

Universidad Central de Venezuela  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Geología, Minas y Geofísica  
Departamento de Geofísica

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA 3D EN EL EOCENO DEL CAMPO AMBROSIO,  
EN LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO, ESTADO ZULIA**

Trabajo Especial de Grado Presentado ante la  
ilustre Universidad Central de Venezuela por  
Mary J. Guevara S. para optar por el título de  
Ingeniero Geofísico.

Tutor Académico: Ing. Pedro León  
Co-Tutor Académico: Ing. José L. Perdomo  
Tutor Industrial: Stephen Jackson

Caracas, octubre 2004

## AGRADECIMIENTOS

Es difícil expresar en pocas líneas el inmenso agradecimiento que siento hacia las personas que de una manera u otra han aportado a mi crecimiento, tanto profesional como personal:

Agradezco a la Escuela de Geofísica por haberme permitido la realización de este trabajo y a la Universidad Central de Venezuela en dónde siempre me he sentido como en casa.

A mi tutor académico Ing. Pedro León, quien me transmitió de manera desprendida sus conocimientos, motivándome a realizar este proyecto de la mejor manera posible, y con quién pude contar incondicionalmente en todo momento, lo cual resulta invaluable para mí.

A mi co-tutor académico Ing. José Luis Perdomo, quién me ayudó y me motivó en todo momento colaborando con mi formación profesional, lo que representó un soporte vital para la realización de este trabajo.

Al Ing. Stephen Jackson, mi tutor industrial, quien me dio la oportunidad de efectuar este trabajo, y me brindó la cooperación y las herramientas necesarias, lo cual fue indispensable para la realización del mismo.

A todos los que laboran en Perenco Venezuela S. A., quienes fueron muy colaboradores conmigo, especialmente al Ing. Frederic Briens quien apoyó mi ingreso a esta compañía.

A Dios y a mi familia quienes son un soporte emocional incomparable.

A todos mis amigos, quienes me han dado apoyo en momentos difíciles.

A Juan Carlos y Jean Marcos, quienes han estado conmigo en todo momento, apoyándome incondicionalmente. A ustedes les debo la realización de esta nueva meta, Gracias!.

**Guevara S., Mary J.**

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA 3D EN EL EOCENO DEL CAMPO AMBROSIO,  
EN EL LAGO DE MARACAIBO, ESTADO ZULIA.**

Tutor Académico: Prof. Pedro León. Co-Tutor Académico: Prof. José Luis Perdomo.

Tutor Industrial: Ing. Stephen Jackson.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.  
Departamento de Geofísica. Año 2004, 153 p.

Palabras Claves: Interpretación Sísmica 3D, Atributos Sísmicos, Campo Ambrosio, Eoceno,  
Cuenca de Maracaibo.

**Resumen.**

El presente trabajo muestra los resultados de la interpretación sísmica - estructural de un área de 250 km<sup>2</sup> en la cual se encuentra ubicado el Campo Ambrosio, asignado a Perenco Venezuela S. A., mediante la interpretación del levantamiento sísmico tridimensional denominado "98 Ambrosio 3D".

La metodología de trabajo consistió en la interpretación de horizontes y fallas, así como en el uso de atributos sísmicos. La interpretación sísmica abarcó cuatro (4) horizontes: Discordancia del Eoceno y topes de las arenas C-3, C-4 y C-5, así como la interpretación de más de 40 fallas a lo largo del campo, lo cual permitió generar un modelo estructural del campo.

De la interpretación sísmica se determinó que la estructura general del campo consiste en un anticlinal con orientación NE-SO, y buzamiento general hacia el S-SE, limitado al noroeste por la Falla de Urdaneta en la misma dirección. Adicionalmente a la Falla Urdaneta se observan dos tipos de fallamiento: 1) inverso sub-paralelas a la falla principal y 2) normal en dirección NO.

Como resultado del análisis de atributos sísmicos se concluye que la parte norte del campo presenta características sísmicas parecidas a las de una zona productora de gas en el área central. Sin embargo, en éstas no se observa ninguna evidencia de patrones de ambientes sedimentarios, lo cual posiblemente puede ser debido a: una baja resolución sísmica, a que las amplitudes no fueran preservadas, y a la complejidad estructural.

## ÍNDICE

<i>Contenido</i>	<i>Página</i>
Agradecimientos	i
Resumen	ii
Índice	iii
Lista de Figuras	viii
Lista de Tablas	viii

## CAPÍTULO I

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Planteamiento del Problema	1
1.2	Objetivo General	2
1.3	Objetivos Específicos	2
1.4	Ubicación del área de estudio	2
1.5	Información disponible	5
1.5.1	Datos sísmicos 3D	5
1.5.1.1	Adquisición	5
1.5.1.2	Procesamiento	7
1.5.2	Datos de pozos	7
1.6	Metodología de interpretación	7
1.7	Trabajos previos	8

## CAPÍTULO II

<b>2</b>	<b>Aspectos Geológicos</b>	<b>10</b>
2.1	Geología Regional	10
2.2	Evolución Tectónica Generalizada de la Cuenca de Maracaibo	13
2.2.1	Pre-Triásico	13
2.2.2	Triásico – Jurásico	13
2.2.3	Cretácico	14
2.2.4	Paleoceno – Eoceno	18

2.2.5	Oligoceno	20
2.2.6	Mioceno – Plioceno	21
2.3	Estratigrafía de la Cuenca de Maracaibo	25
2.4	Estratigrafía del Campo Ambrosio	28
2.5	Ambiente sedimentario en el Eoceno	33
2.6	Sistema petrolero de la Cuenca de Maracaibo	34
2.6.1	Sistema petrolero Fase 1	35
2.6.2	Sistema petrolero Fase 2	37
2.7	Principales campos petroleros en la Cuenca de Maracaibo	39

### **CAPÍTULO III**

<b>3</b>	<b>Marco Teórico</b>	<b>40</b>
3.1	Modelado Sísmico	40
3.2	Atributos sísmicos	41
3.3	Clasificación de los atributos sísmicos	42
3.3.1	Atributos físicos	43
3.3.1.1	Atributos instantáneos	43
3.3.1.2	Atributos de ondícula	46
3.3.2	Atributos estructurales	46
3.3.3	Atributos híbridos	48
3.4	Indicadores directos de hidrocarburos en secciones sísmicas	49
3.4.1	Punto brillante o “bright spot”	52
3.4.2	Punto plano o “flat spot”	53
3.4.3	Punto débil o “dim spot”	54
3.4.4	Cambio de fase o polaridad invertida	54
3.4.5	Disminución de Velocidad o “Velocity sag”	55
3.4.6	Sombra de amplitud o “Amplitude Shadow”	55
3.4.7	Chimenea de Gas o “Gas chimney”	55
3.5	Parámetros Petrofísicos	56
3.5.1	Porosidad	56
3.5.2	Permeabilidad	56
3.5.3	Saturación de Fluidos	56

3.5.4	Espesor de Arena Neta	56
3.6	Correlación entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas	57

## **CAPÍTULO IV**

<b>4</b>	<b>Validación de la información</b>	<b>58</b>
4.1	Inventario de registro de pozos	58
4.2	Resolución sísmica	59
4.3	Calibración sísmica - pozo	60
4.3.1	Revisión de sísmica de pozo	60
4.3.2	Extracción de ondículas	61
4.3.3	Elaboración de sismogramas sintéticos	62
4.3.4	Calibración de los sismogramas sintéticos con la sísmica	64
4.4	Generación y correlación de líneas de control	66
4.5	Selección de los horizontes a interpretar	67

## **CAPÍTULO V**

<b>5</b>	<b>Interpretación sísmica-estructural</b>	<b>68</b>
5.1	Estudio estructural regional	68
5.2	Aspectos estructurales principales	68
5.3	Interpretación de horizontes y fallas	69
5.4	Extracción de atributos estructurales	73
5.5	Mapas de atributos estructurales	74
5.6	Visualización en modo de “time slices” del volumen sísmico	86
5.7	Verificación de anomalías estructurales	87
5.8	Evolución tectónica generalizada de la Cuenca de Maracaibo y su influencia en el Campo Ambrosio	88
5.9	Estilo estructural del Campo Ambrosio	89
5.10	Mapas estructurales en tiempo	91
5.11	Conversión tiempo – profundidad	97
5.12	Mapas estructurales en profundidad	97

## **CAPÍTULO VI**

<b>6</b>	<b>Análisis de Atributos Sísmicos</b>	<b>103</b>
6.1	Caracterización acústica del intervalo de interés	103
6.2	Extracción de atributos sísmicos	115
6.3	Mapas de atributos sísmico	115
6.4	Unión o “merge” entre los mapas de atributos y los estructurales	124
6.5	Evaluación de propiedades petrofísicas	131
6.6	Gráficos cruzados entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos	132
6.7	Matriz de calidad	133

	<b>ANALISIS DE RESULTADOS</b>	<b>134</b>
--	-------------------------------	------------

	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>134</b>
--	---------------------	------------

	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>136</b>
--	------------------------	------------

	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>137</b>
--	---------------------	------------

	<b>APÉNDICE</b>	<b>140</b>
--	-----------------	------------

1	Resumen litológico de la Cuenca de Maracaibo	141
2	Gráficos cruzados entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos	154

## LISTA DE TABLAS

<i>Fig.</i>		<i>Pag.</i>
1	Objetivos propuestos en la adquisición sísmica	6
2	Parámetros de adquisición	6
3	Inventario de pozos	6
4	Propiedades petrofísicas de C3	117
5	Propiedades petrofísicas de C4	117
6	Matriz de calidad	133

## LISTA DE FIGURAS

<i>Fig.</i>		<i>Pag.</i>
1	Ubicación del Campo Ambrosio	3
2	Extensión areal del Campo Ambrosio	3
3	Ubicación del Campo Ambrosio y campos aledaños	4
4	Marco estructural actual de la Cuenca de Maracaibo	12
5	Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela	14
6	Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano	15
7	Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Temprano en Venezuela	15
8	Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Tardío	16
9	Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Tardío	17
10	Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Tardío de Venezuela	17
11	Migración del frente de deformación del Caribe hacia el este-suroeste en Venezuela Occidental durante el Paleoceno-Eoceno	19
12	Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela Occidental	21
13	Máximo desarrollo del “Pull-Apart” del Estado Falcón y generación de extensas áreas positivas en la Cuenca de Maracaibo	22
14	Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela durante el Mioceno-Plioceno	23
15	Colmatación de las cuencas antepaís y levantamiento regional del norte de Venezuela	24

16	Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias	24
17	Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo	27
18	Sección geológica transversal representativa del Campo Ambrosio	31
19	Columna estratigráfica del Campo Ambrosio	32
20	Sistema petrolero Fase 1 en la Cuenca de Maracaibo	35
21	Sistema petrolero Fase 1 definido en la cuenca del Lago de Maracaibo, roca madre Formación La Luna	36
22	Sección O-E de la Cuenca de Maracaibo	37
23	Sistema petrolero Fase 2 en la Cuenca de Maracaibo	38
24	Sistema petrolero definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, al tiempo presente	38
25	Sismograma sintético	41
26	Sección esquemática interpretada de reservorios de gas	50
27	Esquema de cambios de la impedancia acústica en profundidad	51
28	Diagrama esquemático de la respuesta sísmicas para diferentes reservorios	52
29	Punto brillante en el Golfo de México proveniente de la década de los años 1970	53
30	Distribución de pozos	58
31	Ajuste del registro sísmico	60
32	Curvas tiempo-profundidad obtenidas de los "check shots"	61
33	Ondícula extraída en las cercanías del pozo UD-110	62
34	Espectro de amplitud de la data sísmica	62
35	Distribución de pozos con sismogramas sintéticos	63
36	Sismograma sintético del pozo A-159	64
37	Calibración sísmica – pozo con registro de Rayos Gamma para el pozo UD-126	65
38	Calibración sísmica – pozo en el pozo LR-239	65
39	Línea de control con sismogramas sintéticos	66
40	Línea sísmica 260	70
41	Parte de la línea 260	71
42	Patrón de fallamiento y cuadrícula interpretada del horizonte C3	72
43	Mapa de similaridad en la Discordancia del Eoceno	74
44	Mapa de buzamiento de máxima similaridad en la Discordancia del Eoceno	
45	Mapa de “Dip Azimuth” en la Discordancia del Eoceno	75

46	Mapa de similaridad en el tope de C3	76
47	Mapa de máxima similaridad en el tope de C3	78
48	Mapa de "Dip Azimuth" en el tope de C3	79
49	Mapa de similarity en el tope de C4	80
50	Mapa de buzamiento de máxima similaridad en el tope de C4	80
51	Mapa de "Dip Azimuth" en el tope de C4	82
52	Mapa de similaridad en el tope de C5	83
53	Mapa de Buzamiento de máxima similaridad en el tope de C5	84
54	Mapa de "Dip Azimuth" en el tope de C5	85
55	"Time slice" realizado del volumen sísmico a 2.304 s.	86
56	"CrossLine" 1050	87
57	Líneas interpretadas de la Discordancia del Eoceno	91
58	Líneas interpretadas del tope C3	92
59	Líneas interpretadas del tope de C4	92
60	Mapa estructural en tiempo en la Discordancia del Eoceno con intervalos entre contorno cada 20 ms	93
61	Mapa estructural en tiempo del tope de C3 con líneas de contorno cada 20 ms	94
62	Mapa estructural en tiempo en el tope de C4 con intervalos entre contorno cada 20 ms	95
63	Mapa estructural en tiempo en el tope de C5 con intervalo entre contorno cada 20 ms	96
64	Mapa estructural en profundidad en la Discordancia del Eoceno con intervalos de contorno cada 100 pies	99
65	Mapa estructural en profundidad en el tope de C3 con intervalos de contorno cada 100 pies	100
66	Mapa estructural en profundidad en el tope de C4 con intervalos de contorno cada 100 pies	101
67	Mapa estructural en profundidad en el tope de C5 con intervalos de contorno cada 100 pies	102
68	Sismograma sintético del pozo UD-379	104
69	Sismograma sintético del pozo UD-495	105
70	Sismograma sintético en el pozo UD-376	105
71	Sismograma sintético del pozo A-159	106
72	Gráfico cruzado entre la profundidad y el GR, en el pozo UD-495	108

73	Gráfico cruzado entre la Velocidad y la Profundidad, con el registro de GR en la escala de colores	109
74	Gráfico cruzado entre la profundidad y la impedancia acústica de las arenas y las lutitas	110
75	Gráfico cruzado entre la profundidad y la Impedancia acústica con escala de color del registro GR	111
76	Gráfico de Profundidad versus Resistividad, con el registro GR en la escala de valores en el pozo UD-376	111
77	Gráfico de Impedancia acústica versus profundidad en el pozo A-159	112
78	Gráfico de Profundidad versus Impedancia Acústica de las arenas (GR<75) y de las lutitas (GR>75) en el pozo A-159	113
79	Atributo de Amplitud en el tope de C4	116
80	Atributo de Amplitud en el tope de C3	117
81	Impedancia acústica relativa en el tope de C4	118
82	Envolvente de la traza en el tope de C4	119
83	Envolvente de la traza en el tope de C3	120
84	Polaridad aparente de la ondícula en el tope de C4	121
85	Fase modulada de la envolvente en el tope de C4	122
86	Fase modulada de la envolvente en el tope de C3	123
87	Unión entre el mapa de amplitud y el estructural en el horizonte C4	124
88	Unión entre el mapa de amplitud y el estructural en el horizonte C3	125
89	Unión entre el mapa de impedancia acústica relativa y el mapa estructural en el horizonte C4	126
90	Unión entre el mapa de la envolvente de la traza y el mapa estructural en el horizonte C4	127
91	Unión entre el mapa de la envolvente de la traza y el mapa estructural en el horizonte C3	128
92	Unión entre el mapa de la fase modelada de la envolvente y el mapa estructural en el horizonte C4	129

# CAPÍTULO I

## 1 Introducción

El Campo Ambrosio está ubicado en la costa occidental del Lago de Maracaibo, a unos 35 km al sur de la ciudad de Maracaibo, y comprende un área cerca de 250 km<sup>2</sup> con una profundidad de agua de 50 pies. El campo fue descubierto en 1934 y hasta la actualidad se han perforado más de 100 pozos. Aunque la mayoría de la producción de petróleo y gas en el campo proviene de las formaciones de edad Cretáceo y Mioceno, también se ha explotado exitosamente el gas contenido en las arenas “C” del Eoceno inferior, en la parte norte y central del campo. El petróleo del Eoceno ha sido clasificado como esencialmente “pesado”, con una gravedad API promedio de 12 grados.

A través de la historia de este campo, las arenas ubicadas dentro de las secciones del Oligoceno, arenas eólicas de la Formación Icoatea combinadas con las arenas fluviales deltaicas en la serie “B” de la Formación Misoa, de edad Eoceno medio, han producido la gran mayoría de las reservas del campo, a profundidades desde 6.300 hasta 8.000 pies.

### 1.1 Planteamiento del Problema

El Campo Ambrosio, ubicado al norte del Lago de Maracaibo, Estado Zulia, es uno de los campos operados por la empresa “Perenco Venezuela S. A.”, a partir de 2001, bajo la figura de Convenios Operativos, en el programa de reactivación de campos petroleros iniciado por PDVSA desde 1992, con el propósito de reanudar la producción de crudo en estas áreas. El convenio incluye la realización de una serie de inversiones de acondicionamiento de pozos y la construcción de infraestructura.

Dado el interés en aumentar la producción y evaluar las reservas del Campo Ambrosio, se tiene la necesidad de realizar una evaluación geofísica, mediante la interpretación del levantamiento sísmico, “98 Ambrosio 3D”, además del uso de registros de pozos, con el objeto de evaluar zonas prospectivas en la Formación Misoa, de edad Eoceno, asociadas a la presencia de hidrocarburos.

## 1.2 Objetivo General

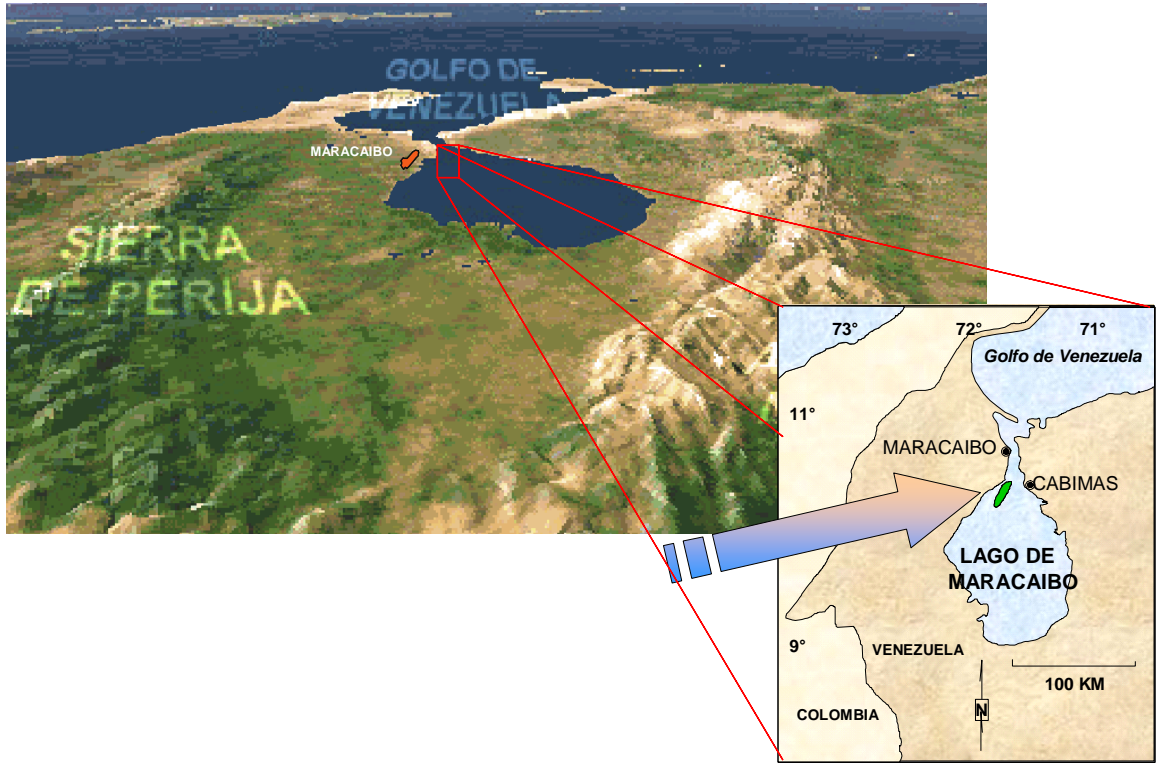
Realizar la interpretación sísmica - estructural de 250 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, y análisis de atributos sísmicos, en la Formación Misoa, de edad Eoceno, en el Lago de Maracaibo, Estado Zulia.

## 1.3 Objetivos Específicos

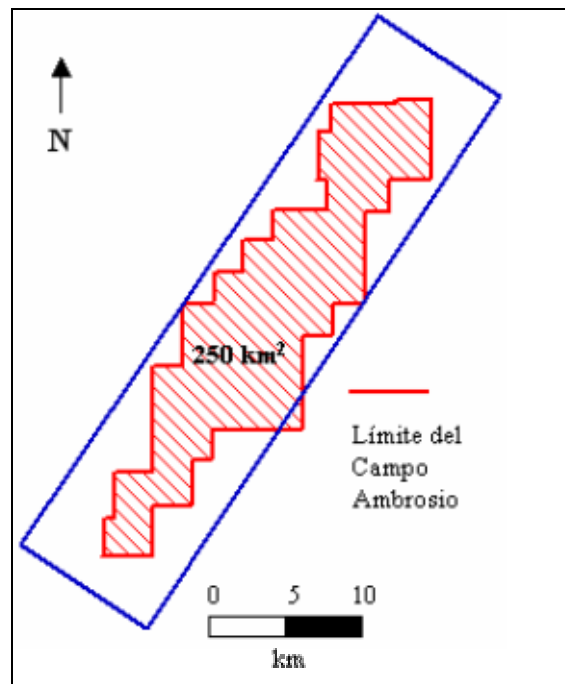
- ❑ Elaborar y validar una base de datos con la información sísmica y petrofísica existente del campo.
- ❑ Elaborar sismogramas sintéticos.
- ❑ Realizar la interpretación sísmica – estructural del área.
- ❑ Elaborar mapas estructurales en tiempo y su conversión a profundidad.
- ❑ Analizar atributos sísmicos.
- ❑ Elaborar mapas de atributos sísmicos.
- ❑ Identificar oportunidades exploratorias mediante la unión o “*merge*” entre mapas estructurales y mapas de atributos sísmicos.

## 1.4 Ubicación del área de estudio

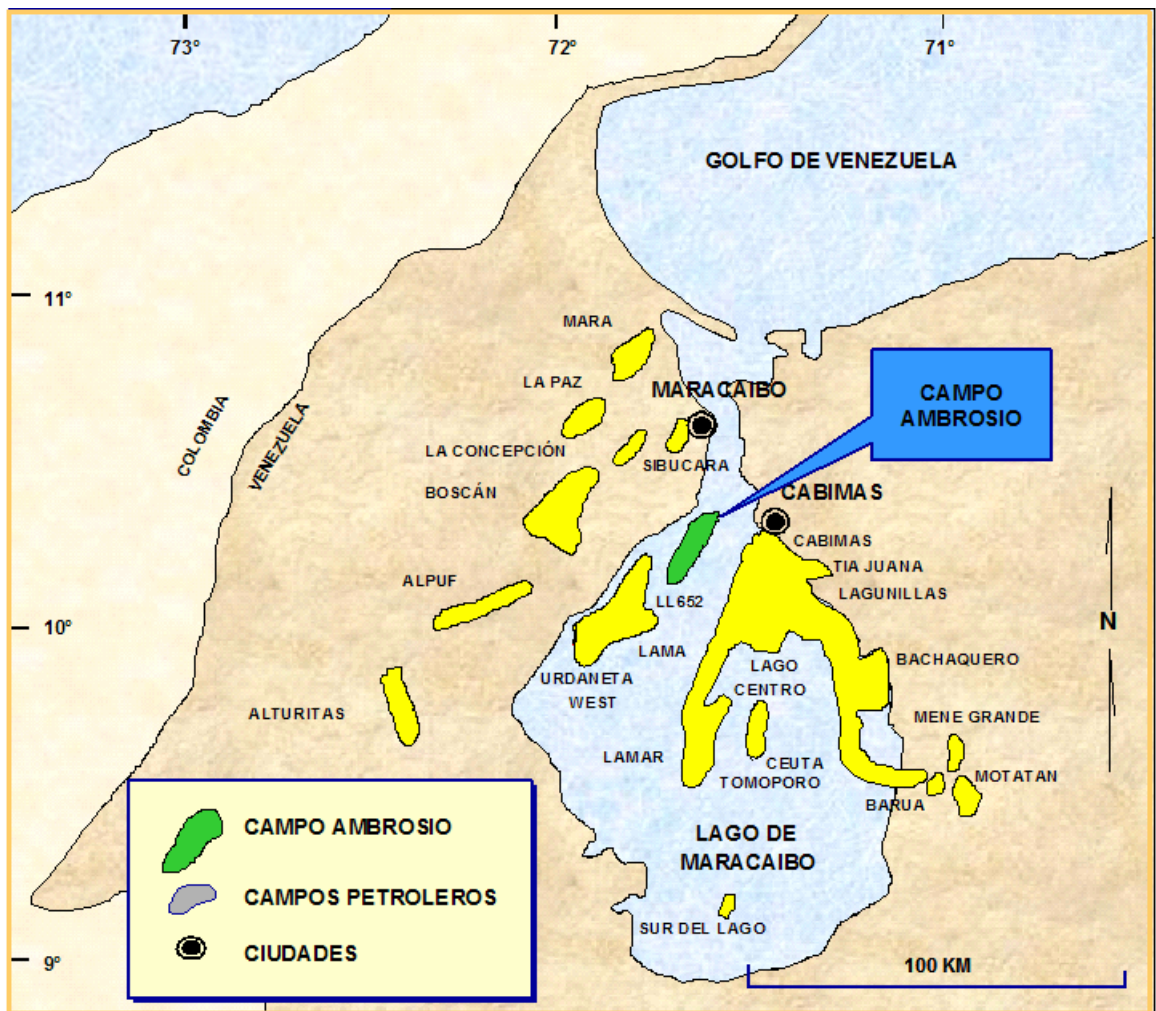
El área abarcada en este trabajo comprende el Campo Ambrosio, el cual está localizado al norte del Lago de Maracaibo, aproximadamente a 35 km al sur de la ciudad de Maracaibo y 18 kilómetros al oeste-suroeste del pueblo de Cabimas (Figura 1 y Figura 3). El área de Ambrosio tiene aproximadamente 43 km en dirección NE-SO, y 10 km en dirección NO-SE, y la zona límite del campo abarca 250 km<sup>2</sup> (Figura 2). A este campo también se le conoce como Urdaneta Norte y Urdaneta Este.



**Figura 1** Ubicación del Campo Ambrosio



**Figura 2** Extensión areal del Campo Ambrosio



**Figura 3** Ubicación del Campo Ambrosio y campos aledaños (Tomado de Perenco Venezuela S. A.)

## **1.5 Información Disponible**

Para la realización de este proyecto se dispone tanto de sísmica 3D como de información de pozos, la cual se detalla a continuación:

### **1.5.1 Datos Sísmicos 3D**

Los datos sísmicos 3D provenientes del levantamiento “98 Ambrosio 3D”, pertenecen a la empresa “Perenco Venezuela S.A.” y están cargados en la herramienta de interpretación sísmica “2d/3dPAK®” del programa “Kingdom Suite+”, versión 7.4, el cual opera bajo el sistema operativo “Windows”. Dicho programa es propiedad de la empresa “Seismic Micro-Technology, Inc”.

#### **1.5.1.1 Adquisición**

El levantamiento “98 Ambrosio 3D” abarca 500 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y cubre toda el área de Ambrosio. Dicha adquisición sísmica fue realizada por la empresa “Geco-Prakla”, una división de “Schlumberger Surencos de Venezuela”, la cual fue contratada por “Phillips Petroleum Venezuela L.L.C.” desde marzo a junio de 1998. La adquisición comenzó en el lado oeste del límite del Campo Ambrosio, con una orientación SE-NO avanzando hacia el este.

Los parámetros óptimos en la adquisición de la sísmica 3D fueron obtenidos a partir del reprocesamiento de 1.000 km de sísmica 2D, proporcionada por PDVSA, y realizado por Phillips entre 1997-1998. Este reprocesamiento tuvo como finalidad asegurar que el diseño de la adquisición 3D fuese el apropiado para delinear horizontes, tales como el Eoceno, Mioceno y Cretáceo de la mejor forma posible. Tomando en cuenta esto, se hicieron dos adquisiciones, somera y profunda, con la finalidad de satisfacer dichos objetivos, además de optimizar costos. (Resumido de informes internos de Perenco Venezuela S. A.)

En la Tabla 1 se presentan los objetivos propuestos en la adquisición y en la Tabla 2, los parámetros utilizados en la misma.

<b>Objetivo</b>	<b>Profundidad del Objetivo (pies)</b>	<b>Tiempo del Objetivo (ms)</b>	<b>Rango del Objetivo (ms)</b>
Somero (Eoceno/Mioceno)	4000	1.000	800 – 1200
Profundo (Cretáceo)	14760 – 18040	3.000	2.800 – 3.500

**Tabla 1** Objetivos propuestos en la adquisición sísmica

<b>Parámetro</b>	<b>Somero</b>	<b>Profundo</b>	<b>Extensión</b>
Identificación del levantamiento	<b>“98 Ambrosio 3D”</b>		
Contratista	<b>“Geco-Prakla”</b>		
Tamaño del levantamiento	350 km <sup>2</sup>	500 km <sup>2</sup>	
Fuente	Cañón de Aire	Cañón de Aire	Cañón de Aire
Configuración de la fuente	Fuente simple	Fuente simple	Fuente simple
Sensores/Detectores	Doble	Doble	Doble
Espaciado del disparo	50 m	50 m	50 m
Espaciado del receptor	50 m	50 m	
Espaciado línea del disparo	350 m	700 m	
Espaciado línea del receptor	350 m	700 m	350 m
Espaciado entre líneas procesadas	25 m	25 m	25 m
Espaciado entre trazas procesadas	25 m	25 m	25 m
“Offset”	1400 m	4900 m	
Número de disparos	49	16	35
Tasa de muestreo	2 ms	2 ms	2 ms
Longitud del registro	6.000 ms	6.000 ms	6.000 ms
Formato del volumen sísmico	16 bit	16 bit	16 bit

**Tabla 2** Parámetros de adquisición

Durante la adquisición sísmica, áreas del noreste degradaron por bajas frecuencias, y ruidos de alta amplitud debido a problemas de disminución de velocidad, los cuales se asociaron a un fondo de lago embarrado, suave y saturado de gas. Sin embargo, cabe destacar que en la mayor parte del estudio la data es buena. (Resumido de informes internos de Perenco Venezuela S. A.).

### **1.5.1.2 Procesamiento**

El procesamiento de la información sísmica correspondiente al levantamiento “98 Ambrosio 3D” fue realizado por la compañía “Kelman Seismic Processing Co.”, con sede en Houston, Texas. La metodología se inició con la integración de los estudios somero y profundo.

Los datos fueron combinados pre-apilados, se realizó DMO (“Dip Move-Out”), y se usaron filtros pasabanda para atenuar ruidos aleatorios y mejorar la continuidad de los eventos. Luego, se envió la sísmica integrada a la empresa “Geotrace” para realizar un procesamiento de migración en tiempo tipo “kirchoff”, lo cual aumentó significativamente la resolución sísmica. El resultado en la calidad de la data es bueno en el 70% del estudio.

Adicionalmente, se realizaron algunas pruebas de procesamiento sobre un conjunto de datos, entre ellas se incluye el análisis de velocidad azimutal para determinar tendencias, y la aplicación de la tecnología “Hybrid-gather”, propiedad de la empresa “Phillips” la cual se aplica para mejorar la resolución, las cuales son recomendadas usar en todo el conjunto de datos en futuros trabajos de reprocesamiento (Resumido de informes internos de Perenco Venezuela S. A.).

### **1.5.2 Datos de Pozos**

Se cuenta con registros de pozos, tales como: Sónico (DT), Densidad (RHOB), Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Neutrón, Resistividad, Caliper, y Tiros de Verificación Sísmica o “Check shots” realizados en más de 100 pozos a lo largo del campo. Estos registros se encuentran cargados digitalmente en la herramienta para análisis e interpretación de registros “EarthPAK®” del programa “Kingdom Suite+ 7.4”.

## **1.6 Metodología de Interpretación**

Para la realización de este proyecto se usó la siguiente metodología de investigación:

- Recopilación y validación de la información.
- Revisión de la información bibliográfica existente.
- Inventario de registros de pozos.

- Revisión de pozos con registros: Sónico, Densidad, Rayos Gamma, Resistividad, Neutrón y Caliper.
- Revisión de pozos con tiros de verificación sísmica (“check shots”).
- Selección de pozos.
- Cálculo de la resolución sísmica.
- Calibración sísmica.
- Selección de los horizontes a interpretar.
- Interpretación sísmica-estructural.
- Elaboración de mapas estructurales en tiempo de los horizontes interpretados.
- Conversión tiempo-profundidad.
- Elaboración de mapas estructurales en profundidad de los horizontes interpretados.
- Análisis de atributos sísmicos.
- Mapas de atributos de los horizontes interpretados.
- Unión entre los mapas estructurales y de atributos.
- Identificación de oportunidades exploratorias.

## **1.7 Trabajos Previos**

### **Interpretación sísmica y correlación de registros de pozos en el Campo Ambrosio. Johannam Maryssael Andrén, Universidad de Stockholm, 1998, 20 p.**

En este estudio se realizó una interpretación sísmica con correlación de registros de pozos, como tesis para obtener una maestría en Ciencias de la Tierra, en la Universidad de Stockholm. Los datos y las herramientas fueron proporcionados por “Norsk Hydro”. El propósito del trabajo fue alcanzar un entendimiento local de un área determinada de la Cuenca de Maracaibo y atarla a campos adyacentes para lograr una mejor comprensión regional.

El estudio fue hecho en el Campo Ambrosio cubriendo un área de 250 km<sup>2</sup> con sísmica 2D proveniente de 8 levantamientos diferentes. Entre los datos disponibles se encuentra la información de 12 pozos para la correlación de registros, y 5 estudios de “Vertical Seismic Profile” (VSP) distribuidos informalmente en el área.

En dicho estudio se resume que la Formación La Luna, roca madre de la región fue depositada bajo condiciones marinas durante la subsidencia del Cretáceo. Las principales rocas reservorio fueron encontradas en la secuencia de las arenas C del Eoceno, de deltas progradantes dentro de una cuenca subsidente. Las arenas B fueron parcialmente erosionadas por la Discordancia del Eoceno. Las secuencias del Mioceno y Plioceno no fueron objeto de este estudio.

La separación de los continentes Norte y Sur América causó “rifting” extensivo en el Jurásico. Luego una compresión durante el Eoceno Medio - Superior reactivó las fallas normales, y varias fallas transcurrentes cortaron la Cuenca de Maracaibo. Ambrosio se encuentra en el lado deprimido de la falla principal de Icotea. Una falla de corrimiento principal con tendencia NNE, parte de la Falla Urdaneta, domina el bloque. Tanto extensión como compresión en diversos períodos de tiempo han reactivado esta falla. El primer pulso compresivo tuvo lugar en el tope del nivel C-3-X. El levantamiento andino y la subducción de la Placa Caribe causaron compresiones adicionales. Fallas normales NO-SE más recientes están presentes y cortadas por la falla de corrimiento. Otras tendencias son difíciles de distinguir debido a que no son resueltas con la sísmica y a la pobre calidad de la data. Fallas gravitacionales del Mioceno fueron reactivadas durante una inversión regional de la cuenca ocasionada por el levantamiento andino ([www.natgeo.su.se/grundutb/exjobb/1998/johannam.html](http://www.natgeo.su.se/grundutb/exjobb/1998/johannam.html)).

## CAPÍTULO II

### 2 Aspectos Geológicos

#### 2.1 Geología Regional

La Cuenca de Maracaibo forma parte del bloque tectónico de Maracaibo, se encuentra ubicada al noroeste de Venezuela y ocupa un área de aproximadamente 62.000 km<sup>2</sup> extendiéndose en dirección suroeste hacia Colombia. Está enmarcada estructuralmente por tres alineaciones orogénicas principales: La Sierra de Perijá al oeste, la Cordillera Andina al sureste y la Serranía de Trujillo al este, completando con el sistema de Fallas de Oca en el norte. Estos elementos tectónicos mayores fueron calificados como “cinturones móviles” por González de Juana, et al., 1980.

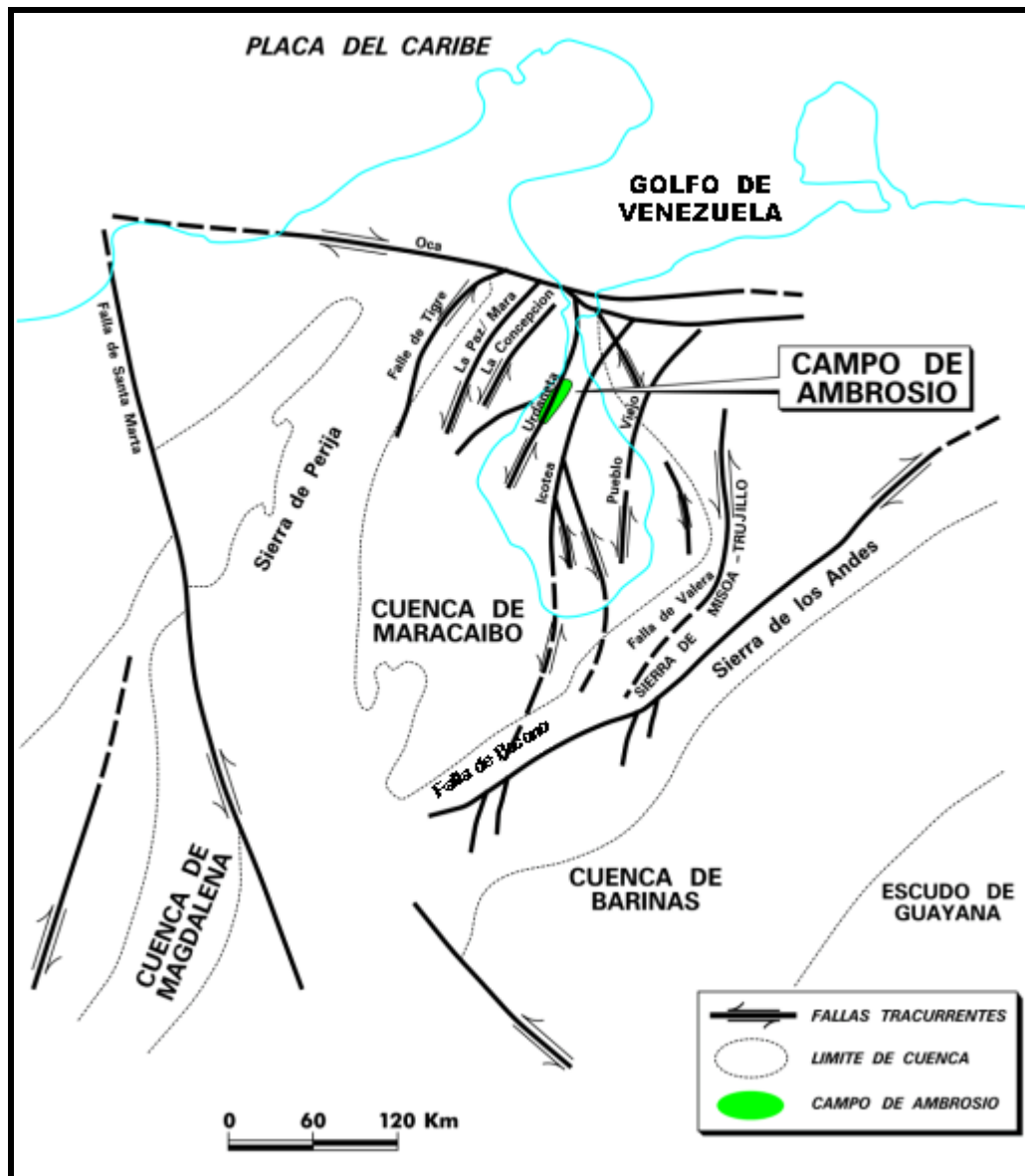
Las principales fallas transcurrentes (Figura 4), entre las cuales se encuentran: Oca (dextral), Boconó (sinistral) y Santa Marta (sinistral) son resultado de la compresión noreste ejercida por la Placa Nazca contra el noroeste de América del Sur y un movimiento dextral entre las placas del Caribe y América del Sur (ROBERTO et al, 1990).

En la Cuenca de Maracaibo, los ejes y las falla más importantes tienen un rumbo predominantemente NNE-SSO, tal como se aprecia en el alineamiento La Paz – Mara o la Falla de Icotea y el anticlinal de Misoa – Mene Grande – Motatán, suparalelos al levantamiento de la Sierra de Perijá (GONZALEZ DE JUANA et al., 1980).

El basamento en el área de la cuenca se caracteriza por rocas ígneo-metamórficas de edad pre-cretácica. En algunas fosas jurásicas quedaron preservadas sobre el basamento, rocas sedimentarias continentales de la Formación La Quinta, Río Negro, y algunas rocas volcánicas asociadas. Este conjunto de rocas a finales del Jurásico fue sometido a procesos tectónicos y erosivos, formándose una pleniplanicie sobre la cual se depositó posteriormente toda la secuencia sedimentaria de interés petrolífero.

Estos procesos tectónicos y erosivos han sido objeto de numerosos estudios e interpretaciones, entre los cuales se pueden mencionar los realizados por BUENO et a. (1993); LUGO (1992); AUDEMAR (1991); ARMINIO (1994), los cuales coinciden en que en la Cuenca del Lago de Maracaibo, existió una fase tensional durante el Jurásico-Cretácico Inferior, donde “un sistema de “grabens” existió a lo largo de la cuenca detrás del arco, situado entre el Golfo de Venezuela y el Ecuador. Uno de estos “grabens” está situado en el Lago de Maracaibo, al oeste de la falla de Icotea” (BUENO, 1993), considerado como el elemento de mayor magnitud en el Lago de Maracaibo. El estilo extensional data desde la apertura continental que separó la placa Norteamericana de la Sudamericana.

Existen dos sistemas de fallas principales en la dirección NNE, Icotea y Pueblo Viejo. Desde el Jurásico hasta el Eoceno inferior a medio, el desplazamiento de las fallas es normal, y está asociado al régimen de apertura continental iniciado en el Jurásico, para luego reactivarse durante toda la etapa de subsidencia termal que continuó en el Cretácico. Desde el Eoceno superior al Mioceno, el comportamiento de las fallas es transpresivo sinistral, con un período pasivo intermedio (LUGO, 1992).



**Figura 4** Marco estructural actual de la Cuenca de Maracaibo (Tomado de Perenco Venezuela S. A.)

## **2.2 Evolución Tectónica Generalizada de la Cuenca de Maracaibo**

La evolución de la Cuenca de Maracaibo es compleja y ha sido estudiada por diversos autores a lo largo de los años. Trabajos regionales sobre la cuenca incluyen los de ZAMBRANO et al. (1971), GONZÁLEZ DE JUANA et al. (1980), LUGO y MANN (1995), PARNAUD et al. (1995) y PESTMAN et al. (1998).

A continuación se describen los eventos principales ocurridos durante dicha evolución, los cuales han sido recopilados y analizados de varios estudios.

### **2.2.1 Pre-Triásico (Pre-Cámbrico-Paleozoico)**

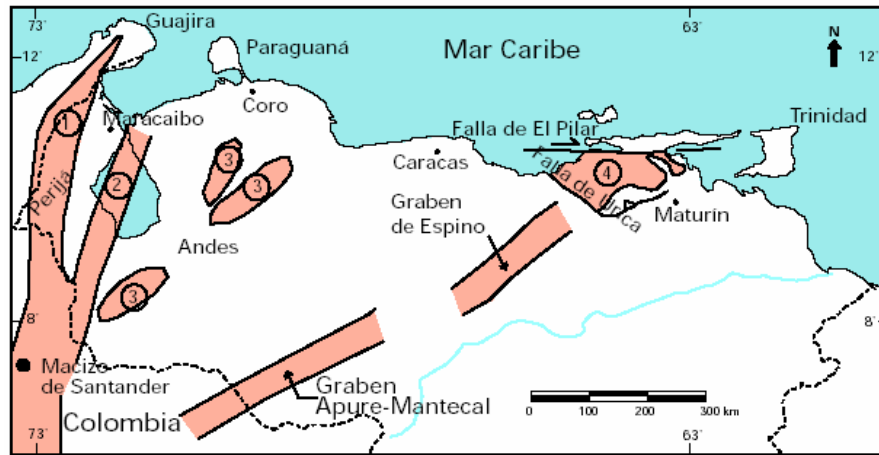
En la historia Precámbrica-Paleozoica de Venezuela noroccidental se encuentran vestigios de una faja plegada peniplanada del Precámbrico Superior – Paleozoico Inferior. Los núcleos más antiguos de esta cadena afloran en Los Andes venezolanos centrales, en donde se incluyen al Complejo Iglesias y la Asociación Bella Vista (MEN, 1997).

### **2.2.2 Triásico-Jurásico**

Se produce el proceso de expansión que estuvo relacionado a la apertura del Golfo de México o Proto-Caribe. La rotura o "rifting" de Pangea produjo varias estructuraciones importantes que posteriormente influyeron en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas (WEC, 1997). Esta fase extensional ocurrió en el contexto de un marco de retroarco, relacionado con la subducción de la Placa del Pacífico al oeste (MEN, 1997).

Dentro de Venezuela Continental, la apertura del Proto-Caribe indujo el desarrollo de valles de extensión o grábenes (Figura 5) con una tendencia noreste. Todos estos grábenes fueron rellenados durante el Jurásico por sedimentos continentales tipo "capas rojas", volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos y calizas de invasiones marinas, existiendo evidencia de ello en la Formación La Quinta de Venezuela Occidental (WEC, 1997).

Las fallas de borde de los grábenes, de dirección general NNE, permanecen como zonas de debilidad a través del tiempo y corresponden al sitio de las grandes inversiones estructurales (AUDEMARD, 1991).

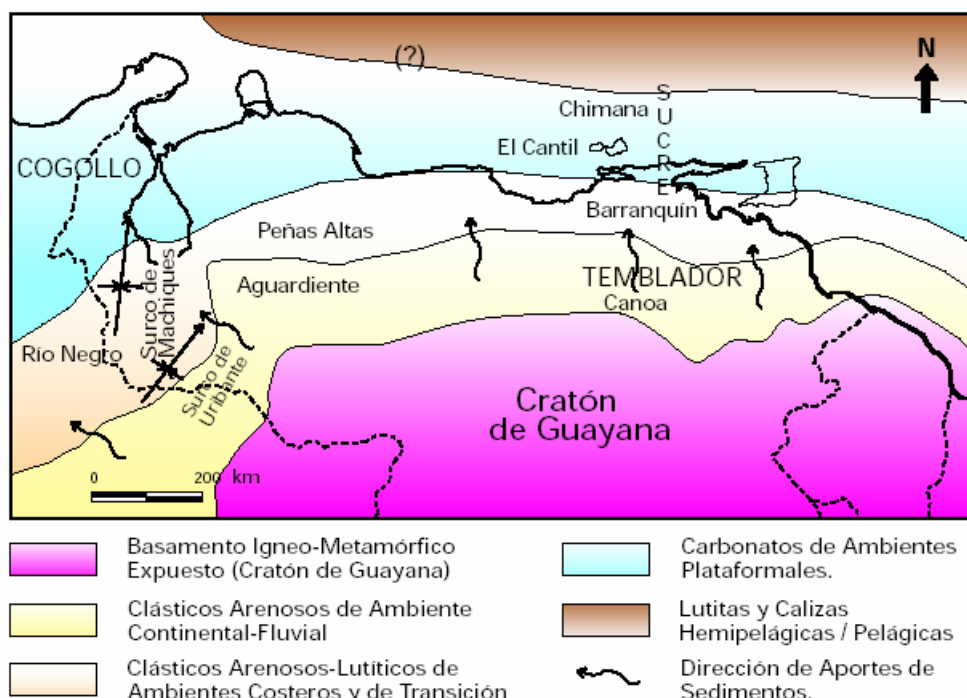


**Figura 5** Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, mostrando que las mismas se encuentran aflorando en la Sierra de Perijá (1), como parte del basamento en el subsuelo de la Cuenca de Maracaibo (2), en los Andes (3), en el subsuelo de las cuencas Barinas-Apure y Oriental (grábenes de Apure-Mantecal y Espino) y han sido interpretadas como involucradas en profundidad en los corrimientos de la Serranía del Interior (4). Tomado de Bartok (1993), Passalacqua et al. (1995) y Lugo y Mann (1995). Tomado de la WEC, 1997, p. 6)

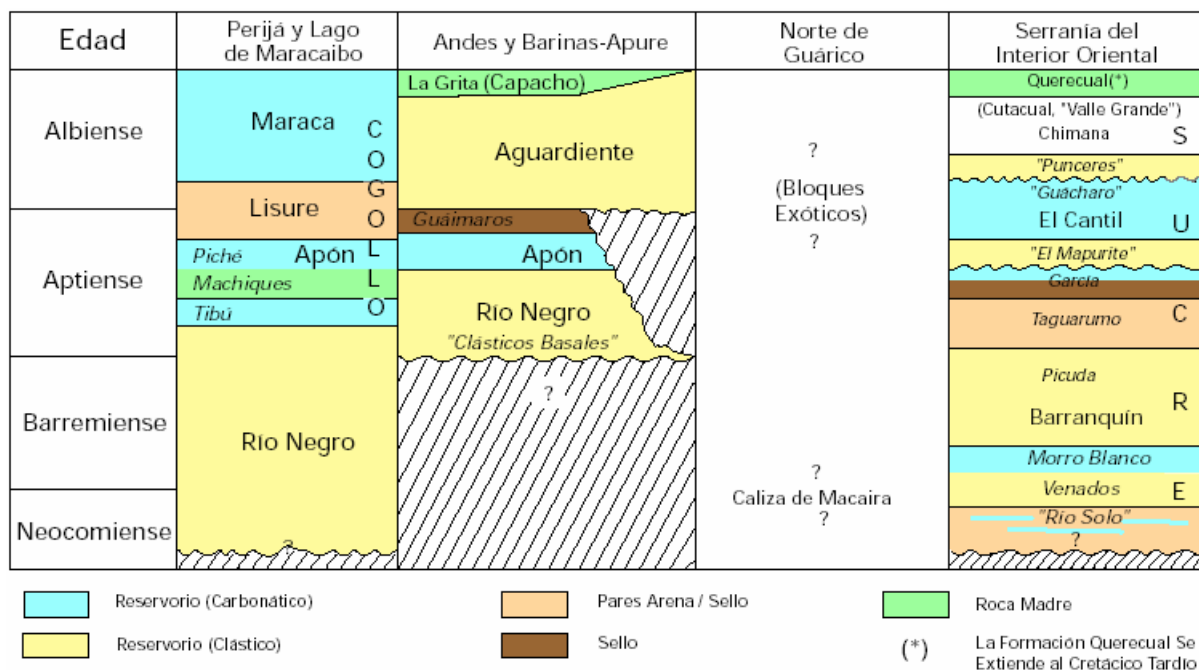
### 2.2.3 Cretácico

#### *Cretácico Temprano*

La Figura 6 y la Figura 7 muestran la sedimentación y la estratigrafía del Cretácico Temprano (146-95 Ma) en Venezuela. En el occidente, la sedimentación fue controlada en su inicio por el sistema de fallas de los grábenes jurásicos, como se puede evidenciar en los espesores de los clásticos arenosos de la Formación Río Negro, los cuales varían desde más de dos kilómetros en el Surco de Machiques, hasta unos pocos metros en algunas localidades del Flanco Norandino. A continuación, la subsidencia se estabilizó y el Grupo Cogollo (carbonático) se depositó en un extenso mar epicontinental transgresivo sobre Venezuela Occidental (WEC, 1997).



