

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL 3D Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL MIOCENO – EOCENO DEL ÁREA VLA-62, BLOQUE I, LAGO DE MARACAIBO.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de:
Ingeniero Geofísico
por la Br. Araujo G., Elisa M.

Caracas, mayo 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL 3D Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL MIOCENO – EOCENO DEL ÁREA VLA-62, BLOQUE I, LAGO DE MARACAIBO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro León

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Félix Díaz e Ing. Franklin Sulbarán

Presentado ante la Ilustre:
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de:
Ingeniero Geofísico
por la Br Araujo G., Elisa M.

Caracas, mayo 2002

Caracas, 24 de mayo de 2002

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

“INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL 3D Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL MIOCENO – EOCENO DEL ÁREA VLA-62, BLOQUE I, LAGO DE MARACAIBO”

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

Prof. Cornelio Urbina
Jurado

Prof. José Luis Perdomo
Jurado

Prof. Pedro León
Tutor Académico

Ing. Félix Díaz Ing. Franklin Sulbarán
Tutores Industriales

Araujo G., Elisa M.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL 3D Y USO DE
ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL MIOCENO – EOCENO DEL ÁREA
VLA-62, BLOQUE I, LAGO DE MARACAIBO.**

**Tutor Académico: Prof. Pedro León. Tutores Industriales: Ing. Félix Díaz e Ing.
Franklin Sulbarán. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Año 2002, 120 p.**

Palabras Claves: Interpretación sísmica 3D, atributos sísmicos, área VLA-62, Bloque I,
Lago de Maracaibo.

Resumen. El presente trabajo tiene por objeto actualizar el modelo estructural del área VLA-62, Bloque I del lago de Maracaibo, pertenecientes a la Unidad de Explotación Lagomar, mediante la interpretación de 86 Km² de sísmica 3D y el uso de atributos sísmicos.

Esta área se ha explotado con conocimiento limitado de la estructura de los yacimientos, debido a que la interpretación oficial está basada en Sísmica 2D, lo que dificulta el proponer localizaciones de desarrollo y avanzada. Existen 26 pozos perforados en esta área que penetran la sección correspondiente al miembro C-4 de la Formación Misoa de edad Eoceno. La mayoría de estos pozos se encuentran cerrados a producción y otros abandonados, principalmente por alta producción de gas.

Se realizó la definición del marco estructural del área, mediante la interpretación de fallas y la correlación de las mismas en todo el cubo. Posteriormente, se realizó la interpretación de los horizontes, se realizó la extensión de la interpretación a todo el cubo sísmico para extraer los atributos sísmicos, y por último, se obtuvieron los mapas estructurales en tiempo y profundidad.

El área VLA-62 es estructuralmente compleja y estuvo sometida a múltiples eventos de actividad tectónica, por lo tanto su estructura es el resultado de la superposición de varios estilos estructurales que van desde fallas normales de ángulo alto, de ángulo bajo y semi-graben invertido combinado con fallas de atajo. La definición del marco estructural del área permitió identificar los diferentes períodos tectónicos que afectaron la región: 1. Fallas normales de ángulo alto debido a la apertura continental (*rift*) jurásica; 2. Extensión por el emplazamiento de las napas de Lara desde el Eoceno temprano al Eoceno medio, que creó nuevas fallas normales de rumbo NO-SE y reactivó las fallas preexistentes; 3. Inversión tectónica durante los sistemas transpresivo del Eoceno tardío y Mioceno medio a Plioceno y 4. Inversión durante el período de compresión EO iniciado en el Plioceno.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, quien nunca me ha desamparado, en quien creo, confío y a quien amo.

A mi familia, en especial a mis padres, María y Asunción, y a mis Hermanos por la formación moral y los principios que me inculcaron.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela.

A la Fundación Gran Mariscal de Ayacucho.

A Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, en especial al personal que labora en Estudios Integrados de la Unidad de Explotación Lagomar, especialmente a Pedro Muñoz y a mi tutor industrial Franklin Sulbarán por su colaboración y por haberme dado esta oportunidad. A Giovanni Castillo gracias por sus comentarios, observaciones y sugerencias.

A mi tutor Académico Pedro León, por su valioso apoyo, observaciones y consejos.

A mi tutor industrial Félix Díaz, por sus consejos, observaciones, apoyo y toda la colaboración prestada en todo este tiempo.

A mis compañeros de oficina, por todo su apoyo y conocimientos, en especial a: Marcelo, Adriana, Alexis y Víctor .

A mis compañeros tesistas y pasantes Rodolfo, Iris, Darnellys, Jimy, Yill, Jaro, Norimar y Alchami por los buenos ratos compartidos en su compañía.

A la Unidad Lagomedio, en especial a los señores Enio, Gonzalo, Camilo, Ricardo, César, José Luis, Mark y José Rivero.

Al personal de soporte técnico de Landmark, José Gil y César González, por su valiosa colaboración.

A Lorenza Gómez, por su colaboración en la obtención del material bibliográfico.

A Balbina, Ana, Job y Karen, por compartir conmigo su hogar, gracias por sus consejos, paciencia, colaboración y todas las atenciones.

A José Rubén Aldana, Karellys Aldana por su apoyo y ayuda.

DEDICATORIA

A la memoria de mi hermano Hender.

A mi Madre, María Eudocia por su amor, sus oraciones y sus consejos.

*A mi Padre, Asunción por ser mi gran amigo de toda la vida, por su ejemplo de trabajo,
honradez, responsabilidad y constancia, y por sus sabios consejos.*

*A mis hermanos, Zaida, Ana y Ali, por su colaboración y por enseñarme el camino a
escoger en la vida.*

A mis sobrinos, Ruth Elena, Ali David y Esther María

*A mis Amigos de Siempre, Karen, Luis Guillermo (Memo), Eyanitza (la China), Ronald,
Luisa, Eraeli, Ali, Javier (el Chino), Oswaldo (el Gordo), Jorge B, Isolmar, Blanca,
Martín, Yoasmali, **Sergio**, Rosaura, Luis S, Gabriel, Javier, Erasmo (Mou), Hildely,
Richard, Ricardo, José Rubén, César, Karely, Ramón, Jorge S, Ana, Rubén, Yolanda,
Yeniseith, Alexander, Jason, Angel, Euclides, Mayrú, Kheila, Mauricio, Juan,
Guillermo, Luis Alfredo, Antonio, Elsida, Francisco y Pablo, por los gratos e
inolvidables momentos compartidos.*

Elisa María Araujo González

ÍNDICE DE CONTENIDO

	<i>Pág.</i>
AGRADECIMIENTOS	ii
DEDICATORIA	iii
RESUMEN	vii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE ANEXOS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I EL PROBLEMA	
Planteamiento del problema	3
Objetivos de la investigación	5
Objetivo general	5
Objetivos específicos	5
Importancia de la investigación	6
Justificación de la investigación	6
Delimitación de la investigación	7
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	
Sísmica de reflexión	8
Ley de Snell y coeficiente de reflexión	10
Ecuaciones de Zoeppritz	12
Modelo convolucional	13
Sismograma Sintético	14
Atributos sísmicos	21

	Relación entre geología y funcionamiento del yacimiento	31
	Estilos estructurales, sus habitats de tectónica de placas y trampas de hidrocarburos en provincias petroleras	32
	Modelos teóricos propuestos para la deformación del área	35
	Datos de producción de los yacimientos del área VLA-62	41
	Antecedentes de la investigación	42
CAPÍTULO III	MARCO GEOLÓGICO	
	Geología regional	45
	Marco estructural	46
	Marco estratigráfico	59
	Historia y desarrollo de hidrocarburos en la Cuenca de Maracaibo	69
CAPÍTULO IV	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	
	Tipo de investigación	71
	Equipos y programas utilizados	73
	Levantamiento sísmico utilizado	73
	Metodología para la interpretación sísmica estructural	75

CAPÍTULO V	RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	
	Presentación de resultados	96
	Interpretación estructural	96
	Atributos sísmicos estructurales	97
	Análisis de resultados	107
CAPÍTULO VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
	Conclusiones	113
	Recomendaciones	116
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117

ÍNDICE DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
1. Velocidades y tiempos de tránsito para algunos tipos de rocas	16
2. Densidades de minerales usuales	16
3. Estilos estructurales y Habitats de tectónica de placas.	36
4. Hoja de cálculo de la resolución vertical	82
5. Horizontes interpretados con sus respectivos caracteres sísmicos	83
6. Funciones de velocidad, coeficiente R^2 y cantidad de pozos usados para la conversión tiempo-profundidad	92

ÍNDICE DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
1. Mapa de ubicación geográfica del área VLA-62	7
2. Esquema de adquisición sísmica en tierra	9
3. Esquema de adquisición sísmica en agua	9
4. Ley de Snell	11
5. Traza sísmica compleja	22
6. Atributo sísmico instantáneo	25
7. Representación del acimut	26
8. Matriz de representación de puntos para el cálculo de Detección de Borde	27
9. Representación del atributo sísmico interválico, entre dos horizontes o en una ventana alrededor de un horizonte, en la traza sísmica	28
10. Representación del atributo sísmico multitrazas en las trazas sísmicas, Ejemplo de este atributo es la Amplitud del Pico Máximo	29
11. Esquema del semigraben invertido con falla de atajo	35
12. Modelo de deformación compresional de capa delgada	40
13. Límites de la Cuenca de Maracaibo. Elementos estructurales de carácter regional	45
14. Sección Oeste –Este de la Cuenca de Maracaibo	47
15. Corte Estructural NW-SE a través de la Cuenca del Lago de Maracaibo, desde Los Andes Merideños hasta la Sierra de Perijá	47
16. Distribución de las rocas jurasicas en Venezuela	49
17. Marco sedimentario regional para Venezuela occidental	54
18. Resumen de la evolución geotectónica del occidente de Venezuela	56
19. Columna estratigráfica de la Cuenca del lago de Maracaibo	60
20. Mapa paleogeográfico del Barremiense en Venezuela occidental	61
21. Mapa paleogeográfico del Aptiense – Albiense en Venezuela occidental	62
22. Mapa paleogeográfico del Cenomaniense – Santoniense en Venezuela occidental	62
23. Mapa paleogeográfico del Maastrichtiense en Venezuela occidental	63
24. Mapa paleogeográfico del Paleoceno en Venezuela occidental	64
25. Mapa paleogeográfico del Eoceno temprano y medio en Venezuela occidental	65
26. Mapa paleogeográfico del Oligoceno en Venezuela occidental	66
27. Marco geológico para la sedimentación en Venezuela durante el Mioceno - Plioceno	67

28. Mapa paleogeográfico del Plioceno en Venezuela occidental	68
29. Sistema petrolero de la Cuenca de Maracaibo	70
30. Levantamientos sísmicos 3D realizados en los Bloques I, II y XII	74
31. Ubicación del <i>Lagomar 3D-Merge</i>	75
32. Esquema de la interpretación estructural 3D	76
33. Mapa de ubicación de los pozos del área VLA-62	78
34. Espectro de amplitud	82
35. Sismograma sintético del pozo VLA-771	84
36. Sismograma sintético del pozo VLA-1114	85
37. Corte horizontal del cubo sísmico a 1540 ms	86
38. Corte horizontal del cubo sísmico a 2160 ms	86
39. Corte horizontal del cubo sísmico a 2700 ms	87
40. Sección arbitraria NW-SE. Correlación sísmica – pozo.	88
41. Malla de la discordancia del Paleoceno (Formación Guasare)	90
42. Matriz de rango de correlación	94
43. Transepto sísmico NW-SE. A. Sección sin interpretar. B. Sección interpretada	96
44. Sección sísmica SW-NE interpretada.	97
45. Mapa estructural en tiempo de la unidad C-4 de la Fm. Misoa.	98
46. Mapa de buzamiento (<i>dip</i>)	99
47. Mapa de borde (<i>edge</i>)	100
48. Mapa de acimut	101
49. Mapa estructural del miembro Socuy de la Fm. Colón	102
50. Mapa estructural del tope de la Fm Guasare	103
51. Mapa estructural del tope de la unidad C-7 de la Fm Misoa	104
52. Mapa estructural del tope de la unidad C-4 de la Fm Misoa	105
53. Mapa estructural de la discordancia del Eoceno	106
54. Mapa de amplitud del pico máximo	111
55. Mapa del promedio de la fuerza de reflexión	111
56. Mapa estructural de C-4 donde se destacan altos estructurales de una zona prospectiva de gas	112
57. Mapa estructural de C-4 donde se destacan altos estructurales de una zona prospectiva de petróleo	112

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1.	Lista de pozos usados para la interpretación	A-1
Anexo 2.	Inventario de curvas de los pozos del área VLA-62	A-3
Anexo 3.	Tablas T-Z usadas en la calibración sísmica - pozo	A-4
Anexo 4.	Gráficos T-Z de los pozos que disponen de ella	A-6
Anexo 5.	Hoja de cálculo de las velocidades interválicas	A-8
Anexo 6.	Modelo de velocidades interválicas a partir de las tablas T-Z	A-10
Anexo 7.	Funciones de velocidad usadas para la conversión tiempo - profundidad	A-13
Anexo 8.	Datos de producción por yacimiento de los pozos del área VLA-62	A-18
Anexo 9.	Mapa de distribución de petróleo acumulado del yacimiento C-4 VLA-62	A-20
Anexo 10.	Mapa de distribución de agua acumulada del yacimiento C-4 VLA-62	A-21
Anexo 11.	Mapa de distribución de gas acumulado del yacimiento C-4 VLA-62	A-22
Anexo 12.	Datos petrofísicos de los pozos del yacimiento C-4 VLA-62	A-23
Anexo 13.	Mapa de saturación de agua del yacimiento C-4 VLA-62	A-24
Anexo 14.	Mapa de porosidad del yacimiento C-4 VLA-62	A-25
Anexo 15.	Mapa de arena neta petrolífera del yacimiento C-4 VLA-62	A-26
Anexo 16.	Mapa de arena neta total del yacimiento C-4 VLA-62	A-27
Anexo 17.	Situación actual de los pozos del Área VLA-62	A-28

Introducción

A fin de realizar una explotación óptima de los yacimientos y proponer mejores localizaciones de avanzada y desarrollo en el área VLA-62, perteneciente a la U. E. Lagomar, a través de un mejor conocimiento del marco estructural, se plantea la necesidad de realizar una interpretación sísmica estructural 3D, aplicando técnicas de atributos sísmicos a fin de caracterizar los yacimientos presentes.

El objetivo del presente trabajo es actualizar el modelo estructural del área VLA-62, Bloque I del lago de Maracaibo, pertenecientes a la Unidad de Explotación Lagomar, mediante la interpretación de 86 Km² de sísmica 3D y el uso de atributos sísmicos

Se realizó la recolección de toda la información disponible del área, sobre la base de esta se seleccionaron los pozos que poseen los registros de interés, estos se sometieron a validación y edición para obtener una entrada de calidad, al proceso de realización de los sismogramas sintéticos, los cuales permiten calibrar el cubo sísmico con las profundidades de los topes geológicos en los pozos. Luego, se realizó la definición del marco estructural del área, mediante la interpretación de fallas y la correlación de las mismas en todo el cubo. Posteriormente, se realizó la interpretación de los horizontes, se generaron los polígonos de fallas en cada horizonte, se realizó la extensión de la interpretación a todo el cubo sísmico para extraer los atributos sísmicos, y por último, obtener los mapas estructurales en tiempo y profundidad.

El trabajo esta constituido por seis capítulos. Estos se desarrollan de la siguiente manera:

Capítulo I: Describe el planteamiento del problema, la formulación del problema, los objetivos de la investigación, la justificación, la importancia y la delimitación de la investigación.

Capítulo II: Detalla el marco referencial constituido por los fundamentos teóricos en los que se basó la investigación y los antecedentes que amplían los conocimientos para mostrar de una forma más clara la información que engloban algunos conceptos

básicos. Se describe la relación entre la geología y el funcionamiento de los yacimientos. Y nociones sobre los estilos estructurales en cuencas petrolíferas.

Capítulo III: Se refiere al marco geológico regional de la cuenca del lago de Maracaibo y del área VLA-62.

Capítulo IV: Indica el marco metodológico compuesto por el tipo de investigación, el equipo y los programas utilizados, el levantamiento sísmico utilizado y los pasos seguidos para realizar la interpretación sísmica.

Capítulo V: Presenta los resultados del trabajo realizado y el análisis de los mismos.

Capítulo VI: Expone las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

Finalmente se muestran los anexos, donde se señalan datos utilizados y generalidades como soporte de las actividades realizadas para la investigación.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

Planteamiento del problema

La Cuenca de Maracaibo es una de las cuencas con mayor producción de hidrocarburo en el mundo, se ha estimado una producción de más de 35 millardos de barriles de crudo liviano y mediano, razón por la cual, desde comienzos de siglo hasta el presente, se realizan labores de exploración sin encontrar respuestas a todas las interrogantes surgidas dada su complejidad geológica.

En la Cuenca de Maracaibo y en particular en el lago de Maracaibo, existen miles de pozos y miles de kilómetros cuadrados de adquisición sísmica 3D, para aprovechar todas las bondades que esta técnica ofrece a la exploración y producción de hidrocarburos, es decir, delimitar mejor los yacimientos, conocer con mayor exactitud el patrón estructural y estratigráfico de la cuenca, hacer uso de los atributos sísmicos (mapas de amplitud, frecuencia, fase), entre otras, con el fin de proponer una mejor ubicación para los pozos de avanzada y de desarrollo y por consiguiente, una explotación óptima de los yacimientos.

El Bloque I perteneciente a la Unidad de Explotación Lagomar, está ubicado en la parte norcentral del lago de Maracaibo y posee más de 800 pozos, los cuales han producido más de 1900 MMBls durante los últimos 50 años, principalmente de trampas estructurales. Dentro del mismo se encuentra el área VLA-62, la cual presenta hoy en día una baja recuperación de crudo en los yacimientos Santa Bárbara, C-4 y C-7.

A fin de realizar una explotación óptima de los yacimientos y proponer mejores localizaciones de avanzada y desarrollo en el área VLA-62, perteneciente a la U. E. Lagomar, a través de un mejor conocimiento del marco estructural, se plantea la

necesidad de realizar una interpretación sísmica estructural 3D, aplicando técnicas de atributos sísmicos a fin de caracterizar los yacimientos presentes.

A continuación se hace una descripción general del problema presentado en la unidad:

El área VLA-62 perteneciente a la U. E. Lagomar, se ha explotado con conocimiento limitado de la estructura de los yacimientos, debido a que la interpretación oficial está basada en Sísmica 2D, lo que dificulta el proponer localizaciones de desarrollo y avanzada. En este campo se implementó un proyecto de inyección de agua, en el yacimiento C-4, el cual se encuentra inactivo. Existen 26 pozos perforados en esta área que penetran la sección correspondiente a los miembros C-3 y C-4 de la Formación Misoa de edad Eoceno. La mayoría de estos pozos se encuentran cerrados a producción y otros abandonados, principalmente por alta producción de gas.

Por todo lo antes expuesto, resulta de suma importancia realizar la interpretación sísmica estructural 3D, para actualizar el modelo estructural del área VLA-62, tener una mejor visión del mismo, y así poder, diseñar un mejor plan de explotación del área.

Sobre los planteamientos anteriores, se formuló la siguiente interrogante:
¿Cómo es el marco estructural del área VLA-62, bloque I, lago de Maracaibo?

Objetivos de la investigación

Objetivo general

Actualizar el modelo estructural del área VLA-62, en los siguientes niveles: Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa de edad Mioceno, Discordancia del Eoceno, las unidades geológicas C4 y C7 de la Formación Misoa de edad Eoceno, la Formación Guasare de edad Paleoceno y el Miembro Socuy de la Formación Colón de edad Cretácico del área VLA-62, Bloque I, de la Unidad de Explotación Lagomar, mediante la interpretación de 86 Km² de sísmica 3D y el uso de atributos sísmicos.

Objetivos específicos

- Calibrar los datos sísmicos con la información de pozos disponible
- Interpretar el sistema de fallas existentes en el área VLA-62
- Elaborar mapas estructurales en tiempo del tope de los intervalos Santa Bárbara (Basal La Rosa), Discordancia del Eoceno (ER-EO), C4, C7, Discordancia del Paleoceno (ER-PC) y Socuy
- Extraer atributos sísmicos estructurales de los horizontes interpretados
- Elaborar mapas estructurales en profundidad de las secuencias interpretadas en el área VLA-62
- Correlacionar los atributos sísmicos con datos petrofísicos tales como Arena Neta Total, Arena Neta Petrolífera, Saturación de Petróleo, Porosidad, Producción Acumulada de Petróleo, de Gas y de Agua.
- Recomendar zonas prospectivas, de acuerdo a las trampas estructurales y estratigráficas visualizadas en esta interpretación.

Importancia de la investigación

Los resultados permitirán concluir la Fase I y parte de la Fase II del proceso de caracterización de yacimientos, lo cual generará un marco estructural que garantice un modelo estático coherente para reactivación del proyecto de inyección de agua en el área V LA-62.

Se tendrá conocimiento, en tres dimensiones (3D), de los límites de los yacimientos del área, proporcionando una mejor visión espacial de cómo se encuentran dispuestos los estratos y las fallas, lo que permitirá desarrollar un óptimo plan de explotación del área en los yacimientos C-4, C-7 y Santa Bárbara.

Justificación de la investigación

Esta investigación se justifica por su contribución teórica y práctica.

La contribución teórica radica en el hecho que este estudio permitirá la actualización del modelo estructural mediante la interpretación de 86 Km² de sísmica 3D y resolver incógnitas de geología estructural del área VLA-62, la cual posee un alto grado de incertidumbre, por la diversidad de eventos tectónicos que han afectado a la cuenca durante su evolución.

La contribución práctica se basa en que este estudio identificará posibles zonas prospectivas, para la generación de una parte fundamental del modelo estático que permita la simulación del yacimiento para garantizar la optimización del recobro de las reservas del mismo, lo cual a su vez, permitirá a la U. E. Lagomar sincerar sus reservas.

Delimitación de la investigación

Este estudio pertenece al área del conocimiento científico y de ingeniería, específicamente a la Ingeniería Geofísica y dentro de ésta, en el campo de la Interpretación Sísmica Estructural.

Regionalmente, el área de estudio se localiza en la porción noroeste de Venezuela, dentro de la Cuenca de Maracaibo, la cual se encuentra limitada en el este por la Serranía de Trujillo, al sur-este por los Andes de Mérida, al oeste y sur-oeste por la Sierra de Perijá, y al norte por el Mar Caribe, cubriendo una extensión aproximada de 60.000 Km².

Localmente el área VLA-62 está ubicada al noroeste del Bloque I, en el lado deprimido de la falla Icotea. El Bloque I está ubicado en la parte norcentral del lago de Maracaibo, Estado Zulia, tal como se ilustra en la figura 1.

Coordenadas UTM (Huso 19, La Canoa)

Este mínimo: 215.160 m

Norte mínimo: 1.119.970 m

Este máximo: 224.173 m

Norte máximo: 1.129.583 m

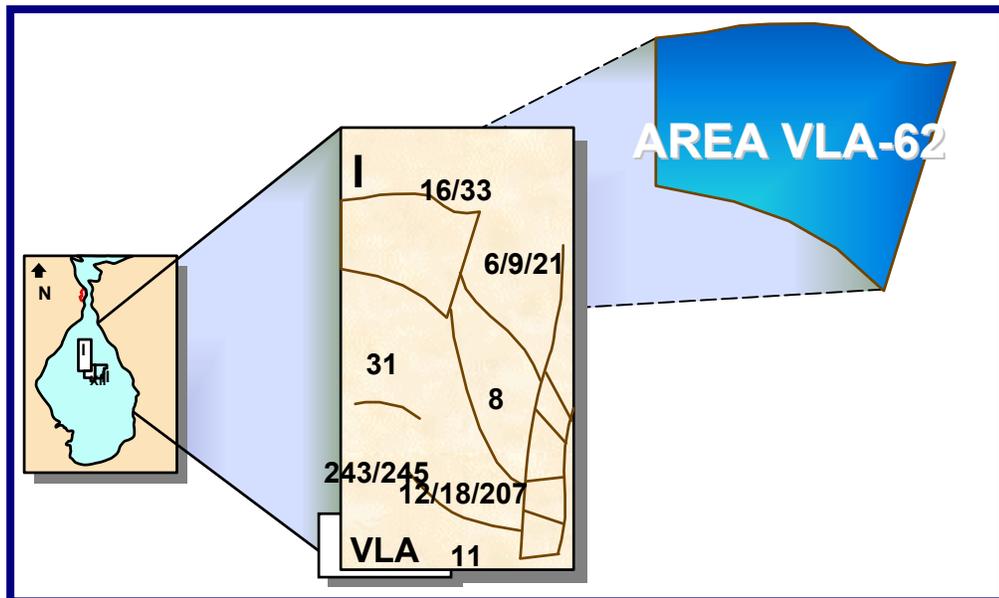


Figura 1. Mapa de ubicación geográfica del área VLA-62.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

Sísmica de reflexión

El método sísmico de reflexión se ha constituido en la técnica geofísica mayormente utilizada en la exploración y producción de hidrocarburos, dada su capacidad de resolución y penetración, lo cual permite obtener una imagen de la disposición de los estratos en el subsuelo (Diamont, 1996).

Si bien es cierto que la resolución vertical del método sísmico de reflexión, no es comparable con el casi ilimitado poder de resolución de la geología de superficie, en cuanto a continuidad y espesor de los estratos, no es menos cierto que es la única herramienta que permite inferir variaciones laterales en forma efectiva, dado que los registros de pozos ofrecen buena resolución vertical, pero su resolución lateral es casi nula (Diamont, 1996).

La técnica consiste en generar en superficie ondas corpóreas u ondas sísmicas por medio de una fuente que en general pueden ser explosivos, vibradores (figura 2), cañones de aire (figura 3), etc. y efectuar las mediciones de la información con un equipo diseñado para tal fin (sismógrafo) recibida en superficie por los sensores: geófonos (figura 2) e hidrófonos (figura 3) (Diamont, 1996).

La base de los métodos sísmicos tanto de refracción como de reflexión se origina de la teoría de la elasticidad, la cual define que las propiedades elásticas de las rocas son caracterizadas por los módulos elásticos, que especifican la relación entre el esfuerzo y la deformación (Parásnis, 1962).

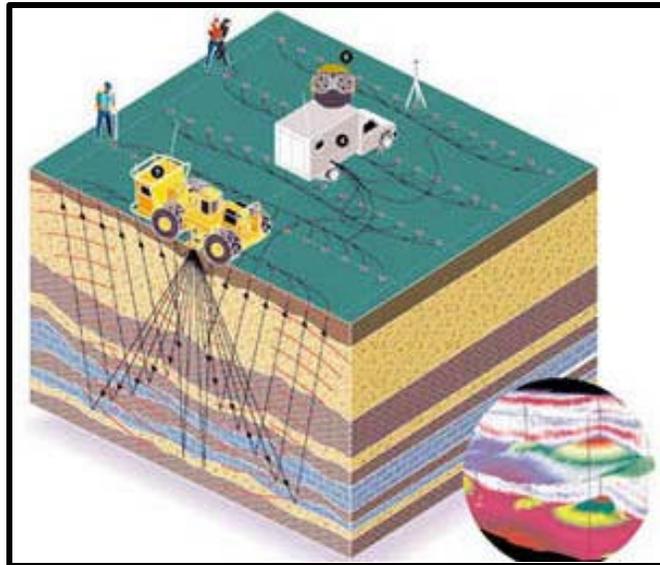


Figura 2. Esquema de adquisición sísmica en tierra. La fuente de energía en este caso es el camión vibrador (amarillo), transversalmente se observan las ondas sísmicas reflejadas en las interfaces y recibidas en superficie por los geófonos, las lecturas quedan registradas en el sismógrafo ubicado en “Casa Blanca” (camión blanco). Tomado de www.veritasdgc.com

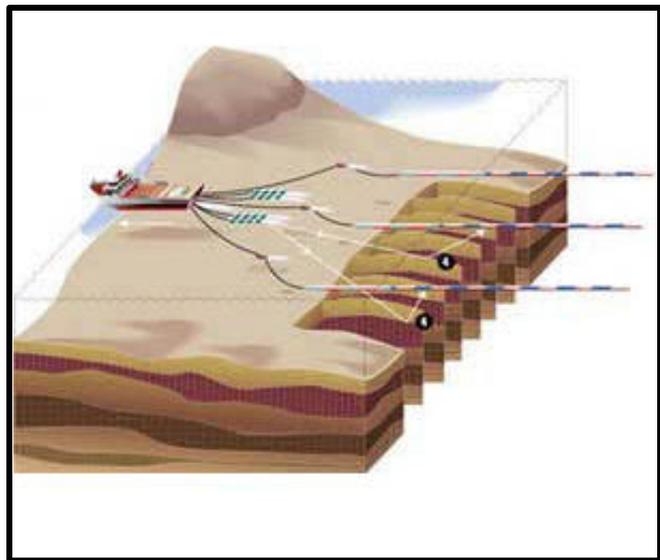


Figura 3. Esquema de adquisición sísmica en agua, tal como es el caso de la adquisición de los levantamientos realizados en el lago de Maracaibo. Tomado de www.veritasdgc.com

Se considera que un medio es elástico cuando es capaz de recuperar su forma inicial una vez que ha cesado el esfuerzo al que fue sometido. Si el esfuerzo aplicado a un medio elástico es suprimido en forma repentina, el estado de deformación se propaga a través del medio como una onda elástica esférica, siguiendo el principio de Huygens, es decir cada punto del frente de onda origina una nueva onda que también se propaga en forma esférica (Diamont, 1996).

De la teoría de la elasticidad se llega a que en un medio elástico pueden existir dos tipos principales de ondas: las ondas compresionales u ondas “P”, con velocidad V_p , cuyo desplazamiento es paralelo a la dirección de propagación de la onda y las ondas transversales u ondas “S”, con velocidad V_s , las cuales viajan en dirección perpendicular a la dirección de propagación de la onda. Las velocidades de estas ondas conocidas como ondas corpóreas quedan descritas por las siguientes ecuaciones:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde: ρ es la densidad del medio y μ , λ son los parámetros de Lamé (Diamont, 1996).

Ley de Snell y coeficiente de reflexión

Si durante su propagación un frente de ondas encuentra un cambio en las propiedades elásticas de las rocas, al llegar a la superficie que las separa (interfase), parte de la energía se refleja permaneciendo en el mismo medio y otra parte de la misma se transmite o se refracta al segundo medio. El resultado de este fenómeno es un cambio en la dirección de propagación de los dos frentes de ondas generados: onda reflejada y onda refractada (figura 4) (Diamont, 1996).

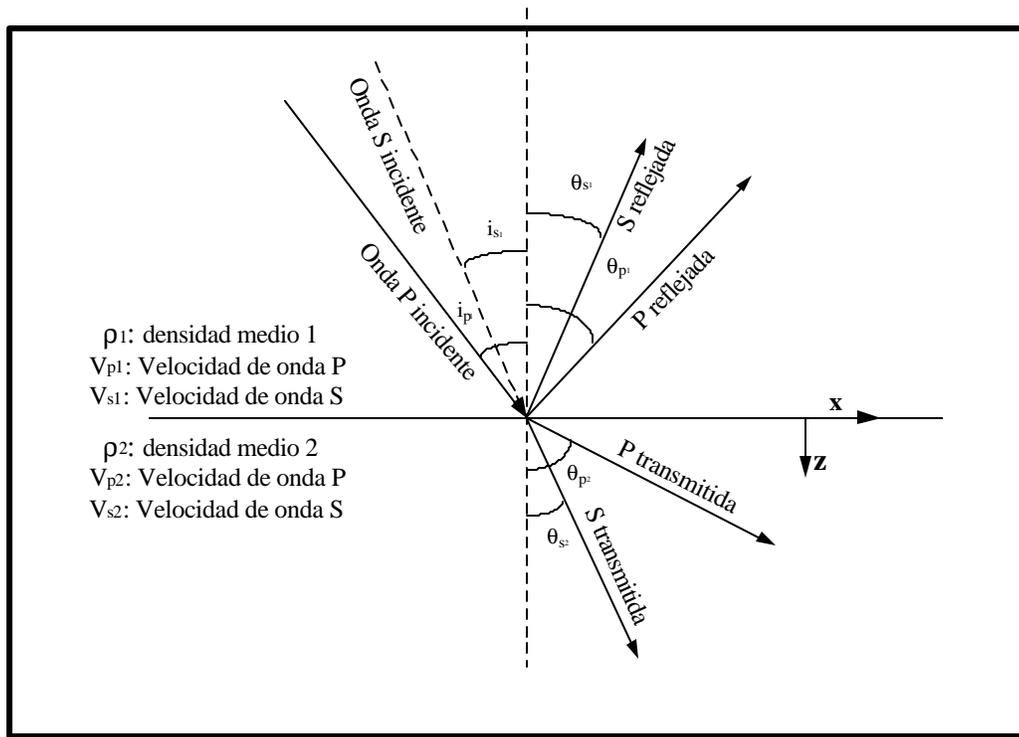


Figura 4. Ley de Snell. Trayectorias de reflexión y transmisión de los frentes de ondas al incidir en una interfase entre dos medios de diferentes propiedades elásticas, densidad ρ y Velocidades (V_P y V_S). Tomado de Diamont, 1996.

La conocida Ley de Snell de la Óptica relaciona los ángulos de incidencia con los ángulos de emergencia de los dos frentes de ondas mencionados, así como también las velocidades de propagación en los dos medios considerados, es decir:

$$\frac{\sin \mathbf{q}_{p1}}{V_{p1}} = \frac{\sin \mathbf{q}_{s1}}{V_{s1}} = \frac{\sin \mathbf{q}_{p2}}{V_{p2}} = \frac{\sin \mathbf{q}_{s2}}{V_{s2}} = p$$

Ecuación 3

Donde:

\mathbf{q}_{p1} y \mathbf{q}_{s1} : ángulos que forman las ondas P y S reflejadas, respectivamente, con la normal a la superficie de interfase

\mathbf{q}_{p2} y \mathbf{q}_{s2} : ángulos que forman las ondas P y S transmitidas, respectivamente, con la normal a la superficie de interfase

V_{pi} y V_{si} : Son las mismas que se definen en la figura 4

Esta expresión válida para ondas compresionales y ondas transversales, permite conocer el valor del ángulo de la onda transmitida para cualquier valor del ángulo de la onda incidente (Diamont, 1996).

Si $V_2 > V_1$, existe un valor del ángulo de incidencia llamado ángulo crítico, para el cual la onda refractada viaja paralela a la interfase entre los dos medios con velocidad V_2 y no se transmite al segundo medio. Si por el contrario $V_2 < V_1$, el ángulo de incidencia nunca llega a ser crítico y tampoco ocurre reflexión (Diamont, 1996).

Ecuaciones de Zoeppritz

Las ecuaciones de Zoeppritz son las que gobiernan las relaciones entre amplitudes, ángulos de incidencia y emergencia, velocidades y densidades en los dos medios:

$$\text{I.- } (-1+A) \sin 2\mathbf{q}_{p1} + \left(\frac{V_{p1}}{V_{s1}}\right) B \cos 2\mathbf{q}_{s1} = -\left(\frac{\mathbf{r}_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\mathbf{r}_1 V_{s1}^2 V_{p2}}\right) C \sin 2\mathbf{q}_{p2} + \left(\frac{\mathbf{r}_2 V_{s2} V_{p1}}{\mathbf{r}_1 V_{s1}^2}\right) D \cos 2\mathbf{q}_{s2}$$

Ecuación 4

$$\text{II.- } (1+A) \cos 2\mathbf{q}_{s1} - \left(\frac{V_{s1}}{V_{p1}}\right) B \sin 2\mathbf{q}_{s1} = \left(\frac{\mathbf{r}_2 V_{p2}}{\mathbf{r}_1 V_{p1}}\right) C \sin 2\mathbf{q}_{s2} + \left(\frac{\mathbf{r}_2 V_{s2}}{\mathbf{r}_{p1} V_{p1}}\right) D \sin 2\mathbf{q}_{s2}$$

Ecuación 5

V_{pi} , V_{si} , \mathbf{q}_{pi} y \mathbf{q}_{si} son las mismas definidas para la ecuación 3. A, B, C y D son constantes.

A partir de estas ecuaciones se concluye que las amplitudes de las ondas reflejadas y transmitidas y modo de conversión son función del ángulo de incidencia y de las velocidades y densidades de los dos medios. Este análisis general, permite particularizar para el caso de reflexión convencional la asunción de incidencia normal, esto es ángulo de incidencia perpendicular a la superficie reflectora; en cuyo caso no existe conversión de energía entre P y SV, y el coeficiente de reflexión viene dado por:

$$R = \frac{\mathbf{r}_2 \cdot V_2 - \mathbf{r}_1 \cdot V_1}{\mathbf{r}_2 \cdot V_2 + \mathbf{r}_1 \cdot V_1} \text{ Ecuación 6}$$

Para este caso, el coeficiente de transmisión viene dado por $T = 1-R$. Esto implica que la energía de la onda incidente es igual a 1 (Diamont, 1996).

Si se considera como segunda asunción el hecho de que la densidad no varía con la profundidad o por lo menos no tan rápido como lo hace la velocidad, se tiene que:

$$R = \frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1} \text{ Ecuación 7}$$

Modelo convolucional

Se considera un frente de ondas plano viajando por el subsuelo en sentido vertical descendente, este frente de ondas tiene una forma de onda asociada que está dada por la fuente de energía que se utilizó para generarla. A medida que el frente de onda profundiza en el subsuelo, se encuentra con una interfase y el coeficiente asociado con la interfase es representado por un pulso. Parte de la energía del frente de ondas se refleja y parte se transmite al segundo medio donde continua su descenso hasta encontrar otra interfase (Diamont, 1996).

La onda reflejada tiene la misma forma de onda, pero va ha estar multiplicada por el coeficiente de reflexión respectivo. $R_i = \frac{V_{i+1} - V_i}{V_{i+1} + V_i}$ Ecuación 8

De esta manera el modelo convolucional, que representa el sismograma grabado en superficie queda descrito como:

$$X(t) = W(t)*e(t) + n(t) \text{ Ecuación 9}$$

Donde:

$X(t)$: sismograma grabado

$W(t)$: forma de onda

$e(t)$: respuesta al impulso

$n(t)$: Ruido aleatorio.

El problema a resolver en el procesamiento de los datos sísmicos consiste en recobrar la serie de reflectividad, que constituye la respuesta al impulso del sistema $\{e(t)\}$, haciendo uso de la técnica denominada deconvolución (Diamont, 1996).

Sismograma sintético

Es la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo, mediante el empleo de los registros de densidad y sónico (Schlumberger, 1984).

Elementos que los constituyen

Para elaborar una traza sísmica sintética en la dirección del pozo, basta con tener la función de los coeficientes de reflexión para cada profundidad (Schlumberger, 1984).

Los coeficientes de reflexión R definidos por la Ecuación 6, se obtienen a partir de los registros de velocidad y densidad del pozo.

La curva de velocidad se obtiene a partir del registro sónico, el cual viene expresado en unidades de microsegundos por pie, por lo que su inverso multiplicado por una constante de conversión, se transforma en velocidad expresada en metros por segundo. De esta forma se obtiene a partir del registro sónico, el primer elemento del sismograma sintético (Schlumberger, 1984).

La curva continua de densidad se obtiene directamente del registro de densidad del pozo, normalmente expresado en gramos por centímetro cúbico (Schlumberger, 1984).

Con estos dos elementos fundamentales, sónico y densidad, se obtiene la función de coeficientes de reflexión en profundidad. Es necesario realizar la conversión profundidad – tiempo para que la escala del sismograma esté en tiempo doble de viaje sísmico, tal como vienen representadas las secciones sísmicas (Schlumberger, 1984).

Para esto, se va a emplear un tercer elemento que son los disparos sísmicos de verificación. Estos disparos sísmicos se realizan con el objeto de medir los tiempos de viaje del pulso sísmico desde la superficie hasta diversas profundidades, generalmente en cambios litológicos importantes. El resultado de los disparos sísmicos es una tabla de valores tiempo – profundidad, los cuales una vez verticalizados y mediante el empleo del registro sísmico, nos van a permitir calcular la conversión continua y exacta tiempo – profundidad (Schlumberger, 1984).

Adquisición de los elementos para la elaboración del sismograma sintético

Velocidad

El registro sísmico se obtiene mediante la herramienta de registro sísmico que mide el tiempo de tránsito Δt de una onda compresional a través de dos pies de la formación, con una frecuencia de muestreo que depende de la resolución vertical de la herramienta.

Existen dos tipos de espaciamiento para los transmisores y receptores: el corto de 3 y 5 pies, y el largo de 8 a 12 pies. Si bien, en ambos tipos se emplea un algoritmo de compensación por efectos del pozo, el espaciamiento largo proporciona una mayor investigación dentro de la formación que permite eliminar los efectos de alteración y obtener valores más precisos del tiempo de tránsito (Schlumberger, 1984).

El tiempo de tránsito Δt depende de la litología y porosidad del material. Algunas velocidades sísmicas y tiempos de tránsito para diferentes materiales son presentados en la tabla 1:

	Velocidad (m/seg)	DT (mseg/ft)
Arenisca	3200 - 5500	95 –55.5
Caliza	5000 - 7000	61 – 43.5
Dolomia	5500 - 7500	55.5 – 40.5
Anhidrita	6100	50
Sal	4600	66.7

Tabla 1. Velocidades y tiempos de tránsito para algunos tipos de rocas. Tomado de Schlumberger, 1984.

Densidad

Con el registro de densidad se obtiene la densidad de la formación expresada en gramos por centímetro cúbico (Schlumberger, 1984).

La herramienta de densidad contiene una fuente que emite rayos gamma en la formación. Los rayos gamma emitidos colisionan con la formación resultando en una pérdida de energía. La cantidad de rayos gamma que llegan al receptor ubicado a una distancia corta de la fuente es un indicador de la densidad de la formación, ya que el número de colisiones es una función directa de la densidad electrónica y por consiguiente de la densidad de la formación (Schlumberger, 1984).

Algunas densidades típicas para diferentes minerales se presentan en la tabla 2:

Mineral	Densidad (gr/cc)
Cuarzo	2.648
Calcita	2.710
Dolomita	2.876
Anhidrita	2.977
Sal Halita	2.032

Tabla 2. Densidades de minerales usuales. Tomado de Schlumberger, 1984.

Disparos sísmicos

Los disparos sísmicos de verificación se efectúan empleando una fuente de ondas compresionales (cañón de aire o camión vibrador) colocada en la superficie y una estación receptora de ondas sísmicas, colocada a una determinada profundidad en el pozo (Schlumberger, 1984).

En el momento en que se efectúa el disparo, un receptor colocado junto a la fuente recibe el pulso instantáneamente para fijar el tiempo cero de referencia. A continuación, el pulso sísmico viaja por el subsuelo hasta llegar a la estación de geófonos, colocada a una determinada profundidad en el pozo. El tiempo de viaje de la onda constituye el tiempo de tránsito sísmico y es el tercer elemento para la elaboración del Sismograma Sintético (Schlumberger, 1984).

Elaboración del sismograma sintético

Para la elaboración de un sismograma sintético se emplean los registros sísmico y densidad y los tiros de verificación (*check shots*).

La curva de tiempo de tránsito sísmico Δt se presenta en unidades de microsegundos / pie; gráficamente, se tiene en el eje vertical la profundidad (pies o metros) y en el eje horizontal el valor del tiempo (microsegundos / pie) de modo que la integración o área bajo la curva del sísmico nos dará directamente el tiempo absoluto para cada profundidad. Este principio básico permitirá la elaboración de la conversión continua tiempo – profundidad (Schlumberger, 1984).

Debido a que el área bajo la curva sísmica dará directamente el tiempo, es necesario que el registro esté libre de ruidos y distorsiones. Ejemplos de ruidos en el registro sísmico son los saltos de ciclos y un ejemplo de distorsión es aquella causada por la invasión del lodo en las formaciones y por la rugosidad del pozo (Schlumberger, 1984).

Estos efectos causan alteraciones en la curva de tiempo de tránsito que deben ser eliminadas a fin de obtener una respuesta sintética coherente.

Para efectuar la corrección del registro sísmico, se emplean los disparos sísmicos de verificación (*check shot*).

