

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres: Maria Vingelli de Di Luca y Domenico Di Luca, quienes siempre confiaron en mi y apoyaron a lo largo de toda mi carrera.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, porque todos mis logros se los debo a ellos, gracias por estar siempre presentes cuando los necesité.

A mis hermanos Maria, Giuseppe y Giulio por su ayuda incondicional.

A mis tutores Nicolás Martín y Jonny Pinto por transmitirme sus conocimientos durante el desarrollo del proyecto.

A los profesores Pedro León y Cornelio Urbina por su apoyo académico e industrial.

A mis compañeros tesisistas: Nieves, Héctor, Francisco, Carlos y Jaume por su amistad y colaboración desinteresada durante el desarrollo de este trabajo.

A los conocidos como la gente *Good* de PDVSA, gracias Adriano y Lorena.

A PDVSA por permitir desarrollar este proyecto en sus instalaciones.

A todas aquellas personas que de alguna forma estuvieron involucradas en el desarrollo de este trabajo.

Di Luca Vingelli Mario

CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO C-70 MEDIANTE INTERPRETACIÓN SÍSMICA 3D EN EL ÁREA VLA 31, CAMPO LAMA, REGIÓN NORCENTRAL DEL LAGO DE MARACAIBO

Tutor Académico: MSc. Nicolás Martín. Tutor Industrial: MSc. Jonny Pinto.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geofísica.

Año 2001, 138 p.

Palabras claves: Interpretación sísmica, modelado sísmico, correlaciones.

Resumen. El presente estudio está orientado hacia la interpretación sísmica estructural de una región ($\cong 32 \text{ Km}^2$) ubicada en el área VLA-31, Campo Lama, Lago de Maracaibo y caracterización del yacimiento C-70, perteneciente a la Formación Misoa de edad Eoceno, mediante técnicas de correlación entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas.

Se interpretó que la estructura presente en el área es el resultado de la superposición de diferentes fases de deformación desde el Jurásico hasta el Eoceno Tardío. Además se definieron dos fallas principales: (i) Lama Icotea la cual sufrió una inversión y (ii) la rampa de despegue, ambas de orientación NNE-SSO con buzamiento hacia el Oeste y una serie de fallas antitéticas de rumbo paralelo a subparalelo con respecto a la rampa, pero con buzamiento opuesto. La presencia de fallas normales escalonadas, de rumbo EO a NOO-SEE con buzamiento hacia el Norte, también reconocibles en el área.

Se realizó el modelado sísmico 2D del intervalo C-70, usando la interpretación de su tope y base, como una etapa previa a su caracterización al permitir evaluar la sensibilidad de la respuesta sísmica sintética a variaciones de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

La caracterización del yacimiento C-70 implicó la elaboración de mapas de atributos sísmicos, calculados en el intervalo de interés, los cuales al ser integrados con los datos petrofísicos permitieron generar mapas de pseudo propiedades. El análisis combinado de los mapas de pseudo propiedades y mapas estructurales en profundidad del yacimiento, permitieron delimitar una zona de interés prospectivo ubicada al NE del área.

Los resultados del modelado sísmico y las correlaciones atributos-propiedad comprobaron la utilidad del modelado en la estimación de pseudo propiedades en un yacimiento, como una herramienta para reducir el nivel de incertidumbre en las predicciones de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

I.1.- Problema

Se requiere caracterizar, mediante la elaboración de un marco estructural, estratigráfico y petrofísico, el yacimiento productor C-70 de la Formación Misoa, ubicado en el área VLA 31, Campo Lama, región Norcentral del Lago de Maracaibo.

I.2.- Objetivos y alcances del trabajo

I.2.1.- Objetivo General

Realizar la interpretación sísmica estructural 3D y generar mapas de pseudo propiedades para el yacimiento C-70, con la finalidad de proponer posibles zonas prospectivas que permitan incrementar las reservas del yacimiento.

I.2.2.- Objetivos Específicos

1. Definir el modelo estructural para el tope y base del yacimiento C-70 y a nivel de las discordancias del Eoceno y Paleoceno en el área VLA 31, mediante la interpretación de 32 Km² de sísmica 3D.
2. Realizar el modelado sísmico 2D del yacimiento C-70 a lo largo de una sección representativa, que contiene suficiente información de pozo, con la finalidad de determinar las propiedades petrofísicas que influyen en el yacimiento.
3. Extraer los atributos sísmicos entre tope y base del yacimiento C-70.
4. Realizar gráficos cruzados de cada una de las propiedades petrofísicas contra los atributos determinados en el yacimiento.
5. Generar mapas de pseudo propiedades correspondientes al yacimiento C-70 utilizando información del modelado y las mejores correlaciones sísmica-pozo, con el fin de obtener patrones de distribución areal.
6. Proponer posibles zonas prospectivas con base en la información de los mapas de pseudo propiedades y el marco estructural definido.

I.3.- Ubicación del área de estudio

El área de estudio se ubica en la parte central del Lago de Maracaibo, Edo. Zulia, en el flanco oeste de la Falla Icotea, Bloque I, en el área VLA 31, (Figura N° 1). Ocupa una extensión aproximada de 20.5 Km², limitada por las siguientes coordenadas UTM:

Máximo Norte 1123663 m

Máximo Este 221198 m

Mínimo Norte 1117050 m

Mínimo Este 215719 m

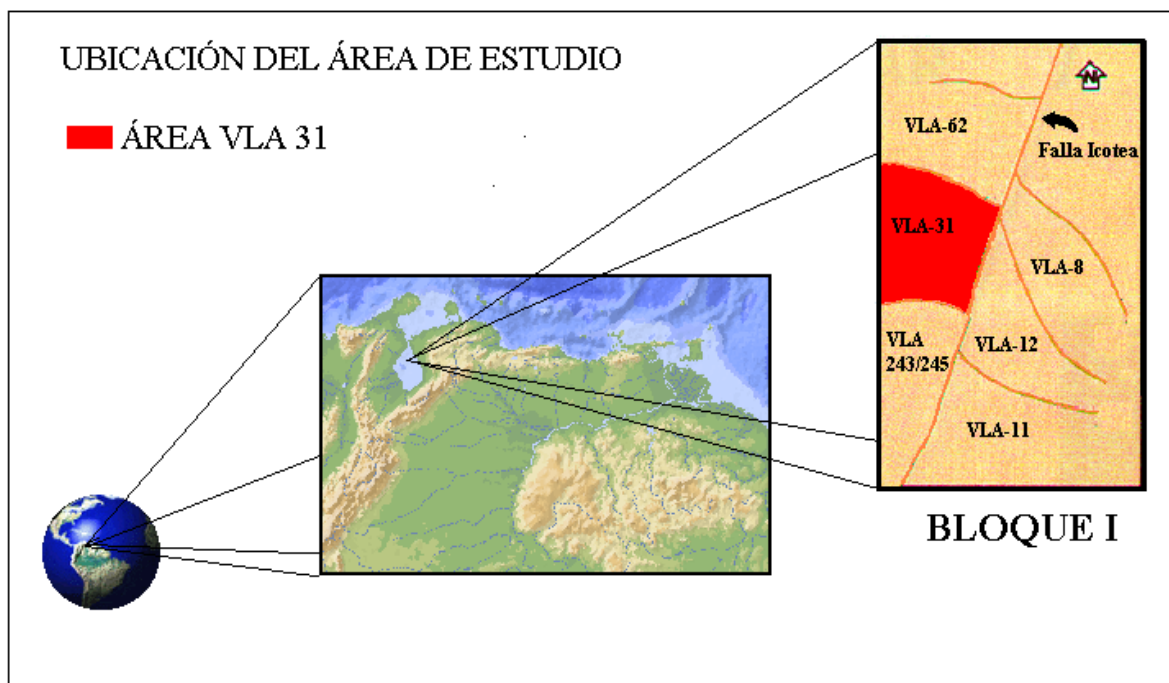


Figura N° 1: Ubicación del área de estudio. Editado del Atlas Práctico de Venezuela (1999).

I.4.- Historia de Producción

El yacimiento C-7 es un intervalo productor compuesto por tres Sub-Unidades de flujo C-70, C-72, C-74. En este yacimiento comenzó la producción en el año 1957 y alcanzó su máxima tasa de producción para diciembre de 1968 con 7000 BPPD, mediante seis pozos completados para la fecha. Luego su potencial de producción comenzó a declinar hasta alcanzar una tasa de 1500 BPPD en 1970. Posteriormente, se incrementa la producción de petróleo con la perforación de tres pozos nuevos, pero ésta declina nuevamente a finales 1987, para mantener una tasa constante de 1000 BPPD por un periodo de cuatro años.

Aunque a mediados de 1993 la producción alcanza el nivel más alto (3000 BPPD), después de 1968, con la incorporación de cinco pozos en el área, nuevamente disminuye a 1000 BPPD debido al cierre de un pozo en 1994. Se mantiene en 2000 BPPD (1995) y sufre una nueva disminución (920 BPPD) en 1996.

Actualmente el yacimiento produce 1400 BPPD a través de siete pozos activos en el área.

La producción acumulada a partir de 21 pozos completados para febrero del 2000 ha sido de 33.77 MMBN de petróleo, con 32.19 MMMPCN de gas y 14.43 MMBls de agua.

Se ha estimado un POES de 189 MMBls, unas reservas recuperables de 85 MMBls y un factor de recobro de 34.89%, lo que indica grandes oportunidades de seguir explotando el yacimiento. La gravedad del crudo es de 30.5 °API.

Cabe destacar que la unidad C-7 representa la base de la secuencia eocena, la cual fue depositada durante un importante ciclo retrogradacional seguido de un ciclo progradacional y está caracterizada por areniscas masivas que predominan sobre intercalaciones de limolitas y lutitas. La relación litológica con predominio de facies arenosas del yacimiento equivale a ambientes de sedimentación que han sido interpretados dentro de sistemas fluvio-deltaicos.

ÍNDICE GENERAL

	Pag.
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	
I.1.- Problema.	2
I.2.- Objetivos y alcances del trabajo.	2
I.3.- Ubicación del área de estudio.	3
I.4.- Historia de Producción.	4
CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO	
II.1.- Evolución Estructural.	6
II.1.1.- Evolución Tectónica de la Cuenca del Lago de Maracaibo.	6
II.1.2.- Marco Estructural del Campo Lama.	13
II.2.- Evolución Estratigráfica.	16
II.2.1.- Estratigrafía de la Cuenca del Lago de Maracaibo.	16
II.2.2.- Marco Estratigráfico del Campo Lama.	28
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO	
III.1.- Modelado Sísmico.	33
III.2.- Trazado de Rayos.	33
III.3.- Inversión Sísmica.	34
III.4.- Ecuación de Gassman.	35
III.5.- Atributos sísmicos.	48
III.5.1.- Atributos de Amplitud.	40
III.5.2.- Atributos Estructurales.	43
III.6.- Coherencia Sísmica.	45
III.7.- Correlaciones entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas.	48
III.7.1.- Regresión Lineal Simple.	49
III.7.2.- Regresión Lineal Múltiple.	52

CAPÍTULO IV. PARÁMETROS DEL LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D

IV.1.- Levantamiento sísmico Bloque I 3D.	54
IV.2.- Procesamiento sísmico Bloque I 3D.	54

CAPÍTULO V. METODOLOGÍA

V.1.- Interpretación Sísmica.	59
V.1.1.- Resolución sísmica.	59
V.1.2.- Generación de Sismogramas Sintéticos.	62
V.1.3.- Correlación sísmica.	66
V.1.4.- Interpretación sísmica estructural.	69
V.1.4.1.- Interpretación de horizontes.	69
V.1.4.2.- Interpretación de fallas.	71
V.1.4.3.- Conversión a profundidad.	77
V.2.- Estimación de pseudo-propiedades.	82
V.2.1.- Datos Petrofísicos.	82
V.2.2.- Análisis de Sensibilidad Sísmica.	86
V.2.2.1.- Definición del Modelo Inicial.	86
V.2.2.2.- Generación de modelos variando parámetros petrofísicos.	98
V.2.2.3.- Generación de atributos sísmicos en los modelos.	101
V.2.2.4.- Estimación de sensibilidad.	102
V.2.3.- Generación de Atributos Sísmicos.	104
V.2.4.- Correlación entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos.	106
V.2.4.1.- Correlación Atributo-Propiedad.	107
V.2.4.2.- Correlación Multiatributo-Propiedad.	109
V.2.5.- Mapas de pseudo-propiedades.	112

CAPITULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS	
VI.1.- Mapas Estructurales en Profundidad.	124
VI.2.- Evolución Estructural.	125
VI.3.- Análisis de Sensibilidad y Mapas de Pseudo Propiedades.	126
CONCLUSIONES	130
RECOMENDACIONES	132
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	133

Lista de Figuras

Fig. N°		Pag.
1	Ubicación del área de estudio.	3
2	Ubicación de la Cuenca del Lago de Maracaibo con sus rasgos estructurales más importantes.	7
3	Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela.	8
4	Configuración Tectónica en el Paleoceno – Eoceno.	10
5	Generación de cuencas extensionales asociadas a transcurrancia al sur del límite entre placas del Caribe y Suramericana durante el Eoceno Tardío.	11
6	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, evolución de la cuenca antepaís, desarrollo de surcos.	12
7	Corte Estructural NW-SE a través de la Cuenca de Maracaibo.	13
8	Ubicación del Campo Lama.	14
9	Esquema de la Falla Icotea.	14
10	Sección Estructural del Campo Lama.	16
11	Distribución geográfica de la Formación La Quinta.	16
12	Distribución geográfica de la Formación Río Negro.	17
13	Distribución geográfica de la Formación Apón.	18
14	Distribución geográfica de la Formación Lisure.	19
15	Distribución geográfica de la Formación Maraca.	19
16	Distribución geográfica de la Formación La Luna.	20
17	Distribución geográfica de la Formación Colón.	20
18	Distribución geográfica del Miembro Socuy.	21
19	Distribución geográfica de la Formación Mito Juan.	21
20	Distribución geográfica de la Formación Guasare.	22

21	Distribución geográfica de la Formación Misoa.	23
22	Distribución geográfica de la Formación Paují.	23
23	Distribución geográfica de la Formación Icotea.	24
24	Distribución geográfica de la Formación La Rosa.	25
25	Distribución geográfica de la Formación Lagunillas.	26
26	Distribución geográfica de la Formación La Puerta.	27
27	Distribución geográfica de la Formación El Milagro.	28
28	Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo.	29
29	Columna Estratigráfica del Campo Lama.	30
30	Perfil tipo del Campo Lama.	31
31	Clasificación de los tipos de Atributos Sísmicos.	39
32	Espesor Total de Amplitud.	41
33	Cálculo del atributo estructural azimuth.	44
34	Cálculo del atributo estructural Edge.	45
35	Combinaciones de las mediciones para determinar la medida de la coherencia 3D.	46
36	Clasificación de las técnicas de correlación.	49
37	Aproximación a tres puntos.	50
38	Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 515.	60
39	Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 730.	60
40	Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 745.	61
41	Espectro de Fase para la sección eocena del pozo VLA 745.	63
42	Sismograma sintético del pozo VLA 745.	64
43	Sección arbitraria NO-SE que muestra sismograma sintético del pozo VLA 745.	65
44	Sección estructural entre los pozos VLA-861, VLA-745, VLA-515, VLA-469 y VLA-901.	67

45	Sección estructural entre los pozos VLA-861, VLA-745, VLA-515, VLA-469 y VLA-901.	68
46	Sección sísmica NW-SE correspondiente a la línea 99, mostrando horizontes interpretados en el área.	69
47	Mapa en tiempo del horizonte asociado a la Discordancia del Eoceno.	70
48	Mapa en tiempo interpolado para el horizonte asociado a la Discordancia del Eoceno.	70
49	Cubo de coherencia utilizado para la interpretación de las fallas.	72
50	Mapa del atributo sísmico Edge Detection de la Discordancia del Eoceno.	73
51	Mapa del atributo sísmico Edge Detection de la Discordancia del Eoceno con fallas interpretadas.	73
52	Línea sísmica 75. Dirección NOO-SEE. Muestra las fallas interpretadas.	74
53	Línea sísmica 160. Dirección NOO-SEE. Muestra las fallas Interpretadas.	75
54	Taza sísmica 185. Dirección NNE-SSO. Muestra las fallas Interpretadas.	76
55	Taza sísmica 300. Dirección NNE-SSO. Muestra las fallas Interpretadas.	76
56	Mapa Estructural en profundidad de la Discordancia del Eoceno	78
57	Mapa Estructural en profundidad del Tope C-70.	79
58	Mapa Estructural en profundidad del Tope C-72.	80
59	Mapa Estructural en profundidad de la Discordancia del Paleoceno.	81
60	Histograma para el espesor de ANT.	83
61	Histograma para el espesor de ANP.	83
62	Histograma para los valores de porosidad (PHI).	83

63	Histograma para los valores de Saturación de agua (S_w).	83
64	Histograma para los valores de Saturación de petróleo (S_o).	84
65	Histograma para los valores de Espesor.	84
66	Histograma para los valores de “net to gross”.	84
67	Histograma para los valores de Espesor después de ser editados.	84
68	Distribución de los pozos con datos petrofísicos dentro del área de interés a nivel del yacimiento C-70.	85
69	Vista de planta: Traza sísmica elegida para generar el modelo.	87
70	Flujograma de la metodología utilizada en la obtención del modelo.	88
71	Traza sísmica 310 con horizontes y pozos utilizados en la inversión.	89
72	Ondícula extraída del pozo VLA 515.	90
73	Ondícula extraída del pozo VLA 745.	90
74	Sismograma sintético para el pozo VLA 515.	91
75	Sección de velocidades extraída de los valores de impedancia acústica.	92
76	Traza 310, Sísmica Real.	93
77	Traza 310, Sísmica Sintética obtenida al utilizar la ondícula del pozo VLA 745.	94
78	Error obtenido al estimar la traza sintética utilizando la ondícula del pozo VLA-745	94
79	Capas utilizadas para generar el modelo.	95
80	Conversión a profundidad de los topes utilizados en el modelo.	96
81	Trazado de Rayos.	97
82	Figura N° 82: Sección Sintética del yacimiento C-70.	98
83	Valores del atributo “Amplitud Promedio” para la traza sísmica 310 extraídos del intervalo C-70.	103
84	Mapa del atributo “espesor total de amplitud en milisegundos”.	104
85	Mapa del atributo “amplitud por altura”.	104

86	Mapa del atributo “amplitud promedio”.	105
87	Mapa del atributo “amplitud máxima positiva”.	105
88	Mapa del atributo “amplitud máxima negativa”.	105
89	Mapa del atributo “amplitud máxima absoluta”.	105
90	Mapa del atributo “amplitud promedio absoluta”.	105
91	Mapa del atributo “amplitud RMS”.	105
92	Mapa filtrado del atributo “amplitud promedio”.	106
93	Relación valor real de arena neta contra valor estimado sin cross-validación.	112
94	Relación valor real de arena neta contra valor estimado con cross-validación.	112
95	Relación valor real de porosidad contra valor estimado sin cross-validación.	113
96	Relación valor real de porosidad contra valor estimado con cross-validación.	113
97	Relación valor real de net to gros contra valor estimado sin cross-validación.	113
98	Relación valor real de “net to gros” contra valor estimado con cross-validación.	114
99	Relación valor real de espesor contra valor estimado sin cross-validación.	114
100	Relación valor real de espesor contra valor estimado con cross-validación.	114
101	Mapa de pseudo-arena neta total para el yacimiento C-70 señalando zona con valores altos.	117
102	Mapa de pseudo-porosidad para el yacimiento C-70 señalando zona con valores altos.	118

103	Mapa de pseudo-net to gros para el yacimiento C-70 señalando zona con valores altos.	119
104	Mapa de pseudo-espesor para el yacimiento C-70 señalando zona con valores altos.	120
105-A	Mapas de pseudo-propiedades obtenidos del estudio. Vista desde el Suroeste.	121
105-B	Mapas de pseudo-propiedades obtenidos del estudio. Vista desde el Norte.	121
106	Mapa Estructural en profundidad del Tope C-70 señalando las zonas con valores altos identificadas en los mapas de pseudo propiedades.	122

Lista de Tablas

Tabla N°		Pag.
1	Parámetros de Adquisición.	57
2	Resultados del cálculo de Resolución Sísmica Vertical.	61
3	Funciones matemáticas obtenidas de la relación tiempo sísmico – profundidad de horizontes.	77
4	Datos Petrofísicos.	82
5	Valores de velocidad y densidad utilizados para generar el modelo inicial.	96
6	Propiedades petrofísicas utilizadas en los pozos para generar el modelo inicial.	99
7	Valores de espesor en tiempo utilizados para generar el modelo inicial.	99
8	Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 1.	99
9	Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 2.	100
10	Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 3.	100
11	Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 4.	100
12	Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 5.	101
13	Coeficientes de correlación entre el modelo inicial y cada uno de los modelos generados.	102
14	Coeficiente de correlación (R) entre el valor petrofísico y el valor del atributo en el pozo.	107
15	Tabla estadística. Valores críticos por coeficiente de correlación.	108
16	Coeficiente de correlación (R) entre los diferentes atributos.	109
17	Coeficiente de correlación (R) entre el valor petrofísico y el valor del Multiatributo en el pozo.	111
18	Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-ant.	115
19	Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-phi.	115

20	Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-net to gross.	115
21	Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-espesor.	116

II.1.- Evolución Estructural

II.1.1.- Evolución Tectónica de la Cuenca del Lago de Maracaibo

La Cuenca del Lago de Maracaibo ubicada al noroeste de Venezuela, abarca una depresión tectónica aproximada de 52000 Km² y se encuentra limitada por:

El Piedemonte de la Sierra de Perijá al noroeste, el flanco occidental de los Andes Venezolanos al este, la falla de Boconó al sureste, y al norte, la falla de Oca, de carácter transcurrente y componente dextral.

En la Figura N° 2 se muestra la ubicación de la Cuenca del Lago de Maracaibo con sus rasgos estructurales más importantes.

Los principales eventos tectónicos, ocurridos entre el Triásico y el Reciente en el Norte de Venezuela se describen a continuación.

II.1.1.1.-Triásico – Jurásico

Se produce el fracturamiento de Pangea que afecta a toda la corteza terrestre. Su evidencia en Venezuela está representada por un rift, con centro al Noroeste de la cuenca de Maracaibo, manifestando estructuras asociadas: horst, grabenes, y semigrabenos de orientación NNE. También se depositaron sedimentos continentales y volcanoclásticos, que caracterizan a la Formación La Quinta. (Lugo, 1991).

II.1.1.2.-Cretáceo

La cuenca venía experimentando una subsidencia exponencial desde el Jurásico. Pero durante el Cretáceo se produce una estabilización de tal proceso y ocurre una depositación carbonática en un margen pasivo tipo atlántico, correspondiente en la actualidad a la Formación Río Negro. (Lugo, 1991).

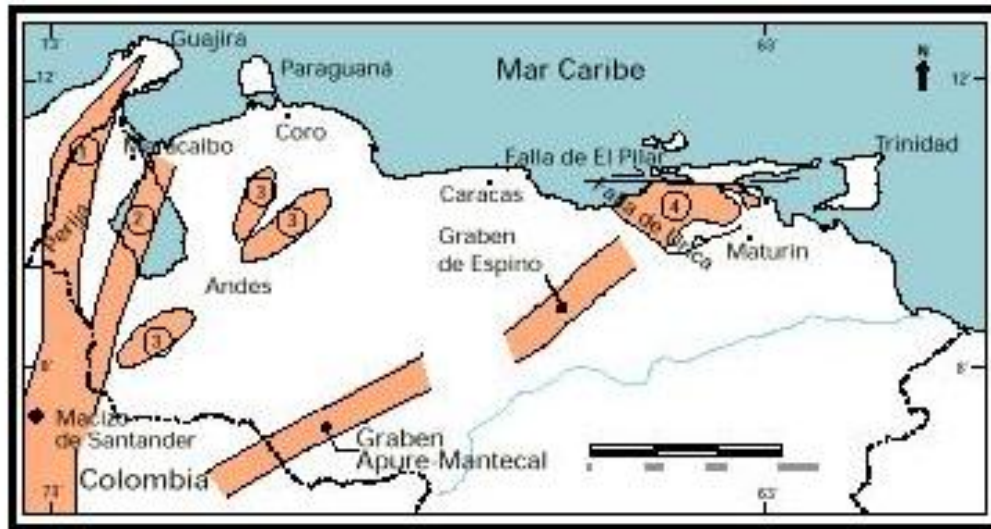


Figura N° 3: Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, mostrando que las mismas se encuentran aflorando en la Sierra de Perijá (1), Cuenca de Maracaibo (2), Los Andes (3), Barinas Apure y Serranía del Interior (4). (WEC, Schlumberger, 1997).

En el Cretáceo tardío el principal evento tectónico es la inversión en la polaridad de la subducción en América Central, asociada a que la corteza anómala Caribe alcanza la zona de subducción. Posterior a la inversión ocurre la colisión entre la Plataforma de las Bahamas y la Placa del Caribe, así como la transpresión en el norte de Venezuela, iniciándose así la sedimentación flysh en el noroeste de Suramérica. (Ostos,1990).

Ostos (op. cit) menciona que en el Santoniense – Campaniense el arco de Islas del Caribe colisionó contra el complejo de Sebastopol afectando a la esquina NO de Suramérica en los siguientes aspectos: (1) Los terrenos al Norte (Islas Venezolanas, Plataforma Venezolana, terrenos de la Cordillera de la Costa – Margarita, la Cordillera de la Costa) se emplazan hacia el sur. (2) Comienza un ciclo regresivo en la Cuenca de Maracaibo causado por el paso de un margen pasivo a un margen activo y (3) La esquina NO de Suramérica es afectada por la transpresión que inició el transporte de los terrenos al norte de Venezuela (alóctono).

Audemard (1991) señala que el carácter transgresivo causado por los efectos de la eustacia y subsidencia finaliza con una etapa regresiva, durante la cual se deposita la Formación Colón. Lugo y Mann (1993) acotan que la presencia del Arco de Mérida apenas emergido, durante el Cretáceo controla la distribución de las unidades carbonáticas y clásticas que se adelgazan hacia los flancos de dicho alto.

Hacia el final del Cretáceo (Audemard, op. cit) se producen eventos orogénicos en Colombia, asociados a la interacción del margen sur de la Placa Caribe con el borde sureste de la Placa Suramericana.

II.1.1.3.-Paleoceno – Eoceno

Durante el Paleoceno-Eoceno inferior la colisión con el arco de Las Bahamas, generada por el comienzo del movimiento relativo en dirección Este de la Placa Caribe, genera una rotación en sentido horario del terreno transpresional de Venezuela (Arco de Tiara, Complejo de Sebastopol, Faja de Villa de Cura, Cinturón Caucahua – El Tinaco, Ofiolitas de Siquisique) ubicándose justo al Norte de la Cuenca de Maracaibo. (Ostos, 1990)

Un foredeep del Cretáceo tardío o terciario evolucionó desde una subducción tipo A, la cual avanzó desde el oeste y desde el norte a través del norte de Venezuela, y fue el resultado de la interacción de la colisión de las Placas del Pacífico, la del Caribe y la preponderante Placa de Suramérica. El pico de deformación ocurre a finales del Eoceno medio, periodo en el cual la cuenca vascula, cambiando su depocentro original, provocando esto aumento y disminución de espesores en las consecuentes depositaciones.

Meléndez, et. al (1996) describen uno de los eventos más importantes del Paleoceno tardío – Eoceno en Venezuela: el emplazamiento de las napas de Lara. Este evento es responsable de la presencia de tres patrones estructurales:

1. Una antefosa en Zulia Oriental y Nororiental
2. Reactivación de la Flexura o alto Periférico (peripheral bulge) en la zona central de la cuenca.
3. Fallas normales con buzamiento hacia el NNE y fallas preexistentes reactivadas, entre las cuales destacan las de Tigre/Cachirí, La Paz, Urdaneta Oeste, Urdaneta, Icotea, Pueblo Viejo y Begote.

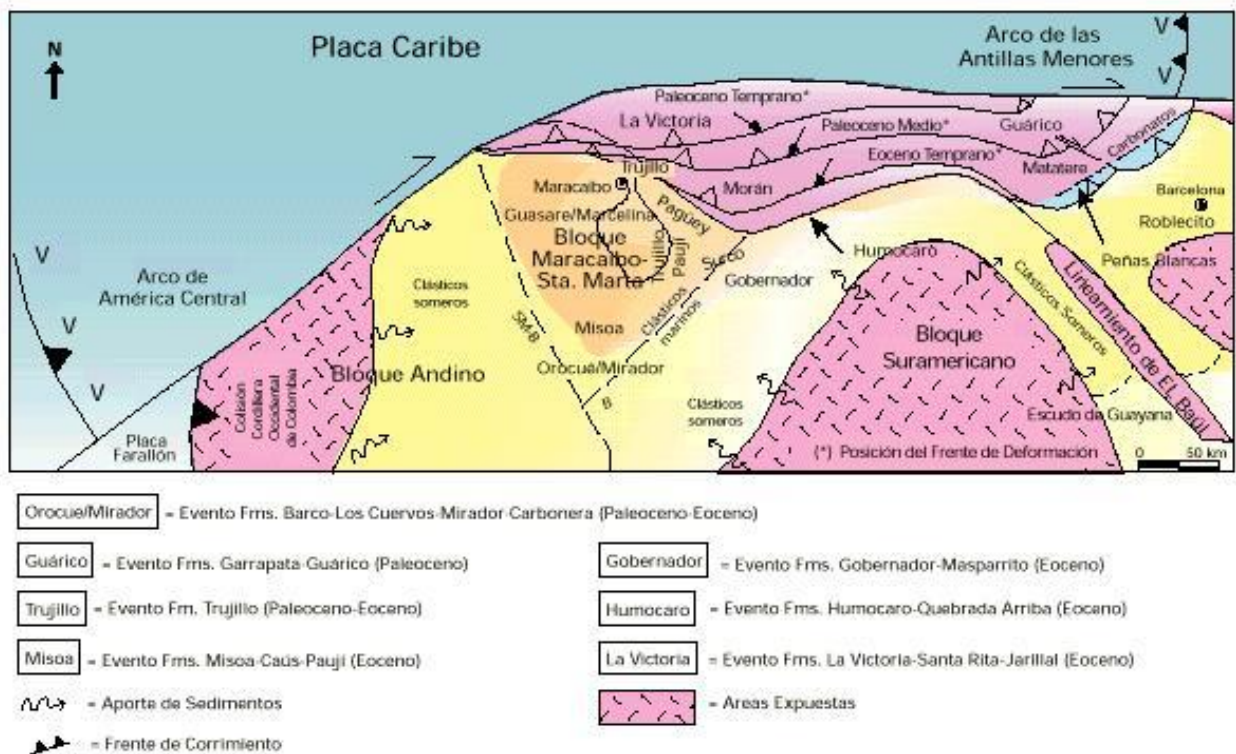


Figura N° 4: Configuración Tectónica en el Paleoceno – Eoceno.
(WEC, Schlumberger, 1997).

II.1.1.4.-Eoceno Tardío – Oligoceno

En este periodo se genera el levantamiento de la Sierra de Perijá. El sistema de esfuerzos que actúa sobre dicha estructura también ejerce influencia sobre el Lago de Maracaibo, con lo cual se obtiene un estilo estructural que se encuentra

definido por fallas extensionales con orientación NO, y a estructuras compresionales con extensión NE.

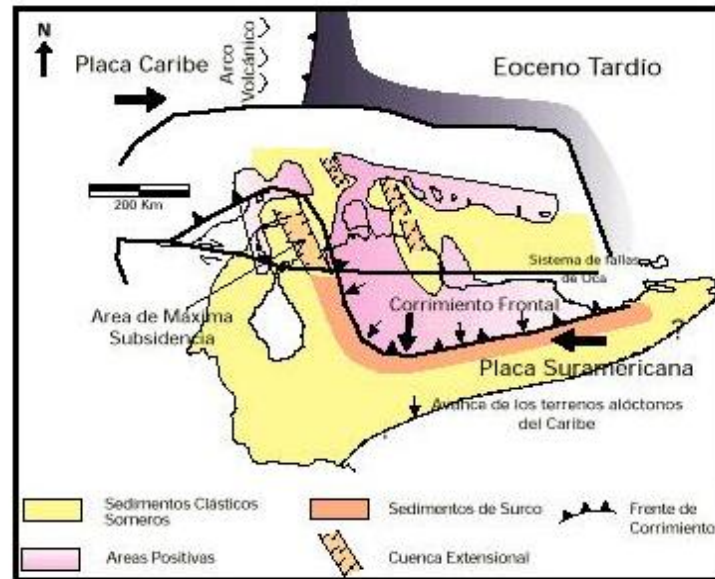


Figura N° 5: Generación de Cuencas extensionales asociadas a transcurrencia al sur del límite entre placas del Caribe y Suramericana durante el Eoceno Tardío. (WEC, Schlumberger, 1997).

II.1.1.5.-Oligoceno – Mioceno

En este período se mantiene el avance hacia el este de la Sierra de Perijá, al tiempo que el macizo de Santander se levanta. Al norte y este de la falla de Oca se formó una serie de semigraben desde un sistema de levantamiento dextral escalonado de fallas de cizallamiento superpuestas sobre el cinturón de pliegues del Caribe interno (Falcón), (Audemard, 1991).

Lugo (1991) menciona que el levantamiento de Los Andes y Perijá es una consecuencia de la subducción de la Placa Caribe y Nazca. El depocentro migró de oeste a suroeste y posee su frente de corrimientos al suroeste. Durante el Mioceno Medio el principal levantamiento tuvo lugar en la Sierra de Perijá.

Ostos (1990), refiere el desplazamiento del bloque de Santa Marta – Maracaibo hacia el Norte por las fallas de Boconó y Santa Marta.

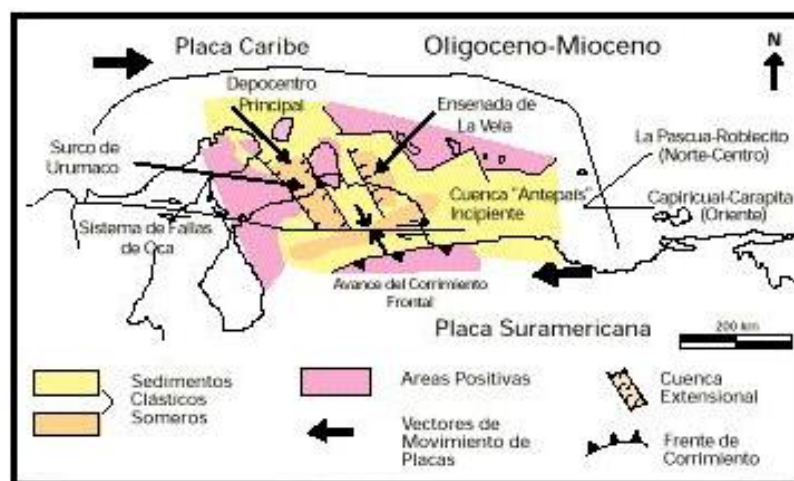


Figura N° 6: Máximo desarrollo del Pull-Apart del Estado Falcón y generación de extensas áreas positivas en la cuenca de Maracaibo y norte de Falcón hacia el Sur y Este, evolución de la Cuenca antepaís, desarrollo de Surcos como los de las Formaciones La Pascua – Roblecito (Eoceno Tardío – Oligoceno) y Carapita – Capricual (Mioceno – Temprano). (WEC, Schlumberger, 1997).

II.1.1.6.-Mioceno Tardío – Plioceno

Los Andes Venezolanos vergentes al NO emergieron como la principal estructura durante el Mioceno-Plioceno, y estuvieron probablemente asociados con un despegue más profundo que el relacionado con el alto de Perijá.

Los Andes sustituyeron a Perijá como la mayor fuente de sedimentos, y separaron al foredeep en dos subcuencas, la cuenca de Maracaibo al norte y la cuenca de Barinas-Apure al sur. Contemporáneo a la deformación de Los Andes se evidencian dos fases de inversión que afectan las estructuras de Falcón transtensional que son responsables de la configuración actual del anticlinorio del área.

En el Mio - Plioceno ocurre una nueva fase de deformación tectónica compresiva, con orientación muy similar a la fase compresiva del Eoceno Superior. De lo anterior puede deducirse que la compresión y transcurrancia son los estilos tectónicos sobresalientes en el Terciario y Cuaternario en la cuenca del Lago de Maracaibo.

A continuación se muestra un corte esquemático que atraviesa la Cuenca del Lago de Maracaibo e ilustra los principales estilos estructurales mencionados.

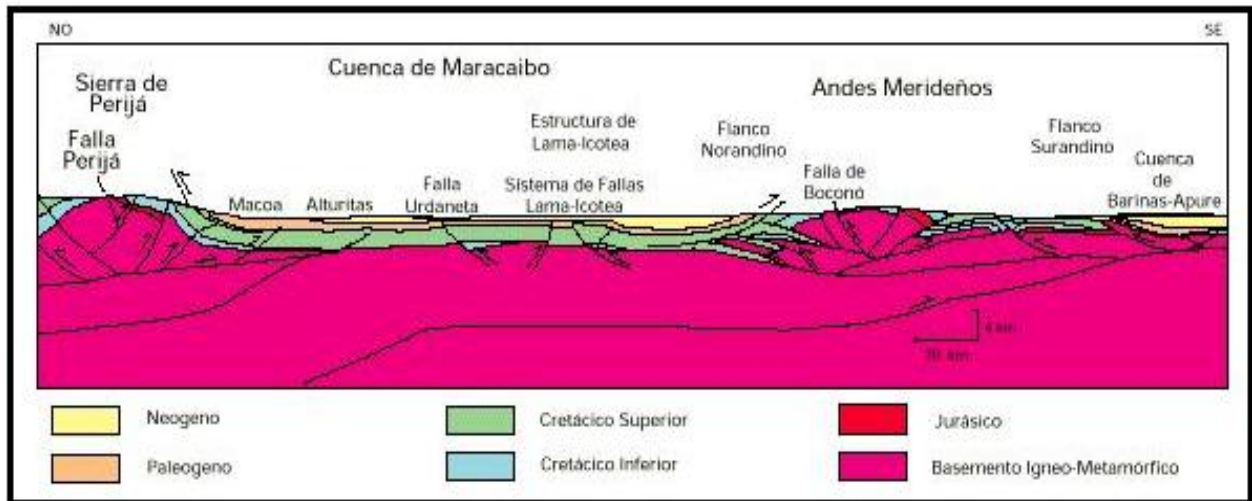


Figura N° 7: Corte Estructural NW-SE a través de la Cuenca de Maracaibo desde los Andes Merideños hasta la Sierra de Perijá. (WEC, Schlumberger, 1997).

II.1.2.- Marco Estructural del Campo Lama

El área de estudio corresponde a un yacimiento que se encuentra dentro de los límites del Campo Lama ubicado en el centro del Lago de Maracaibo. Figura N° 8.

En los alineamientos fallados en la parte central de la Cuenca de Maracaibo, desempeñan un papel importante los levantamientos anticlinales y grandes fallas trancurrentes.

El Alto de Icotea está definido como un levantamiento de rumbo noreste-suroeste con declive doble al norte y al sur, cortado en su cima por la Falla de Icotea.

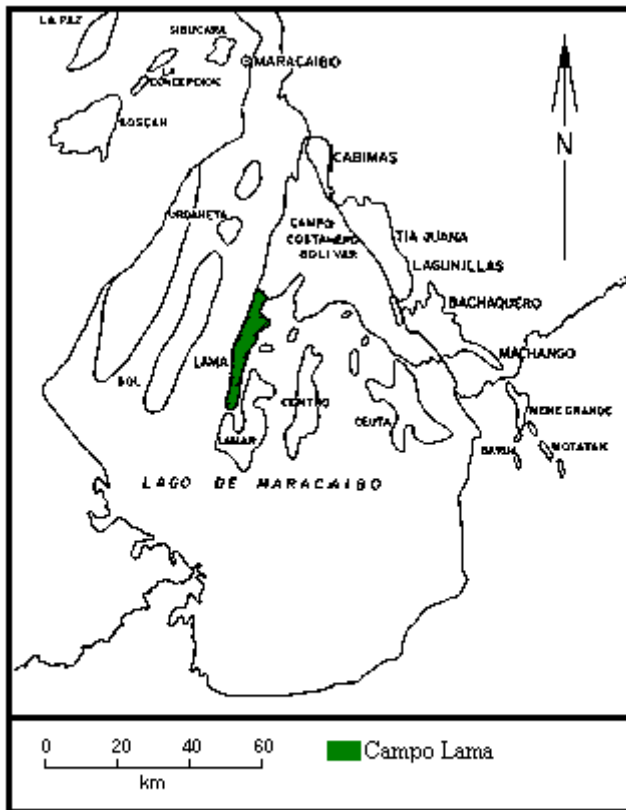


Figura N° 8: Ubicación del Campo Lama.
Léxico Estratigráfico de
Venezuela 1999.

Los esfuerzos tensionales que se presentaron en los bordes de las placas tectónicas desde el Jurásico hasta el Paleoceno y Eoceno dieron lugar en la región del Lago de Maracaibo a una serie de fallas normales, generalmente de rumbo NE-SO. Posteriores esfuerzos compresionales ocasionaron una inversión estructural, transcurrencia y efectos rotacionales, como es el caso de la Falla de Icotea. Figura N° 9. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999) .

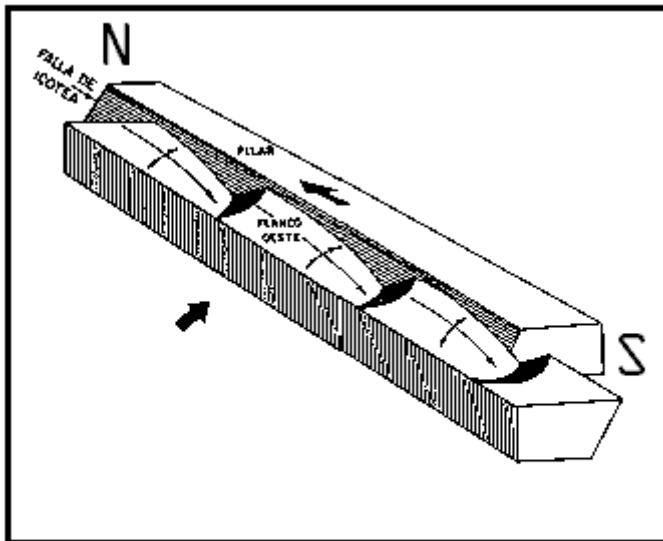


Figura N° 9: Esquema de la Falla Icotea. Fuente L.
L Delgado (1985). Léxico Estratigráfico de
Venezuela 1999.