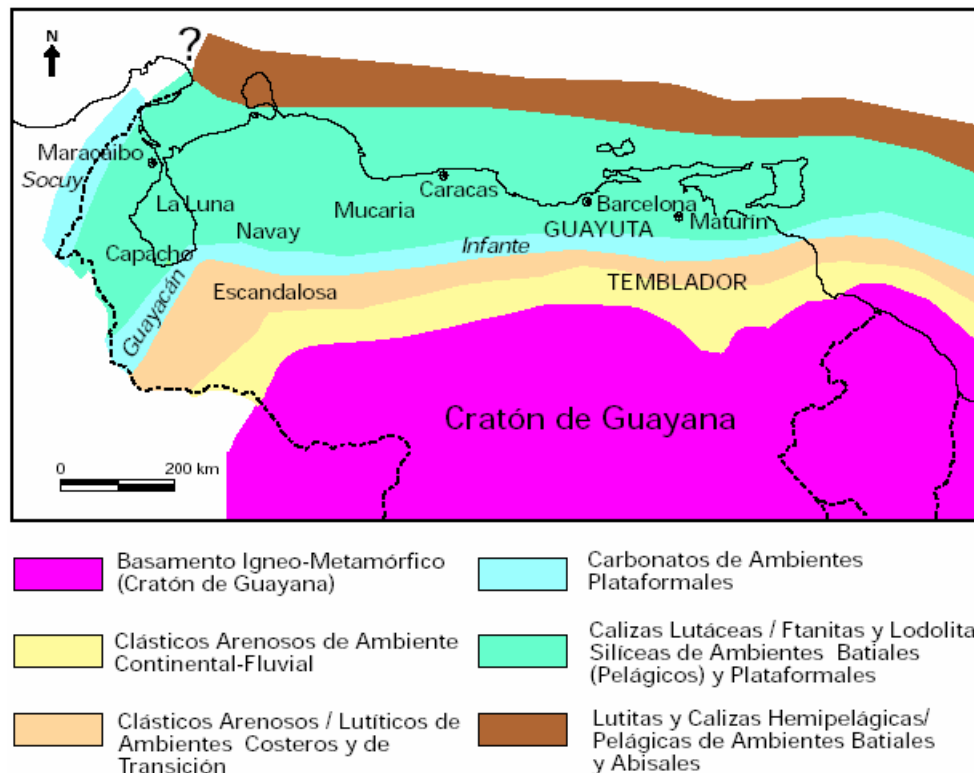
**Figura 6** Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense-Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dicha asociación de facies (Tomado de la WEC, 1997, p. 7)



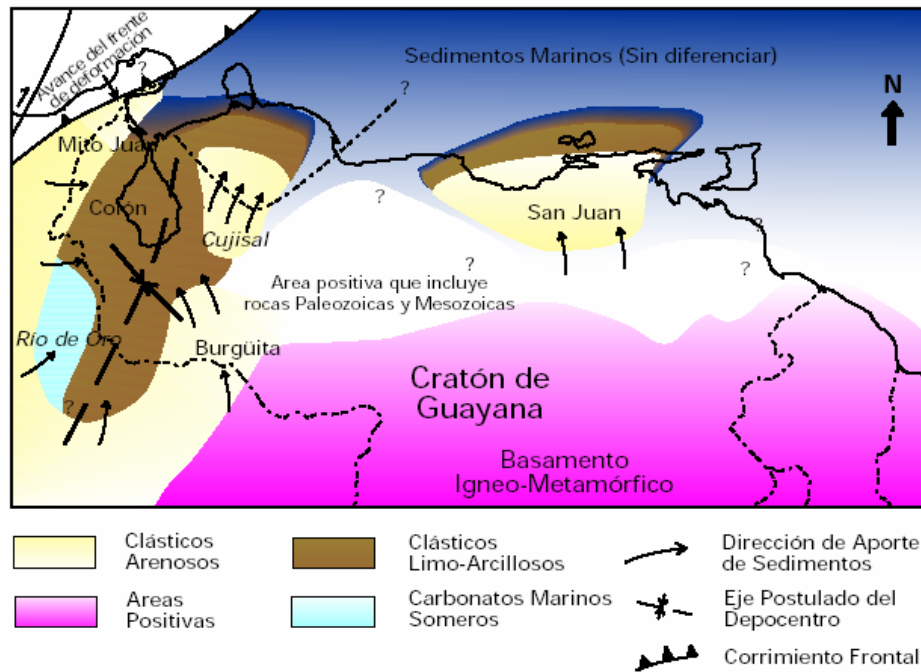
**Figura 7** Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Temprano de Venezuela. Las unidades informales se colocan en *itálicas* entre comillas. El conjunto de miembros para el Grupo Sucre es discutido en Yoris (1985, 1988, 1992). Tomado de la WEC, 1997, p. 7.

## Cretácico Tardío

En la Figura 8 y Figura 9 se indica conceptualmente la distribución de paleoambientes y unidades estratigráficas principales durante el Cretácico Tardío en el norte de la Placa Suramericana. La Figura 10 resume el cuadro de correlación de estas unidades en toda Venezuela. A partir del final del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico. Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico Tardío, responsable de la sedimentación de calizas, lutitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa. Se deposita la Formación La Luna, roca madre por excelencia y su espesor oscila entre 50 y 300 m. En Venezuela Occidental, las variaciones laterales de facies de la roca madre incluyen calizas pelágicas y fosfáticas, lutitas oscuras y calizas conchíferas, de edad Albiense Tardío a Turoniense (95-88 Ma).



**Figura 8** Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cenomaniense-Campaniense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican las unidades típicas de dichas asociaciones de facies (WEC,1997, p. 8)



**Figura 9** Distribución de facies sedimentarias durante el Maastrichtiense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dichas asociaciones de facies. Nótese que el eje del depocentro de Venezuela Occidental se alinea sub-paralelamente al frente de deformación al oeste de Venezuela, el cual es una consecuencia de la colisión entre las placas de Nazca y Sudamérica (WEC, 1997, p. 9).

Edad	Perija y Lago Maracaibo	Flanco Norandino	Flanco Surandino	Norte de Guárico	Flanco Sur de la Cuenca Oriental	Serranía del Interior Oriental
Maastrichtiense	Mito Juan	Mito Juan	Mito Juan	Guárico	Infante	Vidono
Campaniense	Colón	Colón	Burgüita	G	Tigre	San Juan
Santoniense	Socuy	Tres Esquinas	Navay	U		San Antonio
Coniaciense	La Luna	La Luna	La Morita	A	GRUPO TEMBLADOR	Querecual del Norte
Turonense	(Hiatus regional en la base?)	Guayacán	Guayacán / Caliza "O"	Y	Canoa	Querecual
Cenomaniense		Capacho	Escandalosa	T		
		Seboruco		A		
				"Bloques Exóticos"		
				?		

<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:cyan; border:1px solid black;"></span> Yacimiento (Carbonatico)	<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:orange; border:1px solid black;"></span> Pares Arena / Sello	<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:lightgreen; border:1px solid black;"></span> Roca Madre
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:yellow; border:1px solid black;"></span> Yacimiento (Clastico)	<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:lightcoral; border:1px solid black;"></span> Sello	

**Figura 10** Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Tardío de Venezuela. Las Formaciones Guárico y Vidono continúan al Paleoceno; las Formaciones Canoa y Querecual siguen al Albicense Tardío. Las relaciones del Grupo Guayuta y sus equivalentes en el norte de Guárico con unidades más antiguas y que aparecen en forma de bloques alóctonos. Tomado de la WEC, 1997, p. 9.

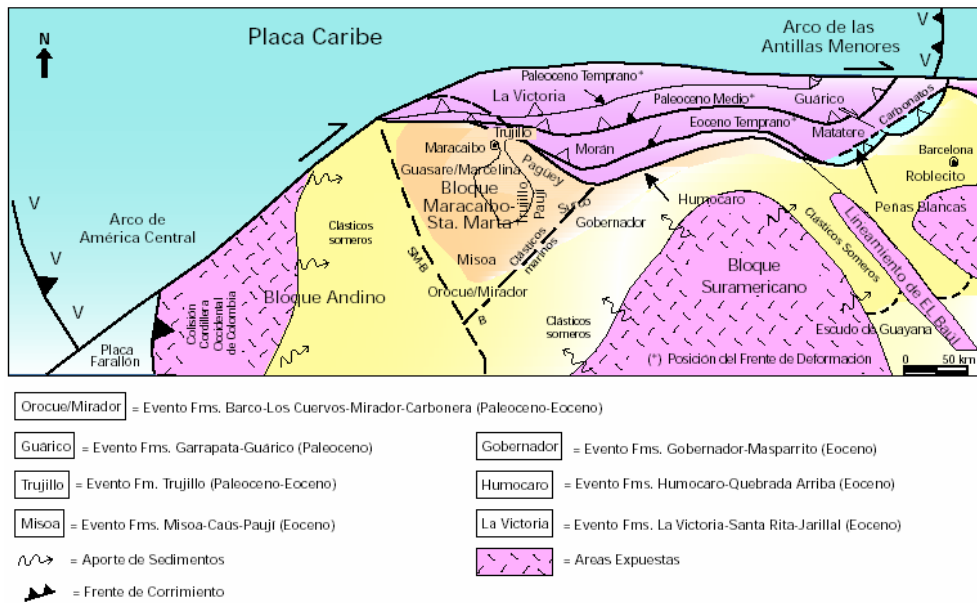
Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre. En Perijá y la Cuenca del Lago de Maracaibo, la Formación La Luna pasa verticalmente a calizas glauconíticas (Miembro Socuy) y lutitas oscuras y areniscas delgadas de las formaciones Colón y Mito Juan. En el Flanco Norandino se encuentra el Miembro Tres Esquinas, glauconítico-fosfático, como posible equivalente diacrónico del Miembro Socuy y luego las lutitas de la Formación Colón; en el flanco surandino el contacto superior de la roca madre es transicional a erosivo, con las areniscas basales de la Formación Burgüita (Tomado de la WEC, 1997).

A finales del Cretácico se originan en Colombia eventos orogénicos importantes, debido a la interacción del margen Sur de la Placa Caribe con el borde Norte de la Placa Suramericana (AUDEMARD, 1991). Esta interacción migra hacia el Este durante el Cretácico Tardío – Paleoceno Temprano y ejerce su influencia sobre el margen Noreste de Venezuela.

#### **2.2.4 Paleoceno-Eoceno**

“OSTOS (1990) señala que como consecuencia de la colisión con el arco de Las Bahamas, la Placa Caribe comenzó a moverse en dirección Este, lo que causó una rotación horaria del terreno transpresional de Venezuela (Arco de Tiara, Complejo de Sebastopol, Faja de Villa de Cura, Cinturón Caucagua-El Tinaco, Ofiolitas de Siquisique) los cuales se ubican justo al Norte de la Cuenca de Maracaibo durante el Paleoceno- Eoceno inferior. En la Cuenca de Maracaibo, esta rotación causó la reactivación de antiguas estructuras Jurásicas, tales como: el alineamiento de Lama-Icotea y la Falla Lama-Este, lo cual facilita dicha rotación mediante movimientos transcurrentes sinestrales.

LUGO (1991) señala la convergencia tectónica al Norte de Venezuela, la cual se caracteriza por una serie de colisiones y suturas de terrenos, derivada del choque de la Placa Caribe con el margen continental pasivo (ver Figura 11). Dicha colisión fue diacrónica en el Norte de Venezuela, comenzando para el Paleoceno Tardío en el Noroeste de la cuenca. STEPHAN (1977) indica la presencia de olitostromos Cretácicos avanzado hacia el Sureste, en sedimentos de edad Paleoceno y Eoceno Medio.



**Figura 11** Migración del frente de deformación del Caribe hacia el este-suroeste en Venezuela Occidental y sedimentación epi/perisutural asociada durante el Paleoceno-Eoceno. Los límites entre el Bloque Andino y el Suramericano se encontraban aproximadamente donde actualmente se encuentran los sistemas de fallas de Santa Marta-Bucaramanga (SM-B) y Bocono (B). Tomado de la WEC, 1997, p. 10.

Dichos sedimentos se depositaron en una cuenca “Foreland” producida como consecuencia de la flexura cortical, obteniéndose un estilo estructural que se encuentra definido por fallas extensionales con orientación noroeste, siendo esto una reacción de la carga tectónica de los terrenos caribes emplazados hacia el Norte. Para adaptarse a esta situación, la plataforma Cretácica tuvo que vascular hacia la antifosa. Aunque, debido a sus sedimentos competentes, en realidad se quebró formando fallas normales escalonadas, las cuales se reactivaron en forma sinsedimentaria durante el Eoceno. En esta cuenca, la fuente de aporte de sedimentos es también el frente de corrimientos; éstos a su vez, al ir avanzando van envolviendo lo que han sedimentado. A medida que el orógeno avanza hacia el sur, la cuenca migra en esa dirección, produciéndose una flexión de esta medida que choca con el Arco de Mérida. AUDEMARD (1991) resalta la migración de estos “foredeeps” hacia el Este.

El Eoceno Temprano se caracteriza por la colisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. La deformación asociada produce el emplazamiento en dirección S-SE de las Napas de Lara (ARMINIO et al., 1994).

Según PESTMAN et al. (1994), las siguientes deformaciones se pueden relacionar directamente con el emplazamiento de las Napas de Lara: 1) Desarrollo de un posible alto periférico en la zona central de la cuenca, 2) Una antefosa en Zulia Oriental y Falcón; 3) Fallas normales con buzamiento hacia el NNE, así como la reactivación de fallas pre-existentes, entre las cuales se destacan: Tigre-Cachirí, La Paz, Urdaneta Oeste, Urdaneta, Icotea, Pueblo Viejo y Begote. A nivel del Eoceno se observa un considerable aumento de espesor hacia el NE.

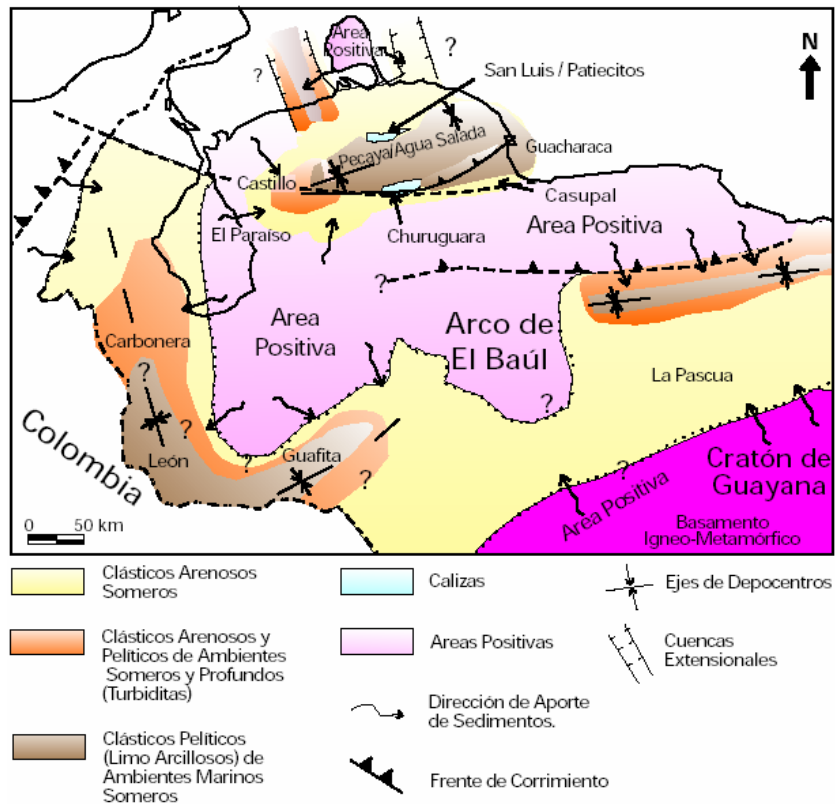
Durante el Eoceno, en la Cuenca del Lago de Maracaibo existió un marco sedimentario complejo que se caracterizó por sistemas deltaicos-estuarinos, fluvio-costeros y marinos, en diferentes ubicaciones geográficas delante de los frentes de corrimiento, ya sea el de Perijá o el relativamente más joven del Estado Lara, hacia el este. Las formaciones Barco-Los Cuervos y Mirador-Carbonera, representan dos pulsos semejantes de ambientes fluvio-deltaicos entre el Paleoceno y el Eoceno medio (65-40 Ma) en el occidente de la Cuenca de Maracaibo; en su parte central, las formaciones Guasare, Trujillo, Misoa, Caús y Paují constituían los equivalentes más marinos de los primeros, con una profundización paulatina de los ambientes hacia el noreste (WEC, 1997).

### **2.2.5 Eoceno Tardío - Oligoceno**

Durante este período se genera el levantamiento de la Sierra de Perijá. El sistema de esfuerzos que afecta la Sierra de Perijá, también ejerce influencia sobre el Lago de Maracaibo al provocar pulsos compresionales en dirección NO-SE a E-O, los cuales causan la inversión estructural del sistema transcurrente de rumbo N a N-NE. Se inicia también el Levantamiento Andino, lo cual se expresa en la Cuenca de Maracaibo mediante esfuerzos de compresión NO-SE. Los cambios provocaron la inversión estructural del sistema transcurrente N-S a NNE-SSO.

Durante el Oligoceno, la acumulación de sedimentos en la Cuenca de Maracaibo fue preservada mayormente hacia sus flancos: al oeste los clásticos arenosos de las formaciones Carbonera y Ceibote (Grupo El Fausto), al sur y este los clásticos finos de la Formación León (Figura 12) y hacia el centro del Lago de Maracaibo: la Formación Icotea, la cual ha sido asignada por diversos autores al Oligoceno; se encuentra sólo en depresiones controladas

estructuralmente; su litología característica es de limolitas y arcilitas, con cantidades menores de areniscas (WEC,1997).

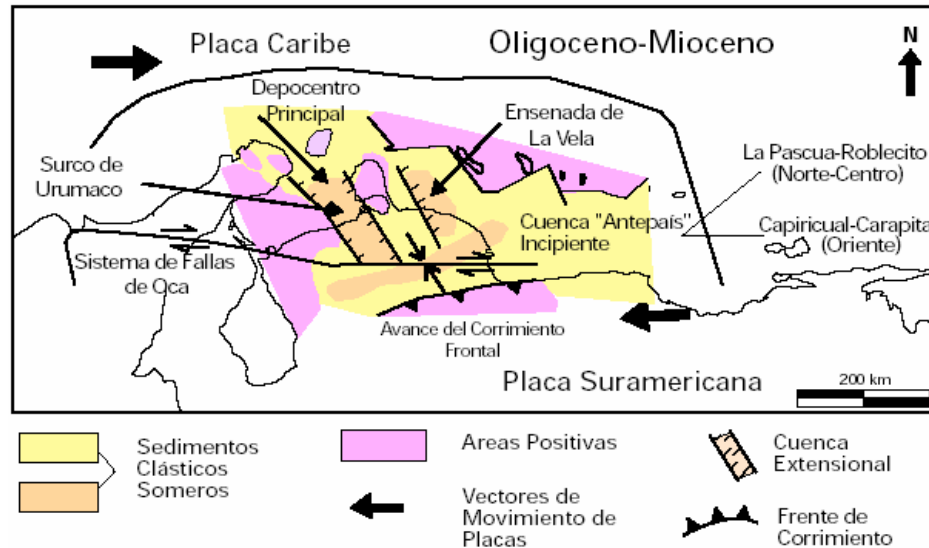


**Figura 12** Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela Occidental (Cuenca de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental – Subcuenca de Guárico) durante el Oligoceno. Los mayores depocentros se concentraron hacia los estados Táchira (Formación León), Falcón (Formaciones Pecaya y Agua Salada – también “Grupo”) y Guárico (Formación Roblecito). Tomado de la WEC, 1997, p. 13.

### 2.2.6 Oligoceno – Mioceno

Durante este período se mantiene el avance hacia el Este de la Sierra de Perijá, al mismo tiempo que se levanta el Maciso de Santander. Al Norte y Este de la Falla de Oca se formaron una serie de semigrábenes (AUDEMARD, 1991, Figura 13).

Lugo (1991) menciona que el levantamiento de los Andes y Perijá, es una consecuencia de la subducción de las placas Caribe y Nazca. Del Oligoceno al Mioceno Medio, el principal levantamiento tuvo lugar en la Sierra de Perijá.



**Figura 13** Máximo desarrollo del “Pull-Apart” del Estado Falcón y generación de extensas áreas positivas en la Cuenca de Maracaibo y norte de Falcón; hacia el sur y este, evolucionó la cuenca antepais desarrollando “Surcos” como los de las Formaciones La Pascua – Roblecito (Eoceno Tardío – Oligoceno) y Carapita – Caripicual (Mioceno Temprano – Medio). (Modificado de Macellari, 1995). Tomado de la WEC, 1997, p. 13.

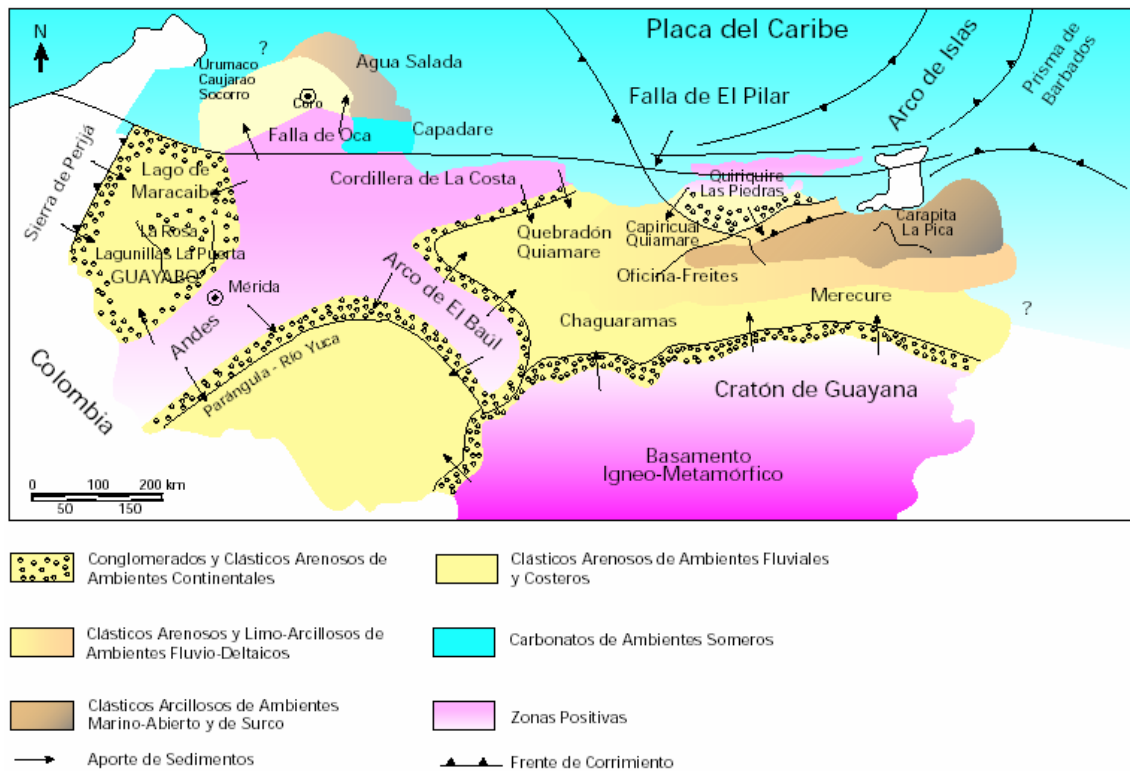
### 2.2.7 Mioceno Tardío – Plioceno

Durante el Mioceno Tardío el acortamiento para este tiempo se ve evidenciado por el gran relieve estructural que genera el levantamiento de los Andes.

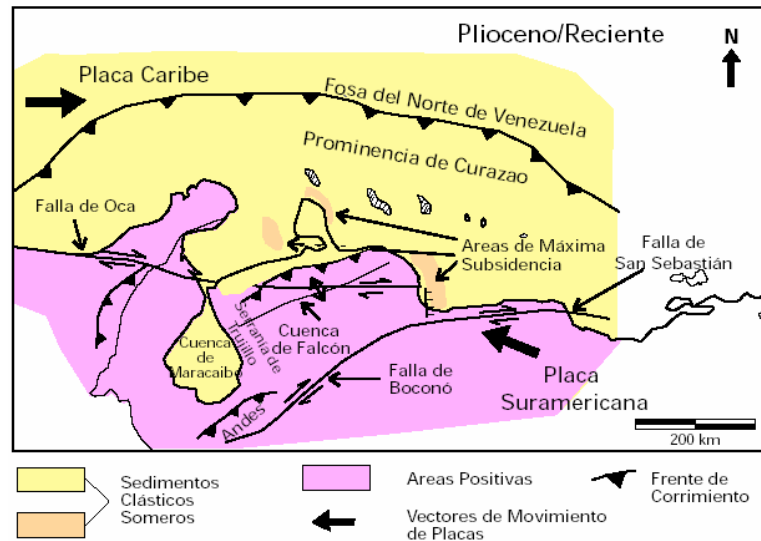
Lugo (1991) hace énfasis en las consecuencias de la compresión Este – Oeste producida por el contacto Nazca – Suramérica, entre las cuales se encuentra la generación de corrimientos con dirección Norte – Sur en la Sierra de Perijá, así como en el Este y Oeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

A finales del Mioceno, se produjo el levantamiento definitivo de la Cordillera de los Andes, en forma predominantemente vertical, y de la Sierra de Perijá, afectando el triángulo Oca–Boconó-Perijá el cual delimita la Cuenca de Maracaibo en sus configuración actual (GONZALEZ DE JUANA, Figura 12 y Figura 13)

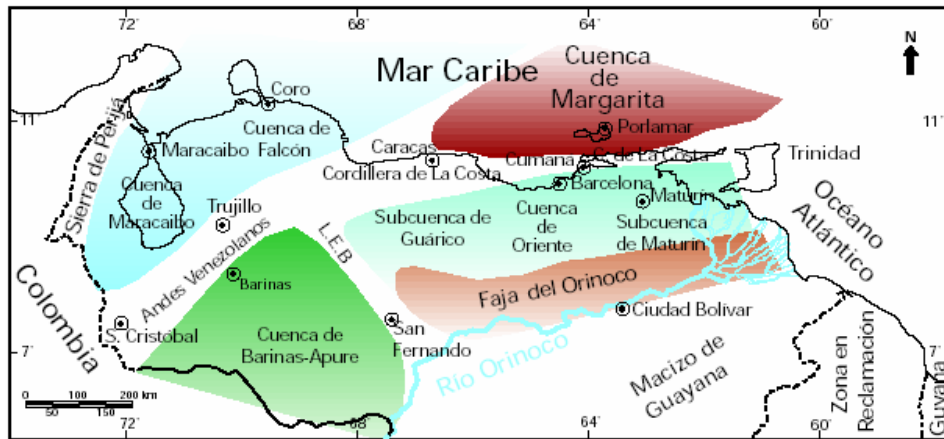
En el Plioceno (Figura 14 y Figura 15), la orogénesis en todo el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas petrolíferas actuales (Figura 16) y levantó extensas zonas constituyendo el Sistema de Montañas del Caribe y el ramal de los Andes Venezolanos, el cual separa a las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure.



**Figura 14** Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental) durante el Mioceno-Plioceno. Las mayores acumulaciones de sedimentos continentales se dan en los flancos de la Cadena Andina y la Cordillera de La Costa; las rocas yacimientos más importantes de Venezuela occidental y oriental se depositaron en esta época: Formaciones La Rosa, Lagunillas, Isnotú (Grupo Guayabo), Carapita, Oficina, Chaguaramas y Merecure. Tomado de la WEC, 1997, p. 15.



**Figura 15** Colmatación de las cuencas antepaís y levantamiento regional del norte de Venezuela, resultado de la deformación de extensas zonas asociada al sistema de fallas de Boconó, San Sebastián y Oca; cuencas extensionales se mantienen al norte del Estado Falcón. (Modificado de Macellari, 1995). Tomado de la WEC, 1997, p. 16.



**Figura 16** Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure. Tomado de la WEC, 1997, p. 16.

El levantamiento andino genera la sedimentación de importantes espesores de molasa (Grupo Guayabo; formaciones La Villa, La Puerta y El Milagro) los cuales llegan a alcanzar los 5 kilómetros (más de 15000 pies) en algunas localidades tanto en el flanco norandino como el surandino. En la Sierra de Perijá, el Grupo El Fausto es la unidad equivalente molásica, relacionada en este caso con las montañas de los frentes de deformación en el límite occidental de la Cuenca de Maracaibo.

Hacia el centro y oeste del Lago de Maracaibo, unidades como las Formaciones La Rosa y Lagunillas anteceden a los ambientes distales de las molasas andina y perijanera. La Formación La Rosa, por sus areniscas basales (Miembro Santa Bárbara) es de gran importancia petrolífera; presenta un desarrollo central lutítico que la caracteriza, con variaciones laterales arenosas, las cuales también constituyen yacimientos de importancia en la costa oriental del Lago de Maracaibo; su espesor oscila entre unos 70 a 1100 m debido a que se depositó sobre una superficie irregular de erosión, controlada por fallas; su edad posiblemente se ubica en un intervalo entre el Mioceno Temprano al Medio (20-15 Ma). La Formación Lagunillas suprayace transicionalmente a la anterior y está constituida por sedimentos de ambientes someros transicionales, costeros y hasta continentales, que alcanzan más de 1000 m de espesor hacia el centro del Lago de Maracaibo; es un yacimiento muy importante en los yacimientos de la Costa Oriental, habiéndose dividido en 5 miembros, todos ellos con potencial petrolífero (WEC,1997).

### **2.3 Estratigrafía de la Cuenca de Maracaibo**

La cobertura sedimentaria de la Cuenca de Maracaibo está representada por las formaciones que comprenden edades desde el Jurásico – Triásico hasta el Plioceno, tal como se muestra en la Figura 17.

Principalmente, existe un basamento Paleozoico y rocas volcano – sedimentarias de la Formación La Quinta, de edad Triásico – Jurásico. Discordante sobre ésta, se presentan sedimentos cretácicos, comenzando por las areniscas basales de la Formación Río Negro. Luego por los sedimentos calcáreos y lutíticos del Grupo Cogollo, de edad Cretácico Temprano, formado por las Formaciones Apón, Lisure y Maraca.

Seguidamente, suprayacente concordantemente a la Formación Maraca, se encuentran las calizas laminadas, carboníferas y bituminosas de la Formación La Luna, considerada como la roca madre de hidrocarburos. Posteriormente fueron depositados sedimentos lutíticos de la Formación Colón, de edad Cretácico Tardío. Suprayacente a la Formación Colón se encuentran las areniscas, con capas delgadas de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas glauconíticas y carbonáticas de la Formación Guasare, de edad Paleoceno.

Discordantes a la Formación Guasare fueron depositados, bajo un ambiente fluvio-deltaico, sedimentos de la Formación Misoa, de edad Eoceno, formado por dos intervalos reconocidos informalmente como las arenas “B” y “C”, los cuales conforman los miembros inferior y superior, respectivamente. Finalmente fueron depositados sedimentos continentales de edad Mioceno y Plioceno terminando el relleno sedimentario de la cuenca (MARQUEZ et al., 1996)



## 2.4 Estratigrafía del Campo Ambrosio

El subsuelo del Campo Ambrosio presenta las siguientes formaciones, enunciadas en orden cronológico, las cuales corresponden con la estratigrafía de la Cuenca de Maracaibo, detallada anteriormente:

Una secuencia cretácica, en donde se localizan sedimentos de origen fluvial de la Formación Río Negro, depositada discordantemente sobre un basamento Pre-Cretáceo, representado por la Formación La Quinta. Suprayente a ésta se localizan los sedimentos calcáreos del Grupo Cogollo, representado por las formaciones: Apón, Lisure y Maraca. Luego se depositan las calizas bituminosas de la Formación La Luna, y sobre ésta, el miembro calcáreo Socuy, base de la Formación Colón.

Posteriormente se deposita la secuencia Paleocena, conformada por las calizas fosilíferas de la Formación Guasare. Discordantemente sobre ésta, se inicia la secuencia fluvio-deltaica del Eoceno, con las areniscas cuarcíticas de la Formación Misoa. Luego, se sedimentan las formaciones del Terciario Joven, representadas por la Formación Icotea (Oligoceno), y la Formación La Rosa del Mioceno. A continuación se detallan las características litológicas más relevantes presentes en el campo:

### *Grupo Cogollo*

El grupo Cogollo está integrado por tres formaciones en orden ascendente: Apón, Lisure y Maraca. El espesor promedio del Grupo Cogollo en el Area de Ambrosio es 1000 pies y está compuesto de una secuencia gruesa de depósitos de calizas depositadas en un asentamiento de margen pasivo de abierto a restringido. El Grupo Cogollo Inferior se caracteriza por facies de lodolitas y “wackestone” depositadas en un ambiente marino restringido, de baja energía, con algunos clásticos silíceos que se depositaron durante períodos de regresión del mar. El Grupo Cogollo Superior se caracteriza por facies de calizas empacadas y granuladas depositadas en ambiente marino abierto, de alta energía. Las capas de calizas en el Grupo Cogollo tienen poca porosidad y permeabilidad.

La porosidad varía entre un rango de 2 y 5% y la permeabilidad promedio de la matriz es menor a 1 md. La saturación de petróleo se estima entre 60-70%, y por lo tanto, se estima que exista una gran cantidad del petróleo original en sitio. La habilidad productiva del yacimiento es mejorada por la presencia de un sistema intrincado de fracturas y estilolitas (Perenco Venezuela S. A.).

### ***Formación Misoa***

La Formación Misoa es una cuña sedimentaria gruesa compuesta de una secuencia de areniscas intercaladas con lutitas de ambiente deposicional fluvial-deltaico. Esta sección engruesa de sur a norte, y se encuentra en un intervalo entre 4000 y 9000 pies.

La Formación Misoa se encuentra subdividida informalmente en dos grupos denominados: “B” (Superior) y “C” (Inferior), los cuales a su vez se dividen en varias subunidades. En el grupo “C” se reconocen 7 unidades (C1 a C7), y en el grupo “B” se reconocen 9 unidades (B1 a B9). En el Campo Ambrosio se encuentran erosionadas las secuencias litoestratigráficas B1 a B3, y algunas veces B4.

Los yacimientos individuales de areniscas varían entre 25 y 250 pies de espesor, con porosidad y permeabilidad promedio de 15% y 20 md, respectivamente. Las arenas del Eoceno presentan yacimientos de gas, sin embargo, también existe un área con un gran potencial de crudo pesado hacia el sur del campo. Los productores principales son las arenas C-4, B-4 y B-5 (Perenco Venezuela S. A.).

### ***Formación Icotea***

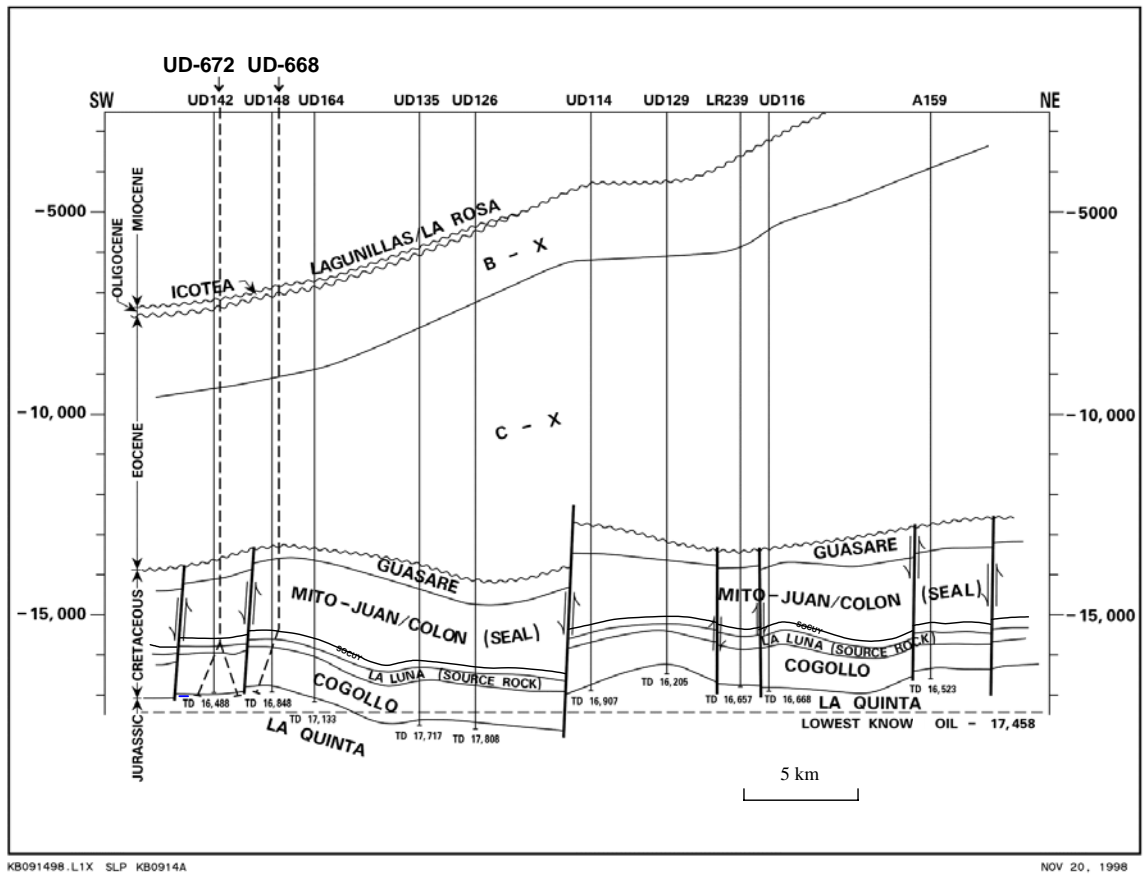
La Formación Icotea es una arenisca de edad Oligoceno, depositada localmente sobre la Discordancia del Eoceno, en el Área de Ambrosio. Actualmente se conoce poco de la distribución y el potencial de estos depósitos; sin embargo, en varios pozos, recientemente perforados se ha penetrado una sección de arenisca, con espesor entre 25 y 50 pies, aparentemente con una excelente calidad de yacimiento. La distribución de este depósito es de tipo lenticular, y se presenta en el extremo suroeste del campo (Perenco Venezuela, S. A.)

### ***Formación La Rosa***

La Formación La Rosa consiste de lutitas más o menos fosilíferas, y frecuentes concreciones ferruginosas, intercaladas con cantidades variables de areniscas. La formación está constituida por los miembros: Santa Bárbara, Arena Intermedia (inválido), y la Arena La Rosa (informal).

La Formación La Rosa, por sus areniscas basales (Miembro Santa Bárbara) es de gran importancia petrolífera; presenta un desarrollo central lutítico que la caracteriza, con variaciones laterales arenosas, las cuales también constituyen yacimientos de importancia. Su espesor oscila entre unos 70 a 1100 m en la Cuenca de Maracaibo, debido a que se depositó sobre una superficie irregular de erosión controlada por fallas; su edad posiblemente se ubica en un intervalo entre el Mioceno Temprano al Medio (CVET, 1970).

La Figura 18 muestra una sección geológica transversal del Campo Ambrosio, en donde se representan rasgos geológicos generales, tales como: profundidad de las formaciones, fallamiento del Cretáceo, así como, el engrosamiento de sedimentos del Eoceno en dirección NE, entre otras.



**Figura 18** Sección geológica transversal representativa del Campo Ambrosio. Tomada de Perenco Venezuela S. A.

En el apéndice 1 se muestra un resumen de las características litológicas presentes en el Campo Ambrosio, así como en la Cuenca de Maracaibo, destacándose espesores y rasgos geofísicos principales. La Figura 19 muestra la columna estratigráfica de dicho campo.

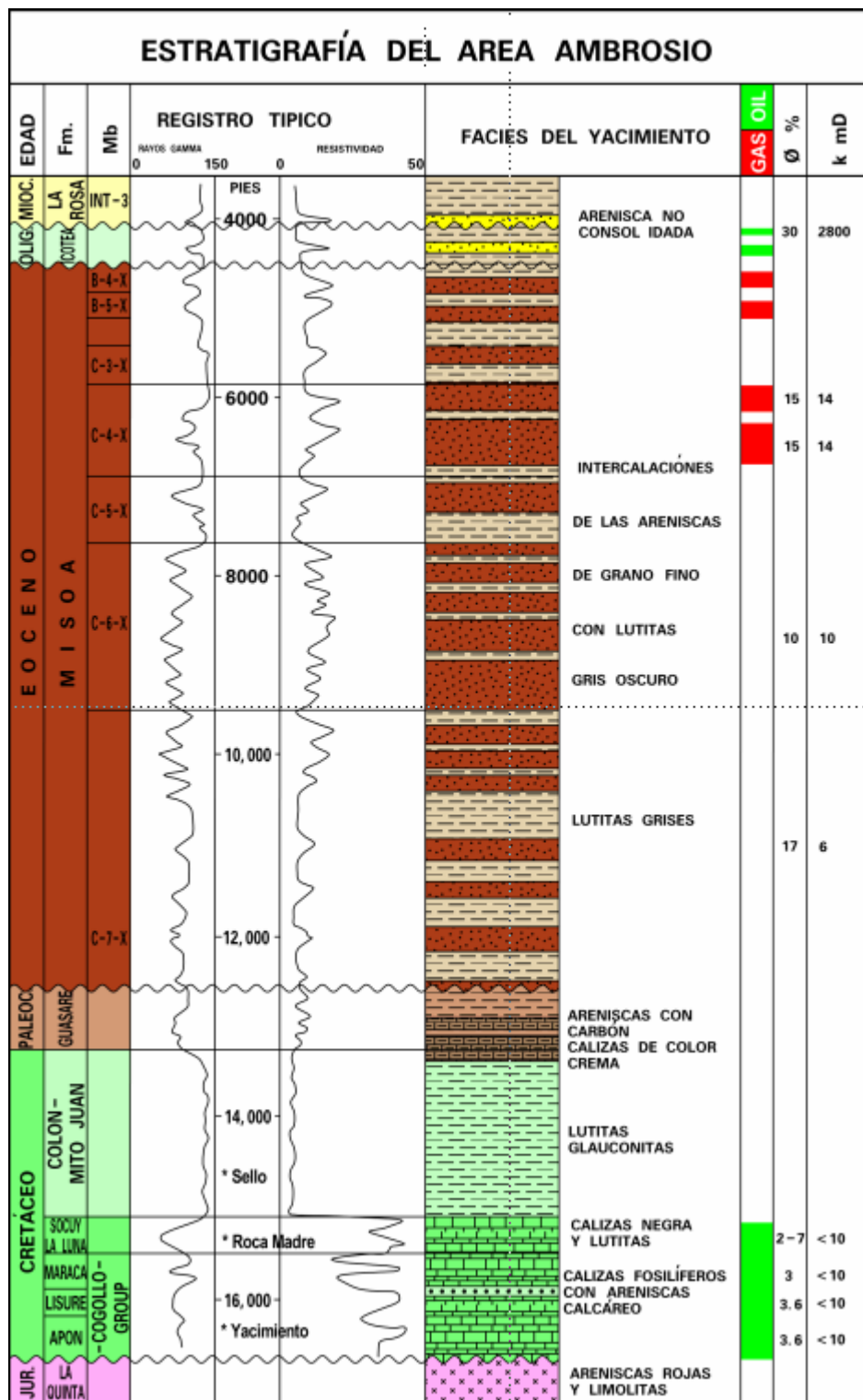


Figura 19 Columna estratigráfica del Campo Ambrosio (Tomado de Perenco Venezuela S. A.)

## 2.5 Ambiente sedimentario en el Eoceno

Los sedimentos del Eoceno están representados por la Formación Misoa, y han sido identificados por diversos autores, como depositados en ambientes fluvio-deltaicos.

La Formación Misoa representa un proceso sedimentario que varía desde deltaico alto, al suroeste y sur, a deltáico bajo y marino somero al norte y noreste. VAN VEEN (1972) al estudiar núcleos del centro del lago y material de los afloramientos en el área tipo, encontró tres tipos de acumulaciones de arena:

- Barras de meandro (espolones aluviales),
- Rellenos de canales de distributarios, y
- Barras de desembocadura y/o barras litorales.

Las dos primeras corresponden al ambiente sedimentario de alto delta, mientras que la tercera, estaría en el bajo delta y zona litoral adyacente. Según este autor, la Formación Misoa y su equivalente hacia el suroeste, la Formación Mirador, fueron depositadas por un enorme complejo fluvio-deltaico, por ríos provenientes del sur y suroeste (proto-Magdalena?). Durante el proceso hubo una serie de avances y retrocesos del frente del complejo, especialmente en la parte nororiental del área de sedimentación.

GHOSH *et al.* (1989) reconocen ambientes que varían desde fluvial a deltaico y próximo costero, en las áreas de Lagunillas y Urdaneta, a nerítico interno, en la parte sur del área de Lagunillas y en la de Barúa-Motatán ([www.pdv.com/lexico/m43w.htm](http://www.pdv.com/lexico/m43w.htm)).

“En el área norte de la Cuenca de Maracaibo, la Formación Misoa se interpreta como un delta progradante hacia el Noreste (ZAMORA, 1977) cuyo espesor, en consecuencia, aumenta en la misma dirección. El aporte principal de sedimentos proviene del Oeste y Suroeste en Colombia, mientras que el Escudo de Guayana constituye una fuente subordinada de sedimentos.

La secuencia litológica estudiada en el área consiste de areniscas, limolitas, lutitas y de una facies interlaminadas de estas tres litologías. El intervalo correspondiente a las arenas “C” de la parte inferior de la Formación Misoa, suprayace concordantemente a la secuencia del Paleoceno y está separada de la parte superior de la Formación Misoa (arenas “B”) por una discordancia erosional local.

Las areniscas de la Formación Misoa en el área al Norte de la Cuenca de Maracaibo son predominantemente de grano fino a medio, subangulosos a subredondeados y de moderadas a bien escogidas. El tamaño de grano y la composición mineralógica no presentan variaciones significativas laterales en profundidad, lo cual evidencia procesos de sedimentación y fuentes de sedimentos constantes.

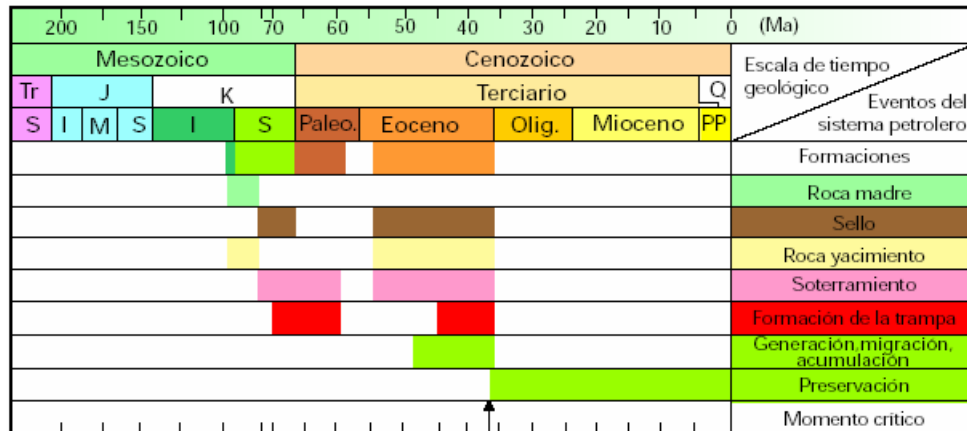
En pozos del estudio se encontraron, principalmente, yacimientos y evidencias de gas en la sección de las arenas “C” ” (GHOSH, 1985).

## **2.6 Sistema Petrolero de la Cuenca de Maracaibo**

La Cuenca de Maracaibo es la cuenca petrolífera más importante de Venezuela. La roca madre por excelencia es la Formación La Luna, y se genera al final del Cretácico Temprano y parte del Tardío. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en los Grupos Cogollo (Miembro Machiques de la Formación Apón) y Orocué (Formación Los Cuervos). A continuación se mencionan dos sistemas petroleros generados a partir de la Formación La Luna como roca madre: el sistema petrolero fase 1 con momento crítico en el límite Eoceno – Oligoceno y el sistema petrolero fase 2, con momento crítico actual.

## 2.6.1 Sistema Petrolero Fase 1

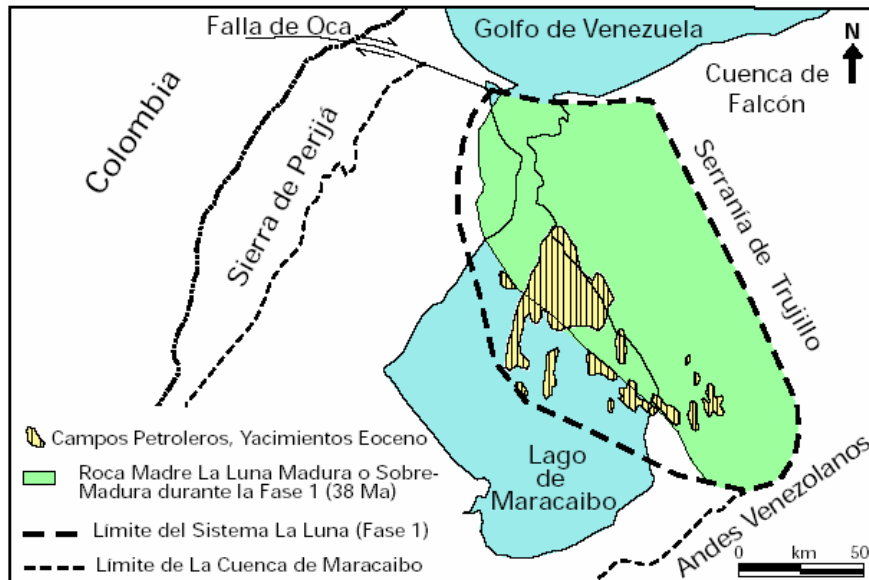
En este sistema petrolero (Figura 20), la preservación de sedimentos ocurre entre el Cretácico Temprano y el Paleoceno Tardío, al que sigue un hiatus de unos 5 a 6 millones de años y luego hay preservación de sedimentos entre el Eoceno Temprano y el límite Eoceno-Oligoceno.



**Figura 20** Sistema petrolero Fase 1 en la Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994). Tomado de la WEC, 1997, p. 24.

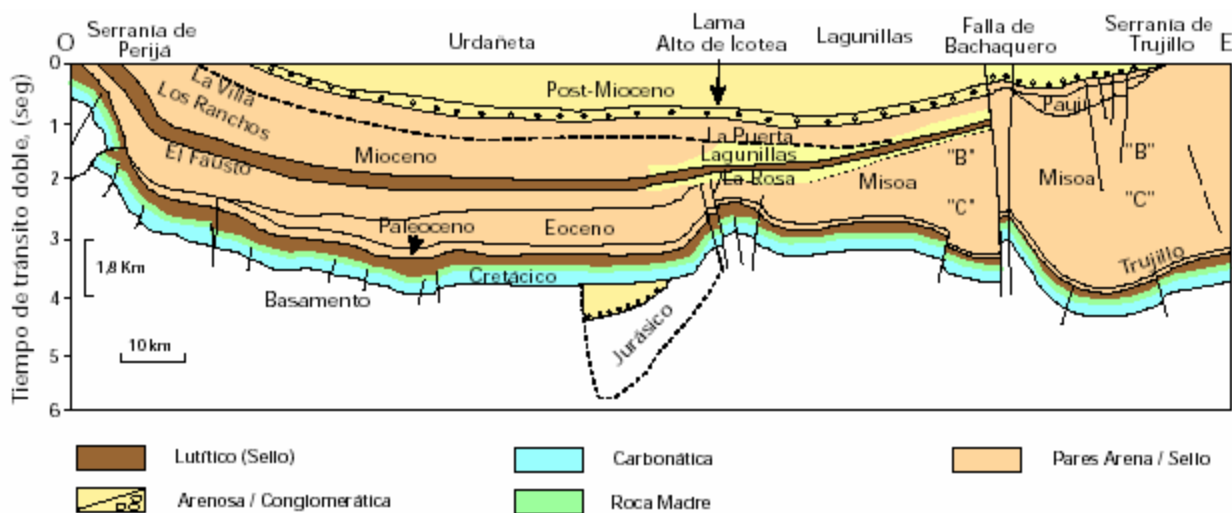
El sello se sedimenta al final del Cretácico Tardío (Formación Colón) y durante el Eoceno (Formación Paují y lutitas intraformacionales). Las rocas yacimiento se forman durante el Cretácico Tardío y el Eoceno. La roca madre del sistema, la Formación La Luna, es soterrada en el Cretácico Tardío, liberada en parte de su carga entre el Paleoceno Tardío y el Eoceno Temprano; continúa su soterramiento durante el resto del Eoceno.

Las trampas estratigráficas y estructurales se forman entre el Cretácico Tardío-Paleoceno y Eoceno Tardío. La generación, migración y acumulación desde la Roca Madre para este sistema ocurre en la mitad superior del Eoceno. La preservación de las trampas existe desde comienzos del Oligoceno y por lo tanto, el momento crítico o momento en el cual hay la mayor probabilidad de haber entrampado y conservado el petróleo es en el límite Eoceno-Oligoceno, Figura 21 (WEC, 1997).



**Figura 21** Sistema petrolero Fase 1 definido en la cuenca del Lago de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, (38 Ma) (Modificado de Talukdar y Marciano, 1994) Tomado de la WEC, 1997, p. 25.

Las principales rocas yacimiento clásticas son las Formaciones Río Negro y Aguardiente (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Misoa (Eoceno), Lagunillas y La Rosa (Mioceno). Las calizas (fracturadas) del Grupo Cogollo (Cretácico Temprano) constituyen los yacimientos carbonáticos más relevantes, mientras que los sellos regionales más importantes son las Formaciones Colón (Cretácico Tardío) y Paují (Eoceno). Localmente, constituyen sellos importantes el Miembro Machiques (Formación Apón) y las lutitas espesas dentro de las formaciones ubicadas hacia el centro del Lago de Maracaibo, como Misoa, Lagunillas y La Rosa (Figura 22), e incluso secuencias cercanas a los frentes de deformación, como la Formación León y los Grupos Guayabo (Andes) y El Fausto (Perijá). Tomado de la WEC, 1997.



