TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO SAN CRISTÓBAL, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br.
Castillo González, Isaías Daniel
para optar al título de Ingeniero Geofísico

Caracas, Mayo de 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO SAN CRISTÓBAL, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor académico: Prof. Pedro León

Tutor industrial: Ing. Carlos Márquez

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br.
Castillo González, Isaías Daniel
para optar al título de Ingeniero Geofísico

Caracas, Mayo de 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Isaías Daniel Castillo González, titulado:

"MODELO ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO SAN CRISTÓBAL, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO"

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

Prof. Yaraixa Pérez
Jurado

Prof. Massimo Di Giulio
Jurado

Prof. Pedro León
Tutor Académico

Ing. Carlos Márquez
Tutor Industrial

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado en primer lugar a mi madre Elizabeth, por traerme al mundo y darme de manera incondicional desde que nací un gran apoyo en todos los sentidos, y por ser la fundadora de mis bases sólidas que me han permitido desempeñarme en esta vida siempre luchando y viendo hacia delante.

A mis abuelos Federico y Mercedes, que desde donde se encuentren se que nos han ayudado a mi familia y a mí para lograr alcanzar nuestras metas.

Con un inmenso cariño le dedico este trabajo a los padrinos de mi hermano: Antonio y Gloria, y sus hijos: Clara, Fátima y Manuel, por apoyarnos en muchas formas a mi familia y a mí en todos nuestros problemas, y por confiar y creer en nosotros, y porque a pesar de que no tengo ningún lazo sanguíneo con ellos, mi familia y yo los consideramos como nuestra familia, ya que se han comportado como tal con nosotros.

También dedico esta tesis a mi tío Lorenzo y sus hijos, por habernos ayudado en muchas ocasiones a mi familia y a mí, incluso a pesar de que todos ellos se encuentran viviendo muy lejos de nosotros.

Este trabajo también se lo dedico a mi padrino Jorge quien ha sido como un padre, ya que siempre me ha ayudado y ha creído en mí.

Al Gobernador del estado Guárico Eduardo Manuitt, por haberme ayudado en varias ocasiones para poder continuar con mis estudios y haber creído y confiado en mí.

Finalmente, también le dedico este trabajo a María Teresa junto con la Casa Hogar de Bárcenas y sus colaboradores, quienes me brindaron por un tiempo un techo en Caracas para poder continuar con mi carrera.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar y por encima de todo y de todos, a Dios y a la Virgen por abrir caminos para que se diera la elaboración de este trabajo desde el principio hasta el final, y en segundo lugar a mi madre quien estuvo siempre a mi lado para darme ánimo y apoyo.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme aceptado a estudiar en ella, y porque estando estudiando en esta universidad aprendí no solo buenos conocimientos académicos, sino también valores personales y profesionales que sirvieron de base para seguir desempeñándome en la vida.

A PDVSA CVP e INTEVEP por permitirme elaborar esta tesis dentro de esta gran empresa y así obtener mejor entrenamiento profesional del más alto nivel.

A los Ingenieros Carlos Márquez y Pedro León, por su disposición y por haberme ayudado en todo momento a poder realizar este trabajo como tutor industrial y académico respectivamente.

A mis compañeros de estudio Jesús, Jaime y Jilson, y a mis compañeros de trabajo en PDVSA CVP e INTEVEP, Liscar, Israel, Héctor, Edgar y Selene, por haberme apoyado y ayudado en muchas ocasiones con la elaboración de esta tesis.

A todos mis panas de la escuela de geofísica.

Castillo G., Isaías D.

MODELO ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO SAN CRISTÓBAL, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor académico: Prof. Pedro León. Tutor industrial: Ing. Carlos Márquez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2007, N° de páginas 168.

Palabras Clave: Interpretación sísmica – Estructural – Estratigráfica – Campo San Cristóbal – Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen. La zona de estudio comprende una extensión aproximada de 140 Km^2, la cual abarca en su totalidad al campo San Cristóbal ubicado dentro del bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta zona está ubicada entre las coordenadas Norte: 958.386 y 967.506 y Este: 292.376 y 308.396 (Huso 20, Datum La Canoa) entre los estados Guárico y Anzoátegui en su parte central, a unos 10 Km al suroeste de la ciudad de Pariaguán.

El objetivo general de la investigación es generar un modelo estructural-estratigráfico de la Formación Oficina en la Faja del Orinoco, correspondiente a un área de 140 Km^2 definida para el campo antes mencionado. La interpretación de fallas se apoyó en atributos sísmicos como el Cubo de Coherencia, y mapas de buzamiento (Dip) y borde (Edge) de los horizontes interpretados.

Se elaboraron mapas estructurales en tiempo y en profundidad de los topes de las Formaciones Oficina, Merecure y Tigre. En estos se identificó un sistema de fallas normales "en echelón" de rumbos N45O ubicadas al sur, y un sistema de fallas normales más jóvenes con direcciones este – oeste, las cuales se enmarcan en el modelo regional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se identificaron siete trampas que estructuralmente muestran un posible interés prospectivo.

Con el objeto de evaluar características estratigráficas, se analizaron "time slices" de coherencia, se realizaron mapas de atributos sísmicos de los topes de Oficina Inferior, Merecure y Tigre, se analizó cualitativamente un núcleo con estos atributos, y se realizaron mapas de propiedades petrofísicas guiados con dichos atributos para el tope de Merecure. A partir de esto se identificaron canales con espesores desde 50 pies hasta 100 pies y anchos desde 60 metros hasta 800 metros.

Hacia el tope de la Formación Oficina Inferior el ambiente de sedimentación es deltáico, pero sus arenas basales fueron depositadas bajo un ambiente de fluvial a

deltáico, mientras que por debajo del tope de la Formación Merecure el ambiente de depositación fue fluvial. Las arenas basales de Oficina Inferior, tienen muy buena a excelente calidad de yacimiento con una porosidad de 21 % a 36 %, y una permeabilidad de 12 md a 18100 md, mientras que la Formación Merecure tiene una excelente calidad de yacimiento con una porosidad de 27 % a 36 %, y una permeabilidad de 1190 md a 20500 md. Se identificaron paquetes de canales al este en la Formación Merecure con un ancho de 800 metros aproximadamente, un espesor entre 80 pies y 200 pies, una porosidad efectiva entre 20 % y 30 %, y una saturación de agua entre 20 % y 40 %.

ÍNDICE

Pág.

DEDICATORIA i

AGRADECIMIENTOS iii

RESUMEN iv

LISTA DE TABLAS Y GRÁFICOS x

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN 1

1.1- Planteamiento del problema 1

1.2- Ubicación del área de estudio 3

1.3- Objetivos 4

1.3.1- Objetivo general 4

1.3.2- Objetivos específicos 4

1.4- Justificación 5

CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO 6

2.1- Generalidades 6

2.2- Geología regional 8

2.2.1- Evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca Oriental 8

2.2.2- Rasgos estructurales y estratigráficos de la Faja Petrolífera del Orinoco 14

2.3- Geología local 18

2.3.1- Formación Oficina (Mioceno Temprano - Medio) 21

2.3.2- Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano) 23

2.3.3- Formación Tigre (Turoniense - Santoniense) 23

2.3.4- Formación Carrizal (Cámbrico Temprano) 24

CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO 25

3.1- Interpretación Sísmica Estructural 25

3.1.1- Calibración sísmica – pozo 25

3.1.2- Interpretación de horizontes 27

3.1.3- Interpretación de fallas 27

3.1.3.1- Cubo de Coherencia 28

Pág.

3.1.3.2- Atributos sísmicos “Dip” y “Edge” 32

3.1.4- Mapas estructurales en tiempo 32

3.1.5- Conversión tiempo – profundidad 33

3.1.6- Mapas estructurales en profundidad 34

3.2- Estratigrafía Sísmica 34

3.2.1- Secuencias depositacionales 34

3.2.2- Análisis de facies sísmicas 39

3.3- Canales y valles incisos 42

3.4- Atributos sísmicos 44

3.4.1- Atributos instantáneos 45

3.4.2- Atributos interválicos 45

3.4.3- Atributos volumétricos 47

3.5- Resolución sísmica vertical 48

3.6- Estudio petrofísico 49

3.6.1- Propiedades físicas medidas 50

3.6.2- Propiedades petrofísicas 50

3.6.2.1- Volumen de arcilla (V_{sh}) 50

3.6.2.2- Saturación de agua (S_w) 51

3.6.2.3- Saturación de agua irreducible (S_{wi}) 52

3.6.2.4- Saturación de agua en formaciones arcillosas 52

3.6.2.5- Parámetros de corte 53

3.6.2.6- Arena Neta (AN) 53

3.6.2.7- Arena Neta Petrolífera (ANP) 53

3.6.2.8- Porosidad (ϕ) 54

3.6.2.9- Permeabilidad 55

3.6.2.10- Resistividad 56

3.6.3- Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales 56

3.6.3.1- Potencial Espontáneo (SP) 57

3.6.3.2- Rayos Gamma (GR) 57

3.6.4- Registros de resistividad 58

Pág.

3.7- Regresión lineal 59

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA 62

4.1- Revisión bibliográfica 63

4.2- Carga de datos 63

4.3- Visualización del cubo sísmico 63

4.4- Control de calidad de los tiros de verificación “check shots” 64

4.5- Elaboración de los sismogramas sintéticos 66

4.6- Interpretación de horizontes 71

4.7- Interpretación de fallas 72

4.8- Elaboración de los mapas estructurales en tiempo 80

4.9- Elaboración del modelo de velocidades 86

4.10- Mapas estructurales en profundidad 88

4.11- Resolución sísmica vertical 89

4.12- Visualización 3D 90

4.13- Interpretación sismoestratigráfica 92

4.14- Elaboración de mapas de atributos sísmicos 96

4.15- Descripción de un núcleo 97

4.16- Evaluación petrofísica 102

4.17- Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos 103

CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS 104

5.1- Interpretación estructural 104

5.1.1- Secciones sísmicas 104

5.1.2- Mapas estructurales en profundidad 108

5.2- Interpretación sismoestratigráfica 114

5.2.1- Secciones sísmicas y “time slices” de coherencia 114

5.2.2- Mapas de atributos sísmicos 123

5.2.3- Análisis cualitativo entre el núcleo y los atributos sísmicos 135

5.2.4- Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos 138

Pág.

5.2.4.1- Análisis para la Formación Merecure 139

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 145

APÉNDICE 156

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS 164

LISTA DE GRÁFICOS Y TABLAS

Pág.

Gráfico 1. Localización del área de estudio 3

Gráfico 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela 7

Gráfico 3. Corte geológico conceptual norte – sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco 7

Gráfico 4. Tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela 11

Gráfico 5. Sección geológica mostrando la evolución tectónica y estructural del oriente de Venezuela 12

Gráfico 6. Faja Petrolífera del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas 14

Gráfico 7. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco 15

Gráfico 8. Elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco 16

Gráfico 9. Estratigrafía regional de la Faja Petrolífera del Orinoco con las cuatro áreas estratégicas 17

Gráfico 10. Ambientes de la Formación Oficina Inferior 20

Gráfico 11. Cuadro de Correlación Estratigráfica del área Junín 21

Gráfico 12. Elaboración de un sismograma sintético 26

Gráfico 13. Esquema de correlación para el cálculo del Cubo de Coherencia 29

Gráfico 14. Efecto del plano de falla en el cálculo del Cubo de Coherencia 29

Gráfico 15. Modelo discreto del operador “3D EPS” en una ventana analítica de 5x5x5 31

Gráfico 16. Modelo de 4 bloques tipo para el cálculo del algoritmo “3D EPS” 31

Gráfico 17. Diagrama esquemático de los componentes de una secuencia depositacional 35

Gráfico 18. Formación de las secuencias depositacionales 37

Gráfico 19. Tipos de terminaciones sísmicas de las secuencias depositacionales 38

Gráfico 20. Análisis de la configuración interna en las facies sísmicas 40

Gráfico 21. Forma externa de las reflexiones en las facies sísmicas 41

Pág.

