

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELO ESTRUCTURAL DE CERRO NEGRO ÁREA BITOR, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico  
Por el Br. Lugo Zabala, Julio César

Caracas, Noviembre de 2005

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELO ESTRUCTURAL DE CERRO NEGRO ÁREA BITOR, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Pedro León

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Carlos Marquez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico  
Por el Br. Lugo Zabala, Julio César

Caracas, Noviembre del 2005

## **CONSTANCIA DE APROBACIÓN**

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Julio César Lugo, titulado:

### **MODELO ESTRUCTURAL DE CERRO NEGRO ÁREA BITOR, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

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

Prof.

Jurado

Ing. Víctor Casas

Prof.

Jurado

Ing. Antonio Ughi

Prof.

Jurado

Ing. Pedro León

## **DEDICATORIA**

*A mi Madre por su incondicional apoyo y amor,  
sin ella este sueño hubiese sido casi imposible de lograr, te quiero.*

## ***AGRADECIMIENTOS***

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por facilitar todas las herramientas necesarias para mi formación profesional.

A mi madre por apoyarme en este largo camino y darme la fortaleza suficiente para seguir adelante, a mis hermanos y a mi padre por estar siempre cuando necesite de su ayuda.

A mi tutor Carlos Marquez por su dedicación, apoyo y amistad; y por guiarme en este Trabajo Especial de Grado con sus conocimientos y experiencia.

A mis grandes amigos y hermanos Ernesto, Dixxon, Bladimir, Israel y tío Eladio por estar siempre conmigo hombro a hombro en todos los momentos importantes e inolvidables de mi vida, por ser luchadores de la misma causa e igual meta, siempre mis hermanos, hasta la victoria siempre “Patria o Muerte” Venceremos.

A mis amigos Jean y Alfredo por sus valiosos e importantes consejos que me llenaban de animo y fuerza para seguir luchando.

A Dayana Guerra por sus regaños y consejos para que mejorara tanto en lo personal como profesionalmente.

A Renny Quijada, Carlos Pérez, Yudis Semprúm, Martha Martínez por su paciencia al ayudarme en mis avances de la tesis, gracias por su apoyo.

Finalmente quiero expresarles mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que estuvieron a mi lado y me ofrecieron su apoyo y solidaridad.

**Lugo Zabala, Julio César**

**MODELO ESTRUCTURAL DE CERRO NEGRO AREA BITOR, FAJA  
PETROLIFERA DEL ORINOCO**

**Tutor académico: Prof. Pedro León. Tutor industrial: Ing. Carlos Márquez.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y  
Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2005, No de páginas 96.**

Palabras claves: Interpretación sísmica 3D, Atributos Sísmicos, Cerro Negro (Área Bitor), Faja petrolífera del Orinoco

**Resumen.** La zona en estudio se encuentra ubicada al sur de los estados Monagas y Anzoátegui, en el sector Cerro Negro de la Faja del Orinoco con una extensión aproximada de 82 km<sup>2</sup>, limita al oeste con la asociación estratégica Operadora Cerro Negro (OCN) y hacia el sureste con PDVSA-FAJA.

El presente trabajo especial de grado tiene como objeto establecer el marco estructural mediante la interpretación de los datos sísmicos 3D del levantamiento realizado en Cerro Negro usando atributos sísmicos estructurales...

Se elaboraron mapas estructurales en tiempo y en profundidad de los topes de las Formaciones Las Piedras, Freites, Oficina y Basamento, en estos se identificaron cuatro familias de fallas de tipo normal: fallas de rumbo E-O, fallas de rumbo N70E a N80E y fallas de rumbo N65O a N50O, las cuales se enmarcan en el modelo regional de Cerro Negro.

Se presenta una descripción geológica estructural de los campos productores de la zona y se proponen tres áreas que estructuralmente muestran un posible interés prospectivo.

También se realizaron mapas de atributos sísmicos y estructurales para evaluar características estructurales y anomalías de amplitud por niveles en los topes Las Piedras, Freites, Oficina, MFS-17 y Basamento. De este modo se identificó que el área es un monoclinal de suave buzamiento constituido por tres anticlinales antiforme muy similares entre sí, cuyo eje de rumbo están entre E-O a N80E. También se identificó una anomalía de baja amplitud con dirección este-oeste que se extiende aproximadamente 10 km, trayecto en el cual están interceptados por fallas de tipo normal, y es identificada como un paquete de canales según los registros de los pozos.

## INDICE

|                                                            |     |
|------------------------------------------------------------|-----|
| DEDICATORIA                                                | i   |
| AGRADECIMIENTOS                                            | ii  |
| RESUMEN                                                    | iii |
| LISTA DE TABLAS Y FIGURAS                                  | v   |
| CAPITULO I: INTRODUCCIÓN                                   |     |
| 1.1-Planteamiento del problema                             | 1   |
| 1.2-Ubicación del área en estudio                          | 2   |
| 1.3-Objetivos                                              |     |
| 1.3.1-Objetivo general                                     | 4   |
| 1.3.2-Objetivos específicos                                | 4   |
| 1.4-Justificación                                          | 4   |
| 1.5-Trabajos previos                                       | 5   |
| CAPITULO II: MARCO GEOLÓGICO                               |     |
| 2.1-Cuenca Oriental de Venezuela                           | 6   |
| 2.2-Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela | 7   |
| 2.3-Estructura de la Faja del Orinoco                      | 9   |
| 2.4-Estratigrafía y Sedimentación                          | 12  |
| CAPITULO III: MARCO TEÓRICO                                |     |
| 3.1-Interpretación Sísmica Estructural                     | 16  |
| 3.1.1-Carga de Datos                                       | 16  |
| 3.1.2-Calibración Sísmica-Pozo                             | 16  |
| 3.1.3-Resolución Sísmica Vertical                          | 18  |
| 3.1.4-Interpretación de Horizontes                         | 19  |
| 3.1.5-Interpretación de Fallas                             | 20  |
| 3.1.5.1-Cubo de Coherencia                                 | 20  |
| 3.1.6-Mapas estructurales en tiempo                        | 22  |
| 3.1.7-Conversión tiempo-profundidad                        | 22  |
| 3.1.8-Mapas estructurales en profundidad                   | 23  |

|                                                    |    |
|----------------------------------------------------|----|
| 3.2-Atributos sísmicos                             | 23 |
| 3.2.1-Atributos instantáneos                       | 23 |
| 3.2.2-Atributos interválicos                       | 24 |
| 3.2.3-Atributos volumétricos                       | 25 |
| 3.3-Atributos estructurales                        | 26 |
| 3.4-Estudio petrofísico                            | 27 |
| 3.4.1-Propiedades físicas medidas                  | 27 |
| 3.4.2-Propiedades petrofísicas                     | 28 |
| 3.4.2.1-Volumen de arcilla (Vsh)                   | 28 |
| 3.4.2.2-Saturación de agua (Sw)                    | 28 |
| 3.4.2.3-Saturación de agua irreducible (Swi)       | 29 |
| 3.4.2.4-Saturación de agua en forma arcillosa (Sw) | 29 |
| 3.4.2.5-Parámetros de corte                        | 30 |
| 3.4.2.6-Arena neta (AN)                            | 30 |
| 3.4.2.7-Arena neta petrolífera (ANP)               | 30 |
| 3.4.2.8-Porosidad                                  | 31 |
| 3.4.2.9-Permeabilidad                              | 31 |
| 3.4.2.10-Resistividad                              | 32 |
| 3.4.3-Registros de rayos gamma naturales           | 33 |
| 3.4.4-Registro de resistividad                     | 34 |
| 3.4.4.1-Perfil de inducción (ILD)                  | 34 |
| 3.4.4.2-Herramienta de densidad compensada (FDC)   | 34 |
| 3.4.4.3-Perfil neutrónico (CNL)                    | 35 |

#### CAPITULO IV: METODOLOGÍA

|                                               |    |
|-----------------------------------------------|----|
| 4.1-Base de datos                             | 36 |
| 4.2-Calibración sísmica-pozo                  | 38 |
| 4.3-Elaboración de los sismogramas sintéticos | 39 |
| 4.4-Resolución vertical                       | 41 |
| 4.5-Interpretación de horizontes              | 43 |
| 4.6-Interpretación de fallas                  | 45 |

|                                                |    |
|------------------------------------------------|----|
| 4.7-Mapas estructurales en tiempo              | 50 |
| 4.8-Conversión tiempo-profundidad              | 55 |
| 4.9-Elaboración de mapas de atributos sísmicos | 57 |
| 4.9.1-Atributos sísmicos estructurales         | 57 |
| 4.9.2-Atributos sísmicos                       | 58 |
| 4.10-Evaluación Petrofísica                    | 59 |
| CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS        |    |
| 5.1-Interpretación estructural                 | 62 |
| 5.1.1-Mapas estructurales en profundidad       | 62 |
| 5.2-Mapas de atributos sísmicos estructurales  | 71 |
| 5.3-Mapas de atributos sísmicos                | 72 |
| 5.4-Evaluación Petrofísica                     | 83 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES                 | 88 |
| APÉNDICE                                       | 90 |
| BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS             | 96 |

| <b>INDICE DE FIGURAS Y TABLAS</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <b>Pág.</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Figura 1. Ubicación del área en estudio                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 3           |
| Figura 2. Cuenca Oriental de Venezuela (Modificado de Schlumberger, Méndez, 1985)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 6           |
| Figura 3. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco, (tomada del WEC, 1997)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 7           |
| Figura 4. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica (Tomado de Parnaud et al. 1995)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 8           |
| Figura 5. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco. (Tomado del WEC)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 9           |
| Figura 6. Ciclos sedimentarios en la faja Petrolífera del Orinoco durante el Terciario (Audermard, 1985)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 11          |
| Figura 7. Columna Estratigráfica del área de Cerro Negro, del pozo PCN-7 (Tomado del libro WEC)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 13          |
| Figura 8. Modelos esquemáticos que explican los estilos de sedimentación interpretados en el área en estudio. A) Modelo depositacional fluvial de baja sinuosidad con barras longitudinales, laterales, transversales, etc., que caracterizan la parte media inferior de Morichal, y B) Asociación de canales fluviales y barras en un estuario, con influencia de mareas, que caracteriza la parte media superior de Morichal (esquema tomado de Gallway y Hobday, 1996) | 15          |
| Figura 9. Generación de un sismograma sintético                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 17          |
| Figura 10. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 19          |
| Figura 11. Esquema de correlación para el cubo de coherencia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 21          |
| Figura 12. Efecto del plano de falla en la coherencia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 22          |
| Figura 13. Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento. Tomado de Chen (1997)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 26          |

|                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 14. Ley de Darcy y su representación esquemática                                                                                     | 32 |
| Figura 15 Mapa base del área de trabajo con los 52 pozos                                                                                    | 36 |
| Figura 16. Cubo sísmico post-apilamiento                                                                                                    | 37 |
| Tabla 1. Pozo con “check-shot” utilizado para generar el sismograma sintético                                                               | 38 |
| Figura 17. Sismograma Sintético del Pozo BCN-7                                                                                              | 40 |
| Figura 18. Frecuencia dominante (50 Hz)                                                                                                     | 42 |
| Tabla 2. Resolución vertical estimada para el área Bitor por intervalos                                                                     | 42 |
| Figura 19. Sección sísmica (traza 530) con los horizontes interpretados                                                                     | 43 |
| Figura 20. Horizontes interpretados en tiempo en el área en estudio                                                                         | 44 |
| Figura 21. Cubo de coherencia                                                                                                               | 45 |
| Figura 22. “Time slice” del cubo de coherencia a los 710 ms. <b>A)</b> sin las fallas interpretadas, <b>B)</b> con las fallas interpretadas | 46 |
| Figura 23. Sección sísmica “crossline” con semicruces de fallas interpretadas en “time slices” del Cubo de Coherencia.                      | 47 |
| Figura 24. Sección sísmica “crossline” con fallas interpretadas.                                                                            | 48 |
| Figura 25. Contactos de fallas del Basamento                                                                                                | 48 |
| Figura 26. Polígonos de fallas del Basamento                                                                                                | 49 |
| Figura 27. Polígonos de falla sobre el horizonte de Basamento                                                                               | 50 |
| Figura 28. Mapa estructural en tiempo del tope Basamento                                                                                    | 51 |
| Figura 29. Mapa estructural en tiempo del horizonte MFS –17                                                                                 | 52 |
| Figura 30. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Oficina Miembro Pílon                                                        | 53 |
| Figura 31. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Freites                                                                      | 54 |
| Figura 32. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Las Piedras                                                                  | 54 |
| Figura 33. Modelo de velocidad                                                                                                              | 55 |
| Figura 34. Curvas T-Z obtenidas de los pozos utilizados para la ley de velocidades, mostrando los marcadores                                | 56 |

|                                                                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 35. Gráfico señalando la ventana en tiempo utilizada para la extracción de los atributos volumétricos                                   | 58 |
| Tabla 3. Atributos sísmicos volumétricos e instantáneos utilizados en la zona de interés                                                       | 59 |
| Tabla 4. Parámetros petrofísicos                                                                                                               | 60 |
| Tabla 5. Parámetros de corte                                                                                                                   | 60 |
| Tabla 6. Intervalos prospectivos de los pozos evaluados                                                                                        | 61 |
| Figura 36. Mapa estructural en profundidad del Basamento                                                                                       | 62 |
| Figura 37. Mapa estructural en profundidad de MFS-17                                                                                           | 64 |
| Figura 38. Posible esquema de entrapamiento del área Cerro Negro                                                                               | 65 |
| Figura 39. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina                                                                    | 66 |
| Figura 40. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Freites                                                                    | 67 |
| Figura 41. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Las Piedras                                                                | 68 |
| Figura 42. Sección sísmica “crossline” presentes en la zona 1                                                                                  | 69 |
| Figura 43. Sección sísmica “crossline” presentes en la zona 2                                                                                  | 70 |
| Figura 44. Mapa de buzamiento del basamento                                                                                                    | 71 |
| Figura 45. Mapa de buzamiento- azimuth del Basamento                                                                                           | 72 |
| Figura 46. Mapa de Promedio de Energía del horizonte MFS-17, atributo volumétrico                                                              | 74 |
| Figura 47. Mapa de energía total del tope de Basamento, atributo volumétrico                                                                   | 74 |
| Figura 48. Mapa de Cubo de Coherencia sección en tiempo 706 ms, atributo volumétrico                                                           | 76 |
| Figura 49. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Oficina, atributo instantáneo                                                         | 77 |
| Figura 50. Zona discontinua producida por el paquete de canales observado en el atributo de amplitud “Slope of reflection strength” del MFS-17 | 79 |
| Figura 51. Paleografía durante el Mioceno Inferior-Medio                                                                                       | 80 |
| Figura 52. Pozo 1, la zona de paquete de canal observado en los atributos volumétricos del MFS-17 y el tope de Basamento                       | 80 |

|                                                                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 53. Pozo 2 la zona de paquete de canal observado en los atributos volumétricos de MFS-17 y el tope de Basamento                    | 81 |
| Figura 54. Pozo 3 de la zona de paquete de canal observado en los atributos volumétricos de amplitud RMS del tope de la Formación Oficina | 82 |
| Figura 55. Evaluación petrofísica del pozo 4                                                                                              | 84 |
| Figura 56. Evaluación petrofísica del pozo 5                                                                                              | 85 |
| Figura 57. Evaluación petrofísica del pozo 6                                                                                              | 86 |
| Figura 58. Mapa de atributo Promedio de Energía del tope de la Fm. Oficina, atributo instantáneo                                          | 91 |
| Figura 59. Mapa de Promedio de Amplitud de MFS-17, atributo volumétrico                                                                   | 91 |
| Figura 60. Mapa de Amplitud RMS de Basamento, atributo volumétrico                                                                        | 92 |
| Figura 61. Mapa de menor porcentaje del tope de Basamento, atributo volumétrico                                                           | 92 |
| Figura 62. Mapa promedio de fuerza de reflexión del tope de la Fm. Oficina, atributo instantáneo                                          | 93 |
| Figura 63. Mapa Promedio de energía de Basamento, atributo volumétrico                                                                    | 93 |
| Figura 64. Mapa de Coherencia del tope de la Fm Las Piedras, atributo volumétrico                                                         | 94 |
| Figura 65. Mapa de Coherencia del tope de la Fm Freitas, atributo volumétrico                                                             | 94 |
| Figura 66. Mapa de Coherencia del tope de la Fm Oficina, atributo volumétrico                                                             | 95 |
| Figura 67. Mapa de Coherencia del tope de Basamento, atributo volumétrico                                                                 | 95 |

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

En los últimos años la explotación de crudos pesados y extrapesados ha venido significando un reto y una oportunidad para la innovación y la creatividad en cada una de las etapas de exploración y explotación petrolera en nuestro país.

El sector Cerro Negro Área Bitor, es una de las zonas más importantes de la Faja del Orinoco debido a las grandes cantidades de hidrocarburos contenidos en sus yacimientos.

Trabajando en dirección del aprovechamiento de esta importante reserva, es indispensable la generación de esquemas novedosos que incluyan tecnologías de vanguardia con el fin de maximizar la rentabilidad en la explotación de petróleo. Para lograrlo una de las bases fundamentales es el conocimiento detallado de las estructuras y entrapamientos geológicos presenten en la zona.

Con esta premisa, se propuso realizar un proyecto enmarcado en el presente Trabajo Especial de Grado, para realizar un estudio de interpretación sísmica-estructural de 82 km<sup>2</sup> del sector Cerro Negro específicamente en Bitor, incluyendo la extracción y análisis de atributos sísmicos para determinar las posibles áreas de interés asociadas a la Formación Oficina Miembro Pílon.

En esta zona la investigación se centrará en el Miembro Pílon perteneciente a la Formación Oficina, ya que es de alto interés petrolífero.

### **1.1-Planteamiento del Problema**

La Faja Petrolífera del Orinoco se considera como la acumulación conocida de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Se extiende sobre una superficie de 13,3 millones de acres aproximadamente, con un POES (Petróleo Original en Sitio) de 1200 billones de barriles. El área Bitor ubicada dentro del sector Cerro Negro, cubre una superficie de 44.500 acres y contiene un BOES (Bitumen Original en Sitio) de más de 19.600 millones de barriles. Este petróleo se utiliza como materia prima en la manufactura del producto Orimulsión, (70% petróleo, 29% agua

y 1% surfactante), de gran valor comercial en los mercados internacionales, considerado como fuente de energía alternativa. (<http://www.pdvsa.com/>)

El área en particular, cuenta con sísmica 3D y una gran cantidad de pozos. Para conocer con mayor exactitud el patrón estructural se hace uso de los atributos sísmicos. A fin de realizar una explotación óptima de los yacimientos y proponer localizaciones de avanzada y desarrollo en el Área Bitor, se plantea la necesidad de realizar una interpretación sísmica 3D, a fin de obtener un marco estructural, que además incluya los datos de nuevas perforaciones e investigaciones hechas sobre el área y así poder diseñar un mejor plan de explotación.

Los horizontes de interés en esta investigación son: tope de la Formación Las Piedras (Mioceno-Plioceno), tope de la Formación Freites (Mioceno), Miembro Pílon perteneciente a la Formación Oficina (Mioceno) y Basamento (Pre-Cámbrico).

## **1.2-Ubicación del área en estudio**

Desde el punto de vista geográfico, la Faja es una región situada en el extremo sur de la Cuenca Oriental, comprendida entre el norte del Río Orinoco y las porciones meridionales de Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Tiene una extensión aproximada de 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, lo que hace una superficie de 45.000 km<sup>2</sup> (**figura 1**).

El área Bitor se encuentra al sur de los estados Monagas y Anzoátegui, en el sector Cerro Negro de la Faja. Limita al oeste con la asociación estratégica OCN (PDVSA-MOBIL-VEBA) y hacia el sureste con PDVSA FAJA.



### **1.3- Objetivos**

#### **1.3.1- Objetivo general**

Establecer mediante la interpretación de los datos sísmicos 3D del levantamiento realizado en Cerro Negro, la correlación lateral de las reflexiones de alta amplitud, asociados a los horizontes Las Piedras, Freites, Pilón y Basamento, previamente identificados en el levantamiento 3D del Área Bitor.

#### **1.3.2-Objetivos específicos**

1. Calibrar los datos sísmicos con la información de pozos disponibles.
2. Interpretar los horizontes geológicos correspondientes a los topes de la Formación Las Piedras, Formación Freites, Miembro Pilón y Basamento.
3. Interpretar el sistema de fallas existentes en el Área Bitor.
4. Extraer atributos sísmicos estructurales de los horizontes interpretados.
5. Elaborar mapas estructurales en tiempo y su conversión a profundidad, a través de análisis de velocidad.
6. Elaborar mapas de atributos sísmicos para visualizar características estructurales de la Formación Oficina Miembro Pilón.

### **1.4-Justificación**

La elaboración de este proyecto constituye un aporte a la conformación de una base de información estructural, que podrá ser utilizada para próximos proyectos enmarcados en este mismo contexto dentro de esta área; la cual, es la zona de mayor interés para la explotación de hidrocarburos a mediano plazo dentro de la industria petrolera nacional. De la Faja Petrolífera del Orinoco se esperan obtener los volúmenes de hidrocarburos que permitan llevar la producción nacional a seis millones de barriles (<http://www.pdvsa.com/>), lo que económicamente representa un crecimiento importante dentro del país y el mundo petrolero.

Por esta razón es necesario precisar como parte del modelo estático de yacimiento, el modelo estructural del Área Bitor, y de esta forma disminuir el grado de incertidumbre que se pueda presentar antes de realizar nuevas perforaciones.

### **1.5-Trabajos Previos**

En el 2001 Rafael Toro et. al, realizó un modelo estático integrado de Cerro Negro, Área Bitor, donde tuvo como objetivo principal realizar un modelo estático de la Formación Oficina. Este estudio involucra un detalle sedimentológico-estratigráfico importante de las zonas Cerro Negro I y Bitor, así como un análisis mucho más refinado de la información sísmica-estructural y petrofísica disponible.

## CAPÍTULO II

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela (**figura 2**), es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país encontrándose limitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Río Orinoco, al este por la Plataforma Deltana y al oeste por el arco de El Baúl. La Cuenca Oriental de acuerdo con sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, se subdivide operacionalmente en dos subcuenca: La subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín. (González de Juana 1981).

El área de la Cuenca Oriental de Venezuela es aproximadamente 165.000km<sup>2</sup>, esta depresión posee 800 km de longitud en sentido este-oeste y un ancho promedio de 200 km en dirección norte-sur. Ocupa los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre prolongándose hasta la Plataforma Deltana. Es una cuenca antepaís que se desarrolló en el Neógeno sobre un margen pasivo Mesozóico.

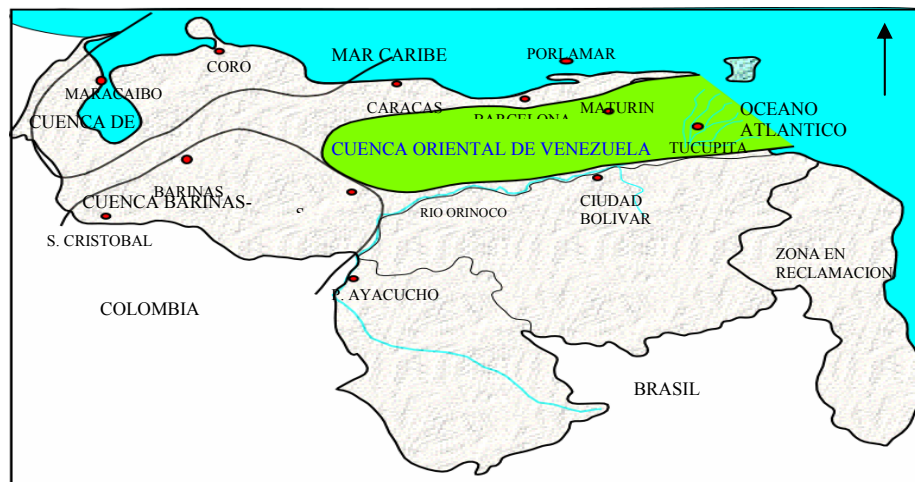


Figura 2. Cuenca Oriental de Venezuela (Modificado de Schlumberger, Méndez, 1985).

Estas dimensiones ubican a esta cuenca como la primera en extensión superficial de Venezuela, además, es la segunda en orden de importancia y magnitud en América del Sur en cuanto a reservas petrolíferas se refiere.

La cuenca es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte. El flanco norte ha sufrido mayores efectos de tectonismo y tiene mayores buzamientos que se hallan conectados a una zona plegada y fallada (**figura 3**).

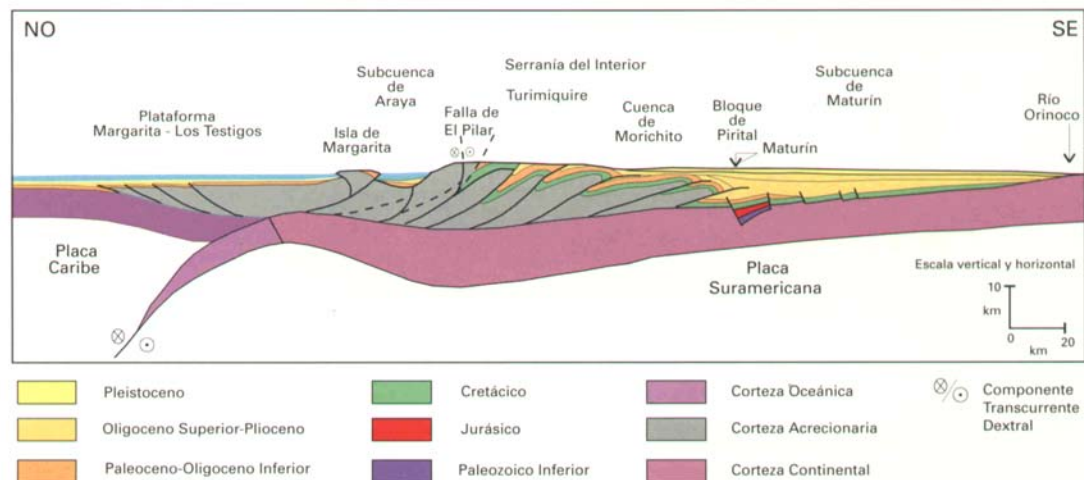


Figura 3. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco, (tomada del WEC, 1997).

## 2.2 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Tectónicamente esta cuenca se considera de tipo antepaís, la cual se formó por la carga tectónica proveniente del noroeste, evidencia por la faja de corrimientos imbricados que se encuentran en la región meridional de la misma y por la aceleración de la tasa de subsidencia en el primitivo margen continental pasivo, que obligó al depocentro a acercarse cada vez más hacia el este y al sur.

Parnaud et al., (1995) divide en cuatro eventos principales la evolución geodinámica de la cuenca:

- Una fase “pre-rift” en el Paleozoico.
- Una fase de “rifting” y “drifting” durante el Jurásico y el Cretáceo Temprano, caracterizado por la formación de graben.
- Un período de margen pasivo durante el Cretáceo-Paleógeno.

- Una fase final de colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de una cuenca antepaís.

Según Parnaud et al., (1995), la colisión oblicua entre las placas del Caribe y Suramérica produjo tres familias de fallas a escala regional (**Figura 4**):

- Fallas transcurrentes destrales de rumbo este-oeste. Un ejemplo lo constituye la falla El Pilar, de 700 km de longitud, activa desde el Mioceno con un desplazamiento lateral estimado entre 20 km y 125 km.
- Fallas transcurrentes destrales de rumbo N60° - 80°W, como por ejemplo las fallas de Urica y San Francisco, con desplazamientos cercano a 40 km y 25 km respectivamente. La falla de Urica parece estar inactiva en la actualidad y la falla de San Francisco fue activa hasta el Plioceno.
- Corrimientos: representados por las fallas de corrimiento de rumbo N60°-90°E, tales como, los corrimientos de Pirital y el Furrial; con un desplazamiento de 40 Km (Pirital) y 14 Km (El Furrial). (Márquez et al., 2002).

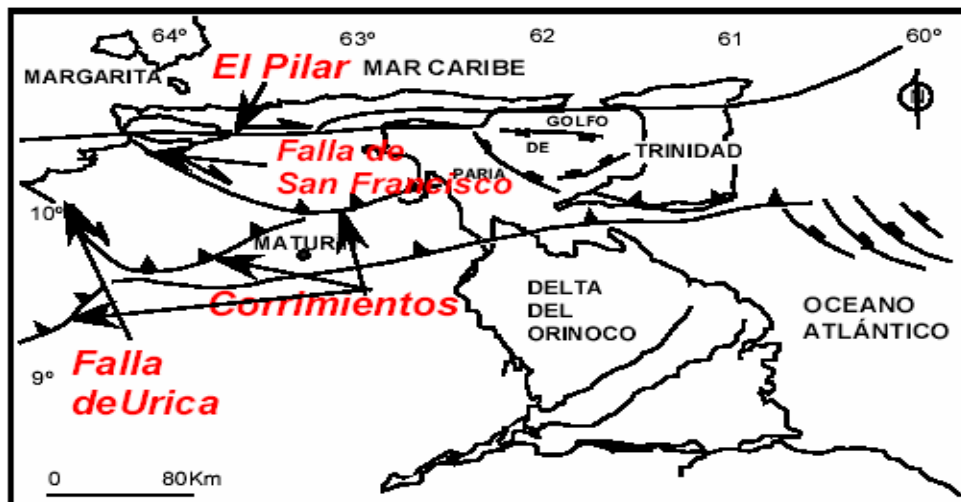


Figura 4. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica (Tomado de Parnaud et al. 1995).

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Paleozóico es poco conocida; sin embargo, lo que se conoce se deriva de estudios realizados cerca

de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales indican una historia estructural menos compleja que la de otras áreas paleozóicas en Venezuela, debido a la estabilidad del Cratón de Guayana (**figura 5**).

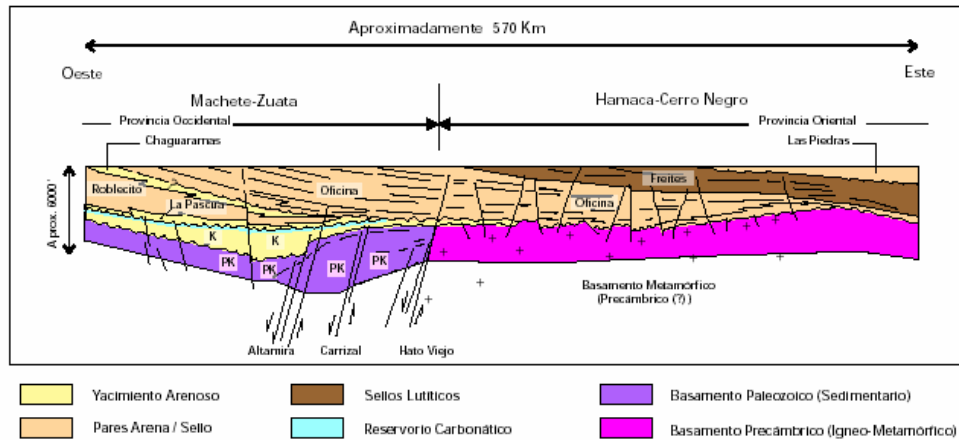


Figura 5. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco.(Tomado del WEC).

El hidrocarburo de la Faja del Orinoco proviene de sedimentos clásticos del Terciario, especialmente del Mioceno, aunque algunos yacimientos habitan en roca cretácea con muy pocas excepciones. Los yacimientos del Terciario están a una profundidad aproximada de 3000 ft, con acumulaciones desde profundidades de 2000 ft hasta 3700 ft.

### 2.3 Estructura de la Faja del Orinoco.

La Faja consiste de un prisma de sedimentos del Terciario acuñados hacia el sur, los cuales suprayacen discordantes sobre el Cretáceo y el basamento Precámbrico.

El carácter estructural del área está representado por tectonismos tensionales, establecidos por la integración de mapas sísmicos regionales y basadas en secciones estructurales que incluyen unidades las litoestratigráficas antes mencionadas. Dos provincias diferentes pueden ser reconocidas, separadas por el sistema de fallas Hato

Viejo, la provincia este (áreas Cerro Negro y Hamaca), donde sedimentos Terciarios sobreyacen sobre el basamento Precámbrico, excepto para un estrecho borde donde la transgresión del Terciario cubre rocas cretáceas. La provincia oeste (áreas de Zuata y Machete), donde sedimentos de Terciario sobreyacen a depósitos del cretáceo, jurásico y paleozóico, el último es preservado a deposiciones estructurales profundas.

Regionalmente, la dinámica del área corresponde a fallas tectónicas, caracterizadas por bloques rígidos, sin evidencia de plegamientos. El desplazamiento vertical promedio no excede los 61 m y las fallas son principalmente del tipo normal. Similarmente, algunos desplazamientos horizontales entre bloques, explican las fallas “strike-slip”. Algunos efectos compresionales secundarios también han sido identificados y son resultantes de la dinámica.

Tres tendencias tectónicas mayores preferenciales se reconocen en la provincia este, donde algunas fallas afectan el basamento y el tope de la Formación Oficina, una con tendencia este-oeste, otra con tendencia N65°E, paralela a la orientación del campo de Guayana, al sur del río Orinoco y la última con tendencia N37°O; estas orientaciones reflejan la paleotopografía del Pre-Terciario, transversal a la longitud de la Faja, y con depresiones que están llenas con depósitos fluvio-deltáicos del inicio del Terciario (**figura 6**).