Estos consisten, como se mencionó anteriormente, en pulsos sísmicos generados en la superficie, cerca del pozo, que se grabarán por estaciones de geófonos a diferentes profundidades del pozo. De esta forma, el tiempo transcurrido desde el disparo hasta la recepción, es el tiempo sísmico para la profundidad a la que se encuentra el geófono. Con este método, se obtiene una tabla de “n” valores exactos, tiempo – profundidad (Schlumberger, 1984).

Esta tabla de valores debe coincidir con la integración del registro sísmico para cada profundidad correspondiente, por lo que el registro se corrige hasta que la tabla tiempo – profundidad de los disparos sísmicos y la integración del tiempo estén de acuerdo (Schlumberger, 1984).

La corrección del registro sísmico se realiza mediante la curva de calibración o deriva que no es más que la diferencia entre la curva de tiempos de los disparos sísmicos y la curva de tiempos obtenidos integrando el registro original. En la curva de corrección, se pueden obtener valores tanto positivos como negativos. Los valores positivos indican que el tiempo de tránsito medido, ha estado acusando valores inferiores a los reales y es necesario aumentarlo. Esta corrección representa un aumento del área bajo la curva de tiempo en la zona de corrección positiva. Un valor negativo en la curva de corrección indica que el registro sísmico ha estado acusando valores mayores a los reales por lo que es necesario bajar el valor del tiempo y reducir el área bajo la curva hasta que el tiempo integrado sea igual al del disparo sísmico (Schlumberger, 1984).

Una vez que el registro sísmico esté calibrado, se genera la conversión continua tiempo – profundidad integrando el sísmico cada medio cada medio pie hasta la profundidad total del pozo (Schlumberger, 1984).

El siguiente paso en la elaboración del sismograma sintético, consiste en calcular la curva de impedancia acústica donde:

$$I = V * \rho \text{ Ecuación 10}$$

Donde: I = impedancia acústica, V = velocidad y ρ = densidad

Para obtener la impedancia acústica, basta multiplicar el inverso del tiempo de tránsito sónico por la densidad (Schlumberger, 1984).

Una vez que se tiene la impedancia acústica, se calculan los coeficientes de reflexión (R), a partir de la Ecuación 6.

Los coeficientes de reflexión representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos del subsuelo por lo que constituyen el modelo geológico del mismo (Schlumberger, 1984).

Para obtener el sismograma, se diseña una onda de determinada forma y frecuencia (lo más similar posible a las ondas generadas por las fuentes sísmicas) y se convolucionan con los coeficientes de reflexión, obteniendo de esta forma los eventos sísmicos primarios (Schlumberger, 1984).

Finalmente, a partir de los eventos primarios se calculan los eventos sísmicos múltiples generados por encima de la profundidad total del pozo (Schlumberger, 1984).

Aplicaciones e interpretación del sismograma sintético

El sismograma sintético constituye una gran ayuda para interpretar las secciones sísmicas convencionales. Su principal importancia radica en:

- a) Conversión exacta y continua de tiempo (sísmico) en profundidad;
- b) Identificación y correlación de eventos sísmicos primarios;
- c) Identificación y correlación de eventos sísmicos múltiples, generados por encima de la profundidad total del pozo;
- d) Comparación de la amplitud sísmica verdadera del procesamiento, tanto de primarios y múltiples, con la amplitud balanceada de la sección sísmica;
- e) Correlación de información sísmica con los registros de pozo;
- f) Correlación de los buzamientos con la sísmica;
- g) Empleo de las velocidades sísmicas para el reprocesamiento de la sísmica de superficie (corrección de sobretiempo normal y migración).

Es importante señalar que, en el sismograma sintético, la sísmica obtenida es sumamente precisa, ya que se obtiene a partir de mediciones realizadas a escasos centímetros de las formaciones (Schlumberger, 1984).

El sismograma sintético no está influenciado por las trayectorias de los rayos sísmicos, ni por los múltiples o la pérdida de energía y su resolución es prácticamente infinita ya que se tienen el coeficiente de reflexión, pudiendo convolucionarse con cualquier tipo de onda de cualquier forma y frecuencia (Schlumberger, 1984).

Asimismo, el sismograma sintético presenta en una sola gráfica, toda la información necesaria para calibrar y ajustar la interpretación de una sección sísmica de superficie: tanto en su precisa conversión de tiempo – profundidad, como en la ubicación de primarios y múltiples y en la correlación de la sísmica, como también en los registros de pozo y de los buzamientos de las formaciones con las reflexiones sísmicas (Schlumberger, 1984).

Para impedancias de valor bajo se esperan lutitas, sal y areniscas no consolidadas. Para impedancias intermedias, se esperan areniscas compactas y carbonatos arcillosos y, para valores altos, se esperan carbonatos limpios y material basamental.

Atributos sísmicos

En los últimos años se ha desarrollado una corriente dentro de la interpretación sísmica basada en la generación de los llamados “Atributos Sísmicos”, y su correlación con información geológica – petrofísica obtenida de datos de pozos.

La palabra atributo sísmico denota cualquier información que se extraiga de los datos sísmicos, que ayudan directa o indirectamente en la exploración de hidrocarburos. Existen atributos que reflejan fenómenos físicos explicables (amplitudes, tiempo de tránsito, etc.), mientras que se generan otros que no pueden ser definidos como procesos físicos aceptables (promedio de frecuencia instantánea, amplitudes combinadas de varios eventos, etc.) y/o procesos de presentación gráfica de la información (corte horizontal a tiempo constante “*time slice*”, sección de amplitud a lo largo de un evento “*horizon slice*”, iluminación, etc.). En la práctica se analizan ambos tipos buscando una correlación entre estos y propiedades petrofísicas estimadas de datos de pozos.

Las ondas sísmicas que se registran pueden ser tratadas como una señal analítica con partes real e imaginaria (figura 5). Sólo la parte real es detectada y representada mientras que la parte imaginaria es la transformada de Hilbert de la parte real. Una traza sísmica compleja puede ser descrita como un factor dependiente del tiempo. Bajo este concepto se puede expresar a la traza sísmica observada, $f(t)$, como:

$$f(t) = R(t) \cos \theta(t) \text{ Ecuación 11}$$

Donde:

$R(t)$ es la envolvente de la traza sísmica (curva de baja frecuencia obtenida a través de suavizar picos adyacentes de amplitud)

$\theta(t)$ es la fase (Hernández, 2001).

Para dibujar las partes real e imaginaria de la traza sísmica, se debe considerar que la traza $f(t)$ es generada por un vector que rota en función del tiempo, y que además varía en longitud a lo largo del tiempo (Hernández, 2001).

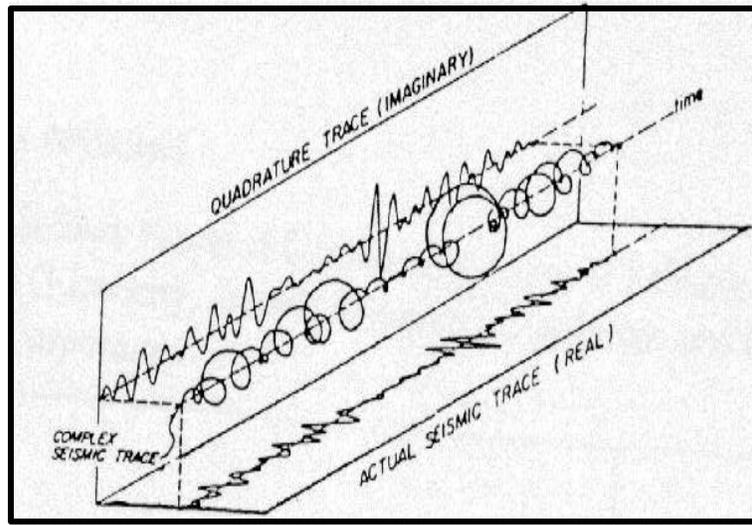


Figura 5. Traza sísmica compleja, se observa la parte real e imaginaria (Tomado de Hernández, 2001).

La traza sísmica observada es la proyección de este vector sobre el plano real. Su proyección sobre la parte imaginaria genera la traza cuadratura, $h(t)$ y se define como:

$$h(t) = R(t) \operatorname{sen} \varphi(t) \quad \text{Ecuación 12}$$

Existen dos grandes categorías generales en las cuales se pueden clasificar los atributos:

- Atributos geométricos: son aquellos computados a partir de la configuración y continuidad de la reflexión. Se utilizan en la interpretación estructural y estratigráfica (Hernández, 2001).
- Atributos físicos: Atributos computados a través de trazas complejas, fases y otros que corresponden a las diversas medidas del frente de onda propagante. Permiten la predicción o extrapolación de características litológicas o de yacimiento (Hernández, 2001).

La probabilidad de observar una correlación alta de datos de pozos y datos sísmicos puede ser grande cuando: (1) el número de pozos es pequeño y/o (2) el número de atributos sísmicos considerados es muy grande (Capello *et al*, 1996).

Sólo aquellos atributos que tienen una relación física justificable, con la propiedad del yacimiento deben ser considerados como candidatos para la estimación de correlaciones. Los atributos de la traza compleja o atributos instantáneos se derivan de la traza sísmica bajo consideraciones de procesamiento de señales y no se establece teóricamente una relación directa con las propiedades de los yacimientos. Por esto, el estudio de los atributos sísmicos se realiza con un análisis cualitativo mas que cuantitativo, por lo que la correlación con la información de pozos es muy importante (Capello *et al*, 1996).

Ejemplos en la literatura (Taner *et al*, 1979) muestran como en algunos casos variaciones de la amplitud instantánea se pueden asociar a variaciones en la porosidad, contenido de fluidos o simplemente a cambios litológicos. La frecuencia instantánea se puede asociar a cambios litológicos verticales (intercalaciones arena-lutita). La fase instantánea se puede relacionar con la continuidad lateral de los eventos y por ende a cambios laterales de litología.

Si el objetivo del análisis de atributos es estructural, se realiza:

Análisis cualitativo: Es utilizado para definir la forma de la estructura. No existe la necesidad de disponer de información de pozos, aunque si existe puede ser utilizada para confirmar los resultados obtenidos. En general, basta con analizar los resultados en conjunto con otras disciplinas.

Si el objetivo del análisis de atributos es estratigráfico, se realizan:

Análisis cualitativo: Utilizado para definir litología u otras propiedades físicas. Para el análisis de estos atributos se requiere, en la mayoría de los casos, de una interpretación estructural previa. Se puede requerir o no de la información de pozos. Basta con definir puntos de referencia o parámetros de clasificación.

La extracción de atributos permite definir geometrías (canales, etc.) que pueden establecer guías en la obtención de los modelos depositacionales.

Análisis cuantitativo: Como en el caso anterior es utilizado para definir litologías u otras propiedades físicas. Igualmente, se requiere de una interpretación estructural previa. Es necesario que exista información de pozos (preferiblemente >

20). En cualquier caso el número de pozos adecuado dependerá del tamaño del área de estudio y de la variabilidad de la misma, la cual será establecida según la experiencia del intérprete y las correlaciones entre pozos realizadas previamente. Mediante la información de pozos disponibles se podrán establecer las correlaciones atributos – propiedades (espesor de arena, porosidad, datos de producción, etc.).

Según esta clasificación se podrán generar mapas donde se evidencien patrones estructurales, mapas de isopropiedades y mapas de incertidumbre.

Requisitos para la extracción de Atributos Sísmicos

1. Buena calidad de los datos sísmicos (Sísmica 32 bits – mantener la relación de amplitudes)
2. Procesamiento adecuado para el cálculo de los atributos
3. Información de pozos disponible para calibración (crossplot – los mapas de atributos sin información de pozos son mapas cualitativos)
4. Interpretación estructural y/o estratigráfica
5. Equipo de trabajo multidisciplinario (Castellanos, 2000)

Atributos utilizados

Atributos por horizonte

La técnica de interpretación utilizada se llama “Interpretación por horizonte”, y consiste simplemente en seguir el reflector de interés a lo largo de todos los datos sísmicos calculando el atributo en cuestión (figura 6). Algunos ejemplos son: Tiempo de viaje, amplitudes, Buzamiento (*dip*), acimut, etc.

Tiempo doble de viaje (T/ΔT)

Este atributo (t) se utiliza generalmente para obtener la ubicación de los estratos que producen reflexiones, siendo el responsable de la generación de la imagen o mapa estructural del subsuelo.



Figura 6. Representación del atributo sísmico instantáneo en la traza sísmica (Tomado de Hernández, 2001).

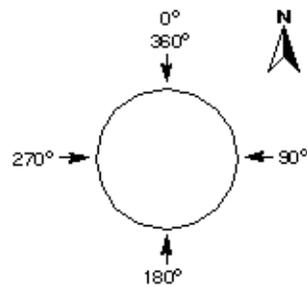
Conociendo el campo de velocidades que describe al medio por encima del evento de interés, podemos obtener las profundidades a las que este se encuentra.

Así mismo, a escalas menores, el tiempo de tránsito entre el tope y base de un intervalo de interés (Δt) nos da información sobre los espesores de este intervalo.

Sobre una sección final migrada fase cero se asume que las amplitudes de reflexión observadas representan contrastes de impedancia acústica entre estratos de diferentes propiedades elásticas. Los coeficientes de reflexión son definidos en la Ecuación 6.

Buzamiento y Acimut

Los valores de buzamiento y acimut se refieren a la magnitud y dirección del vector gradiente en tiempo, basados en un valor de referencia local, calculado en cada muestra del horizonte interpretado. En la figura 7 se representa mediante una circunferencia las direcciones en grados de la máxima pendiente, el cero (0) coincide con el norte, y los grados incrementan en el sentido de las agujas del reloj (Landmark, 1999).



$$Buzamieto = \sqrt{\left(\frac{dt}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dy}\right)^2} \text{ Ecuación 13}$$

$$Acimut = \arctan \left[\frac{\frac{dt}{dy}}{\frac{dt}{dx}} \right] \text{ Ecuación 14}$$

Figura 7. Representación del acimut. El mapa de acimut muestra la dirección de máximo buzamiento en grados. Tomado de Landmark, 1999.

Borde (*Edge*)

El mapa de borde resalta discontinuidades en una imagen. Detecta diferencias de buzamiento a través de un horizonte, usando un algoritmo diferente al usado para calcular el buzamiento (Landmark, 1999).

Este atributo involucra la comparación matemática de puntos alrededor de un punto de muestra simple en una imagen original. Una variedad de algoritmos ha sido desarrollada para ejecutar la comparación. El algoritmo para la detección de borde de *SeisWorksTM* compara conjuntos de muestras a cada lado de cada punto de muestra, este es llamado Detección de Borde Sobel o máscara 3x3 (Tres muestras a cada lado de un punto en todas las direcciones). Esta técnica se ilustra en la figura 8 (Landmark, 1999).

La ecuación para calcular los x,y del punto E es la siguiente:

$$X = (C + 2F + K) - (A + 2D + G) \text{ Ecuación 15}$$

$$Y = (A + 2B + C) - (G + 2H + K) \text{ Ecuación 16}$$

$$\text{Borde} = \text{Raíz cuadrada de } X^2 + Y^2 \text{ Ecuación 17}$$

A	B	C	Diferencia entre estas columnas = Coordenada Y del borde del plano de detección en la muestra.
D	Muestra original Punto (x, y) E	F	
G	H	I	

Diferencia entre estas columnas = a la coordenada X del borde del plano de detección en la muestra.

Figura 8. Matriz de representación de puntos para el cálculo de Detección de Borde. Tomado de Landmark, 1999.

Amplitud de reflexión (A)

La amplitud (A) depende entonces de los parámetros densidad y velocidad, los cuales a su vez dependen de litología, porosidades, tipo de fluido, saturación, presión de poro, etc. (Landmark, 1999).

Dados espesores relativamente grandes (por encima del espesor de entonación), cambios laterales de amplitud se interpretan como cambios laterales en las propiedades de los estratos en contactos (Landmark, 1999).

Amplitud RMS (*Root Mean Square*)

Es la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las amplitudes en la ventana de análisis. La ventana de análisis puede estar definida por dos horizontes interpretados (figura 9), o por una ventana o intervalo de X ms por encima y Y ms por debajo del horizonte interpretado (Landmark, 1999).

La amplitud RMS produce un resultado similar a la Amplitud Promedio Absoluta (*average absolute*), pero en este caso las amplitudes son elevadas al

cuadrado antes de calcular el promedio. La Amplitud RMS es más sensitiva a valores extremos de amplitud. Esta puede ser usada como pista estratigráfica de anomalías sísmicas, como canales deltaicos y arenas saturadas de gas (Landmark, 1999).

Aplicaciones de la amplitud RMS:

1. Puntos brillantes
2. Carácter estructural dentro de secuencias estratigráficas
3. Porosidad del reservorio
4. Arenas delgadas

$$\text{AmplitudRMS} = \sqrt{1/n \sum_n (a_n)^2} \text{ Ecuación 18}$$

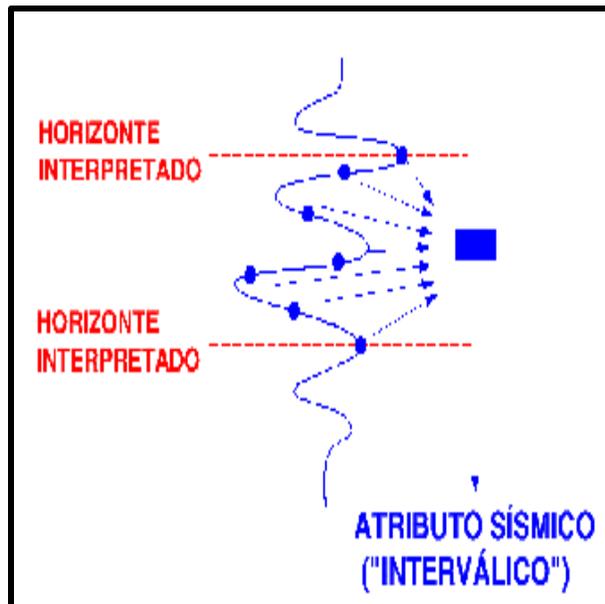


Figura 9. Representación del atributo sísmico interválico, entre dos horizontes o en una ventana alrededor de un horizonte, en la traza sísmica (Tomado de Hernández, 2001)

Máximo positivo y máximo negativo (*Maximum Positive, Maximum Negative*)

El máximo positivo o negativo toma el signo de la amplitud dentro de una cuenta o ventana. Se usa cuando se está interesado en la magnitud de cada pico o valle. Estos valores, así como el Máximo Absoluto, son afectados por el formato de

los datos. Si se usa el formato de 8 bit, el máximo positivo y negativo estarán restringidos entre -127 a 127. (Landmark, 1999).

Amplitud del pico máximo (*Maximum Peak Amplitude*)

Para cada traza, se hace un ajuste parabólico a través de la amplitud máxima positiva en la ventana de análisis y las dos muestras a cada lado de ésta (figura 10). El máximo valor a lo largo de esa curva es interpolado y es la salida del atributo del horizonte (Landmark, 1999).

Si la ventana de análisis es muy grande, los resultados pueden perder significado geológico y solo identificar el máximo valor en los datos. Se recomienda una ventana pequeña (20 a 100 ms) (Landmark, 1999).

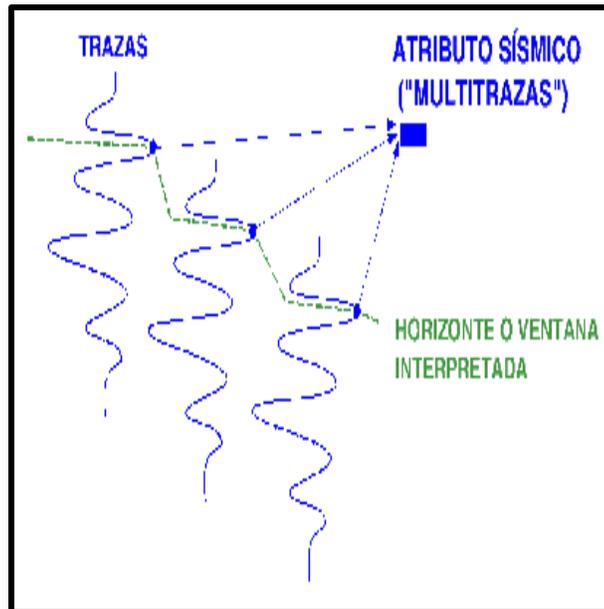


Figura 10. Representación del atributo sísmico multitraza en las trazas sísmicas, Ejemplo de este atributo es la Amplitud del Pico Máximo (Tomado de Hernández, 2001).

Amplitud del pico promedio (*Average Peak Amplitude*)

Para calcular la amplitud del pico promedio a cada traza, todos los valores positivos dentro de la ventana de análisis son sumados, entonces el total es dividido por el número de muestras positivas dentro de la ventana (Landmark, 1999).

Amplitud del valle promedio (*Average Trough Amplitude*)

Para calcular la amplitud del valle promedio para cada traza, todos los valores negativos dentro de la ventana de análisis son sumados; entonces el total es dividido por el número de muestras negativas dentro de la ventana. La salida es el valor absoluto (Landmark, 1999).

Amplitud total (*Total Amplitude*)

Para cada traza, Total Amplitude calcula la amplitud total (integración de amplitud) para muestras dentro de los horizontes (Landmark, 1999).

Energía total (*Total Energy*)

Para cada traza, se suman los valores al cuadrado de las amplitudes en la ventana de análisis (Landmark, 1999).

Promedio de la fuerza de reflexión (*Average Reflection Strength*)

Puede ser interpretado como una amplitud independiente de la fase. Esta es la envolvente de la traza sísmica. Para cada muestra de tiempo, la fuerza de reflexión se calcula de la siguiente manera:

$$Fuerza = \sqrt{(real)^2 + (imaginaria)^2} \text{ Ecuación 19}$$

Por lo tanto la fuerza de reflexión es siempre positiva y siempre en el mismo orden de magnitud como los datos de la traza real (Landmark, 1999).

Dentro de la ventana de análisis, se convierte cada traza a fuerza de reflexión y luego calcula los valores promedio (Landmark, 1999).

Tiene las mismas aplicaciones de los atributos de estadísticas de amplitud antes explicados. Este atributo provee un valor promedio como la amplitud RMS y atributos promedio absoluto; pero es más sensitivo a anomalías de amplitud porque la información de amplitud es aislada de la información de fase. En consecuencia, el Promedio de la Fuerza de Reflexión es muy usado para detectar cambios en secuencias de amplitud debidos a cambios de litología o estratigrafía, así como también para identificar anomalías de amplitud debidas a acumulaciones de gas y fluidos, inconformidades y efectos de acuífero (Landmark, 1999).

Se recomienda que la ventana de análisis sea de 50 a 200 ms, donde se esperen anomalías de amplitud o cambios laterales de amplitud. Para detectar anomalías de amplitud, como puntos brillantes, se recomienda usar una ventana localizada 50 a 100 ms o menos. Si bien, *Reflection Strength* es un promedio, este tiende a enfatizar las anomalías de amplitud porque los resultados son independientes de la fase. Para estudios especiales, la ventana debe ser extremadamente pequeña (Landmark, 1999).

Relación entre geología y funcionamiento del yacimiento

El control de la estructura geológica sobre el funcionamiento de un yacimiento es de importancia para conocer también la influencia de la configuración geológica sobre el mismo. Existen procesos principales de producción, natural y fundamentalmente independientes, por medio de los cuales es posible obtener petróleo de un yacimiento, estos son: empuje hidrostático, agotamiento o empuje por depleción (empuje por gas en solución) y empuje por segregación (Villarreal et al, 2000).

En las trampas verdaderamente estratigráficas, las propiedades físicas de la roca de acumulación no presentan continuidad lateral extensa. Este caso ocurre especialmente en las capas lenticulares donde el cierre es por interdigitación o a través de cambios de facies. En tales condiciones no es posible que el petróleo se encuentre en comunicación con un acuífero de gran magnitud y si llega a existir una intrusión de agua, su influencia será limitada. Las trampas estratigráficas también están relacionadas generalmente con una deformación estructural relativamente moderada, y el buzamiento de las formaciones es pequeño. Como resultado, la posibilidad para que se establezca una segregación gravitacional de fluidos del yacimiento es muy reducida. El proceso de producción más común en trampas estratigráficas es el de **depleción**, llamado también **empuje por gas en solución**,

donde el petróleo es expulsado de la roca acumulación por la fuerza de expansión de los gases que están en solución. Este proceso de producción primaria es bastante inefectivo; por consiguiente, este tipo de trampas es generalmente apropiado para operaciones de recuperación secundaria (Villarroel et al, 2000).

Un **empuje hidrostático** requiere una intrusión de agua hacia dentro del yacimiento en cantidad suficiente para reemplazar volumétricamente el petróleo y el gas producidos. Dicha intrusión puede ocurrir en forma de flujo artesiano o también por medio de la expansión volumétrica del agua debido a la disminución de presión como resultado de la extracción de fluidos del yacimiento (Villarroel et al, 2000).

El **empuje por segregación** o por **expansión de la capa de gas** se encuentra principalmente en yacimientos con un alto relieve estructural, ya que el movimiento efectivo gravitacional buzamiento abajo requiere una inclinación considerable de la formación. Por consiguiente, los empujes de segregación se encuentran en trampas estructurales de alto relieve. Las estructuras tales como arrecifes y yacimientos deltaico pueden presentar dichos requisitos, pero la presencia de barreras horizontales de lutitas, lentes, o una estratificación cruzada dentro de la roca de acumulación evitan que ocurra la segregación. Fuera de esto, el verdadero proceso de segregación requiere contraflujo de petróleo y gas, y puede funcionar eficazmente sólo cuando existe un desarrollo eficiente de permeabilidad en la dirección del flujo (Villarroel et al, 2000).

Estilos estructurales, sus habitats de tectónica de placas, y trampas de hidrocarburo en provincias petroleras

Identificar los estilos estructurales al realizar una interpretación estructural resulta de gran ayuda para definir un modelo estructural acorde a la historia tectónica de el área de estudio y para determinar el tipo de trampa de hidrocarburo. Según Harding et al. (1979), los estilos estructurales fundamentales de las provincias petroleras son grupos ampliamente interrelacionados de estructuras geológicas. Esos grupos generalmente están repetidos en áreas de deformaciones similares, y sus trampas de

hidrocarburos asociadas pueden ser de prioridad para la exploración. Los estilos son diferenciados en base a: involucrar el basamento o desprenderlo de la cobertura sedimentaria. Los estilos que involucran el basamento incluyen grupos estructurales de fallas transcurrentes, bloques de fallas compresivas y empuje de basamento, bloques de fallas extensionales y combamientos. Estilos desprendidos del basamento, son grupos de fallas de empuje separadas o despegadas, fallas normales desprendidas (“fallas de crecimiento” y otras), estructuras de sal, y estructuras de arcilla.

Esos estilos básicos están relacionados con la gran cinemática de la tectónica de placas y, en algunas situaciones, con las historias depositacionales particulares. La mayoría de los estilos se han definido en los siguientes habitats de placa tectónica:

- (1) fallas transcurrentes en bordes transformantes y convergentes de placa
- (2) bloques de fallas compresivos y empuje del basamento en borde convergentes, particularmente en cinturones orogénicos y cuencas antepaís (*forelands*)
- (3) bloques de fallas extensionales en bordes divergentes, en varios escenarios de complemento y en ciertas partes de bordes convergentes como fallas secundarias
- (4) combamientos del basamento en una variedad de placa interior y bordes pasivos
- (5) cinturones de pliegues de empuje despegados o separados en paredes internas de surcos y zonas antepaís (*foreland*) de bordes convergentes
- (6) fallas normales desprendidas, usualmente en cuñas clásticas delgadas e inestables (mayormente en deltas)
- (7) Estructuras primarias de sal en *grabens* internos que pueden envolver bordes divergentes completados, y
- (8) Estructuras de arcilla en regiones con espesas secuencias de arcillas sobrecargadas.

Diferencias importantes en arreglos de rumbos y buzamientos, y morfologías estructurales proveen los criterios para la diferenciación de estilos. Esas diferencias también resultan en diferentes tipos de trampas estructurales. Arreglos estructurales

relacionados con transcurrencia están concentrados a lo largo de zonas de desplazamiento (*throughgoing*) y muchas tienen arreglos en echelon. La trampa básica de hidrocarburo es en el anticlinal en echelon, en lugares asistidos por la cercanía directa a la falla transcurrente. Estilos de fallas compresivos y extensionales típicamente tienen múltiples, rumbos y buzamientos repetidos, los cuales se combinan para formar patrones en zigzag, “pata de perro” (*dogleg*) u otros arreglos. Los principales tipos de trampas están en las cercanías de las fallas y sobre los pliegues de los bordes de bloques. Combamientos del basamento (domos, arcos, etc.) son principalmente formas solitarias y proveen áreas positivas de larga vida para la concentración de hidrocarburos en cerramientos ampliamente flexionados.

La mayor parte de las estructuras de pliegue de empuje separados o despegados están dispuestas en largos y sinuosos cinturones y están repetidas en espacios cerrados, bandas onduladas. Cierres efectivos incluyen anticlinales compresivos fracturados ligeros a moderadamente y delimitan el borde de capas de empuje. La mayoría de las fallas normales desprendidas son fallas lítricas que ocurren en unión con delgadas bandas paralelas con el golpe de las sedimentaciones contemporáneas. Sus trampas básicas de hidrocarburos están asociadas a anticlinales de *rollover* los cuales están únicamente concentrados a lo largo de los lados caídos de las fallas mayores. Estructuras de sal o arcilla se presentan ambas como almohadas ligeramente elevadas, domos, cerros, etc. Y como altas formas complejas inyectadas causadas por fuerzas tectónicas. Factores estratigráficos, como truncamientos, acuñamientos, solapamientos, e inconformidades, se agregan a la variedad de trampas en todos los estilos.

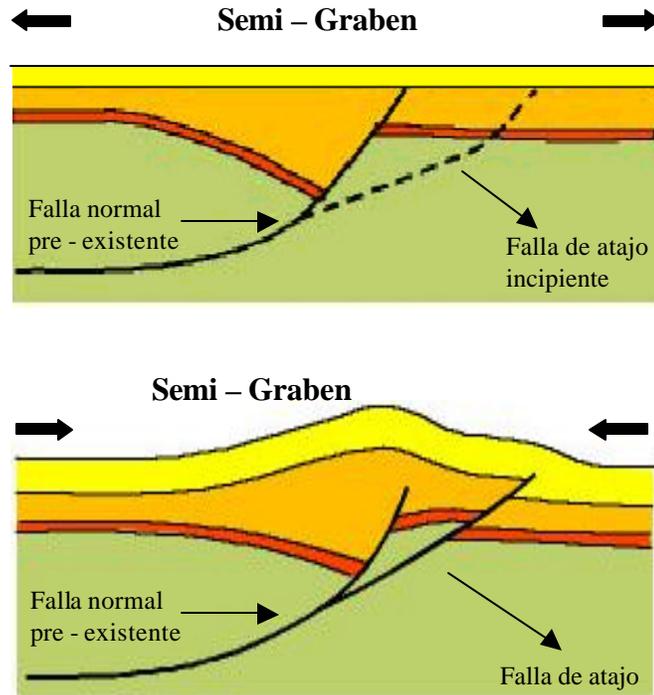
En muchos lugares las estructuras de provincias petroleras son cada una o todas una gradación de los estilos fundamentales descritos y una mezcla de varios estilos. Esas estructuras pueden ser complicadas por la superposición de diferentes ambientes tectónicos fundamentales. La modificación adicional de las estructuras puede resultar de otros factores inherentes en la región deformada o en el particular evento tectónico.

En la tabla 3 se presenta un resumen de los principales estilos estructurales con sus características principales, esfuerzo dominante habitat de placa tectónica y perfil típico.

Modelos Teóricos propuestos para la Deformación del Área

1.- Semi - Graben invertido con generación de fallas de atajo.

Cuando un semi - graben extensional es invertido se generan fallas de atajo con el propósito de generar una trayectoria inclinada mas favorable a los esfuerzos compresionales sub - horizontales.



Tomado de Castellanos (2000)

Figura 11. Esquema del Semi graben invertido con falla de atajo

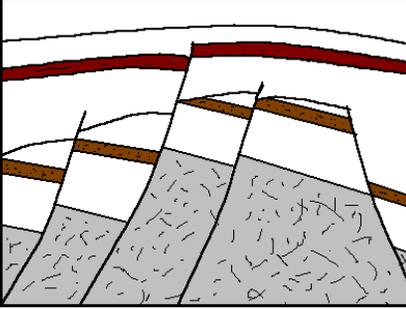
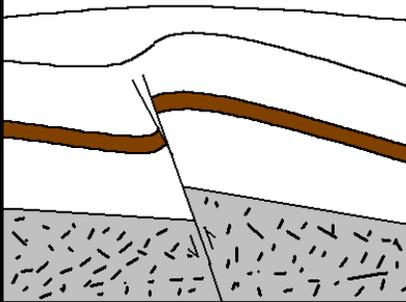
Estilo Estructural	Características	Esfuerzo Deformacional Dominante	Hábitat de Placa Tectónica	Perfil Típico
<i>Zonas Pull apart</i>	<p>Fallas normales rectas de ángulo alto. Buzando 60–70° en ambas direcciones.</p> <p>Bloques de fallas rotados</p>	Extensión	<p>Bordes divergentes</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) sobre centros extensos (2) <i>Rift</i> o grietas abortadas <p><i>Rifts</i> o grietas intraplacas</p> <p>Bordes transformantes con componente de divergencia</p> <p>Secundaria en bordes convergentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Talud externo de fosa o zanja (2) Arcos de Islas (<i>Massif</i>: grupo de montañas formando una masa) (3) Flanco estable de cuenca <i>foreland</i> (antepaís) o <i>fore-arc</i> (antearco) (4) Mares de una cuenca retro arco marginal 	
Fallas compresivas y empuje del basamento	Fallas inversas de ángulo alto, sobreponiendo fallas por arriba	Compresión	<p>Bordes convergentes</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Cuencas <i>Foreland</i> (antepaís) (Mayormente) (2) Núcleos de cinturones orogénicos (3) Talud interno de fosa o zanja y altos externos <p>Bordes transformantes con componentes de convergencia</p>	

Tabla 3. Estilos Estructurales y Hábitats de Tectónica de Placa. Tomado de Harding y Lowell, 1979
Estilos que involucran el basamento

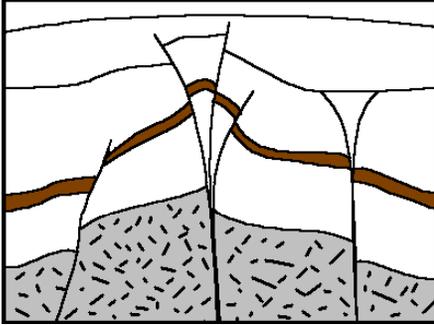
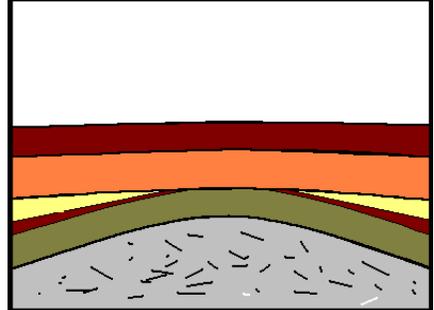
Estilo Estructural	Características	Esfuerzo Deformacional Dominante	Hábitat de Placa Tectónica	Perfil Típico
Grupo de fallas Transcurrentes	<p>Fallamiento transcurrente es primario las fallas secundarias forman 30° con el rumbo o inclinación principal</p> <p>Buzamiento o rumbo estrecho y recto</p> <p>Generalmente las fallas se verticalizan con la profundidad</p>	Extensión y Compresión	<p>Bordes transformantes</p> <p>Bordes convergentes a un ángulo:</p> <p>(1) cuencas <i>forelands</i> (antepaís)</p> <p>(2) cinturones orogénicos</p> <p>(3) Arcos de Islas</p> <p>Bordes divergentes con centros de extensos terraplenes</p>	
Combamiento del Basamento	Estructura Suave: domos, arcos, combas.	Ajuste Isostático Flujo de calor	Interior de placas Bordes pasivos Otras áreas	

Tabla 3. Continuación. Estilos Estructurales y Hábitats de Tectónica de Placa. Tomado de Harding y Lowell, 1979
Estilos que involucran el basamento

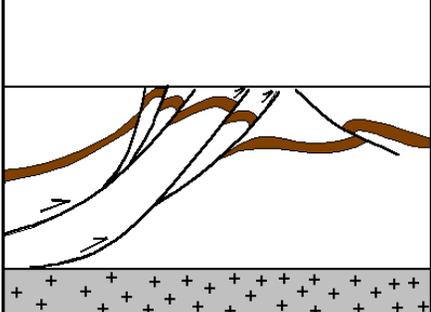
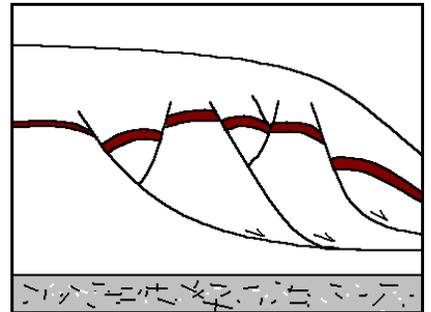
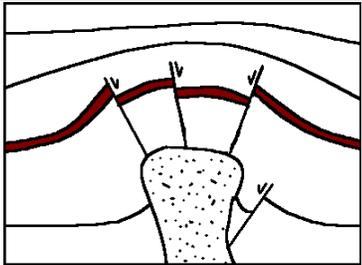
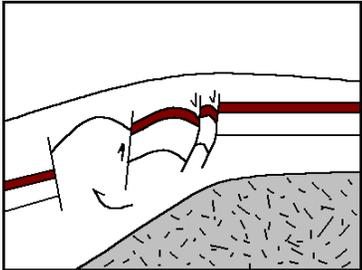
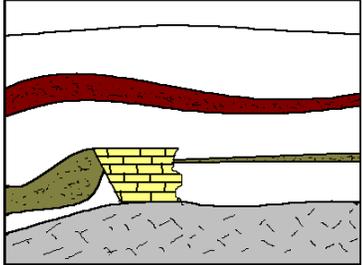
Estilo Estructural	Características	Esfuerzo Deformacional Dominante	Hábitat de Placa Tectónica	Perfil Típico
Grupos de empuje	Fallas (<i>sole out</i>) lenguado fuera o base fuera como separadas, despegadas o despegadas en rocas incompetentes	Compresión	Bordes convergentes (1) Talud interno de fosas y elevaciones externas (2) Flanco móvil de cuencas <i>foreland</i> (antepaís) (cinturón orogénico) (3) Bordes Transformantes con componentes de convergencia	
Fallas de crecimiento y otros grupos de fallas normales	Deslizamiento cerca de la cuenca o cerca del centro de elevaciones La inclinación o buzamiento con frecuencia disminuye con la profundidad (para las fallas de crecimiento) Con frecuencia contemporáneos con la depositación (sinsedimentarias)	Extensión	Bordes pasivos Secundaria en elevaciones (pliegues, domos salinos)	

Tabla 3. Continuación. Estilos Estructurales y Hábitats de Tectónica de Placa. Tomado de Harding y Lowell, 1979

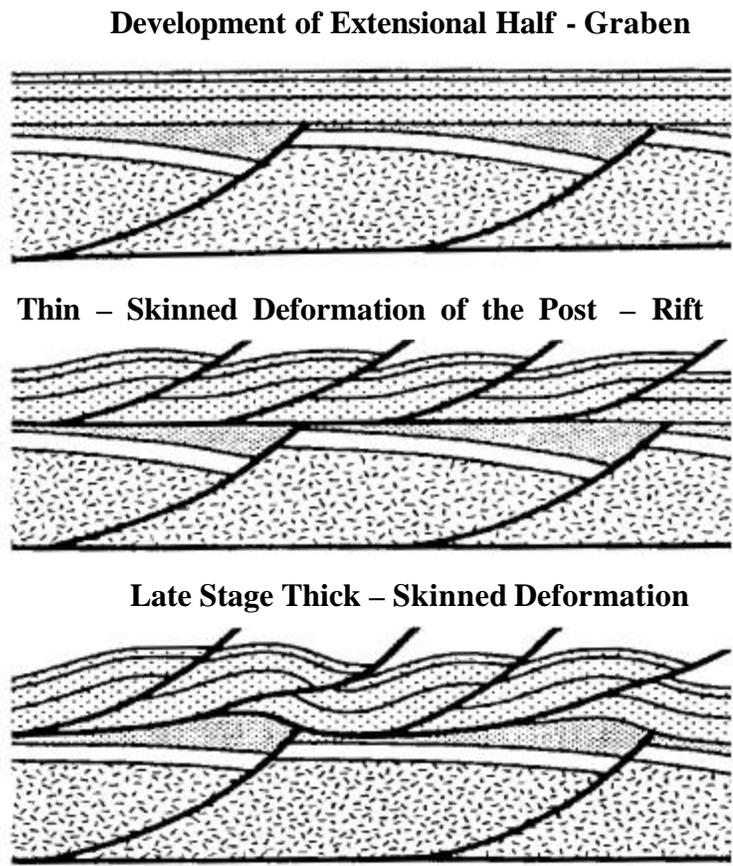
Estilo Estructural	Características	Esfuerzo Deformacional Dominante	Hábitat de Placa Tectónica	Perfil Típico
Estructuras de sal	Almohadas, domos, muros de sal	Flujo solución plástico	Bordes divergentes (los <i>rifts</i> proveen espacio para la depositación de sal)	
Estructuras Arcillosas	.	Flujo plástico (con frecuencia involucra sobre peso producido por soterramiento rápido)	Bordes pasivos	
Formas colgadas (<i>Drape features</i>)		Compactación diferencial	Cuencas subsidiendo sobre arrecifes	
Tapón volcánico		Intrusión ígnea		

Estilos separados del basamento

Tabla 3. Continuación. Estilos Estructurales y Hábitats de Tectónica de Placa. Tomado de Harding y Lowell, 1979
Estilos separados del basamento

2.- Deformación compresional “Escama Delgada” (*Thin Skinned*)

Existe la posibilidad de que los sistemas de fallas pre – existentes no sean reactivados durante una fase compresiva posterior, originándose un sistema compresivo de escamas delgadas (*thin – skinned*) que solo afecta la secuencia *post - rift*.; hasta este momento no existe inversión. Posteriormente un aumento en la deformación compresional invierte el semi – graben.



Tomado de Castellanos, (2000)

Figura 12. esquema de representación del modelo de deformación compresional de capa delgada.

Datos de producción de los yacimientos del área VLA-62

El yacimiento C-4 VLA-62 fue descubierto en el año de 1955 por el pozo VLA-62, con producción inicial de 1645 BPD y con mecanismo de producción por flujo natural, este yacimiento ha sido producido por 26 pozos que han acumulado 46.467.065 Bls (46.447.101 Bls producidos por el Área-62 y 19.964 Bls producidos por el pozo VLA-467 del Área-33). Hoy en día se encuentran activos 6 pozos, con una tasa diaria de extracción de crudo de 718 Bls/d. Los pozos más importantes son el VLA-62, VLA-91 y el VLA-323, con un acumulado de 6.442.675, 5.736.288 y 5.036.991 Bls, respectivamente. Los pozos secos en este yacimiento son el VLA-503 y VLA-603 (Historia de Pozos, OFM, 30 de junio de 2001.)

Según datos extraídos del libro de reservas (datos oficiales) para el 31 de diciembre del 2000, el yacimiento C-4 VLA-62 produce crudo liviano con gravedad API de 30,3°, posee espesor promedio de 98 pies, área de 5.208 acres (21 km²), porosidad de 13,5%, saturación de petróleo de 70%, posee un Petróleo Original en Sitio (POES) de 258.425 MBN, factor de recobro de 34,08%, reservas recuperables de 88.071 MBN y reservas remanentes de 41.726 MBN.

Los dos pozos completados en C-7 del Área-62, pertenecen al yacimiento C-7 VLA-31, el primero de ellos fue el VLA-910 completado en el año de 1985, cuyo objetivo fue identificar y cuantificar la extensión de las acumulaciones petrolíferas de las arenas C-7 hacia el norte del Área-31, éste pozo produjo 38 Bls; y el segundo fue el pozo VLA-1151 perforado en 1995, el cual resultó seco, en estos momentos ambos se encuentran cerrados esperando completación (cambio de zona productora).

Existen dos pozos dentro del Área-62 pertenecientes al yacimiento Cretácico VLA-515, el VLA-711 completado en 1976 con una producción inicial de 2736 BPD, actualmente se encuentra activo, con una tasa de producción de 233 BPD y con una producción acumulada de 11.629.400 Bls. El pozo VLA-851 perforado en 1988 resultó seco, no fue completado y se encuentra suspendido.