**Figura 22** Sección O-E de la Cuenca de Maracaibo (Modificado de Parnaud, et al, 1995).  
Tomado de la WEC, 1997, p. 24

### 2.6.2 Sistema Petrolero Fase 2

Otro sistema petrolero está constituido por la roca madre cretácica (principalmente la Formación La Luna) en la mayor parte de la actual cuenca de Maracaibo (Figura 23), que en algunas áreas alcanza condiciones de sobremadurez. La generación, la migración y la acumulación ocurren en pleno levantamiento andino, llenando yacimientos prácticamente a lo largo de toda la columna estratigráfica. El momento crítico se ubica en nuestros días. Este sistema constituye el evento más importante de acumulación de hidrocarburos para los yacimientos terciarios, particularmente en las estructuras de los campos de la región occidental del Lago de Maracaibo, campos de Urdaneta, Lama-Icotea y los de la costa oriental del Lago de Maracaibo, Figura 24. (WEC, 1997)



## **2.7 Principales campos petroleros en la Cuenca de Maracaibo**

Los principales campos petroleros se encuentran en la costa oriental del Lago de Maracaibo, y producen principalmente de yacimientos terciarios, como por ejemplo: Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán. En la costa oeste se encuentran campos con producción importante en el Cretácico, además del Terciario; entre los que se encuentran el campo de Urdaneta (Lago de Maracaibo) y los del Flanco Perijanero, que son, de norte a sur: La Concepción, Mara, La Paz, Boscán y Alturitas. En el centro, los campos se ubican a lo largo de la estructura del sistema de fallas de Lama-Icotea; entre ellos se cuentan: Lago, Centro, Lama y Lamar.

La gravedad de los crudos es bastante diversa; en general los crudos más livianos ocurren en yacimientos cretácicos profundos y se van haciendo más pesados a medida que se acercan a los yacimientos terciarios más someros. Algunos crudos de la costa oriental del lago, por ejemplo, llegan a tener menos de 13°API (WEC, 1997).

## CAPÍTULO III

### 3 Marco Teórico

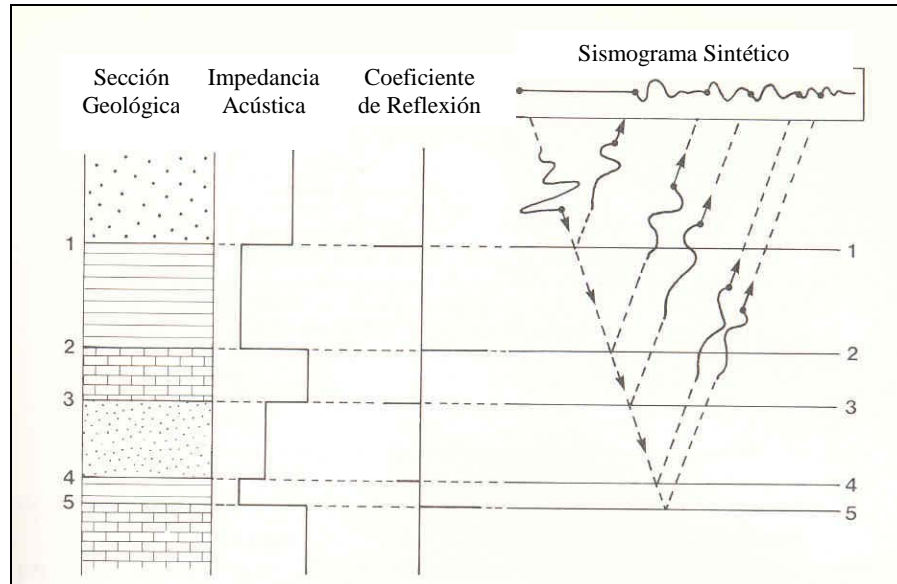
Existen dos objetivos principales en la interpretación de secciones sísmicas, el primero es el análisis estructural, el cual estudia la geometría de los reflectores sobre la cuenca, y el segundo es el análisis estratigráfico (o sismoestratigrafía), que analiza las reflexiones como secuencias depositacionales distintas.

Tanto el análisis estructural como el estratigráfico son ampliamente asistidos por el modelaje sísmico, en el cual se construyen sismogramas sintéticos teóricos para modelos de estratos, con el objeto de entender el significado físico de los eventos de reflexión contenidos en las secciones sísmicas (KEARY Y BROOKS, 1987, p 89).

#### 3.1 Modelado Sísmico

El modelado sísmico involucra la producción de sismogramas sintéticos en secuencias de capas, con el objeto de investigar los efectos de variación en los parámetros del modelo, en la forma de los sismogramas sintéticos resultantes. Sismogramas sintéticos y secciones sísmicas pueden ser comparados en data real. Esto significa que conocimiento valioso puede ser obtenido dentro de la geología del subsuelo responsable una sección sísmica particular (KEARY Y BROOKS, 1987, p 97).

Los tipos normales de sismogramas sintéticos representan la respuesta sísmica a la propagación vertical de una ondícula de fuente conocida, a través de un modelo del subsuelo compuesto de una serie de capas horizontales con diferentes impedancias acústicas. Cada límite de capa refleja alguna energía de vuelta a la superficie, la amplitud y polaridad de la reflexión están determinadas por el contraste de impedancia acústica. El sismograma sintético comprende la suma de reflexiones individuales en sus tiempos de viaje correctos (Figura 25).



**Figura 25** Sismograma sintético (Kearey y Brooks, 1987)

En su forma más simple, un sismograma sintético  $x(t)$  puede considerarse como la convolución de la función fuente conocida  $s(t)$  con una función de reflectividad  $r(t)$  representada por el contraste de impedancias acústicas en el modelo de capas (Keary y Brooks, 1987, p 89).

$$x(t) = s(t) * r(t)$$

### 3.2 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son medidas específicas derivadas de los datos sísmicos, generadas a partir de las propiedades básicas de la traza compleja. Representan un subconjunto de información que permite la visualización de características no fácilmente identificables en los datos originales. En consecuencia, pueden ser utilizados para enriquecer y refinar la interpretación de grandes volúmenes sísmicos. Su utilización permite revelar información valiosa del subsuelo, que de otro modo permanecería oculta y en consecuencia, desaprovechada.

Ciertamente es posible generar una gran cantidad de atributos a partir de un conjunto de datos sísmicos. En consecuencia, la selección de cuáles de ellos utilizar en cada caso no es una tarea fácil. Los más comunes son amplitud, fase y frecuencia.

El desarrollo de la habilidad para generar atributos sísmicos conjuntamente con el trabajo de la geofísica de producción ha llevado a usar ampliamente a los atributos sísmicos para predecir las propiedades del reservorio. En muchos casos se puede mostrar (usando modelado sísmico o física de rocas) una relación físicamente justificable entre un atributo sísmico y la propiedad del reservorio de interés. Cuando esto es cierto, se está en la capacidad de reducir en gran manera la incertidumbre en las predicciones de las propiedades del reservorio realizadas en las zonas en donde no hay información de pozos. La metodología para la predicción de las propiedades de un reservorio se resume en el siguiente párrafo.

El primer paso críticamente importante es realizar un acertado amarre entre el pozo y la sísmica (tanto vertical como areal). Es entonces, cuando se escogen aquellos atributos sísmicos que puedan estar relacionados con una propiedad del reservorio. Usando este atributo o grupo de atributos se puede emplear la data sísmica como guía en la predicción de las propiedades del reservorio localizado entre los diferentes pozos del área. El propósito de este tipo de estudio es estimar el volumen de hidrocarburo “in-situ” o tomar decisiones de manejo del reservorio como localización de pozos, operaciones de recuperación e inyección de agua, estrategias y agotamiento del reservorio, entre otros (KALKOMEY, 1997).

### **3.3 Clasificación de los Atributos Sísmicos**

Los atributos sísmicos pueden ser clasificados dependiendo de sus propiedades en:

- ❑ Atributos Físicos
  - Atributos instantáneos
  - Atributos de ondícula
- ❑ Atributos Estructurales
- ❑ Atributos Híbridos

### **3.3.1 Atributos físicos**

En general, responden a cambios o variaciones de propiedades físicas e incluyen atributos derivados de la transformada de Hilbert, y atributos relacionados a la impedancia y a la amplitud versus “offset” (AVO). Los atributos físicos son calculados bien sea traza por traza (atributos instantáneos) o en el pico de la envolvente, atributos de ondícula (“Geological Prospecting using Seismic Attributes” Course Manual).

#### **3.3.1.1 Atributos instantáneos**

La base para el cálculo de la mayoría de los atributos instantáneos es el modelo de la señal sísmica como una traza compleja, compuesta de una parte real, la cual tiene una señal grabada por el sensor, y una parte imaginaria que puede calcularse como la Transformada de Hilbert de la parte real. Debido a que los atributos instantáneos se computan traza por traza, pueden indicar cambios continuos a lo largo del tiempo y el espacio (“Geological Prospecting using Seismic Attributes” Course Manual).

#### ***Amplitud***

La amplitud de la reflexión de la onda depende del “offset” y de las propiedades petrofísicas de ambos medio. A su vez, estas propiedades son función de la litología y del tipo de fluido contenido en el espacio poroso.

Reflexiones de amplitud medidas en la cresta de una reflexión identificada es el atributo de amplitud más ampliamente usado. Reflexión de amplitud extraída sobre un horizonte produce una visualización normalmente llamada “horizon slice” (BROWN, 1999, p. 265).

#### ***Fase Instantánea***

La fase instantánea es independiente de la amplitud. La mayoría del tiempo, frentes de ondas se definen como líneas de fase constantes. El atributo de fase es además un atributo físico y puede efectivamente ser usado como discriminador para clasificaciones de formas geométricas. Entre las características principales de este atributo se encuentran:

- o Mejor indicador de continuidad lateral
- o Relaciona la componente de fase a la propagación de la onda.
- o Puede ser usado para calcular velocidad de fase.
- o No tiene información de amplitud, de ahí todos los eventos son representativos.
- o Muestra discontinuidades, pero no es el mejor. Es mejor para mostrar continuidades.
- o Límites de secuencias.
- o Visualización detallada de configuraciones de capas.
- o Usado en el cálculo de la frecuencia instantánea y la aceleración (“Geological Prospecting Using Seismic Attribute” Course Manual).

### ***Frecuencia Instantánea***

Reservorios de gas atenúan altas frecuencias, más que rocas sin saturación de gas. Siguiendo este principio, TANER, KOEHLER, y SHERIFF (1979) mostraron que baja frecuencia instantánea debajo de un reservorio sospechoso puede ser un buen indicador de gas (BROWN, 1999, p 170).

El uso de la frecuencia instantánea para detectar gas tiende a ser uno de los menos confiables para la detección directa de hidrocarburo. De hecho todos los atributos de frecuencia tienden a ser ruidosos, sin embargo, existen algunos buenos ejemplos en donde anomalías de baja frecuencia indican gas (BROWN, 1999, p. 269).

### ***Impedancia Acústica Relativa***

Este atributo se calcula mediante la integración continua de la traza sísmica original con la subsiguiente aplicación de un filtro pasa bajo. Esto refleja el contraste de propiedades físicas, y de ahí que éste sea un atributo físico efectivamente utilizado en muchos procedimientos de calibración. Entre algunos de los puntos más resaltantes de este atributo se encuentran:

- o Se relaciona con la porosidad
- o Alto contraste indica posibles límites de secuencias.
- o Indica superficies de discordancias
- o Indica discontinuidades (“Geological Prospecting Using Seismic Attribute” Course Manual).

### ***Envolvente de la traza***

Representa la energía instantánea total de la traza compleja independiente de la fase, y se calcula como el módulo de la traza compleja. La envolvente se relaciona directamente a el contraste de impedancia acústica. Esto puede representar el contraste de interfase individual, o probablemente, la respuesta combinada de múltiples interfases, dependiendo del ancho de banda de la sísmica. Entre algunos de los puntos sobresalientes de este atributo se encuentran:

- o Representa principalmente el contraste de impedancia acústica, aumenta la reflectividad.
- o Puntos brillantes (Bright spots)
- o Acumulación de gas
- o Límites de secuencias, cambios principales o ambientes depositacionales
- o Efecto de entonamiento o “tuning” debido a capa delgada
- o Discontinuidades
- o Principales cambios de litologías
- o Cambios locales indicando fallamiento
- o Correlación espacial con la porosidad y otras variaciones litológicas
- o Indica el grupo, más que la componente de fase de la propagación de la onda sísmica (“Geological Prospecting Using Seismic Attribute” Course Manual).

### ***Fase modulada de la envolvente***

Es la visualización de la fase instantánea con la intensidad de colores controlada por la magnitud de la envolvente de la traza. A mayores amplitudes, el color será más intenso. La visualización mostrará el detalle de la variación de fase de eventos fuertes, sin interferencia de los eventos más débiles como en la visualización de la fase instantánea (“Geological Prospecting Using Seismic Attribute” Course Manual).

### **3.3.1.2 Atributos de ondículas**

Estos atributos son similares a los instantáneos, pero sus valores se computan en el pico de la envolvente de la traza instantánea. Esto representa el atributo de la ondícula en una zona definida por la mínima envolvente de la traza. La distancia entre dos mínimos adyacentes se define como una ondícula, la cual puede ser simple o compleja, compuesta de muchas ondículas .

Estos atributos indican variaciones especiales de las ondículas, por consiguiente, relacionan la respuesta de un grupo compuesto de interfases individuales bajo la resolución sísmica. En otras palabras, representan características de ondículas y sus espectros de amplitudes (“Geological Prospecting using Seismic Attributes” Course Manual).

#### ***Polaridad aparente de la ondícula (grados)***

Su asignación se basa en la fase de la ondícula. Si la fase está entre  $-90$  y  $+90$  grados, se asigna una polaridad positiva, de otra manera, se asigna polaridad negativa. Su magnitud es igual a la magnitud de la envolvente interpolada (“Geological Prospecting using Seismic Attributes” Course Manual).

### **3.3.2 Atributos estructurales**

Se calculan para cada traza mediante el escaneo de las trazas adyacentes, y la computación de varias características define buzamientos de eventos, continuidades, etc. Estos atributos responden a cambios en la estructura y estratigrafía del reservorio, y son el resultado de variaciones areales de atributos físicos calculados sobre un tiempo definido por el usuario y una ventana de distancia. Coherencia, semblanza, similaridad, como otros atributos tales como buzamiento de máxima similaridad entran en esta clase (“Geological Prospecting using Seismic Attributes” Course Manual).

### ***“Dip” o buzamiento***

Un mapa de atributo de buzamiento muestra la magnitud del gradiente temporal. Esto se logra comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales. Un plano es ajustado con tres puntos. Dicho plano tendrá una magnitud de buzamiento en milisegundos por unidad de distancia x 100, dada por la relación:  $DIP = [(dt/dx)^2 + (dt/dy)^2]^{1/2} \times 100$  donde dt/dx será la dirección del buzamiento en el eje X, y dt/dy será la dirección del buzamiento en el eje Y (SeisWork/3D Horizon Interpretation, Landmark 1998).

### ***“Azimuth”***

El mapa de “azimuth” está muy relacionado con el mapa de buzamiento y muestra la dirección del máximo buzamiento en grados. Los valores de “azimuth” 0° son alineados con el Norte verdadero. Su expresión es:  $Azimuth = \arctg [(dt/dx)/(dt/dy)]$  (SeisWork/3D Horizon Interpretation, Landmark 1998).

### ***“Edge”***

Este atributo estructural detecta diferencias en el buzamiento de un horizonte mediante una comparación de las muestras en forma matricial 3x3. El resultado será un plano de comparación del punto inicial con muestras alrededor (SeisWork/3D Horizon Interpretation, Landmark 1998)

### ***“Dip Azimuth”***

Es la combinación de los mapas de “dip” y “azimuth”. Los resultados serán anomalías de cambios de buzamientos con orientaciones preferenciales (SeisWork/3D Horizon Interpretation, Landmark 1998).

## *Coherencia Sísmica*

Este término es una medida de los cambios laterales de la respuesta sísmica ocasionados por la variación de estructuras, estratigrafía, litología, porosidad y la presencia de hidrocarburos (Murmur, et al., 1998 en Zabala A., 1999). La técnica de coherencia sísmica esta diseñada para realizar la interpretación de planos de fallas contenidos en un volumen sísmico y para detectar las características estratigráficas implícitas en 3D.

El cálculo de coherencia suprime lateralmente rasgos consistentes revelando detalles críticos de superficie no evidentes en una sección sísmica. De igual manera, calculando la coherencia a lo largo de una serie de cortes en tiempo (“time slices”), se identifican planos de fallas. En efecto, remueve la estratificación y revela fallas en cualquier orientación.

Si los datos sísmicos 3D son de buena calidad y el horizonte es interpretado sin dificultad, la coherencia a lo largo de un horizonte puede resaltar fallas como superficies de baja coherencia empleando un software de visualización, estas fallas pueden ser visualizadas en tres dimensiones desde una perspectiva, incluso si los planos de fallas no están grabados (BAHORICH et al, 1995. en ZABALA, 1999).

### **3.3.3 Atributos Híbridos**

Son una combinación de información de amplitud y frecuencia, y por esta razón presentan un potencial interesante (BROWN, 1999, p.269).

#### *Similaridad y buzamiento de máxima similaridad*

La similaridad o semblanza y el buzamiento de máxima similaridad son calculados al mismo tiempo, pero almacenados independientemente. Primero, se calcula la similaridad mediante el escaneo de trazas adyacentes en un rango de buzamiento definido por el usuario, y luego se detecta el buzamiento de máxima similaridad, lo cual hace que este atributo sea un híbrido. Entre sus características principales se encuentran:

- o Valores altos de similaridad son indicativos de alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional.
- o Podría ser usado para mapear discontinuidades estructurales (“Geological Prospecting Using Seismic Attribute” Course Manual).

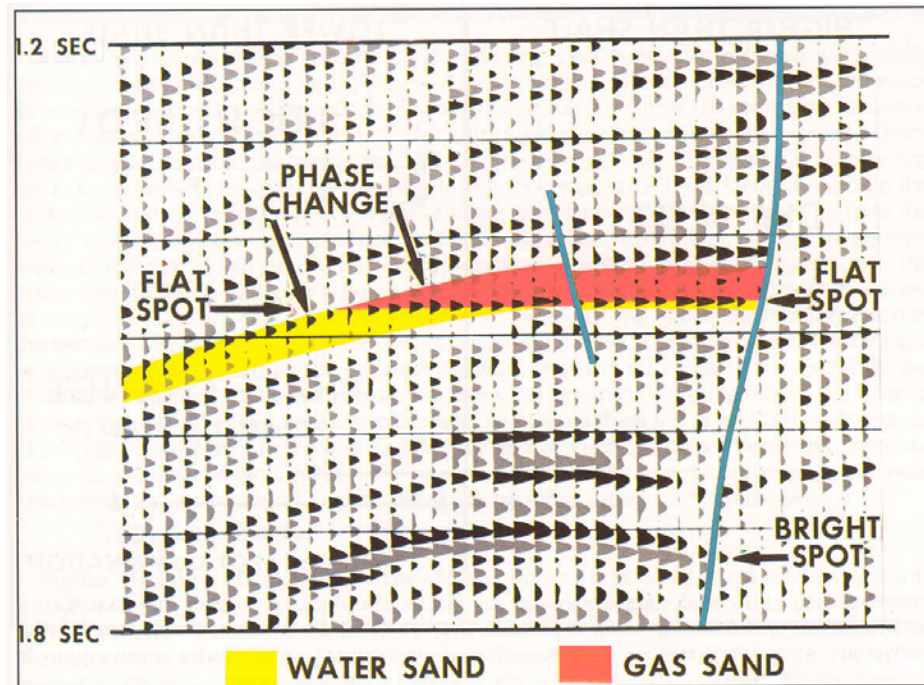
### **3.4 Indicadores directos de hidrocarburos en secciones sísmicas**

Según TELFORD (1994) la presencia de hidrocarburos, cambia el contraste de impedancia acústica con la roca suprayacente e infrayacente, y por consiguiente la reflectividad. El consecuente cambio de amplitud (y a veces de polaridad) de las reflexiones provenientes de la roca reservorio, por lo general, es suficientemente grande para notarse.

Los indicadores directos de hidrocarburos usualmente indican gas, y la mayoría de los efectos atribuibles a la acumulación de hidrocarburos son demasiado débiles para ser observados. Virtualmente, todos los efectos de los indicadores de hidrocarburos pueden ser debidos a otras situaciones, más que a hidrocarburo, así que la observación de cualquier indicador puede no indicar una acumulación del mismo. La probabilidad de acumulación del mismo se fortalece considerablemente cuando muchos indicadores están presentes. Los indicadores de hidrocarburos pueden ser suficientemente débiles para no ser detectados. En general, los indicadores de hidrocarburos son de utilidad en sedimentos clásticos jóvenes (Terciario) y pasan a ser menos útiles con el incremento de la edad, consolidación, cementación, o profundidad de soterramiento de las rocas (TELFORD et al., 1994, p. 264).

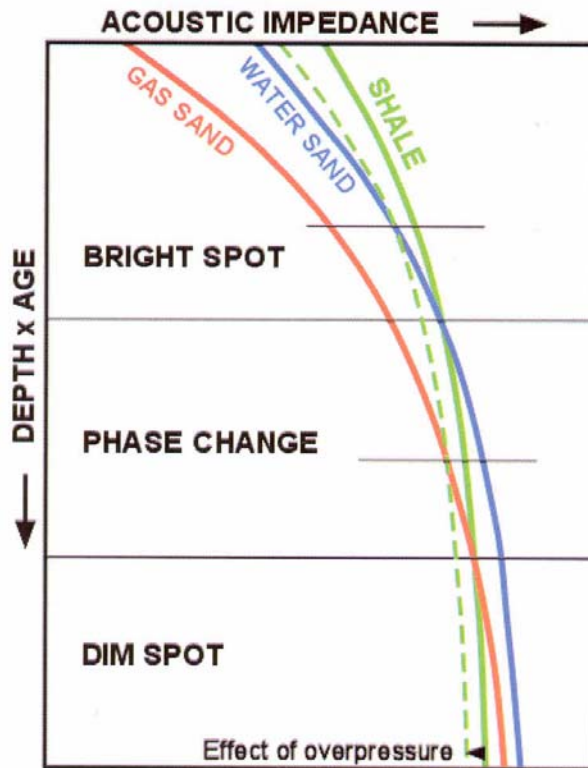
Entre los indicadores de hidrocarburos más conocidos se encuentran: puntos brillantes o “brighth spot”, puntos débiles o “dim spot”, puntos planos o “flat spot”, y polaridad inversa o “phase change”, entre otros. Si la data sísmica bajo interpretación ha sido procesada en fase cero, entonces el carácter detallado de los “bright spots”, “flat spots” y otros indicadores de hidrocarburos puede ser un buen diagnóstico (BROWN, 1999).

BACKUS y CHEN (1975) estaban muy concientes en los beneficios de los indicadores de hidrocarburos, por lo cual generaron grandes discusiones. La Figura 26 muestra un punto plano en 1.47 s, el cual fue ampliamente discutido por ellos. Además esta figura resalta varios indicadores de hidrocarburo en la sección (BROWN, 1999, p. 147).



**Figura 26** Sección esquemática interpretada de reservorios de gas. Muestra un cambio de fase entre reflexiones provenientes de la arena de gas y de la arena de agua (Brown, 1999)

La naturaleza de los indicadores de hidrocarburo se debe a que éstos dependen de las impedancias acústicas relativas de las arenas saturadas de hidrocarburo y agua, así como de las lutitas (Figura 27). Cada una de estas impedancias incrementa con la profundidad y la edad de la roca, y es muy difícil ser cuantitativo debido a que además dependen de la litología, porosidad y ambientes depositacionales; es por eso que la Figura 27 muestra el producto cualitativo de la profundidad y la edad (BROWN, 1999).



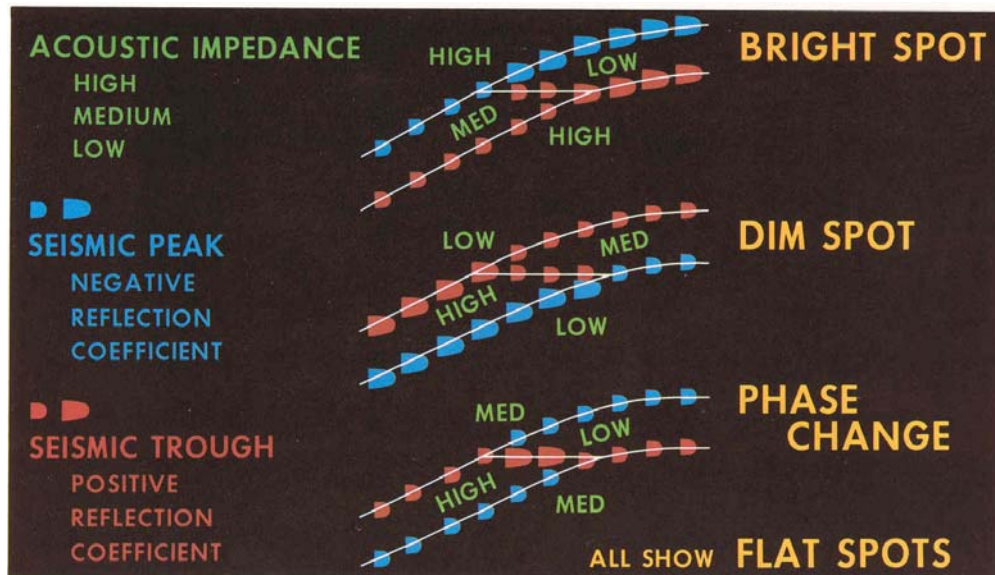
**Figura 27** Esquema de cambios de la impedancia acústica en profundidad. La impedancia acústica de las arenas de gas, arenas de agua y lutitas, aumentan con la profundidad y la edad, pero a diferentes tasas. Los puntos superpuestos definen si el indicador de hidrocarburo es un punto brillante o “bright spot”, cambio de fase o “phase change”, o un punto débil o “dim spot”. El efecto de sobrepresión mueve la línea de lutitas a baja impedancia, lo cual incrementa el efecto de punto atenuado y disminuye el efecto del punto brillante (Brown, 1999, p.186)

El efecto en la compactación de las lutitas causa que su impedancia acústica aumente menos rápidamente que en las arenas. Debajo del punto donde la impedancia acústica de la lutita cruza a la de arena saturada de agua puede ocurrir un indicador de cambio de fase, mientras que por encima del mismo puede ocurrir un punto brillante. Debajo del punto en donde la impedancia acústica de las lutitas cruza a la arena de hidrocarburo puede ocurrir un punto atenuado. Por supuesto, todos estos fenómenos reducen su visibilidad con la profundidad y la edad de la roca, además existe un límite, en el cual no habrá indicador de hidrocarburo posible. Sin embargo, la Figura 27 proporciona un probable patrón de ocurrencia. Esta figura además demuestra el efecto de la sobrepresión, el cual mueve la línea de lutitas a baja impedancia, lo que incrementa el efecto de punto débil y suprime el efecto del punto brillante (BROWN, 1999, p. 186).

### 3.4.1 Punto Brillante o “Bright Spot”

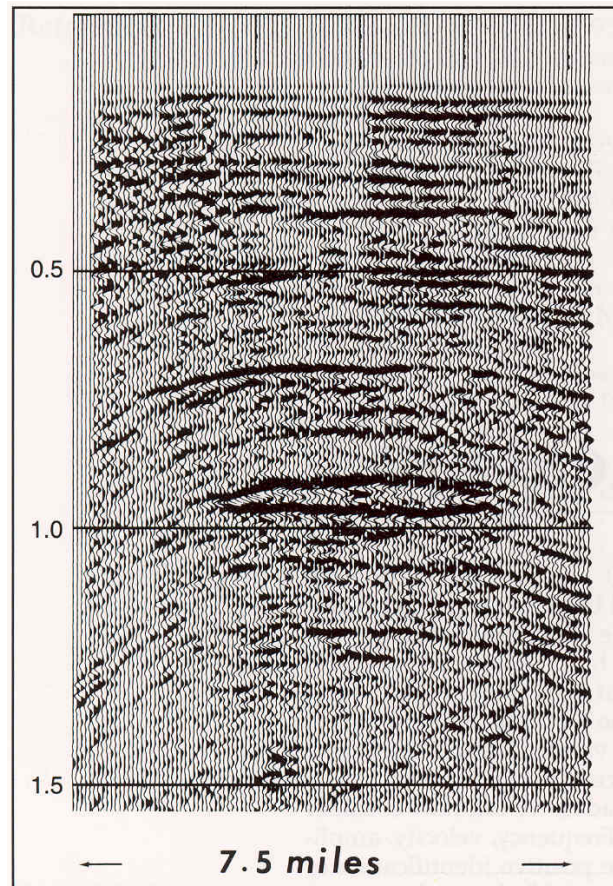
Es el indicador directo de hidrocarburo más común; se produce cuando hay disminución de la impedancia acústica de un reservorio en secciones clásticas, lo cual trae como consecuencia una reflexión de alta amplitud. Estos sobresalen en secciones sísmicas con baja ganancia, ya que hay preservación de la amplitud verdadera (TELFORD et al., 1994, P. 264). La acumulación de hidrocarburo, algunas veces, se revela directamente en secciones sísmicas de amplitud verdadera a través de los “bright spots” (KEAREY y BROOKS, 1987, P. 96).

Este indicador de hidrocarburo tan común ocurre cuando la arena saturada de agua tiene una impedancia acústica menor que el medio que la envuelve, y la impedancia de la arena de gas se reduce (Figura 28). En esta situación, el carácter de la reflexión de la arena es negativo-sobre-positivo y, para la parte con gas, la amplitud es mayor. Esto representa el clásico punto brillante de fase cero con alta amplitud para reflexiones de tope y base. Si la arena es suficientemente gruesa para separar reflexiones de tope y base, entonces un punto de contacto de fluido debería ser visible entre la arena de gas y la arena de agua, esto es en el punto dónde ocurre la brillantez. La reflexión del punto de contacto será positiva (BROWN, 1999, p. 148).



**Figura 28** Diagrama esquemático de la respuesta sísmica para diferentes reservorios. Nótese que estos diagramas están dibujados para polaridades Europeas (Brown, 1999, p. 150)

La Figura 29 muestra un ejemplo de punto brillante presentado por Tegland (1973), el cual se observa, debido a que las amplitudes fueron preservadas durante el procesamiento, y es un buen ejemplo, ya que además muestra un punto plano, presumible como una reflexión de contacto de fluidos. En años recientes, cuando los registros sísmicos son normalmente realizados con control de ganancia automática, hay menos oportunidad para el estudio de amplitudes (BROWN, 1999, p. 147).



**Figura 29** Punto brillante en el Golfo de México proveniente de la década de los años 1970 (Brown, 1999, p. 148)

### 3.4.2 Punto Plano o “Flat Spot”

Es una reflexión producida por la presencia de un contacto horizontal gas-petróleo, gas-agua o petróleo-agua, especialmente donde el reservorio es grueso o mayor que la resolución sísmica calculada. Un punto plano puede inclinarse debido a cambios suprayacentes en el espesor de la columna de gas, por lo cual éste no es mayor lateralmente (TELFORD et al., 1994, P. 264).

En ausencia de puntos brillantes, interfases de fluidos pueden, sin embargo, ser directamente reconocidas mediante los puntos planos o de contactos, los cuales son reflexiones horizontales o casi horizontales discordantes al buzamiento geológico local (KEAREY y BROOKS, 1987, P. 96). Ejemplos de este tipo de indicador de hidrocarburo se pueden observar en la Figura 28 y en la Figura 29.

### **3.4.3 Punto Débil o “Dim Spot”**

Cuando la roca suprayacente al reservorio tiene una velocidad apreciablemente menor que el mismo, el efecto que se produce debido a la presencia de hidrocarburo es bajar el contraste de impedancia acústica, produciendo un punto débil o “dim spot” (SHERIFF y GELDART, 1995, p. 415).

La naturaleza de los puntos débiles es la situación inversa a la de los puntos brillantes (Figura 28), la arena de agua tiene mayor impedancia acústica que el medio que la envuelve y el carácter de la reflexión es de positivo-sobre-negativo. Cuando el gas reemplaza algunos de los poros de agua de la arena, la impedancia acústica se reduce, el contraste se reduce en los límites superior e inferior, y el reservorio se ve como un punto débil. Si la arena es suficientemente gruesa, puede esperarse un punto de contacto en el punto donde la palidez ocurre, el cual será una reflexión positiva (BROWN, 1999, p. 148).

### **3.4.4 Cambio de Fase o Polaridad Invertida**

Cuando la impedancia acústica de un reservorio saturado de agua, es sólo ligeramente mayor que la de la roca adyacente, la disminución debido a la presencia de hidrocarburo puede invertir la polaridad de la reflexión. Por lo tanto, puntos brillantes, puntos débiles y cambio de fase o polaridad invertida tienen la misma causa (TELFORD et al., 1994, P. 264).

La reducción en la impedancia acústica de la arena debido a la saturación de gas causa que la impedancia acústica cambie de un valor más alto que el medio que la envuelve, a uno más bajo que el medio que la envuelve. De ahí, las polaridades de las reflexiones para el tope y la base de la arena cambian. El carácter de la reflexión cambia de positivo-sobre-negativo a negativo-sobre-positivo a través del contacto de fluidos (Figura 26 y Figura 28). Con el objeto de observar un cambio de fase o polaridad invertida, en práctica, el buzamiento estructural debe ser claramente determinado de reflexiones que no provengan del reservorio, justo encima y debajo de la arena de estudio. Si la arena es suficientemente gruesa, una reflexión de contacto de fluido debería ser visible y ésta será positiva (BROWN, 1999, p 148).

#### **3.4.5 Disminución de Velocidad o “Velocity Sag”**

La disminución de velocidad en una zona de acumulación de hidrocarburos afecta reflexiones provenientes de reflectores profundos mediante el incremento de los tiempos de llegada causando un “sag” o retardo (SHERIFF y GELDART, 1995, P. 416). Se producen cuando una disminución de velocidad incrementa el tiempo de viaje de las reflexiones más profundas (TELFORD et al., 1994, P. 264).

#### **3.4.6 Sombra de Amplitud o “Amplitude Shadow”**

Es la zona sombreada de baja amplitud que puede existir encima de un punto brillante, así como debajo del mismo (SHERIFF y GELDART, 1995, P. 416).

#### **3.4.7 Chimenea de Gas o “Gas-Chimney”**

Algunas veces, inmediatamente debajo de un reservorio, la frecuencia dominante es disminuida. El efecto gas-chimney se produce cuando hay escape de gas de un reservorio y filtra a formaciones suprayacentes suficiente para afectar sus velocidades y cualidades de transmisión (TELFORD et al., 1994, P. 264).

### **3.5 Parámetros Petrofísicos**

Entre los parámetros petrofísicos más comunes se encuentran los siguientes:

#### **3.5.1 Porosidad**

La porosidad es una expresión volumétrica del espacio no ocupado por el esqueleto mineral de la roca, por unidad de roca. Se determina a partir de núcleos y registros de pozos, y la misma influye en la velocidad sísmica.

#### **3.5.2 Permeabilidad**

La permeabilidad está relacionada con la interconexión de los poros en el espacio poroso. Se puede definir como la capacidad de una roca para permitir el movimiento de fluidos a través de ella. Esta puede ser determinada en núcleos, o a través de registros de pozos. La permeabilidad puede variar arealmente a lo largo de un yacimiento, y de una profundidad a otra dentro del mismo. Además define la capacidad de fluido y por ende potenciales de producción y factor de recobro de los yacimientos.

#### **3.5.3 Saturación de Fluidos**

La saturación de un fluido en una roca es la fracción del volumen poroso interconectado que es ocupado por el fluido. Si en la roca se encuentra un solo fluido, se dice que está 100% saturado de este fluido. En general, la roca se encuentra saturada con más de un fluido, en el mejor de los casos, con dos fluidos: petróleo y agua. Ambos representan el 100% de saturación o 1,0 si se expresa como fracción; de esta manera la saturación de petróleo ( $S_o$ ) viene dada como la unidad menos la saturación de agua ( $S_w$ ).

#### **3.5.4 Espesor de Arena Neta o “net pay”**

El espesor de arena neta representa las porciones del reservorio que contienen reservas de gas o petróleo, que pueden ser recuperables económicamente mediante mecanismos de manejo de reservorios particulares ([www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104\\_1575\\_1040472,00.html](http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_1575_1040472,00.html)).

### **3.6 Correlación entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas**

Cuando se necesita caracterizar un yacimiento, en su fase exploratoria o productiva, se disponen de datos sísmicos de superficie y registros de pozo. Los datos sísmicos proporcionan la distribución areal de las propiedades elásticas del yacimiento, mientras que los datos de pozos representan las propiedades petrofísicas limitadas a un entorno muy reducido alrededor del pozo. Esta limitación en la densidad areal de datos petrofísicos, junto a cambios estructurales y estratigráficos entre pozos, reduce la efectividad de estimar el comportamiento de las propiedades petrofísicas en el área de estudio. Para reducir dicha incertidumbre existen técnicas de estimación basadas en el uso de datos sísmicos como agente extrapolador de dichas propiedades petrofísicas en cada pozo. Estas técnicas requieren que exista una relación significativa entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas.

Las técnicas de estimación se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellos que utilizan una aproximación lineal y los que utilizan aproximaciones no lineales. Aunque es cierto que los datos de sísmica y de pozos no tienen por qué responder a una tendencia lineal, esta técnica hasta los momentos es la más usada y mejor conocida. Actualmente, las nuevas tendencias de estimación apuntan hacia el desarrollo de algoritmos basados en aproximaciones no lineales tales como redes neurales (Brown, 1999).

## CAPÍTULO IV

### 4 Validación de la información

La validación de la información obtenida para la realización de este proyecto comprende las siguientes etapas:

#### 4.1 Inventario de registros de pozos

El proyecto incluye información de curvas de registros digital de 120 pozos en el campo (Figura 30), de los cuales 109 están ubicados en la zona de sísmica 3D y el resto se encuentran aledaños a la misma. Estos pozos contienen diversos tipos de registros a diferentes profundidades, pero no necesariamente un pozo cuenta con todos los registros a la vez. Existen 12 pozos que presentan simultáneamente registros de Caliper, Sónico, GR, Neutrón, Densidad y SP, de los cuales 8 de estos cuentan con tiros de verificación sísmica o *check shots*. La Tabla 3 muestra un inventario de la cantidad de registros disponibles en los pozos.

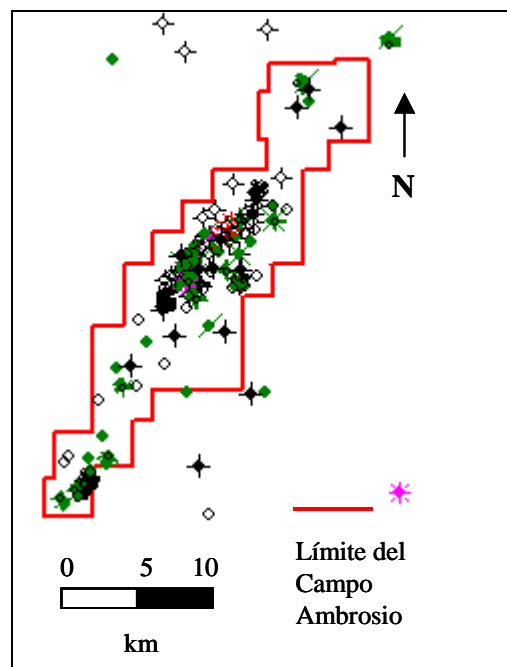


Figura 30 Distribución de pozos

<b>Registro</b>	<b>No. de pozos con Registros</b>	<b>No. de pozos con Registros (Intervalo de interés)</b>
Rayos Gamma (GR)	52	31
Potencial Espontáneo (SP)	83	39
Densidad (RHOB)	47	29
Neutrón	24	18
Caliper	49	30
Sónico (DT)	37	25
Resistividad (LLD)	23	17
Resistividad (ILD)	38	13

**Tabla 3** Inventario de pozos

## 4.2 Resolución sísmica

La resolución sísmica se define como el mínimo espesor en el cual pueden diferenciarse, mediante reflexiones sísmicas, el tope y la base de un estrato, y representa un cuarto de la longitud de onda. Conociendo que la longitud de onda es la división de la velocidad interválica entre la frecuencia dominante, se tiene la resolución sísmica expresada en la siguiente ecuación:

$$\lambda_4 = \frac{V_{INT}}{4f_{DOM}}$$

Si la velocidad interválica proveniente de los tiros de verificación sísmica es, por ejemplo 6800 pies/s y la frecuencia dominante es 15 Hz, se debe esperar una resolución vertical de aproximadamente 113 pies. Para espesores por debajo de este valor, los reflectores sufrirán el efecto “tuning”, lo cual indica que arenas menores a este espesor tendrán reflexiones únicas, es decir, no se podrá distinguir mediante dos reflectores distintos el tope y la base.

Los paquetes de arenas dentro del intervalo de interés, en general, presentan menores espesores que la resolución sísmica calculada, en la mayoría de los pozos, por lo que se esperan reflexiones únicas para cada paquete de arena. El espesor promedio de arena neta para C3 varía de 4 a 56 pies, y para C4 esta variación se encuentra entre 9 y 128 pies. Se deben considerar estas limitaciones para mantener las expectativas en razón.

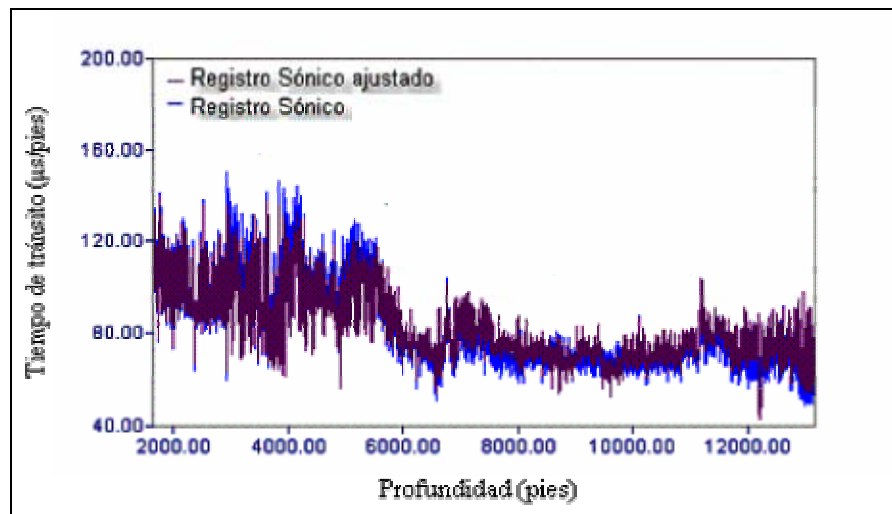
### 4.3 Calibración Sísmica - Pozos

La calibración sísmica – pozos comprende las siguientes etapas:

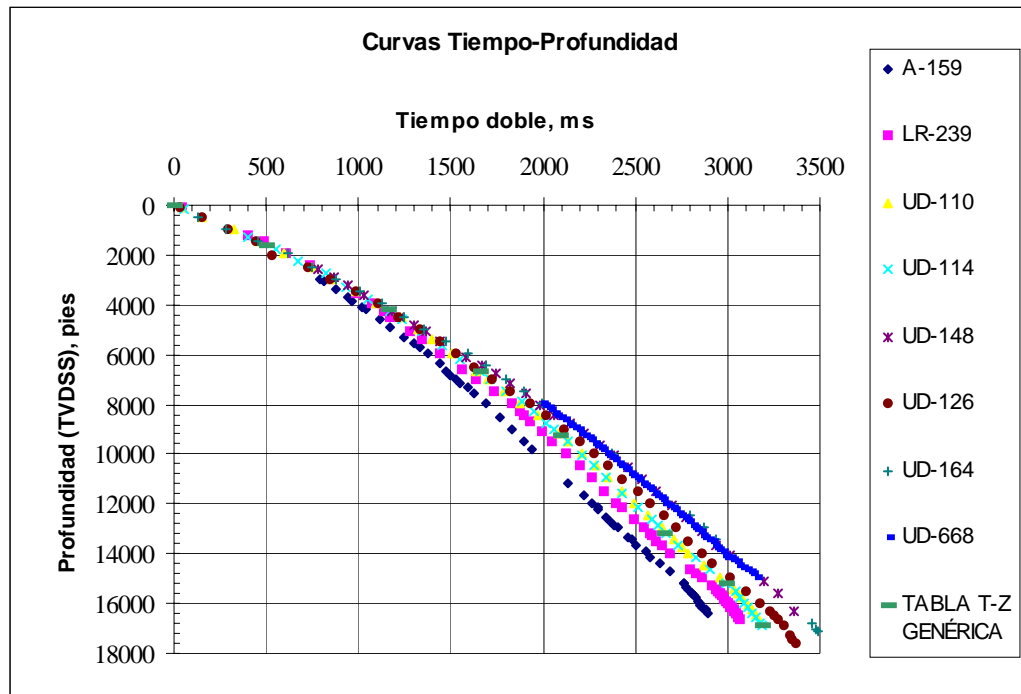
#### 4.3.1 Revisión de Sísmica de Pozos

En la revisión de sísmica de pozos se obtienen tiros de verificación sísmica provenientes de 8 pozos distribuidos a lo largo del campo, los cuales se usan para ajustar los registros sísmicos. Esto se hace generando curvas de tendencia entre los tiros de verificación sísmica y los registros sísmicos, lo cual permite aplicar el ajuste a este último creando un nuevo registro sísmico ajustado (Figura 31). Posteriormente, se crea una curva tiempo - profundidad mediante la integración del registro sísmico ajustado.

Las curvas tiempo-profundidad (Figura 32) se usan para derivar el registro de velocidad interválica, y su objetivo principal es convertir los datos en tiempo a profundidad.



**Figura 31** Ajuste del registro sísmico

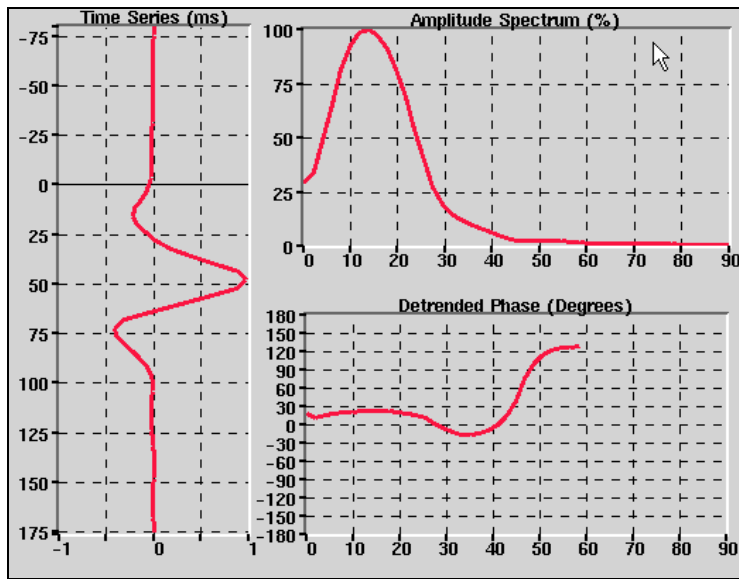


**Figura 32** Curvas tiempo-profundidad obtenidas de los "checkshots"

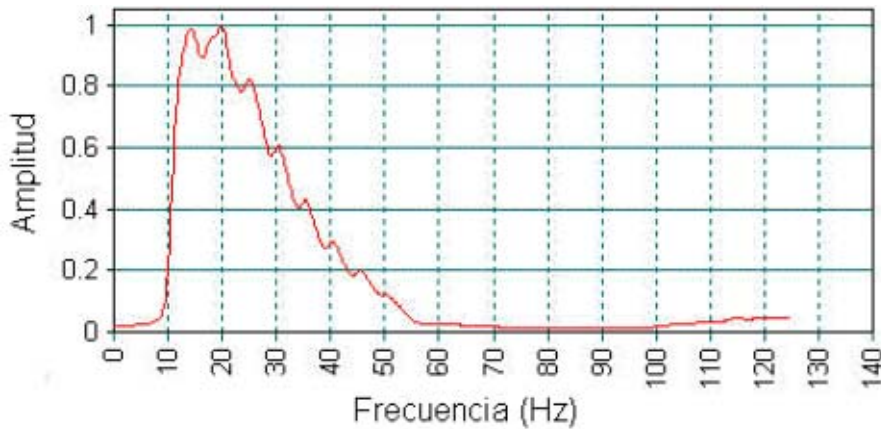
### 4.3.2 Extracción de ondículas

La extracción de ondículas sísmicas en el intervalo de interés se realiza en la herramienta *SynPAK* de *KINGDOM Suite*. En esta extracción se obtuvieron diversos tipos de ondículas, con fases y polaridades diferentes, por lo cual se decide crear una ondícula teórica Ricker fase cero, y polaridad normal, utilizando la frecuencia dominante de la sísmica. Esta decisión fue tomada debido a las limitaciones del programa para crear una ondícula representativa de las diversas ondículas extraídas.

En la Figura 33 se puede observar una ondícula extraída de los datos sísmicos en la ubicación del el pozo UD-110, sin embargo la misma no es representativa para todos los pozos. La Figura 34 muestra el espectro de amplitud de los datos sísmicos. En estas dos figuras se puede observar una frecuencia dominante de aproximadamente 15 Hz .



**Figura 33** Ondícula extraída en las cercanías del pozo UD-110

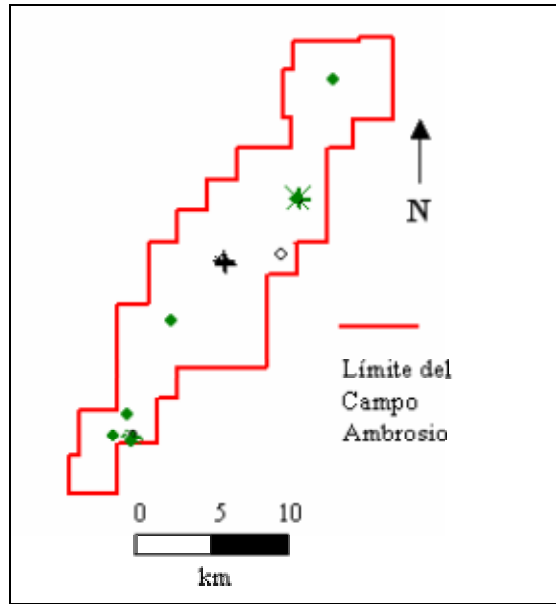


**Figura 34** Espectro de amplitud de los datos sísmicos

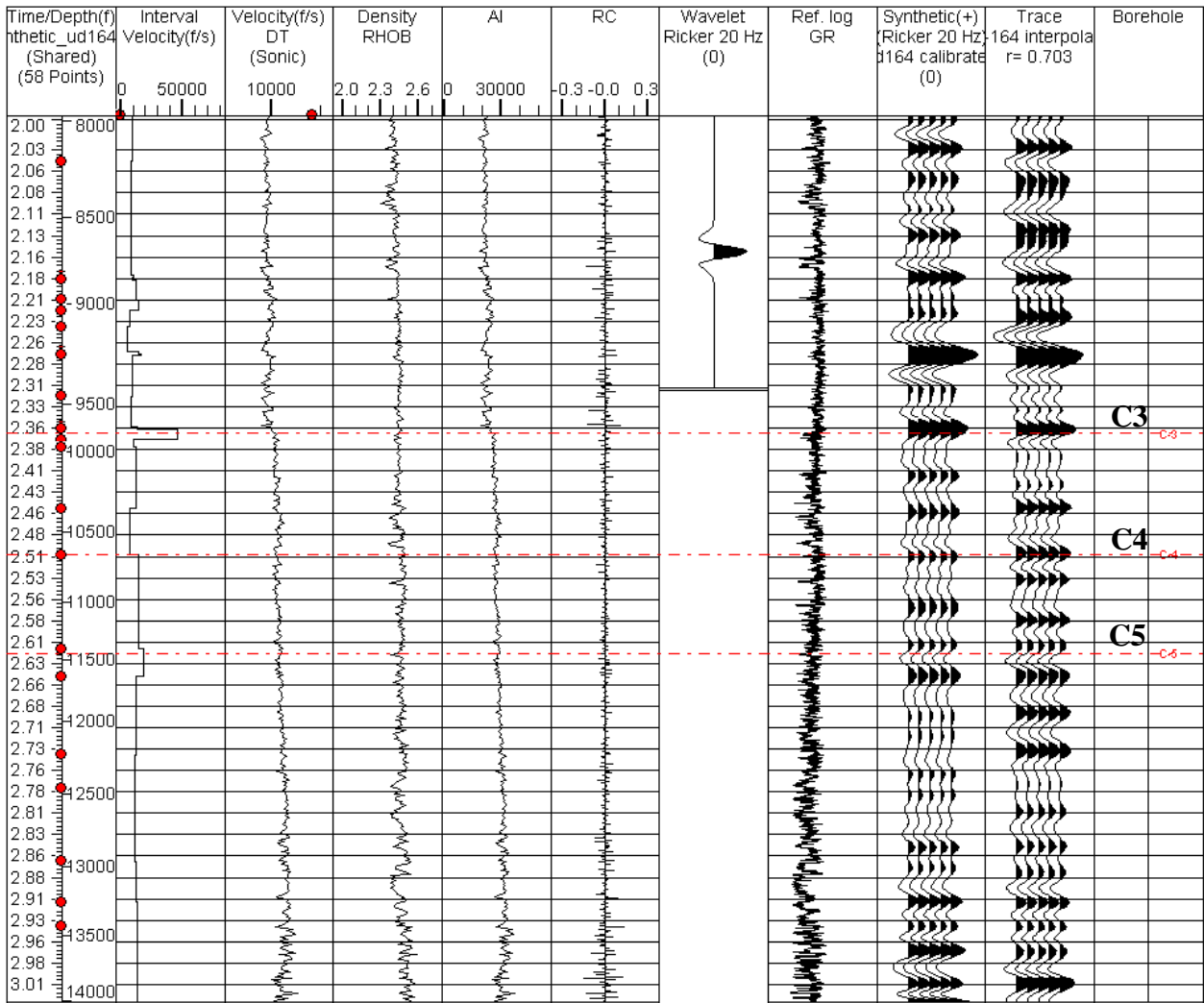
### 4.3.3 Elaboración de sismogramas sintéticos.