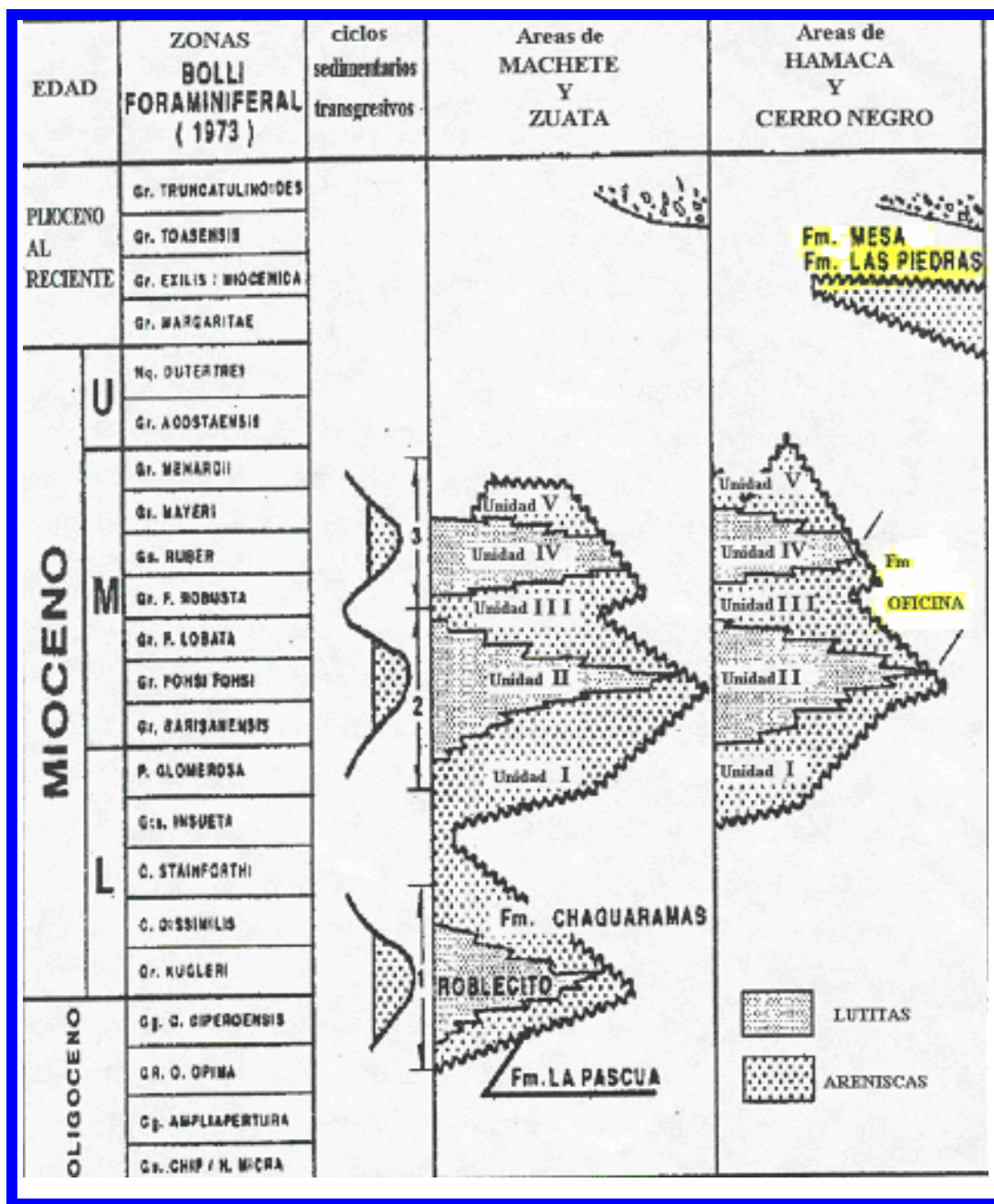


Figura 6. Ciclos sedimentarios en la Faja Petrolífera del Orinoco durante el Terciario (Isea, 1985).

En la provincia oriental la dirección preferencial de las fallas mayores varía de este a oeste, y de noreste a suroeste. Las fallas con tendencia noreste son exclusivas del Área de Machete, la configuración estructural del área permite la identificación de

una tendencia noreste (Arco de Monasterio), la cual coincide con el tope de la Formación Chaguaramas.

El control estructural de la distribución de hidrocarburos en el área es secundario al control estratigráfico de la acumulación, este aparece como un gran sello de petróleo pesado migrado y entrampado en áreas del Terciario. El control estructural es observado sobre una escala regional en algunas estructuras altas (Machete y Monasterio), y en la zona de bisagra (Hamaca-Cerro Negro). Sin embargo, análisis detallados indican que la distribución del petróleo no está necesariamente controlada por la presencia de fallas, más aún, este puede estar localizado en la parte superior e inferior de las fallas. (Isea, 1987)

## **2.4 Estratigrafía y Sedimentación.**

La columna estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco incluye rocas de edades estimadas desde el Precámbrico hasta tiempos geológicos recientes (Kiser et al., 1980). La sedimentología está ubicada en el Terciario y fue definida por análisis de la distribución de facies en **(figura 7)**:

- Precretáceo: se restringe exclusivamente a las áreas de Zuata y Machete, y hacia la parte nor-oriental de Hamaca; en su mayoría son rocas pertenecientes a las Formaciones Hato Viejo, Carrizal y Espino, con edades del Paleozoico y el Cretáceo: no existen acumulaciones de hidrocarburos en estas secuencias.
- Cretáceo: representada en el área por sedimentos del Grupo Temblador que incluye las Formaciones Tigre y Canoa, las mismas están caracterizadas por la litología sedimentaria desde el margen noreste de Cerro Negro hasta la sección oeste de Machete. Según Latreille et al., (1983) la secuencia alcanza un grosor máximo de 914 m hacia el este de Zuata y un mínimo de 30 m en Hamaca y Cerro Negro. La secuencia suprayace de manera discordante sobre el basamento del Precámbrico en el Área de Cerro Negro y en Zuata sobre la sección del Paleozoico.

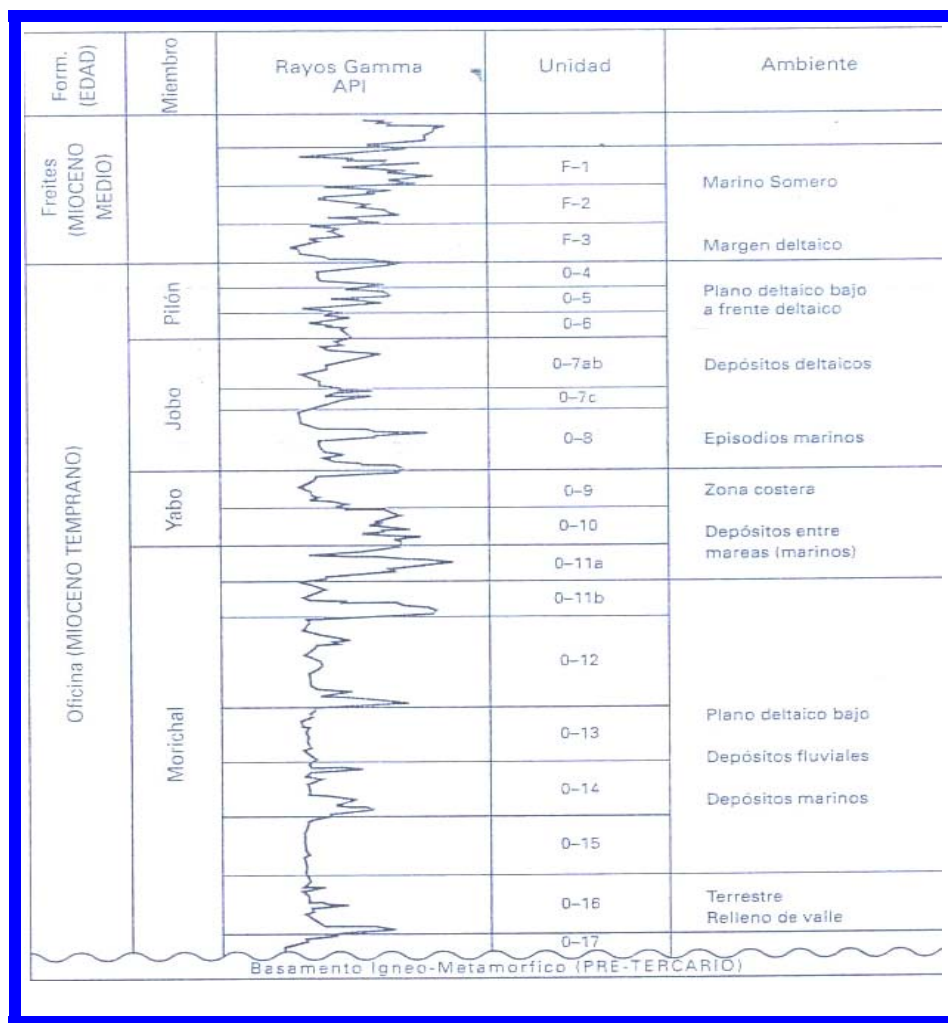


Figura 7. Columna Estratigráfica del área de Cerro Negro, del pozo PCN-7 (Tomado del libro WEC).

- Terciario: la columna sedimentaria de la Faja está representada por tres ciclos regresivos-transgresivos, ocurridos durante el Oligoceno y Mioceno (Bolli, 1983). El primer ciclo es el más antiguo del Terciario y está restringido al Oligoceno (Formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas). Este se extiende desde el área de Machete y el noreste de Zuata. Sedimentológicamente, esta facie es interpretada como una barra distributaria de desembocadura ligeramente retrabajada y depósitos de costa baja interestratificados con pantano. En este ciclo se reportan algunas

acumulaciones de hidrocarburo. Los ciclos dos y tres son del Mioceno y representan los más importantes del Terciario en lo concerniente a la acumulación de petróleo, se subdividen en cinco unidades litoestratigráficas informales, las cuales pueden ser regionalmente correlacionadas y representan intervalos alternantes de areniscas y lutitas.

- Depósitos Post-Mioceno: en la Faja corresponden a unidades predominantemente arenosas con carácter continental (Formación Las Piedras), la cual suprayace discordante sobre sedimentos del Mioceno en Cerro Negro y Hamaca. Su extensión se reduce a estas dos áreas y su edad definida como Mioceno-Plioceno Superior (González de Juana et al., 1980).

En resumen, el Terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco está representado por una secuencia muy corta que incluye sedimentos del Oligoceno y el Mioceno, depositados en provincias continentales influenciadas por ambientes costeros de la cuenca de Venezuela, como es evidente por la interacción de influencias marinas y continentales. Durante la fase transgresiva ocurren algunas fuertes incursiones marinas, mientras la influencia continental se hace más evidente en el norte durante la fase regresiva. Como consecuencia tres ciclos regresivos son identificados en el área, más claramente expresados en el norte, que se truncan hacia el sur. La distribución de facies de las diferentes unidades identificadas en los ciclos indican la existencia de grandes olas de mareas dominados por deltas (Galloway, 1975) (**Figura 8**).

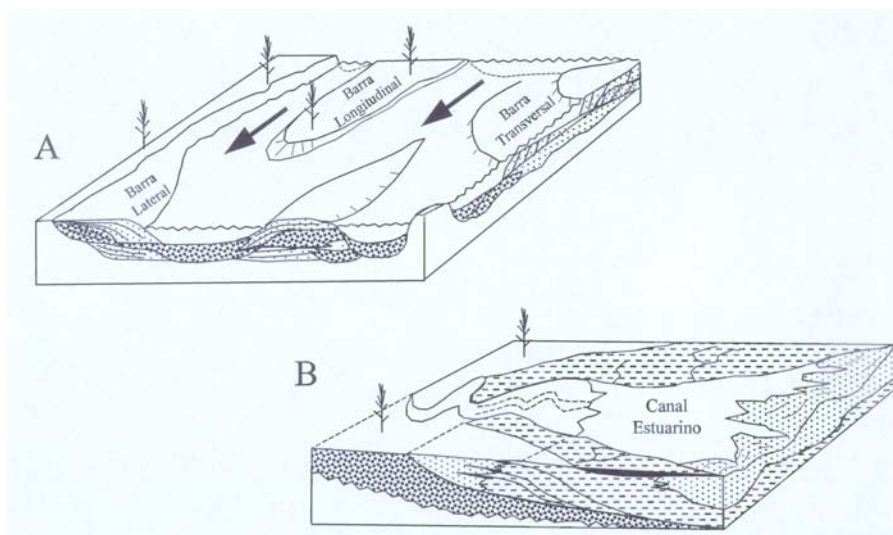


Figura 8. Modelos esquemáticos que explican los estilos de sedimentación interpretados en el área en estudio. A) Modelo deposicional fluvial de baja sinuosidad con barras longitudinales, laterales, transversales, etc., que caracterizan la parte media inferior de Morichal, y B) Asociación de canales fluviales y barras en un estuario, con influencia de mareas, que caracteriza la parte media superior de Morichal (esquema tomado de Galloway y Hobday, 1996)

## **CAPITULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Interpretación sísmica estructural**

Consiste en ubicar en profundidad los horizontes de interés, a partir de las secciones sísmicas. El objetivo principal de este análisis es establecer un modelo geológico estructural del subsuelo, y ello se logra mediante la correlación de las secciones sísmicas junto a la información geológica disponible

Son varias las etapas por la que atraviesa el trabajo de un interprete sísmico; todas y cada una de ellas son fundamentales para que el resultado de la interpretación arroje resultados satisfactorios para el estudio; por supuesto demás esta recordar que el éxito de esta fase del sondeo sísmico depende directamente de la pulcritud de las dos primeras fases (adquisición y procesamiento). El esquema de actividades del intérprete 3D a nivel de yacimiento es el siguiente:

##### **3.1.1 Carga de Datos**

En principio, los datos deben estar cargados, es decir, el resultado de los datos procesados deben ser colocados dentro del sistema computarizado que se utilizara para la interpretación. Los datos que van a ser cargados son sometidos a una prueba que se lleva a cabo para verificar la calidad de los mismos. Además de los datos sísmicos, también se carga la información de pozos (SP, Gamma Ray, Densidad, Sónico, Check Shot, etc).

##### **3.1.2 Calibración Sísmica-Pozo**

Para realizar la calibración sísmica-pozo es necesario elaborar un sismograma sintético, ya que esta es una herramienta fundamental para la integración de datos, porque permite al intérprete la correlación en profundidad.

La generación de sismogramas sintéticos tiene como principio el obtener una traza sísmica con base a los registros sónicos y densidad, extrayendo los coeficientes de reflexión que son convolucionada con una ondícula teórica (**figura 9**). Esta

reflexión sísmica ocurre debido a un cambio del contraste entre las propiedades acústicas de las diferentes capas del subsuelo.

Para generar el sismograma sintético es necesario utilizar los registros de pozos que aportan información directa para el cálculo del coeficiente de reflexión (R), estos son el registro sónico expresado en  $\mu\text{seg/pie}$  (inverso de la velocidad) y el registro de densidad expresado en  $\text{gr/cm}^3$ .

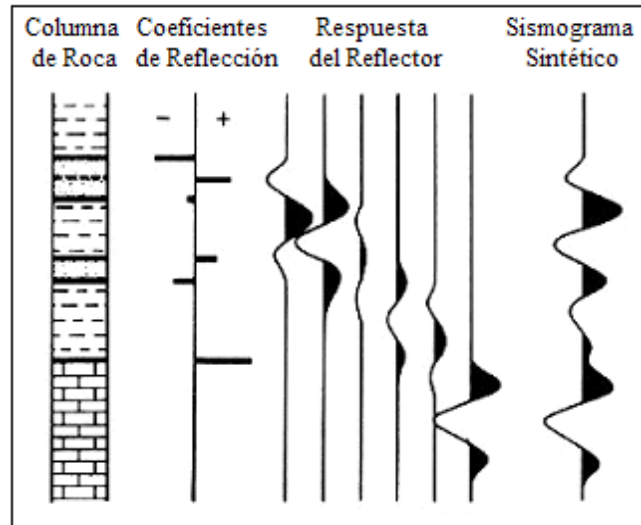


Figura 9. Generación de un sismograma sintético

Según Márquez (1999) el principal problema que presenta la generación del sismograma sintético es el de obtener la ondícula más adecuada, para que una vez convolucionada con los coeficientes de reflexión, permita obtener una respuesta similar a los datos sísmicos de cada levantamiento en particular. Para ello, usando programas de procesamiento convencionales, se tiene la capacidad de generar diversos tipos de ondícula (Ricker, Klauder, Pasabanda, etc.) o también extraer la ondícula a partir de los datos sísmicos. En cualquiera de los casos, son tomados en cuenta los valores de fase y frecuencia para obtener al final una respuesta semejante a la sísmica que facilite la correlación.

### 3.1.3 Resolución Sísmica Vertical

La resolución sísmica es la menor distancia existente entre dos interfaces litológicas que producen reflexiones, lo que permite visualizarlas de manera separada. Existen dos tipos de resolución: vertical y horizontal, las cuales están controlados por el ancho de banda de la señal. En este estudio nos enfocaremos en la resolución sísmica vertical.

La resolución vertical depende de la longitud de onda dominante, la cual se define como la relación entre la velocidad de la onda y la frecuencia dominante.

Para una reflexión en el tope de una capa delgada y otra en la base, existe un límite de cuán cercanos pueden estar en caso de ser separables. Este límite depende del espesor de la capa.

La longitud de onda dominante de las ondas sísmicas está dada por la siguiente relación:

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

donde:  $V$  = velocidad

$f$  = frecuencia dominante

Las estructuras profundas deben tener mayores espesores que aquellas que se encuentran a menor profundidad para que tengan buena resolución.

El límite aceptable para la resolución vertical es generalmente la cuarta parte de la longitud de onda. Este límite depende del nivel de ruido contenido en los datos sísmicos. A veces, cuando el coeficiente de reflexión y los eventos no se distinguen fácilmente, el criterio de  $\lambda/4$  es muy grande; y otras veces, cuando las amplitudes de los eventos son identificadas con facilidad, el criterio es muy restringido. El efecto de resolución se muestra en el modelo sintético de acúñamientos (**figura 10**).

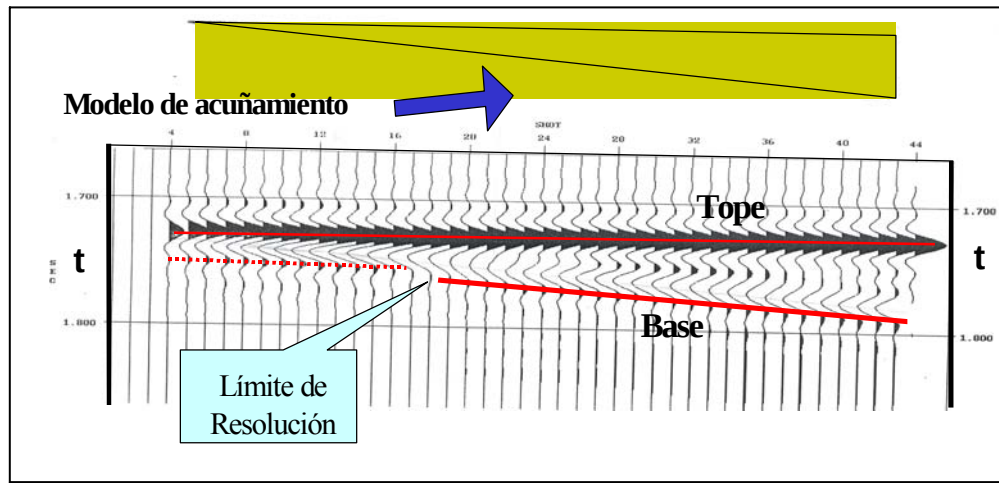


Figura 10. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.

La habilidad de resolver o detectar pequeños objetivos puede mejorar aumentando la frecuencia dominante de los datos apilados.

El proceso de deconvolución pretende aumentar la resolución vertical ampliando el espectro y comprimiendo la ondícula sísmica.

### 3.1.4 Interpretación de Horizontes

Una vez generado el sismograma sintético e identificado los reflectores que indican los topes geológicos de las formaciones se procede a la interpretación de horizontes, la cual consiste en realizar una correlación de los marcadores geológicos vs reflectores sísmicos ya definidos.

Esta correlación de horizontes se lleva a cabo uniando con una línea continua marcadores geológicos presentes en una sección sísmica. Cabe destacar que los marcadores geológicos son datos duro del pozo. A partir de la primera correlación se comienza a interpretar sistemáticamente en distintas direcciones, obteniendo así un mallado.

### 3.1.5 Interpretación de Fallas

Esta consiste en ubicar los planos de fallas en las diferentes secciones sísmicas. Aquí se debe observar la interrupción o cambio de continuidad de los horizontes, ya interpretados en cada línea y traza sísmica. Para disminuir el grado de incertidumbre de la localización exacta de la falla, también se verifica con una sección en tiempo o “time slices”.

#### 3.1.5.1 Cubo de Coherencia

El Cubo de Coherencia es un atributo que mide la coherencia entre trazas vecinas y resalta las incoherencias presentes entre ellas, típicas en zonas donde hay fallas. ¿Pero que es coherencia?. Para responder a esta pregunta nos apoyaremos en la definición dada por Marfurt et al; (1998), “Coherencia es una medida de cambios laterales en la respuesta sísmica causada por variación en estructura, estratigrafía, litología, porosidad, o presencia de hidrocarburo”.

De modo que el Cubo de Coherencia mide la coherencia dada por una traza sísmica. Por eso este atributo es tan usado para definir patrones estructurales y definir cambios estratigráficos debido a la presencia de canales, barras, etc.

Como se muestra en la **figura 11**, se tiene el cubo de datos sísmicos, se toma un punto en el arreglo de datos y se observa la correlación con sus ocho vecinos inmediatos. Esta correlación es medida en un número de muestras determinadas que se llamará ventana de correlación. Al variar esta ventana se pueden ver diferentes escalas de coherencia, es decir, mayor o menor detalle en la correlación. Si se quiere detallar rasgos pequeños se escogen ventanas pequeñas, pero para resaltar grandes eventos se usan ventanas de mayor tamaño.

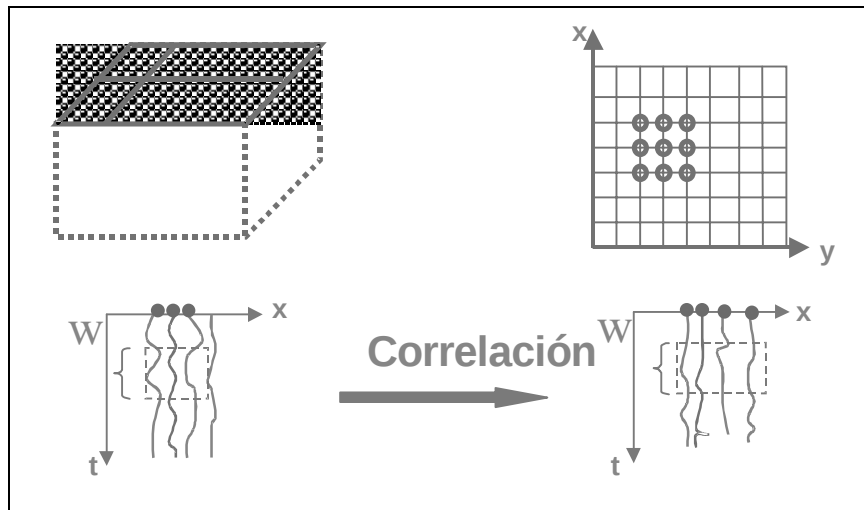
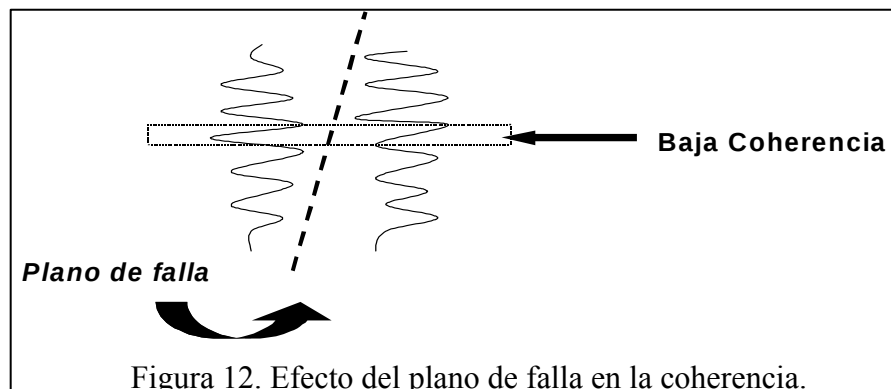


Figura 11. Esquema de correlación para el cubo de coherencia.

El resultado del cálculo es un coeficiente de correlación que es asignado a ese punto del arreglo, que sirve de centro de la ventana. Este procedimiento se va repitiendo por todos los datos del cubo sísmico de modo de obtener otro cubo de datos que reflejan la coherencia entre una traza y sus vecinos.

En la **figura 12** se observa el efecto de un plano de falla en la coherencia de los datos sísmicos. Ante la presencia de un plano de falla se tiene baja coherencia debido a que los estratos han sido desplazados verticalmente, y al comparar la traza de un lado de la falla con otra en el otro bloque fallado se encuentra una incoherencia, ya que se están comparando eventos diferentes en el mismo nivel de tiempo o profundidad. De esta manera las fallas presentes en la zona son resaltadas, dando como resultado una definición del patrón estructural del área, las terminaciones de fallas y cierres estructurales.



### 3.1.6 Mapas estructurales en tiempo

Una vez que los horizontes y las fallas han sido identificadas e interpretadas, se elaboran los mapas estructurales en tiempo para cada nivel geológico interpretado. La obtención de estos mapas se basa en la generación de una malla a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y su posterior interpolación para la generación de contornos.

### 3.1.7 Conversión tiempo-profundidad

Los métodos para convertir los datos sísmicos a profundidad son numerosos y dependen de la cantidad de información disponible en el área y su geología. Todos ellos necesitan conocer el campo de velocidades promedio hasta el evento de interés. Existen varios métodos para obtener estas velocidades. Uno es usando los tiros de verificación o “checkshot” y los sismogramas sintéticos, los cuales nos proporcionan la relación tiempo-profundidad, de donde podemos obtener las velocidades promedio hasta la zona en estudio. La información obtenida por este método es puntual, por lo que se pueden generar mapas de velocidades si contamos con una buena distribución areal de pozos con datos de velocidades.

Otro método consiste en calcular velocidades intervállicas, a partir de las velocidades de apilamiento y luego, calibrarla con los “checkshot”.

Y el último método es a partir de una buena distribución de registros en pozos con velocidades, crear un cubo de velocidades igual al volumen sísmico interpretado. Este método se lleva a cabo utilizando los “checkshot” y los sismogramas sintéticos

disponibles, así como las velocidades de apilamiento, siempre y cuando dichas velocidades muestren la misma tendencia. Usando los horizontes y fallas en tiempo se crea un modelo de velocidades interválica para así, pasar los horizontes y fallas de tiempo a profundidad.

### **3.1.8 Mapas estructurales en profundidad**

Ya finalizado el modelo de velocidades y obtenido la conversión tiempo-profundidad se procede a la calibración de los marcadores geológicos con la superficie con polígono de falla obtenido en profundidad para obtener un mapa estructural calibrado en profundidad.

## **3.2 Atributos sísmicos**

Con la finalidad de extraer las características estructurales y estratigráficas de los datos sísmicos se hace uso de los atributos sísmicos. Estos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas derivadas de los datos sísmicos (Chen y Sydney, 1997). Algunos son más sensibles que otros a propiedades específicas de yacimientos; otros son mejores revelando anomalías en el subsuelo que son difíciles de detectar y algunos han sido usados directamente, como indicadores de hidrocarburos Según Chen y Sydney (op. cit) los atributos sísmicos pueden ser clasificados en instantáneos, interválicos y volumétricos. Esto depende de si son aplicados a un horizonte, una ventana definida entre dos horizontes o a un volumen de datos respectivamente.

Una vez extraídos, los atributos pueden ayudar al intérprete a seguir eventos débiles, delinear fallas, caracterizar yacimientos y predecir las propiedades del mismo entre pozo y pozo.

### **3.2.1 Atributos instantáneos**

Amplitud Sísmica: esta función lee el valor de la traza en el horizonte seleccionado. Es uno de los atributos más útiles que existen, se usa para identificar

puntos brillantes, canales, etc. Tiene buena correlación con parámetros petrofísicos como espesor y porosidad.

### **3.2.2-Atributos interválicos**

Los mapas son calculados integrando los atributos a través de la ventana dada, asumiendo que la función es lineal entre muestras, siguiendo una regla trapezoidal. Físicamente está relacionada con el logaritmo de la impedancia acústica ( $\log AIC$ ). La variación de estos mapas puede ser relacionada con variaciones de densidad, porosidad, litología, etc. Estos atributos son muy útiles en la caracterización de yacimientos.

- **Amplitud Pico Promedio:** representa el valor promedio de todos los picos en una ventana. Estos picos pueden ser máximos locales, es decir, los picos negativos también son promediados. Pequeños y grandes valores pueden ser usados con indicador directo de hidrocarburos.
- **Amplitud RMS:** mide la reflectividad en una ventana en tiempo o profundidad. Es la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de las amplitudes, dividido entre el número de muestras existentes. Puede ser usado como indicador directo de hidrocarburos en una zona.
- **Energía Sísmica Promedio:** es el cuadrado de la Amplitud RMS. Es una medida de la reflectividad en una ventana en tiempo o profundidad y puede ser usado para representar indicadores de hidrocarburo en una zona.
- **Diferencia de Amplitud:** computa la diferencia de la Amplitud sísmica entre la parte más profunda y más superficial de la fuente.
- **Valor Absoluto de Amplitud:** es la suma de las amplitudes absolutas entre el número de muestras por traza dentro de la ventana de análisis. Identifica anomalías de amplitud y secuencias características estratigráficas.
- **Promedio de Energía:** es el cuadrado de las amplitudes dividido entre la suma del número de muestras en la ventana de análisis. Identifica anomalías de amplitud y secuencias características estratigráficas.
- **Energía Total:** es la suma del cuadrado de las amplitudes.

- Menor Porcentaje: determina amplitud de umbral. Es el número de muestras de menor umbral  $<90$  entre el número de muestras de la ventana de análisis multiplicado por cien. Identifica secuencias transgresivas y regresivas y tendencias estratigráficas.
- Promedio de Fuerza de Reflexión: es la raíz cuadrada de la traza real al cuadrado sumado a la traza al cuadrado. Identifica anomalías de amplitud y secuencias características estratigráficas y zonas de canales.

### **3.2.3-Atributos Volumétricos**

Son calculados sobre un volumen de datos. Pueden ser de una traza o múltiples trazas, es decir, tomar traza por traza para el cálculo, o tomar varias trazas y promediar, asignando el valor del atributo al centro del subvolumen de trazas. Ejemplo cubo de coherencia (sección 3.1.5.1).

Otra clasificación interesante la realizó Chen (1997) mostrando un esquema donde presenta las categorías de atributos sísmicos basados en las características de atributos del yacimiento (**figura 13**).

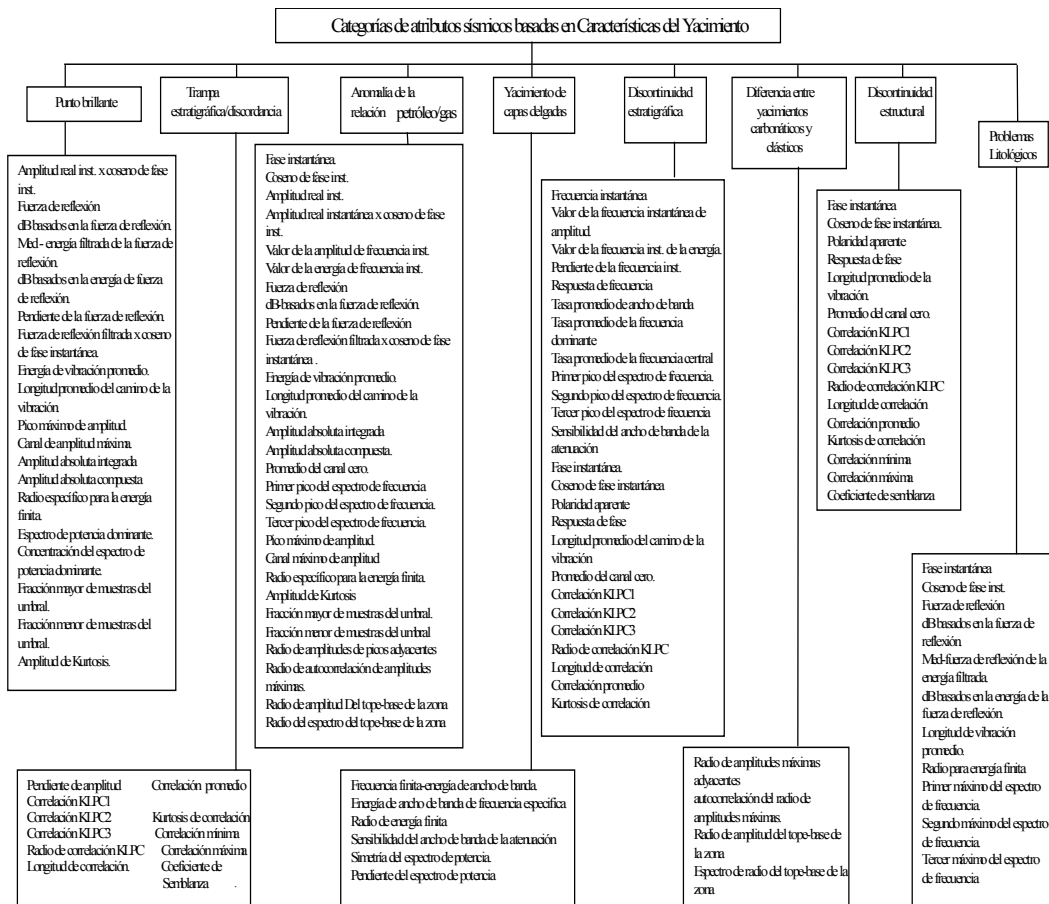


Figura 13. Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento. Tomado de Chen (1997).

### 3.3 Atributos Estructurales

A continuación se describen los diferentes tipos de atributos que se utilizan para el análisis de mapas. Este tipo de atributos permite resaltar y visualizar rasgos estructurales, tendencias de fallas y alineaciones.

**Buzamiento:** Este atributo mide los cambios en tiempo o profundidad entre traza y traza a través de un mallado refinado del orden de los microsegundos. Este atributo tiene como principal función dar claras indicaciones de la ubicación (rumbo y buzamiento) de las fallas para delinear mejor los patrones estructurales de una zona.

El resultado será un plano que tendrá una magnitud de buzamiento en milisegundos por unidad de distancia x 100, dada por la relación:

$$DIP = [(dt/dx)^2 + (dt/dy)^2] \times 100$$

donde dt/dx será la dirección del buzamiento en el eje X y dt/dy será la dirección del buzamiento en el eje Y.

**Rumbo:** el mapa de rumbo muestra la dirección de la máxima pendiente en grados. Si el valor del rumbo es de cero grados, este se encuentra alineado con el norte verdadero, los cuales reciben el nombre de alineación. La respuesta del atributo es el resultado de comparar cada horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales y viene expresado en:

$$\text{Rumbo} = \arctg [(dt/dx) + (dt/dy)]$$

**Buzamiento – Rumbo:** es la combinación de ambos mapas, buzamiento y rumbo, y los resultados serán anomalías de cambios de buzamientos con orientaciones preferenciales. Su utilidad se basa en el hecho de que cuando se gráfica sobre mapas estándares (bien sea de rumbo o buzamiento), las fallas pueden o no aparecer, dependiendo de la relación de su rumbo y/o buzamiento con el del horizonte interpretado

### 3.4 Estudio Petrofísico

#### 3.4.1 Propiedades físicas medidas.

Según Zambrano y Martínez (2004) el conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de las formaciones. Casi toda la producción de hidrocarburos se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en un yacimiento depende de su porosidad, entre otros parámetros. Se requiere el volumen

de la formación que contiene hidrocarburos para calcular las reservas totales y determinar si son comerciales.

Para determinar la productividad de un yacimiento, es necesario saber con que facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso, lo cual a su vez depende de la manera en que los poros están intercomunicados.

Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología, pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y producción de un yacimiento, Zambrano y Martínez (2004).