Gráfico 22. Clasificación de los canales basada sobre su forma y tipo de carga de sedimento presente 43
Gráfico 23. Modelo conceptual de corte de canal por planos de falla 43
Gráfico 24. Atributos correspondientes a rasgos geológicos de los yacimientos 46
Gráfico 25. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo 48
Gráfico 26. Ley de Darcy y su representación esquemática 55
Gráfico 27. Aproximación lineal a tres puntos 60
Gráfico 28. Esquema de la metodología de trabajo 62
Gráfico 29. Cubo sísmico migrado pre - apilamiento 65
Gráfico 30. Control de calidad de los “check shots” 67
Gráfico 31. Ajuste de la ondícula Ricker teórica con la extraída de la sísmica 69
Gráfico 32. Sismograma sintético del pozo “A” 69
Gráfico 33. Sismograma sintético del pozo “M” 70
Gráfico 34. Marcadores geológicos del pozo “A” calibrados y desplegados sobre la sísmica 71
Gráfico 35. Marcadores geológicos del pozo “M” calibrados y desplegados sobre la sísmica 72
Gráfico 36. Horizontes creados en tiempo 73
Gráfico 37. Cubo de Coherencia 74
Gráfico 38. “Time slice” del Cubo de Coherencia con fallas interpretadas a los 500 ms 76
Gráfico 39. Atributos de superficie “Dip” y “Edge” para las Formaciones Oficina Inferior, Merecure y Tigre 77
Gráfico 40. Sección sísmica aleatoria con cruces de fallas interpretadas sobre “time slices” del Cubo de Coherencia 78
Gráfico 41. Sección sísmica aleatoria con fallas interpretadas 78
Gráfico 42. Contactos de falla en sección sísmica aleatoria y sobre el horizonte Oficina Inferior en tiempo 79
Gráfico 43. Polígonos de falla sobre el horizonte Oficina Inferior en tiempo 80

Pág.

Gráfico 44. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Oficina Inferior 81
Gráfico 45. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Merecure 83
Gráfico 46. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Tigre 84
Gráfico 47. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Carrizal 85
Gráfico 48. Mapa estructural en tiempo del tope del basamento 85
Gráfico 49. Modelo de velocidades 86
Gráfico 50. Visualización 3D en tiempo de los horizontes y las fallas interpretadas 91
Gráfico 51. Interpretación de canales identificados sobre "time slices" de coherencia y secciones sísmicas 93
Gráfico 52. Interpretación de canales identificados a 475 ms sobre "time slices" de coherencia, registros de pozo y secciones sísmicas 94
Gráfico 53. Interpretación de canales identificados a 900 ms sobre "time slices" de coherencia, registros de pozo y secciones sísmicas 95
Gráfico 54. Núcleo analizado por intervalos en profundidad 98
Gráfico 55. Identificación de canales ubicados a 765 ms dentro del intervalo correspondiente al núcleo en el pozo "P" 100
Gráfico 56. Identificación de canales ubicados a 790 ms dentro del intervalo correspondiente al núcleo en el pozo "P" 101
Gráfico 57. Matriz de calidad para la Formación Merecure 103
Gráfico 58. Sección sísmica "Inline" de rumbo E-O al norte del área de estudio 104
Gráfico 59. Sección sísmica "Inline" de rumbo E-O al sur del área de estudio 105
Gráfico 60. Sección sísmica aleatoria de rumbo N70E al sur del área de estudio 106
Gráfico 61. Sección sísmica aleatoria de rumbo N35E al sur del área de estudio 107
Gráfico 62. Sección sísmica "Xline" de rumbo N-S 107
Gráfico 63. Sección sísmica aleatoria de rumbo N35E al suroeste del área de estudio 108
Gráfico 64. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina Inferior 109
Gráfico 65. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Merecure 111
Gráfico 66. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Tigre 112

Pág.

Gráfico 67. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas (tope de la Formación Oficina Inferior) 113
Gráfico 68. “Onlap” identificado sobre el tope de la Formación Carrizal 114
Gráfico 69. Interrupción de reflectores interpretados como paquetes de canales al sureste entre 640 ms y 740 ms 116
Gráfico 70. “Time slice” de coherencia a 660 ms con canales interpretados 116
Gráfico 71. “Time slice” de coherencia a 685 ms con canales interpretados 117
Gráfico 72. “Time slice” de coherencia a 725 ms con canales interpretados 117
Gráfico 73. “Time slice” de coherencia a 520 ms con canales interpretados 119
Gráfico 74. “Time slice” de coherencia a 600 ms con canales interpretados 119
Gráfico 75. “Time slice” de coherencia a 765 ms con canales interpretados 120
Gráfico 76. “Time slice” de coherencia a 800 ms con canales interpretados 120
Gráfico 77. “Time slice” de coherencia a 820 ms con canales interpretados 121
Gráfico 78. “Time slice” de coherencia a 875 ms con canales interpretados 121
Gráfico 79. “Time slice” de coherencia a 900 ms con canales interpretados 122
Gráfico 80. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico 123
Gráfico 81. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo superficial 124
Gráfico 82. Mapa de Frecuencia Instantánea Promedio del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico 125
Gráfico 83. Mapa de Primera Componente Principal del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico 125
Gráfico 84. Mapa de Segunda Componente Principal del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico 126
Gráfico 85. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial 127
Gráfico 86. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo interválico 128

Pág.

Gráfico 87. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial 128
Gráfico 88. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial 130
Gráfico 89. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial 130
Gráfico 90. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial 131
Gráfico 91. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Tigre. Atributo interválico 131
Gráfico 92. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio de la superficie 1. Atributo interválico 132
Gráfico 93. Mapa de Amplitud RMS de la superficie 1. Atributo interválico 133
Gráfico 94. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio de la superficie 1. Atributo interválico 133
Gráfico 95. Mapa de Primera Componente Principal de la superficie 2. Atributo interválico 134
Gráfico 96. Mapa de Segunda Componente Principal de la superficie 2. Atributo interválico 135
Gráfico 97. Ejemplos de ambientes de sedimentación 136
Gráfico 98. Columna estratigráfica y ambientes de sedimentación de la Formación Oficina Inferior 138
Gráfico 99. Mapa de Espesor Total guiado con Amplitud Total. Tope Formación Merecure 140
Gráfico 100. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Intensidad de la Reflexión Promedio. Tope Formación Merecure 142
Gráfico 101. Mapa de Saturación de Agua guiado con Pendiente en la Mitad de la Energía Total. Tope Formación Merecure 144
Gráfico 102. “Time slice” de coherencia a 475 ms con canales interpretados 156
Gráfico 103. “Time slice” de coherencia a 545 ms con canales interpretados 157

Pág.
Gráfico 104. “Time slice” de coherencia a 790 ms con canales interpretados 157
Gráfico 105. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico 158
Gráfico 106. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo superficial 158
Gráfico 107. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Merecure. Atributo interválico 159
Gráfico 108. Mapa de la Pendiente en la Mitad de la Energía Total del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial 159
Gráfico 109. Mapa de Energía Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial 160
Gráfico 110. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial 160
Gráfico 111. Mapa de Energía Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial 161
Gráfico 112. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio de la superficie 2. Atributo interválico 161
Gráfico 113. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Amplitud Absoluta Promedio. Tope Formación Merecure 162
Gráfico 114. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Energía Promedio. Tope Formación Merecure 163
Tabla 1. Inventario de los registros de pozo 64
Tabla 2. Pozos a los cuales se les asignó la curva tiempo – profundidad 87
Tabla 3. Resolución sísmica vertical para los intervalos de interés 90
Tabla 4. Atributos sísmicos calculados para las Formaciones Oficina Inferior, Merecure, Tigre y las superficies 1 y 2 a 150 ms y 200 ms respectivamente por debajo de la Formación Oficina Inferior 97
Tabla 5. Parámetros de corte de la evaluación petrofísica para la Formación Merecure 102
Tabla 6. Propiedades petrofísicas para la Formación Merecure 103

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Hoy día la interpretación sísmica continúa siendo una herramienta vital en la exploración de hidrocarburos, ya que permite identificar, delimitar y caracterizar de una manera precisa los yacimientos en un área de interés. Esta investigación está enfocada en elaborar un modelo estructural y estratigráfico en un área de 140 Km^2, que abarca en su totalidad el campo San Cristóbal de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicada al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. En esta zona la Formación Oficina corresponde con la de interés petrolífero, por lo que este estudio se centrará en ella.

Dado que lo que se busca es definir un modelo estructural y estratigráfico para el tope de la Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco, definida para el campo San Cristóbal, esta investigación reúne información de diversos autores sobre la evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela, con el objeto de analizar y comparar la información obtenida en este trabajo con lo descrito por otros autores.

Conjuntamente con la elaboración de los mapas estructurales que ayudarán a comprender mejor este rasgo geológico para la formación de interés, se utilizarán los atributos sísmicos con el objeto de conocer y analizar mejor las características estratigráficas, así como también elaborar mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos.

1.1- Planteamiento del problema

La Faja del Orinoco fue descubierta en la década de los años 30, y geológicamente se encuentra ubicada al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, abarcando una extensión de 53.314 Km^2 y con una reserva de hidrocarburos de aproximadamente 236 mil millones de barriles. Hoy día se encuentra conformada por cuatro áreas principales para la cuantificación y certificación de sus reservas mediante

el proyecto ORINOCO MAGNA RESERVA, denominados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, las cuales abarcan en conjunto una extensión de 18.220 Km^2 (PDVSA, 2005).

Específicamente en relación al área Junín, ésta se subdivide en 10 bloques, donde en uno de ellos se encuentra ubicado el campo San Cristóbal, cuyas actividades operacionales iniciaron en enero de 2004, y el cual abarca una extensión de 140 Km^2. El objetivo principal de este campo es recuperar 137 millones de barriles de reservas en los yacimientos de las arenas basales de la Formación Oficina (PDVSA, 2004). Sin embargo, para poder alcanzar este objetivo, resulta necesario conocer a detalle las condiciones geológicas a nivel estructural y estratigráfico de esta área.

Por otra parte, el tener un control de la geología de la zona a nivel estructural y estratigráfico, influirá de manera directa en el cálculo y recuperación de las reservas presentes en este campo, ya que el conocimiento de estas características geológicas juega un papel fundamental a la hora de analizar el tipo de trampa.

Actualmente existe una sísmica 3D de 140 Km^2 de extensión la cual cubre todo el campo San Cristóbal, y además, en esta zona se tiene un estudio de interpretación sísmica estructural regional, el cual fue elaborado mediante líneas sísmicas 2D, lo que permitió visualizar oportunidad de hidrocarburo en el 2002 (PDVSA CVP, 2006).

En tal sentido y en aras de conocer de manera precisa las condiciones estructurales y estratigráficas de este campo, surge la necesidad de generar un modelo estructural y estratigráfico a detalle, y que además incluya los datos de nuevas perforaciones realizadas sobre la zona, así como también la información de los estudios integrados de yacimientos elaborados hasta el 2006 en este campo.

Los horizontes de interés de esta investigación son: Tope de la Formación Oficina (Terciario), tope de la Formación Merecure (Terciario) y tope de la Formación Tigre (Cretácico).

1.2- Ubicación del área de estudio

La zona de estudio comprende una extensión aproximada de 140 Km^2, la cual abarca en su totalidad al campo San Cristóbal ubicado dentro del bloque Junín (antes Zuata) de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta zona está ubicada entre las coordenadas Norte: 958386 y 967506 y Este: 292376 y 308396 (Huso 20, Datum La Canoa) entre los estados Guárico y Anzoátegui en su parte central, a unos 10 Km al suroeste de la ciudad de Pariaguán (gráfico 1).

