6968 Hasta -14284 | N 20° E | |
| -14284 Hasta -17404 | N 50° E | |

Tabla N° 5.19: Desviación del pozo PIC 11 durante su perforación.

3.-

| PIC_1E | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2974 | Sin desviación | |
| -2974 Hasta -8481 | Sur | |
| -8481 Hasta -15278 | S 35° E | -11950 |
| -15278 Hasta -16612 | N 45° E | |

Tabla N° 5.20: Desviación del pozo PIC 1E durante su perforación.

4.-

| PIC_20 | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2980 | Sin desviación | |
| -2980 Hasta -8595 | S20° E | |
| -8595 Hasta -16746 | S 45° E | -10312 |

Tabla N° 5.21: Desviación del pozo PIC 20 durante su perforación.

5.-

| PIC_25 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -7025 | Sin desviación | |
| -7025 Hasta -16777 | Oeste | -16585 |
| -16777 Hasta -19821 | S 40° E | |

Tabla N° 5.22: Desviación del pozo PIC 25 durante su perforación.

6.-

| PIC_26 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -7752 | Sin desviación | |
| -7752 Hasta -12845 | S 40° W | |
| -12845 Hasta -19848 | S 45° E | -16036 |

Tabla N° 5.23: Desviación del pozo PIC 26 durante su perforación.

7.-

| PIC_27 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2980 | Sin desviación | |
| -2980 Hasta -8505 | Sur | |
| -8505 Hasta -10747 | S 35° E | -10193 |
| -10747 Hasta -15992 | N 25° E | |

Tabla N° 5.24: Desviación del pozo PIC 27 durante su perforación.

8.-

| PIC_28 | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -4423 | Sin desviación | |
| -4423 Hasta -7381 | Un poco al SW | -6852 |
| -7381 Hasta -13520 | N 60° W | |
| -13520 Hasta -17880 | Sur | |

Tabla N° 5.25: Desviación del pozo PIC 28 durante su perforación.

9.-

| PIC_3E | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -340 | Sin desviación | |
| -340 Hasta -5838 | S 45° W | |
| -5838 Hasta -8865 | S 30° W | -8828 |
| -8865 Hasta -14286 | S 45° E | |

Tabla N° 5.26: Desviación del pozo PIC 3E durante su perforación.

10.-

| PIC_6E | | |
|----------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2852 | Sin desviación | |
| -2852 Hasta -5804 | S 45° E | |
| -5804 Hasta -13650 | S 20° E | -11890 |

Tabla N° 5.27: Desviación del pozo PIC 6E durante su perforación.

| PIC_6E2 | | |
|------------------------------|----------------|---------------------------------------|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2852 | Sin desviación | |
| -2852 Hasta -5804 | S 45° E | |
| -5804 Hasta -13583 | S 20° E | -11890 |
| -13583 Hasta -16216 | S 60° W | |
| -16216 Hasta -17068 | Sur | |

Tabla N° 5.27.1: Desviación del pozo PIC 6E2 durante su perforación.

11.-

| PIC_7 | | |
|------------------------------|----------------|---------------------------------------|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -247 | Sin desviación | |
| -247 Hasta -6506 | Sur | |
| -6506 Hasta -13597 | S 25° E | -9154 |
| -13597 Hasta -17069 | N 65° E | |

Tabla N° 5.28: Desviación del pozo PIC 7 durante su perforación.

12.-

| SBC_130 | | |
|------------------------------|-----------------|---------------------------------------|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2274 | Sin desviación | |
| -2274 Hasta -6067 | Un poco S 45° E | |
| -6067 Hasta -14635 | S 20° W | -15052 |
| -14635 Hasta -17727 | S 50° E | |
| -17727 Hasta -19307 | N 80° E | |

Tabla N° 5.29: Desviación del pozo SBC 130 durante su perforación.

13.-

| SBC_136 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -2090 | Sin desviación | |
| -2090 Hasta -8177 | S 55° E | |
| -8177 Hasta -16241 | S 45° W | -16750 |
| -16241 Hasta -19224 | Sur | |

Tabla N° 5.30: Desviación del pozo SBC 136 durante su perforación.

14.-

| SBC_17 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -1023 | Sin desviación | |
| -1023 Hasta -2232 | Un poco al Norte | |
| -2232 Hasta -8147 | Oeste | -5298 |
| -8147 Hasta -16345 | Sur | |
| -16345 Hasta -17246 | Norte, un poco NE | |

Tabla N° 5.31: Desviación del pozo SBC 17 durante su perforación

15.-

| SBC_22E | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -1295 | Sin desviación | |
| -1295 Hasta -6133 | S 20° E | -6771 |
| -6133 Hasta -16536 | S 40° E | |
| -16536 Hasta -18126 | Sur | |

Tabla N° 5.32: Desviación del pozo SBC 22E durante su perforación.

16.-

| SBC_37E | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -3550 | Sin desviación | |
| -3550 Hasta -15924 | Sur | -16852 |
| -15924 Hasta -19490 | S 40° E | |

Tabla N° 5.33: Desviación del pozo SBC 37 E durante su perforación.

17.-

| SBC_90 | | |
|--------------------------------------|-------------------|--|
| PROFUNDIDAD (TVDSS, PIES) | DESVIACIÓN | BASE DEL ALÓCTONO (TVDSS, PIES) |
| 0 Hasta -365 | Sin desviación | |
| -365 Hasta -5536 | S 70° W | -5232 |
| -5536 Hasta -9147 | Sur | |
| -9147 Hasta -12844 | N 30° E | |
| -12844 Hasta -16149 | N 45° E | |

Tabla N° 5.34: Desviación del pozo SBC 90 durante su perforación.

5.1.3 - Buzamientos por Sísmica

Se determinaron las inclinaciones en grados (valor numérico) de las capas de las formaciones pertenecientes al Bloque Alóctono en la zona de estudio; para lo cual se utilizaron las secciones sísmicas arbitrarias del cubo sísmico PIN-MTN. Estos resultados se muestran en el apéndice N° 2.

5.1.4 - Información Direccional

Se realizó una base de datos con la información direccional de los pozos estudiados, la misma contiene datos de profundidad, inclinación y azimut de los mismos. Esta información se muestra en el apéndice N° 3.

5.2 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO - ESTRATIGRÁFICA

5.2.1 - Tabla de Control de Información

Se realizó una tabla de control (tabla N° 5.35) para los pozos estudiados, en donde se muestra el tipo de información recopilada para cada uno de ellos según la fuente de la misma. Esta tabla permitió establecer el grado de certeza con respecto a las profundidades de los topes manejados para realizar el estudio. Al comparar y analizar los diferentes datos se reforzó la interpretación realizada tanto en las curvas de los registros en las secciones estratigráficas como en las secciones sísmicas, tratando así de optimizar los resultados. Esta tabla se muestra a continuación:

| POZOS ESTUDIADOS | | FUENTE DE INFORMACIÓN | | | | | |
|------------------|---------------------|-----------------------|--|--|--|--|--|
| CAMPO PIRITAL | PIC 10 E | | | | | | |
| | PIC 11 | | | | | | |
| | PIC 15 | | | | | | |
| | PIC 1E | | | | | | |
| | PIC 20 | | | | | | |
| | PIC 25 | | | | | | |
| | PIC 26 | | | | | | |
| | PIC 27 | | | | | | |
| | PIC 28 | | | | | | |
| | PIC 3E | | | | | | |
| | PIC6E (6E2) | | | | | | |
| | PIC 7 | | | | | | |
| | CAMPO SANTA BARBARA | SBC 130 | | | | | |
| SBC 136 | | | | | | | |
| SBC17 | | | | | | | |
| SBC 22E | | | | | | | |
| SBC 37E | | | | | | | |
| SBC 90 | | | | | | | |

Tabla N° 5.35: Tabla de control de la información disponible para cada pozo.

| LEYENDA | |
|----------------|---|
| | TOPES OFICIALES DE LA GERENCIA DE YACIMIENTOS (PDVSA) |
| | TOPES LEÍDOS EN LOS REGISTROS DE CORRELACIÓN Y COMPLETACIÓN DEL POZO |
| | TOPES LEÍDOS EN MAPAS ESTRUCTURALES DE LAS FORMACIONES (*) |
| | TOPES DE INFORMES FINALES Y DE PERFORACIÓN DEL POZO (INTRANET Y ARCHIVOS) |
| | TOPES INTERPRETADOS DE INFORMACIÓN LITOLÓGICA RECOPIADA DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO (CABINA MUDDLOGGIN) |
| | TOPES DETERMINADOS EN ESTUDIOS ESTRATIGRÁFICOS POSTERIORES A LA PERFORACIÓN |

Tabla N° 5.35.1: Leyenda utilizada en la tabla N° 5.35.

(*): Se leyeron en los mapas estructurales los topes de las formaciones en los pozos que fueron graficados con sus coordenadas UTM y de los que no se tenían topes oficiales.

5.2.2. - Secciones Estratigráficas

Se realizaron once (11) secciones estratigráficas de la zona en estudio. Las mismas presentan los registros rayos gamma, resistividad media y profunda, sínico y densidad de los pozos estudiados, así como los topes de las formaciones presentes en el Bloque Alóctono y la profundidad del corrimiento de Pirital. Estas secciones se presentan en los anexos del N° 1 al 11 en el tomo II de este trabajo. En la figura N° 5.1 se muestra una breve descripción de cada una de las secciones, indicando los pozos que la conforman, la orientación entre pozos, y su nombre.

LÍNEAS DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

HORIZONTALES

NOMBRE

| | | | | | | |
|----|-------------------|------------------|-----------------------|------------------|------------------|---------|
| 1H | PIC-25 N75° E | PIC-26 N70° E | SBC-37E N72° E | SBC-130 N27°E | SBC-136 | |
| 2H | PIC-10E N87° E | PIC-1E N75° E | PIC-6E(6E2) N85° E | PIC-3E N83° E | PIC-28 N53° E | SBC-22E |
| 3H | SBC-90 N87° E | SBC-17 N87° E | PIC-11 | | | |
| 4H | PIC-20 N82° E | PIC-27 | | | | |

VERTICALES

NOMBRE

| | | | | | | |
|----|-------------------|-----------------------|--------|--|--|--|
| 1V | PIC-25 S28° W | PIC-10E | | | | |
| 2V | PIC-26 S52° E | PIC-6E(6E2) S10° W | SBC-90 | | | |
| 3V | SBC-37E S20° E | PIC-3E S15° W | PIC-11 | | | |
| 4V | SBC-130 S25° E | PIC-28 | | | | |
| 5V | SBC-136 S30° E | SBC-22E | | | | |
| 6V | PIC-20 S75° E | PIC-7 | | | | |
| 7V | PIC-1E S85° E | PIC-27 | | | | |

Figura N° 5.1: Información resumida de las secciones estratigráficas realizadas.

5.2.3 - Secciones Sísmicas Arbitrarias

Como resultado de la interpretación sísmico - estratigráfica se interpretaron 13 secciones sísmicas correspondientes a las líneas arbitrarias o *random lines*, coincidentes con las secciones estratigráficas del mallado. A continuación se muestran 2 de estas secciones, una horizontal y otra vertical; las restantes se encuentran el apéndice N° 4.

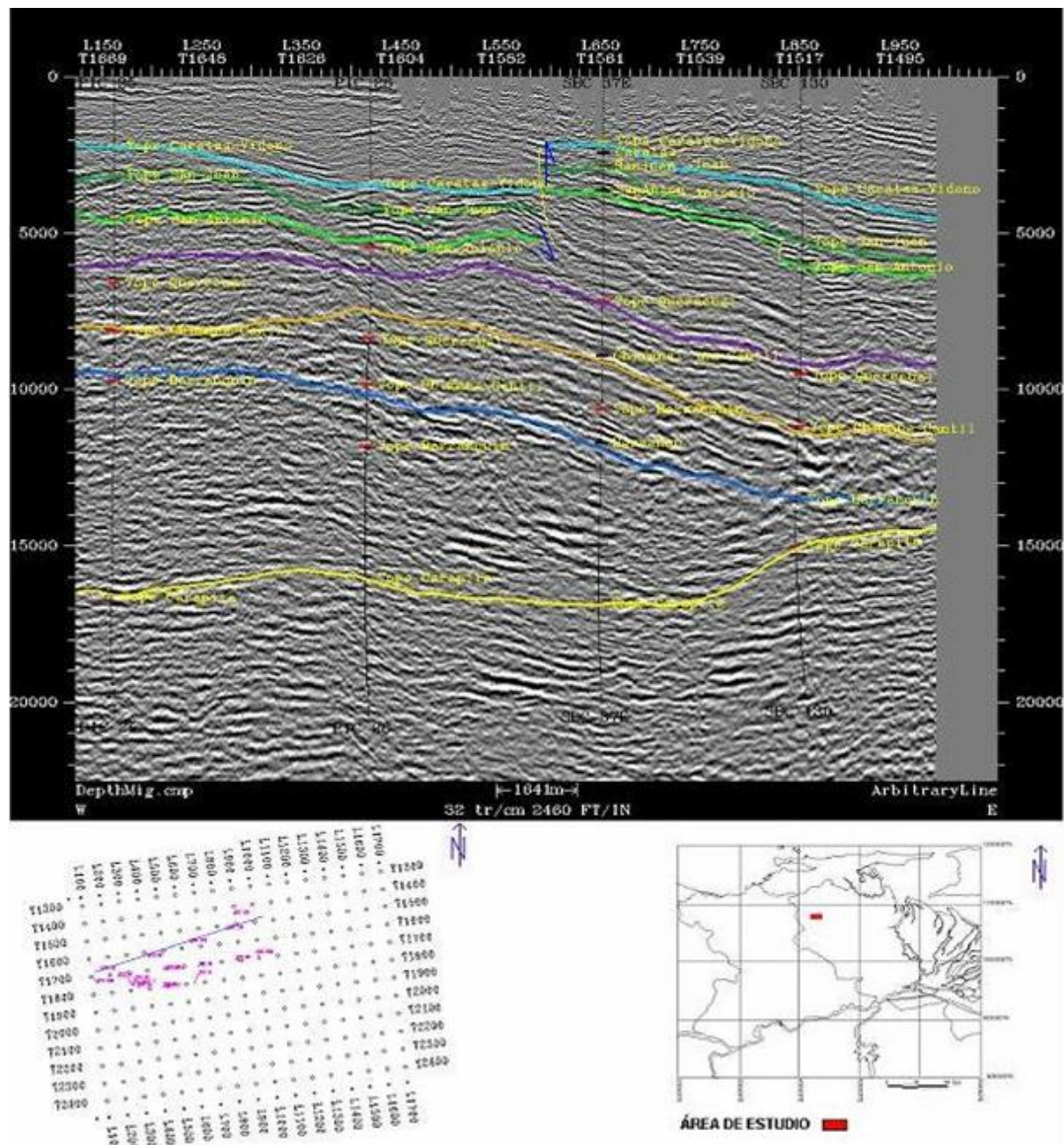


Figura N° 5.2: Sección sísmica arbitraria 1H con topes interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico

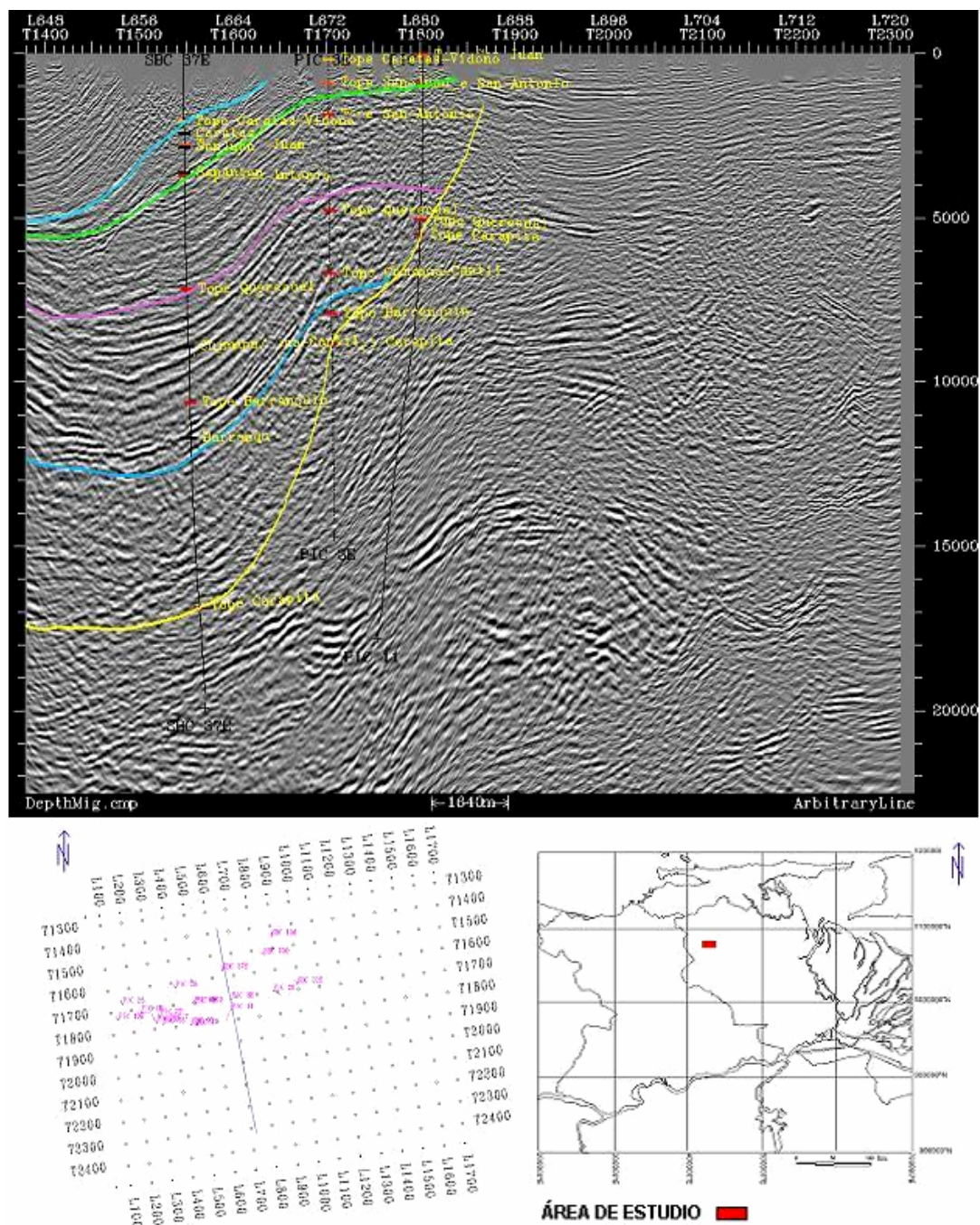


Figura N° 5.3: Sección sísmica arbitraria 3V, con topos interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico.