### **3.4.2-Propiedades Petrofísicas**

#### **3.4.2.1-Volumen de arcilla ( $V_{sh}$ )**

Para realizar una evaluación petrofísica confiable, es indispensable conocer el volumen de arcillas ( $V_{sh}$ ) que se encuentra en las arenas. Esta variable afecta significativamente el cálculo de saturación de fluidos, debido a que tiende a disminuir el valor de resistividad. La estimación del volumen de arcilla se realiza generalmente a través del registro de rayos gamma en aquellos pozos donde éste exista. En los pozos que no tienen registros de rayos gamma, se emplea el perfil de SP. También se pueden usar otros indicadores de arcilla como son perfiles de resistividad, densidad, neutrón y sónico, Zambrano y Martínez (2004).

#### **3.4.2.2-Saturación de agua ( $S_w$ )**

La fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua se la llama “saturación de agua” y se simboliza  $S_w$ . A la fracción restante contentiva de petróleo o gas, se le denomina saturación de hidrocarburos, notándose como  $S_h$ , la cual, obviamente, será igual a  $(1 - S_w)$ .

En su estado irreducible, a la saturación de agua se le denomina saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ), y ésta no fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

Se determina a partir de perfiles eléctricos, específicamente a partir de una medición de resistividad profunda, utilizando las siguientes herramientas: inducción, doble inducción, laterolog o doble laterolog, Zambrano y Martínez (2004).

### 3.4.2.3-Saturación de agua irreducible (Swi)

La saturación de agua irreducible se calcula a partir del gráfico cruzado Resistividad total (Rt) vs Saturación de agua (Sw). El corte de la tendencia asintótica con el eje de las abscisas va a representar el valor de Swi, Zambrano y Martínez (2004).

### 3.4.2.4-Saturación de agua en formaciones arcillosas (Sw)

La presencia de arcillas en una formación altera tanto la porosidad como las medidas de resistividad de la formación. Esto se debe a que la conductividad de una formación arcillosa no es una función única del agua de formación contenida en el espacio poroso, sino también de la conductividad del agua adherida a las arcillas.

Para determinar la saturación de agua (Sw), en formaciones arcillosas existen muchos métodos, en esta investigación se trabajó empleando el método de Simandoux, que aplica para sistemas de arcilla dispersa (Rivas, 2003).

#### Modelo de Simandoux

Este modelo se basa en que la conductividad (1/Rt) de una arena arcillosa se puede expresar de la siguiente manera:

$$1/R_t = (\phi^m / a R_w) S_w^n + (V_{sh} / R_{sh}) S_w$$

donde:  $V_{sh}$  y  $R_{sh}$  son el volumen y la resistividad de arcillas respectivamente.

Para  $m=n=2$ , ésta se convierte en una ecuación de segundo grado de la forma  $ax^2 + bx - c = 0$ .

La siguiente expresión es la ecuación de Simandoux para calcular  $S_w$ , si  $m=n=2$ :

$$S_w = [ (a R_w / \phi^2 R_t) + [ (a R_w V_{sh}) / (2 \phi^2 R_{sh}) ]^2 ]^{1/2} - [ (a R_w V_{sh}) / (2 \phi^2 R_{sh}) ]$$

donde:

Sw: saturación de agua (adimensional)

n: exponente de saturación (adimensional)

a: factor de tortuosidad (adimensional)

Rw: resistividad del agua de formación (ohm-m)

$\phi$ : porosidad total de la formación (adimensional)

m: exponente de cementación (adimensional)

R<sub>t</sub>: resistividad de la formación (ohm-m)

Cuando se usan valores de m y n distintos de 2, no se debe usar la ecuación expresada para S<sub>w</sub> en estos modelos, ya que ésta es el resultado de la solución de la ecuación de segundo grado (suponiendo que m=n=2).

Para estos casos se recomienda usar la ecuación original expresada en la conductividad verdadera de la formación, 1/R<sub>t</sub> y usar métodos iterativos para solucionar la ecuación no cuadrática.

#### **3.4.2.5-Parámetros de corte**

Para la determinación de los parámetros de corte del volumen de arcilla (V<sub>shcorte</sub>) representa gráficamente el volumen de arcilla contra la saturación de agua.

La porosidad efectiva de corte ( $\phi_{\text{corte}}$ ) se obtiene relacionando la porosidad contra volumen de arcilla. Los resultados obtenidos de las pruebas de producción, efectuadas en zonas con arcillosidades, indicaran los parámetros de corte para determinar los espesores de arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP), Zambrano y Martínez (2004).

#### **3.4.2.6-Arena Neta (AN)**

Se define como Arena Neta a la suma de los intervalos dentro de la arena de interés que tengan un volumen de arcillosidad menor o igual al obtenido del parámetro de corte, es decir, se consideran todos los valores iguales o inferiores al valor de corte de volumen de arcilla, Zambrano et al. (2004).

#### **3.4.2.7-Arena Neta Petrolífera (ANP)**

Se define como Arena Neta Petrolífera a la fracción de Arena Neta que contiene una saturación de agua menor al valor de corte y una porosidad mayor al valor de corte, Zambrano et al. (2004).

#### 3.4.2.8-Porosidad ( $\phi$ )

Es una de las características petrofísicas más importantes de la roca-yacimiento, ya que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables.

Según Zambrano y Martínez (2004), la porosidad por definición, es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, y el volumen total de roca. Esta fracción corresponde a lo que llamamos porosidad total ( $\Phi_t$ ). La porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total, siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser extraídos.

Se puede obtener el valor de porosidad de una formación de los perfiles de densidad, neutrónico, sónico y resonancia magnética nuclear.

El cálculo de porosidad total se determina a partir de la expresión:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{leido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

donde:

$\rho_{matriz}$ : densidad de la matriz de roca (gr/cc). Para matriz arenisca el valor es 2.65 gr/cc.

$\rho_{leido}$ : densidad en el intervalo de interés (gr/cc)

$\rho_{fluido}$ : densidad del fluido (gr/cc)

#### 3.4.2.9-Permeabilidad

Es una medida de la capacidad del espacio poroso para permitir el paso de fluidos a través de él. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma, Zambrano y Martínez (2004). Darcy determinó en 1856 que cuando se hace pasar un fluido de cierta viscosidad a través de un cilindro de arena con un área transversal A y una longitud L, y sobre cuyos extremos se ha aplicado una diferencia de presiones, la tasa de flujo Q, que pasa por el cilindro en un tiempo determinado, es directamente proporcional al área y a la diferencia de presiones e inversamente

proporcional a la viscosidad y la longitud. La unidad de permeabilidad es el “Darcy” y se representa con el símbolo K.

La **figura 14** muestra la esquematización de la Ley de Darcy para la determinación de la permeabilidad de un material

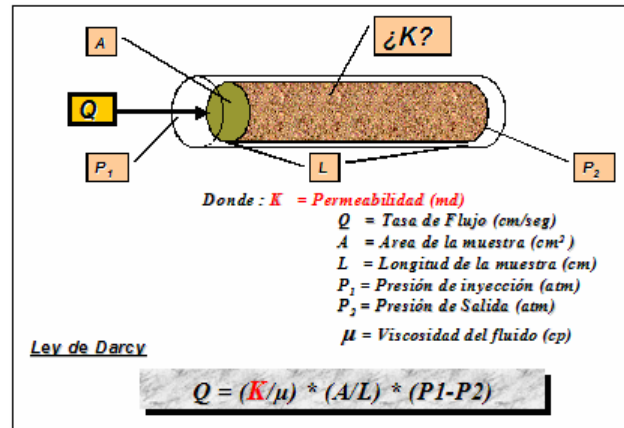


Figura14. Ley de Darcy y su representación esquemática

La permeabilidad se determina relacionando la porosidad de la formación de interés y la saturación de agua irreducible, a partir de la ecuación de Timur. La ecuación de permeabilidad de Timur tiene la siguiente expresión:

$$K_{(md)} = \frac{0.136 * \phi^{4.4}}{Swi^2}$$

donde:  $K$  = Permeabilidad (md)

$\phi$  = Porosidad (porcentaje)

$Swi$  = Saturación de agua irreducible (fracción)

### 3.4.2.10-Resistividad

La resistividad eléctrica de un material es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es ohmio-m. Una corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua intersticial, que satura a la estructura porosa de la formación, solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas. Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación, sobre todo en la parte no invadida del yacimiento, Zambrano et al. (2004).

### **3.4.3-Registros de rayos gamma naturales**

La curva de rayos gamma (GR) es un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. El registro de GR indica la radioactividad natural de las formaciones.

Según Zambrano y Martínez (2004), aunque son relativamente sencillos, el registro de la curva GR es bastante útil e informativo. Entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencian rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Definen los límites de las capas y permite la correlación entre ellas.
- Proporcionan una indicación de la arcillosidad de las capas.
- Ayudan en la identificación de la litología.
- En el caso de la curva de GR, detecta y evalúa depósitos de minerales radioactivos, y permite detectar zonas limpias (de baja arcillosidad).

#### **3.4.3.1-Rayos gamma (Gamma Ray)**

Esta herramienta capta emisiones de radioactividad muy bajas que se producen en forma natural, como resultado del decaimiento de tres elementos radioactivos: Torio, Uranio y Potasio, los cuales se encuentran en las arenas y lutitas, Zambrano et al. (2004).

El GR es registrado en unidades API, usualmente desde cero a la izquierda, hasta un valor arbitrario a la derecha, comúnmente 150 de estas unidades. La profundidad de investigación de esta herramienta es de 6-12 pulgadas, siendo mayor para formaciones de baja densidad (alta porosidad) que para las de alta densidad. La resolución vertical de esta herramienta es de alrededor de 3 pies.

Los elementos radioactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son impermeables, mientras que se encuentran en menor proporción en los carbonatos y en las arenas, las cuales son generalmente permeables. El registro GR puede

distinguir zonas permeables, por lo que es una herramienta excelente para la identificación de las lutitas.

Además de definir litología, se usa también para estimar la arcillosidad de las formaciones. El perfil se puede correr en hoyo revestido o sin revestir, característica que permite su uso en pozos viejos ya entubados.

#### **3.4.4-Registros de Resistividad**

Según Zambrano et al. (2004), los registros de resistividad miden la resistividad de la formación. Estos registros son indicadores del tipo de fluido presente en la formación y suministran información complementada con otros perfiles sobre litología, textura, facies, sobre – presiones y características de roca madre, siendo estos parámetros los utilizados frecuentemente para correlacionar. Además, aportan valores para cálculos petrofísicos tales como, saturación de agua de la zona lavada, invadida y no invadida.

La unidad de medida de los registros de resistividad es el ohmio - metro y se representan en escala lineal y logarítmica.

El principio de funcionamiento de estas herramientas de resistividad se basa en un cuadripolo, es decir, dos electrodos de corriente A y B, por medio de los cuales se introducen corrientes en la formación, y dos electrodos de potencial M y N, donde se miden los voltajes. Las herramientas para medición de la resistividad varían dependiendo del arreglo de los electrodos.

##### **3.4.4.1-Perfil de Inducción (ILD)**

Mide la conductividad de una formación en el subsuelo, la cual es la inversa de su resistividad. En unidades comúnmente usadas, la conductividad es equivalente a 1000/ resistividad en ohm-m. Este registro tiene una resolución vertical de cerca de 4 pies.

#### **3.4.4.2-Herramienta de Densidad Compensada (FDC)**

Este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación. La densidad se expresa en  $\text{gr/cm}^3$ . Esta herramienta conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos (registro de neutrones).

#### **3.4.4.3 Perfil Neutrónico (CNL)**

El perfil CNL reporta la porosidad de la formación. Este perfil puede correrse tanto en hoyo abierto como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo, por lo que este perfil es útil para evaluar pozos viejos, donde no se había corrido un perfil de porosidad. La herramienta CNL es raramente corrida por sí sola. Normalmente es corrida en combinación con el FDC y GR.

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones rápidos y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el número de neutrones lentos, contados por los detectores, sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos en la vecindad del pozo. Al contar el número de neutrones lentos que llegan a los detectores, se puede determinar la porosidad de la formación. La relación dada por el cociente entre los índices de pulsaciones del detector cercano y lejano,  $N_n/N_f$ , es medida y relacionada con la porosidad de la formación.

Mientras la relación  $N_n/N_f$  depende principalmente de la porosidad, existe también una dependencia significativa en la litología, debido a que la matriz de la formación contribuye algo en la desaceleración y captura de los neutrones.

## CAPITULO IV

### METODOLOGIA

#### 4.1 Base de Datos

Una de las actividades iniciales de este trabajo fue la revisión, recopilación, actualización y validación de toda la información disponible sobre los modelos geológicos estructurales y estratigráficos de la zona. Esta información se encuentra con más detalle en el Capítulo I (sección Trabajos Previos) y en el Capítulo II (Marco Geológico).

El sector Cerro Negro tiene un área aproximada de 1200 km<sup>2</sup>, mientras que el área de proyecto abarca aproximadamente 82 km<sup>2</sup>. En la **figura 15** se muestra un mapa base del área seleccionada para el proyecto.

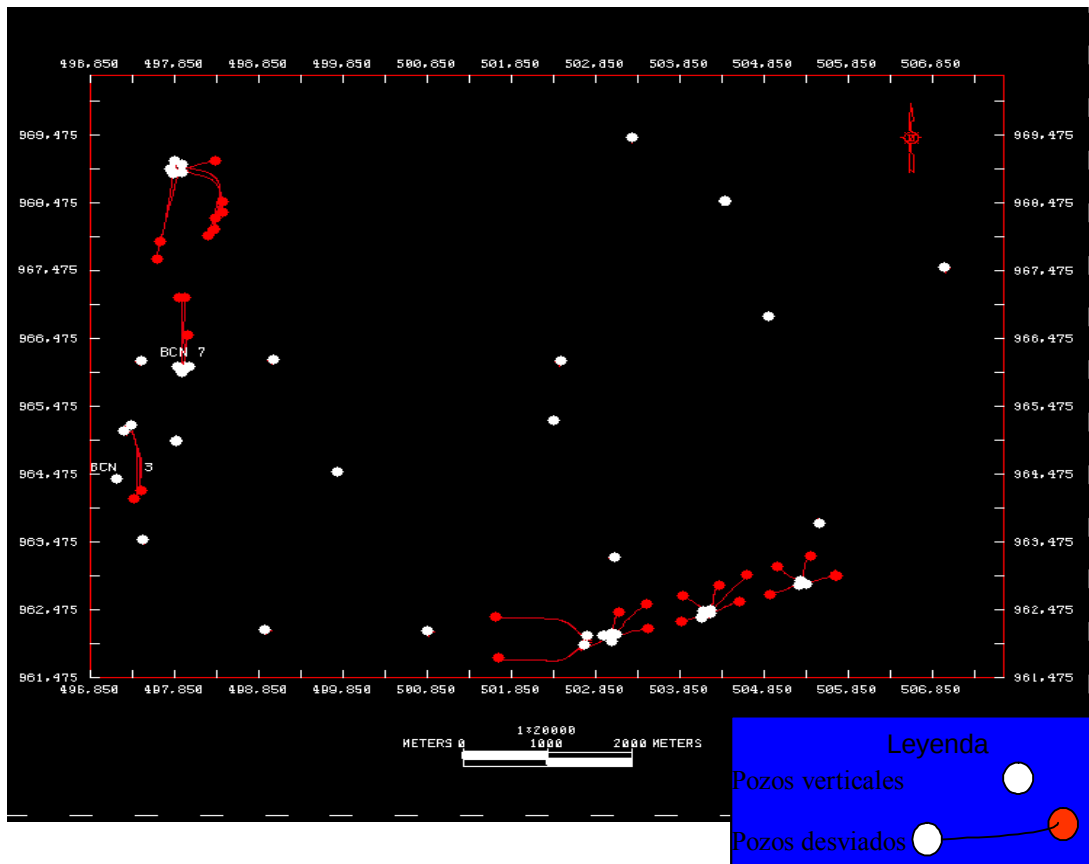


Figura 15. Mapa base del área de trabajo con los 52 pozos.

Con estos datos iniciales se elaboró un proyecto llamado Tesis\_Bitor en la plataforma *Landmark™*, en este proyecto se cargaron los datos del cubo sísmico con un área de 82 km<sup>2</sup> y un tiempo de grabación de 2500 milisegundos (**figura 16**); también se cargaron los pozos, los registros de los pozos y los marcadores geológicos definidos en la zona.

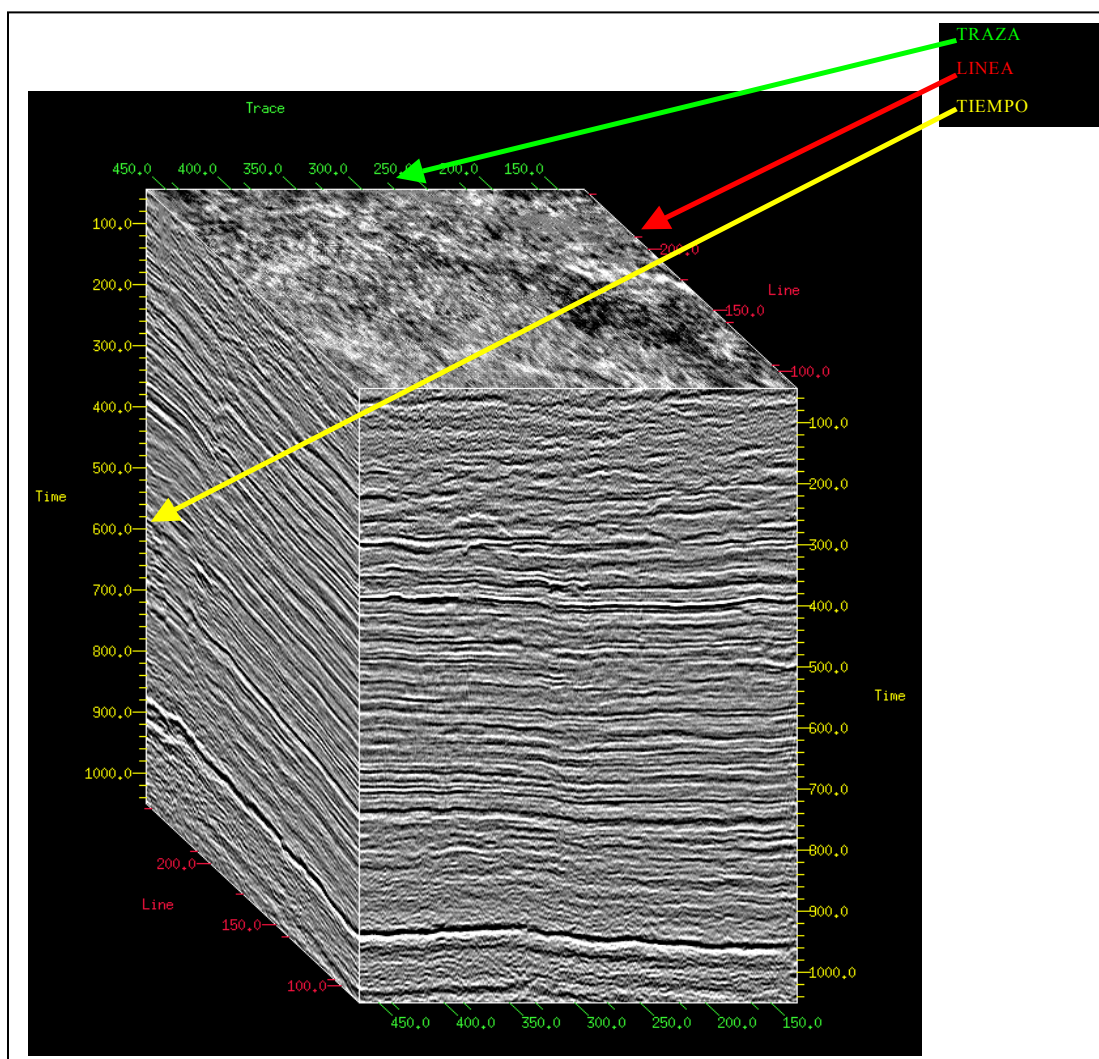


Figura 16. Cubo sísmico post-apilamiento.

Se realizó una revisión de todos los registros contenidos en los 98 pozos presentes inicialmente en el área y se seleccionaron aquellos que contenían la información más completa de los registros (Rayos Gamma, Sónico, Densidad,

Resistividad y “*Check Shot*”) y que estuviesen contenidos en el intervalo de interés de 2000 a 4000 pies, con un total de 52 pozos distribuidos en el área, (**figura 15**). Los registros de los pozos claves para la interpretación estructural fueron revisados y editados, como requisitos indispensables en la generación de los sismogramas sintéticos para la calibración con el pozo.

Como se nombró anteriormente, del total de los pozos solo dos contenían tiros de verificación sísmica “*check shot*”, por lo que se tuvo que asignar a aquellos pozos desprovistos de funciones de tiempo-profundidad (tabla T-Z), utilizando los criterios de proximidad entre los pozos, manteniendo aproximadamente la misma elevación entre ellos y evitando cambios estructurales importantes entre los mismos.

Dichos pozos contienen la información base y el modelo estratigráfico representadas por los marcadores geológicos y datos de saltos de fallas, indispensables para un buen amarre de la interpretación estructural con los datos geológicos.

Se cargaron todos los marcadores geológicos disponibles para la zona, entre ellos se encuentran Tope Basamento (TBasamento), Tope Pilón (TPilón), Tope Freites (TFreites), Las Piedras (TLasPiedras) y MFS-17.

#### 4.2 Calibración sísmica-pozo

Se escogieron inicialmente los pozos que tuvieran registros de “*check-shot*” dentro del área en estudio. Luego se verificó que estos pozos tuviesen, registro sísmico (DT), densidad (RHOB), marcadores geológicos y que estuviesen cubiertos por los datos sísmicos 3D.

Con todos estos parámetros establecidos solo quedo un pozo confiable para la construcción del sismograma sintético (**Tabla 1**).

Tabla 1. Pozo con “*check-shot*” utilizado para generar el sismograma sintético.

|       | Check shot | Sónico | Densidad | Rayos gamma |
|-------|------------|--------|----------|-------------|
| BCN-7 | X          | X      | X        | X           |

Este pozo presentó una correspondencia considerable con respecto al marcador principal Basamento, que es el reflector más fuerte y continuo utilizado como clave para el amarre. Debido a que el pozo BCN-7 se encontraba al borde de la sísmica, se hizo necesario asignar las curvas T-Z originales de pozos a aquellos que no la tenían, para poder calibrar la sísmica con los pozos y ajustar así los topes con los reflectores sísmicos interpretados.

Es importante señalar que la calibración sísmica-pozo del área en estudio se dificultó debido a la poca información de registros sísmicos disponibles. Los datos de la curva T-Z del pozo BCN-7, fue de gran utilidad para el momento de llevar los registros a tiempo en función de la sísmica y así tener una mejor idea de la posición del marcador interpretado en el pozo con relación a la línea sísmica más cercana.

#### **4.3 Elaboración de Sismogramas Sintéticos.**

Con el propósito de calibrar los reflectores seleccionados con los topes geológicos, fueron generados los sismogramas sintéticos de aquellos pozos que disponen de la información de registro sísmico, densidad y “check shot”. Esto se logra mediante la aplicación *Syntool<sup>TM</sup>* bajo la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*. Este programa calcula la función de reflectividad; multiplicando los valores de velocidad obtenidas del registro sísmico del pozo, por los valores de densidad obtenidos del registro de densidad. La función de reflectividad convolucionada con una ondícula teórica (Ricker) o una ondícula extraída de la sección sísmica en tiempo en la ventana de interés, la cual se importa a la aplicación *Syntool<sup>TM</sup>* desde *Seisworks<sup>TM</sup>*, obteniendo de esta manera el sismograma sintético.

El único pozo elegido fue BCN-7, dado que este era el único que contaba con los registros necesarios para dicha realización. Para este trabajo se realizó un sismograma sintético solamente, este se encontraba cercano al borde del cubo sísmico y fue algo impreciso calibrar sísmica-reflector con el sismograma debido a la baja resolución sísmica en el borde.

Para el pozo BCN-7 se usaron los registros de densidad y sísmico, este último previamente corregido por el registro “check shot”. Se estimó una ondícula sobre la

ventana de interés (680 a 940 ms) y otra ondícula teórica (Ricker de 50 Hz), con la finalidad de comparar las respuestas obtenidas y seleccionar aquella que más se ajustara a los horizontes de la sísmica. Luego la traza seleccionada se despliega en la sección sísmica, para correlacionar y amarrar los horizontes generados en el sintético (**figura 17**). Se observó que para las dos ondículas utilizadas las trazas sintéticas generadas son similares.

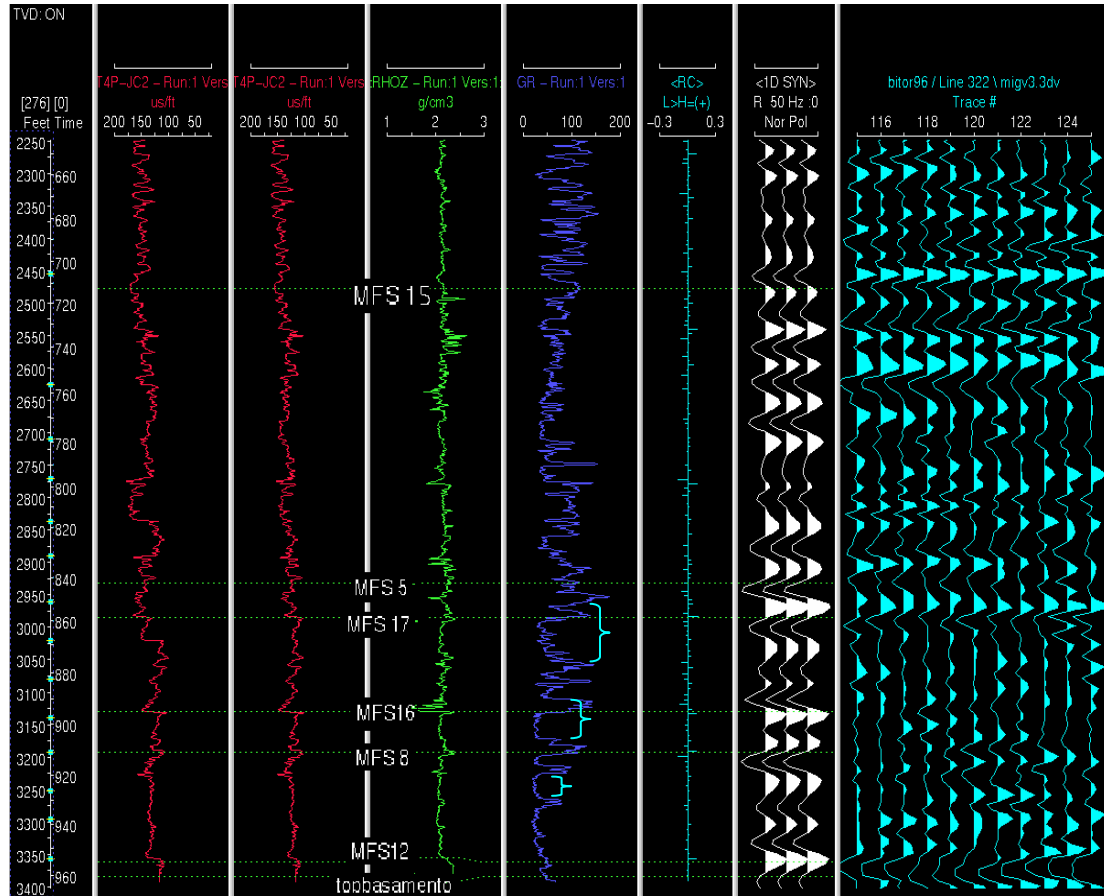


Figura 17. Sismograma Sintético del Pozo BCN-7.

Nótese en la **figura 17**, la correspondencia lateral entre el sismograma sintético y sísmica. En ambos sismogramas se observan los marcadores de las Formaciones Oficina, Miembro Pilón (MFS-15), Miembro Morichal (MFS-17) y Basamento (TBasamento) que constituyen en sí, los topes de las formaciones interpretadas en esta zona de interés para la investigación.

Para el pozo BCN-7 tanto el registro de densidad como el sónico solo fueron corridos entre el Miembro Pilón y Basamento, por ello el sismograma sintético se definió solo para ese espacio. En la **figura 17** se observan claramente en el registro de rayos gamma las intercalaciones entre paquetes de arena y lutita apuntando esto a un mayor interés en esta área, perteneciente a la Formación Oficina. Los paquetes de arenas en el sismograma están seleccionados con un símbolo de llave azul para ubicarlos con mayor facilidad en el registro rayos gamma. También se puede notar que el contraste de impedancia acústica está dominada principalmente por la litología (posiblemente la densidad del medio) y no permite sísmicamente obtener reflexiones claramente identificables y correlacionables en el intervalo de interés.

Después de evaluar la calibración sísmica-pozo y la respuesta de los horizontes sísmicos de interés respecto a los registros sónicos y densidad, se puede apreciar una leve tendencia al aumento de la velocidad e impedancia acústica en presencia de arenas, lo que hace difícil la separación arena/lutita desde el punto de vista sísmico.

#### **4.4 Resolución sísmica vertical**

La resolución sísmica vertical ( $\lambda/4$ ), se define como el mínimo espesor en el cual, puede diferenciarse por reflectores distintos, el tope y la base de un estrato y estas son detectadas basándose en la diferencia de tiempos de reflexión presentes en una traza sísmica. Para espesores por debajo de este valor los reflectores se unirán en uno solo llamado efecto “*tunning*”, y la amplitud del reflector resultante será más grande que la amplitud de los reflectores de otros horizontes en el área (Widess, 1973).

La resolución sísmica vertical ( $\lambda/4$ ) se obtiene dividiendo por un factor 4 la relación  $\lambda=v/f$ , donde  $\lambda$  es la longitud de onda,  $v$  es la velocidad interválica y  $f$  la frecuencia dominante de la información sísmica. De este modo  $\lambda/4=v/4f$ =resolución sísmica vertical.

Para este cálculo se realizó el análisis del espectro de amplitud en la ventana de interés (680-940 milisegundos) generado en la aplicación “Poststack” de la plataforma *Lanmark<sup>TM</sup>*. Posteriormente se calculó la frecuencia dominante siendo esta de 50 Hz para luego hallar la resolución sísmica vertical (**figura 18, tabla 2**).

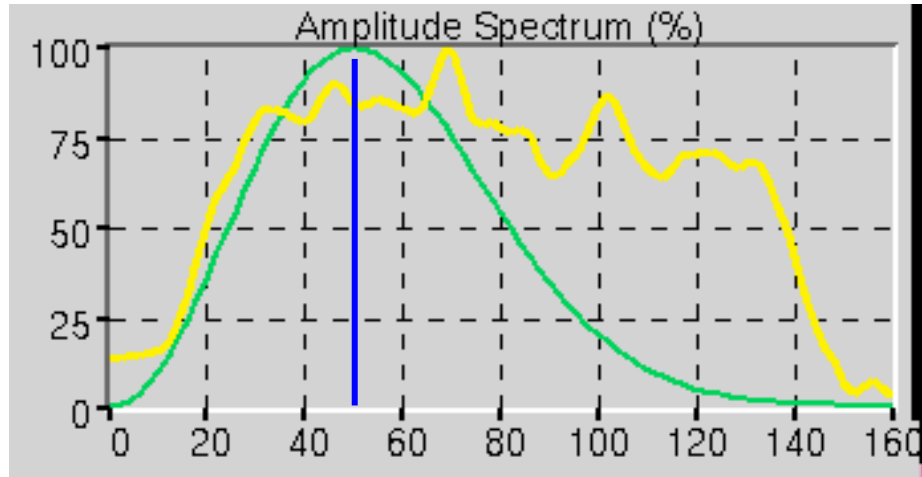


Figura 18. Frecuencia dominante (50 Hz).

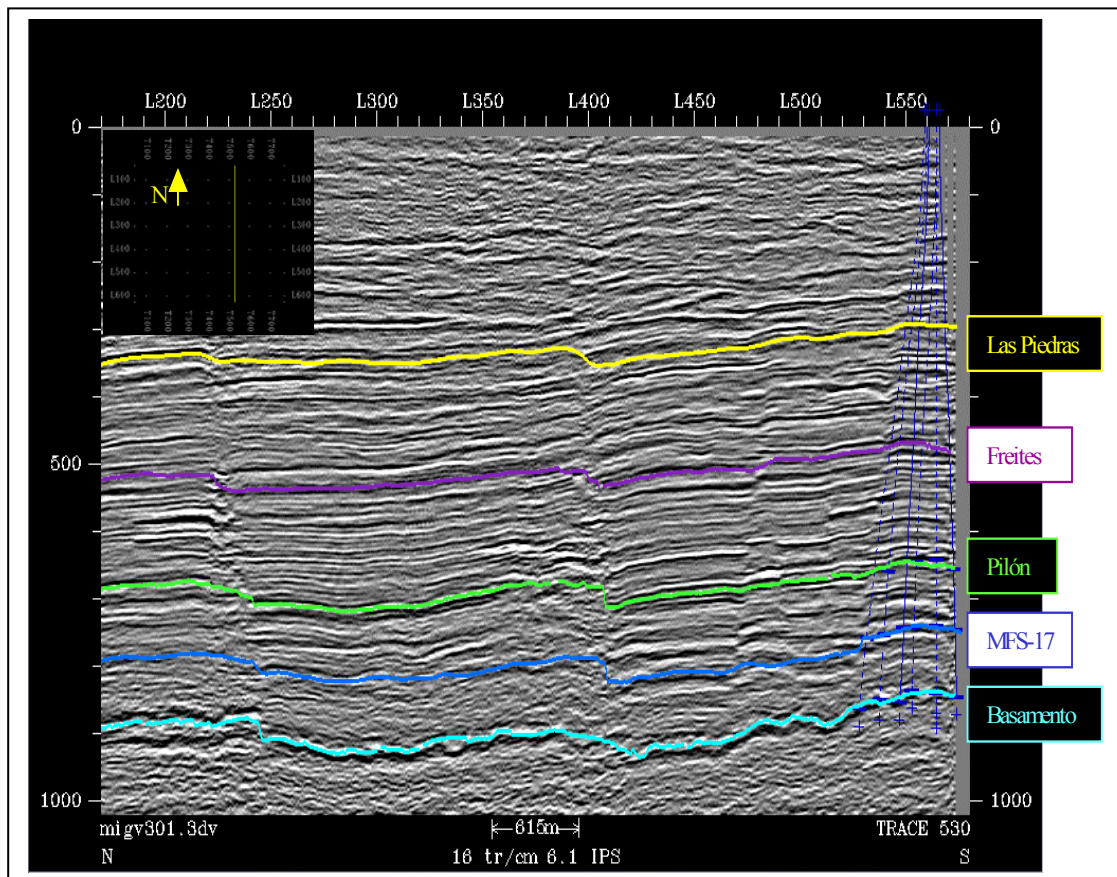
Tabla 2. Resolución vertical estimada para el área Bitor por intervalos.

| Pozo  | Intervalo<br>(mseg) | Velocidad<br>media<br>(pies/seg) | Frecuencia<br>Dominante<br>(Hz) | Resolución<br>Vertical ( $\lambda/4$ )<br>en pies |
|-------|---------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|
| BCN-7 | 600 a 850<br>mseg   | 10531ft/seg                      | 50                              | 52 ft                                             |

La resolución vertical para la sísmica 3D indica que las arenas dentro del intervalo de interés es menor a 52 pies de espesor, por lo tanto se tendrán reflexiones únicas para cada paquete.