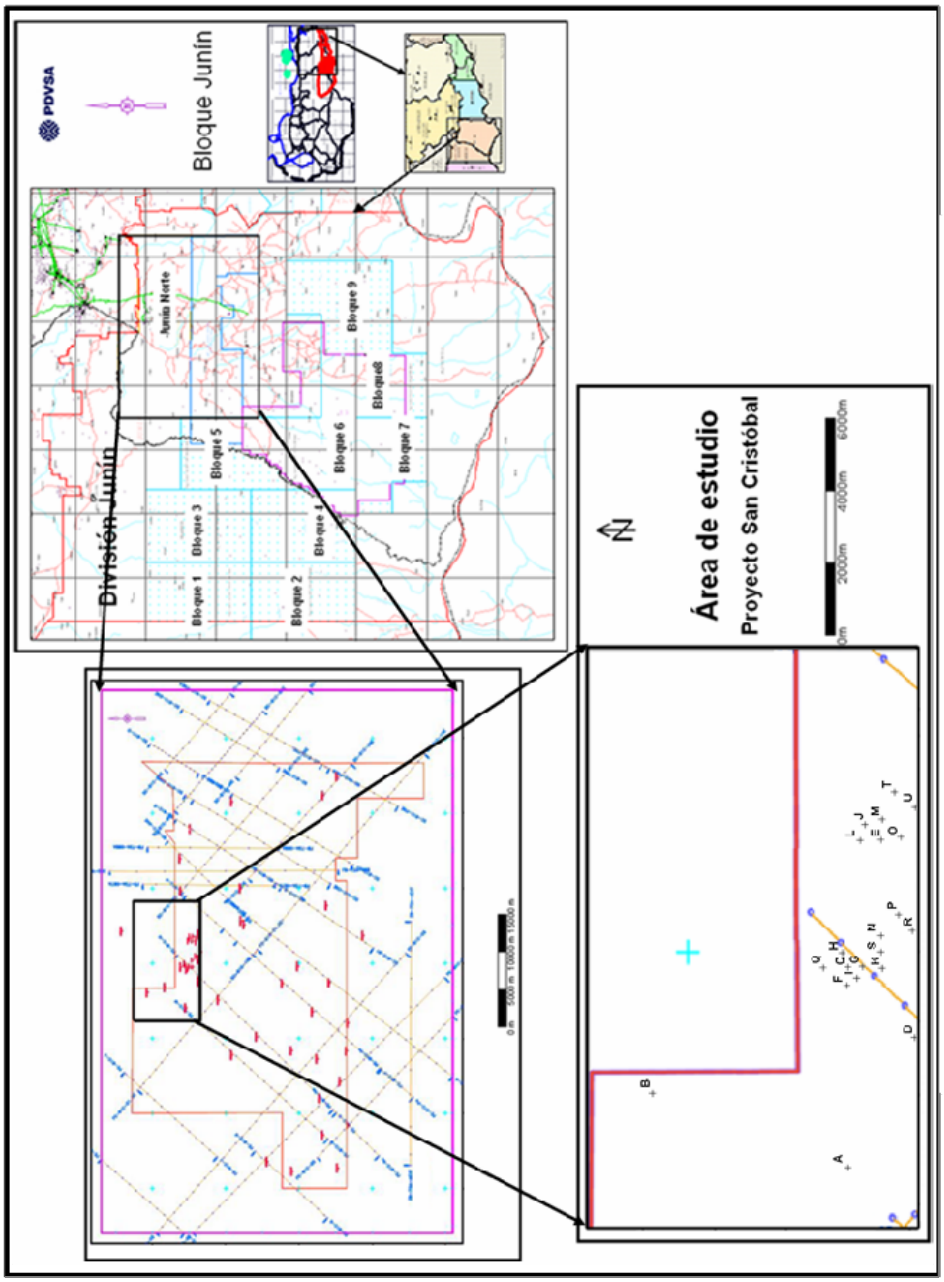

Gráfico 1. Localización del área de estudio. Modificado de PDVSA CVP (2006).

1.3- Objetivos

1.3.1- Objetivo general

Generar un modelo estructural – estratigráfico de la Formación Oficina en la Faja del Orinoco, correspondiente a un área de 140 Km^2 definida para el campo San Cristóbal.

1.3.2- Objetivos específicos

1. Correlacionar de manera precisa los topes de las formaciones de interés con los reflectores sísmicos.

2. Interpretar los horizontes geológicos correspondientes a las formaciones de interés.

3. Definir las fallas existentes que afecten a los horizontes geológicos interpretados.

4. Generar mapas estructurales en tiempo.

5. Realizar un modelo de velocidades.

6. Generar mapas estructurales en profundidad.

7. Identificar las facies sísmicas que se definan en los reflectores interpretados.

8. Elaborar mapas de atributos sísmicos para visualizar características estratigráficas de las arenas interpretadas.

1.4- Justificación

El conocer de manera precisa las condiciones estructurales y estratigráficas del campo San Cristóbal, permitirá disminuir el grado de incertidumbre a la hora de proponer nuevas localizaciones de pozos. De esta manera, al reducir la incertidumbre, se estará garantizando el bienestar de PDVSA, y en un país donde el mayor porcentaje de su producto interno bruto lo genera la industria petrolera, por ende, a su vez se estará garantizando también el bienestar de los ciudadanos de la nación.

Este estudio servirá como apoyo sustancial a la hora de realizar una cuantificación de las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en la zona. Además, el conocimiento estructural y estratigráfico de las arenas a estudiar, aportará información valiosa para futuros proyectos de investigación como por ejemplo, caracterizaciones de estas arenas mediante evaluaciones de atributos sísmicos correlacionados con datos petrofísicos existentes en la zona.

De esta manera, teniendo como objetivo primordial el desarrollo del campo San Cristóbal y el cumplimiento de la cuantificación y certificación de sus reservas, este trabajo de investigación puede brindar una solución acertada que permitirá elevar la producción de los hidrocarburos en el campo para sus diversos usos (uso comercial, recuperación secundaria de hidrocarburos, etc.).

Finalmente, sumado el beneficio económico que este proyecto acarrea consigo, se podrá aumentar y ampliar la información actual concerniente a la geología local del campo San Cristóbal, creando una mejor y más sólida base para futuros estudios e interpretaciones basadas en la sísmica 3D como herramienta primordial.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1- Generalidades

La Cuenca Oriental de Venezuela forma una depresión topográfica y estructural limitada al sur por el curso del Río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao; y al norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central Oriental (gráfico 2). Hacia el este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la cordillera septentrional de la Isla de Trinidad, y se hunde en el Atlántico al este de la Isla del Delta del Orinoco (González de Juana, Iturralde y Picard, 1980).

Las características estructurales actuales de la cuenca son el resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior. Por otro lado, esta cuenca es parte de una cuenca antepaís, la cual está involucrada en el cinturón de plegamiento y corrimiento asociado al emplazamiento de los terrenos caribe al norte de Suramérica (gráfico 3) (Reina, 2002). Las estructuras más importantes a nivel regional son: Corrimiento Frontal de Guárico, Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Guárico, Falla de Urica, Falla de San Francisco, Corrimiento de Pirital, Corrimientos de Anaco y Fallas Normales en el Flanco Sur (Cruz, 1997).

En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 Km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 Km^2 en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro, y una extensión menor en el estado Sucre. La cuenca actual es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona

plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte (González de Juana et al., 1980).

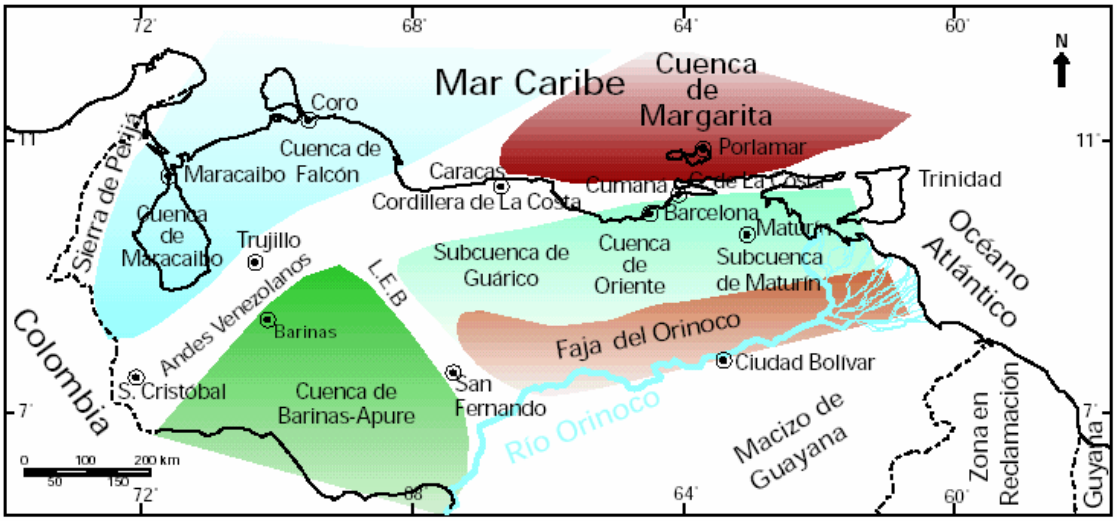

Gráfico 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias. Modificado de Pérez de Mejía et al. (1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.

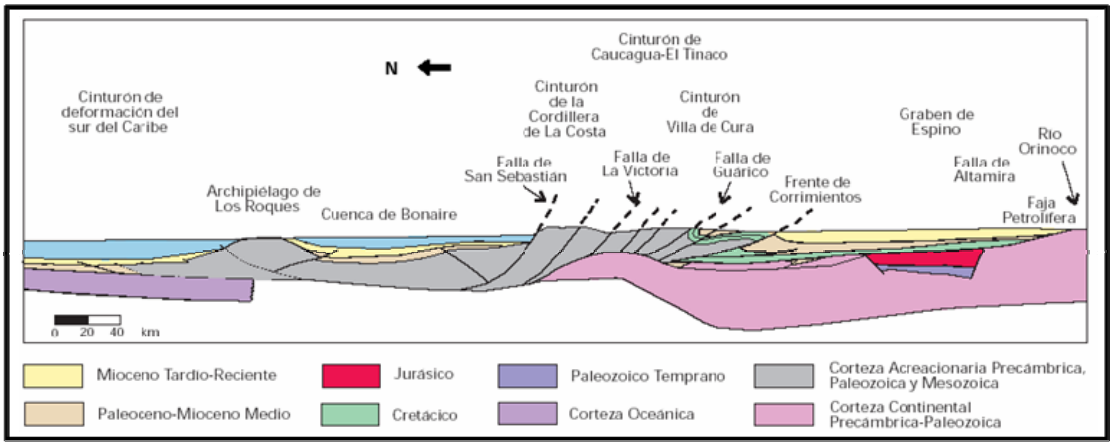

Gráfico 3. Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El sector de la Cuenca Oriental que muestra el corte pertenece a la Subcuenca de Guárico; nótese cómo el Cretácico y el Terciario de la Cuenca Oriental son cabalgados por el frente de corrimientos. Tomado y modificado de Schlumberger (1997).

2.2- Geología regional

2.2.1- Evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca Oriental

Según Talwani (2002), el Paleozoico y la historia de la Cuenca Oriental venezolana pueden ser divididas en cuatro fases principales:

1. Una fase "prerift" en el Paleozoico.
2. Una fase de "rift" durante el Jurásico y el Cretácico Temprano.
3. Un período de margen pasivo abarcando desde el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
4. Una fase de colisión oblicua resultando en una falla de cizalla, con una compresión y transcurrencia. Esta fase diacrónica fue extendida desde el Eoceno Medio Temprano (en el oeste), hasta el Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano (en el este), y está continuando hasta el presente.

Fase "prerift": Los depósitos Paleozoicos habían sido identificados principalmente a partir de registros sísmicos. En la Subcuenca de Guárico, las formaciones Hato Viejo y Carrizal han sido reconocidas cerca de su margen meridional, donde los sedimentos son muy delgados. Los resultados de perforaciones indican que esas formaciones consisten de areniscas de grano fino, intercaladas con lutitas y conglomerados. Se cree que estas arenas han sido depositadas en un ambiente nerítico a marino. La secuencia Paleozoica alcanzó un espesor de 3000 - 5000 m. Estas rocas no juegan un papel como roca fuente o rocas yacimientos en la Cuenca Oriental de Venezuela.

Fase de "rift": En la Cuenca Oriental venezolana esta fase es representada por basaltos del Jurásico Tardío y cuerpos rojos depositados en el graben de Espino. Intensos fallamientos en la parte nororiental de la faja, presentemente conocido como la Falla de Altamira tomó lugar. Los sedimentos "sinrift" depositados durante esta fase tampoco son importantes para la generación de acumulaciones de petróleo y gas.