La Falla de Icotea es realmente un sistema complejo de fallamiento transcurrente sinistral que atraviesa el Lago de Maracaibo en dirección noreste-suroeste con una longitud de más de 150 kilómetros y un desplazamiento horizontal de 16 kilómetros, desde Punta Icotea (Cabimas) hasta las bocas del Río Catatumbo, donde se ramifica y

pierde sus características. La Falla Icotea frecuentemente da lugar, por trituración, a una cuña hundida. El plano de falla es muy inclinado, con desplazamiento

rotacional de 1.000 o 1.500 pies al oeste en la dirección norte y de 1.600 pies hacia el este en el sector sur. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

El sistema de Icotea se combina con otras fracturas longitudinales subparalelas, y se encuentra afectado por el sistema de fallas transversales característico de toda el área central del Lago. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

En el Campo Lama la Falla de Icotea, asociada con otra falla noreste situada cinco kilómetros al este y denominada Falla Límite Oriental, origina un pilar tectónico que divide el campo en tres bloques. En el Bloque Este las capas buzan en alto ángulo hacia el este; mientras que en los otros dos bloques, el buzamiento ocurre hacia el oeste, pronunciado en el Bloque Central y suave en el Bloque Oeste. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

En la zona norte-central del campo se reconocen en el flanco oeste varias estructuras hemidómicas contra la Falla de Icotea, desarrolladas con mayor frecuencia entre fallas transversales. En el suroeste del mismo flanco se encuentra una elevación anticlinal contra la falla, con longitud de unos 13 kilómetros y un cierre estructural de 1.000 pies hasta el contacto agua-petróleo. Las calizas cretácicas presentan igualmente dos culminaciones principales, una en el sector noreste y otro en el área suroeste. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

Las formaciones miocenas, sobre la discordancia del Eoceno, muestran plegamiento suave, una nariz estructural con declive sur que buza 2-3° que parece ser continuación de la estructura Cabimas-Lagunillas. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1999).

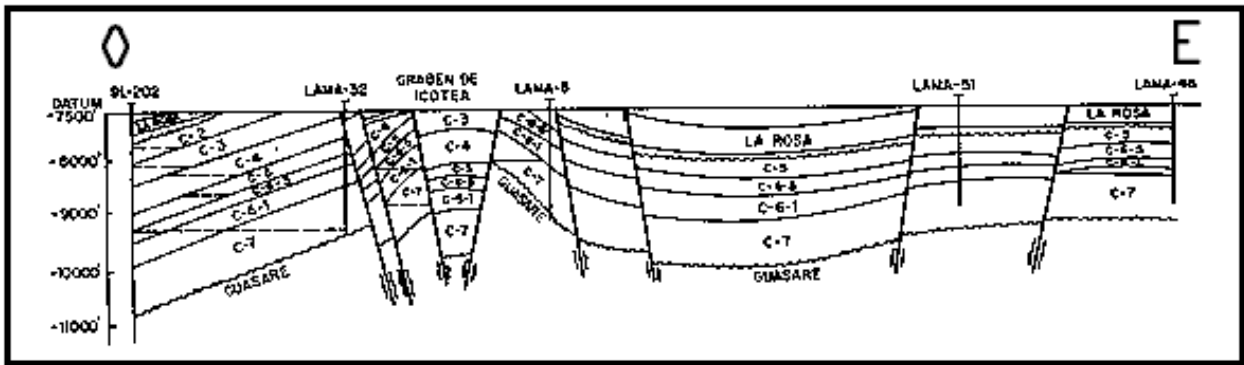


Figura N° 10: Sección Estructural del Campo Lama. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

II.2.- Evolución Estratigráfica

II.2.1.- Estratigrafía de la Cuenca del Lago de Maracaibo

II.2.1.1.- Jurásico

Formación La Quinta

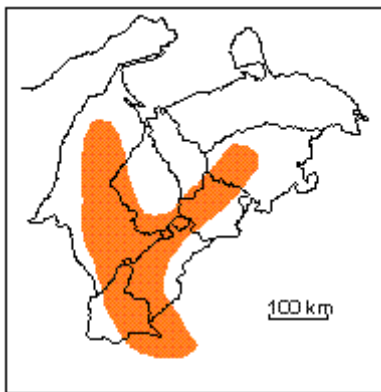


Figura N° 11: Distribución geográfica de la Formación La Quinta. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Schubert et al. (1979) describen la Formación La Quinta como tres intervalos: uno inferior, compuesto por una capa de toba vítrea de color violeta, uno medio, formado por una secuencia interestratificada de toba, arenisca gruesa y conglomerática, limolita y algunas capas delgadas de caliza, de color verde, blanquesino, gris o violeta y un intervalo superior, formado por limolita y arenisca, intercaladas con algún material tobáceo, de color rojo ladrillo y marrón oscuro.

De acuerdo con el contenido fosilífero, la Formación La Quinta se considera de edad Jurásico.(Schubert, 1986).

Con base en las estructuras sedimentarias, litología y distribución de las rocas piroclásticas, se puede postular que la secuencia de limolitas de la Formación La Quinta, se originó en una planicie aluvial. En los intervalos inferior y medio, la presencia de toba y conglomerado, indica levantamiento tectónico, un aumento en

el gradiente, y una deposición de sedimentos mixtos (gruesos y finos), bajo un clima árido o semiárido.

Odreman y Ghosh (1980) concluyeron que la secuencia no-roja de la Formación La Quinta se puede interpretar como un evento de progradación sedimentaria, con depósitos de laguna dulce en su parte inferior. Según este modelo, las capas rojas representan una facies marginal dentro de la cuenca.

II.2.1.2.- Cretáceo

Formación Río Negro

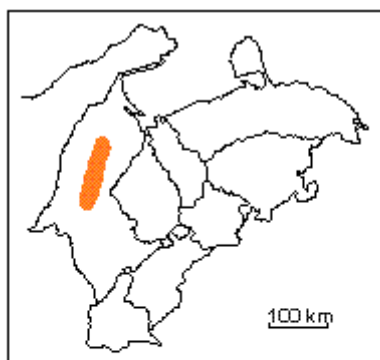


Figura N° 12: Distribución geográfica de la Formación Río Negro. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Las características litológicas predominantes de la Formación Río Negro son areniscas blancas, generalmente de grano grueso, conglomerados heterogéneos; arcillas y lutitas variables, típicamente en tonos brillantes de amarillo, rojo y morado. Las areniscas varían desde muy cuarzosas a muy feldespáticas (Van Andel, 1958).

En base a sus relaciones de campo, y a la flora y fauna determinadas, la edad de la formación se considera Neocomiense-Barremiense (Kiser, 1989.)

Los ambientes de sedimentación de la Formación Río Negro son variables: La secuencia calcárea-lutácea y yesífera se depositó en un ambiente de lagunas costaneras, llanuras de marea o albuferas. La secuencia de areniscas con estratificación cruzada, se depositó en un ambiente deltáico a marino costero; y la secuencia de conglomerados y areniscas conglomeráticas, en un ambiente deltáico (L.E.V., 1999).

Grupo Cogollo

Su litología es variada. De base a tope se caracteriza por calizas densas, fosilíferas, con cantidades subordinadas de lutitas oscuras y pocas arenas calcáreas. (L.E.V., 1999).

La edad del Grupo Cogollo está comprendida en la base, desde el Aptiense temprano (aunque no se descarta la posibilidad de que llegue al Barremiense), hasta la base de la Formación la Luna, la cual, por ser diacrónica (Bartok et al., 1981), va del Albiense al Cenomaniense.

Bartok et al. (op. cit), consideran tres ambientes sedimentarios: deltáico, plataforma interna marina restringida y plataforma externa marina abierta.

Formación Apón

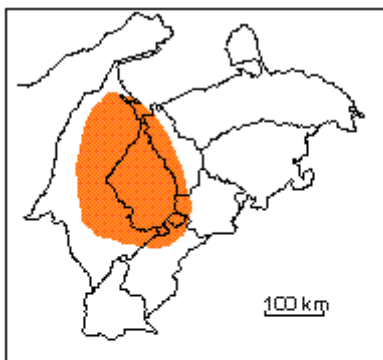


Figura N° 13: Distribución geográfica de la Formación Apón. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

La unidad basal (Miembro Tibú) consiste en calizas gruesamente estratificadas, gris claro, gris y gris azulado. El Miembro Guáimaro es un intervalo de lutitas dolomitizadas y lentes de limolita; se han encontrado concreciones tipo La Luna, dentro de este intervalo. El Miembro Machiques constituye un horizonte guía con calizas nodulares, a veces muy bituminosas, de color oscuro y lutitas ricas en foraminíferos pelágicos. El Miembro Superior (Piché) posee una gran proporción de calizas fosilíferas tipo packstone, con abundantes restos de moluscos muy recrystalizados (L.E.V., 1999).

Según Kiser (1997) la edad indicada por la flora es Aptiense-Albiense.

León (1975) considera que la Formación Apón representa una sedimentación masiva de plataforma costera externa. Bartok et al. (op. cit) le da a Cogollo inferior (Apón) un ambiente protegido, restringido, de aguas marinas llanas, de baja energía, con desarrollo de algunas barras costeras.

Formación Lisure

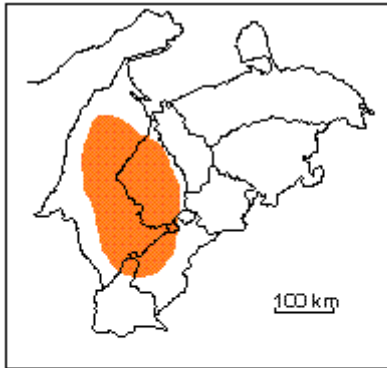


Figura N° 14: Distribución geográfica de la Formación Lisure. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Consiste en areniscas glauconíticas de grano medio a fino, de color gris azulado a gris verdoso, calizas arenosas glaucoínticas laminadas, areniscas micáceas que alternan con lutitas arenoso-arcillosas de color gris azulado, calizas glauconíticas y algunas calizas lutíticas (L.E.V., 1999).

Sutton (1946) asigna a la Formación Lisure al Cenomaniense. Rod y Maync (1954) creen que sea de edad Albiense Medio Tardío y Renz (1977) le da una edad Albiense Tardío.

Según León (1975) representa facies de aguas marinas de plataforma costera con profundidades variables. Bartok et al. (1981) interpretan un ambiente marino somero de alta energía hacia el tope.

Formación Maraca

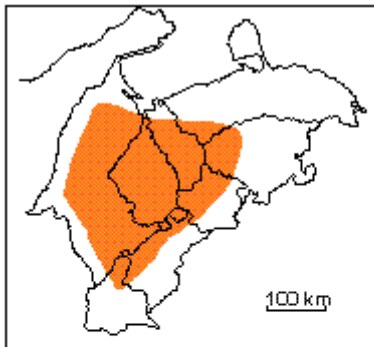


Figura N° 15: Distribución geográfica de la Formación Maraca. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Consiste en pocas areniscas glauconíticas y calcáreas hacia la base y calizas bloclásticas coquinoideas macizas con algunas intercalaciones de capas delgadas de margas y lutitas de color gris y ocre claros. (L.E.V., 1999).

Según Renz (1977) la formación es de edad Albiense tardío inferior.

León (1975) considera que la formación representa una facies de aguas llanas, cercana a la costa. Bartok et al. (1981) interpretan ambientes lagunales a intramarea en la base, que pasa a marino llano hacia el tope.

Formación La Luna

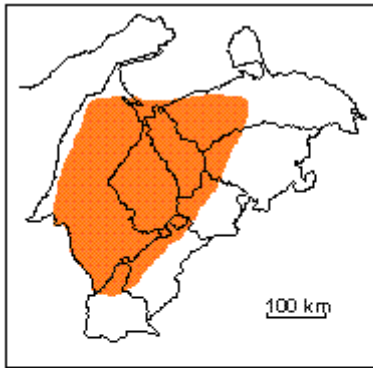


Figura N° 16: Distribución geográfica de la Formación La Luna. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

La Formación La Luna consiste típicamente de calizas y lutitas calcáreas fétidas, con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificadas y laminadas, densas, de color gris oscuro a negro (L.E.V., 1999).

La edad de la formación está comprendida en Cenomaniense a Campaniense (L.E.V., 1999).

La Formación La Luna aparentemente se depositó en un ambiente euxínico de aguas cuya profundidad ha sido objeto de mucha controversia.

Boesi et al (1988) indica profundidades que van de 100 m en el Turoniense hasta aproximadamente 800 m en el Campaniense, y mencionan condiciones euxínicas del Turoniense hasta el Santoniense.

Formación Colón

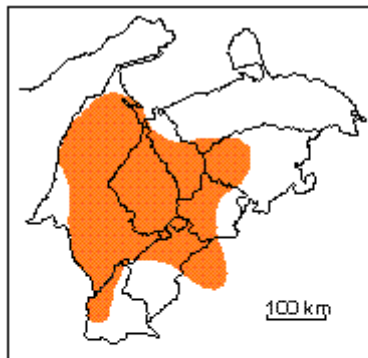


Figura N° 17: Distribución geográfica de la Formación Colón. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

La Formación Colón se caracteriza por lutitas microfósilíferas gris oscuro a negras, macizas, piríticas y ocasionalmente micáceas o glauconíticas, con margas y capas de caliza subordinada. Las lutitas son más arenosas hacia la base y hacia la parte superior (L.E.V., 1999).

La edad de la Formación Colón fue establecida por Cushman y Hedberg (1941) como Cretáceo Tardío, Campaniense a Maastrichtiense Temprano.

González de Juana, et al. (1980) señalan que la formación representa un ambiente marino. Martínez (1989) determina dos intervalos que definen ambientes

de aguas profundas en la parte inferior y media de la unidad y condiciones de aguas poco profundas para la parte superior de la unidad, indicando una marcada regresión.

Miembro Socuy

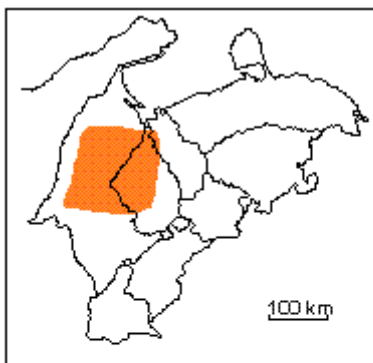


Figura N° 18: Distribución geográfica del Miembro Socuy. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

El Miembro Socuy consta de caliza margosa de colores claros con intercalaciones muy escasas de lutitas y de caliza glauconítica que subyacen a las anteriores (L.E.V., 1999).

La edad del Miembro Socuy fue establecida por Sellier de Civrieux (1952) como Maastrichtiense Temprano o Campaniense Tardío. Martínez (1989) le designa una edad Maastrichtiense.

Sellier de Civrieux (1952) señala que la presencia de un ambiente deposicional de aguas moderadamente profundas, menor de 500 m.

Formación Mito Juan

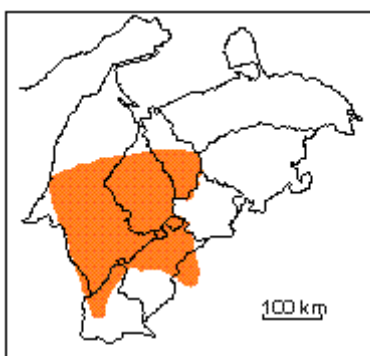


Figura N° 19: Distribución geográfica de la Formación Mito Juan. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

La litología de la Formación Mito Juan se caracteriza por arcillas grises, gris verdosas y negras en las cuales el contenido de limo y arena aumenta en sentido ascendente (L.E.V., 1999).

Sutton (1946) y Key (1960) señalan que el conjunto faunal indica una edad Maastrichtiense superior.

La microfauna indica ambientes de aguas salobres, poco profundas, evidenciando en esta forma el relleno de la cuenca (Sutton, 1946).

II.2.1.3.- Terciario

Formación Guasare

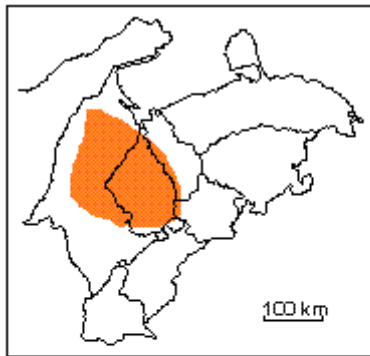


Figura N° 20: Distribución geográfica de la Formación Guasare. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

En los afloramientos de los ríos Guasare, Socuy y Cachirí, la formación consiste en calizas de color gris generalmente glauconíticas, intercaladas con lutitas y limolitas grises a parduscas y areniscas grises, calcáreas y glauconíticas (L.E.V., 1999). En el subsuelo del campo Alturitas, Key (1960) señala que la litología consiste principalmente en lutitas gris oscuro, arenosas, macizas o laminadas, areniscas marrón claro, calcáreas y glauconíticas, limolitas y arcilitas grises con esférulas de limolita, caliza arenosa gris y algunas capas delgadas de carbón.

La fauna y el contenido palinológico permiten establecer firmemente la edad Paleocena de la Formación Guasare (L.E.V., 1999).

La Formación Guasare representa la sedimentación de plataforma, desarrollada en la porción central de la cuenca de Maracaibo durante el Paleoceno. Su litología y contenido fosilífero corresponden a un ambiente marino nerítico, el cual estuvo sujeto a influencias de tipo deltaico (L.E.V., 1999).

Formación Misoa

Las características de los sedimentos de la Formación Misoa, dependen de su posición en la cuenca, del ambiente de sedimentación, de la distancia entre ellos y de la fuente de los mismos. Hacia el noreste hay más lutitas y areniscas de grano fino, mientras que hacia el sur y sureste, el porcentaje de arena aumenta al 80 y 90% de la sección, y los granos se hacen más gruesos. Se encuentran areniscas, limolitas y lutitas intercaladas en distintas cantidades. Se encuentran capas delgadas de caliza (L.E.V., 1999).

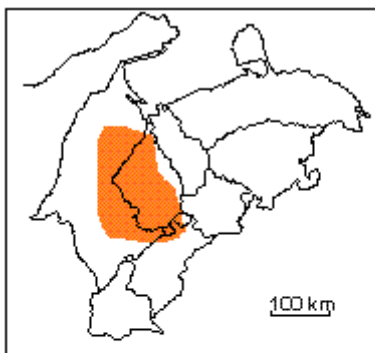


Figura N° 21: Distribución geográfica de la Formación Misoa. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Las areniscas son generalmente auras, micáceas, frecuentemente carbonáceas y generalmente bien estratificadas a macizas. Las lutitas tienen composición variable, casi siempre son micáceas, arenosas a limolíticas, con abundantes estratos delgados, estrías y películas de arena, limo y material carbonáceo. Las calizas son escasas y se presentan en la base de la formación (L.E.V., 1999).

Van Raadshooven (1951) determinó la edad de la formación como Eoceno medio inferior.

La Formación Misoa representa un proceso sedimentario que varía desde deltaico alto, al suroeste y sur, a deltaico bajo y marino somero al norte y noreste (L.E.V., 1999).

Ghosh et al. (1989) reconocen ambientes que varían desde fluvial a deltaico y próximo costero.

Formación Pauji

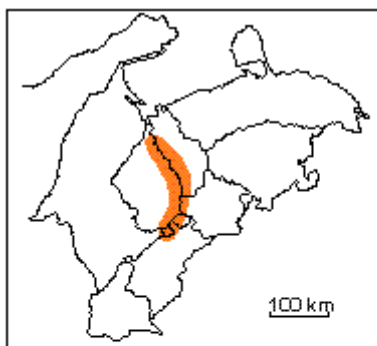


Figura N° 22: Distribución geográfica de la Formación Pauji. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Esencialmente, la unidad es una espesa secuencia de lutitas de color gris mediano a oscuro. En estado fresco, son firmes, y frecuentemente exhiben fractura concoidal, pero meteorizan rápidamente a masas blandas y escamosas. En general, hay una virtual ausencia de arenas; una excepción, restringida a la región de Mene Grande, es la Arena de Paují Medio (L.E.V., 1999).

La edad corresponde al intervalo del Eoceno medio (L.E.V., 1999).

La rica y variada fauna indica que la formación fue depositada en aguas limpias y profundas, de talud superior y medio (Graves, 1988). La sedimentación de Paují constituye una transgresión marina desde el este-noreste, solapando sobre la Formación Misoa (L.E.V., 1999).

Formación Icotea

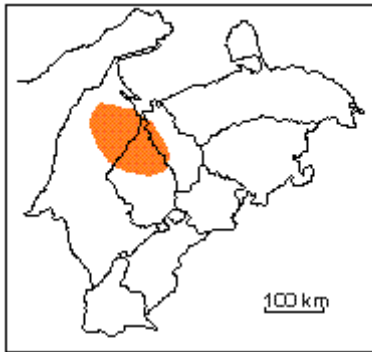


Figura N° 23: Distribución geográfica de la Formación Icotea. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

En la localidad tipo, la Formación Icotea consiste en limolitas y arcilitas duras, macizas blancas a gris claro. Son frecuentes capas ocasionales de lutitas y areniscas verdosas a gris (L.E.V., 1999).

Por su posición estratigráfica, la formación ha sido asignada al Oligoceno, aunque no se descarta una edad Mioceno inferior (L.E.V., 1970).

La ausencia de fósiles dificulta la identificación del paleoambiente bajo el cual se depositó la formación, sin embargo Haas y Hubman (1937) y Sutton (1946) postulan la posibilidad de depósitos eólicos en las zonas remanentes de la superficie de la discordancia.

Formación La Rosa

Las características litológicas de los miembros de La Rosa son:

Miembro Santa Bárbara: Está formado por areniscas arcillosas poco consolidadas, grises a marrones y lutitas gris verdoso interlaminadas con areniscas. Sutton (1946) menciona capas delgadas de caliza dura en la parte sur del campo costanero de Bolívar.

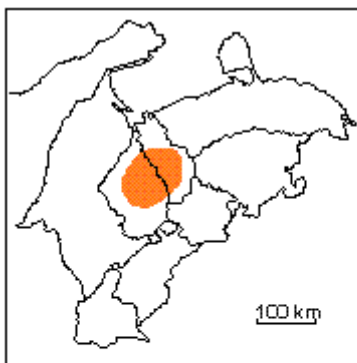


Figura N° 24: Distribución geográfica de la Formación La Rosa. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Lutita La Rosa: Lutitas gris verdoso a verde claro con intercalaciones de areniscas delgadas (L.E.V., 1999).

Arena Intermedia: Arenas arcillosas en capas delgadas con lutitas verdosas fosilíferas y arcilitas arenosas (L.E.V., 1999).

Arena La Rosa: Areniscas friables, macizas de grano fino, gris a marrón y lutitas gris verdoso (L.E.V., 1999).

La edad de la formación corresponde al Mioceno temprano (L.E.V., 1999).

El Miembro Santa Bárbara representa la primera etapa de la invasión marina, sobre la superficie erosionada del Eoceno y/o de la Formación Icotea. Los sedimentos y la escasa fauna de moluscos son indicativos de aguas poco profundas. La Lutita de La Rosa, suprayacente, corresponde a la máxima extensión de la transgresión de un mar poco profundo, que cubrió la mayor parte de la cuenca de Maracaibo. 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. Hacia el tope, los depósitos presentan mayor influencia deltáica (L.E.V., 1999).

Formación Lagunillas

En términos generales, la formación consiste en areniscas poco consolidadas, arcillas, lutitas y algunos lignitos (L.E.V., 1999).

Las características individuales de los miembros reflejan el cambio de ambiente marino somero, a deltáico y fluvial. Estas características son:

Miembro Lagunillas Inferior: Está compuesto por areniscas friables, de grano fino, de color variable de marrón a gris claro y a blanco, intercaladas con lutitas gris claro, gris verdoso o gris oscuro (L.E.V., 1999).

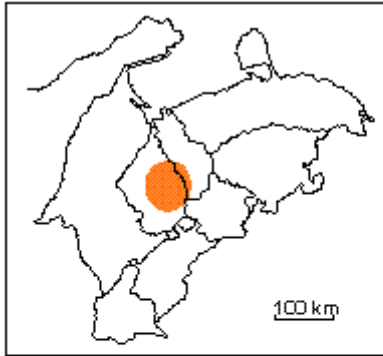


Figura N° 25: Distribución geográfica de la Formación Lagunillas. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Miembro Ojeda: En la costa oriental del lago: consiste en arcillas moteadas y areniscas color gris. En el área lago Central se encuentran lutitas color gris a gris verdoso y gris oscuro, areniscas colores blanco, gris o marrón y lignitos. (Szenk, 1959).

Miembro Marlagó: En el área lago Central consiste en areniscas blancas, gris o marrón con lutitas gris oscuro y verdoso, también se encuentran lignitos (Szenk, op. cit)

Miembro Laguna: Consiste principalmente en lutitas grises fosilíferas (Hoffmeister, 1938).

Miembro Urdaneta. Compuesto principalmente por arcillas de color gris verdoso claro, verde, rojo oscuro, marrón y marrón rojizo, con capas delgadas de arena arcillosa (Szenk, op. cit).

Miembro Bachaquero. Está formado por areniscas arcillosas potentes, de colores gris o marrón con arcillas gris, marrón o moteadas, lutitas gris a gris azulado y lignitos (L.E.V., 1999).

La edad corresponde a la parte inferior del Mioceno medio (L.E.V., 1999).

La parte basal de la formación (Miembro Lagunillas Inferior) representa un complejo deltaico, progradante sobre la Formación La Rosa, y procedente del sur y sureste. El Miembro Laguna corresponde a un aumento temporal de las condiciones marinas, con predominio de barras litorales. La porción superior (Miembro Bachaquero) representa un ciclo regresivo, con predominio de ambientes deltaicos y fluviales (L.E.V., 1999).

Formación La Puerta

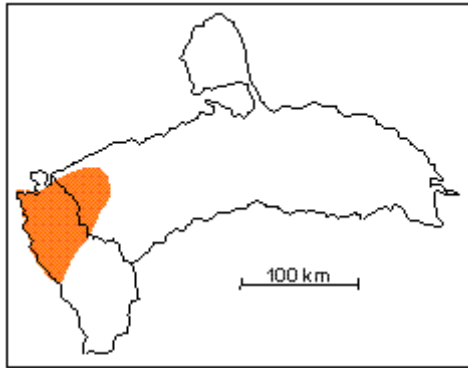


Figura N° 26: Distribución geográfica de la Formación La Puerta. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Sutton (1946) describió arcilitas abigarradas en colores azul, amarillo, verde y rojo; limolitas pardas y areniscas macizas, friables, de colores gris y verdoso claro. La unidad contiene intercalaciones marinas de menor espesor. Young (1960) la subdividió en tres miembros que denominó Poro, Playa y Timoteo, en secuencia ascendente. El inferior consiste de arcillas abigarradas rojas y grises; el intermedio, de arenas grises y arcillas; el superior, de arcillas rojas. La edad corresponde al Mioceno superior (L.E.V., 1999).

Formación Onia

La Formación Onia consiste de areniscas y limolitas abigarradas, gris verdoso, de grano grueso a fino, arcillosas, micáceas y friables (González de Juana., et al, 1980).

Se atribuye la Formación Onia al Plioceno-Pleistoceno (L.E.V., 1999).

En cuanto a los paleoambientes sólo se conoce que es una formación no-marina (L.E.V., 1999). Es importante resaltar que la Formación Onia es una "unidad informal".

Formación El Milagro

La formación consiste de arenas friables, finas a gruesas, muy micáceas, de color crema a pardo-rojizo, limos micáceos de color gris claro, interestratificados con arcillas arenosas rojas y pardo-amarillentas. Hay dos capas de arcillas arenosas y limosas, con abundantes fragmentos y troncos de madera silicificada (L.E.V., 1999).



Figura N° 27: Distribución geográfica de la Formación El Milagro. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

Su posición estratigráfica y el grado de litificación, sugieren una edad Pleistoceno para estos sedimentos, con posible extensión al Plioceno (L.E.V., 1999).

Según Sutton (1946), estos sedimentos son de aguas dulces y llanas, depositados a una distancia considerable del área fuente. Kerez y San Juan (1964) consideran que el ambiente de sedimentación de la Formación El Milagro es fluvio-deltáico y lacustino marginal.

II.2.2.- Marco Estratigráfico del Campo Lama

La sección tipo del Campo Lama es como se describe a continuación. (Figura N° 29).

Sobre el basamento igneometamórfico se sedimentó la Formación La Quinta (Jurásico) de limolitas, areniscas arcillosas y lutitas (L.E.V., 1999).

Sigue, discordante, el Cretáceo, con la formación continental de origen fluvial Río Negro de areniscas y conglomerados (L.E.V., 1999)

Concordantemente continúan las calizas cretácicas: Grupo Cogollo, Formación La Luna y Miembro Socuy de la Formación Colón (L.E.V., 1999).

El Cretáceo se sedimentó en la Cuenca de Maracaibo sobre una amplia zona estable denominada Plataforma de Maracaibo, rodeada por áreas de activa subsidencia: el Surco de la Goajira al norte, el Surco de Uribante al sur, el Surco de Machiques al oeste, y el Surco de Barquisimeto al este (L.E.V., 1999).

Edad	Formación	Miembro	Espesor (m)	Litología Gráfica	Roca Madre	Reservorio	Sello	Descripción Litológica
Terciario	Lagunillas	Bachaquero	300-900					Lutitas, arcilitas, areniscas mal consolidadas y algunos lignitos interestratificados.
	La Rosa	Sta. Bárbara	250					Lutitas, mas o menos fosilíferas, frecuentes concreciones ferruginosas, intercaladas con cantidades variables de areniscas.
	Ilcotea		50-180					Limolitas y arcilitas duras y macizas, ocasionales lutitas y areniscas.
	Misoa	"Arenas B"	1000-1600					Areniscas limolitas y lutitas intercaladas con algunas capas de caliza en la parte inferior.
Cretácico	Lisura	Piché	500-600m					Calizas macizas fosilíferas, noduladas, margosas y lutitas a veces calcáreas.
	La Luna	Socuy	100-300					Calizas y lutitas calcáreas fétidas, concreciones elipsoidales.
	Colon/ Mito Juar	Socuy	900					Lutitas microfósilíferas oscuras y macizas, con algunas capas delgadas de areniscas y calizas.
	Gusare		120-445					Calizas fosilíferas y areniscas calcáreas.

Figura N° 28: Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo. Fuentes Parnaud, et. al (1995), González de Juana et. al. (1980) y Roger et. al. (1989). (WEC, Schlumberger, 1997).

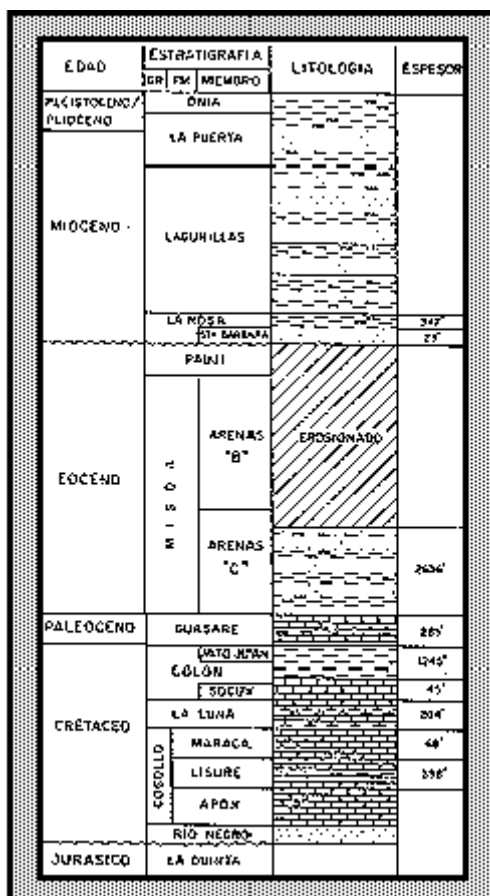


Figura N° 29: Columna Estratigráfica del Campo Lama. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

El Grupo Cogollo, originado en aguas someras, comprende: (i) calizas bioclásticas duras y densas con intervalos menores de lutita calcárea o arenosa de la Formación Apón, (ii) las calizas y areniscas suprayacentes de la Formación Lisure y (iii) las calizas bioclásticas arenosas de ambiente nerítico cercano a la costa de la Formación Maraca (L.E.V., 1999).

Al avanzar los mares se sedimentó sobre el Grupo Cogollo, la Formación La Luna, caracterizada por calizas negras, masivas, fétidas, laminadas y lutitas calcáreas, masivas, de ambiente anóxico con alto contenido de materia orgánica (L.E.V., 1999).

Continúa el Cretáceo con las calizas gris oscuro, alternadas con lutitas y lentes arenosos, del Miembro Socuy de la Formación Colón. Suprayacente se sedimentaron las lutitas margosas de Colón. Y, finalmente, las lutitas oscuras, arenosas en la base y en el tope, del Miembro Mito Juan de la misma formación, representando el comienzo del período regresivo (L.E.V., 1999).

Hacia arriba en la columna, calizas, areniscas y lignitos paleocenos de la Formación Guasare, la cual se adelgaza indicando estructuras de crecimiento (L.E.V., 1999).

Discordantemente con el Paleoceno se hallan las lutitas y areniscas eocenas de la Formación Misoa. Las arenas más bajas (C-7 y C-6 inf., de edad Eoceno inferior) representan alargadas islas de barrera en dirección NE-SO con depósitos

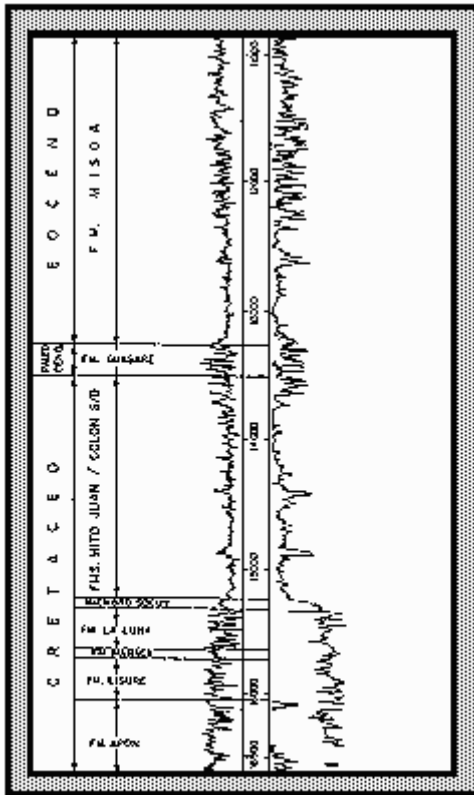


Figura N° 30: Perfil tipo del Campo Lama. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

lagunares asociados. La sección más alta de las arenas B no se encuentra en la cima de la estructura (L.E.V., 1999).

La elevación rápida del nivel del mar a inicios del Oligoceno permitió que las olas redistribuyeran las arenas de canales distributarios antiguos y la formación de arenas de playa transgresiva de poca extensión, con estratos delgados de lutita y lignito (L.E.V., 1999).

Sobre el Eoceno erosionado se depositó un intervalo arenoso con lutitas laminadas del Miembro Santa Bárbara (Formación La Rosa) que representa la primera invasión marina

miocena de aguas poco profundas. También existe un intervalo de lutitas arcillosas con escasas areniscas delgadas (L.E.V., 1999).

Continúa la sedimentación del Mioceno, con arcillas y arenas de las formaciones Lagunillas y La Puerta (L.E.V., 1999).

III.1.- Modelado Sísmico

La interpretación sísmica ha mostrado una tendencia a ser usada como una técnica más geológica que geofísica. Esta observación puede ser aseverada en el momento en que los datos sísmicos de reflexión son expuestos como un registro continuo, con la intención de crear una imagen de la estructura del subsuelo (Stuart, 1991).

Para beneficiarse de esta aproximación de imagen se requiere una precisa definición del campo de velocidad, el cual es por si mismo una expresión de la estructura geológica. Antes de crear la imagen, se necesita entender que es lo que la produce; esta circunstancia implica que la preparación de la imagen sísmica está estrechamente ligada a la interpretación (Stuart, op. cit).

Como la exploración se concentra a lo largo del límite de la imagen, existe la necesidad de desarrollar un análisis del cual se pueda derivar una estructura sin confiar en una imagen sísmica como una imagen fotográfica. Esta necesidad es satisfecha por el papel del modelado sísmico, en donde se trata a la sección sísmica como una exposición de reflexiones grabadas más que una imagen fotográfica (Stuart, op. cit).

Por la predicción de la reflexiones que pueden ser desarrolladas desde un modelo particular de profundidad y la comparación de estas reflexiones con la data sísmica real, el intérprete está en la capacidad de determinar si el modelo de profundidad es compatible con la data sísmica, sino se modifica el modelo y a través de sucesivas iteraciones una estructura puede ser obtenida de forma tal que la respuesta sísmica pueda recrear de manera cercana estas reflexiones (Stuart, op. cit).

III.2.- Trazado de Rayos

El problema del trazado de rayos es expuesto de la siguiente manera: Dado un modelo de la estructura del subsuelo, las velocidades, la fuente y un receptor,

encontrar la trayectoria del rayo que se refleja desde el modelo propuesto y que es conducido desde la fuente al receptor (Stuart W. 1991).

En el modelado sísmico se conocen varios tipos de trazado de rayos, pero existe uno que permite representar, en secciones migradas en profundidad, el resultado deseado en estructuras complejas; este es el caso del trazado de rayos vertical (Stuart, op. cit).

El trazado de rayos con incidencia vertical simula una sección migrada en profundidad; éstos son pseudos rayos, los cuales no se inclinan a través de las interfaces. Si el campo de velocidades es exactamente representado y si los eventos han sido apilados correctamente, la sección migrada será cercana a una imagen fotográfica que la sísmica pueda iluminar (Stuart, op. cit).

Cuando este tipo de trazado es aplicado a un modelo en profundidad, el rayo vertical actúa como un conversor simple de tiempo a profundidad y puede ser visto como continuo de un modelo sísmico unidimensional. Como herramienta de modelado estos rayos pueden ser usados comúnmente en datos migrados en tiempo, en donde el intérprete puede evaluar subidas o bajadas de velocidad (Stuart op. cit).

III.3.- Inversión Sísmica

Inversión sísmica es el proceso por medio del cual se transforman las trazas sísmicas apiladas con la finalidad de reconstruir la velocidad o impedancia de la estructura interior de la Tierra. El modelo fundamental en el cual se basa la inversión es la convolución 1-D, cuya expresión es:

$$T(i) = \sum_j r(j)W(i - j + 1) + n(i)$$

donde: $T(j)$: Traza sísmica. $n(i)$: Ruido.

$r(j)$: Reflexión sísmica para una distancia fuente-receptor igual a cero, expresado como una serie de tiempo (serie de reflectividad).

$W(i)$: Ondícula sísmica, asumida como constante.

La reflexión sísmica se genera por los contrastes elásticos entre estratos adyacentes. El valor del coeficiente de reflexión (medida del grado de energía sísmica que es reflejada en la interfase) se expresa como una función de la impedancia acústica, definida como:

$$I(j) = \rho(j) v(j)$$

donde: $I(j)$: Impedancia Acústica.

$\rho(j)$: Densidad.

$v(j)$: Velocidad de onda P

En general, el proceso de inversión sísmica consiste en determinar la serie de reflectividad $r(j)$ dada la traza sísmica $T(i)$, en donde, el coeficiente de reflexión de una serie de capas en contacto (serie de reflectividad) con diferentes densidades y velocidades de onda P es proporcional al contraste de sus respectivas impedancias acústicas:

$$r(j) = \frac{I(j) - I(j-1)}{I(j) + I(j+1)}$$

asumiendo incidencia normal.

Hampson-Russel (1994).

III.4.- Ecuación de Gassman

La ecuación de Gassman se utiliza para predecir velocidades en reservorios saturados de gas y petróleo. Esta considera adecuadamente los parámetros que controlan la velocidad bajo condiciones típicas de exploración sísmica. La teoría de Gassman asume una roca homogénea en la cual:

- El fluido presente en el poro se encuentra firmemente acoplado a las paredes del mismo.

- Tanto el gas como el líquido se encuentran uniformemente distribuidos en los poros.
- El modulo de cizalla no es afectado por el fluido del poro.
- Los poros son de forma esferoidal.

La ecuación de Gassman es:

$$Vp^2 = \left[Kb + \frac{4}{3} \mu b + \frac{\left(1 - Kb/Ks\right)^2}{\left(1 - \phi - Kb/Ks\right) - 1/Ks + \phi/Kf} \right] \frac{1}{\rho}$$

en donde, K : Modulo de Bulk

b : Roca seca

μ : Modulo de Cizalla

f : Fluido

ϕ : Porosidad

s : Material Solido

ρ : Densidad

Hilterman et al. (1986).

Ahora, si se conocen las velocidades junto con sus correspondientes valores de porosidad y saturación de agua para una profundidad dada, la ecuación de Gassman puede ser invertida para obtener el modulo de Bulk y cizalla para la roca seca. Para esto es necesario realizar una estimación de la constante de Poisson de 0.25. Hilterman et al. (1986).

A continuación se muestra el procedimiento para obtener el modulo de Bulk del poro y la roca seca a partir de valores de saturación de agua (S_w), porosidad (ϕ), velocidad de onda primaria (V) y constante de Poisson (σ) conocidos:

$$\rho_f = S_w \times \rho_{H_2O} + (1 - S_w) \rho_{gas,oil}$$

$$C = -\phi \times \left(S - M/K_s \right) \left(K_s/K_f - 1 \right)$$

$$\rho = \phi \times \rho_f + (1 - \phi) \rho_s$$

$$Y = \frac{-B + (B^2 - 4AC)^{1/2}}{2A}$$

$$1/K_f = S_w/K_{H_2O} + (1 - S_w)/K_{gas,oil}$$

$$K_b = (1 - Y)K_s$$

$$S = 3 \times (1 - \sigma) / (1 + \sigma)$$

$$\frac{1}{K_p} = \frac{1}{\phi} \left[\frac{1}{K_b} - \frac{1}{K_s} \right]$$

$$M = V^2 \times \rho \times 929 \times 10^{-10}$$

$$A = S - 1$$

$$B = \phi \times S \times \left(\frac{K_s}{K_f} - 1 \right) - S + \frac{M}{K_s}$$

Hilterman et al. (1986).

Con los valores de modulo de Bulk para la roca seca y el poro, se está listo para calcular las velocidades correspondientes a nuevos valores de saturación de agua ($\bar{S}_w$) y porosidad ($\bar{\phi}$). Este paso consiste en determinar las variables a introducir en la ecuación de Gassman mediante las siguientes formulas:

$$\rho_f = \bar{S}_w \times \rho_{H_2O} + (1 - \bar{S}_w) \rho_{gas,oil}$$

$$1/K_b = \bar{\phi}/K_p + 1/K_s$$

$$\rho = \bar{\phi} \times \rho_f + (1 - \bar{\phi}) \rho_s$$

$$\mu_b = \frac{3}{4} K_b (S - 1)$$

$$1/K_f = \bar{S}_w/K_{H_2O} + (1 - \bar{S}_w)/K_{gas,oil}$$

Hilterman et al. (1986).

Estos valores se insertan en la ecuación de Gassman y se obtienen de esta forma las velocidades correspondientes a los nuevos valores de porosidad y saturación de agua.

III.5.-Atributos Sísmicos

Se define atributo sísmico como una propiedad extraída de la traza sísmica, tales como amplitud, fase, frecuencia, buzamiento, etc. (Sheriff 1999). Actualmente esta tecnología permite obtener mapas estructurales, realizar análisis estratigráficos, caracterizar litológicamente un área y monitorear reservorios. El principal objetivo al calcular un atributo sísmico es proporcionarle al intérprete información correcta y detallada de la estructura, estratigrafía y parámetros litológicos del prospecto sísmico.

La existencia de cientos de atributos, aunque en la práctica sólo se suelen usar entre 30 y 50 de ellos, permite clasificarlos de diversas formas. Según Brown (1999) éstos se pueden dividir en cuatro tipos básicos: amplitud, atenuación, frecuencia y tiempo. Éstos a su vez se dividen en atributos usados antes y después del apilado de los datos sísmicos. (Figura N° 31).

Todo lo anterior lleva a definir la tecnología de atributos sísmicos como aquella que permite la extracción, almacenamiento, visualización, análisis, validación y apreciación de los atributos sísmicos por medio del desarrollo de algoritmos y software de sistemas integrados (Chen, et al. 1997).