5.2.4 - Profundidades Interpretadas

Al realizar la interpretación sísmico-estratigráfica y analizar toda la información disponible se definieron las profundidades correspondientes al tope y base del Bloque Alóctono, y a partir de estas se obtuvieron los valores de espesor correspondientes de este bloque. Estos datos se muestran a continuación:

| POZOS | PROF.(PIES, MD) | PROF.(PIES, TVD) | PROF.(PIES, TVDSS) | FORMACIÓN ENCONTRADA |
|--------------|------------------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| PIC-10E | 1830 | 1829 | -802 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-11 | 300 | 300 | 616 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-1E | 1420 | 1420 | -394 | San Juan |
| PIC-20 | 713 | 713 | 313 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-25 | 3263 | 3262 | -2230 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-26 | 4090 | 4090 | -3412 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-27 | 1150 | 1150 | -100 | San Juan |
| PIC-28 | 2922 | 2921 | -2260 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-3E | 847 | 847 | -187 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-6E | 1640 | 1640 | -950 | CARATAS/ VIDOÑO |
| PIC-7 | 500 | 500 | 497 | San Juan |
| SBC-130 | 4334 | 4332 | -3606 | CARATAS/ VIDOÑO |
| SBC-136 | 6575 | 6572 | -5652 | CARATAS/ VIDOÑO |
| SBC-17 | 1150 | 1150 | -270 | San Antonio |
| SBC-22E | 5556 | 5550 | -4834 | CARATAS/ VIDOÑO |
| SBC-37E | 3079 | 3078 | -2043 | CARATAS/ VIDOÑO |
| SBC-90 | 0 | 0 | 934 | San Juan (Superficie) |

Tabla N° 5.36: Profundidades del tope del Bloque Alóctono (Interpretadas)

| POZOS | PROF.(PIES, MD) | PROF.(PIES, TVD) | PROF.(PIES, TVDSS) | FORMACIÓN ENCONTRADA |
|---------|-----------------|------------------|--------------------|----------------------|
| PIC-10E | 15142 | 15082 | -14055 | CARAPITA |
| PIC-11 | 6420 | 6407 | -5491 | CARAPITA |
| PIC-1E | 13115 | 12976 | -11950 | CARAPITA |
| PIC-20 | 11560 | 11338 | -10312 | CARAPITA |
| PIC-25 | 17625 | 17617 | -16584 | CARAPITA |
| PIC-26 | 16740 | 16714 | -16036 | CARAPITA |
| PIC-27 | 11363 | 11243 | -10193 | CARAPITA |
| PIC-28 | 7517 | 7513 | -6852 | CARAPITA |
| PIC-3E | 9500 | 9489 | -8828 | CARAPITA |
| PIC-6E | 12600 | 12579 | -11890 | CARAPITA |
| PIC-7 | 10177 | 10152 | -9154 | CARAPITA |
| SBC-130 | 15824 | 15778 | -15052 | CARAPITA |
| SBC-136 | 17684 | 17671 | -16750 | CARAPITA |
| SBC-17 | 6182 | 6178 | -5298 | CARAPITA |
| SBC-22E | 7496 | 7488 | -6771 | CARAPITA |
| SBC-37E | 17944 | 17887 | -16852 | CARAPITA |
| SBC-90 | 6181 | 6166 | -5232 | CARAPITA |

Tabla N° 5.37: Profundidades de la base del Bloque Alóctono (Interpretadas)

| Pozo | ESPESOR (PIES) |
|---------|----------------|
| PIC-10E | 13253 |
| PIC-11 | 4875 |
| PIC-1E | 11556 |
| PIC-20 | 9999 |
| PIC-25 | 14354 |
| PIC-26 | 12624 |
| PIC-27 | 10093 |
| PIC-28 | 4592 |
| PIC-3E | 8641 |
| PIC-6E | 10940 |
| PIC-7 | 8657 |
| SBC-130 | 11446 |
| SBC-136 | 11098 |
| SBC-17 | 5028 |
| SBC-22E | 1937 |
| SBC-37E | 14809 |
| SBC-90 | 4298 |

Tabla N° 5.38: Espesores del Bloque Alóctono (Determinados)

5.3 - MAPAS GENERADOS EN Z-MAP-PLUS

A partir de la interpretación sísmica –estratigráfica se generaron los mapas de la base, tope y espesor del Bloque Alóctono. Así también se realizó un mapa con las direcciones de desviaciones preferenciales de los pozos estudiados considerando las características geológicas dominantes en el área. Estos mapas se encuentran en los anexos N° 12, 13, 14 y 15 del tomo II de este trabajo. A continuación se muestran como referencia imágenes reducidas de estos mapas (figuras N° 5.4 a la 5.7):

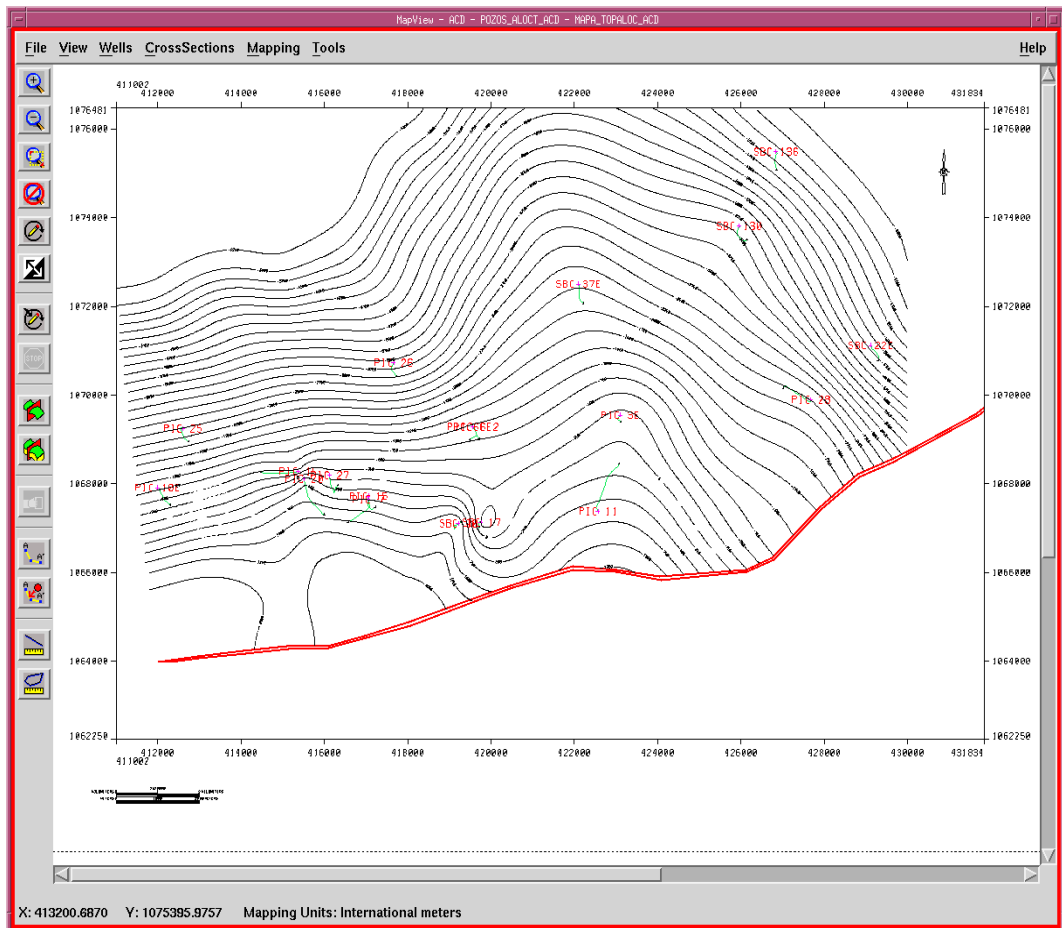


Figura N° 5.4: Mapa del Tope del Bloque Alóctono.

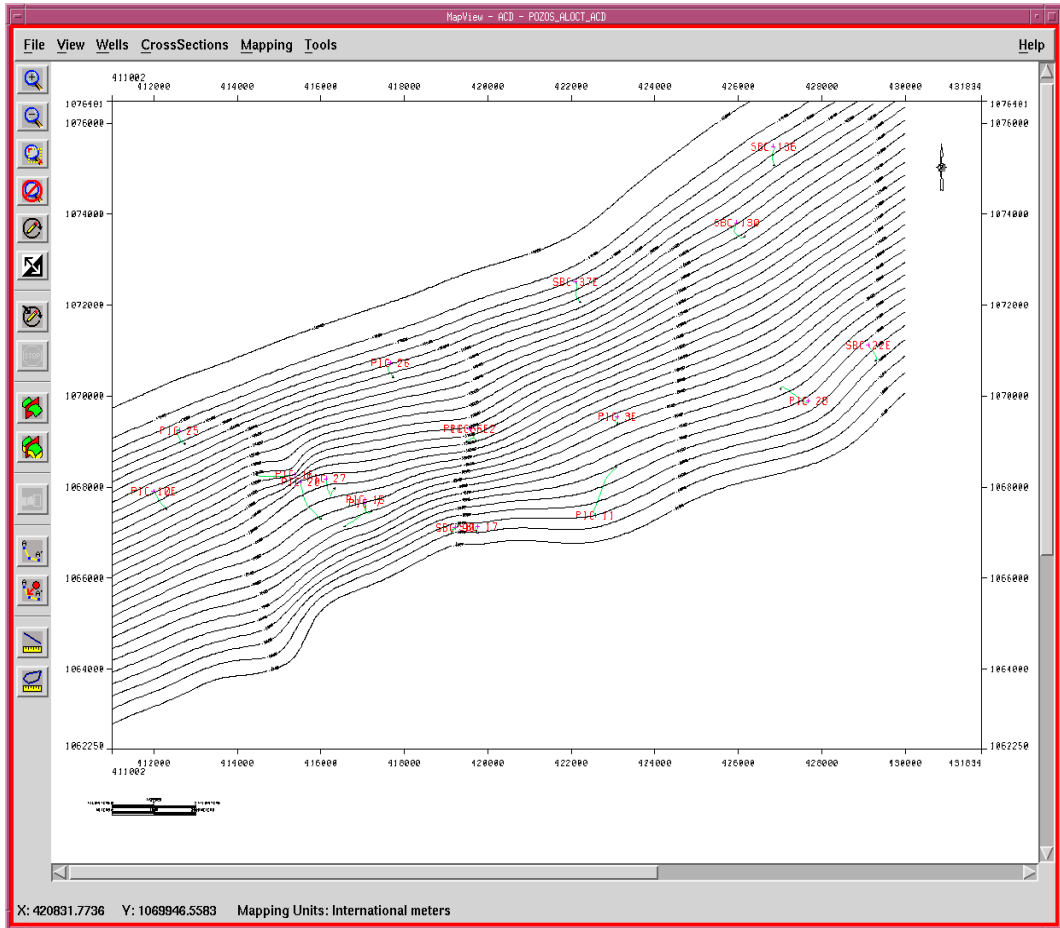


Figura N° 5.5: Mapa de la Base del Bloque Alóctono

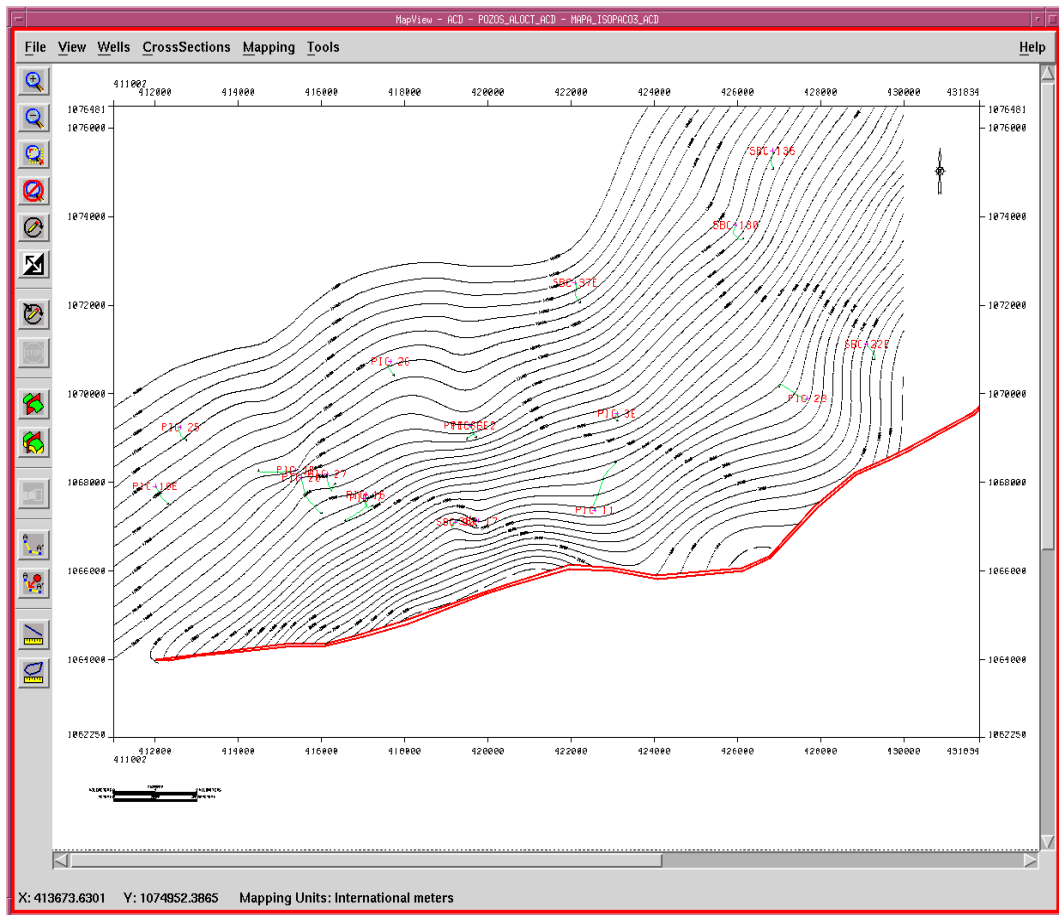


Figura N° 5.6: Mapa de Espesores del Bloque Alóctono

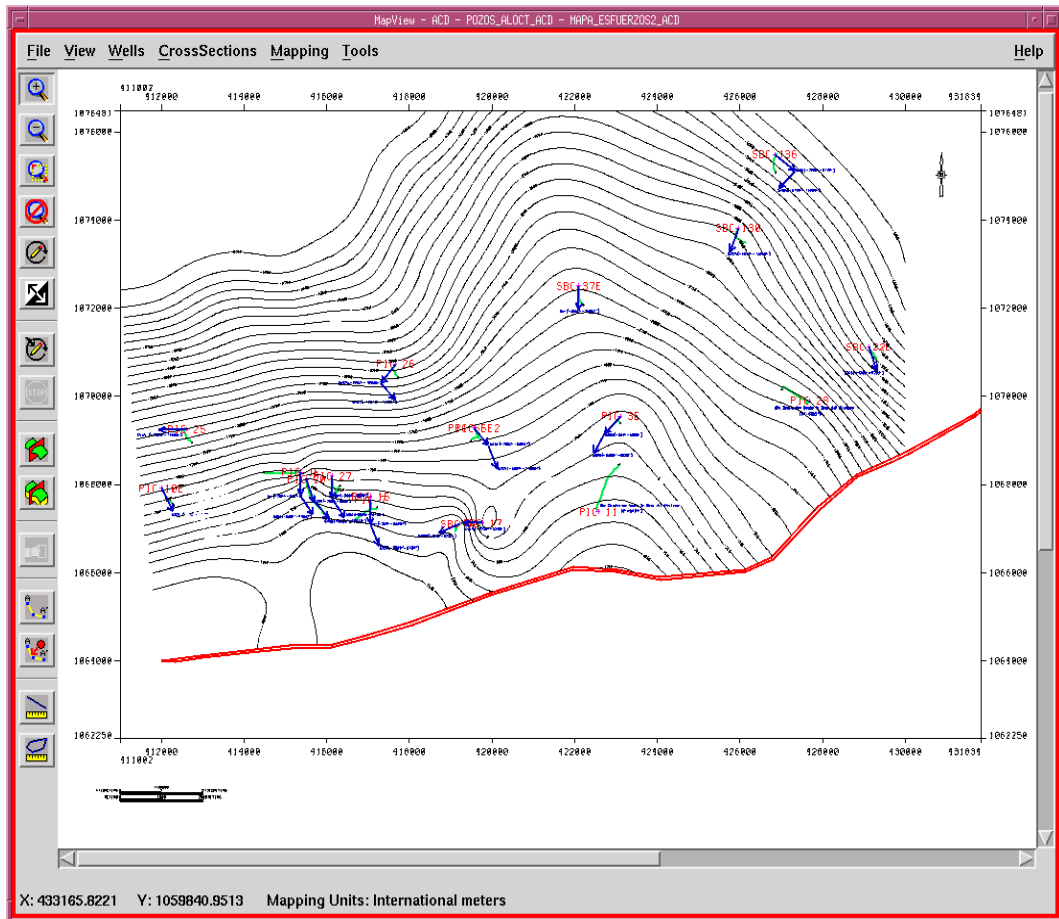


Figura N° 5.7: Mapa de Tendencia de Desviaciones del Bloque Alóctono

5.4 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN

5.4.1 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas

Como resultado de la interpretación de secciones del cubo sísmico paralelas a las líneas y trazas del levantamiento, se interpretaron un total de 200 secciones en dirección *inline* y 50 en dirección *crossline*. En ellas se interpretaron los horizontes correspondientes a la Formación Caratas/Vidoño (principal formación identificada en el tope del Bloque Alóctono) y Formación Carapita (base del Bloque Alóctono).