Fase de margen pasivo: Esta fase está caracterizada por la subsidencia pasiva del margen septentrional de Suramérica, desde el Jurásico Tardío o el Cretácico

Temprano hasta el Eoceno. Durante este tiempo 3 o 4 Km de rocas clásticas marinas, incluyendo varios espesores de unidades Cretácicas Tempranas de carbonatos fueron depositados. Esta fase es también notable para la depositación de las orogénicas unidades Querecual y San Antonio, las cuales son la roca fuente para el petróleo pesado.

Según Parnaud et al. (1995), la mega secuencia del margen pasivo cubre el Cretáceo – Paleógeno, y es caracterizado por tres principales fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur, y culminaron durante el Turoniense, Paleoceno - Eoceno Temprano, y Oligoceno respectivamente. El máximo avance transgresivo es marcado por la depositación de plataformas de carbonatos, que son diacrónicos en una dirección norte – sur dentro de la cuenca. Esta transgresión es definida como la secuencia Cretácica intermedia.

Durante el Paleoceno – Eoceno, la siguiente transgresión permitió la regresión Maestrichtiense, la cual es representada por la Formación San Juan. La transgresión final que se desarrolló durante el Oligoceno, comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Merecure. Esta arena es la principal roca yacimiento del área El Furrial. La Formación Merecure fue depositada en un ambiente continental en la parte septentrional de la cuenca, y en un ambiente de plataforma interno dentro de la parte meridional (Parnaud et al., 1995).

Fase de colisión oblicua y compresión/ Transcurrencia: La colisión oblicua de la placa Caribe con la placa suramericana, junto con los eventos de compresión y transcurrencia, permitieron el desarrollo de la cuenca antepaís. Los depósitos de la cuenca antepaís sobreponen los depósitos del margen pasivo. La colisión oblicua y el evento transcurrente iniciaron en el Eoceno Medio Temprano en el oeste, y fue más prominente durante el Oligoceno – Mioceno Medio en el este. El sobrecorrimiento resultante de la colisión dio lugar al levantamiento y erosión. Esto es ilustrado por la colisión y sobrecorrimiento de la Cordillera de la Costa / Villa de Cura, sobre el margen pasivo de Suramérica en el Eoceno con el desarrollo de la occidental y septentrional Subcuenca de Maturín (Talwani, 2002).

Los sobrecorrimientos y levantamientos de la Serranía del Interior, dieron lugar a la deformación de la Subcuenca de Maturín, y a la flexural o isostático levantamiento de partes de la Subcuenca de Guárico. El corrimiento de la Serranía del Interior continuó en el Mioceno. La historia depositacional y tectónica de la cuenca antepaís ubicaron un crítico rol en los sistemas de petróleo pesado. Los yacimientos en las formaciones Merecure, Oficina y Freites abarcan desde el Oligoceno al Mioceno Medio, y en la Formación Las Piedras son de edad Plio – Pleistoceno. Estos yacimientos, así como también los sellos por las lutitas gruesas de la Formación Carapita, fueron depositados durante esta fase. Las trampas que son asociadas con fallamiento fueron formadas también durante esta fase (Talwani, 2002).

El gráfico 4 muestra la tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela con sus unidades litoestratigráficas.

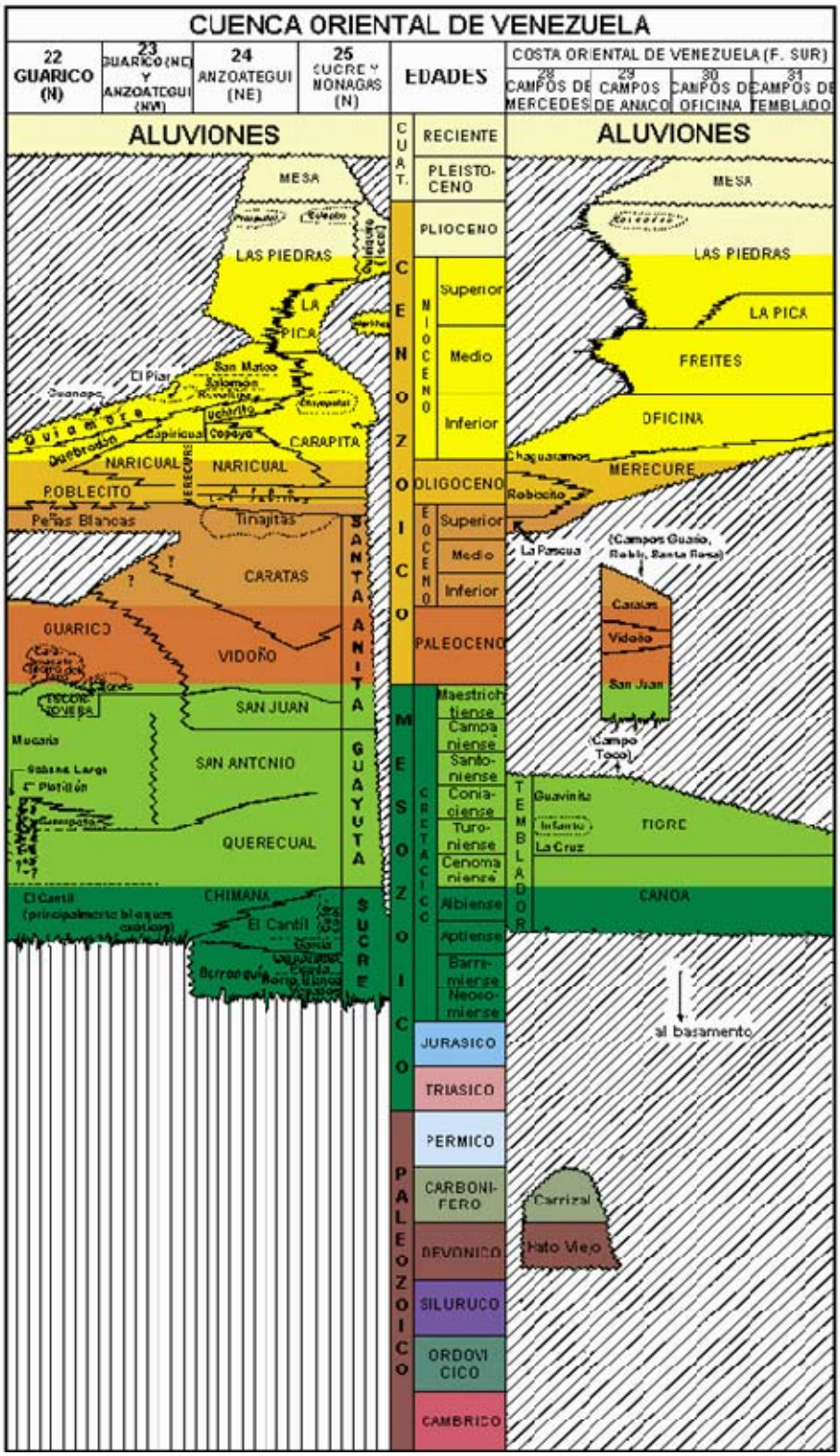

Gráfico 4. Tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela. Tomado y modificado de Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999).

El gráfico 5 muestra cinco secciones que indican la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, y sirve para ilustrar la conexión entre la evolución de la placa tectónica, subsidencia, levantamiento y sistemas de hidrocarburos. Esta sección abarca desde los afloramientos de Guyana, a través de la Faja del Orinoco, norte de Monagas, el cinturón de corrimiento plegado y la Serranía del Interior, hasta la superficie de la Falla del Pilar (Summa et al., 2003). Los principales rasgos de cada sección son resumidas como sigue a continuación:

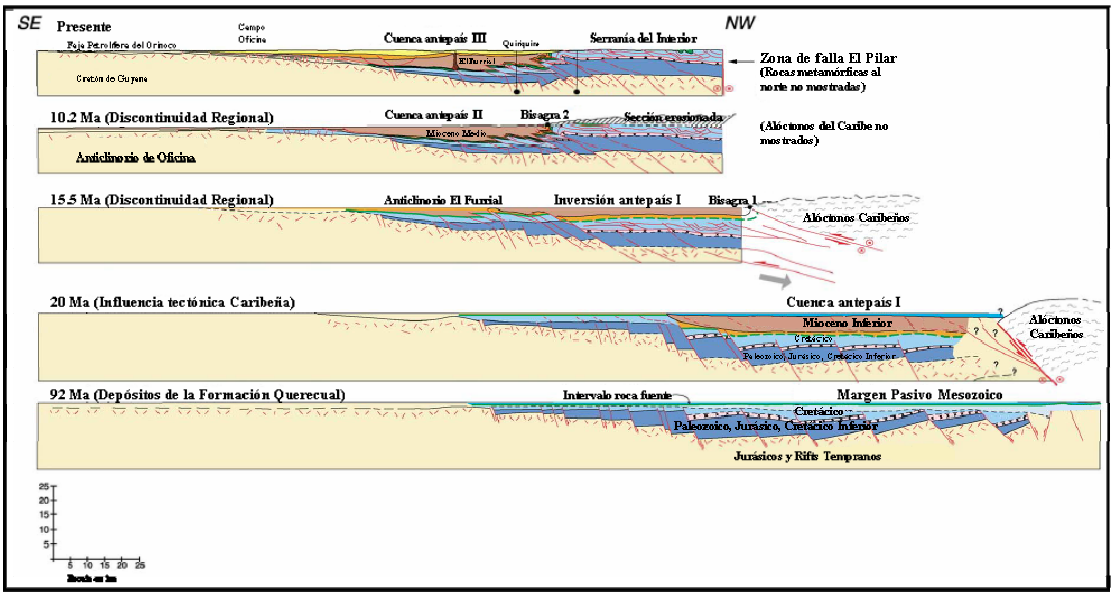

Gráfico 5. Sección geológica mostrando la evolución tectónica y estructural del oriente de Venezuela, y el impacto sobre la maduración de la roca fuente Querecual. Aunque no se muestra en el gráfico por propósitos de simplicidad, el tope de la ventana de petróleo está a 3.5 Km de profundidad. Tomado y modificado de Summa et al. (2003).

Hace 92 Ma: Las rocas fuentes cretácicas fueron depositadas en un margen pasivo sobre el "rift" lleno de sedimentos jurásicos y cretácicos tempranos.

Hace 20 Ma: Napas alóctonas asociadas con la invasión de la placa Caribe se han aproximado desde el noroeste, y un profundo corrimiento de la cuenca antepaís tipo "flysch" se formó donde la Serranía del Interior está ahora localizada. Los sedimentos significantes de roca fuente cretácicos enterrados, impulsaron la maduración temprana y expulsión de hidrocarburos. Gran parte de esos hidrocarburos generados fueron perdidos debido a la falta de trampas efectivas y sellos regionales.

Hace 15.5 Ma: En el Mioceno Medio la convergencia oblicua entre las placas Caribe y suramericana, continuaron generando el acortamiento reflejado por la obducción de las Napas del Caribe al sur (hoy día Araya – Paria septentrional). En una relativamente corta cantidad de tiempo, significante sección fue erosionada desde la eventualmente Cuenca de Carapita invertida, debido al levantamiento tectónico a lo largo de nuevas y reactivadas fallas, y también por el levantamiento isostático generando un cambio en los movimientos de las placas y esfuerzos asociados. La maduración de rocas fuentes durante este período ocurrió en localizados depocentros, resultando en limitados desgastes de hidrocarburos desde el amplio y distribuido sistema de roca fuente de Querecual.

Hace 10.2 Ma: Un nuevo depocentro de antepaís se desarrolla sobre y en frente del anticlinorio de El Furrial, y genera extensa maduración y producción de roca fuente cretácica en esa área. Concurrentes depósitos de lutitas marinas, generaron sellos en el tope para la migración y entrampamiento de largos volúmenes de fluidos que ahora residen en la Faja del Orinoco. Fallas normales forman el área de Oficina – Temblador, debido al extenso anticlinorio en la cuenca antepaís de la Cuenca Oriental de Venezuela, dando lugar a trampas estructurales para la migración de petróleo desde el norte.