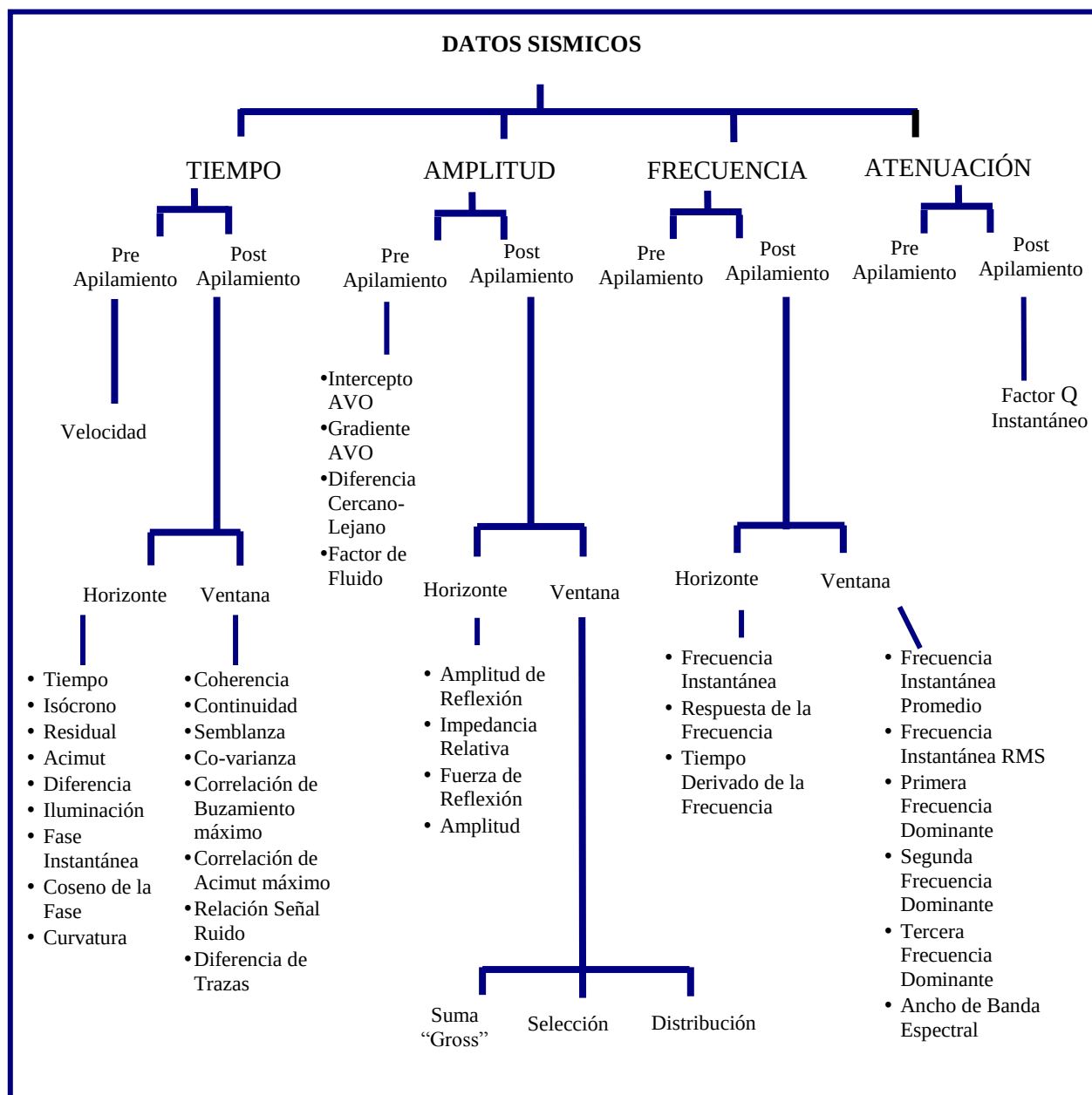


Figura N° 31: Clasificación de los tipos de Atributos Sísmicos. Modificado de Brown (1999).

El desarrollo de la habilidad para generar atributos sísmicos conjuntamente con el trabajo de la geofísica de producción ha llevado a usar ampliamente 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 (Kalkomey, 1997). 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 arealmente). 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. Un cierto número de métodos puede ser usado para el paso de la predicción (regresiones lineales o no lineales, geoestadística o redes neurales). 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, etc. (Kalkomey, op. cit).

III.5.1.- Atributos de Amplitud

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 aún no estando 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). Dichos factores ocasionan pérdidas de alta frecuencia que se traducen en pérdida de información. A pesar de estas dificultades, el procesamiento sísmico trata de recuperar las amplitudes reales permitiendo utilizar la información sísmica como herramienta básica para la localización de hidrocarburos.

Las propiedades de las rocas que afectan la amplitud sísmica, pueden ser divididas en dos grupos (Brown, 1991): (i) Naturaleza del fluido, el espesor litológico, la presión y la temperatura. Estas propiedades afectan el yacimiento como un todo, ya que presentan muy poca variación dentro del mismo. (ii) Porosidad, el espesor de arena neta productora, la litología y la saturación. Estas propiedades varían lateralmente sobre pequeñas distancias y afectan considerablemente la estimación de reservas de hidrocarburos de un yacimiento.

Los principales tipos de extracción de amplitudes comúnmente usados, según Landmark (1998 a) son :

- Espesor total de la amplitud: a lo largo de cada traza, dentro del intervalo de interés, se determina el valor del espesor de la amplitud en milisegundos asociado a un cutoff preestablecido. (Figura N°32).
- Amplitud * altura: En el intervalo de interés se calcula la altura de la amplitud en la traza asociada a un cutoff y se multiplica por el espesor total de la amplitud. (Figura N° 32).

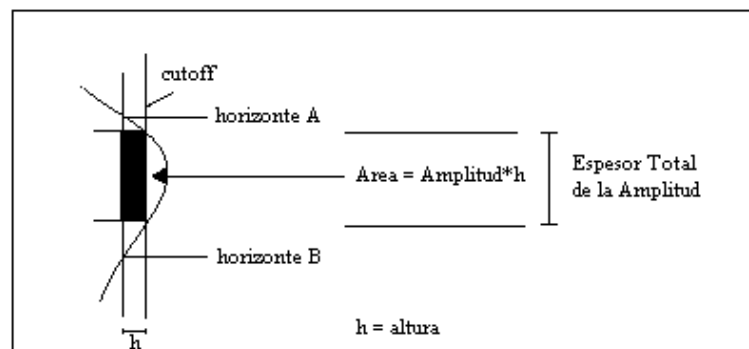


Figura N°32: Espesor Total de Amplitud. (Editado de Landmark 1998 a).

- Amplitud Promedio: promedio de todas las amplitudes dentro de la ventana en tiempo seleccionada.
- Amplitud Máxima Positiva: mayor valor de amplitud dentro de la ventana en tiempo seleccionada.
- Amplitud Máxima Negativa: menor valor de amplitud dentro de la ventana en tiempo de interés.
- Amplitud Máxima Absoluta: Para cada traza se busca el mayor y menor valor de amplitud dentro del intervalo de análisis. El resultado está dado por el mayor valor absoluto de amplitud.
- Amplitud Promedio Absoluta: para cada traza se calcula el promedio de las amplitudes absolutas dentro de la ventana de análisis.

$$\text{Amplitud Promedio Absoluta} = \frac{\sum_{i=1}^N |A_i|}{N}$$

donde $|A_i|$ es el valor absoluto de la muestra i de la traza.

- Amplitud RMS: 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.

$$\text{Amplitud RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A_i^2}$$

donde A_i es el valor de la muestra i de la traza.

Todos estos atributos que se presentan no son independientes el uno del otro. En la mayoría de los casos, representan diferentes magnitudes asociadas a una misma información básica de amplitud de carácter limitado (Whitehead, et al., 1999).

Ciertos autores afirman que los atributos sísmicos usados en la práctica deben tener sentido físico, con lo cual sólo un número reducido de estos atributos cumplen esta condición, mientras que la mayoría estarían interrelacionados (Whitehead, et al., 1999).

Aquellos atributos sísmicos con sentido físico, reflejan fenómenos físicos explicables, tales como las amplitudes o tiempos de tránsito, entre otros. En contraste, aquellos atributos no relacionados directamente con procesos físicos explicables, p. ej., amplitudes combinadas de varios eventos (Taner y Sheriff, 1996 en Henríquez, 2000). También se puede hacer el cálculo de atributos que representan procesos de presentación gráfica de la información, como por ejemplo los cortes en tiempo (“time slice”) o los cortes por horizontes (“horizon slice”). En la práctica se analiza todo tipo de atributos (físicos o no) a fin de obtener una correlación estadística significativa entre dichos atributos y las propiedades petrofísicas a estimar.

En general, los atributos derivados de la variable temporal otorgan información estructural; los atributos derivados de la amplitud otorgan información estratigráfica y condiciones de yacimiento, mientras que los atributos de frecuencia, aunque no completamente entendidos, pueden proporcionar información estratigráfica y del yacimiento (Taner y Sheriff, 1996 en Henríquez, 2000). Los atributos de atenuación no se utilizan con tanta frecuencia, pero pueden generar información sobre el comportamiento de la permeabilidad (Brown, 1999).

III.5.2. -Atributos Estructurales

Según Landmark (1998 b) los principales atributos estructurales se pueden clasificar en:

Dip: 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 se ajusta 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.

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 (Figura N° 33). Su expresión es:

$$Azimuth = \arctg [(dt/dx)/(dt/dy)]$$

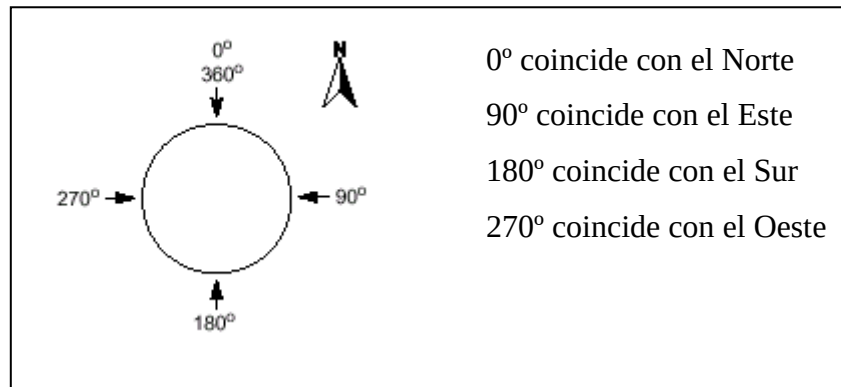


Figura N° 33: Cálculo del atributo estructural azimuth.
(Editado de Landmark 1998 b).

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.

Así:

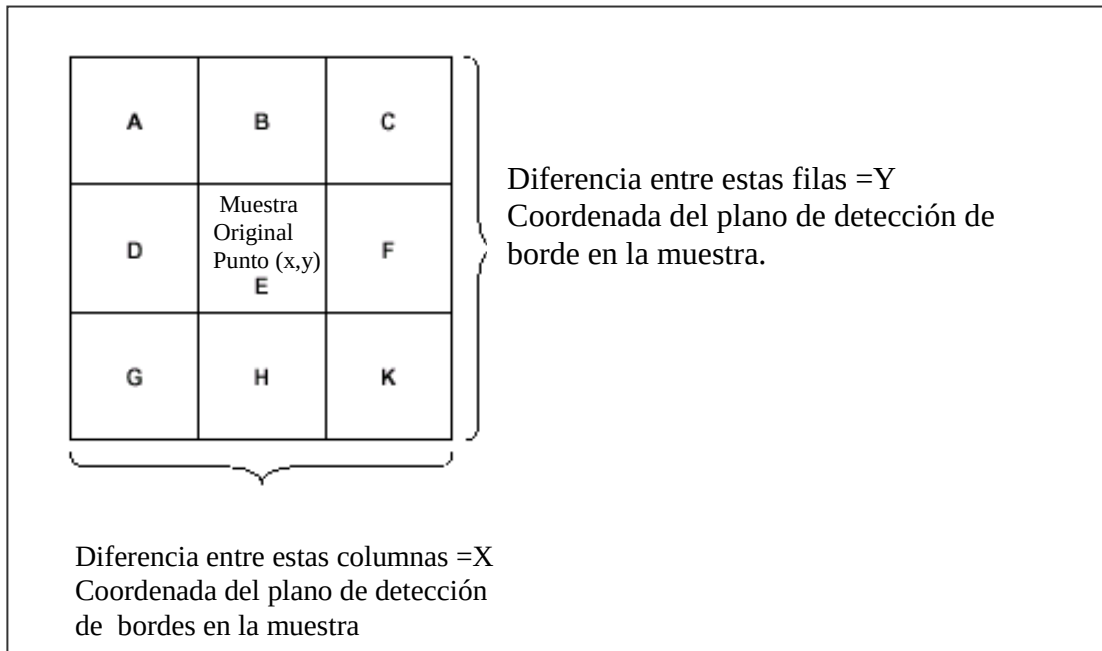


Figura N° 34: Cálculo del atributo estructural Edge. (Editado de 1998 b).

Las zonas A, B, C, D, F, G, H y K representan los puntos con que se compara el punto original E. Entonces:

$$\text{Edge} = (X^2 + Y^2)^{1/2}$$

Dip Azimuth: Esto no es más que la combinación de ambos mapas, dip y azimuth, y los resultados serán anomalías de cambios de buzamientos con orientaciones preferenciales.

III.6.-Coherencia Sísmica

Este término es una medida de los cambios laterales de la respuesta sísmica ocasionados por la variación de las estructuras, estratigrafía, litología, porosidad y la presencia de hidrocarburos. (Marfurt, et al. (1998) en Zabala, 1999).

La técnica de coherencia sísmica está 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. Así mismo, 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).

En una vista plana de una porción de un volumen sísmico, para medir discontinuidad, el segmento de traza en el punto A, es comparado con los adyacentes segmentos B y C. Aquí se observan las combinaciones de estas mediciones 2D las cuales proveen una medida de coherencia 3D.

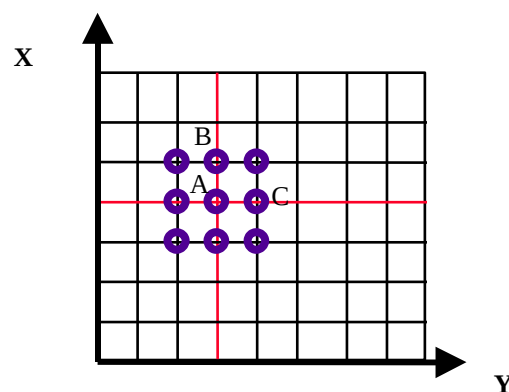


Figura N° 35: Combinaciones de las mediciones para determinar la medida de la coherencia 3D.

El algoritmo usado para el cálculo de coherencia puede tomar muchas formas, cualquiera que sea, la función es comparar la semejanza de regiones cercanas de datos sísmicos contenidos en un volumen 3D.

Si una traza es similar a sus trazas vecinas en dirección “in line” y “cross line”, tendrá un alto valor de similitud; sin embargo, si el segmento de traza no es similar a sus vecinos, tendrá un bajo valor de similitud.

La ecuación utilizada para el cálculo del coeficiente de correlación de una traza **X** con su adyacente **Y**, dentro de una ventana de correlación que contiene n número de muestras es la siguiente:

$$\rho_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n \sqrt{(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}}$$

donde $\bar{X}$ y $\bar{Y}$ son:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad ; \quad \bar{Y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i$$

Entonces, el valor de coherencia para las trazas del “Cubo de Fallas” será:

$$coh = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 \rho_{xy_i}$$

(Jimenez, J. (1998), en Zabala, 1999).

Marfurt et al., (1998 en Zabala, 1999) muestran una segunda generación de algoritmos para la estimación de coherencia usando un análisis de semejanza sobre un número arbitrario de trazas. Adicionalmente, utiliza para una medición más robusta de coherencia, rumbo y buzamiento en las cercanías de datos ruidos y una

ventana de análisis vertical que puede ser limitada para sólo unas pocas muestras en tiempo, para así obtener una mayor precisión en mapas y al identificar características estratigráficas disimuladas.

III.7.- Correlaciones entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas

Cuando se necesita caracterizar un yacimiento, en su fase exploratoria o productiva, se dispone de datos sísmicos de superficie y registros de pozo. Los datos sísmicos proporcionan la distribución areal de las propiedades elásticas del yacimiento. Los datos de pozo 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. Si bien es cierto que los datos de sísmica y de pozos no tienen porque responder a una tendencia lineal, hasta los momentos esta técnica 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.

En la figura N° 36 se presenta una clasificación general de las técnicas de estimación.

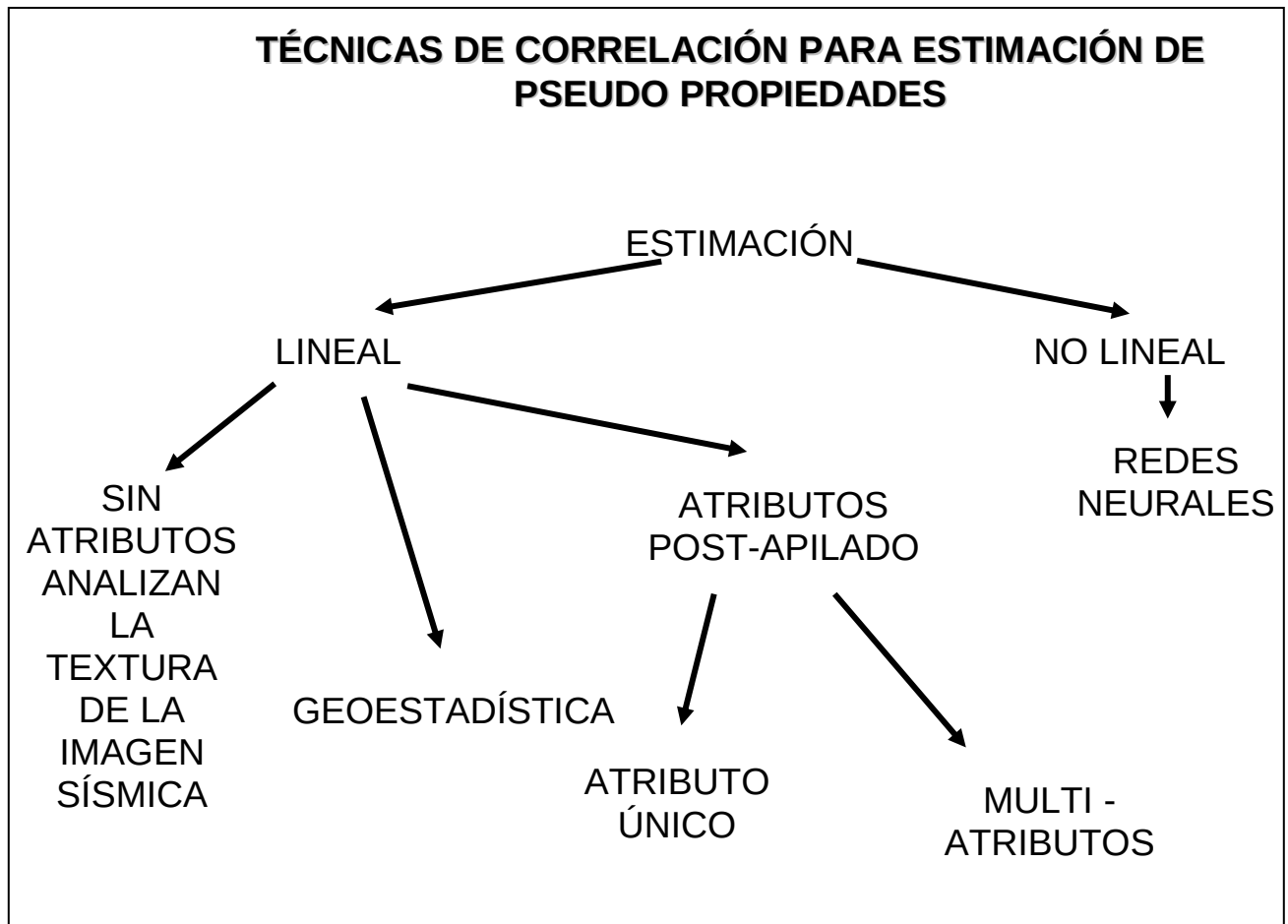


Figura N° 36. Clasificación de las técnicas de correlación.. (Henríquez, 2000).

III.7.1.- Regresión Lineal Simple

Esta técnica asume que existe una relación entre dos variables: la propiedad que se desea estimar, $\hat{\phi}$, y el atributo sísmico, A. En este caso, se generan gráficos cruzados entre ambas variables. La distribución de puntos se ajusta a una línea recta.

$$\hat{\phi} = mA + b$$

donde m representa la pendiente y b el cruce con cero ($A = 0$) . (Figura N° 37).

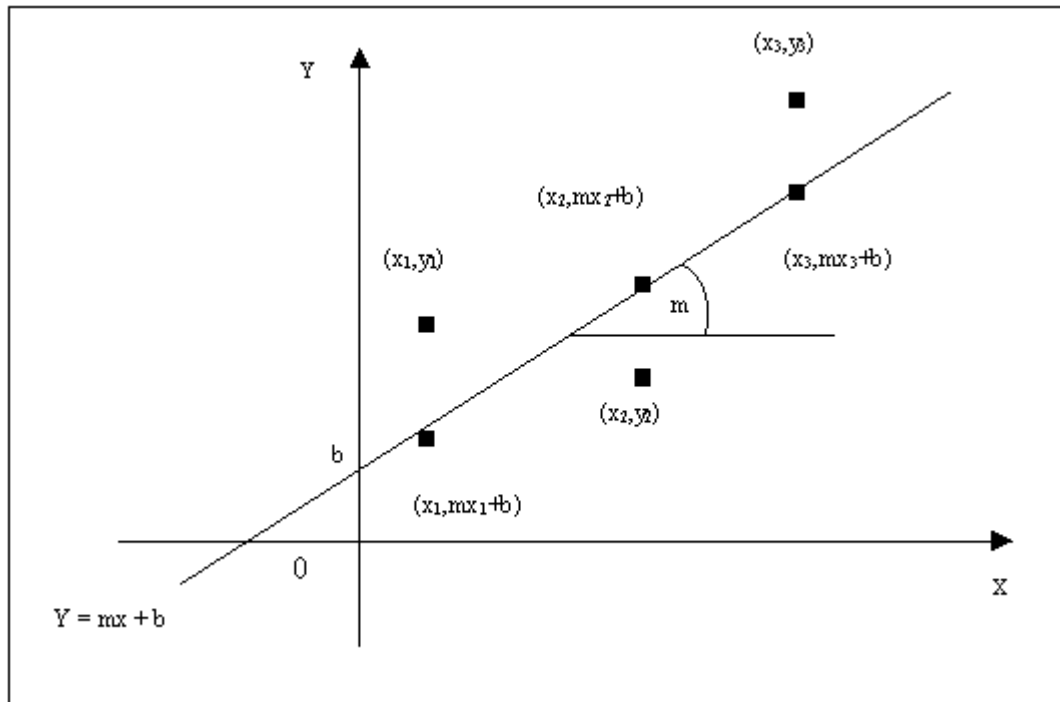


Figura N° 37: Aproximación a tres puntos. (Henríquez, 2000).

La mejor aproximación lineal está dada por aquella donde el error sea mínimo, este ultimo está definido como:

$$E = \sum_{i=1}^n [y_i - (mx_i + b)]^2$$

En otras palabras se desea obtener el valor de m y b que hagan que E sea mínimo. Los valores de las variables m y b que cumplen dicha condición son:

$$m = \frac{n(\sum x_i y_i) - (\sum x_i)(\sum y_i)}{n(\sum x_i^2) - (\sum x_i)^2}$$

$$b = \frac{(\sum x_i^2)(\sum y_i) - (\sum x_i y_i)(\sum x_i)}{n(\sum x_i^2) - (\sum x_i)^2}$$

Con frecuencia se usa el coeficiente de correlación R para comparar la bondad del ajuste lineal. Este valor se obtiene haciendo uso de la norma Euclidea.

$$R^2 = 1 - E$$

Por lo tanto a medida que R^2 tienda a 1, mejor será la aproximación lineal.

Una vez obtenida esta función matemática de correlación, se aplica a los atributos sísmicos para obtener un mapa estimado de la propiedad petrofísica deseada.

Al aplicar esta técnica basada en un solo atributo, es altamente recomendable seleccionar un atributo que presente una correlación significativa con la propiedad a estimar. Se debe prestar especial atención a la cantidad de información de pozos disponible para realizar la correlación, ya que cuando el número de éstos es bajo existe gran probabilidad de obtener un buen ajuste entre la propiedad y el atributo, aunque físicamente no se observe correlación alguna. En otras palabras, la probabilidad de obtener una correlación sospechosa aumenta a medida que disminuye la cantidad de pozos y/o aumenta la cantidad de atributos sísmicos calculados (Kalkomey, 1996).

Otra situación que se puede presentar al realizar gráficos cruzados entre la propiedad a estimar y el atributo seleccionado es que no se obtenga una tendencia definida debido a la presencia de alta dispersión. En este caso, si se selecciona un atributo que responde a un modelo físico específico se puede tratar de buscar una justificación sobre la falla del modelo o reducir la dispersión mediante la eliminación de aquellos valores responsables de la dispersión, siempre y cuando el criterio de eliminación esté justificado (Cooke, et al., 1999).

Por lo tanto, al utilizar correlaciones lineales se espera obtener una buena correlación entre el atributo y la propiedad a estimar. Pero la bondad de dicha correlación dependerá de la cantidad de pozos disponibles en el área. Este tipo de técnica debe ser usada en áreas de producción más que en zonas exploratorias, ya

que en las primeras se suele disponer de mayor cantidad de pozos. Adicionalmente, se deben usar atributos sísmicos y propiedades petrofísicas que muestren una correlación física.

III.7.2.- Regresión Lineal Múltiple

En la practica, existen factores que degradan la efectividad de la correlación atributo-propiedad. Para reducir este efecto se utilizan múltiples atributos sísmicos con el fin de obtener una mayor correlación entre atributos y la propiedad a estimar.

La regresión lineal múltiple, asume el siguiente modelo:

Si se dispone de n atributos sísmicos, A_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$), m_i sus respectivos valores de peso y b una constante, se tiene que:

$$\hat{\phi} = m_1 A_1 + m_2 A_2 + \dots + m_i A_i + b$$

El modelo representa el plano de regresión lineal que se obtendría al graficar los datos en un sistema rectangular tridimensional de coordenadas. Henríquez (2000).

IV.1.- Levantamiento Sísmico Bloque I 3D

El levantamiento marino de sísmica 3D Bloque I fue realizado por la compañía Western Geophysical S.A en el área central norte del Lago de Maracaibo, comúnmente conocida como el bloque central del lago, los parámetros de la adquisición fueron tomados del reporte final de operaciones 1990 Bloques 1, 2, 4 Levantamiento 3D DIGISEIS, Western Geophysical International (1991).

El área del levantamiento es de aproximadamente 292 Km² y se registró en diciembre de 1990. La adquisición usó el buque sísmico R/V Western Atlantic, con 32 cañones de aire tipo Sleeve Guns de Western Geophysical, como fuente de energía. Los cañones fueron colocados a una profundidad de 6 m. Para la ejecución del proyecto se empleó el sistema RTDT (Real Time Digital Telemetry).

En este levantamiento se utilizó un “*swath*” de 9 líneas receptoras con un espaciado de 200 m entre ellas, orientadas en dirección N 16° E, en cada línea había 12 receptores y 112 canales grabados (108 datos y 4 auxiliares). Los hidrófonos utilizados fueron del tipo LRS-2512, para una frecuencia de resonancia de 10 Hz. Los filtros del registro bajo fueron de 8 Hz , 18 DB/OTC y los filtros del registro alto de 128 Hz, 12 DB/OTC, para una longitud de registro de 6000 ms y a 2 ms de muestreo.

Las líneas de disparo consistían de 180 disparos cada una, a intervalos regulares de 40 m. Las mismas se ubican perpendiculares a las líneas receptoras y la distancia entre las líneas de disparo fue de 920 m. La profundidad del agua promedio fue de 26 m. Esta disposición de parámetros permitió obtener una cobertura de 3200%.

IV.2.- Procesamiento Sísmico Bloque I 3D

El procesamiento de los datos sísmicos adquiridos en el levantamiento Bloque I fue realizado por SÍSMICA DE VENEZUELA S.A., durante los años

1991-1992, siguiendo la secuencia de procesamiento que se muestra a continuación:

1.- Transcripción a formato interno H.G.S.

2.- Remuestreo a 4 ms.

Longitud del registro: 6000 ms.

3.- Edición de trazas.

Trazas seleccionadas manualmente.

4.- Corrección de estáticas de campo.

Velocidad de reemplazo: 1480 m/s

Nivel de referencia: 0 m

5.- Construcción de archivo de geometría.

Cobertura teórica: 36 *fold*.

Cobertura real: 39 *fold*.

6.- Eliminación de primeros quiebres.

Cortes: *Offset* (m): 40 4133

Tiempos (ms): 0 2500

Taper (ms): 100

7.- Designature.

Primer pase: dominio de receptores.

Segundo pase: dominio de disparos.

Frecuencia máxima: 80 Hz

8.- Recuperación de amplitud (T.A.R).

Corrección por divergencia esférica.

Exponente de 4 db/oct, entre 0 y 4000 ms.

9.- Ordenamiento en puntos de profundidad común (C.D.P *gather*).

10.- Deconvolución pre-apilamiento.

Tipo: Predictiva

Distancia predictiva: 16 ms.

Longitud del operador: 160 ms.

Número de filtros: 2

11.- Escalar variante en tiempo.

Tipo: Flattvs. Ventanas: 800ms.

12.- Apilamiento bruto tipo Straight.

13.- Primer análisis de velocidades.

Análisis de velocidades (VELPAC).

Cada 700 m en la dirección *I-line* y cada 1000 m en la dirección *X-line*.

Con estáticas de campo.

Construcción de modelo inicial de velocidades para apilar.

14.- Estáticas residuales consistente con superficie.

15.- Segundo análisis de velocidades (MVA).

Análisis de velocidades con DMO aplicado.

Cada 480 m en la dirección *I-line* y cada 600 m en la dirección *X-line*.

Con extáticas totales.

Construcción de modelo final de velocidades para apilar.

16.- DMO con apilado final incorporado.

Post-procesamiento: Deconvolución Predictiva Gap: 8 ms

Longitud del operador: 120 ms 2 Filtros.

Filtro F-X (Enhace): 25% Addback

Filtro pasa banda de 7-45 Hz a 1500 ms 6-40 Hz a 2500 ms

5-30 Hz a 3500 ms

Ajuste de amplitud en ventanas variables.

17.- Migración un paso tipo HDT (*High Deep Time Migration*).

Modelo final de velocidades para migración.

Filtro pasa banda de 7-45 Hz a 1500 ms 6-40 Hz a 2500 ms

5-30 Hz a 3500 ms

Ajuste de amplitud en ventanas variables.

Estos datos fueron tomados del reporte: Prospecto Bloque 1 3D para Maraven S.A. Informe de Procesamiento, Sismoven S:A (1992).

Levantamiento Sísmico Bloque I Parámetros y Equipos de Grabación	
Unidad de adquisición	Digiseis 200
Sistema telemétrico	Digital DPRU
Tamaño del sistema telemétrico	168 canales
Fuente de energía	WGC Sleeve Guns
Número de cañones utilizados	32 cañones de aire (Profundidad 6 m)
Presión de operación en los cañones	1800 PSI
Hidrófonos	LRS 652. Frecuencia de resonancia 10 Hz
Frecuencia de espaciamento	30 KHz
Líneas receptoras / Swath	9 (12 receptores por línea)
Números de canales grabados por línea	112 (108 datos y 4 auxiliares)
Distancia entre receptores	80 m
Distancia entre líneas receptoras	200 m
Orientación de las líneas receptoras	N 16° E
Orientación de las líneas de disparo	Perpendicular a las líneas receptoras
Número de líneas de disparo	86 Swath 1 a 4 y 61 Swath 5
Número de disparos por línea	180
Distancia entre disparos	40 m
Distancia entre líneas de disparo	920 m
Tamaño de la celda	40 x 20 m
Offset mínimo	40 m
Offset máximo	4331 m
Profundidad de agua promedio	26 m
Apilamiento	36 promedio
Formato de registro	SEG D 6250 BPI
Filtros bajo del registro	8 Hz, 18 DB/OTC
Filtros alto del registro	128 Hz, 72 DB/OTC
Longitud del registro	6000 mseg
Tasa de muestreo	2 mseg

Tabla N° 1: Parámetros de Adquisición. Tomado y editado de Reporte final de operaciones 1990 Bloques 1, 2, 4 Levantamiento 3D DIGISEIS, Western Geophysical International (1991).

V.1.- Interpretación Sísmica

V.1.1.- Resolución Sísmica

La resolución sísmica vertical es la separación mínima que debe existir entre dos reflectores sísmicos para ser distinguidos individualmente. El límite de resolución es el criterio de Rayleigh de $\lambda/4$. Es decir, las reflexiones del tope y la base de una capa son distinguibles si su espesor es superior o igual a:

$$\lambda/4 = V_i/4f_m$$

donde, V_i representa la velocidad intervállica y f_m la frecuencia media o dominante en la zona de interés.

El cálculo de la resolución sísmica vertical se efectuó en la sección Miocena y Eocena de los pozos VLA 745, VLA 730 y VLA 515, mientras que la resolución en el Paleoceno se estimó sólo usando el pozo VLA 515.

La frecuencia media del volumen sísmico se determinó mediante un análisis de frecuencias y amplitudes. Para tal fin, se usó el programa *spectrum.pcf*, de la aplicación Openworks (LandMark), para extraer la frecuencia, amplitud y fase en tiempo para un grupo de líneas y trazas seleccionadas. Los resultados de la estimación de la frecuencia media obtenidos para la sección eocena de los pozos VLA 515, VLA 730 y VLA 745 se muestran en las figuras N° 38, 39 y 40. El contenido de frecuencia de los datos sísmicos en la sección eocena para los pozos VLA 515, VLA 730 Y VLA 745 oscila entre 0 y 45 Hz, con valores de frecuencia media de 16, 15 y 17 Hz, respectivamente.

Además, se estimó la velocidad intervállica de las secciones miocena, eocena y paleocena de los pozos referidos anteriormente a partir de la ecuación:

$$V_i = \Delta Z / \Delta T$$

donde ΔZ y ΔT son los espesores en profundidad y tiempo (tope y base) del intervalo de interés.

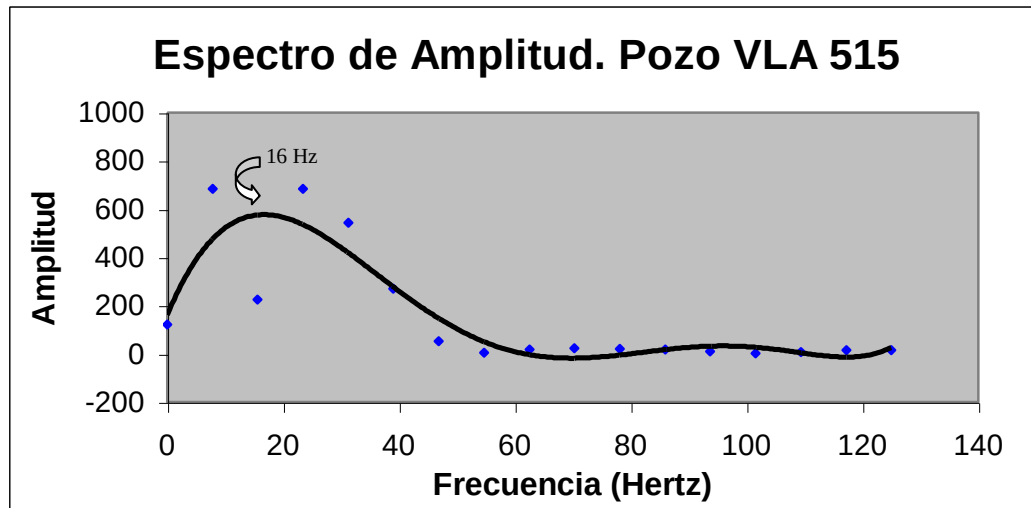


Figura N° 38: Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 515.

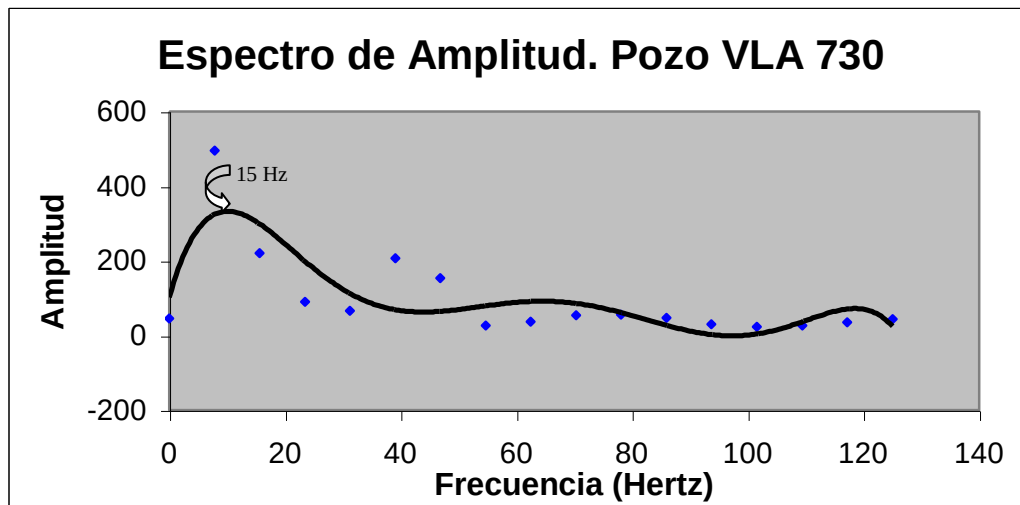


Figura N° 39: Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 730.

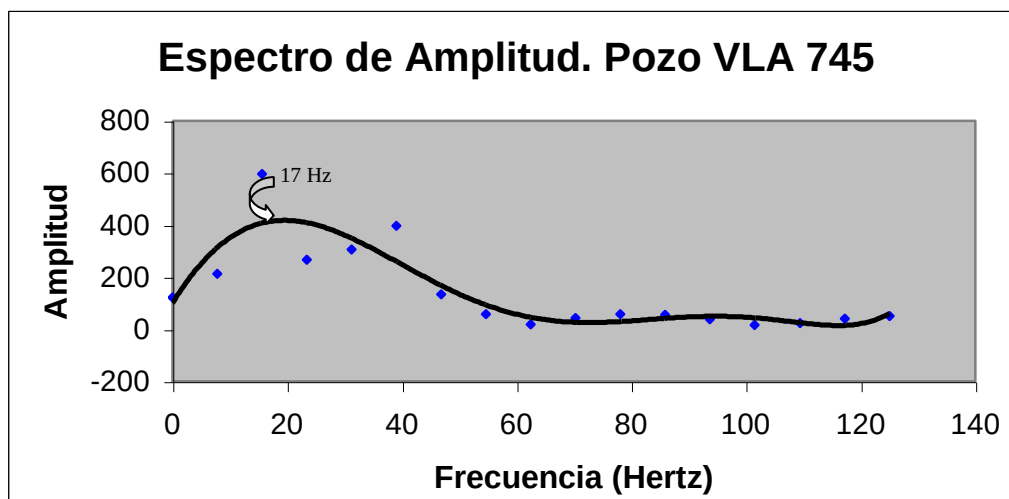


Figura N° 40: Espectro de Amplitud para la sección eocena del pozo VLA 745.

En la tabla N° 2, se muestran los resultados obtenidos de resolución vertical.

Pozo	Intervalo	Fm(Hz)	Vi (pies/s)	$\lambda/4$ (pies)
VLA 515	Mioceno	16	7752.6	121.13
	Eoceno	16	12551.2	196.11
	Paleoceno	14	13412.1	239.50
VLA 730	Mioceno	16	8398.9	131.23
	Eoceno	15	11729.6	195.50
VLA 745	Mioceno	15	7882.5	131.37
	Eoceno	17	12908.8	189.83

Tabla N° 2. Resultados del calculo de Resolución Sísmica Vertical.

El espesor promedio del intervalo C-70 es de 430.41 pies; éste se encuentra en el Eoceno inferior en donde la resolución vertical es de 196.11 pies, lo cual garantiza que el intervalo C-70 es apreciable sísmicamente.

V.1.2.- Generación de Sismogramas Sintéticos

La calibración sísmica-pozo tiene como objetivo principal establecer el significado geológico de las reflexiones sísmicas ubicando el tope de las formaciones sobre la sección sísmica. Esto se lleva a cabo mediante la generación de sismogramas sintéticos.

La serie de reflectividad representa los cambios en valores de impedancia acústica (producto de la densidad por la velocidad) asociados a un horizonte dado. La convolución de la función de reflectividad con una ondícula representa la traza o sismograma sintético.

Antes de la elaboración de los sismogramas sintéticos se verificó la calidad de los registros sónicos y de densidad, utilizando para ello los registros caliper y gamma ray. Esto se realiza con la finalidad de identificar lecturas afectadas por problemas de derrumbes o reboques en el pozo, procediendo a su edición posterior.

Una vez verificada la calidad de los registros sónico y de densidad, se procedió al uso de los tiros de verificación o “check shots” para corregir los registros sónicos. En otras palabras, los registros sónicos se ajustan aplicando la deriva que representa la diferencia entre el tiempo interválico de viaje sísmico y el tiempo integrado a lo largo del registro sónico, para un mismo intervalo en profundidad.

Los resultados obtenidos de la elaboración de los espectros de fase en los pozos VLA 515, VLA 730 y VLA 745 permitieron estimar la fase del volumen sísmico 3D. El procedimiento consistió en la extracción de la frecuencia y fase por líneas y trazas para el mismo intervalo en tiempo utilizado en la estimación de la frecuencia media en los pozos utilizando el programa *spectrum.pcf*. Estos valores fueron graficados y se determinó el valor del desfase correspondiente a la frecuencia media de cada pozo (tabla N° 2), obteniéndose una fase de 20° para los pozos VLA 515 y VLA 730, mientras que el pozo VLA 745 mostró una fase de

16°. Se puede apreciar en la figura N° 41 el valor de fase para el pozo VLA 745 el cual es de 16° para su correspondiente frecuencia media de 17 hertz.

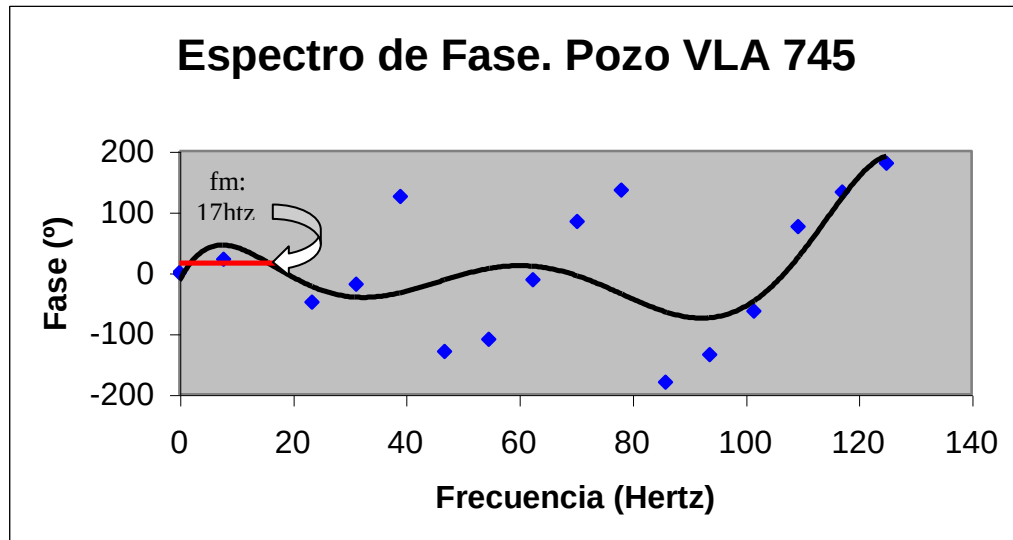


Figura N° 41: Espectro de Fase para la sección eocena del pozo VLA 745.