En algunos casos las secciones mostraban zonas con vacíos de información debido a problemas de cobertura sísmica. De manera complementaria en el apéndice N° 5 se muestra una descripción general de la información sísmica del área de estudio para explicar estas dificultades y los rasgos generales de la información sísmica en profundidad del Norte de Monagas.

También se debe destacar que el seguimiento de los reflectores se vio apoyado en los topes de las 2 formaciones de interés mostrados en los pozos de control que quedaban desplegados cuando la sección interceptaba su trayectoria.

Seguidamente se mostrarán 4 secciones interpretadas ,2 secciones *inlines* y 2 *crosslines*, para ilustrar la totalidad de los resultados generados en esta fase de la investigación (ver figuras N° 5.8 a la figura N° 5.11). En el apéndice N° 4 se muestra otro grupo de secciones interpretadas en dirección de líneas y trazas.

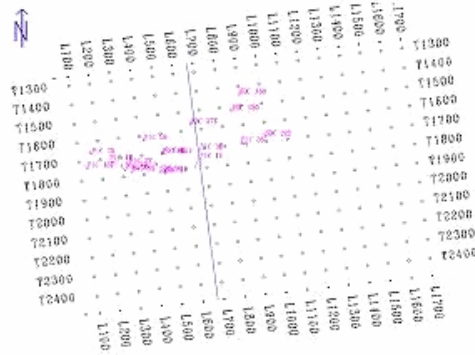
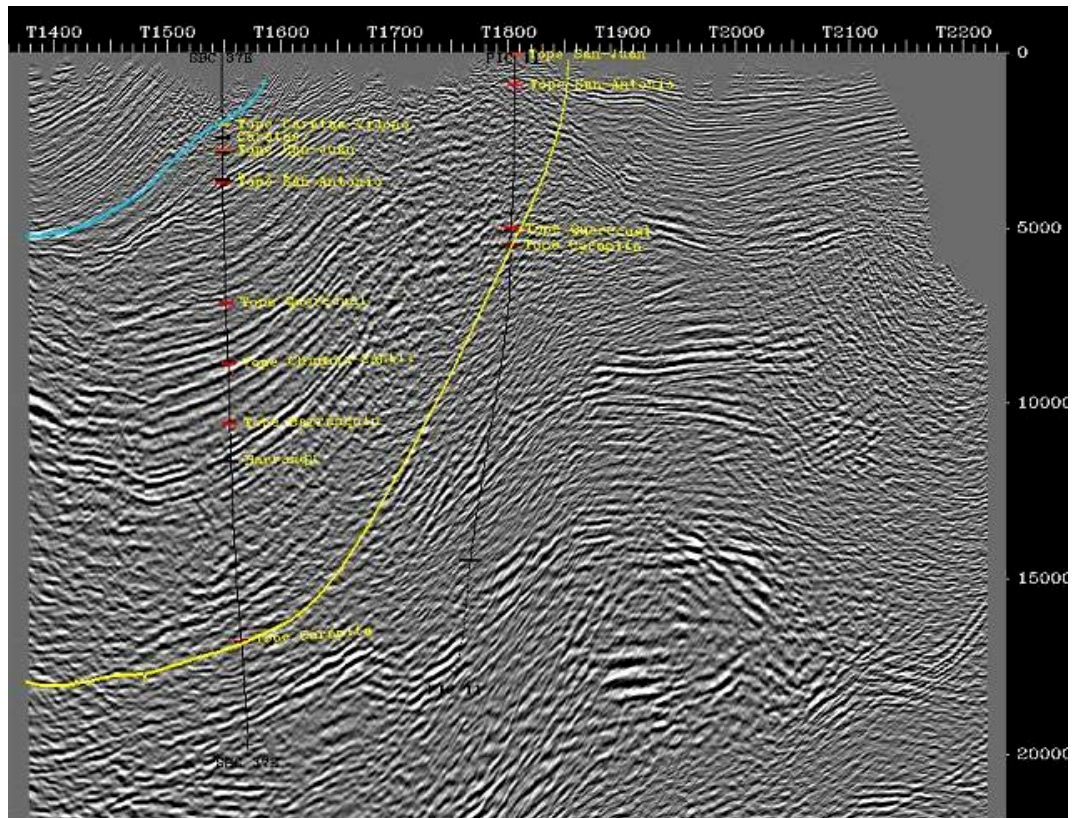


Figura N° 5.8: Sección sísmica L-660, correspondiente a la línea 660 del levantamiento sísmico, con topos interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico.

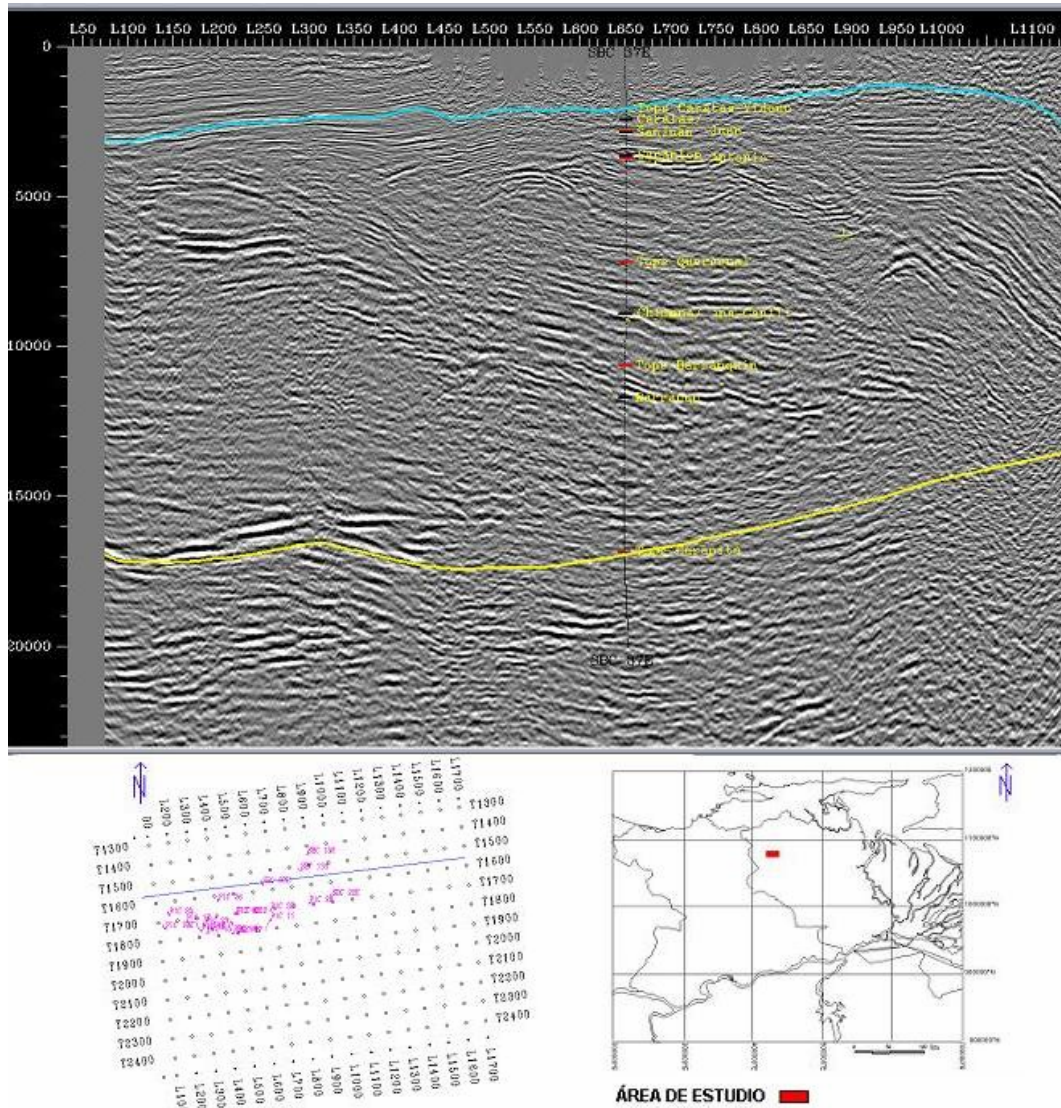


Figura N° 5.10: Sección sísmica T-1560, correspondiente a la traza 1560 del levantamiento sísmico, con topos interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico.

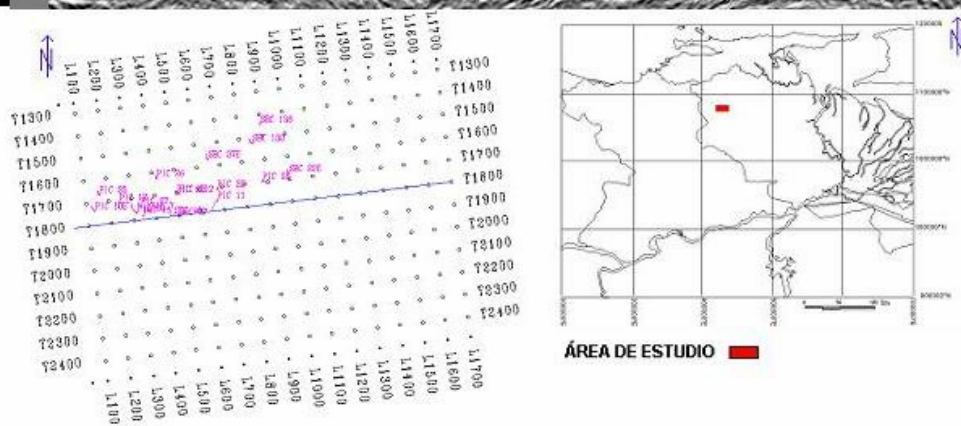
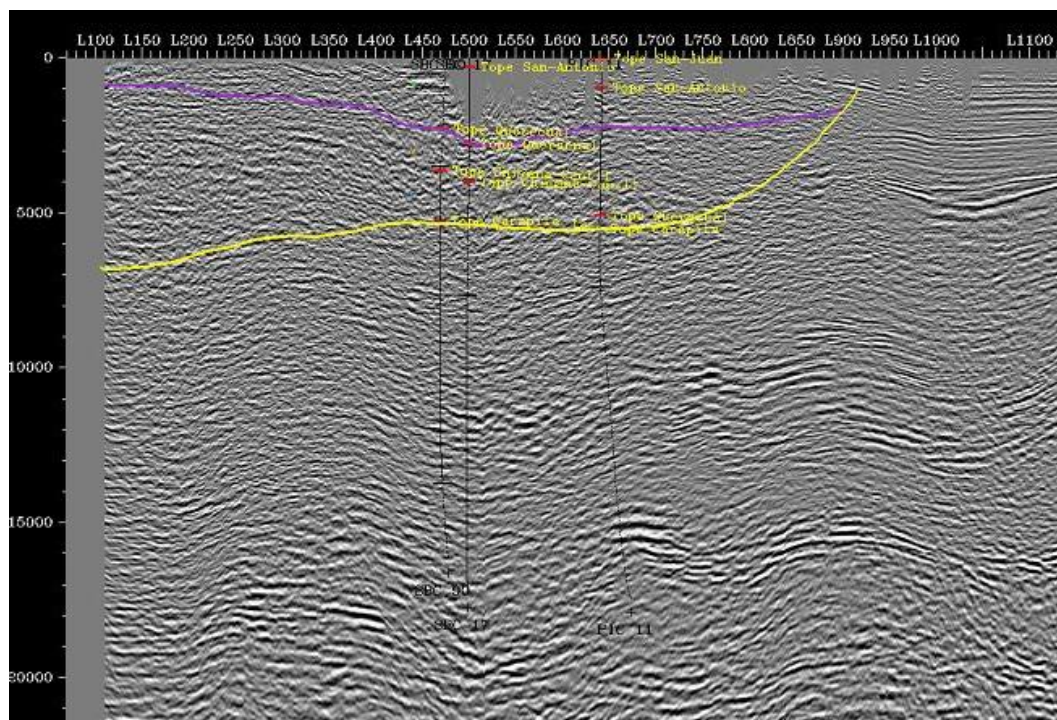


Figura N° 5.11: Sección sísmica T-1800, correspondiente a la traza 1800 del levantamiento sísmico, con topes interpretados y su ubicación relativa en el área total del levantamiento sísmico.

5.4.2 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica

Una vez realizada la interpolación *ZAP!* de los horizontes interpretados en la dirección de líneas y trazas, los 2 archivos de mapeo obtenidos fueron importados al módulo *Map view* de *Seiswork*, y éste permitió generar los siguientes mapas para la base y tope del Alóctono (figuras N° 5.12 y N° 5.13):

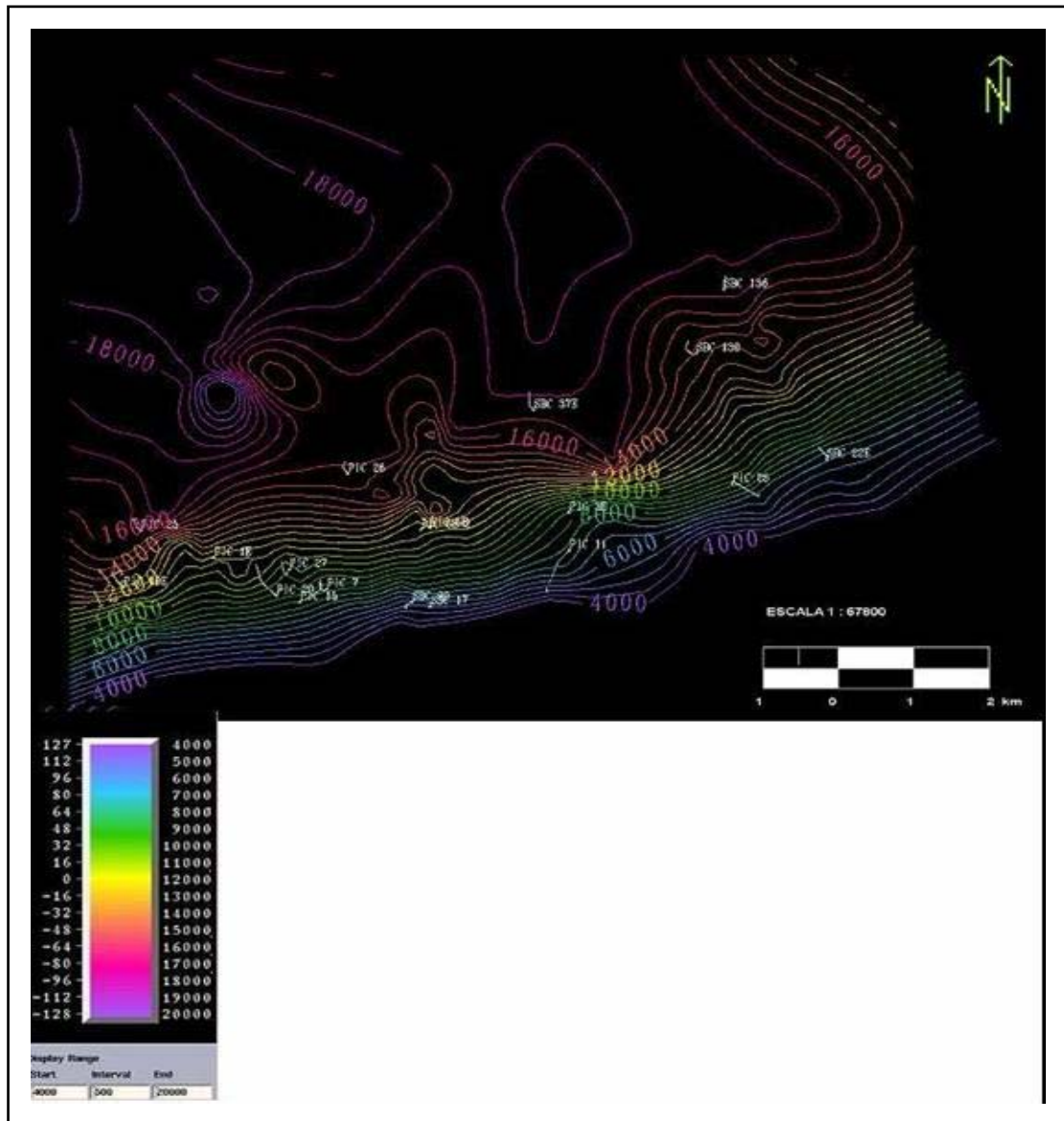


Figura N° 5.12: Mapa Estructural de la base del Alóctono generado a partir de la interpretación sísmica *inline- crossline*, junto con él se muestra la escala cromática de profundidades para las curvas estructurales.