Hoy en día: El eje de la Cuenca de Maturín se ha movido hacia el sur, con una gruesa sección del Plioceno depositada allí por la migración hacia el este del proto – sistema del Río Orinoco, al sur del frente de deformación. Fallas normales destacadas continúan siendo activas. Maduración activa y producciones de hidrocarburos persisten en las profundidades.

2.2.2- Rasgos estructurales y estratigráficos de la Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco es la más grande acumulación de hidrocarburos en el mundo, la cual se encuentra distribuida sobre un área de 54.000 Km^2 en el margen meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del Río Orinoco, y cubriendo parte de los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro (Calvo, 2004). Esta faja es arbitrariamente dividida en cuatro áreas (gráfico 6): Boyacá (antes Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antes Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). Ella se extiende en sentido este – oeste desde las cercanías de la ciudad de Tucupita en el estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la ciudad de Calabozo en el estado Guárico. Abarca una extensión de 600 Km de este a oeste y 70 Km en dirección norte – sur (Portela y Tinedo, 2006).

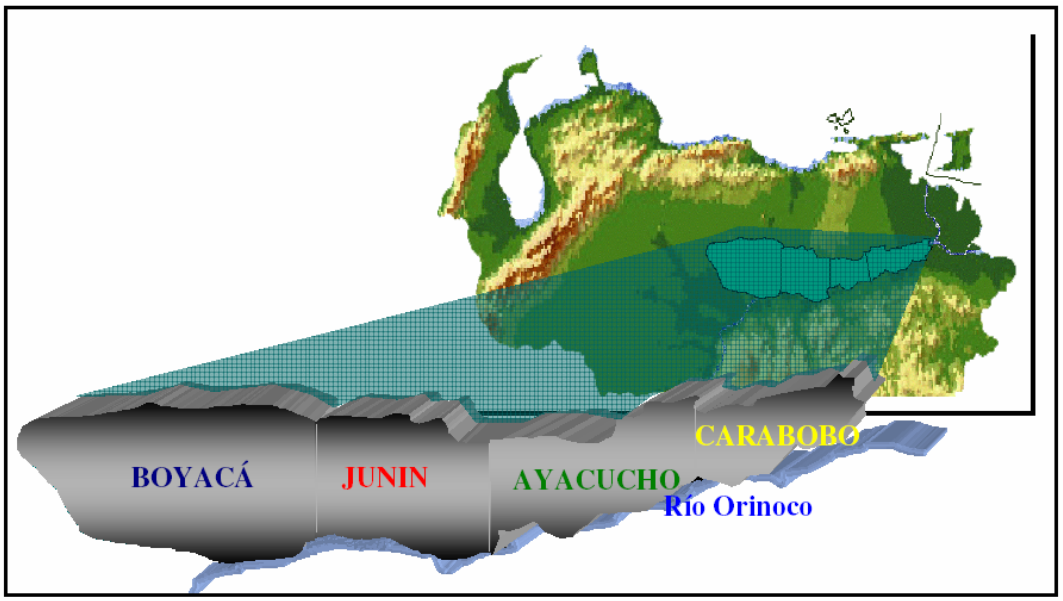

Gráfico 6. Faja Petrolífera del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas. Tomado y modificado de PDVSA (2005).

Aunque la Cuenca Oriental es considerada por muchos autores como una cuenca antepaís formada durante el Neógeno, su relleno sedimentario comenzó después con el desarrollo del margen pasivo del Atlántico del norte de Suramérica. La superficie total de la cuenca es de aproximadamente 165.000 Km^2 de los cuales la Faja Petrolífera del Orinoco representa el 33% (54.000 Km^2) (PDVSA CVP, 2006).

Según Talwani (2002) el sistema de la falla Hato Viejo (gráficos 7 y 8) divide la Faja Petrolífera del Orinoco en dos provincias estructurales. Al oeste del sistema de fallas en una larga sección de las áreas Boyacá (Machete) y Junín (Zuata), y al este abarcando las áreas de Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro). La Faja del Orinoco consiste de un número de bloques rígidos separados por fallamientos, sin evidencia de pliegues dentro de ella.

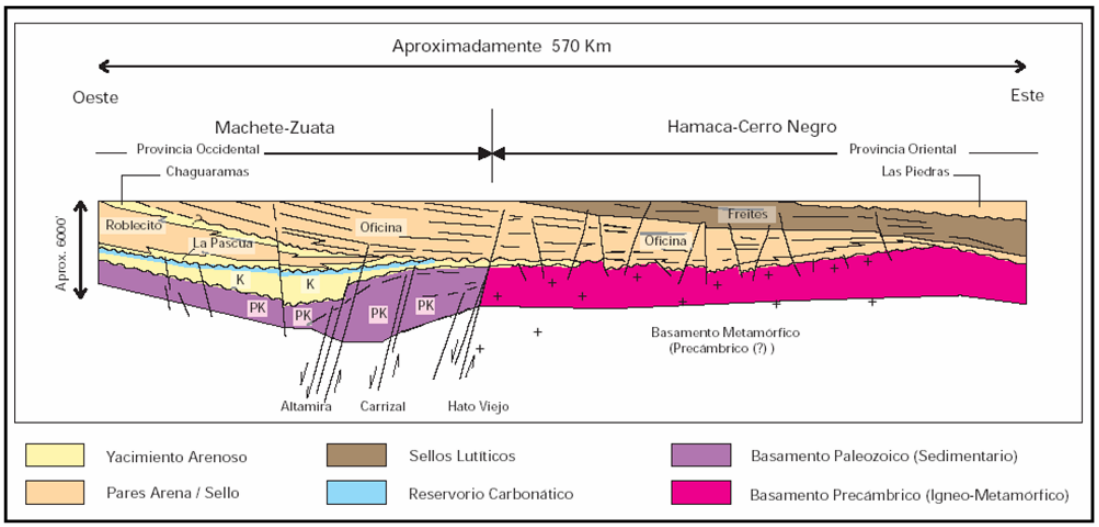

Gráfico 7. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco. Modificado de Audemard et al. (1985).

En la provincia oriental (gráficos 7 y 8) las fallas son de tipo normal – tensional, y tienen direcciones preferenciales: 1) Una dirección este – oeste, correspondiente a la cizalla de una línea de bisagra al norte de Hamaca y Cerro Negro; 2) Una orientación N 60º - 70º E y paralelo a la predominante dirección de las rocas más viejas del Escudo de Guayana; y 3) Una sobresaliente orientación N 30º - 45º O, reflejando tendencias topográficas del Pre – Terciario (Talwani, 2002).

En la provincia occidental (gráficos 7 y 8) las direcciones predominantes de fallamiento son este – oeste y noreste – suroeste. El desplazamiento vertical promedio de las fallas es aproximadamente 60 m sin tener en cuenta la orientación. Las trampas pueden ser acuñamientos estratigráficos o truncasiones estructurales (Talwani, 2002).

Gráfico 8. Elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado y modificado de Audemard y Lugo (1996).

Según Schlumberger (1997), los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). El gráfico 9 muestra la estratigrafía regional de la Faja Petrolífera del Orinoco con las cuatro áreas estratégicas.

En la depositación durante el margen pasivo ocurrieron tres fases transgresivas principales (Talwani, 2002). La primera fase comenzó con la depositación de las areniscas de la Formación Barranquín. Como la transgresión continuó, la plataforma de lutitas fue depositada, la cual corresponde con las formaciones El Cantil, Querecual y San Antonio. Las principales rocas fuentes fueron depositadas durante la fase transgresiva. El máximo avance transgresivo fue caracterizado por la depositación de la Formación Tigre, la cual forma el tope del Grupo Temblador.

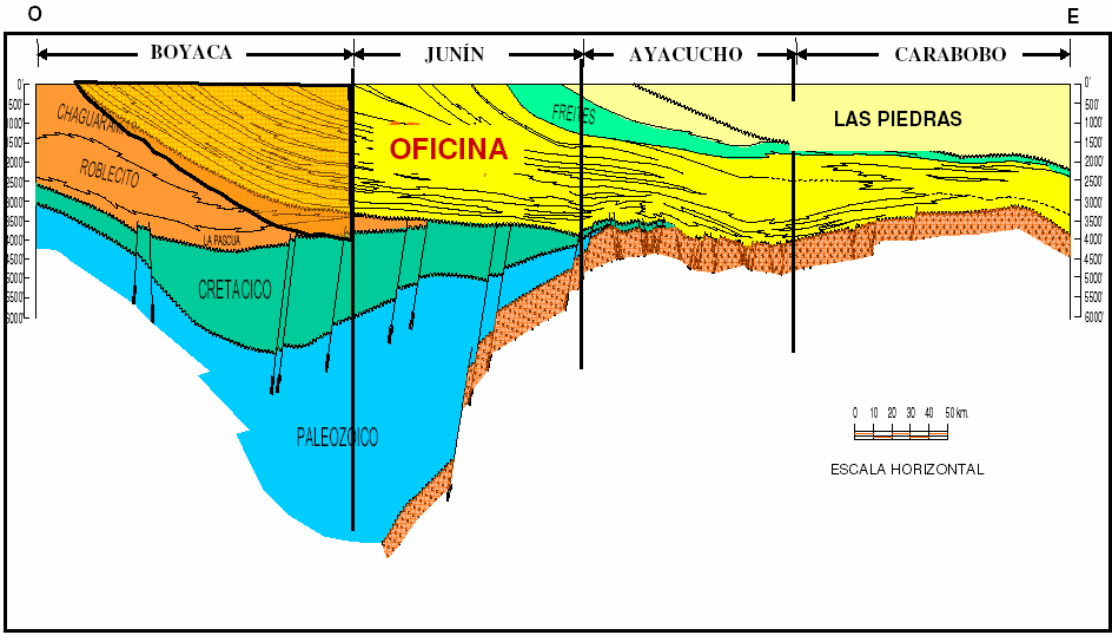

Gráfico 9. Estratigrafía regional de la Faja Petrolífera del Orinoco con las cuatro áreas estratégicas. Tomado y modificado de Maraven (1983).

Luego de la colisión oblicua la primera transgresión corresponde con las arenas basales de la Formación Roblecito, la cual consiste de lutitas y areniscas de grano fino. El ambiente de depositación fue continental al sur, graduando a un ambiente de plataforma interno al norte. La Formación Roblecito marca el punto máximo de transgresión, y está subyacente a las areniscas regresivas de la Formación Chaguaramas (gráfico 9). Estas dos formaciones están presentes únicamente en las áreas de Boyacá (Machete) y occidente de Junín (Zuata) (Talwani, 2002).

Durante el Mioceno, los más importantes yacimientos en la faja corresponden con las depositadas por las formaciones Oficina y Freites sobre la Formación Merecure (gráfico 9). La secuencia lutítica de la Formación Carapita fue depositada en el depocentro al norte, y generalmente forma el principal sello de las formaciones Merecure, Oficina y Freites (Talwani, 2002).

La dirección general de sedimentación de las arenas basales Oligoceno a Mioceno que forman los principales yacimientos, fue de sur a norte correspondiente con varios deltas alimentados por ríos fluyendo desde el sur. La influencia marina es más alta al este, y resulta en el sucesivo incremento de áreas de barro en la llanura

deltáica desde Ayacucho (Hamaca) a través de Junín (Zuata) y hacia Boyacá (Machete) al oeste (Talwani, 2002).

2.3- Geología local

El área de Junín (gráfico 6) se ubica en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte central de la Faja Petrolífera del Orinoco con una superficie aproximada de 14.580 Km^2. Está limitada al norte por el distrito operacional de PDVSA San Tomé (campos Budare y Socororo), al sur por la rivera del Río Orinoco, al este por el área de Ayacucho y al oeste por el área de Boyacá (PDVSA CVP, 2006).

Este bloque estructuralmente se caracteriza por una porción sur elevada y una porción norte fuertemente deprimida, rasgo evidenciado a nivel del horizonte denominado basamento. En este sector de la cuenca se individualiza un gran surco limitado en su flanco oriental por el sistema de la falla Hato Viejo. Esta depresión fue rellenada por potentes secuencias sedimentarias durante el Paleozoico y con posibles sedimentos del Infra – Mesozoico (Audemard et al., 1985).