Se crearon sismogramas sintéticos en ocho (8) pozos distribuidos en el campo (Figura 35), mediante la herramienta para la elaboración de sismogramas sintéticos “SynPAK®” del programa “KINGDOM Suite”. Para ello se multiplican los registros de velocidad y densidad, con lo cual se genera el registro de impedancia acústica y el coeficiente de reflexión. Luego, este último se convoluciona con la ondícula previamente extraída para dar origen a sismogramas sintéticos en cada pozo (Figura 36).

Cuando existe carencia de la data de velocidad (V), se puede generar un sismograma sintético usando una curva de resistividad, ya que la Ley de Faust  $V=k(ZR)^{1/6}$ , donde  $k$ =constante,  $Z$ =profundidad y  $R$ =resistividad, permite convertir una curva de resistividad en velocidad.



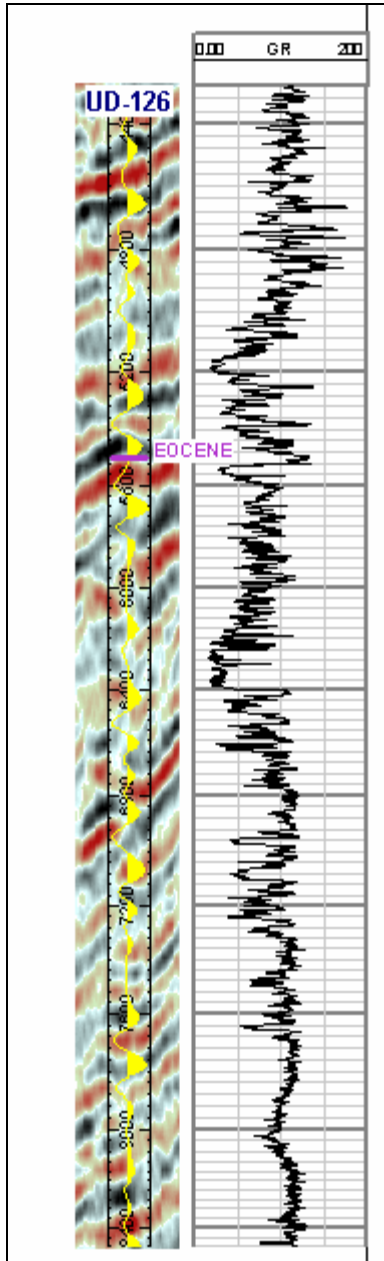
**Figura 35** Distribución de pozos con sismogramas sintéticos



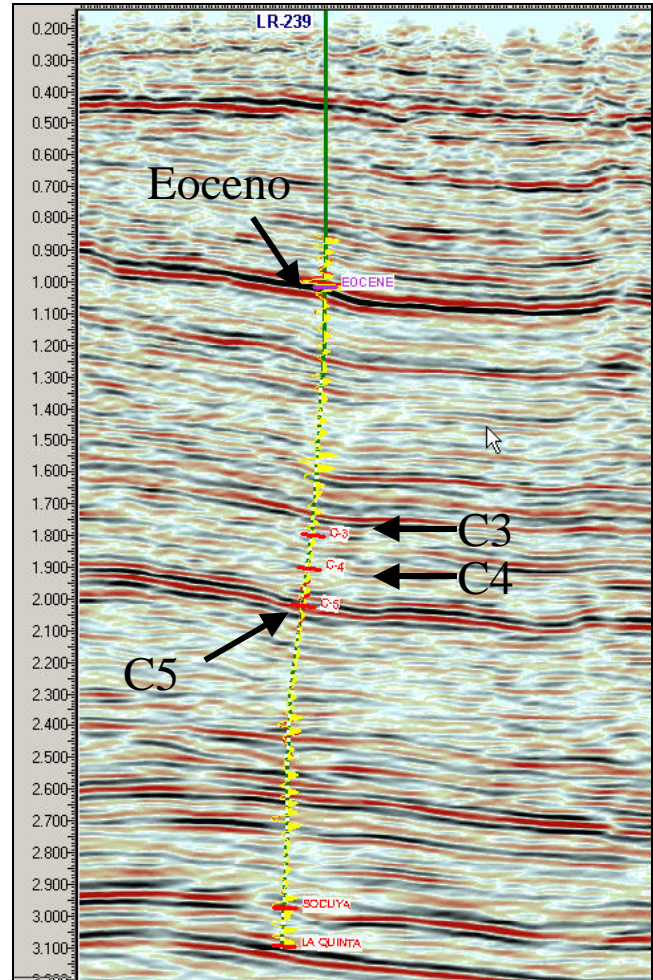
**Figura 36** Sismograma sintético del pozo UD-164

#### 4.3.4 Calibración de los sismogramas sintéticos con la sísmica.

La calibración sísmica (Figura 37) tiene como objetivo fundamental establecer el significado geológico de los reflectores sísmicos, es decir, como amarrar la data derivada de registros de pozos (en profundidad) a la sísmica (en tiempo). Esto se obtiene correlacionando sismogramas sintéticos con los datos sísmicos reales (Figura 38), y comparando cómo amplitudes positivas fuertes se correlacionan con picos, y cómo amplitudes negativas fuertes se correlacionan con valles tanto en los sismogramas como en la sísmica. Una vez hecho esto, los reflectores asociados a contrastes y quiebres en litología, topes formacionales y otros eventos geológicos pueden ser identificados y mapeados.



**Figura 37** Calibración sísmica – pozo con registro de Rayos Gamma para el pozo UD-126. Nótese como el tope de la Discordancia del Eoceno corresponde con un valle claramente identificado tanto en la sísmica como en el sismograma sintético. Nótese además el cambio del registro Rayos Gamma a ese mismo nivel estratigráfico.



**Figura 38** Calibración sísmica – pozo en el pozo LR-239. Esta figura muestra el sismograma sintético (en amarillo) realizado en el pozo LR-239. La idea de sobreponer los sismogramas en la sísmica para identificar litologías. Nótese como existen reflectores fuertes asociados con la Discordancia del Eoceno y C5. La discordancia del Eoceno se corresponde con el primer valle del grupo de reflexiones fuertes en la parte de arriba, mientras que las reflexiones para C3 y C4 corresponden con picos, sin embargo las mismas no son muy fuertes. C5 está representada por un valle y su reflexión es fuerte en la mayor parte de la sísmica.

#### 4.4 Generación y correlación de líneas de control

Una vez realizada la calibración sísmica - pozo con los sismogramas sintéticos, se generan líneas sísmicas arbitrarias que pasen por los pozos en los cuales se hizo dicha calibración. En estas líneas se observan y correlacionan los horizontes de interés, por lo cual sirven como guías o control (Figura 39) para realizar la interpretación en todo el volumen sísmico.

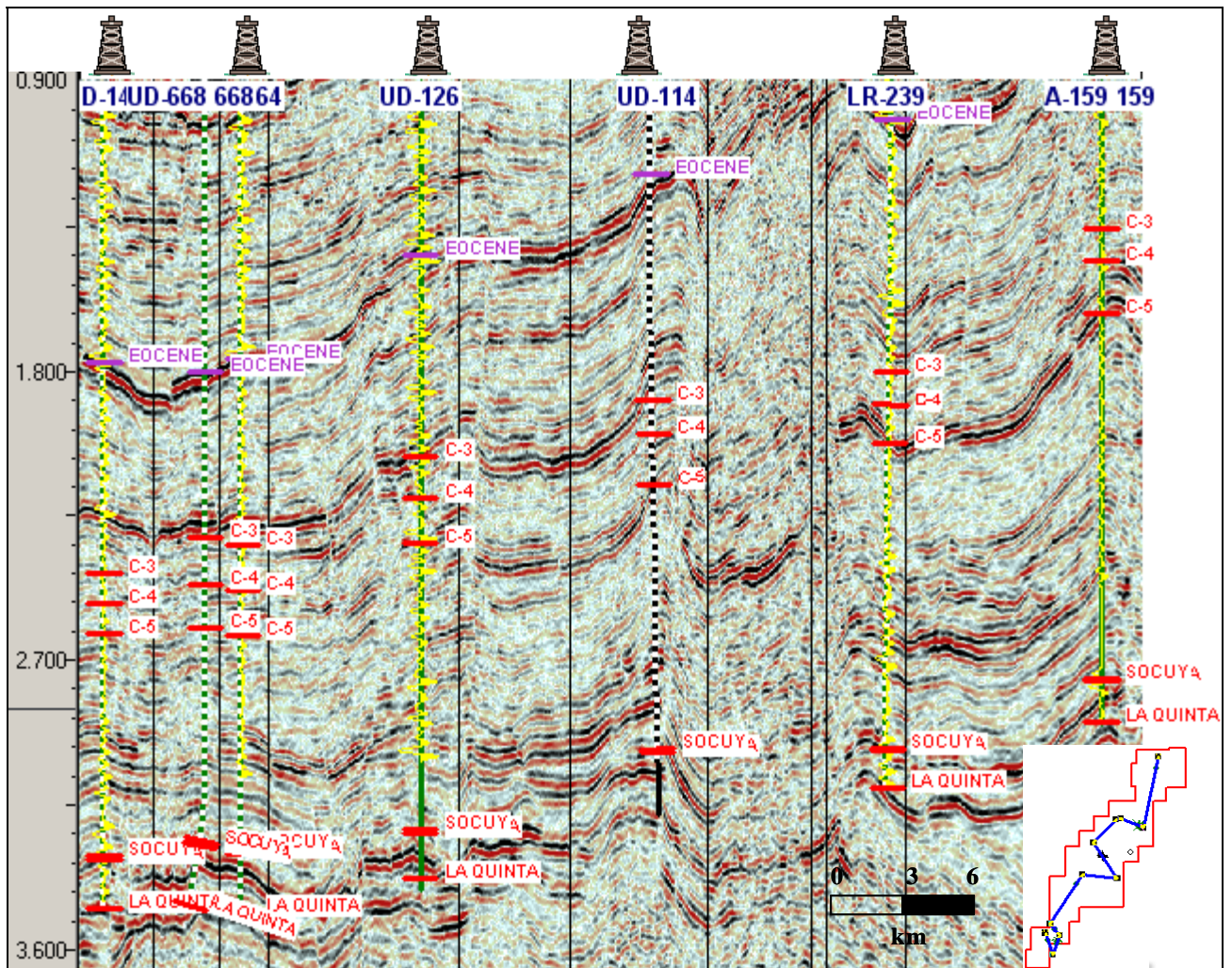


Figura 39 Línea de control con sismogramas sintéticos

#### **4.5 Selección de los horizontes a interpretar**

En este proyecto es de interés la interpretación de los horizontes C3 y C4 de la Formación Misoa de edad Eoceno. Para ello es necesario la identificación de eventos principales a profundidades: somera, intermedia y profunda en el volumen sísmico. Como evento somero se escoge la discordancia del Eoceno, por ser una reflexión fuerte y continua en todo el cubo sísmico, y como evento intermedio se escoge el tope del horizonte C5. Además, se toma como referencia de evento profundo a las calizas del Cretáceo, donde su tope y base (el tope de la caliza de la Formación Socuy y el tope de la Formación La Quinta) están marcados por reflectores fuertes y continuos que pueden ser seguidos sobre el área entera; sin embargo, no es objeto de estudio en este proyecto la interpretación de estos últimos. Estos reflectores guías pueden ser observados en la Figura 39.

## CAPITULO V

### 5 Interpretación sísmica – estructural

La interpretación sísmica - estructural del Campo Ambrosio se realizó siguiendo las siguientes etapas:

#### 5.1 Estudio estructural regional

La interpretación estructural del área de estudio está basada en lineamientos generales postulados para la Cuenca de Maracaibo, los cuales definen a ésta como una zona sometida a esfuerzos compresionales ( $\sigma_1$ ) provenientes del noroeste, producidos por el movimiento hacia el este de la Placa del Caribe, lo cual produjo a su vez un movimiento transcurrente dextral en la Falla de Oca, que ocasionó una serie de grandes fracturas al norte de la cuenca. El Campo Ambrosio está localizado a lo largo del sistema de fallas de Urdaneta.

#### 5.2 Aspectos estructurales principales

Entre los aspectos estructurales principales relacionados con el Campo Ambrosio se encuentran:

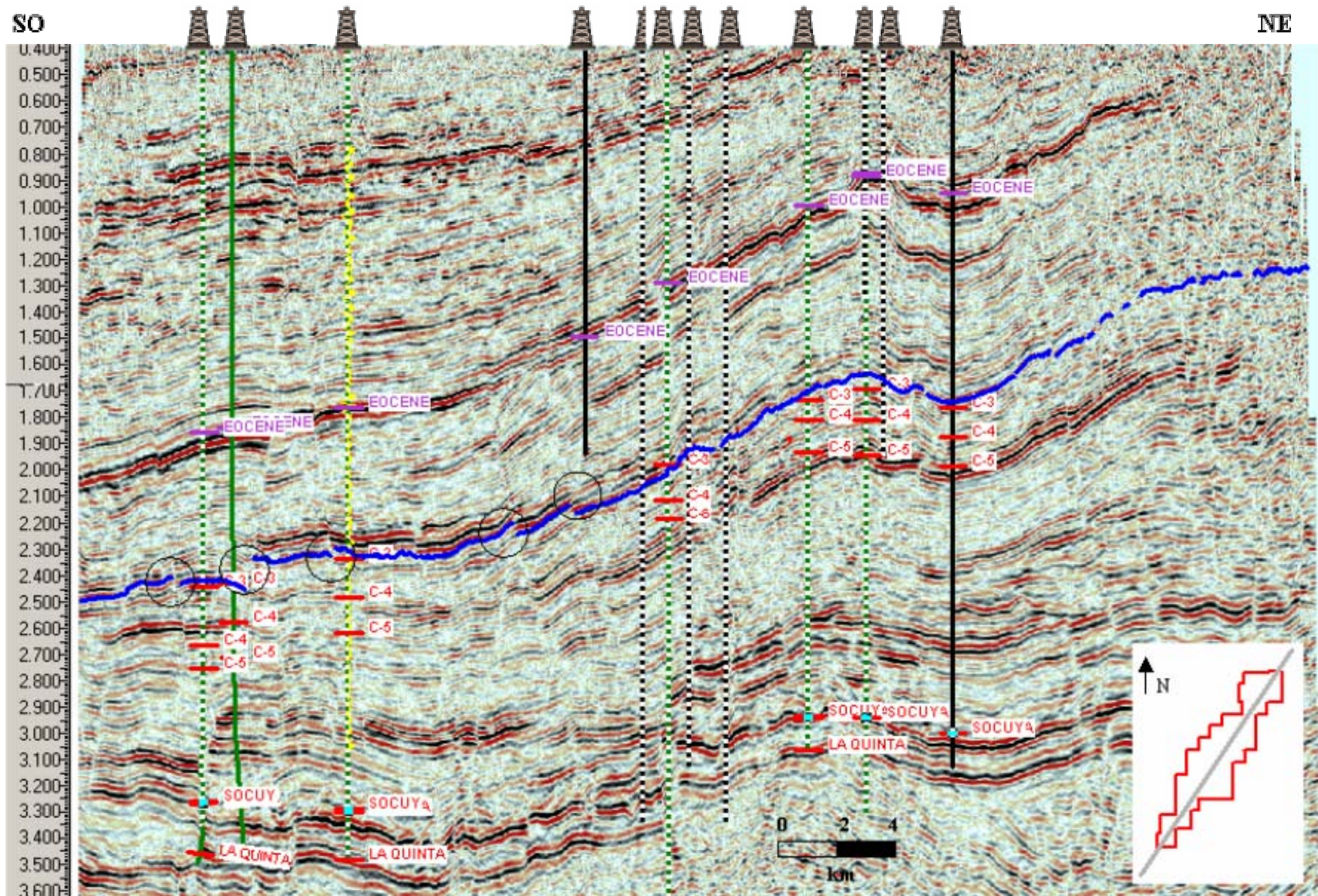
- Discordancia del Eoceno, superficie irregular de erosión controlada por fallamiento.
- Falla de Urdaneta, la cual es interpretada como una falla inversa de ángulo alto en dirección NE-SO.
- Sistema secundario de fallas inversas, subparalelas a Urdaneta.
- Pliegue anticlinal en dirección NE-SO descendiendo hacia el SO a lo largo de la Falla Urdaneta y perpendicular al esfuerzo compresivo ( $\sigma_1$ ).
- Patrón de fallas normales, subparalelas al esfuerzo ( $\sigma_1$ ), con buzamiento hacia el noreste.

### 5.3 Interpretación de horizontes y fallas

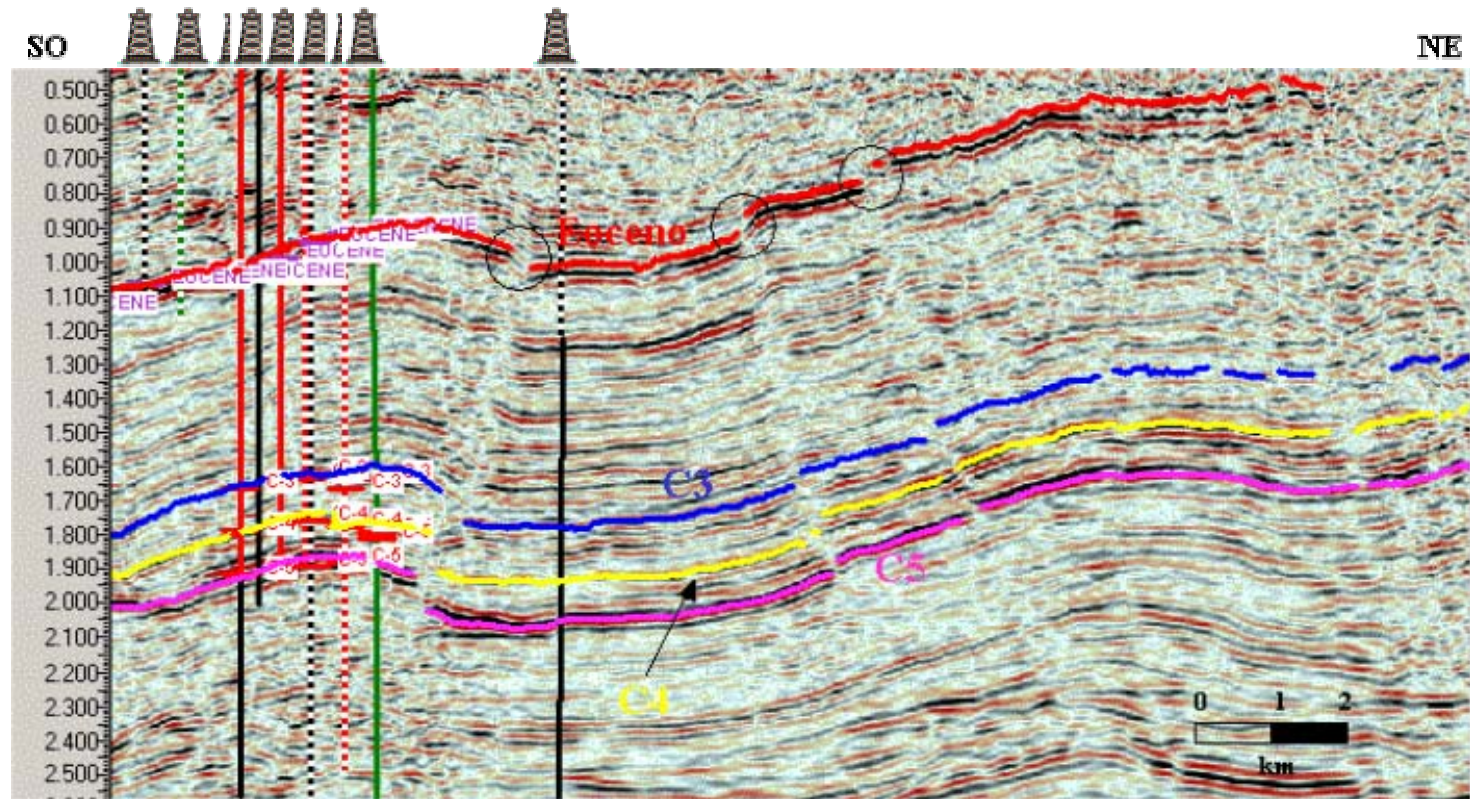
Una vez realizada la calibración sísmica, se procede con el seguimiento de los horizontes de interés a través de todo el volumen sísmico, para lo cual se respetan los saltos de fallas y se usan polígonos de correlación como herramienta de identificación de horizontes, especialmente en las zonas de fallamiento. Para correlacionar las fallas se verifica que las mismas fuesen iguales en buzamiento, profundidad y salto a lo largo de las secciones sísmicas.

En la interpretación de fallas se usaron herramientas que permiten la visualización de discontinuidades con el fin de reducir incertidumbres asociadas a las mismas. Entre estas herramientas se señalan el uso de cubos de coherencia y otros atributos estructurales, así como la generación de “time slices”, los cuales son de mucha utilidad en la correlación de fallas. Se interpretaron más de 40 fallas correspondientes a fallas principales y secundarias a lo largo del Campo Ambrosio.

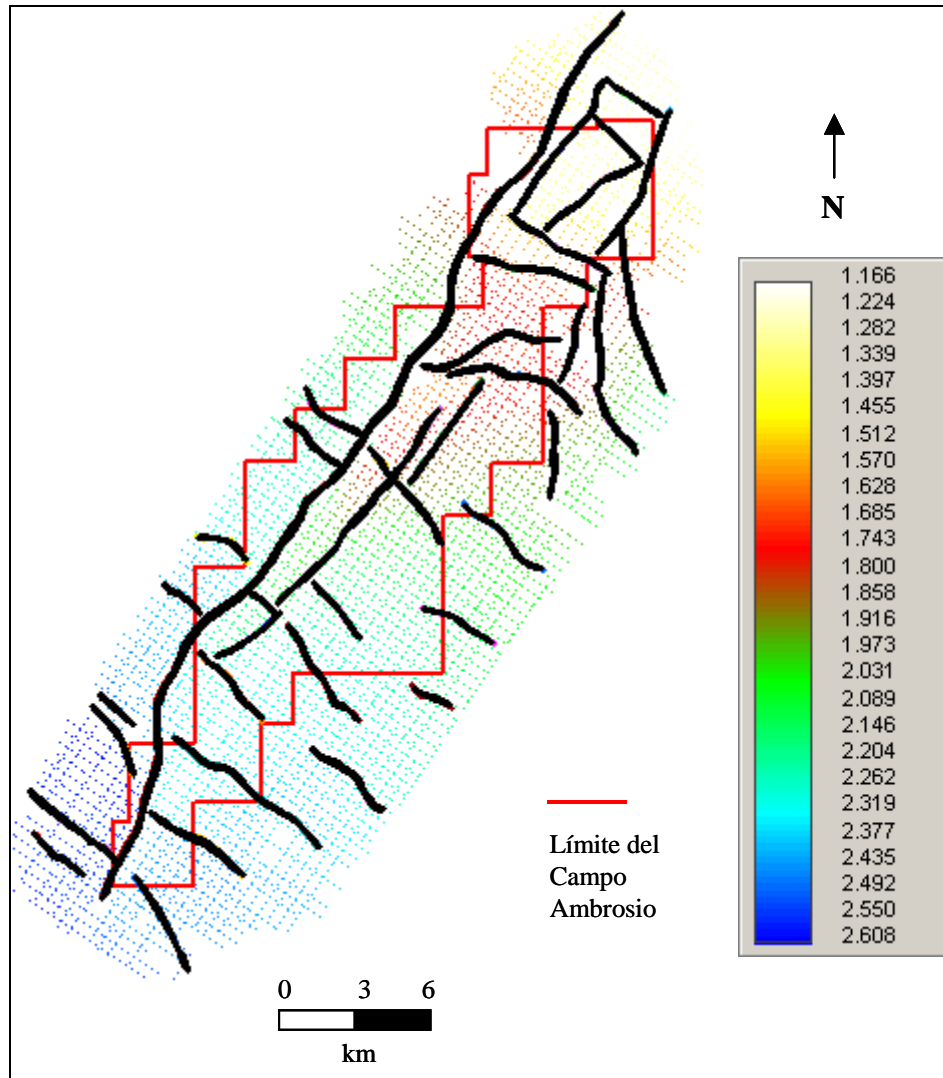
La Figura 40 muestra la línea 260 con dirección NE-SO, en la cual se pueden apreciar saltos debido a la presencia de fallas. En la Figura 41 se observa parte de la misma línea, en donde fueron interpretados los horizontes dejando el salto correspondiente a la fallas. Los horizontes interpretados fueron: la Discordancia del Eoceno, el tope de C3, el tope de C4 y el tope de C5. Una vez hecho esto, se dibujan los polígonos de fallas (Figura 42) para cada horizonte, tomando en cuenta el tipo de falla y el salto de la misma.



**Figura 40** Línea sísmica 260, Nótese algunas de las discontinuidades encerradas en círculos presentes en la zona



**Figura 41** Parte de la línea 260, muestra algunas de las discontinuidades presentes en los horizontes interpretados en círculos,



**Figura 42** Patrón de fallamiento y cuadrícula interpretada del horizonte C3

## 5.4 Extracción de atributos estructurales

Con la extracción de los atributos estructurales se quiere observar si existen anomalías en los mapas de atributos correspondientes a las fallas interpretadas para cada horizonte a lo largo del campo. Entre los atributos estructurales extraídos se encuentran:

- o Similaridad
- o Buzamiento de máxima similaridad
- o *Dip Azimuth*

### *Similaridad y buzamiento de máxima similaridad*

Estos atributos son calculados al mismo tiempo, pero almacenados independientemente. Primero, se calcula la similaridad mediante el escaneo de trazas adyacentes en un rango de buzamiento definido por el usuario, y luego se detecta el buzamiento de máxima similaridad, lo cual hace que este atributo sea un híbrido. Entre sus características principales se encuentran: valores bajos de este atributo pueden definir patrones de fallas, y valores altos son indicativos de alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional. También puede ser usado para mapear discontinuidades estructurales .

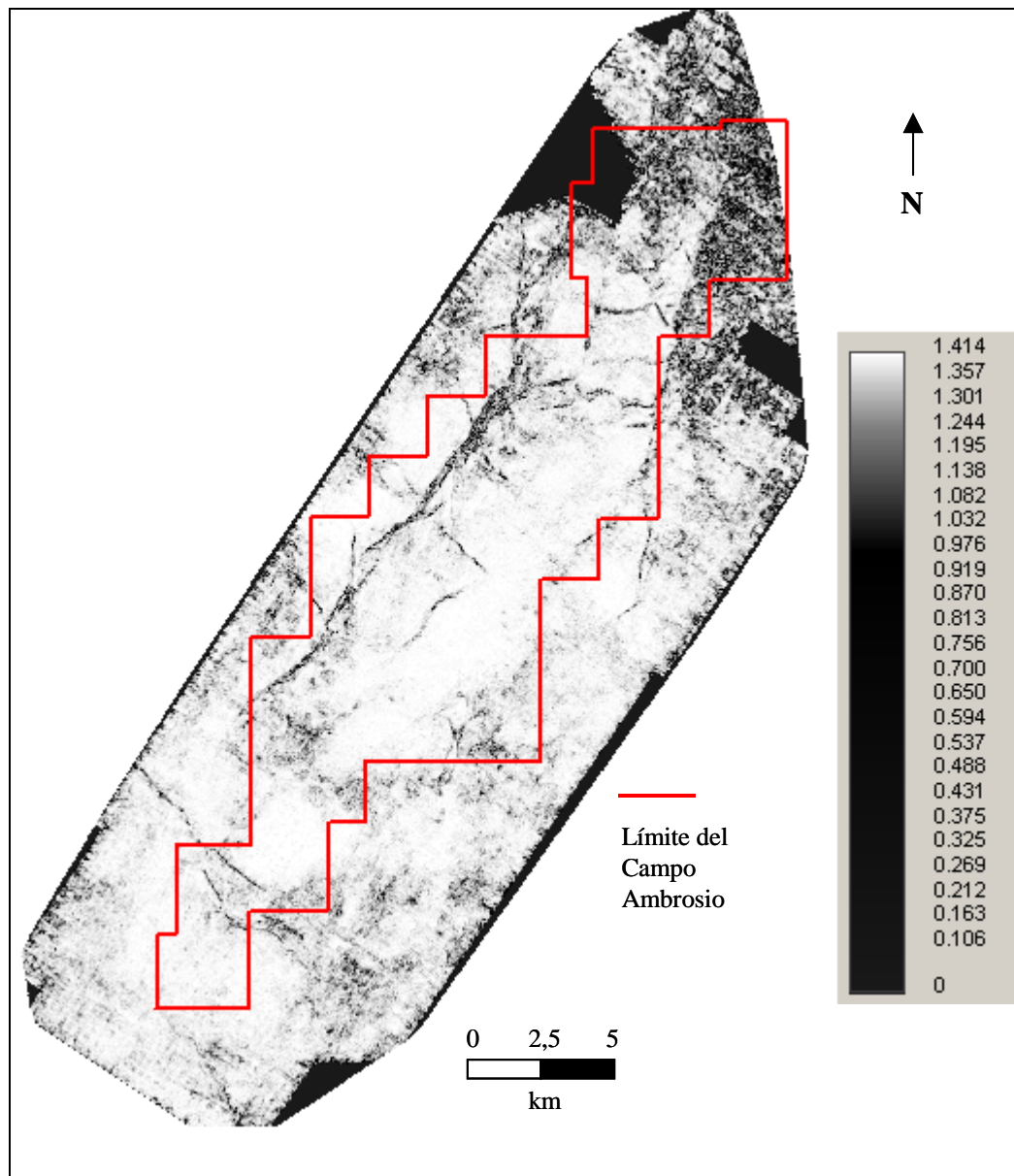
### *“Dip Azimuth”*

Es la combinación de los mapas de “dip” y “azimuth”. Los resultados serán anomalías de cambios de buzamientos de planos de fallas y estructuras.

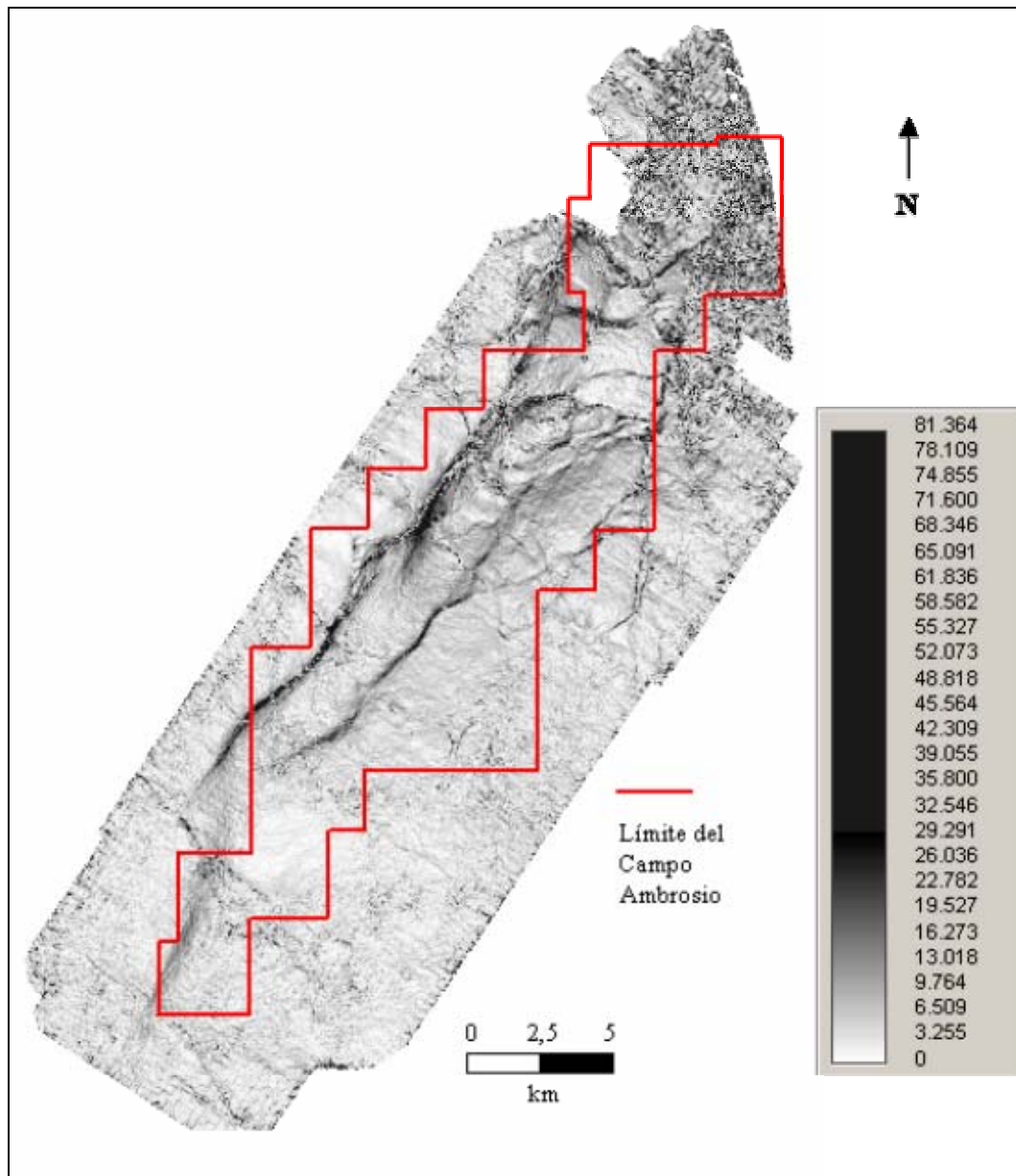
## 5.5 Mapas de Atributos Estructurales

### *Mapas de atributos estructurales en la Discordancia del Eoceno*

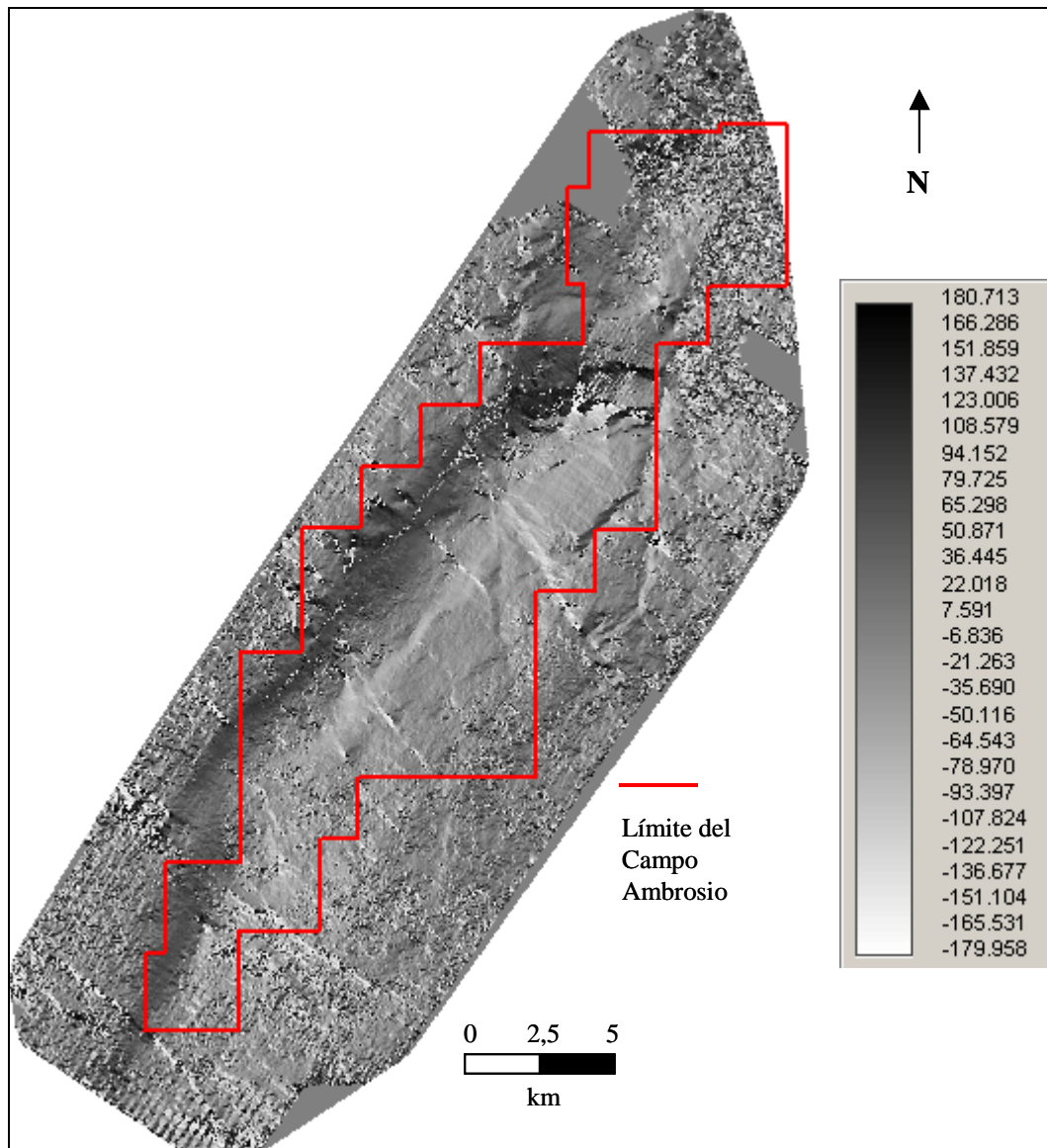
La Figura 43, Figura 44 y Figura 45 muestran los atributos estructurales extraídos en la Discordancia del Eoceno. Nótese la correlación entre las fallas interpretadas y los lineamientos que se presentan en los mapas de atributos.



**Figura 43** Mapa de similaridad en la Discordancia del Eoceno. Nótese como los lineamientos correspondientes a fallas presentan los valores más bajos de este atributo. Esto se debe a que valores altos en el mismo se relacionan con alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional.



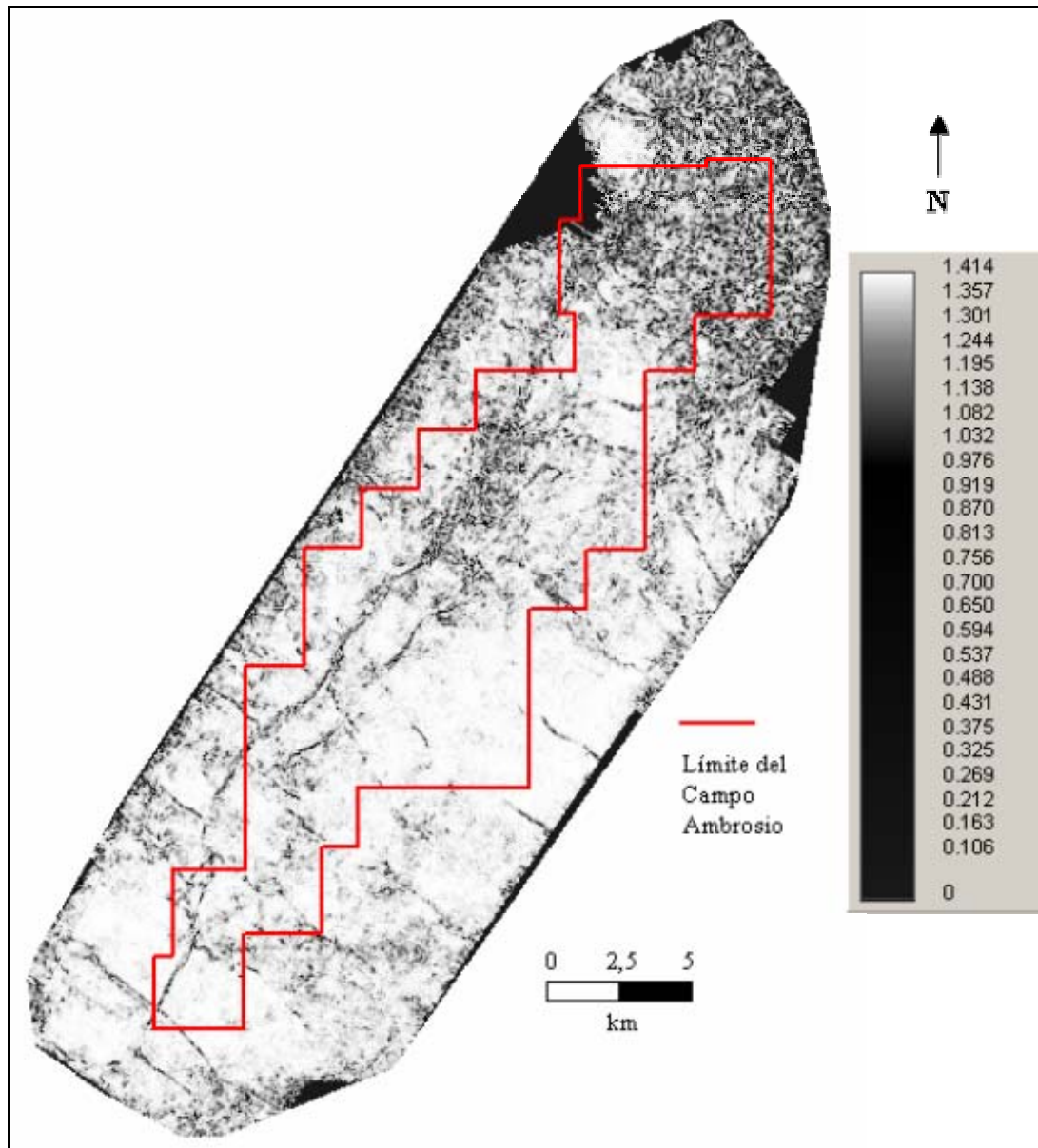
**Figura 44** Mapa de buzamiento de máxima similitud en la Discordancia del Eoceno. Nótese como las fallas representan los máximos valores para este atributos.



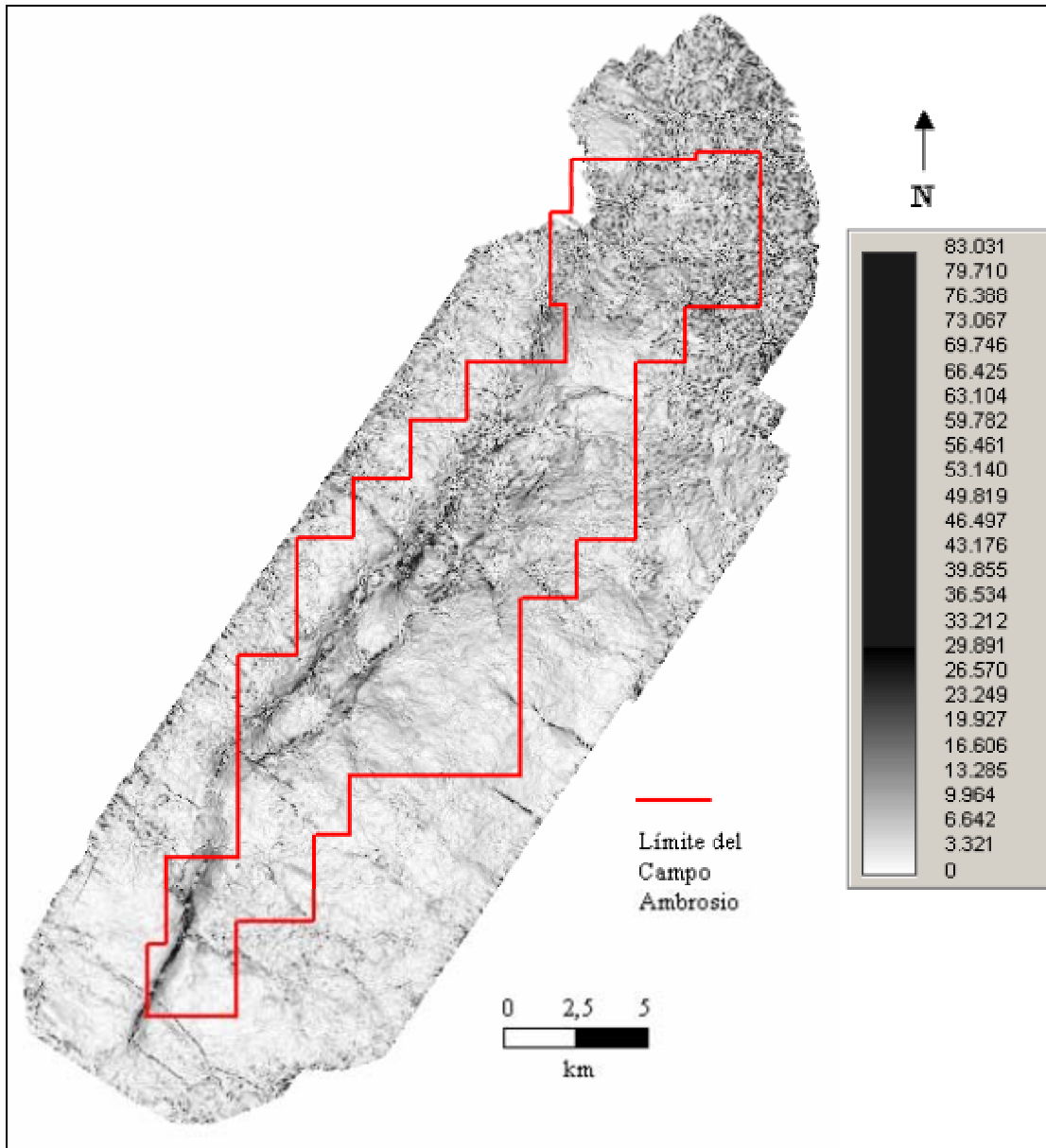
**Figura 45** Mapa de “Dip Azimuth” en la Discordancia del Eoceno.

## Mapas de atributos estructurales en el tope de C3

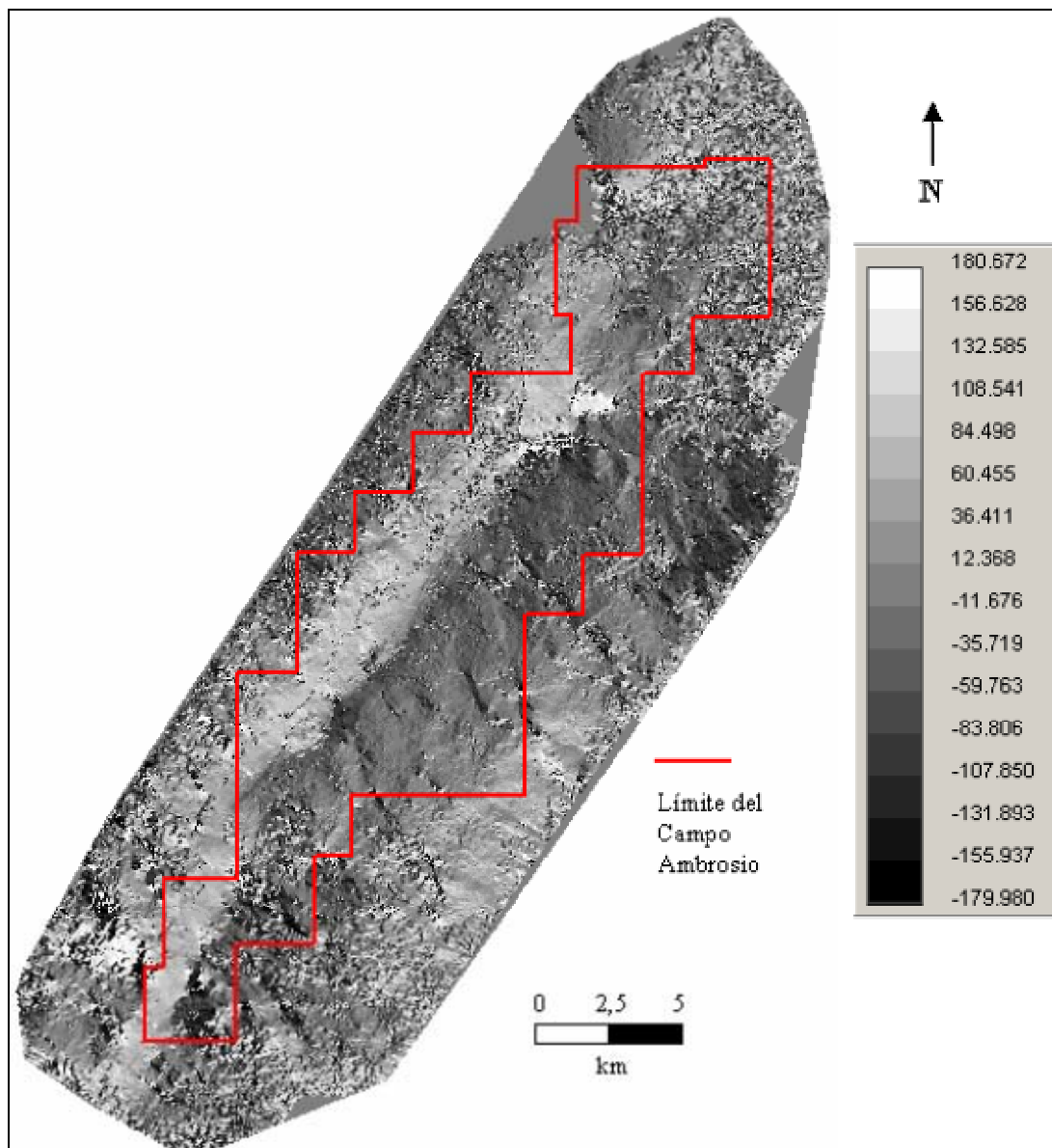
La Figura 46, Figura 47 y Figura 48 muestran los atributos estructurales extraídos en el tope de C3. Nótese la correlación entre las fallas interpretadas y los lineamientos en los mapas de atributos.



**Figura 46** Mapa de similaridad en el tope de C3. Nótese como los lineamientos correspondientes a fallas presentan los valores más bajos de este atributo. Esto se debe a que valores altos en el mismo se relacionan con alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional.



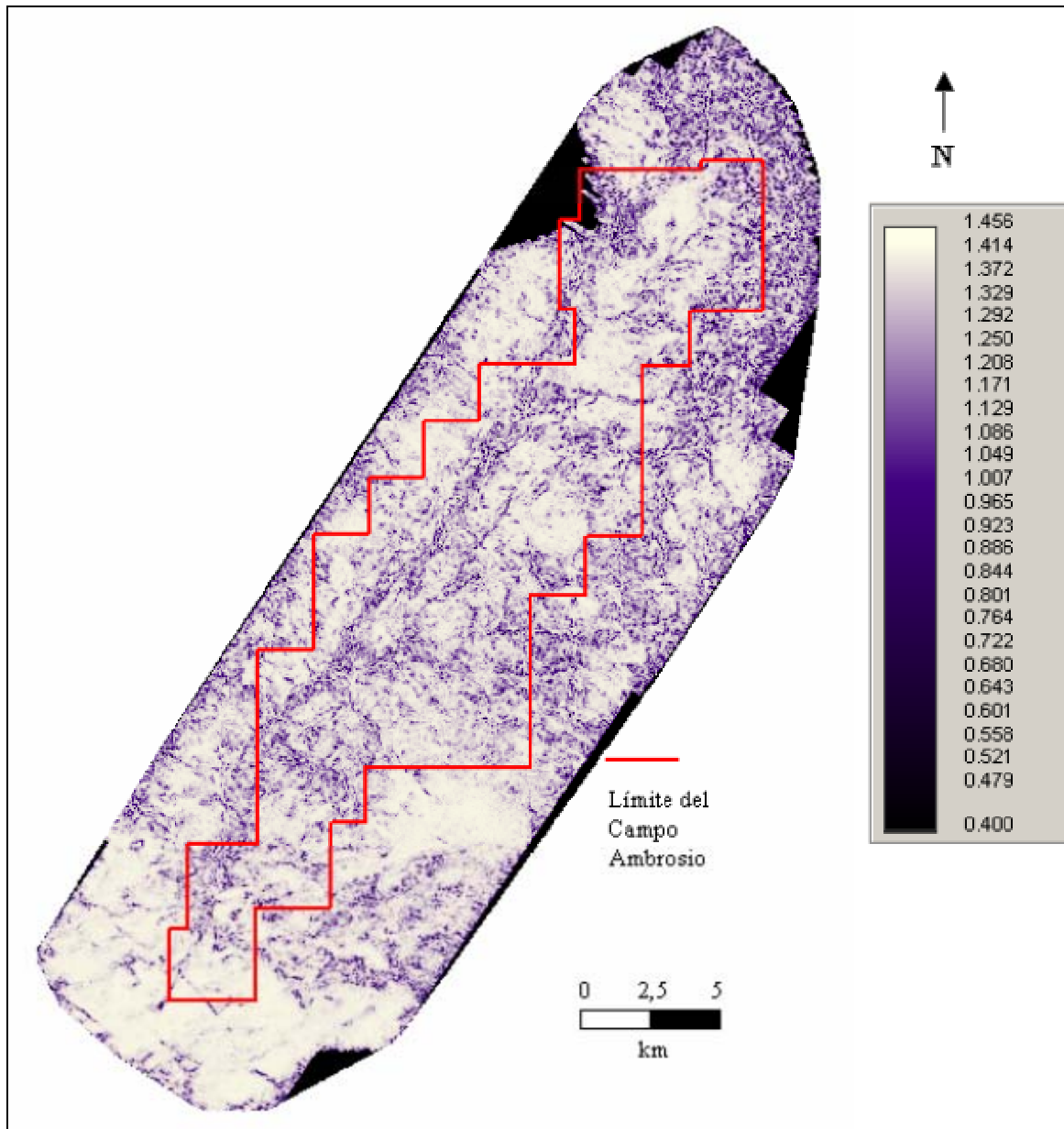
**Figura 47** Mapa de máxima similitud en el tope de C3. Nótese como las fallas representan los máximos valores para este atributos.