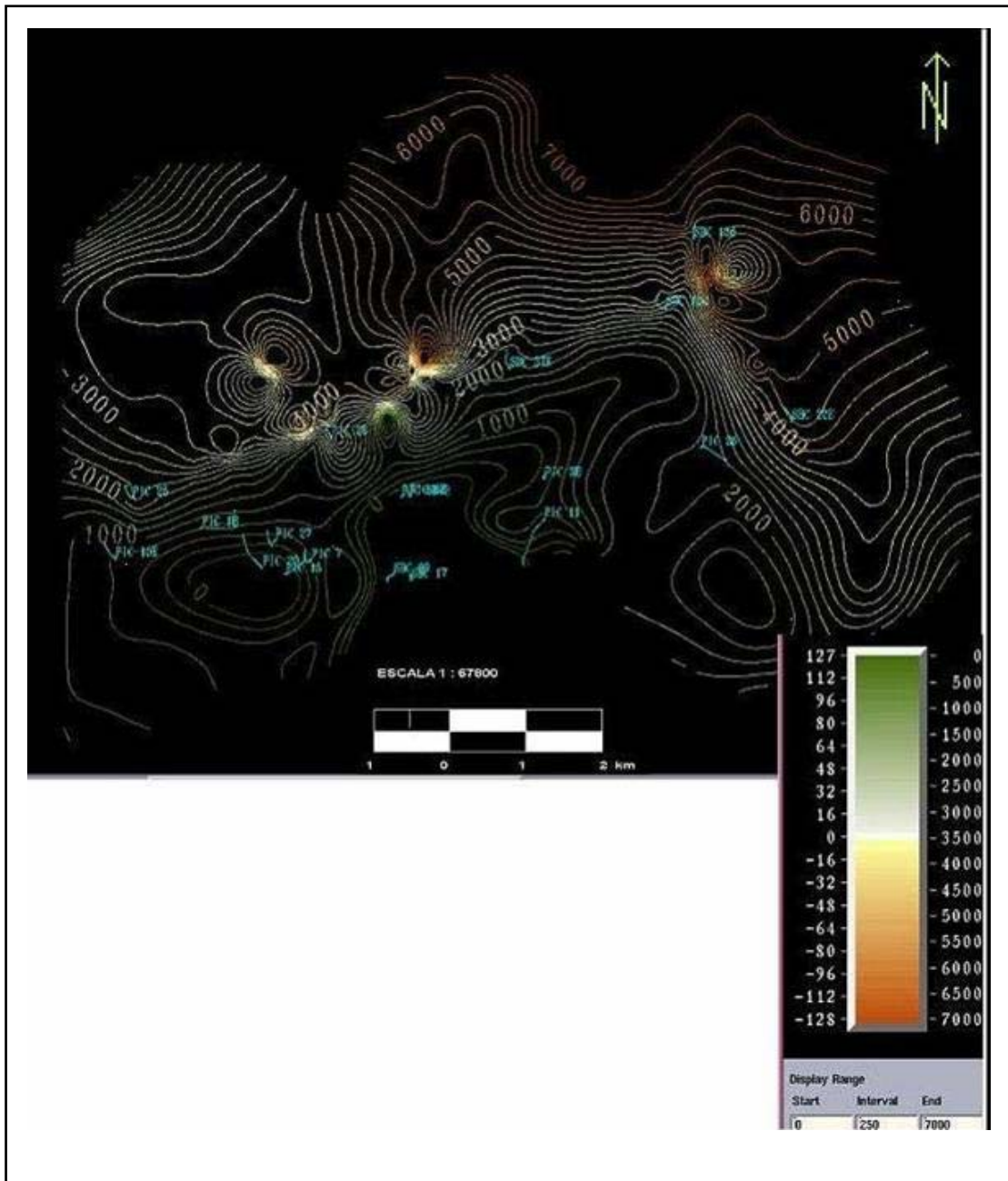


Figura N° 5.13: Mapa Estructural del Tope del Alóctono generado a partir de la interpretación sísmica *inline- crossline*, junto con él se muestra la escala cromática de profundidades para las curvas estructurales.

5.4.3 - Visualización Tridimensional de la Base y Tope del Bloque Alóctono

Empleando el visualizador de superficies 3D *Openvision* fue posible obtener las siguientes vistas de la disposición espacial del tope y base del Bloque Alóctono en el subsuelo del área de estudio. Para obtenerlas se cargaron al visualizador los 2 mapas de horizontes obtenidos a partir de la interpretación en líneas y trazas, que correspondían al tope y base del alóctono. Desde la figura N° 5.14 hasta la N° 5.17 se muestran 8 vistas tridimensionales del tope y base del Alóctono, 6 de ellas incluyen las trayectorias de los 17 pozos dentro del área.

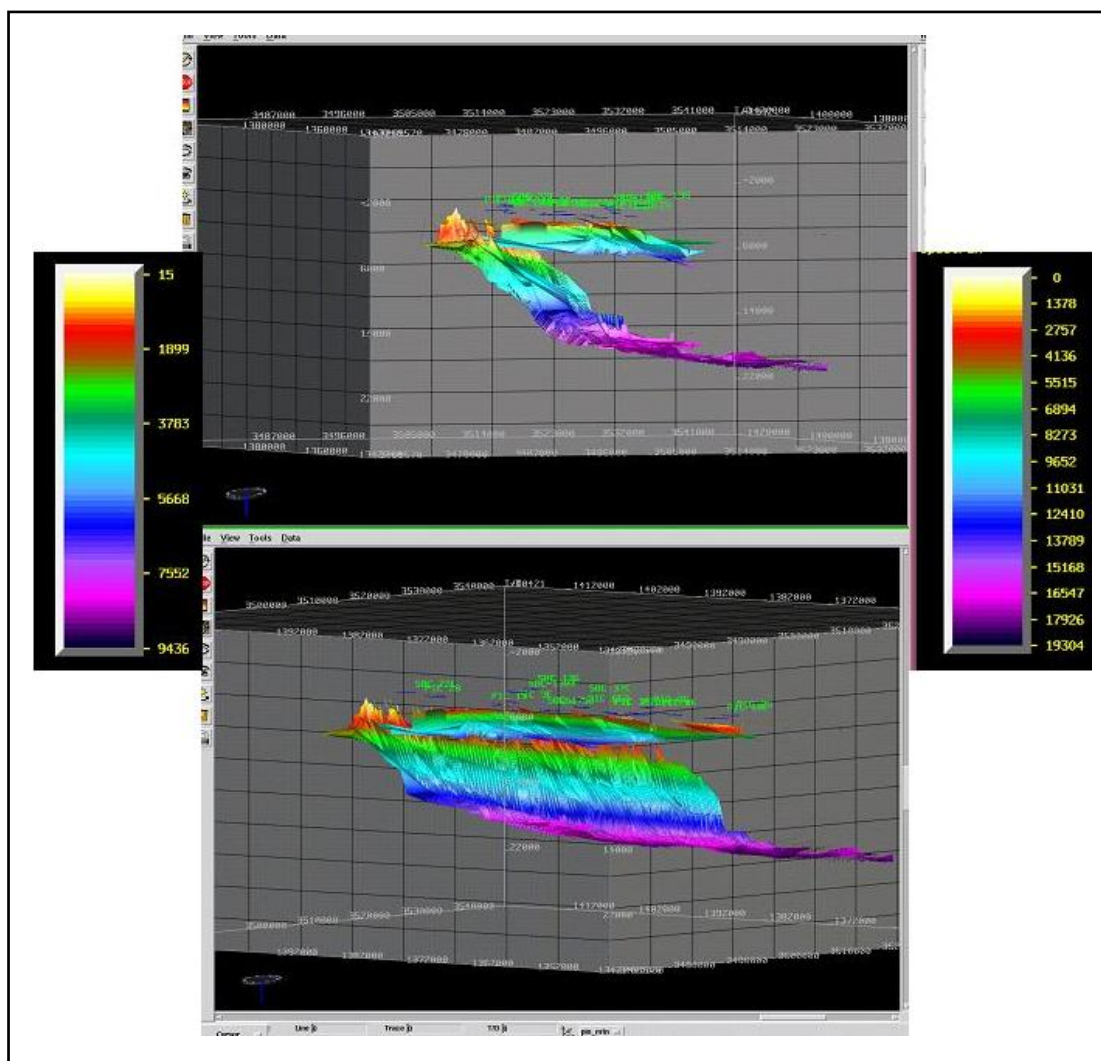


Figura N° 5.14: Vistas tridimensionales 1 y 2 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio. En esta y en las subsiguientes figuras la escala cromática de profundidades a la izquierda corresponde al tope de la Formación Caratas/ Vidoño y la de la derecha a la base del Alóctono.

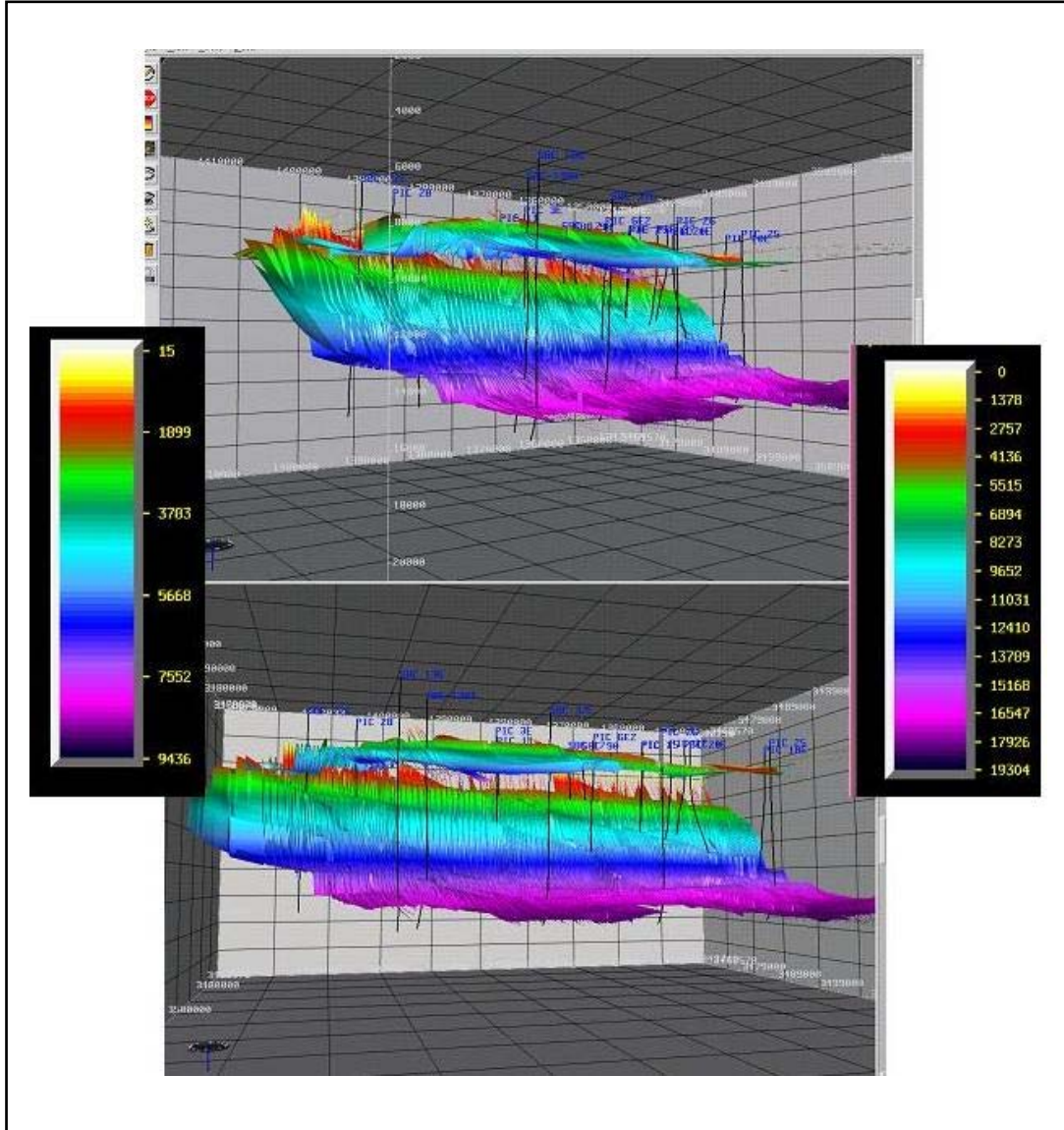


Figura N° 5.15: Vistas tridimensionales 3 y 4 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio. En ella se presentan las escalas cromáticas de las profundidades para ambas superficies y las trayectorias de los 17 pozos analizados en el estudio.

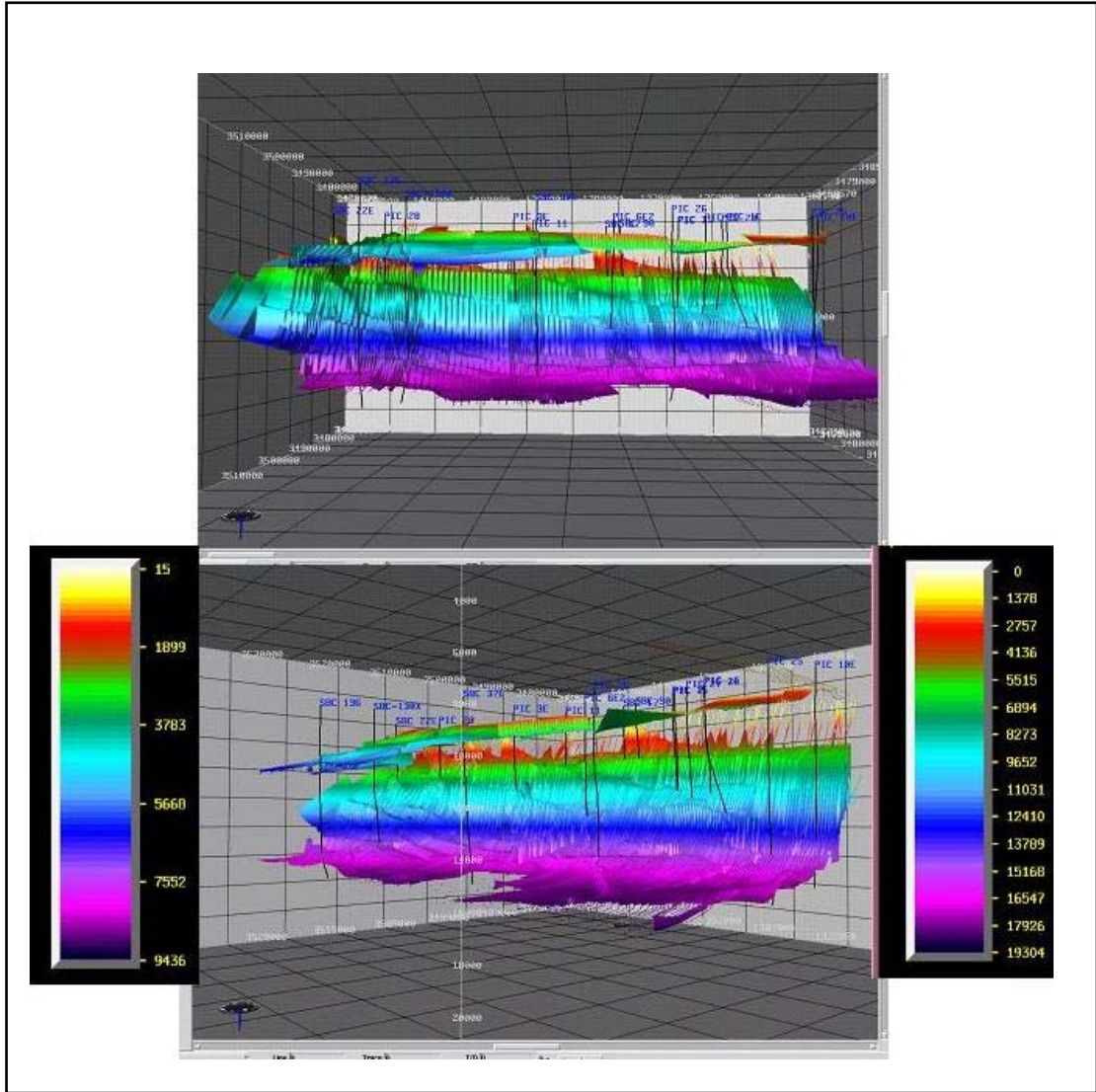


Figura N° 5.16: Vistas tridimensionales 5 y 6 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio. En ella se presentan las escalas cromáticas de las profundidades para ambas superficies y las trayectorias de los 17 pozos analizados en el estudio.