#### 4.5 Interpretación de Horizontes

Una vez establecida la correspondencia reflector sísmico–marcador geológico, se procedió a interpretar el tope de la Formación Oficina (Miembro Pílon), Basamento, Las Piedras y Freites; con el fin de elaborar el marco estructural del área. La interpretación del horizonte consistió en dibujar al reflector correspondiente a lo largo de secciones sísmicas “inline” y “crossline”. Esta interpretación se realizó cada 10 líneas con orientación norte-sur y 10 trazas con orientación este-oeste para de esta forma garantizar luego una interpolación entre líneas y trazas (**figura 19**). De este modo se construiría una malla de líneas interpretadas.



La interpretación se llevó a cabo bajo la aplicación *Seiswork*<sup>TM</sup> 3D de *Landmark*<sup>TM</sup>. Todas las formaciones interpretadas fueron asociadas a reflectores de fase mínimo de acuerdo con la información obtenida del sismograma sintético. Luego

se realizó la interpolación en todo el volumen sísmico para completar la interpretación entre las líneas y trazas restantes para cada uno de los horizontes, por medio de la aplicación “ZAP!”, la cual constituye la herramienta de correlación automática de horizontes. Finalmente, aún persistían pequeños espacios sin interpretar, por la cual se optó a interpolar y obtener los horizontes en tiempo (**figura 20**).

La buena distribución y cantidad de pozos disponibles (52), facilitó la interpretación, especialmente en zonas donde existe ruido sísmico y poca calidad en la imagen sísmica.

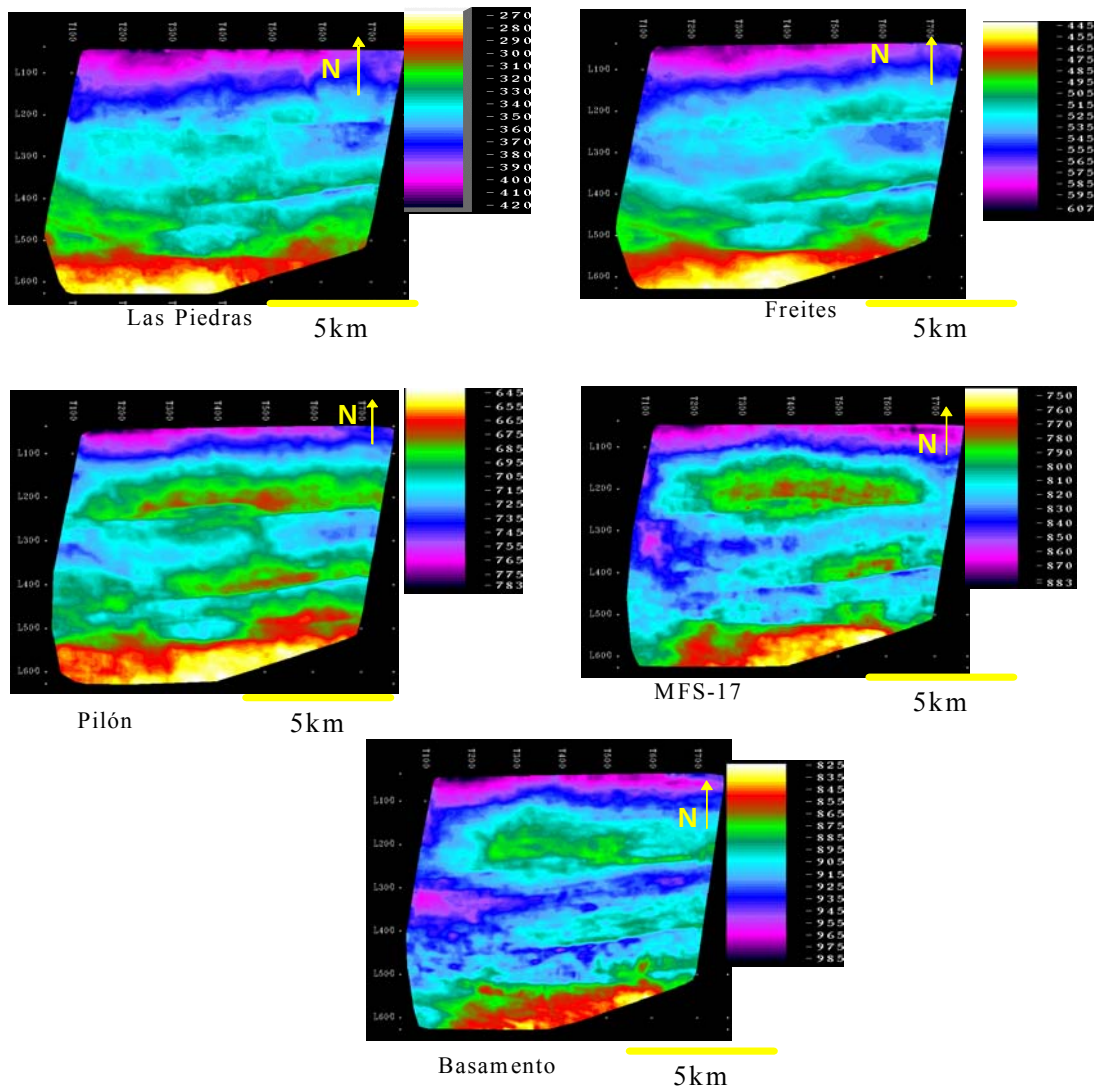


Figura 20. Horizontes interpretados en tiempo en el área de estudio.

#### 4.6 Interpretación de Fallas

Para esta etapa de interpretación de fallas, se procedió en primer lugar a generar un cubo de coherencia con la finalidad de observar con mayor claridad todas las fallas presentes en la sísmica.

El cubo fue creado para todo el volumen sísmico pero solo se muestra el correspondiente a los 600 y 1000 milisegundos (**figura 21**), ya que esta corresponde a la zona de interés del proyecto. Este se constituyó por “time slices” realizados en primer lugar a cada 24 milisegundos y luego a 4 milisegundos para tener mayor detalle de las estructuras presentes en la sísmica y delimitar patrones estructurales con mayor precisión.

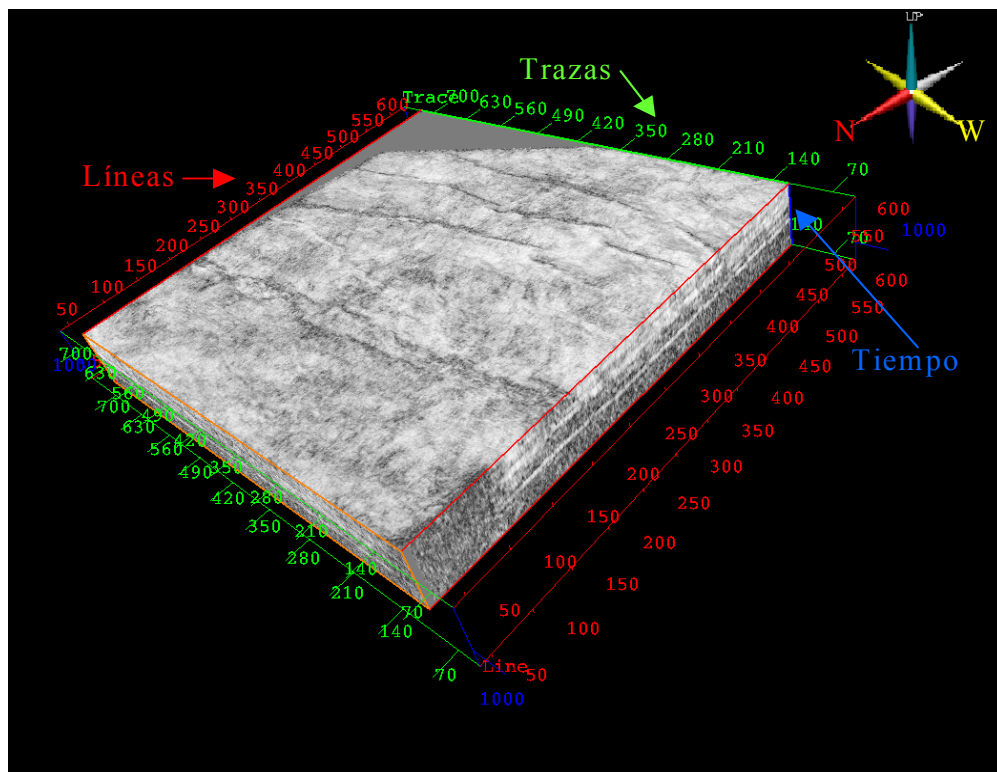


Figura 21. Cubo de coherencia.

En los “time slices” las regiones de la sísmica que presentan gran coherencia son de color gris claro, y las menos coherentes pueden ser de color gris oscuro o

negro. De este modo cuando se observan alineaciones oscuras estas pudieran estar relacionadas con la presencia de una falla o un cambio estratigráfico.

Las fallas fueron interpretadas, en los “time slices” del cubo de coherencia (figura 22) siguiendo las alineaciones oscuras continuas. Para no confundir las fallas entre sí, se le asignó un color a cada una.

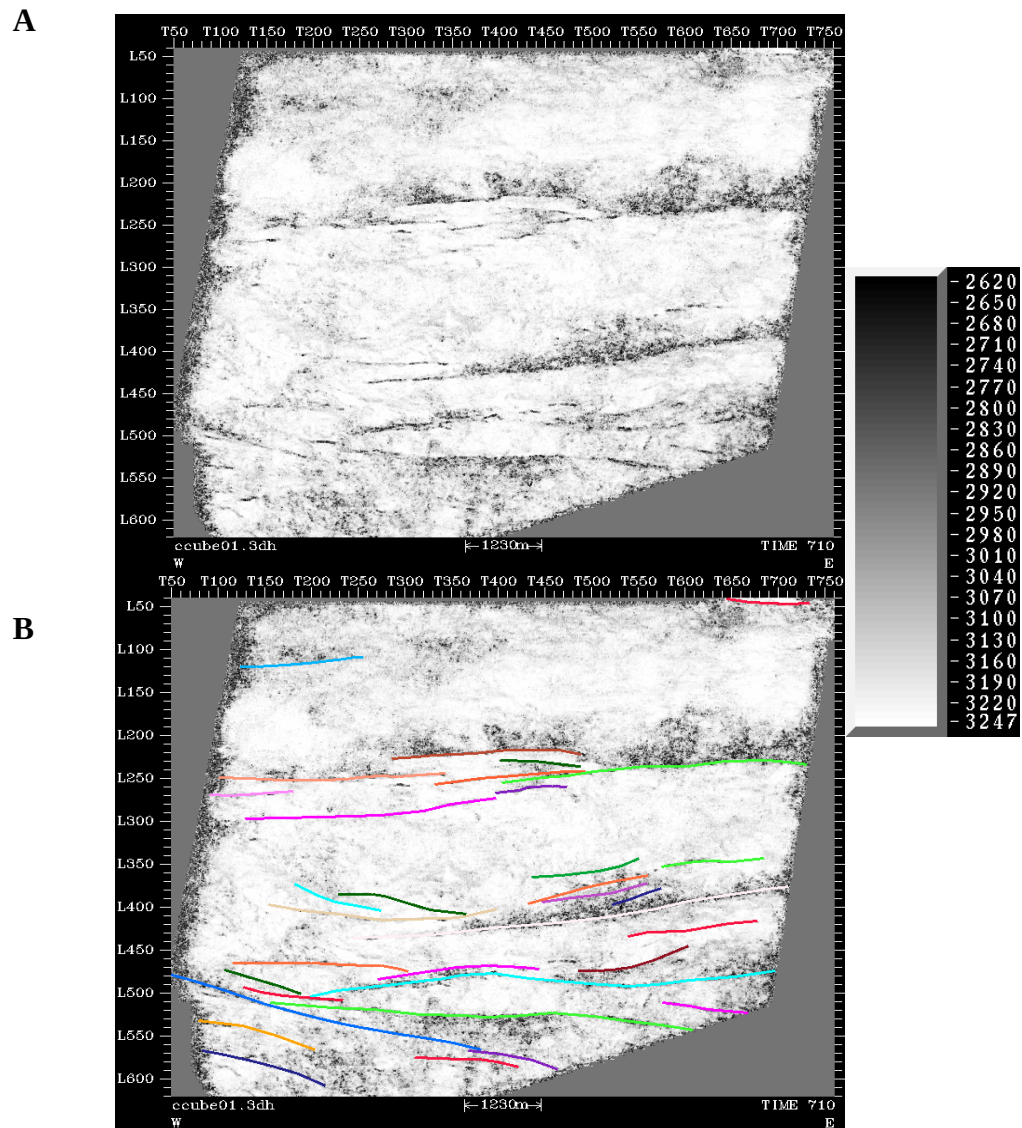


Figura 22. “Time slice” del cubo de coherencia a los 710 ms. **A)** sin las fallas interpretadas, **B)** con las fallas interpretadas.

Una vez definidas las fallas en los “time slices”, se procedió a interpretarlas en las diferentes secciones sísmicas “inline y crossline”, cada 20 secciones, al encontrarse una discontinuidad en un horizonte en particular, se realizaba el correspondiente salto interrumpiendo el horizonte y continuando la interpretación al otro lado del aparente plano de falla, a fin de respetar esta discontinuidad. Al realizar esta parte de la interpretación se contó con la ventaja que las fallas ya habían sido interpretadas en los “time slices” y dicha interpretación se refleja con un símbolo de cruz que indica el buzamiento de la misma (**figura 23**) en las secciones sísmicas. Además de interpretar las fallas, en esta etapa eran confirmadas con la sísmica (**figura 24**).

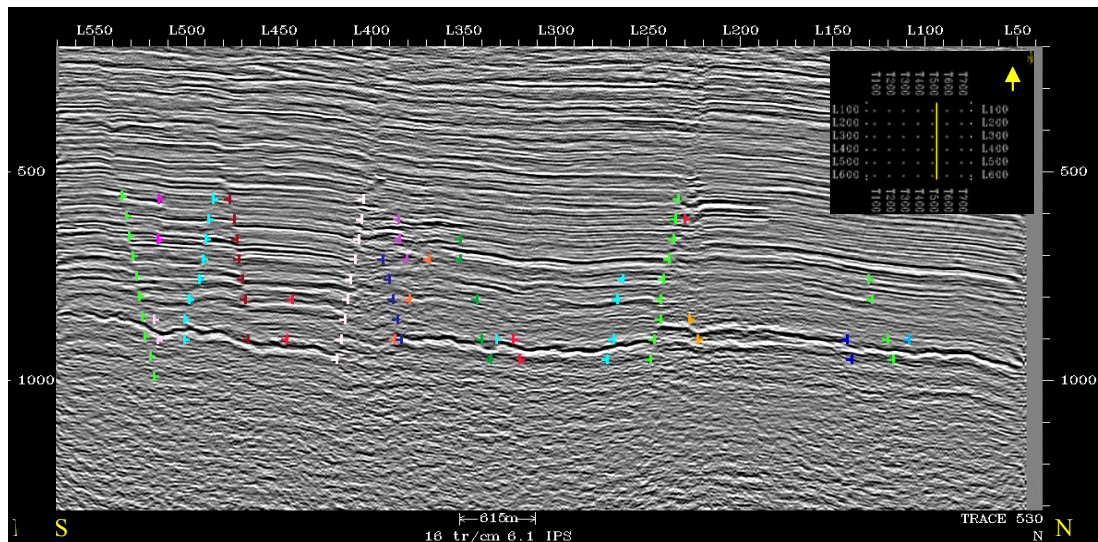


Figura 23. Sección sísmica “crossline” con cruces de fallas interpretadas en “time slices” del Cubo de Coherencia.

Sin embargo, ocurrió el caso que fallas trazadas en líneas sísmicas no correlacionaban perfectamente con las trazadas en los “time slices”. Para solucionar esto se revisaba nuevamente lo trazado en uno y otro lugar y se movía ligeramente hasta hacerlos coincidir, sin renunciar lo indicado por la sísmica “crossline y inline” ni a los criterios geológicos hasta hacerlos coincidir.

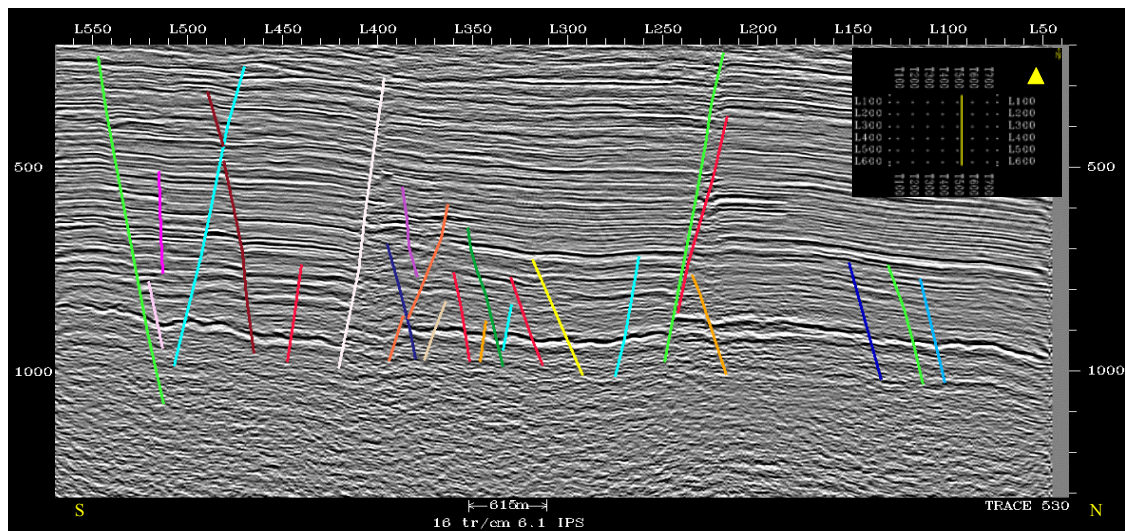


Figura 24. Sección sísmica “crossline” con fallas interpretadas.

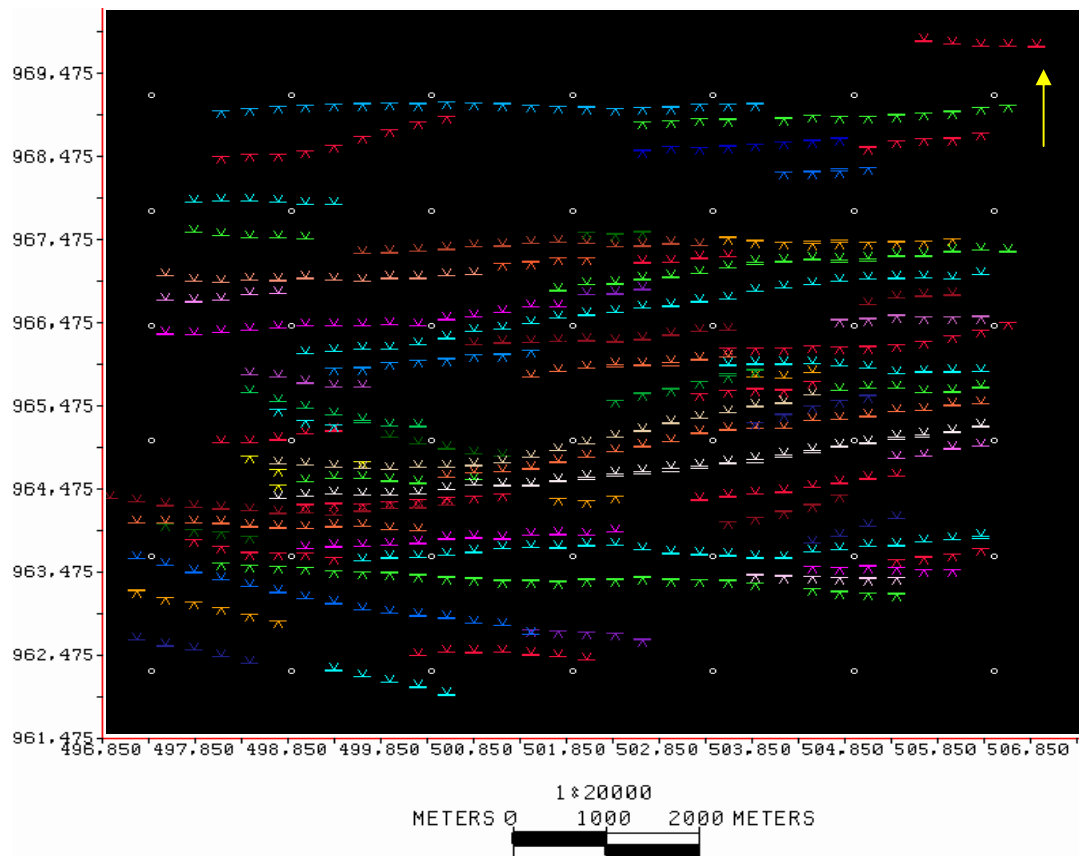


Figura 25. Contactos de fallas del Basamento.

Finalmente, los puntos de corte de los horizontes producen un contacto en cada uno de los lados del mismo, atravesado por la aparente falla (**figura 25**). Estos contactos se unen a través de un contorno que sugiere la extensión o límite de las fallas, definiéndose de esta manera los polígonos de fallas. Estos polígonos fueron dibujados a modo de dejar inscritos en ellos los contactos de la falla a la cual representan (**figura 26 y 27**).

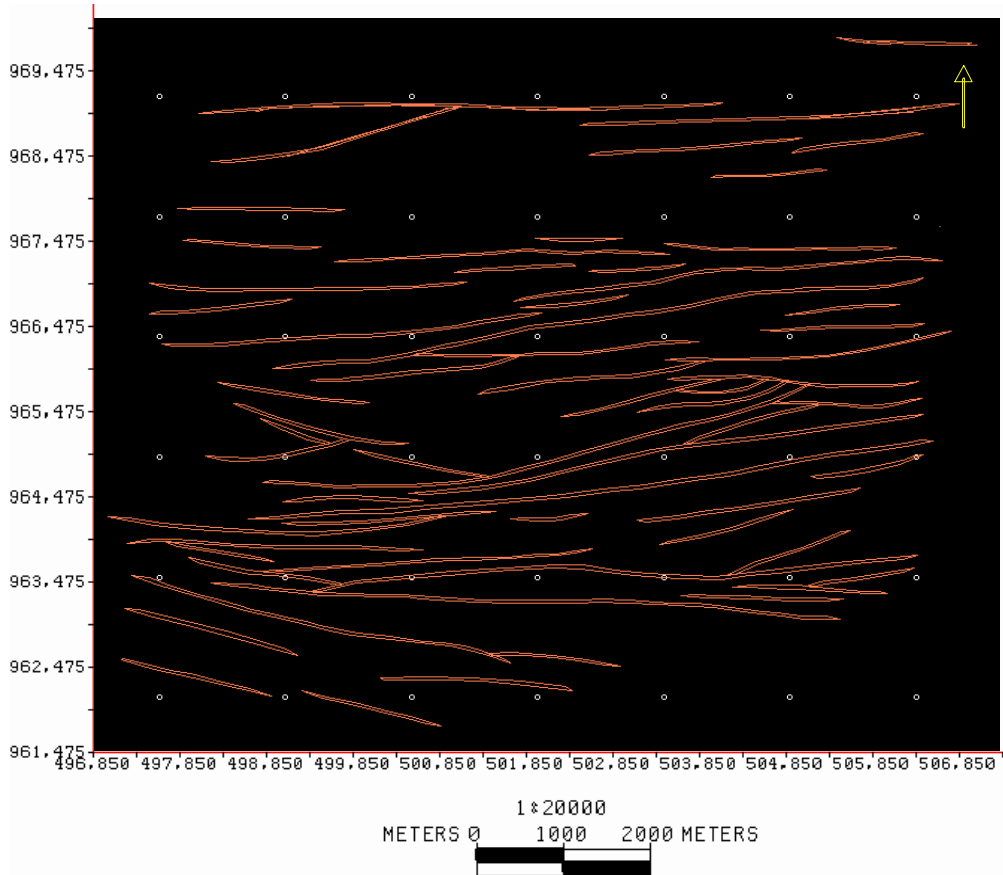


Figura 26. Polígonos de fallas del Basamento.

Para correlacionar las fallas, se verificó que en líneas paralelas estas fuesen iguales en buzamiento, profundidad y salto de falla a lo largo de todas las secciones sísmicas. Con estos criterios se realizó la correlación de las diferentes fallas interpretadas y se cartografiaron en un mapa, para determinar así su extensión areal, este procedimiento se llevó a cabo para cada uno de los horizontes interpretados.

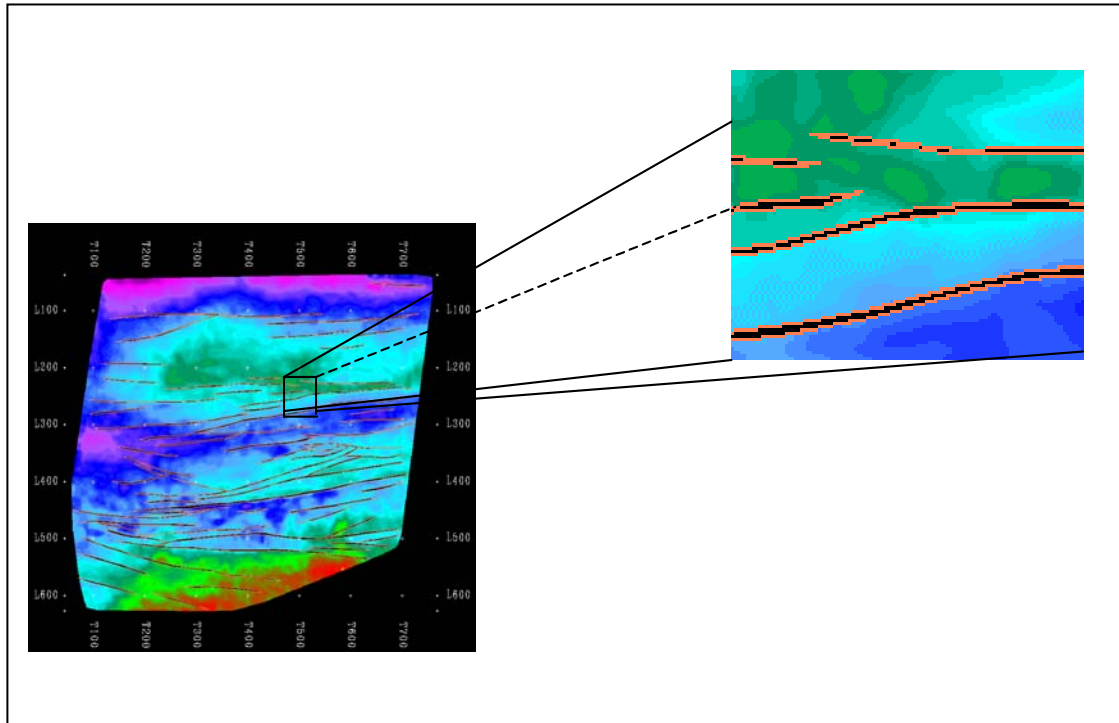


Figura 27. Polígonos de falla sobre el horizonte de Basamento.

#### 4.7 Mapas Estructurales en Tiempo

Al obtener todos los horizontes interpretados y definir los polígonos de fallas en cada uno de ellos, solo faltaba definir los símbolos característicos del tipo de fallas en el mapa según fuera el caso y el buzamiento del plano. Finalmente, se obtendrían los mapas estructurales en tiempo de los cinco horizontes interpretados, tope Basamento, tope Pilón, tope Freites, tope Las Piedras y MFS-17.

El tope de Basamento (Precámbrico) representa el horizonte sísmico interpretado más profundo en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de dicha formación (**figura 28**) se observa gran deformación en la estructura debido a la cantidad de fallas que este presenta. Los valores del tiempo de viaje de la onda sísmica van desde 825 ms al sur hasta los 985 ms hacia el norte. El rumbo aproximado de la estructura es N80E y el buzamiento hacia el norte. Se distinguen tres grupos de fallas que también se observan en los demás horizontes, estas fallas

son de tipo normal debido a que la zona esta asociada a un régimen extensivo. El rumbo de las fallas es: E-O, N80E y N65O. En la zona norte del mapa se observa un grupo de fallas de gran abarque en la zona de rumbo E-O y una de rumbo N80E que se intercepta con la de más área del primer grupo formando en esta zona un gran cierre estructural. En la zona centro-este se observa una falla de rumbo N80E y varias de rumbo E-O que se interceptan con esta, formando varios cierres estructurales importantes y de posible interés de exploración.

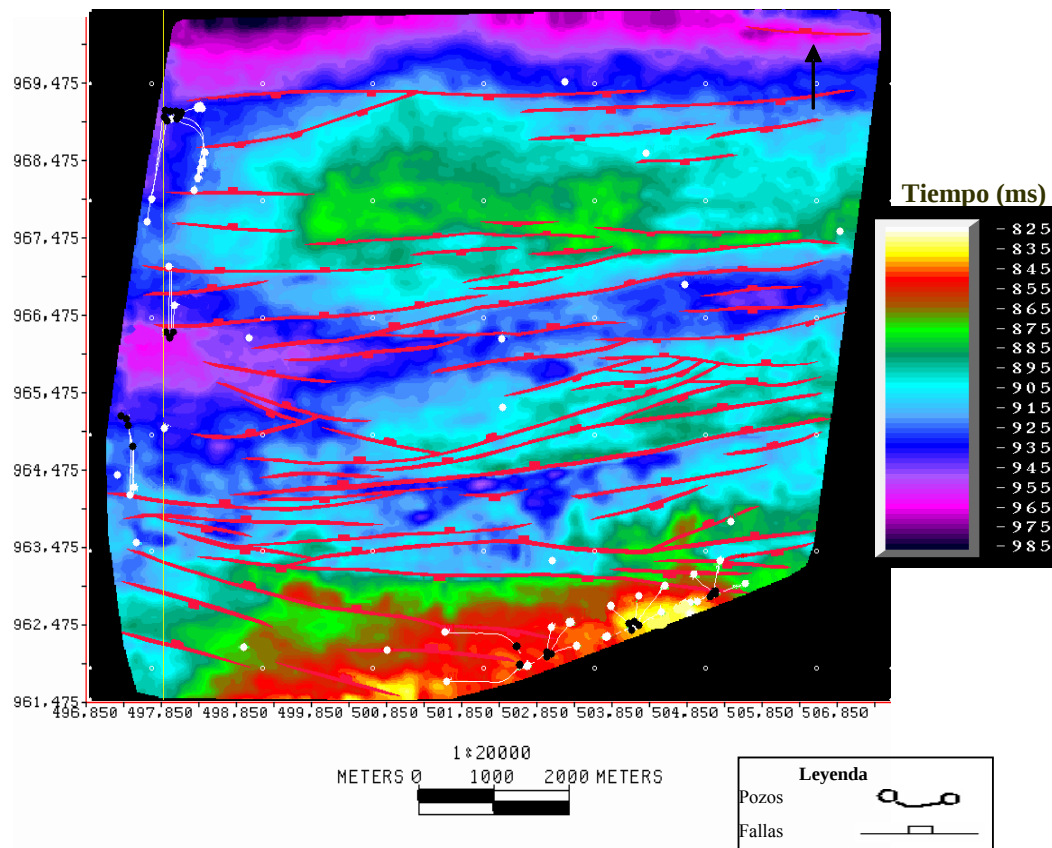


Figura 28. Mapa estructural en tiempo del tope Basamento.

El horizonte sísmico MFS-17 se interpreto entre el tope de basamento y Miembro Pílon (**figura 29**), con el objetivo de realizar un estudio más detallado en la búsqueda de zonas de posible interés petrolífero. El rumbo aproximado de la estructura es similar al del basamento y las demás estructuras que se observan en los

horizontes sísmicos interpretados. El valor de tiempo doble de viaje para este horizonte es de 750 ms hacia el sur y 883 ms hacia el norte.

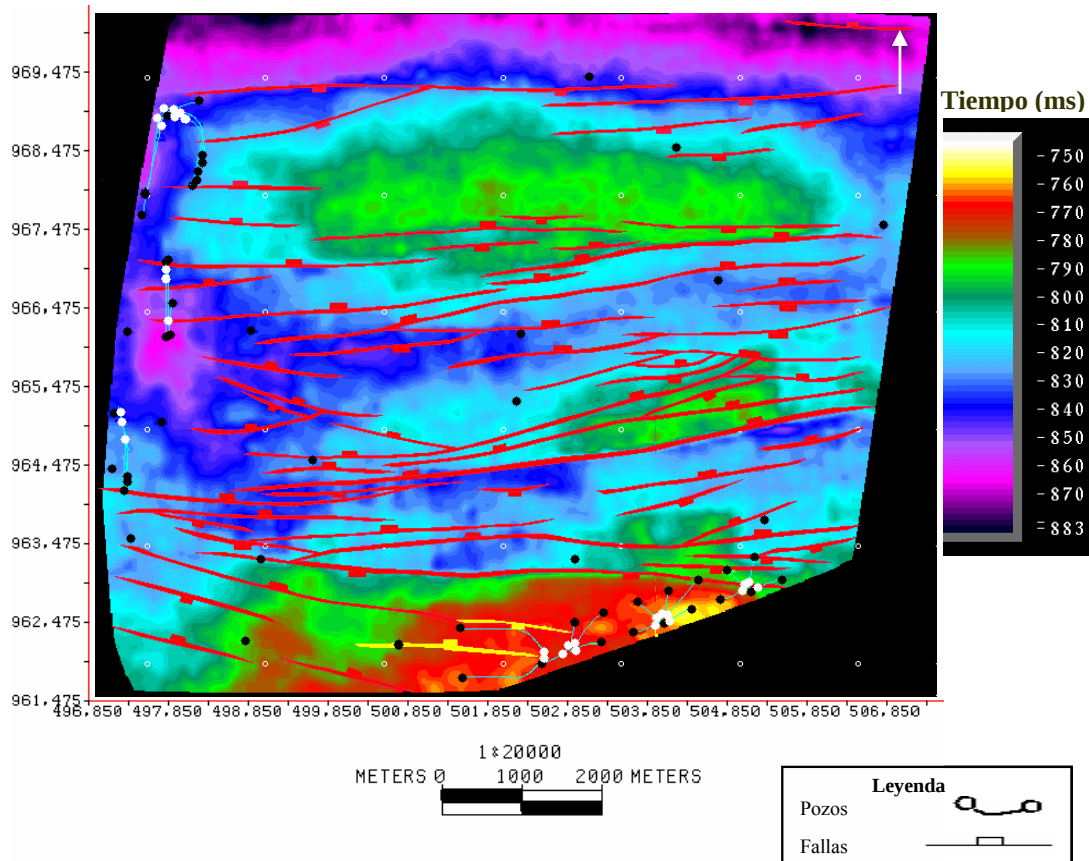


Figura 29. Mapa estructural en tiempo del horizonte MFS-17.