Los sismogramas sintéticos para los pozos VLA 515, VLA 730 y VLA 745 se generaron usando una ondícula Ricker; y los valores obtenidos en los espectros de fase y las frecuencias promedio correspondientes se indican en la tabla N° 2. En la figura N° 42 se muestra el sismograma sintético para el pozo VLA 745.

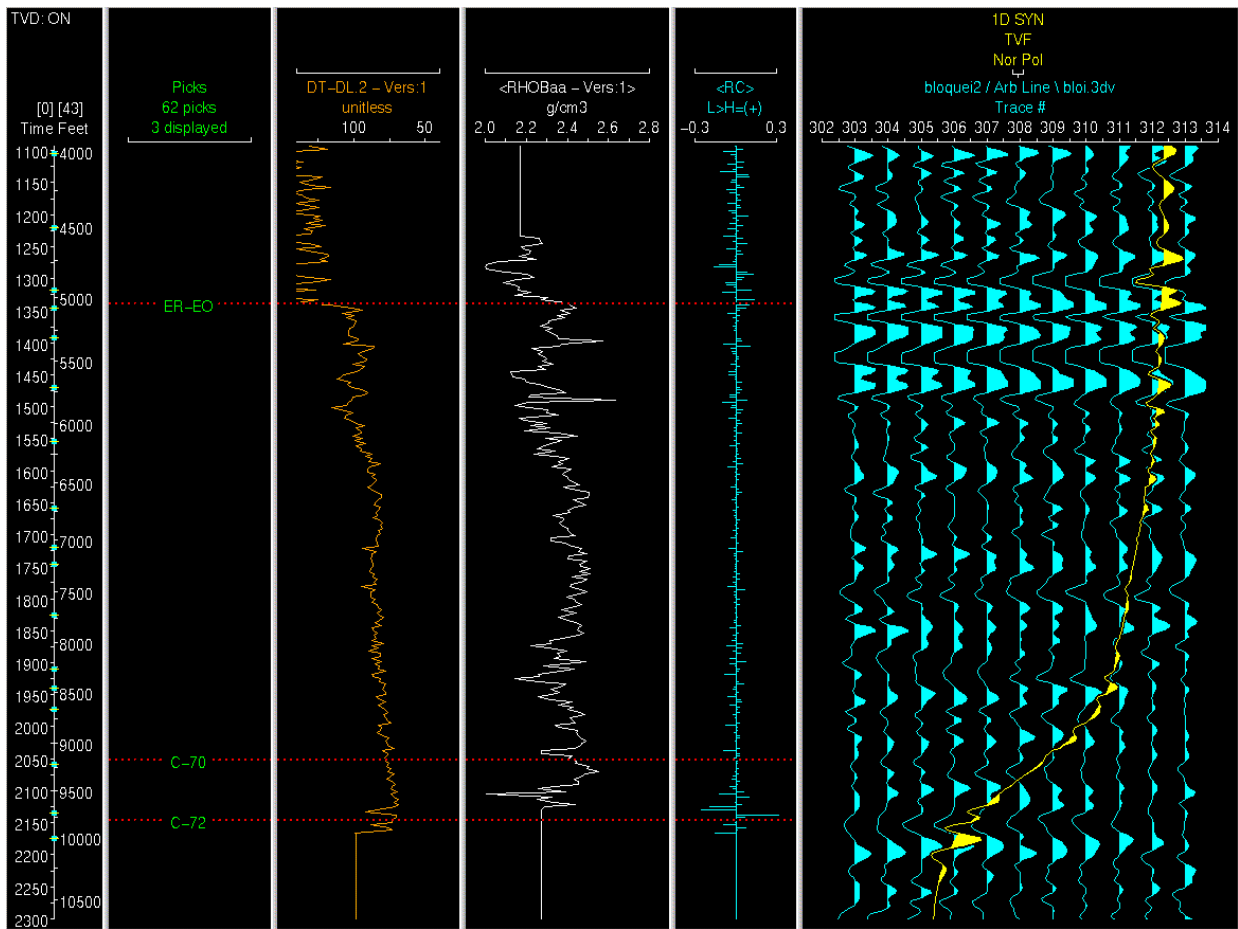


Figura N° 42: Sísmograma sintético del pozo VLA 745. La trayectoria en profundidad del pozo se indica con el trazado color amarillo sobre la sección sísmica. La traza sintética se indica también en color amarillo.

Se puede observar el buen amarre obtenido producto de una excelente correlación entre la traza sintética y la sísmica. También se observa la correspondencia de la Discordancia del Eoceno (ER-EO) y el tope C-70 a valores positivos de amplitud, mientras que para el tope C-72 el valor de la amplitud en la sísmica es negativo, en concordancia con el estándar de los formatos SEG-Y.

Una vez realizado el sísmograma sintético, este es desplegado sobre la sección sísmica en la traza en donde se encuentra el pozo. La figura N° 43 muestra la sección correspondiente al pozo VLA 745 con su respectivo sísmograma sintético desplegado en color amarillo.

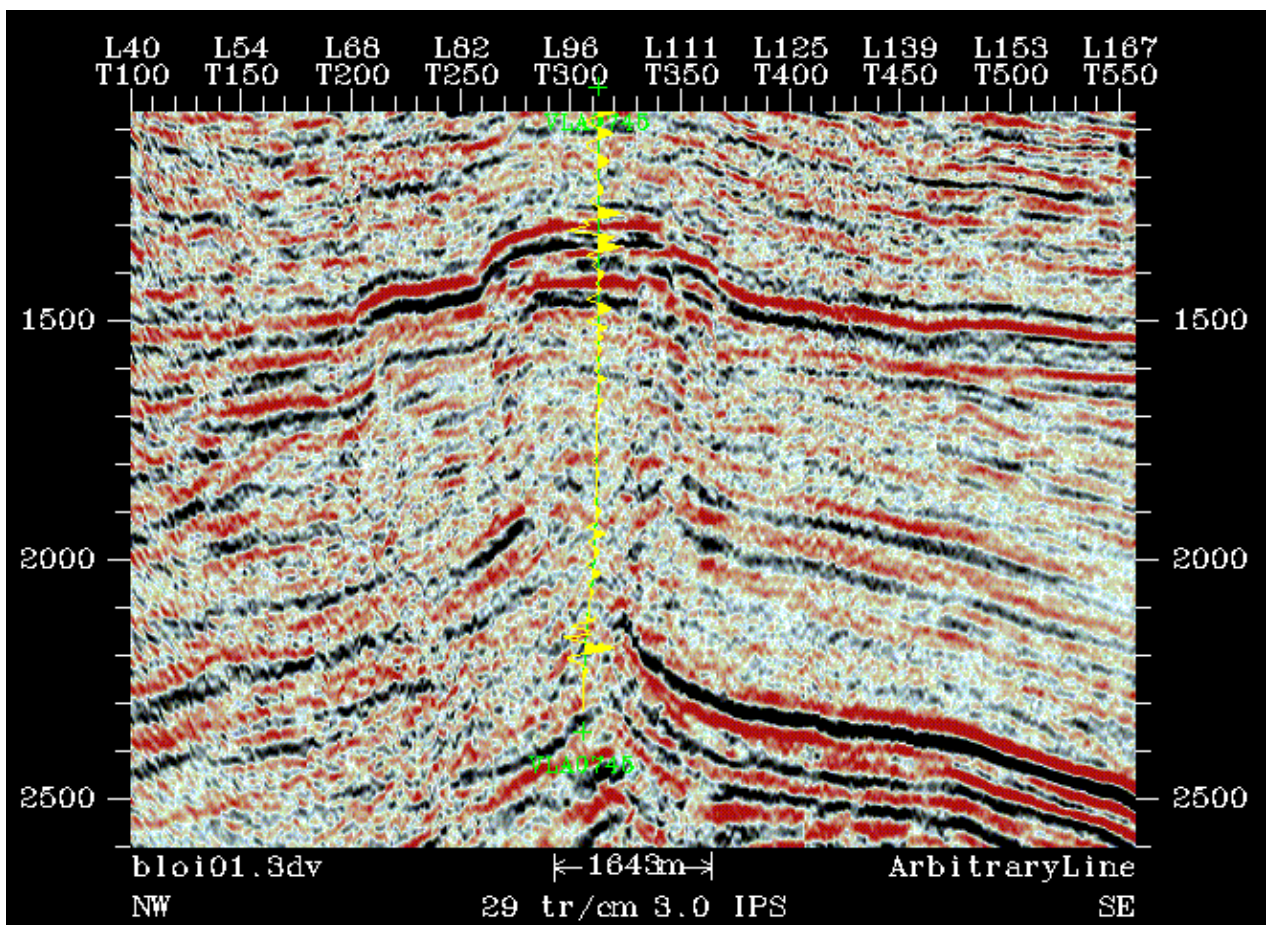


Figura N° 43 : Sección arbitraria NO-SE mostrando sísmograma sintético del pozo VLA 745.

V.1.3.- Correlación Sísmica

La definición del marco estructural estuvo basada en la correlación sísmica de los marcadores identificados en el volumen sísmico. La selección de los horizontes de interés en el área de estudio la realizó PDVSA E&P por la necesidad de proponer zonas de interés en el yacimiento C-70. Los horizontes seleccionados por la empresa son el tope y la base del yacimiento, los cuales están definidos por los topes C-70 y C-72, respectivamente. Adicionalmente, se seleccionaron los marcadores Discordancia del Eoceno y la Discordancia del Paleoceno por representar límites de secuencias representativos del área. La selección de estos dos últimos horizontes se efectuó en base a una buena continuidad lateral de los mismos a lo largo de todo el volumen 3D, a su importancia geológica y a la excelente correlación obtenida en los sismogramas sintéticos.

Para la correlación de los marcadores sísmicos se tomaron como líneas y trazas guía las correspondientes a los pozos VLA 515, VLA730 y VLA 745. Partiendo de esto, se correlacionó cada pozo a partir de su registro gamma ray (GR) y potencial espontáneo (SP) con el resto de los pozos del área. Luego de la correlación, se verificaron los topes con la sísmica y se procedió a aplicar algún “*shift*” de ser necesario.

En las figuras N° 44 y 45 se muestran secciones estructurales en las que se aprecia la correlación de los topes seleccionados.

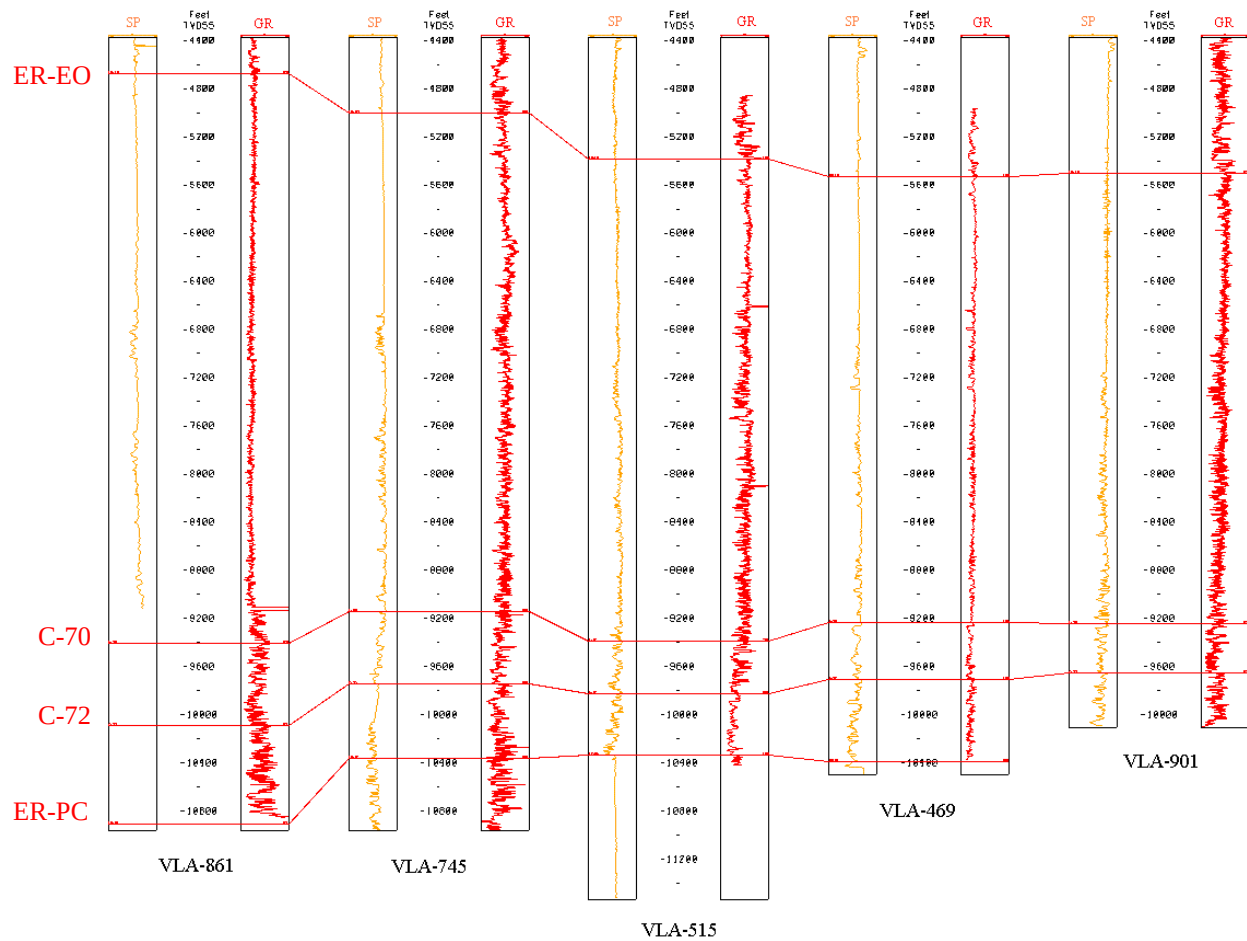


Figura N° 44: Sección estructural entre los pozos VLA-861, VLA-745, VLA-515, VLA-469 y VLA-901, donde se muestra la correlación entre los topes geológicos interpretados.

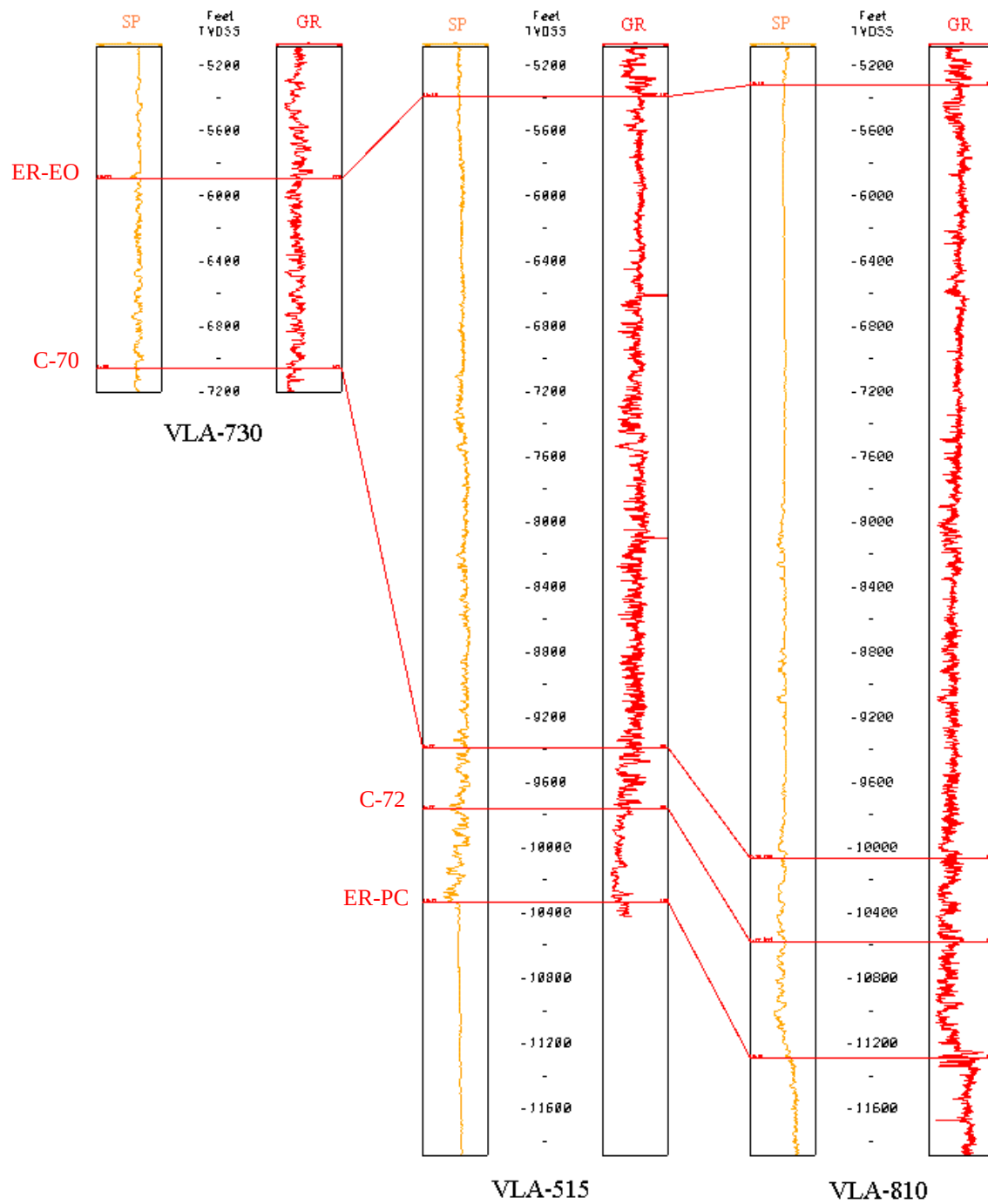


Figura N° 45: Sección estructural entre los pozos VLA-861, VLA-745, VLA-515, VLA-469 y VLA-901, donde se muestra la correlación entre los topes geológicos interpretados.

V.1.4.- Interpretación Sísmica Estructural

V.1.4.1.- Interpretación de Horizontes

Una vez realizada la calibración de los reflectores sísmicos con los topes geológicos, se llevó a cabo la correlación e interpretación de los horizontes sísmicos asociados a la Discordancia del Eoceno, tope y base del yacimiento C-70 y Discordancia del Paleoceno. La figura N° 46 es una sección vertical en donde se muestran cada uno de los horizontes interpretados en este estudio.

La interpretación de estos cuatro horizontes se realizó cada 5 líneas (NE-SO) y cada 10 trazas (NO-SE), obteniendo un mallado del horizonte sísmico interpretado (Figura N° 47). Para completar la interpretación entre las líneas y trazas restantes se realizó una interpolación del mallado obtenido. La figura N° 48 muestra el mapa en tiempo interpolado para el horizonte asociado a la Discordancia del Eoceno.

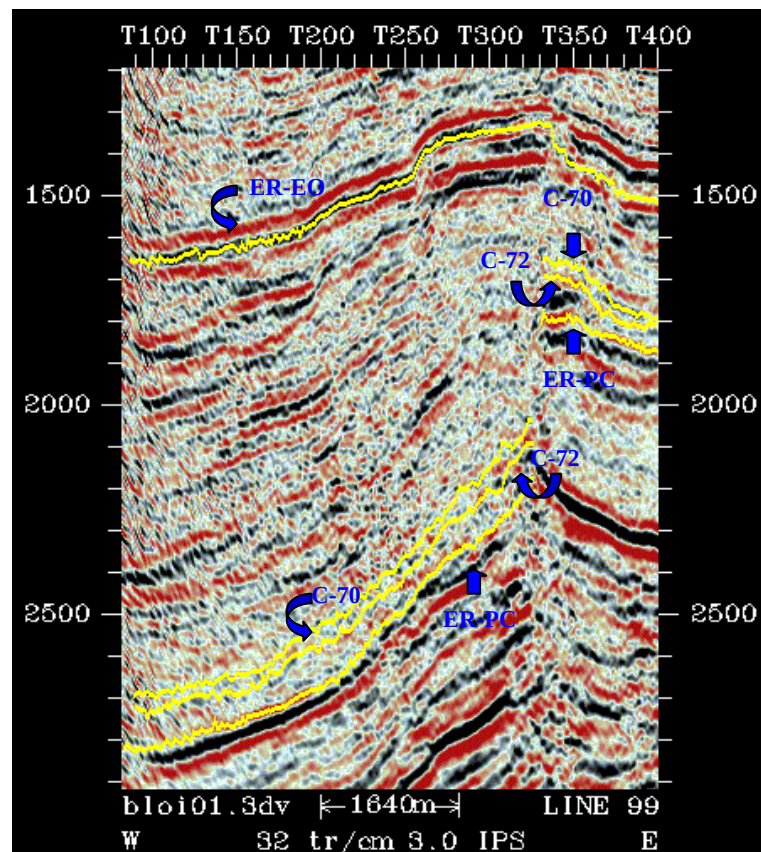


Figura N° 46: Sección sísmica NW-SE correspondiente a la línea 99, mostrando horizontes interpretados en el área.

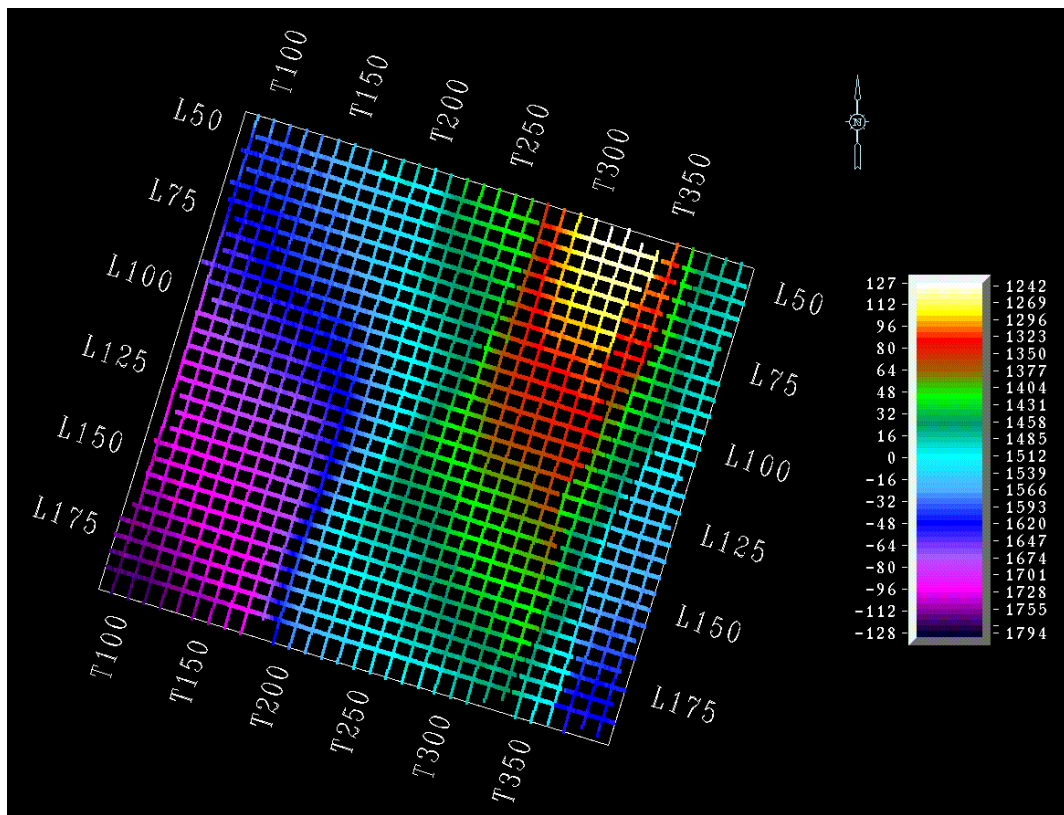


Figura N° 47: Mapa en tiempo del horizonte asociado a la Discordancia del Eoceno.

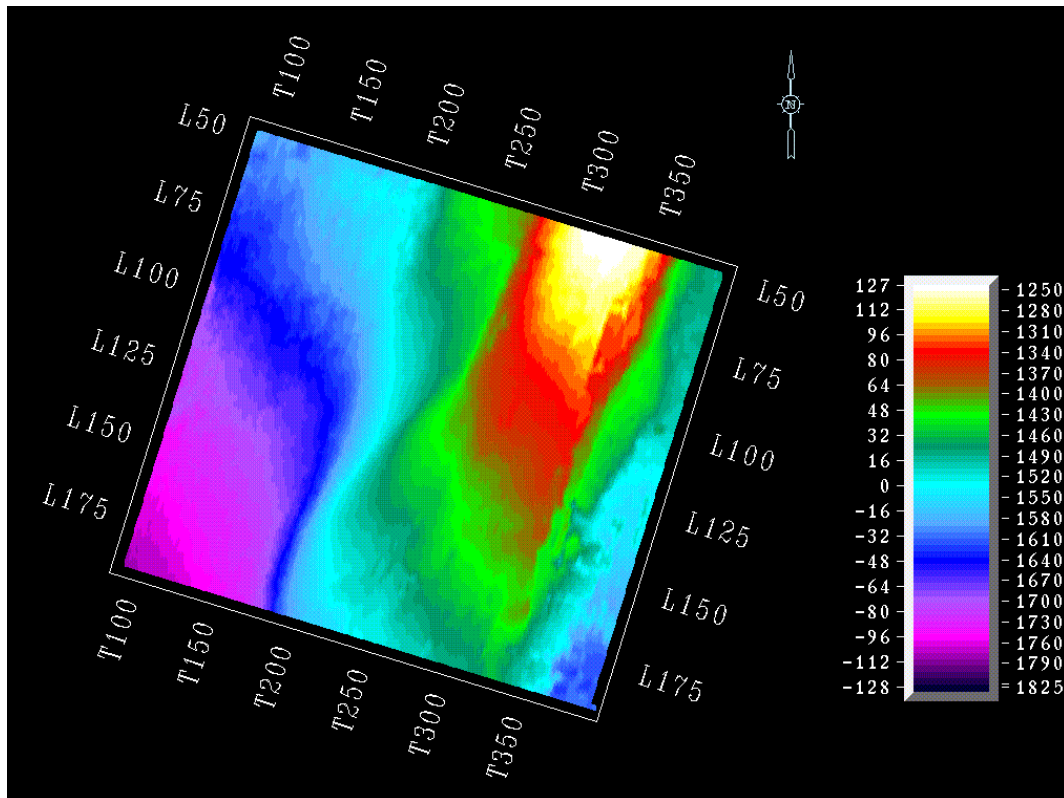


Figura N° 48: Mapa en tiempo interpolado para el horizonte asociado a la Discordancia del Eoceno.

Se puede observar, en la figura N° 48, la dirección de buzamiento del horizonte asociado a la discordancia del Eoceno mostrando la forma de anticlinal asimétrico cuyo eje esta orientado en dirección SSO-NNE.

V.1.4.2.- Interpretación de Fallas

La definición del patrón de fallas del área se realizó mediante los resultados obtenidos en el análisis de secciones sísmicas arbitrarias, el uso del “Cubo de Fallas”, atributos sísmicos estructurales obtenidos para los diferentes horizontes interpretados y el estilo estructural presente en la región.

Para generar el “Cubo de Fallas” se utilizó el siguiente procedimiento:

1.- El “Cubo de Fallas” es generado en archivos SEG Y, por esto fue necesario transformar el archivo .3dv de la sísmica original a formato SEG Y.

2.- Una vez generado el archivo SEG Y correspondiente al volumen sísmico, se ejecuta el programa “Cubo de Fallas” el cual genera como salida otro archivo bajo el mismo formato y de igual tamaño que el archivo original.

Al ejecutar el “Cubo de Fallas” es necesario ingresar el valor de la ventana de correlación. El tamaño de la ventana de correlación representa uno de los parámetros más importante dentro de este proceso y está relacionado con el tipo de características que se desea observar; para rasgos estructurales se utilizan ventanas de correlación de mayor tamaño al usado para obtener rasgos estratigráficos.

Las ventanas de correlación utilizadas en el volumen sísmico fueron de 100ms, 120ms y 180ms, obteniéndose de esta forma tres archivos en formato SEG Y, correspondientes al mismo volumen sísmico.

3.- Para finalizar, los archivos SEG Y obtenidos en el paso anterior son transformados a .3dv, que es el formato original de entrada, obteniéndose así tres volúmenes sísmicos coherentes.

Los tres volúmenes obtenidos fueron cargados en la aplicación Create Cube Volume de Seiswork, la cual genera un archivo de extensión .cd, compatible con el

programa SeisCube, herramienta de Superseiswork, contenido dentro de la aplicación de Openworks (Landmark), que permite realizar animaciones y cortes horizontales en tiempo de los volúmenes sísmicos.

De esta forma se determinó que la ventana de correlación óptima era de 120ms., ya que permitió observar los principales rasgos estructurales del área de manera satisfactoria. (Figura N° 49).

Adicionalmente, se utilizaron los atributos sísmicos estructurales: Dip, Azimut y Edge Detection, siendo este ultimo el que arrojó mejores resultados. (Figuras N° 50 y N° 51).

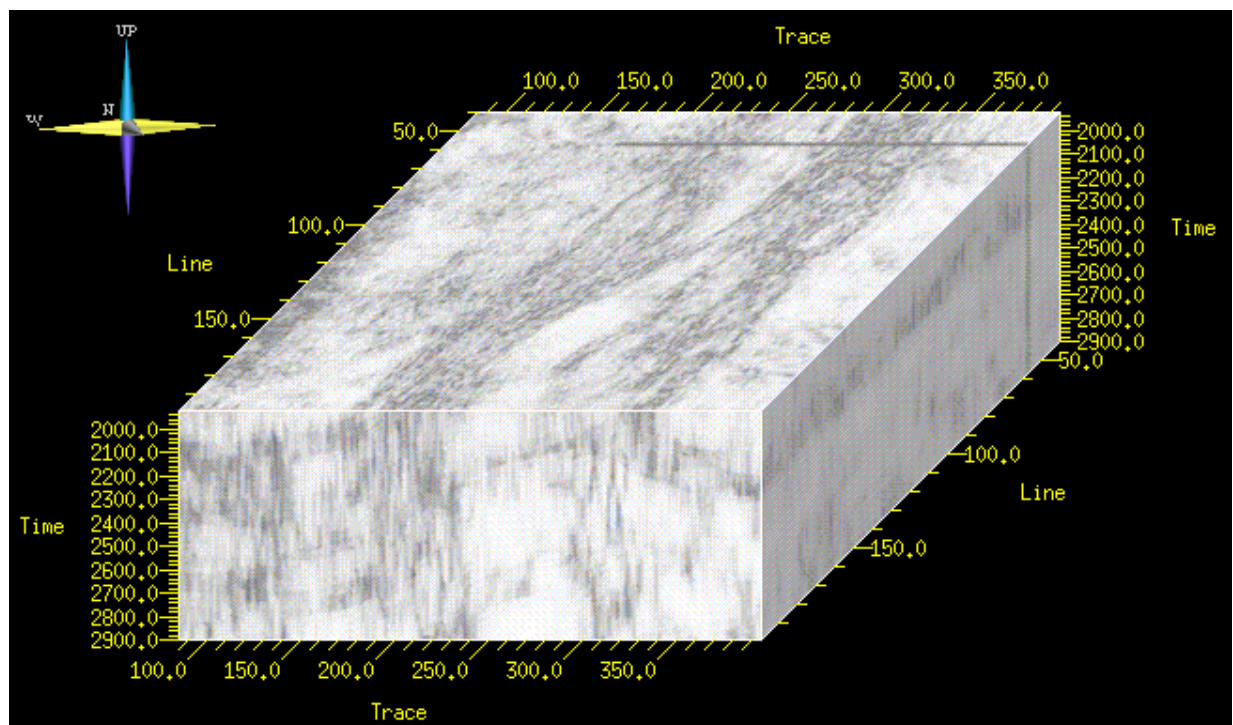


Figura N° 49: Cubo de coherencia utilizado para la interpretación de las fallas.

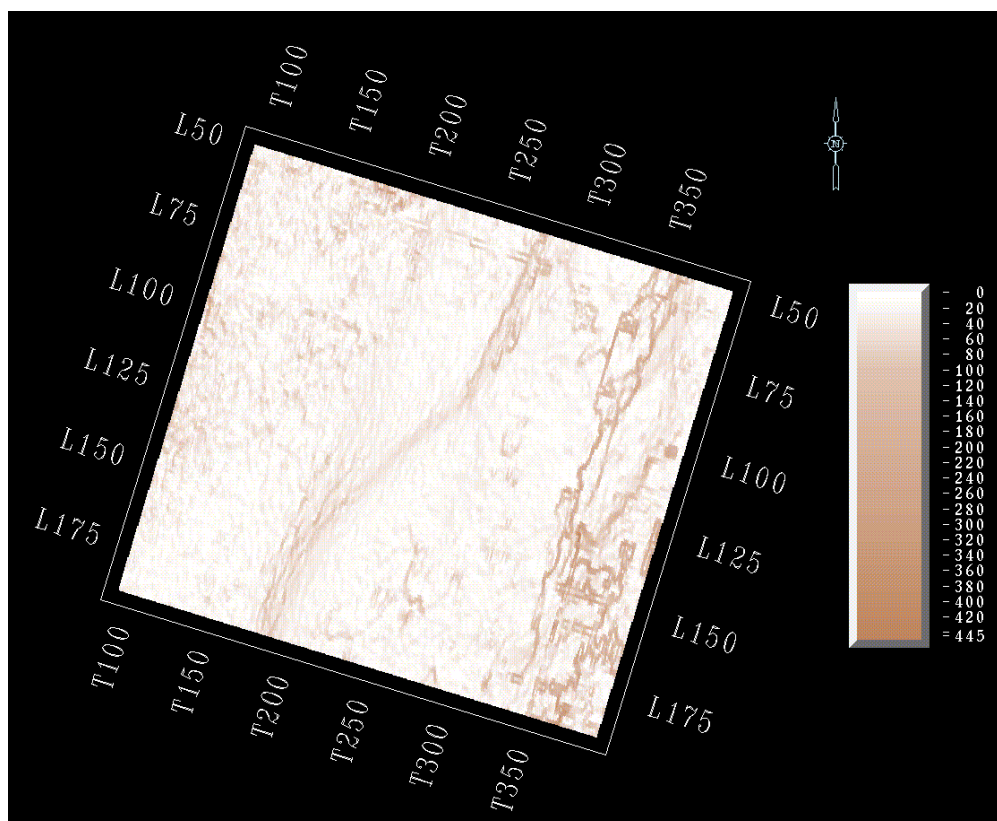


Figura N° 50: Mapa del atributo sísmico Edge Detection de la Discordancia del Eoceno.

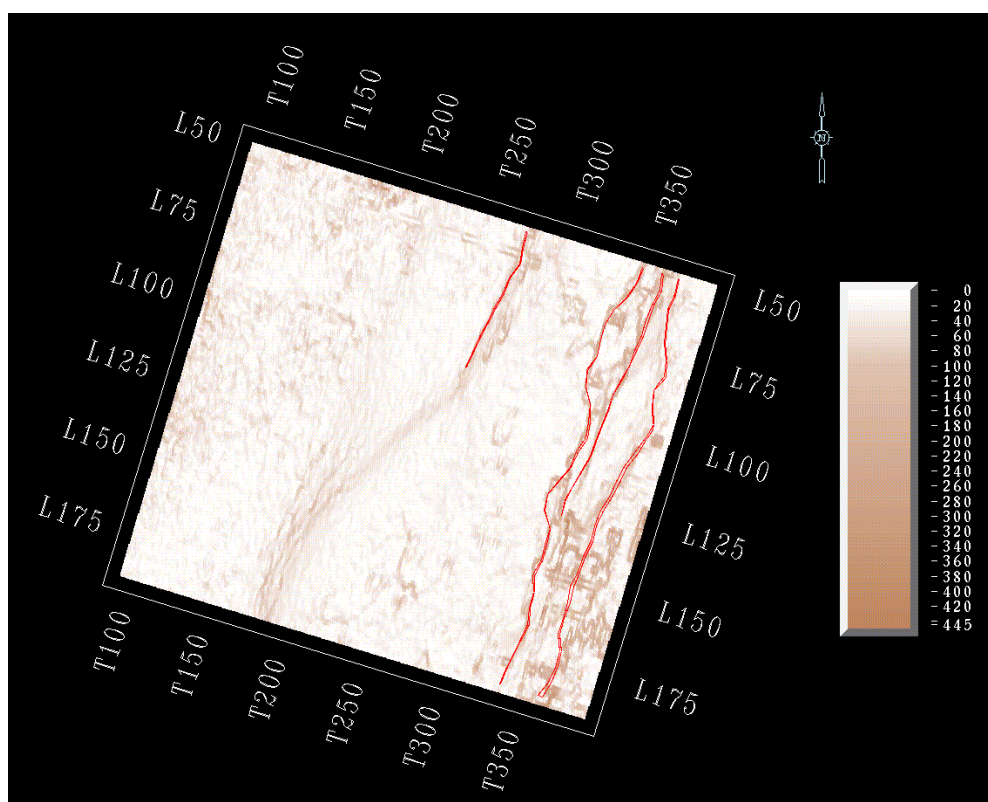


Figura N° 51: Mapa del atributo sísmico Edge Detection de la Discordancia del Eoceno con fallas interpretadas.

Se puede observar que tanto en los resultados obtenidos al aplicar el “Cubo de Fallas” como los obtenidos con los atributos estructurales, la tendencia regional de las anomalías es NNE-SSO.

Una vez obtenida toda esta información, se identificaron las diferentes anomalías estructurales y se procedió a la interpretación de las fallas en secciones verticales del volumen sísmico, perpendiculares al rumbo de dichas anomalías. Es de hacer notar que el modelo estructural propuesto en este proyecto asume la acción de una rampa de despegue, por lo que no se toma a la falla Icotea como transcurrente. Las figuras N° 52 y 53 muestran las fallas interpretadas en perfiles sísmicos con dirección NOO-SEE la cual es perpendicular al rumbo de las estructuras principales (NNE-SSO).

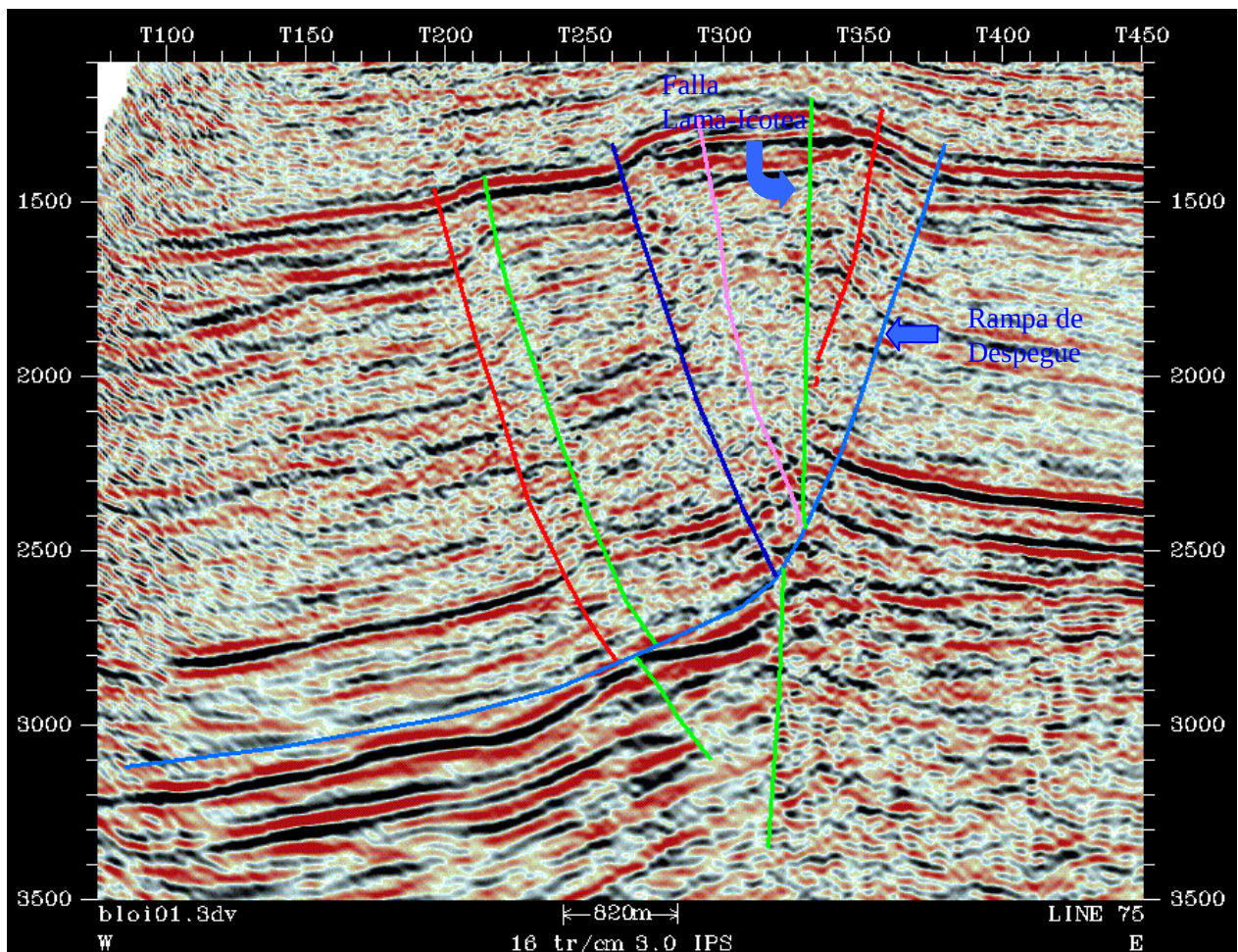


Figura N° 52: Línea sísmica 75. Dirección NOO-SEE. Muestra las fallas interpretadas.