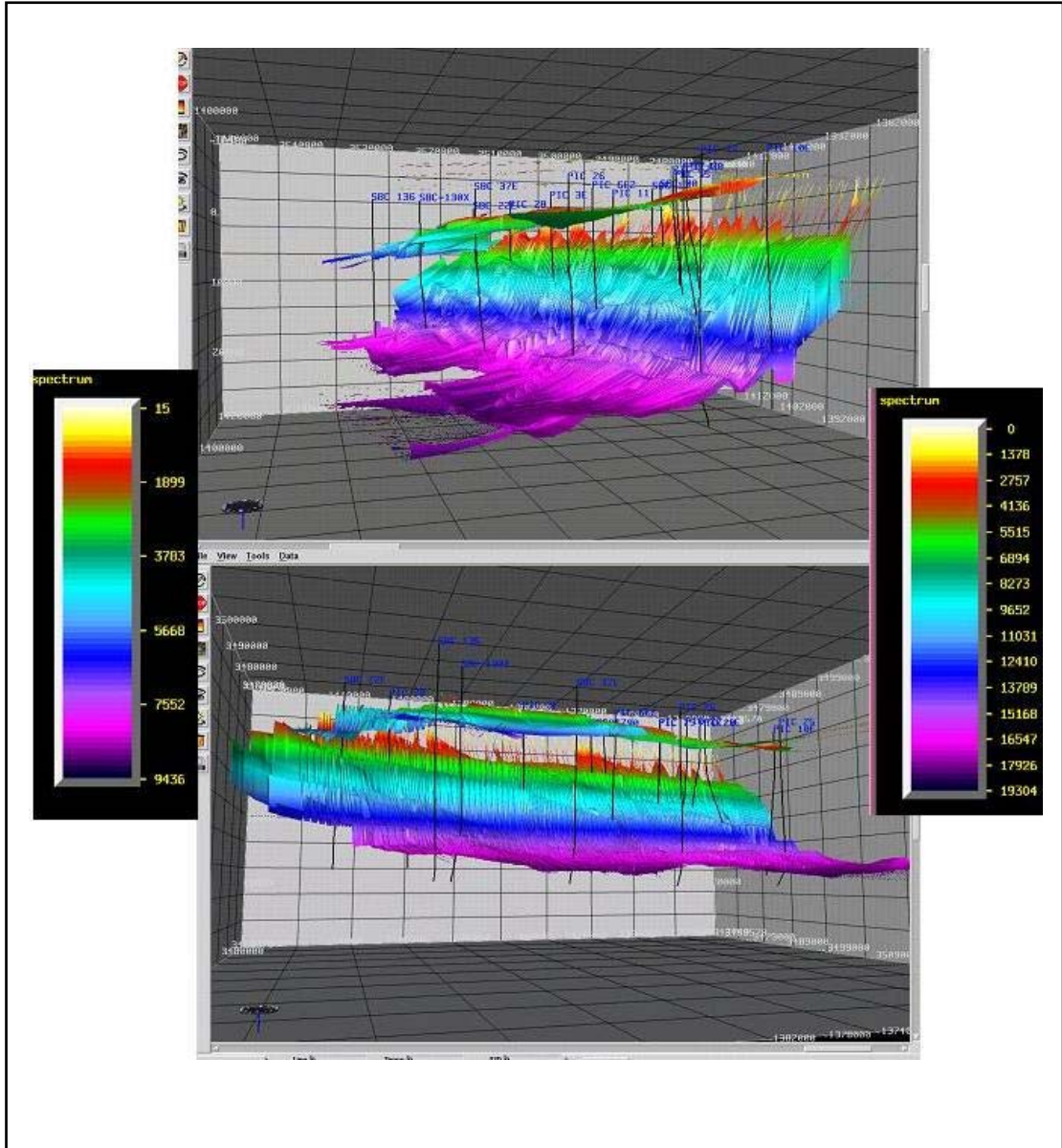


Figura N° 5.17: Vistas tridimensionales 7 y 8 de la base y tope del Alóctono en el subsuelo del área de estudio. En ella se presentan las escalas cromáticas de las profundidades para ambas superficies y las trayectorias de los 17 pozos analizados en el estudio.

CAPÍTULO VI

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

6.1 - INTERPRETACIÓN DE LAS DESVIACIONES EN LAS TRAYECTORIAS DE LOS POZOS ESTUDIADOS

Para determinar los efectos de las características geológicas en la parte norte de los Campos Pirital y Santa Bárbara al realizar perforaciones en el Bloque Alóctono, se realizó un análisis de la trayectoria de los pozos perforados en esa área. Se planteó que la desviación en la perforación de un pozo es afectada por varios factores; para este estudio se consideraron los siguientes:

- a) La dirección de los esfuerzos tectónicos dominantes en el área, de carácter regional (actuantes en el bloque o cuenca) o local en el caso de haber fallas menores
- b) El buzamiento de los estratos de las formaciones atravesadas
- c) La litología presente en las formaciones
- d) El tipo de perforación que se realiza (vertical o direccional).

a) Esfuerzos Tectónicos

Las direcciones de esfuerzos en la región norte de los campos estudiados están dominadas por un régimen compresivo, en donde están presentes estructuras como el gran anticlinorio de rumbo noreste de la Serranía del Interior Oriental y corrimientos como el de Pirital y el Furrial, plegamientos, entre otros, característicos de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Un rasgo estructural importante es el corrimiento de Pirital, de dirección N70° E, que limita la parte sur del área en estudio y es responsable de la repetición de la secuencia estratigráfica terciaria y cretácica observada en las columnas de los pozos perforados en dicha área.

En el caso de las fallas menores, de carácter local, estas casi no pudieron apreciarse en la sísmica debido a la mala calidad de la misma y en la interpretación estratigráfica se trabajó en un gran espesor de columna en pozos muy separados lo que resultó una limitante al utilizar una(s) capa(s) guías bien definidas que permitieran asegurar la presencia de fallas menores que afectaran las trayectoria de los pozos. Sin embargo, no se descarta la presencia de las mismas, haciéndose necesario más información para comprobar su existencia. Cabe destacar que la determinación de fallas tectónicas no se contempló como objetivo del T.E.G.

b) Buzamiento de las Formaciones

Con respecto a los buzamientos de las formaciones atravesadas, estos son variables ya que es una zona plegada, fallada y estructuralmente muy compleja por ser parte de un anticlinorio y estar limitada por el corrimiento de Pirital, por lo que las capas de las formaciones están dispuestas bajando en diferentes direcciones. Sin embargo, por lo general los buzamientos son hacia el NW y NE; y fueron determinados por medio de los mapas estructurales de las formaciones y corroborados con las secciones sísmicas para cada uno de los pozos estudiados.

c) Litología de las Formaciones

La litología presente en el Bloque Alóctono es heterogénea, por tratarse de alternancias de lutitas, limolitas y areniscas, pueden hallarse también calizas en diferentes proporciones según la formación perforada. Encontrándose formaciones marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas, así como con material carbonático en su tope, areniscas muy duras y de gran espesor intercaladas con lutitas y limolitas o litologías muy variables vertical y lateralmente. La litología fue analizada para cada uno de los pozos debido a que dependiendo de su ubicación en el Bloque Alóctono la columna estratigráfica perforada es diferente.

d) Tipo de Perforación

El tipo de perforación de un pozo puede ser en forma vertical o direccional; en el caso de ser vertical el pozo se desviará principalmente por

causas naturales que dominen a las formaciones atravesadas y su ángulo de inclinación será menor de 10° con respecto a la vertical (en la gran mayoría de los casos). En el caso de ser direccional las distintas técnicas de perforación utilizadas por la industria conducirán al pozo en la dirección deseada (por lo menos en teoría debería ser así, siempre existe el factor natural), y su ángulo de inclinación será mayor de 10° (en la gran mayoría de los casos).

Todos los pozos estudiados fueron perforados en forma vertical hasta la base del Bloque Alóctono, por tanto las causas de su desviación se consideran de tipo geológico (esfuerzos o planos de discontinuidad, buzamiento de las capas, litología de las formaciones) y son la que se consideraron para la interpretación de esfuerzos realizada.

La trayectoria descrita para cada uno de los pozos y en cada una de las formaciones que éste atravesaba se analizó visualizándola tridimensionalmente, con el propósito de realizar un mapa detallado de las tendencias de desviación en el área cercana a cada pozo a diferentes profundidades. Se describe a continuación la interpretación de los resultados obtenidos.

● PIC 10E (Desviación por Buzamiento y Litología)

El pozo PIC 10E penetró todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (ver apéndice N° 1). Mantuvo una perforación sin desviación en las formaciones Caratas/Vidoño, San Juan y parte de San Antonio. A partir de esta última formación el pozo se desvía hacia el sureste ($S30^\circ E$) y así continúa hasta la base del alóctono.

Todas las formaciones atravesadas por este pozo presentan buzamientos hacia el NW y en general muestran inclinaciones de aproximadamente 30° , con excepción de la Formación Querecual en donde este ángulo es 55° aproximadamente. A partir de esta misma formación la litología se hace más dura por el contenido de calizas. En este caso se interpreta que la desviación del pozo es consecuencia de que la perforación está pasando de rocas más suaves a rocas

más duras y además el ángulo de buzamiento aumenta y por tanto la tendencia del pozo es irse perpendicular al buzamiento de las capas, es decir al SE.

● PIC 11 (Sin Desviación)

El pozo PIC 11 no perfora todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (solo las 4 primeras de 6, ver apéndice N° 1) llegando a menor profundidad a la base del alóctono. Mantuvo una perforación sin desviación, solo tendiendo un poco al norte en la última formación penetrada (Formación Querecual).

Es importante señalar que este pozo se ubica muy cercano al corrimiento de Pirital (zona “D”, ver figura N° 6.2). Las formaciones presentan buzamientos al SE (en los mapas estructurales) y horizontales (en la sísmica). Los últimos pies de perforación en el alóctono corresponden a una litología más dura (Formación Querecual), motivo por el cual quizás el pozo se desvía un poco al norte. Se interpreta que al realizarse la perforación en capas aproximadamente horizontales (según la sísmica) y de litología relativamente suave, el pozo tiende a no desviarse.

● PIC 1E (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo PIC 1E no perforó todas las formaciones esperadas en el alóctono (faltándole solo la primera, ver apéndice N° 1). Se mantuvo sin desviación en la Formación San Juan y parte de San Antonio. A partir de esta última comienza a desviarse hacia el sur y luego S35° E en la última formación perforada hasta llegar a la base del alóctono.

Las formaciones perforadas por este pozo tienen buzamiento al NNW, presentando la primera (San Juan) 5° de inclinación y el resto de las formaciones inclinaciones de aproximadamente 25°. El pozo comienza a desviarse a partir de la Formación San Antonio, se interpreta que esto se debe a que los ángulos de inclinación en los buzamientos aumentan y se pasa a litologías más duras por

aumentar el contenido de calizas en las formaciones, y por tanto el pozo se desvía al sur, perpendicular al buzamiento de las capas.

A partir de la Formación Barranquín el pozo se desvía hacia el SE (S35° E), a pesar de que la litología se mantiene casi en la misma dureza, pero observándose en la sísmica una pequeña zona plegada y cercana a un fallamiento y con buzamientos de 45° hacia el SE. Se interpreta que la perforación en este caso siguió la misma dirección y sentido del buzamiento por ser un alto ángulo y además probablemente fue afectada por la presencia de fallas o zona discontinuas en esa área.

● PIC 20 (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo PIC 20 perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Se mantiene sin desviación en las primeras formaciones y dentro de San Antonio comienza a desviarse hacia el SE (S20° E). Continúa con esta desviación hasta que dentro de Barranquín se desvía más al este (S45° E).

Las formaciones atravesadas por este pozo buzaban al NNW, siendo las primeras casi horizontales y a partir de la Formación San Antonio presentan inclinaciones de 30° aproximadamente. Se interpreta que el aumento en los ángulos de buzamientos así como en la dureza de las rocas por la presencia de calizas, influye en la perforación del pozo desviándolo perpendicular al buzamiento de los planos de las formaciones, es decir al SE.

En la Formación Barranquín, aproximadamente en -8595', el pozo se desvía al S45° E, a pesar de no observarse ningún cambio litológico. Se interpreta que probablemente esta desviación más al SE es causada por la presencia de una pequeña zona plegada y fallada que se aprecia en la sísmica a esa profundidad.

● PIC 25 (Desviación por Existencia de Zonas Discontinuas)

El pozo PIC 25 perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono, manteniéndose casi sin desviación. Sin embargo, dentro de la

Formación Querecual (desde -7025' aproximadamente) comienza a desviarse al oeste y así continua hasta llegar a la base del alóctono en -16584'.

Las formaciones atravesadas en este pozo buzcan al NW con aproximadamente 35° de inclinación y a partir de la Formación Querecual, tienden a ser horizontales hasta llegar a la base del alóctono. Se interpreta que a pesar de que las primeras formaciones tienen buzamientos de 35° la perforación se mantiene sin desviación debido a que particularmente en el pozo PIC 25 las formaciones Caratas/Vidoño, San Juan y San Antonio presentan abundantes lutitas, y el pozo no se desvía por penetrar una litología relativamente suave.

A partir de la Formación Querecual los buzamientos son horizontales y de una litología más dura, por lo que la perforación debería seguir manteniéndose sin desviación, es decir, perpendicular a los estratos, sin embargo la tendencia es irse al oeste. Este comportamiento en la perforación puede deberse a la presencia de zonas discontinuas en el área.

PIC 26 (Desviación por Existencia de Zonas Discontinuas)

El pozo PIC 26 perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Se mantiene sin desviación en las primeras formaciones. A partir de San Antonio comienza a desviarse al S40° W y así continua hasta que en Barranquín (desde -12845') cambia su desviación al S45° E hasta llegar a la base del alóctono en -16036'.

Las formaciones atravesadas por este pozo buzcan al NW con 35° de inclinación aproximadamente en las primeras formaciones, y a partir de la Formación Querecual, tienden a ser horizontales.

Las primeras formaciones perforadas a pesar de tener ángulos de inclinación de aproximadamente 35° son penetradas sin desviación, se interpreta que esto se debe a que la litología es relativamente suave presentando abundantes lutitas.

A partir de la Formación Querecual las formaciones tienen buzamientos casi horizontales y litologías más duras, por lo que la perforación debería continuar sin desviación, sin embargo el pozo se desvía al S40° W. Adicionalmente y luego en la Formación Barranquín se desvía ahora al S45° E, sin observarse ningún cambio litológico y perforándose aun buzamientos casi horizontales. En este caso se interpreta la presencia de zonas discontinuas responsables de dichas desviaciones.

● PIC 27 (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo PIC 27 no perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (faltándole solo la primera, ver apéndice N° 1). No se desvía en la Formación San Juan y parte de San Antonio, en esta última comienza a desviarse al sur y continúa así hasta que en Barranquín se desvía al S35° E hasta llegar a la base del alóctono.

La Formación San Juan presenta capas horizontales, probablemente siendo esta la razón por la cual no se desvía el pozo. El resto de las formaciones perforadas tienen buzamientos al N NW con aproximadamente 30° de inclinación.

El pozo comienza a desviarse al sur a partir de la Formación San Antonio, se interpreta que esto se debe a que aumentan los ángulos de inclinación de las capas y la litología se hace más dura por la presencia de calizas, por lo cual el pozo se desvía en dirección perpendicular a los buzamientos.

En la Formación Barranquín la desviación es más al SE (S35° E) a pesar de no existir ningún cambio litológico importante en esa formación, sin embargo en la sísmica se observa una pequeña zona fallada y plegada buzando al SE, por lo que se interpreta que la trayectoria del pozo es afectada por estos factores desviándose en la misma dirección del buzamiento y planos de fallas.

● PIC 28 (Sin Desviación)

El pozo PIC 28 no perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (solo las 3 primeras de 6 formaciones, ver apéndice N° 1). Se mantuvo casi sin desviación durante su perforación, alcanzando a menor profundidad la base del alóctono en -6852’.

Este pozo se ubica muy cercano al corrimiento de Pirital (zona “D”, ver figura N° 6.2) Las formaciones perforadas buzanan al NE E, con inclinaciones de 10° y 15° aproximadamente. Se observa que el pozo no se desvía por estar perforando formaciones casi horizontales y relativamente suaves.