La tectónica del área de Junín es típicamente tensional con fallas normales, donde se excluyen esfuerzos de carácter compresivo. Existe la posibilidad de que algunas de las fallas sean de rumbo, como el caso de la presencia de algunas fallas de arrastre al noreste, o bien la disposición “en echelón” de las fallas. En esta área se reconocen los límites de los acuñamientos sur del Paleozoico, sur del Cretácico (ambos en la parte central del área), y la desaparición del Oligoceno debido a truncamientos erosivos por debajo de la primera transgresión miocénica (Audemard et al., 1985).

La formaciones predominantes del área de Junín corresponden a la edad del Terciario (Mioceno - Oligoceno), con combinación de sedimentación en aguas dulces a salobres (ambiente variable de lagunas y aguas salobres a marinas) (PDVSA CVP, 2006).

En cuanto a la localización de crudos dentro de situaciones típicamente controlados por estructuras, parece ser un modelo de bloques dislocados donde las

trampas superpuestas forman parte de un enorme sello estratigráfico. La Formación Oficina más baja de edad Mioceno, es la mayor formación productora de crudo en el bloque Junín Norte.

La sección Terciaria presenta una relación de solapamiento o recubrimiento progresivo de capas cada vez más jóvenes, sobre las rocas cretáceas o más antiguas en dirección hacia el escudo. Este estilo de depositación es el resultado del retroceso progresivo de los sistemas fluvio - deltáicos del Terciario hacia el escudo, a medida que avanzaba la transgresión del Mioceno que culminó con la depositación de las lutitas marinas de la Formación Freites. Las arenas basales del Terciario representan episodios de progradación hacia el eje de la cuenca miocena (PDVSA CVP, 2006).

La sección del Terciario presenta buzamientos que oscilan por el orden de 1 a 2 grados en toda el área de Junín. El bajo buzamiento promedio explica el hecho de que los diversos intervalos del Terciario Basal, tengan una apariencia de casi paralelismo. En teoría, quizá deberían esperarse adelgazamientos regionales de cada uno de los intervalos del Terciario en dirección hacia el escudo (PDVSA CVP, 2006).

Al igual que en la Faja Petrolífera del Orinoco, en el bloque Junín (Zuata), se evidencia una tectónica de tipo tensional. Prevalecen fallas sintéticas o antitéticas con saltos verticales que en la mayoría de los casos no superan los 100 pies, aunque en muy pocas situaciones llegan hasta 500 pies (Audemard et al., 1985).

Según C&CReservoirs (2004), el entrampamiento en esta área ocurre por "onlaps" sobre rocas cretácicas o sedimentos cristalinos, y los sellos corresponden con las lutitas de la Formación Freites. La estructura es un monoclinal con un promedio de buzamiento de 2º al norte y noreste, y es cortado por fallas normales "en echelón" que buzan al noroeste.

Portela y Tinedo (2006) indican que estudios realizados por la Asociación Estratégica de Sincor, establecen que el 80% del petróleo existente en dicha zona, provienen de arenas fluviales de la Formación Oficina caracterizadas por riesgos de producción de agua, en contraste, el otro 20% corresponde a la arenas deltáicas de la misma formación con pequeño o ningún riesgo de agua (gráfico 10).

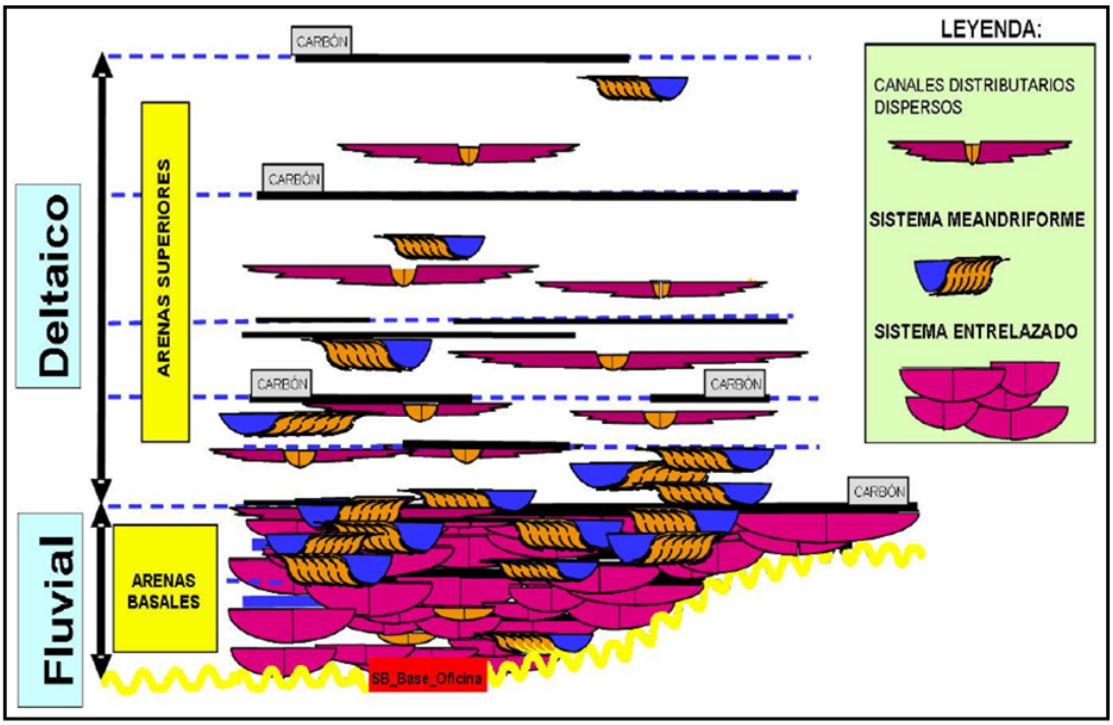

Gráfico 10. Ambientes de la Formación Oficina Inferior. Tomado y modificado de Portela y Tinedo (2006).

La sección sedimentaria preservada en el área bajo estudio abarca desde el Paleozoico hasta el Reciente, incluyendo algunas unidades hasta ahora desconocidas en el oriente de Venezuela. Toda esta secuencia se encuentra suprayacente a un complejo de rocas ígneo – metamórficas. El gráfico 11, es un cuadro de correlación donde se observan las relaciones estratigráficas entre cada una de las unidades definidas para el área Junín. El Precámbrico de Junín está representado por el basamento ígneo – metamórfico.

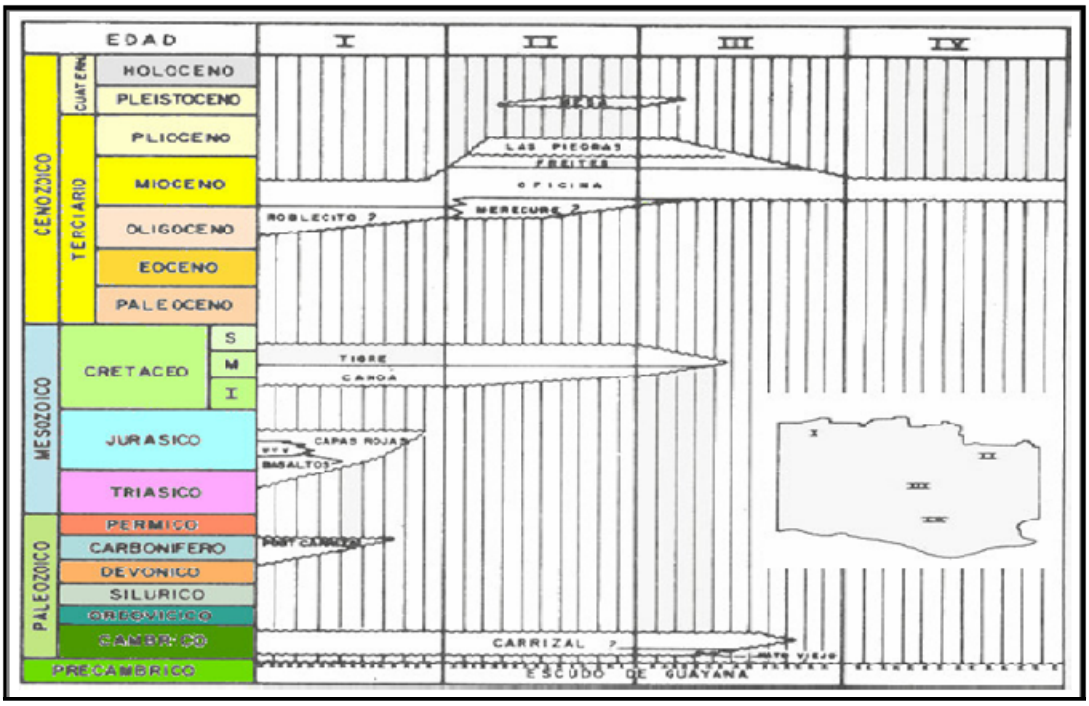

Gráfico 11. Cuadro de Correlación Estratigráfica del área Junín. Modificado de Maraven (1983).

2.3.1- Formación Oficina (Mioceno Temprano - Medio)

La Formación Oficina está presente en toda el área de Junín. Sin embargo, su tope solamente se encuentra preservado hacia la esquina noreste del área, habiendo sufrido esta unidad una erosión parcial de su parte superior, la cual alcanza niveles más profundos hacia el sur y al oeste como tendencia generalizada (PDVSA CVP, 2006).

Litológicamente la Formación Oficina puede dividirse en una porción superior lutítica y una porción inferior arenosa. La porción superior se caracteriza por la presencia de abundantes capas de lignitos intercalados con lutitas. En esta secuencia también se presentan algunas areniscas, las cuales suelen estar separadas por intervalos potentes de lutitas. Las arenas son más frecuentes y de mayor espesor hacia la parte media de la formación, donde se presentan verdaderos acuíferos de agua dulce (PDVSA CVP, 2006).

La parte basal de la Formación Oficina se caracteriza por la abundancia de arenas y por los rápidos cambios de facies que se presentan. Esta sección es rica en

hidrocarburos y representa el intervalo productor en el área de Junín. Las arenas se tornan más masivas hacia el sur aumentando el grado de interconexión en esta misma dirección; igualmente los cuerpos más inferiores se van truncando contra la sección subyacente (Cretáceo, Paleozoico o Basamento), de forma tal que la porción arenosa va disminuyendo de espesor en dirección al Río Orinoco (PDVSA CVP, 2006).

Según De Rojas (1987), estudios de núcleos y análisis bioestratigráficos, confirmaron que los miembros inferiores de la Formación Oficina, fueron depositados en un ambiente costero fluvial, con incursiones marinas de plataforma, y el miembro superior tenía una influencia marina mayor. De Rojas indica que el miembro inferior de dicha formación, ha sido interpretado como depositado en un ambiente fluvial caracterizado por dos asociaciones de facies principales: una llanura fluvial más baja y una llanura costera.

Las barras y canales llenados hacen el 80 % – 90 % de las arenas reservorios. Esas arenas son apiladas formando largos cuerpos complejos, interpretados como cinturones de meandros que son típicamente anchos, sinuosos y elongados (De Rojas, 1987).

Según Goddard (2006) la Formación Oficina de edad Mioceno es una unidad de deltas delgados y apilados, los cuales se extienden a lo largo de la porción meridional de la Cuenca Oriental venezolana, en los estados Monagas y Anzoátegui. Este delgado intervalo deltáico consiste de intercalaciones de areniscas, lutitas y capas de lignitos. Los yacimientos consisten principalmente de canales distributarios apilados y arenas de bahías, con porosidades desde 20 % hasta 35 % y permeabilidades desde 50 md hasta 1000 md.

Esta formación consiste de arena y alternancias de lutitas con menores capas de carbón, y fueron depositadas en un ambiente transicional donde existió la interacción de procesos fluviales y marinos. La parte más baja de la formación es dominada por arenas y la más alta por lutitas. Las arenas de la parte más baja de la Formación Oficina, fueron depositadas en una compleja mezcla de facies fluvial, estuario y deltáicas en una secuencia retrogradacional. (González de Juana, Iturralde y Picard, 1980).