El horizonte sísmico del Miembro Pílon (Mioceno Medio) representa el tope de la Formación Oficina, siendo esta la zona de mayor interés para este informe (**figura 30**). El rango de tiempo va desde 620 ms al sur hasta los 790 ms hacia el norte. El rumbo aproximado de la estructura y el buzamiento se mantiene al igual que los demás horizontes sísmicos.

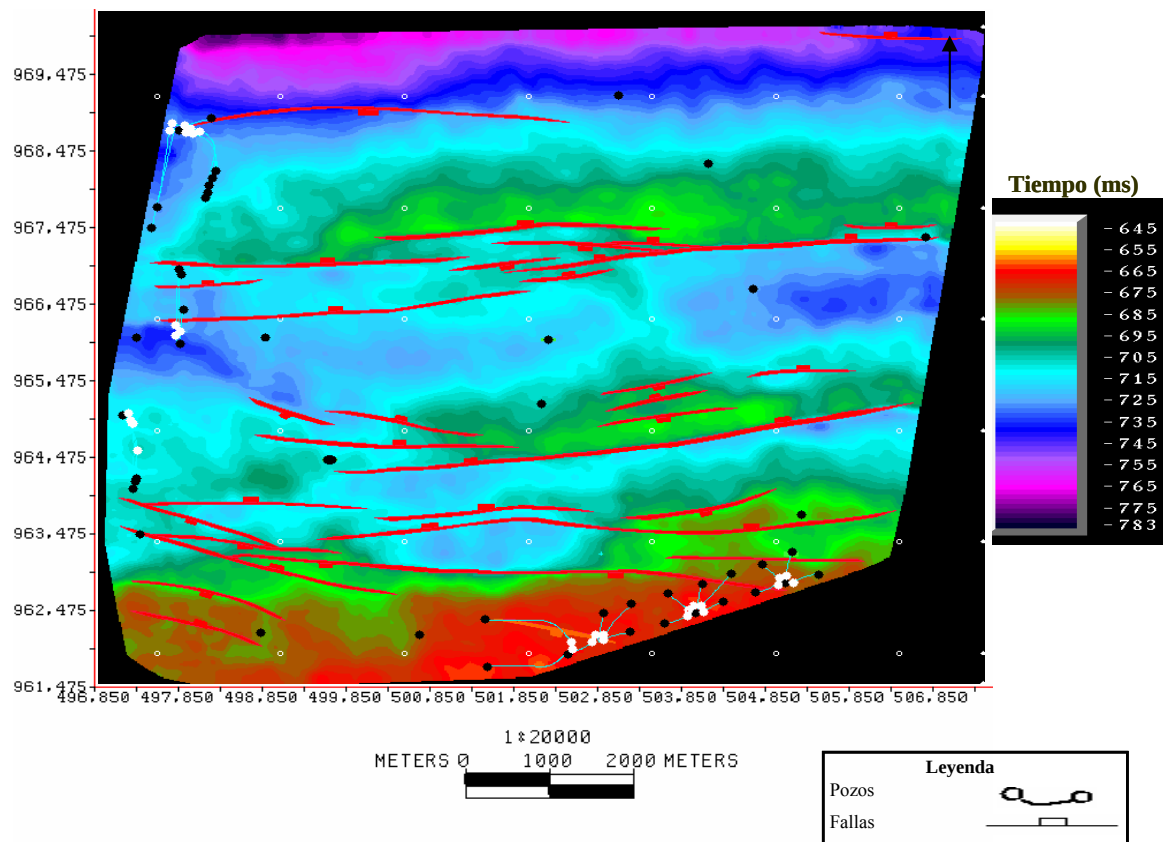


Figura 30. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Oficina miembro Pilón.

Los mapas estructurales en tiempo correspondientes a los topes de las Formaciones Freites de edad Mioceno (**figura 31**) y Las Piedras de edad Mioceno Superior-Plioceno (**figura 32**) respectivamente, son estructuralmente muy similares. La Formación Freites esta definida entre los 440 ms al sur y 614 al norte referente al tiempo doble de viaje y la Formación las Piedras está en 270 ms al sur y 421 al norte. Los valores del tiempo doble de viaje de la onda cada vez son menores debido a que los horizontes sísmicos interpretados se encuentran más cercanos a la superficie. Ambas estructuras muestran un rumbo aproximado de N80E y un buzamiento hacia el norte, y presentan un cierre estructural producto de las fallas ubicadas en la parte sur de los mapas.

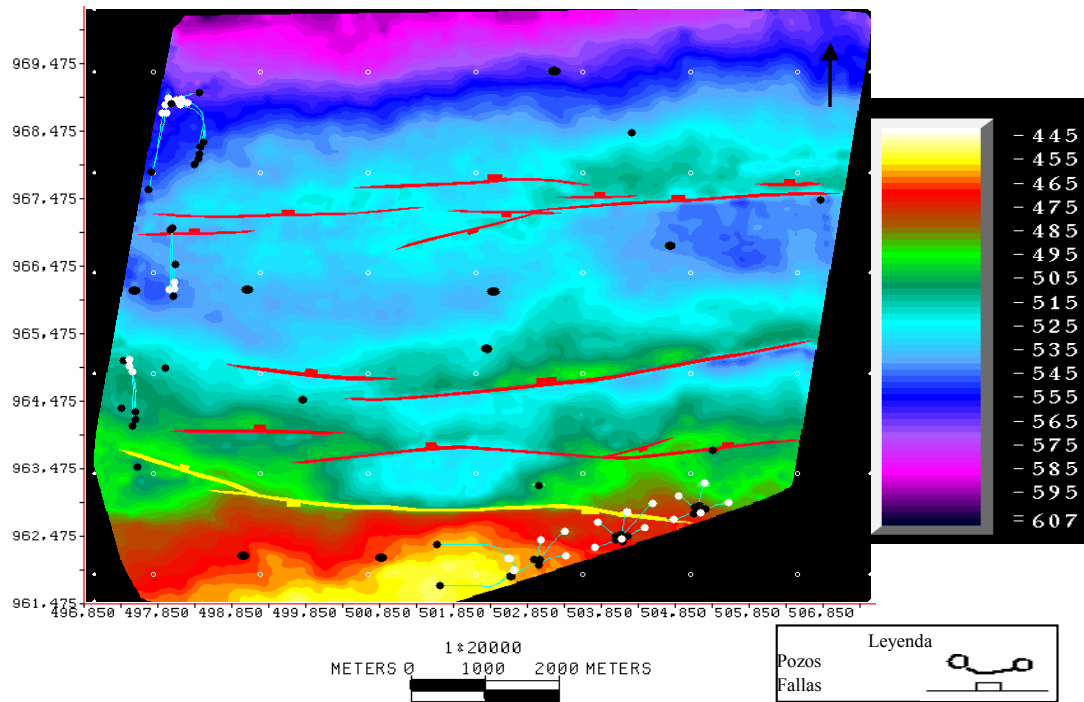


Figura 31. Mapa estructural en tiempo del tope de la formación Freites.

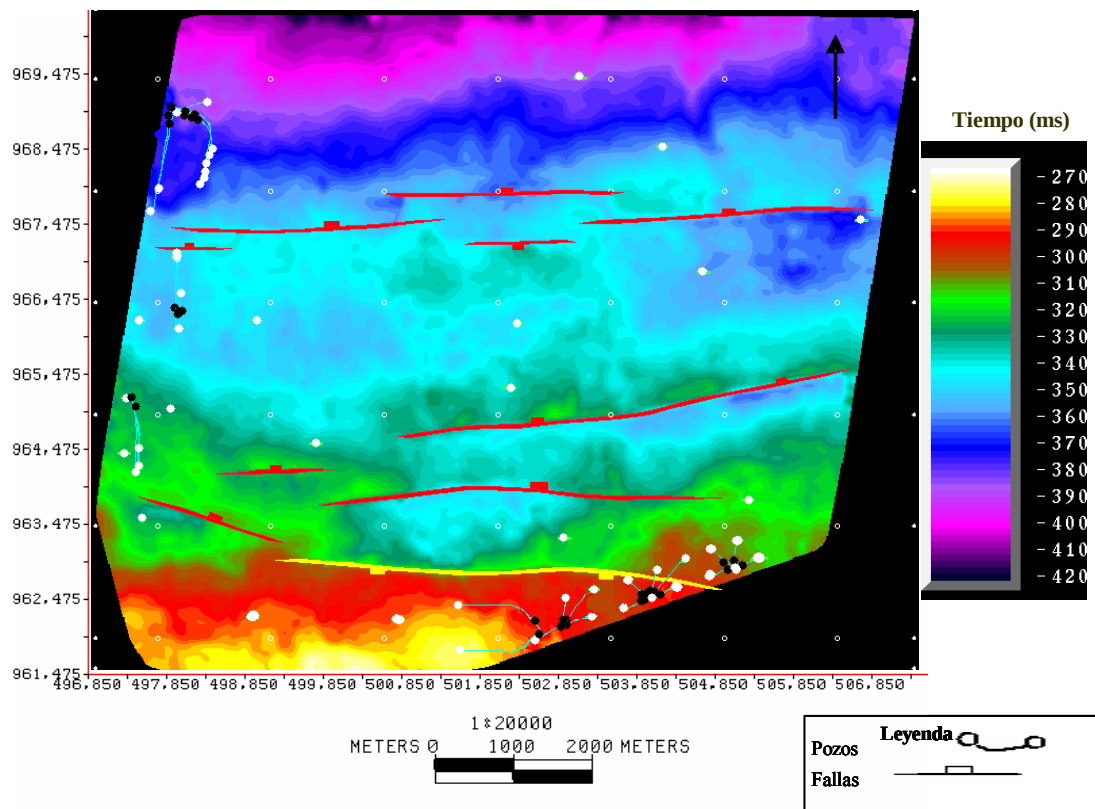


Figura 32. Mapa estructural en tiempo del tope de la formación Las Piedras.

#### 4.8 Conversión tiempo - profundidad

La elaboración del modelo de velocidades (**figura 33**) se realizó a través de “*Depth Team Express*” de la plataforma “*Lanmark*”. Al programa se le indicó el pozo con “*check shot*” original (BCN-7) y nueve pozos con pseudo “*check shot*” (CNX25, CNX-23, CNX-8, CNX-6, CN-125, CN-121, CN-47, BCN-6, BCN-3) para generar dicho modelo, luego se le introdujeron los horizontes interpretados en tiempo, y se les asignó el marcador correspondiente a cada superficie.

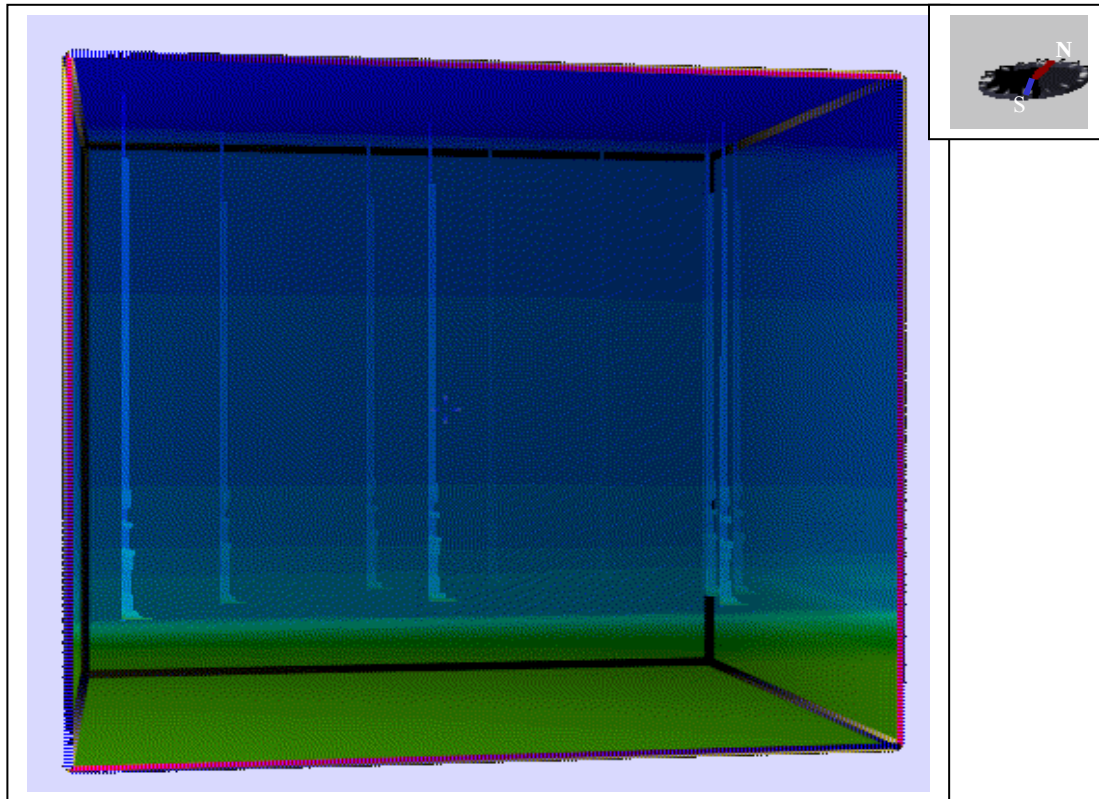


Figura 33. Modelo de velocidad

Una vez establecido el modelo de velocidades se procedió a generar el mapa estructural en profundidad simplemente realizando una multiplicación de los mapas estructurales en tiempo (horizontes y polígonos de fallas) por el modelo de velocidad. Este procedimiento se realizó a través de la herramienta “*TDQ™*” de “*Depth Team Express*”, la cual permite diseñar modelos tridimensionales de velocidad, en lo que se observan las variaciones tanto verticales como laterales de la misma. Estos modelos

permiten convertir datos en tiempo a profundidad y viceversa en un 3D a través de las curvas T-Z de los pozos (**figura 34**), proporcionando el vínculo esencial entre la interpretación geológica y la interpretación geofísica.

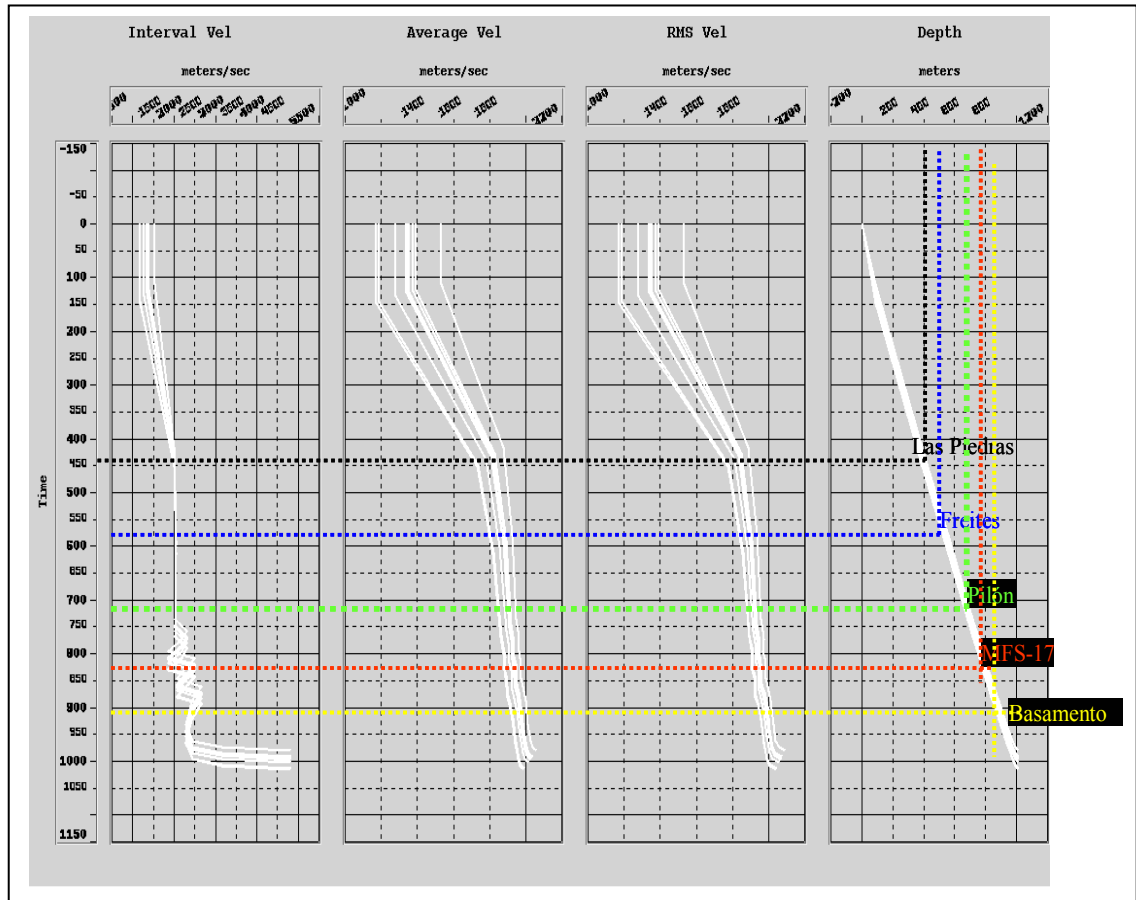


Figura 34. Curvas T-Z obtenidas de los pozos utilizados para la ley de velocidades, mostrando los marcadores.

Con todos los horizontes y sus polígonos de fallas respectivos en el dominio de la profundidad, solo quedaba definir los símbolos característicos de las fallas normales y el buzamiento del plano de las mismas. Dado que ya se había hecho para los mapas estructurales en tiempo, la simbología fue copiada directamente de estos mapas. De este modo quedaron definidos los mapas estructurales en profundidad. En total se realizaron 5 mapas estructurales en profundidad (**Discusión de Resultados**,

**figura 36, 37, 39, 40, 41)**, correspondientes a los topes de las Formaciones: Las Piedras, Freites, Miembro Pilón, MFS-17 y Basamento.

Finalmente, obtenidos los mapas estructurales en profundidad, se procedió a definir los parámetros para la calibración de horizontes sísmicos contra marcadores geológicos para obtener los mapas de contornos de los horizontes Pilón, MFS-17 y Basamento. En esta fase se utilizó la aplicación “*Z-Map Plus*” de la plataforma “*Landmark*”. Para la elaboración de estos mapas de contornos en dicha aplicación, se exportaron los archivos creados en “*SeisWorks*” correspondiente a los horizontes interpretados (Basamento, Pilón y MFS-17) y sus respectivas fallas, con el fin de observar con mayor claridad los posibles cierres estructurales que podrían dar hallazgos de presencia de hidrocarburos en la zona. Una vez dentro de la aplicación se realizó el siguiente procedimiento mostrado a continuación.

- Se generó un grid por cada uno de los horizontes.
- Se realizó una resta del horizonte con el marcador geológico.
- Se generó un mapa residual de los valores obtenidos de la resta.
- Se restó el horizonte original traído desde “*SeisWorks*” con el mapa residual, para eliminar la diferencia entre el marcador y el horizonte. De esta manera se obtiene el mapa calibrado con el marcador

#### **4.9 Elaboración de Mapas de Atributos Sísmicos.**

##### **4.9.1 Atributos sísmicos Estructurales**

En principio se elaboraron dos mapas de atributos sísmicos estructurales de buzamiento (**tabla 3**), con el fin de corroborar las fallas interpretadas anteriormente. Estos atributos resaltan los detalles y estructuras desde el punto de vista de dirección y cantidad de fallamiento, el mismo contribuye a resaltar patrones estructurales y estratigráficos de carácter sutil (**Discusión de Resultados, figura 44 y 45**). Ambos atributos miden similitud, traza a traza, en un volumen sísmico con la finalidad de detectar discontinuidades fuertes y/o sutiles asociadas a saltos de fallas, fracturas o cambios laterales de tipo litológico y fluidos.

#### 4.9.2 Atributos Sísmicos

En esta etapa se calcularon dos grupos de atributos los volumétricos y los instantáneos, estos fueron extraídos de los horizontes del Miembro Pílon, MFS-17 y Basamento. En el caso de los atributos volumétricos se realizaron entre una ventana de tiempo de 50 ms por encima y 50 ms por debajo (**figura 35**), exceptuando basamento que solo se realizó por arriba del horizonte y Pílon por debajo; y para los instantáneos se utilizó como entrada el horizonte sísmico en tiempo al cual se le calcularía el atributo con un offset de cero para que el mismo fuera calculado justo en la superficie.

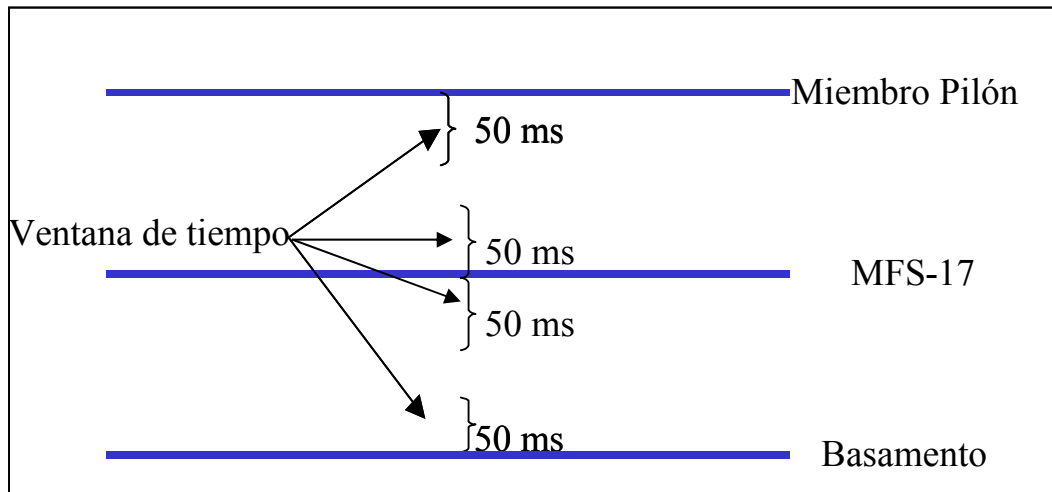


Figura 35. Grafico señalando la ventana en tiempo utilizada para la extracción de los atributos volumétricos.

Tabla 3. Atributos sísmicos volumétricos e instantáneos utilizados en la zona de interés.

| ATRIBUTOS UTILIZADOS             | BASAMENTO | MFS-17                   | MIEMBRO<br>PILÓN |
|----------------------------------|-----------|--------------------------|------------------|
| <b>(I) = Instantáneo</b>         |           | <b>(V) = Volumétrico</b> |                  |
| Buzamiento                       | X (I)     |                          |                  |
| DipAzimut                        | X (I)     |                          |                  |
| Cubo de coherencia               | X (V)     | X (V)                    | X (V)            |
| Average de fuerza de reflexión   |           |                          | X (I)            |
| Promedio de amplitud             |           | X (V)                    |                  |
| Porcentaje inferior              | X (V)     |                          |                  |
| Amplitud RMS                     | X (V)     |                          | X (I)            |
| Total de Energía                 | X (V)     |                          | X (I)            |
| Promedio de energía              | X (V)     | X (V)                    | X (V)            |
| Pendiente de fuerza de reflexión |           | X (V)                    |                  |

#### 4.10 Evaluación Petrofísica.

La evaluación petrofísica fue realizada de acuerdo a la técnica de Simandoux, utilizando el módulo Petroview Plus de Geoframe de la Plataforma Schlumberger, para los pozos 4, 5 y 6 (**discusión de resultados, figura 55, 56 y 57**) se presentan los resultados de dicha evaluación). Para cada uno de estos pozos, se determinaron los valores de arcillosidad (Vcl), porosidad efectiva ( $\phi_e$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), espesores de arena neta (AN) y de arena neta petrolífera (ANP).

Los parámetros básicos requeridos para la evaluación petrofísica, como exponente de cementación, m, exponente de saturación, n, coeficiente de tortuosidad a, y la densidad de matriz,  $p_m$ , fueron obtenidos de un estudio previo (Chang, 2002). Estos valores fueron tomados como constantes para toda el área en estudio (**tabla 4**).

Se utilizó un valor de Resistividad del agua de formación  $R_w = 0.5 \text{ ohm-m @ } 115 \text{ }^\circ\text{F}$ , correspondiente a una salinidad aproximada de 8000 ppm.

Tabla 4. Parámetros petrofísicos (Tomado de Chang, 2002)

| Parámetros Básicos |             |
|--------------------|-------------|
| <b>Rw (ohm-m)</b>  | <b>0.5</b>  |
| <b>m</b>           | <b>1.57</b> |
| <b>n</b>           | <b>2</b>    |
| <b>Den. Matriz</b> | <b>2.65</b> |

Es importante resaltar que para la selección de los parámetros de corte (cut-off) se consideró como factor determinante los resultados de las pruebas de producción realizadas en los pozos estudiados, las mismas indicaron hidrocarburo de 7-9 °API (extra pesado) y los mismos fueron corroborados con los valores establecidos en el estudio petrofísico previo, (Chang, 2002), observándose buena coincidencia en los mismos (**tabla 5**).

Tabla 5. Parámetros de Corte (Cut-off)

| Propiedades Petrofísicas | Cut-Off   |
|--------------------------|-----------|
| Volumen de Arcilla (Vcl) | < 40 %    |
| Porosidad                | > 20 %    |
| Saturación de agua (Sw)  | < 50%     |
| Espesor                  | > 10 pies |
| Permeabilidad (k)        | > 100 md  |

A continuación se presenta la **tabla 6** con los intervalos prospectivos, la cual consiste en un resumen de las propiedades petrofísicas de acuerdo a los intervalos de interés, los mismos fueron seleccionados en función de los resultados de la evaluación petrofísica y de los parámetros de corte establecidos en la zona de estudio.

Campo: Cerro Negro

Area: Bitor

Edad: Mioceno Inferior

Tabla 6. Intervalos prospectivos de los pozos evaluados

| Pozo | Intervalo     | Edad         | Vsh (%) | Por (%) | Sw (%) | AN  | ANP |
|------|---------------|--------------|---------|---------|--------|-----|-----|
| 4    | 2320' - 2380' | Mioceno Inf. | 15-17   | 30-33   | 15-12  | 60' | 56' |
|      | 2414' - 2460' | Mioceno Inf. | 17-20   | 30-33   | 15-20  | 46' | 40' |
|      | 2700' - 2770' | Mioceno Inf. | 15-12   | 30-33   | 15-20  | 70' | 58' |
|      | 2800' - 2880' | Mioceno Inf. | 15-17   | 30-33   | 15-12  | 80' | 64' |
| 5    | 2630' - 2634' | Mioceno Inf. | 15-12   | 33-35   | 15-20  | 4'  | 4'  |
|      | 2746' - 2764' | Mioceno Inf. | 15-12   | 30-33   | 15-12  | 18' | 18' |
|      | 2850' - 2876' | Mioceno Inf. | 15-20   | 28-35   | 15-20  | 36' | 8'  |
|      | 2900' - 2990' | Mioceno Inf. | 15-20   | 30-34   | 15-20  | 90' | 86' |
|      | 3020' - 3074' | Mioceno Inf. | 15-20   | 30-37   | 15-12  | 54' | 54' |
|      | 3100' - 3134' | Mioceno Inf. | 15-12   | 30-35   | 15-12  | 34' | 32' |
| 6    | 2556' - 2574' | Mioceno Inf. | 17-12   | 30-37   | 15-12  | 18' | 18' |
|      | 2598' - 2612' | Mioceno Inf. | 17-12   | 28-33   | 17-20  | 14' | 14' |
|      | 2870' - 2910' | Mioceno Inf. | 17-20   | 28-33   | 15-17  | 40' | 30' |
|      | 2970' - 3000' | Mioceno Inf. | 15-17   | 33-35   | 18-20  | 30' | 30' |
|      | 3020' - 3056' | Mioceno Inf. | 17-20   | 30-33   | 15-17  | 36' | 36' |
|      | 3110' - 3124' | Mioceno Inf. | 15-17   | 30-33   | 15-12  | 14' | 14' |
|      | 3180' - 3250' | Mioceno Inf. | 15-20   | 28-33   | 15-12  | 70' | 50' |
|      | 3250' - 3310' | Mioceno Inf. | 15-20   | 33-35   | 15-12  | 60' | 60' |
|      | 3320' - 3370' | Mioceno Inf. | 15-17   | 28-30   | 15-20  | 50' | 40' |

Los resultados de ambos estudios (Chang 2002 e INTEVEP 2005) para este pozo, presentan gran similitud a pesar de haber sido obtenidos con metodologías diferentes: Waxman-Smits contra Simandoux

## CAPITULO V

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

#### 5.1 Interpretación Estructural

##### 5.1.1 Mapas Estructurales en Profundidad

El tope de Basamento de edad Precámbrico representa el horizonte sísmico interpretado más profundo en esta investigación. En el mapa estructural en profundidad de dicha formación (**figura 36**) se observa deformación en las estructuras, esto se le puede atribuir a la dinámica del área correspondiente a fallas de tipo normal. La orientación es similar al mapa en el dominio del tiempo de N80E con buzamiento hacia el norte.

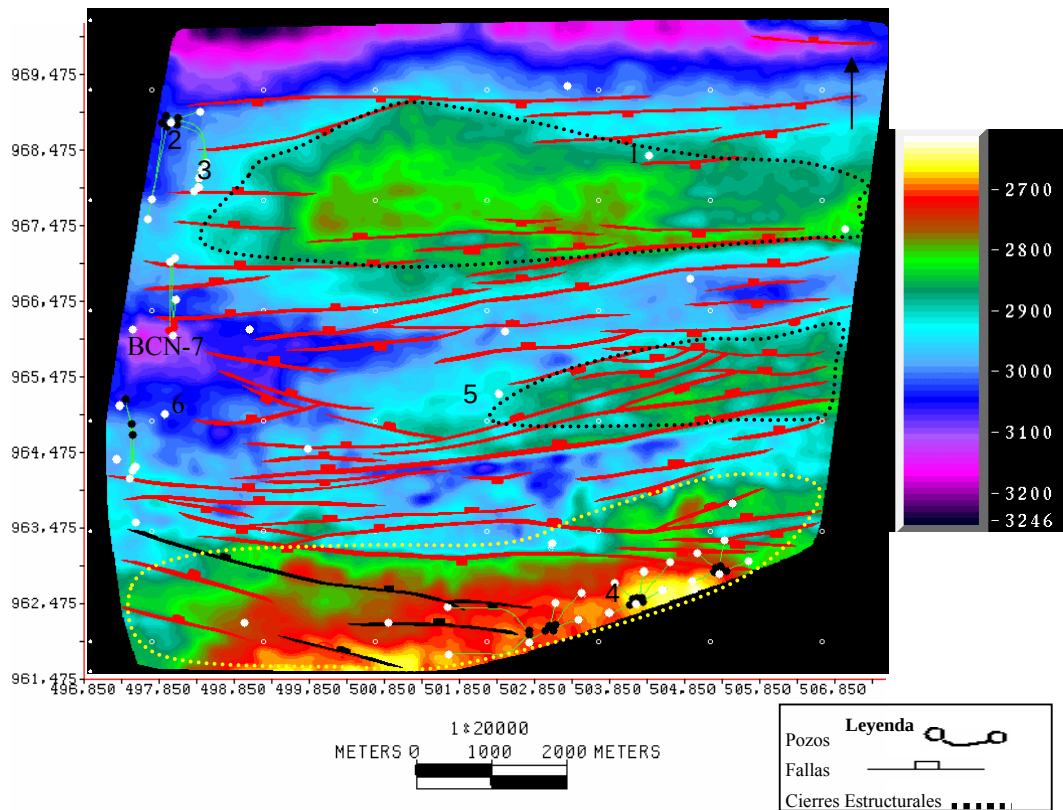


Figura 36. Mapa estructural en profundidad del Basamento.

La zona más profunda de la estructura se encuentra hacia el norte donde la profundidad alcanza los 3247 ft, mientras la parte más superficial se encuentra hacia el sur a 2614 ft de profundidad. Las fallas presentes en el mapa se encuentran en dirección este-oeste predominantemente en una zona de régimen distensivo conformada por la aparición de fallas normales subverticales y cuasiverticales a lo largo de toda el área en estudio.

En este horizonte se observa un cierre estructural importante en la zona norte delimitado por dos familias de fallas principalmente, el primer grupo esta ubicada en la zona norte con buzamiento hacia el sur y rumbo E-O y el segundo grupo ubicado en la parte sur del cierre con rumbo N80E aproximadamente y con buzamiento hacia norte del mapa.

En la zona sur se observa gran cantidad de pozos desviados y verticales como es el pozo 4, localizado en una trampa constituida por un alto estructural y una falla principal de tipo normal de rumbo E-O y buzamiento hacia el sur.

En la zona noroeste se observa otro grupo de pozos como el 2 y 3 ubicados en una posible trampa estructural entre el flanco izquierdo del cierre estructural y entre dos fallas normales una con dirección E-O y la segunda con dirección N60E, ambas con buzamiento hacia el sur.

El horizonte sísmico inmediato superior al tope de basamento está representado por una máxima superficie de inundación (MFS-17) del Miembro Morichal (Mioceno Medio) interpretado en esta investigación. La tendencia observada en el mapa estructural en el dominio del tiempo (**figura 20**) es similar con el mapa estructural en profundidad (**figura 37**). Las mayores profundidades en el horizonte están ubicadas en la zona sur y centro-oeste del mapa a 2804 ft de profundidad, mientras la zona menos profunda está hacia el sur donde alcanza 2335 ft.

El MFS-17 y el de basamento son estructuralmente muy similares a pesar de que la separación en profundidad es de aproximadamente 300 ft, lo que indica que los eventos geológicos ocurridos afectaron a ambas zonas de igual manera.