● PIC 3E (Desviación por Buzamiento y Litología)

El pozo PIC 3E perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Comienza a desviarse estando dentro de la formación San Juan hacia el S45° W, y así se mantiene hasta que en Querecual se desvía más al sur (S30° W) y así se mantiene hasta llegar a la base del alóctono.

Las primeras formaciones atravesadas por el pozo tienen buzamientos al NE con aproximadamente 25° de inclinación, y a partir de la Formación Querecual NNE con aproximadamente 45° de inclinación.

Se interpreta que la desviación del pozo ocurre en una dirección perpendicular al buzamiento de las formaciones y que a medida que estas buzanan al norte con un mayor ángulo y en litologías más duras por la presencia de caliza, el pozo tiende a irse al sur.

● PIC 6E (6E2) (Desviación por Buzamiento y Litología)

El pozo 6E (6E2) perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Se mantiene sin desviación en las primeras formaciones. En la Formación San Antonio se desvía hacia el S45° E y luego en el resto de las formaciones, a partir de Querecual, se desvía más al sur (S20° E) hasta llegar a la base del alóctono.

Las primeras formaciones atravesadas buzanan al NW y las formaciones inferiores al NNW, con inclinaciones de 30 ° y 40° aproximadamente. Se interpreta que la desviación del pozo ocurre perpendicular al buzamiento de las capas, es decir SE, y a medida que el buzamiento en las formaciones inferiores es al norte, el pozo se desvía hacia el sur; influyendo también que la inclinación en el buzamiento se hace mayor y aumenta la dureza de la litología.

Es importante destacar que el pozo PIC 6E y PIC 6E2 son un mismo pozo, pero con distintos puntos finales en la perforación, ya que el PIC 6E2 es producto de un *side-track*, es decir, en un cierto punto de la perforación del PIC 6E ocurrió un problema operacional que obligó a retirar la sarta y desde un punto anterior del hoyo perforar en otra dirección para lograr alcanzar el objetivo (yacimiento).

● PIC 7 (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo PIC 7 no perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (faltándole solo la primera formación, ver apéndice N° 1). Se mantuvo sin desviación en las formaciones San Juan y parte de San Antonio, en esta última se desvía al sur y así continúa en el resto de las formaciones hasta que en la última parte de Barranquín se desvía al S25° E (a partir de -6506') hasta llegar a la base del alóctono.

Las formaciones atravesadas buzanan NNW con inclinaciones de 10° aproximadamente. Se interpreta que los buzamientos al norte y la presencia de litologías más duras a partir de Querecual, afectan al pozo desviándolo al sur.

La desviación hacia el S25° E en la última formación no se debe a cambios litológicos ni de buzamientos, siendo probablemente por la presencia de planos de fallas en la zona.

● SBC 130 (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo SBC 130 perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. En las primeras formaciones, desde -2274', se observó una pequeña

tendencia en la perforación hacia el S45° E. A partir de -6067', en la Formación San Antonio, el pozo se desvía hacia el SW (S20° W) hasta llegar a la base del alóctono.

Las formaciones perforadas buzcan al NE, teniendo la primera formación (Caratas/Vidoño) una inclinación de casi 50°, mientras que San Juan es horizontal (según la sísmica) el resto de las formaciones perforadas presentan ángulos de inclinación de 15° aproximadamente. Se interpreta que el pozo se desvía perpendicular al buzamiento de dichas formaciones (SW) a partir de San Antonio influenciado por pasar de litologías más suaves a litologías más duras.

● SBC 136 (Desviación por Buzamiento, Litología y Discontinuidades)

El pozo SBC 136 perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Se desvió al S55° E a partir de -2090', en las formaciones Caratas/Vidoño, San Juan y parte de San Antonio. En esta última comienza a desviarse al S45° W (en -8177') y así se mantiene hasta la base del alóctono.

Las formaciones atravesadas buzcan al NE, presentando la primera formación (Caratas/Vidoño) una inclinación de 30° aproximadamente, observándose San Juan horizontal (en la sísmica). En este caso se interpreta que la desviación al SE en las primeras formaciones es consecuencia de alguna zona discontinua a esa profundidad (en la sísmica se observan fallas) ya que no corresponde a una desviación por buzamiento ni cambios litológicos.

El resto de las formaciones perforadas presentan buzamientos también al NE de 15° aproximadamente. Se interpreta que al pasar de litologías más suaves a más duras presentes en la Formación Querecual, el pozo tiende a desviarse al SW, perpendicular al buzamiento de las formaciones.

● SBC 17 (Desviación por Existencia de Zonas Discontinuas)

El pozo SBC 17 no perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (solo 3 de 6 formaciones, ver apéndice N° 1). Comenzando en la

Formación San Antonio, encontró solo a esta y a las formaciones Querecual y Chimana/Cantil. Se desvió al oeste dentro de San Antonio hasta llegar a la base del alóctono.

Este pozo se ubica cercano al corrimiento de Pirital (zona “C”, ver figura N° 6.2). La primera formación atravesada es horizontal (según mapas estructurales) razón por la cual se interpreta que el pozo casi no se desvía, por mantenerse perpendicular al buzamiento.

Las otras formaciones buzán al NEE con inclinaciones de 40° aproximadamente, presentando litologías más duras, se interpreta que el pozo tiende a desviarse al oeste quizás por estar relativamente perpendicular a los buzamientos y con inclinaciones mayores en las capas, sin embargo no se descarta que exista alguna zona discontinua que afecte la desviación del pozo.

■ SBC 22E (Desviación por Existencia de Zonas Discontinuas)

El pozo SBC 22E solo perforó las formaciones Caratas/Vidoño y San Juan en el Bloque Alóctono, de litologías relativamente suaves y se desvió al sur (S20° E) en las mismas.

Es importante señalar que este pozo se ubica muy cercano al corrimiento de Pirital (zona “D”, ver figura N° 6.2) por lo que alcanza a menor profundidad la base del alóctono y la desviación ocurre en una trayectoria relativamente corta.

Las formaciones atravesadas buzán al NE con 25° de inclinación aproximadamente. Se interpreta que el pozo se desvió al SE por la presencia de zonas discontinuas originadas por esfuerzos, ya que no corresponde a desviaciones por buzamientos ni cambios litológicos, adicionalmente en la sísmica esa zona se observa fallada.

● SBC 37E (Desviación por Buzamiento y Litología)

El pozo SBC 37E perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono. Se desvía al sur a partir de la Formación San Antonio y así continua hasta la base del alóctono.

Las formaciones perforadas buzando al norte, con ángulos de 30° aproximadamente. Se interpreta que el pozo comienza a desviarse perpendicular al buzamiento, es decir al sur, a medida que la litología se hace más dura por la presencia de calizas.

● SBC 90 (Desviación por Existencia de Zonas Discontinuas)

El pozo SBC 90 no perforó todas las formaciones esperadas en el Bloque Alóctono (solo 4 de 6 formaciones, ver apéndice N° 1). No se desvía en la Formación San Juan, pero si a partir de San Antonio hacia el S70° W, hasta llegar a la base del alóctono.

Este pozo se ubica cercano al corrimiento de Pirital (zona "C", ver figura N° 6.2). Las formaciones atravesadas buzando hacia el norte (según mapas estructurales) y con bajo ángulo de inclinación. El pozo se desvía a medida que las formaciones se hacen más duras por la presencia de calizas. La desviación es hacia el SWW, a pesar que debió mantenerse vertical o irse al sur según los buzamientos de los mapas, por lo que se interpreta que probablemente se desvió por la presencia de zonas discontinuas.

6.2 - INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICA

La integración de la interpretación de secciones estratigráficas (registros de pozos) y la interpretación de secciones sísmicas permitió definir las profundidades del tope y base del Bloque Alóctono.

6.2.1 - BASE ALÓCTONO

La base del Bloque Alóctono coincidió con el plano de falla del corrimiento de Pirital, y a su vez con el tope de la Formación Carapita. Las características litológicas de la Formación Carapita permitieron distinguirla claramente en los registros del resto de las formaciones estudiadas en el Bloque Alóctono, debido a que la misma es casi exclusivamente lutitas mientras que las formaciones suprayacentes son por lo general intercalaciones de lutitas, areniscas, calizas o sencillamente litología heterogénea.

Esta marcada diferenciación litológica se reflejó en los registros ya que las curvas se mantenían constantes al entrar a Carapita por ser una litología considerablemente más homogénea. Especialmente en el registro rayos gamma se observó un aumento en los valores de la curva, al igual que en la densidad, mientras que la resistividad y el sónico tendían a disminuir.

De manera general todas las profundidades interpretadas para la base del Bloque Alóctono fueron hechas siguiendo los argumentos y análisis anteriormente expuestos, modificándose las profundidades obtenidas previamente por varias fuentes para los 17 pozos. Cabe destacar que solo dos pozos no fueron casi movidos, ya que mostraban coherencia con la interpretación realizada en este estudio, manteniéndose así las profundidades dadas oficialmente.

6.2.2 - TOPE ALÓCTONO

En el caso de la interpretación del tope del alóctono se procedió de manera similar al análisis realizado en la base del bloque con respecto a la integración de la estratigrafía por registros con la sísmica. Sin embargo, las características

litológicas de las formaciones que se encuentran por encima del Bloque Alóctono son muy similares a las que conforman las primeras formaciones de dicho bloque, es decir, desde el punto de vista de los registros es difícil establecer un límite claro para el inicio de la secuencia de rocas que pertenecen al bloque estudiado.

Solo se encontraron como características distintivas la presencia de algunas gravas, peñones, conglomerados y capas de lignito en las formaciones depositadas por encima del bloque, así como la presencia de glauconita, porcentaje de arena y/o material calcáreo en las formaciones pertenecientes al alóctono, pero estas no necesariamente representaban el contacto entre las unidades rocosas.

El rasgo más representativo del contacto entre las formaciones superiores y el Bloque Alóctono es una caliza en el tope de la secuencia, perteneciente a la Formación Caratas, llamado Miembro Tinajitas, con tan solo unos pocos metros de espesor que en la mayoría de los casos no se encuentra ya que probablemente fue erosionada por coincidir con una superficie de discordancia que sufrió varios procesos geológicos como levantamiento y plegamiento durante eventos geológicos en la evolución de la Cuenca Oriental.

Luego de la depositación de las formaciones presentes en el Bloque Alóctono (en el periodo de margen pasivo desarrollado en el Cretácico-Oligoceno según Parnaud *et al.*, 1995) ocurrió la colisión oblicua de la placa del Caribe contra la Suramericana que produjo eventos geológicos como plegamientos y erosión, entre otros, que pueden explicar la estructura plegada del tope del Bloque Alóctono y la ausencia o erosión de formaciones en su parte superior; siendo el tope del Bloque Alóctono una superficie de discordancia.

Luego de la sedimentación de la Formación Caratas (Eoceno Temprano a Tardío) ocurrieron eventos tectónicos relacionados con la colisión oblicua de la placa del Caribe contra la suramericana y se depositan las Formaciones Naricual (Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano) y Carapita (Oligoceno-Mioceno). La edad

del emplazamiento del alóctono está asociada al corrimiento de Pirital de edad Mioceno Medio. Este emplazamiento fue previo a la depositación de la Formación La Pica de edad Mioceno Tardío.

También se tomo en cuenta los espesores de las formaciones y los acuñaientos hacia el sur este del área en estudio, debido a la geometría del Bloque Alóctono (ver figura N° 6.2).

Es importante destacar que la columna estratigráfica tipo que representa al Bloque Alóctono (ver figura N° 6.1 (C)) no se encuentra completa en todos los pozos estudiados, ya que probablemente fueron erosionadas las primeras formaciones en algunos pozos, y en otros no se encuentran las últimas debido a la posición del pozo en el Bloque Alóctono, en función de esto se determinaron cuatro zonas (ver figura N° 6.2).

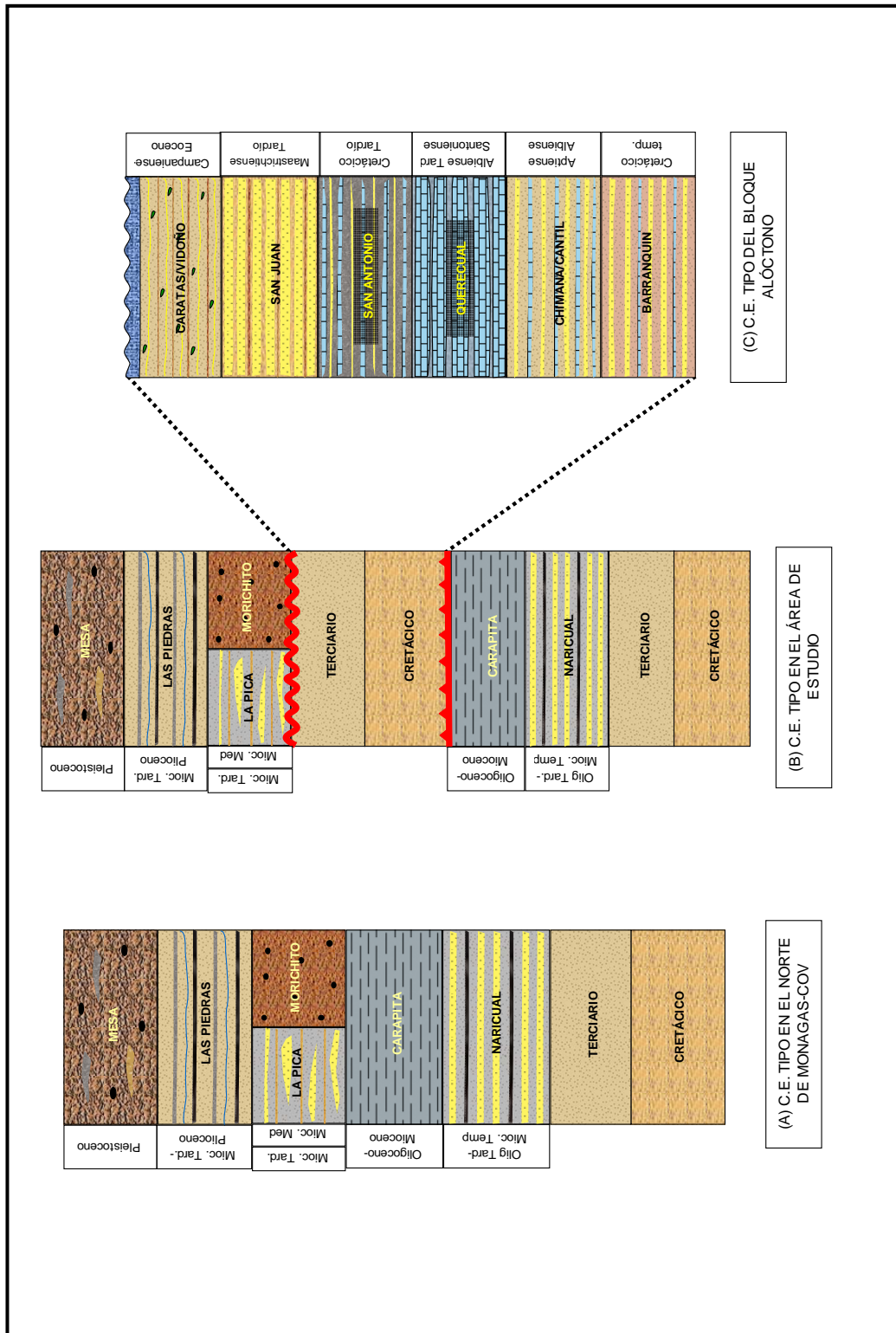
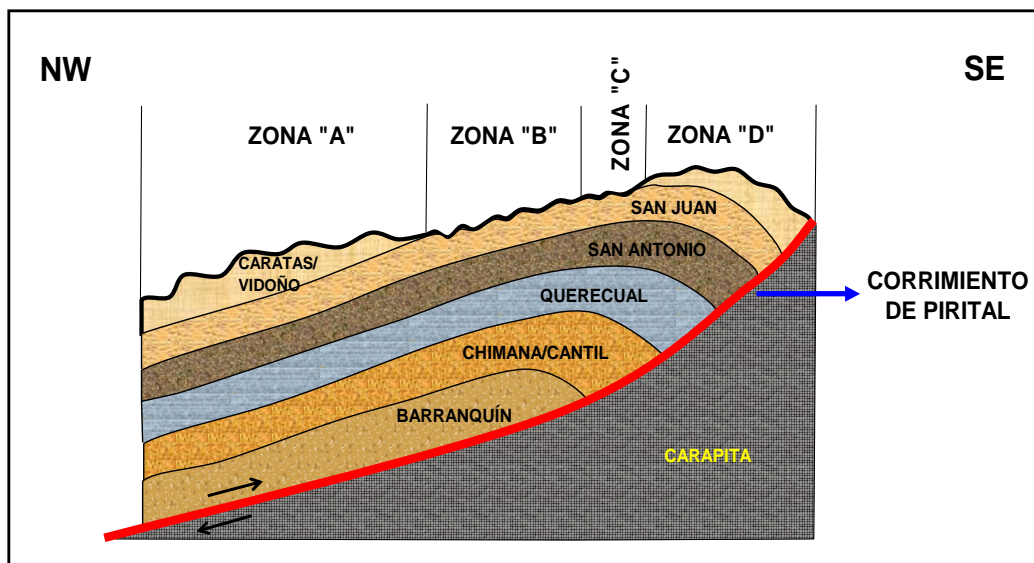


Figura N° 6.1: (A) Columna estratigráfica tipo en el norte de Monagas. (B) Columna estratigráfica tipo del área de estudio. (C) Columna estratigráfica tipo del Bloque Alóctono.