2.3.2- Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano)

No es fácil distinguir la Formación Merecure dentro del área de Junín, incluyéndose en la secuencia sedimentaria que pudiese ser representativa de esta unidad dentro de intervalos de la Formación Oficina. Por otra parte, de aplicarse en Junín la definición de Merecure como una unidad predominante arenosa en contraposición con Oficina, principalmente lutítica, esta formación se extendería hasta acuñarse en "onlap" hacia el sur. Muchos de los pozos perforados al sur, presentan cuerpos arenosos potentes de origen fluvial que relativamente son mucho más jóvenes que el intervalo Merecure (PDVSA CVP, 2006).

Según Goddard (2006) la Formación Merecure de edad Oligoceno es una delgada unidad en las áreas de Anaco y Oficina, las cuales fueron depositadas en un ambiente más fluvial continental. Esta formación consiste de areniscas abundantes, masivas y de grano fino, e intercaladas con delgadas lutitas calcáreas. Esta formación adelgaza en la dirección septentrional hacia la Subcuenca de Maturín. La formación parece ser canales interconectados y apilados, cuyas arenas asociadas tienen porosidades de 20 % a 25 % y permeabilidades entre 150 md y 350 md.

2.3.3- Formación Tigre (Turoniense - Santoniense)

En el área de Junín esta unidad está constituida por una sección predominantemente arenosa con intercalaciones de lutitas. Las areniscas suelen ser de grano medio a grueso, cuarzosas y sin presencia de cemento, donde la matriz arcillosa, generalmente abundante, actúa como material aglutinante. Las lutitas son de color blanco a gris claro debido al alto contenido de caolinita, mineral que también se encuentra presente en alta proporción en la matriz de las areniscas, impartiéndoles su color blanquecino típico (PDVSA CVP, 2006).

La Formación Tigre considerada de ambiente marino en el resto de la cuenca por la presencia de areniscas glauconíticas, lutitas fosfóricas, calizas y restos fósiles, parece representar facies fluviales en el área de Junín, no habiéndose encontrado ninguno de los indicadores marinos previamente citados (PDVSA CVP, 2006).

2.3.4- Formación Carrizal (Cámbrico Temprano)

La formación está constituida por una espesa secuencia de arcilitas con algunas capas de limolita y areniscas. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Las estructuras sedimentarias sugieren, que estas litologías fueron depositadas bajo condiciones de ambiente marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea (LEV, 1999).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1- Interpretación Sísmica Estructural

La interpretación asistida por computadoras de horizontes y planos de fallas, es una de las áreas donde las herramientas de los sistemas modernos de interpretación interactiva han tenido mayor impacto. Existen varias maneras de interpretar horizontes de un levantamiento 3D, entre estas se encuentran la detección manual de la primeras llegadas de ondas, la interpolación, la detección computarizada de las primeras llegadas, "tracking voxel" y las secciones de subsuelo, entre otros, (Dorn, 1998). Esta interpretación normalmente se hace estudiando cada una de las tres secciones planas ortogonales que contiene el volumen sísmico (Brown, 1991).

3.1.1- Calibración sísmica – pozo

Esta es la primera fase en la interpretación de datos sísmicos, la cual consiste en asignar los eventos sísmicos (máximos y mínimos de amplitud) a los marcadores geológicos de interés indicados en los pozos. Para esto se debe establecer una relación entre el tiempo de propagación de las ondas y la profundidad definida por la ley de velocidad, obtenida de un registro sónico. Esto se realiza creando una traza sísmica sintética con la misma banda de frecuencia de la sísmica (Mari, 1999), la cual va a generar un sismograma sintético.

Este sismograma sintético según Sheriff (2002) es un registro de reflexión sísmica artificial, construido asumiendo que una forma de onda particular viaja a través de un modelo asumido. Este sismograma es formado por la simple convolución entre una ondícula teórica con una función de reflectividad del subsuelo. Esta serie de reflectividad o reflexiones sísmicas, ocurren debido a un cambio entre las propiedades petroacústicas de las capas en el subsuelo (gráfico 12). Estos cambios pueden ser causados por variaciones litológicas o contenidos de fluidos.

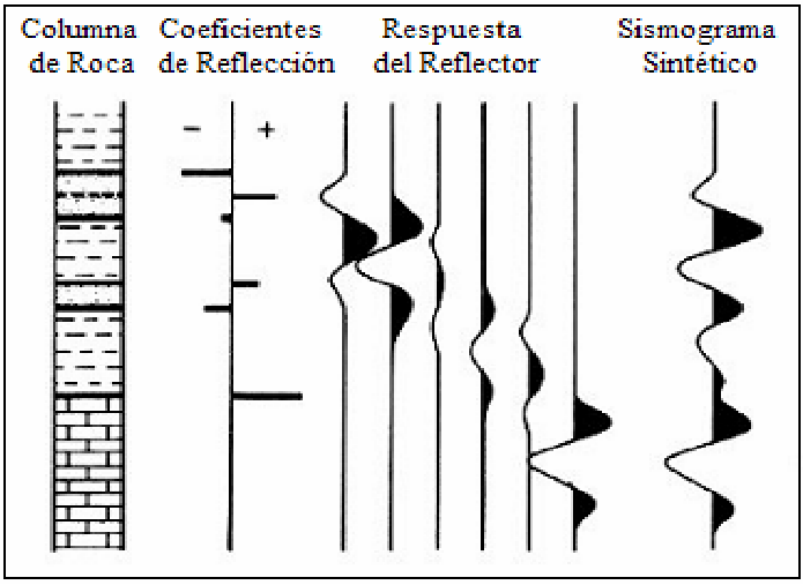

Gráfico 12. Elaboración de un sismograma sintético.

Según James et al. (1994) la calibración de una línea sísmica a un pozo, es hecha comparando el sismograma sintético en el pozo con los datos sísmicos reales. Para crear dicho sismograma se utilizan los registros sónicos y densidad, los cuales son convertidos a tiempo utilizando a menudo registros "check shots". Luego, los registros sónico y densidad son combinados para dar un registro de impedancia acústica (el producto de la velocidad con la densidad). Luego mediante la convolución entre la serie de reflectividad y la traza sísmica teórica que imita la fuente sísmica, se genera el sismograma. Al obtener el sismograma sintético, éste se compara con los datos sísmicos reales con el objeto de correlacionar los límites geológicos de interés, junto con las trazas sísmicas reales.

Si no se cuenta con registro de densidad, el mismo podría ser construido a partir del registro sónico utilizando la relación de Gardner (1974) para rocas sedimentarias, $\rho = 1740v^{1/4}$, donde ρ es la densidad (Kg/m^3) y v la velocidad interválica (Km/s) (Graterol, 2005).

Según Márquez (1999) uno de los problemas que se presenta en la generación del sismograma sintético, es el de obtener la ondícula más adecuada, para que una vez convolucionada con los coeficientes de reflexión, permita obtener una respuesta

similar a los datos sísmicos; para ello existe en los paquetes de procesamiento convencionales la capacidad de generar diversos tipos de ondículas teóricas (Ricker, Klauder, Pasabanda, etc.), o también extraer la ondícula a partir de los datos sísmicos. En cualquiera de los casos, son tomados en cuenta los valores de fase y frecuencia para obtener al final una respuesta semejante a la sísmica que facilite la correlación.

3.1.2- Interpretación de horizontes

Una vez que se ha realizado el sismograma sintético y se sabe cual reflexión representa al tope de un nivel geológico, se procede a la interpretación de horizontes. Esto consiste en seguir y definir la reflexión, la cual es la imagen de cierto nivel geológico a lo largo de las líneas sísmicas (Mari, 1999).

Según James et al. (1994) el marcar un horizonte se hace siguiendo horizontalmente las características de las trazas sobre el estudio entero. Un horizonte puede ser marcado en una variedad de maneras. Los puntos sobre el horizonte pueden ser manualmente marcados pulsando con el ratón sobre una ventana visual de una sección sísmica. Si la señal sísmica es suficientemente continua, el horizonte puede ser marcado automáticamente usando un marcador automático.

Los horizontes son marcados sobre la amplitud positiva o negativa de las trazas, donde dicha amplitud es la que corresponde con la obtenida en la calibración sísmica – pozo, siguiendo así los marcadores geológicos de interés sobre dichas amplitudes. El espaciamiento entre las líneas interpretadas estará determinado por el nivel de detalle del estudio, y cuan compleja estructuralmente sea la zona.

3.1.3- Interpretación de fallas

Esto consiste en la ubicación y definición del plano de falla, cuando se observa una interrupción o desplazamiento súbito de una reflexión o conjunto de ellas en una línea sísmica y/o secciones en tiempo. Una herramienta muy utilizada en la actualidad para la ubicación y delimitación de las fallas, es el atributo sísmico volumétrico denominado Cubo de Coherencia.

3.1.3.1- Cubo de Coherencia

Según Thorseth et al. (1997) este atributo volumétrico se basa en medir la similitud entre trazas sísmicas adyacentes, donde las trazas más similares reflejan más alta coherencia, por lo que una falla mostraría valores de baja coherencia en el corte de la falla, debido a la disminución de la similitud de las trazas a través del plano de falla. Según Bahorich y Farmer (1995) la coherencia sísmica 3D es útil para la identificación de fallas, rasgos estratigráficos como por ejemplo canales, barras y sistemas fluviales. Haskell et al. (1999) indican que riesgos geológicos observados sobre imágenes de coherencia incluyen fallas, diapiros de sal, diapiros de barro, crestas de barro, canales enterrados, chimeneas de gas, bolsas de gas superficiales y depresiones.

Según Gersztenkorn y Marfurt (1999) al atributo coherencia se le asigna una medida sobre una escala de cero a uno, lo que permite a la continuidad sísmica ser cuantificada, y traducida a una imagen visual que revela rasgos geológicos sutiles tales como fallas y canales. La coherencia cuando se ha usado para la delineación de rasgos geológicos, ha sido aplicado más exitosamente a datos sísmicos 3D migrados (tiempo o profundidad). Típicamente, la entrada al algoritmo de coherencia es un volumen sísmico 3D, resultando en la salida de un correspondiente volumen de coherencia 3D.

El gráfico 13 muestra un cubo de datos sísmicos sobre el cual se toma un punto en el arreglo de datos, y se observa la correlación con sus ocho vecinos inmediatos. Esta correlación se mide en un número de muestras determinadas que se llamará ventana de correlación. Al variar esta ventana se pueden ver varias escalas de coherencia, es decir, mayores o menores detalles en la correlación. El resultado del cálculo es un coeficiente de correlación que es asignado a ese punto del arreglo, el cual es el centro de la ventana. Este procedimiento se repite por todos los datos del cubo sísmico (Graterol, 2005).

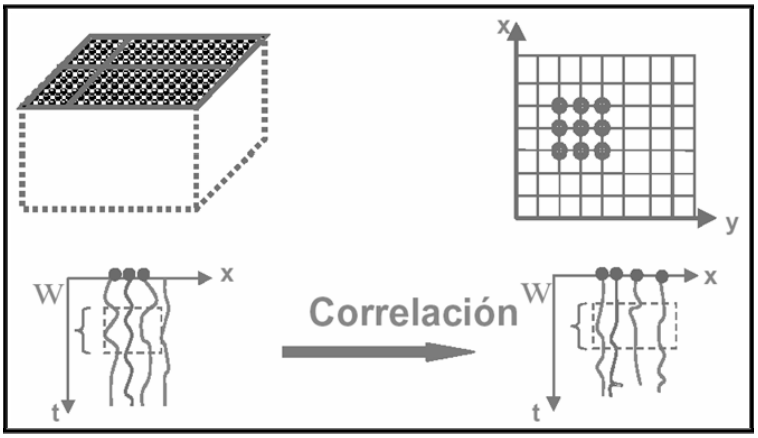

Gráfico 13. Esquema de correlación para el cálculo del Cubo de Coherencia.

El gráfico 14 muestra el efecto de un plano de falla en el cálculo del Cubo de Coherencia. La presencia de un plano de falla genera baja coherencia debido a que los estratos han sido desplazados verticalmente, y al comparar la traza de un lado de la falla con otra en el otro bloque fallado, se encuentra una incoherencia, esto debido a que se están comparando eventos diferentes en el mismo nivel de tiempo o profundidad (Graterol, 2005).