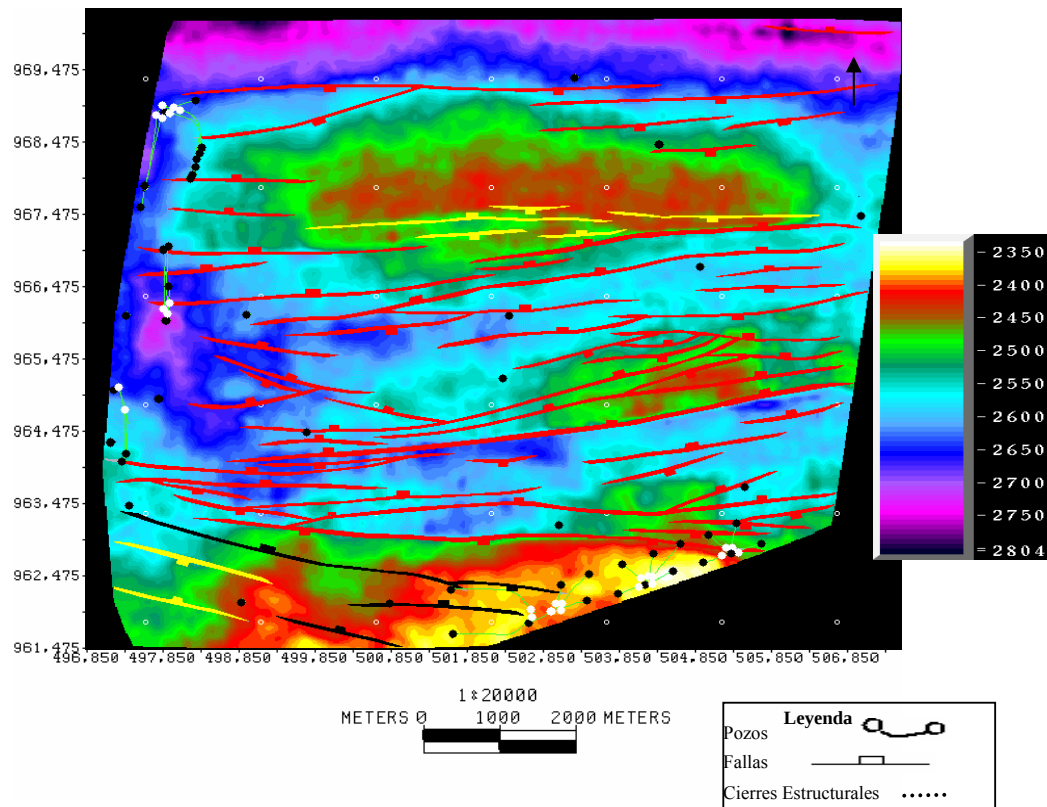


Figura 37. Mapa estructural en profundidad de MFS-17.

El mapa presenta tres cierres estructurales considerables para posibles prospecciones futuras, estos cierres están representados por altos estructurales ya mencionados en el mapa estructural en profundidad del basamento. El primer cierre de mayor magnitud se encuentra al norte del mapa con una tendencia este-oeste al igual que las fallas de tipo normal que delimitan a la estructura. El segundo cierre estructural, no mencionado en el mapa estructural del basamento, se encuentra ubicado en la zona centro-este representando una posible trampa estructural que no contiene pozos y esta constituida por un alto estructural y tres fallas de tipo normal, una en dirección N75E buzando hacia el sur, una falla principal de N68E y buzamiento hacia el norte y por último una con rumbo E-O y dirección norte.

En la zona sur se observa nuevamente la trampa constituida por el alto estructural y una falla principal de tipo normal de rumbo E-O y buzamiento hacia el sur, que esta perforada por el pozo 4 al igual que la trampa al noroeste por el pozo 1.

También se observa un conjunto de pozos, entre ellos el pozo 6 y BCN-7, en un cierre estructural de forma sinclinal en la zona centro-oeste, delimitada por dos fallas normales de rumbo E-O y buzamiento hacia el norte. La **figura 38** muestra un posible esquema de entrapamiento en el bloque de Cerro Negro, Área Bitor.

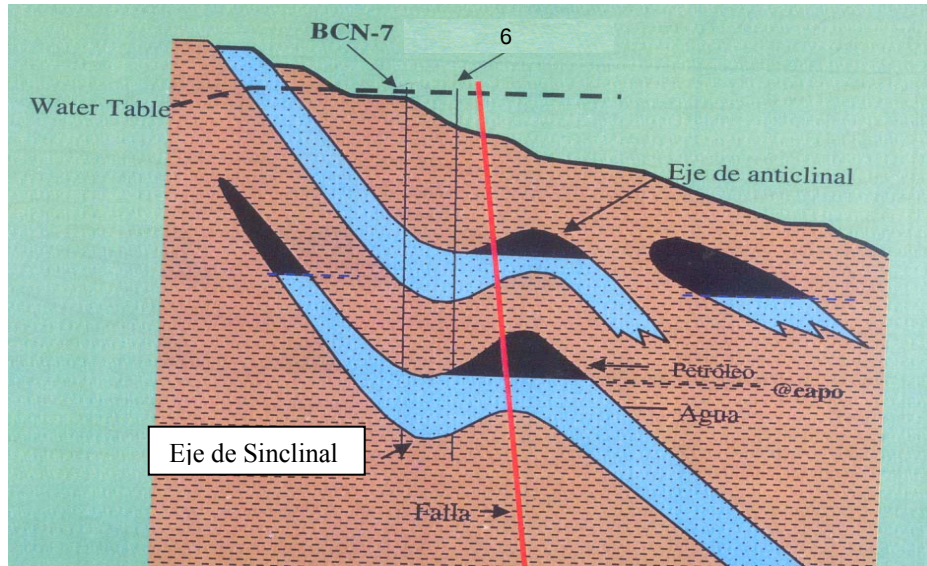


Figura 38. Posible esquema de entrapamiento del Área de Cerro Negro (modificado por Selley, 1998).

De igual manera debajo del cierre estructural anterior se observa otro grupo de pozos, no descritos en el informe por no ser utilizados, que se ubican en una trampa de forma anticlinal. Cabe destacar que la mayoría de los pozos productores del área de Cerro Negro están constituidos por trampas estratigráficas (Isea, Andreina).

El mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina Miembro Pilón de edad Mioceno, muestra que el horizonte sísmico está definido entre los 2350 ft al sur y 2804 al norte, mostrando un rumbo aproximado E-O y buzamiento noroeste (**figura 39**). En el horizonte sísmico se observa una menor cantidad de fallas en comparación con los dos mapas estructurales presentados anteriormente (basamento y MFS-17).

Se presenta una posible trampa estructural constituida por tres fallas y un alto estructural, ubicada en la zona norte del mapa específicamente debajo de la estructura

de mayor magnitud (**figura 39**), la falla de menor magnitud esta ubicada en la zona más al norte de la posible trampa cuyo rumbo es E-O y buzamiento sur, la siguiente encontrada más hacia el este de la primera es una falla principal que delimita la estructura ya descrita (**figura 36 y 37**) con un rumbo N80E y buzamiento en dirección norte, finalmente la otra falla que encierra la posible zona de interés esta ubicada al oeste con rumbo N65O y buzando hacia el sur. Los buzamientos de las fallas tienen dirección hacia el sur y otras al norte evidenciando una distensión diferencial que forma altos y bajos en dirección norte-sur con el fallamiento característico preferencial este-oeste.

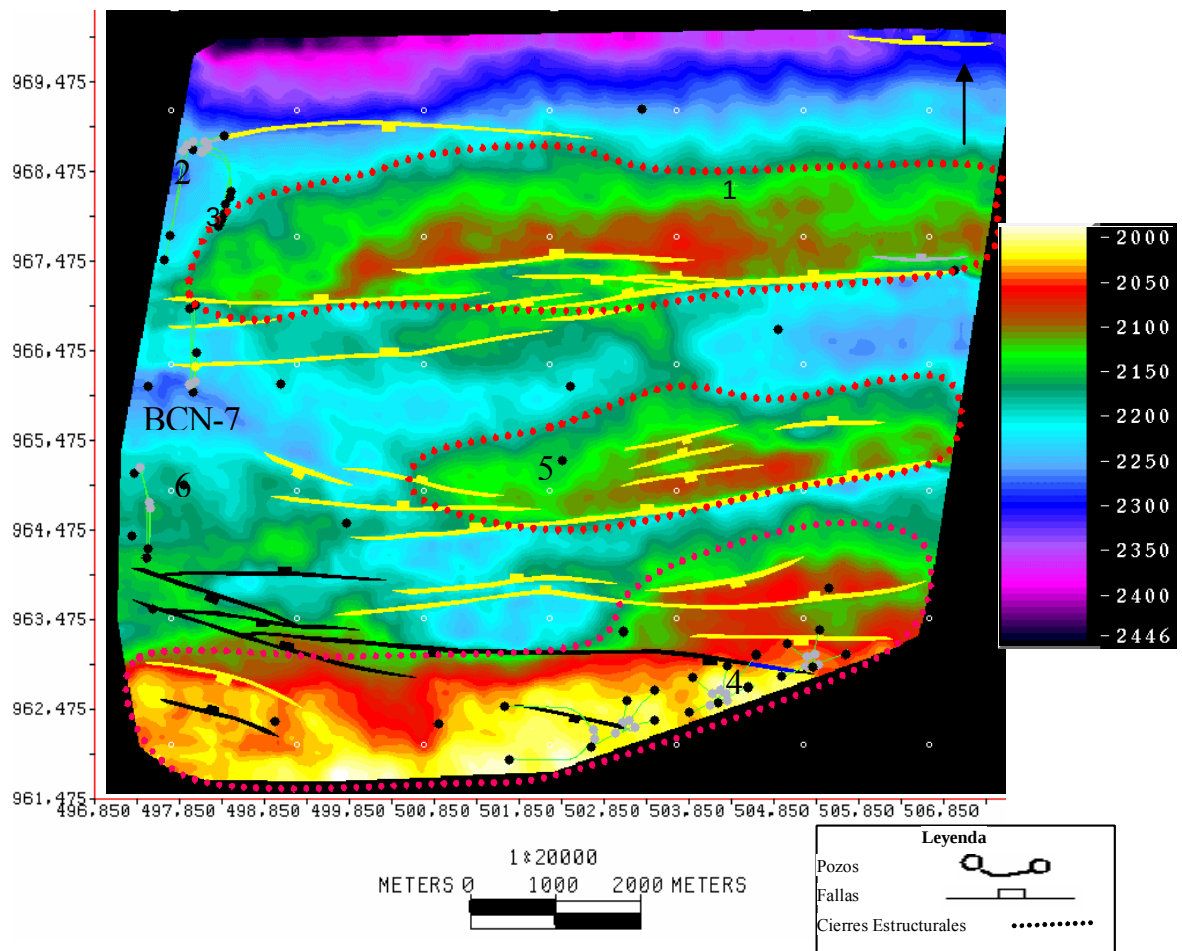


Figura 39. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina.

Las trampas observadas anteriormente se encuentran definidas de igual manera en el tope de la Formación Oficina, observando en este mapa estructural que la mayoría de los pozos perforados se encuentran en cierres estructurales que representan anticlinales.

El patrón estructural de los horizontes sísmicos representados por las formaciones Freites y Las Piedras (**figura 40 y 41**) son muy similares, la dirección preferencial de ambos mapas es aproximadamente N75E y el buzamiento en dirección noroeste. El tope de la Formación Freites esta definido en profundidad entre los 740 ft hacia el sur y 1274 hacia el norte, mientras las mayores profundidades para el tope de la Formación Las Piedras se registran hacia el noroeste donde alcanzan los 1920 ft y las zonas menos profundas están hacia el sur donde se tiene 1315 ft.

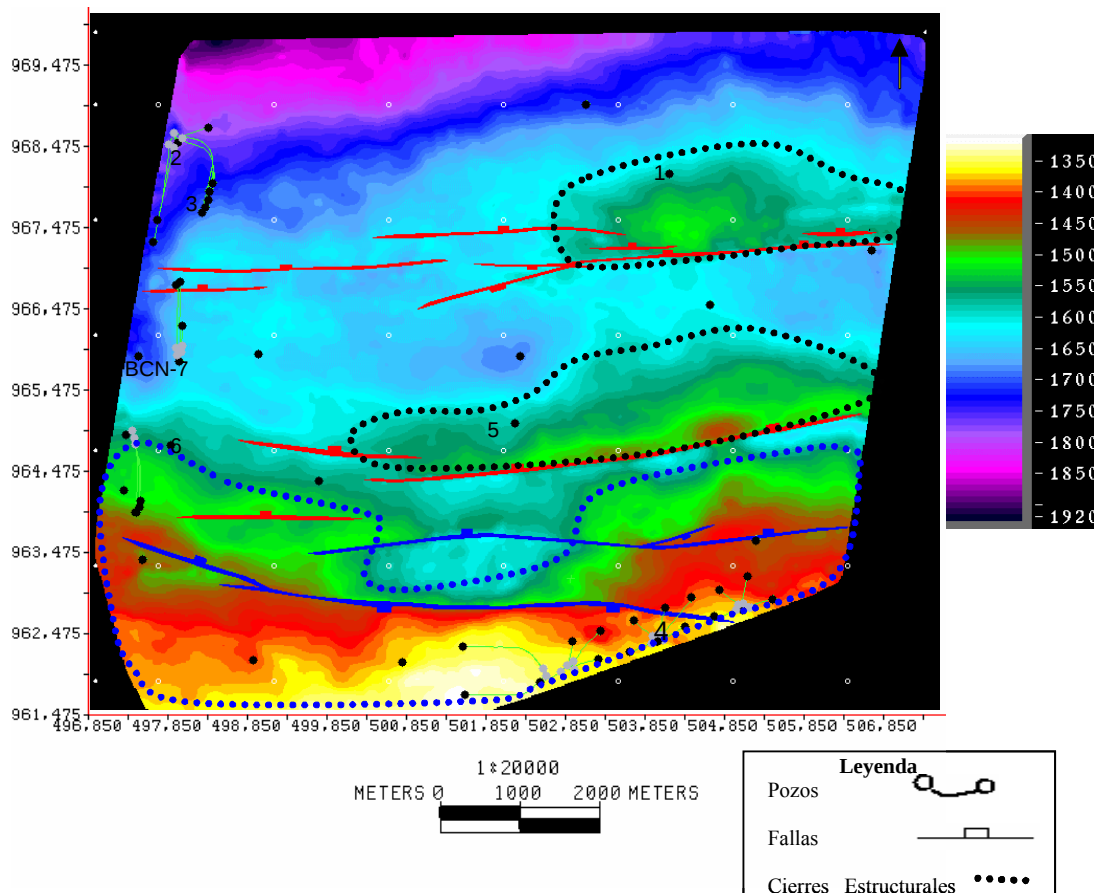


Figura 40. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Freites.

Analizando todos los mapas estructurales en profundidad, se observan gran cantidad de fallas interpretadas, todas de tipo normal de las cuales se distinguen tres grupos: fallas de rumbo E-O, otras de rumbo N80E y las de rumbo N65O.

Las fallas de tipo normal ubicadas en el área en estudio están relacionadas con la dinámica correspondiente a fallas tectónicas caracterizadas por bloques rígidos evidenciando una distensión diferencial que forma altos y bajos en dirección norte-sur con el fallamiento característico preferencial este-oeste. Estas orientaciones reflejan la paleotopografía del Pre-Terciario, transversal a la longitud de la Faja, y con depresiones que están llenas con depósitos fluvio-deltáicos del inicio del Terciario (Isea, 1998).

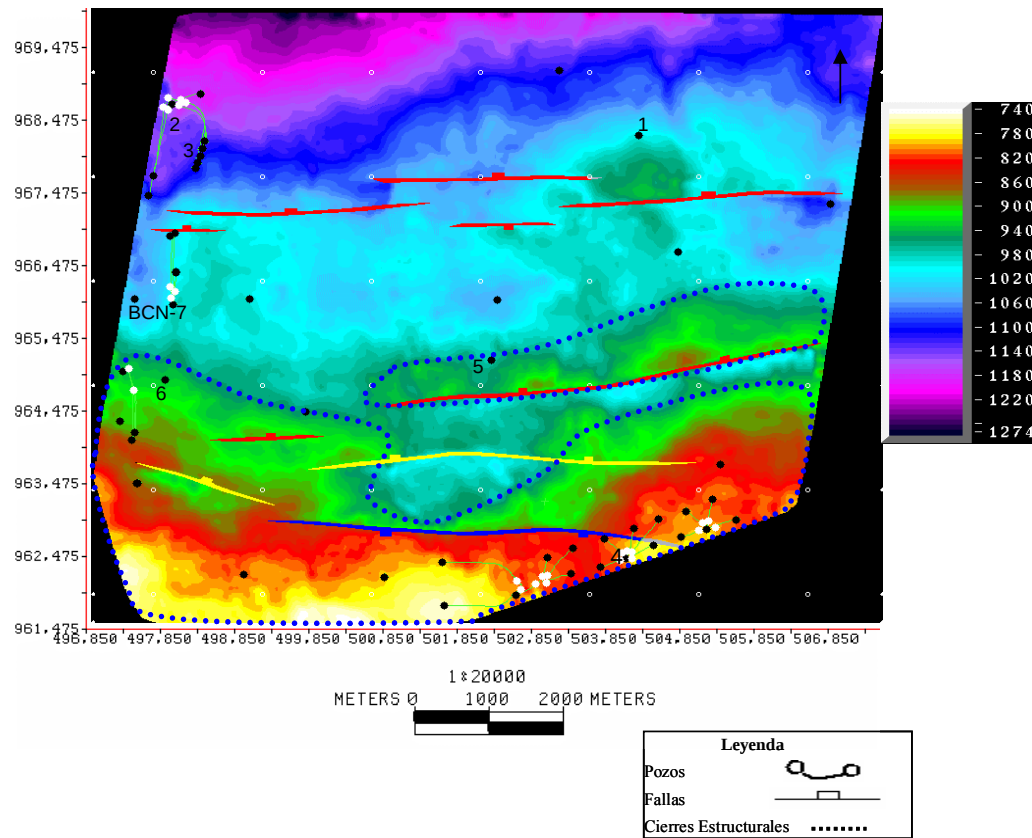


Figura 41. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Las Piedras.

Según Isea (1987) el Área de Cerro Negro “Bitor” estructuralmente es un monoclinal de suave buzamiento hacia el noroeste, lo que coincide con la tendencia observada en la zona norte de los mapas estructurales en profundidad, con mayor claridad en los topos Pílon, Freites y Las Piedras.

En la zona sur de los mapas estructurales en profundidad de los topos Pílon, Freites y Las Piedras se observa un bloque suprimido producto de dos fallas normales con dirección E-O (**figura 42**), la de más al norte con buzamiento en la misma dirección (color amarillo) y la de abajo con buzamiento hacia el sur (color azul), este bloque delimita el lado norte del cierre estructural de mayor tamaño de la zona sur de los mapas estructurales.

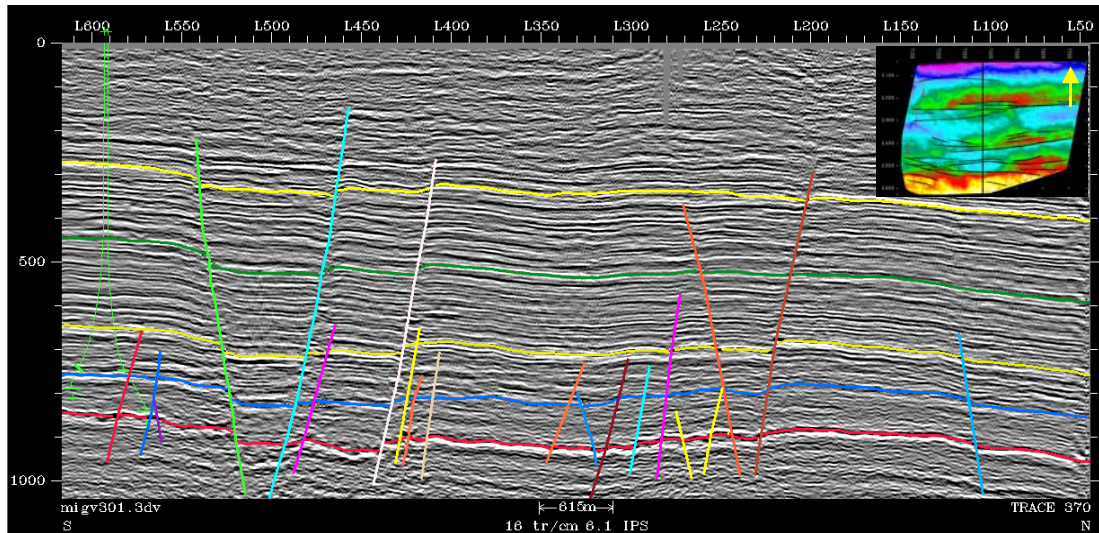


Figura 42. Sección sísmica “crossline” presentando estructuras en la zona.

En la línea sísmica (**figura 42**), se evidencian cuatro fallas mayores en el área en estudio de colores verde y anaranjado de rumbo N70E y las fallas de color azul y marrón de rumbo N60O, todas estas fallas de tipo normal.

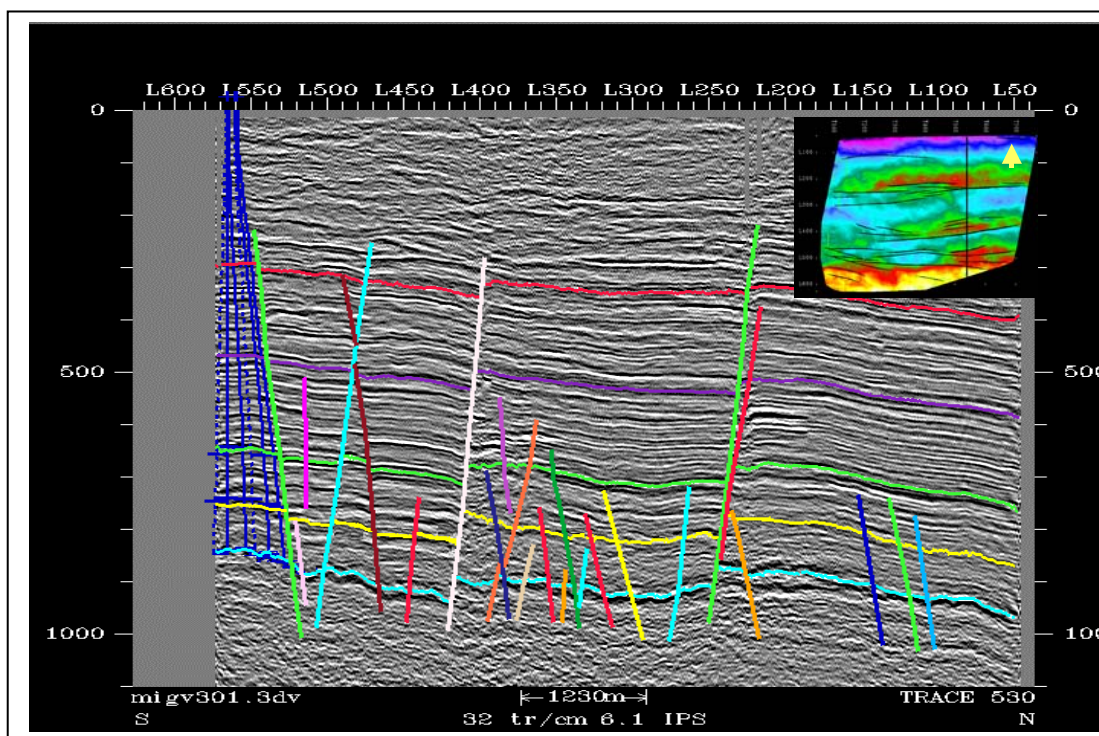


Figura 43. Sección sísmica “crossline” presentado estructuras en la zona.

Nótese la distribución de las estructuras en forma de “echelón” o escalonada (**figura 43**) a través de toda esta área cuyas arenas de interés se encuentran aproximadamente a 3000 pies, se han dado desplazamientos horizontales diferenciales y se pueden observar a través de todas las secciones sísmicas, los eventos estructurales ya mencionados.

En la **figura 43** se observan fallas cortándose entre sí que indican la posible antigüedad entre ellas. La falla de color anaranjado en la zona central de la línea sísmica con rumbo N60O aproximadamente y buzamiento hacia el norte es cortada por la falla de color azul oscuro de rumbo N80E y buzamiento hacia el sur, lo que podría indicar que la primera falla (color anaranjado) se formó antes que la de color azul, posiblemente en el proceso extensivo mencionado por Isea (1987). Luego se observa que la falla de color azul claro de rumbo N75O y buzamiento hacia el norte que pasa por todos los horizontes interpretados, corta la falla de color marrón de rumbo N80E y buzamiento hacia el sur. De todas las fallas que se observan en la zona

en su mayoría cortan la sección estratigráfica desde basamento hasta la formación Oficina lo que se puede suponer que las fallas se generaron después de la depositación de la Formación Oficina en el Terciario.

Según Funes en el “VI Congreso Geológico venezolano, 1985”; las acumulaciones de petróleo, en el sector de Cerro Negro, aparentemente no guardan ninguna relación con los diferentes sistemas de fallas, por cuanto el desplazamiento de las fallas en este sector, son relativamente pequeños con respecto a los paquetes de arenas petrolíferas en la base de la Formación Oficina.

## 5.2 Mapas de atributos sísmicos estructural

Los mapas de buzamiento se generaron como soporte para realizar el modelo estructural del área. Estos mapas corroboran las direcciones de las posibles fallas indicadas por los saltos realizados al observarse discontinuidad en los horizontes interpretados, complementando de esta forma los criterios para realizar la interpretación de las fallas, además el mapa de buzamiento permitió detectar otras fallas menores que no habían sido interpretadas.

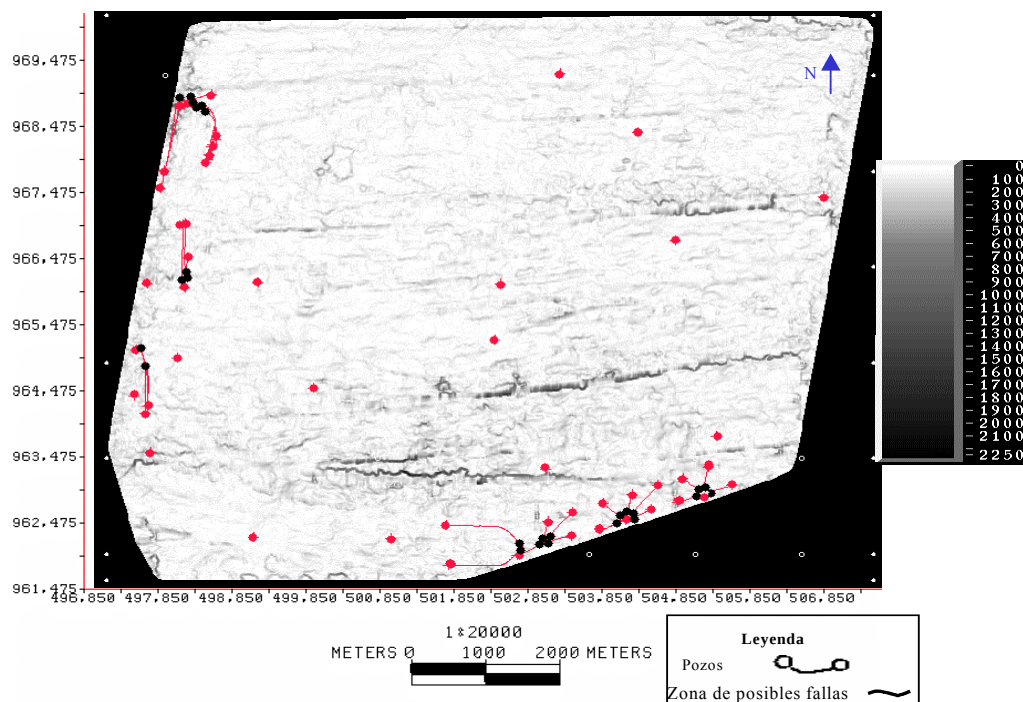


Figura 44. Mapa de buzamiento del basamento.

El mapa observado de buzamiento muestra fallas en dirección E-O ubicadas en toda el área (**figura 44**). Este mapa fue una herramienta muy útil para complementar los criterios para la interpretación de fallas (observar buzamiento, profundidad y salto de falla a lo largo de todo el levantamiento). Nótese en el mapa las zonas más oscuras que presentan discontinuidad en el horizonte, se observan claramente que son las fallas principales antes interpretadas en la misma dirección preferencial E-O. Al igual que en la **figura 45** se verifica la presencia de las fallas principales y de posibles fallas de menor tamaño en la zona central y sur de ambos mapas.

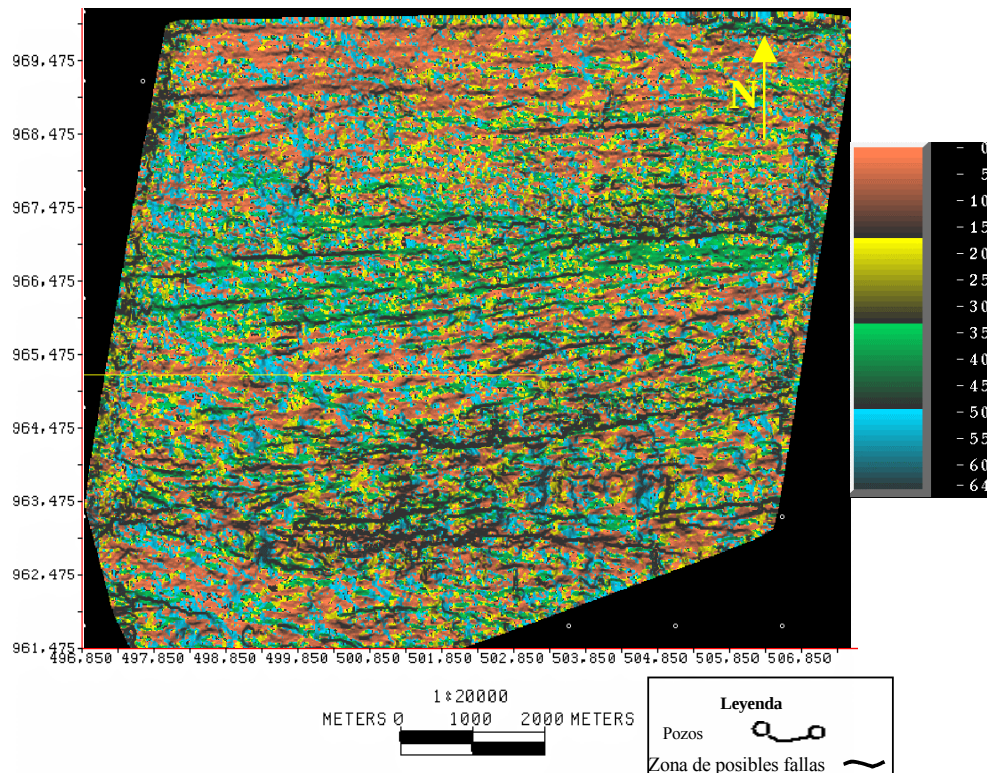


Figura 45. Mapa de azimuth y buzamiento del Basamento.

### 5.3 Mapas de atributos sísmicos

Los mapas de atributos sísmicos en general muestran características estructurales como las fallas, es por ello que se utilizaron los mapas del Cubo de Coherencia en la interpretación de las mismas. Sin embargo, al evaluar estas

características de la traza sísmica, se pueden observar otras variaciones laterales que pudieran estar asociadas a fenómenos estratigráficos.

La actividad tectónica que afectó a la Formación Oficina, se evidencia en los mapas estructurales en tiempo y en profundidad. Dichos mapas son similares debido a que los gradientes de velocidades en la zona varían muy poco, a pesar de las estructuras presentes en el área. De igual modo, los atributos extraídos a partir de los horizontes interpretados, reflejan los patrones estructurales característicos de Cerro Negro área Bitor.

Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Oficina, MFS-17 y el tope de Basamento muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica se observan una anomalía de amplitud considerable en la zona sur del área, esta anomalía se extiende en dirección este-oeste al igual que la tendencia general de los mapas estructurales en profundidad y abarca una distancia de aproximadamente 2.5 km (**figura 46 y 47**).

Este comportamiento anómalo puede estar asociado a la posible presencia de zonas de depositación de sedimentos debido a que los valores de amplitud son muy bajos, por lo tanto será un indicador importante para la definición de estructuras que generan áreas de posible depositación de sedimentos (fallas, canales, etc). Los valores de alta amplitud están presentes uniformemente en los mapas, lo que indica una zona general con alta impedancia acústica.

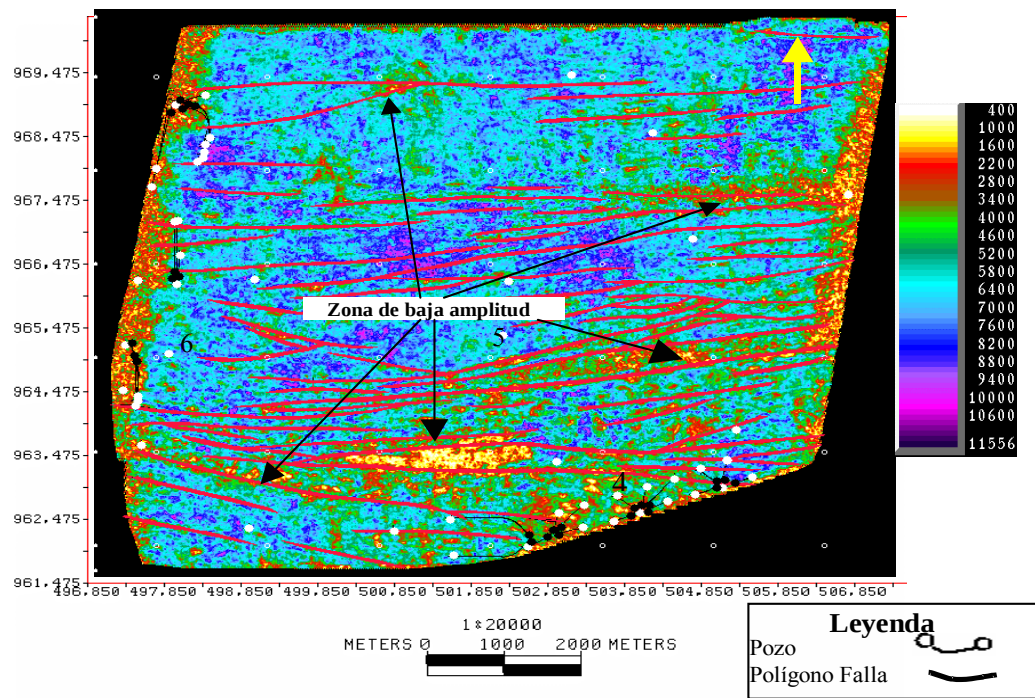


Figura 46. Mapa de Promedio de Energía del horizonte MFS-17, atributo volumétrico.