LEYENDA

ZONA "A": Presenta todas las formaciones del Bloque Alóctono (6 en total).

ZONA "B": Solo falta la primera formación del Bloque Alóctono.

ZONA "C": Ausencia de la primera y la última formación del Bloque Alóctono.

ZONA "D": Presenta la primera formación pero no todas las pertenecientes al Bloque Alóctono. Podría perforarse de 1 a 4 formaciones según la ubicación del pozo. En esta zona el Corrimiento de Pirital tiene mayor ángulo de inclinación y es menos profundo.

POZOS PERFORADOS EN CADA ZONA

ZONA "A": PIC 10E_PIC20_PIC25_PIC26_PIC3E_PIC6E – SBC 130_SBC136_SBC37E

ZONA "B": PIC 1E_PIC27_PIC7

ZONA "C": SBC 17_SBC90

ZONA "D": PIC 11_PIC28 – SBC 22E

NOTA: El PIC 20 por su ubicación debería pertenecer a la zona "B", faltándole la primera formación del alóctono, pero no se contó con la suficiente información para interpretar que realmente no la perforó. El SBC 17 supuestamente tampoco perfora San Juan, sin embargo a esa profundidad no se tenía información sísmica ni de registro para interpretar que si la perforó.

Figura N° 6.2: Interpretación del perfil del Bloque Alóctono en el área de estudio. Mostrando cuatro zonas determinadas por las diferentes columnas estratigráficas que pueden ser perforadas en el bloque según la ubicación del pozo (verificado por las formaciones perforadas en los pozos estudiados). También se observa el acuñaamiento en el área y la profundización del corrimiento de Pirital.

Seguidamente se describen las interpretaciones realizadas en los pozos estudiados según los análisis sísmico-estratigráficos considerando lo anteriormente expuesto para el tope del Bloque Alóctono. En esta descripción se indica si los topes obtenidos por diversas fuentes fueron modificados por la interpretación realizada en este estudio.

Del total de los 17 pozos estudiados 12 comenzaron la perforación del Bloque Alóctono en la Formación Caratas/ Vidoño, 4 en la Formación San Juan y 1 en la Formación San Antonio.

- SBC 136 (Pozo Guía)

Tope de Caratas/Vidoño movido a -5652'. En este pozo el comportamiento de los registros evidenciaba la presencia de calizas, tanto en las curvas de rayos gamma, resistividad y densidad como en lo encontrado en los reportes geológicos hechos a partir de muestras de canal en dicho pozo, por lo cual se interpretó el tope del alóctono a esta profundidad representado por el miembro Tinajitas. Esta profundidad fue visualizada en la sección sísmica y a partir de esta se identificó el reflector correspondiente al tope del Bloque Alóctono. Dicho reflector fue seguido hasta los pozos cercanos, a la vez que se integraba con la interpretación estratigráfica.

- PIC 10E

No se movió el tope (Caratas/Vidoño). A pesar de que este tope se podía mover 500' más arriba de acuerdo a la información de reportes geológicos, no se hizo debido a que no era posible moverlo según el reflector sísmico que se estaba siguiendo, ya que dicho reflector indicaba una profundidad en el pozo que no era posible mover.

- PIC 11

El primer tope del Bloque Alóctono visto por este pozo fue Caratas/Vidoño según registros estudiados en la carpeta del pozo, sin embargo no se contaba con la información de cual era su profundidad, por tanto fue

interpretada tomando en cuenta los espesores y el acuífamiento de las formaciones en el bloque. No se tenían curvas cargadas a esta profundidad en los registros de las secciones estratigráficas, ni se observaba en la sísmica debido a que era una TVDSS positiva (ver apéndice N° 6).

- PIC 1E

No se movió el tope (San Juan), encontrado en registros de la carpeta del pozo.

- PIC 20

No se movió el tope (Caratas/Vidoño). Tiene un valor TVDSS positivo y por lo tanto no se visualizaba en la sísmica.

- PIC 25

No se movió el tope (Caratas/Vidoño). Se observó en los registros que la formación Caratas /Vidoño es muy arcillosa en este pozo, al igual que la Formación San Juan y San Antonio. No se podía seguir la continuidad del reflector sísmico de este tope para llegar a los pozos PIC 25 y PIC 26 desde el SBC 37E, por lo tanto se interpretó una falla.

- PIC 26

Se movió el tope (Caratas/Vidoño). En los registros esta formación se observó bastante arcillosa. No se podía seguir la continuidad del reflector sísmico de este tope para llegar a los pozos PIC 25 y PIC 26 desde el SBC 37E, por lo tanto se interpretó una falla.

- PIC 27

Se interpretó que el tope de la Formación San Juan es el tope del Bloque Alóctono, por seguimiento de reflector en la sección sísmica y por análisis de la descripción litológica en resumen geológico de este pozo. Exactamente a esa profundidad no fueron cargados registros para este pozo, sin embargo unos pocos

pies más abajo se observaron curvas características de la Formación San Juan en los registros (arenisca en bloques de gran espesor).

- PIC 28

Se movió el tope (Caratas/Vidoño). Se interpretó una falla normal al unir este tope con el del SBC 22E en la sección sísmica arbitraria 2H.

- PIC 3E

No se movió el tope (Caratas/Vidoño). A esa profundidad no hay cobertura sísmica, tampoco hay registro rayos gamma.

- PIC 6E

No se movió el tope (Caratas/Vidoño). A esa profundidad no hay cobertura sísmica.

- PIC 7

No se movió el tope (San Juan). Se cargaron topes encontrados en la carpeta del pozo. Este tope no aparece en la sísmica por ser un TVDSS positivo. No hay registros a esta profundidad en las secciones estratigráficas.

- SBC 130

Se movió tope del alóctono (Caratas/Vidoño) varios pies más arriba de la profundidad encontrada en los archivos del pozo. Este tope se movió considerablemente, luego de realizar una interpretación cuidadosa a la descripción litológica del resumen litoestratigráfico del pozo. En este resumen esa profundidad la asignan a la Formación Morichito, sin embargo presenta características propias de la Formación Caratas/ Vidoño. Adicionalmente al seguir la continuidad del reflector sísmico proveniente del SBC 136 (pozo guía como tope de Caratas/Vidoño) también indicaba una profundidad superior.

- SBC 17
No se movió tope del alóctono (San Antonio). Topes cargados de un registro correlacionado. No hay cobertura sísmica ni registros a esa profundidad.

- SBC 22E
Se movió tope del alóctono (Caratas/Vidoño) por interpretación sísmica.

- SBC 37E
No se movió tope del alóctono (Caratas/Vidoño).

- SBC 90
Se colocó el tope del alóctono en superficie (0') según reporte geológico, comenzando en la formación San Juan. Los registros se comenzaron a correr por debajo de la profundidad de este tope, por lo tanto no se contaba con esta información. Esa profundidad tiene un TVDSS positivo y no aparece en la sísmica.

6.3 - INTERPRETACIÓN DE LOS MAPAS GENERADOS

6.3.1 - MAPA TOPE BLOQUE ALÓCTONO (Anexo N° 13)

Se generó un mapa del tope del Bloque Alóctono como resultado de la integración de la interpretación sísmico-estratigráfica realizada. Al analizar las profundidades de dicho mapa se observa que este tope no representa a una sola formación de las pertenecientes a la Cuenca Oriental de Venezuela, por el contrario está representado por tres formaciones de la columna estratigráfica tipo encontrada en esta área (figura N° 6.1), que son Caratas/ Vidoño, San Juan y San Antonio. Esto depende de la ubicación del pozo estudiado y se interpreta que se debe al proceso evolutivo ocurrido en la cuenca, en donde algunas zonas de las formaciones fueron erosionadas por pertenecer al bloque levantado de una falla inversa que en este caso es el corrimiento de Pirital.

Otro rasgo importante observado en el mapa del tope del Bloque Alóctono es que las curvas negativas (por ser un mapa en profundidad) pasan a ser valores positivos hacia la parte sur del mismo, esto se debe a que los mapas fueron generados en profundidades TVDSS (profundidades referidas al nivel medio del mar). En el apéndice N° 6 se explica detalladamente como se obtiene esta profundidad y el motivo de presentarse valores positivos.

Las profundidades en el mapa del tope van desde -6250' hasta 1500' en TVDSS, tomando en cuenta que la curva de 0' representa en nivel medio del mar.

Las curvas muestran direcciones aproximadas de N50° W en el lado este del mapa, con buzamientos hacia el NE. Y en lado oeste del área estudiada, presentan dirección aproximada de N60° E y E-W, buzando hacia el NW y Norte.

El tope del Bloque Alóctono se caracteriza por ser una estructura plegada, en donde de manera general, las curvas observadas en su mapa, se hacen más profundas hacia la parte norte. Las pendientes observadas van desde 10° hasta 22° de inclinación aproximadamente, aumentando sobre todo en la parte NW del área cartografiada.

Adicionalmente al mapa del tope del Bloque Alóctono se importó un polígono de falla con el fin de limitar la interpolación de curvas a la zona de estudio en los mapas del tope e isópaco del alóctono. Para ello se generó un polígono de falla a partir de la interpretación de secciones *inlines* (N-S) de la sísmica. Se obtuvieron los puntos de control de la intersección de la base del alóctono (horizonte de la Formación Carapita) con el tope de este bloque en el programa *Seisworks* para generar un polígono de falla. Luego se importó al programa *Zmap* para ser visualizado en los mapas mencionados como una falla, la cual restringió las curvas estructurales de los mapas al área de interés.

6.3.2 - MAPA BASE BLOQUE ALÓCTONO (Anexo N° 12)

El mapa de la base del Bloque Alóctono generado a partir de la interpretación sísmico-estratigráfica muestra curvas con un comportamiento muy uniforme, que estructuralmente puede interpretarse como similares a las de un plano de falla o un plano buzante (monoclinal). Esta interpretación es coherente con las interpretaciones stratigráficas realizadas en este estudio, en donde la repetición de secuencias cretácicas sobre sedimentos terciarios indican la existencia de un plano de falla que en este caso es conocido como el corrimiento de Pirital. Esta interpretación también coincide con los modelos estructurales e interpretaciones anteriores de la zona que han establecido que el corrimiento de Pirital coincide con la plataforma de despegue de todo el Bloque Alóctono en el área norte de los Campos Pirital y Santa Bárbara.

Al analizar las profundidades representadas en el mapa de la base del Bloque Alóctono se observa que coinciden con los topes a partir de los cuales los pozos estudiados comenzaron a perforar las lutitas de la Formación Carapita.

En este mismo mapa las curvas estructurales muestran una dirección general de N70° E, dirección que se puede considerar el rumbo aproximado de la estructura observada a esa profundidad. Las profundidades se hacen mayores hacia el NW, por lo tanto la base del Bloque Alóctono buza en este sentido,

mostrando profundidades que van desde los -4500' en su parte más somera (al sur), hasta -18000' hacia el norte del área.

Las pendientes observadas son de aproximadamente de 35° hacia la parte norte del área y hacia la parte sur van desde 45° hasta 50° aproximadamente, lo que evidencia el alto ángulo del corrimiento de Pirital hacia el sur.

6.3.3 - MAPA ISÓPACO DEL BLOQUE ALÓCTONO (Anexo N° 14)

Con la interpretación del tope y la base del Bloque Alóctono se generó el mapa isópaco de este bloque. Al analizar este mapa se observa que los espesores aumentan de sur a norte en el área estudiada, esto se debe al acuñamiento característico del área, observado tanto en las secciones estratigráficas como en las sísmicas.

Un rasgo importante observado en este mapa es que el espesor se hace cero hacia la parte sur del mismo, donde está limitado por el polígono de falla. Se interpreta que esto se debe a la geometría del bloque estudiado, en donde existe una intercepción entre el tope y la base de dicho bloque (ver figura N° 6.2).

La dirección aproximada de las curvas isópacas es NE. Los espesores van desde 0' en la parte sur, hasta 16000' en la parte norte, con tendencia a aumentar hacia el NW. La tasa de variación de espesor observada en el alóctono es de aproximadamente 3 pies/ metros en la parte sur del área mientras que en la parte norte es aproximadamente de 1,5 pies/metros, interpretándose que esto se debe a que dicho bloque se adelgaza más rápidamente en la parte sur del área.

6.3.4 - MAPA DE TENDENCIA DE DESVIACIÓN DEL BLOQUE ALÓCTONO (Anexo N° 15)

El mapa de tendencia de desviación se realizó analizando tridimensionalmente la trayectoria descrita por cada uno de los 17 pozos estudiados para cada una de las formaciones pertenecientes al Bloque Alóctono, tomando en cuenta varios factores geológicos que pudieron afectar la perforación.

Este mapa representa las tendencias de desviaciones ocurridas en los pozos analizados y permite optimizar la planificación en la perforación de un nuevo pozo en esta área ya que su comportamiento debería asemejarse a las trayectorias en zonas adyacentes. Los vectores graficados representan la dirección y sentido en que los factores geológicos afectarían a la nueva perforación, adicionalmente se muestra el intervalo de profundidad en donde existirían estas tendencias.

Este estudio de las desviaciones se graficó en el mapa del tope del Bloque Alóctono, a pesar de que este análisis se realizó desde superficie hasta la base de dicho bloque y para cada una de las formaciones presentes en él.

La interpretación de la desviación de trayectorias tomando en cuenta los factores geológicos en cada uno de los pozos estudiados se muestra en el punto 6.1 de este capítulo.

6.4 - INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CUBO PIN-MTN

6.4.1 - Secciones Sísmicas Arbitrarias

Para las secciones sísmicas correspondientes a las denominadas secciones horizontales del mallado estratigráfico (1H, 2H, 3H, 4H, ver apéndice N° 4) el tope de la Formación Carapita (base del alóctono) se muestra en general bastante suave y con leves variaciones de su inclinación. En la sección 2H este reflector muestra un comportamiento más sinuoso, y tiende a subir hacia el este de la sección, lo que también se aprecia en un extremo de la sección 1H, sin embargo estas secciones son semiparalelas al rumbo general de la estructura dominante en el área, por tanto no evidencian claramente el buzamiento característico. Los topes de las restantes formaciones del bloque tienden a tener comportamientos semiparalelos al tope de Carapita. Se interpretaron dos fallas casi verticales en las secciones 2H y 4H, y una falla inversa en sección 1H.

Con respecto a las secciones consideradas verticales (1V, 2V-A, 2V-B, 3V, 4V, 5V, 6V, y 7V, ver apéndice N° 4) en las 5 primeras es evidente que el tope de Carapita (corrimiento de Pirital) aumenta su ángulo de inclinación considerablemente hacia el sur del área estudiada. Los restantes topes del bloque tienen comportamientos similares a Carapita y son interrumpidos por el reflector del mismo debido a su alto ángulo.

Específicamente en la sección 1V se observan reflectores truncados, probablemente por una discordancia angular. Las secciones 6V y 7V muestran a un tope de Carapita con una inclinación leve hacia el SE; y los demás topes semiparalelos al reflector de Carapita. En ambas secciones se interpretaron fallas casi verticales.

En general en estas secciones “verticales” se observa un acuñaamiento del Bloque Alóctono, debido al alto ángulo del tope de Carapita hacia el SE, que produce la interrupción de los topes de las otras formaciones. Se interpreta que

esta geometría del bloque se aprecia claramente en las secciones verticales por estar relativamente paralelas al buzamiento general de la estructura estudiada.

6.4.2 - Secciones Sísmicas Interpretadas en Dirección de Líneas y Trazas.

Las secciones sísmicas interpretadas en dirección *inline* mostraron el tope de Carapita con un alto ángulo de inclinación hacia el SE del área, muy parecido al observado en las secciones arbitrarias verticales. En todas las secciones *inline* se observó este comportamiento, interpretación corroborada por la tendencia de los otros reflectores suprayacentes al reflector de Carapita, y además por los topes formacionales en los pozos desplegados en las secciones (topes obtenidos a partir del estudio sismoestratigráfico). En ocasiones en algunas secciones la calidad de la sísmica disminuía, y era muy difícil seguir el reflector de Carapita; sin embargo en ellas era posible apreciar una zona distorsionada, a manera de una interfase lineal, cuya forma coincidía con la trayectoria de alto ángulo que se interpretó para el reflector de Carapita a partir de los topes de pozos y de la tendencia de los reflectores adyacentes. Se asoció esto con los efectos de inversión de velocidad que se han adjudicado en la zona de estudio al plano de falla del corrimiento de Pirital, y por debajo del cual está la Formación de Carapita.

En las *inlines* el tope del alóctono (Tope Caratas/Vidoño) mostraba ocasionalmente inclinaciones casi horizontales (ver sección L-130, apéndice N° 4) hasta muy inclinadas, similares a las de la base del alóctono (ver sección L-660, apéndice N° 4) en la medida que se interpretaban secciones en sentido E-W. A veces la Formación Caratas –Vidoño no pudo ser interpretada ya que su tope no fue identificado por ningún pozo desplegado en la sección, lo que se interpretaba como la desaparición de esta formación por procesos erosivos.