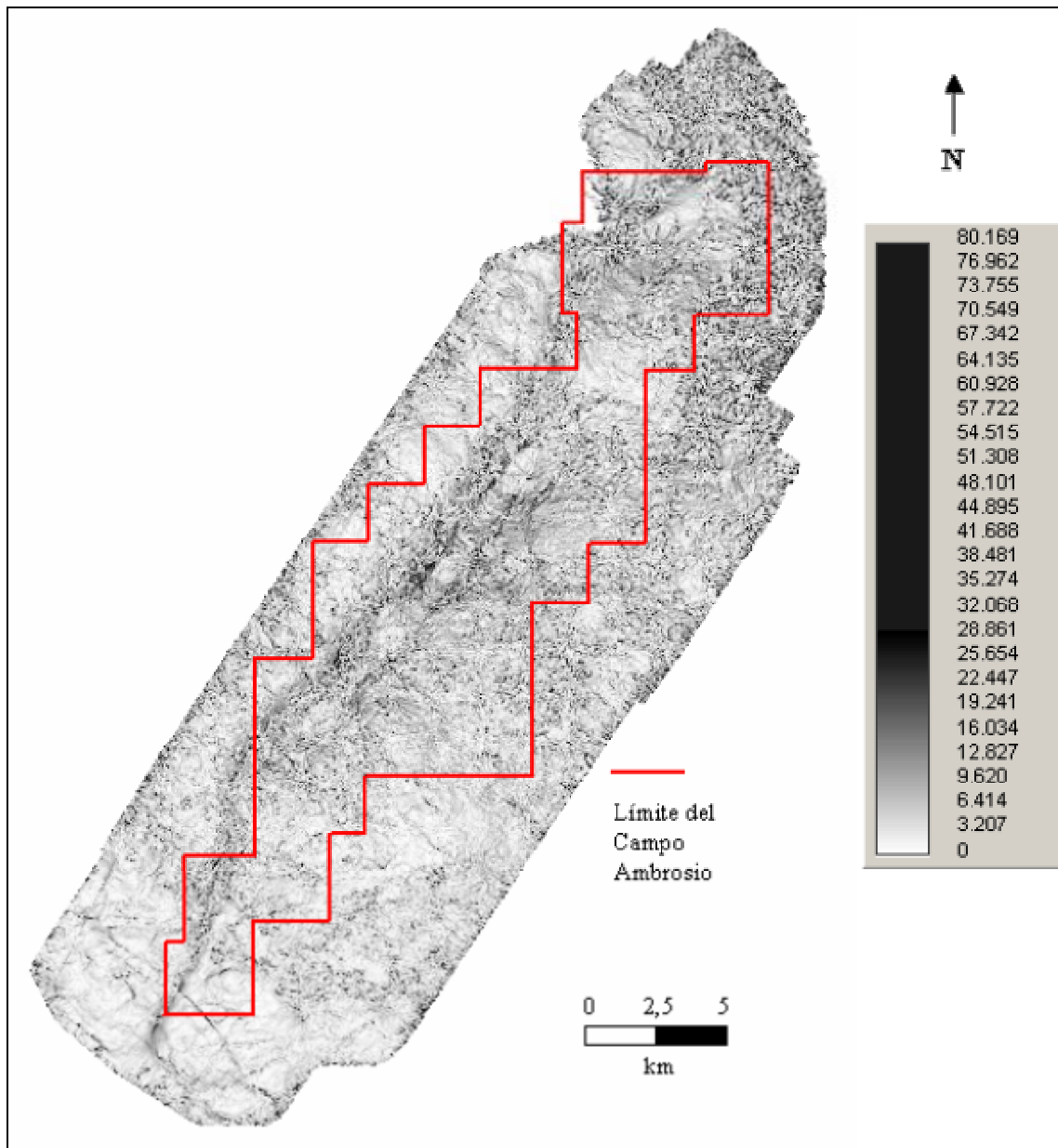
**Figura 48** Mapa de "Dip Azimuth" en el tope de C3. Se identifican buzamientos y dirección de las estructuras.

## Mapas de atributos estructurales en el tope de C4

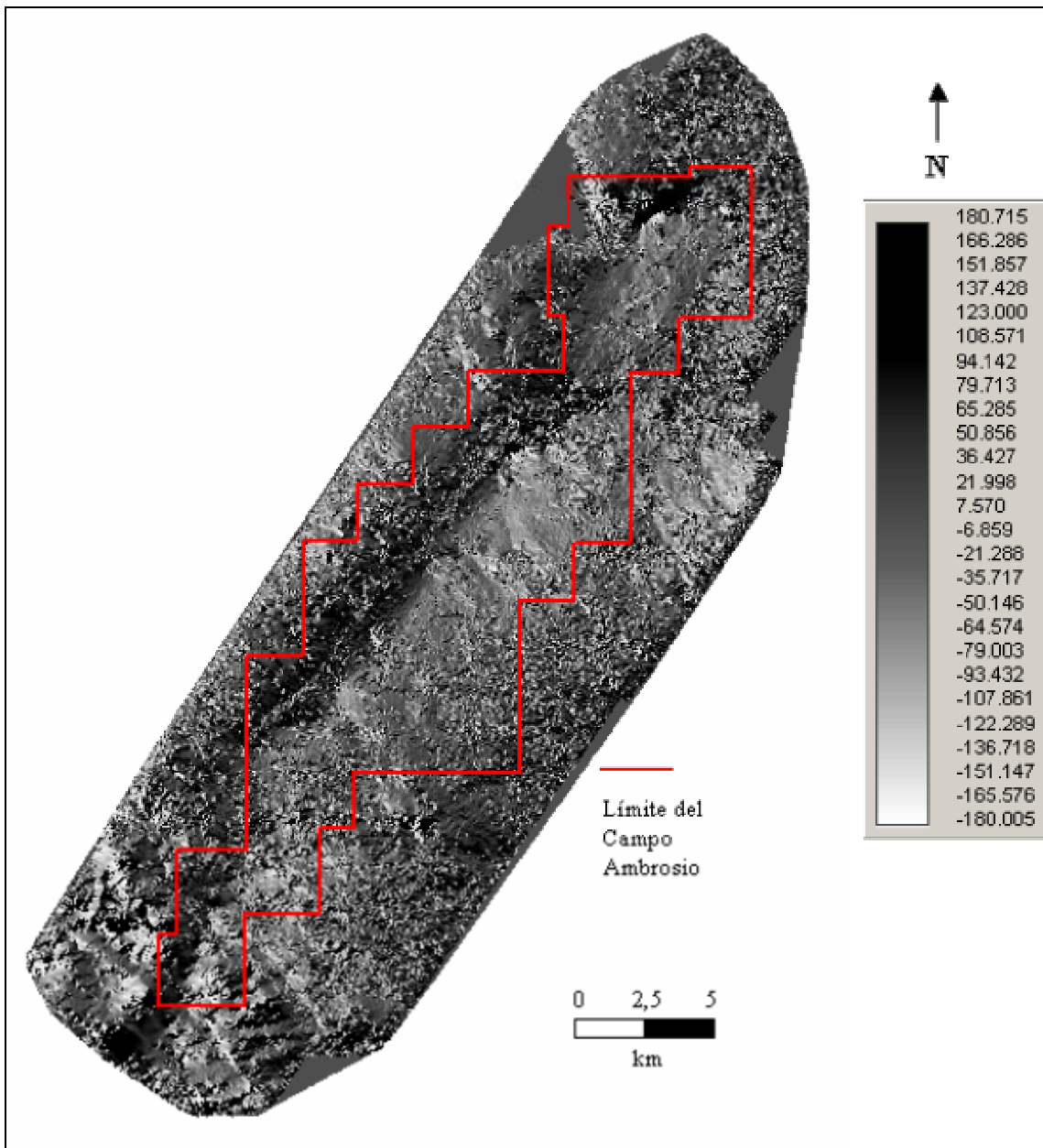
La Figura 49, Figura 50 y Figura 51 muestran los atributos estructurales extraídos en el tope de C4. Nótese la correlación entre las fallas interpretadas y los lineamientos en los mapas de atributos.



**Figura 49** Mapa de similaridad en el tope de C4. Nótese como los lineamientos correspondientes a fallas presentan los valores más bajos de este atributo. Esto se debe a que valores altos en el mismo se relacionan con alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional.



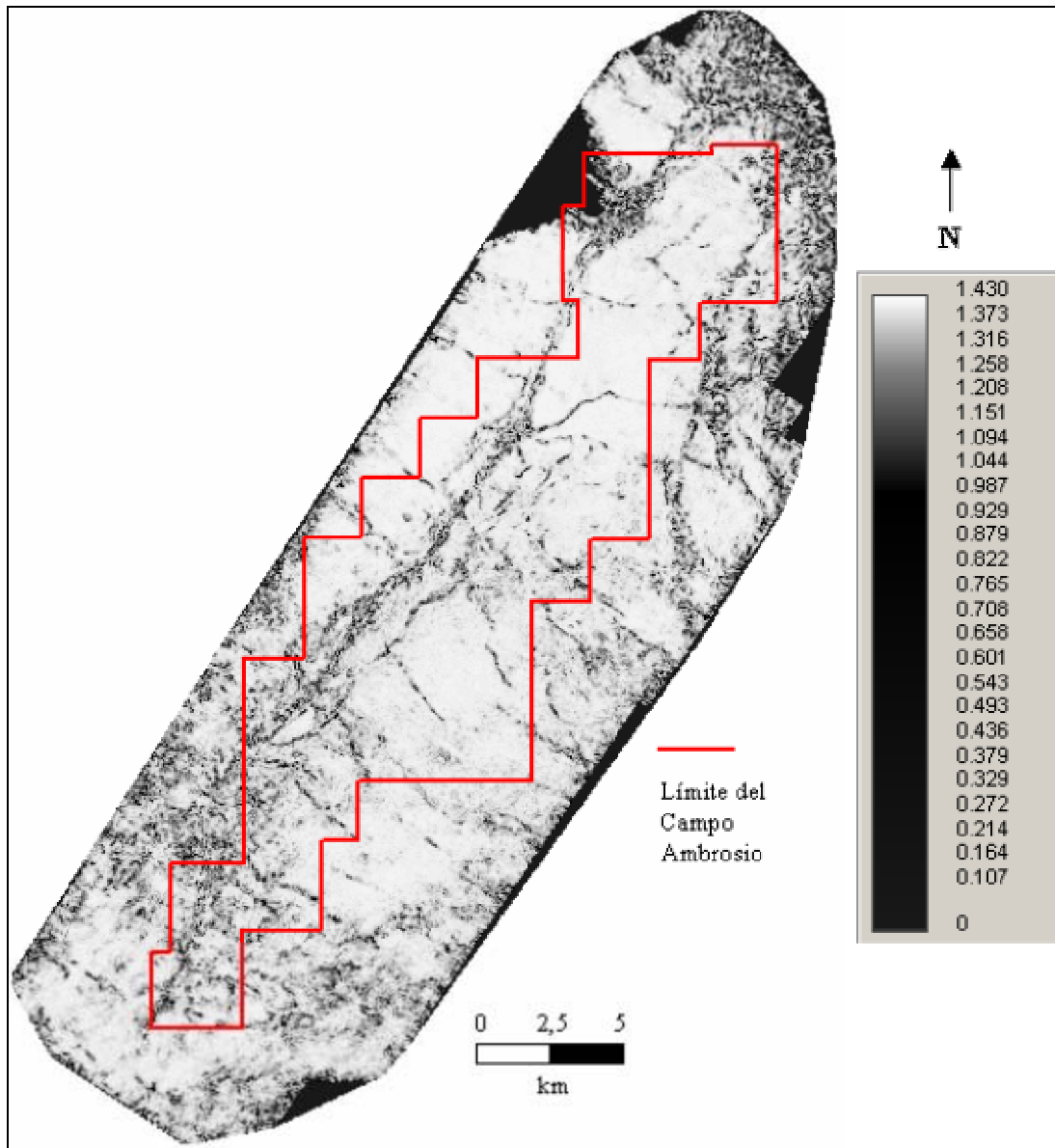
**Figura 50** Mapa de buzamiento de máxima similitud en el tope de C4. Nótese como las fallas representan los máximos valores para este atributos.



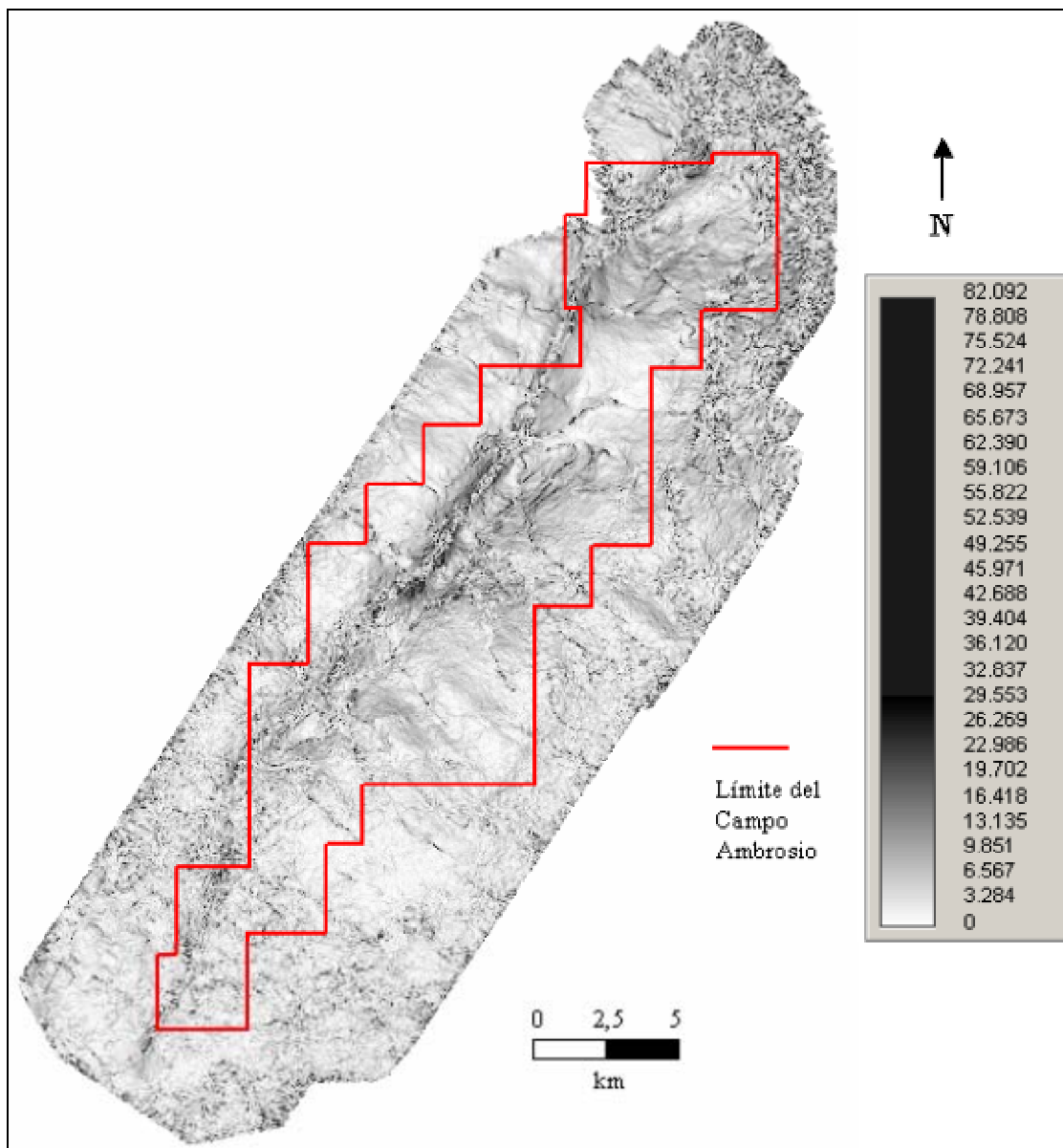
**Figura 51** Mapa de “Dip Azimuth” en el tope de C4

## Mapas de atributos estructurales en el tope de C5

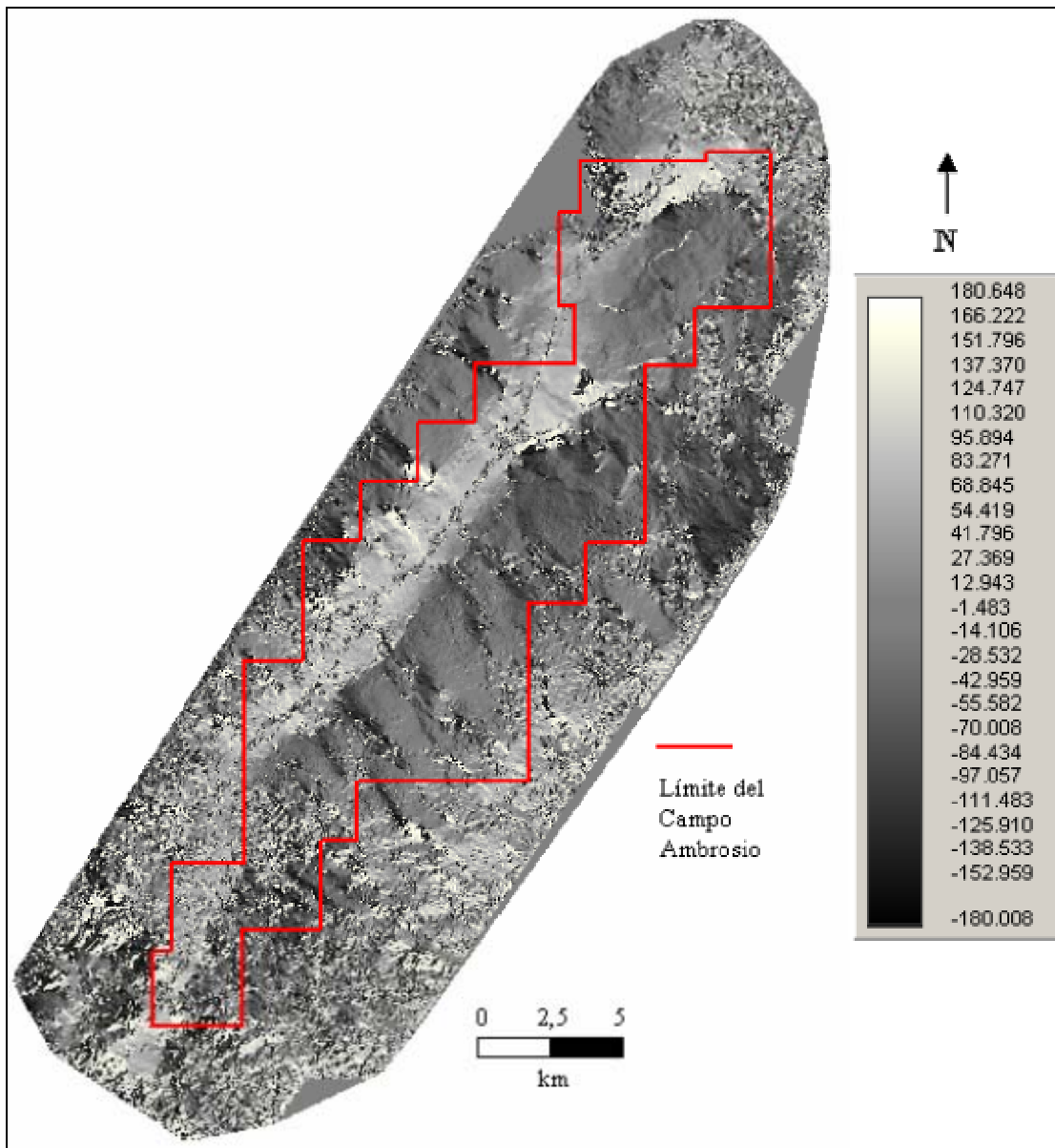
La Figura 52, Figura 53 y Figura 54 muestran los atributos estructurales extraídos en el tope de C5. Nótese la correlación entre las fallas interpretadas y los lineamientos en los mapas de atributos.



**Figura 52** Mapa de similaridad en el tope de C5. Nótese como los lineamientos correspondientes a fallas presentan los valores más bajos de este atributo. Esto se debe a que valores altos en el mismo se relacionan con alto grado de similaridad lateral del ambiente depositacional.



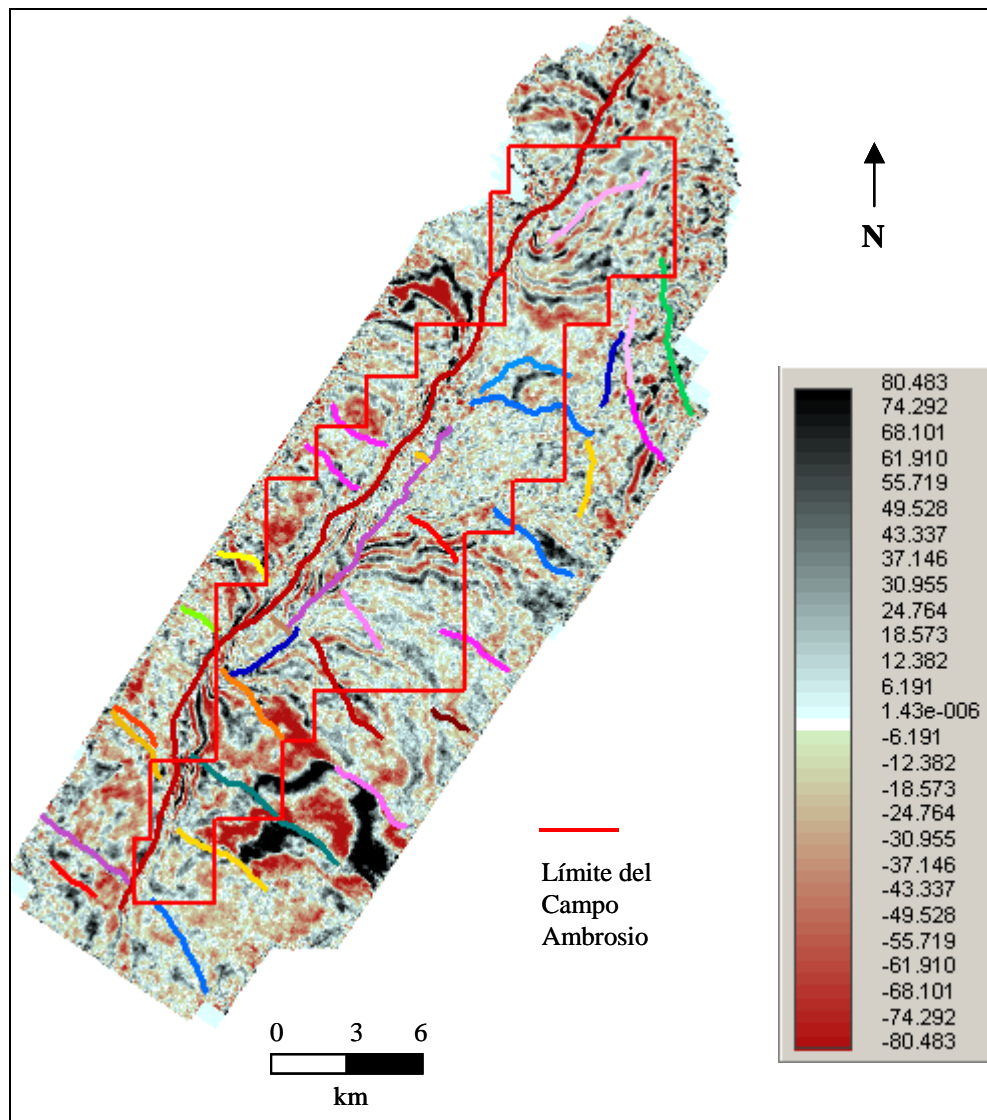
**Figura 53** Mapa de Buzamiento de máxima similitud en el tope de C5. Nótese como las fallas representan los máximos valores para este atributo.



**Figura 54** Mapa de "Dip Azimuth" en el tope de C5

## 5.6 Visualización en modo de “time slices” del volumen sísmico

La visualización en modo de “time slices” del volumen sísmico (Figura 55) ayuda a identificar rumbo y buzamiento de las fallas, así como a diferenciar las fallas principales de las de relevo, fallas sintéticas y antitéticas. Esto permite obtener un mapa de fallas reduciendo la incertidumbre relativa al modelo estructural del área. “Time Slice” realizado sobre el cubo de coherencia resalta las alineaciones estructurales más importantes.



**Figura 55** “Time slice” realizado del volumen sísmico a 2.304 s. Las líneas en colores representan las diferentes fallas interpretadas. Nótese que un “time slice” puede cortar varios niveles estructurales.

## 5.7 Verificación de anomalías estructurales

En líneas sísmicas perpendiculares al rumbo de las fallas principales (Figura 56) se observa un anticlinal fallado a lo largo del campo, con tendencia NE-SO, el cual se encuentra cortado por una falla que atraviesa todo el campo, la cual se conoce como la Falla Urdaneta y que es interpretada como una falla inversa de alto ángulo con un salto que varía entre 200 y 1000 pies. De igual manera, el anticlinal de Ambrosio es cortado por un número de fallas normales, la mayoría de las cuales muestran una tendencia aproximadamente perpendicular a dicha falla principal.

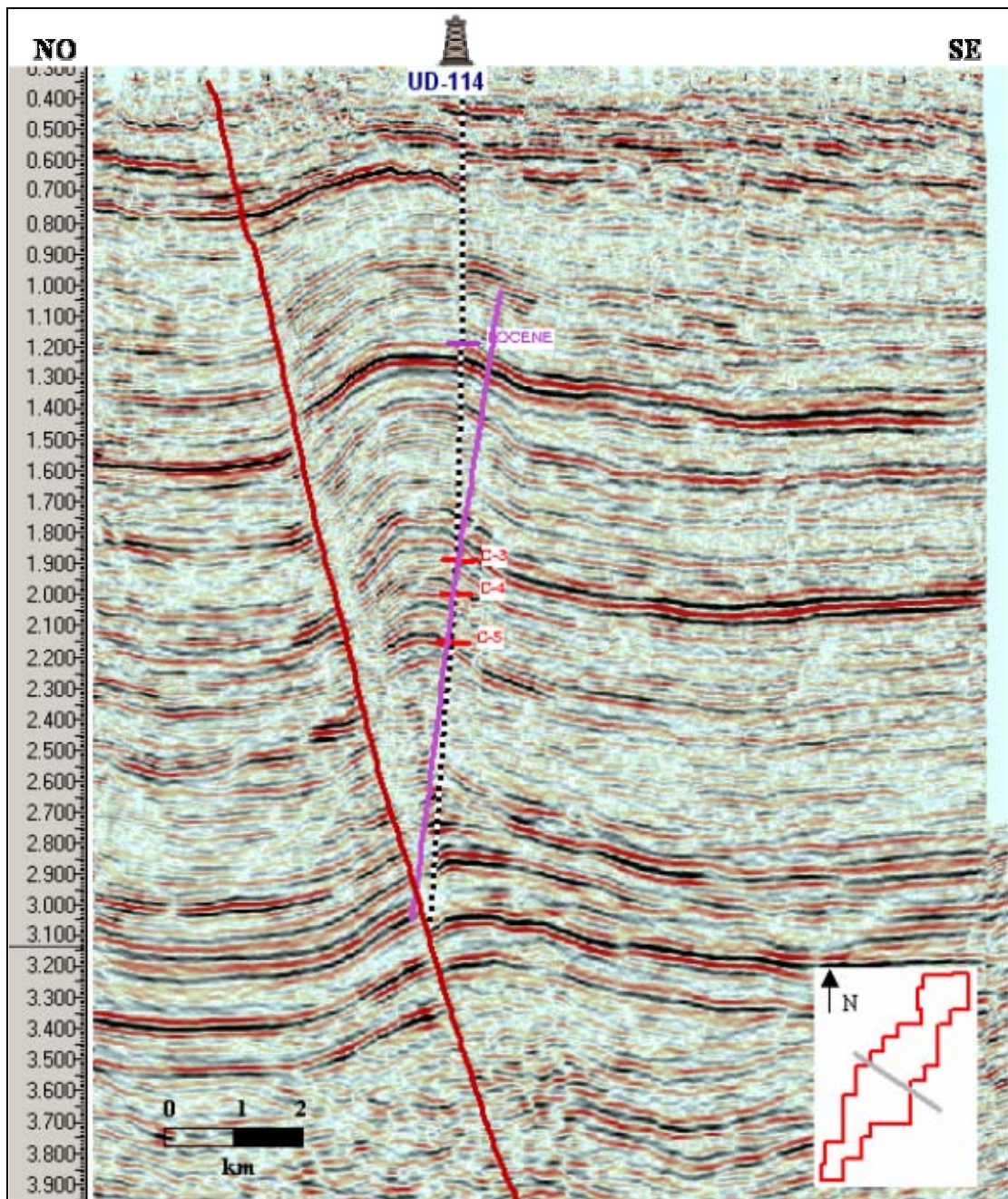


Figura 56 "CrossLine" 1050

## **5.8 Evolución tectónica generalizada de la Cuenca de Maracaibo y su influencia en el Campo Ambrosio**

En la edad Pre-Cretácica se produce un régimen de apertura continental que origina estructuras tipo grábenes caracterizadas por fallamiento normal. Es posible que la Falla Urdaneta se haya originado bajo este régimen extensional, y que luego haya sido reactivada tanto por extensión como compresión en diversos períodos de tiempo. En el Campo de Ambrosio, la Falla de Urdaneta se interpreta como una falla inversa de alto ángulo.

Según Ostos (1991) se produce un pulso compresivo producto de la colisión de la Placa Caribe con el Arco de las Bahanas durante el Paleoceno – Eoceno Temprano. Esto ocasiona un movimiento de la Placa Caribe hacia el Este, lo cual produce una rotación horaria del terreno transpresional de Venezuela que ocasiona la reactivación de antiguas estructuras Jurásicas.

El choque de la Placa Caribe con el margen continental pasivo ocasiona la convergencia tectónica hacia el norte de Venezuela (Lugo, 1994), caracterizada por una serie de colisiones y suturas de terrenos durante el Paleoceno Tardío. Como reacción a esta carga tectónica se produce una flexura cortical que origina una cuenca “Foreland” con estilo estructural definido por fallas normales con orientación NO. Luego se produce el vasculamiento de la plataforma Cretácica hacia la antifosa y se generan fallas normales escalonadas así como la reactivación de estas fallas durante del sedimentación en el Eoceno.

Durante el Eoceno Temprano se produce un pulso compresivo debido a la colisión oblicua de la Placa Caribe con la suramericana originando el emplazamiento de las Napas de Lara (Arminio et al., 1994), la cual produjo fallas normales y reactivación de fallas pre-existentes. Posiblemente, la Falla Urdaneta se reactivó en este período. Adicionalmente se produce un considerable aumento de espesor hacia el NNE.

En el Eoceno Tardío se produce el levantamiento de la Sierra de Perijá debido a la colisión oblicua de las placas caribe y suramericana (Arminio et al., 1994) causando pulsos compresionales en dirección NO-SE a E-O, lo que causa inversión estructural del sistema transcurrente de rumbo N a N-NE. Posiblemente la Falla Urdaneta sufrió inversión en este período de tiempo. Probablemente las principales estructuras de la Cuenca de Maracaibo fueron

generadas por el mismo pulso compresivo que ocasiona el levantamiento de la Sierra de Perijá, y es por esto que las mismas se presentan subparalelas a dicho levantamiento.

Según Audemar (1991) se mantiene el avance hacia el Este de la Sierra de Perijá, al tiempo que se levanta el Macizo de Santander a finales del Oligoceno – inicio del Mioceno, lo cual forma una serie de semigrábenes al Norte y Este de la Falla de Oca.

Del Oligoceno al Mioceno Medio, el principal levantamiento tuvo lugar en la Sierra de Perijá. Según Ostos (1991) a finales del Oligoceno se inicia el Levantamiento Andino, lo cual genera esfuerzos compresionales NO-SE.

A finales del Mioceno se produce el levantamiento definitivo de la Cordillera de los Andes en forma predominantemente vertical, y de la Sierra de Perijá afectando el triángulo Oca-Boconó-Perijá, el cual delimita la Cuenca de Maracaibo en su configuración actual, y emergieron los Andes Venezolanos como la principal estructura, sustituyendo a Perijá como la mayor fuente de sedimentos y separando el “foredeep” en distintas subcuencas: la Cuenca de Maracaibo al norte y la Cuenca de Barinas – Apure al sur.

## **5.9 Estilo estructural del Campo Ambrosio**

La estructura general del Campo Ambrosio consiste de un anticlinal con orientación NE-SO, y buzamiento general hacia el S-SE, limitado al noroeste por la Falla de Urdaneta en la misma dirección. Adicionalmente a la Falla Urdaneta se observan dos tipos de fallamiento: 1) inverso sub-paralelo a la falla principal, y 2) normal en dirección NO.

A continuación se destacan los principales eventos que posiblemente ocasionaron el estilo estructural del Campo Ambrosio:

- La Falla de Urdaneta, probablemente se originó durante la edad pre-cretácea como una falla normal asociada al régimen de apertura continental. Una reactivación posiblemente se produjo por la colisión de la Placa Caribe con el arco de las Bahamas durante el Paleoceno-Eoceno, y otra se produjo debido al emplazamiento

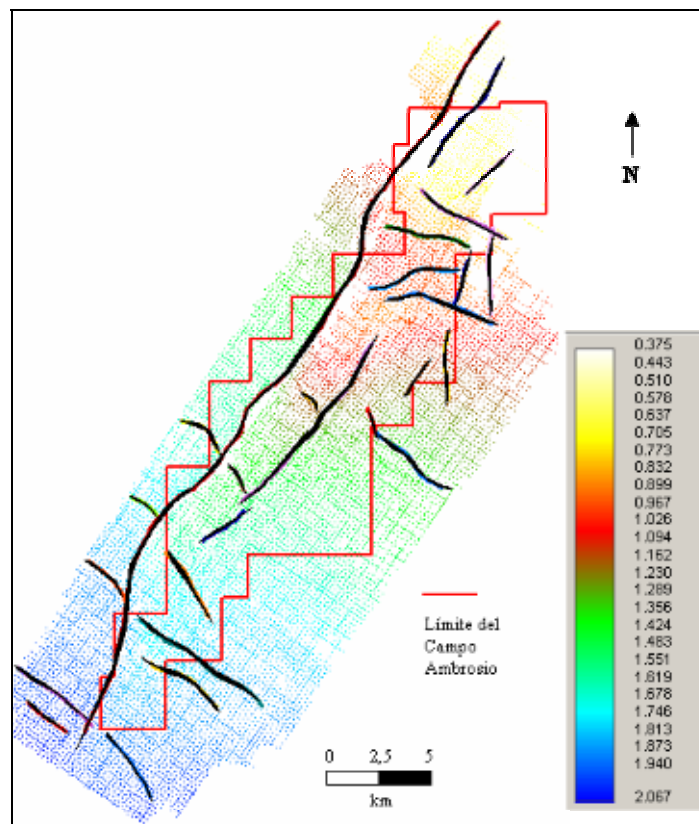
de la Napas de Lara durante el Eoceno Temprano. Además existen reactivaciones de esta falla producto del levantamiento de la Sierra de Perijá, así como de los Andes Venezolanos, desde finales del Eoceno hasta el Mioceno.

- El Sistema secundario de fallas inversas, subparalelas a la Falla Urdaneta posiblemente es producto de varios esfuerzos compresivos ocasionados por el choque de la Placa Caribe con la suramericana durante el Eoceno Tardío - Oligoceno, lo cual produce el levantamiento de la Sierra de Perijá y de Los Andes Venezolanos. Este sistema de esfuerzos que afecta la Sierra de Perijá también ejerce influencia sobre la Cuenca de Maracaibo causando pulsos compresionales en dirección NO-SE.
- El patrón de fallas normales con dirección NO, posiblemente se produce como reacción a la carga tectónica de los terrenos caribes emplazados del norte producto del choque de la Placa Caribe con el margen continental pasivo durante el Oligoceno – inicio del Eoceno. Algunas de estas fallas fueron reactivadas durante la sedimentación en el Eoceno. Durante el Eoceno Temprano se produce un pulso compresivo debido a la colisión oblicua de la Placa Caribe con la suramericana originando el emplazamiento de las Napas de Lara, lo cual produjo fallas normales y reactivación de las fallas pre-existentes.
- El pliegue anticlinal en dirección NE-SO y buzamiento hacia el SO, posiblemente es producto de los mismos esfuerzos compresivos que originaron el levantamiento de la Sierra de Perijá, así como los Andes Venezolanos en un período de tiempo comprendido entre el Eoceno Tardío hasta el Mioceno.

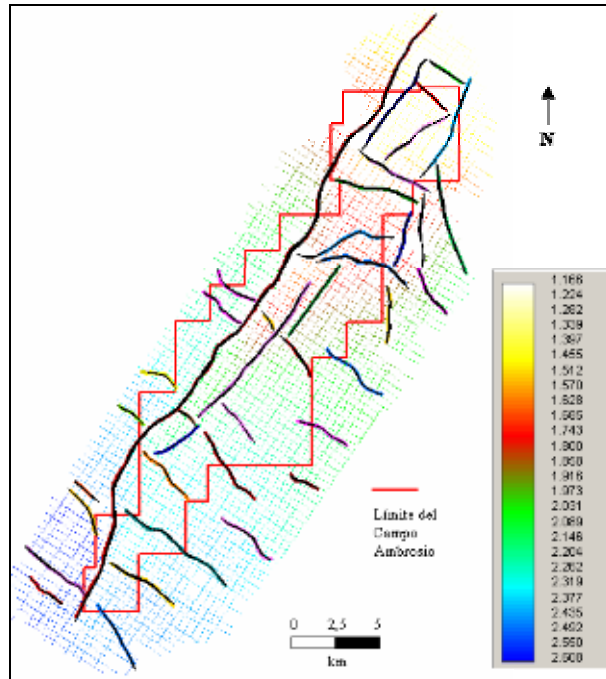
## 5.10 Mapas estructurales en tiempo

Se obtienen mapas estructurales en tiempo de los horizontes interpretados cada 20 líneas y 20 trazas, en toda la extensión del campo, siendo más difícil, la interpretación de la región norte, por presentar menor calidad en los datos. Los horizontes interpretados fueron: la Discordancia del Eoceno y los topes de las arenas C3, C4 y C5.

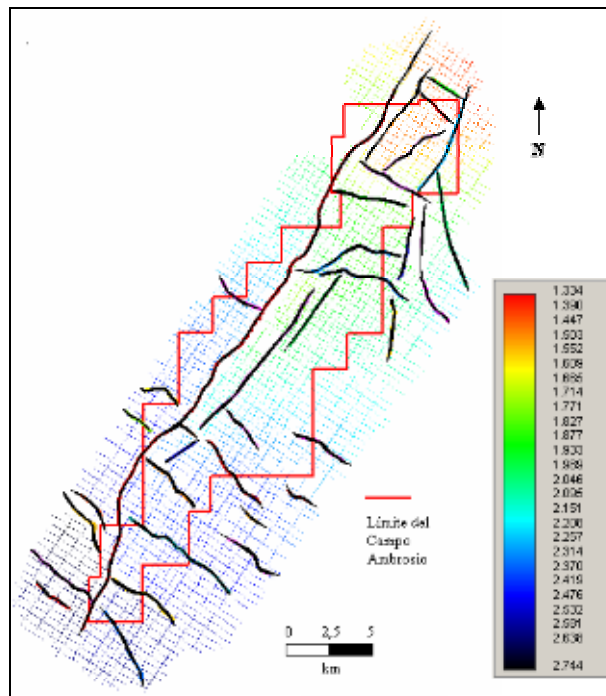
La Figura 57, Figura 58 y Figura 59 muestran las líneas interpretadas para cada horizonte, mientras que en la Figura 60, Figura 61, Figura 62, y Figura 63 se observan los mapas estructurales en tiempo para dichos horizontes.



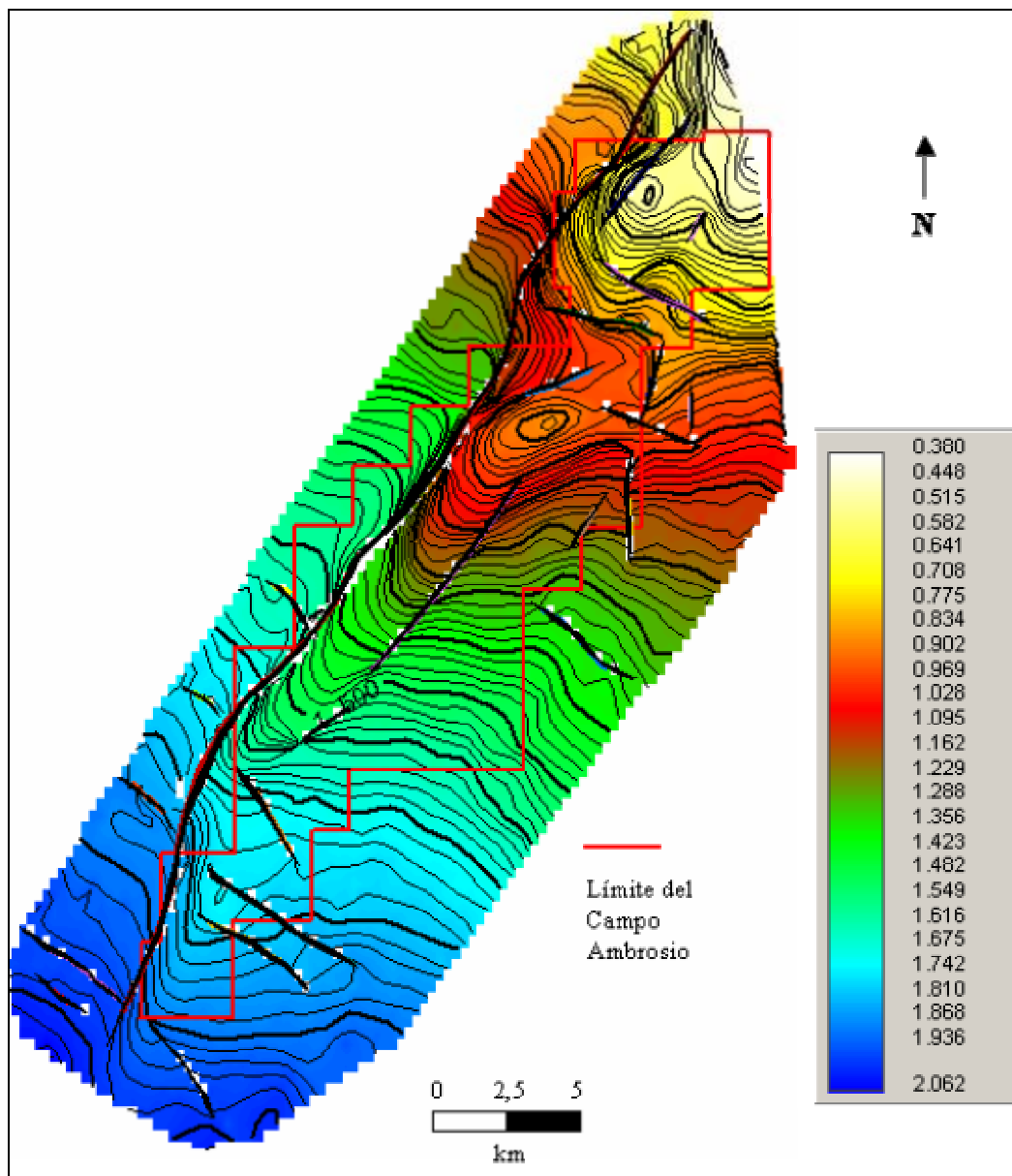
**Figura 57** Líneas interpretadas de la Discordancia del Eoceno



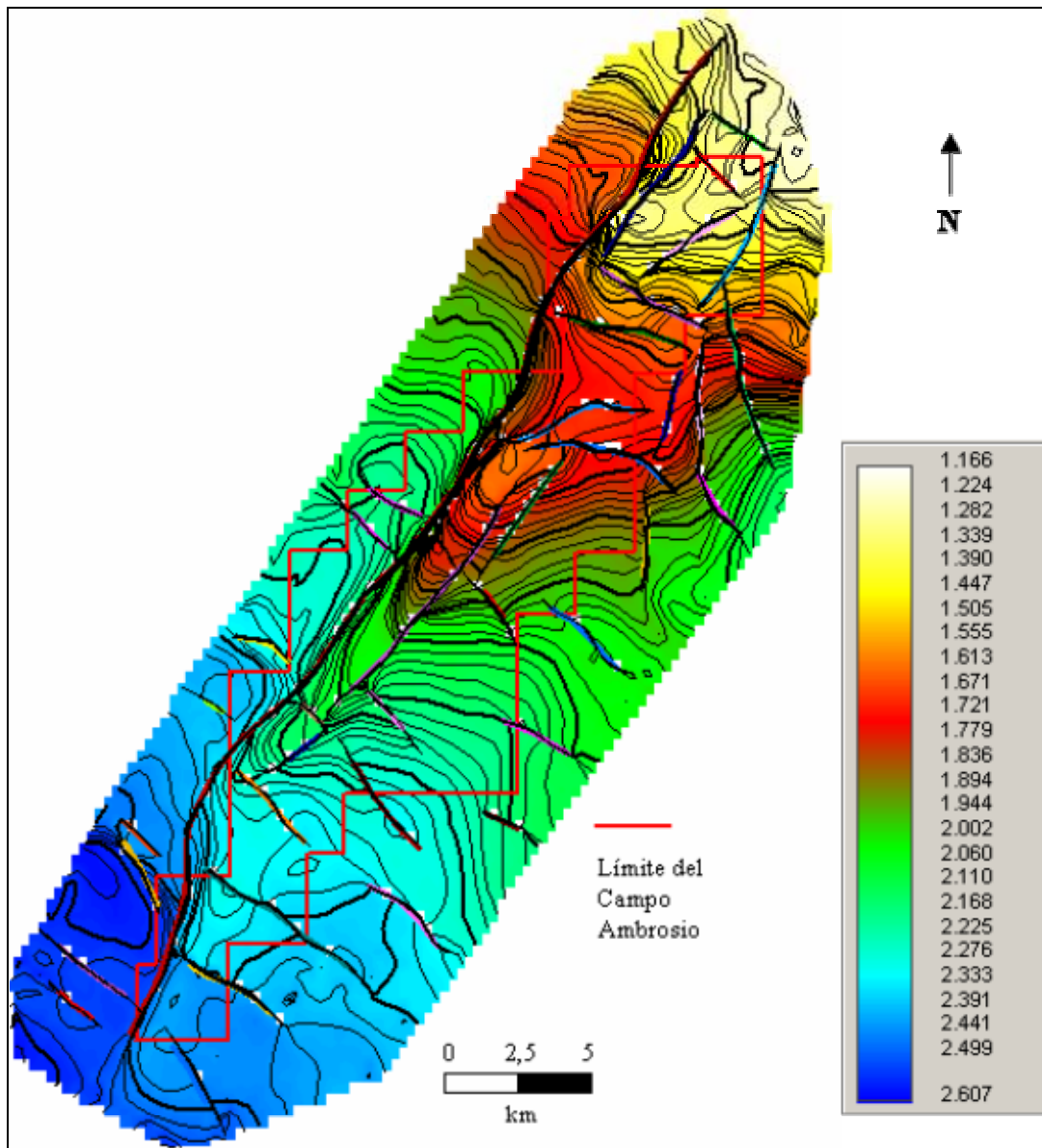
**Figura 58** Líneas interpretadas del tope C3



**Figura 59** Líneas interpretadas del tope de C4



**Figura 60** Mapa estructural en tiempo en la Discordancia del Eoceno con intervalos entre contorno cada 20 ms



**Figura 61** Mapa estructural en tiempo del tope de C3 con líneas de contorno cada 20 ms

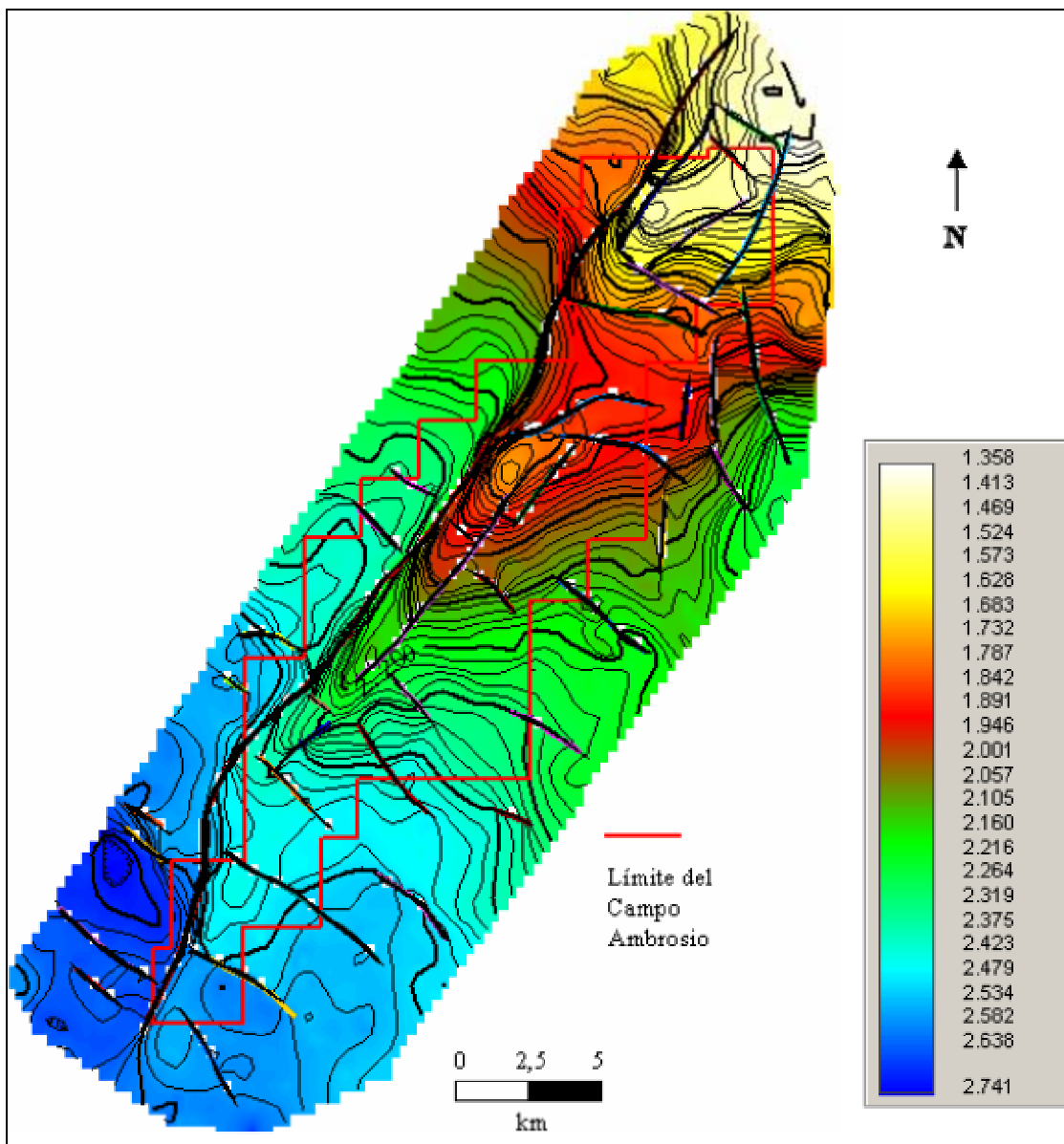
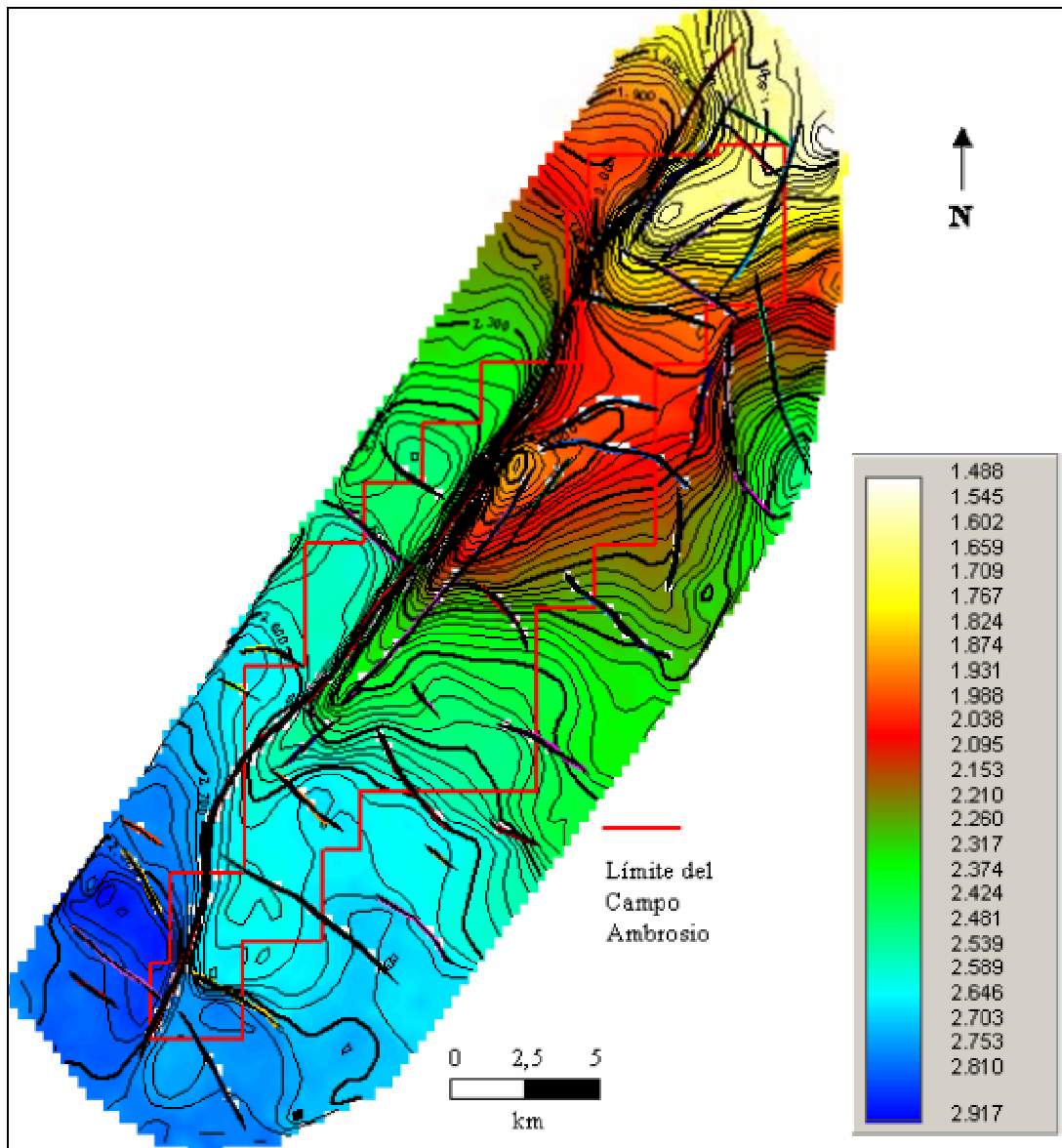


Figura 62 Mapa estructural en tiempo en el tope de C4 con intervalos entre cortorno cada 20 ms



**Figura 63** Mapa estructural en tiempo en el tope de C5 con intervalo entre contorno cada 20 ms

## 5.11 Conversión tiempo-profundidad

Los mapas en tiempo se llevan a profundidad usando mapas de velocidad promedio generados por el programa *2D/3DPAK* de *KINGDOM Suite* basados en el método de velocidad promedio.