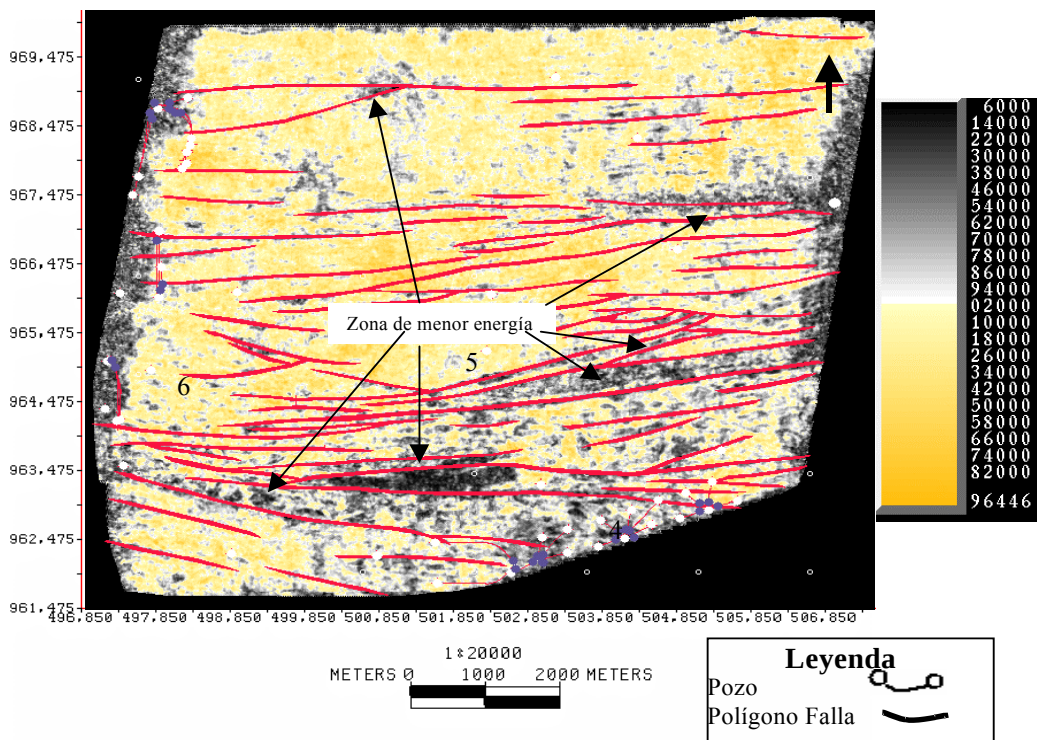


Figura 47. Mapa de energía total del tope de Basamento, atributo volumétrico.

Otra característica que muestran estos mapas de atributos sísmicos, son alineaciones de baja amplitud hacia la parte este de la zona en estudio, estas alineaciones se prolongan entre 4 y 6 km aproximadamente (**figura 46 y 47**). Las alineaciones de baja amplitud se observan justo sobre la misma zona donde las líneas sísmicas muestran discontinuidad en los reflectores para los topes de las formaciones interpretadas.

Los valores de mínima amplitud mencionada en los párrafos anteriores podrían estar asociados a arenas con mayor porosidad, es decir menos compactas, debido a que estas zonas están asociadas a cambios estructurales producto de las fallas ocurridas en el lugar corroboradas con el atributo de coherencia. La anomalía encontrada en la zona sur esta asociada a un bloque suprimido identificado en los mapas estructurales en profundidad (**figura 46 y 47**), lo que se puede suponer que luego de que se formara la estructura se generó un proceso de sedimentación en el lugar, depositando material de menor impedancia acústica que el de su alrededor.

Otro atributo sísmico aplicado a todos los horizontes interpretados fue el de Cubo de Coherencia (**figura 48**). Las regiones que fueron identificadas como zona de mayor coherencia en los mapas de ese atributo, son coherentes con la presencia de las fallas en el lugar.

En la zona este donde los mapas de amplitud muestran bajos valores del atributo y donde se presenta mayor coherencia, muestra alineaciones continuas similares con dirección este-oeste, lo que podría indicar que los cambios de amplitud están siendo generados por los movimientos tectónicos de las fallas, ya que el atributo de coherencia muestra un buen cambio lateral de los reflectores en los topes de las formaciones interpretadas.

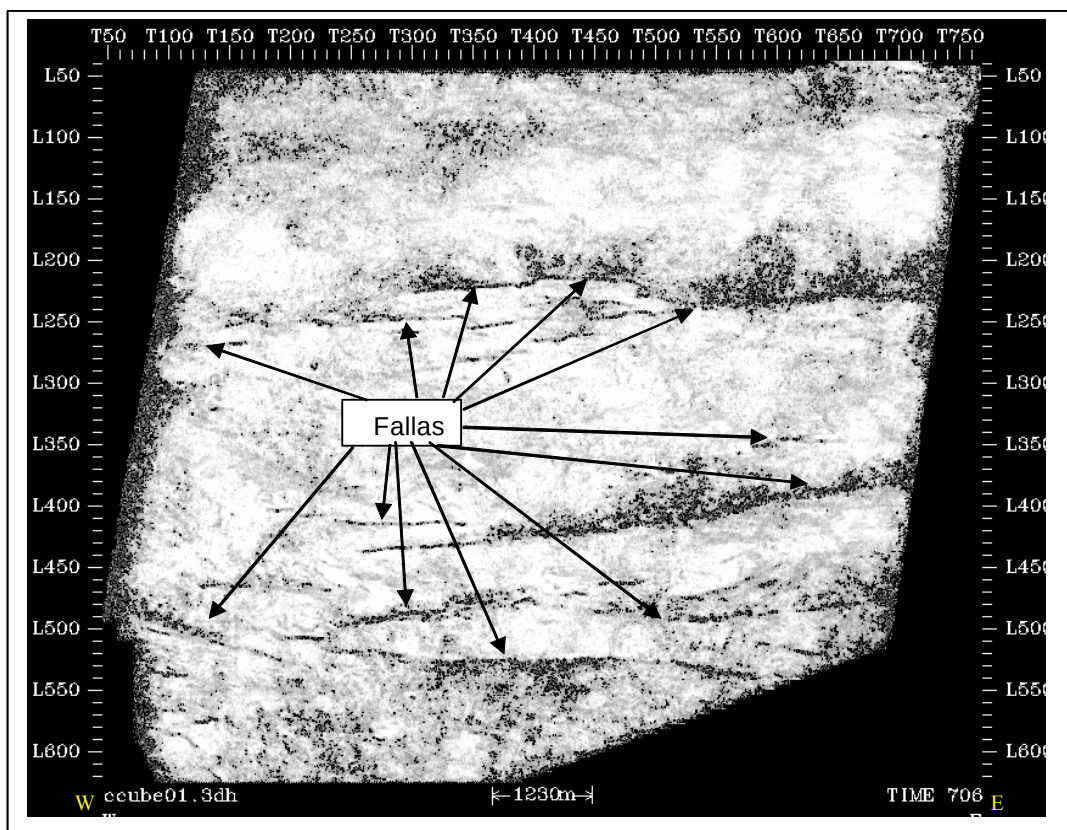


Figura 48. Mapa de Cubo de Coherencia sección en tiempo 706 ms, atributo volumétrico.

Para el tope de Oficina se presenta una anomalía en la zona noreste de 3 a 4 km aproximadamente, esta se extiende en dirección este-oeste al igual que las fallas ubicadas en ese lugar. Esta zona anómala presenta discontinuidad en los reflectores sísmicos (**figura 49**), lo que pudiera estar asociado a zonas de poca impedancia acústica producto de la resolución entre las arenas y lutitas que existe que se debe revisar usando un modelo petrofísico.

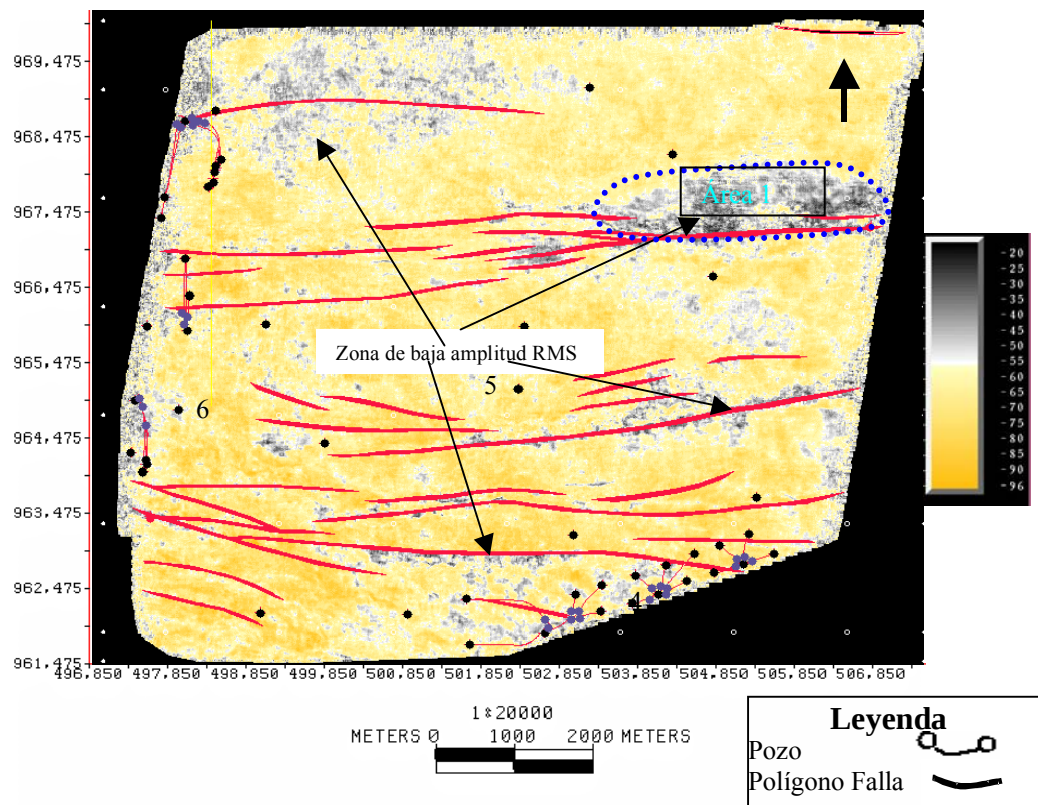


Figura 49. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Oficina, atributo instantáneo.

Los mapas de atributos del tope Basamento y MFS-17 en su gran mayoría presentan una secuencia de amplitud en la zona norte del mapa lo que hace presumir la presencia de una secuencia depositacional debido a posibles paquetes de canales en el área (**figura 50**). Según Wescott (1997) un canal es un cause por donde fluye un cuerpo natural de agua, o un pasaje natural de extensión perceptible donde continua o periódicamente fluye agua. En general los canales son más estrechos y más sinuosos que los valles y pueden ser generados por procesos fluviales, deltaicos, mareales y submarinos.

En la **figura 50** se observa una secuencia de depositación caótica discontinua seguramente producida por causas de ríos formados en el Mioceno cuando la línea de costa se encontraba en el norte de Cerro Negro (**figura 51**). La zona de depositación

discontinua se ubica entre la falla normal de color verde de rumbo aproximado N30E y buzamiento norte y la azul de buzamiento sur y rumbo aproximado N25O.

Según Mari (1999) existe una relación entre la energía del transporte de sedimentos y las reflexiones generadas por el depósito. Un alto nivel de energía depositacional tiende a producir reflexiones complejas las cuales son a menudo discontinuas y variables en amplitud, frecuencia y fase. De igual manera un bajo nivel de energía depositacional se traduce en reflexiones continuas en amplitud, frecuencia y fase, sobre grandes áreas.

Según Serra (1987) los perfiles de pozos identifican zonas de posibles canales dependiendo de la geometría observada en la curva rayos gamma “GR”, por lo cual se verificó con los pozos 1, 2 y 3 que se encuentran ubicados en el área del posible canal **(figura 52, 53 y 54)**.

Efectivamente correlacionando los mapas de amplitud con estos, se encontró en los registros “GR” las zonas de depositación identificada por ser la curva en forma cilíndrica u oblicua en el intervalo de los atributos de amplitud, lo que según Serra (op. cit.), describe como una zona de paquetes de canales debido a la geometría de depositación.

Otras zonas donde se podrían definir áreas de posibles canales según el concepto adquirido por Mari (op. cit.); es la presencia de la anomalía en la zona noreste del mapa de atributo promedio de energía del Miembro Pílon, debido a que se observa una secuencia depositacional de aproximadamente 4 km con un valor mínimo de amplitud que oscila entre 554 y 2200, y con discontinuidad en los reflectores sísmicos **(figura 49)**, esto se corroboró con el pozo 1 que indicó efectivamente la aparición de una secuencia depositacional por causas fluviales.

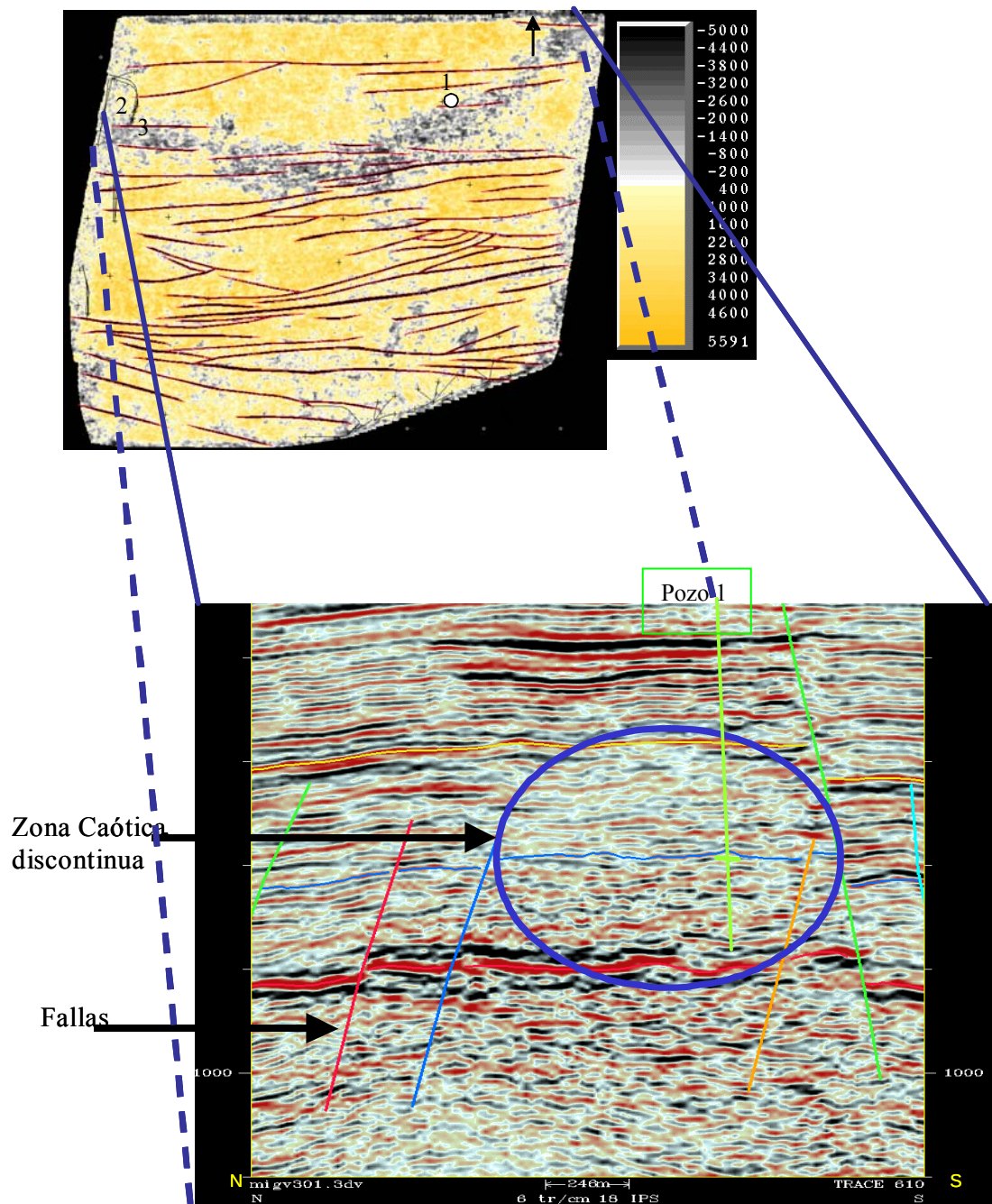


Figura 50. Zona discontinua producida por el paquete de canales observado en el atributo de amplitud “Slope of reflection strength” del MFS-17.



Figura 51. Paleogeografía durante el Mioceno inferior-medio  
(modificado por Toro, 2001).

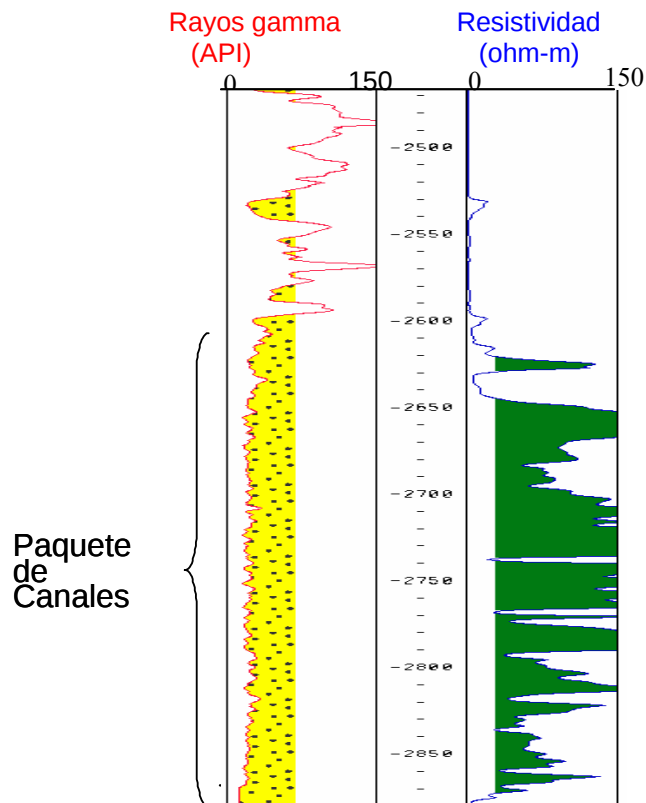


Figura 52. Pozo 1 la zona de paquete de canal observado en los atributos  
volumétricos de MFS-17 y el tope de Basamento.

El siguiente pozo no contiene registro de resistividad pero no es necesario para el fin de identificar la zona de canal en la zona. Este pozo se encuentra al borde del paquete de canales por esta razón se observan varios espesores sin mantener una continuidad como el registro anterior

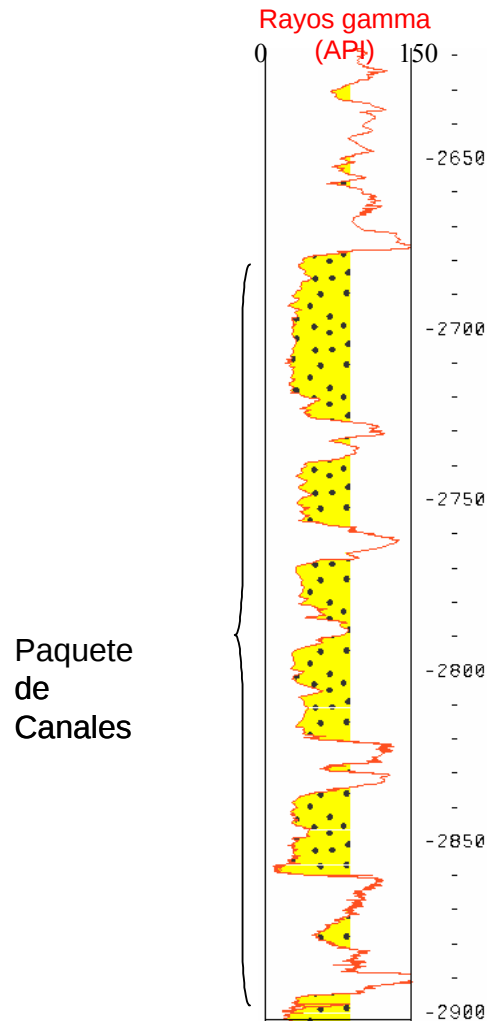


Figura 53. Pozo 2 de la zona de paquete de canal observado en los atributos volumétricos de MFS-17 y el tope de Basamento.

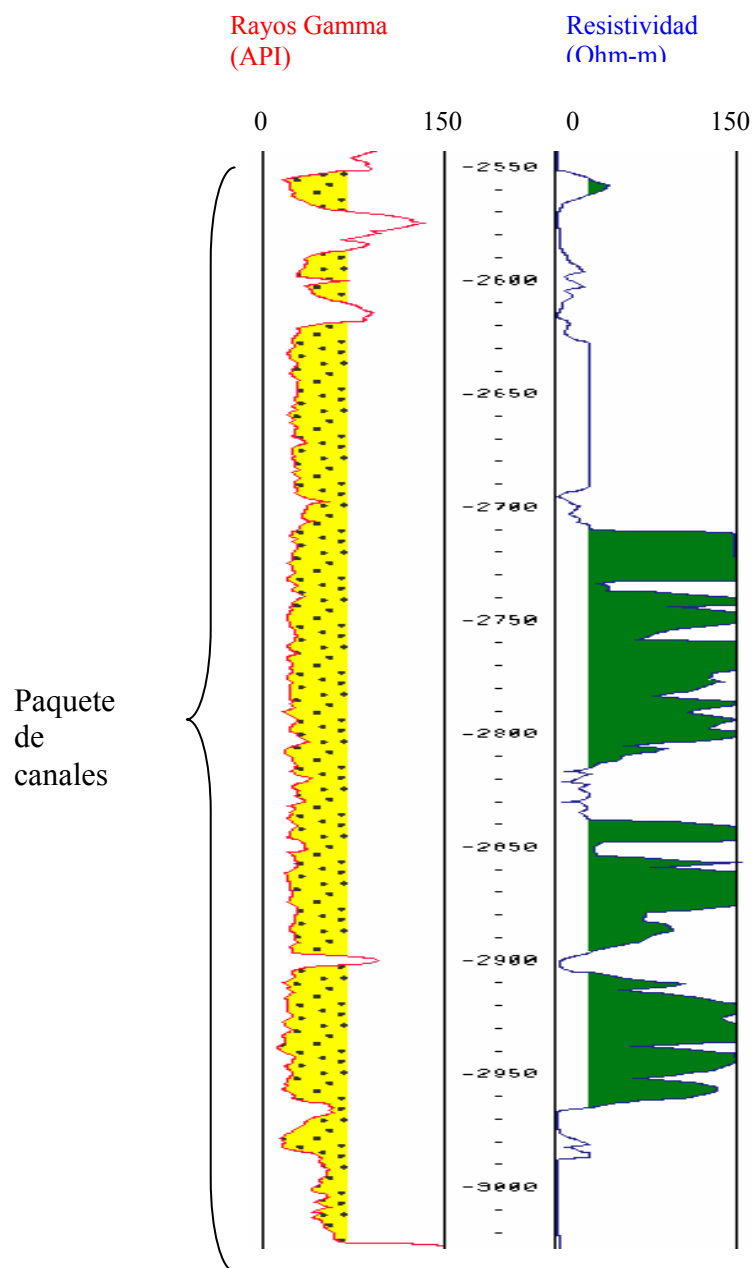


Figura 54. Pozo 3 la zona de paquete de canal observado en atributo volumétrico de amplitud RMS del tope de la formación Oficina.

En los Apéndice se muestran otros mapas de atributos generados para el tope de basamento y MFS-17 como: Mapa de atributo Promedio de Energía del tope de la Formación Oficina (**figura 58**), Mapa promedio de amplitud de MFS-17 (**figura 59**),

Mapa de amplitud RMS de Basamento (**figura 60**), Mapa de menor porcentaje del tope de Basamento (**figura 61**), Mapa promedio de fuerza de reflexión del tope de la Formación Oficina (**figura 62**), Mapa de promedio de energía de Basamento (**figura 63**), Mapa de coherencia del tope de la Formación Las Piedras (**figura 64**), Mapa de coherencia del tope de la Formación Freites (**figura 65**), Mapa de coherencia del tope de la Formación Oficina (**figura 66**), Mapa de coherencia del tope de Basamento (**figura 67**).

#### 5.4 Evaluación Petrofísica

Los registros obtenidos de la evaluación petrofísica ofrecen información del comportamiento de una propiedad petrofísica con base a su correlación con un atributo sísmico en una zona determinada. La certidumbre de realizar un análisis adecuado está basada en cuan compleja estructural y estratigráficamente sea la zona en estudio, cuantos pozos halla y cuan bien distribuidos estén en dicha zona. En el caso de esta investigación, el área que corresponde al Campo Bitor no es muy compleja en lo estructural ni en lo estratigráfico; sin embargo, el número de pozos (52) y la distribución de los mismos no es la más deseada, ya que estos en su mayoría se localizan hacia la parte noroeste y sureste de la zona en estudio.

Hay que considerar además que el número efectivo de pozos que aportaron datos para poder realizar esta evaluación fueron solo 3: pozo 4, 5 y 6. Puesto que los demás no tienen ninguna curva petrofísica cargada.

El pozo 4 se encuentra hacia la zona sureste de la zona de estudio, en este se observan buenos espesores de arena neta petrolífera por el orden de 40 - 80 pies. La porosidad efectiva están en el orden de 32% y la saturación de agua promedio es de 15% (**figura 55**).

Las pruebas de producción realizadas en este pozo arrojaron una tasa mayor a 300 BPPD (extra-pesado), lo cual fundamenta los resultados obtenidos mediante la evaluación petrofísica del mismo.

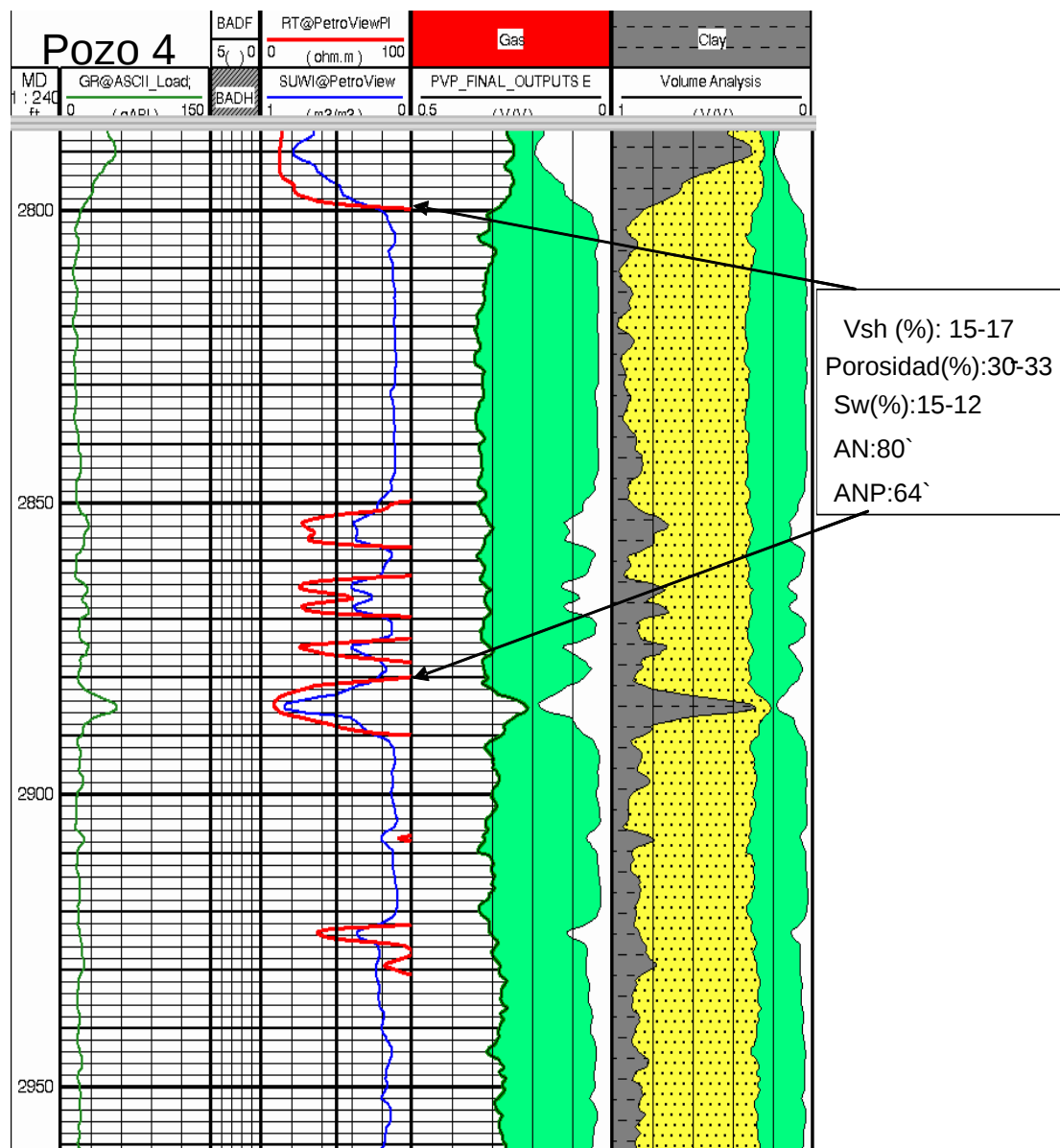


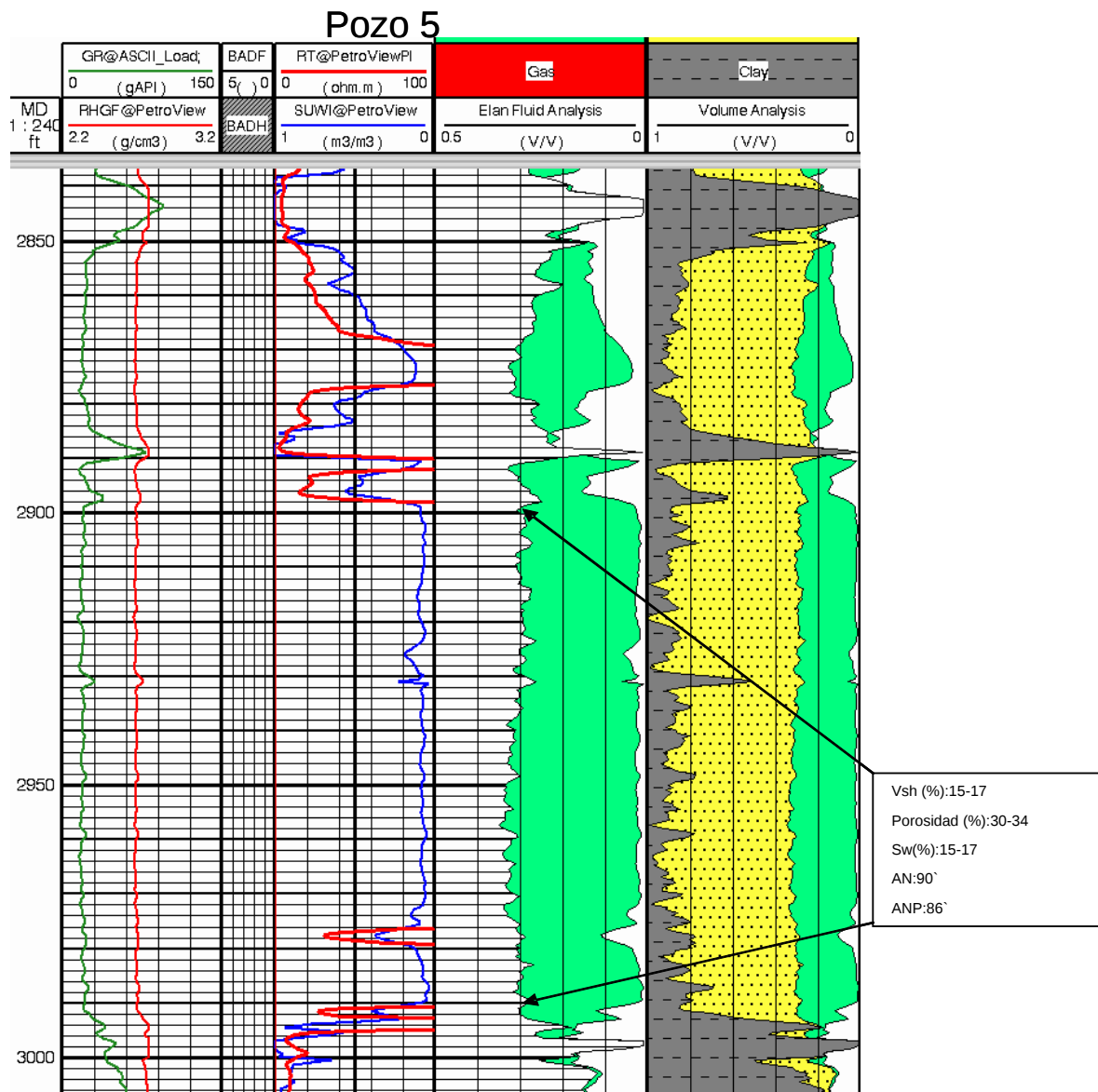
Figura 55. Evaluación petrofísica del pozo 4

La evaluación petrofísica (zona suroeste del área de estudio) indica que el pozo 5 es prospectivo, del mismo se obtuvieron porosidades de 32% y la saturación de agua de 15%. Este pozo probó una cifra de 442 BPND de crudo extra-pesado (figura 56)

Hacia la zona central en el pozo 6, se observan los mejores espesores de arena neta petrolífera, los cuales están por el orden de 32- 86 pies. Además, este pozo fue

descubridor de hidrocarburos reportando una tasa de producción de 345 BNPD, lo cual hace que las perspectivas en el área en los intervalos de interés (2900'- 2990') sean comerciales.

La porosidad efectiva es de 32% y la saturación de agua es de 16%. Lo expuesto anteriormente indica que los pozos evaluados en el área en estudio son de interés comercial, desde el punto de vista de petrofísica, ya que muestran buena calidad de roca yacimiento.