Las secciones *crossline* (dirección del rumbo estructural del área) permitieron interpretar a un tope de Carapita que mostraba un comportamiento suave, con inclinaciones bajas y sin cambios bruscos de ángulo (ver sección T-1560, apéndice N° 4). En las secciones E-W ubicadas más al sur del levantamiento el reflector de Carapita subía al este, lo que a veces interrumpía al horizonte de

Caratas (ver sección T-1600, apéndice N° 4). El tope de Caratas/Vidoño tenía un comportamiento semiparalelo al de Carapita en gran parte de la secciones,

A medida que se desplegaban secciones *crossline* en sentido norte-sur el comportamiento semiparalelo de los reflectores permitían deducir una disminución en el espesor del Bloque Alóctono hacia el sur del área de estudio, desapareciendo inclusive varias de las formaciones superiores del bloque.

6.4.3 - Mapas Generados mediante la Interpretación Sísmica

Tope Alóctono

El mapa estructural del tope del alóctono generado por medio de la interpretación sísmica *inline-crossline* corresponde solamente al tope de la Formación Caratas/Vidoño, esto debido a limitaciones del *software* que solo podía cartografiar un horizonte interpretado a la vez. Por ello hay escasa similitud entre éste y el mapa del tope del Alóctono obtenido en la interpretación sísmico-estratigráfica (que involucra 3 formaciones).

Los diversos cierres estructurales (14 en total) hacen difícil el definir un rumbo general para las curvas ya que estos producen muchos cambios en sus tendencias. Las curvas estructurales presentan valores entre 0 y 6000 pies (TVDS) los cuales crecen de sur a norte, es decir, el tope de la Formación Caratas/Vidoño se profundiza al norte del área de estudio.

Base Alóctono

El mapa estructural de la base del Alóctono generado mediante la interpretación sísmica *inline-crossline* muestra curvas suaves, poco sinuosas y con prácticamente ningún cierre. El rumbo general de dichas curvas es de aproximadamente N 70° E, mostrando valores comprendidos entre los 4000 y los 17000 pies y un buzamiento de la estructura hacia el NW.

En la zona norte del mapa se pueden apreciar pendientes cercanas a los 40° de inclinación, y en la parte sur oscilan entre los 45° y 60°, lo que evidencia una mayor inclinación de la estructura hacia esta zona.

El estilo de las curvas, su paralelismo, escasa sinuosidad y carencia de cierres parece corresponder con el de un monoclinal o capa buzante; o con el estilo típico de las curvas estructurales de un plano de falla. Este resultado es coherente con el mapa de la base del alóctono generado mediante la interpretación sísmico-estratigráfica, con el cual muestra una gran similitud en sus características generales, y en especial en el rumbo general de la estructura.

6.4.4 - Visualización Tridimensional del Tope y Base del Bloque Alóctono

La aplicación *Openvision* permitió desplegar los horizontes correspondientes al tope y base del Bloque Alóctono en un ambiente gráfico tridimensional. Las vistas en perfil de ambas superficies (ver figura N° 5.14 del capítulo de resultados) permiten deducir que el volumen rocoso limitado por ellas tiende a acuñarse hacia el sur del área de estudio. Dicho acuñamiento es producido por un aumento abrupto en la tasa de ascenso de la base del alóctono (superficie que previo a este súbito aumento también viene en ascenso, pero con una menor inclinación), hecho que se conjuga con la poca inclinación y baja tasa de ascenso en el subsuelo del tope del Bloque Alóctono. Por ende, esta disposición espacial de las superficies formacionales que limitan al Bloque Alóctono se traducen en una disminución rápida de su espesor al sur del área de interés.

Las restantes vistas 3D de las 2 superficies obtenidas ratifican lo anteriormente expuesto sobre la disposición espacial del bloque, mostrándose el acuñamiento desde diferentes puntos de vista y evidenciando mediante las escalas cromáticas las profundidades.

CONCLUSIONES

■ Los pozos perforados en el Bloque Alóctono no se desvían en una dirección preferencial, sin embargo la tendencia principal es hacia al sur, siendo algunas veces al SE y otras al SW.

■ Los buzamientos de las formaciones son variables, sin embargo son predominantemente hacia el norte (N, NW y NE); también se presentan formaciones con capas horizontales y en un pozo un buzamiento al SE. Las inclinaciones de las capas varían desde 0° hasta 55°, siendo el valor más observado el de 30°.

■ Las desviaciones de los pozos en el Bloque Alóctono comienzan dentro de la Formación San Antonio, en donde la litología aumenta su resistencia por la existencia de calizas, las cuales se hacen más abundantes en la Formación Querecual, infrayacente a San Antonio. Por lo general, a partir de la Formación Querecual también aumenta el valor de la inclinación en el buzamiento de las capas, y esto influye en las desviaciones ocurridas.

■ De los 17 pozos estudiados, 2 no presentaron desviación; 4 se desviaron perpendicular al buzamiento (por la influencia de éste y la litología de las formaciones); 5 se desviaron probablemente por la existencia de zonas discontinuas originadas por esfuerzos; y 6 se desviaron inicialmente perpendicular al buzamiento (por la influencia de éste y la litología de las formaciones) y luego su desviación fue afectada por la existencia de plegamientos y zonas de discontinuidad originadas por esfuerzos.

■ En el mapa de tendencia de desviación del Bloque Alóctono los vectores graficados permitirán optimizar la planificación de pozos, ya que la dirección y sentido de los mismos indica como los factores geológicos afectarán a una nueva perforación en el área, mostrando el intervalo de profundidad en donde existirían estas tendencias.

■ La determinación de la base del Bloque Alóctono se logró establecer con mucha precisión debido al marcado contraste litológico entre las formaciones presentes en el Bloque Alóctono y la Formación Carapita infrayacente.

■ El contraste litológico utilizado para determinar la base del Bloque Alóctono fue evidenciado tanto en el comportamiento de los registros utilizados en las secciones estratigráficas como en la claridad de ese reflector en algunas secciones sísmicas a esa profundidad.

■ Las curvas en el mapa de la base del Bloque Alóctono muestran un comportamiento muy uniforme que estructuralmente puede interpretarse como similar a un plano de falla, y esto coincide con la interpretación estratigráfica en donde la repetición de secuencias cretácicas sobre sedimentos terciarios indican la existencia de un plano de falla, que en este caso es conocido como el corrimiento de Pirital.

■ La base del Bloque Alóctono coincidió con el plano de falla del corrimiento de Pirital, y a su vez con el tope de la Formación Carapita en el área de estudio.

■ La estructura de la base del Bloque Alóctono muestra una dirección general de N70° E, que corresponde a la dirección del corrimiento de Pirital. Las pendientes observadas para dicho corrimiento son de aproximadamente 35° en el norte, y entre 45° y 50° hacia la parte sur.

■ En las secciones sísmicas con dirección aproximada N-S, la distorsión de los reflectores observada en la zona correspondiente a la parte más sur del área es producida por la presencia del corrimiento de Pirital.

■ La similitud de los mapas de la base del Bloque Alóctono generados tanto por la interpretación sísmica *inlines-crosslines*, como por la interpretación

sísmico-estratigráfica corroboran que la estructura asociada a la base del alóctono es un plano de falla.

- La determinación del tope del Bloque Alóctono presentó dificultades debido a que las formaciones existentes por encima del mismo presentan características litológicas muy similares a las correspondientes a las primeras formaciones del bloque.

- El contacto entre el Bloque Alóctono y las unidades suprayacentes no se evidenciaba claramente en el comportamiento de las curvas en los registros ni en los reflectores sísmicos, razón por la cual las descripciones litológicas realizadas durante la perforación del pozo fueron determinantes en la interpretación del tope del bloque.

- El rasgo más representativo del tope del Bloque Alóctono era la caliza del Miembro Tinajitas de la Formación Caratas, pero este rasgo se observó claramente solo en dos pozos de un total de 17.

- El tope del Bloque Alóctono no estuvo representado por una sola formación, del total de los 17 pozos estudiados 12 comenzaron la perforación del Bloque Alóctono en la Formación Caratas/ Vidoño, 4 en la Formación San Juan y 1 en la Formación San Antonio.

- El tope del Bloque Alóctono en el lado este del área de estudio tiene rumbos N50° W, y en el lado oeste N60° E y E-W; lo que indica que esta estructura se caracteriza por plegamientos y a su vez forma parte de una estructura compresiva mayor plegada con un buzamiento general al norte, hacia donde se profundiza con inclinaciones desde 10° hasta 22°.

■ En el mapa isópaco del Bloque Alóctono el valor de las curvas disminuyen de NW a SE, y van desde 16000' hasta 0'; corroborando esto el acuñaamiento del bloque. La variación de espesor es más rápida hacia la parte sur del mismo.

■ En la visualización tridimensional del Bloque Alóctono se evidenció el acuñaamiento del mismo, observándose el aumento en la inclinación de la base del bloque o corrimiento de Pirital hacia la parte sur del área.

■ La columna estratigráfica en el área estudiada varía según la ubicación del pozo en el Bloque Alóctono, en función de esto se realizó un perfil que muestra cuatro zonas determinadas por las posibles formaciones que pueden ser perforadas en dicho bloque.

■ La mayoría de los valores de profundidad correspondientes a los topes de las formaciones presentes en el Bloque Alóctono (datos de la empresa) fueron modificados en función del análisis sísmico-estratigráfico realizado en este estudio.

RECOMENDACIONES

- ▶ Es necesario cartografiar nuevamente los mapas correspondientes a las formaciones intermedias presentes en el Bloque Alóctono para llenar los vacíos de información existentes, con respecto a aquellos pozos que perforan ciertas formaciones pero no están en el área cartografía o no están graficados en dichos mapas.
- ▶ Se recomienda realizar un mapa de desviaciones preferenciales para cada formación del Bloque Alóctono para visualizar las desviaciones existentes en cada una de ellas; para lo cual se dispone de la información recopilada y analizada en este estudio con respecto a análisis de desviaciones del Bloque Alóctono.
- ▶ Crear una base de datos única para la empresa con los topes de todas las formaciones presentes en el Bloque Alóctono para todos los pozos perforados en el área, luego de realizar una revisión detallada de todos los topes disponibles en diferentes fuentes.
- ▶ Realizar una interpretación estratigráfica de los topes de las formaciones intermedias presentes en el Bloque Alóctono, una vez que se disponga de una sísmica de mayor calidad e incluyendo datos bioestratigráficos de dicho bloque para definir mejor sus topes.
- ▶ Se recomienda la realización de nuevas campañas de adquisición sísmica en el área norte de los campos Santa Bárbara y Pirital con un adecuado diseño de los levantamientos, que procure disminuir las distorsiones en las imágenes sísmicas a través de la determinación de los parámetros de adquisición adecuados para una correcta iluminación y posterior visualización del corrimiento de Pirital.

- ▶ También se sugiere una revisión y mejoramiento de los modelos de velocidad desarrollados para la zona, y que son empleados en las conversiones tiempo-profundidad y migración en profundidad de la sísmica del área.

- ▶ En el caso de generarse nuevos volúmenes de información sísmica para el área se sugiere realización de nuevas interpretaciones sísmico-estructurales con la sísmica migrada en profundidad antes del apilamiento, procesamiento que ayuda a posicionar con mayor exactitud las estructuras geológicas y a corregir distorsiones para sísmica de áreas muy complejas.

- ▶ Se recomienda el reprocesamiento del actual cubo sísmico PIN- MTN con el fin de disminuir la relación señal-ruido, minimizar las distorsiones, difracciones en sus imágenes.

BIBLIOGRAFÍA

- Aymard, R. *et al.* (1990). "Geological integration and evaluation of Northern Monagas, Eastern Venezuelan Basin". En: "Classic Petroleum Provinces". Geological Society of London. Special Publications (50), pp. 37-53. Gran Bretaña.
- Baker Hughes (2006). "Ensamblajes de Fondo. Normas y Políticas Perforación". En: Normas De Procedimiento Para Operaciones En El Pozo.
- Carmona, A. (1998). "Evaluación geológica del Bloque Alóctono asociado a los campos Santa Bárbara y Pirital del Norte de Monagas". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Geológica.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), (1988). "Geología de Producción". Ciudad Ojeda, Estado Zulia, Venezuela.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), (1997). "Fundamentos de la Ingeniería de Perforación". Ciudad Ojeda, Estado Zulia, Venezuela.
- Contreras, A. (2000). "Introducción a la Geofísica". Guía de estudio para la cátedra de Introducción a la Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería. Departamento de Geofísica. Caracas.
- Di Croce, J. (1995). "Eastern Venezuelan Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution. Ph.D.Thesis, Rice University, Houston, Texas.
- Di Croce, J. ; Bally, A. y Vail, P. (1999). "Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. En: MANN, P. (Editores). Elsevier Science B. V., Ámsterdam, pp. 419-476.

- EXGEO S.A. (2006, Abril 20-24). "Curso de Petrofísica". Curso de adiestramiento para el personal de la Gerencia de Exploración y Producción, PDVSA Oriente. Maturín.
- García, E. (2004). "Petrofísica Aplicada (3314)". Guía de estudio para la cátedra de Petrofísica Aplicada. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería. Departamento de Geofísica. Caracas.
- González De Juana, C.; Iturralde de Arozena, J. y Picard, X. (1980). "Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas". Ediciones Foninves. Caracas, Venezuela. 2 Tomos, 1031 p.
- González, J. (2001). "Caracterización Geológica y de Yacimiento del Intervalo NAR-2, Formación Naricual, en los Campos Santa Bárbara-Pirital, Área Norte de Monagas". Trabajo especial de grado Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. Escuela de Ciencias de la Tierra.
- Hallyburton/Wellex (1981). Registros de Pozo. Revista Informativa.
- Hidalgo, C. (2003). "Estudio diagnóstico de diseño del levantamiento Bosque 98G 3D y jerarquización de posibles problemas de imagen sísmica asociados al corrimiento de Pirital en el Norte de Monagas". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Departamento de Ciencias de la Tierra, Coordinación de Ingeniería Geofísica.
- López, I. y Romero, I. (2000). "Análisis de las Características Geofísicas, Geológicas y de Yacimiento del Campo Pirital-Santa Bárbara". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Departamento de Ciencias de la Tierra, Coordinación de Ingeniería Geofísica.

- Lugo, J. (2005) “Modelo Estructural de Cerro Negro área Bitor, Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Facultad de Ingeniería. Departamento de Geofísica.
- Parasnis, D. S. (1970) Principios de Geofísica Aplicada. Edit. Paraninfo. Madrid, 367 p.
- Parnaud, F.; Gou, Y.; Pascual, J-C.; Truskowski, I.; Gallango, O. ; Passalacqua, H. y Roure, F. (1995). “Petroleum Geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basins”. En: “Petroleum Basins of South America: AAPG Memoirs 62”. American Association of Petroleum Geologists, pp. 741-756.
- PDVSA, División Oriente (2006). “Informe Técnico Postmortem PIC 25”. Venezuela.
- PDVSA, División Oriente. Gerencia de Exploración (1997) “PDD Pato” (Informe técnico) Puerto La Cruz.
- Regueiro, J. y Flores, J. (1996). “Atributos AVO Instantáneos: una manera diferente de ver AVO”. Universidad Simón Bolívar; pp. 325-329.
- Reina, J. (2002). “Interpretación Sísmico 3D Estructural y Estratigráfica del Proyecto Socororo al sur del Estado Anzoátegui”. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Facultad de Ingeniería. Departamento de Geofísica.
- Sheriff, R. (2002). “Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics”. Cuarta Edición. Society of Exploration Geophysicists. 429 p.
- Schlumberger (1975). “Interpretación de Perfiles”. Volumen I – Fundamentos. Nueva York. 154 p.

Subieta, *et al.* (1988). "Evolución tectonoestratigráfica de la Serranía del Interior y la subcuenca de Maturín". En: III Simposio Bolivariano. Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, pp. 549-578, Venezuela.

Uwe, A. *et al.* (2002), "La era de las imágenes en escala de Profundidad". En: Oilfield Review, Verano 2002; publicación de Schlumberger [Revista en línea]. Disponible en:

http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish02/sum02/p02_17.pdf [Consulta: 2006, Octubre 05].

Van der Kruk, J. (2003). "Reflection Seismic I". Zurich, Institut für Geophysik, ETH Zurich. 90 p.

Yoris,

F y Ostos, M. (1997). "Geología de Venezuela". En: WEC 1997 Evaluación de Pozos. Schlumberger. Publicación Técnica. pp 1-44.

Zambrano, G. y Martínez, M. (2004). "Caracterización del área de Carito del nivel terciario mediante la integración de atributos sísmicos y parámetros petrofísicos". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Facultad de Ingeniería. Departamento de Geofísica.

Zamora, G. y Barrios H. (1996). "Modelo Geológico Integrado de las Unidades Genéticas N° 7 Y 9 del Oligoceno Tardío en Los Campos Carito-Mulata Área Norte de Monagas". Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente. Escuela de Ciencias de la Tierra. Departamento de Geotécnica.

www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm. (Octubre, 2006)