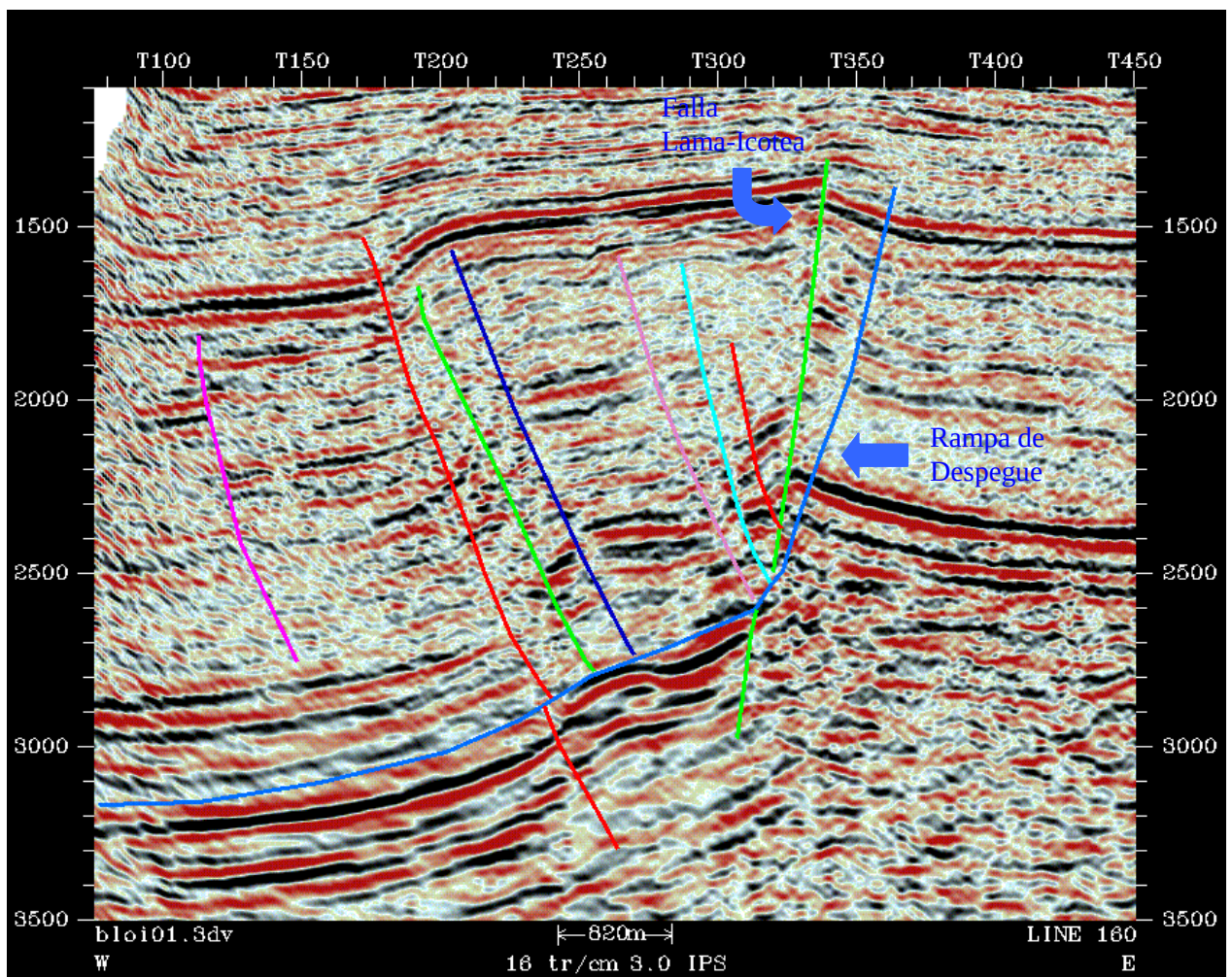


Figura N° 53: Línea sísmica 160. Dirección NOO-SEE. Muestra las fallas interpretadas.

También se pudo identificar una serie de fallas de ángulo muy alto con rumbo NEE-SOO a NOO-SEE. Las figuras N° 54 y 55 muestran secciones sísmicas en dirección perpendicular al rumbo de estas fallas.

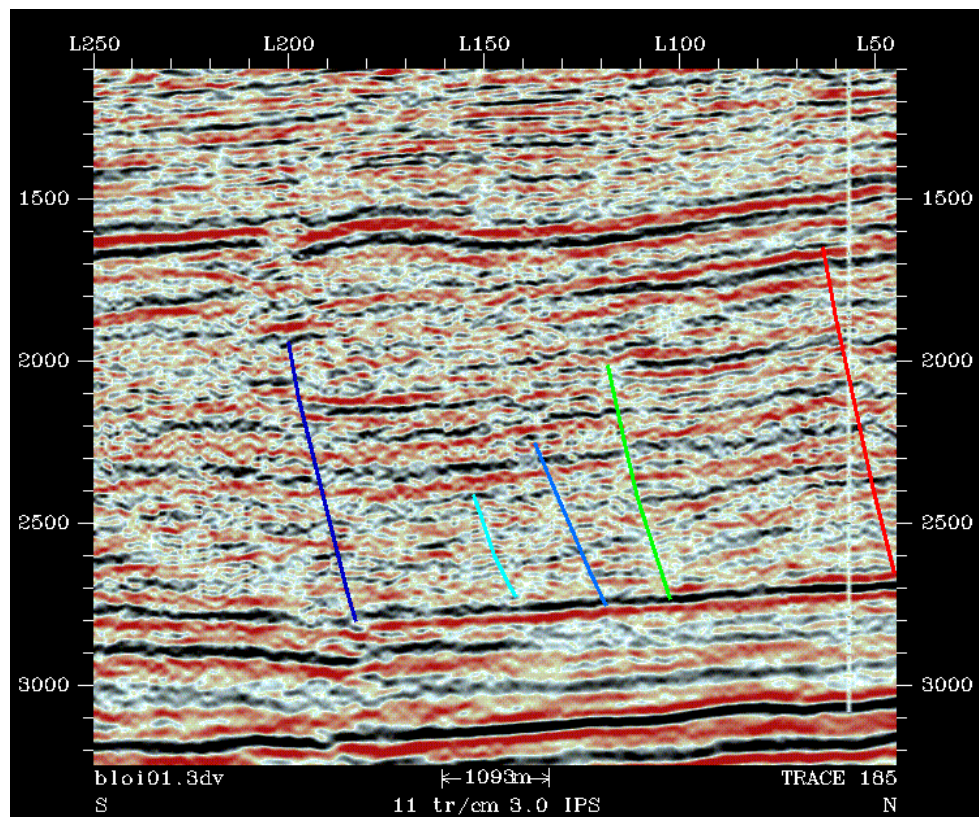


Figura N° 54: Taza sísmica 185. Dirección NNE-SSO. Muestra las fallas interpretadas.

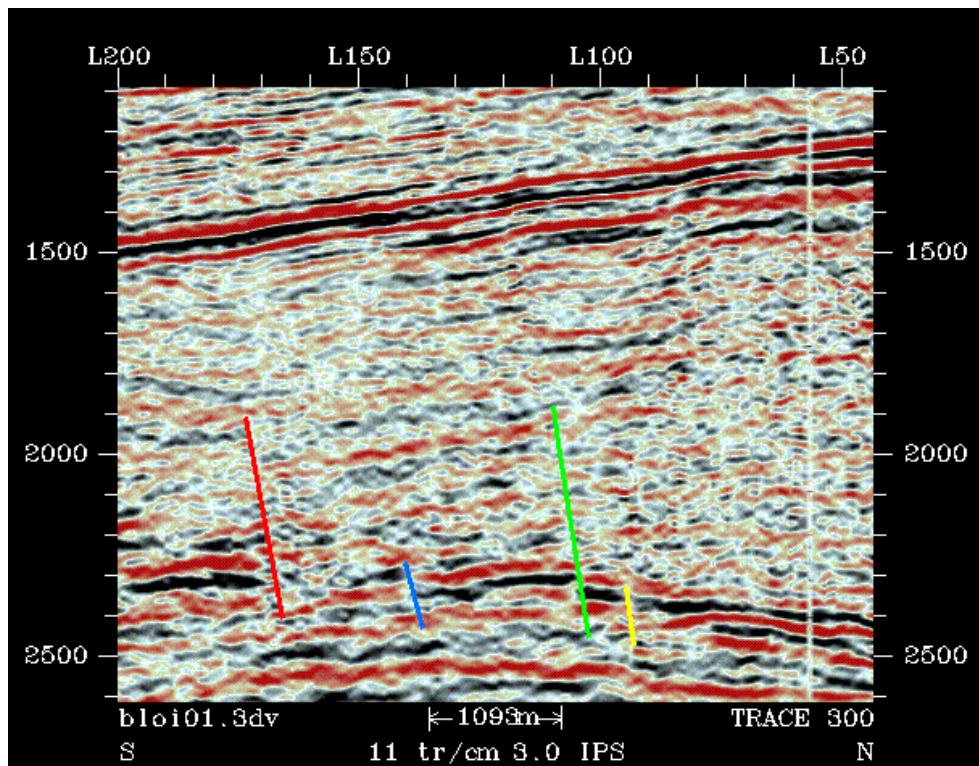


Figura N° 55: Taza sísmica 300. Dirección NNE-SSO. Muestra las fallas interpretadas.

V.1.4.3.- Conversión a Profundidad

Para la conversión a profundidad y generación de mapas estructurales a nivel de los horizontes estudiados, se procedió a generar una función lineal de conversión para cada uno de los reflectores interpretados. Esta función se obtuvo graficando la relación profundidad contra tiempo sísmico de los horizontes interpretados y estimando la mejor función matemática de ajuste para dicha relación. (Tabla N° 3).

Horizonte	Función	R ²
Discordancia del Eoceno	$y = -4.92*t + 1580.3$	0.9749
Tope C-70	$y = -5.44*t + 2278.2$	0.899
Tope C-72	$y = -6.27*t + 3914.3$	0.9022
Discordancia del Paleoceno	$y = -6.05*t + 3602.7$	0.8824

Tabla N° 3: Funciones matemáticas obtenidas de la relación tiempo sísmico – profundidad de horizontes.

Estas funciones fueron aplicadas al horizonte en tiempo correspondiente, obteniéndose de esta manera los mapas en profundidad para cada reflector interpretado.

El último paso consistió en ajustar el mapa en profundidad con los datos de los pozos, para lo que fue necesario el cálculo de un mapa residual, producto de la diferencia entre los valores de profundidad del pozo y los del mapa construido previamente a partir de la función de ajuste. Este residual fue sumado al mapa en profundidad, asegurando de esta manera, el perfecto ajuste del mapa con los valores de profundidad de los pozos.

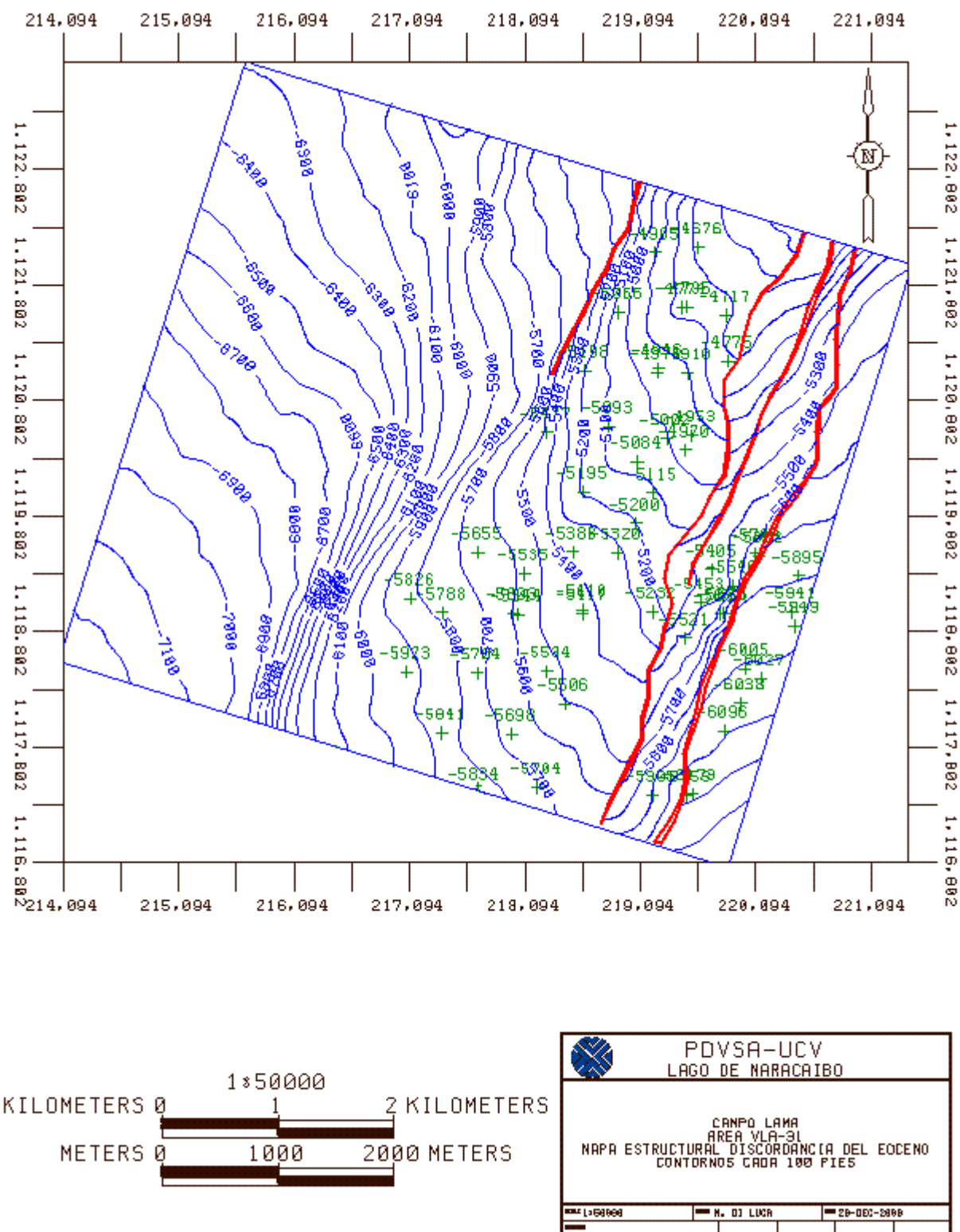


Figura N° 56: Mapa Estructural en profundidad de la Discordancia del Eoceno.

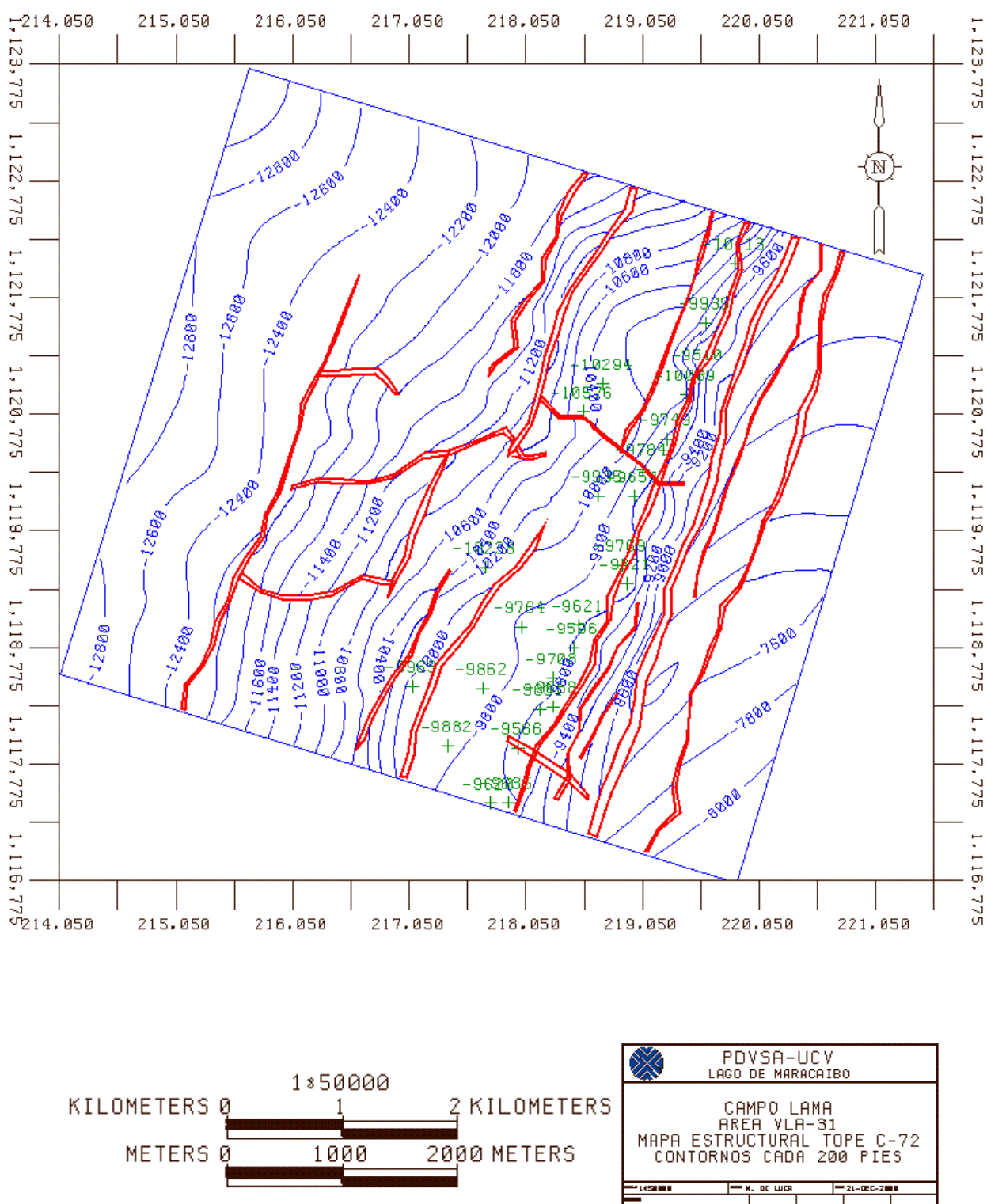


Figura N° 58: Mapa Estructural en profundidad del Tope C-72.

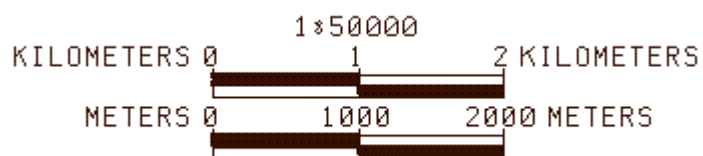
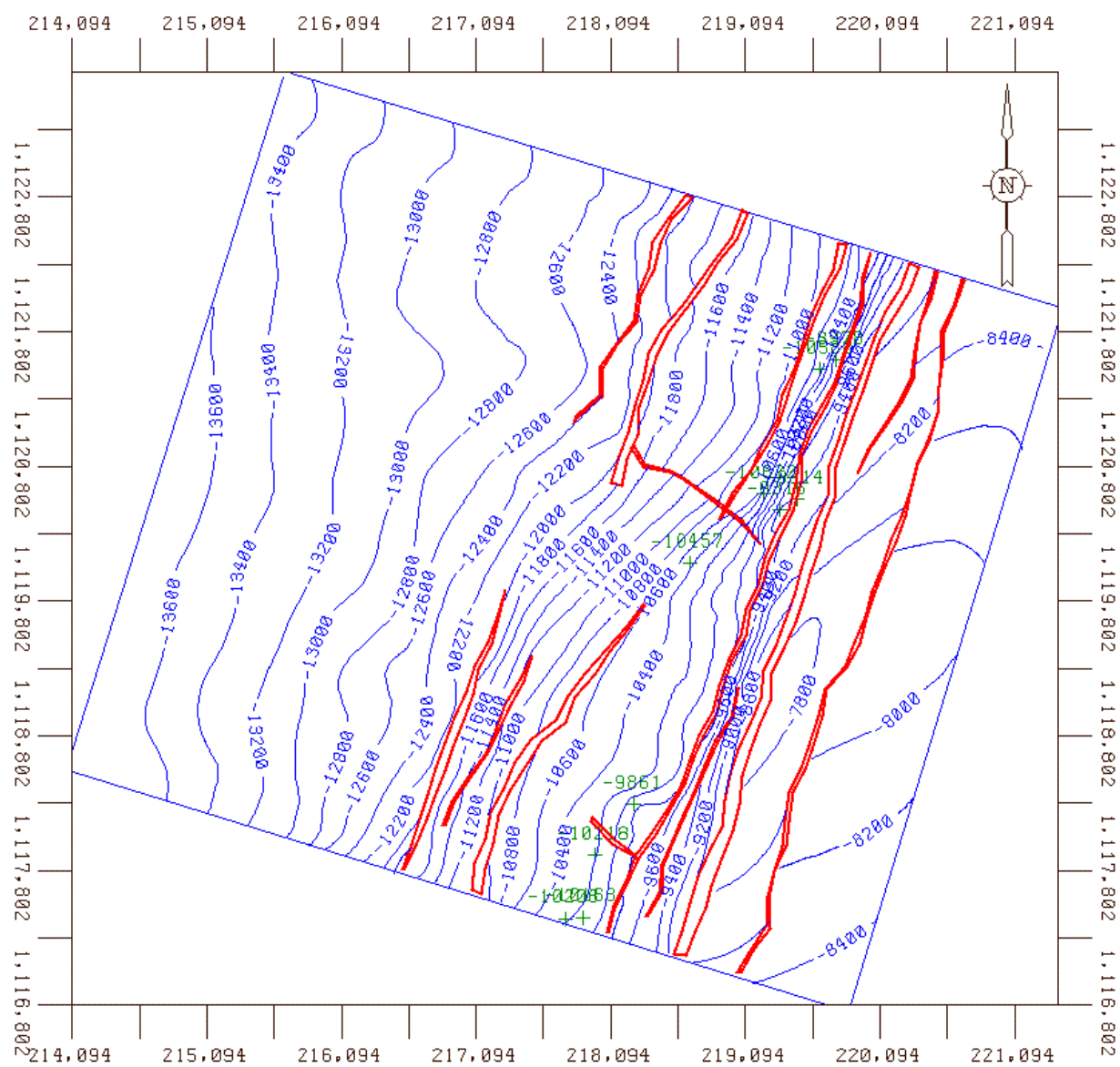


Figura N° 59: Mapa Estructural en profundidad de la Discordancia del Paleoceno.

V.2.- Estimación de pseudo-propiedades

V.2.1.- Datos Petrofísicos

Los datos petrofísicos utilizados para la ejecución del proyecto fueron proporcionados por PDVSA E&P de un estudio petrofísico realizado en el área VLA 31. Los datos consisten del nombre del pozo, intervalo en profundidad en donde se calcularon las propiedades y el valor de las diferentes propiedades. La tabla N° 4 resume la evaluación petrofísica para el yacimiento C-70 obtenida de la información de 25 pozos del área VLA 31.

pozo	x	y	ant (pies)	anp (pies)	phi (%)	Sw (%)	So (%)	Espesor (pies)	net to gross (%)
VLA-1032	219596,7	1121288	59,5	37,5	10,1	43,3	56,7	410,00	14,51
VLA-1052	217897,9	1117446	243,5	144,0	13,2	43,6	56,4	395,77	61,53
VLA-1059	218170,7	1118245	287,5	204,0	11,9	44,4	55,6	416,62	69,01
VLA-1080	219427,8	1120942	498,5	359,0	10,3	41,7	58,3	861,05	57,89
VLA-1089	218979,5	1120069	328,5	186,5	10,8	44,8	55,2	468,46	70,12
VLA-1137	218457,8	1118772	271,5	110,0	11,1	48,9	51,1	399,63	67,94
VLA-185	218507,0	1118966	248,0	224,5	10,3	39,1	60,9	468,21	52,97
VLA-300	218674,3	1120075	192,0	105,5	12,4	44,8	55,2	402,88	47,66
VLA-316	217984,9	1117913	276,5	114,5	10,8	47,2	52,8	398,00	69,47
VLA-365	217707,5	1119462	280,0	43,0	11,4	51,3	48,7	468,00	59,83
VLA-375	218713,8	1121036	97,5	9,0	11,3	54,1	45,9	306,94	31,77
VLA-433	217080,2	1118441	242,5	59,0	9,8	49,9	50,1	352,00	68,89
VLA-469	218283,7	1118511	265,0	106,0	12,7	31,3	68,7	468,96	56,51
VLA-485	218010,7	1118951	200,0	117,5	13,3	38,7	61,3	360,00	55,56
VLA-496	217681,6	1118424	201,5	99,0	8,3	44,3	55,7	389,00	51,80
VLA-507	217383,4	1117930	200,5	124,0	14,4	40,1	59,9	376,00	53,32
VLA-515	218916,8	1119321	203,5	159,0	11,4	39,5	60,5	434,20	46,87
VLA-736	218874,3	1119481	283,5	101,0	11,5	48,4	51,6	489,00	57,98
VLA-745	219258,3	1120561	420,0	370,5	14,1	28,9	71,1	612,96	68,52
VLA-753	219053,9	1120304	244,5	211,0	15,3	41,3	58,7	534,23	45,77
VLA-787	219534,3	1121119	276,5	175,0	10,6	30,4	69,6	470,14	58,81
VLA-810	218545,6	1120795	259,5	65,0	10,9	50,0	50,0	506,24	51,26
VLA-834	219596,5	1121560	177,5	98,0	8,1	40,0	60,0	351,08	50,56
VLA-861	219846,9	1122069	301,5	133,0	12,3	41,0	59,0	704,90	42,77
VLA-901	218282,3	1118268	332,5	198,0	14,2	45,2	54,8	412,71	80,57

Tabla N° 4: Datos Petrofísicos.

Antes de empezar a manipular estos valores petrofísicos, es necesario realizar histogramas de cada grupo de datos para determinar como se representan sus respectivas distribuciones (Figuras N° 60, 61, 62, 63, 64, 65 y 66).

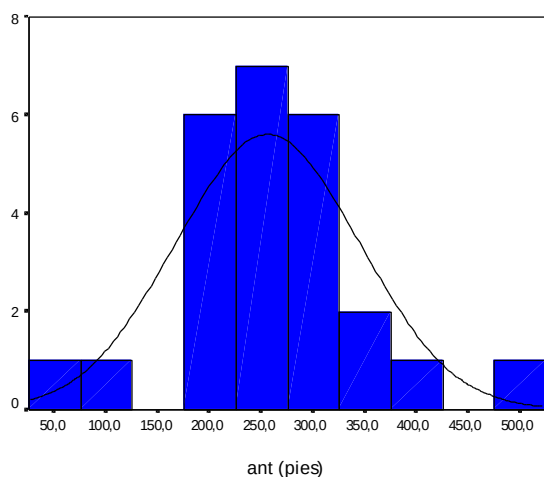


Figura N° 60: Histograma para el espesor de ANT.

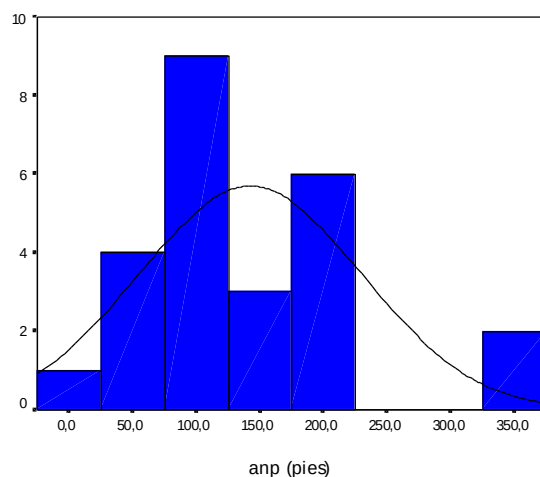


Figura N° 61: Histograma para el espesor de ANP.

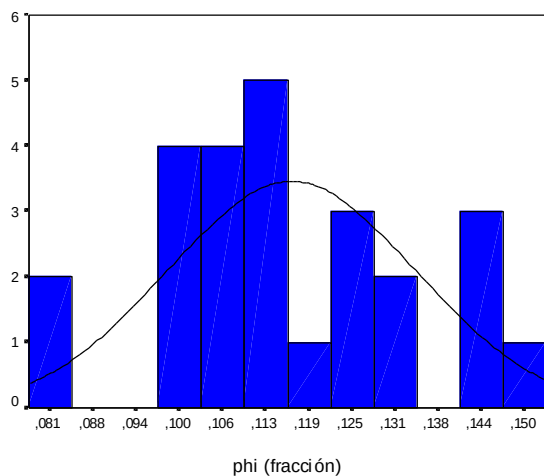


Figura N° 62: Histograma para los valores de porosidad (PHI).

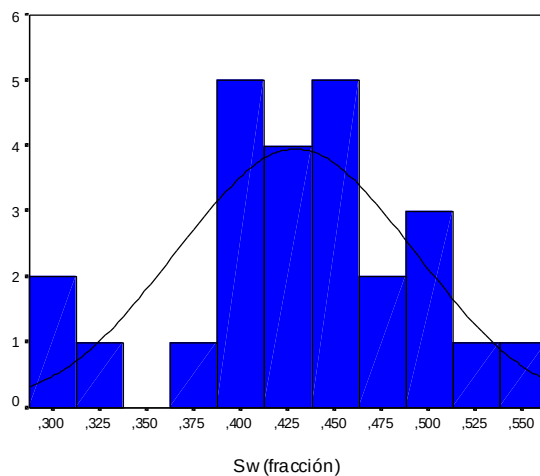


Figura N° 63: Histograma para los valores de Saturación de agua (Sw).

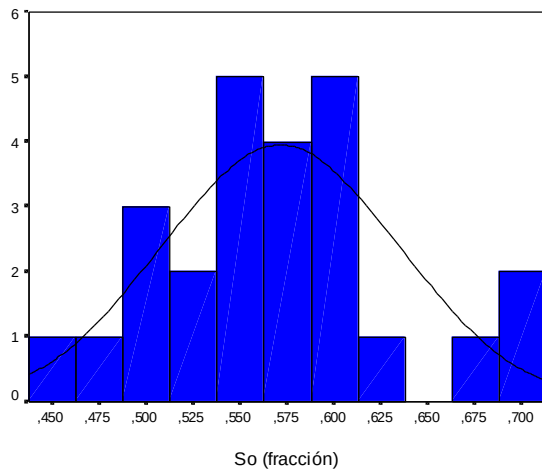


Figura N° 64: Histograma para los valores de Saturación de petróleo (So).

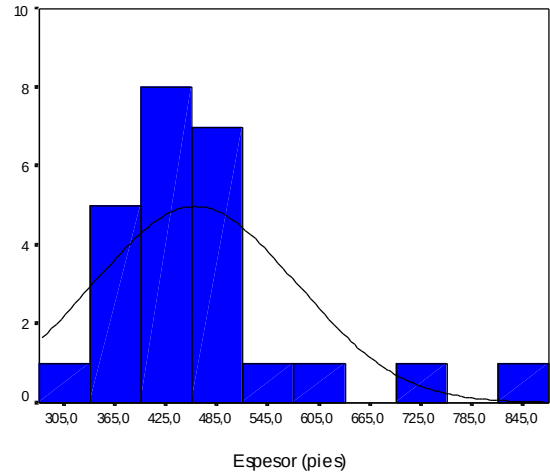


Figura N° 65: Histograma para los valores de Espesor.

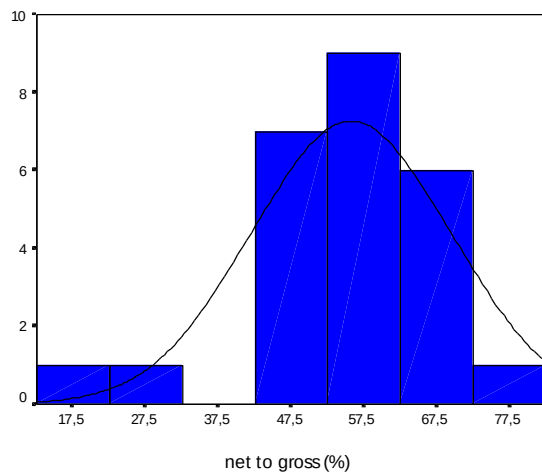


Figura N° 66: Histograma para los valores de "Net to gross".

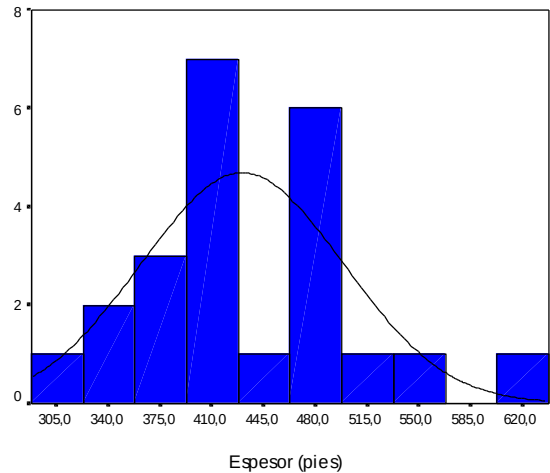


Figura N° 67: Histograma para los valores de Espesor después de ser editados.

Como se puede observar, todos los parámetros de una misma propiedad se encuentran distribuidos de forma normal, exceptuando los datos correspondientes a los valores de espesor (figura N° 65). A estos datos fue necesario editarlos eliminando los valores de espesor correspondientes al de los pozos VLA 1080 y VLA 861, los cuales presentan magnitudes que salen de la distribución normal dentro del yacimiento. Si se toman en consideración estos datos (espesor de los pozos VLA 1080 y VLA 861), se pueden generar resultados erróneos al ser

manipulados en conjunto con los demás datos. Adicionalmente, se eliminaron los pozos VLA 1080 y VLA 861 para la propiedad de “net to gross”, debido a la dependencia que tiene este parámetro con el espesor y ant ($net\ to\ gross = (ant / espesor) * 100$). La figura N° 67 muestra la distribución de los valores de espesor luego de la edición.

En la figura N° 68 se puede observar la distribución de estos pozos dentro del área de interés. La línea roja demarca el área del yacimiento en superficie y la amarilla la región interpretada.

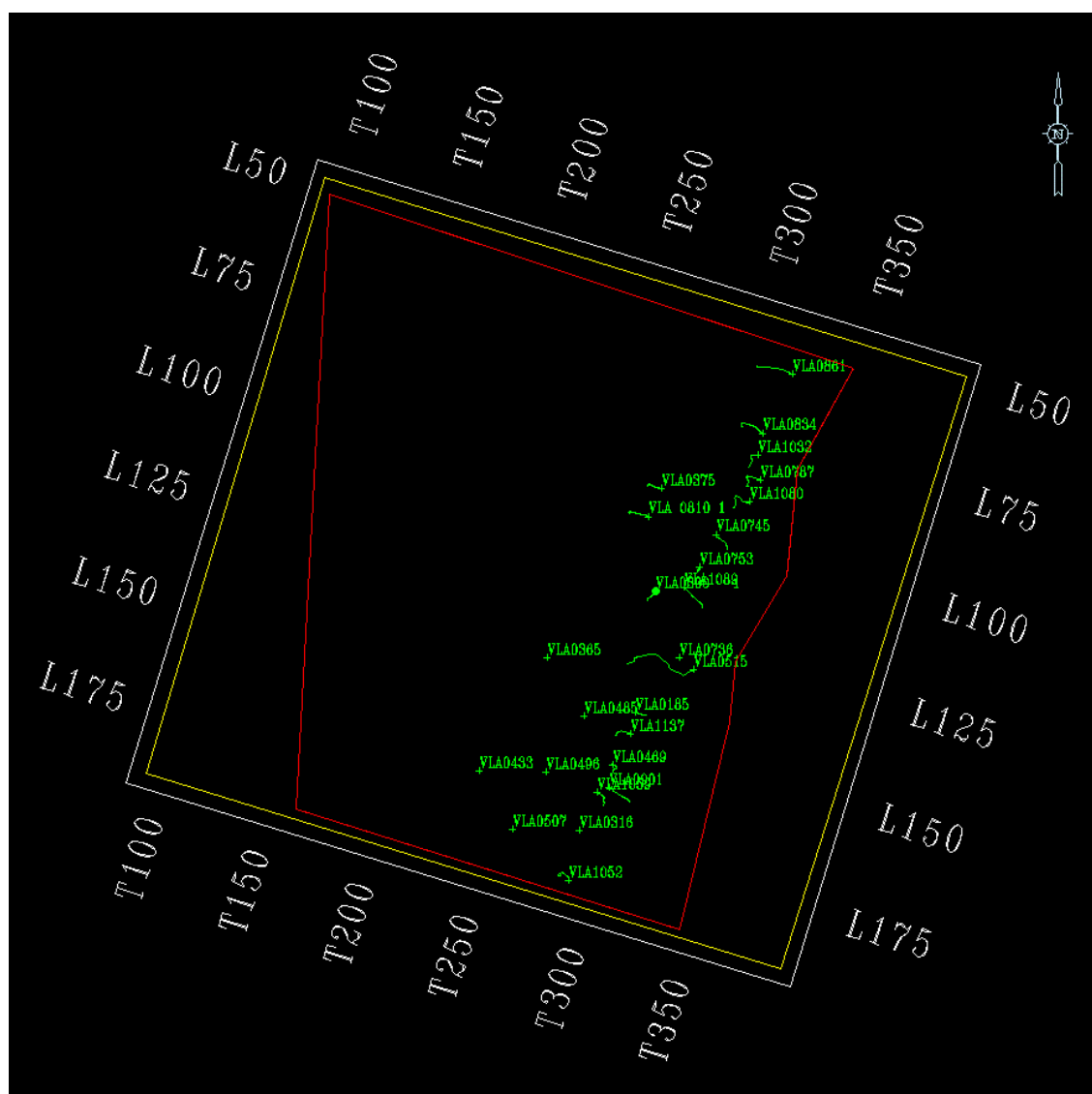


Figura N° 68: Distribución de los pozos con datos petrofísicos dentro del área de interés a nivel del yacimiento C-70.

V.2.2.- Análisis de Sensibilidad Sísmica

Para determinar el grado de sensibilidad de la respuesta sísmica a variaciones de parámetros petrofísicos del intervalo C-70, es necesario realizar un modelado sísmico. Esta técnica consiste en generar un modelo inicial simplificado del yacimiento C-70, caracterizado por velocidad, densidad y petrofísica (porosidad, saturación, etc.), y simular su respuesta sísmica asociada. Entonces, el análisis de sensibilidad consiste en comparar las distintas respuestas sísmicas sintéticas asociadas a variaciones de los parámetros petrofísicos del modelo inicial.

En la estimación de la sensibilidad sísmica se varía una sola propiedad petrofísica a la vez mientras las propiedades restantes permanecen fijas, con el fin de discriminar cual propiedad ejerce mayor influencia sobre la respuesta sísmica.

El procedimiento seguido para la estimación de la sensibilidad sísmica-petrofísica se detalla a continuación.

V.2.2.1.- Definición del Modelo Inicial

Finalizada la interpretación sísmica estructural, se procedió a generar el modelo inicial del yacimiento C-70 a lo largo de la sección sísmica seleccionada del volumen 3D. La sección seleccionada fue la traza 310 (Figura N° 69), que contiene los pozos VLA 745 y VLA 515.

V.2.2.1.1.- Definición del modelo de velocidades

La estimación de las velocidades se realizó mediante la inversión de la información sísmica post-apilamiento correspondiente a la traza sísmica 310. Para aplicar la técnica de inversión es necesario cubrir una serie de pasos previos los cuales se describen a continuación (Figura N° 70).

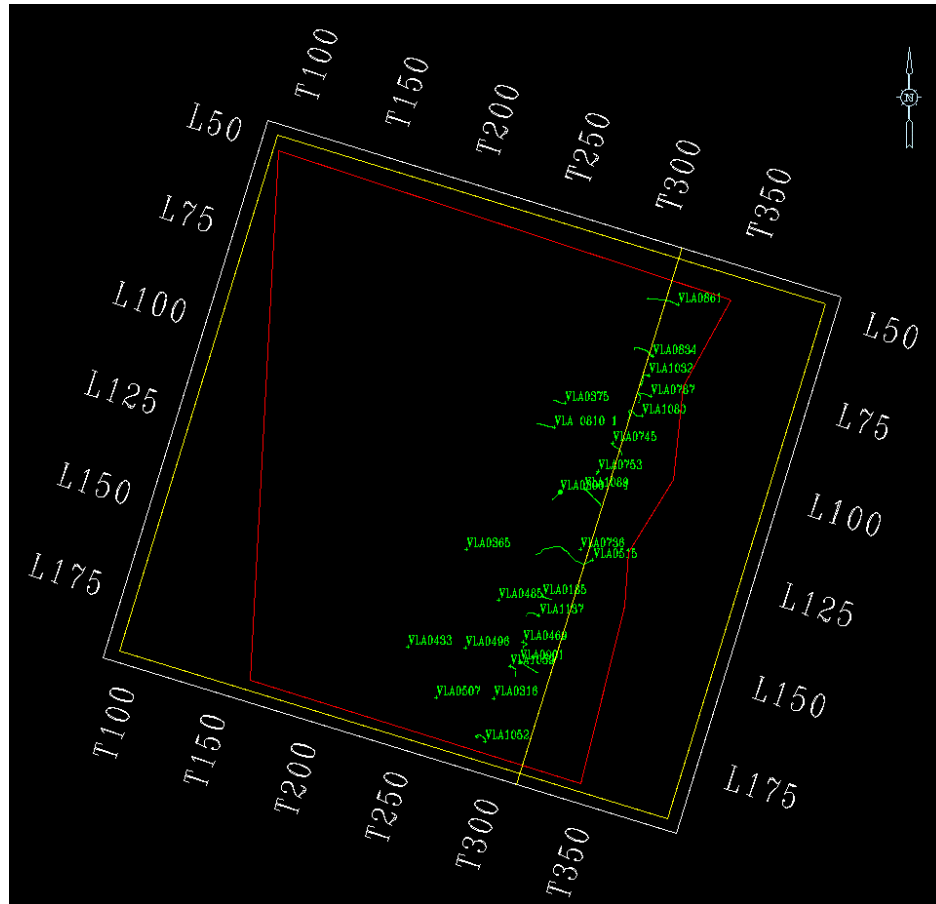


Figura 69: Vista de planta: Traza sísmica elegida para generar el modelo.

V.2.2.1.1.1- Carga de datos e interpolación de impedancia entre pozos

La información sísmica de la traza 310 fue cargada en formato SEG Y mediante la aplicación STRATA del programa Hampson-Russell. Los datos de registros sísmico y densidad de los pozos VLA 745 y VLA 515 fueron introducidos en la base de datos mediante la aplicación GEOVIEW. (Figura N° 71).