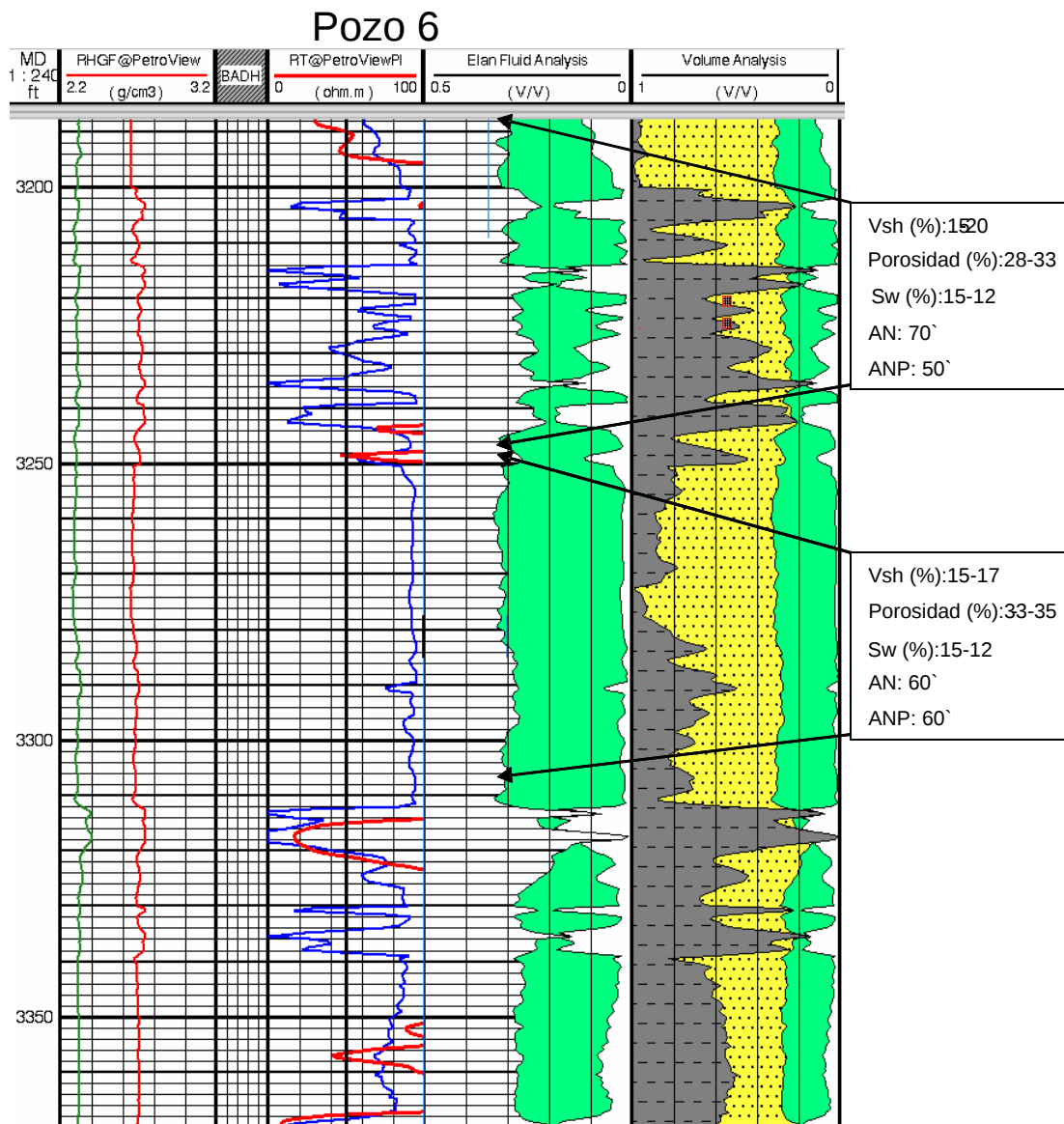


Figura 57. Evaluacion Petrofisica del pozo 6

La porosidad es una propiedad petrofísica que naturalmente muestra altos coeficientes de regresión cuando se correlaciona con atributos de amplitud. Esto por el simple hecho que de modo general se cumple que: a mayor densidad mayor amplitud y menor porosidad. Entonces queda definido que la relación general entre la amplitud y la porosidad debe ser inversa, es decir, a mayor amplitud menor porosidad.

Para la zona en estudio los pozos evaluados muestran una porosidad entre 28 y 35 % lo que indica que la zona en estudio es altamente porosa y excelente para almacenar hidrocarburos.

Los pozos evaluados con petrofísica (4, 5 y 6) se ubican en los mapas de amplitud en zonas de baja amplitud lo que verifica que la relación entre la porosidad y la amplitud es inversa.

Los datos de los tres pozos que intervienen en la correlación están bien distribuidos en la zona sur y central del área de estudio, lo que se recomienda realizar una correlación entre ellos para evaluar posible migración o entrapamiento del hidrocarburo, y de esta manera ubicar posibles áreas prospectivas y proponer pozos de avanzadas.

Un área de posible interés petrolífero se localiza al noroeste de la zona de estudio (**área 1, figura 49**) constituida por un cierre estructural de forma anticlinal cuyo eje de rumbo es E-O, delimitado por tres familias de fallas, una con rumbo E-O, otra con rumbo N60O y la última con rumbo N75E. En el borde norte del cierre se encuentra el pozo 1 el cual presenta valores de resistividad óptima para esta zona, este indicó la presencia de un paquete de canal en el área (**figura 50**). Este pozo mantiene una curva de resistividad alta en las zonas de arenas observadas en la curva rayos gamma (**figura 52**). A su vez se muestra un valor de amplitud RMS muy bajo lo que indica que el valor de porosidad debería ser alto, según la relación explicada anteriormente.

Como bien se observa en los mapas de atributos los pozos se encuentran en zonas de alta amplitud lo que indica zonas de porosidades altas, esto debería tomar en cuenta posibles perforaciones de avanzadas en la explotación del hidrocarburo, ya que como se observo en los mapas de atributos el área en general es altamente porosa.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La interpretación sísmica estructural permitió definir en gran medida el marco geológico estructural del Área Bitor de aproximadamente 82 km<sup>2</sup> perteneciente al bloque Cerro Negro de la Faja del Orinoco.

Los mapas estructurales obtenidos para cada uno de los horizontes interpretados revelaron las características estructurales del área, las cuales se resumen a continuación:

1. El área está representada estructuralmente por un monoclinal de suave buzamiento hacia el noroeste y rumbo aproximado N80E.
2. En general, el área se encuentra afectada por un sistema de fallas de tipo normal de rumbo este-oeste y noroeste, buzantes hacia el norte y sur, debido a un régimen extensivo en la zona.
3. Los mapas de atributos sísmicos estructurales de buzamiento y buzamiento-azimut constituyeron una herramienta importante que complementó los criterios para la interpretación de las fallas (buzamiento, profundidad y salto de falla) y definió con más precisión los alineamientos de las mismas para su interpretación final.
4. La integración de los mapas estructurales y los mapas de atributos sísmicos permitieron asociar estructuras y anticlinales a posibles áreas de interés petrolífero en la Formación Oficina.
5. Debido a la aplicación de los atributos sísmicos se identificó en la Formación Oficina una anomalía de baja amplitud con dirección este-oeste que se extiende aproximadamente 10 km, esta correspondió a un paquete de canales según los registros de pozos y coincidía con la misma dirección de las fallas normales.
6. El paquete de canales asociado al MFS-17 de la Fm Oficina ha sido perforado por dos pozos. Con este estudio se definió la geometría del mismo que indica una trampa estratigráfica dentro de un cierre estructural, donde existen a lo largo de este, muchas zonas que no han sido perforadas.

7. Se debe enfocar más en la correlación estratigráfica de las arenas estudiadas, para conocer así su extensión areal y a su vez ayudar a la exploración de trampas estratigráficas que aumenten las probabilidades de posibles yacimientos de hidrocarburos.
8. Realizar un modelo petrofísico para correlacionarlos con los atributos sísmicos y determinar el significado de los cambios de amplitud.
9. Confirmar la potencialidad de los posibles prospectos, evaluando cada uno de los elementos del sistema petrolífero del área y los efectos asociados a cada oportunidad exploratoria.
10. El modelo estructural en profundidad del tope de Oficina y Basamento, refleja un aumento en el número de fallas y una mejor definición con respecto a la posición, orientación y delineación de las estructuras (cierres estructurales) encontrados en el área, que las obtenidas en proyectos anteriores.

## **APENDICE**

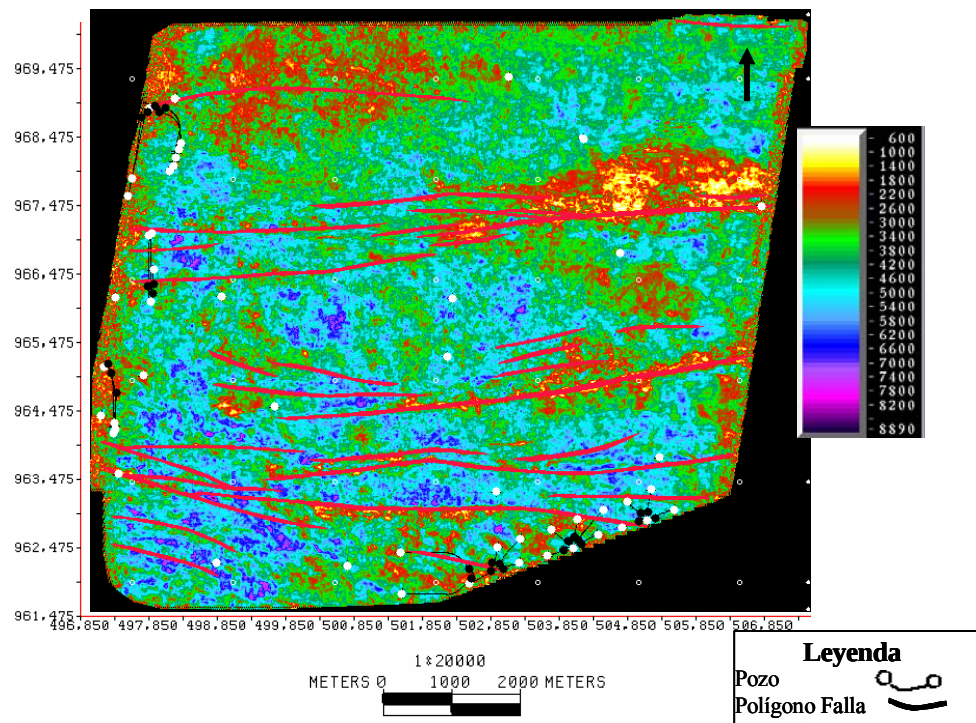


Figura 58. Mapa de atributo Promedio de Energía del tope de la Formación Oficina, atributo instantáneo.

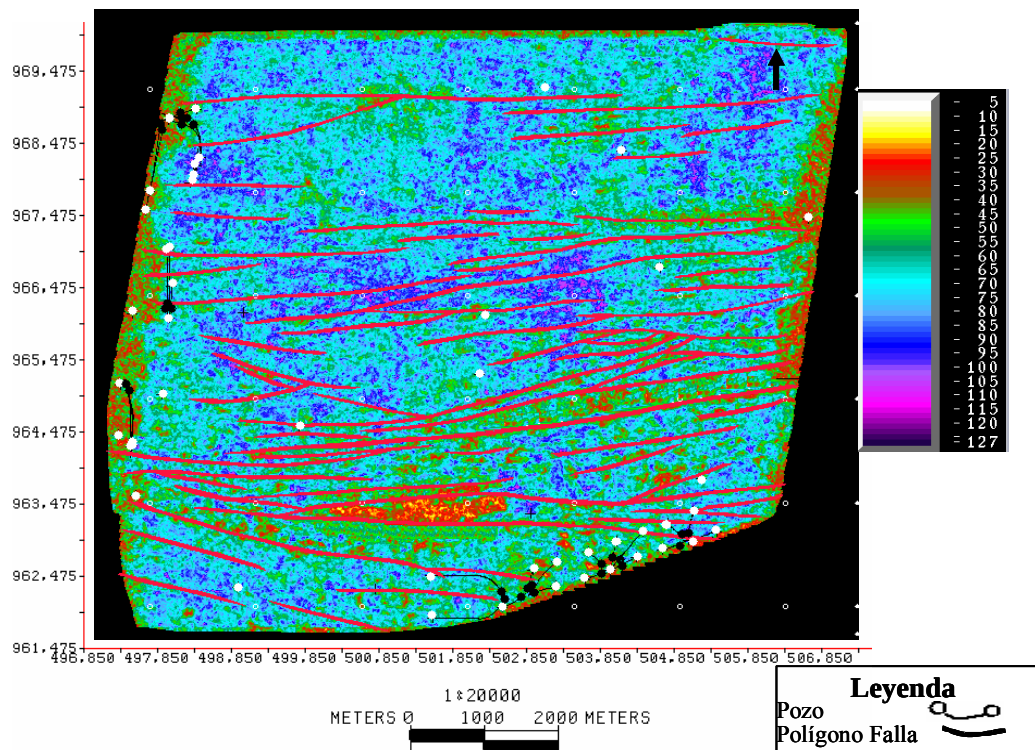


Figura 59. Mapa de Promedio de Amplitud de MFS-17, atributo volumétrico.

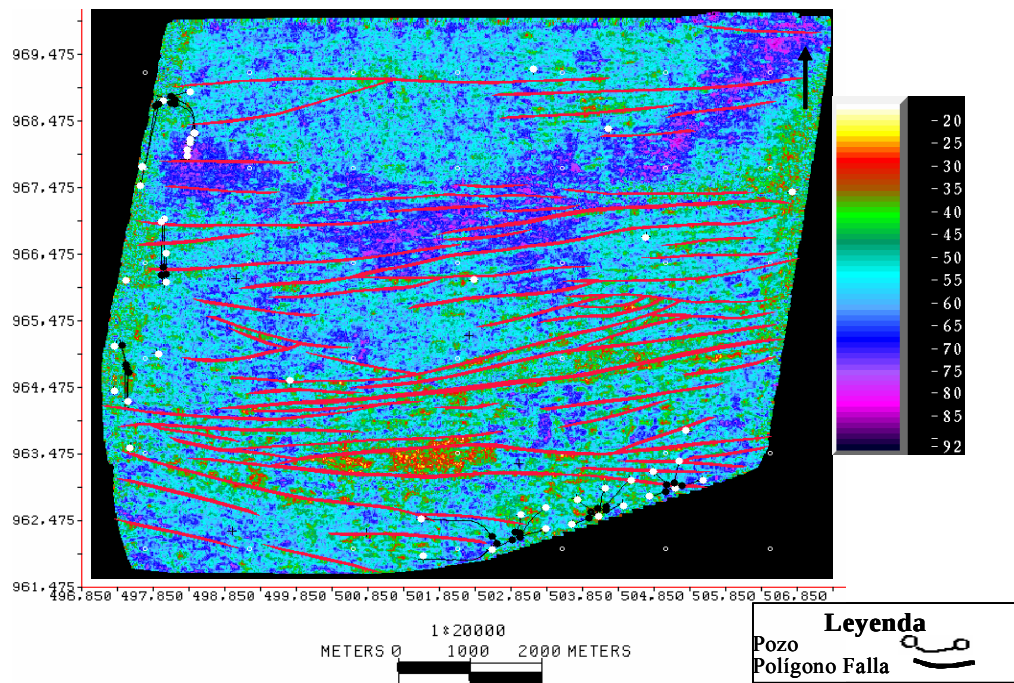


Figura 60. Mapa de Amplitud RMS de Basamento, atributo volumétrico.

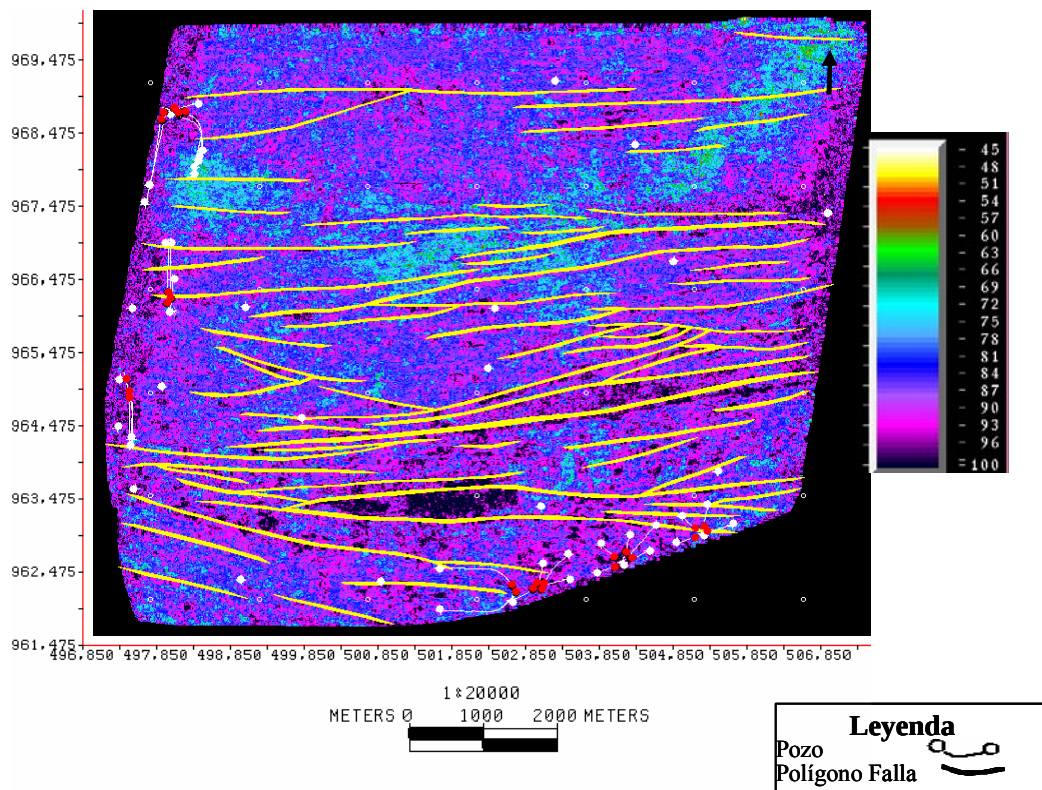


Figura 61. Mapa de Menor Porcentaje del tope de Basamento, atributo volumétrico.

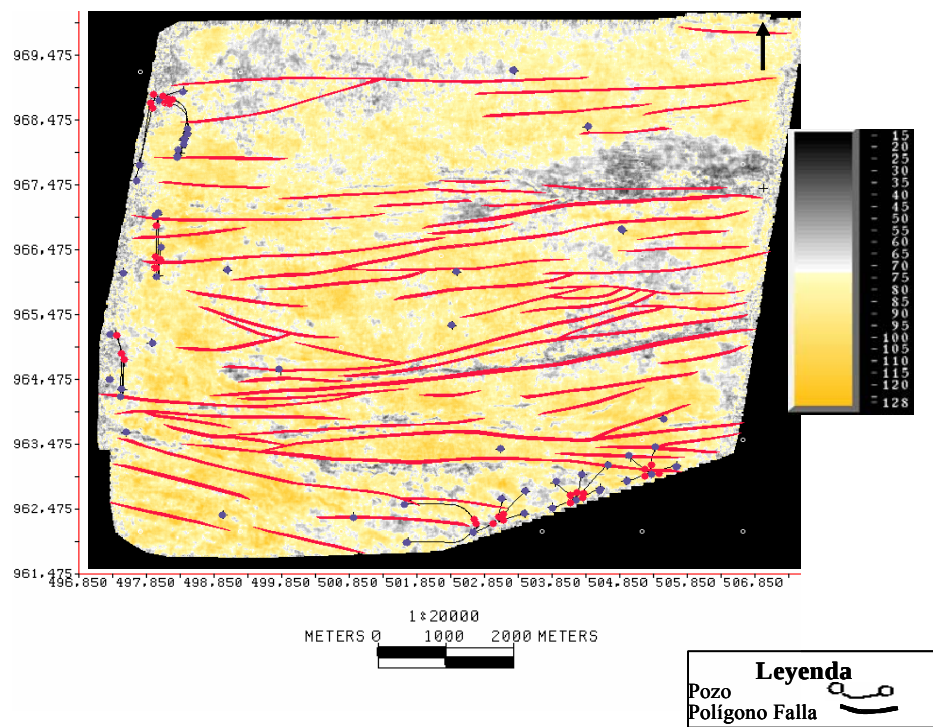


Figura 62. Mapa promedio de fuerza de reflexión del tope de la Formación Oficina, atributo instantáneo.

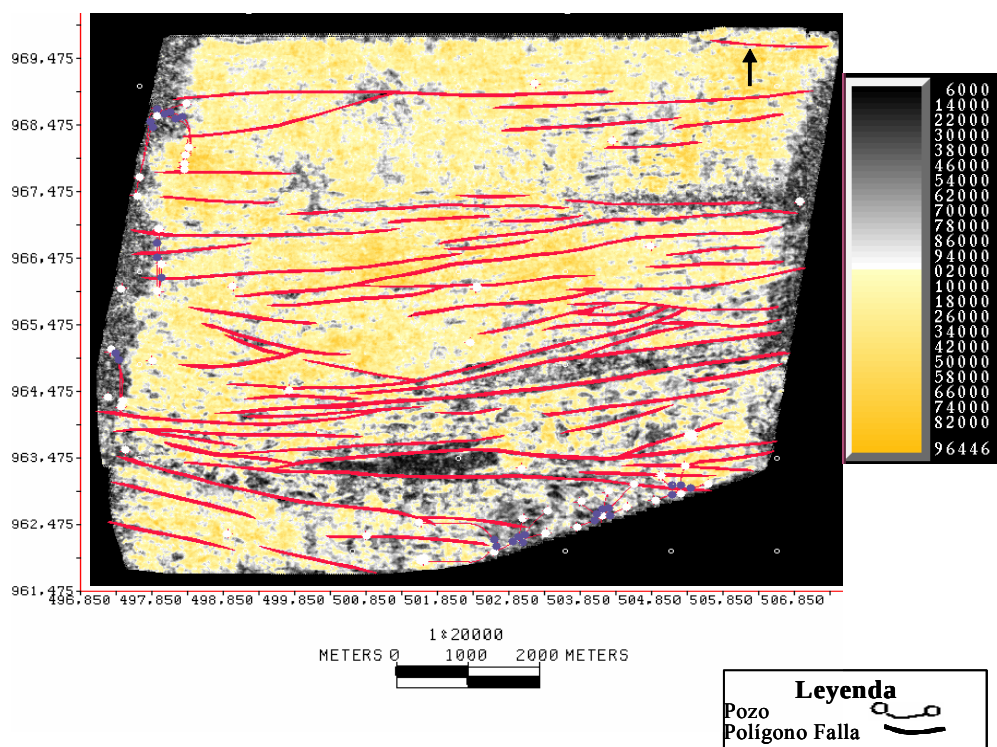


Figura 63. Mapa de Promedio de Energía de Basamento, atributo volumétrico.

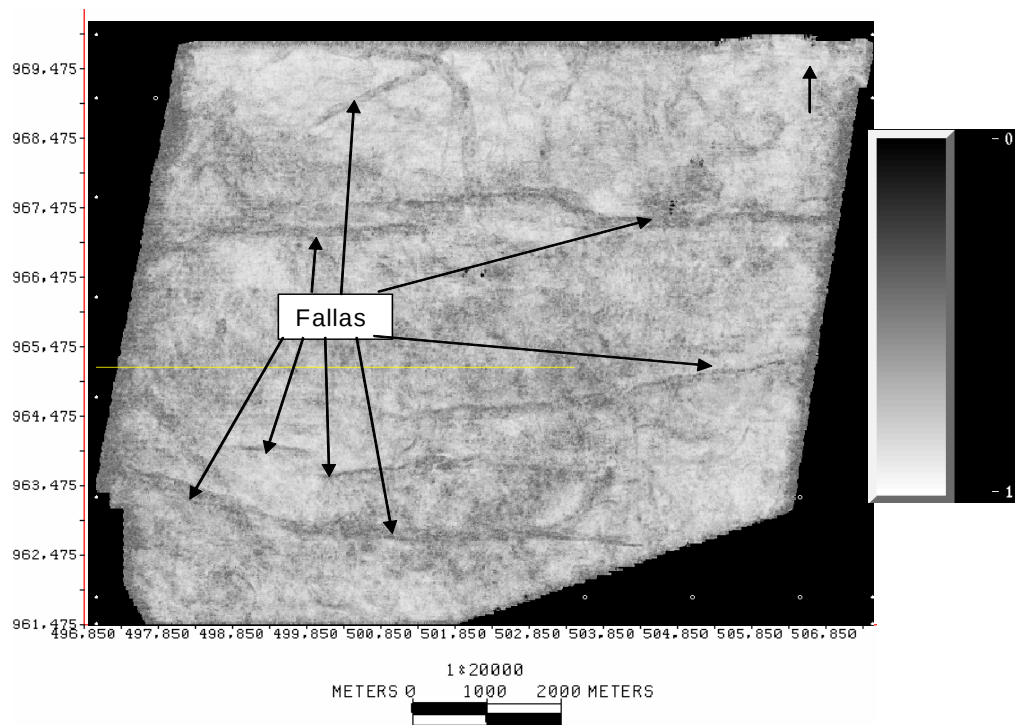


Figura 64. Mapa de Coherencia del tope de la Formación Las Piedras, atributo volumétrico.

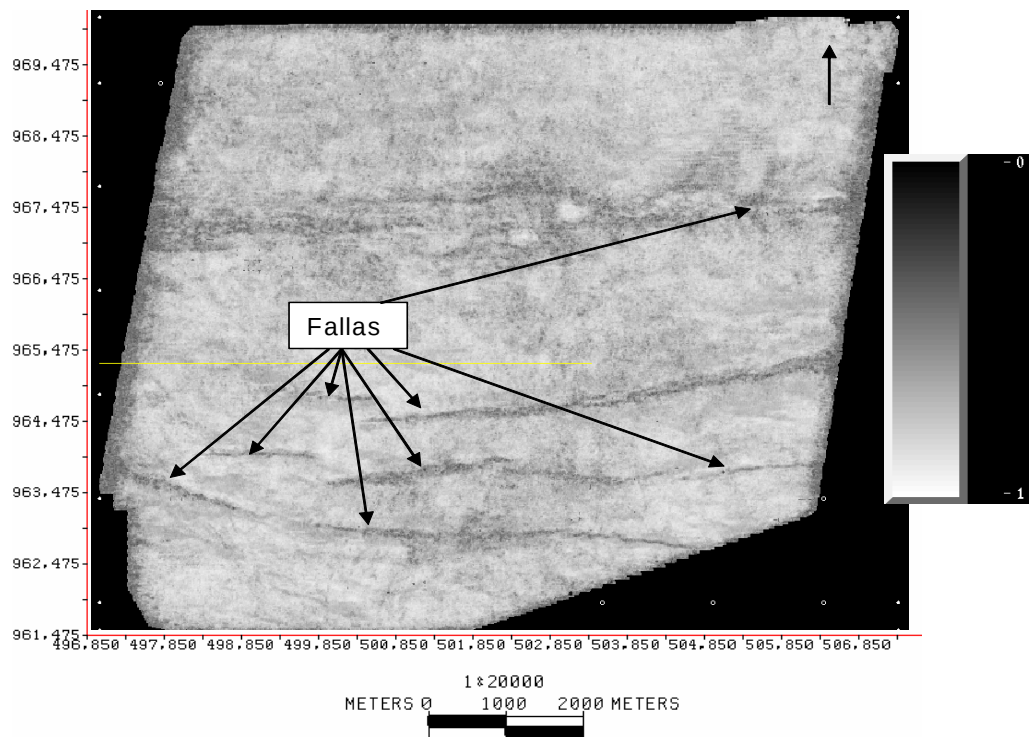


Figura 65. Mapa de Coherencia del tope de la Formación Freites, atributo volumétrico.

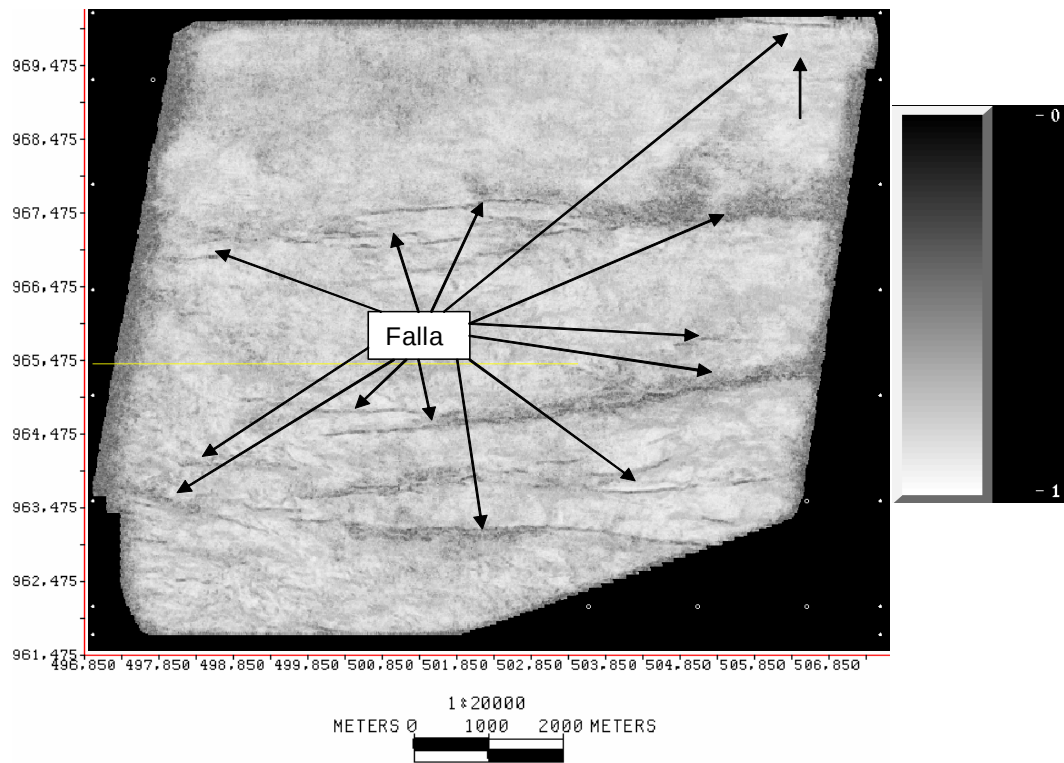


Figura 66. Mapa de Coherencia del tope de la Formación Oficina, atributo volumétrico.

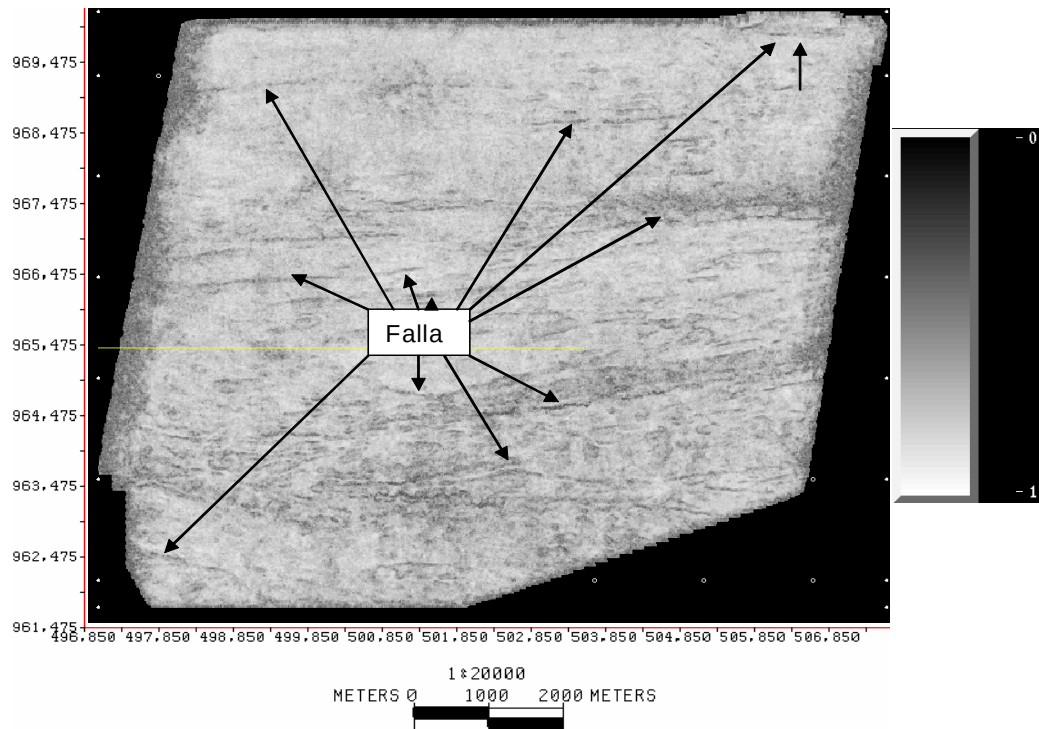


Figura 67. Mapa de Coherencia del tope de Basamento, atributo volumétrico.

## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS CITADAS

Brown, A. (1996) **“AAPG Memoir 42. Interpretation of three-dimensional seismic data”**. Fourth edition, Tulsa-Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists. 424 p.

Bahorich, Mike (1995) **“The Leading Edge”** Revista October Volumen 14, N° 10

Brian P, Stephens, R (2002) **“The Leading Edge”** revista October 1043.

Chen, Q., S. Sidney (1997) Seismic attribute technology for reservoir and monitoring. The Leading Edge, N° 5.

Cooke, D., A. Sena, G. Donnell, T. Muryanto y V. Ball (1999) What is the best seismic attribute for quantitative seismic reservoir characterization?. 69<sup>th</sup> Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts: SRC 1.8. 45-92

Funes, D. (1985) Tipos de acumulaciones de petróleo en el área de Hamaca. VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, 1985.

González de Juana, C., J. Iturralde de Arozena, X. Picard (1980) Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas. Edic. Foninvez, 2 Tomos.

Gardner, G.; L Gardner, A. Gregory, (1974) Formation velocity and density; the diagnostic basics for stratigraphic traps, Geophysics, 39, 770–780.

Isea, Andreina (1987): **“Análisis estructural y estratigráfico de la Faja Petrolífera del Orinoco”**,JPG Informe técnico. CIT-INTEVEP.

Isea, Andreina (1998): “Journal of petroleum Geology”, Informe técnico. CIT-INTEVEP. 147 p

Kiser, G. (1997) “Comentarios enviados al CIEN”, Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura de PDVSA.

Landmark (1998). Guía del usuario de “OpenWork” 1998.8.

Mari, J. (1999) Geophysics of Reservoir and civil Engineering. Technip. Paris. PP 293-303

Marfurt, K; Scheet; J. Sharp; M. Harper (1998) Suppression of the acquisition footprint for seismic sequence attribute mapping: Geophysics, 63, 1024-1035.

Parnaud, F; Gou J; Pascual, I; Truskowski, O; Gallango, H; Passalacqua, F; Roure (1995). Petroleum geology of the central part of the eastern Venezuelan Basin. Petroleum basins of South America; AAPG Memoir, 62, p.741-756

Rivas, E (2003). Evaluación petrofísica del Campo Carito. 2003. PDVSA Intevep

Serra, O (1986) “Fundamentals of well-log interpretation”, Tomo II, Ediciones Elsevier SciencePublishers, New York.

Sheriff, R. (1994). “Encyclopedic dictionary of exploration geophysics”. 3rd ed. Tulsa, Okla.: Society of Exploration Geophysicists. 376 p.

Schlumberger Oilfield Services (1997) “WEC - Evaluación de pozos”. Caracas: Schlumberger Oilfield Services. 44 p.

Yoris F., Ostos M. (1997) “Petroleum Geology of Venezuela”, publicado en el W.E.C. de Schlumberger Surencó C.A., Caracas-Venezuela, páginas 1:4

Wescott, W. (1997) Channel versus valley: semantics or significance? Properly distinguishing between channels and valleys aids in the exploration and exploitation reservoir. Amoco Exploration and Production.

Zambrano, G y M. Martínez (2004) Caracterización del área de Carito a nivel del Terciario mediante la Integración de Atributos Sísmicos y Parámetros Petrofísicos. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.