Por último, el área VLA-62 posee 6 pozos completados en el yacimiento Basal La Rosa VLA-6, que corresponde al miembro Santa Bárbara de la Fm. La Rosa, los cuales han acumulado 2.842.799 BDP. El primero de ellos y el más importante es el pozo VLA-172, completado en abril de 1957, con producción inicial de 327 BPD, y que posee una producción acumulada de 2.000.720 Bls. Actualmente, se encuentra activo el pozo VLA-1171, el cual desde 1995 ha acumulado 563.938 Bls. Los pozos secos son el VLA-749, VLA-944 y el VLA-1151 (OFM, 30/06/2001). En general, el yacimiento BLR VLA-6, produce crudo liviano de 34°API.

Existen otros pozos del área completados en el yacimiento B-8 VLA-16/33, tal como es el caso de los pozos VLA-121 y VLA-615.

Antecedentes de la investigación

Fiorillo, (1978), realizó una evaluación geológica para la aplicación de procesos de recuperación secundaria en el área VLA 62, flanco oeste, Bloque I. En la cual llegó a las siguientes afirmaciones importantes:

- 1) Debido al tipo de sedimentación, en una planicie deltaica (parte baja del delta) los yacimientos estarán restringidos a barras de arenas o canales distributarios y la mayor parte del mismo estará localizada en el tope de una barra o en el fondo del canal. Discontinuidad en la calidad de las arenas del yacimiento es la norma en este caso.
- 2) La definición de la estructura se hizo mediante la interpretación de registros de buzamiento y secciones estructurales. Se define la estructura como una serie de pliegues asimétricos que producen pronunciados anticlinales y sinclinales con alto buzamiento, hasta 60 grados en los flancos. El eje axial de estos pliegues forma un ángulo de +-30 grados contra la falla de Icotea.
- 3) Existe un sistema de fallas normales, perpendiculares a Icotea de poco desplazamiento (+- 200') que podrían ser fallas de reajuste isostáticos de la estructura

cuando se produjo el desplazamiento horizontal de Icotea. Es posible que no sean sellantes debido a su poco desplazamiento.

4) Las trampas para los hidrocarburos están controladas por la estratigrafía y la estructura que le da un buzamiento a estas capas formando por segregación casquetes de gas en las crestas de los anticlinales y un acuífero poco activo en la parte mas baja, ya que no se ha notado avance del mismo a pesar de que el yacimiento se ha drenado a tal punto que su presión se encuentra por debajo del punto de burbujeo.

5) En los mapas de calidad de arena se notan direcciones preferenciales de permeabilidad en cuerpos angostos en una dirección preferencial N-S que predomina en casi todos los cuerpos litológicos o unidades.

6) Se nota un deterioro de las arenas hacia la parte norte, en donde se vuelven más arcillosas y se ponen mas apretadas.

Venezuela Studies Team (VST, 1981), realizó un Estudio de Pre – Evaluación del Yacimiento C3/C4, en el área VLA-62, Flanco Oeste del Bloque I. Donde se planteó la posible inyección de agua, a pesar de que uno de los problemas que este estudio identificó es que las arenas no son continuas aún en el área prevista para inyección de agua.

Se indica que aún en la mejor unidad (C-44) hay problemas severos de continuidad lateral, lo cual explicaría la aseveración de que hay una fracción importante del POES que “no está conectada”.

Por otra parte, se indica que las fallas intra acumulación no deben ser barrera en C-4, aunque sí en C-3.

En el trabajo se recomienda una política de acidificaciones y fracturamientos por las pobres propiedades de la roca, así como el inicio de proyectos “sectorizados” de inyección de agua.

Ramírez, L. y Alaña, D. (1987), estudiaron la factibilidad de profundización de pozos hasta el cretáceo en el flanco oeste Bloque I, lago de Maracaibo. En vista de que los pozos VLA 711 y VLA 810 son buenos productores, concluyeron que realizar

una campaña de profundización al Cretáceo de pozos de la Segregación Lagomar que producen actualmente del Eoceno, sería sumamente rentable.

EGEP Consultores C. A. (1993) realizó una evaluación preliminar de acciones para incrementar el potencial del Flanco Oeste de la Segregación Lagomar. Donde se afirma que siguiendo la secuencia norte / sur, las arenas de esta Área VLA-62 tienen propiedades petrofísicas peores que las de las áreas más al sur como VLA-31 y VLA-243/245. En este trabajo se recomendaron seguir varias acciones al nivel de ingeniería de yacimiento, pero las que se consideraron relacionadas con este trabajo son las siguientes: Comparación detallada de la petrofísica de Shell (1981) con la de Maraven 1992 en C-3/4 para decidir de manera definitiva sobre la magnitud del POES en el área norte (VLA-233). Cambio de los criterios de explotación para ir a producción con alta RGP. Sectorización de los proyectos de inyección de agua, que lo oriente más a patrones o sectores. Revisión cuidadosa de los mapas de calidad de arena para evaluar la relación con los pozos productores con altos volúmenes acumulados.

De Sifontes, R. et al (1996), realizó la fase II del estudio integrado del yacimiento VLA-62 Eoceno C, Bloque I Flanco Oeste, a petición de PDVSA. En este informe se presentan los resultados parciales de la evaluación Geofísica, Geológica, Sedimentológica, Petrofísica y de Yacimiento, correspondiente a la fase II: descripción detallada del yacimiento. En el mismo se obtuvo la definición del nuevo marco estructural de la secuencia estratigráfica desde el Mioceno – Lagunillas Inferior hasta Cretáceo – Grupo Cogollo, síntesis estratigráfica, tendencia y características de parámetros petrofísicos (R_w , permeabilidad y porosidad), así como el análisis del comportamiento de presión – producción del yacimiento C-3/4 VLA-62.

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO

Geología regional

La Cuenca de Maracaibo ocupa un área de aproximadamente 60.000 Km² y forma parte del bloque tectónico de Maracaibo, ubicada al noroeste de Venezuela. Está limitada al norte por la Falla de Oca, al sureste por la Cordillera de los Andes, al oeste con la Sierra de Perijá y al este por la Serranía de Trujillo (Briceño, 1999), tal como se ilustra en la figura 11.



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 11. Límites de la Cuenca de Maracaibo. Elementos estructurales de carácter regional. Tomado de Schlumberger, 1997.

Genéticamente esta cuenca pertenece al sistema de cuencas pericratónicas, que tuvo sedimentación discontinua hasta quedar aislada de la cuenca Barinas – Apure al sureste y de la cuenca de Magdalena al suroeste, debido al levantamiento de los Andes y la Sierra de Perijá en el terciario (Briceño, 1999).

La cuenca de Maracaibo es notable por su actual relieve estructural, por su complejidad geológica y por su magnífico hábitat de hidrocarburos. En esta cuenca se han descubierto campos gigantes, como el de Ceuta, Lama – Lamar, el costanero de Bolívar, La Paz – Mara y otros. Se han perforado más de 15000 pozos, la mayoría de los cuales se encuentran en producción. En la cuenca de Maracaibo están presentes todos los tipos de hidrocarburos desde extra pesado hasta gas (Briceño, 1999).

Marco estructural

La cuenca de Maracaibo presenta dos sistemas de fallas principales en la dirección NNE, Icotea y Pueblo Viejo, las cuales han tenido una historia compleja, generando decenas de interpretaciones desde los inicios de la explotación petrolera. Desde el Jurásico hasta el Eoceno Inferior, el desplazamiento de la falla Icotea es normal y está asociado al régimen de apertura continental iniciado en el Jurásico, para luego reactivarse durante toda la etapa de subsidencia termal que comenzó en el Cretácico (Lugo, 1992).

Existen diversos anticlinales de dirección preferencial NNE paralelos y cercanos a las fallas cercanas a las crestas de los mismos, constituyendo un rasgo bastante generalizado en toda la cuenca.

Estas fallas son sistemas mayores que han sido reactivados e invertidas durante los diferentes regímenes tectónicos que afectaron la cuenca y su relleno sedimentario; son elementos estructurales que no mueren, sino que por el contrario acomodan la orientación del desplazamiento de los bloques adyacentes acorde con los sistemas de esfuerzos que se estén imponiendo a través del tiempo (Briceño, 1999).

En el sistema de fallas de Icoatea se encuentra un sistema de fallas longitudinales subparalelas a la falla principal y un sistema de fallas transversales presentes en toda la parte central del lago.

En la figura 12 se observa un perfil O-E del marco estructural de la cuenca, así como, en la figura 13 se muestra un corte noroeste – sureste de la Cuenca del lago de Maracaibo.

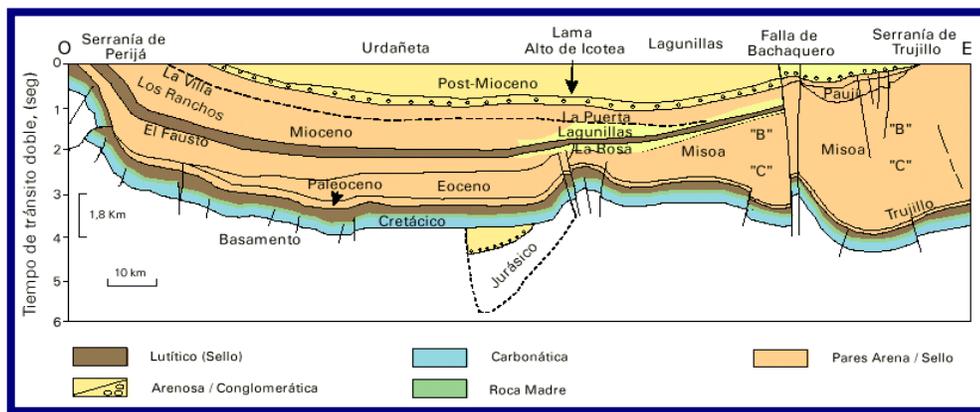


Figura 12. Sección oeste – este de la Cuenca de Maracaibo. Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

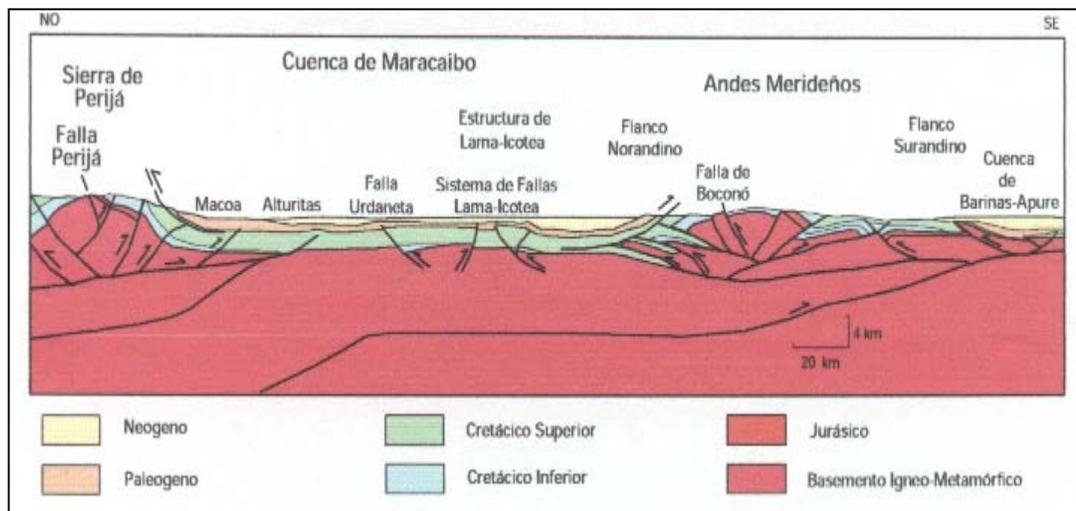


Figura 13. Corte Estructural NW-SE a través de la Cuenca del Lago de Maracaibo, desde Los Andes Merideños hasta la Sierra de Perijá. Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

Precámbrico-Paleozoico

En este periodo de tiempo la historia geológica de la cuenca no es muy bien conocida debido a que las formaciones correspondientes se encontraban generalmente en zonas positivas expuestas a erosión y a sucesivos procesos tectónicos, los cuales complican su reconstrucción (Zambrano, 1969). Sin embargo, se conocen dos periodos orogénicos de importante deformación tectónica: el primero coincide con el final de la orogénesis Caledoniana y el segundo con la orogénesis Herciniana, conocida también como evento tecto-termal Permo-Triásico, ambos conocidos a escala mundial (González de Juana et al, 1980).

Esta orogénesis Pérmico – Triásica, con una intensa deformación tectónica condujo al levantamiento de un rasgo fisiográfico en dirección transversal a los actuales Andes Merideños, denominado Arco de Mérida, el cual trajo consigo el metamorfismo, plegamiento andino e intrusiones ígneas.

Triásico-Jurásico: Fase tensional: Ruptura de Pangea, Deriva (rift) entre Norte y Suramérica

Durante la separación de Pangea se formaron grábenes y semigrábenes con vulcanismo asociado que se extendieron en una cuenca de retroarco desde el Golfo de Venezuela hasta el Ecuador (Bartok et al., 1981). Este evento estuvo relacionado con separación de la Placa de Norteamérica de la Placa de Suramérica y la subducción de la Placa del Pacífico a la Placa de Suramérica, al oeste de la cuenca. Se han encontrado grábenes Jurásicos en la Cuenca de Maracaibo con dirección NNE, entre los que se conocen el Graben de Machiques al noroeste, el Graben Central del Lago y el Graben de Ceuta – Valera al este, el cual está separado del surco de Uribante por el arco de Mérida (Bueno, 1995). Los estudios hechos por Audemard (1991), Lugo (1992), Bueno (1994) y Arminio (1994), muestran en el Jurásico y Cretácico Inferior, una fosa tectónica al oeste de la falla de Icoatea, cuyo eje tiene dirección N15E (falla normal), que evidencia un período de extensión. Esta falla sería el borde oriental del llamado Graben Central. Estos alineamientos de fallas tendrán el control estructural y estratigráfico durante el desarrollo de la cuenca por lo menos hasta el pre-Oligoceno

(Lugo et al, 1995). La figura 14, muestra un mapa con la distribución de los grábenes jurásicos en Venezuela.

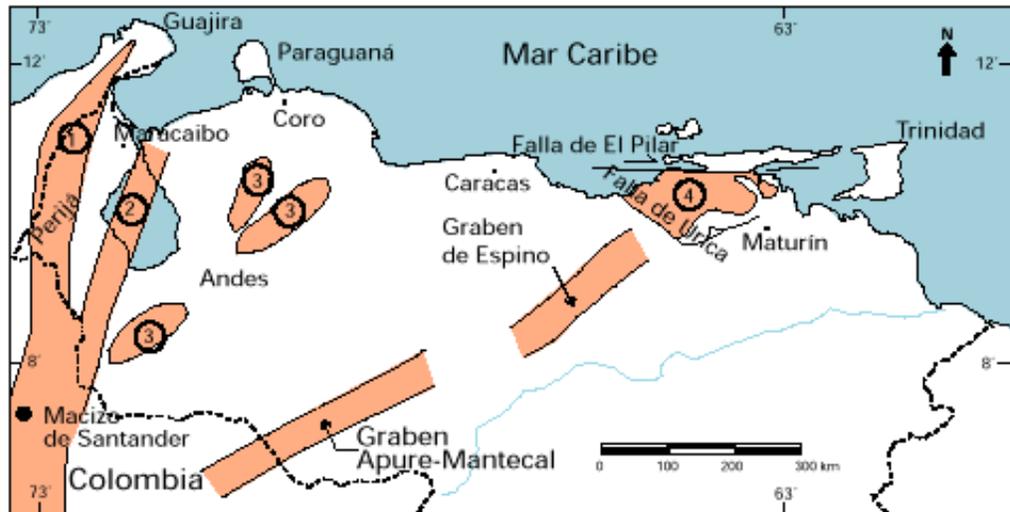


Figura 14. Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, mostrando que las mismas se encuentran aflorando en la Sierra de Perijá (1), como parte del basamento en el subsuelo de la Cuenca de Maracaibo (2), en los Andes (3), en el subsuelo de las cuencas de Barinas-Apure y Oriental (grábenes de Apure-Mantecal y Espino) y han sido interpretadas como involucradas en profundidad en los corrimientos de la Serranía del Interior (4). Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

Jurásico Tardío – Cretácico Temprano: Fase compresional post-rift

Un episodio compresivo post-rift según Bellizia y Dengo (1990), origina la formación de amplios pliegues que traen consigo fallamiento de los sedimentos Jurásicos y posterior erosión parcial en algunas áreas y total en otras.

Durante el Cretáceo temprano ocurre el primer levantamiento andino formando la Cordillera Central de Colombia, como resultado de la convergencia de la Placa Pacífico y la Placa Suramericana (Audemard, 1991). Se desarrollo una cuenca de retroarco del cual la Cuenca de Maracaibo formo parte durante estos períodos, sin embargo, debido a su ubicación distal, la sedimentación es más parecida a la de un margen pasivo (Zambrano et al., 1996).

Cretácico Medio a Tardío: Margen Pasivo

Durante esta etapa la cuenca continua desarrollándose en relativa calma tectónica, en una plataforma de margen pasivo/retroarco (Bartok et al., 1981), con

marcada subsidencia (profundización) al oeste de la cuenca de Maracaibo, debido al continuo levantamiento de la Cordillera Central de Colombia.

Período Terciario: Paleógeno

Paleoceno: Acreción del Terreno Caribe

Continúa la relativa calma tectónica pero gradualmente se pasa a antifosa. Comienza la subsidencia del tipo cuenca de Antepaís, debido a la colisión de la placa del Caribe con la placa Suramericana durante el Paleoceno Tardío (Zambrano et al., 1996). Se depositan secuencias tipo *flysh* en el geosinclinal (*foredeep*), Fm. Trujillo al este - noreste del lago de Maracaibo (Falcón comunicación personal, 2000).

A finales del Paleoceno se produjo un levantamiento generalizado de poca magnitud, de tipo epirogénico que afectó la mayor parte de la cuenca y donde se delinearon altos estructurales, que posteriormente estuvieron sometidos a procesos erosivos, lo que se conoce como la Discordancia del Paleoceno (Torres et al., 2000).

Eoceno Dualidad Estructural

El estilo estructural de la cuenca Eocena de Maracaibo continúa influenciado por la interacción de la placa Caribe con la Suramericana. Durante el Eoceno temprano y medio predomina un régimen compresional regional de oeste a este, sin embargo, localmente en la cuenca de Maracaibo se manifestó un régimen extensional con el desarrollo y reactivación de fallas normales y lístricas. Se intuye que esta extensión estuvo relacionada con el desarrollo de la antifosa de Orocué en Colombia así como del avance hacia el este de la antifosa o depresión situada junto a la zona frontal de la placa Caribe (Zambrano et al., 1996).

La antifosa paleocena que reemplazó el margen pasivo cretácico en la que se encontraba la Cuenca de Maracaibo, conservó la misma orientación NO-SE, con los mayores espesores de sedimentación al NO del Bloque de Maracaibo, para disminuir gradualmente hacia el SE y acuñarse contra el cratón de Guayana. La cuenca de antepaís que se instaló durante el Eoceno, trajo consigo una migración del depocentro de la cuenca del NO al SE, el cual se llevó a cabo gradualmente, a medida avanzaba la placa Caribe hacia el este.

Durante esta época se produjeron acortamientos que actuaron a través de pulsaciones episódicas, al menos tres (Arminio et al., 1994). Cada pulsación causó el cierre de un ciclo de depositación, cada evento causó la deformación de los estratos depositados previamente a la pulsación. Lo que se evidencia en las discordancias intraeocenas se reconocen más fácilmente en los pozos que en la sísmica. Pero cada pulsación compresiva fue menos importante que las fases extensivas, según se deduce del notorio espesamiento estratigráfico observable en la sección de Misoa C hacia los surcos o depocentros. Esta serie clástica junto con las Arenas Misoa B inferior, constituyen el relleno sintectónico de los grabens (Arminio et al., 1994).

Los episodios de compresión causaron inversión selectiva de las estructuras existentes, efecto que se noto con mayor intensidad a lo largo de los segmentos de falla con rumbo norte sur (Icotea, VLE-400, Lama Sur, etc.), mientras que en las fallas de rumbo este oeste la inversión es mínima. Esto es debido a la orientación este-oeste del vector de compresión (Audemard, 1991).

Eoceno Temprano: Reapertura de los Grabens

Extensión a lo largo del borde del graben Jurásico con la depositación de C-7 hasta C-5 (Link et al., 1994 y Zambrano et al., 1996). Según Link et al. (1994) la falla fue reactivada como transcurrente durante el Eoceno Temprano.

Eoceno Medio

Continua localmente el régimen extensivo, fallamiento sinsedimentario evidenciado por los mayores espesores de sedimentos en los bloques deprimidos, así como el salto vertical acumulado (Lugo, 1992). Algunos autores atribuyen al inicio del Eoceno Medio el comienzo de la transurrencia a lo largo de las fallas N-S debido a la continua compresión entre la Cordillera Central de Colombia y las napas de Lara, la falla Icotea fue reactivada como una falla transcurrente sinistral (Krause, 1971, Arminio et al., 1994 y Zambrano et al., 1996). El desplazamiento transcurrente Eoceno ha sido muy limitado (Zambrano et al, 1996).

En la región que ocupan los estados Lara, Falcón y noreste del lago de Maracaibo se emplazaron las napas de Lara (Lugo, 1992). La flexión de la litósfera

resultante del cabalgamiento de las napas, dio lugar a la formación de una cuenca de antepaís en la que se acumularon espesores importantes de la formación Misoa B y Paují. Al mismo tiempo el peso de las napas creó una antefosa (cuenca antepaís) y un pliegue que favoreció la creación de un sistema tensional de fallas normales con rumbos, paralelos al eje del pliegue, NO-SE a E-W del tipo dominó, cuyo nivel de despegue sea probablemente la lutitas de Colón y Mito Juan en algunas áreas y en otras llega hasta el basamento (Bueno, 1995 y Zambrano et al, 1996). Este pliegue también conocido como paleoarco o paleoalto, puede ser una continuación al noroeste del Arco de Mérida (Lugo et al.,1994 y Zambrano et al, 1996), este plegó y fallo desde las secciones Cretácicas hasta la unidad informal C-5, este arco es solapado por las arenas de la unidad informal C-4 inferior y su cresta fue levantada y erosionada con la remoción local de los estratos C-4 y C-5. La cresta del arco debió estar localizada en el sur y sureste del Bloque I, basado en la presencia de una gran ventana erosional.

La discordancia angular intraeocena más importante es la que coincide con SB-44 (“Base B-6” en el lago), y que refleja una fase compresiva regional. Posteriormente el régimen volvió a ser predominantemente extensional (Zambrano et al., 1996).

Eoceno Tardío: Inversión y Rotación de bloques

Según Link et al. (1994) en esta época comienza la inversión estructural, debido a la compresión y se produjo una rotación de bloques. Continúa el desarrollo del paleoarco y fallas normales de rumbo EW. Según Lugo (1992) el comportamiento transpresivo sinistral de las fallas comienza en el Eoceno Tardío, debido a un comportamiento antitético con respecto al movimiento contemporáneo de la falla de Oca orientada en la dirección EW, la cual es considerada por varios autores como dextral de corto desplazamiento. A medida que el frente de deformación de la placa del Caribe se desplazaba hacia el este, iba migrando también la antefosa situada junto al frente. La combinación de este movimiento migratorio con el de compresión horizontal (NO-SE) dio lugar a la rotación horaria de los bloques delimitados por las

fallas principales de rumbo NS a NNE-SSO, la cual provocó transcurrancia sinistral a lo largo de dichas fallas (Bueno, 1995).

Oligoceno: Orogénesis de la Cordillera Central de Colombia y Sierra de Perijá

Se interrumpe la sedimentación de eoceno debido a una pulsación orogénica que ocasionó movimientos inversos, levantamiento y la erosión parcial de Misoa (Arminio, 1994 y Zambrano et al, 1996). Este evento erosivo origina la famosa discordancia del Eoceno.

La pulsación orogénica produjo fallamiento de las calizas cretáceas, por lo cual el petróleo migró hacia a los alineamientos levantados y fallados (González de Juana et al., 1980).

En las áreas adyacentes correspondió a un período de intensa actividad tectónica. Al sur y suroeste se desarrolló una amplia cuenca antepaís, asociada al levantamiento de la Cordillera Central de Colombia, que abarcó desde el valle medio del Magdalena hasta los llanos orientales de Colombia. Al oeste la compresión produjo cabalgamientos, con vergencia al noroeste, relacionados con la orogénesis de la Sierra de Perijá, mientras que en el noreste evolucionaba la cuenca flexural de Guárico (De Toni et al., 1994 y Márquez et al., 1995).

La paleogeografía durante el Oligoceno se ilustra en la figura 15, donde se observan las áreas positivas de la cuenca de Maracaibo y los eventos tectónicos que ocurrieron en las adyacencias de ésta.

Periodo Terciario: Neógeno: Colisión del Arco de Islas de Panamá. Orogénesis de la Cordillera Oriental de Colombia, Andes de Mérida y Sierra de Perijá.

Mioceno: Inversión tectónica

Depositación seguida por un nuevo episodio de compresión, cuyo eje de deformación efectiva fue de rumbo E-W (Bueno, 1995), dio como resultado una intensa inversión estructural de las principales zonas de falla, en particular las de rumbo NS, en la zona de Icoatea plegó la discordancia del Eoceno y la Formación La

Rosa, para dar origen a un anticlinal cuyo rumbo es paralelo al de la falla. Algunas de las fallas normales del Eoceno se reactivaron como inversas o como pequeños corrimientos (Lugo, 1992). Algunos de esas fallas reactivadas como corrimientos son la falla del Ático y la falla del Este (Link et al., 1994), con vergencia al este y oeste respectivamente, y formadas como falla de atajo para la liberación de los esfuerzos.

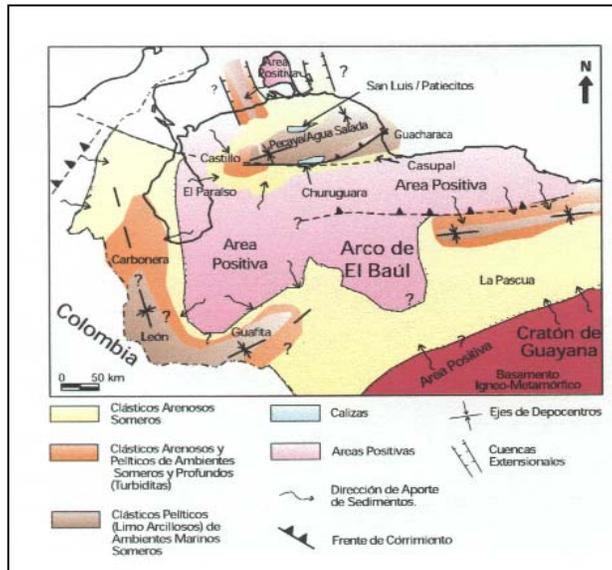


Figura 15. Marco Sedimentario Regional para Venezuela Occidental (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure, y Oriental) durante el Oligoceno. Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

Este episodio ocurre como resultado de la acreción del arco de Islas de Panamá con Suramérica (Márquez et al., 1995 y Zambrano et al, 1996), los cabalgamientos que causaron el relieve estructural actual de la Cordillera Oriental de Colombia, la Sierra de Perijá y los Andes de Mérida, este último provocando una antefosa al sureste de la cuenca de Maracaibo, por causa de la carga litostática del orógeno, la cual fue compensada por un levantamiento al norte de esta cuenca, lo que se conoce como basculamiento de la cuenca. Dicho basculamiento facilitó el entrapamiento buzamiento arriba en las arenas Santa Bárbara (Arminio et al., 1994). El levantamiento del los Andes Merideños causó la separación de la cuenca de su parte suroriental.

En el Mioceno Temprano se comenzó a levantar la sierra de Perijá, por datación de Molasa: Gpo. El Fausto, se afirma que el levantamiento va desde el Mioceno temprano hasta el Plioceno (Falcón comunicación personal, 2000).

En el Mioceno Medio se levantan los Andes de Mérida, por datación de Molasa: Gpo. El Guayabo, se le asigna la edad desde el Mioceno medio hasta Plioceno (Falcón comunicación personal, 2000).

La segunda fase de reactivación neógena de las estructuras se produjo en el Mioceno Tardío. Este evento ocurrió bajo un régimen transtensivo y afectó a unas pocas estructuras. El evento es el causante del pequeño salto normal que se aprecia a nivel de la discordancia del Eoceno – Mioceno en algunos sectores (Márquez et al, 1995).

La falla de Boconó empezó a existir en el Mioceno Tardío. También en este periodo ocurrió una marcada transcurrancia a lo largo de la falla de Santa Marta causando la separación del Bloque de Santa Marta de la Cordillera Central de Colombia (Zambrano et al, 1996).

El movimiento dextral de Boconó y sinistral de Santa Marta causa un desplazamiento hacia el norte del Bloque de Maracaibo. Se genera la zona de compresión en el Caribe denominado la Cuesta del Curazao la cual es básicamente un prisma de acreción, y ocurre la subducción de la placa del Caribe por debajo del Bloque de Maracaibo. Esto no fue causado por el movimiento de la Placa del Caribe hacia el sur, sino del Bloque de Maracaibo hacia el norte (Zambrano et al., 1996).

El mecanismo causante de la transcurrancia es la continua compresión este-oeste entre las cordilleras colombianas y el cratón de Suramérica, la cual al parecer no es absorbida completamente por la orogénesis andina. A su vez los ajustes internos del Bloque de Maracaibo requieren de la presencia de fallas transcurrentes, lo que implica la reactivación de algunas fallas NS como transcurrentes (Lugo, 1992 y Zambrano et al., 1996). Sin embargo, este periodo se caracterizó por una componente compresiva mayor que el desplazamiento transcurrente (Lugo; 1992).

Plioceno

Desde el Plioceno al Reciente el estilo es compresivo, evidenciado por la formación de corrimientos de vergencia al oeste alineados NS en la parte norte del área. El último evento tectónico que afectó el comportamiento de las fallas Icotea y Pueblo Viejo se asigna a la compresión EW del Plioceno – Pleistoceno. Este evento se asocia a los últimos pulsos de levantamiento a lo largo de la Sierra de Perijá y Andes de Mérida (Lugo, 1992). El arco de islas del frente de deformación de la Placa Caribe está casi en la posición actual (Falcón comunicación personal, 2000).

En la figura 16 se muestra un resumen de la historia tectónica del occidente de Venezuela, en una secuencia a cuadros desde el Jurásico hasta el Pleistoceno, donde se representan las fallas que responden al régimen tectónico de cada época.

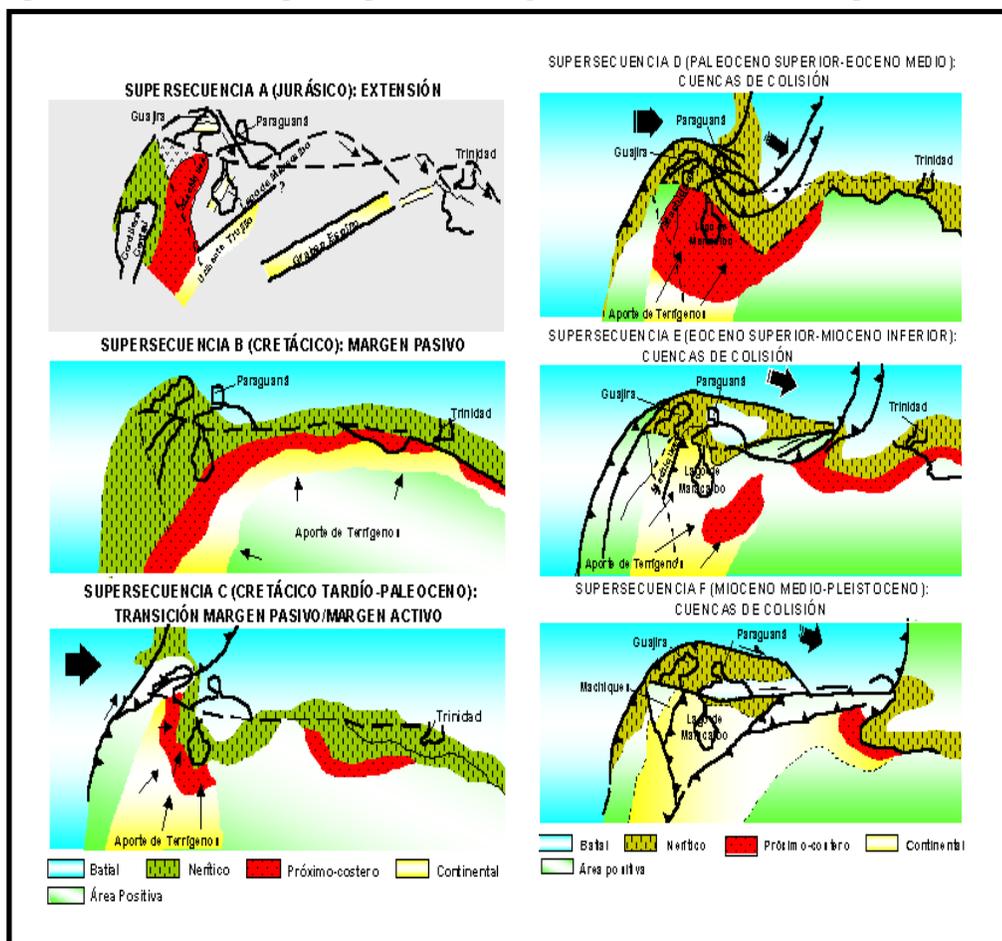


Figura 16. Resumen de la Evolución geotectónica del occidente de Venezuela. (Tomado de Hernández, 2001).

Diversidad de interpretaciones para el sistema de fallas de Icotea

La compleja historia de deformación y la poca resolución de la sísmica bidimensional disponible hasta los años noventa, dieron lugar a una gran variedad de interpretaciones y modelos para la falla de Icotea, veamos algunas de ellas:

Krause (1971): como falla normal y transcurrente sinistral con estilo floral, de plano inclinado con desplazamiento vertical de unos 914m deprimido al oeste en la zona norte y unos 487m deprimido al este en la zona sur, así como también una transurrencia de 16km.

Audemard (1991): falla inversa que involucra basamento y genera una zona triangular en la cobertura

Lugo (1992): como falla normal, desde el Jurásico hasta el Eoceno Medio, y desde el Eoceno Superior hasta el Mioceno transpresivo sinistral, con un período pasivo intermedio. Las evidencias son las siguientes:

- a) fallamiento normal en echelon NO-SE que afecta solo los niveles pre-discordancia
- b) en mapas, las trazas de las fallas son rectilíneas y continuas en toda su extensión, zona de falla estrecha y relativamente lineal. De extensa longitud, aproximadamente 100 Km.
- c) estructuras en flor positivas definidas en las líneas sísmicas, una estructura antiformal bordeada por fallas que ascienden divergentemente a niveles superiores y con desplazamientos verticales inversos
- d) estructuras contraccionales (restraining bends) y extensionales (releasing bends o pull apart) en cambios de rumbos destrales y sinestrales respectivamente. En sistemas transpresionales el movimiento principal de las fallas puede saltar de una a otra paralela dependiendo de cuán larga sea la superposición de sus extremos; en el caso de la falla Icotea el desplazamiento salta a la falla VLE-400, quien absorbe el mayor movimiento sinistral, y

e) desplazamiento vertical tipo tijera. La parte norte presenta el bloque deprimido al oeste, mientras que al sur lo hace al este, con una sección intermedia de desplazamiento vertical prácticamente nulo

Otra característica típica de las fallas de rumbo es la terminación en estructuras del tipo “cola de caballo”, las cuales dependiendo de la orientación pueden ser compresivas o distensivas. En la falla Icotea las terminaciones son compresivas.

Dada la longitud de la falla Icotea y su distancia a la falla de Oca se calcula un máximo desplazamiento de 2 Km.

Adicionalmente, usando un modelo hipotético de asimetría en las estructuras en flor, se calcularon 15° de rotación en sentido horario para los bloques entre fallas. El eje central de rotación está cercano a la parte media de la falla Icotea, el ángulo de rotación, está limitado entre la traza original y la más joven.

Delgado (1992): falla de compresión, falla inversa que involucra basamento y genera una zona triangular en la cobertura

Bueno y Zubizarreta et al. (1992); Roberto et al. (1993): estructura de inversión, falla normal invertida

Gracias a su calidad, la sísmica tridimensional reciente ha permitido aclarar algunos aspectos más controversiales de la evolución estructural del área. He aquí algunas de esas interpretaciones:

Arminio et al. (1994): transcurrencia sinistral, la transtensión se observa con claridad en los grábenes de Lama y Lago Centro.

Link et al. (1994): transcurrencia sinistral, se observan zonas muy lineales con evidencia de transpresión en el Bloque I. La cantidad de desplazamiento transpresional no puede ser determinada en el Bloque I.

Bueno et al. (1996): rotación de bloques, con transcurrencia sinistral, falla Icotea es un semigraben invertido por transpresión.

Geología Estructural del área de estudio

En particular, el marco estructural del área VLA-62 sin lugar a dudas está asociado al sistema de fallas Icotea. La falla de Icotea divide al Bloque I en dos flancos, llamados Flanco Este (levantado) y Flanco Oeste (deprimido).

En esta área existen fallas inversas paralelas a Icotea, que dividen el área en dos anticlinales de rumbo suroeste - noreste. Estos dos bloques son muy diferentes en profundidad, buzamiento e hidrocarburo. El más interno es el más alto, y se ha evidenciado que posee gas, y el más externo petróleo. La falla más externa coincide con la demarcación del contacto agua – petróleo original. A su vez, existen fallas normales en dirección noroeste – sureste (Sifontes et al, 1996).

Marco estratigráfico

A continuación se describe la sección estratigráfica de la cuenca de Maracaibo, la cual está caracterizada en tiempo geológico entre el Jurásico y el Holoceno, en donde se reflejan cambios eustáticos y cambios estructurales (Briceño, 1999).

En la figura 19 se muestra una columna generalizada de la cuenca de Maracaibo.

Jurásico

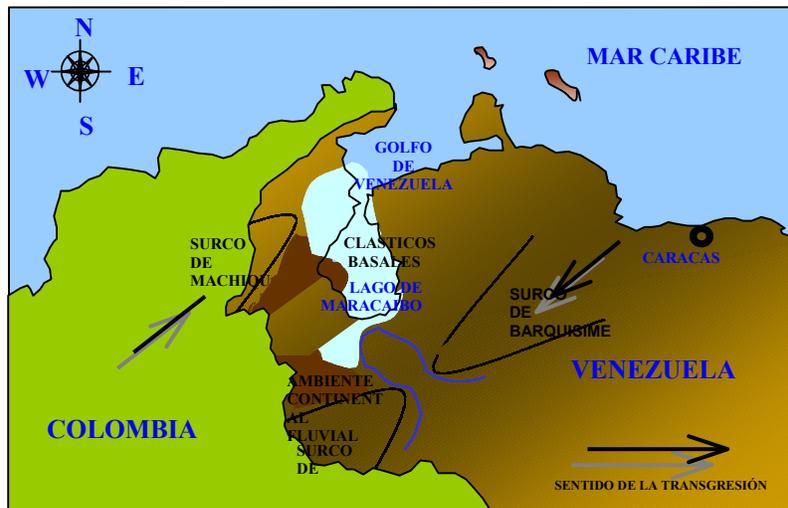
Este intervalo está representado por la depositación de las espesas secuencias vulcano - clásticas continentales de la Formación La Quinta (De Toni et al, 1994), estas rocas están distribuidas en los grábenes jurásicos, tal como se ilustra en la figura 14.

Cretácico

Al comienzo de este período (120 Ma.), se inició una transgresión marina la cual produjo la depositación de la Formación Río Negro en los surcos: Machiques, Uribante y Barquisimeto (figura 17), y con menor espesor sobre la plataforma (González de Juana et al, 1980).

POST-EOCENO	PLEISTOCENO	FORMACION EL MILAGRO			
	PLIOCENO	FORMACION ONIA			
	MIOCENO	SUPERIOR	FORMACION ISNOTU		
		MEDIO	FORMACION LA GUNILLAS	MIEMBRO BACHA QUERO	
				MIEMBRO LAGUNA	
				MIEMBRO OJEDA	
				MBRO. LAGUNILLAS INFERIOR	
		INFERIOR	FORMACION LA ROSA	MBRO. SUPERIOR	LUTITAS LA ROSA
					ARENA INTERMEDIA
	MIEMBRO BASAL (STA BARBARA)				
EOCENO	MEDIO	FORMACION MISOA	ARENAS "B"		
			B-SUPERIOR	B-6/9-10	
	INFERIOR	FORMACION MISOA	ARENAS "C"	SUPERIOR	C-1
					C-2
			INFERIOR		C-3
					C-4
					C-5
					C-6
					C-7
			B-INF	B-6/9-1	
PALEOCENO	FORMACION GUASARE				
CRETACICO	SUPERIOR	FORMACION MITO JUAN			
		FM COLON	MIEMBRO SUPERIOR		
			MEMO. SOCUY		
	FORMACION LA LUNA				
	INFERIOR	GRUPO COGOLLO	FORMACION MARACA		
			FORMACION LISURE		
			FORMACION APON		
FORMACION RIO NEGRO					
PRE-CRETACEO	FORMACION LA QUINTA ASOC. MUCUCHACHI				

Figura 17. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del lago de Maracaibo. Tomado de Hernández, 2001.



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 18. Mapa paleogeográfico del barremiense en Venezuela occidental. Tomado de Schlumberger, 1997.

La transgresión cretácica continúa en el Aptiense – Albiense (115 Ma.), traspasando la plataforma de Maracaibo (figura 19), y depositándose las calizas espesas del Miembro Tibú de la Formación Apón sobre la mayor parte de la cuenca. A finales del Aptiense, se produce la sedimentación de extensos y relativamente delgados horizontes de lutitas dolomíticas, conocidas como Miembro Guáimaras de la Formación Apón, el cual se extiende sobre la plataforma (González de Juana et al, 1980).

Durante el Albiense medio, ocurre subsidencia en el surco de Machiques, produciendo una sedimentación principalmente lutítica con mayor desarrollo de calizas sobre la plataforma conocida como la Formación Lisure (González de Juana et al, 1980).

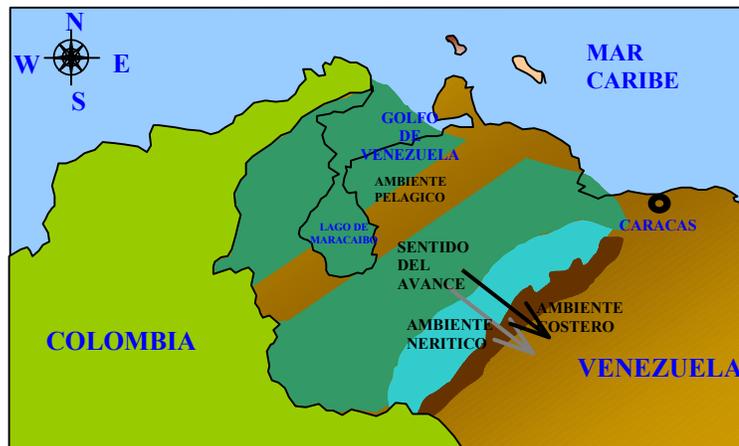
A final del Albiense, la transgresión marina rebasa al núcleo andino invadiendo la cuenca de Barinas. Se produce un mayor aporte de arenas procedente del sur, que se intercalan con calizas y lutitas: Formación Aguardiente. Más adelante, las condiciones de sedimentación se igualan y un delgado y extenso intervalo de calizas fosilíferas se sedimentó sobre la plataforma de Maracaibo y los Andes Venezolanos: Formación Maraca (González de Juana et al, 1980).



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 19. Mapa paleogeográfico del aptiense - albiense en Venezuela occidental. Tomado de Schlumberger, 1997.

En la provincia pelágica (figura 20), que se extiende desde la región de la Guajira, la Plataforma del lago de Maracaibo, la depresión del Táchira, el flanco noroeste de los Andes Venezolanos y la depresión de Barquisimeto; se depositaron lutitas negras calcáreas y calizas de ambiente marino, frecuentemente en condiciones euxínicas de fondo, verdaderas trampas de materia orgánica: Formación La Luna (González de Juana et al, 1980). Ningún evento importante de deformación perturbó las unidades cretácicas durante su sedimentación (De Toni et al,1994).