La velocidad (V) es igual a la profundidad (Z) entre el tiempo (t), por consiguiente, la profundidad es igual a tiempo por velocidad. Como la componente en tiempo es doble, entonces la ecuación para calcular la profundidad es:  $Z = (t/2) * V$ .

Un mapa de velocidad promedio puede ser construido a partir de un conjunto de puntos de velocidad, mediante el uso de algoritmos de interpolación. Estos puntos de velocidad son resultado de la división de los topes de formación entre los mapas en tiempos para cada pozo. (2d-3dPAK Course Manual Interpretation II, p 63)

## 5.12 Mapas estructurales en profundidad

Se realizaron mapas estructurales en tiempo para cada uno de los horizontes de interés: Discordancia del Eoceno, C3, C4 y C5, los cuales posteriormente fueron convertidos a profundidad, a través de la creación de mapas de velocidad promedio.

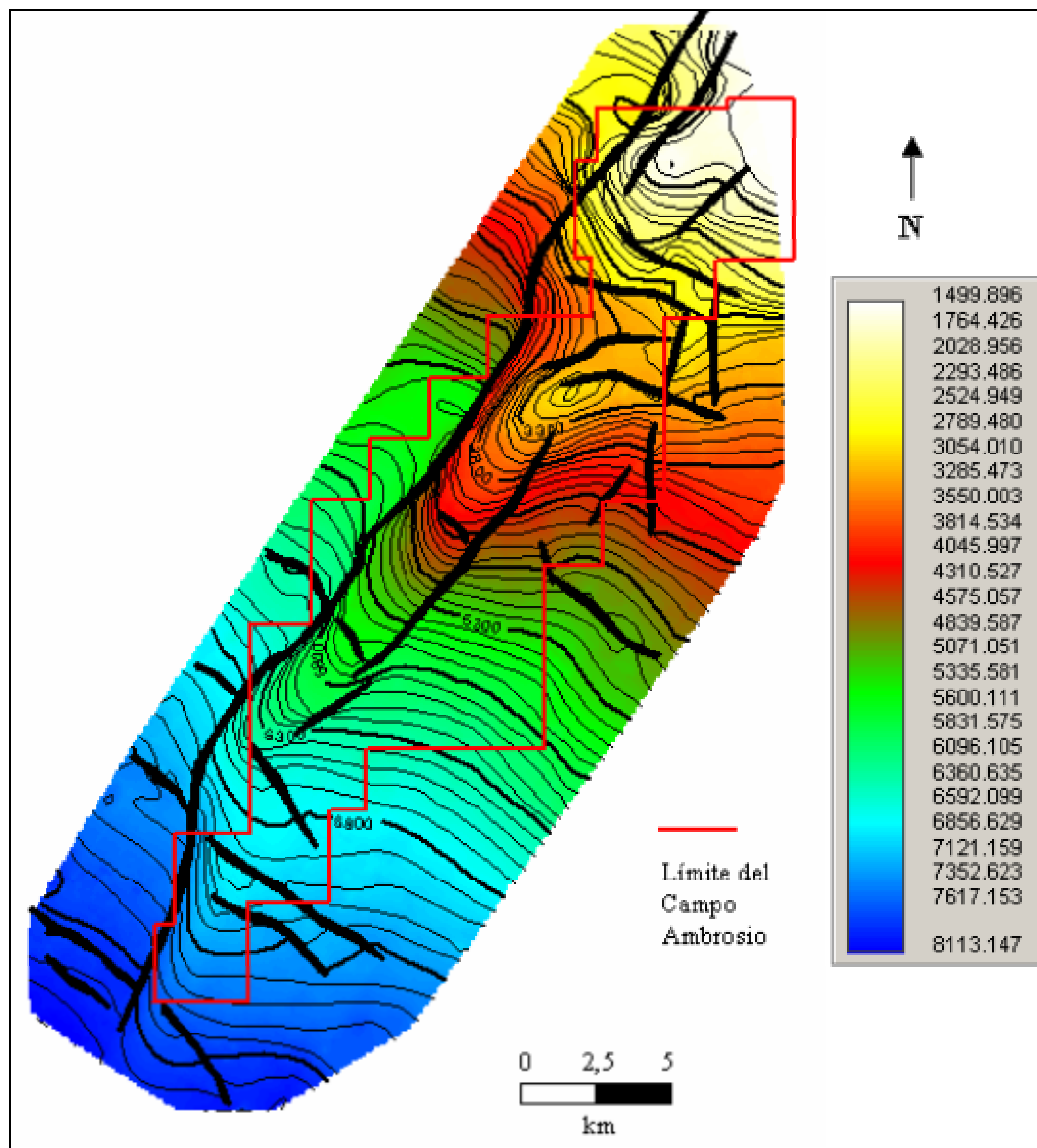
En los mapas estructurales se observa un anticlinal con orientación NE-SO, y buzamiento general hacia el S-SE, limitado al noroeste por la Falla de Urdaneta.

Adicionalmente a la Falla de Urdaneta se observan dos patrones de fallamiento común en todos los horizontes interpretados: el primero corresponde a fallas inversas sub-paralelas a la Falla Urdaneta, y el segundo corresponde a un sistema de fallas normales casi perpendicular a esta falla principal.

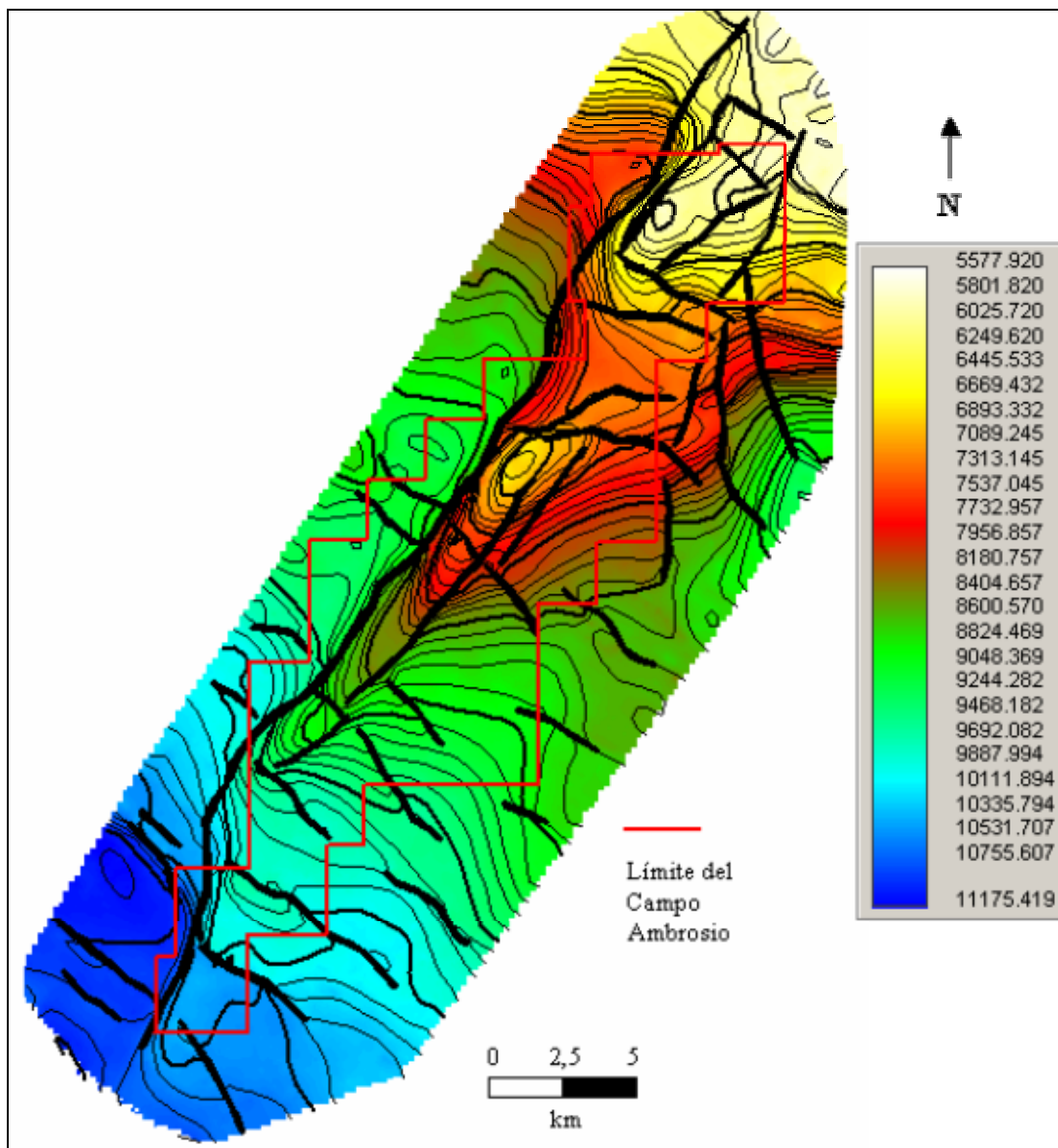
Los mapas estructurales de los topes de C3, C4 y C5, correspondientes a la Figura 64, Figura 65, y Figura 66, respectivamente, presentan características similares debido a que la diferencia en profundidad entre los mismos no es muy grande, generalmente menor a 1000 pies, y esto sugiere que fueron afectados por los mismos procesos tectónicos. Todos los mapas

presentan dos cierres estructurales ubicados en la parte central y norte del campo, respectivamente.

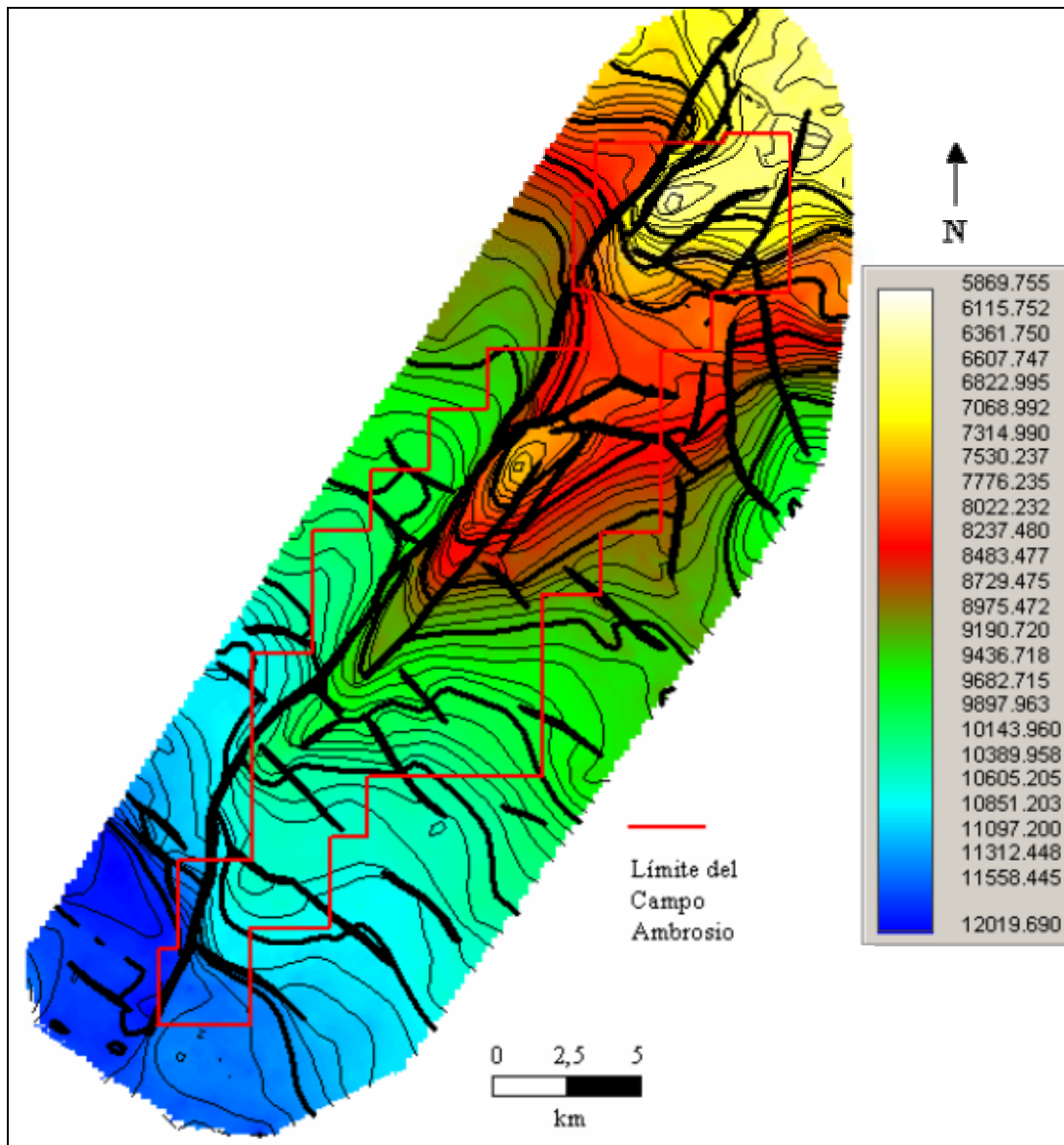
La superficie de Discordancia del Eoceno comprende profundidades entre 1196 y 8203 pies, el tope de C3 varía entre 5566 y 11210 pies, el tope de C4 varía entre 7130 y 12086 pies y el tope de C5 varía entre 7130 y 12086. En general, los sedimentos del Eoceno tienden a formar una cuña gruesa compuesta de areniscas intercaladas con lutitas que aumenta de espesor de suroeste a noreste en el Campo Ambrosio.



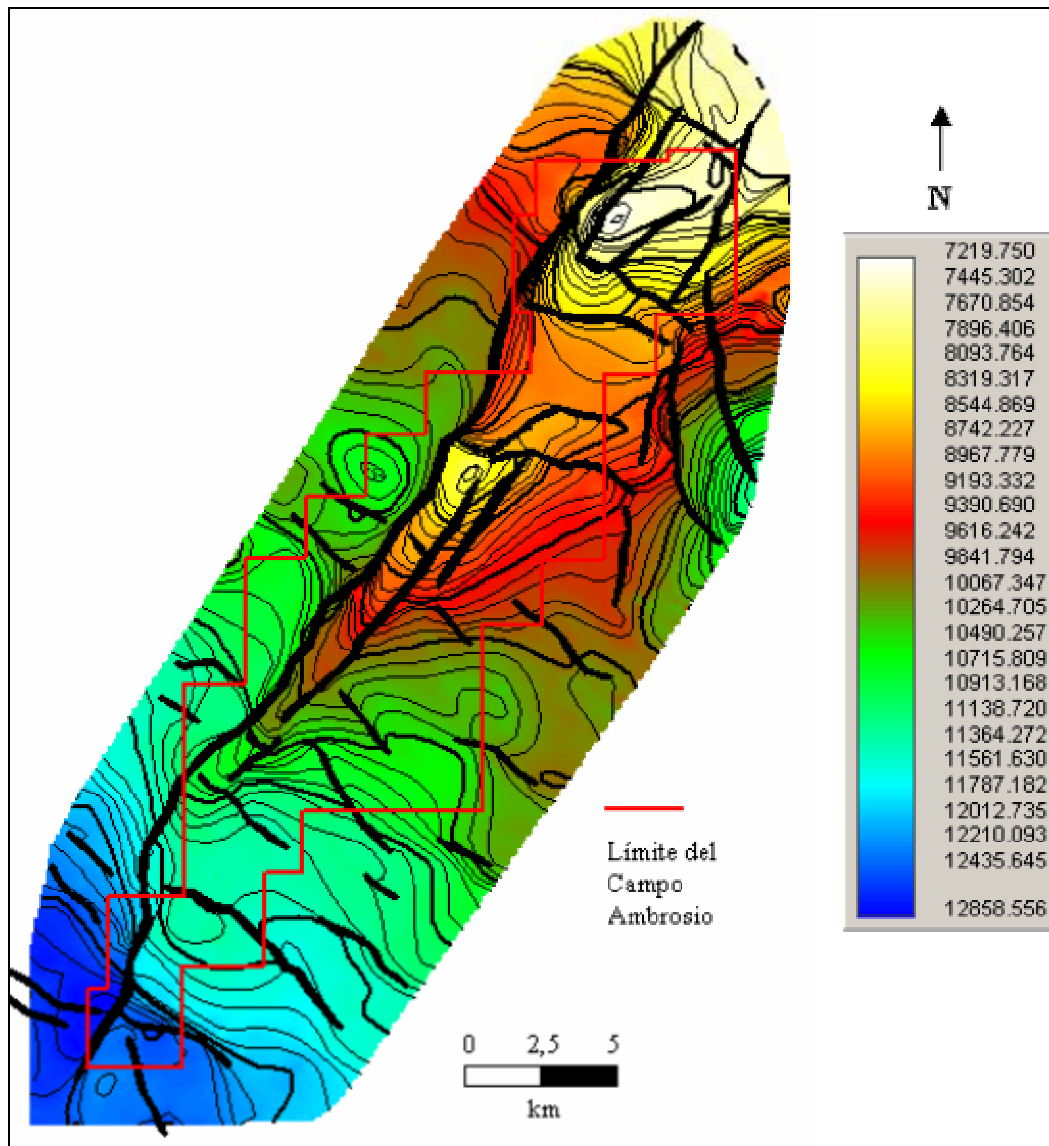
**Figura 64** Mapa estructural en profundidad en la Discordancia del Eoceno con intervalos de contorno cada 100 pies



**Figura 65** Mapa estructural en profundidad en el tope de C3 con intervalos de contorno cada 100 pies



**Figura 66** Mapa estructural en profundidad en el tope de C4 con intervalos de contorno cada 100 pies



**Figura 67** Mapa estructural en profundidad en el tope de C5 con intervalos de contorno cada 100 pies

## CAPÍTULO VI

### 6 Análisis de Atributos Sísmicos

El análisis de atributos sísmicos comprende las siguientes etapas:

#### 6.1 Caracterización acústica del intervalo de interés

El Campo Ambrosio cuenta con una producción de gas, proveniente de 4 pozos ubicados en un yacimiento de la arena C4 en el área central del mismo. Si se quieren localizar zonas prospectivas de gas, es necesario comparar las características acústicas de dicho yacimiento con el resto de campo.

La caracterización acústica de un yacimiento consiste en conocer las impedancias acústicas relativas de las arenas saturadas de hidrocarburo y agua, así como de las lutitas (Figura 27). Cada una de estas impedancias depende de diversos factores entre los cuales se pueden mencionar: profundidad, edad, litología, porosidad, ambiente depositacional, soterramiento, compactación, volumen de arcilla, saturación de fluidos, etc. Estos factores afectan tanto la densidad como la velocidad de las rocas, y por ende la impedancia acústica del medio.

Previamente realizada la calibración sísmica se crean sismogramas sintéticos en los pozos productores de gas con el único fin de analizar el registro de impedancia acústica en los mismos, para ello se utilizan los registros de velocidad y densidad. Al existir carencia del registro de velocidad se puede usar en su defecto un registro de resistividad, tomando en consideración la ley de Faust  $V=k(ZR)^{1/6}$ , donde  $k$ =constante,  $Z$ =profundidad y  $R$ =resistividad, la cual permite transformar una curva de resistividad en velocidad. A continuación se muestran ejemplos de estos sismogramas.

La Figura 68 muestra el sismograma sintético realizado para el pozo UD-379, pozo productor de gas, en donde se observa como el intervalo correspondiente a la arena C4 presenta el máximo valor en el registro de impedancia acústica, llegando a obtener valores de aproximadamente 50.0000 unidades. Nótese además la respuesta sísmica de los horizontes interpretados, en donde la discordancia del Eoceno representa un valle, C3 un pico y C4 un pico, los cuales son claramente identificados en el sismograma sintético.

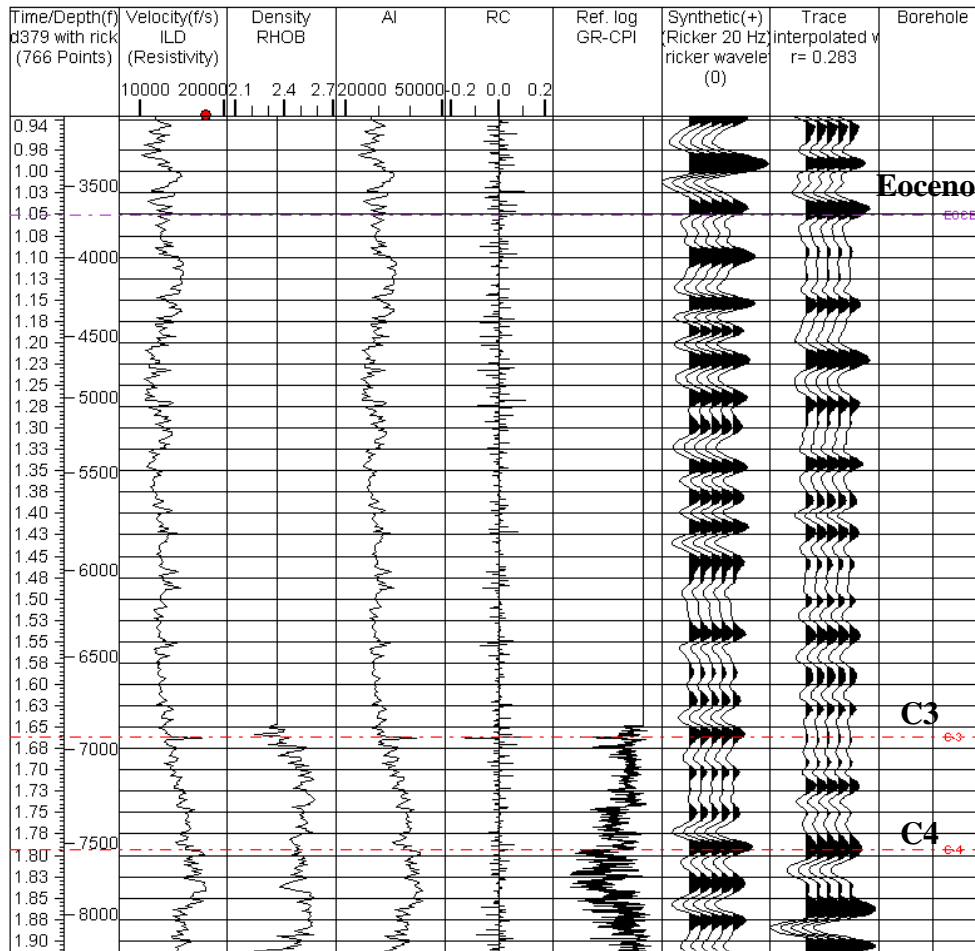


Figura 68 Sismograma sintético del pozo UD-379

La Figura 69 muestra el sismograma sintético del pozo productor de gas UD-495, el cual evidencia un cambio gradual en la impedancia acústica a partir del tope de C3.

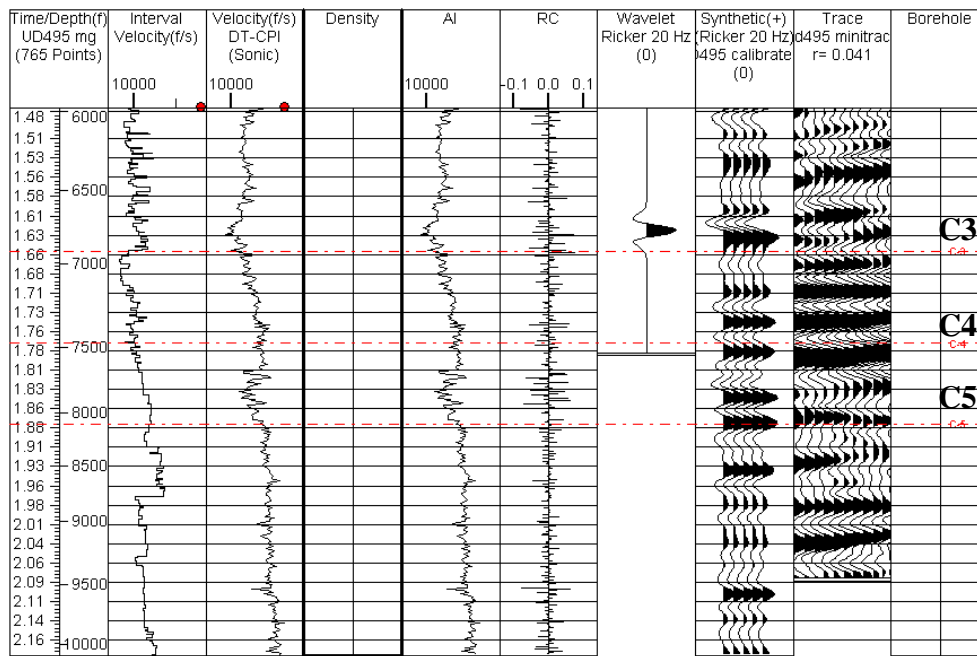


Figura 69 Sismograma sintético del pozo UD-495

En la Figura 70 se presenta el sismograma sintético del pozo UD-376, otro pozo productor de gas en la zona central del campo, en donde se observa como existe un incremento de la impedancia acústica en el intervalo correspondiente al nivel litológico C3 y C4. Nótese además que los topes de dichos eventos corresponden a picos, sin embargo no son apreciables en el sismograma sintético.

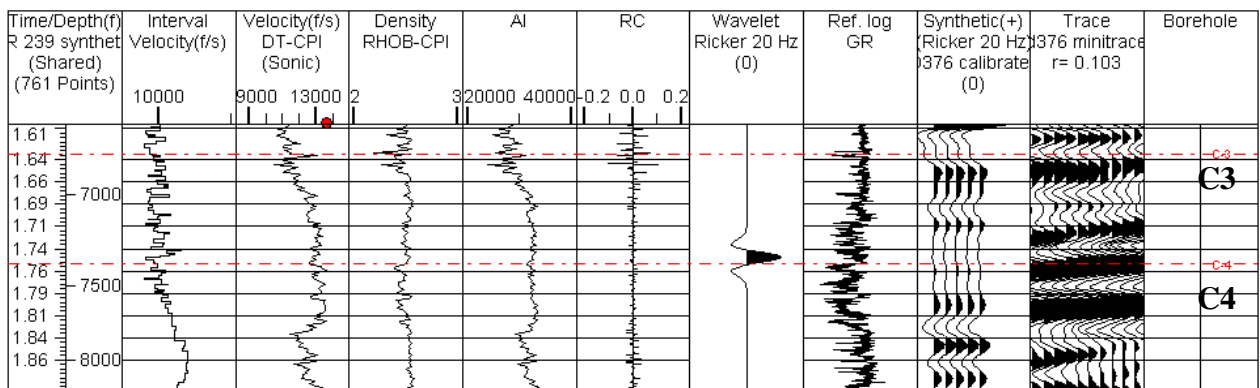


Figura 70 Sismograma sintético en el pozo UD-376

La Figura 71 muestra una variación gradual en el registro de impedancia acústica, con un cambio de pendiente a medida que se aproxima al tope C3, pasando de un valor de 10.000 unidades a 15.000 unidades aproximadamente.

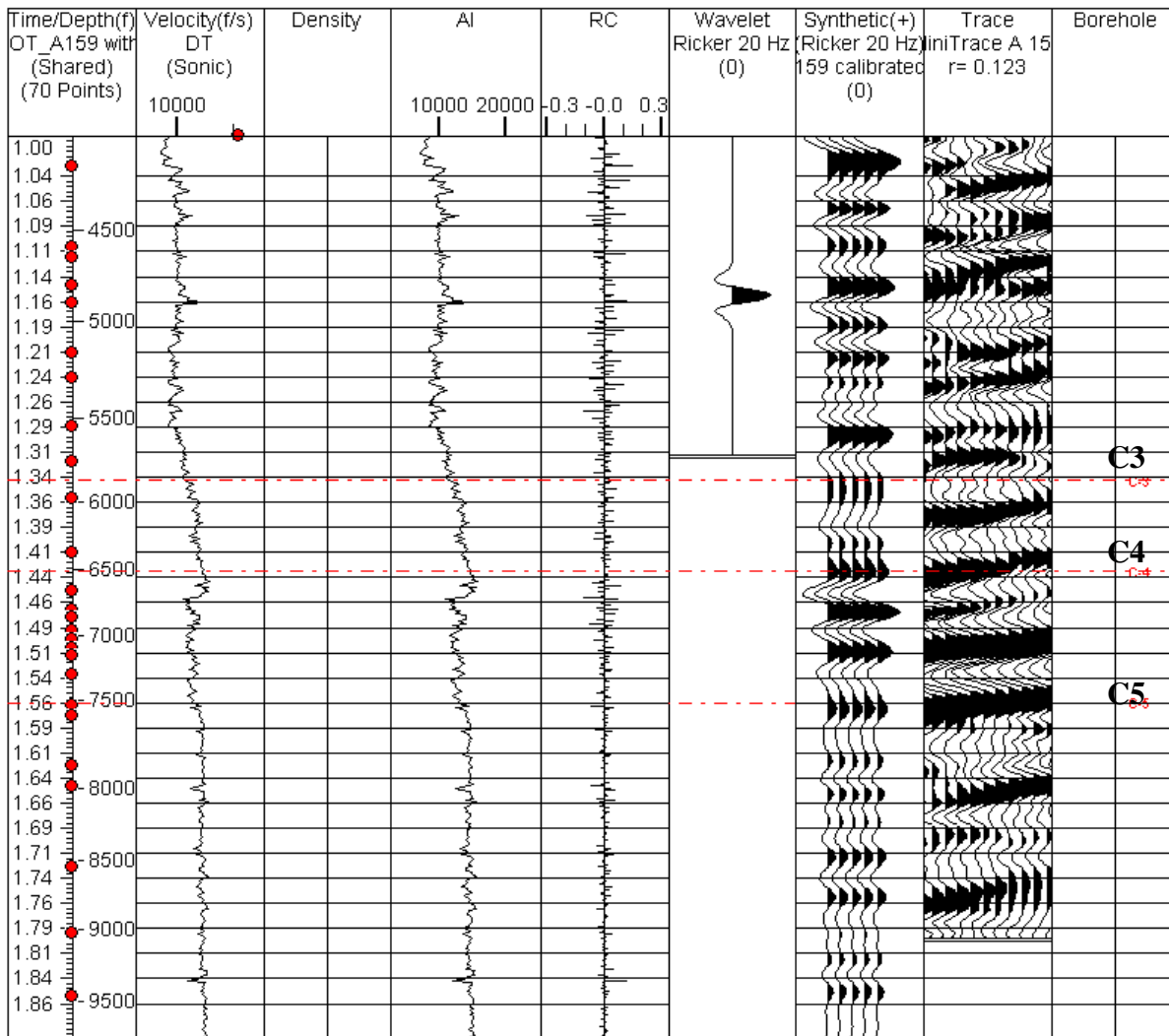


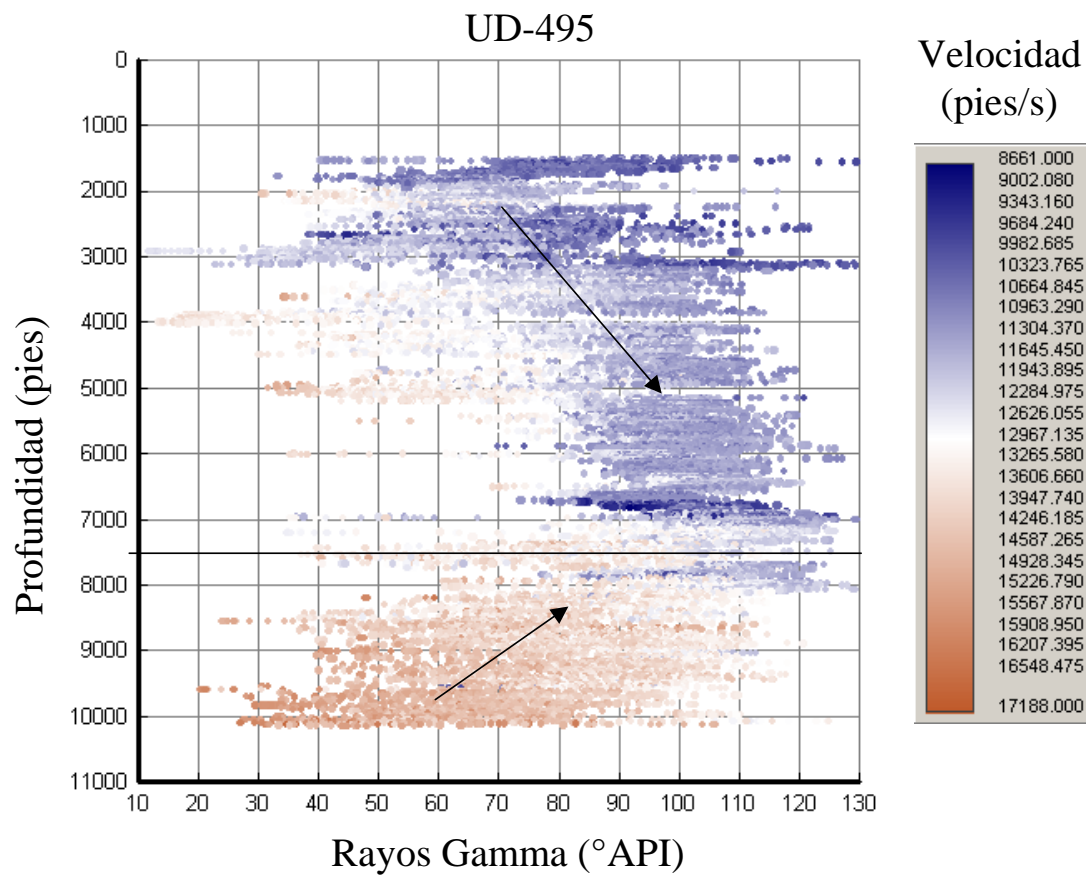
Figura 71 Sismograma sintético del pozo A-159

Para verificar la hipótesis sobre la existencia de yacimientos de alta impedancia en el intervalo de interés se realiza un estudio sobre las variaciones de la impedancia acústica con respecto a la profundidad y a la litología, utilizando los registros Sónico, Densidad y Rayos Gamma (GR). La idea principal es comparar la impedancia acústica de las arenas con respecto a la de las lutitas.

A través de los registros Sónico y Densidad se calculan registros de impedancia acústica para los pozos productores de gas del área central, así como para el pozo A-159 localizado en la parte norte del campo. Utilizando el registro de Rayos Gamma, se calcula una línea base de lutitas para cada pozo, y se hace una clasificación litológica simple de todo el registro, tomando en cuenta dos grupos litológicos: arenas y lutitas. Si el valor de Rayos Gamma es menor al de la línea base de lutitas, éste se clasifica como un valor de arena, de lo contrario, será un valor de lutita. Esto se debe a que las arenas se caracterizan por tener valores bajos de Rayos Gamma, mientras que las lutitas tienen valores más altos. Mediante algoritmos lógicos en la herramienta de *KINGDOM Suite* se le asigna a cada valor de Rayos Gamma, su valor de impedancia acústica correspondiente al calculado previamente. Finalmente se crean gráficos cruzados con el objetivo de analizar el comportamiento de las variables: impedancia acústica, profundidad y litología.

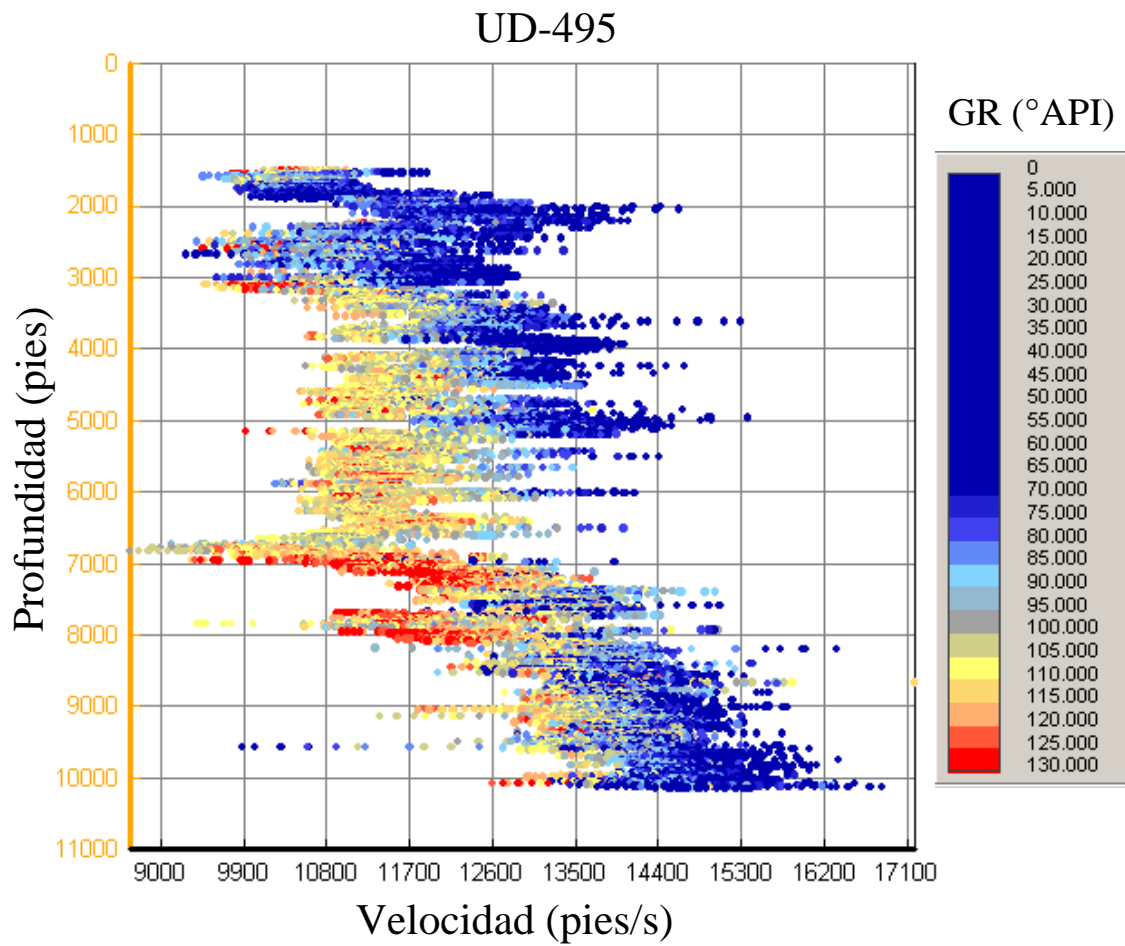
Cabe destacar que la clasificación litológica muchas veces requiere de más de un registro, ya que ésta depende de diversos factores. Sin embargo, partiendo de un registro de Rayos Gammas se puede hacer una caracterización litológica básica que permita visualizar el objetivo propuesto.

La Figura 72 muestra un gráfico cruzado entre el registro de Rayos Gamma y la Profundidad para el pozo UD-495. Adicionalmente se presenta una escala gráfica correspondiente a valores de velocidad provenientes del registro sísmico. Nótese como la tendencia de la velocidad cambia con la variación de la profundidad y la litología. Se pueden notar dos líneas de tendencias que convergen a 7500 pies aproximadamente para este pozo. Además se puede decir que los puntos con Rayos Gamma mayores a 75°API presentan menor velocidad que aquellos con valores de Rayos Gamma menores. Estos valores corresponden a las zonas más arcillosas del pozo. En profundidad, valores bajos de GR, es decir arenas, presentan mayor valor de velocidad.



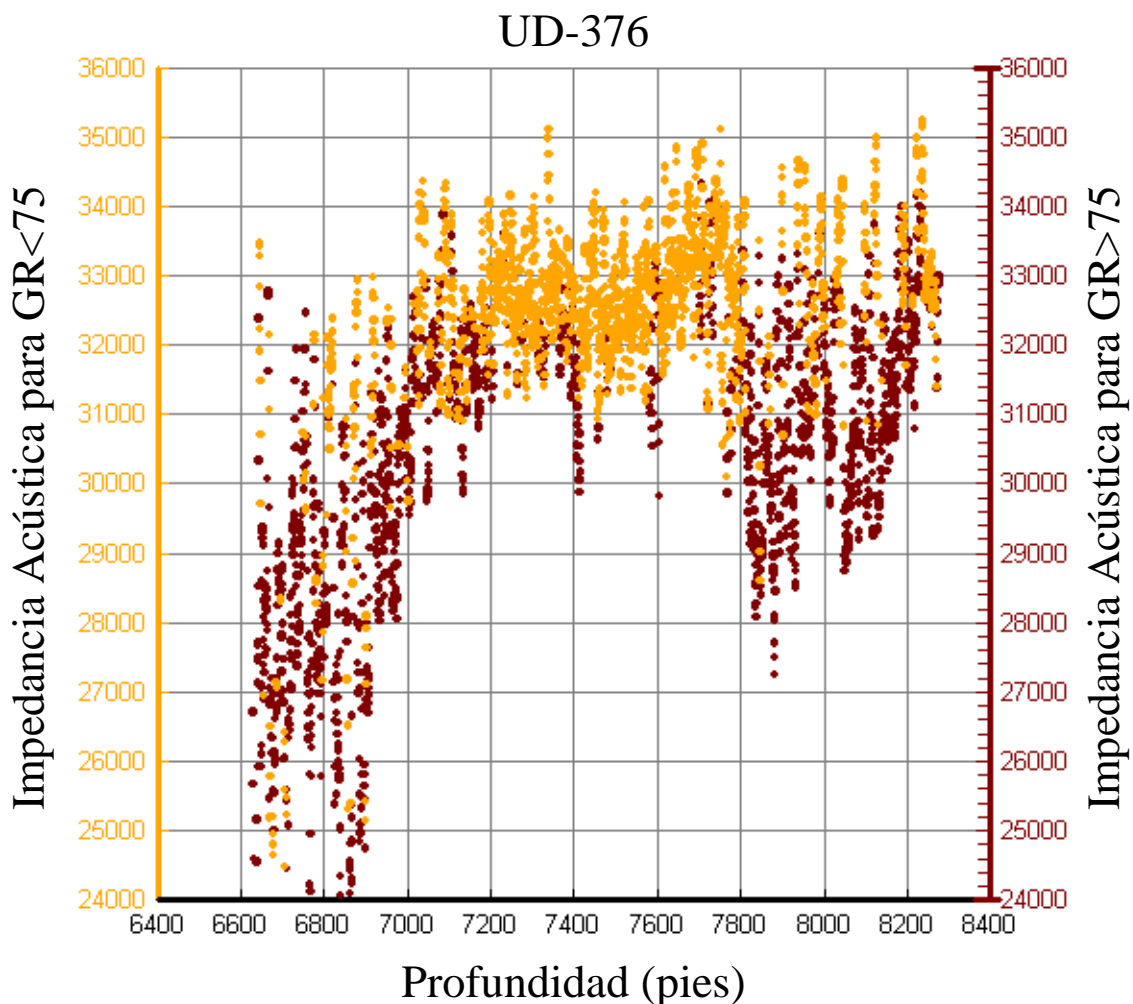
**Figura 72** Gráfico cruzado entre la profundidad y el GR en el pozo UD-495

Adicionalmente, se realizó un gráfico cruzado para el mismo pozo (Figura 73), velocidad versus profundidad, con escala de color del registro de Rayos Gamma, en el cual se evidencia como los puntos correspondientes a valores bajos de Rayos Gamma, es decir arenas, tienen mayor velocidad que los puntos con menores valores de Rayos Gamma.

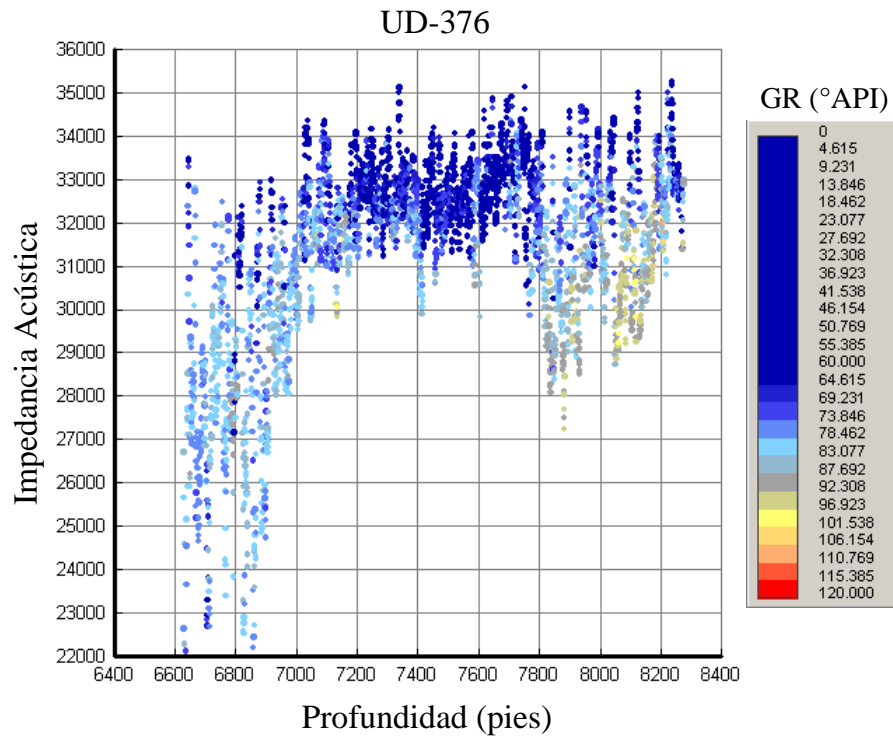


**Figura 73** Gráfico cruzado entre la Velocidad y la Profundidad, con el registro de GR en la escala de colores, pozo UD-495

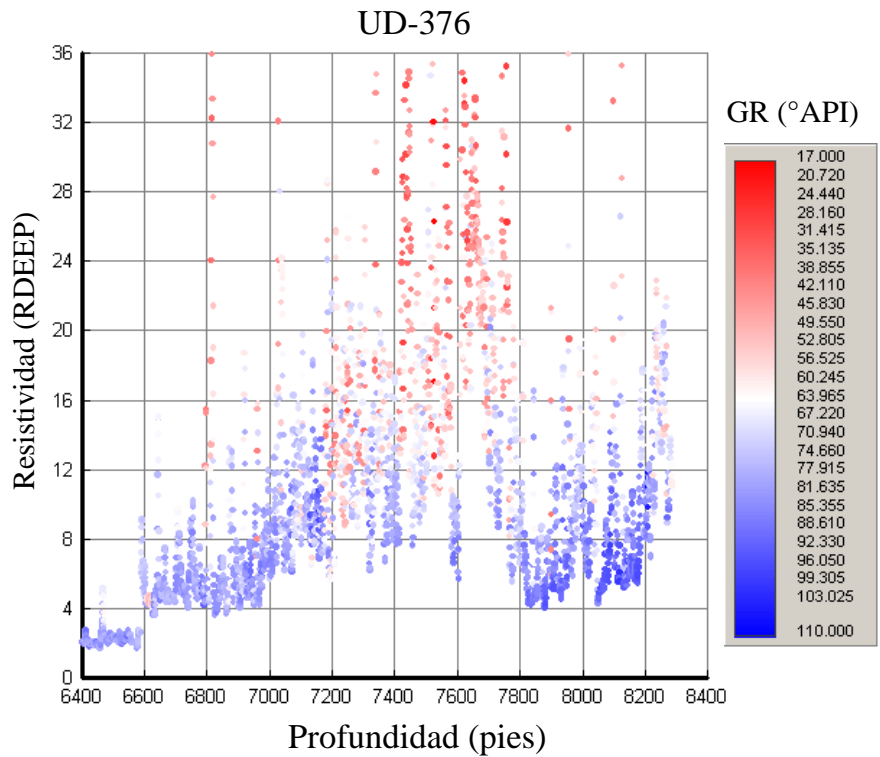
Otro pozo en estudio fue el UD-376 (Figura 74) en donde se realizó un gráfico Profundidad versus Impedancia Acústica de las arenas y lutitas. Los puntos en amarillo corresponden a valores de impedancia acústica para arenas con Rayos Gamma menor a 75°API, mientras que los puntos en marrón se corresponde a la lutitas con GR mayor a este valor. Dicho valor fue extraído de la línea base de lutitas del registro de GR. Nótese como el intervalo entre 7200 y 7800 presenta un ligero incremento en la impedancia acústica. En la (Figura 75) se muestra como el mismo intervalo corresponde a los valores más bajos de registro GR. Nótese además en la Figura 76 que este mismo intervalo alcanza valores más altos de resistividad.