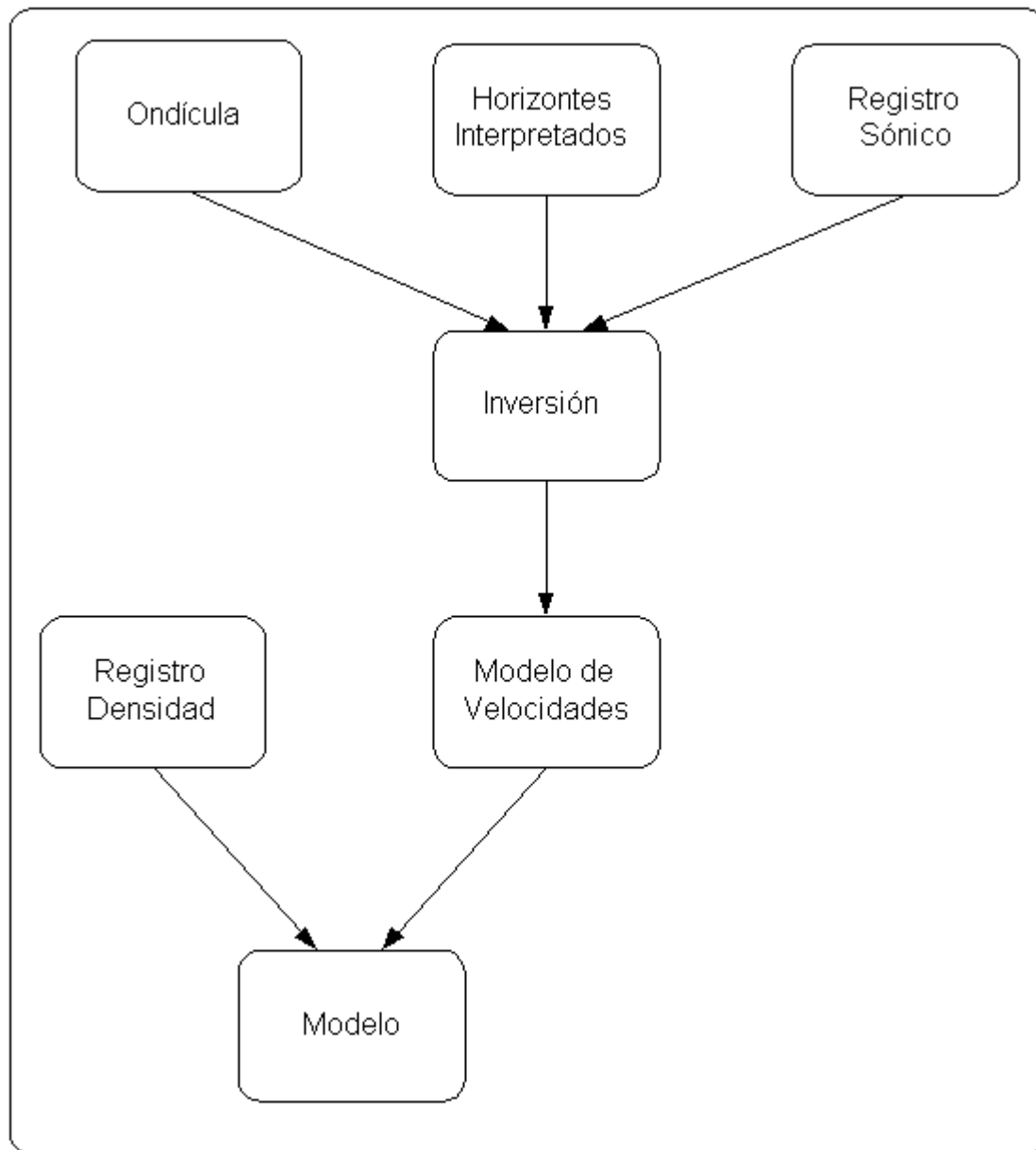


Figura N° 70: Flujograma de la metodología utilizada en la obtención del modelo.

La aplicación STRATA permite generar un modelo inicial de impedancia, a partir de una sección sísmica apilada e información de pozos (sónico y densidad), mediante extrapolación lateral y vertical de los valores de velocidad y densidad de los pozos, en base a las cuales el programa estima las velocidades a lo largo de las diferentes capas.

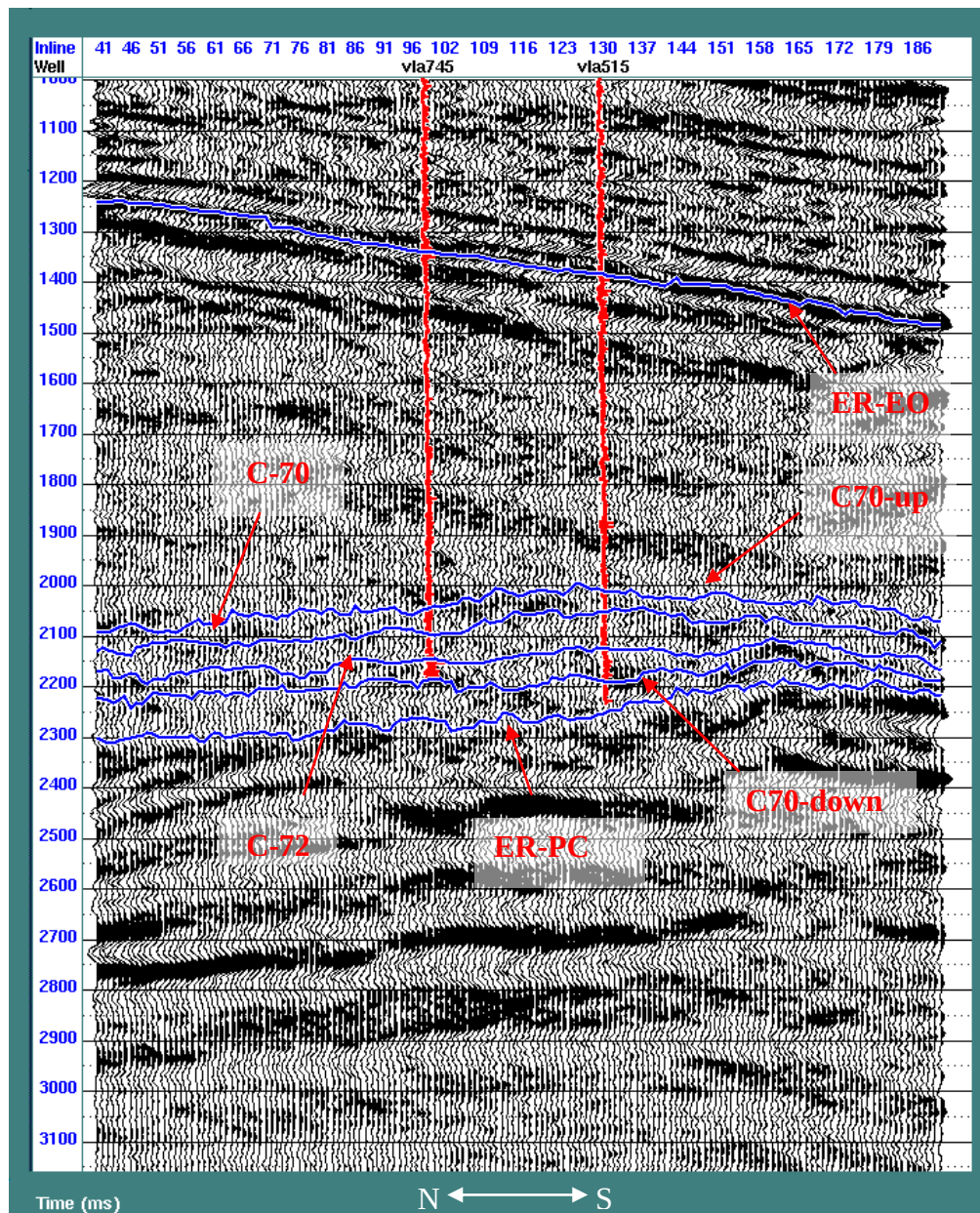


Figura N° 71: Traza sísmica 310 con horizontes y pozos utilizados en la inversión.

Para realizar la extrapolación de los valores de velocidad y densidad de cada pozo se usaron los topes interpretados (horizontes) en la traza 310 (Erosión del Eoceno, C-70, C-72 y Erosión del Paleoceno). Dichos topes representan el control horizontal del modelo inicial y permiten asignar valores de densidad y velocidad a cada muestra de tiempo de una traza sísmica. Adicionalmente se interpretaron en la sección sísmica un evento superior e inferior en tiempo al yacimiento C-70, que para efectos de este estudio definiremos como C70-up y C72-down

respectivamente. Esto último se realizó con la finalidad de tener un mayor control en la extrapolación de los valores de velocidad y densidad a lo largo de la sección (Figura N° 71).

V.2.2.1.1.2.- Extracción de Ondícula

Antes de realizar la inversión sísmica se calibraron los pozos con la sísmica, para lo que fue necesario estimar la ondícula de cada pozo. En las figuras N° 72 y 73 se pueden observar las ondículas de los pozos VLA 515 y VLA 745, respectivamente.

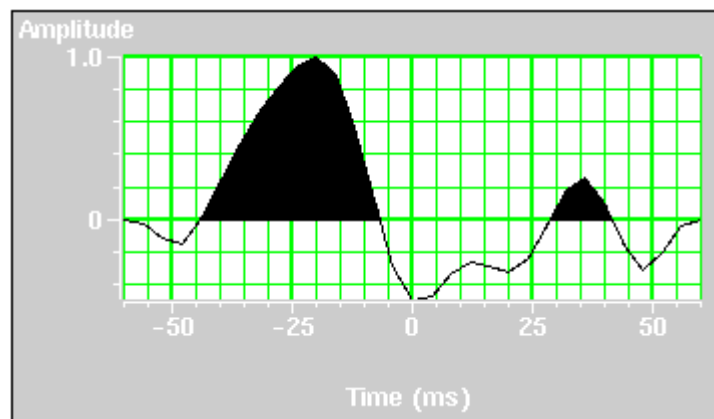


Figura N° 72: Ondícula extraída del pozo VLA 515.

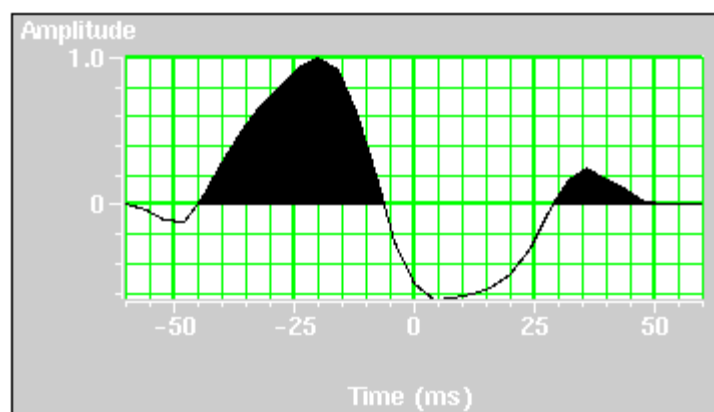


Figura N° 73: Ondícula extraída del pozo VLA 745.

Para cada pozo (VLA 745 y VLA 515) se generaron dos sismogramas sintéticos, uno por cada ondícula extraída, estos fueron editados de tal forma que

los tiempos de viaje de los eventos principales coincidieran con los del sismograma sintético. En la figura N° 74 se muestra el sismograma sintético (color azul), la información sísmica y los registros sónico, densidad (color rojo) para el pozo VLA 515 utilizando la ondícula extraída del pozo VLA 745.

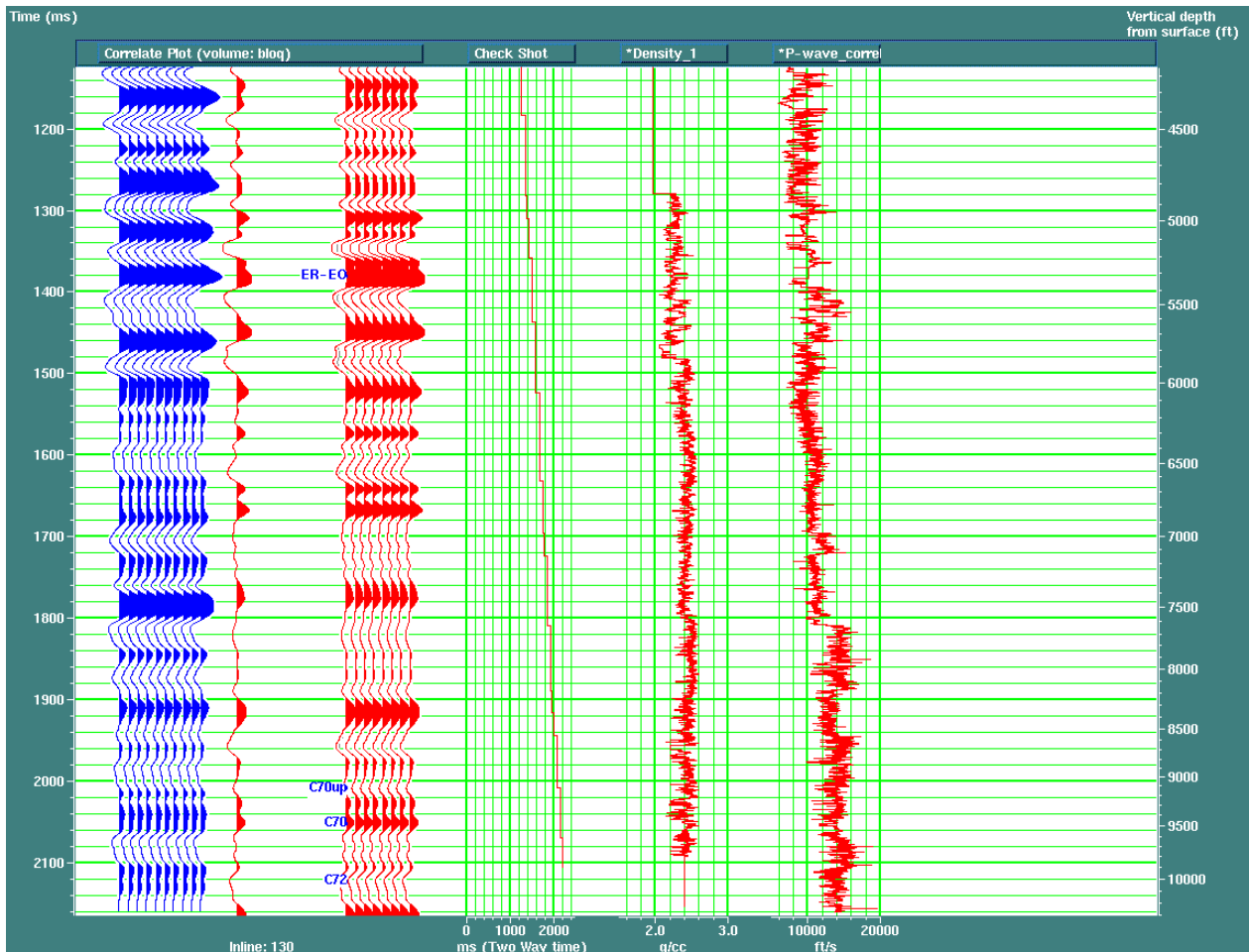


Figura N° 74: Sismograma sintético para el pozo VLA 515.

V.2.2.1.1.3.- Inversión Sísmica

Luego de la extracción de la ondícula y la calibración sísmica-pozo se procedió a realizar la inversión utilizando la información sísmica, los topes geológicos interpretados y las curvas sónico y densidad de los pozos VLA 745 y VLA 515 previamente calibrados. Del proceso de inversión se obtuvieron dos secciones de velocidad, una para cada ondícula utilizada en la calibración. La figura N° 75 muestra la sección de velocidad invertida asociada a la traza 310

obtenida a partir de la sección de impedancia utilizando la ondícula del pozo VLA 745.

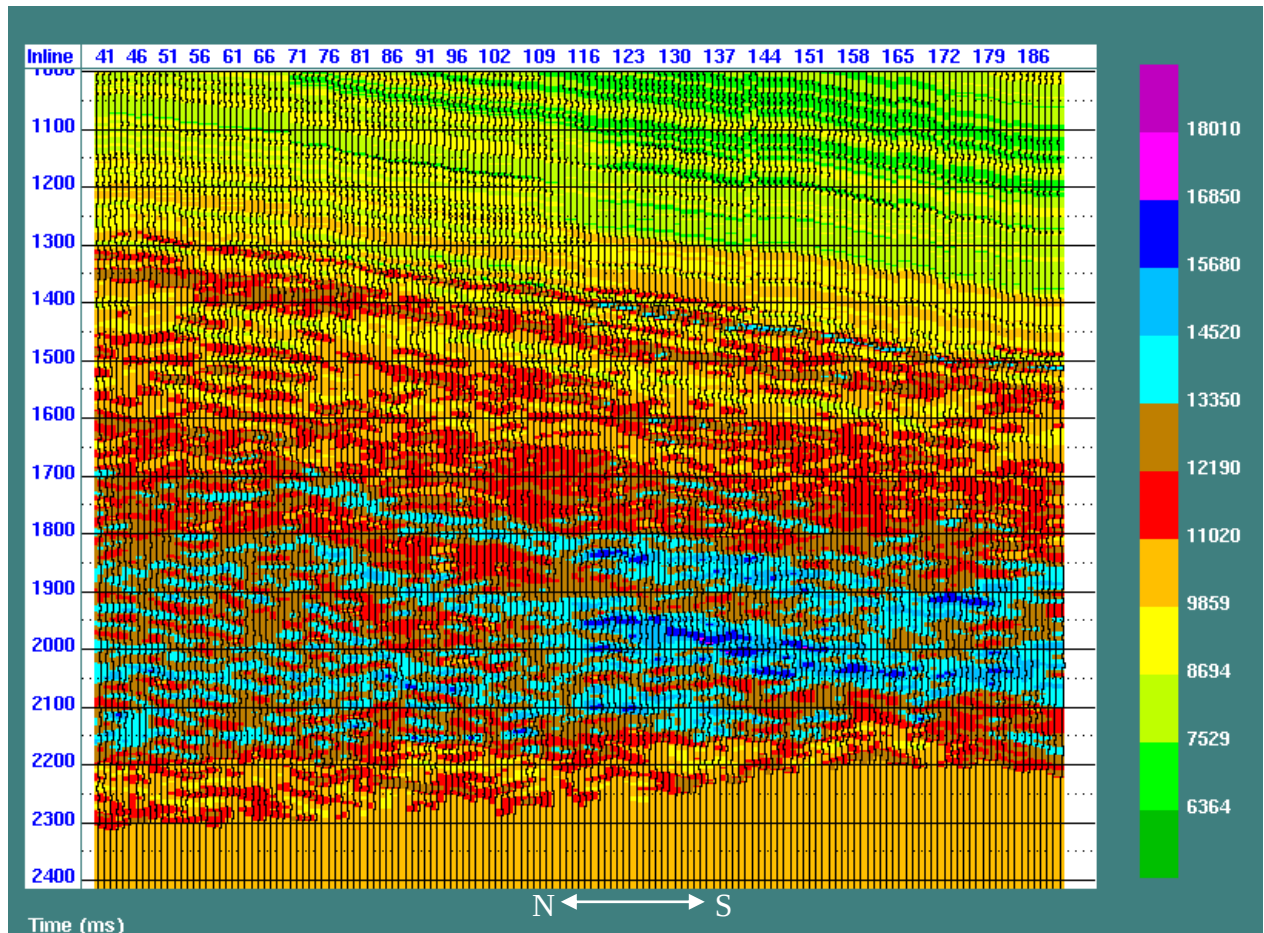


Figura N° 75: Sección de velocidades extraída de los valores de impedancia acústica.

V.2.2.1.1.4.- Generación de sección error

De las dos secciones de velocidad obtenidas se debe seleccionar una para ser utilizada en la generación del modelo inicial. Cada sección de velocidades corresponde a una sección de impedancias y una ondícula extraída; estas secciones fueron convolucionadas con sus respectivas ondículas generando secciones sísmicas sintéticas. La sección sintética que presente el menor error al compararla con la real corresponde a la ondícula más representativa del modelo. Los pozos utilizados en este proceso son el VLA 745 y VLA 515, observándose una mejor

correspondencia entre la sísmica real y la sintética en la sección generada con la ondícula extraída del pozo VLA 745. En las figuras N° 76 y 77 se muestran la traza sísmica 310 real y la sintética obtenida de la ondícula del pozo VLA 745, y en la figura N° 78 se puede apreciar el error obtenido en el cálculo de las secciones sintéticas para cada ondícula a lo largo de la traza sísmica, en un intervalo de tiempo que involucra la región de interés. Los promedios de error fueron de 15.20% y 16.79% para las trazas sintéticas obtenidas de las ondículas de los pozos VLA 745 y VLA 515, respectivamente. Es por esto que se utilizaron, para generar el modelo inicial, los resultados de velocidad producto de emplear a la ondícula extraída del pozo VLA-745 en el proceso de inversión.

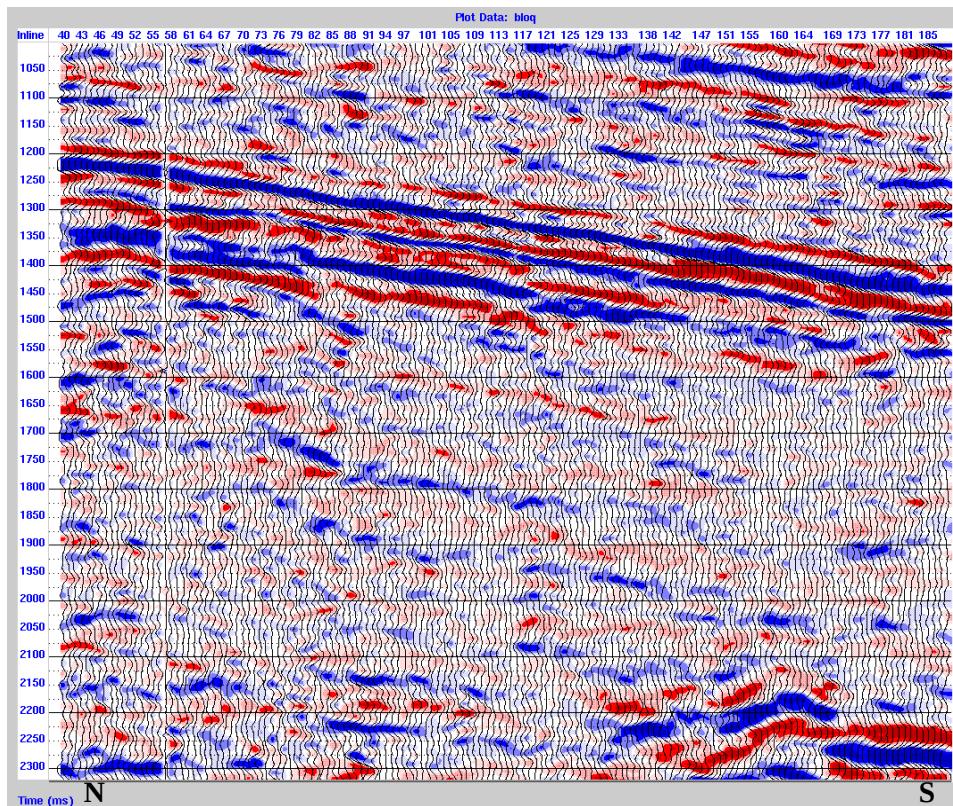


Figura N° 76: Traza 310, Sísmica Real.

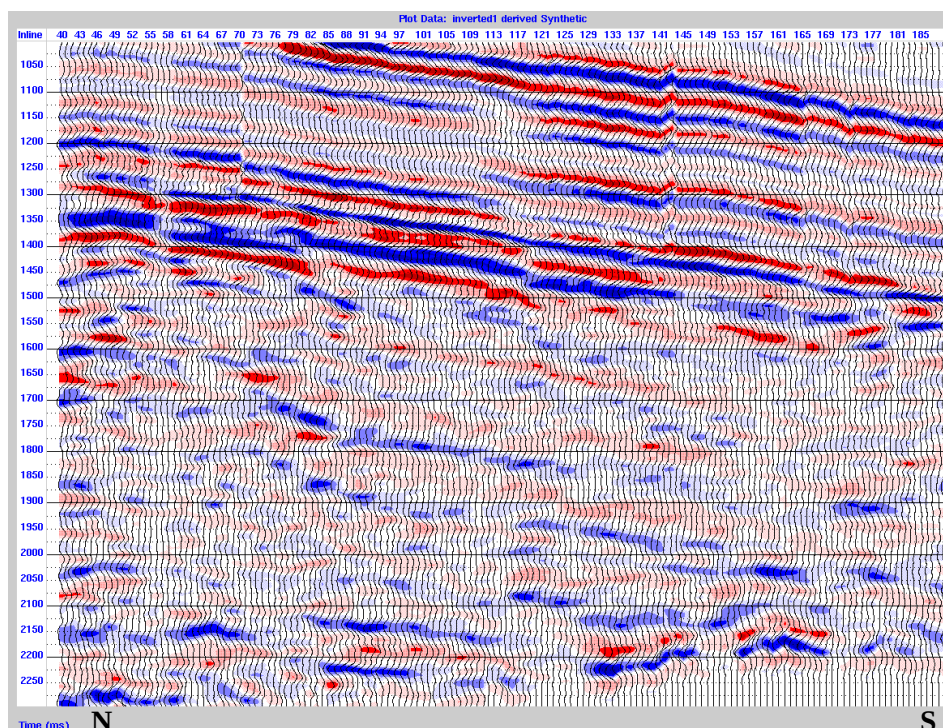


Figura N° 77: Traza 310, Sísmica Sintética obtenida al utilizar la ondícula del pozo VLA 745.

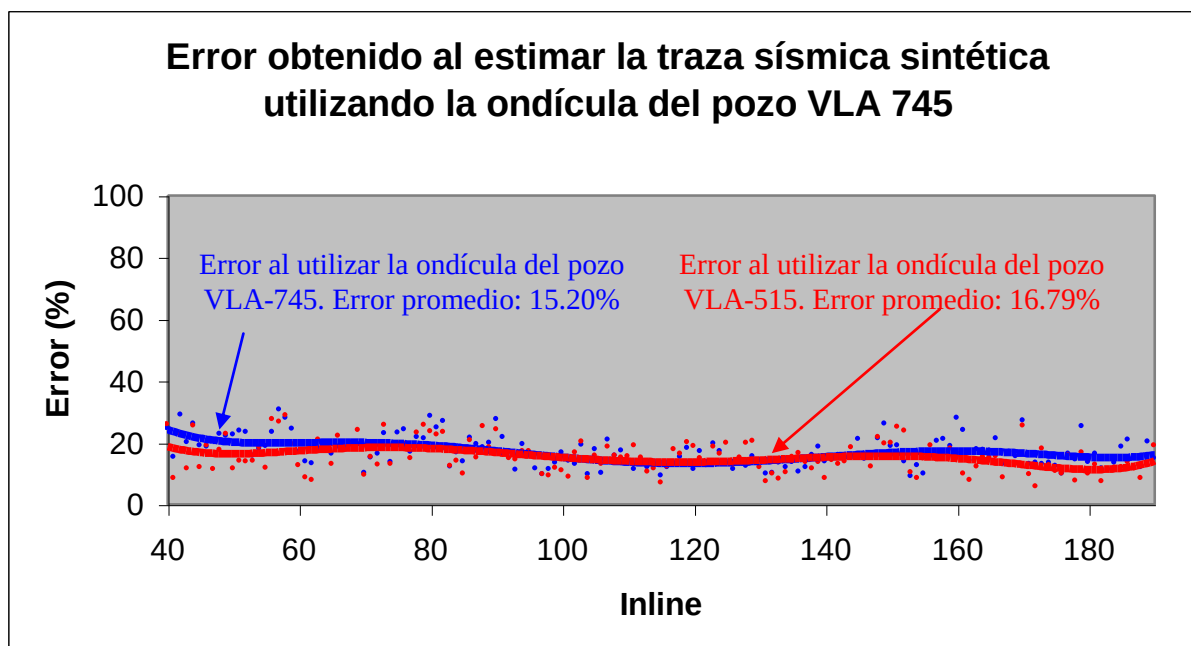


Figura N° 78: Error obtenido al estimar la traza sintética utilizando la ondícula del pozo VLA 745.

V.2.2.1.2.- Generación del modelo inicial

Una vez obtenidas las velocidades del modelo usando inversión se procedió a generar el modelo del yacimiento C-70 en la traza 310. El modelo consta de cuatro capas incluyendo la que define al yacimiento C-70 y fue generado usando la aplicación GX2 según la siguiente secuencia:

1.- Definición de Capas: Para definir las capas que están involucradas en el modelo se utilizaron los mismos horizontes empleados para la inversión. En la figura N° 79 se observa cada una de las capas que conforman el modelo.

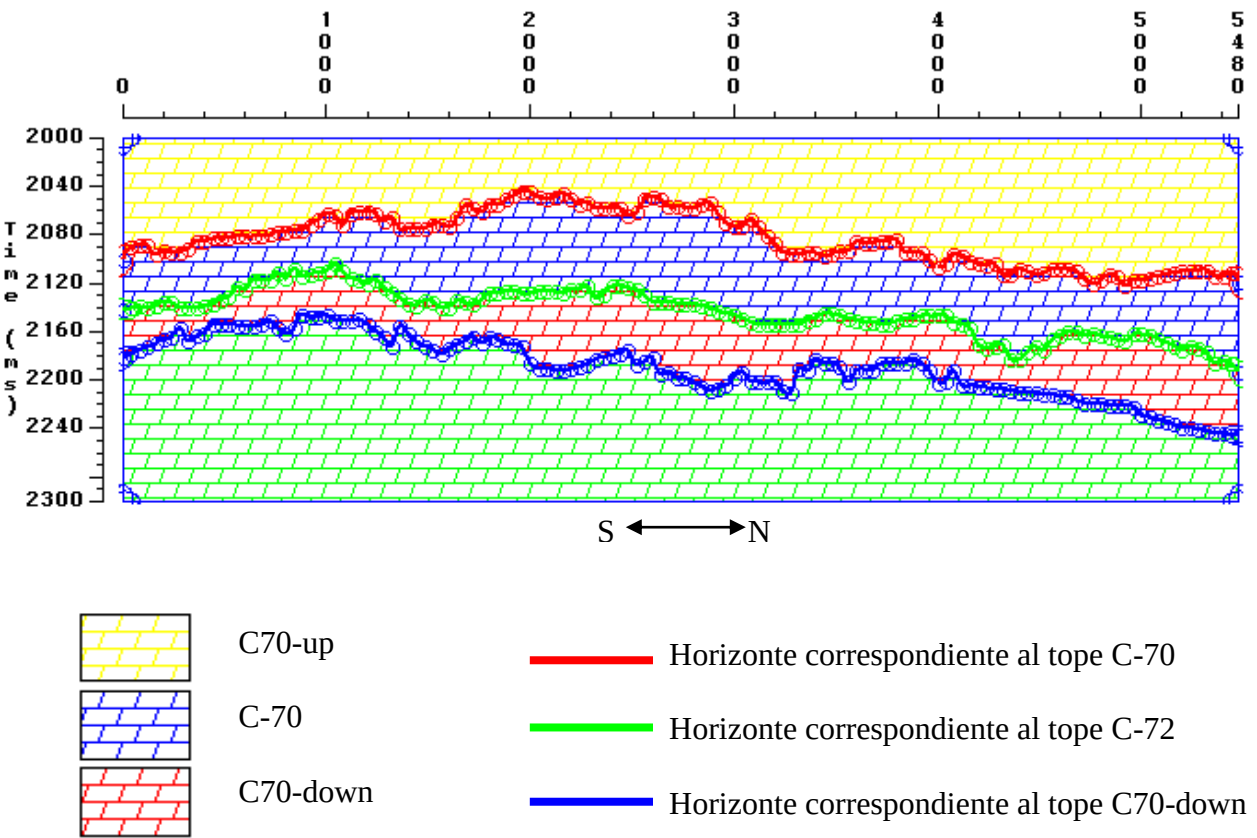


Figura N° 79: Capas utilizadas para generar el modelo.

2.- Velocidad y Densidad: Fueron ingresadas en las diferentes capas las velocidades obtenidas de la inversión. En el caso de las densidades, se asumió para simplificar el modelo una densidad constante para cada capa la cual se extrajo de los registros de densidad de los pozos. En la tabla N° 5 se muestran las densidades y el rango de velocidades utilizados para generar el modelo inicial.

	Máxima Velocidad (pies/seg)	Mínima Velocidad (pies/seg)	Densidad gr/cc
C70-up	14020	12822	2.45
C-70	14153	12446	2.50
C70-down	13914	11859	2.50

Tabla N° 5: Valores de velocidad y densidad utilizados para generar el modelo inicial.

3.- Conversión a profundidad: Los horizontes que definen los diferentes eventos se encuentran en tiempo, es por ello que es necesario convertirlos a profundidad y para ello se utilizaron los valores de velocidad intervállica obtenidos en la inversión. (Figura N° 80).

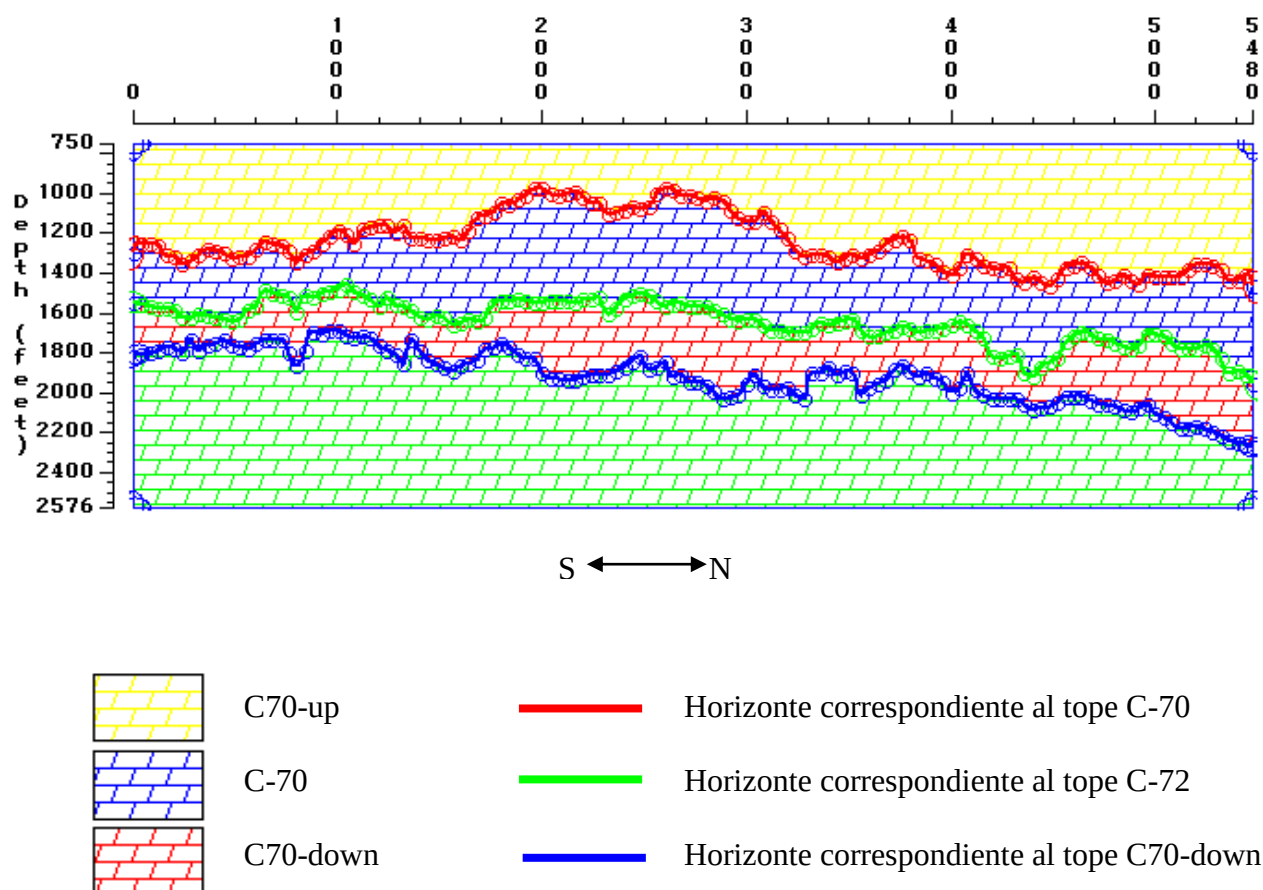


Figura N° 80: Conversión a profundidad de los topes utilizados en el modelo.

V.2.2.1.3.- Generación de sección sintética

Una vez definidos los eventos en profundidad se realizó el trazado de rayos sobre el modelo del yacimiento C-70 para generar la sección sísmica sintética. Para efectos de este estudio se asumió un trazado de rayos vertical (Figura N° 81).

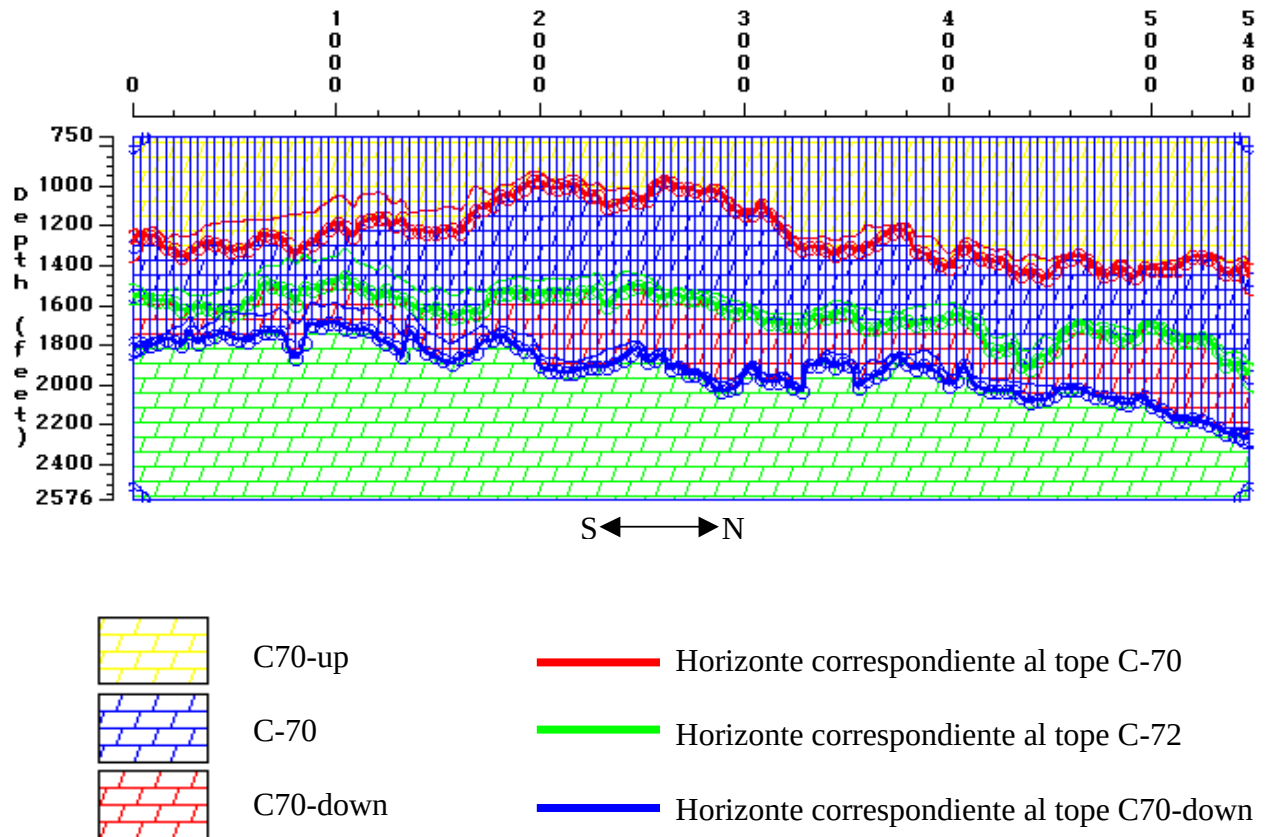


Figura N° 81: Trazado de Rayos.

El resultado obtenido del trazado de rayos es una sección sísmica sintética en tiempo representando las diferentes interfases existentes en el modelo. La sección sintética se generó mediante convolución de la ondícula del pozo VLA-745 con la sección de reflectividad obtenida por el trazado de rayos sobre el modelo del yacimiento C-70 en la traza 310 (Figura N° 82).

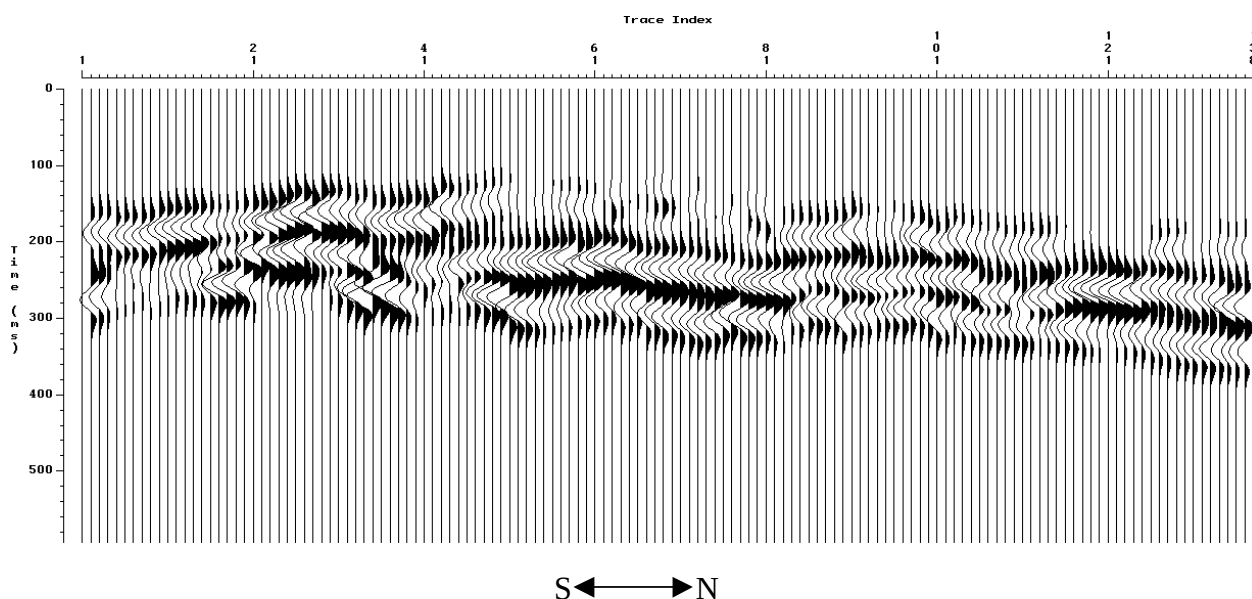


Figura N° 82: Sección Sintética del yacimiento C-70.

V.2.2.2.- Generación de modelos variando parámetros petrofísicos

Una vez generado el modelo inicial del yacimiento C-70, se procedió a generar cinco modelos adicionales de la traza sísmica 310 (modelos 1, 2, 3, 4 y 5), utilizando los mismos horizontes, pero variando las propiedades petrofísicas en el intervalo de interés (intervalo C-70). Tablas N° 8, 9, 10, 11 y 12.

El rango de variación de las propiedades petrofísicas en cada modelo se eligió respetando los valores máximo y mínimo de los parámetros dentro del yacimiento según la información de pozos suministrada (tabla N° 4), exceptuando los modelos 2 y 5 que se generaron utilizando valores de porosidad y saturación de agua, respectivamente, que se encuentran fuera del rango; esto se realizó con la finalidad de estimar la sensibilidad de los datos sísmicos ante cambios importantes de estas dos propiedades.

El procedimiento es similar al que se utilizó para obtener el modelo inicial, pero en este caso se variaron las curvas sónico y densidad de los pozos utilizados en la inversión (pozos VLA 745 y VLA 515). Este cambio se realizó en base variaciones de los valores de porosidad y saturación de agua en el pozo en el intervalo de interés (yacimiento C-70), utilizando la ecuación de Gassman para

determinar los nuevos valores de velocidad generados por el cambio. Es importante resaltar que estos cambios repercuten en la estimación de las velocidades debido a que la información de los pozos es utilizada en el proceso de inversión. En todos los modelos, los valores de velocidad y densidad de las capas superior e inferior al yacimiento C-70 se mantuvieron iguales a los del modelo inicial.

Por último se realizaron dos modelos más (modelo 6 y 7), correspondientes a las variaciones de espesor del yacimiento. Estos modelos se obtuvieron incrementando y disminuyendo el intervalo en tiempo del tope del yacimiento C-70 y manteniendo el resto de la información constante respecto al modelo inicial. Los parámetros utilizados en la construcción del modelo inicial se exponen en las tablas N° 6 y N° 7.

Valor Real	Pozo VLA 515	Pozo VLA 745
Porosidad (%)	11.4	14.1
Saturación de Agua (%)	39.5	28.9

Tabla N° 6: Propiedades petrofísicas utilizadas en los pozos para generar el modelo inicial.

	Espesor Máximo (ms)	Espesor Mínimo (ms)
Intervalo C-70	85	50

Tabla N° 7: Valores de espesor en tiempo utilizados para generar el modelo inicial.