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 20. Mapa paleogeográfico del Cenomaniense - Santoniense en Venezuela Occidental. Tomado de Schlumberger, 1997.

La regresión subsiguiente al período de transgresión máxima, no se produce de modo inmediato, depositándose sobre La Luna, durante el Campaniense (80 Ma.) los miembros Tres Esquinas y Socuy de la Formación Colón. La sedimentación de Colón fue rellenando la cuenca hasta el Maastrichtiense tardío (figura 21), durante el cual aparecen intervalos arenosos, que en algunas partes de la cuenca se conocen con el nombre de la Formación Mito Juan, columna protectora de los hidrocarburos encontrados en las formaciones cretácicas (González de Juana et al, 1980).



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 21. Mapa paleogeográfico del Maastrichtiense en Venezuela Occidental.

Paleoceno

Durante el Paleoceno, la litología más característica de la Provincia de Plataforma está representada por la Formación Guasare. La profundización de los ambientes marinos hacia la provincia de surcos (figura 22), ocasiona la desaparición de la Formación Guasare hacia ésta, sedimentándose turbiditas de la Formación Trujillo (González de Juana et al, 1980).



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 22. Mapa paleogeográfico del Paleoceno en Venezuela Occidental. Tomado de Schlumberger, 1997.

Eoceno

Entre el Eoceno temprano y tardío se reconocen tres dominios sedimentarios en la cuenca de Maracaibo. Tal como se aprecia en la figura 23, el primero está localizado en el área suroeste y sur de la cuenca, caracterizado por sedimentos continentales de la Formación Mirador. El segundo tiene características fluvio – deltaico en la parte central de la cuenca, en los cuales se reconocen llanuras deltaicas, canales distributivos y el frente del delta, y es reflejada en la arenisca – limosa de la Formación Misoa (Briceño, 1999).

La Formación Misoa de Edad Eoceno, posee las areniscas que constituyen los yacimientos de petróleo más importantes de la Cuenca del lago de Maracaibo.

La Formación Misoa se puede definir como una sección de areniscas cuarcíticas de color gris claro en capas compuestas por lentes, con intercalaciones de lutitas laminadas, micáceas y carbonosas, en el área del lago se encuentran capas delgadas de calizas en la parte inferior que representan la unidad C-7 (Torres, 2000).

La Formación Misoa está caracterizada por más de 15000 pies de areniscas y lutitas, que han sido subdivididos en ciclos informales o secuencias llamadas Arenas B y C. El tercer dominio se encuentra al este y consiste de las lutitas marinas profundas de la Formación Paují. La Formación Paují registra una mayor transgresión

sobre las ya depositadas arenas de la Formación Misoa. Hacia el sureste de la cuenca, el espesor de esta unidad puede ser mayor de 5000 pies. Al este de la línea de la costa actual del lago de Maracaibo, hay intervalo de arenisca con espesores sobre los 200 pies que representan los depósitos basales del sistema transgresivo llamado Arenas A (Briceño, 1999).

En el Flanco Oeste los estratos de la Formación Misoa, están mejor preservados que en el Flanco Este, ya que se observan hasta las secuencias de las arenas B, que se encuentran erosionadas en el Flanco Este.



Tomado de Schlumberger

Figura 23. Mapa paleogeográfico del Eoceno temprano y medio en Venezuela Occidental

Durante el Eoceno tardío ocurre un nuevo pulso orogénico creando una interrupción en la sedimentación y erosión que remueve un gran espesor de la sección (Briceño, 1999).

Oligoceno

En la cuenca el Oligoceno (figura 24) está representado por la Formación Icotea, la cual se encuentra rellenando depresiones de la superficie Eocena erosionada (González de Juana et al, 1980).

Mioceno

Al comienzo del Mioceno la cuenca se caracteriza por una transgresión marina dentro de los límites del lago de Maracaibo. En ella se depositó la Formación La Rosa, cuya

base está representada por un intervalo arenoso conocido como Miembro Santa Bárbara, de particular interés petrolífero (figura 25). En el estado Trujillo, la Formación La Rosa puede ser equivalente, al menos parcialmente, de la Formación Palmar (González de Juana et al, 1980).



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 24. Mapa paleogeográfico del Oligoceno en Venezuela Occidental.

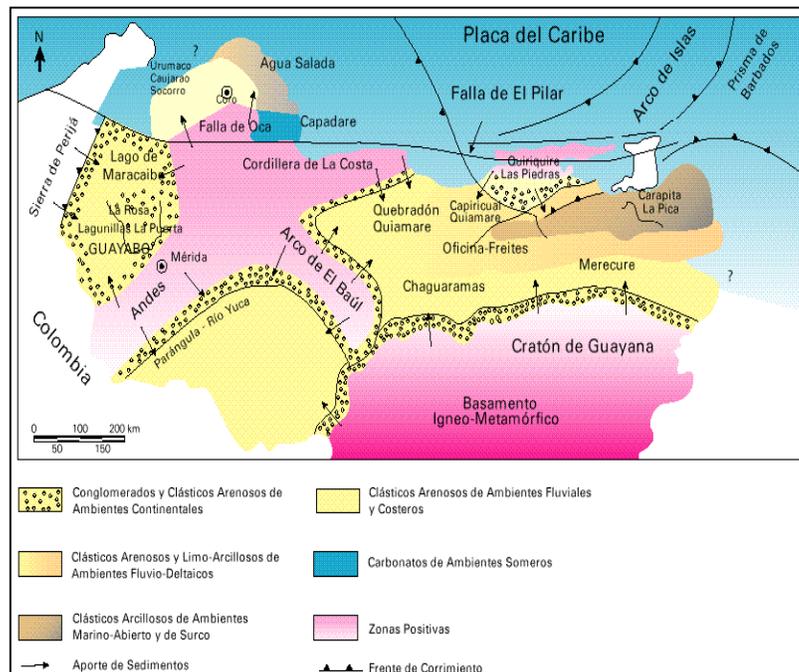


Figura 25. Marco Geológico para la Sedimentación en Venezuela durante el Mioceno-Plioceno. Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental. Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

La transgresión sólo tuvo lugar durante la mitad inferior del período de depositación de la Formación La Rosa, y pasado este, muestra características regresivas hasta interdigitarse en varios lugares con sedimentos de la Formación Lagunillas suprayacentes, la cual constituye otra de las grandes formaciones petrolíferas de la Cuenca de Maracaibo. Lagunillas es un miembro de lutitas fosilíferas que marcan la extensión máxima de la transgresión. La sedimentación más joven de Lagunillas, representa el comienzo de la sedimentación continental en la Cuenca de Maracaibo, que perdurará hasta nuestros días (González de Juana et al, 1980).

Durante el Mioceno tardío en la cuenca del lago de Maracaibo se depositó la Formación La Puerta, con intercalaciones marinas de menor espesor; también en algunas zonas se depositó la Formación Isnotú.

En la región del flanco Norandino de Trujillo, en posición discordante sobre la Formación Paují, se encuentra la Formación Palmar (areniscas de grano fino intercalado con arcillas y limolitas), y sobre ésta, las formaciones Isnotú y Betijoque alcanzan su mejor desarrollo (González de Juana et al, 1980). Estas dos últimas formaciones se extienden discordantemente sobre la Formación Paují en el área de la Serranía de Trujillo.

Plioceno

En el Plioceno, las cuencas de Maracaibo y Falcón, se van rellenando con sedimentos de mayor influencia continental de la Formación Onia (Briceño, 1996), tal como se ilustra en la figura 26.



Tomado de Schlumberger (1997)

Figura 26. Mapa paleogeográfico del Plioceno en Venezuela Occidental

Pleistoceno

Durante el Pleistoceno, el lago de Maracaibo estuvo sometido a oscilaciones en su nivel de agua, como consecuencia de las glaciaciones que influenciaron las condiciones climáticas; hay una retirada de los mares y la sedimentación en su mayoría continental, queda expuesta a la meteorización, representada por los depósitos de la Formación El Milagro (Briceño, 1996).

Historia y desarrollo de hidrocarburos en la Cuenca de Maracaibo

El resultado de una gran cantidad de estudios geoquímicos en la Cuenca del lago de Maracaibo indica que la principal roca madre pertenece al Cretácico y de ellas la más importante es la Formación La Luna, se ha estimado que esta formación posee un contenido de material orgánico entre 1 y 10% depositados en ambientes marinos anóxicos y su materia orgánica no presenta estructuras internas (Briceño, 1999).

En el orden cronológico, la primera área donde hubo generación de hidrocarburos (cocina del petróleo), en la Cuenca del Lago de Maracaibo se encuentra ubicada en la parte nororiental de la misma, donde tuvo lugar la máxima subsidencia del Eoceno. Esta subsidencia causó la maduración principalmente de la roca madre del Cretácico y la generación de petróleo y posteriormente de gas (Briceño, 1999).

Basándose en reconstrucciones paleoestructurales, se postula que los hidrocarburos formados en esa época migraron hacia el suroeste, acumulándose temporalmente a lo largo de una franja paralela a la cocina (Briceño, 1999).

El basculamiento de la cuenca de Maracaibo provocó, además, el establecimiento de condiciones favorables para la generación de hidrocarburos en una segunda cocina, restringida inicialmente al extremo occidental de la cuenca en el Mioceno temprano, y la cual se fue extendiendo gradualmente hacia el noreste, hasta cubrir casi totalmente la cuenca, produciendo la maduración de la roca madre Cretácica en las mismas (Briceño, 1999).

A raíz del basculamiento de la cuenca en el Mioceno, al producirse el levantamiento de la parte noreste de la cuenca, los hidrocarburos remigraron en esa dirección y dieron lugar a las grandes acumulaciones de los campos de la Costa Bolívar en formaciones clásticas del Eoceno y Mioceno (Briceño, 1999)

Hoy en día, la mayor parte de la Formación La Luna ha alcanzado suficiente madurez para la generación de hidrocarburos. La distribución actual de la ventana de

petróleo y gas del sistema petrolero de la Formación La Luna, se muestra en la figura 27.

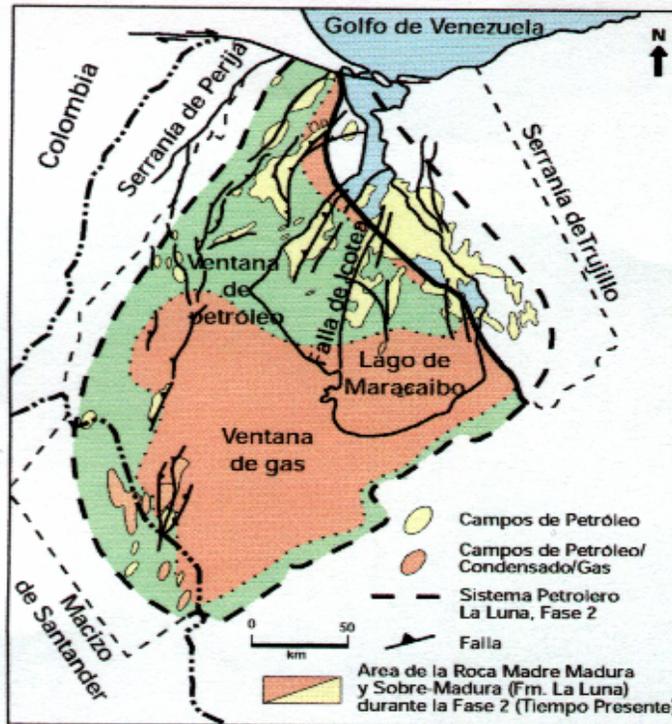


Figura 27. Sistema petrolero definido en la Cuenca de Maracaibo, Roca Madre Formación La Luna, al tiempo presente. Tomado de WEC-Schlumberger, 1997.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Tipo de investigación

La investigación realizada se clasificó de tipo descriptiva, ya que a partir de los resultados obtenidos, se realiza una descripción del marco estructural del área VLA-62.

Según Hurtado (2000), la descripción tiene como objeto central lograr la descripción o caracterización del evento dentro de un contexto particular. También se le define como la representación de hechos o eventos por medio del lenguaje, de modo tal que al leer o escuchar las expresiones verbales, se puede evocar el evento representado o figurado.

Una descripción descriptiva puede ir orientada a:

- Captar la presencia de un evento en un contexto. (fallas, trampas de hidrocarburos, etc.)
- Caracterizar globalmente el evento de estudio o enumerar sus características. (Rumbo, buzamiento, etc.)
- Identificar las formas o modalidades bajo las cuales aparece el evento. (fallas de ángulo alto o ángulo bajo, sellantes o no sellantes, inversas, normales, transcurrentes, etc.)
- Identificar y clasificar eventos dentro de un contexto. (fallas principales, secundarias, etc.)
- Detectar cuantas veces aparece un evento, o con cual intensidad, así como donde aparece, cuando y quienes participan en él. (fallamiento normal en la falla Icoatea, que aparece en el Jurásico, causado por la ruptura de Pangea,

reactivación de fallas con movimientos invertidos así como la aparición de nuevas fallas inversas debido a la compresión causada por la orogénesis Perijanera y Andina, etc.)

- Describir el desarrollo o los procesos de cambio en un evento a lo largo del tiempo. (fallas que originalmente son normales y luego se reactivan de manera inversa)

Los diseños de la investigación descriptiva responden a tres criterios fundamentales: la perspectiva temporal, la fuente de donde provienen los datos y la amplitud del foco (Hurtado, 2000). Los criterios de los cuales se partió para elegir el tipo de investigación descriptiva fueron los siguientes:

Según el criterio de perspectiva temporal:

Descriptivos retrospectivos secuenciales: en este diseño el objetivo es describir como fue variando a lo largo del tiempo un evento que aconteció en una época pasada y reconstruye su proceso evolutivo mediante descripciones (Hurtado, 2000).

Según el criterio de contexto o las fuentes de donde provienen los datos:

Descriptivos de campo: se denominan así a las investigaciones cuyo propósito es describir un evento de fuentes vivas o directas, en su ambiente natural, es decir, en el contexto habitual al cual ellas pertenecen, sin introducir modificaciones de ningún tipo a dicho contexto. En este diseño lo que se pretende es captar el evento en su medio, por lo que puede equipararse a una “fotografía” de la situación de estudio. Este tipo de diseño presenta un panorama del estado de uno o más eventos en una población (Hurtado, 2000). En este caso se usa el cubo sísmico como la “fotografía del subsuelo”.

Equipos y programas utilizados

La interpretación sísmica estructural y la aplicación de atributos estructurales y sísmicos, se realizaron en una estación de trabajo ***Sun Microsystems™ Ultra 60***, bajo ambiente de trabajo ***LandMark™***. Dentro de la amplia gama de aplicaciones que existen dentro de esta plataforma, se utilizó ***Log Edit™*** para realizar la edición de las curvas a utilizar en la realización de los sismogramas sintéticos; se usó ***Syntool™*** aplicación que permite construir el sismograma sintético; se utilizó ***StratWork™***, para la realización de secciones estructurales, se utilizó ***SeisWorks 3D™***, aplicación que permite desplegar el mapa del área del levantamiento sísmico, la información del cubo de información sísmica en forma de cortes, produciendo paneles en dos dimensiones, denominados trazas y líneas, el despliegue de la proyección de los pozos perforados en el área, registros, topes formacionales, desviaciones de los pozos y coordenadas de posicionamiento. La aplicación permite interpretar los horizontes y fallas, existentes en el cubo de información sísmica. La aplicación ***Earth Cube™***, permitió mostrar los horizontes y fallas interpretadas en tres dimensiones. ***StratAmp™*** y ***PAL™***, aplicaciones para la extracción de atributos sísmicos a partir de los horizontes interpretados. ***Rave™*** para calcular la correlación de los atributos obtenidos con los datos petrofísicos. Se utilizó la aplicación ***Z-Map Plus™*** para la realización de los mapas en profundidad.

Se usó el ***Oil Field Manager™ (OFM™)***, para obtener reportes y mapas de producción acumulada de petróleo, agua, gas, etc., entre otras aplicaciones, de los yacimientos o pozos específicos.

Levantamiento sísmico utilizado

El levantamiento sísmico utilizado fue el denominado ***LagoMar 3D Merge***, que es el resultado de la integración y reprocesamiento de 4 levantamientos sísmicos,

que juntos cubren el área de Lagomar (Bloques I, II y XII), la ubicación espacial de estos tres Bloques se ilustra en la figura 28. Estos levantamientos son el BLQ I, adquirido por la compañía Western Geophysical, una división de Western Atlas International Inc. , en 1990; El BLQ I-OESTE, BLQ II y BLQ XII, los cuales fueron adquiridos por PGS Tensor Geofísica C.A., en junio de 1994. Por último, estos levantamientos fueron integrados y reprocesados por VERITAS en los años 1997 y 1998. El resultado de esta integración se muestra en la figura 29.

Durante la adquisición de los datos se encontraron problemas debido a las corrientes en el lago, velocidades del viento, capa de lodo, entre otros. Esto produjo ruido no coherente y caracterizado por bajas frecuencias y alta amplitud. Por otro lado, el mejoramiento de la relación señal / ruido con el aumento de la cobertura, no mejoró el contenido de altas frecuencias ya que su contenido fue bajo (TECNOSINERGIA, 1998).

Finalmente, los datos cargados en el proyecto sísmico están en el formato de 8 BIT.

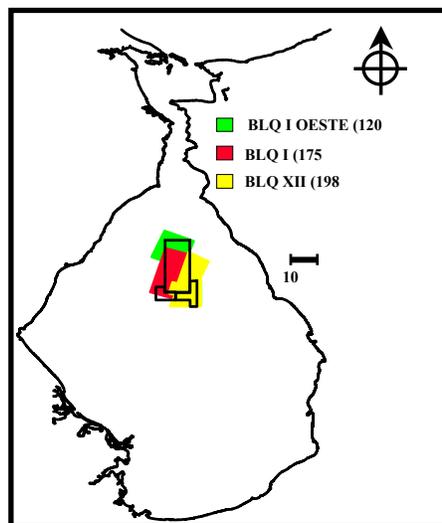


Figura 28. Levantamientos sísmicos 3D realizados en Bloque I, II y XII. Tomado de Hernández, 2001.

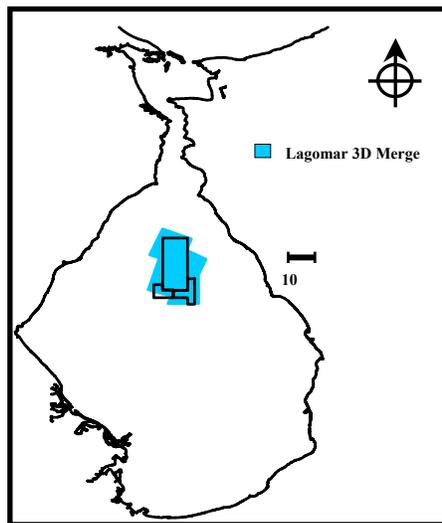


Figura 29. Ubicación del levantamiento sísmico Lagomar 3D-Merge. Este “Merge” cubre un área total de 493 Km². Tomado de Hernández, 2001.

Metodología para la interpretación sísmica estructural

Recopilación de datos

Se procedió a reunir todos los datos necesarios para realizar la interpretación sísmica estructural, entre estos se encuentra: la información bibliográfica existente, la base de datos geológicos de pozos, registros petrofísicos, registros de sísmica de pozos (tiros de verificación o *check shots*) para la construcción de gráficos Tiempo-Profundidad (curvas T-Z) y la discusión sobre los horizontes geológicos a interpretar.

Entre la bibliografía consultada para guiar la recolección de información figuran: “La auditoría de la información disponible para el yacimiento VLA-62” (Ramones, 1996) y “Lago de Maracaibo y Costa Oriental Informe I: Bloques I, II, VIII, IX, X, XII y XIV, Recopilación de WST” (Díaz, 1990).

La metodología de trabajo usada para la interpretación 3D se presenta en forma esquemática en la figura 30.

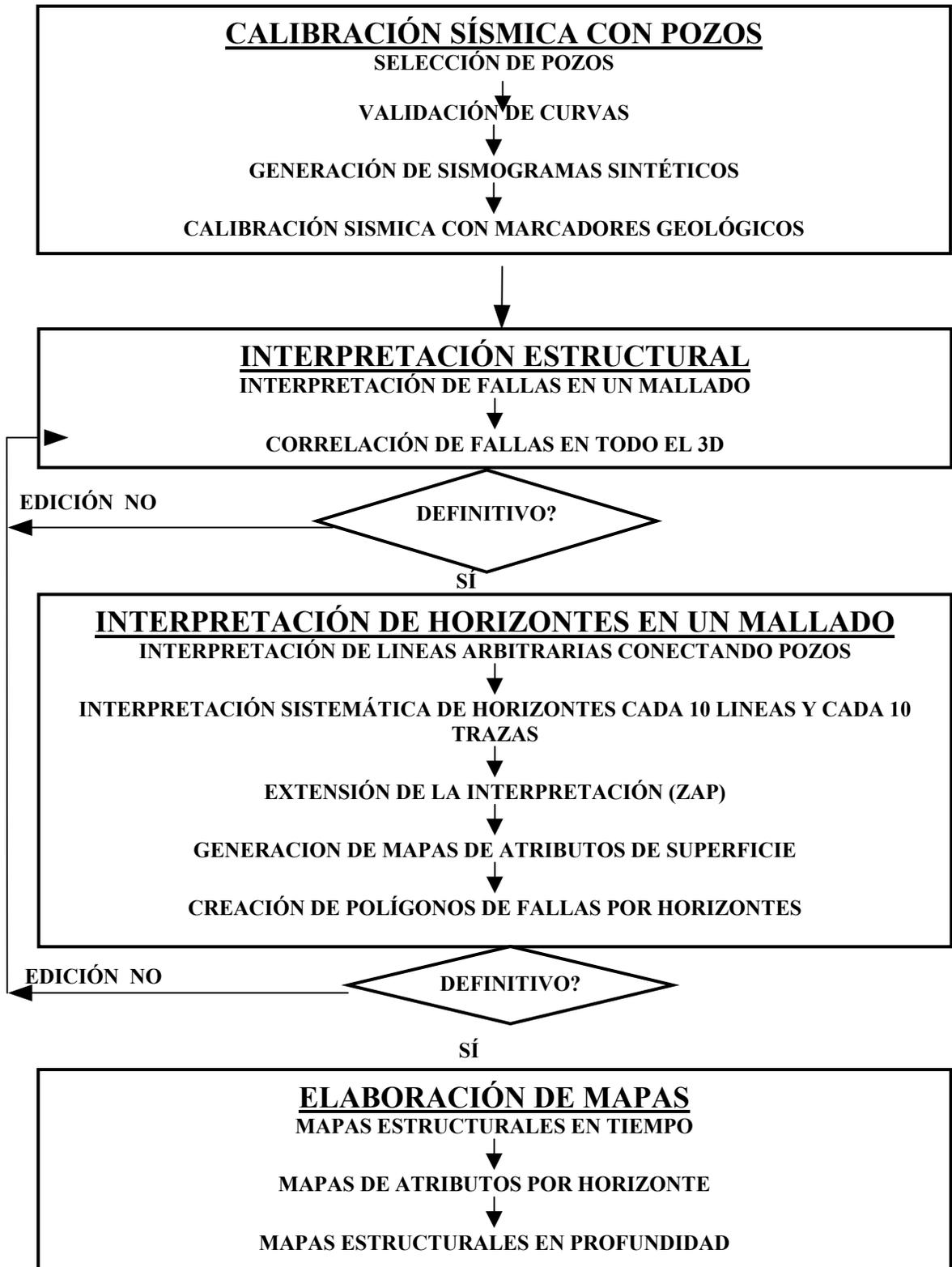


Figura 30. Esquema de la Interpretación 3D

Calibración sísmica - pozos

Selección de pozos

Antes de comenzar un proyecto de interpretación sísmica es necesario invertir un determinado tiempo en verificar la información de pozos que se dispone, topes formacionales, curvas (especialmente T-Z, sónicos, *gamma ray*, densidad, resistividad y *caliper*) y revisar que todos estos estén cargados en la base de datos. Por esto, surge la idea de agrupar los pozos con registro sísmico en listas y editarlos, de manera de ahorrarle tiempo a los intérpretes a la hora de revisar o comenzar una interpretación.

Para generar las listas, se buscaron todos los pozos del área y sus alrededores, con registros sónicos, densidad, *gamma ray*, *caliper*, resistividad y T-Z (*check shot*), en las bases de datos disponibles, y revisar que estuvieran cargados en el proyecto (*OpenworksTM*). Una vez cargados los pozos, se agruparon en listas que fueron nombradas de la siguiente manera: Area_62.

La ubicación espacial de los pozos con estos registros se muestra en la figura 31, también se representan curvas de isovelocidades obtenidas a partir de las curvas T-Z y a su vez estas curvas se utilizaron para asignar las tablas T-Z a los pozos.

Se encontraron nueve (9) pozos para realizar los sismogramas sintéticos, que poseen registros sónicos y densidad, de los 9 pozos, 5 poseen T-Z, y se señalan con un asterisco (*). Estos pozos fueron los siguientes:

VLA0711	VLA0724*	VLA0734*
VLA0745*	VLA0749*	VLA0765
VLA0771*	VLA0834	VLA1114

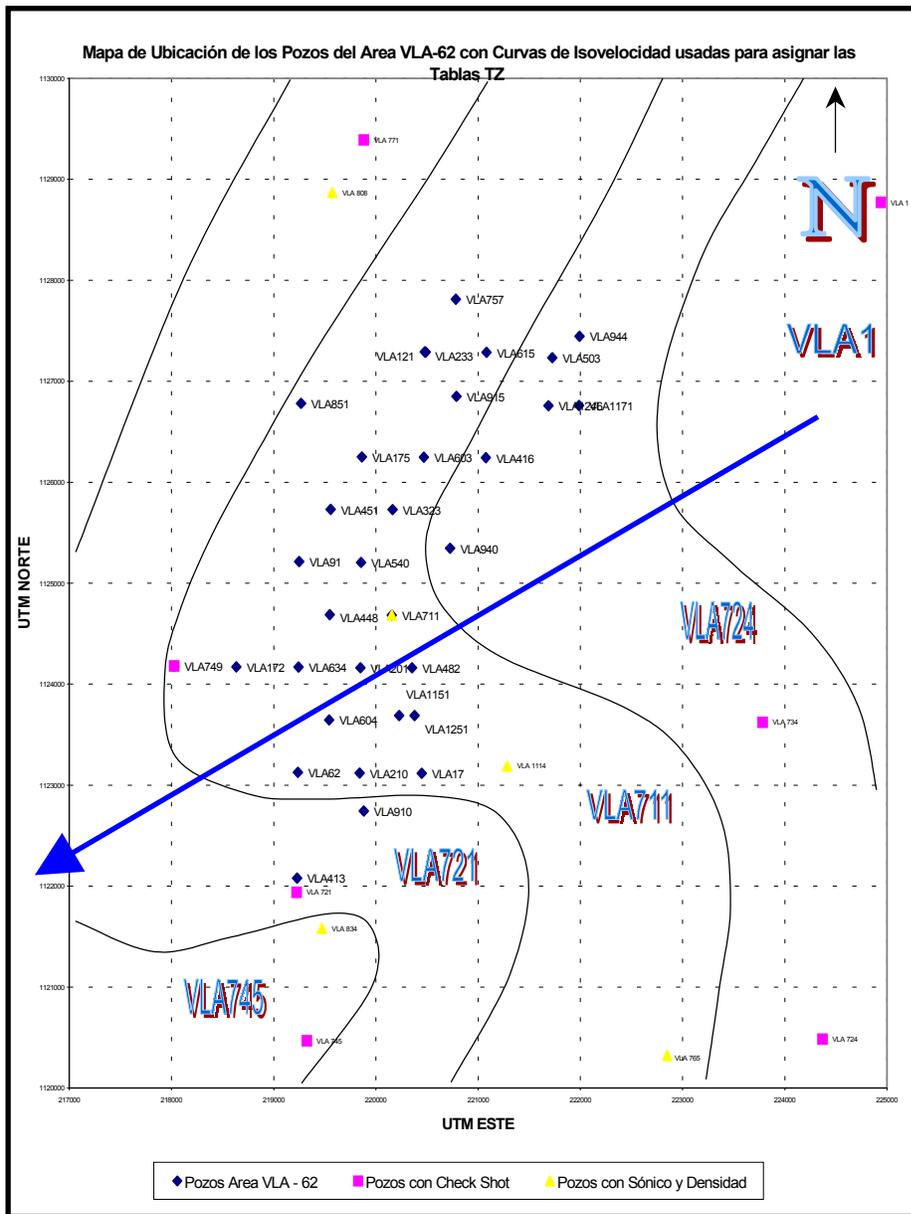


Figura 31. Mapa de ubicación de los pozos del área VLA-62, de los pozos con registros sísmico y densidad, y los pozos con T-Z, también se representan curvas de isovelocidad, la velocidad aumenta desde el noroeste hacia el sureste como lo indica la dirección de la flecha.

Validación y edición de curvas

Para validar las curvas se buscaron las carpetas de los pozos con los registros originales en papel y se compararon con las curvas cargadas en el proyecto mediante un visualizador de curvas.

El proceso de edición de curvas fue tomado del trabajo “Edición de Registros Sísmicos y Geológicos” por Yépez (1997). Para corregir y editar las curvas utilizadas, fue necesario conocer la respuesta del área y del intervalo de interés. En la edición de curvas se siguió el siguiente procedimiento:

1. Se revisó la corrida de los registros sónico, *gamma ray*, resistividad y densidad. Se verificó si existían lecturas anómalas en las curvas y/o si fue fraccionada la corrida en varios intervalos.
2. Se verificaron las condiciones de la corrida del registro, y la presentación del mismo. Dependiendo de cómo se encuentre la curva, se editó o no.
3. Para la edición de las curvas, se utilizaron tres criterios:
 - 3.1. Se eliminaron lecturas anómalas, si había indicios de que no se debía a una respuesta real del subsuelo.
 - 3.2. Si el registro fue corrido en varios intervalos, se procedió a unirlos; una vez unidos en una sola corrida, se edita de la misma manera que se hizo en el caso anterior.
 - 3.3. Si el registro tiene “blancos” o zonas donde no hubo señal, se rellenó la zona interpolando linealmente los datos entre los pedazos de registros aislados.
4. La nomenclatura adoptada para guardar los cambios fue: (NOMBRE DEL REGISTRO)_EDIT, por ejemplo DENSITY_EDIT, y la nueva curva se guardó en la misma base de datos donde se encuentra el registro original, de manera que se puedan acceder ambas curvas.

Criterios de edición

Antes de comenzar con la edición, se cargó en el programa la información referente al proyecto de pozos, intérprete, lista de pozos y pozo con el que se trabajó; luego se creó un “*template*” (modelo) donde se desplegaron las curvas, o se escogió

uno que ya estaba hecho. El “*template*” que se utilizó para este trabajo constó de un canal para cada una de las curvas sónico, densidad, resistividad, *gamma ray* y *caliper*, en cualquiera de sus versiones, con sus correspondientes profundidades, y los topes formacionales cargados a cada pozo. Esto es con la finalidad de comparar la respuesta de las curvas entre sí.

Luego de haber creado o seleccionado el “*template*” en el cual se van a editar las curvas, se procede a la edición en sí. En este sentido se utilizaron tres criterios dependiendo del estado de la curva:

Caso 1: Edición de medidas anómalas

Hay ocasiones en las que el equipo de grabación del registro puede fallar, o que el hoyo del pozo tenga algún derrumbe. En estos casos pueden observarse medidas erróneas en la curva de los registros (picos anómalos). Estas medidas anómalas deben ser suprimidas para poder manejar la curva de la mejor manera posible.

Las curvas pueden verse con picos, en estos casos, lo primero que se hizo fue asegurarse de que los picos no eran una respuesta real del subsuelo; Para esto se comparó con los otros registros; luego se verificó la lectura del *caliper*, para verificar las condiciones del hoyo. Una vez comprobado que la lectura es una medida errónea, se procede a eliminarla.

Caso 2: Unión de curvas

Se realizó cuando un registro fue corrido en varios intervalos, entonces, fue necesario “pegarlos” en una sola curva, de manera que parezca que fue corrido en todo el intervalo de una vez.

Caso 3: Interpolar espacios dentro de una curva

Se aplicó en ocasiones en las que los registros presentaron “blancos” dentro de la traza de la curva, o bien, cuando se unieron varias curvas, y las profundidades no coincidieron.

Una vez editadas las curvas se procede a la realización de los sismogramas sintéticos, pero antes es conveniente realizar, con la información de las tablas T-Z, el

cálculo de la resolución sísmica vertical, la cual nos permitirá conocer cual es espesor mínimo que se puede apreciar en el cubo sísmico.

Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical es la separación mínima que existe entre dos interfaces para que estas puedan ser diferenciadas, el límite de resolución usado fue el Rayleigh de $\lambda/4$ que viene dado por la expresión $\lambda/4 = V_{int} / 4f_m$ donde $V_{int} = \Delta D / \Delta T$, siendo ΔD la variación de profundidad en el área de interés, ΔT la variación del tiempo sísmico en el área de interés y f_m la frecuencia media o frecuencia pico.

La figura 32 muestra el espectro de amplitud del pozo VLA-724, donde se observa que la frecuencia media es de 15 Hz, la cual es utilizada en los cálculos de la resolución vertical (tabla 3).

El espesor promedio del Mbro. Santa Bárbara de la Fm. La Rosa en el área VLA-62 es de 26 pies y el máximo espesor es de 56 pies, ambos por debajo de la resolución de la sísmica en el intervalo de la Fm. La Rosa, la cual es de 150 pies (tabla 3). Por lo tanto en este estudio no se puede realizar la interpretación del horizonte correspondiente al Mbro. Santa Bárbara.

Para la sección Eocena, se determinó que la resolución es mayor a 190 pies, tal como lo indican los cálculos realizados en la hoja de cálculo (tabla 4).

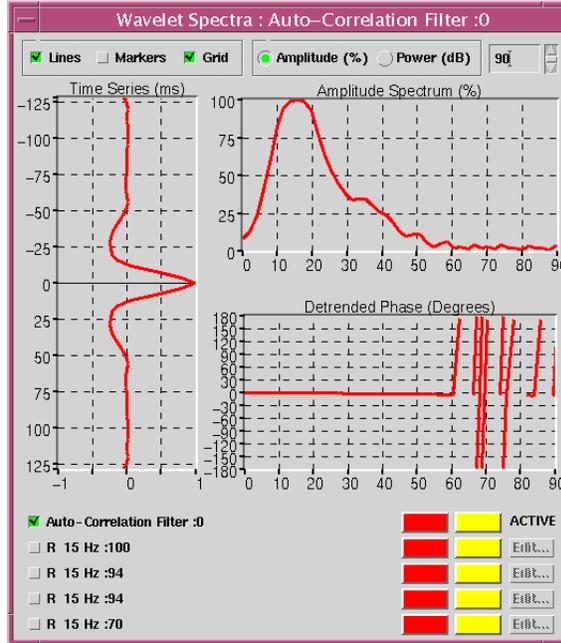


Figura 32. Espectro de Amplitud, donde se observa la frecuencia media $f_m = 15$ Hz

VLA 724				
Tope	V Int (ft/s)	F pico (Hz)	$\lambda = V \text{ Int} / f \text{ pico (ft)}$	$\lambda/4 = \text{Resolución (ft)}$
La Rosa	9212.22	15	614.15	153.54
C4	11422.04	15	761.47	190.37

VLA 734				
Tope	V Int (ft/s)	F pico (Hz)	$\lambda = V \text{ Int} / f \text{ pico (ft)}$	$\lambda/4 = \text{Resolución (ft)}$
La Rosa	8720.86	15	581.39	145.35
C4	11345.37	15	756.36	189.09

VLA 745				
Tope	V Int (ft/s)	F pico (Hz)	$\lambda = V \text{ Int} / f \text{ pico (ft)}$	$\lambda/4 = \text{Resolución (ft)}$
La Rosa	9006.61	16	562.91	140.73
C4	11845.82	16	740.36	185.09

VLA 749				
Tope	V Int (ft/s)	F pico (Hz)	$\lambda = V \text{ Int} / f \text{ pico (ft)}$	$\lambda/4 = \text{Resolución (ft)}$
La Rosa	9228.44	16	576.78	144.19

VLA 771				
Tope	V Int (ft/s)	F pico (Hz)	$\lambda = V \text{ Int} / f \text{ pico (ft)}$	$\lambda/4 = \text{Resolución (ft)}$
La Rosa	9388.23	15	625.88	156.47

Tabla 4. Hoja de Cálculo de la Resolución Vertical

Sismogramas sintéticos y calibración de los marcadores geológicos

Cualquier proceso de interpretación sísmica requiere, en primer lugar, realizar una calibración cuidadosa entre los datos sísmicos y la información de pozos a través del uso de sismogramas sintéticos. Mediante este proceso pueden identificarse el número y la naturaleza de los eventos geológicos que poseen expresión sísmica relevante en el área de estudio, de acuerdo a las características de los datos sísmicos que están siendo utilizados.

Los sismogramas sintéticos fueron generados mediante el módulo *Syntool*TM de *Landmark*. Se realizaron sismogramas sintéticos en los 9 pozos antes mencionados, utilizando una Ondícula Ricker con una frecuencia media de 15 Hz, la asignación de las tablas T-Z se realizó de acuerdo a las curvas de isovelocidades que se muestran en la figura 32. Se muestran los sismogramas sintéticos para los pozos VLA-771 y VLA-1114 en las figuras 33 y 34, respectivamente.

El carácter sísmico de los principales eventos luego de su identificación mediante los sismogramas sintéticos, se presentan en la tabla 5.

Marcador	Carácter Sísmico / “Onset”
Discordancia del Eoceno	Pico / Máximo
Tope de C-4	Pico / Máximo
Tope de C-7	Pico / Máximo
Tope de la Fm. Guasare	Valle / Mínimo
Tope del Mbro. Socuy	Valle / Mínimo

Tabla 5. Horizontes interpretados con sus respectivos caracteres sísmicos.

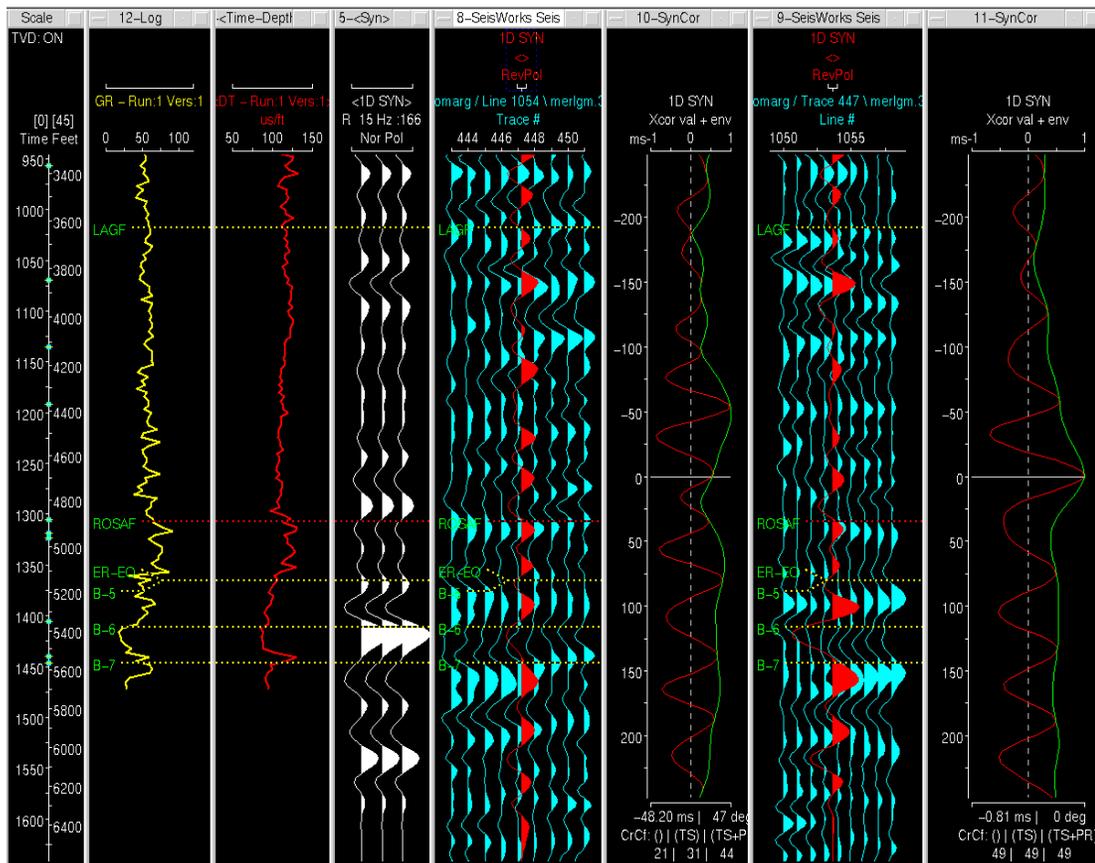


Figura 33. Sismograma sintético del pozo VLA 771. De izquierda a derecha, se tiene: escala vertical en tiempo (ms), en profundidad (ft), *gamma ray* (amarillo), sónico (rojo), curva sintética (blanco), curva sintética sobre la línea y traza que pasan por el pozo y la curva de correlación entre el sintético y la sísmica.

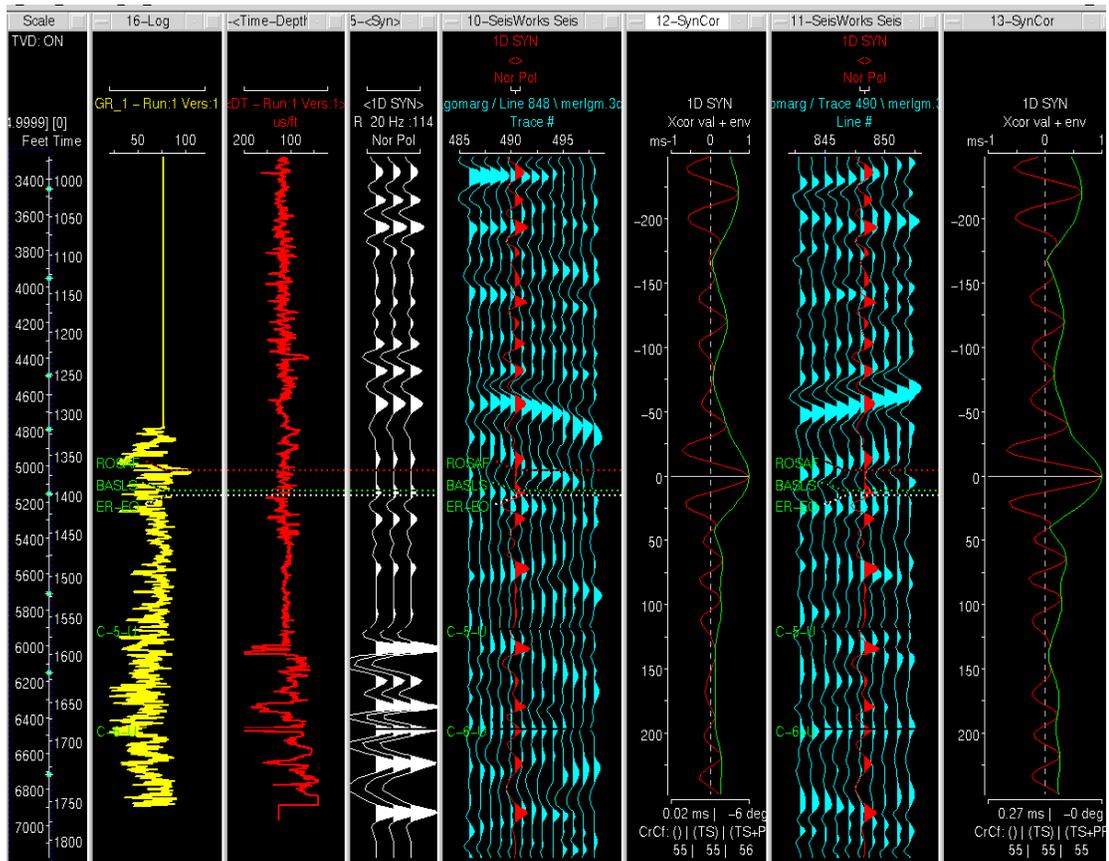


Figura 34. Sismograma sintético del pozo VLA 1114. Se observa una buena correlación entre la curva sintética y la línea o traza sísmica que pasa por el pozo.