**Figura 74** Gráfico cruzado entre la profundidad y la impedancia acústica de las arenas y las lutitas, pozo UD-376

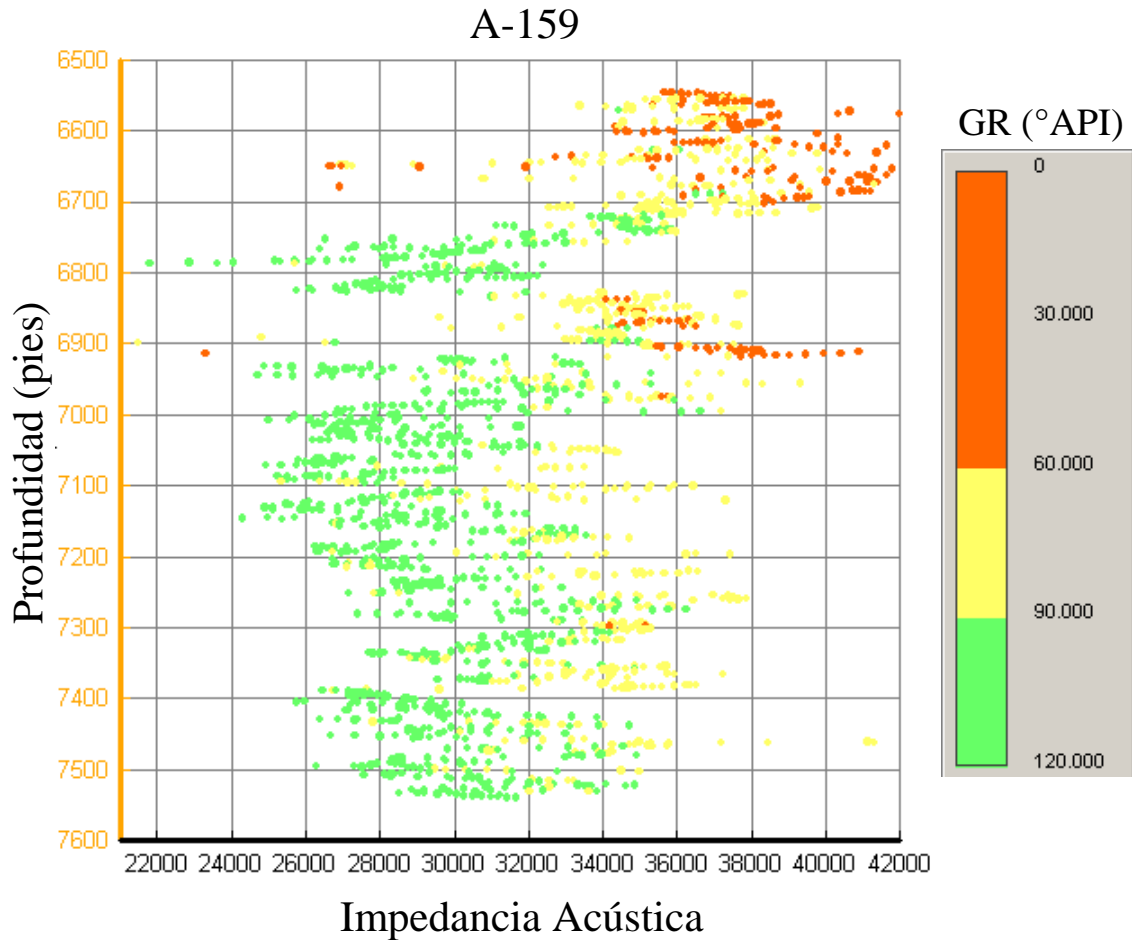


**Figura 75** Gráfico cruzado entre la profundidad y la Impedancia acústica con escala de color del registro GR, pozo UD-376.



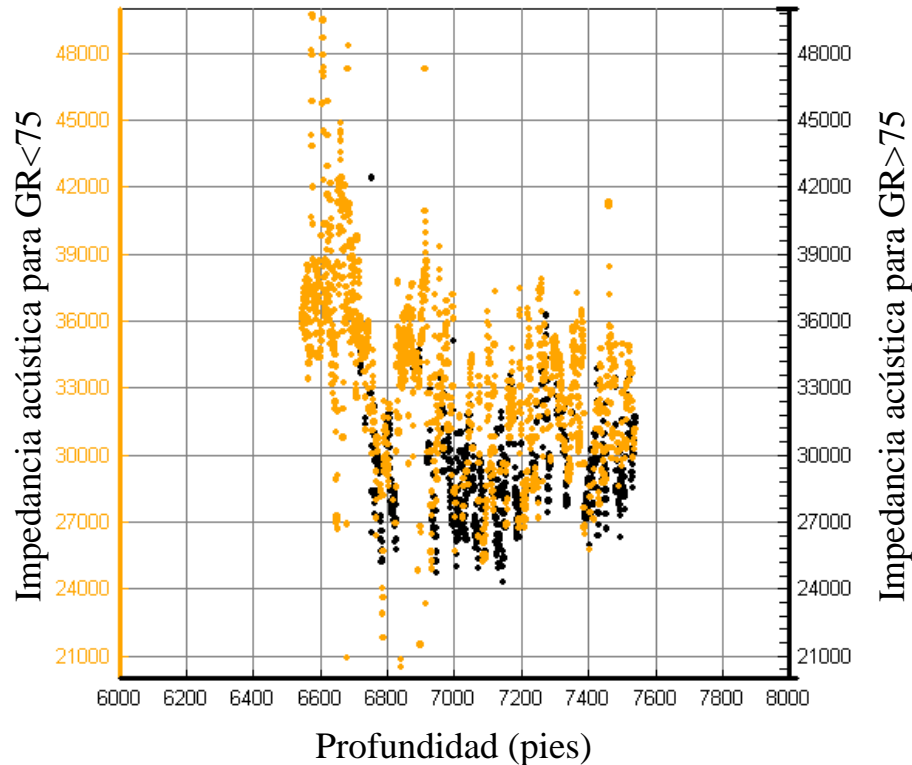
**Figura 76** Gráfico de Profundidad versus Resistividad, con el registro GR en la escala de valores en el pozo UD-376

Un estudio realizado en el pozo A-159 (Figura 77) evidencia como la impedancia acústica cambia con la litología. Para valores más bajos de GR, es decir arenas existen valores más altos de impedancia acústica, mientras que valores altos de GR, la impedancia acústica es menor.



**Figura 77** Gráfico de Impedancia acústica versus profundidad en el pozo A-159, con el registro de GR en la escala de color. Nótese que las impedancias acústicas más altas corresponden con valores bajos de GR.

## A-159



**Figura 78** Gráfico de Profundidad versus Impedancia Acústica de las arenas (GR<75) y de las lutitas (GR>75) en el pozo A-159. Nótese como existe la tendencia de las arenas (amarillo) a presentar mayor impedancia acústica que las lutitas (negro)

Una vez realizada la caracterización acústica de las arenas se puede decir que el intervalo con gas podría ser una arenisca de alta impedancia, con respecto al medio que la envuelve, lo cual implicaría un coeficiente de reflexión positivo, ya que la ondícula sísmica pasa de un medio de menor impedancia acústica o uno de mayor.

En este caso los valores del coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia pueden llegar a cero y revertir su polaridad si se dispone de un rango amplio de ángulos. De este modo, si el cambio de polaridad es pronunciado, la reflexión puede cancelarse en el apilamiento del CMP o puede tener polaridad opuesta a la predicha por un sismograma sintético de incidencia normal. Entonces, la respuesta de las amplitudes en secciones apiladas, no puede ser predicha adecuadamente con sismogramas sintéticos de incidencia normal. Estas areniscas son, por lo general, de alta compactación.

El procesamiento de los datos es de suma importancia, ya que de ello depende como se afecta el resultado final. El objetivo principal, es tratar de preservar las amplitudes relativas de las reflexiones, del cual dependerá el éxito del análisis de los atributos. En general, es recomendable aplicar secuencias de procesamiento sencillas, para evitar en lo posible alterar las amplitudes relativas de la señal. También es importante hacer un control de calidad en cada etapa del procesamiento para observar si existe alguna alteración de las amplitudes relativas luego de aplicado algún proceso.

La data sísmica de Ambrosio ha pasado por diversas técnicas de procesamientos, tales como filtros pasabanda y migración en tiempo “Kirchoff”, además de un procesamiento especial para unir las dos adquisiciones: somera y profunda, por lo cual es muy probable que se hallan alterado las amplitudes relativas de las reflexiones.

La amplitud de la reflexión de la onda sísmica es una función de la impedancia acústica y puede correlacionarse directamente con la geología. Sin embargo, son muchos los factores que sin estar relacionados con las características de las rocas, pueden ocasionar variaciones de amplitud, entre los cuales se encuentran: el acoplamiento y potencia de la fuente, la sensibilidad y arreglo de los reflectores, la divergencia esférica, absorción y ruido (SHERIFF, 1975). Estos factores ocasionan pérdidas de alta frecuencia que se traducen en pérdida de información. A pesar de estas dificultades, el procesamiento sísmico trata de recobrar las amplitudes reales permitiendo utilizar la información sísmica como herramienta básica para la localización de hidrocarburos.

Según BROWN (1999), las propiedades de las rocas que afectan la amplitud sísmica, pueden ser divididas en dos grupos: El primero agrupa las siguientes características: naturaleza del fluido, espesor litológico, presión y temperatura. Estas propiedades afectan el yacimiento como un todo, ya que presentan muy poca variación dentro del mismo. El segundo grupo comprende: porosidad, espesor de arena neta productora, litología y saturación. Estas propiedades varían lateralmente sobre pequeñas distancias y afectan considerablemente la estimación de reservas de hidrocarburos de un yacimiento.

## 6.2 Extracción de atributos sísmicos

Los atributos sísmicos son medidas específicas derivadas de los datos sísmicos, generadas a partir de las propiedades básicas de la traza compleja, y representan un subconjunto de información que permite la visualización de características no fácilmente identificables en los datos originales. Es por esto que pueden ser utilizados para enriquecer y refinar la interpretación de grandes volúmenes sísmicos. Con la extracción estos atributos se intenta observar si existen anomalías que puedan estar relacionadas con cambios en las propiedades acústicas y/o petrofísicas de los yacimientos. Ciertamente es posible generar una gran cantidad de atributos a partir de un volumen de datos sísmicos, por lo cual, la tarea de selección no es sencilla.

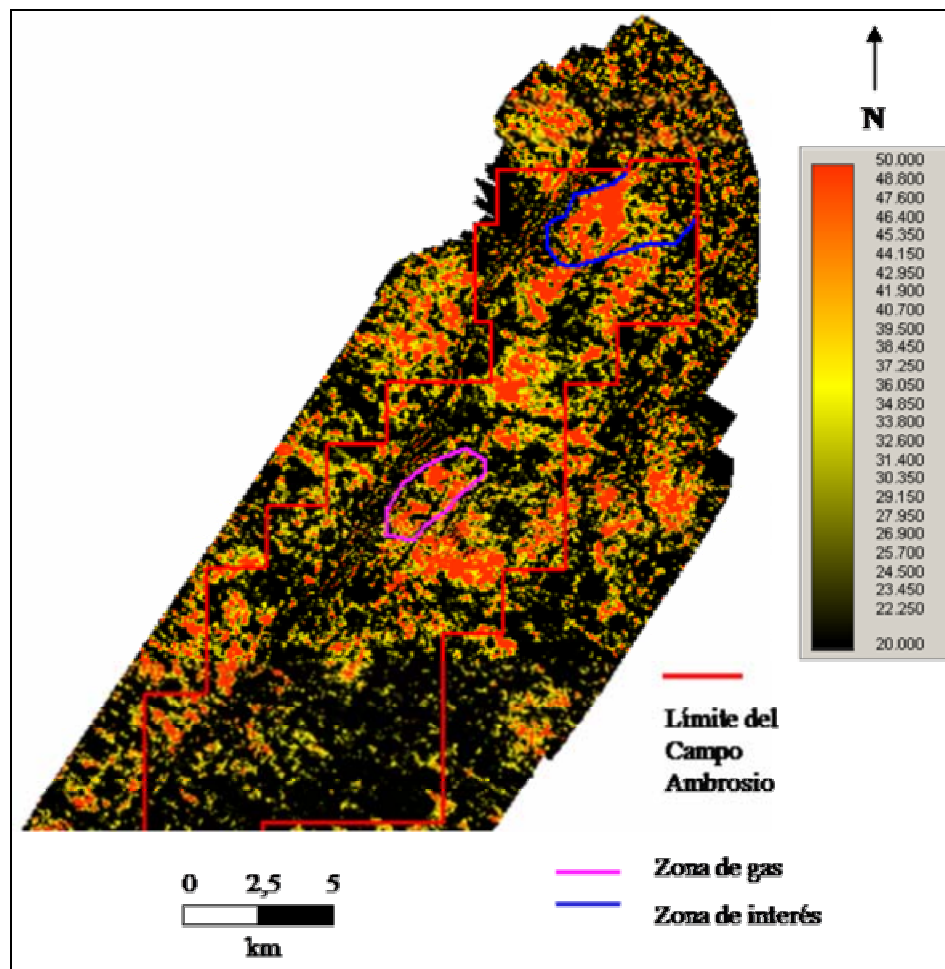
## 6.3 Mapas de atributos sísmicos

Se extraen atributos sísmicos en los horizontes C3 y C4. Para ello se utiliza la herramienta *Rock Solid Attribute* de la aplicación *KINGDOM Suite*. Entre los atributos extraídos se encuentran:

- o Amplitud
- o Impedancia Acústica Relativa
- o Envolvente de la Traza
- o Polaridad Aparente de la Ondícula
- o Fase Modulada de la Envolvente

### *Atributo de Amplitud*

En este trabajo se extrajo el valor *Root Median Square* de la amplitud en el tope del horizonte C4, para ello se toma el mapa en tiempo del horizonte interpretado. Este atributo corresponde a la raíz cuadrática media de las amplitudes dentro de la ventana de análisis. Como las amplitudes son elevadas al cuadrado antes de sumarlas, este atributo es muy sensible a amplitudes extremas. (Seismic Project Utilities, Landmark 1998). La Figura 79 muestra el mapa de amplitud del horizonte C4.



**Figura 79** Atributo de Amplitud en el tope de C4. Nótese que existen dos zonas con amplitudes cercanas a 50 tanto en la parte central como en la parte norte del campo.

La Figura 80 muestra el mapa de amplitud extraído para C3, en donde se observa la presencia de amplitudes positivas bajas hacia la parte norte del campo.

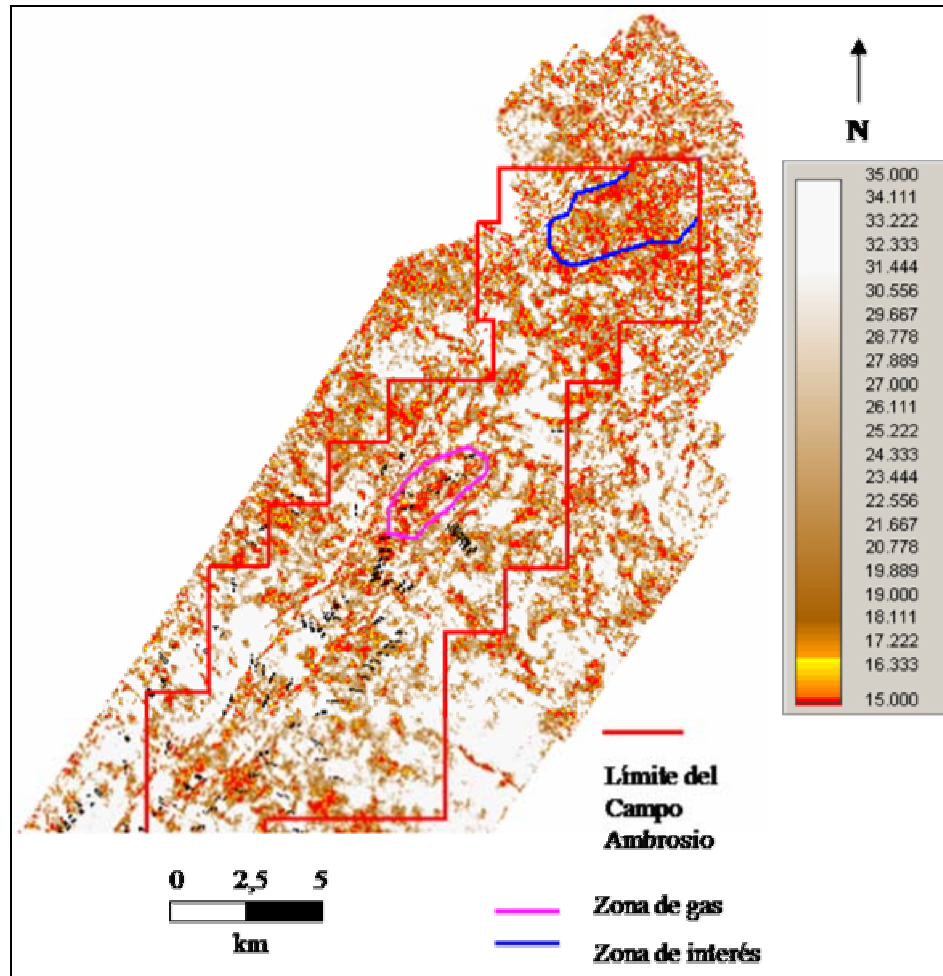
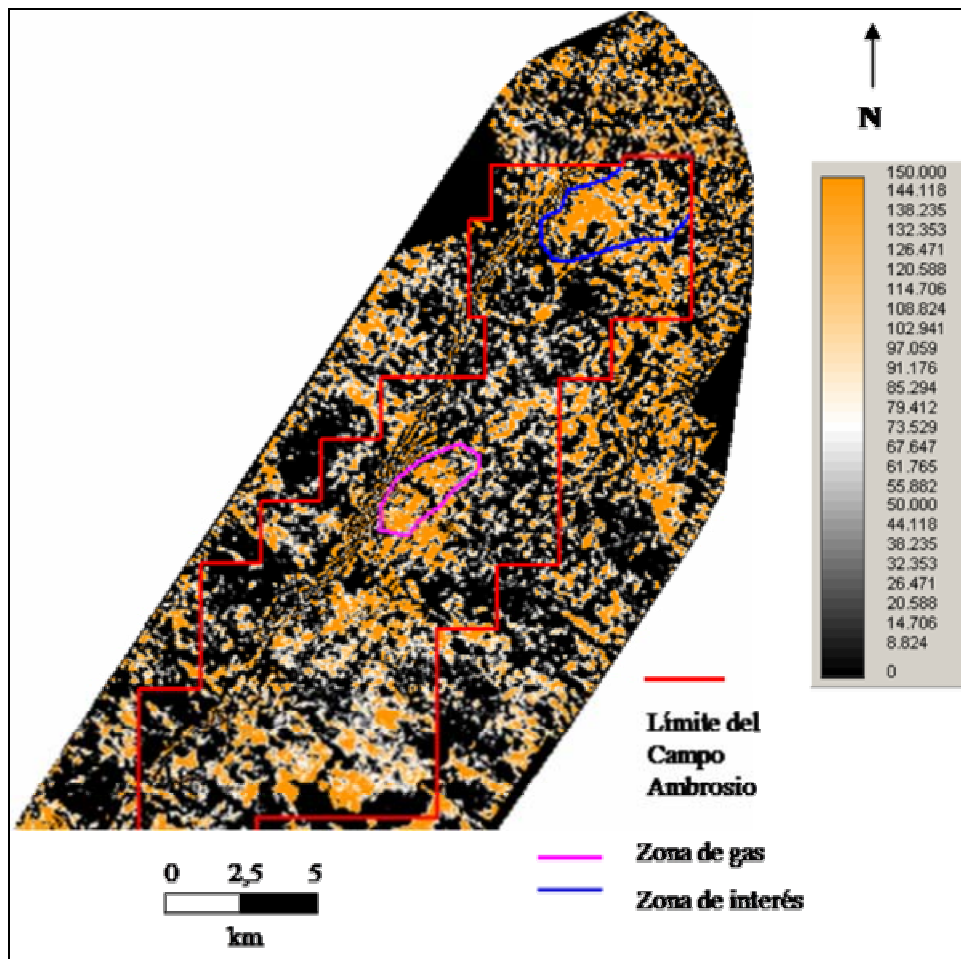


Figura 80 Atributo de amplitud extraído en el horizonte C3

### *Impedancia Acústica Relativa*

Se calcula mediante la integración continua de la traza sísmica original con la subsiguiente aplicación de un filtro, lo cual refleja contraste de propiedades físicas. Está relacionado con la porosidad, posibles límites de secuencias, superficies de discordancias y discontinuidades. También puede ser un indicador litológico. La Figura 81 muestra dos zonas con valores máximos de este atributo, las cuales se corresponden con la parte central y norte del campo.



**Figura 81** Impedancia acústica relativa en el tope de C4. Nótese que tanto la zona central como la norte presentan los máximos valores de impedancia acústica relativa.

### *Envolvente de la Traza*

Representa la energía instantánea total de la traza compleja independiente de la fase, y se calcula como el módulo de la traza compleja. Está relacionada directamente al contraste de impedancia acústica. Principalmente incrementa el contraste de impedancia acústica, y aumenta la reflectividad. La Figura 82 muestra el mapa sísmico de este atributo. Nótese que existe similitud entre la zona central y norte del campo, siendo esta última la que presenta los valores máximos de este atributo.

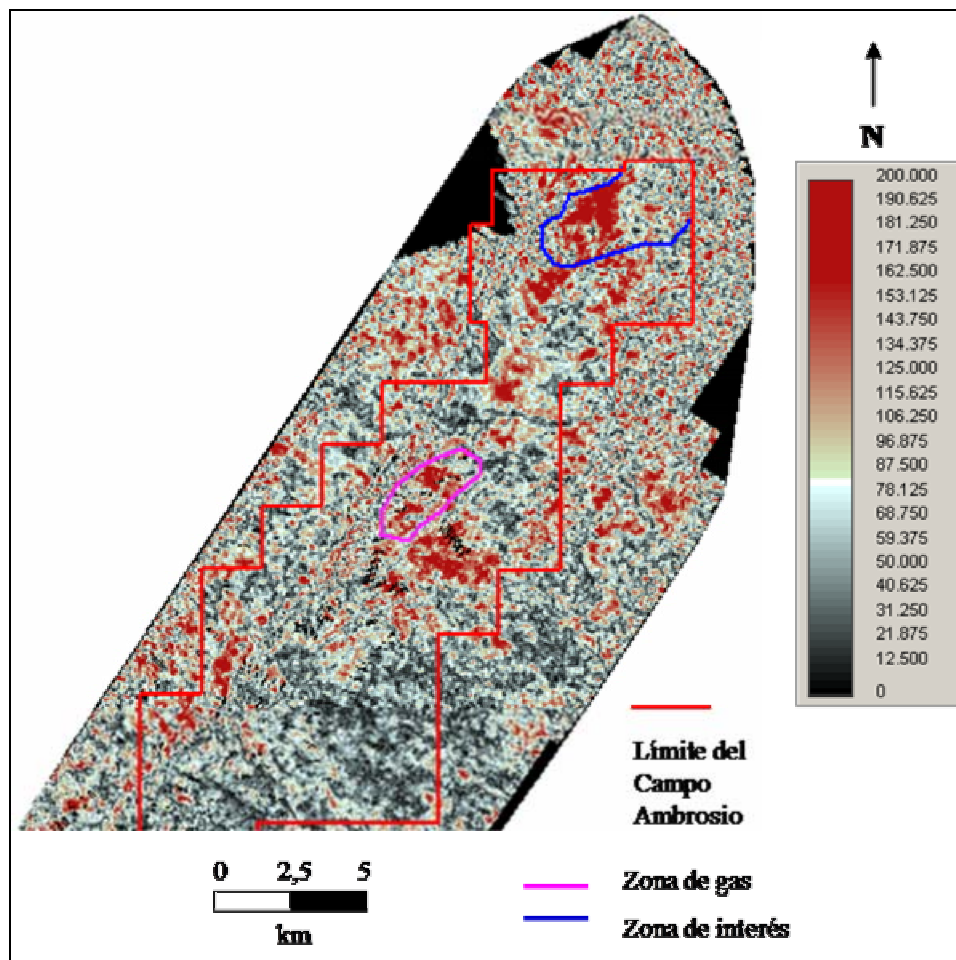


Figura 82 Envlovente de la traza en el tope de C4

En la Figura 83 se muestra el mapa de la envolvente de la traza para C3, en el cual no se diferencia bien este atributo, sin embargo se puede notar que hacia la zona norte se encuentran los valores relativamente más bajos.

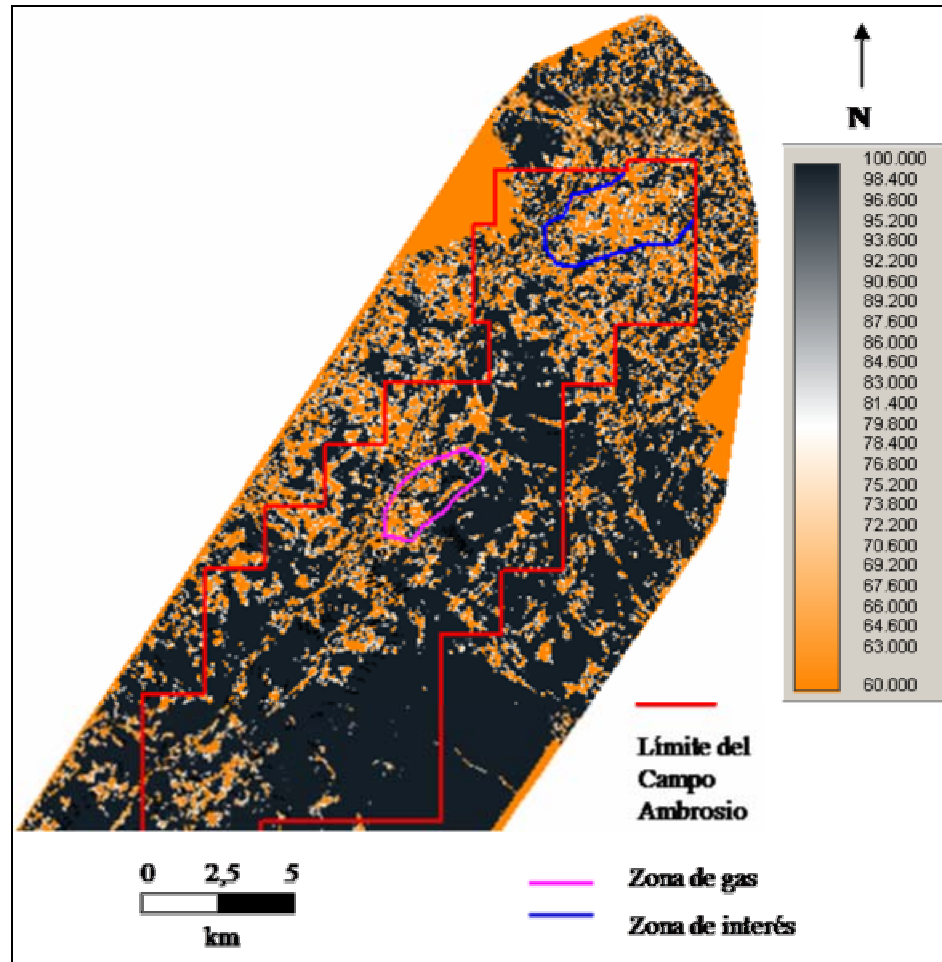
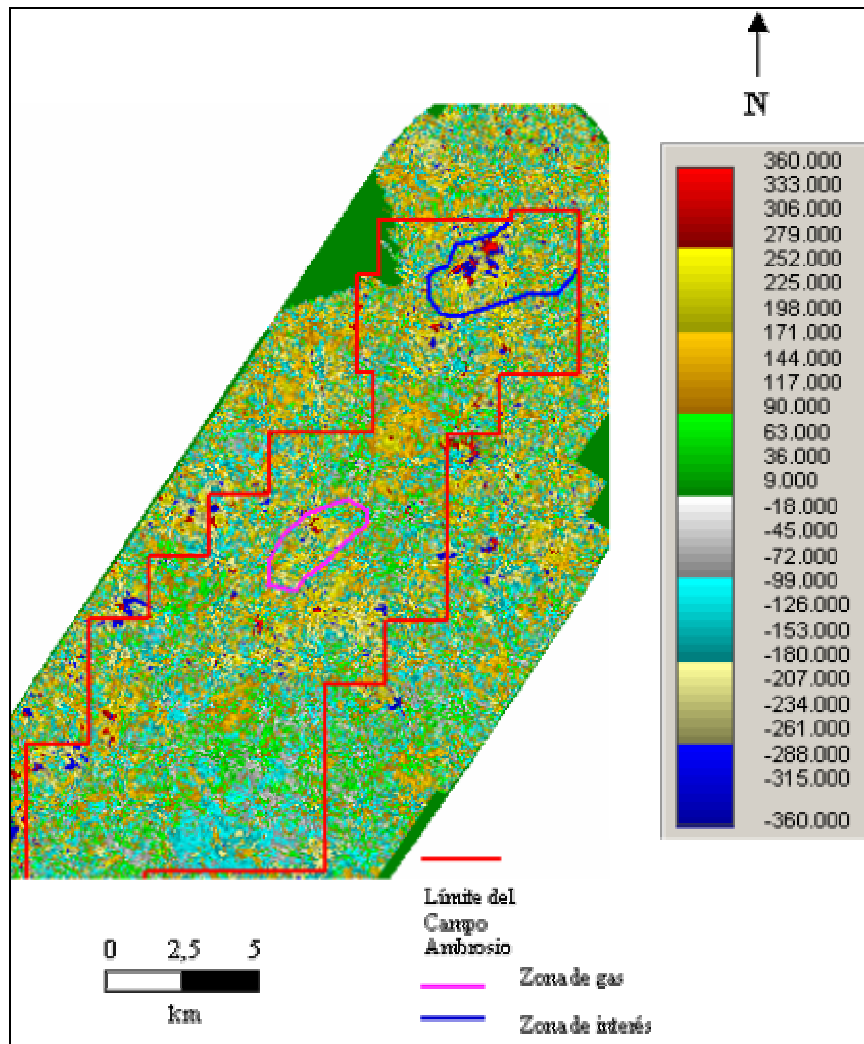


Figura 83 Envolvente de la traza en el tope de C3

### *Polaridad Aparente de la Ondícula para C4*

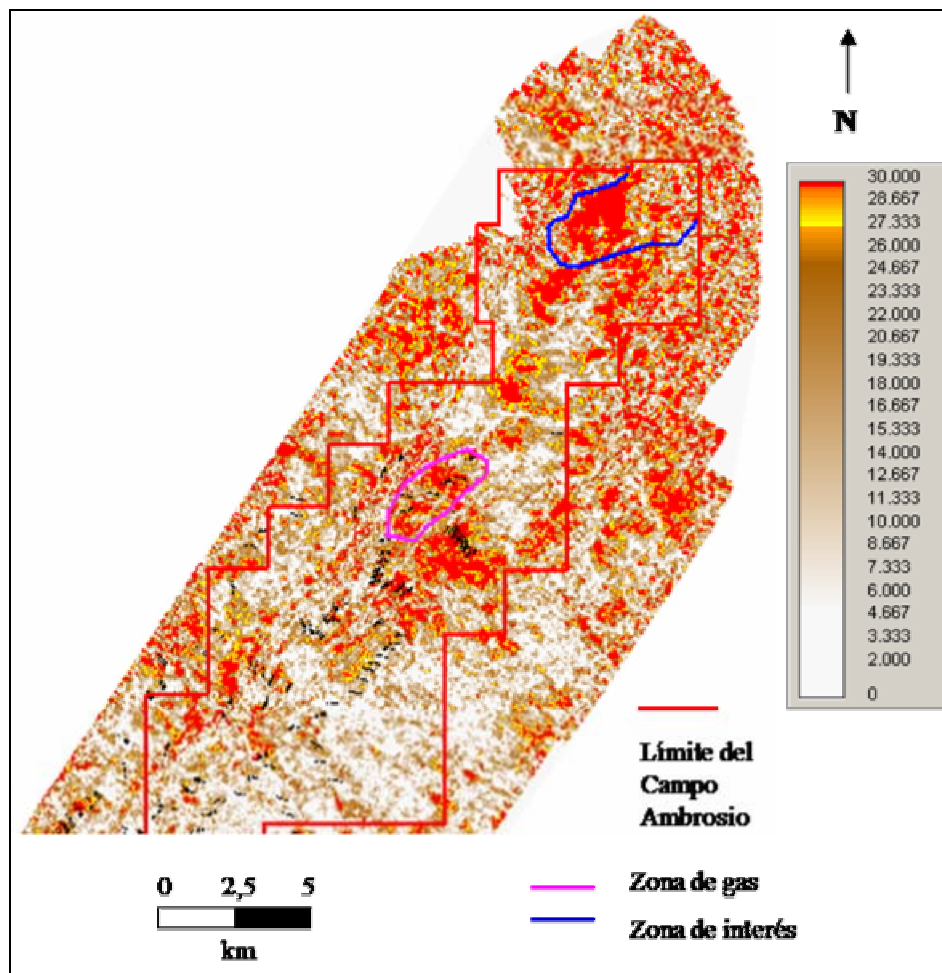
Su asignación se basa en la fase de la ondícula. Si la fase está entre  $-90$  y  $+90$  grados, se asigna una polaridad positiva, de otra manera, se asigna polaridad negativa, y su magnitud es igual a la magnitud de la envolvente interpolada. La Figura 84 muestra el mapa de este atributo. La parte norte del mapa indica una zona con valores altos tanto mínimos como máximos para este atributo.



**Figura 84** Polaridad aparente de la ondícula en el tope de C4

### *Fase Modulada de la envolvente*

Es la visualización de la fase instantánea con la intensidad de colores controlada por la magnitud de la envolvente de la traza. Partiendo de que la fase es independiente de la amplitud, todos los eventos, incluyendo aquellos con amplitud muy baja son visualizados con la misma intensidad. La fase modulada de la envolvente es una combinación de la fase con la información de amplitud. A mayores amplitudes, el color será más intenso. La visualización mostrará el detalle de la variación de fase de eventos fuertes, sin interferencia de los eventos más débiles como ocurre en la visualización de la fase instantánea. El mapa de este atributo para C4 se muestra en la Figura 85. Nótese que existe semejanza entre la zona norte y la central, presentando valores relativamente bajos para este atributo.



**Figura 85** Fase modulada de la envolvente en el tope de C4

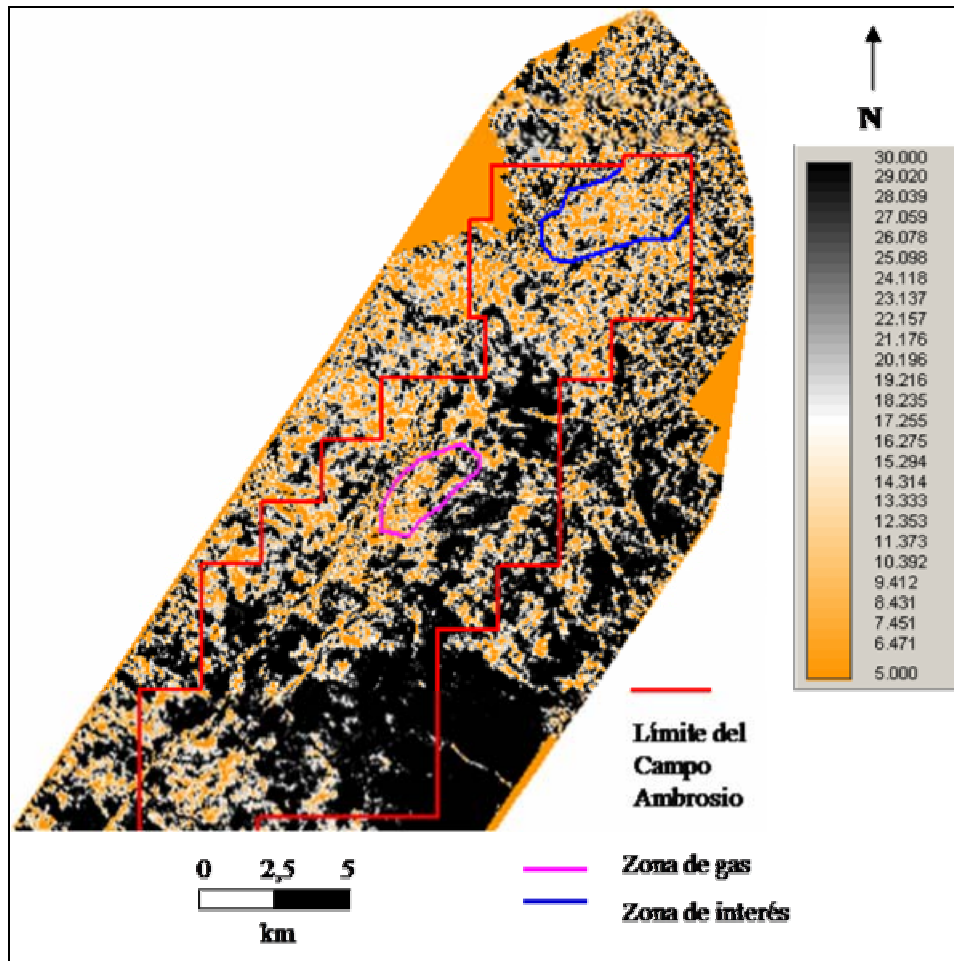


Figura 86 Fase modulada de la envolvente extraída para el horizonte C3

## 6.4 Unión o “merge” entre los mapas estructurales y de atributos

La idea de unir los mapas estructurales con los mapas de atributos sísmicos de un mismo horizonte es visualizar el comportamiento de los atributos con respecto a las estructuras presentes en la zona. La Figura 87 muestra como cambios en la amplitud se encuentran asociados con cierres estructurales tanto en la parte norte como en la parte central del campo para el horizonte C4.

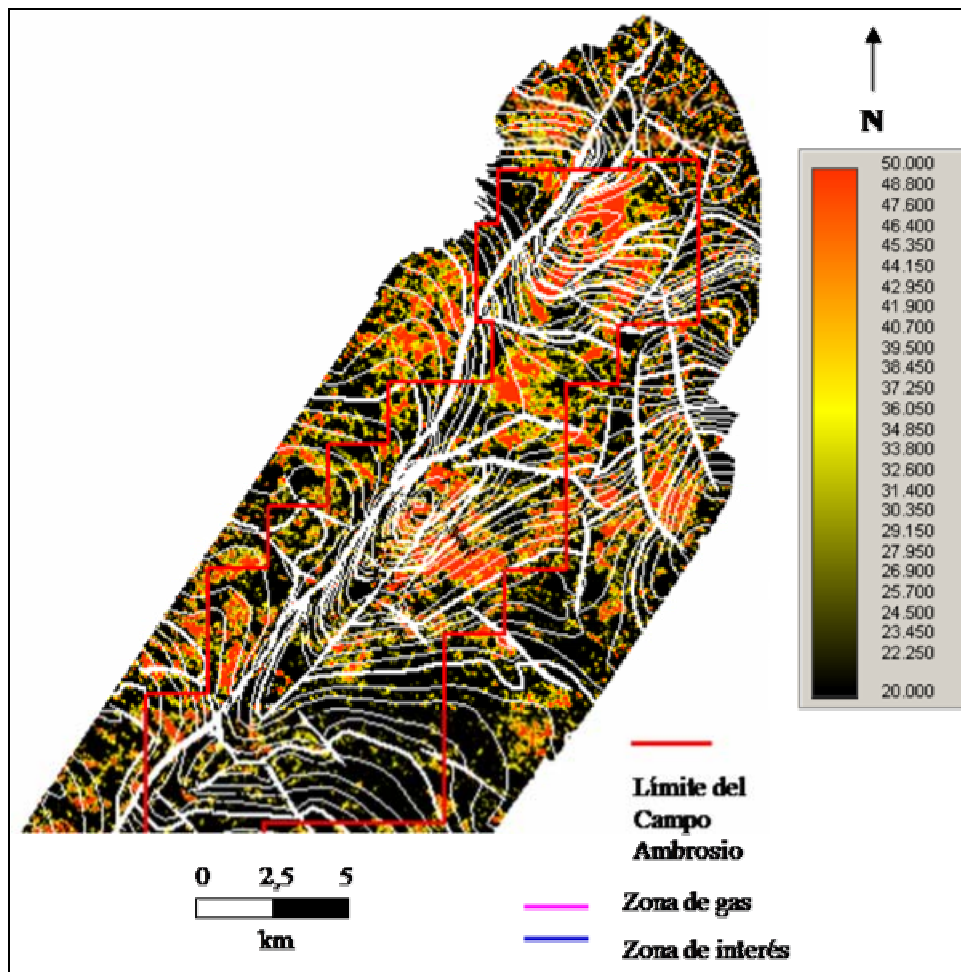
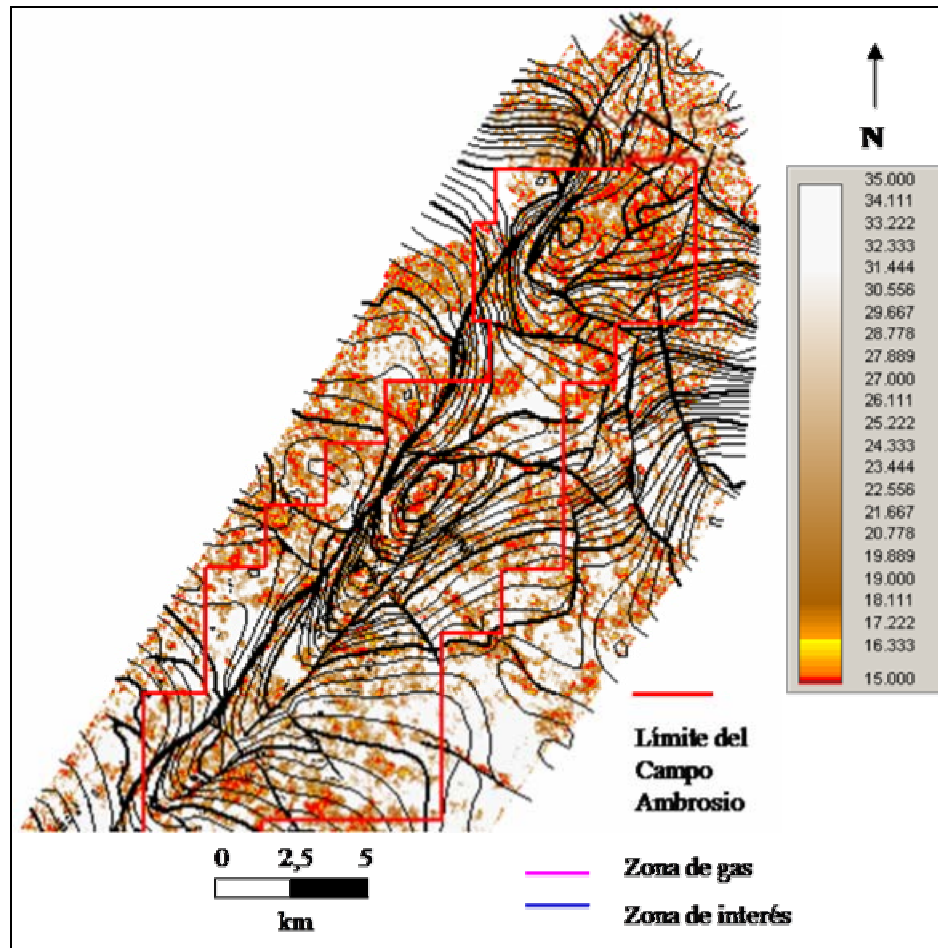


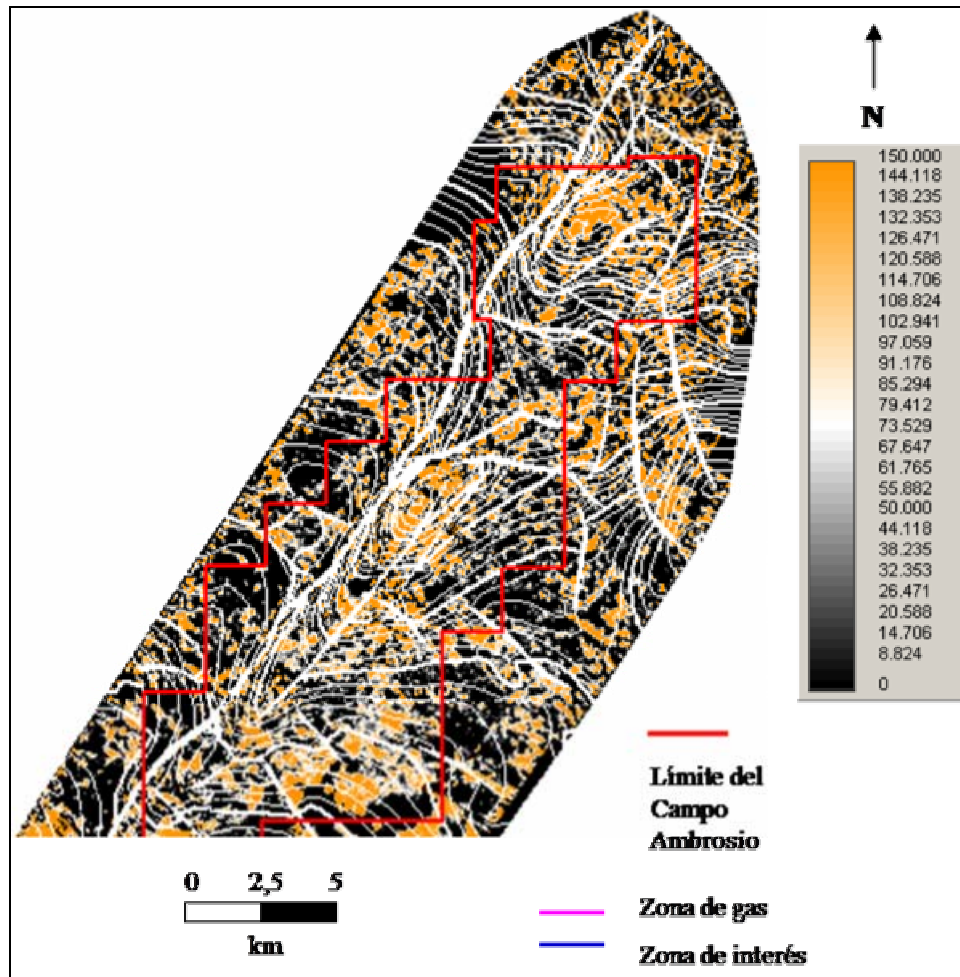
Figura 87 Unión entre el mapa de amplitud y el estructural en el horizonte C4

La Figura 88 muestra la unión entre el mapa de amplitud y el mapa estructural para el horizonte C3. Nótese como la estructura de la parte norte del campo presenta una zona de bajas amplitudes.



**Figura 88** Unión entre el mapa de amplitud y el estructural en el horizonte C3

La Figura 89 muestra valores máximos de impedancia acústica relativa ubicados en los cierres estructurales tanto en la parte central como en la parte norte del campo. El cierre estructural ubicado en la parte central pertenece a la zona productora de gas.



**Figura 89** Unión entre el mapa de impedancia acústica relativa y el mapa estructural en el horizonte C4

El mapa de la envolvente de la traza (Figura 90) muestra similitud en la respuesta de este atributo en la parte norte y central del campo, correspondiente a zonas de altos estructurales limitados por fallas.

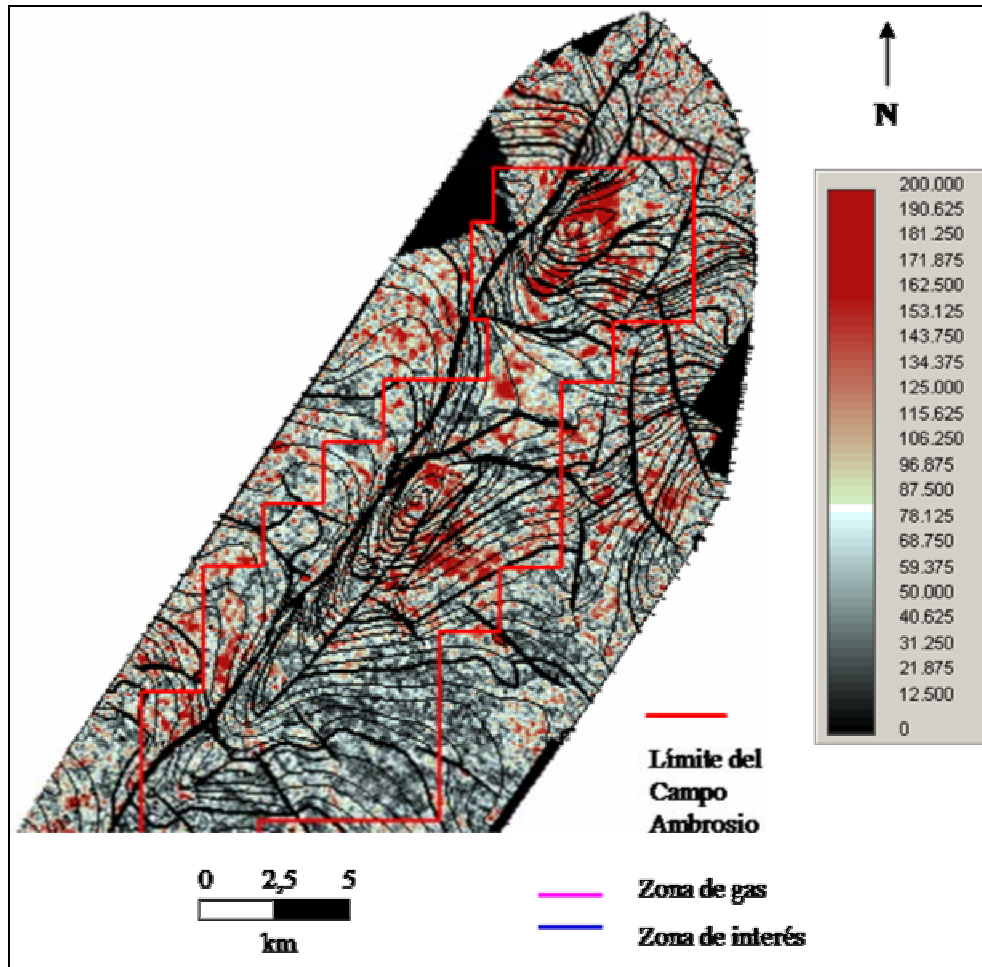
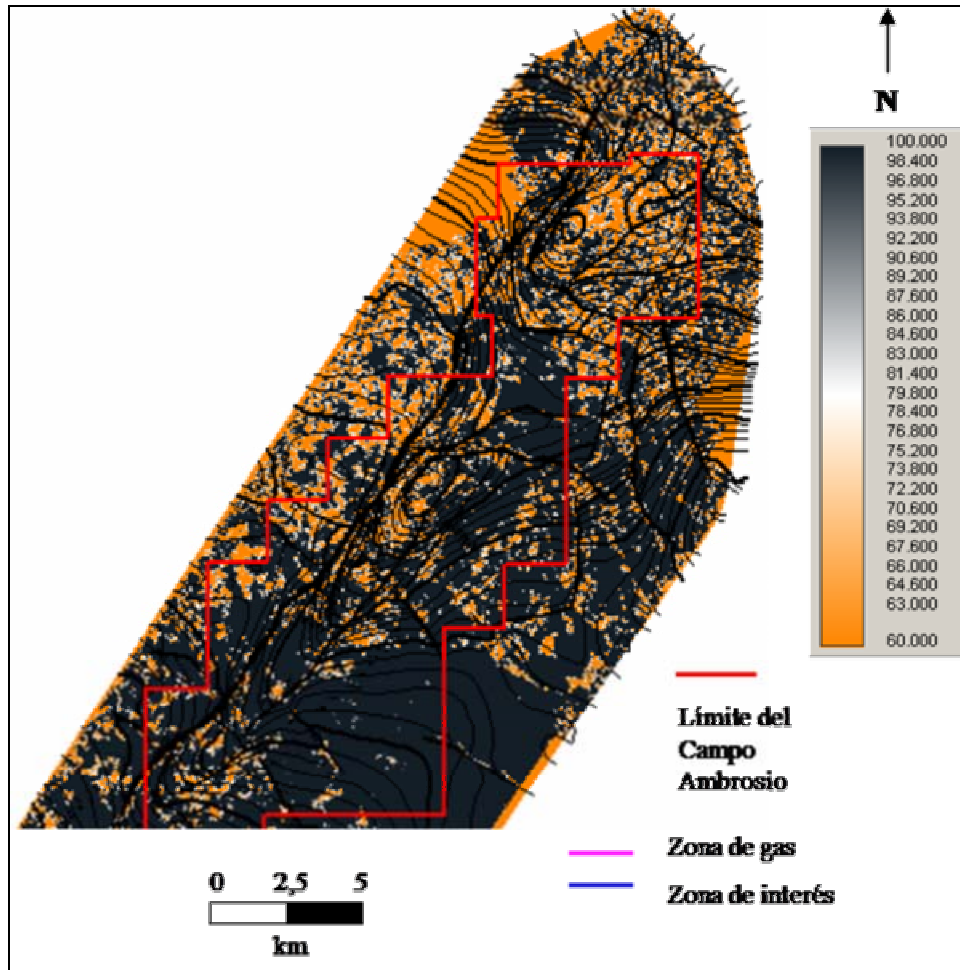


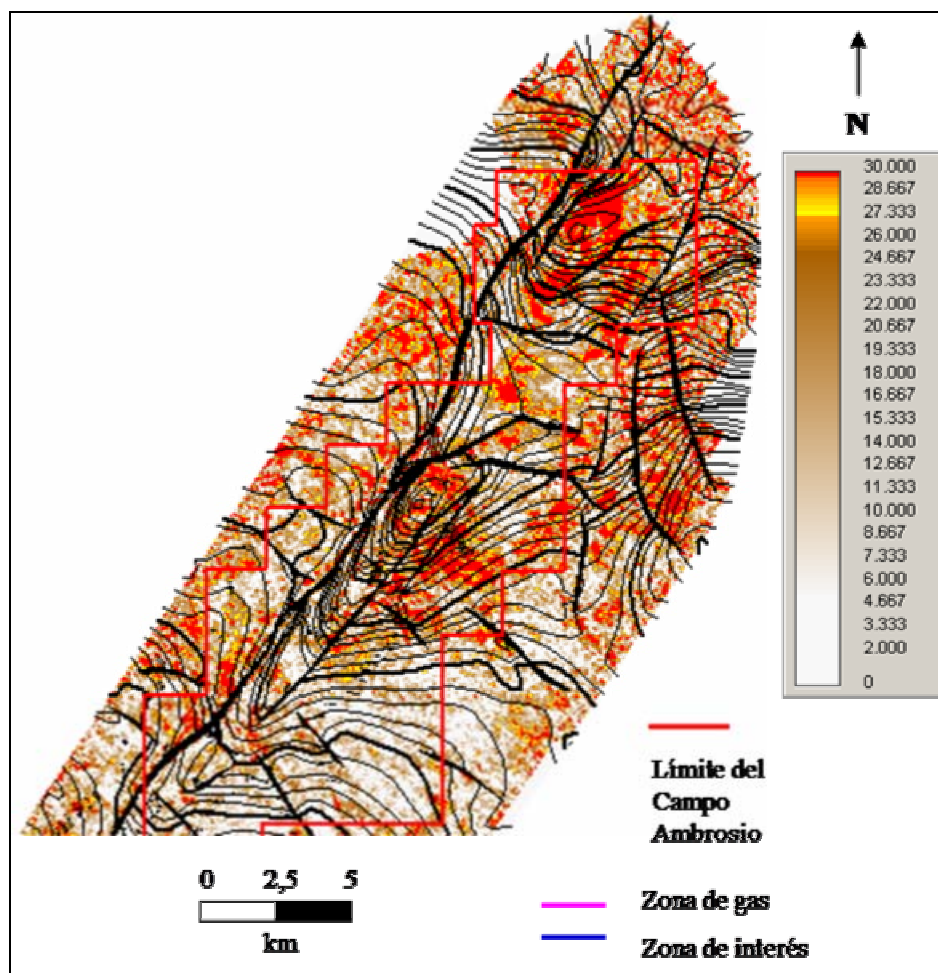
Figura 90 Unión entre el mapa de la envolvente de la traza y el mapa estructural en el horizonte C4

La Figura 91 muestra como la estructura ubicada en la parte norte del campo presenta valores bajos del atributo de envolvente de la traza.