Modelos 1 y 2: Aumento de porosidad.

Modelo 1

	Pozo VLA 515		Pozo VLA 745	
	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)
Porosidad (phi)	11.4	13	14.1	16
Saturación de Agua (Sw)	39.5	39.5	28.9	28.9

Tabla N° 8: Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 1.

Modelo 2

	Pozo VLA 515		Pozo VLA 745	
	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)
Porosidad (phi)	11.4	16	14.1	28.9
Saturación de Agua (Sw)	39.5	39.5	28.9	28.9

Tabla N° 9: Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 2.

Modelo 3: Disminución de Porosidad.

	Pozo VLA 515		Pozo VLA 745	
	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)
Porosidad (phi)	11.4	9	14.1	12
Saturación de Agua (Sw)	39.5	39.5	28.9	28.9

Tabla N° 10: Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 3

Modelo 4: Aumento de Saturación de Agua.

	Pozo VLA 515		Pozo VLA 745	
	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)
Porosidad (phi)	11.4	11.4	14.1	14.1
Saturación de Agua (Sw)	39.5	50	28.9	40

Tabla N° 11: Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 4.

Modelo 5: Disminución de Saturación de Agua.

	Pozo VLA 515		Pozo VLA 745	
	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)	Valor Real (%)	Valor utilizado en el modelo (%)
Porosidad (phi)	11.4	11.4	14.1	14.1
Saturación de Agua (Sw)	39.5	20	28.9	15

Tabla N° 12: Valores ingresados en los pozos para generar el modelo 5.

Modelo 6:

Corresponde a un incremento del espesor del yacimiento C-70 en 54ms a lo largo de toda su extensión sobre la traza 310, manteniendo el resto de los parámetros petrofísicos iguales al modelo inicial.

Modelo 7:

Corresponde a una disminución del espesor del yacimiento C-70 en 20ms a lo largo de toda su extensión sobre la traza 310, manteniendo el resto de los parámetros petrofísicos iguales al modelo inicial.

V.2.2.3.- Generación de atributos sísmicos en los modelos

Finalizada la generación de los diferentes modelos, se procedió a extraer atributos de amplitud de éstos, en el intervalo de tiempo comprendido entre los horizontes C-70 y C-72 el cual corresponde al yacimiento C-70. Cabe destacar que para la extracción de atributos, las secciones sintéticas fueron cargadas a 16 bits, descartando de esta forma la posibilidad de perder información sísmica.

Los atributos se calcularon utilizando el programa STRATAMP de la aplicación Seiswork/3D de Landmark. Para correr el programa es preciso especificar los dos horizontes de entrada, el volumen de datos sísmicos sobre el cual se va a realizar el cálculo y el nombre del horizonte de salida. Los atributos calculados para este estudio en el intervalo especificado fueron los siguientes:

- Espesor total de la amplitud en milisegundos (thickness).
- Amplitud por altura (amp*h).
- Amplitud Promedio (avg).
- Amplitud Máxima Positiva (max+).
- Amplitud Máxima Negativa (max-).
- Amplitud Máxima Absoluta (max-abs).
- Amplitud Promedio Absoluta (avg-abs).
- Amplitud RMS (RMS).

De esta manera se crearon ocho horizontes nuevos para cada modelo.

V.2.2.4.-Estimación de sensibilidad

La estimación de la sensibilidad de los datos sísmicos, a los cambios de las propiedades petrofísicas, se realizó correlacionando los atributos generados para cada modelo con los atributos del modelo inicial, obteniendo así los coeficientes de correlación (R) para cada caso. Tabla N° 13.

	thickness	amp*h	avg	max+	max-	max-abs	avg-abs	RMS
Modelo inicial contra Modelo 1	0,883	0,847	0,895	0,965	0,898	0,896	0,96	0,966
Modelo inicial contra Modelo 2	0,799	0.059	0.006	0.1	0.018	0.059	0.112	0.021
Modelo inicial contra Modelo 3	0,883	0,371	0,702	0,637	0,327	0,322	0,747	0,6
Modelo inicial contra Modelo 4	0,883	0,899	0,943	0,935	0,953	0,952	0,974	0,974
Modelo inicial contra Modelo 5	1	0.984	0.992	0.955	0.966	0.966	0.982	0.986
Modelo inicial contra Modelo 6	0,913	0,516	0,196	0,595	0,432	0,355	0,759	0,775
Modelo inicial contra Modelo 7	0,846	0,519	0,793	0,27	0,219	0,21	0,284	0,267

Tabla N° 13: Coeficientes de correlación entre el modelo inicial y cada uno de los modelos generados.

Como se puede observar en la tabla N° 13 los coeficientes de correlación más altos corresponden en su mayoría al modelo 5, siguiendo el modelo 4, luego los modelos 1, 6, 3 y por último los modelos 7 y 2, en ese orden. La figura N° 83 muestra la tendencia del atributo “amplitud promedio” para cada uno de los modelos generados. Los coeficientes de correlación altos indican una mayor correspondencia entre el modelo inicial y el modelo perturbado, con lo que se puede inferir que la respuesta sísmica no es sensible a las variaciones efectuadas sobre los modelos que muestran R elevados; por el contrario, una mayor sensibilidad ocurre cuando se obtienen coeficientes de correlación bajos. El objetivo de esta fase del proyecto es determinar cuales son los parámetros petrofísicos que pueden ser detectados sísmicamente; estos corresponden a los modelos que muestran un bajo coeficiente de correlación al ser comparado con el modelo inicial del yacimiento C-70, entonces, la respuesta sísmica del yacimiento es más sensible a los cambios de espesor y porosidad que a variaciones de saturación de fluidos.

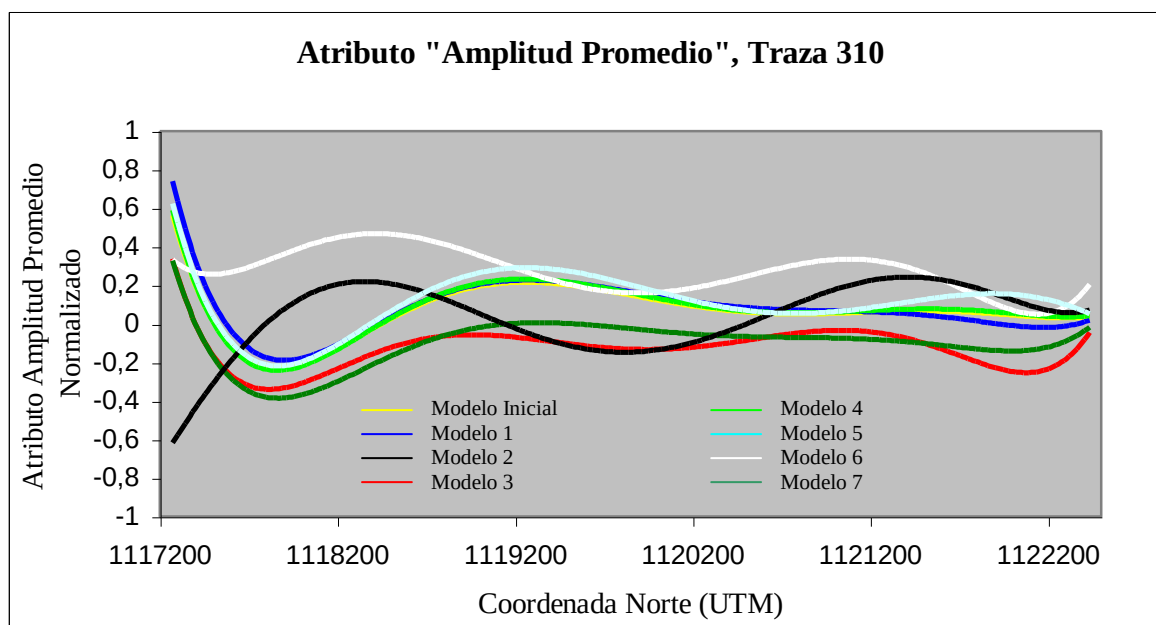


Figura N° 83: Valores del atributo “Amplitud Promedio” para la traza sísmica 310 extraídos del intervalo C-70.

V.2.3.- Generación de Atributos Sísmicos

Posterior al modelado se procedió a extraer atributos de amplitud a la sísmica real de todo el volumen 3D limitado por el área VLA-31, en el intervalo de tiempo comprendido entre los horizontes C-70 y C-72 (previamente interpolados), el cual corresponde al yacimiento C-70. Los atributos calculados para todo el volumen son los mismos que los generados para los modelos, obteniendo así ocho horizontes nuevos, uno para cada atributo calculado. Cada uno de estos horizontes puede ser visualizado como un mapa en la aplicación Seiswork. En las figuras N° 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90 y 91 puede apreciarse cada uno de estos mapas.

Al igual que para la extracción de atributos de las secciones sintéticas, el volumen sísmico 3D fue cargado a 16 bits, descartando de esta forma la posibilidad de perder información sísmica.

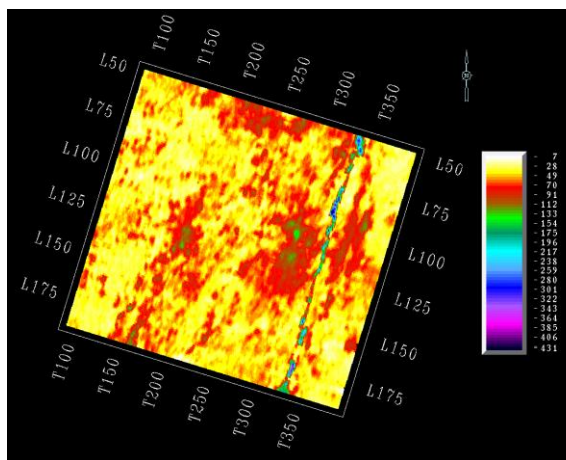


Figura N° 84: Mapa del atributo "espesor total de amplitud en milisegundos".

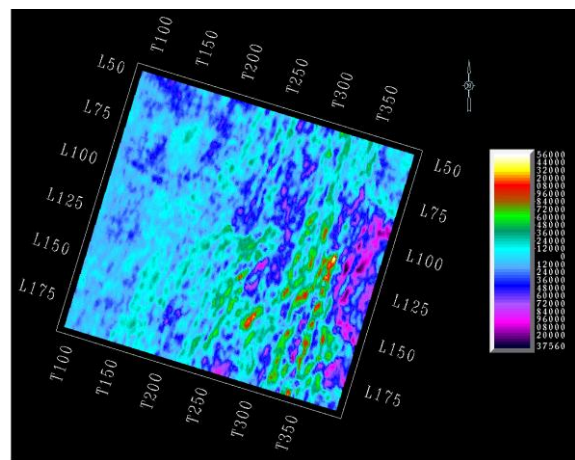


Figura N° 85: Mapa del atributo "amplitud por altura".

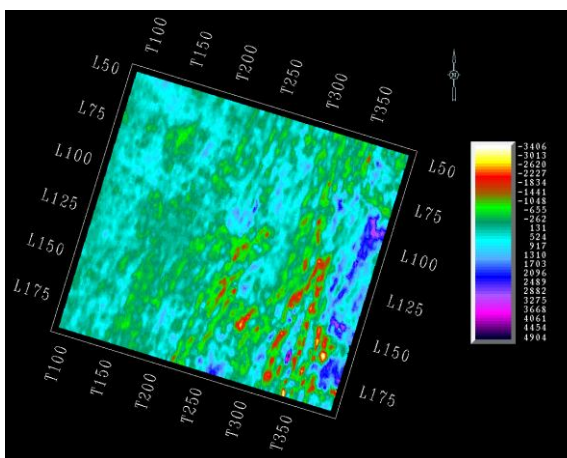


Figura N° 86: Mapa del atributo “amplitud promedio”.

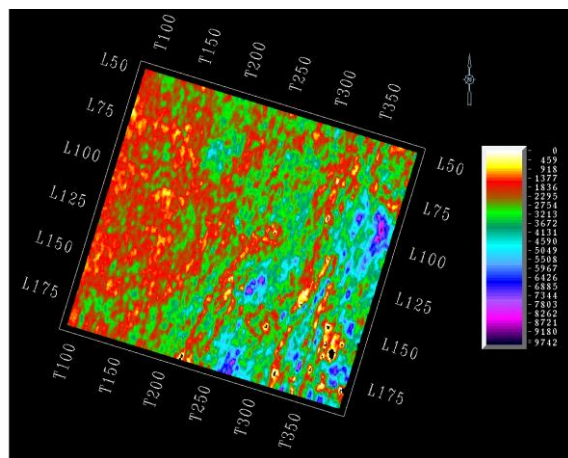


Figura N° 87: Mapa del atributo “amplitud máxima positiva”.

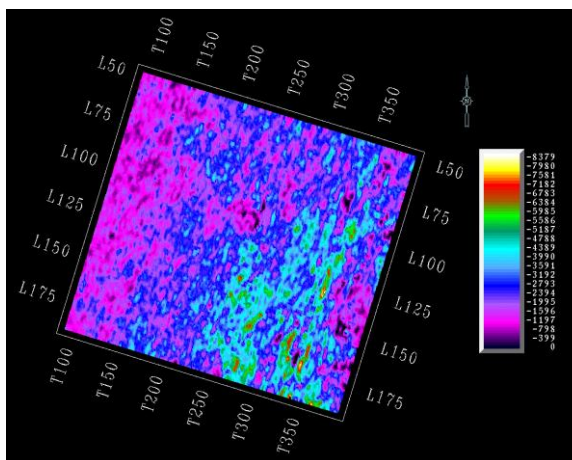


Figura N° 88: Mapa del atributo “amplitud máxima negativa”.

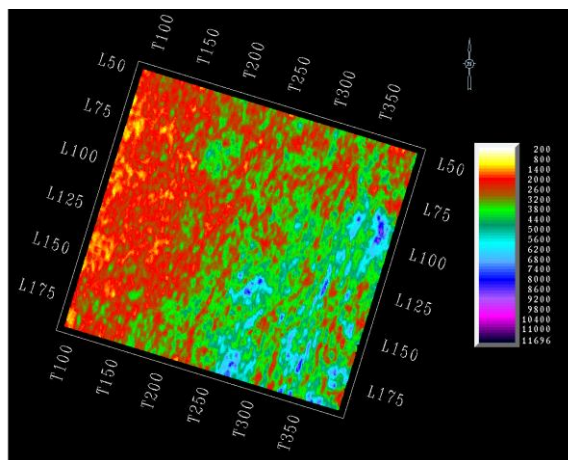


Figura N° 89: Mapa del atributo “amplitud máxima absoluta”.

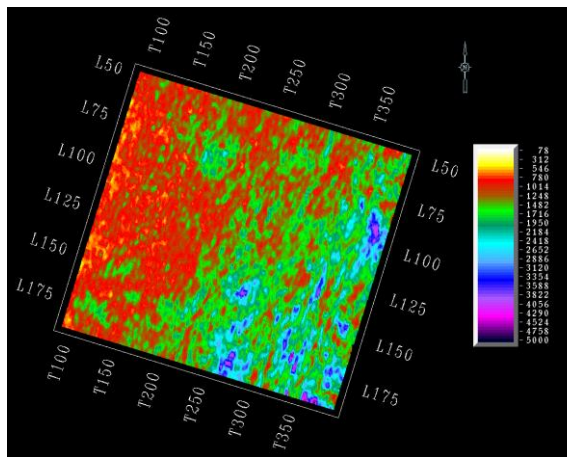


Figura N° 90: Mapa del atributo “amplitud promedio absoluta”.

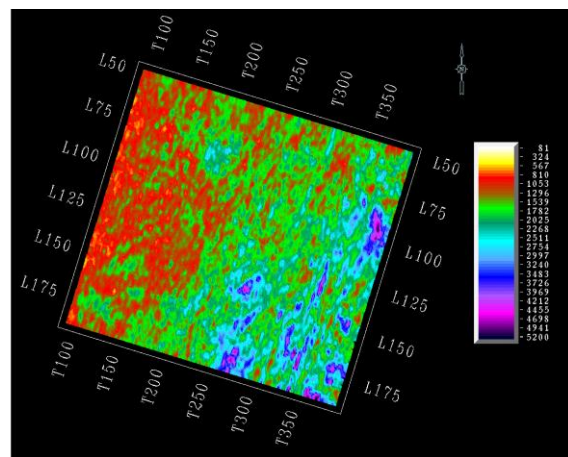


Figura N° 91: Mapa del atributo “amplitud RMS”.

V.2.4.- Correlación entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos

Para poder realizar la correlación entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos es necesario determinar el valor del atributo en las coordenadas del pozo. Antes de esto es recomendable realizar un filtrado de los atributos extraídos con la finalidad de reducir el ruido existente en los datos sísmicos, lo cual se llevó a cabo mediante una aplicación de Seiswork que toma el valor del atributo en la traza y le asigna el valor promedio del atributo de las trazas vecinas. En este caso se tomaron tres trazas en la dirección “inline” y tres en la dirección “crosline”. La figura N° 92 muestra el mapa filtrado del atributo amplitud promedio.

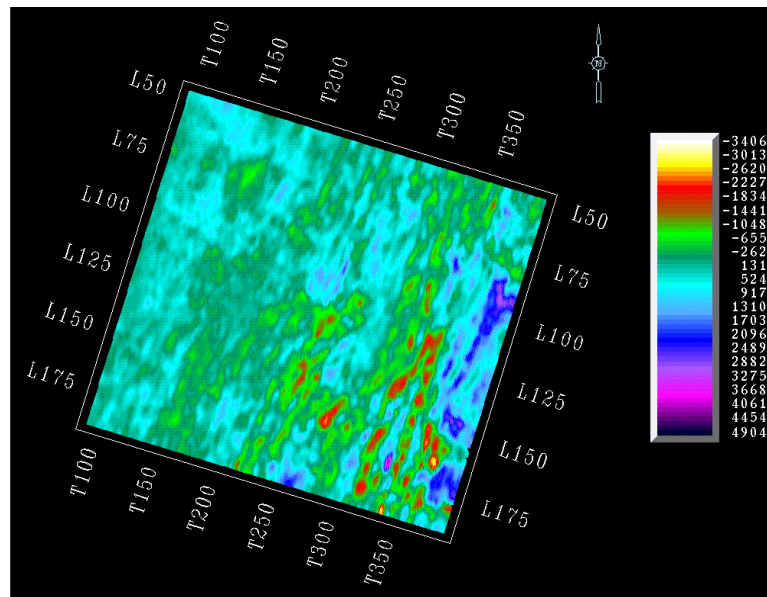


Figura N° 92: Mapa filtrado del atributo “amplitud promedio”.

Una vez obtenidos los valores de los atributos sísmicos en cada uno de los pozos y las propiedades petrofísicas en los mismos, se dio inicio al cálculo de las correlaciones por medio de los gráficos cruzados atributo-propiedad en Microsoft Excel y las correlaciones multiatributos-propiedad por medio del programa SPSS (Statistical Package for Social Sciences) for Windows.

V.2.4.1.- Correlación Atributo-Propiedad

Se realizaron gráficos cruzados de cada uno de los atributos generados mediante el programa STRATAMP contra las diferentes propiedades petrofísicas mostradas en la tabla N° 4 y se determinó en cada caso el coeficiente de correlación, obteniéndose los siguientes resultados:

ATRIBUTO	ant	anp	phi	Sw	So	Espesor	Net to gross
thickness	-0,1478055	-0,085359	0,1908315	0,2581844	-0,2581844	0,178574699	-0,327253246
amp*h	-0,3686747	-0,3544806	-0,2116422	0,1725701	-0,1725701	-0,49734729	-0,545947085
avg	-0,3597819	-0,3109276	-0,2998243	0,1283797	-0,1283797	-0,4218769	-0,486096112
max+	-0,3502538	-0,2525454	-0,1391443	0,1859394	-0,1859394	-0,27314902	-0,378132399
max-	-0,2039724	-0,1827265	-0,3310741	-0,0081192	0,0081192	-0,25637198	-0,316991154
max-abs	-0,0840598	-0,0519557	0,1084907	0,129526	-0,129526	0,075183254	-0,096826521
avg-abs	-0,1047138	-0,0786941	0,0126223	0,0079995	-0,0079995	-0,14076877	0,056626841
RMS	-0,0921316	-0,0675084	0,0457569	0,0278704	-0,0278704	-0,10648649	0,043480236

Tabla N° 14: Coeficiente de correlación (R) entre el valor petrofísico y el valor del atributo en el pozo.

Una vez obtenidos los diferentes coeficientes de correlación para cada propiedad se procedió a seleccionar los atributos que generaron los mejores resultados para el cálculo de los mapas de pseudo-propiedades del yacimiento C-70. Esta selección se realizó en base a la siguiente tabla estadística que muestra los valores de coeficiente de correlación (R) que se deben obtener en la correlación entre los valores reales (n) y un determinado número de variables independientes utilizadas para su estimación; a su vez la tabla muestra el grado de confiabilidad $(1-\alpha)$ que se tiene para los diferentes valores de R.

		Número de variables independientes			
n	α	1	2	3	4
1	0.5	0.997	0.999	0.999	0.999
	0.1	1.000	1.000	1.000	1.000
2	0.5	0.950	0.975	0.983	0.987
	0.1	0.990	0.995	0.997	0.998
3	0.5	0.878	0.930	0.950	0.961
	0.1	0.959	0.976	0.983	0.987
4	0.5	0.811	0.881	0.912	0.930
	0.1	0.917	0.949	0.962	0.970
5	0.5	0.754	0.836	0.874	0.898
	0.1	0.874	0.917	0.937	0.949
6	0.5	0.707	0.795	0.839	0.867
	0.1	0.834	0.886	0.911	0.927
7	0.5	0.666	0.758	0.807	0.838
	0.1	0.798	0.855	0.885	0.904
8	0.5	0.632	0.726	0.777	0.811
	0.1	0.765	0.827	0.860	0.882
9	0.5	0.602	0.697	0.750	0.786
	0.1	0.735	0.800	0.836	0.861
10	0.5	0.576	0.671	0.726	0.763
	0.1	0.708	0.776	0.814	0.840
11	0.5	0.553	0.648	0.703	0.741
	0.1	0.694	0.753	0.783	0.821
12	0.5	0.532	0.627	0.683	0.722
	0.1	0.661	0.732	0.773	0.802
13	0.5	0.514	0.608	0.664	0.703
	0.1	0.641	0.712	0.755	0.785
14	0.5	0.497	0.590	0.646	0.686
	0.1	0.623	0.694	0.737	0.763
15	0.5	0.482	0.574	0.630	0.670
	0.1	0.606	0.677	0.721	0.752
16	0.5	0.468	0.559	0.615	0.655
	0.1	0.590	0.662	0.706	0.738
17	0.5	0.456	0.545	0.601	0.641
	0.1	0.575	0.647	0.691	0.724
18	0.5	0.444	0.532	0.587	0.628
	0.1	0.561	0.633	0.678	0.710
19	0.5	0.433	0.520	0.575	0.615
	0.1	0.549	0.620	0.665	0.698
20	0.5	0.423	0.509	0.563	0.604
	0.1	0.537	0.608	0.652	0.685
21	0.5	0.413	0.498	0.522	0.592
	0.1	0.526	0.596	0.641	0.674
22	0.5	0.404	0.488	0.542	0.582
	0.1	0.515	0.585	0.630	0.663
23	0.5	0.396	0.479	0.532	0.572
	0.1	0.505	0.574	0.619	0.652
24	0.5	0.338	0.470	0.523	0.562
	0.1	0.496	0.565	0.609	0.642
25	0.5	0.381	0.462	0.514	0.553
	0.1	0.487	0.555	0.600	0.633
26	0.5	0.374	0.454	0.506	0.545
	0.1	0.478	0.516	0.590	0.624

Tabla N° 15: Tabla estadística. Valores críticos por coeficiente de correlación.
Editado de Statistical Tables (1969). Rohlf y Sokal.

Como se puede observar para 25 datos petrofísicos (valores reales) ningún atributo cumple con el mínimo de exigencias para poder estimar una propiedad. Sin embargo, en el caso de las propiedades espesor y “net to gross”, las cuales se estimaron utilizando 23 datos petrofísicos, presentan valores de correlación con los atributos amplitud por altura y amplitud promedio, respectivamente, que están dentro del rango que establece la tabla estadística con un grado de confiabilidad de 95% para el espesor y de 99% para el “net to gross”. En la tabla N° 14 se señalan en color verde los valores de R que se encuentran dentro de los rangos que establece la tabla estadística (tabla N° 15) para 23 valores reales.

V.2.4.2.- Correlación Multiatributo-Propiedad

Con la finalidad de aumentar el valor de R entre los atributos y las propiedades petrofísicas y así poder estimarlas con un mayor grado de confiabilidad, se realizaron correlaciones multiatributo-propiedad. Antes de realizar este tipo de correlaciones se determinó la dependencia entre los atributos extraídos de la sísmica dentro del área VLA 31 para el yacimiento C-70. Esto se realizó calculando el coeficiente de correlación entre cada uno de los atributos generados, obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla N° 16.

ATRIBUTOS	thickness	amp*h	avg	max+	max-	max-abs	avg-abs	RMS
thickness	1							
amp*h	0,067593114	1						
avg	0,040843134	0,927663823	1					
max+	0,067146366	0,479002694	0,62724542	1				
max-	-0,04439341	0,577891798	0,523664997	-0,22380203	1			
max-abs	0,009299342	-0,12472239	0,013574947	0,649103716	-0,77264573	1		
avg-abs	-0,40626755	0,012293893	0,167769508	0,733181214	-0,58897627	0,842821456	1	
RMS	-0,35711668	-0,01443567	0,135599966	0,733863674	-0,63986739	0,890370845	0,99424164	1

Tabla N° 16: Coeficiente de correlación (R) entre los diferentes atributos.

Mediante estos valores se determinó la combinación de atributos que mostraron los menores coeficientes de correlación entre ellos, es decir, los que mostraran menor dependencia con el resto de la combinación, garantizando la exclusión del aporte innecesario de información por parte de los atributos en la estimación de las pseudo-propiedades, y obteniéndose de esta forma las siguientes combinaciones:

- Multiatributo A: Thickness, avg, max+ y max-.
- Multiatributo B: Thickness, amp*h, max+ y max-.
- Multiatributo C: Thickness, avg, max+ y max-abs.
- Multiatributo D: Thickness, amp*h, max+ y max-abs.
- Multiatributo E: Thickness, avg, max- y RMS.
- Multiatributo F: Thickness, amp*h, max- y RMS.

Posteriormente se procedió al cálculo de los coeficientes de correlación multiatributo-propiedad mediante el programa SPSS (Statistical Package for Social Sciences). Este programa permite desarrollar procesos de regresión para obtener relaciones estadísticas entre variables. Estos procesos se llevan a cabo en varias etapas y la estimación que se efectúa se realiza por mínimos cuadrados. La regresión lineal solución se expresa como:

$$\text{Valor estimado} = \beta_0 + \beta_1 f_1 + \beta_2 f_2 + \dots \beta_N f_N$$

donde f_i , son cada una de las variables disponibles y β_i las constantes a estimar.

Una vez efectuada la estimación entre los atributos obtenidos se presenta una lista de las variables que se utilizaron por considerarse linealmente independientes, el valor de R o coeficiente de correlación y los valores estimados de β_i .

De esta forma, utilizando las combinaciones elegidas, se obtuvieron los siguientes valores de R:

ATRIBUTOS	ant	anp	phi	Sw	So	Espesor	Net to gross
Multiatributo A	0,495	0,366	0,571	0,317	0,317	0,466	0,679
Multiatributo B	0,556	0,414	0,583	0,323	0,323	0,537	0,662
Multiatributo C	0,436	0,327	0,393	0,311	0,311	0,517	0,583
Multiatributo D	0,488	0,425	0,400	0,339	0,339	0,579	0,641
Multiatributo E	0,516	0,401	0,510	0,321	0,321	0,464	0,653
Multiatributo F	0,511	0,426	0,542	0,327	0,327	0,539	0,660

Tabla N° 17: Coeficiente de correlación (R) entre el valor petrofísico y el valor del Multiatributo en el pozo.

Como se puede observar, los coeficientes de correlación más altos (marcados en azul) que se encuentran dentro de los rangos de la tabla estadística (Tabla N° 15) se obtuvieron entre:

- Multiatributo A y la propiedad “Net to gross”.
- Multiatributo B y las propiedades espesor de arena neta total y porosidad.
- Multiatributo D y la propiedad espesor.

Se seleccionaron cuatro propiedades para ser estimadas: espesor de arena neta total (ant), porosidad (phi), “net to gross”, y espesor. Las propiedades espesor de arena neta total y porosidad se estimaron con el Multiatributo B (Thickness, $\text{amp} \cdot h$, max+ y max-); el espesor mediante el Multiatributo D (Thickness, $\text{amp} \cdot h$, max+ y max-abs) y el “Net to gross” con el Multiatributo A (Thickness, avg, max+ y max-); por presentar los valores más altos de correlación y estar dentro de los rangos que muestra la tabla estadística con un grado de confiabilidad superior al 95%. (Tabla N° 15).

V.2.5.- Mapas de pseudo-propiedades

Antes de realizar los mapas de pseudo-arena neta total, pseudo-porosidad, pseudo-net to gross y pseudo-espesor fue preciso realizar la cross-validación de los datos, ésta se efectuó eliminando un pozo en cada paso a fin de realizar la estimación sin esos valores, y posteriormente se calculó el error de estimación en estos pozos. Las figuras N° 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99 y 100 muestran los resultados obtenidos con cross-validación y sin utilizarla, éstos también son presentados en forma de tabla para doce pozos utilizados en la estimación de las propiedades petrofísicas (tablas N° 18, 19, 20 y 21).

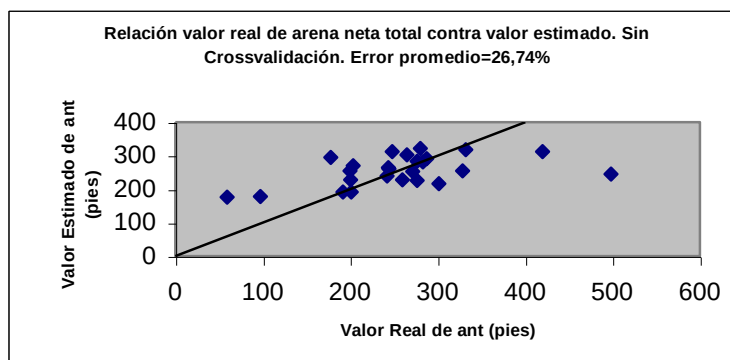


Figura N° 93: Relación valor real de arena neta total contra valor estimado sin cross-validación.

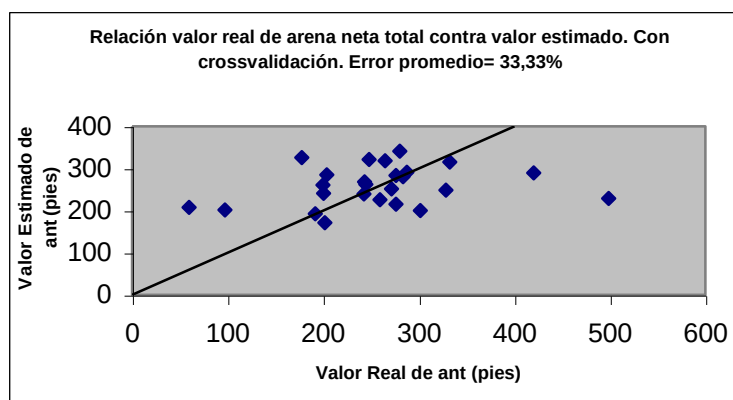


Figura N° 94: Relación valor real de arena neta total contra valor estimado con cross-validación.

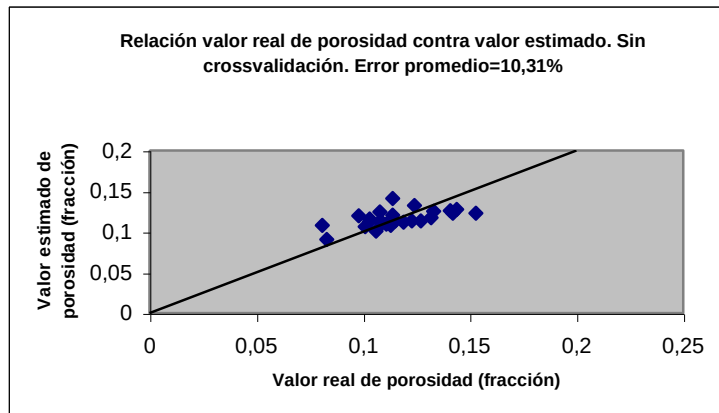


Figura N° 95: Relación valor real de porosidad contra valor estimado sin cross-validación.

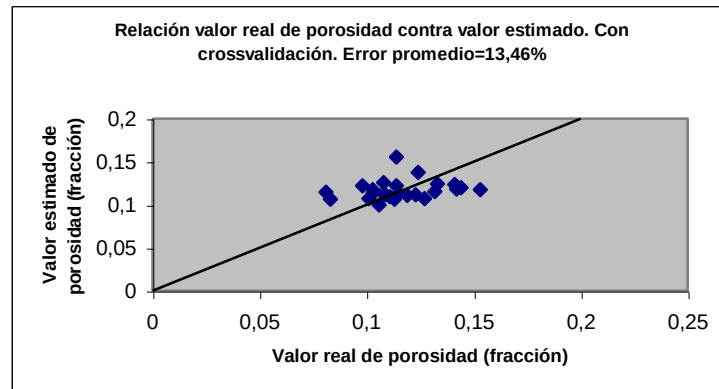


Figura N° 96: Relación valor real de porosidad contra valor estimado con cross-validación.

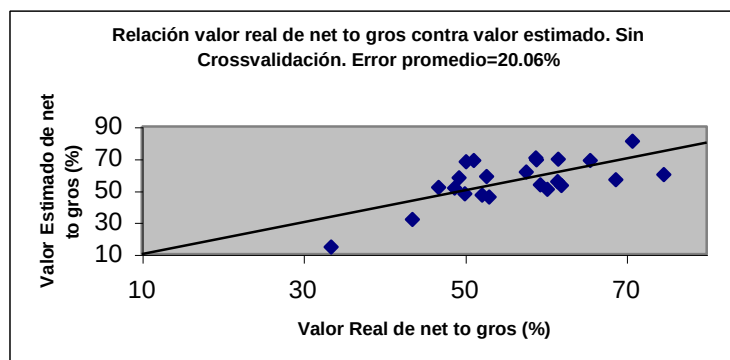


Figura N° 97: Relación valor real de “net to gross” contra valor estimado sin cross-validación.

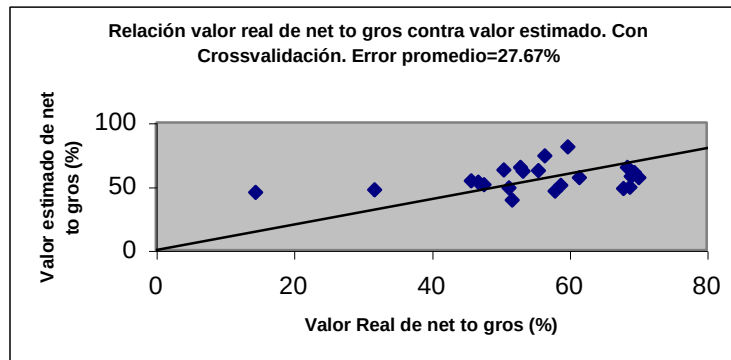


Figura N° 98: Relación valor real de “net to gross” contra valor estimado con cross-validación.

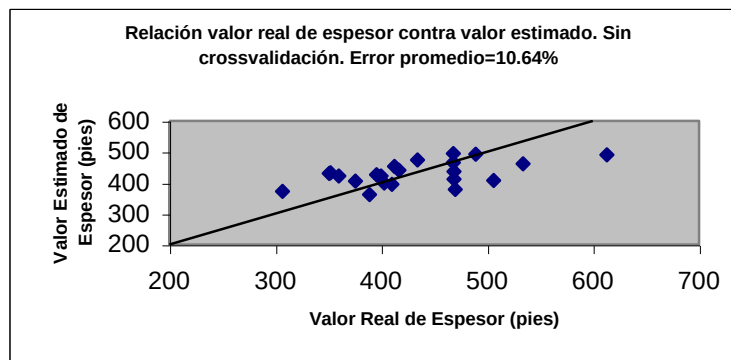


Figura N° 99: Relación valor real de espesor contra valor estimado sin cross-validación.

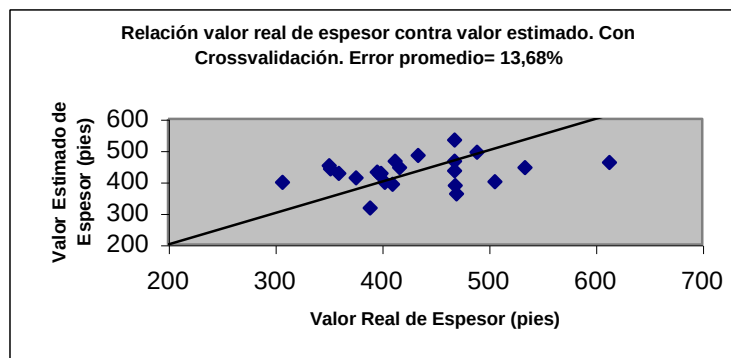


Figura N° 100: Relación valor real de espesor contra valor estimado con cross-validación.

pozo	VALOR REAL ant (pies)	Resultados sin cross-validación		Resultados con cross-validación	
		Pseudo-ant (pies)	Error%	Pseudo-ant (pies)	Error%
VLA-1032	59,5	176,7067192	196,9860827	208,024090	249,620320
VLA-300	192	192,338131	0,17610993	192,561688	0,292545685
VLA-316	276,5	282,706088	2,24451633	283,368324	2,484023134
VLA-365	280	320,797516	14,5705416	341,461934	21,95069067
VLA-375	97,5	178,040631	82,6057756	201,731187	106,9037819
VLA-433	242,5	239,156995	1,37855868	238,863188	1,499716248
VLA-469	265	302,259663	14,0602502	317,686697	19,88177234
VLA-485	200	253,752943	26,8764717	261,151707	30,57585334
VLA-496	201,5	191,305544	5,0592835	171,444286	14,91598717
VLA-507	200,5	228,303833	13,8672483	240,978181	20,18861909
VLA-515	203,5	270,019773	32,687849	285,395542	40,24350961
VLA-834	177,5	295,3446	66,3913238	325,974748	83,64774546

Tabla N° 18: Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-ant.

pozo	VALOR REAL phi (%)	Resultados sin cross-validación		Resultados con cross-validación	
		Pseudo-phi (fracción)	Error %	Pseudo-phi (fracción)	Error %
VLA-1032	0,101	0,106038741	4,98885245	0,10738508	6,32186259
VLA-300	0,124	0,131939325	6,40268156	0,13718844	10,6358389
VLA-316	0,108	0,112475596	4,14407082	0,11295318	4,58627441
VLA-365	0,114	0,141287312	23,9362389	0,15510865	36,0602229
VLA-375	0,113	0,107849942	4,55757364	0,10633508	5,8981573
VLA-433	0,098	0,119904957	22,3519966	0,12183012	24,3164495
VLA-469	0,127	0,113123563	10,9263283	0,10737815	15,4502778
VLA-485	0,133	0,125291238	5,79606197	0,12423017	6,59385439
VLA-496	0,083	0,090821489	9,42348107	0,10605964	27,7826935
VLA-507	0,144	0,127471991	11,477784	0,11993772	16,70992
VLA-515	0,114	0,120237309	5,4713241	0,12167904	6,73599796
VLA-834	0,081	0,10785334	33,1522722	0,11483306	41,7692052

Tabla N° 19: Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-phi.

pozo	VALOR REAL net to gross (%)	Resultados sin cross-validación		Resultados con cross-validación	
		Pseudo-net to gross (%)	Error %	Pseudo-net to gross (%)	Error %
VLA-1032	14,5121951	33,4912393	130,779968	45,0052512	210,120218
VLA-300	47,6572254	50,0728872	5,06882601	51,2477925	7,53415044
VLA-316	69,4723618	61,6394329	11,2748851	60,736735	12,5742476
VLA-365	59,8290598	74,6835597	24,8282355	81,1066763	35,5640161
VLA-375	31,7650209	43,5269988	37,0280816	47,1111883	48,3115292
VLA-433	68,8920455	51,1483213	25,7558388	49,4637555	28,2010642
VLA-469	56,5076683	68,7420911	21,6509071	73,702291	30,4288306
VLA-485	55,5555556	61,5342126	10,7615827	62,4471621	12,4048918
VLA-496	51,7994859	46,777762	9,69454386	39,235516	24,2550089
VLA-507	53,3244681	59,3723291	11,3416246	61,7533964	15,806868
VLA-515	46,8678784	52,2125467	11,4036914	53,2024348	13,5157737
VLA-834	50,558839	60,2750133	19,2175583	62,9050082	24,4194081

Tabla N° 20: Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-net to gross.

pozo	VALOR REAL Espesor (pies)	Resultados sin cross-validación		Resultados con cross-validación	
		Pseudo-Espesor (pies)	Error %	Pseudo-Espesor (pies)	Error %
VLA-1032	410	394,732592	3,72375807	390,858844	4,66857462
VLA-300	402,877	399,603023	0,81264922	397,96742	1,21862999
VLA-316	398	419,638081	5,43670377	422,688549	6,20315297
VLA-365	468	495,291505	5,83151818	532,963059	13,8809955
VLA-375	306,9414	371,308826	20,9705912	398,550172	29,8456879
VLA-433	352	431,156169	22,4875479	440,369963	25,1051032
VLA-469	468,9629	412,400154	12,0612412	388,12923	17,2366876
VLA-485	360	422,73245	17,4256804	427,114039	18,6427886
VLA-496	389	360,832766	7,24093428	316,533236	18,6289882
VLA-507	376	405,996199	7,97771259	413,117043	9,87155409
VLA-515	434,1993	473,306785	9,00680515	483,241314	11,2948164
VLA-834	351,0761	429,693869	22,3933697	450,205733	28,2359389

Tabla N° 21: Resultados de la cross-validación para el mapa de pseudo-espesor.

A continuación se muestran los mapas de pseudo-arena neta total, pseudo-porosidad, pseudo-net to gross y pseudo-espesor obtenidos para el yacimiento C-70 ajustados a los datos de pozo.