Interpretación sísmica estructural

El proceso de interpretación sísmica estructural es un proceso iterativo donde constantemente se debe volver a atrás para editar la interpretación realizada si no se considera definitiva, esto se representa claramente en el algoritmo mostrado en la figura 30.

Interpretación de fallas

Para la interpretación de fallas fue necesario tener conocimiento previo del régimen tectónico presente en el área, además se revisó el levantamiento sísmico para determinar las fallas principales. Se identificaron los rumbos de las fallas (figuras 35, 36 y 37), y se crearon secciones sísmicas perpendiculares a estos rumbos con la

opción *animation file*, para determinar el tipo de falla y su interpretación en verdadero tamaño.

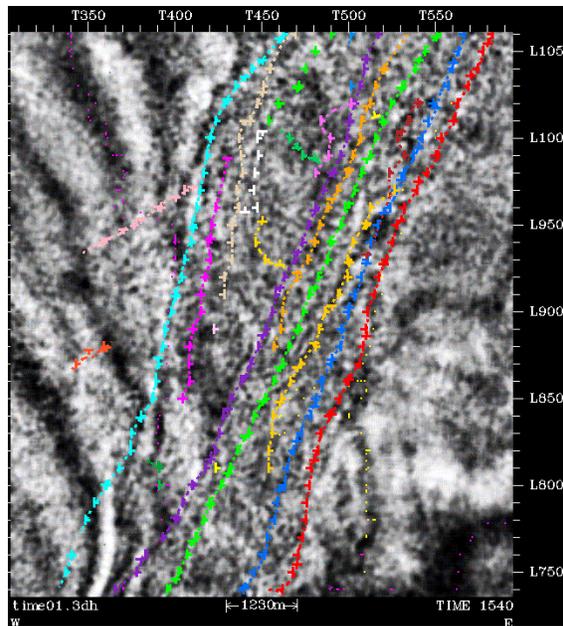


Figura 35. Corte horizontal en tiempo a 1540 ms. Se observan los rumbos de las fallas a nivel del Eoceno superior.

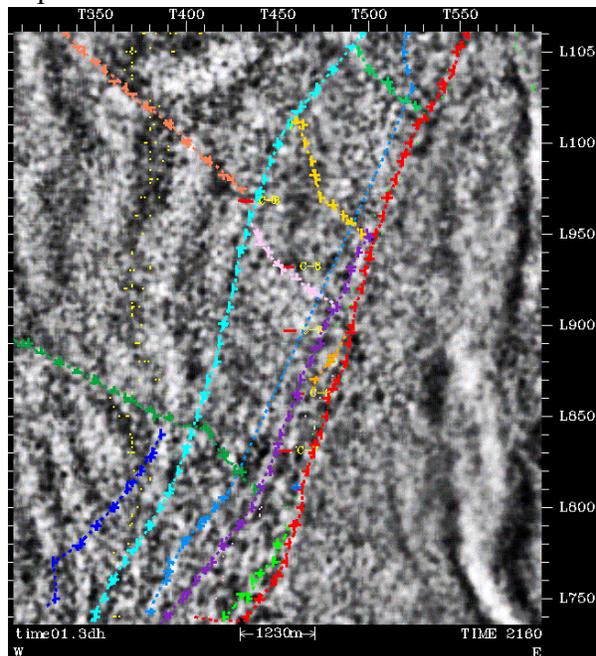


Figura 36. Corte horizontal en tiempo a 2160 ms. Se observan los rumbos de las fallas a nivel del Eoceno medio.

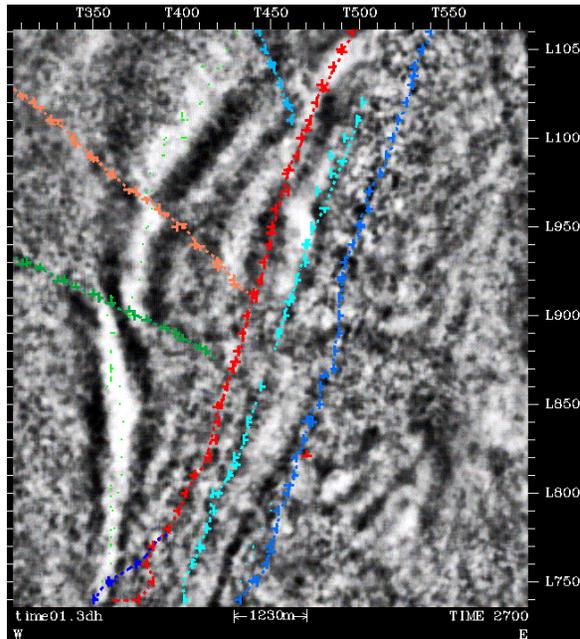


Figura 37. Corte horizontal en tiempo a 2700 ms. Se observan los rumbos de las fallas a nivel del Paleoceno.

Se correlacionaron las fallas más relevantes para esta área, ajustando las mismas de acuerdo con el proceso de triangulación. Luego de realizada la interpretación de los horizontes, se procedió a calcular los saltos de fallas para luego convertirlo en polígonos de fallas.

En la etapa de edición, con los atributos estructurales, tales como: Borde (*Edge*), Buzamiento (*Dip*) y Acimut, se corrigieron las posiciones de las fallas, se mejoró el buzamiento y la correlación de fallas, y nuevamente se realizó el cálculo de los saltos de fallas y se ajustaron los polígonos de fallas para cada horizonte.

Interpretación de horizontes

La interpretación de horizontes comenzó tomando en cuenta los 9 pozos con sismogramas sintéticos. Con estos pozos se crearon líneas arbitrarias conectadas entre los pozos, a modo de determinar la mejor correlación de los topes geológicos con los eventos sísmicos.

Para este estudio se interpretaron cinco (5) marcadores geológicos, los cuales fueron: Discordancia del Eoceno, Topes de las unidades C-4 y C-7, de la Fm. Misoa,

Discordancia del Paleoceno (Formación Guasare) y el Mbro. Socuy de la Fm. Colón, con la finalidad de estudiar gran parte de la columna estratigráfica. En la figura 38 se muestra la excelente correlación entre la sísmica y el pozo VLA-0711, donde se aprecian todos los marcadores a interpretar.

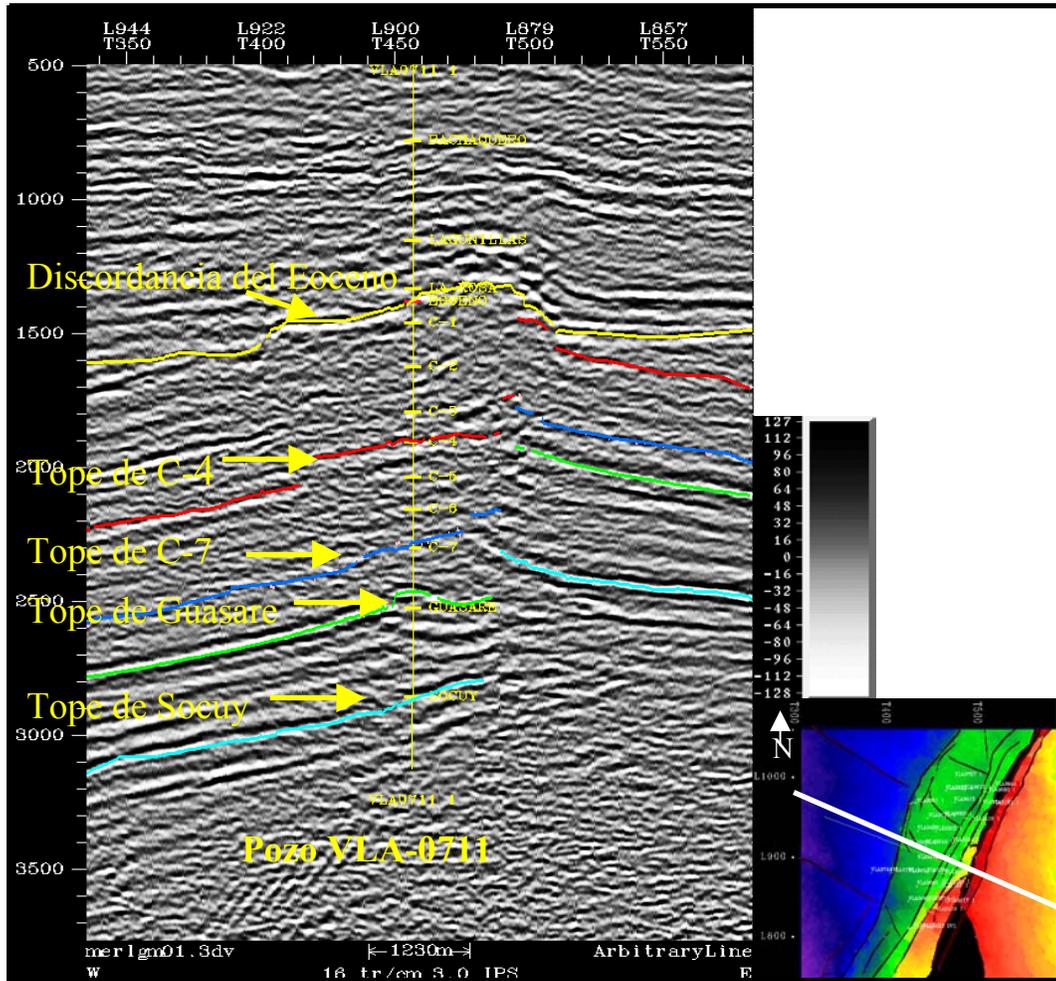


Figura 38. Sección arbitraria NW-SE, donde se observa la excelente correlación entre el pozo VLA-0711 y la sísmica. Con el color amarillo se observa el horizonte de la Discordancia del Eoceno, con el color rojo el tope de C-4, con el azul el tope de C-7, con el verde el tope de Guasare y con el azul claro el tope de Socuy.

Se tomó en cuenta la posición de los marcadores en los pozos, para así, seleccionar los horizontes a interpretar. A éstos se les define el carácter sísmico de la ondícula (máxima, mínima y cero).

Se utilizó el “*autodip*” para la interpretación de todos los horizontes en el área, debido a que el buzamiento de los horizontes en el área es alto.

En la discordancia del Eoceno se observa Truncamiento Erosional (*Erosional Truncation*), es decir, la terminación de reflectores sísmicos inclinados del Eoceno contra la superficie discordante suprayacente del Mioceno menos inclinada. Además, las rocas depositadas durante el Mioceno presentan un fuerte contraste de densidad con respecto a las rocas depositadas durante el Eoceno, por lo tanto este marcador se caracteriza además por ser un buen reflector sísmico. El tope de la Fm. Guasare fue escogido basándose en que representa el tope erosionado de Paleoceno y además es un buen marcador sísmico, igual que el tope del Mbro. Socuy de la Fm. Colón.

Una vez que se amarraron los pozos a los marcadores fuertes (ER-EO y ER-PC) que a su vez enmarcan a la sección Eocena, se escogieron los topes de C-4 y C-7 pertenecientes a la Fm. Misoa, de acuerdo a lo que indicaron los marcadores geológicos en los pozos.

Después de haber identificado los reflectores de cada horizonte, se empezaron a interpretar los horizontes semillas dentro de las ocho líneas arbitrarias, donde existen pozos con sismogramas sintéticos. La interpretación se realizó cada 10 líneas (dirección este - oeste) y cada 10 Trazas (dirección norte – sur) siendo consistentes con las líneas arbitrarias, obteniéndose un mallado de 300 m x 300 m, para cada horizonte; en la figura 39 se muestra un ejemplo de la malla interpretada.

Para la interpretación de los horizontes se tomaron en cuenta todos los pozos del área y los pozos más cercanos de las áreas circunvecinas, asignándole a cada uno de ellos, la ley de velocidad del pozo más cercano, con la finalidad de poder correlacionar los marcadores con la sísmica.

Elaboración de mapas

Elaboración de mapas en tiempo

Una vez realizada la interpretación de los horizontes, se procedió a realizar la extensión empleando el *ZAP!™*, considerando los parámetros del “*Tracking*” hasta completar la interpretación en el resto del área

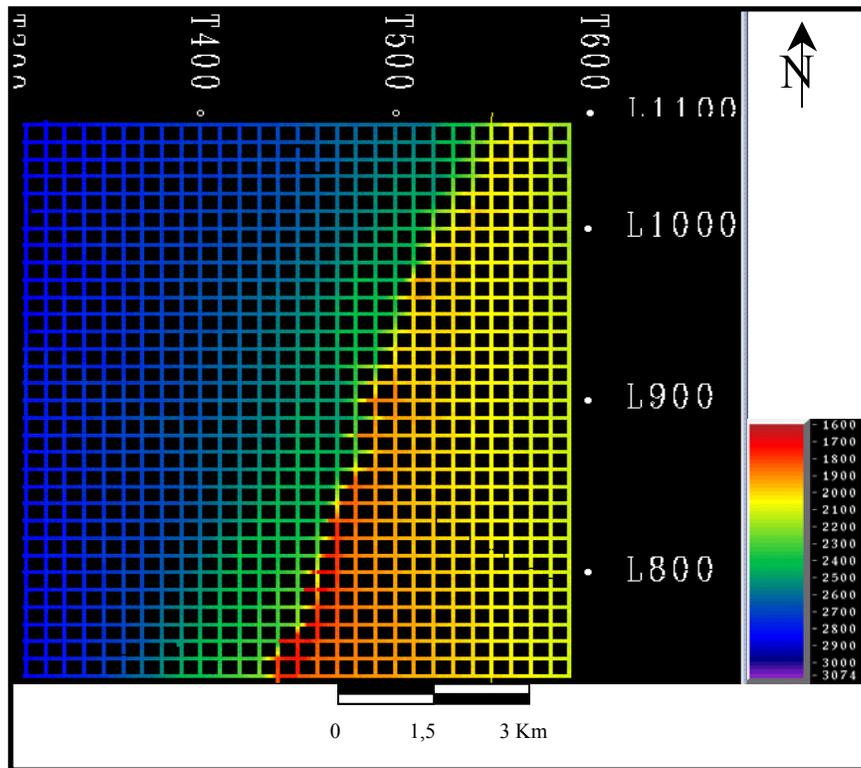


Figura 39. Malla de la Discordancia del Paleoceno (Fm. Guasare). Ejemplo de malla de interpretación usado para cada horizonte

Parámetros de *Tracking*:

Método: Simple

Porcentaje (*score*) 80%

Salto (*jump*) máximo: 20 (ms)

Con esta última información se procedió a calcular los mapas de atributos de superficie como son: buzamiento (*Dip*), acimut y borde (*Edge*).

Todos estos mapas se muestran en el siguiente capítulo de resultados y análisis de resultados.

Extracción de atributos de superficie

Los mapas de atributos de superficie son unas herramientas poderosas para la interpretación estructural. Con la ayuda de los mapas de atributos de superficie

(mapas de buzamiento y acimut) y los cortes horizontales en tiempo, se confirmaron las alineaciones para cada uno de los horizontes y se descubrieron nuevas alineaciones.

Los cortes horizontales en tiempo fueron generados del volumen sísmico cada 20 ms. Cada horizonte fue analizado con sus respectivos mapas de atributos de superficie.

Conversión de tiempo a profundidad mediante la función de velocidad

Una vez correlacionado en tiempo, el modelo estructural fue convertido a profundidad usando una función lineal externa de conversión. Estos datos fueron llevados a una Hoja de Cálculo para generar un gráfico Tiempo vs. Profundidad, asumiendo una relación lineal entre el Tiempo y la Profundidad de los topes analizados, se realizó una aproximación lineal para obtener así la función de conversión de tiempo a profundidad.

En los anexos 20, 21, 23, 24 y 25 se muestran los gráficos Tiempo – Profundidad y la aproximación lineal realizada. En la tabla 6 se presentan las funciones de velocidad obtenidas de la aproximación lineal y el coeficiente de regresión R^2 .

Elaboración de mapas estructurales en profundidad

Una vez correlacionados los niveles mencionados y los polígonos de fallas editados, se transfirió cada uno de los horizontes basados en un mallado regular cada cinco (5) líneas y cinco (5) trazas desde el programa de interpretación *SEISWORK 3DTM*, hacia el programa de elaboración de mapas *ZMAPTM*. Con los valores de tiempo de cada horizonte se generó mediante el algoritmo del “*Point Gridding Plus*” el mallado en tiempo. También los topes geológicos fueron transferidos a *ZMAPTM* mediante la creación de conjuntos de puntos con los topes y los pozos (*Pointsets*) en el “*Pointset Builder*”. Se realizó un “*Back Interpolation*” para asociar estos datos y así obtener los tríos de datos (pozos, tiempo, profundidad de los topes), para luego aplicar las funciones de velocidad, obtenidas en el aparte anterior, mediante “*Dual Grid Operations*”, para obtener las mallas de profundidad. Luego se efectuó la

corrección de estos últimos, a partir de la información de los topes geológicos de cada una de las unidades interpretadas, mediante la generación de una malla de error que se le sumó a la malla de profundidad para eliminar las diferencias entre los mapas y las profundidades que indican los pozos. Posteriormente, los contornos fueron humanizados para que mostraran una tendencia geológica acorde con lo interpretado.

Nivel Geológico Interpretado	Función de Velocidad	Coefficiente R ²	Cantidad de Pozos
ER-EO	$Z = 4,7605 t - 1643,7$	0,9047	69
C-4	$Z = 5,5996 t - 2986,2$	0,9621	42
C-7	$Z = 6,084 t - 3742,9$	0,9881	35
ER-PC (Fm. Guasare)	$Z = 6,3314 t - 4211,5$	0,9913	17
Mbro. Socuy	$Z = 7,4733 t - 7747,5$	0,9996	5

Tabla 6. Funciones de velocidad utilizadas para la conversión tiempo – profundidad en cada horizonte interpretado. Donde Z es la profundidad (pies) y t es el tiempo doble (ms). Se observa que los coeficientes de regresión reflejan un excelente ajuste entre los puntos y la función de velocidad. Cantidad de pozos que penetraron esos niveles y que se usaron para generar la función de velocidad y para corregir los mapas, de cada nivel estratigráfico.

Finalmente, los mapas en profundidad de la Discordancia del Eoceno, de los topes de C-4, C-7, del tope de la Fm. Guasare y el tope del Mbro. Socuy de la Fm. Colón; se presentan con contornos cada 100 pies.

Atributos sísmicos

Para la extracción de los atributos sísmicos se utilizó la aplicación *StratAmpTM*, donde se pueden extraer las amplitudes de un horizonte entre una ventana de tiempo y entre dos horizontes. En esta investigación se le extrajeron las amplitudes RMS, Máximo Positivo y Máximo Negativo, a todos los horizontes interpretados entre una ventana de tiempo de 20 ms por encima y 12 ms por debajo; y a los intervalos entre dos horizontes interpretados, tales como: ER-EO – C-4, C-4 – C-7, C-7 – ER-PC, ER-PC – Socuy. Generando mapas de amplitudes que pueden ser visualizados en *SeisWorksTM*.

En el Área VLA-62 el yacimiento C-4 es el que posee la cantidad suficiente de pozos, al menos tres (3) Rohl y Sokal (1969), con registros petrofísicos y datos de producción para realizar un análisis geoestadístico para correlacionar los atributos sísmicos con dicha información. Razón por la cual al horizonte C-4 se le extrajo la mayor cantidad posible de atributos en búsqueda de una posible relación entre ellos y la producción o mejores condiciones de arena.

Entre los atributos que se le extrajeron se encuentran: Amplitud del pico máximo (*Maximum Peak Amplitude*), Amplitud del pico promedio (*Average Peak Amplitude*), Amplitud del valle promedio (*Average Trough Amplitude*), Amplitud total (*Total Amplitude*), Energía total (*Total Energy*), y Promedio de la fuerza de reflexión (*Average Reflection Strength*).

Cada mapa de atributos se correlacionó con cada valor de producción y propiedades petrofísicas de los pozos, mediante la generación de una matriz de rango de correlación en la herramienta *RAVETM* (figura 40). Donde se observó que las propiedades con mayores valores de correlación con los atributos corresponden a la Saturación de Petróleo (S_o) y a la Arena Neta Total (ANT). Para estos dos casos se utilizaron las tablas estadísticas tomadas de Rohl y Sokal (1969) para determinar el valor crítico para el coeficiente de correlación. Los atributos que correlacionaron por debajo de ese valor crítico se deben descartar para cualquier análisis, ya que se dice que su correlación sería casi nula.

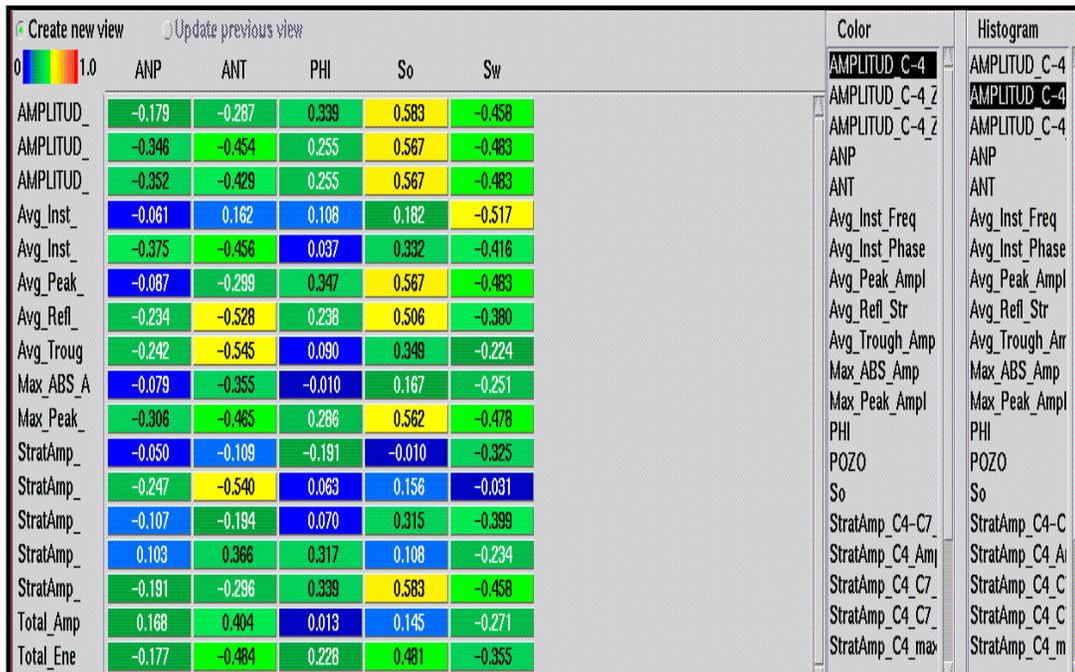


Figura 40. Matriz de rango de correlación generada a través de la aplicación *RAVETM*. Se correlacionaron todos los atributos extraídos al horizonte C-4 con los datos de ANT, ANP, So, Sw y Porosidad. Los mayores valores alcanzados son los que poseen el color amarillo y los de color azul oscuro los de menor correlación, tal como lo expresa la escala ubicada en la parte superior izquierda.

Para ANT y ANP la cantidad de pozos disponibles: $n = 25$ pozos (ver Anexo A-13), número de variables $m = 2$, grados de libertad: $v = n - 2 = 23$. El número de variables independientes es $= 1$. Por tanto el valor crítico para el coeficiente de correlación es de 0,396 para $\alpha = 0,05$ y de 0,505 para $\alpha = 0,01$. Es importante destacar que para esta tabla valores de correlación negativos, se consideran positivos, tal como es el caso de los valores de correlación para ANT.

Para la So y Sw se dispuso de $n = 16$ pozos, número de variables $m = 2$, grados de libertad: $v = n - 2 = 14$. El número de variables independientes es $= 1$. Por tanto el valor crítico para el coeficiente de correlación es de 0,497 para $\alpha = 0,05$ y de 0,623 para $\alpha = 0,01$.

Se aplicó el mismo análisis para los datos de producción pero los valores fueron muy bajos. Finalmente las mejores correlaciones corresponden a ANT y a So.

Y los mejores mapas de atributos son: Amplitud del pico promedio (*Average Peak Amplitude*), y Promedio de la fuerza de reflexión (*Average Reflection Strength*). Debido a que la S_o es una propiedad que varia con el tiempo en un yacimiento, se considerara de mayor trascendencia la relación de estos atributos con la ANT.

CAPÍTULO V

RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

Presentación de los resultados

En este capítulo se presentan las secciones sísmicas figuras 42 y 43, mapas estructurales en tiempo, los mapas de atributos estructurales y finalmente los mapas estructurales en profundidad, obtenidos a partir de la Interpretación Sísmica Estructural 3D, como se explica en el capítulo anterior. Estos representan el marco estructural del área VLA-62.

Interpretación sísmica estructural

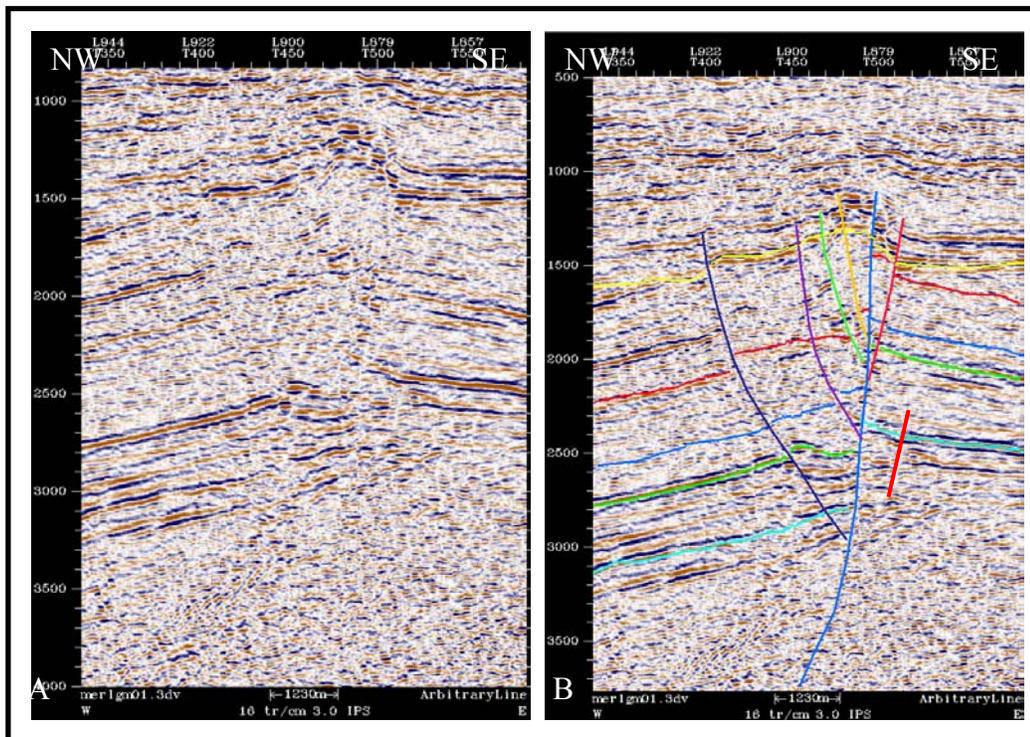


Figura 41. Transepto sísmico Noroeste –Sureste del Área VLA-62. A. Sección sin interpretar. B. Sección interpretada

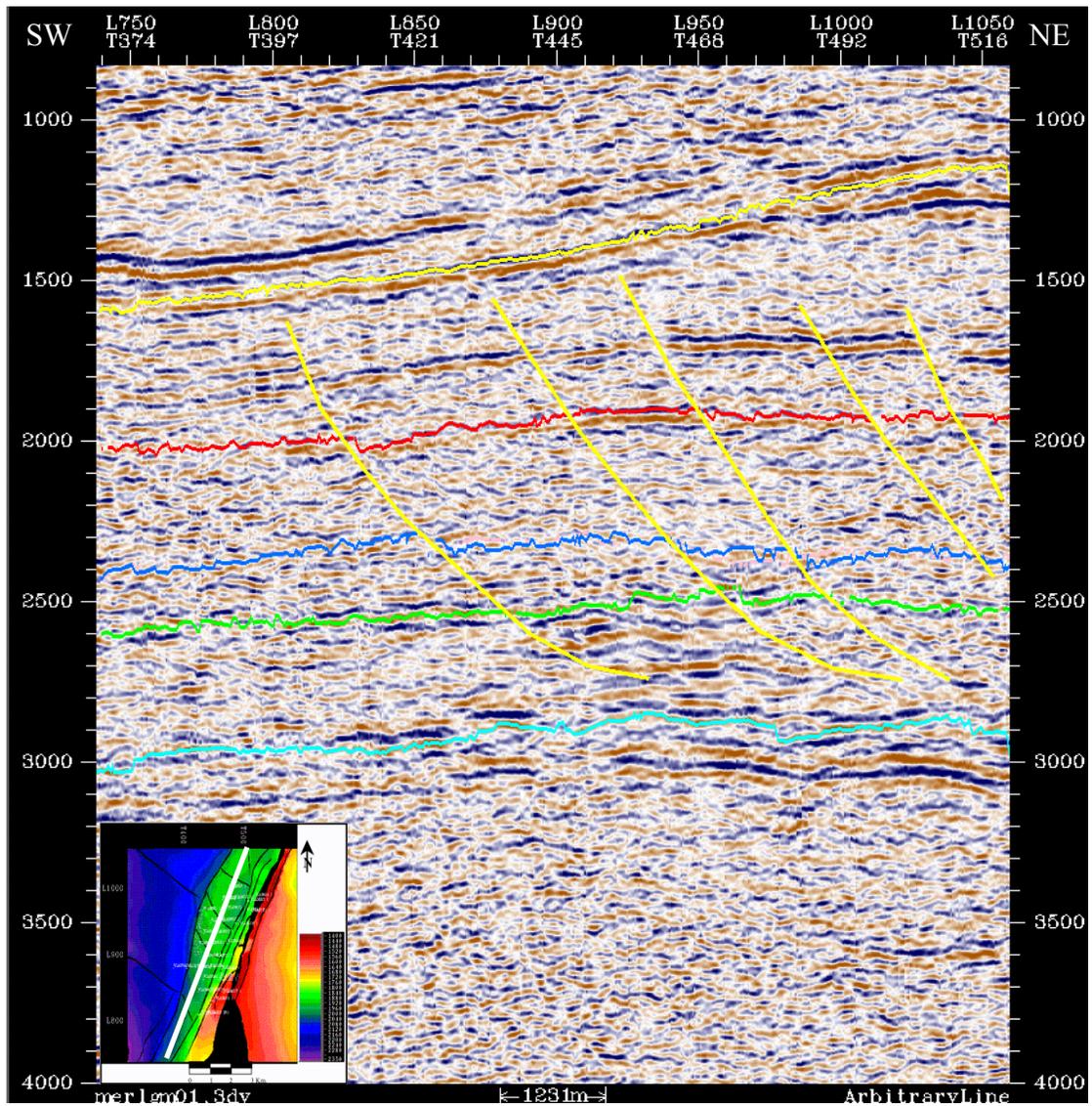


Figura 42. Sección sísmica Suroeste – Noreste, donde se observa el grupo de fallas normales de buzamiento al noreste. Observe que no sobrepasan la discordancia del Eoceno y que se plantea una rampa a nivel de las lutitas de la Formación Colón.

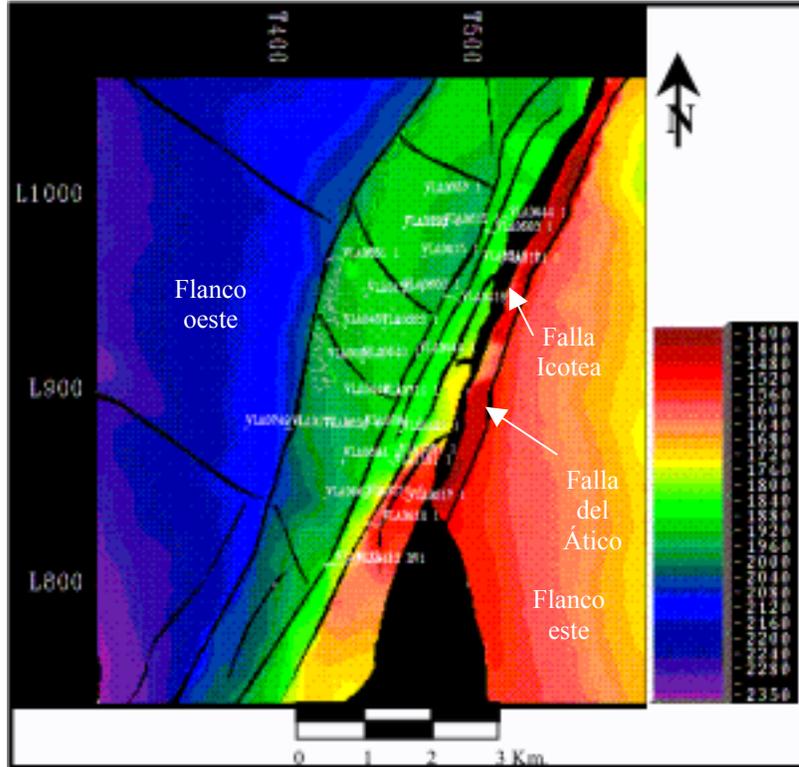


Figura 43. Mapa estructural en tiempo de la Unidad C-4 de la Fm Misoa. Los colores rojos indican las profundidades someras, pasando por el amarillo, verde y azul, hasta llegar al morado que indica las mayores profundidades.

La figura 43 representa el mapa estructural en tiempo del tope de la Unidad C-4 de la Fm. Misoa. Este posee un mínimo de 1400 ms un máximo de 2350 ms. El flanco este representa un monoclinual de rumbo norte sur que buza hacia el este, y el flanco oeste buza hacia el oeste y noroeste. La superficie evidencia la existencia de un alto estructural de rumbo N15E, en la zona llamada el Ático comprendida entre la falla del mismo nombre y la falla de Icotea. También se revela la existencia de fallas normales al oeste del área de rumbos N45W. En la figura se destaca la falla de Icotea de rumbo NNE, presente en todos los horizontes interpretados, al este y paralela a ella se observa la falla del Ático. Al sur del mapa en las cercanías de la falla de Icotea y del alto estructural no se representa el tope de la Unidad C-4 porque ha sido erosionado.

Mapas de Atributos Sísmicos Estructurales

Mapas de Buzamiento (*Dip*)

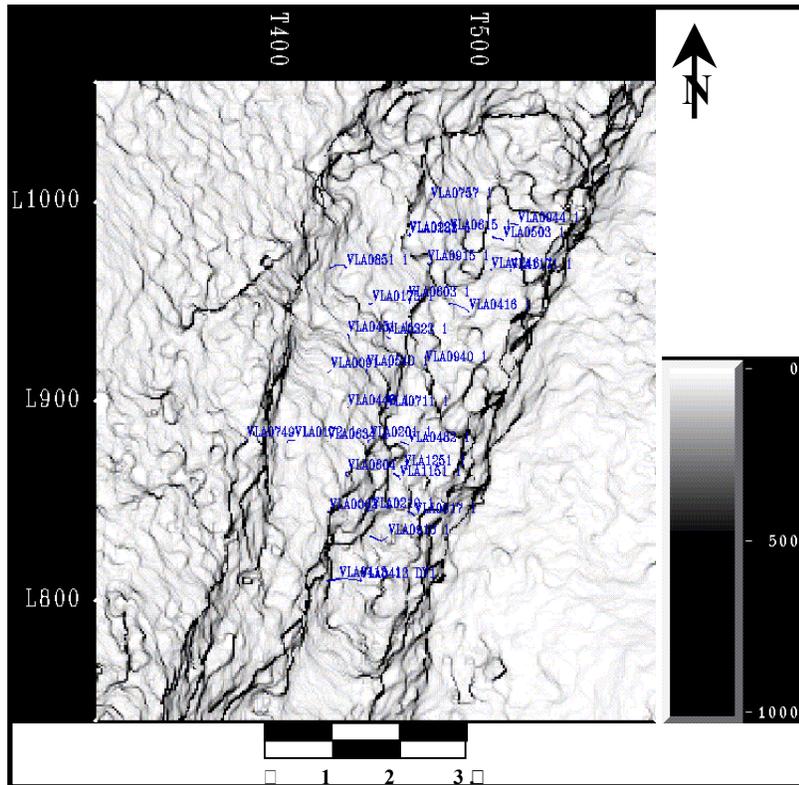


Figura 44. Mapa de buzamiento (*Dip*) de la discordancia del Eoceno. Se usa una escala bicolor, color blanco para el cero (0) y negro para los valores altos.

La figura 44 representa el mapa de la erosión de la discordancia del Eoceno. Este mapa revela los rumbos de las fallas existentes en el área interpretada, se observa la falla Icotea de rumbo noreste y las fallas antitéticas a ella.

Mapa de Borde (Edge)

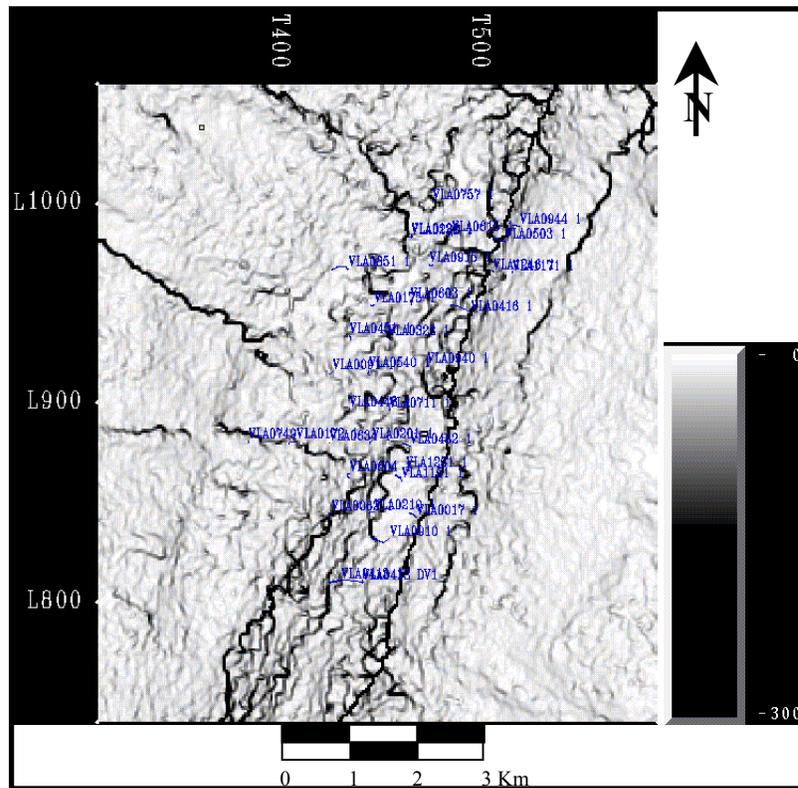


Figura 45. Mapa de borde (*Edge*) del Mbro. Socuy de la Fm. Colón. Se usa una escala bicolor, color blanco para el cero (0) y negro para los valores altos.

La figura 45 representa el mapa de borde (*Edge*) del Mbro. Socuy de la Fm. Colón. Este mapa revela los rumbos de las fallas existentes en el área interpretada, se observa la falla Icotea de rumbo noreste, dos fallas paralelas a Icotea en el flanco este, fallas de rumbo noroeste en el flanco oeste.

Mapas de Acimut

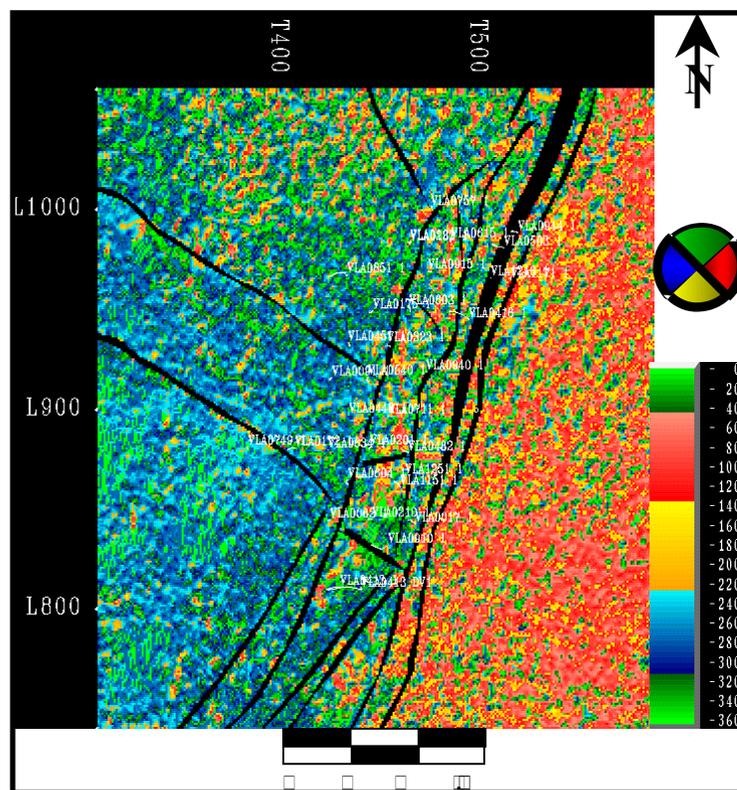


Figura 46. Mapa de acimut de la discordancia del Paleoceno (tope de la Fm. Guasare). La escala representa los cuadrantes norte: 315° - 45° (verde), este: 45° - 135° (rojo), sur: 135° - 225° (amarillo) y azul: 225° - 315° (oeste).

La figura 46 representa el mapa de acimut de la discordancia del Paleoceno o tope de la Fm. Guasare. Este mapa indica la dirección del buzamiento del horizonte interpretado, confirma las direcciones descritas en el mapa en tiempo, nuevamente se resalta como la falla Icoatea divide estructuralmente el área en los que se han llamado flancos, este y oeste. Se observa que en el flanco este el color predominante es el rojo, lo que indica que el buzamiento preferencial es hacia el este, así como en el flanco oeste, el color que impera es el azul lo que indica que el buzamiento predominante es hacia el oeste.

Mapas en estructurales en profundidad

Las figuras 47, 48, 49, 50, 51, representan los mapas estructurales en profundidad obtenidos como resultado de este trabajo.

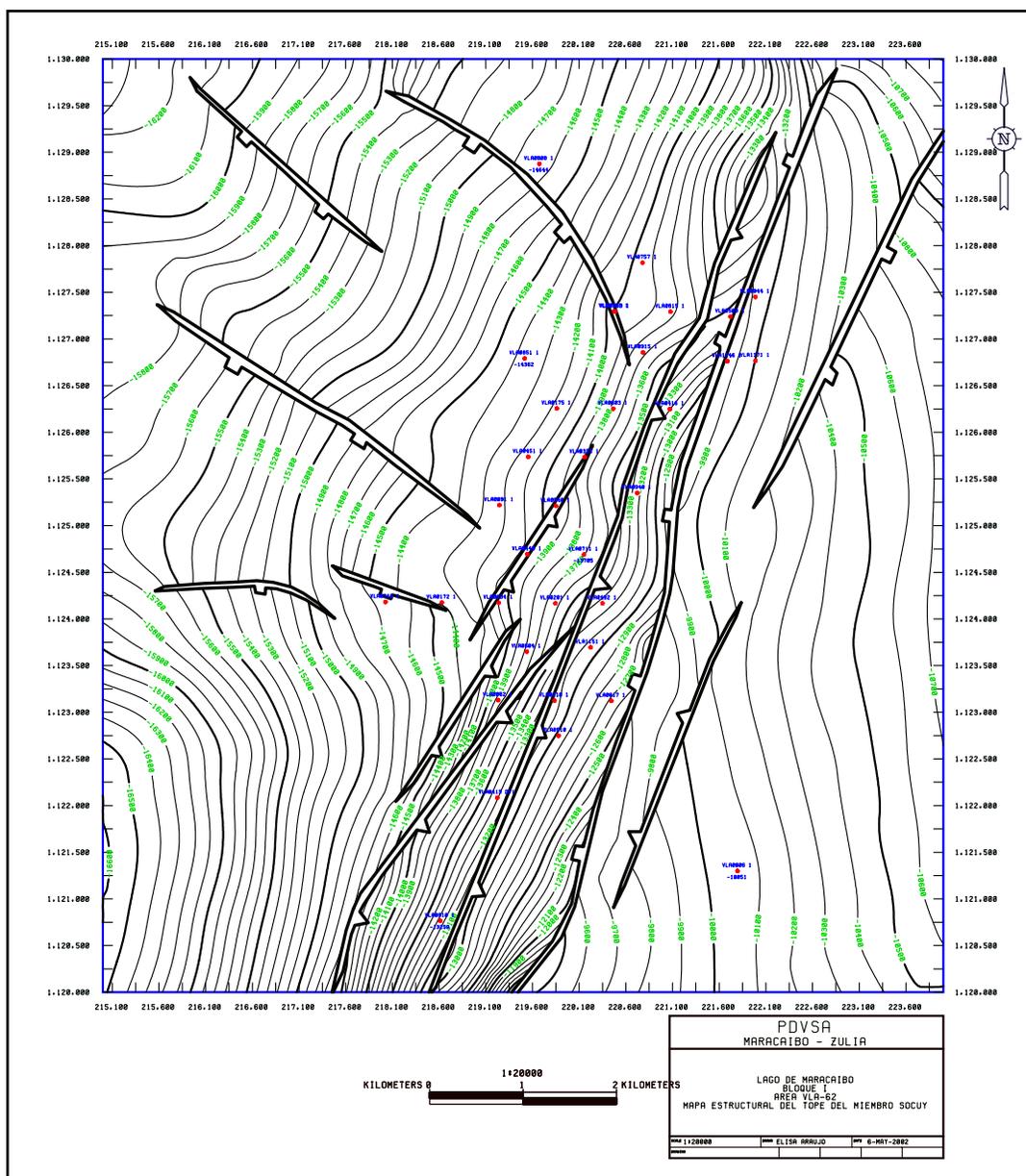


Figura 47. Mapa estructural del Miembro Socuy de la Formación Colón.