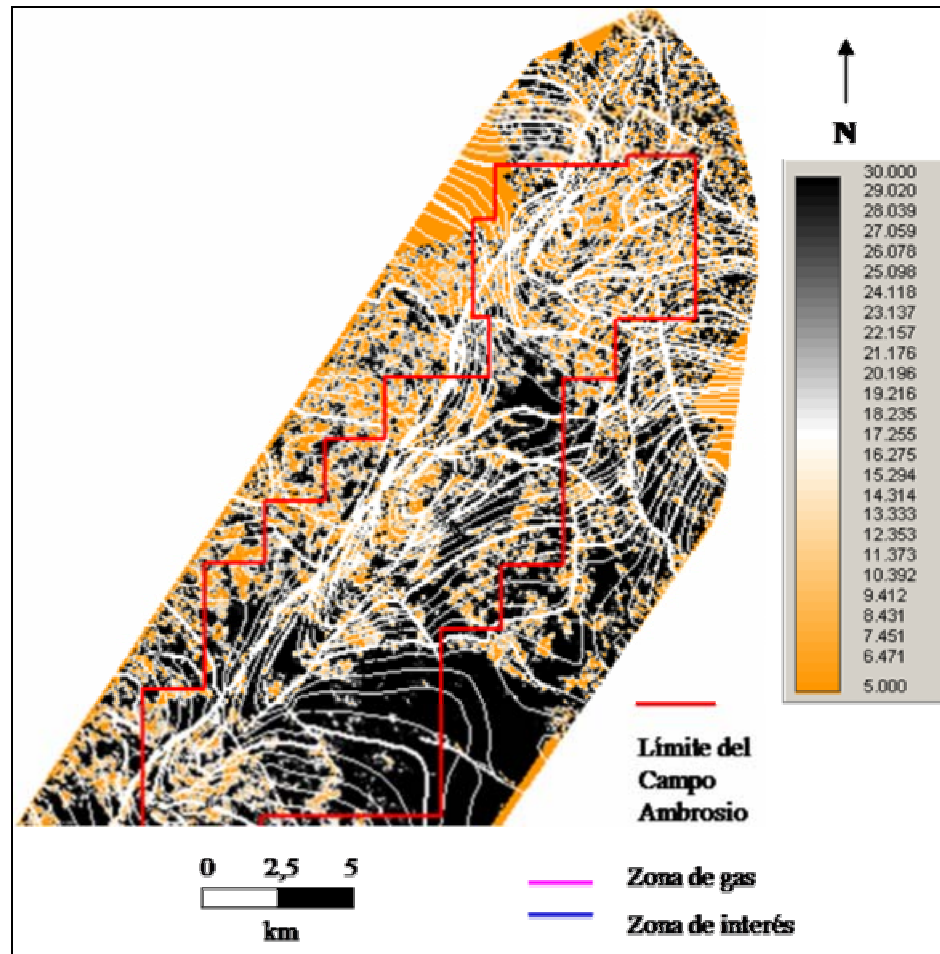
**Figura 91** Unión entre el mapa de la envolvente de la traza y el mapa estructural para C3

En la Figura 92 se presenta el mapa de la fase modelada de la ondícula para C4, en donde se visualiza la relación de este atributo con respecto a las estructuras de la zona. Nótese la semejanza de este atributo en los altos estructurales.



**Figura 92** Unión entre el mapa de la fase modulada de la envolvente y el mapa estructural en el horizonte C4

La Figura 93 muestra el mapa de la fase modulada de la envolvente y el estructural para el horizonte C3. Nótese que la parte norte del campo correspondiente al alto estructural presenta valores bajos para este atributo.



**Figura 93** Unión entre el mapa de fase modulada de la envolvente y el mapa estructural para el horizonte C3

## 6.5 Evaluación de propiedades petrofísicas

La Tabla 4 y la Tabla 5 muestran propiedades petrofísicas de las arenas C3 y C4, respectivamente. Dicho estudio fue realizado por la empresa Perenco Venezuela S. A., a principios del año en curso.

<b>POZO</b>	<b>A-159</b>	<b>A-160</b>	<b>UD-376</b>	<b>UD-379</b>	<b>UD-485</b>	<b>UD-488</b>	<b>UD495</b>
Arena	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3
Tope (pies)	5890	6770	6790	6950	7020	6700	6933
Base (pies)	6825	7800	7410	7555	7606	7367	7437
Porosidad	0.137	0.131	0.139	0.162	0.13	0.127	0.125
Sat. de agua (Sw)	0.411	0.508	0.438	0.494	0.775	0.613	0.547
Sat. de hidrocarburo (So)	0.589	0.492	0.562	0.506	0.225	0.387	0.453
Vol. De arcilla (Vsh)	0.15	0.163	0.165	0.151	0.059	0.168	0.328
Resistividad Total (RT)	43.035	24.568	31.1	18.947	16.365	16.468	13.452
Arena Neta (pies)	55.5	19	20.5	7.5	4	10	5
Espesor (pies)	935	1030	620	605	586	667	504

**Tabla 4** Propiedades petrofísicas de C3

<b>POZO</b>	<b>A-159</b>	<b>A-160</b>	<b>UD-376</b>	<b>UD-379</b>	<b>UD-485</b>	<b>UD-488</b>	<b>UD495</b>
Arena	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4
Tope (pies)	6825	7800	7410	7555	7606	7367	7437
Base (pies)	7540	8400	8274	8335	8480	8187	8057
Porosidad	0.12	0.125	0.135	0.163	0.125	0.131	0.128
Sat. de agua (Sw)	0.522	0.508	0.435	0.475	0.736	0.613	0.567
Sat. De hidrocarburo (So)	0.478	0.492	0.565	0.525	0.264	0.387	0.433
Vol. De arcilla (Vsh)	0.156	0.073	0.179	0.13	0.109	0.117	0.167
Resistividad Total (RT)	27.373	34.701	30.112	20.852	16.123	17.916	18.224
Arena Neta (pies)	18.5	9	116	128	34	87	15.5
Espesor (pies)	715	600	864	780	874	820	620

**Tabla 5** Propiedades petrofísicas de C4

## **6.6 Gráficos cruzados entre los atributos sísmicos y parámetros petrofísicos**

El desarrollo de la habilidad para generar atributos sísmicos ha llevado a usarlos ampliamente para predecir propiedades de reservorios. En muchos casos se puede mostrar (usando modelado sísmico o física de rocas) una relación físicamente justificable entre un atributo sísmico y una propiedad de un reservorio de interés. Cuando esto es cierto, se está en la capacidad de reducir en gran medida las incertidumbres asociadas a las predicciones sobre el comportamiento de propiedades de los yacimientos en las zonas donde no existe información de pozos (KALKOMEY C. 1997). Existen técnicas de estimación de propiedades petrofísicas basadas en el uso de datos sísmicos como agente extrapolador, las cuales requieren que exista una relación significativa entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos.

Las técnicas de estimación se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellas que utilizan una aproximación lineal y las que utilizan aproximaciones no lineales. Aunque es cierto que los datos de sísmica y de pozos no tienen por qué responder a una tendencia lineal, esta técnica hasta los momentos es la más usada y mejor conocida (BROWN, 1999).

En este trabajo se usa la información petrofísica de los cuatro pozos productores de gas con la finalidad de conocer si existe relación entre la sísmica y las propiedades petrofísicas de las arenas. Para ello se realizan gráficos cruzados entre dichos parámetros y se analiza la tendencia de los mismos. Aquellas tendencias que se ajusten mejor linealmente, tendrán una mejor relación sísmica – petrofísica. Una vez realizado esto se crea una matriz de calidad con los coeficientes de relación obtenidos de cada gráfico, en donde los valores más altos corresponden a una mejor linealidad entre los parámetros. Los gráficos cruzados realizados en este trabajo son presentados en el Apéndice 2

## 6.7 Matriz de calidad

La matriz de calidad presentada en la Tabla 6 se obtiene mediante la realización de gráficos cruzados entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos, en los 4 pozos productores de gas, utilizando la herramienta de Excel. Los valores colocados en cada recuadro son el resultado de la relación existente entre dichos parámetros. Se toma como principio básico que esta relación es lineal, por lo cual, los valores más altos son los que mejor se ajustan a la recta que representa la tendencia de los datos.

En la actualidad existen programas computarizados que calculan estas matrices estadísticamente, sin embargo debido a la carencia de los mismos se construye dicha matriz utilizando la metodología discutida anteriormente. Una de las limitaciones de este método reside en el número de pozos con estudio petrofísico, ya que sólo se cuenta con un número limitado, lo cual es importante tomar en cuenta cuando se quiere generalizar los resultados obtenidos.

	Porosidad	Sw	So	Vsh	Net pay	Espesor
Amplitud	0.08	0.93	0.93	0.50	0.18	0.08
Impedancia Acústica Relativa	0.60	0.62	0.62	0.64	0.0004	0.05
Envolvente de la traza	0.17	0.98	0.98	0.31	0.04	0.25
Polaridad aparente de la ondícula	0.24	0.05	0.05	0.03	0.07	0.49
Fase modulada de la envolvente	0.12	0.88	0.88	0.23	0.52	0.45

**Tabla 6** Matriz de calidad. Se generó a partir de gráficos cruzados entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos para la arena C4

La matriz de calidad representada en la Tabla 6 resalta los atributo sísmicos que mejor se correlacionan con las propiedades petrofísicas de las arenas, entre los cuales se encuentran: la amplitud, la envolvente de la traza y la fase modulada de la envolvente; el resto no sugiere ninguna relación. Parece existir relación de estos atributos con la saturación de hidrocarburo (So). Los gráficos cruzados realizados muestran que valores bajos en la magnitud de estos atributos pueden estar relacionados con un aumento en la saturación de hidrocarburos (So) en la roca, mientras que la impedancia acústica relativa sugiere que a mayor impedancia acústica, mayor So. Es importante señalar que esta tendencia no se puede generalizar a todo el campo, debido a las razones mencionada anteriormente.

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

La interpretación sísmica realizada en este proyecto permitió definir el marco estructural del Campo Ambrosio enmarcado dentro de un contexto geológico regional relacionado con la evolución tectónica – sedimentaria de la Cuenca de Maracaibo.

### Análisis Estructural

Los mapas estructurales de los topes de C3, C4 y C5 presentan características estructurales similares debido a que la diferencia en profundidad entre los mismos no es muy grande, y esto sugiere que fueron afectados por los mismos procesos tectónicos. Todos los mapas presentan dos cierres estructurales ubicados en la parte central y norte del campo, respectivamente. En general, los sedimentos del Eoceno tienden a formar una cuña gruesa compuesta de areniscas intercaladas con lutitas que aumenta de espesor de suroeste a noreste en el Campo Ambrosio.

La interpretación sísmica estructural realizada en este trabajo define la estructura general del Campo Ambrosio como un anticlinal con orientación NE-SO, y buzamiento general hacia el S-SE, limitado al noroeste por la Falla de Urdaneta, la cual se interpreta como una falla inversa de alto ángulo. Adicionalmente a la Falla de Urdaneta se observan dos patrones de fallamiento común en todos los horizontes interpretados: el primero corresponde a fallas inversas sub-paralelas a esta falla principal, y el segundo corresponde a un sistema de fallas normales casi perpendiculares a la misma.

A continuación se destacan los principales eventos que posiblemente ocasionaron el estilo estructural del Campo Ambrosio:

- La Falla de Urdaneta, probablemente se originó durante la edad pre-cretácea como una falla normal asociada al régimen de apertura continental. Una reactivación posiblemente se produjo por la colisión de la Placa Caribe con el arco de las Bahamas durante el Paleoceno-Eoceno, y otra se produjo debido al emplazamiento de la Napas de Lara durante el Eoceno Temprano. Además existen reactivaciones de esta falla producto del levantamiento de la Sierra de Perijá, así como de los Andes Venezolanos, desde finales del Eoceno hasta el Mioceno.

- El Sistema secundario de fallas inversas, subparalelas a la Falla Urdaneta posiblemente es producto de varios esfuerzos compresivos ocasionados por el choque de la Placa Caribe con la suramericana durante el Eoceno Tardío - Oligoceno, lo cual produce el levantamiento de la Sierra de Perijá y de Los Andes Venezolanos. Este sistema que de esfuerzos que afecta la Sierra de Perijá también ejerce influencia sobre la Cuenca de Maracaibo causando pulsos compresionales en dirección NO-SE a E-O.
- El patrón de fallas normales con dirección NO, posiblemente se produce como reacción a la carga tectónica de los terrenos caribes emplazados del norte producto del choque de la Placa Caribe con el margen continental pasivo durante el Oligoceno – inicio del Eoceno. Algunas de estas fallas fueron reactivadas durante la sedimentación en el Eoceno. Durante el Eoceno Temprano se produce un pulso compresivo debido a la colisión oblicua de la Placa Caribe con la suramericana originando el emplazamiento de las Napas de Lara, lo cual produjo fallas normales y reactivación de las fallas pre-existentes.
- El pliegue anticlinal en dirección NE-SO y buzamiento hacia el SO, posiblemente es producto de los mismos esfuerzos compresivos que originaron el levantamiento de la Sierra de Perijá, así como los Andes Venezolanos en un período de tiempo comprendido entre el Eoceno Tardío hasta el Mioceno.

## **Análisis de Atributos Sísmicos**

En la mayoría de los mapas de atributos sísmicos realizados para C4 se observan características sísmicas semejantes en las zonas de altos estructurales correspondientes a la parte norte y central del campo, respectivamente.

En los mapas de atributos sísmicos realizados para C3 existe mayor diferencia de las características sísmicas en la parte norte y central del campo, lo cual puede estar relacionado a cambios en las diferentes propiedades de la roca, tales como: espesor, porosidad, granulometría, compactación, procesos diagenéticos, etc. Analizando los mapas sísmicos y el estudio petrofísico se puede decir que los valores de los atributos sísmicos presentes en los altos estructurales tanto en la parte central y norte de los mapas de atributos extraídos para el horizonte C4, como en la parte norte del horizonte C3, se encuentran en el rango de valores para cada atributo en la zona de gas durante el estudio petrofísico.

Como resultado del análisis de los mapas de atributos sísmicos para los horizontes C3 y C4 se puede concluir que existen características sísmicas parecidas en la parte norte y central del campo correspondiente al horizonte C4. De igual manera se pueden observar estas características, pero mucho más atenuadas, en la parte norte del horizonte C3.

Durante el estudio de atributos sísmicos no se observa ningún patrón de ambiente sedimentario que ayude a clasificar zonas prospectivas. Esto puede estar relacionado con la resolución sísmica, ya que espesores de arenas netas individuales son de aproximadamente 50 pies, mientras que la resolución sísmica es 113 pies; por lo tanto, la sísmica no resuelve arenas gasíferas individuales, e impide interpretar tope y base de las arenas, lo cual afecta la confiabilidad de los resultados del análisis de atributos sísmicos.

## CONCLUSIONES

Con la finalización del presente Trabajo Especial de Grado se llegan a las siguientes conclusiones:

- ✓ La interpretación sísmica estructural de los horizontes C3, C4 C5, así como de la Discordancia del Eoceno permitieron definir el estilo estructural del Campo Ambrosio como un anticlinal con orientación NE-SO, y buzamiento general hacia el S-SE, limitado al noroeste por la Falla de Urdaneta, la cual se interpreta como una falla inversa de alto ángulo. Adicionalmente a la Falla de Urdaneta se observan dos patrones de fallamiento común en todos los horizontes interpretados: el primero corresponde a fallas inversas sub-paralelas a esta falla principal, y el segundo corresponde a un sistema de fallas normales casi perpendiculares a la misma.
- ✓ Como resultado del análisis de atributos sísmicos se puede concluir que existen características sísmicas favorables para la prospección hacia la parte norte del campo correspondiente a las arenas C3 y C4. La decisión está basada en la coincidencia de anomalías sísmicas en zonas de cierres estructurales y fallas, así como en el análisis petrofísico. Sin embargo, existen algunas consideraciones a tomar en relacionadas a dicha decisión:
  - Los estudios de atributos sísmicos realizados no muestran ningún patrón sedimentario que ayude a identificar zonas prospectivas.
  - El espesor de las arenas netas individuales promedio es de 50 pies, mientras que la resolución sísmica es de 113 pies, lo cual impide interpretar tope y base de las arenas, por lo tanto afecta la confiabilidad de los resultados del análisis de atributos sísmicos.
  - Este escenario puede presentar incertidumbre, ya que el método usado para realizar la correlación entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos no está basado en un programa estadístico de correlación entre las variables de estudio, ni cuenta con la suficiente información petrofísica.

## RECOMENDACIONES

Para completar este estudio y reducir la incertidumbre de encontrar yacimientos gasíferos dentro de las arenas que comprenden el área de interés del Campo Ambrosio, se recomienda:

1. Realizar un programa piloto de reprocesamiento de la sísmica. Si éste mejora la calidad de los datos, entonces aplicarlo al área norte del campo, de lo contrario realizar un levantamiento sísmico 3D, haciendo énfasis en los objetivos de la zona.
2. Realización de un estudio de A.V.O. (amplitud versus offset) para disminuir la incertidumbre asociada a la posible presencia de gas en las anomalías observadas en los mapas de amplitud.
3. Aplicar las ecuaciones de sustitución de fluidos de Gassman para comparar el comportamiento acústico de las arenas con la presencia de diferentes fluidos y poder reducir la incertidumbre asociada a la interpretación de los atributos sísmicos.
4. Realizar evaluaciones petrofísicas en pozos sin gas para luego correlacionar los atributos sísmicos con los parámetros petrofísicos, a fin de determinar si los cambios de amplitud son generados por variaciones de dichos parámetros y comparar estos resultados con los obtenidos en este estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

ANDRÉN, J. (1998). Interpretación sísmica y correlación de registros de pozos en el Campo Ambrosio. Universidad de Stockholm. Trabajo de Maestría. Inédito. 20 p

([www.natgeo.su.se/grundutb/exjobb/1998/johannam.html](http://www.natgeo.su.se/grundutb/exjobb/1998/johannam.html))

ARMINIO, J.F., ZUBIZARRETA, J., GONZALEZ,G., 1994, Evolution tectonica y habitat de hidrocarburos del area Lama Sur, Lago de Maracaibo, VII Congreso Venezolano de Gefisica, Caracas, SOVG, pp.384-392 (EPC-13.505)

AUDEMARD F. (1991) Tectonics of western Venezuela. Rice University (Houston). Ph.D. Thesis. Inédito

BACKUS, M. M., AND R. L. CHEN (1975) Flat spot exploration: Geophysical Prospecting, v. 23, p. 533-577.

BARTOK, P. (1993) Prebreakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean : its relation to Triassic and Jurassic rift systems of the region. Tectonics 12 : 441-459.

BROWN, A. (1999) Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. Fifth Edition. AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics, No. 9. Tulsa, 514 p.

BUENO E., J. ZUBIZARRETA, J. PINTO, C. TAYLOR, y E. PRIETO (1993) Interpretación estructural de la Falla Icotea, en el Lago de Maracaibo, Venezuela (Abs.): AAPG Bull. 77, p. 309.

CVET - COMISIÓN VENEZOLANA ESTRATIGRAFÍA Y TERMINOLOGÍA (1970) Léxico Estratigráfico de Venezuela. Bol. Geol., Public. Esp.4, 756 p.

Geological Prospecting using Seismic Attributes Course Manual

GHOSH, K., J. MARUGUERI, L. GARCÍA Y L. AGUADO (1985) Diagénesis y calidad de las reniscas de la Formación Misoa (Eoceno Inferior) al norte de la cuenca de Maracaibo. VI Cong. geol. Venezolano., Caracas, 2: 749-774.

GHOSH, S. Y O. ODREMÁN (1989). Estudio sedimentológico-paleoambiental del Terciario en la zona del valle de San Javier. Estado Mérida. Bol. SVG., Caracas, 31: 36-46.

GONZÁLEZ DE JUANA C., J. M. ITURRALDE, X. PICARD (1980) Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tomo I y II. Ediciones Foninves. Caracas, 1031 p.

KALKOMEY C. (1997). Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties: The Leading Edge 16: 247-251.

KEAREY, P. y M. BROOKS (1987) An Introduction to Geophysical Exploration. Second Edition. Blackwell Scientific Publications. London, 296 p.

LUGO J. y P. MANN (1995) Jurassic - Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America : AAPG Mem. 62: 699-725.

LUGO, J (1991) Cretaceous to neogene tectonic control on sedimentation: Maracaibo basin, Venezuela. Universidad: Texas Univ., Austin, Grado academico: Ph.D. 238 p. Thesis. Inédito.

LUGO, J. (1992) Historia tectónica a lo largo de los sistemas de fallas de Icotea y Pueblo Viejo, Cuenca de Maracaibo. Mem. VI Cong. Venezolano de Geofísica: 118-124.

MACELLARI, C.E. (1995) Cenozoic Sedimentation and Tectonics of the Southwestern Caribbean Pull-Apart Basin, Venezuela and Colombia. En : Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America : AAPG Mem. 62: 757-780.

MARQUEZ C., D. LOUREIRO, D. T. BRUNO (1996) Interpretación sísmica estructural 3D a escala semirregional: segregación Lago-cinco, Lago de Maracaibo. Mem. 8vo. Cong. Venezolano de Geof. p. 220-227

MEN - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (1997). Léxico Estratigráfico de Venezuela.-- Caracas: Bol. de Geol. Publ. Esp. N° 12. Dirección General Sectorial de SERVIGEOMIN. Dirección de Geología I:18-28, [www.ingomin.gov.ve](http://www.ingomin.gov.ve)

OSTOS, M (1990) Tectonic evolution of the south-central Caribbean based on geochemical data. Universidad: Rice University, Houston, TX, United States Grado academico: Doctoral, 459 p.  
Inédito

PARNAUD F., Y. GOU, J. C. PASCUAL, M. A. CAPELLO, Y. TRUSKOWSKI, H. PASSALACQUA, F. ROURE (1995) Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America. AAPG Mem. 62: 681-698.

PASSALACQUA, H. ; FERNANDEZ, F. ; GOU, Y. Y ROURE, F. (1995) Crustal Architecture and Strain Partitioning in the Eastern Venezuela Ranges. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America. AAPG Mem. 62: 667-680.

PÉREZ DE MEJÍA, D. ;KISER, G.D., MAXIMOWITSCH, B. Y YOUNG, G. (1980) Geología de Venezuela. En : Felder, B. (Coord.), Brie, A. ;Gartner, J. ; Hepp, V. ; Hrabie, M ; Kervella, M.; Mons., F. ; Mowat, G. ; Neville, N. ; Plomb, J. ; Sadras, W. ; Tejada, A. ; Trassard, J. ; Vidal, J. Y Zinat, D. : Evaluación de Formaciones en Venezuela. Schlumberger Surencó S.A. ;1ra. Ed. : 287 p.

PESTAM, P. J.; BARTOK, P.; GOSH, S. K.; MELÉNDEZ, L. (1994) Influencia tectónica y de fluctuaciones del mar en sistemas fluviales, con ejemplos del Eoceno en la Cuenca de Maracaibo, Venezuela. Mem. V Simposio Bolivariano: 65-84.

PESTMAN P., S. GHOSH, L. MELENDEZ, M. A. LORENTE (1998) Marco tectonoestratigráfico y paleografía de la Cuenca de Maracaibo y áreas vecinas durante el Paleógeno. Bol. Soc. Venezolana de Geól., vol. 23, 1:28-45

ROBERTO M., et al., 1990, New Oil Discoveries in the Ceuta Area, SE Lake Maracaibo, Venezuela: From Brooks, J. (ed.), Classic Petroleum Provinces, Geological Society Special Publication No. 50, p. 77-88.

ROGER, J.V.; ARTEAGA, N. CABRERA,J.; VALERA, G.; JAM., P.; CASTILLO, M.; BOESI, T. Y SANCEVIC, Z.A. (1989) Exploración. Sección II :

Seismic Project Utilities, Landmark 1998

SeisWork/3D Horizon Interpretation, Landmark 1998

SHERIFF, R. y L. GELDART (1995) Exploration Seismology. Segunda Edition. Cambridge University Press..USA, 592 p.

STEPHAN, J. F.; BECK, CH.; MACSOTAY, O. (1977) Reflexiones sobre unas facies conglomeráticas marinas del Albiense del norte de Venezuela. 8th. Caribbean Geol. Conference, Abstracts p. 201-202.

TALUKDAR S. y F. MARCANO. (1994). Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. En : Magoon, L. y Dow, W. : "The Petroleum System- From Source to Trap". AAPG Memoir 60; 1st. Ed. (Tulsa) : 463-482.

TANER M. T., F. KOEHLER, y R. E. SHERIFF (1979) Complex seismic trace analysis: Geophysics, v. 44, p. 1041-1063

TEGLAND, E. R. (1973) Utilization of computer-derived seismic parameters in direct hydrocarbon exploration and development, *in* Lithology and direct detection of hidrocarbon using geophysical methods: Dallas Geophysical an Geological Societies symposium.

TELFORD W., L. GELDART, R. SHERIFF (1994) Applied Geophysics. Second Edition, Cambridge University Press. USA, 770 p.

VAN VEEN, F. R. (1972) Ambientes sedimentarios de las formaciones Mirador y Misoa del Eoceno inferior y medio en la cuenca del Lago de Maracaibo. IV Cong. Geol. Venezolano, Caracas, 2: 1073-1104.

WEC - WELL EVALUATION CONFERENCE , WEC (1997) Evaluación de pozos, Schlumberger.

YORIS, F.G. (1985) Revisión de la Estratigrafía del Cretáceo Inferior al sur y este de la Serranía del Interior, Venezuela nororiental. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Edrs.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 2: 1343-1393.

ZAMBRANO E., E. VASQUEZ, B. DUVAL, M. LATREILLE, B. COFFINIERES (1971) Síntesis paleogeografica y petrolera del occidente de Venezuela. Bol. Geol., Public. Esp. 5: 483-552

YORIS, F.G. (1988) Localidades tipo y secciones de referencia para los miembros de la Formación El Cantil en la Serranía del Interior, Venezuela nororiental. Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); 34: 52-70.

YORIS, F.G. (1992) Análisis de secuencias clásticas por métodos petrográficos y estadísticos. Tesis Doctoral en Ciencias Geológicas. Fac. Ing.; Dept. Geología (UCV): 1045 p.

ZAMORA, L. G. (1977). Uso de los perfiles de la identificación de ambientes sedimentarios del Eoceno del Lago de Maracaibo. *V Cong. Geol. Venez.*, Caracas, 4: 1359-1376

## APÉNDICE

## RESUMEN LITOLÓGICO DE LA CUENCA DE MARACAIBO

Formación	Litología	Espesor	Característica Sísmica	Característica Petrolífera
<b>MIOCENO</b>				
Isnotu	Predominantemente arcillas (65%), con numerosas areniscas intercaladas y capas subordinadas de arcilla laminar, carbón y conglomerado.	En la faja de afloramientos el espesor es bastante constante de 11.000 metros, disminuyendo al norte y al oeste.		
Lagunillas	Consiste en areniscas poco consolidadas, arcillas, lutitas y algunos lignitos.	Alcanzan más de 1000 m de espesor hacia el centro del Lago de Maracaibo.		Es un yacimiento muy importante en los campos de la Costa Oriental.
M. Lagunillas Inferior	Areniscas friables intercaladas con lutitas.			Contiene varios yacimientos de petróleo pesado a mediano, de considerable extensión. Es el principal productor de la Fm. Lagunillas.
M. Ojeda	Lutitas y arcillas.	140 m.		Potencial petrolífero.
M. Malargo	Areniscas			Potencial petrolífero.
M. Laguna	Consiste esencialmente en arenas, que se distinguen por la presencia de capas glauconíticas y lutitas fosilíferas.			Es productor de petróleo.
M. Bachaquero	Areniscas arcillosas con arcillas.			Es importante productora de petróleo en los campos de la costa oriental del lago de Maracaibo.
M. Urdaneta	Arcillas con capas delgadas de arena arcillosa. Está restringido al área lago Central.			Potencial petrolífero.
La Rosa	Lutitas más o menos fosilíferas. Desarrollo central lutítico.	Su espesor oscila entre unos 70 a 1100 m, debido a que se depositó sobre una superficie irregular de erosión, controlada por fallas.		Importancia petrolífera por sus arenas basales.

APÉNDICE 1: Resumen litológico de la Cuenca de Maracaibo

<b>Formación</b>	<b>Litología</b>	<b>Espesor</b>	<b>Característica Sísmica</b>	<b>Característica Petrolífera</b>
M. Santa Bárbara	Areniscas arcillosas poco consolidadas. Lutitas interlaminadas con areniscas. Representa la primera etapa de la invasión marina, sobre la superficie erosionada del Eoceno y/o de la Formación Icotea.	Las areniscas pueden alcanzar espesores bastante grandes. Las lutitas forman un intervalo de hasta 28 m entre cuerpos de arenisca.		Contienen importantes yacimientos petrolíferos.
Lutita La Rosa	Lutitas. Intercalaciones de areniscas delgadas fosilíferas. Corresponde a la máxima extensión de la transgresión de un mar poco profundo, que cubrió la mayor parte de la Cuenca de Maracaibo. (???)			
Arena Intermedia	Arenas arcillosas con lutitas fosilíferas y arcilitas arenosas. La Arena Intermedia y la Arena La Rosa, representan el proceso regresivo siguiente, y se caracterizan por depósitos de barras de desembocadura y barras de playa. (Inválido).			Contienen importantes yacimientos petrolíferos.
M. Arena La Rosa	Areniscas friables. Parte superior de la Fm. La Rosa. (Informal).			Contienen importantes yacimientos petrolíferos.
<b>OLIGOCENO</b>				
Icotea	Limolitas y arcilitas, con cantidades menores de areniscas. Ambiente de depósitos eólicos en las zonas remanentes de la superficie de la discordancia.	Espesores sumamente variables, debido a que se depositó en las depresiones de la discordancia del Eoceno. En la costa occidental del lago, el espesor es de alrededor de 15 m, mientras que en el campo Boscán es de 200 m o más.		Es productora de petróleo generalmente en asociación con la Arena Santa Bárbara de la Fm. La Rosa. Productor de petróleo pesado conjuntamente con la Formación Misoa del Eoceno.

APÉNDICE 1: Resumen litológico de la Cuenca de Maracaibo

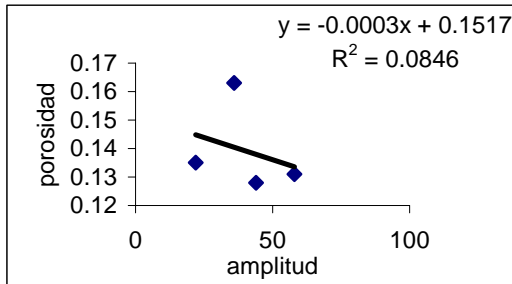
Formación	Litología	Espesor	Característica Sísmica	Característica Petrolífera
<b>E O C E N O</b>				
Misoa	Secuencia de arenas y lutitas. División B1-B9 y C1-C7 basada en registros eléctricos. Se reconocen ambientes que varían desde fluvial a deltaico y próximo costero, en las áreas de Lagunillas y Urdaneta, a nerítico interno, en la parte sur del área de Lagunillas y en la de Barúa-Motatán.	Al norte del lago, frente a Maracaibo, hay 3.000 m preservados, con aproximadamente 1.500 m erosionados. En el campo Urdaneta norte y en Cabimas, hay 4.600 m.		Constituyen los yacimientos más importantes de petróleo, conteniendo el 70% de las reservas, de las cuales buena parte están entrampadas contra la discordancia post Eoceno. La unidad más petrolífera es la Arena B-6.
<b>P A L E O C E N O</b>				
Marcelina	Intercalación de areniscas, lutitas, lutitas arenosas y capas de carbón. Ambiente Paludal.	Varía de 137 a 610 m dependiendo su ubicación. La formación desaparece hacia el este, en el lago de Maracaibo, por erosión.		La Formación Marcelina contiene importantes reservas comerciales, de mas de 160 millones de toneladas medidas.
Guasare	Calizas fosilíferas y arenas calcáreas. Sedimentación de Plataforma.	En el subsuelo de Alturitas su espesor varía de 165 a 193 m.		
<b>C R E T Á C E O</b>				
Colón	Lutitas microfossilíferas con capas de calizas subordinadas. Son más arenosas hacia la base y hacia la parte superior donde la unidad cambia transicionalmente a la Fm. Mito Juan. Representa un intervalo marino nerítico e indica la estabilidad de la cuenca geosinclinal.	En la Cuenca de Maracaibo, el espesor es de 470 m. Los espesores aumentan en sentido sureste-noroeste.	Caracterizada por patrones de reflexiones en perfiles sísmicos y naturales de proveniencia de clastos muy distintos.	El intervalo lutítico Colón-Mito Juan constituye un sello extraordinario para los hidrocarburos generados en períodos anteriores, impidiendo la migración vertical <i>per ascenso</i> .
M. Socuy	Caliza margosa con intercalaciones muy escasas de lutitas. Indica un ambiente deposicional de aguas moderadamente profundas, menor de 500 m, ambiente que se va haciendo relativamente más profundo con el principio de la deposición de las lutitas Colón.	Presenta espesores de 30,5 m en el Campo Mara.	Reflector “caliza de socuy” usado tradicionalmente como tope del cretáceo en las interpretaciones sísmicas.	

APÉNDICE 1: Resumen litológico de la Cuenca de Maracaibo

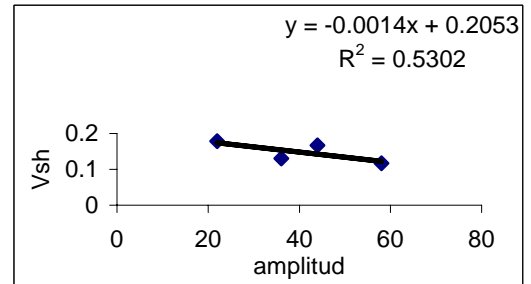
<b>Formación</b>	<b>Litología</b>	<b>Espesor</b>	<b>Característica Sísmica</b>	<b>Característica Petrolífera</b>
Mito Juan	Es muy similar a Colón, de la cual se diferencia únicamente en el aumento gradual de arena hacia el tope de la formación.	El espesor es de 470 m y aumentan en sentido sureste-noroeste. En la parte nororiental desaparece la Formación Mito Juan, y las lutitas de Colón infrayacen concordantemente a la formación Guasare.		
La Luna	Calizas y lutitas calcáreas fértidas, con abundante materia orgánica.	Varía entre 100 y 300 metros.	Presenta 3 grupos de reflectores fuertes, contrastantes y continuos debajo del reflector "caliza de socuy" en la mayoría de las secciones sísmicas.	Se considera la roca madre principal de gran parte de los hidrocarburos generados y atrapados en la Cuenca de Maracaibo.
Maraca	Areniscas cuarcíticas y calcáreas hacia la base. Ambientes lagunales a intramarea en la base, que pasa a marino llano hacia el tope.	Varía de 40 a 120 m. En el campo Urdaneta Noreste se reconocen 13,7 m.		Es un horizonte importante como productor de petróleo.
Lisure	Areniscas glauconíticas y calizas arenosas intercaladas con arcillas laminares arenosas. Facies de aguas marinas de plataforma costera con profundidades variables.	El Campo Alpuf presenta espesores entre 138-156 m, mientras que el Campo Urdaneta Noreste reporta 119 m.		Algunos horizontes son productores de petróleo.
Apón	Calizas y lutitas. Sedimentación masiva de plataforma costera externa.	Se estima un espesor de 121 m.		Posee intervalos de calizas almacenadoras de petróleo liviano-mediano. Presenta intervalos de roca madre o generadora de petróleo.
Rio Negro	Areniscas, conglomerados heterogéneos; arcillas y lutitas variables.			
<b>JURÁSICO</b>				
La Quinta	Tobas y conglomerados.	Espesor muy variable. 1600 m en la sección tipo.		

**Resumido de CVET**

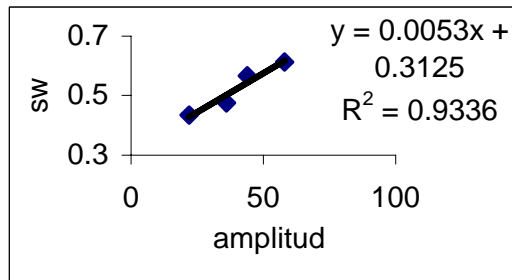
**Gráficos cruzados entre la Amplitud y Parámetros Petrofísicos**



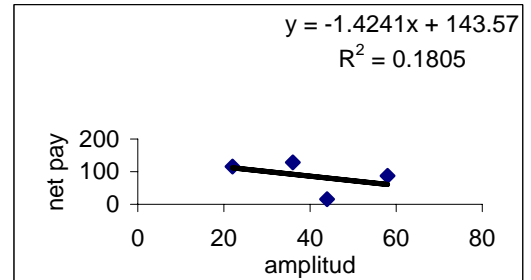
Amplitud vs. Porosidad



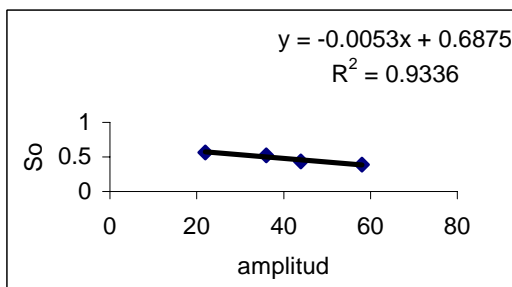
Amplitud vs. Vsh



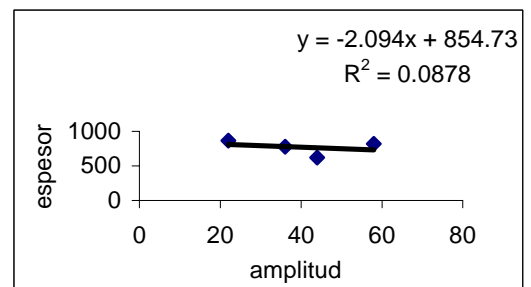
Amplitud vs. Sw



Amplitud vs. "Net pay"

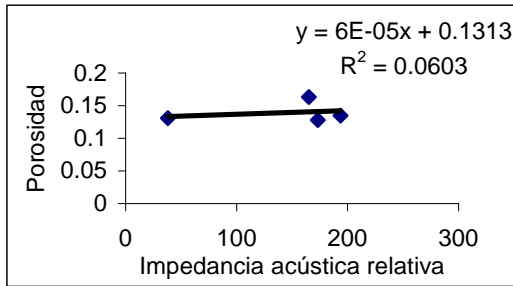


Amplitud vs. So

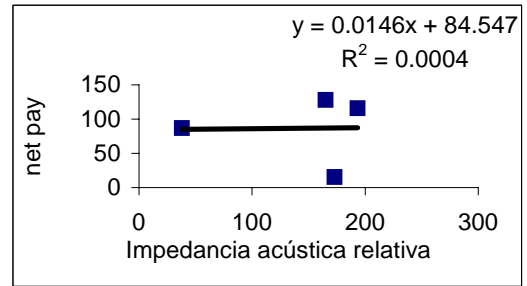


Amplitud vs. Espesor

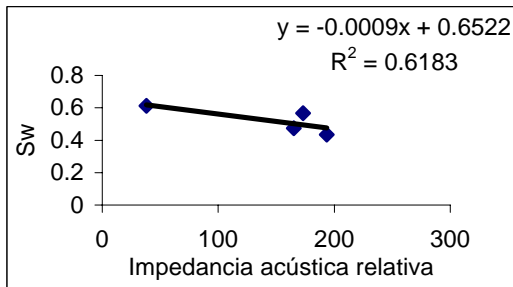
**Gráficos cruzados entre la Impedancia Acústica Relativa y Parámetros Petrofísicos**



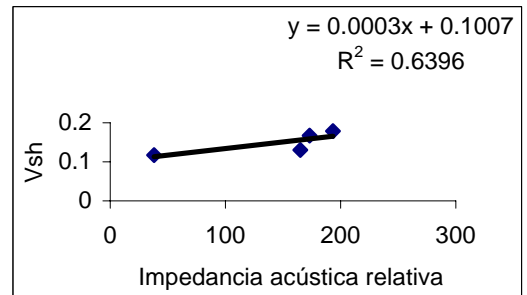
Impedancia acústica relativa vs. Porosidad



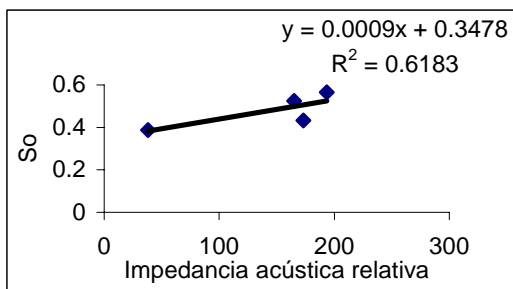
Impedancia acústica relativa vs. "net pay"



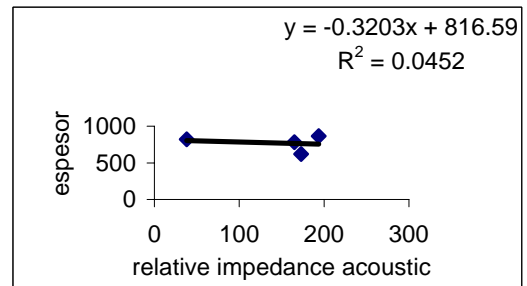
Impedancia acústica relativa vs. Sw.



Impedancia acústica relativa vs. Vsh

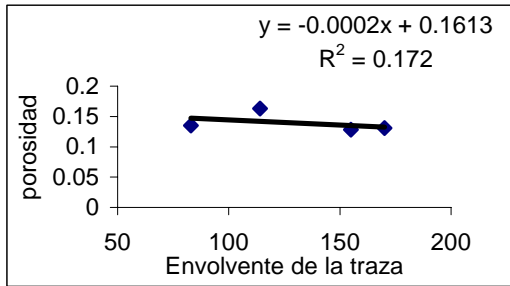


Impedancia acústica relativa vs. So

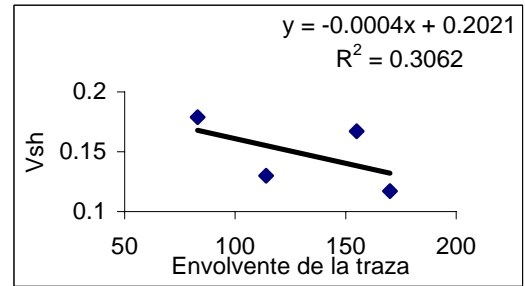


Impedancia acústica relativa vs. Espesor

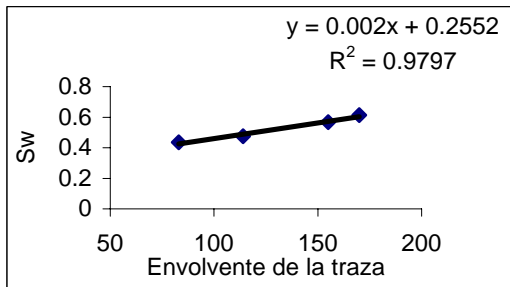
**Gráficos cruzados entre la Envolverte de la traza y Parámetros Petrofísicos**



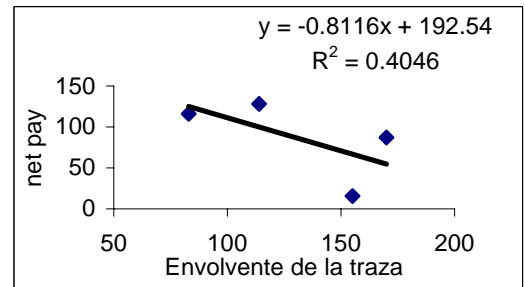
Envolverte de la traza vs. Porosidad



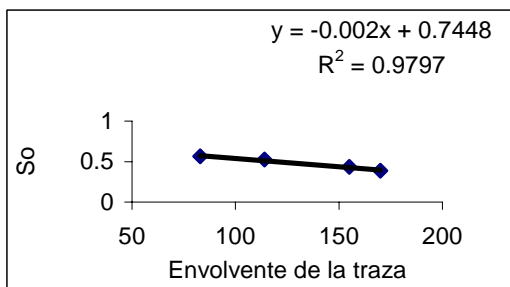
Envolverte de la traza vs. Vsh



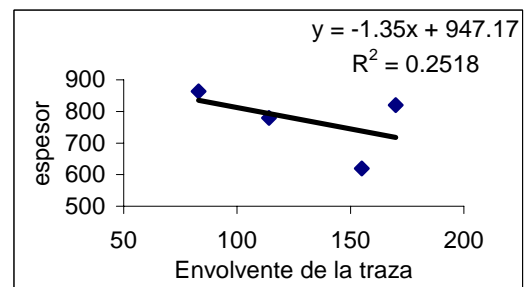
Envolverte de la traza vs. Sw



Envolverte de la traza vs. Net pay

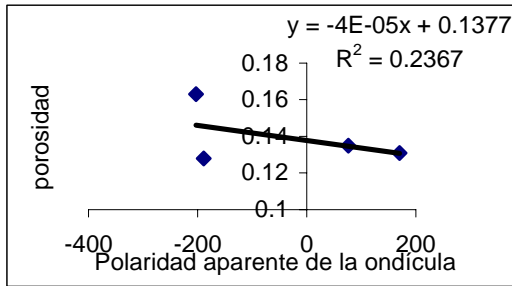


Envolverte de la traza vs. So

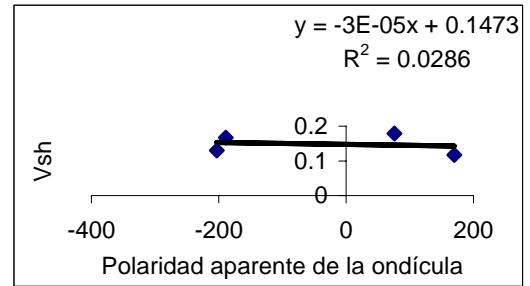


Envolverte de la traza vs. Espesor

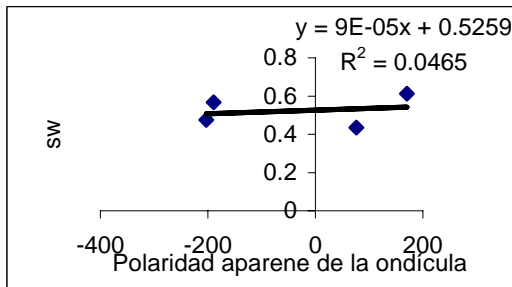
**Gráficos cruzados entre la Polaridad Aparente de la Ondícula y Parámetros Petrofísicos**



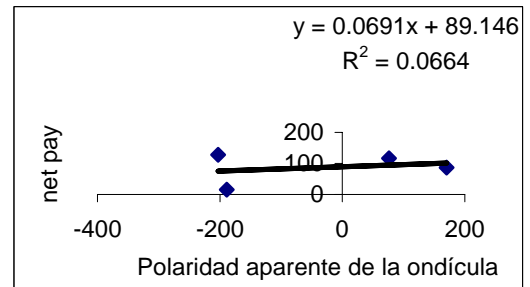
Polaridad aparente de la ondícula vs. Porosidad



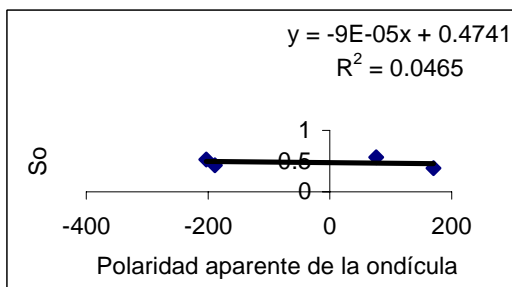
Polaridad aparente de la ondícula vs. Vsh



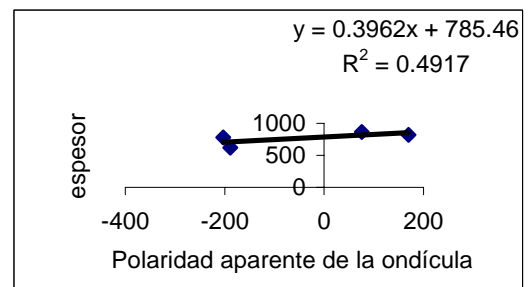
Polaridad aparente de la ondícula vs. Sw



Pol. aparente de la ondícula vs. Net pay

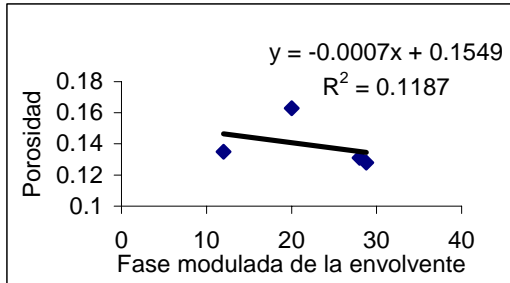


Polaridad aparente de la ondícula vs. So

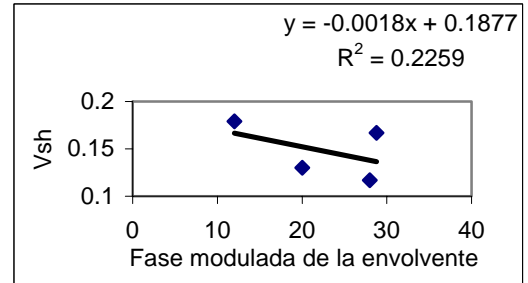


Polaridad aparente de la ondícula vs. Espesor

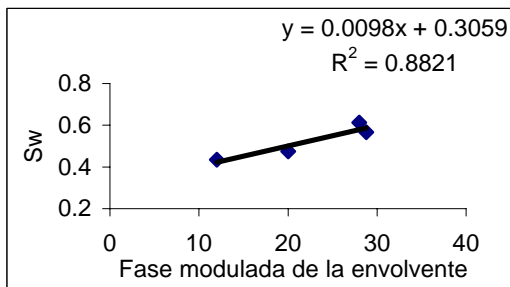
**Gráficos cruzados entre la Fase modulada de la Envoltente y Parámetros Petrofísicos**



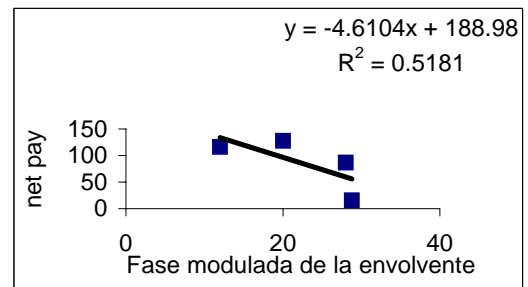
Fase mod. de la envoltente vs. Porosidad



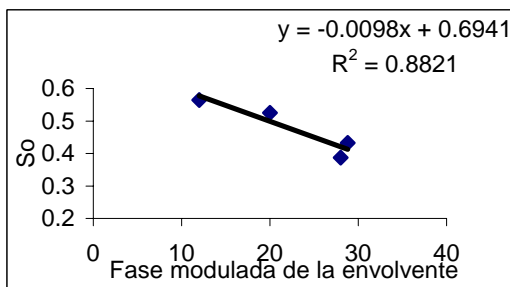
Fase modulada de la envoltente vs. Vsh



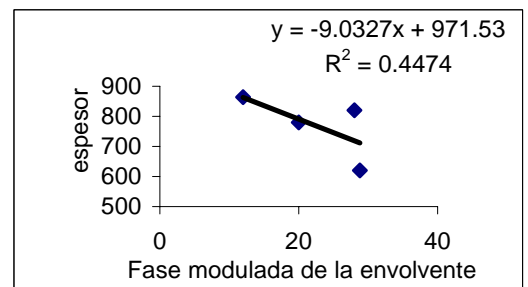
Fase modulada de la envoltente vs. Sw



Fase mod. de la envoltente vs. Net pay



Fase modulada de la envoltente vs. So



Fase modulada de la envoltente vs. Esperor

APÉNDICE 2: Gráficos cruzados entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos para C4