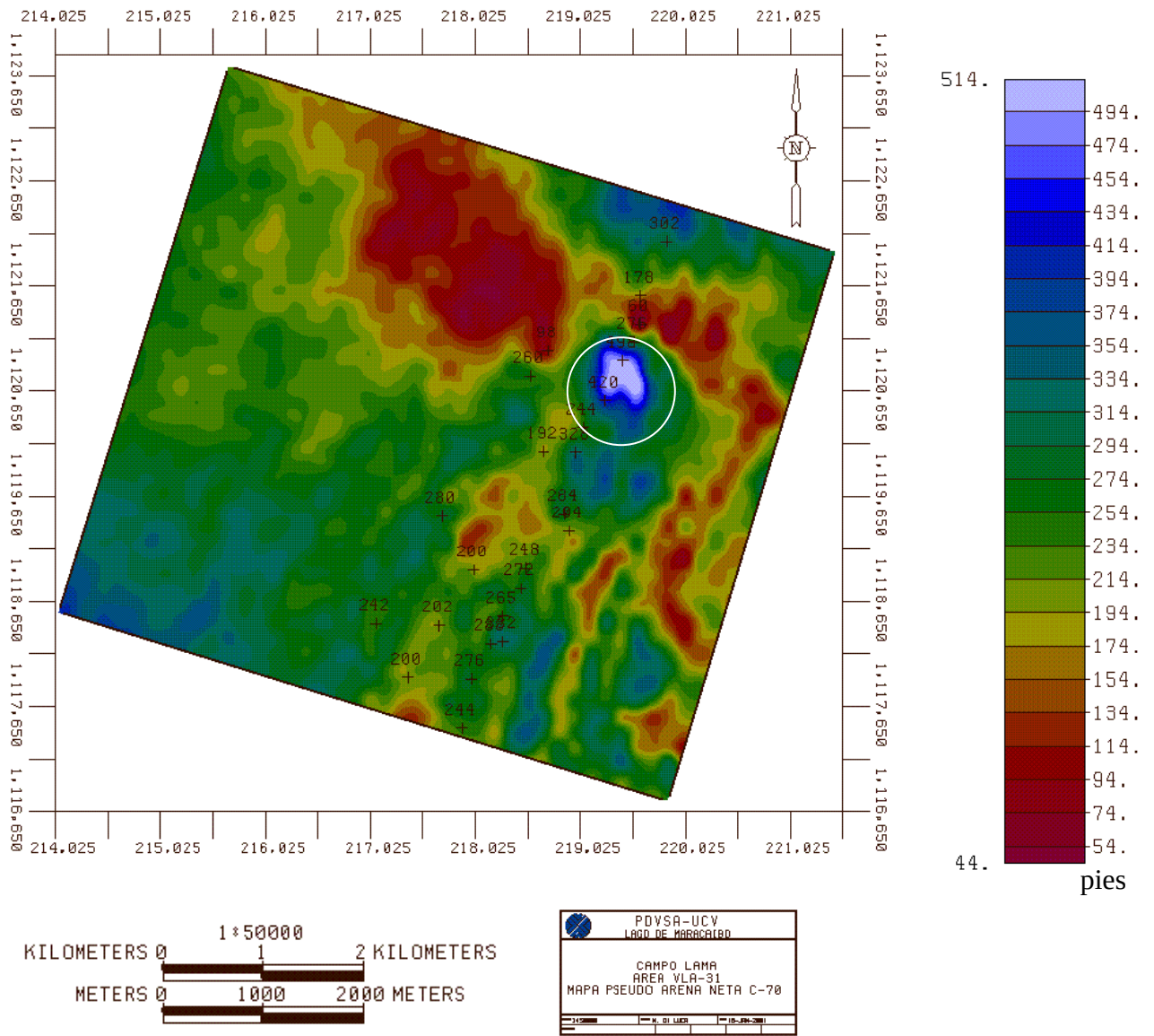


Figura N° 101: Mapa de pseudo-arena neta total para el yacimiento C-70 señalando zona con valores altos.

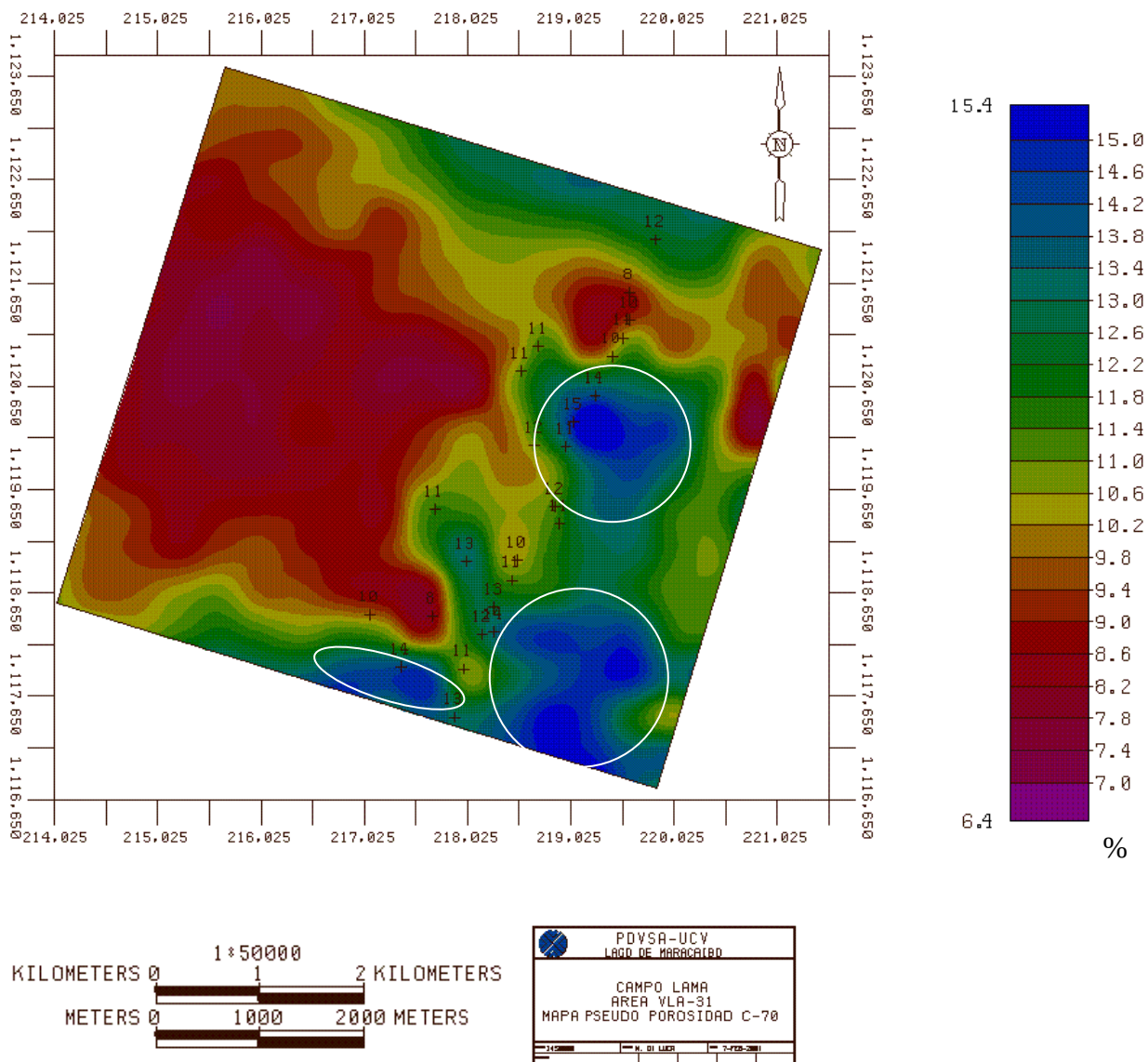


Figura N° 102: Mapa de pseudo-porosidad para el yacimiento C-70 señalando zonas con valores altos.

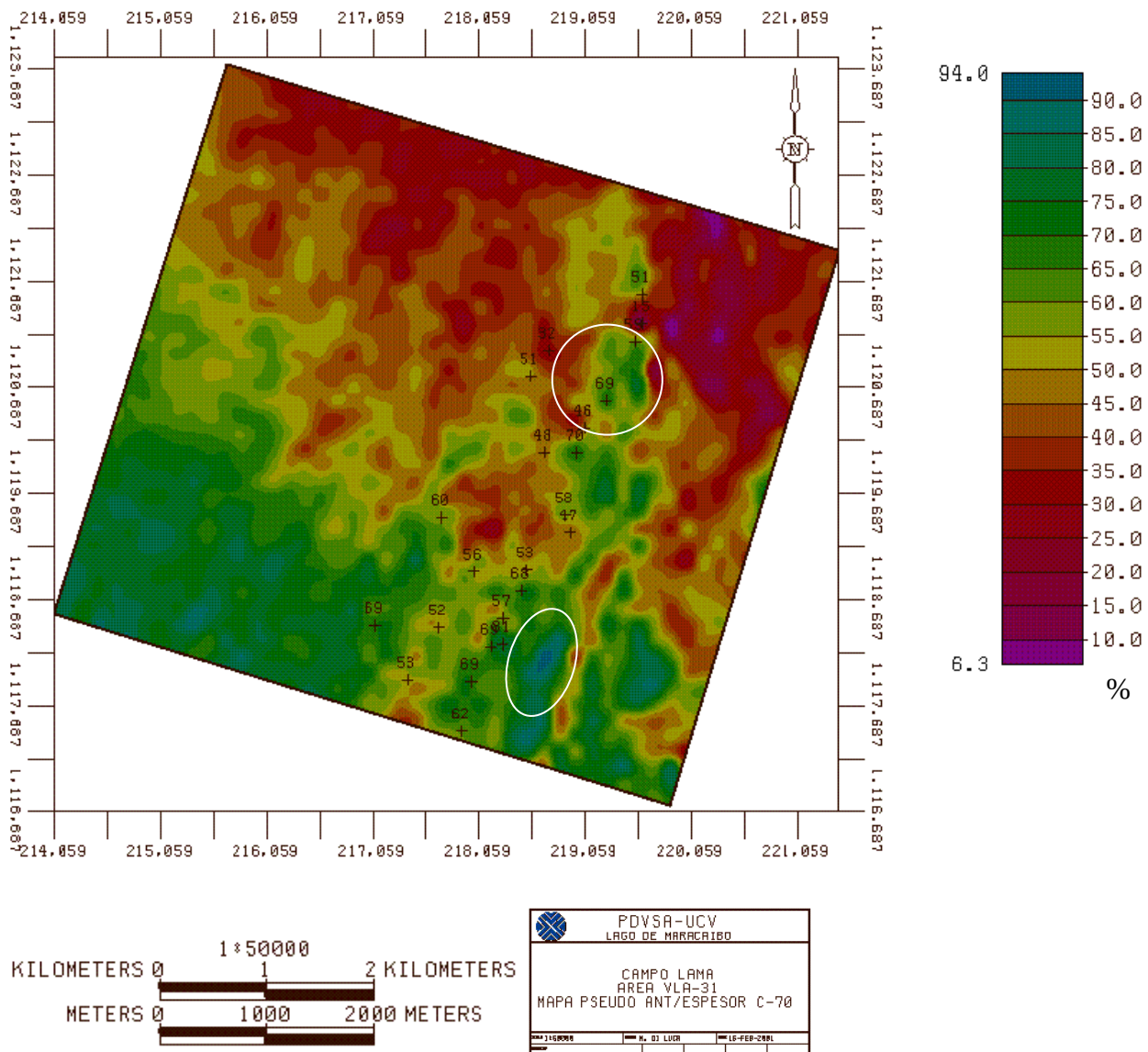


Figura N° 103: Mapa de pseudo-net to gross para el yacimiento C-70 señalando zonas con valores altos.

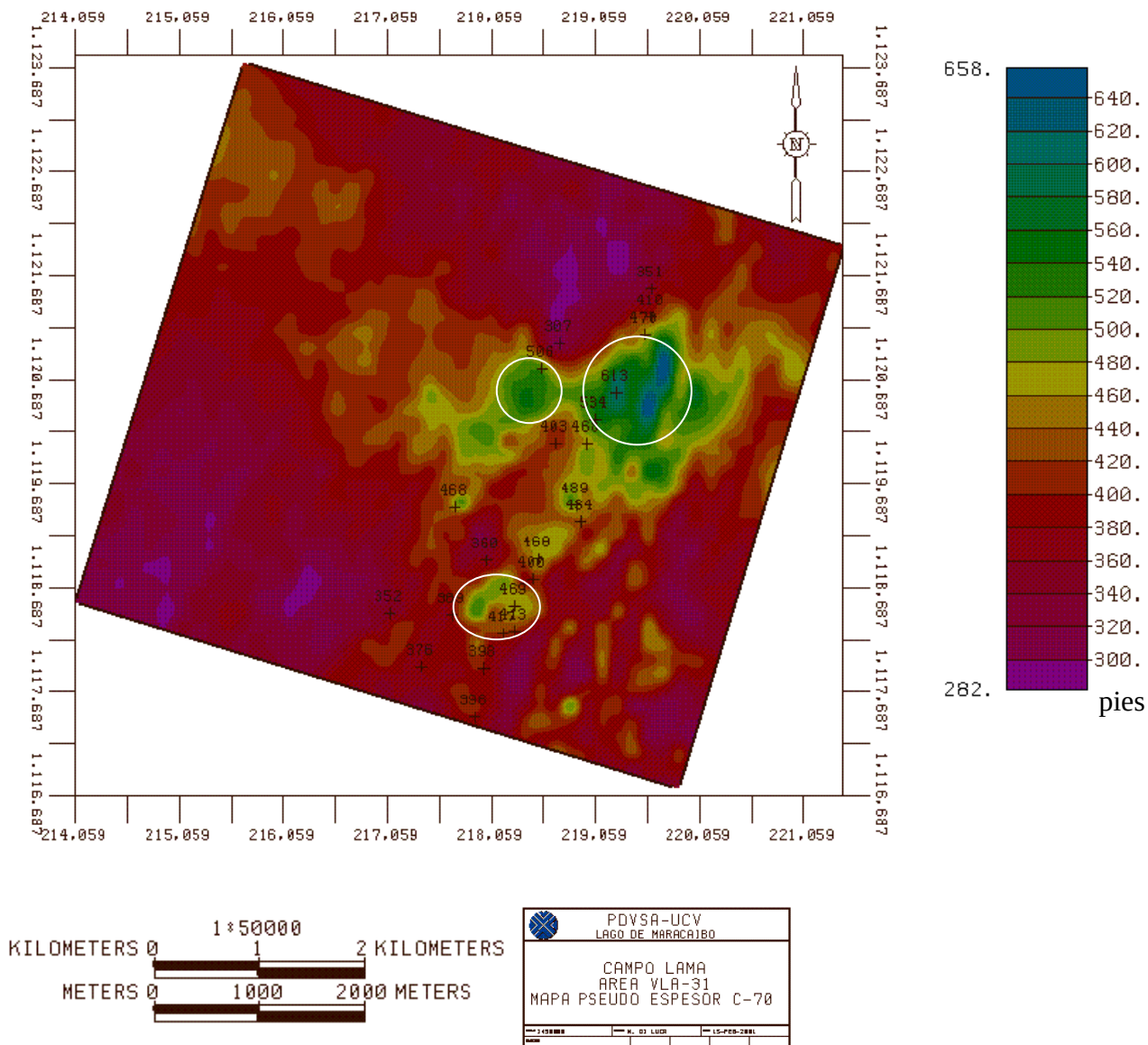


Figura N° 104: Mapa de pseudo-espesor para el yacimiento C-70 señalando zonas con valores altos.

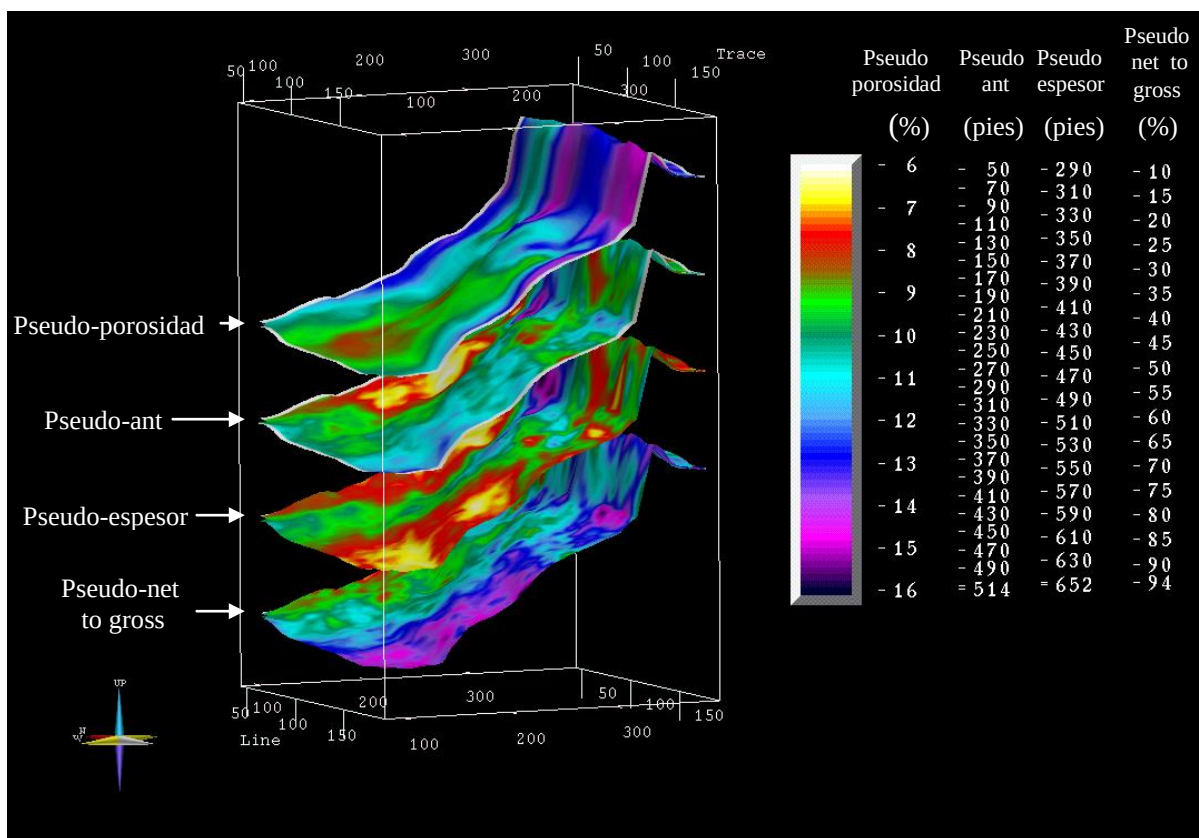


Figura N° 105-A: Mapas de pseudo-propiedades obtenidos del estudio. Vista desde el Suroeste.

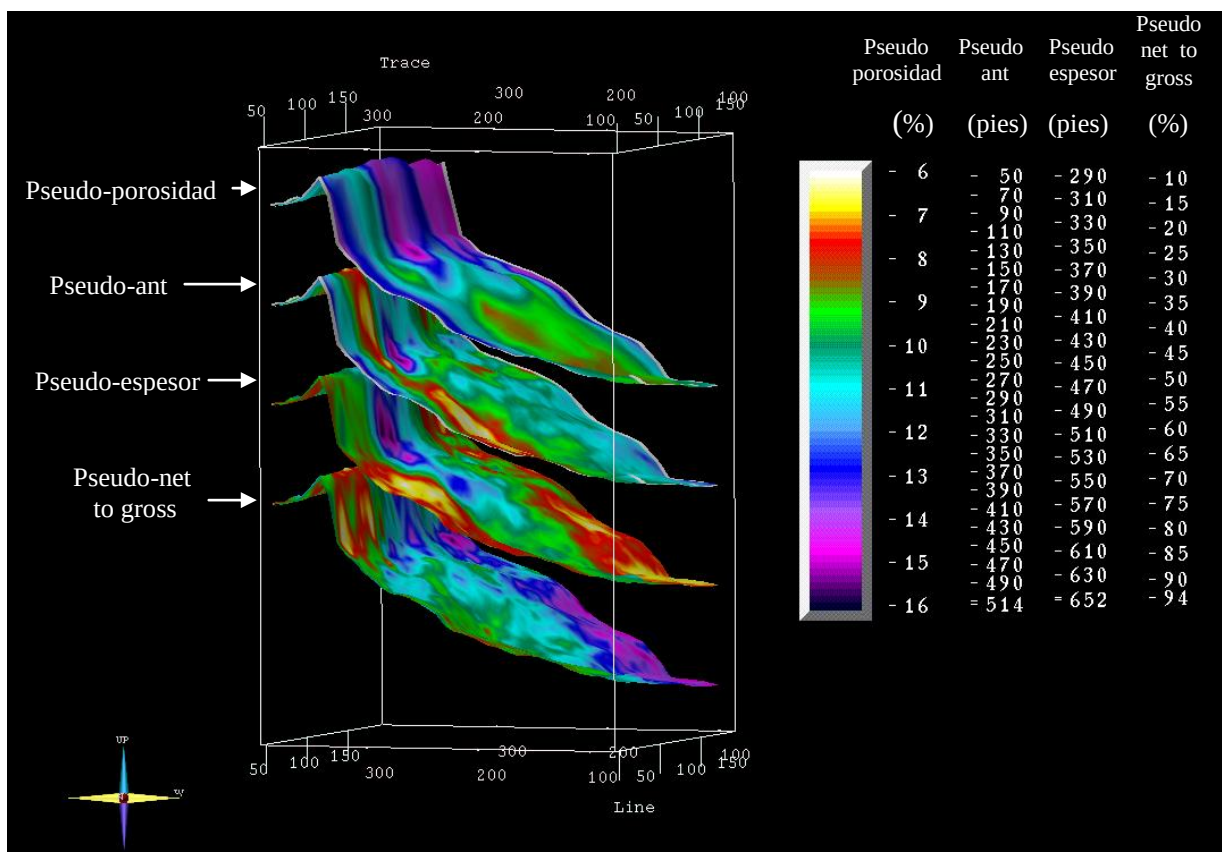


Figura N° 105-B: Mapas de pseudo-propiedades obtenidos del estudio. Vista desde el Norte.

VI.1.- Mapas Estructurales en Profundidad

El análisis de las estructuras observadas en la sísmica 3D, así como la revisión de los mapas en profundidad obtenidos, indican que la estructura en el Eoceno (VLA-31) es un anticlinal asimétrico cuyo eje está orientado en dirección SSO-NNE y su flanco Este se encuentra truncado por la falla Lama-Icotea. Dicha estructura está asociada a la acción de la falla Lama-Icotea y al plano de despegue tipo rampa (Figuras N° 52 y N° 53), ambas de rumbo SSO-NNE. Estas fallas conforman los rasgos estructurales más importantes del área de estudio.

El análisis de los mapas en profundidad generados a partir de la interpretación de las superficies de interés muestra los cambios en el rumbo y buzamiento de las estructuras principales. A nivel del Eoceno se observa como en el flanco Oeste de la falla Icotea las superficies interpretadas tienen rumbo NNE-SSO y buzamiento hacia el Sur, mientras que el rumbo cambia a NNO-SSE a finales del Eoceno, pero se mantiene el buzamiento hacia el Sur.

En el flanco Este de la falla Icotea se puede apreciar el rumbo NNE-SSO de las estructuras en el Eoceno Temprano. A nivel del Eoceno Tardío, el rumbo se mantiene y se observa un buzamiento de la estructura hacia el SSE.

La falla Lama-Icotea evidencia una inversión estructural, siendo la parte inferior de la falla de carácter normal y la superior de carácter inverso. Adicionalmente la rampa de despegue, paralela a la falla Lama-Icotea, muestra un carácter inverso y a medida que incrementa la profundidad se acuesta gradualmente hasta lograr ser paralela a los estratos de la Fm. Colón.

Además, se observa un conjunto de fallas antitéticas reactivadas de carácter inverso que poseen rumbo paralelo a subparalelo a la falla Lama-Icotea. En las Figuras N° 52 y N° 53 se puede apreciar la falla Lama-Icotea, la rampa de despegue y las fallas antitéticas asociadas.

En el área de estudio también existe un grupo de fallas normales de ángulo muy alto y buzamiento hacia el norte (Figuras N° 54 y N° 55) cuyo rumbo varían

entre SOO-NEE y NOO-SEE. Estas fallas afectan parte de la secuencia sedimentaria del Eoceno.

VI.2.- Evolución Estructural

La definición del marco estructural estuvo basada en la identificación de diferentes eventos tectónicos y estilos estructurales que afectaron el área, así como, el análisis del cubo de fallas y atributos sísmicos estructurales realizados sobre los marcadores sísmicos interpretados.

La estructura del área de estudio se caracteriza por la superposición de diferentes fases de deformación cuya evolución se expone a continuación:

En el Jurásico durante la segregación de Pangea, cuando se separan los continentes de Norte y Sur-América, se formaron grábenes del tipo “rift” que generaron procesos extensivos, dando origen a grandes fallas normales con una dirección preferencial NS. Por su parte, se asume que la falla Lama-Icotea sea una estructura de origen Jurásico.

Culminada esta etapa ocurre un periodo de relativa calma tectónica durante el Cretácico.

El Eoceno Temprano se caracterizó por tener lugar la colisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana, provocando una fase de deformación compresional cuyo esfuerzo principal estuvo orientado en sentido NO-SE, lo cual ocasionó un acortamiento horizontal y la generación de una falla inversa tipo rampa de rumbo perpendicular a la dirección del esfuerzo principal. Adicionalmente, se desarrolló una serie de fallas normales antitéticas de rumbo paralelo a subparalelo con respecto a la falla Lama-Icotea, las cuales se le atribuyen al hecho de que al crear espacio el evento compresivo en el alto estructural (generado por el acortamiento) los bloques tienden a caer por gravedad dando origen a este tipo de fallas. Se asume que estos esfuerzos extensivos, provocados por el acortamiento, actuaron sobre la falla Lama-Icotea incrementando su salto.

Simultáneamente se desarrolló otro sistema de fallas normales escalonadas y de rumbo E-O a NOO-SEE (Figuras N° 54 y N° 55), originadas por una deformación tensional producto del emplazamiento de las Napas de Lara en el extremo Nororiental del Bloque de Maracaibo.

A finales del Eoceno la progresión del acortamiento horizontal, producto de la acción compresiva originada por el levantamiento de la Sierra de Perija, sobrepasó la capacidad de despegue normal del tramo superior de la falla Lama-Icotea, provocando su inversión estructural y la reactivación de sus antitéticas.

El período Mioceno Tardío – Plioceno estuvo dominado por eventos compresivos debido al levantamiento de los Andes venezolanos. Evidencia de lo antes expuesto es el acortamiento de todas las secuencias infrayacentes. Este evento compresivo pudo ayudar a la inversión y reactivación de fallas preexistentes.

VI.3.- Análisis de Sensibilidad y Mapas de Pseudo Propiedades

Como se puede observar, los resultados del análisis de sensibilidad (tabla N° 13) muestran que los coeficientes de correlación (R) altos corresponden en su mayoría al modelo 5 (disminución de S_w), siguiendo el modelo 4 (aumento S_w), el modelo 1 (aumento de porosidad), modelo 6 (aumento del espesor), modelo 3 (disminución de porosidad), modelo 7 (disminución del espesor) y por último, el modelo 2 (aumento de porosidad). Los valores de correlación altos indican mayor correspondencia entre el modelo inicial y el modelo perturbado, con lo que se infiere que la respuesta sísmica no es sensible a las variaciones de la propiedad. Por otro lado, valores bajos de coeficiente R indican una alta sensibilidad sísmica a tal perturbación. En otras palabras, los valores de coeficiente R obtenidos en la estimación de la sensibilidad, permiten inferir que la respuesta sísmica del yacimiento C-70 es más sensible a los cambios de espesor y porosidad que a variaciones de saturación de fluidos. Por otra parte, los resultados de las

correlaciones atributo-propiedad y multiatributo-propiedad (tablas N° 14 y N° 17), indican que los coeficientes de correlación más altos corresponden a variación de espesor, porosidad, arena neta total y “net to gross”.

Entonces, la primera observación de importancia realizada fue la determinación de la correspondencia existente entre los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad y las correlaciones atributo-propiedad y multiatributo-propiedad.

A continuación se expone el análisis de los mapas de pseudo propiedades obtenidos de este estudio. El objetivo es intentar describir el yacimiento C-70 que se extiende sobre el área VLA-31, en función de la información encontrada en los mapas para ubicar zonas de interés prospectivo.

Como característica general de los cuatro mapas (Figuras N° 101, 102, 103 y 104), se destaca la alineación preferencial en la dirección SSO-NNE, posiblemente ocasionados por el efecto que ejercen las fallas principales del área sobre la información sísmica.

El mapa de pseudo arena neta total (Figura N° 101) fue elaborado a partir del multiatributo B (Thickness, $\text{amp} \cdot \text{h}$, max^+ y max^-). En este mapa los valores varían entre 44 y 514 pies de espesor, siendo el espesor dominante entre 254 y 314 pies. En la región NE del mapa se observa una anomalía importante de 514 pies la cual se encuentra señalada en la figura N° 101. También se evidencian dos cuerpos caracterizados por valores de espesor entre 54 y 134 pies; el primero, que se encuentra en la región Este del mapa, presenta una forma alargada en la dirección SSO-NNE y el segundo en la región Norcentral del área.

El mapa de pseudo porosidad (Figura N° 102) al igual que el de pseudo arena neta total se obtuvo a partir del multiatributo B. Presenta valores que van desde 6.4% a 15.4%. En este mapa se observa una disminución relativa de la pseudo propiedad en sentido NO alcanzando su menor valor de 6.4% al oeste del mapa. Se pueden apreciar tres anomalías importantes de magnitud 15.4%, éstas se encuentran

en las zonas Sureste y Noreste del mapa y están señaladas en la figura. También se observan en la zona Noreste dos anomalías de valores bajos de porosidad (7%-8%) en comparación con los anteriores.

El mapa de %ant/espesor (Figura N° 103) generado a partir de la correlación con el multiatributo A (Thickness, avg, max+ y max-.) muestra valores que van desde 6.3 a 94%, observándose un aumento en los valores en sentido SO a lo largo de toda el área, resaltando en la región Noreste una anomalía importante que encierra valores que están entre 55 y 85% y otra en la zona Sureste con valores entre 85 y 94% (Figura N° 103) .

Por su parte, el mapa de pseudo espesor (Figura N° 104) obtenido de su relación con el multiatributo D (Thickness, amp*h, max+ y max-abs.), indica que dentro del área los valores están entre 282 y 658 pies. Se observa una disminución de los espesores en las direcciones N, S, E y O a partir de una anomalía ubicada en la región Noreste cuyo valor máximo es de 658 pies. También se observan otras dos anomalías importantes con valores entre 580 y 620 pies ubicadas en el centro y Sureste del mapa.

El grado de confiabilidad de estos mapas depende de los resultados obtenidos en la cross-validación (Figuras N° 94, 96, 98 y 100) siendo el mapa de mayor imprecisión el de arena neta total (error: 33.33%), seguido de “net to gross” (error: 27.67%), espesor (error: 13.68%) y por último el mapa de porosidad (error 13.46%) presenta mayor grado de confiabilidad. Los altos valores de error para los mapas de pseudo ant y %ant/espesor en la cross-validación se deben a los valores de los pozos VLA-1032 y VLA-834.

Dado que las respuesta sísmica está directamente relacionada con las características de las rocas del subsuelo, se podría esperar que en las zonas con valores de arena neta total, porosidad, %ant/espesor y espesor con valores significativos exista la posibilidad de localizaciones prospectivas. Por otra parte, aunque estos resultados están basados en consideración de los valores de cross-

validación y coeficiente de correlación obtenidos al generar cada uno de los mapas, hay que tener en cuenta que este hecho no permite minimizar y muchos menos eliminar el riesgo de perforación, debe entonces usarse en conjunto con otras herramientas, como la geoestadística, que corroboren lo observado en los mapas y proporcionen mayor confiabilidad en los resultados.

Sin embargo, a partir de la información que se obtiene de los mapas de pseudo propiedades, la profundidad del contacto agua-petróleo (-9700 pies) y observando el rango de valores óptimos de la evaluación petrofísica, se tiene que el yacimiento C-70 presenta una zona de interés prospectivo ubicada al Noreste del área VLA-31, la cual es producto de interceptar las regiones de los mapas de pseudo propiedades que muestran anomalías importantes dentro del área (Figura N° 106). En esta zona se define un cuerpo caracterizado por valores de porosidad entre 14.6 y 15.4 %, arena neta total entre 334 y 430 pies, “net to gross” (%ant/espesor) entre 60 y 75 % y espesor entre 580 y 658 pies.

CONCLUSIONES

- La interpretación sísmica estructural permitió definir el marco geológico del área VLA-31, en la cual se determinó que la estructura en el Eoceno es un anticlinal asimétrico cuyo eje está orientado en dirección SSO-NNE y su flanco Este se encuentra truncado por la falla Lama-Icotea .
- La región de estudio ha sido afectada por dos eventos principales: i) un evento tectónico extensivo en el jurásico producto de la segregación de Pangea y ii) un evento compresivo en el Eoceno Temprano generado por la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana.
- Los eventos compresivos que rigen el área están caracterizados por un plano de despegue que generó fallas antitéticas de rumbo paralelo a subparalelo a la rampa. La falla Lama Icotea junto con la rampa de despegue conforman los rasgos estructurales más importantes dentro de la región de estudio.
- La presencia de una serie de fallas normales escalonadas de rumbo E-O a NOO-SEE son producto de la acción extensiva del emplazamiento de las Napas de Lara.
- Haciendo uso del modelado sísmico es posible encontrar una relación justificable entre los atributos sísmicos y las propiedades del reservorio, reduciendo de esta forma la incertidumbre de las predicciones en las regiones en donde no se dispone de información de pozos.
- El modelado sísmico permite determinar la sensibilidad que pueda ofrecer la información sísmica ante cambios en las propiedades petrofísicas dentro de un yacimiento.
- A través de las correlaciones multiatributo-propiedad es posible utilizar la información que cada traza sísmica contiene, como ayuda en la extrapolación de propiedades del yacimiento que fueron medidas puntualmente en los pozos, obteniéndose como producto final, mapas de pseudo propiedades que permitieron definir las características de los cuerpos asociados al yacimiento presente en el subsuelo y su distribución lateral.

- La confiabilidad que pueda ofrecer un mapa de pseudo propiedad obtenido a partir de la relación entre la información sísmica y de pozo, depende de una buena interpretación, bajos errores en la cross-validación y que la información sísmica sea sensible a los cambios que pueda presentar la propiedad petrofísica a estimar dentro del yacimiento.
- El análisis conjunto de los cuatro mapas de pseudo propiedades (ant, porosidad, %ant/espesor y espesor) pone en evidencia una zona caracterizada por valores que se encuentran dentro del rango de valores óptimos de la evaluación petrofísica ubicada al Noreste del área. Dado que la estructura del yacimiento disminuye en profundidad en sentido Oeste-Este y se observan fallamientos evidentes que pueden controlar las acumulaciones, se concluye que esta zona podría ser importante para la proposición de nuevas localizaciones.

RECOMENDACIONES

- Revisar la evaluación petrofísica para los pozos VLA-1032, VLA-375 y VLA-834 por presentar altos valores en la cross-validación.
- Realizar la inversión sísmica en todo el volumen, con la finalidad de obtener distribuciones espaciales de velocidad e impedancia acústica las cuales probablemente serán representativas de las variaciones laterales de las propiedades petrofísicas de interés.
- Usar otras herramientas, como la geoestadística, que corroboren lo observado en los mapas y proporcionen mayor confiabilidad en los resultados.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

- Audemard, F. (1991).** “Tectonics of Western Venezuela. Tesis Doctoral, Rice University, Houston Texas, USA.
- Bartok, P., T. J. A. Reijers y I. Juhasz (1981).** “Lower Cretaceous Cogollo Group, Maracaibo basin, Venezuela: Sedimentology, Diagenesis and Petrophysics”. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull., 65(6): 1110-1134.
- Boesi, T.; Galea, F.A.; Rojas, G.; Lorente, M.L.; Durán, I.; y Velásquez, M. (1988).** “Estudio estratigráfico del Flanco Norandino en el sector Lobatera-El Vigía”. III Simposio Bolivariano Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas. Soc. Ven. Geólogos, Caracas, Mem. I: 1-41.
- Brown, A. (1996).** “Interpretation of three-dimensional seismic data”. AAPG memoir 42. Cuarta edición. Dallas, Texas.
- Brown, A. (1999).** “Interpretation of three-dimensional seismic data”. SEG Investigation in Geophysics N°9. Quinta edición.
- Bueno, E. (1995).** “Dualidad Estructural en la Cuenca Eocena de Maracaibo”. Geología de Producción. Maravén S.A. Informe Interno.
- Chen, Q. y S. Sidney (1997).** “Advances in Seismic Attribute Technology”. 67th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts: INT 7.5.
- Cooke, D. ; A. Sena; G. Donnell; T. Muryanto y V. Ball (1999).** “What is the best seismic attribute for quantitative seismic reservoir characterization?”. 69th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts: SRC 1.8.
- Cushman, J. A. and H. D. Hedberg (1941).** “Upper Cretaceous foraminifera from Santander del Norte”.., Colombia, Cushman Lab. Foram. Res., Contrib., 17: 79-100, pt. 4.

- 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.; I. de Arozena y X. Picard (1980).** “Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”. Caracas, Ed. Foninves, 2 Tomos.
- Graves, G. (1988).** “Ambientes sedimentarios y entrapamiento de hidrocarburos en las arenas "B" superiores de la Formación Misoa en el área LL-370 lago de Maracaibo”. VI Cong. Geol. Venez. Caracas. 5: 3085.3102.
- Guédez, E. (1998).** “Interpretación Sísmica-Estructural 3D del área Oeste de Tomoporo, Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Estado Zulia”. Trabajo Especial de Maestría. U.C.V. inédito.
- Haas, M. W. y R. G. Hubman (1937).** “Notes on the stratigraphy of the Bolivar Coastal fields, Maracaibo basin, Venezuela”. Bol. Geol. y Min (Venezuela), 1:(2-4): 113-156.
- Hampson-Russel (1994).** Manual de STRATA. Programa para inversión sísmica.
- Henríquez, N. (2000).** “Técnicas de Correlación Atributos Sísmicos-Parámetros Petrofísicos: Revisión e Implementación Campo Centro Lago”. Trabajo Especial de Grado. USB. Sartenejas, inédito.
- Hilterman, F.; L. Liang y R. Verm (1986).** “Seismic Exploration Modeling Course”. Geophysical Development Corporation. Houston, Texas U.S.A.
- Hoffmeister, W. S. (1938).** “Aspecto y división en zonas de la fauna de moluscos en las formaciones La Rosa y Lagunillas, campos costaneros de Bolívar”. Venezuela. Bol. Geol. y Min., Caracas, 2(2-4): 103-122.

- Kalkomey, C. (1997).** “Potencial risk when using seismic attributes as predictors of reservoir properties”. 66th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts SI 3,5.
- Kerez, C.J. y J. San Juan (1964).** “Compaction Structures in El Milagro Formation”. Asoc. Venez. Geol. Min. y Petr., Bol. Inf., 7(5): 135-140.
- Key, C. E. (1960).** “Estratigrafía del subsuelo de Alturitas”. 3 Cong. Geol. Venez., Caracas, 1959, Mem., 3: 511-545.
- Kiser, G. D. (1997).** Notas geológicas sobre datos inéditos (Corpoven, S.A.) de Barinas y el frente de montaña.
- Kiser, G. D. (1989).** “Electrofacies de Parángula basal y sus equivalentes de la Formación Carbonera, cuenca Apure-Barinas”. VII Cong. Geol. Venez., Barquisimeto, estado Lara, I: 459-466.
- Landmark (1998 a).** “Seismic Project Utilities”.
- Landmark (1998 b).** “SeisWork/3D Horizon Interpretation”.
- León, R. (1975).** “Intervalos productores del Cretácico Campo Urdaneta Este, Lago de Maracaibo”. Primeras Jornadas Venezolanas de Geología, Minería y Petróleo. Maracaibo. Preimpreso.
- “Léxico Estratigráfico de Venezuela - L.E.V” (1999).** Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN).
- Lugo, J. y P. Mann (1993).** “Jurassic-Eocene tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela”. AAPG Memoir Petroleum Basins of South América. Gerencia de Exploración. Informe Técnico.
- Lugo, J. (1991).** “Cretaceous to Neogene Tectonic Control on Sedimentation: Maracaibo Basin, Venezuela”. Tesis Doctoral. The University of Texas at Austin, USA.
- Martínez, J. I. (1989).** “Foraminiferal biostratigraphy and paleoenvironments of the Maastrichtian Colon mudstones of northern South América. Micropaleontology”. 35(2): 97-113.

- Meléndez L. ; S. Ghosh y P. Pestman (1996).** “El Eoceno en la Cuenca de Maracaibo: Evolución Tectonosedimentaria”. Memorias IIX Congreso Venezolano de Geofísica.
- Meléndez, L.; S. Ghosh y P. Pestman (1996).** “El Eoceno en la Cuenca de Maracaibo: Incógnitas Geológicas por resolver. Memorias IIX Congreso Venezolano de Geofísica.
- Odreman, O. E. y S. Ghosh (1980).** “Estudio paleoambiental-paleontológico de facies de la formación La Quinta, cerca de Mérida”. Bol. Geol. (Venezuela), 14(26): 89-104.
- Renz, O. (1977).** “The lithologic units of the Cretaceous of western Venezuela”. V Cong. Geol. Ven. 1: 4-58.
- Rod, E. y W. Maync (1954).** “Revision of Lower Cretaceous stratigraphy of Venezuela”. A.A.P.G. Bull., 38: 193-283.
- Schlumberger (1997).** “Evaluación de Pozos”, Venezuela.
- Schubert, C. (1986).** “Stratigraphy of the Jurassic La Quinta Formation, Mérida Andes, Venezuela: type sections Z”. Deut. Geol. Ges., 137: 391-411.
- Schubert, C.; R. S. Sifontes; V. E. Padrón; J. R. Vélez , J. R. y P. A. Loaiza (1979).** “Formación La Quinta (Jurásico), andes merideños: geología de la sección tipo”. Acta Cient. Venez., 30: 42-55.
- Sellier de Civrieux, J. M. (1952).** “Estudio de la microfauna de la sección-tipo del miembro Socuy de la Formación Colón”, distrito Mara, estado Zulia, Boll de Geol. (Venezuela), 2(5): 231-810.
- Sheriff, R. (1999).** “Encyclopedic dictionary of exploration geophysics”. Tercera edición SEG.
- Sheriff, R. (1975).** “Factors affecting seismic amplitudes”. Geophysical Prospecting, 23:125-138.

- Sismoven S.A (1992).** “Prospecto Bloque 1 3D para Maraven S.A. Informe de Procesamiento”. Informe Interno.
- Sokal, R y F. Rohlf (1969).** “Tablas Estadísticas” W.H. Freeman and Company. San Francisco.
- Stuart, W. (1991).** “Seismic Modeling of Geologic Structures, Applications to Exploration Problems”. Society of Exploration Geophysicists.
- Sutton, F.A. (1946).** “Geology of the Maracaibo Basin”, Venezuela: Am. Assoc. Petr. Geol., Bull., 30(10): 1621-1741.
- Szenk, B. J. (1959).** “The Lagunillas Formation in Central Lake Maracaibo”. Boletín Informativo. Asoc. Ven. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform. Caracas, 2(7): 164-178.
- Van Andel, T. H. (1958).** “Origin and classification of cretaceous, Paleocene and Eocene Sandstones of Western Venezuela”, Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull., 42(4): 734-763.
- Van Raadshooven, B. (1951).** “On some Paleocene and Eocene larger foraminifera of western Venezuela”, IIIrd. World Petrol. Congr., Proc., La Haya, 1951, Sec. I, p. 476-489.
- Western Geophysical International (1991).** “Reporte final de operaciones 1990 Bloques 1, 2, 4 Levantamiento 3D DIGISEIS. Lago de Maracaibo, Venezuela 3-11-90 al 15-2-91”. Informe Interno.
- Whitehead, P.;B. Wetland y J. Faiborn (1999).** “Identifying stratigraphic unit by seismic patters”. 69th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts: SINT 2.6.
- Young, G. A, (1960).** “Stratigraphy of the Miocene La Puerta Formation in the Ceuta Area, Lake Maracaibo”. Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform., 3(11): 304-315.

Zabala, A. (1999). “Interpretación sísmica estructural 3D en el área de Tomoporo, Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Estado Zulia”. Trabajo Especial de Grado, departamento de Geofísica. UCV. Caracas, inédito.