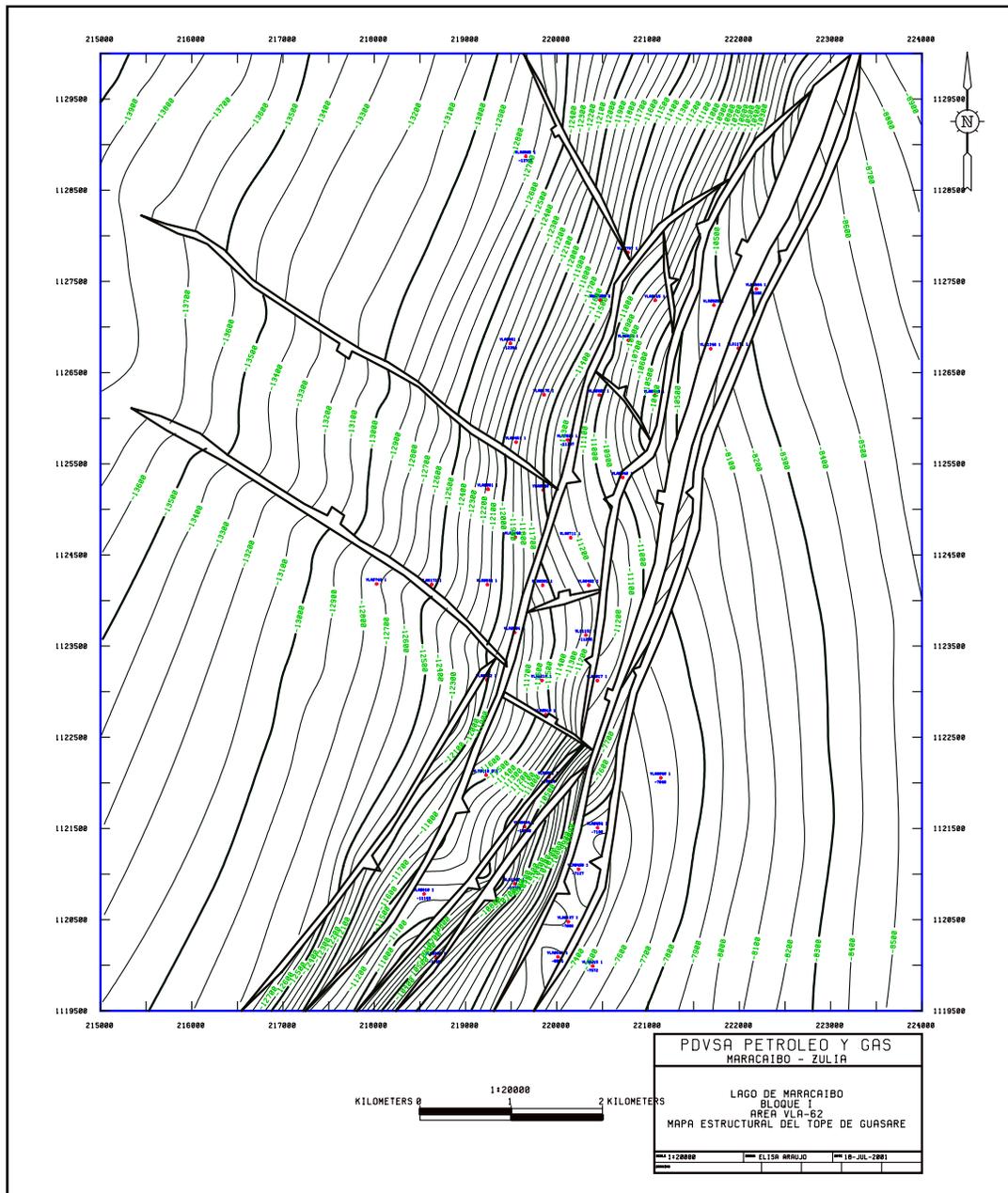


Figura 48. Mapa estructural del tope de la Formación Guasare.

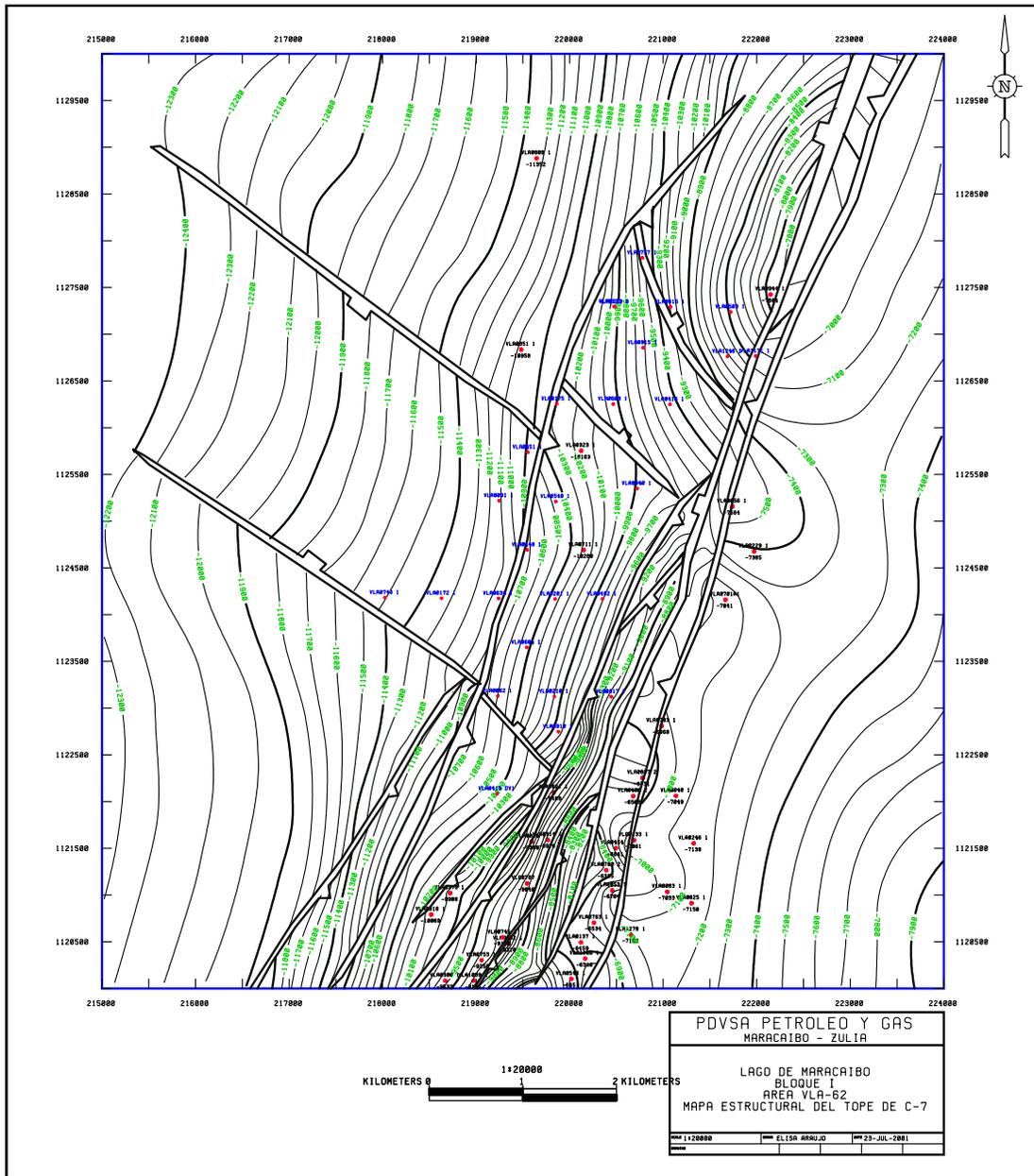


Figura 49. Mapa estructural del tope de la unidad informal C-7 de la Formación Misoa.

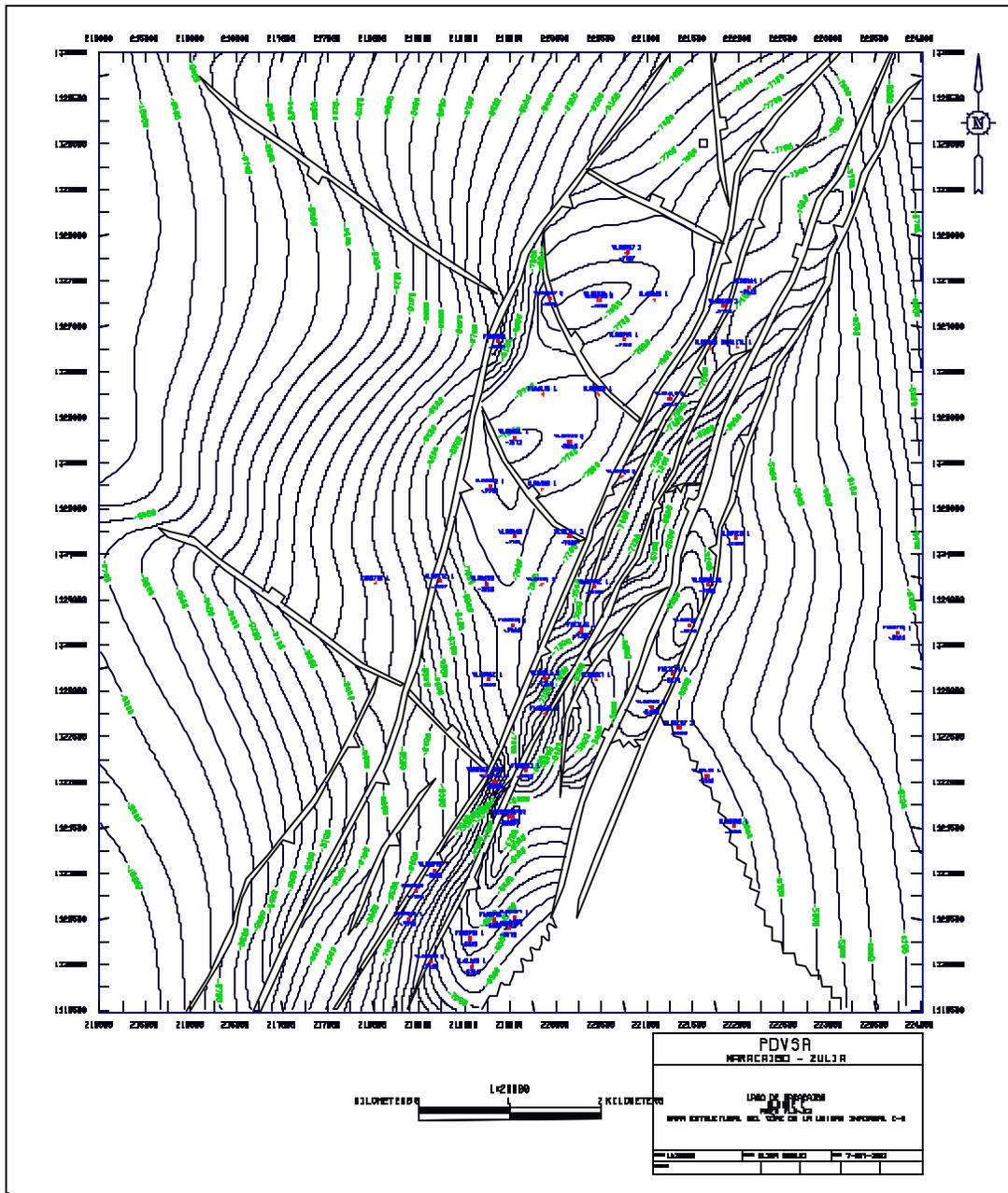


Figura 50. Mapa estructural del tope de la unidad informal C-4 de la Formación Misosa

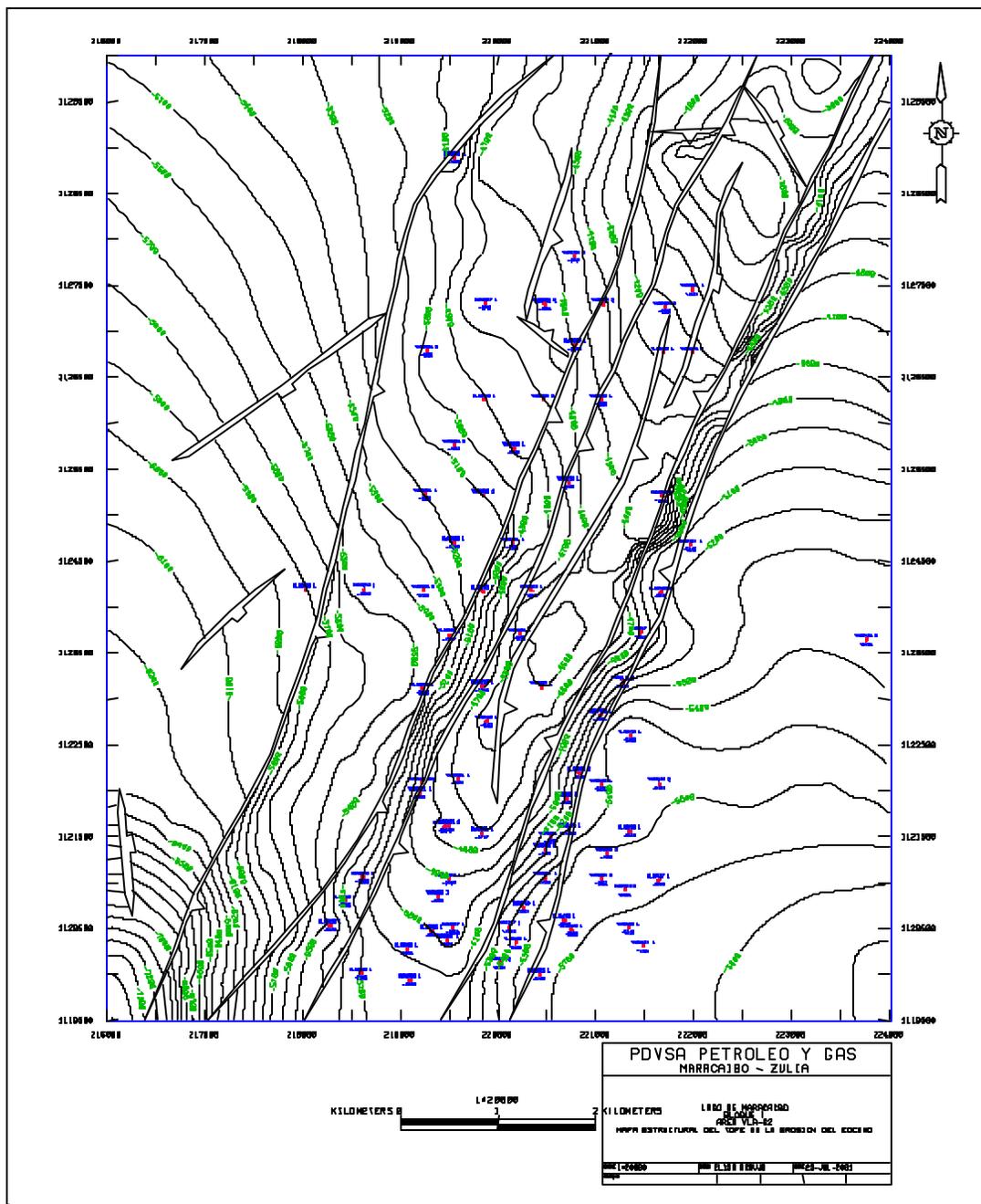


Figura 51. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno.

Análisis de Resultados

Atributos Estructurales

Los mapas de atributos de superficie extraídos se utilizaron como herramienta de soporte a la elaboración del modelo estructural del área, buzamiento (*dip*) y borde (*Edge*) de los horizontes interpretados corroboraron los lineamientos principales de las fallas interpretadas y permitieron descubrir otros menores que no se habían interpretado inicialmente, y que llevaron a una reinterpretación de las fallas para buscar esas nuevas fallas.

Mapas Estructurales

A nivel Cretácico, Paleoceno y Eoceno Tardío, representado por Socuy, Guasare y C-7, la estructura esta compuesta por dos monoclinales de rumbo noreste, uno a cada flanco de la falla Icotea, el del flanco este buzando hacia el este – sureste, y el del flanco oeste buzando hacia el noroeste.

La estructura de C-4 está conformada al oeste por dos anticlinales asimétricos de rumbo NE, limitados y levantados por las fallas inversas antitéticas a Icotea, al este el tope de C-4 es un monoclinual de rumbo NS y buzamiento al este y que se acuña al tope contra la Discordancia del Eoceno.

La estructura de la Discordancia del Eoceno es un anticlinal asimétrico de rumbo NE. Que posiblemente se originó por la compresión generada por la acreción del Arco de Islas de Panamá que causó la orogénesis Perijanera, Andina y de la cordillera Oriental de Colombia, durante el Mioceno.

El rasgo estructural más importante del área es la falla de Icotea, y su sistema de fallas inversas de dirección NE-SO, producto de la inversión estructural de la falla Icotea, a causa de la transpresión sufrida durante el Eoceno tardío. Este sistema de fallas posee buzamientos altos de 60°-70°, donde la falla Icotea y la falla del Ático buzan hacia el NO y las antitéticas buzan al SE. La falla de Icotea posee una apariencia normal, debido a que el salto inverso (aproximadamente 200 pies en el

mapa de la Discordancia del Eoceno) es mucho menor que el salto normal (aproximadamente de 2000 pies en el mapa de Socuy) que tuvo desde sus orígenes hasta el Eoceno medio.

La falla del Ático es una falla sintética de la falla Icotea convertida en una falla de atajo, durante la inversión de la estructura y que actuó sobre el flanco este de Icotea provocando el levantamiento de lo que se conoce como el Ático.

Comparando los mapas estructurales se observó que las fallas normales de rumbo noroeste – sureste, de buzamiento al noreste, se evidencian a través de toda la secuencia Paleocena - Eocena, representados por los mapas de Guasare, C7 y C4, pero al nivel de la Discordancia del Eoceno la estructura no se aprecia, lo que indica que cesó su actividad a finales del Eoceno. Estas fallas son probablemente el producto del combamiento litosférico o “*buldge*” generado por la carga de las napas de Lara al noreste de la cuenca durante el Eoceno.

Sin embargo en el mapa de Socuy se evidencian fallas normales con el rumbo noroeste – sureste, pero con un buzamiento al suroeste, se piensa que estas fallas son producto del desarrollo de la antefosa de Orocue al suroeste de la cuenca de Maracaibo, cuyo desarrollo contribuyó al combamiento litosférico que sufrió la cuenca a partir de ese momento.

El alto estructural se mantiene en toda la sección Eocena, al nivel del Paleoceno (Fm. Guasare) se evidencia la existencia del Ático, pero en el Cretácico Fm. Socuy solo se evidencia el salto normal de la falla Icotea

El flanco Este posee una inclinación hacia el sureste, esto podría estar relacionado con el basculamiento que sufrió la cuenca hacia esa dirección, durante la orogénesis de los Andes de Mérida.

El horizonte definido como tope de C-4 se encuentra parcialmente erosionado en ciertas zonas al este de la Falla Icotea, encontrándose la arena C-4 totalmente erosionada al sur del flanco este en el área interpretada. Esto posiblemente se deba a que en algún momento el paleoalto estructural (*buldge*) que se formó durante el

Eoceno medio estuvo expuesto y ocasiono la erosión parcial o total en algunas zonas de la unidad informal C-4.

Estilos Estructurales

El área VLA-62 del Bloque I es estructuralmente compleja y estuvo sometida a múltiples eventos de actividad tectónica, por lo tanto su estructura es el resultado de la superposición de varios estilos estructurales:

1. Fallas normales de ángulo alto que forman parte de los estilos que involucran basamento, estas fallas se evidencian en el mapa de Socuy y que incluyen a la falla Icotea.
2. Fallas normales de ángulo bajo con despegues en la lutitas de Colón como parte de los estilos separados del basamento
3. Semi-graben invertido con generación de fallas de atajo.

Evolución estructural

La definición del marco estructural del área permitió identificar los diferentes períodos tectónicos que afectaron la región:

1. Fallas normales de ángulo alto debido a la apertura continental (*rift*) jurásica que posteriormente tendrán el control sobre la deformación de la estructura.
2. Extensión por el emplazamiento de las napas de Lara desde el Eoceno temprano al Eoceno medio, que creó nuevas fallas normales de rumbo NO-SE y reactivó las fallas preexistentes,
3. Inversión tectónica durante los sistemas transpresivo del Eoceno tardío y Mioceno medio a Plioceno, producto de la orogénesis Perijanera y Andina. Durante este período ocurre la inversión estructural de la falla de Icotea y la generación de las fallas de atajo.
4. Inversión durante el período de compresión EO iniciado en el Plioceno.

Atributos Sísmicos

Los mejores mapas de amplitudes, la Amplitud del pico promedio y el Promedio de la fuerza de reflexión, solo muestran zonas que pudieran representar áreas de mayor engrosamiento de arenas, pero estas observaciones no son concluyentes debido a que la data sísmica no se encuentra en su amplitud original, es decir se tiene una sísmica a 8bits en vez de 32 bits, que es la recomendable para extraer los atributos sísmicos, sin embargo, se realizó el ejercicio de la extracción de los mismos y un análisis cualitativo en cuanto a las propiedades petrofísicas y datos de producción de los pozos. Por lo que se sugiere realizar un estudio detallado que correlacione los atributos, extraídos de sísmica de calidad, mediante la geoestadística con parámetros petrofísicos, facies y cuerpos sedimentarios, lo cual está fuera de los alcances de esta investigación.

Sin embargo, las anomalías de amplitud (máximos) que se observaron en los mapas de atributos sísmicos mencionados anteriormente, apoyan las áreas prospectivas que se postulan a continuación.

Áreas prospectivas

La definición del marco estructural, los datos de producción de pozos y el análisis de los atributos sísmicos, permitieron la definición de dos áreas prospectivas de interés.

La primera de ellas se encuentra al sur del pozo VLA-711, y hasta se sugiere una completación de ese pozo a nivel de C-4 debido a que posee excelentes propiedades petrofísicas a ese nivel y se encuentra buzamiento arriba de la estructura y en el bloque levantado de una falla normal.

La segunda esta orientada a un yacimiento de gas, se encuentra ubicada en un alto estructural al sur del pozo VLA-17 el cual fue cerrado por alta RGP, en toda esa franja se observa una anomalía de amplitud que pudiese confirmar esta propuesta.

En los mapas de las figuras 52, 53, 54 y 55 se pueden observar las extensiones y ubicaciones de estas áreas.

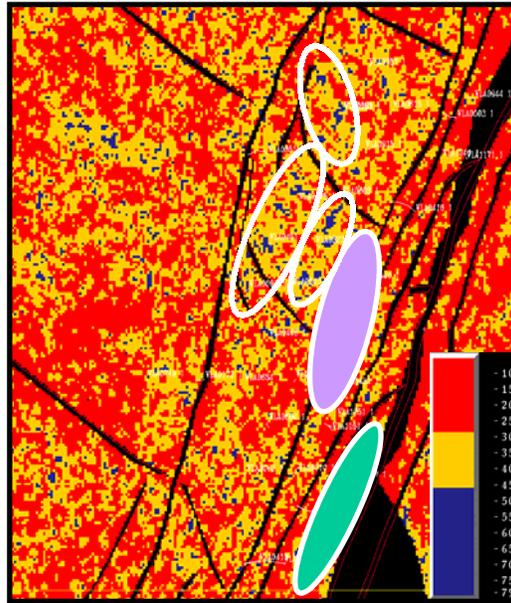


Figura 52. Mapa de Amplitud del Pico promedio (*Average Peak Amplitude*) donde se observan ciertos alineamientos que podrían estar asociados a engrosamiento de las arenas y/o saturaciones de hidrocarburos. Al sur se observa sombreado de verde el área prospectiva 2

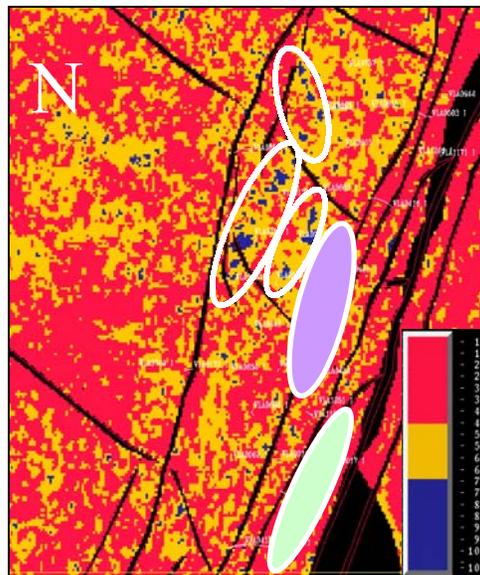


Figura 53. Mapa del Promedio de la Fuerza de reflexión (*Average Reflection Strength*) donde nuevamente se observan ciertos alineamientos que podrían estar asociados a engrosamiento de las arenas y/o saturaciones de hidrocarburos. Sombreado de morado se destaca la zona prospectiva 1. Al sur se observa sombreado de verde el área prospectiva 2.

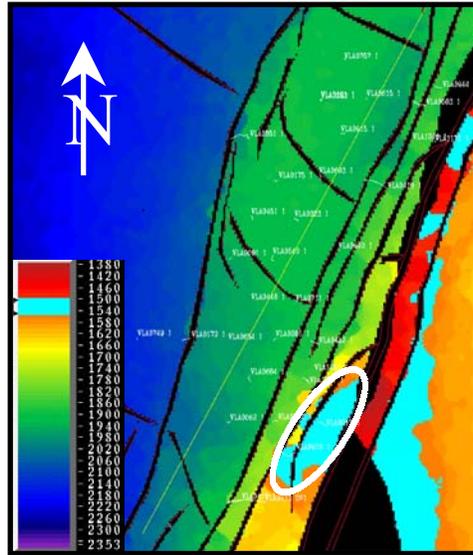


Figura 54. Mapa estructural de C-4 donde se destaca con el marcador azul claro el alto estructural que conforma el área prospectiva 2.

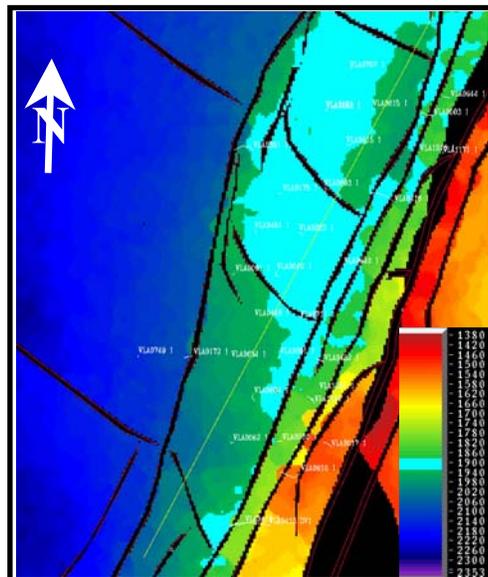


Figura 55. Mapa estructural de C-4 donde se destaca con el marcador azul claro el ápice del anticlinal que delinea las zonas prospectivas del área desde el punto de vista estructural.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Se actualizó el modelo estructural del área VLA-62 mediante la interpretación de 86 Km² de sísmica 3D del cubo sísmico Lagomar 3D-Merge. La metodología seguida para la interpretación estructural se fundamenta en una definición inicial de las fallas existentes en el área de acuerdo a los estilos estructurales correspondientes a los regímenes tectónicos presentes en el área a lo largo de su evolución. Finalmente se definieron las superficies estratigráficas a interpretar: Socuy, Guasare, C-7, C-4 y Discordancia del Eoceno, con las que se elaboraron los mapas estructurales.

Los datos sísmicos presentan una resolución baja, la cual, introduce limitaciones prácticas en la interpretación de eventos por debajo del límite de resolución, que se ha estimado de 190 pies. Esto impidió que se pudiera interpretar el marcador correspondiente al tope del miembro Santa Bárbara de la formación La Rosa, cuyo espesor no pasa de 100 pies.

Los mapas de atributos de superficie, tales como: buzamiento (*dip*), rumbo (*azimut*) y borde (*Edge*) de los horizontes interpretados constituyen una herramienta poderosa para corroborar los lineamientos principales de las fallas interpretadas y descubrir otros menores.

El área VLA-62 del Bloque I es estructuralmente compleja y estuvo sometida a múltiples eventos de actividad tectónica, por lo tanto su estructura es el resultado de la superposición de varios estilos estructurales que van desde fallas normales de ángulo alto, de ángulo bajo con despegues en la lutitas de Colón y semi-graben invertido combinado con fallas de atajo.

A nivel Cretácico, Paleoceno y Eoceno Tardío, representado por Socuy, Guasare y C-7, la estructura esta compuesta por dos monoclinales de rumbo

noreste, uno a cada flanco de la falla Icotea, el del flanco este buzando hacia el este – sureste, y el del flanco oeste buzando hacia el noroeste.

La estructura de C-4 está conformada al oeste por dos anticlinales asimétricos de rumbo NE, limitados y levantados por las fallas inversas antitéticas a Icotea, al este el tope de C-4 es un monoclinal de rumbo NS y buzamiento al este y que se acuña al tope contra la Discordancia del Eoceno.

La estructura de la Discordancia del Eoceno es un anticlinal asimétrico de rumbo NE. Que posiblemente se originó por la compresión generada por la acreción del Arco de Islas de Panamá que causó la orogénesis Perijanera, Andina y de la cordillera Oriental de Colombia, durante el Mioceno.

El flanco Este posee una inclinación hacia el este - sureste, esto podría estar relacionado con el basculamiento que sufrió la cuenca hacia esa dirección, durante la orogénesis de los Andes de Mérida.

El rasgo estructural más importante del área es la falla de Icotea, acompañada por un sistema de fallas inversas de dirección NE-SO, producto de la inversión estructural de la falla Icotea, donde la falla Icotea buza hacia el NO y las antitéticas buzan al SE. La definición del marco estructural del área permitió identificar los diferentes períodos tectónicos que afectaron la región:

1. Fallas normales de ángulo alto debido a la apertura continental (*rift*) jurásica
2. Extensión por el emplazamiento de las napas de Lara desde el Eoceno temprano al Eoceno medio, que creó nuevas fallas normales de rumbo NO-SE y reactivó las fallas preexistentes,
3. Inversión tectónica durante los sistemas transpresivos del Eoceno tardío y Mioceno medio a Plioceno, e
4. Inversión durante el período de compresión EO iniciado en el Plioceno.

En el área de estudio es la única que atraviesa desde la sección Cretácica hasta el Post – Eoceno.

Se observan fallas normales con dirección NO-SE con buzamientos hacia el suroeste en el flanco oeste de la sección Cretácica, estas pueden ser

consecuencia del desarrollo de la antifosa de Orocué, la cual contribuye a la flexura de la cuenca de Maracaibo.

También se observan fallas normales de rumbo NO-SE y buzando al noreste en la sección Paleoceno – Eoceno. Estas fallas se generaron posiblemente durante la fase tensional que ocurrió durante el Eoceno, por el combamiento litosférico que sufrió la cuenca, producto del emplazamiento de las napas de Lara y de la formación de la antifosa Orocué. En el mapa de la discordancia del Eoceno no se aprecian estos fallamientos normales, lo que evidencia que ese evento tectónico finaliza en el Eoceno.

La falla del Ático es una falla sintética de la falla Icotea convertida en una falla de atajo, durante la inversión de la estructura y que actuó sobre el flanco este de Icotea provocando el levantamiento de lo que ahora se conoce como el Atico.

El horizonte definido como tope de C-4 se encuentra parcialmente erosionado en ciertas zonas al este de la Falla Icotea, encontrándose la arena C-4 totalmente erosionada al sur del flanco este en el área interpretada. Esto posiblemente se deba a que en algún momento el paleoalto estructural que se formó durante el Eoceno medio estuvo expuesto y ocasiono la erosión parcial o total en algunas zonas de la unidad informal C-4.

La comparación de los atributos sísmicos extraídos con la producción de hidrocarburos y con la porosidad presentó bajos coeficientes de correlación, de manera tal que la respuesta de los atributos de este cubo sísmico no está ligada a la producción ni a la porosidad de las rocas en esta área. Sin embargo, la Amplitud del pico promedio y el Promedio de la fuerza de reflexión presentan valores estadísticamente aceptables para la arena neta total (ANT) y saturación de petróleo (So). Así como cualitativamente posee correspondencia entre anomalías de amplitud y pozos productores.

Recomendaciones

- Realizar tiros de verificación profundos para mejorar la calibración sísmica – pozo a nivel de las calizas cretácicas en el flanco oeste.
- Usar el levantamiento sísmico original ya que conserva la relación de amplitudes originales a 32 bits, para el análisis de atributos sísmicos y de cubo de coherencia o varianza.
- Aplicar técnicas de reprocesamientos al *Merge* que permitan aumentar la calidad y la resolución vertical para así poder interpretar los marcadores de las arenas del Miembro Santa Bárbara. Entre esas técnicas se sugiere el de Imágenes de alta frecuencia, *High Frequency Imaging* (HFI™) de Geotrace Technologies, INC.
- Tomar núcleos para: definir el ambiente sedimentario del área, estudiar la diagénesis de las arenas y sustentar las evaluaciones petrofísicas. Los datos estratigráficos tales como los espesores de unidades y paleoambientes pueden ayudar en determinar la actividad de las fallas.
- Revisión y actualización de los datos petrofísicos, para la correlación con los atributos sísmicos.
- Se sugiere realizar un estudio detallado que correlacione los atributos extraídos de sísmica de calidad, mediante geoestadística con parámetros petrofísicos, facies y cuerpos sedimentarios.
- Se recomienda realizar un estudio integrado (geología, petrofísica y yacimiento) con esta interpretación estructural para afinar las localizaciones en las áreas prospectivas propuestas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARMINIO, J., ZUBIZARRETA, J. Y GONZALEZ, G. (1994) **Evolución Tectónica y Hábitat de Hidrocarburos del área Lama Sur de Maracaibo**. VII Congreso Venezolano de Geofísica. SOVG. Caracas 384 – 392pp.
- AUDEMARD, F. (1991) **Tectonics of Western Venezuela**. Thesis (PhD.) Rice University, Houston Texas 2v. 245p.
- BRICEÑO, G. (1999) **Comparación e interpretación de dos levantamientos sísmicos 3D, bloque I Lago de Maracaibo** Tesis. UCV. Caracas. 99p.
- BUENO, E (1995) **Dualidad Estructural de la Cuenca Eocena de Maracaibo**. Maraven S.A., Caracas
- BUENO, E., PINTO, J. (1997) **Geología Estructural del Alto de Icotea de Maracaibo**. Memorias del VII Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos, Tomo I, Caracas. 133-140pp.
- CAPELLO, M., GONZÁLEZ, E., SIERRA, J., GONZÁLEZ, M. (1996) **Uso de atributos sísmicos en el bloque I, Lago de Maracaibo** INTEVEP Los Teques.
- CASTELLANOS, H (2000) **Atributos Sísmicos** Presentación en diapositivas. Inédito. UCV. Caracas
- CASTILLO, M. (2001) **Structural analysis of Cenozoic fault systems using 3D seismic data in the southern Maracaibo Basin, Venezuela**. Thesis (PhD) The University of Texas. Austin 38-135pp.
- DE TONI, B., LOUREIRO D., COLLETTA, B., ROURE, T., Y MARQUEZ, C. (1994) **Análisis geológico integrado de las cuencas de Barinas y Maracaibo: síntesis estructural**: INTEVEP, Los Teques
- DIAMONT, J (1996) **Interpretación sísmica-estructural 3-D de Bloque XII, lago de Maracaibo, Edo. Zulia**. Tesis. UCV. Caracas. 33p.
- DIAZ, F. (1990) **Lago de Maracaibo y Costa Oriental Informe I: Bloques I, II, VIII, IX, X, XII y XIV, Recopilación de datos W.S.T**. Gerencia de Geología de Producción, Maraven s.a., Caracas, 6-16pp.
- EGEP CONSULTORES S.A. (1993) **Evaluación Preliminar de Acciones para Incrementar el Potencial del Flanco Oeste Segregación Lagomar**. EGEP C.A. Caracas. 1-16pp

- FIORILLO, G. (1978) **Evaluación geológica para la aplicación de procesos de recuperación secundaria en el área VLA 62, flanco oeste, bloque I.** MARAVEN S.A. Caracas
- GONZÁLEZ de J. C, ITURALDE de A. J.M y PICARD. X, (1980); **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**, FONINVES, Caracas.1030 p.
- HARDING, T., Y LOWELL J.(1979) **Structural styles, their plate-tectonic habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces.** A.A.P.G. Bulletin, V. 63. No.7. p1016—1058.
- HATCHER, R., (1995) **Structural geology: principles, concepts, and problems** Englewood Cliffs, Prentice Hall N.J. 481-496pp.
- HERNÁNDEZ, R., (2001) **Interpretación y definición del marco sísmico estructural 3D, área VLA-206, Formación Guasare, Bloque I, U.E. Lagomar.** Trabajo Especial de Grado U.C.V, inédito. Caracas. 111p.
- HURTADO DE B, J. (2000) **Metodología de la Investigación Holística.** Fundación Sygal. 3ra Edición. Caracas. 227-230pp.
- INGENIERÍA TECNOSINERGIA c.a., (1998) **Estudio Integrado de los Yacimientos Basal La Rosa VLA-6 del Bloque I (Fase II)** Informe Final. vol. I. Maracaibo, 53-66pp.
- LANDMARK GRAPHICS CORPORATION (1999) **Manuales de Ayuda en Línea**
- LA CRUZ, M., (2000) **Interpretación Estructural y Análisis de Atributos Sísmicos Yacimientos Mioceno y Eoceno, Bloque X, Lago de Maracaibo.** Tesis de Grado. UCV. Caracas. 178p.
- LINK, M., TAYLOR C., BUENO E. Y MITCHUM R. (1994) **Structure, Stratigraphy and Sequence Stratigraphy, Maraven Block I: A Seismic Perspective, Maracaibo Basin, Venezuela.** S.O.V.G. Memorias VII Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas. 401-408pp.
- LINK, M., TAYLOR C., MUÑOZ N., BUENO E. Y MUÑOZ P. (1995) **3-D Seismic Examples from Central Lake Maracaibo, Maraven's Block I Field, Venezuela.** P. Weimer and T. Davis, eds., AAPG Studies in Geology No. 42 and SEG Geophysical Developments Series No. 5, AAPG/SEG, Tulsa, 69-82pp.

- LUGO, J. (1992) **Historia Tectónica a lo Largo de los Sistemas de Fallas de Icoetea y Pueblo Viejo, Cuenca de Maracaibo**. S.O.V.G. Memorias VI Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas. 118-124pp.
- MÁRQUEZ, C. (1995) **Metodología para la interpretación estructural de sísmica 3D a escala semirregional: Segregación Lago - Cinco, Lago de Maracaibo** INTEVEP, Los Teques
- PARASNIS, D. (1970). **Principios De Geofísica Aplicada**. Paraninfo. Madrid. 208p.
- PINTO, J. (1996) **Manual de normas y procedimientos para el manejo de datos generados durante los procesos de interpretación en exploración y producción**. MARAVEN Caracas. 48p.
- RAMÍREZ, L. ALAÑA, D. (1987) **Factibilidad de profundización de pozos hasta el Cretáceo en el Flanco Oeste Bloque I, Lago de Maracaibo**. Maraven Maracaibo 22p
- RAMONES, M (1996) **Auditoría de la información disponible para el yacimiento VLA-62**. INTEVEP Los Teques
- ROHLF, F; SOKAL, R(1969) **Statistical Tables** W. Hattelman and company. San Francisco. 224-226pp.
- SCHLUMBERGER (1984) **Evaluación de formaciones – México**. Schlumberger Offshore. México. Págs: V-1 - V-43.
- _____ (1997) **Evaluación de pozos – Venezuela**. Schlumberger Offshore. Caracas.
- SIFONTES DE, R (1996) **Estudio Integrado del yacimiento VLA-62, Eoceno C, Bloque I, Flanco Oeste, Fase II**. INTEVEP. Los Teques. 75p.
- TORRES, A (2000) **Caracterización de los yacimientos Santa Bárbara de la Formación la Rosa (Mioceno Inferior-Medio) / Formación Icoetea (Oligoceno) en el Bloque V Campo Lamar Área 196**. Cuenca del lago de Maracaibo. Tesis. ULA. Mérida. 128p.
- VENEZUELA STUDIES TEAM (1981) **Pre-assessment study Block I, West Flank VLA-62 area, C3/C4 reservoir**. Shell International Petroleum. The Hague
- VILLARROEL, V., DONAWA, G. (2000) **Estudio Convencional del Yacimiento B-5-X.52 del Área Eoceno Norte de la Segregación Rosa Mediano**. Inédito, Tesis LUZ Cabimas. 6-33pp.

YÉPEZ, S (1997) Edición de curvas sónico densidad, resistividad y gamma ray de los pozos con dichas curvas de los bloques I norte, I, XII, II, Lama, IV, Ceuta, XI, XV, III. Maraven, Caracas

ZAMBRANO, E., PESTMAN P., GHOSH S., MELÉNDEZ L. (1996) El Eoceno en la Cuenca de Maracaibo: Incógnitas Geológicas por Resolver. S.O.V.G. Memorias VIII Congreso Venezolano de Geofísica, Maracaibo. 165-172pp.

— (1996) El Eoceno en la Cuenca de Maracaibo: Evolución Tectonosedimentaria. S.O.V.G. Memorias VIII Congreso Venezolano de Geofísica, Maracaibo.157-164pp.

www.veritasdgc.com

ANEXOS

No.	Pozo VLA	ALCANCE	No.	Pozo VLA	ALCANCE	No.	Pozo VLA	ALCANCE
1	2	C1	52	156	C6	101	338	C5
2	6	COGOLLO	53	158	C5	102	342	C5
3	15	GUASARE	54	160	C5	103	348	ER-EO
4	16	C3	55	166	C6	104	351	C5
5	17	C6	56	167	C6	105	366	B9
6	19	C6	57	171	C5	106	368	C6
7	20	C6	58	172	C4	107	375	C7
8	21	C6	59	175	C5	108	408	C7
9	26	C6	60	180	C5	109	413	C4
10	29	C6	61	182	B7	110	416	C4
11	32	C6	62	183	C7	111	440	C5
12	33	C1	63	187	C5	112	441	C4
13	40	GUASARE	64	188	C1	113	444	C5
14	41	C6	65	189	C5	114	447	C5
15	43	C6	66	199	C6	115	448	C4
16	44	C1	67	201	C6	116	450	C4
17	48	B7	68	205	B8	117	451	C5
18	49	C5	69	210	C4	118	452	C6
19	53	C7	70	211	C5	119	454	GUASARE
20	55	B8	71	223	C6	120	459	GUASARE
21	56	C7	72	225	C6	121	461	C6
22	62	C4	73	229	C7	122	467	C7
23	63	B7	74	230	C6	123	475	C4
24	65	C5	75	231	C6	124	477	C6
25	67	B9	76	233	C4	125	481	C6
26	71	C4	77	236	C6	126	482	C5
27	72	C6	78	237	C6	127	484	C5
28	76	C6	79	239	C6	128	500	C4
29	83	C7	80	241	C6	129	503	C4
30	91	C4	81	244	C6	130	520	B9
31	103	C6	82	246	C7	131	528	B9
32	108	B9	83	247	C6	132	540	C5
33	109	C6	84	259	B8	133	541	C4
34	112	C6	85	266	B9	134	546	GUASARE
35	121	B9	86	269	C6	135	576	C5
36	123	C5	87	275	B8	136	582	C5
37	124	C5	88	281	C5	137	603	C5
38	126	C6	89	284	C5	138	604	C4
39	130	C5	90	287	C5	139	615	B9
40	131	C4	91	290	C6	140	620	C5
41	132	C5	92	294	C5	141	622	C5
42	133	C7	93	296	C6	142	634	C4
43	134	C6	94	300	GUASARE	143	648	C5
44	137	GUASARE	95	302	C6	144	654	C6
45	138	C6	96	320	B9	145	657	C6
46	139	C4	97	321	B8	146	660	B9
47	140	C6	98	323	ER-PC	147	669	C6
48	142	C6	99	325	B9	148	679	B9
49	144	C5	100	328	C6	149	681	C5
50	152	C6						
51	153	C5						

Anexo 1. Lista de Pozos usados en la Interpretación.
Pozos de las áreas 62, 31, 16, 33 y 6/9/21

No.	Pozo VLA	ALCANCE	No.	Pozo VLA	ALCANCE
150	697	C6	199	898	C7
151	699	C6	200	902	ER-PC
152	701	C7	201	903	C6
153	702	C5	202	906	C6
154	703	C6	203	910	ER-PC
155	709	C5	204	914	C7
156	711	LA QUINTA	205	915	C4
157	718	C6	206	940	C5
158	721	C4	207	941	C6
159	724	C4	208	944	GUASARE
160	734	C5	209	947	C6
161	741	C6	210	1012	C6
162	745	C7	211	1032	C6
163	748	C6	212	1080	GUASARE
164	749	B9	213	1089	C7
165	752	C6	214	1114	C7
166	753	C7	215	1125	C6
167	757	ER-PC	216	1151	C7
168	758	C5	217	1166	C7
169	759	C6	218	1167	C7
170	763	C7	219	1171	ER-EO
171	765	C6	220	1173	B9
172	769	C5	221	1187	C1
173	771	B9	222	1191	C6
174	780	C7	223	1197	B8
175	783	C7	224	1216	B8
176	787	C7	225	1231	B7
177	789	B9	226	1233	C4
178	807	C7	227	1240	B8
179	808	RIO NEGRO	228	1241	C6
180	810	LA QUINTA	229	1246	ER-EO
181	817	C7	230	1249	B7
182	819	C6	231	1251	C4
183	820	C6	232	1257	B9
184	821	C6	233	1271	C6
185	822	C6	234	1278	C7
186	823	C5	235	1280	C6
187	825	C7	236	1285	C6
188	826	C6	237	1321	C6
189	834	GUASARE	238	1326	C6
190	843	C6	239	1329	C6
191	844	C6	240	1331	C6
192	851	RIO NEGRO	241	1332	C6
193	861	GUASARE	242	1334	C6
194	864	C6	243	1335	C5
195	867	C5	244	1341	C6
196	873	C6	245	1343	C6
197	885	C6	246	1344	C6
198	894	C6	247	1345	C4

Anexo 1. (Cont.) Lista de Pozos usados en la Interpretación.
Pozos de las áreas 62, 31, 16, 33 y 6/9/21

Pozos VLA	Curva	Intervalo (ft)	Pozos VLA	Curva	Intervalo (ft)	Pozos VLA	Curva	Intervalo (ft)
1	ASN	400-11730	290	LN	1522-6784	603	ASN	971-8482
	LN	400-11730		ASN	1522-6784		GR	4161-8481
	SN	400-11730		CAL	5047-6786		SN	4712-4841
	CHECK	1000-9400		DT	5000-6776		LN	4713-4832
17	LN	1520-6200		GR	5300-6682		I5FR	971-8482
	ASN	1520-6200		SP	1522-6784		SP	971-8482
	GR	4434-8455	323	ASN	2960-11286		RHOB	4161-8481
	SP	1520-6200		SP	2960-10098	604	ASN	975-8444
62	ASN	1493-8426		GR	4962-11178		GR	4759-8445
	SP	1493-8426	413	ASN	1976-7752		SN	5257-5356
	GR	5000-5900		I6FR	1976-7752		LN	5257-5356
91	LN	1524-8518		GR	5945-7682		I5FR	975-8444
	ASN	1524-8518		SP	1976-7752		SP	975-8444
	SP	1524-8518	416	ASN	1984-8469		RHOB	4759-8445
	GR	5000-8300		I6FR	1984-8469	615	ASN	711-5211
	I5FR	5223-8495		RHOB	4259-8469		I6FR	711-5211
121	LN	1530-5013		SP	1984-8469		GR	3953-5210
	ASN	1530-5013	448	ASN	1996-8350		SN	4453-4521
	RT	4663-4994		I6FR	1996-8350		LN	4442-5411
	GR	4000-4900		GR	6454-8275		SP	711-5211
	I5FR	4663-4994		SP	1996-8350		RHOB	3953-5210
	SP	1530-5013		RHOB	5180-8331	634	ASN	840-8498
172	ASN	1527-8477	451	ASN	1997-8175		I6FR	840-8498
	SP	1527-8477		GR	4969-8169		GR	4845-8500
201	LN	1522-8489		I5FR	5030-8163		SP	840-8498
	ASN	1522-8489		SP	1997-8175		RHOB	4845-8500
	SP	1522-8489		RHOB	4669-8177	711	ASN	960-8245
210	LN	1518-8163	482	ASN	1470-8300		CAL	6955-15362
	ASN	1518-8163		I6FR	1470-8300		I6FR	11721-12101
	GR	7388-7920		GR	4062-8300		DT	4455-15372
	SP	1518-8163		SP	1470-8322		GR	4457-15352
233	LN	1495-8472	503	ASN	1477-8444		SP	2958-15372
	ASN	1495-8472		I6FR	1477-8444		RHOB	2958-15377
	CAL	4071-8471		GR	3754-8448	721	ASN	962-8502
	RT	4628-8458		SP	1477-8444		CAL	962-8501
	DT	4071-8458		RHOB	3754-8448		I6FR	962-8502
	GR	6165-8475	540	ASN	997-8300		GR	962-8502
	I5FR	4628-8428		I6FR	997-8300		NPHI	4455-8501
	SP	1512-8472		GR	4661-8301		SP	962-8502
	RHOB	4628-8458		SN	5012-5072		RHOB	962-9502
				LN	5012-5072		CHECK	960-8440
				SP	997-8300			
				RHOB	4661-8301			

Anexo 2. Inventario de Curvas de los Pozos del Area VLA-62 (Tomado de la Base de Datos de la U.E. Lagomar)

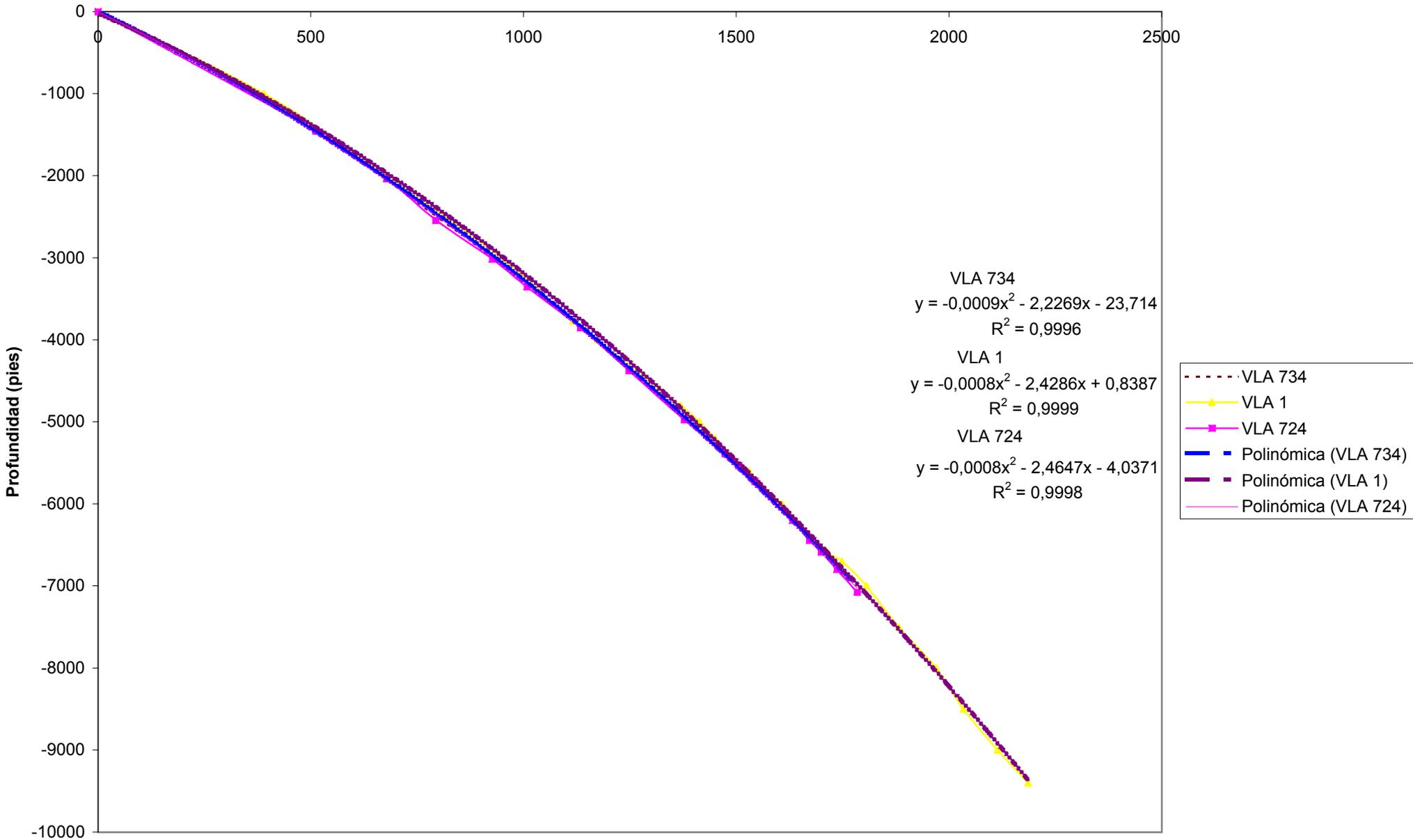
Valores de los intervalos de disparo de los WST					
VLA-1		VLA-721		VLA-724	
Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)	Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)	Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)
0	0	0	0	0	0
1000	390	960	314	1455	512
2000	676	1405	456	2035	678
3000	948	1955	606	2540	794
3772	1116	2454	738	3015	926
4000	1174	2632	786	3355	1008
4600	1318	2954	864	3855	1134
4800	1370	3454	986	4375	1248
5000	1414	3973	1106	4975	1378
5200	1450	4206	1158	5387	1474
5400	1486	4451	1212	5535	1506
5600	1530	4797	1292	5725	1544
5800	1562	4860	1304	6203	1632
6000	1608	4898	1312	6444	1672
6200	1640	4959	1318	6587	1700
6400	1676	5447	1418	6799	1736
6600	1716	5702	1462	7075	1784
6700	1748	5937	1502		
7000	1806	6430	1590		
7500	1882	6922	1674		
8000	1970	7076	1704		
8500	2034	7414	1760		
9000	2114	7533	1780		
9400	2186	7857	1832		
		7907	1838		
		8080	1868		
		8440	1928		

Anexo 3. Tablas TZ usadas en la calibración de la Sísmica con los pozos. (Tomado de Díaz, 1990)

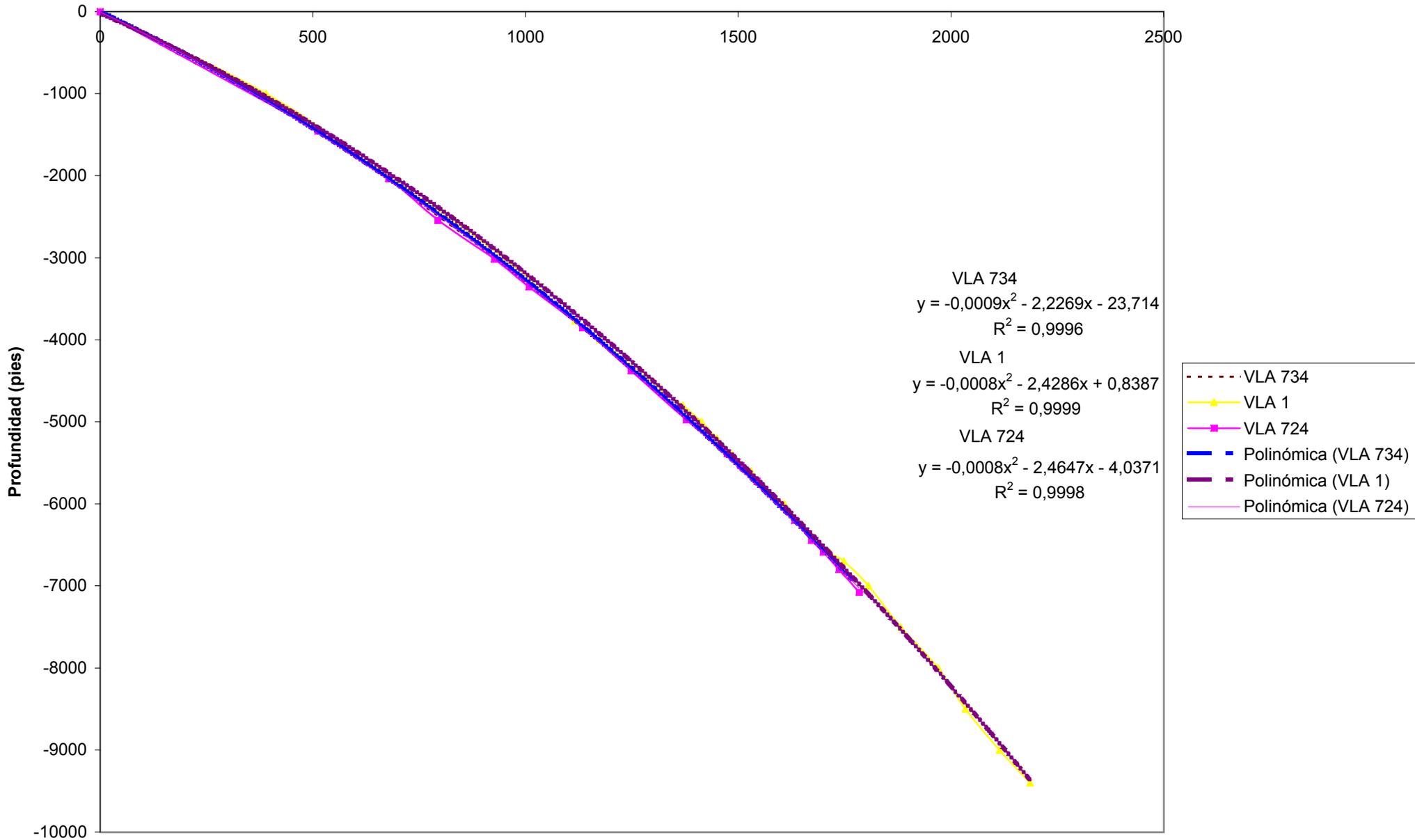
Valores de los intervalos de disparo de los WST							
VLA-734		VLA-745		VLA-749		VLA-771	
Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)	Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)	Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)	Profundidad (pies bnm)	Tiempo Doble (ms)
0	0	0	0	0	0	0	0
1472	522	1019	334	960	296	736	152
1825	626	1469	478	1455	457	1069	348
2325	752	1969	626	1955	604	1569	478
2825	884	2469	744	2455	738	2069	624
3085	946	2969	872	2955	866	2624	776
3585	1072	3469	992	3455	986	2869	842
4085	1192	3969	1112	3955	1104	3369	964
4685	1324	4469	1228	4493	1226	3849	1076
5190	1432	4907	1326	4795	1294	4119	1142
5305	1458	5039	1354	5155	1372	4369	1198
5342	1466	5259	1400	5712	1496	4890	1312
5773	1556	5669	1478	6150	1592	4946	1326
6223	1640	6110	1562	6715	1706	4964	1330
6399	1670	6682	1666			5348	1412
6577	1700	7028	1728			5539	1446
6839	1748	7201	1754			5569	1454
6944	1768	7683	1834				
		8237	1918				
		8419	1948				
		8609	1980				
		9177	2066				
		9669	2142				
		9969	2182				

Anexo 3. (Cont.) Tablas TZ usadas en la calibración de la Sísmica con los pozos. (Tomado de Díaz, 1990)

Anexo 4 (cont.) Curvas T-Z de los Pozos VLA 734, VLA 1 y VLA 724 del Norte del Bloque I
Tiempo Doble (ms)



Anexo 4 (cont.) Curvas T-Z de los Pozos VLA 734, VLA 1 y VLA 724 del Norte del Bloque I
Tiempo Doble (ms)



VLA 1

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIE)
LA ROSA	4685	1339,73	7395,234182
STA BARBA	4820	1376,24	10307,60928
B9	5202	1450,36	10512,12938
C1	5280	1465,2	4533,461622
C2	5668,99	1636,808379	8767,517179
C3	5463,99	1590,044855	14650,9471
C4	6950	1792,9	12303,48599
C5	7850	1939,2	12635,83545
C6	8282,99	2007,733656	12953,36788
C7	9052,99	2126,621656	12953,36788
GUASARE	9860	2251,224	12953,36788
MITO JUAN	10510	2351,584	12953,36788
COLON	11075	2438,82	12953,36788
SOCUY	11573,99	2515,864056	12953,36788
	11632,99	2524,973656	

VLA 724

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIE)
LA ROSA	5432	1483,6384	9212,22095
STA.BARBA	5535	1506	9829,619921
C2	5580	1515,156	10233,98614
C3	5800	1558,15	11009,8477
C4	6250	1639,895	11422,04455
C5	6802,99	1736,723549	11422,04455
	7202,99	1806,763549	

VLA 745

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIE)
LA ROSA	4935	1331,9335	9006,611672
C1	5045	1356,36	9818,569904
C2	5275	1403,21	10517,03508
C3	6110	1562	11059,01705
C4	6705	1669,6045	11845,81559
C5	7652,99	1829,65933	13000,53882
C6	8320	1932,272	12705,92992
C7	9200	2070,79	13577,73252
	11062	2345,0626	

Anexo 5. Hoja de Cálculo de las Velocidades Interválicas

VLA 721

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIES/SEG)
LA ROSA	4845	1300,9885	10752,1101
C1	4945	1319,5895	10703,5095
C2	5760	1471,876	11382,08348
C3	6980	1686,248	12051,24952
C4	7740	1812,376	12239,90208
	8592,99	1951,754566	

VLA 734

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIES/SEG)
LA ROSA	5223,99	1440,221486	8720,86364
STA.BARBA	5350	1469,12	10131,71226
C2	5387	1476,4238	9780,959298
C3	5817,99	1564,55217	10795,19285
C4	6270	1648,295	11345,37203
C5	6870	1754,065	11264,88574
	7010	1778,921	

VLA 749

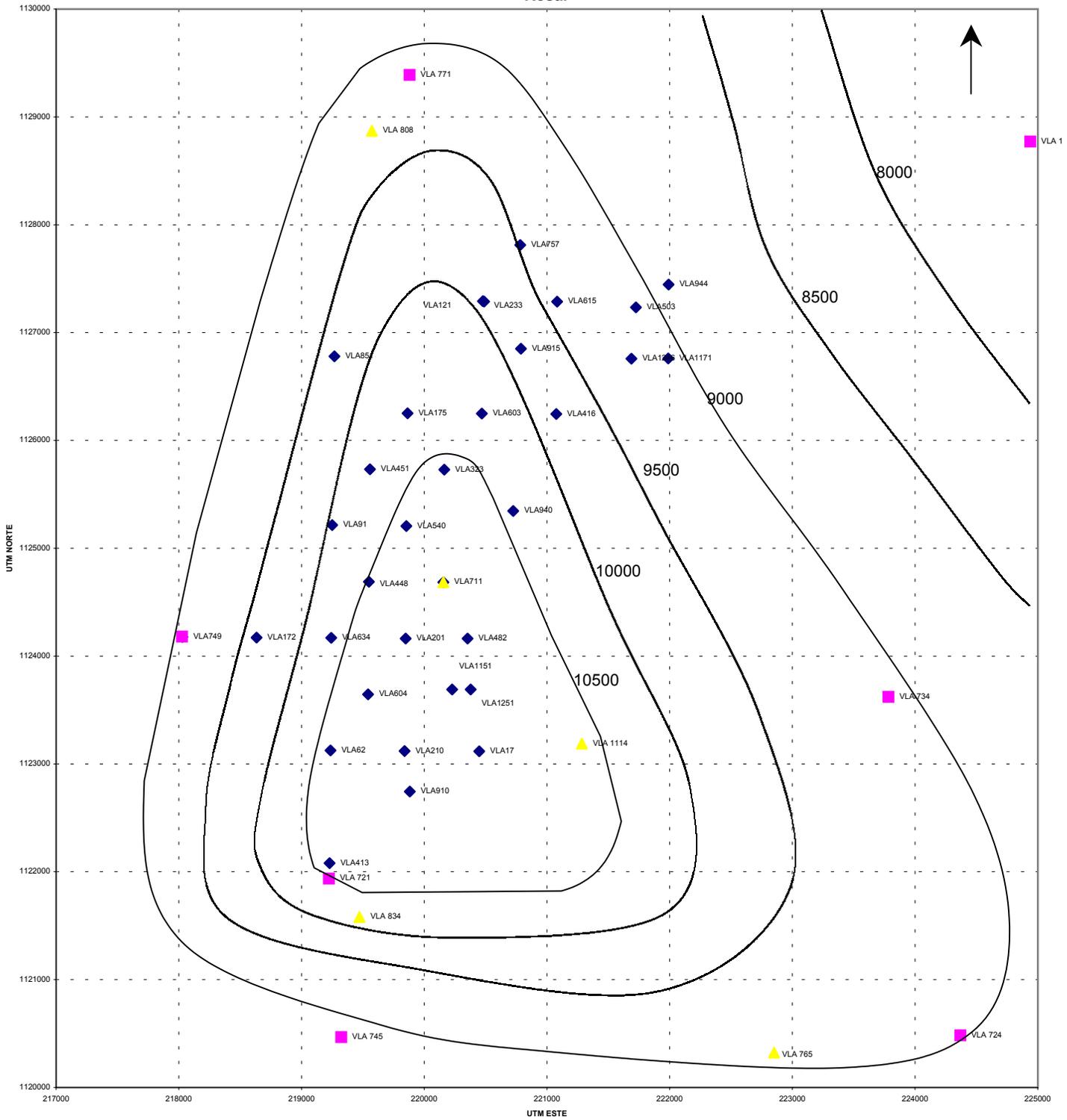
TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIES/SEG)
LA ROSA	5745	1503,354	9228,436769
B8	5885	1533,695	9569,37799
B9	6210	1601,62	9569,37799
	6760	1716,57	

VLA 771

TOPE	TVDSS (PIES)	Tiempo Doble (seg)	V INTERVAL(PIES/SEG)
LA ROSA	4900	1315,4	9388,232138
B5	5145	1367,593	9308,886961
B6	5377,99	1417,650542	10764,26265
B7	5570	1453,326	10764,26265
	5740	1484,912	

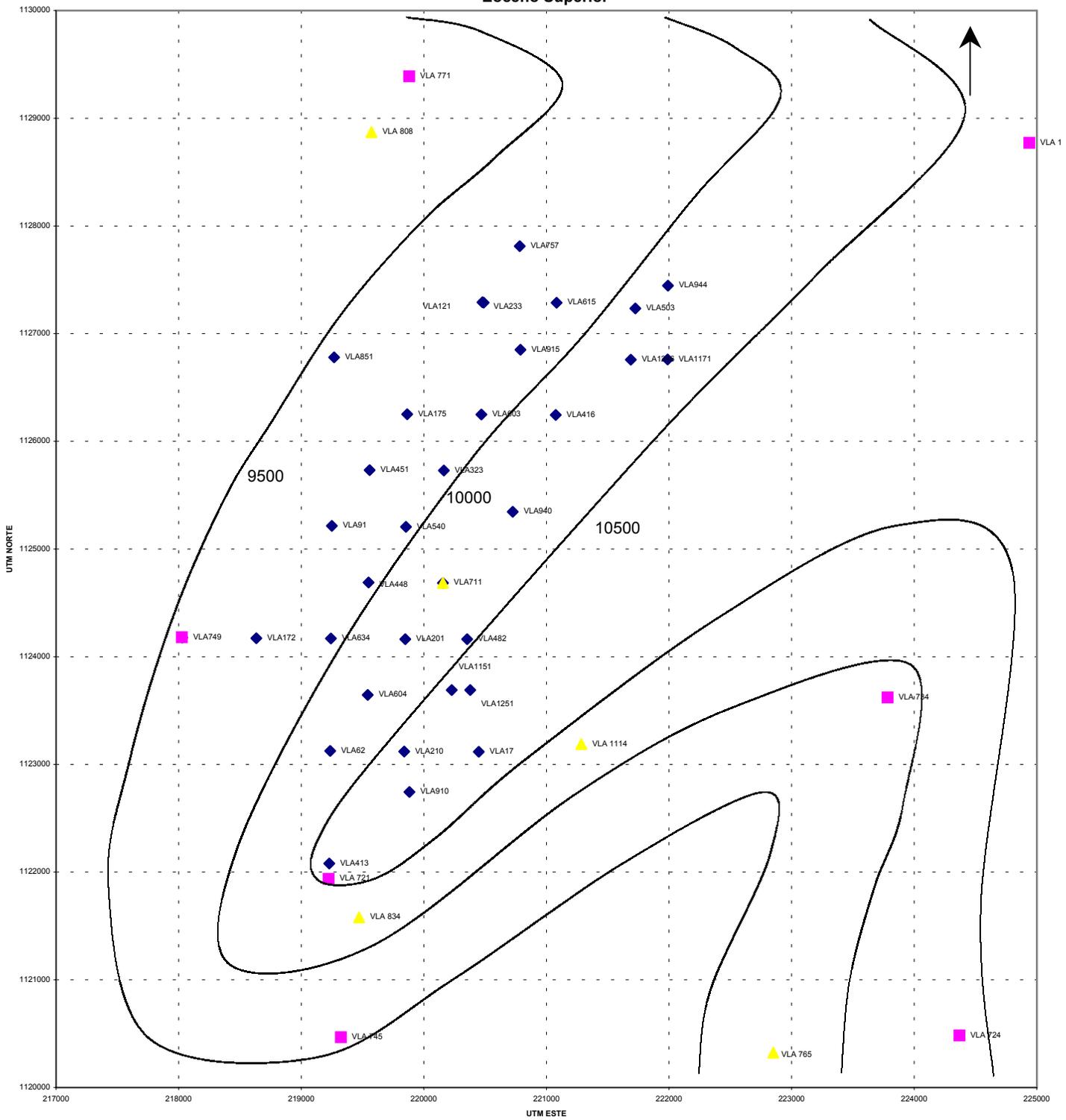
Anexo 5 (cont). Hoja de Cálculo de las Velocidades Interválicas

Anexo 6. Mapa de Ubicación de los Pozos del Area VLA-62 con Curvas de Velocidad Interválica (pies/seg) a nivel de la Fm. La Rosa.



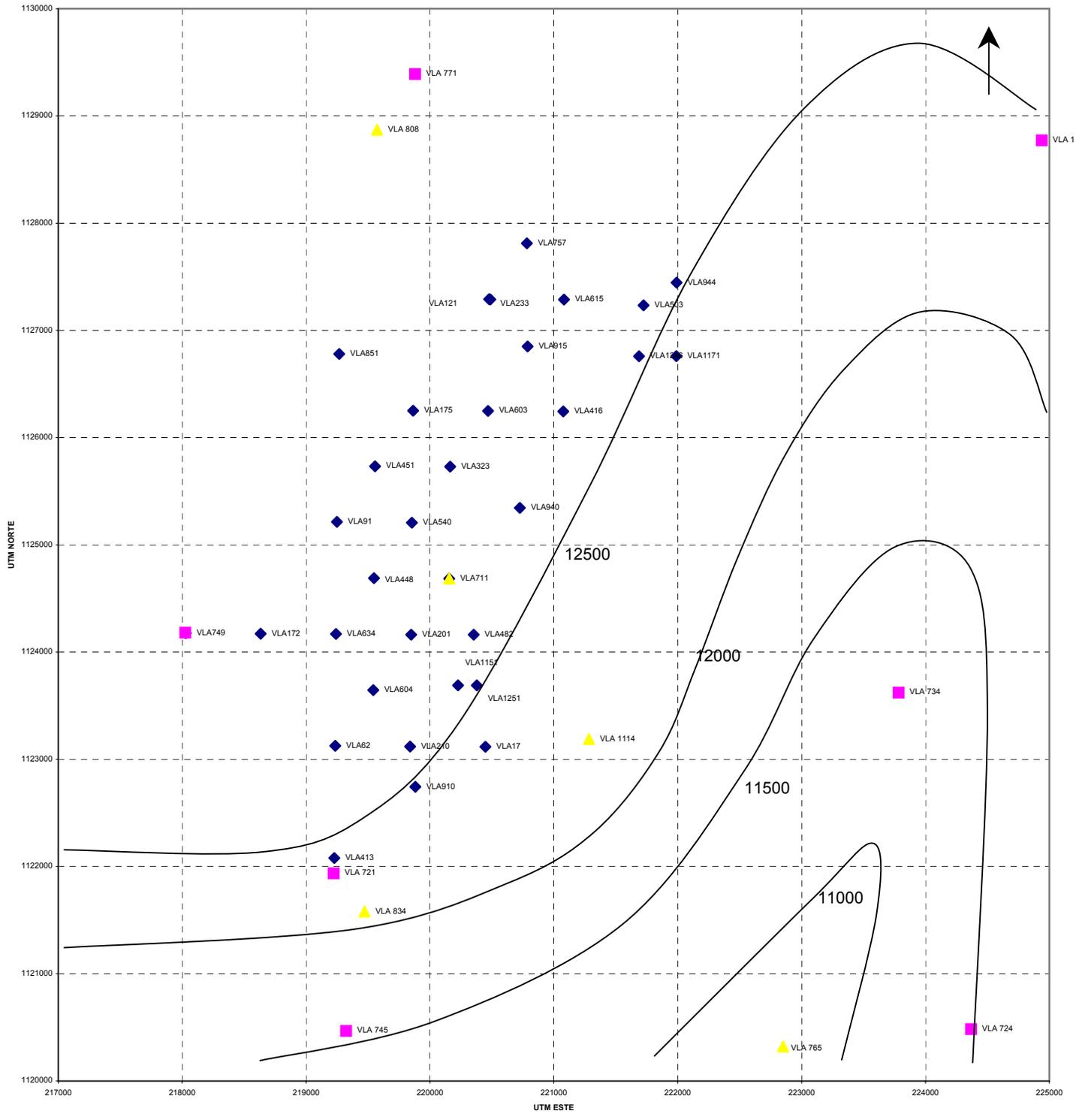
- ◆ Pozos Area VLA - 62
- Pozos con Check Shot
- ▲ Pozos con Sónico y Densidad

Anexo 6 (Cont). Mapa de Ubicación de los Pozos del Area VLA-62 con Curvas de Velocidades Interválicas (pies/seg) a nivel del Eoceno Superior



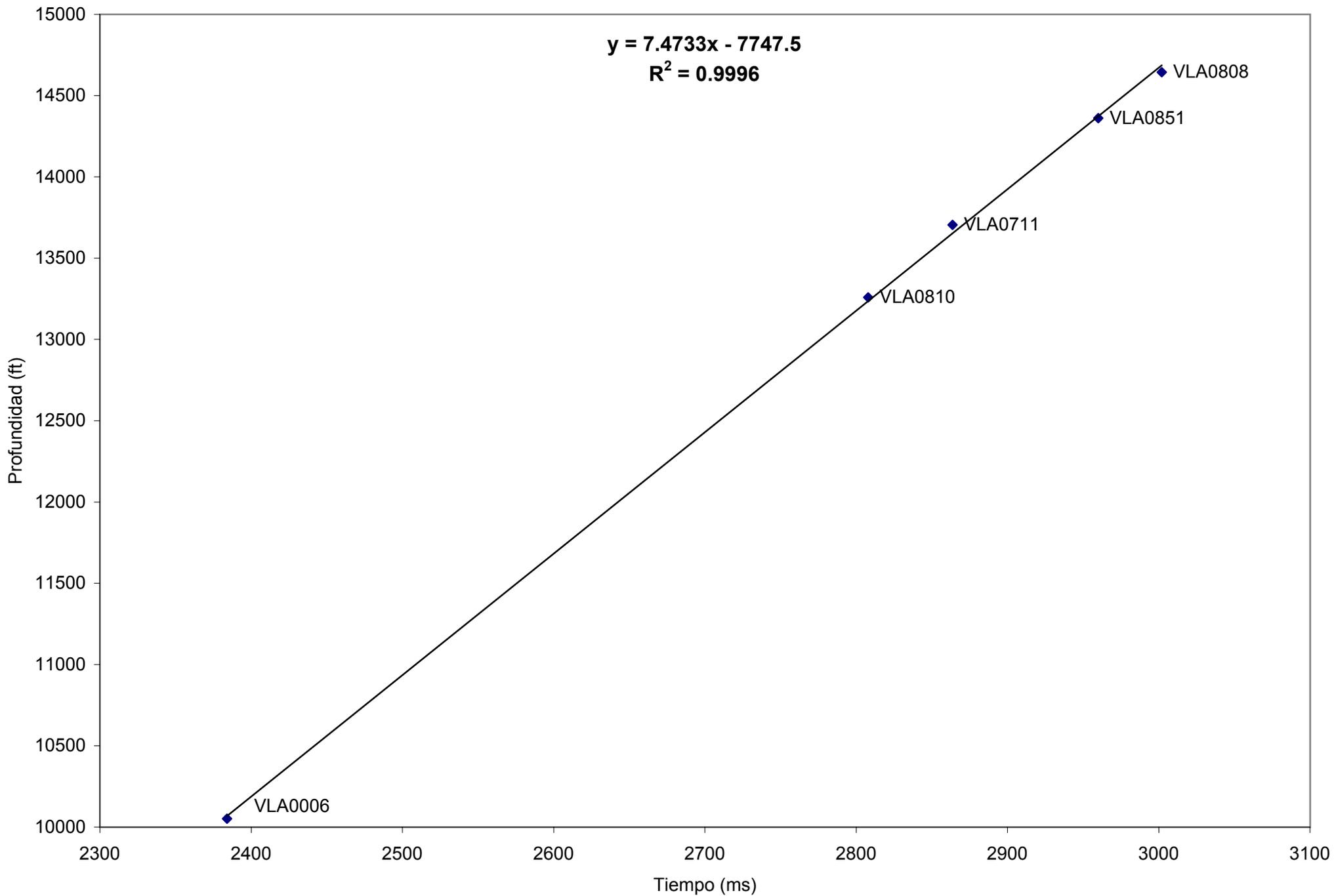
- ◆ Pozos Area VLA - 62
- Pozos con Check Shot
- ▲ Pozos con Sónico y Densidad

Anexo 6. (cont.) Mapa de Ubicación de los Pozos del Area VLA-62 con Curvas de Velocidades Interválicas (pies/seg) en la Unidad C-4 de la Fm. Misoa.

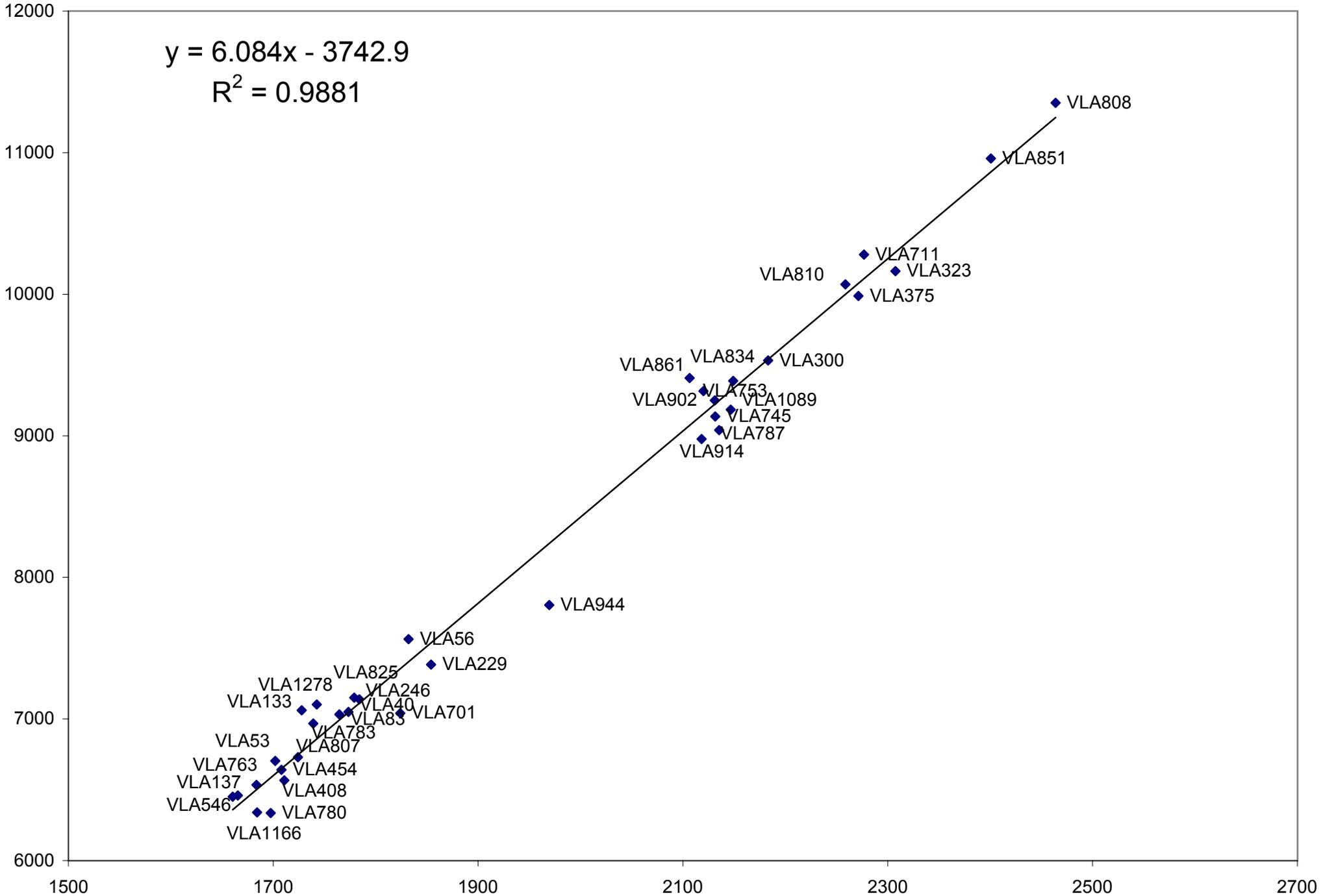


- ◆ Pozos Area VLA - 62
- Pozos con Check Shot
- ▲ Pozos con Sónico y Densidad

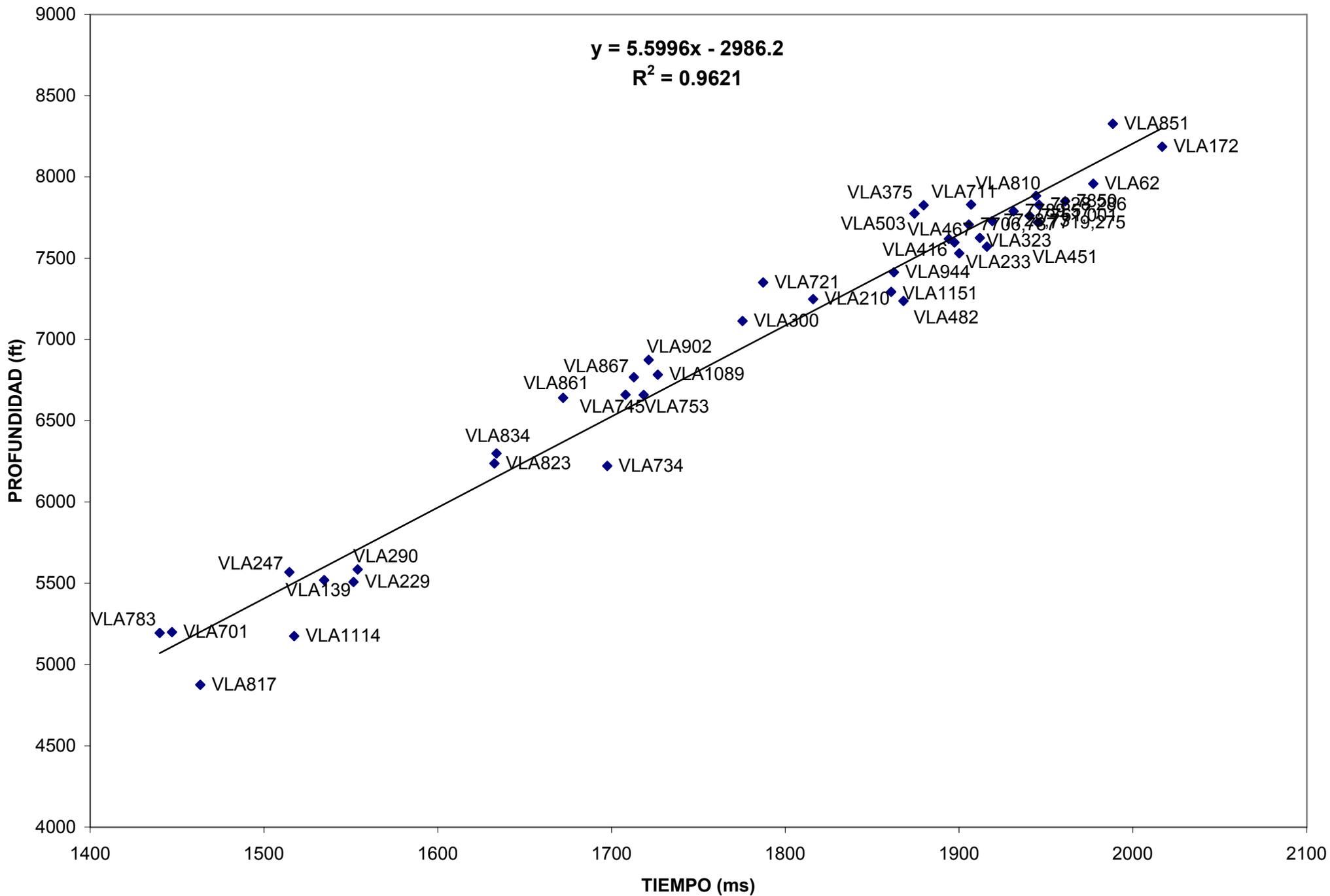
Anexo 7. Función de Velocidad para la conversión Tiempo - Profundidad del Horizonte correspondiente al Tope del Mbro. Socuy



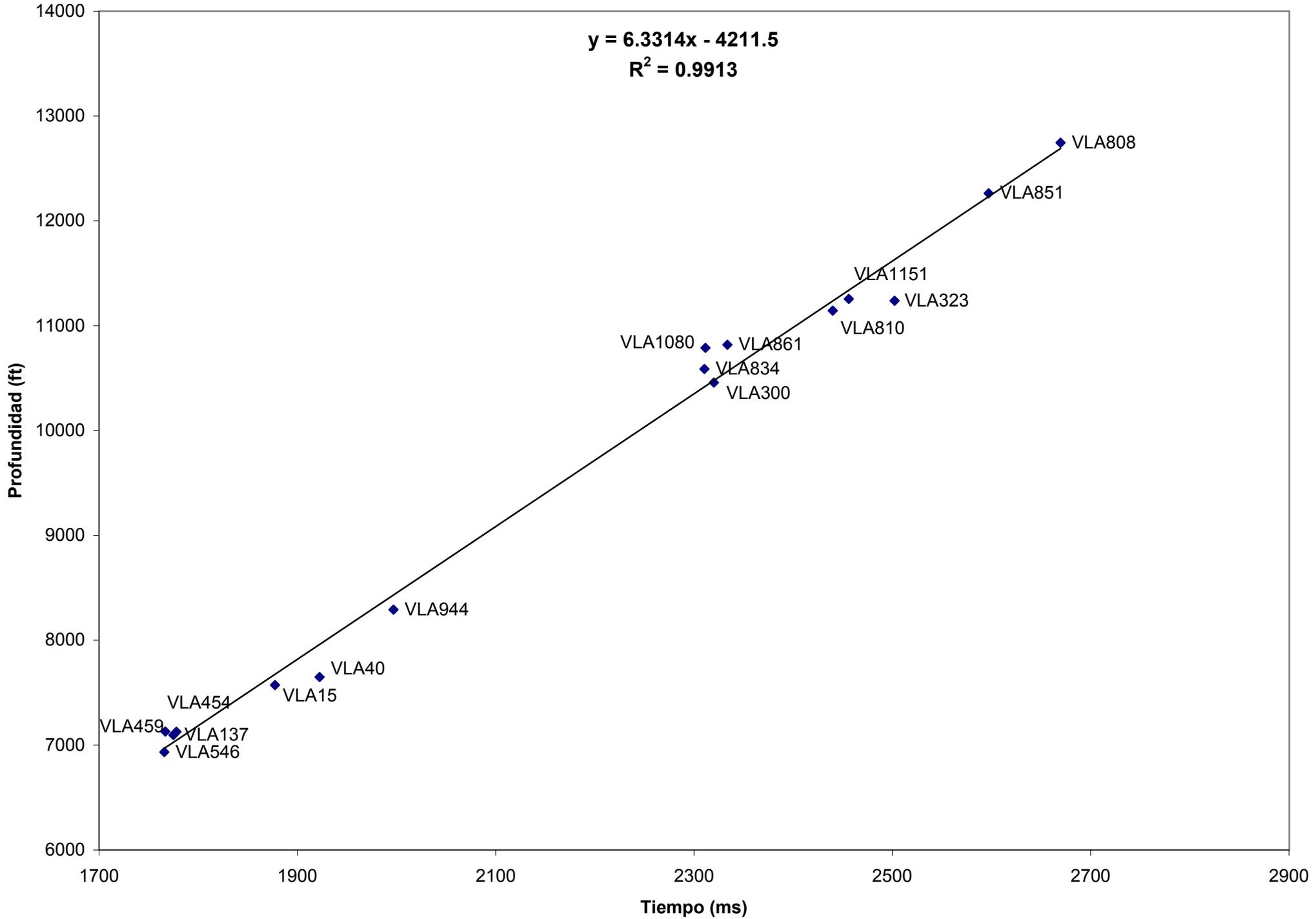
Anexo 7 (cont.) Función de Velocidad para la conversión Tiempo - Profundidad del Horizonte correspondiente al tope de la Unidad C-7



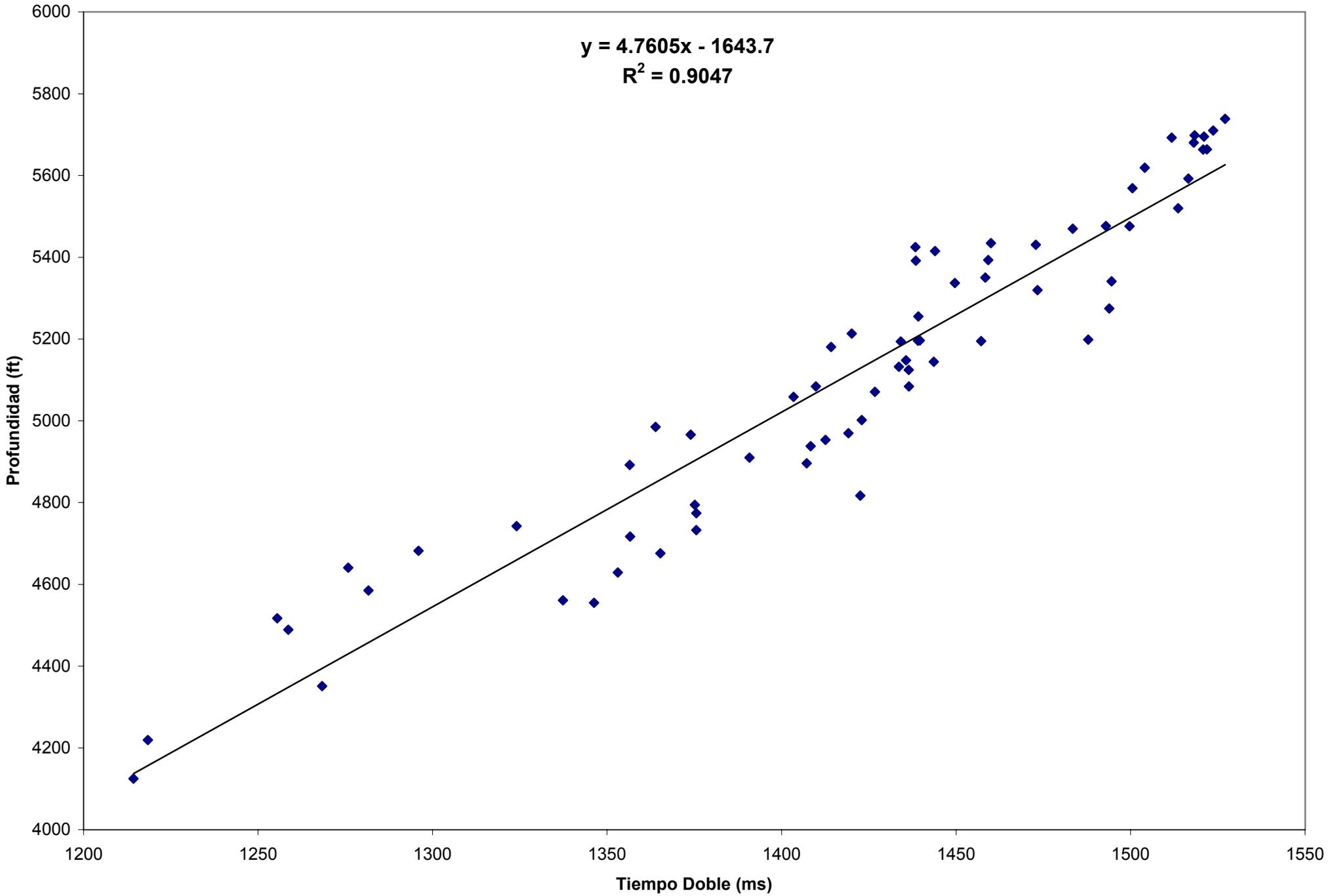
Anexo 7 (cont.) Función de Velocidad para la conversión Tiempo - Profundidad del Horizonte correspondiente al tope de la Unidad C-4



Anexo 7 (cont.) Función de Velocidad para la conversión Tiempo - Profundidad del Horizonte correspondiente al tope de la Fm. Guasare



Anexo 7 (cont.) Función de Velocidad para la conversión Tiempo - Profundidad del Horizonte correspondiente al tope de la Erosión del Eoceno

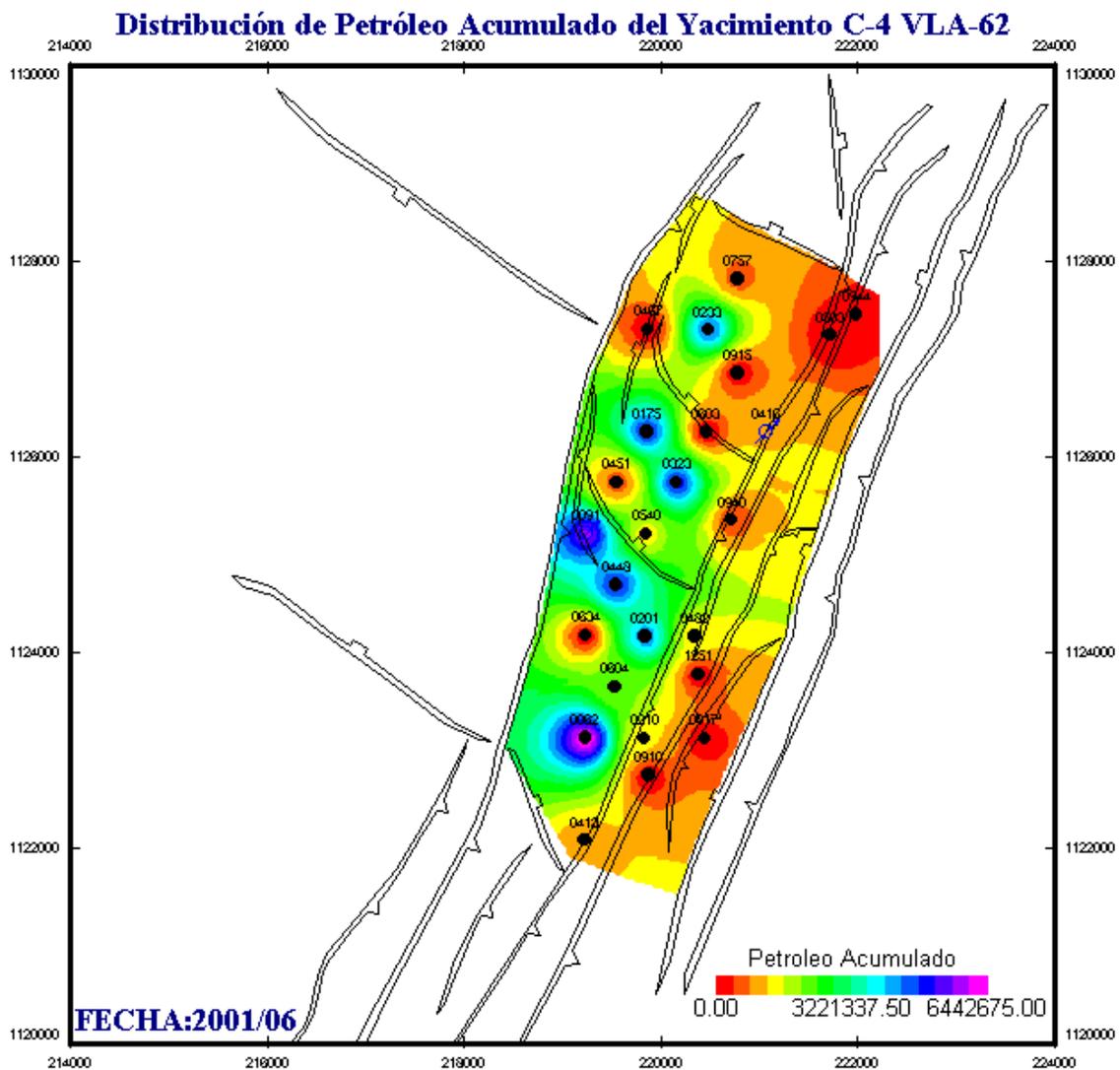


YACIMIENTO	POZO	PRODUCCION INICIAL(Bls/dia)	FECHA PROD. INICIAL	PRODUCCION ACUMULADA (Bls)	EDO. ACTUAL OFICIAL	EDO. FECHA
C-4 VLA-62	VLA-17	566	29/11/54	1793	AMS	7/1/87
C-4 VLA-62	VLA-62	1645	19/11/55	6442675	CWI	5/1/98
C-4 VLA-62	VLA-91	1458	31/8/56	5736288	CWI	5/1/98
C-4 VLA-62	VLA-175	491	30/4/57	4930894	EWL	21/5/98
C-4 VLA-62	VLA-201	1456	31/10/57	4379045	ER	5/1/01
C-4 VLA-62	VLA-210	1340	31/12/57	1252494	EC	7/5/96
C-4 VLA-62	VLA-233	1603	30/6/58	4556120	PTL	6/3/01
C-4 VLA-62	VLA-323	837	30/4/60	5036991	PTL	19/10/00
C-4 VLA-62	VLA-413	1091	30/11/62	875697	EWL	12/1/93
C-4 VLA-62	VLA-416	725	28/2/63	1144756	PTL	21/12/00
C-4 VLA-62	VLA-448	1529	31/5/64	4940499	EWL	16/7/97
C-4 VLA-62	VLA-451 1	0	04/01/1984	21	ECL	5/2/92
C-4 VLA-62	VLA-451 2	354	31/7/64	1102376	EWL	5/1/00
C-4 VLA-62	VLA-467	244	31/1/65	19964	EC	1/2/90
C-4 VLA-62	VLA-482	30	30/9/65	1374903	PTL	19/9/00
C-4 VLA-62	VLA-503	0	01/01/1988	0	SAS	1/1/88
C-4 VLA-62	VLA-540	110	31/5/69	1265018	PTL	8/3/00
C-4 VLA-62	VLA-603	0	31/12/71	0	STS	1/1/90
C-4 VLA-62	VLA-604	646	31/1/71	2012124	EWL	3/1/90
C-4 VLA-62	VLA-634	567	31/12/71	11754	CWI	1/1/97
C-4 VLA-62	VLA-757	177	31/7/78	605163	PTL	20/8/93
C-4 VLA-62	VLA-910	0	11/01/1991	14630	CYL	7/1/01
C-4 VLA-62	VLA-915	27	31/3/84	34295	EWL	4/1/95
C-4 VLA-62	VLA-940	111	31/1/86	455094	PTL	10/1/95
C-4 VLA-62	VLA-944	117	31/1/86	216616	ER	10/1/00
C-4 VLA-62	VLA-1251	24	30/4/97	72485	EC	10/1/00
			TOTAL ACUMULADO C-4	46481695		
YACIMIENTO	POZO	PRODUCCION INICIAL(BPD)	FECHA PROD. INICIAL	PRODUCCION ACUMULADA (Bls)	EDO. ACTUAL OFICIAL	EDO. FECHA
C-7 VLA31	VLA-910	2	31/5/86	38	EC	11/09/1991
C-7 VLA31	VLA-1151	0	21/6/95	0	EC	29/7/97
YACIMIENTO	POZO	PRODUCCION INICIAL(BPD)	FECHA PROD. INICIAL	PRODUCCION ACUMULADA (Bls)	EDO. ACTUAL OFICIAL	EDO. FECHA
CRET VLA-515	VLA-711	2736	31/10/76	11629400	PT	11/08/2000
CRET VLA-515	VLA-851	0	01/01/1988	0	SS	01/01/1990
YACIMIENTO	POZO	PRODUCCION INICIAL(BPD)	FECHA PROD. INICIAL	PRODUCCION ACUMULADA (Bls)	EDO. ACTUAL OFICIAL	EDO. FECHA
BLR VLA-6	VLA-172	327	30/4/57	2000720	ER	16/4/98
BLR VLA-6	VLA-749	0	14/8/78	0	SA	14/8/78
BLR VLA-6	VLA-944	0	30/9/89	153116	EC	10/03/1998
BLR VLA-6	VLA-1151	0	31/8/97	0	EW	31/8/98
BLR VLA-6	VLA-1171	407	30/9/95	563938	PT	09/07/1995
BLR VLA-6	VLA-1246	133	28/2/97	125025	EC	22/8/98

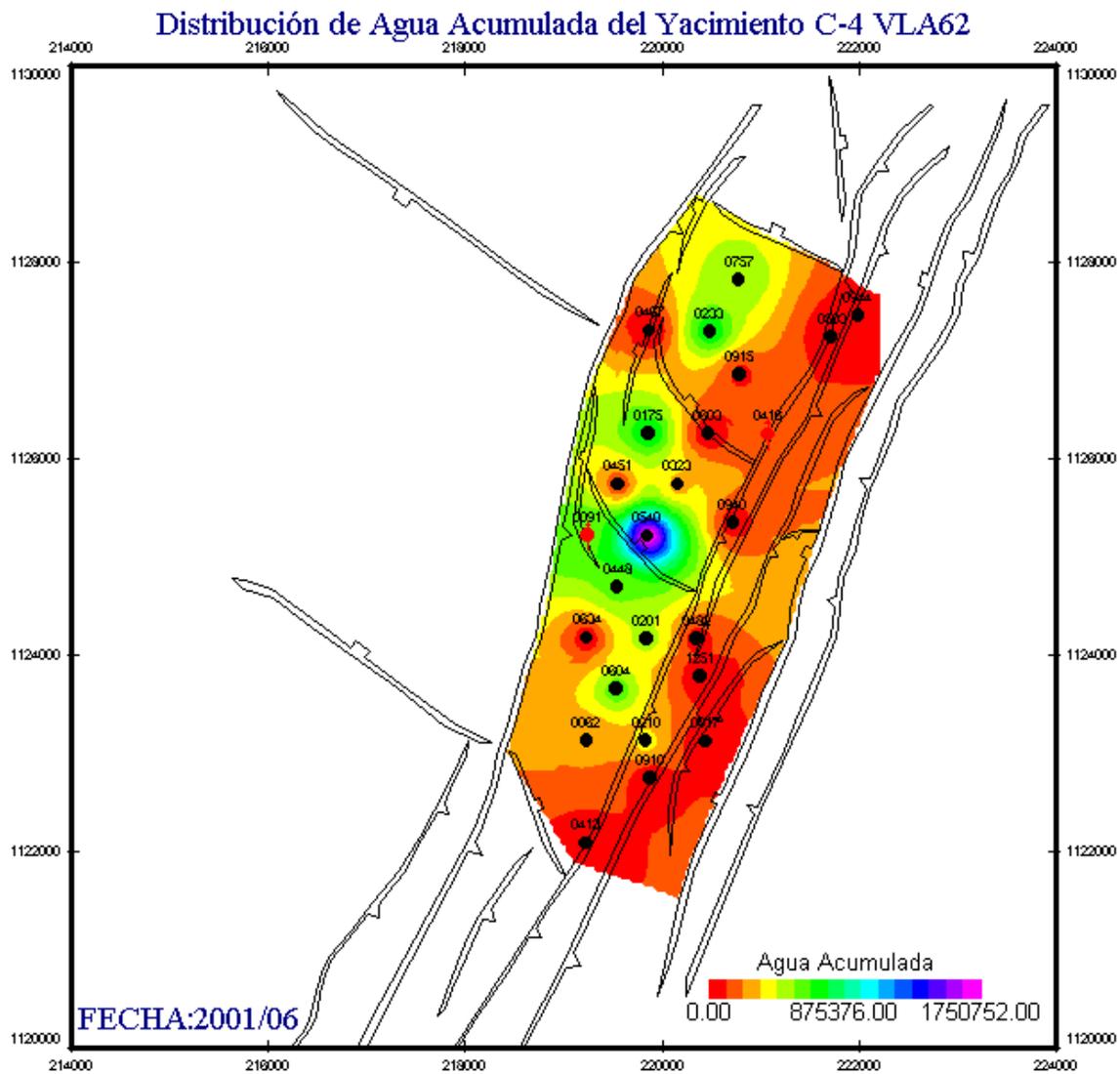
Anexo 8. Datos de Producción por yacimiento de los yacimientos del Área VLA-62. Fuente: OFM.

	POZO	Producción Acumulada (Bls)	Años Produciendo	Producción Efectiva (Bls/Año)
1	VLA-62	6442675	18.83	342088.94
2	VLA-91	5736288	21.92	261731.77
3	VLA-323	5036991	37.58	134021.93
4	VLA-448	4940499	22.17	222879.65
5	VLA-175	4930894	22.58	218342.17
6	VLA-233	4556120	30.33	150201.76
7	VLA-201	4379045	28.00	156394.46
8	VLA-604	2012124	15.25	131942.56
9	VLA-482	1374903	23.83	57688.24
10	VLA-540	1265018	23.83	53077.68
11	VLA-210	1252494	9.50	131841.47
12	VLA-416	1144756	31.83	35960.92
13	VLA-451 2	1102376	15.42	71505.47
14	VLA-413	875697	7.08	123627.81
15	VLA-757	605163	22.42	26996.12
16	VLA-940	455094	15.33	29680.04
17	VLA-944	216616	9.75	22217.03
18	VLA-1251	72485	2.33	31065.00
19	VLA-915	34295	5.25	6532.38
20	VLA-910	14630	5.92	2472.68
21	VLA-634	11754	0.58	11754.00
22	VLA-17	1793	0.08	1793.00
23	VLA-503	0	1.00	0.00
24	VLA-603	0	1.00	0.00

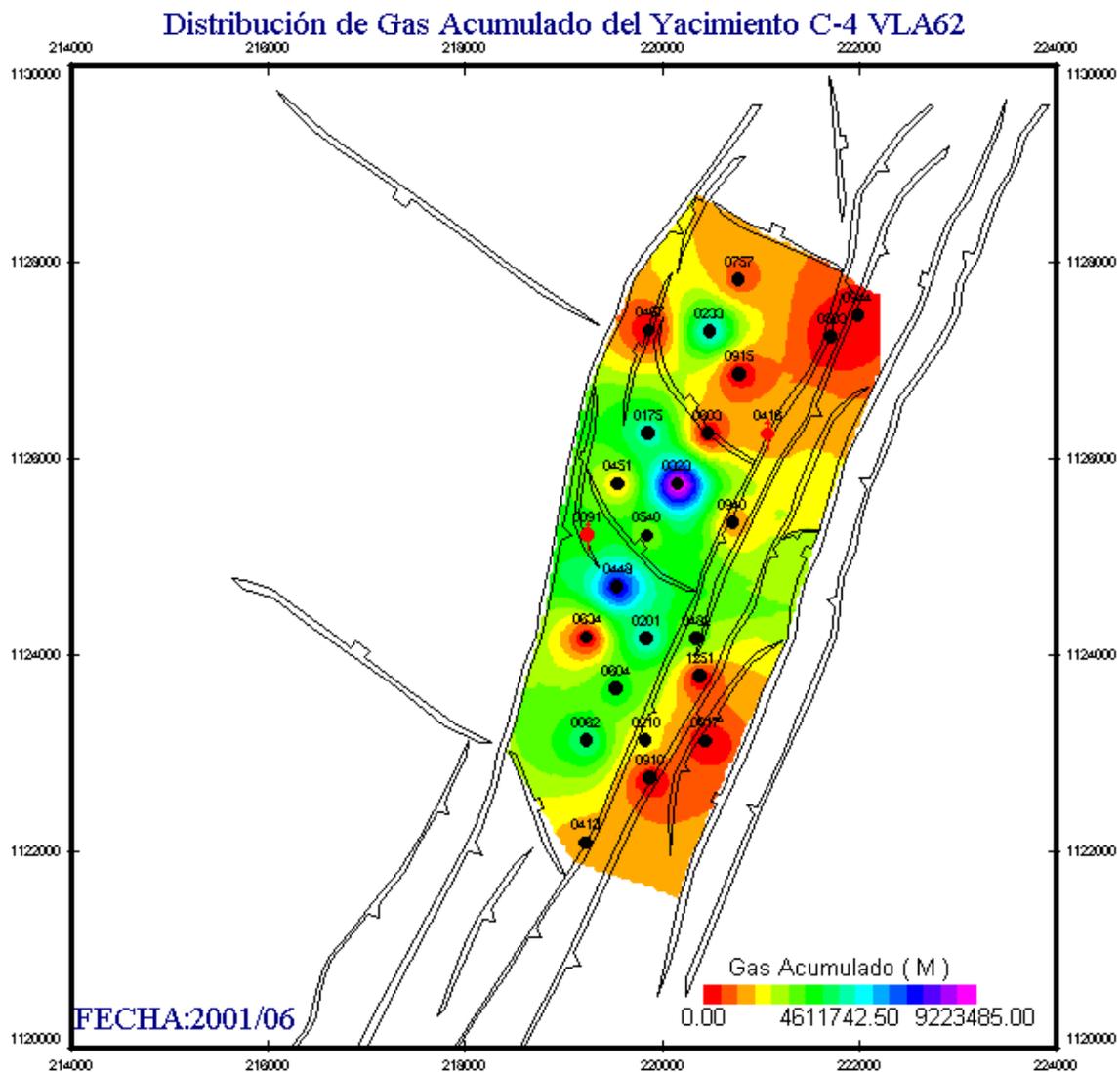
Anexo 8. (cont.) Datos de producción acumulada y efectiva del yacimiento C-4 del Área VLA-62



Anexo 9. Mapa de distribución de petróleo acumulado del yacimiento C-4 VLA-62



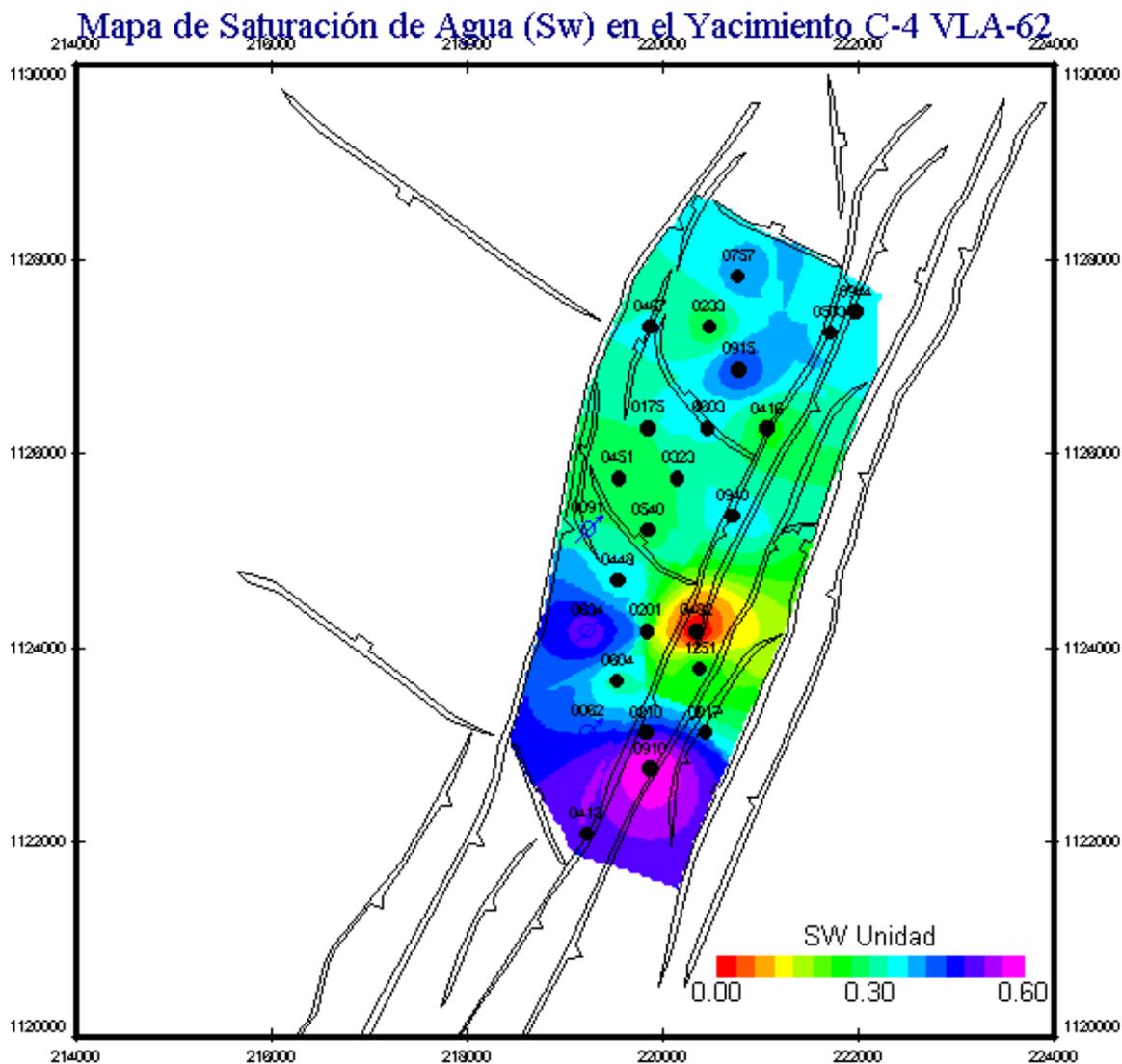
Anexo 10. Mapa de distribución de agua acumulada del yacimiento C-4 VLA-62



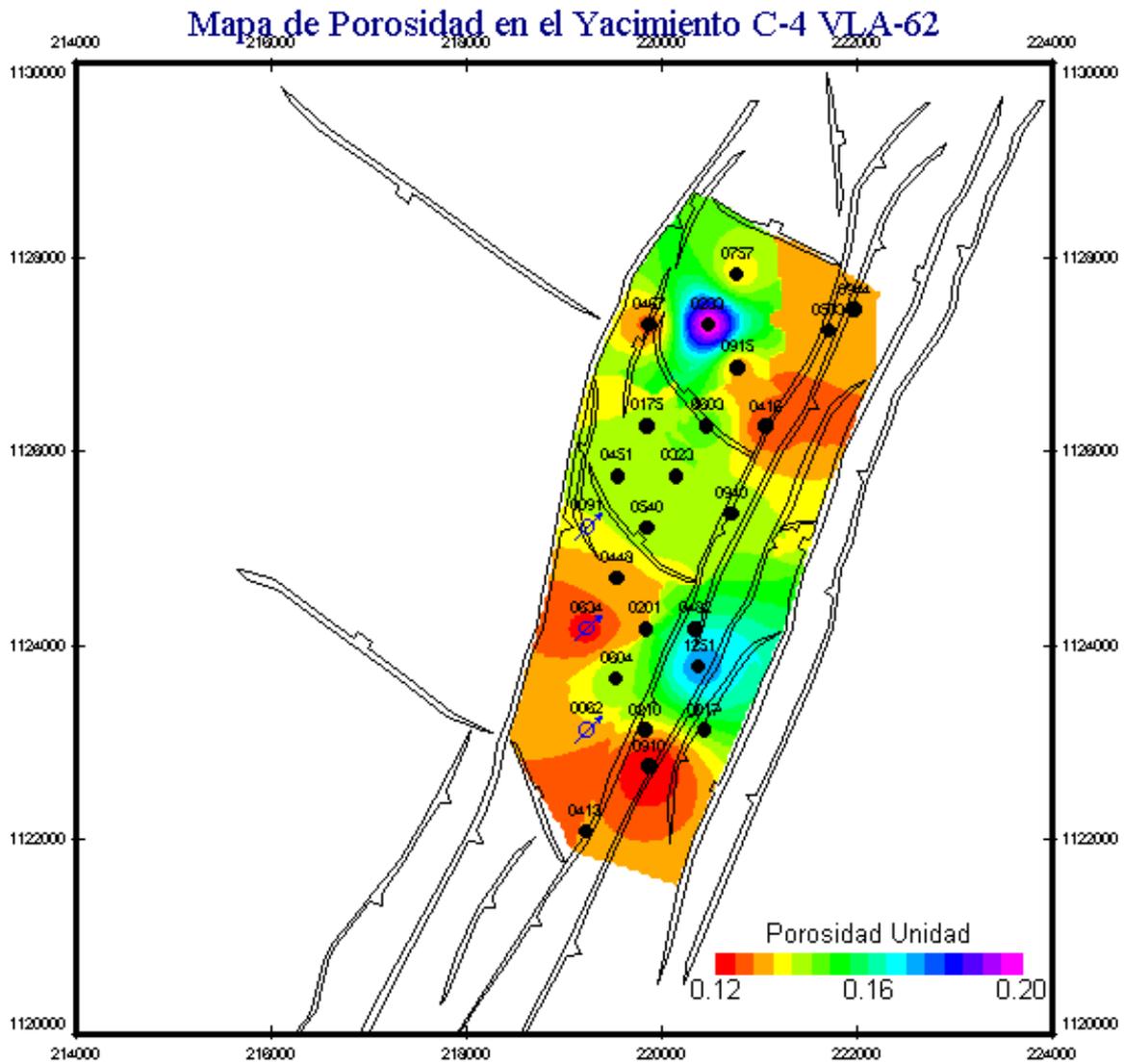
Anexo 11. Mapa de distribución de gas acumulado del yacimiento C-4 VLA-62

*POZO	*UNIDAD	*FECHA	*TOPE	*BASE	*ANT	*ANP	*POR_ANP	*SW_ANP	*YACIMIENTO
"007WHVLA0017 1-1"	C4	20000101	6015	7310	205,5	205,5	*	*	74103
"007WHVLA0062 1-1"	C4	20000101	7985	8427	195,0	175,0	*	*	74103
"007WHVLA0091 1-1"	C4	20000101	7760	8519	186,0	186,0	*	*	74103
"007WHVLA0175 1-1"	C4	20000101	7655	8505	140,5	140,5	*	*	74103
"007WHVLA0201 1-1"	C4	20000101	7800	8500	140,0	140,0	*	*	74103
"007WHVLA0210 1-2"	C4	20000101	7280	8252	304,5	30,0	*	*	74103
"007WHVLA0233 1-1"	C4	20000101	7650	8570	146,0	146,0	19,8	27,0	74103
"007WHVLA0323 1-1"	C4	20000101	7665	8615	132,0	132,0	*	*	74103
"007WHVLA0413 1-1"	C4	20000101	7855	8500	124,0	124,0	*	*	74103
"007WHVLA0416 1-1"	C4	20000101	7765	8700	88,5	88,5	12,2	25,0	74103
"007WHVLA0448 1-1"	C4	20000101	7795	8400	162,5	162,5	13,0	36,0	74103
"007WHVLA0451 1-2"	C4	20000101	7605	8400	11,5	111,5	13,8	27,0	74103
"007WHVLA0467 1-2"	C4	20000101	7640	8500	167,0	167,0	12,4	34,0	74103
"007WHVLA0482 1-1"	C4	20000101	7285	8265	161,0	132,0	0,0	0,0	74103
"007WHVLA0503 1-1"	C4	20000101	7854	8545	138,0	138,0	12,8	37,0	74103
"007WHVLA0540 1-1"	C4	20000101	7735	8368	125,5	125,5	13,9	29,0	74103
"007WHVLA0603 1-1"	C4	20000101	7730	8550	153,0	153,0	14,4	34,0	74103
"007WHVLA0604 1-1"	C4	20000101	7875	8500	173,0	173,0	14,1	33,0	74103
"007WHVLA0634 1-1"	C4	20000101	7895	8550	117,0	117,0	11,9	51,0	74103
"007WHVLA0757 1-1"	C4	20000101	7755	8310	187,0	178,0	13,2	39,0	74103
"007WHVLA0910 1-2"	C4	20000101	6663	7843	215,5	215,5	11,6	60,0	74103
"007WHVLA0915 1-1"	C4	20000101	7777	8508	181,0	181,0	12,8	45,0	74103
"007WHVLA0940 1-1"	C4	20000101	7380	8386	207,0	207,0	13,9	35,0	74103
"007WHVLA0944 1-2"	C4	20000101	7500	7905	216,0	216,0	12,7	36,0	74103
"007WHVLA1251 1-1"	C4	20000101	6897	7500	296,0	147,0	17,0	27,0	74103

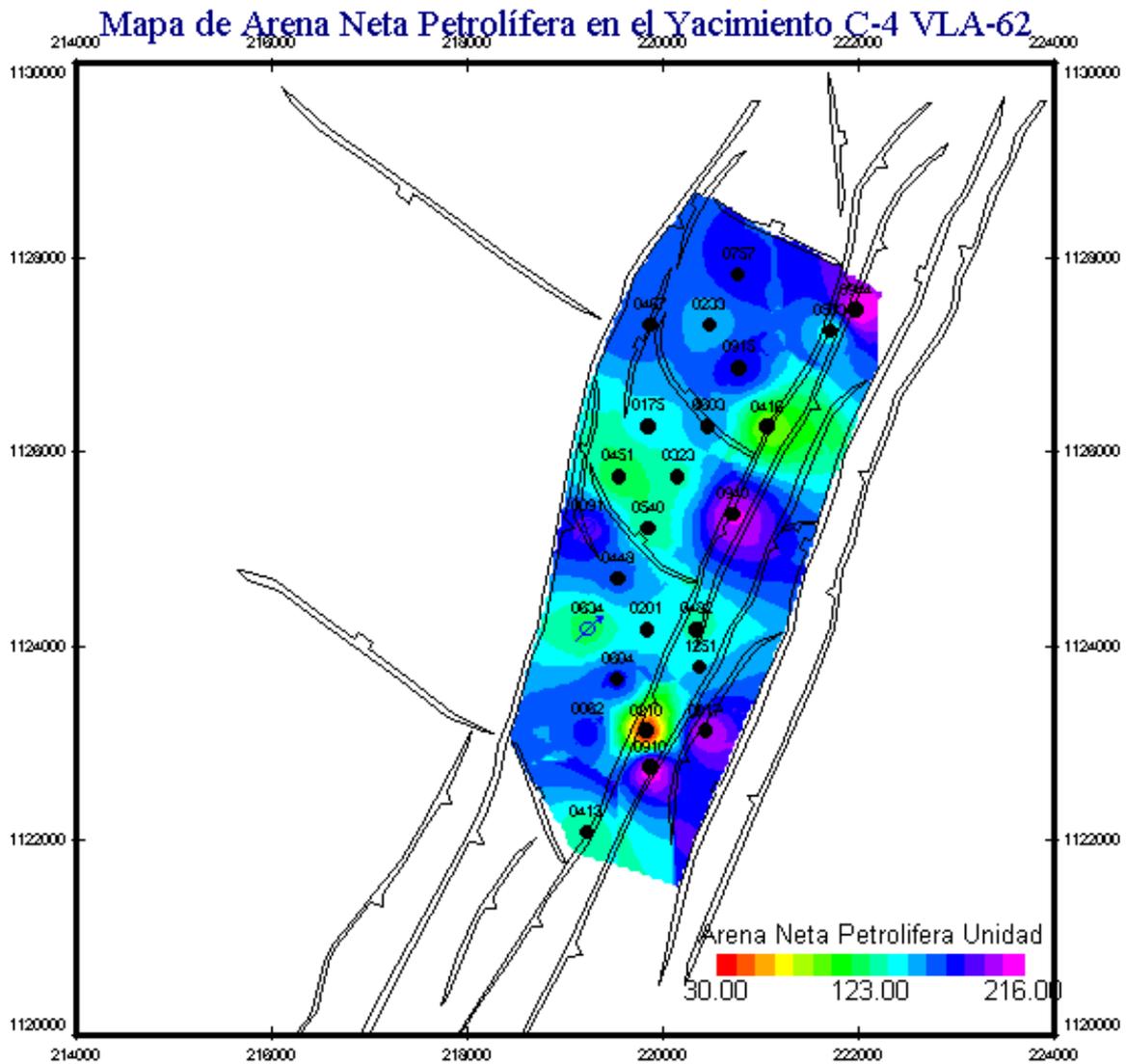
Anexo 12. Datos petrofísicos del yacimiento C-4 VLA-62



Anexo 13. Mapa de saturación de agua (Sw) del yacimiento C-4 VLA-62

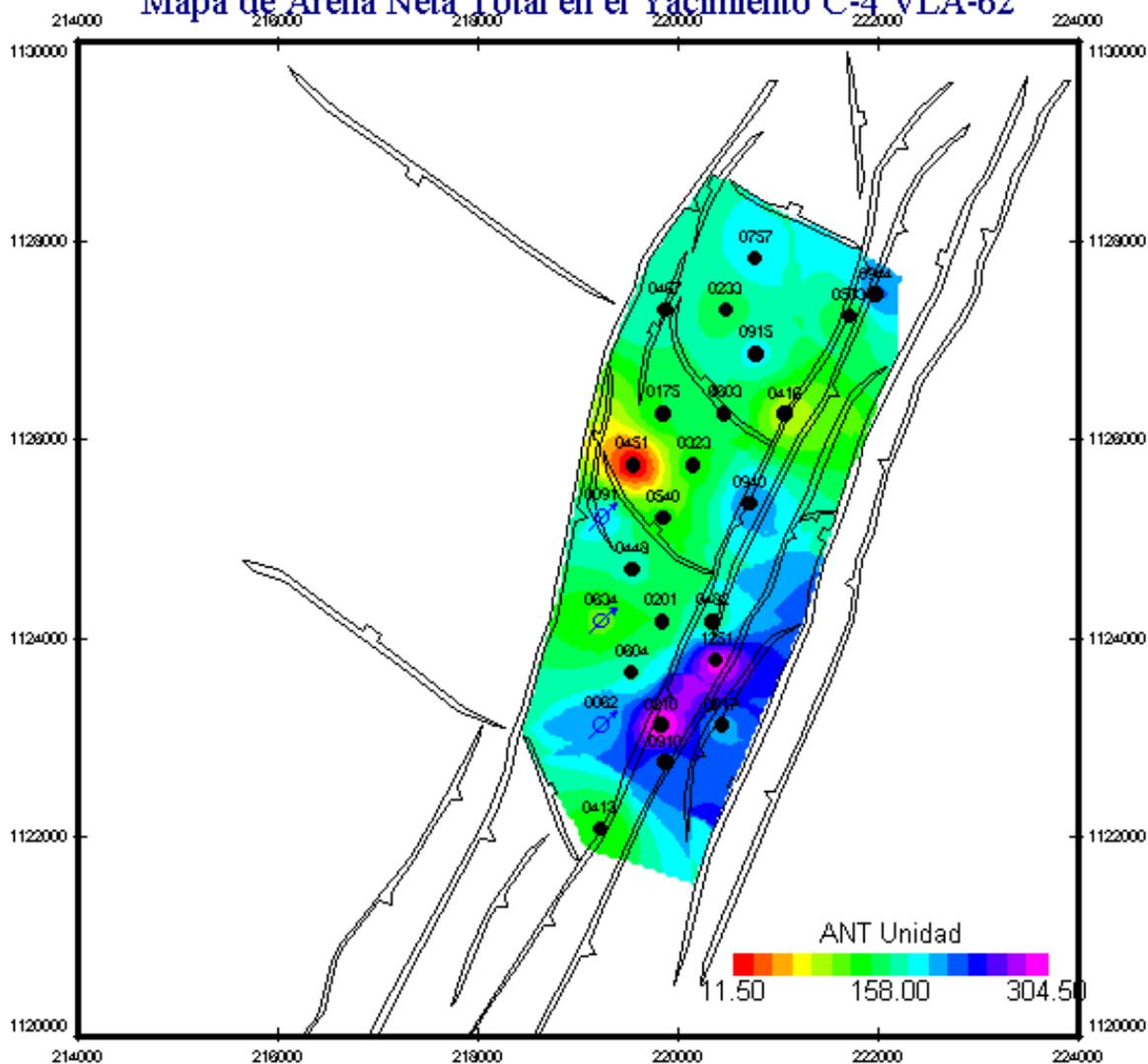


Anexo 14. Mapa de porosidad del yacimiento C-4 VLA-62



Anexo 15. Mapa de Arena neta petrolífera (ANP) del yacimiento C-4 VLA-62

Mapa de Arena Neta Total en el Yacimiento C-4 VLA-62



Anexo 16. Mapa de arena neta total (ANT) del yacimiento C-4 VLA-62

Pozo VLA	ACTIVO	INACTIVO	ABANDONADO
17			C 3/4
62		C 3/4 (Inyector) (Alta RGP)	
91		C 3/4 (Inyector) (Alta RAP)	
121		B8 y B9	
172		C 3/4, BLR	
175		C 3/4 (Alta RAP)	
201		C 3/4	
210		C 3/4 (Alta RGP), LG'S INF.	
233		C 3/4	
323	C 3/4		
413		C 3/4 (Alta RAP)	
416	C 3/4		
448		C 3/4 (Alta RAP)	
451		C 3/4 (Alta RAP)	
482	C 3/4		
503		C 3/4 (SECO)	
540	C 3/4		
603		C 3/4 (SECO)	
604		C 3/4 (Alta RAP)	
615		B8 y B9	
634		C 3/4 (Inyector) (Alta RGP)	
711	Cretácico		
749		BLR (SECO),B6 y B8 (Agua)	
757	C 3/4		
851		Cretácico (SECO)	
910		C 3/4	
915		C 3/4 (Alta RAP)	
940	C 3/4		
944	C 3/4	BLR	
1151		C-7 (SECO)	BLR
1171		BLR	
1246		BLR	
1251	C 3/4		

Anexo 17. Situación de los Pozos VLA - 62