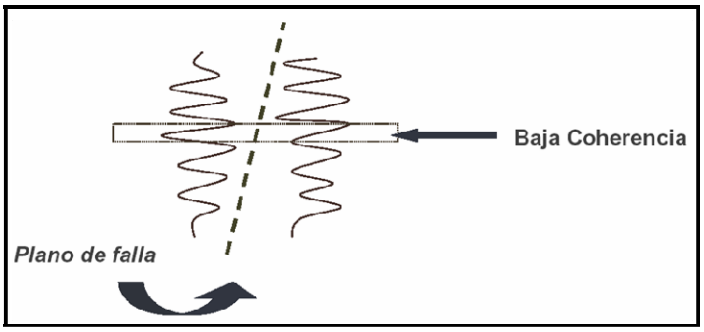

Gráfico 14. Efecto del plano de falla en el cálculo del Cubo de Coherencia.

De este modo las fallas presentes en la zona son resaltadas, dando como resultado la distribución areal del patrón de las mismas y cierres estructurales. Los eventos estratigráficos como canales, barras, entre otros, también son resaltados de la misma forma que con las fallas, ya que la diferencia litológica genera un cambio de amplitud en la señal sísmica, la cual es reflejada en una baja coherencia, indicando el canal en el Cubo de Coherencia.

Un nuevo método denominado “EPS” (Edge – Preserving Smoothing) para mejorar la calidad de la imagen del Cubo de Coherencia es descrito por Nasher et al. (2006), el cual se basa en reducir ruido en cubos sísmicos preservando discontinuidades o bordes estructurales y estratigráficos. El método divide la vecindad de toda la localización en un cubo de impedancia 3D, dentro de un número de bloques cuyos puntos de análisis se mueven a través del volumen. En una localización de discontinuidad interior con cualquier orientación, el proceso no promedia valores a través del borde, ya que esto oscurecería el rasgo. En cambio, el más suave valor adyacente es usado.

Según Nasher et al. (2006), la principal ventaja de este algoritmo 3D suavizante, es que este método preserva ambos márgenes laterales y verticales, y mejora el contraste en atributos de coherencia derivados de los datos sísmicos. Este método busca para cada bloque el valor más homogéneo alrededor de cada localización dentro de un cubo de entrada, y asigna el valor promedio del bloque en esa localización.

Cuando se extiende el “EPS” a tres dimensiones (3D EPS), la segmentación es hecha en un espacio 3D alrededor de cada localización en un cubo sísmico, y la ventana de movimiento es un pequeño cubo 5x5x5 analítico de 125 muestras (gráfico 15), el cual es dividido en 32 pequeños bloques 3D, donde se calculan las desviaciones estándar y promedios para cada uno de ellos, asignando el promedio de los 32 bloques en el centro del bloque analítico. Los 32 bloques llenan todas las direcciones alrededor de cualquier punto en el cubo 3D (Nasher et al., 2006).

Los 32 bloques pueden ser agrupados en cuatro tipos (gráfico 16). El primer tipo cubre el área central del cubo analítico, el segundo cubre los 12 bordes, el tercero las 8 esquinas, y el último cubre 6 áreas abajo y arriba, derecha e izquierda, frente y detrás del punto central (Nasher et al., 2006).

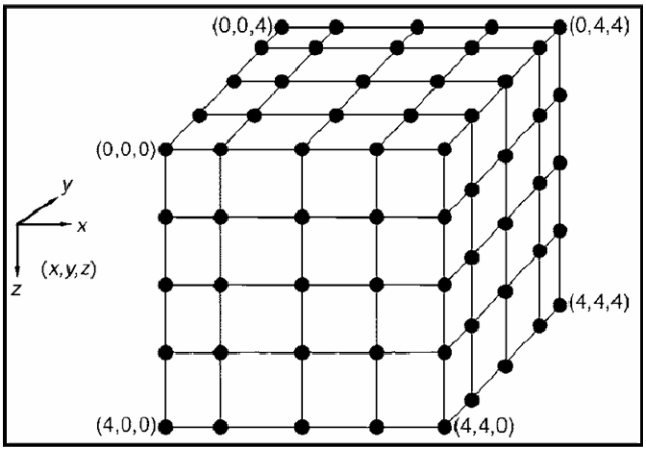

Gráfico 15. Modelo discreto del operador "3D EPS" en una ventana analítica de 5x5x5. Tomado y modificado de Nasher et al. (2006).

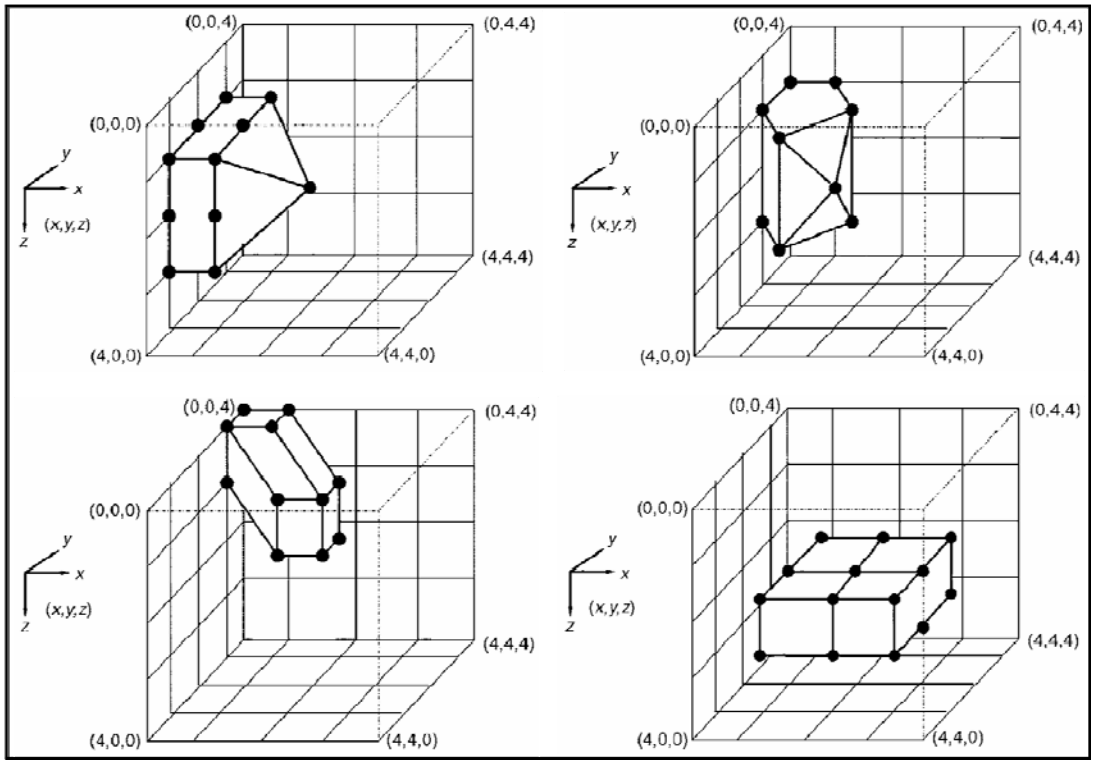

Gráfico 16. Modelo de 4 bloques tipo para el cálculo del algoritmo "3D EPS". En los cuatro modelos el valor de salida es asignado en el centro del cubo analítico (5x5x5). Tomado y modificado de Nasher et al. (2006).

3.1.3.2- Atributos sísmicos “Dip” y “Edge”

El atributo “Dip” muestra cambios exactos en la dirección de buzamiento respecto al buzamiento verdadero sobre un horizonte, contando la dirección de buzamiento en ambas líneas “Inline” y “Xline”. Este atributo es efectivo para detección de fallas. Este mapa de atributo es construido comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales. Un plano es ajustado por medio de tres puntos, luego este plano tiene una magnitud de buzamiento en milisegundos por unidad de distancia x 100 (Halliburton Company, 2003). El cálculo computacional del “Dip” es:

$$\text{Dip} = \sqrt{\left[\left(\frac{dt}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dy}\right)^2\right]} \quad \text{x } 1000$$

Donde dt/dx es el buzamiento en la dirección “x”, y dt/dy es el buzamiento en la dirección “y”, con “x” y “y” como coordenadas geográficas reales.

El atributo “Edge” exagera cambios de buzamiento abruptos tales como bordes arrecífales, fallas o inclinaciones del horizonte. Este atributo ilumina discontinuidades en una imagen, detectando diferencias en el buzamiento a través de un horizonte. En su cálculo se involucra la comparación matemática de puntos alrededor de un simple punto en una imagen original. El algoritmo compara juegos de muestras al lado de cada punto de muestra en ambas direcciones “x” y “y” (Halliburton Company, 2003).

3.1.4- Mapas estructurales en tiempo

Una vez que los horizontes y las fallas han sido delimitados e interpretados, lo siguiente es la elaboración de los mapas estructurales en tiempo de cada nivel geológico interpretado. Para obtener estos mapas, se genera una malla a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y luego se realiza una interpolación para la generación de contornos isócronos.

3.1.5- Conversión tiempo – profundidad

El método sísmico provee la localización de los reflectores en tiempo doble. Para conocer la profundidad real en metros, la velocidad de propagación de la onda debe ser conocida. Las fuentes de velocidades conocidas son las apiladas del procesamiento de datos sísmicos, y las mediciones en pozos utilizando el registro "check shot". Los métodos para convertir los datos sísmicos a profundidad son numerosos, y dependen de la cantidad de información disponible en el área y su geología (Mari, 1999).

Según James et al. (1994) una vez los horizontes y estructuras son interpretados en tiempo, el siguiente paso es convertir la interpretación a profundidad. La relación entre tiempo y profundidad es la velocidad, por lo que un modelo de velocidad es necesario. Si más de un horizonte debe ser convertido a profundidad, una velocidad promedio para cada horizonte debe ser estimado, o la velocidad para el horizonte más superficial y la velocidad entre cada horizonte bajo el horizonte objetivo.

En ausencia de registros o estudios de sísmica de pozos, las velocidades de apilamiento sísmico pueden sustituir las velocidades promedio verticales. Las velocidades de apilamiento son derivadas de los datos sísmicos durante el procesamiento, y usadas para combinar trazas sísmicas para producir datos que son más fáciles de interpretar (James et al., 1994).

Estos datos son interpolados para el mismo intervalo de muestreo como la malla del horizonte sísmico en tiempo. Luego la malla de velocidad es multiplicada por la malla de tiempo para dar una malla en profundidad. La limitación clave de las velocidades de apilamiento es su falta de exactitud, especialmente en regiones de velocidad compleja o de estructuras complejas (James et al., 1994).

Los datos tiempo – profundidad de estudios de "check shot" dan un modelo correcto de velocidad vertical, pero únicamente en la localización del pozo. En la ausencia de otro dato, esta velocidad puede ser usada uniformemente a través del campo para convertir los datos de tiempo a profundidad. Las velocidades de

apilamiento pueden ser calibradas en el pozo usando los estudios de “check shot” (James et al., 1994).

3.1.6- Mapas estructurales en profundidad

Una vez que se tiene el modelo de velocidades se pueden elaborar los mapas estructurales en profundidad. Estos mapas consisten en la representación estructural de cada nivel geológico interpretado, y vienen expresados en metros ó pies.

3.2- Estratigrafía Sísmica

El método se fundamenta en la descripción de un margen continental pasivo como modelo geológico de sedimentación, así como la aplicación de conceptos de geología estructural. Con estas dos herramientas la estratigrafía sísmica puede deducir la litología, episodios tectónicos y ambientes, con la finalidad de reconstruir la historia geológica del área de estudio (Bot y Perdomo, 1986).

A través de la interpretación de la configuración de las reflexiones, el análisis de facies de las secciones sísmicas usa cada parámetro de la sísmica como: amplitud, fase, continuidad, velocidad interválica y la geometría de las reflexiones. El análisis de esos parámetros, permite caracterizar una facie sísmica y sus relaciones laterales y verticales con otras. Las facies sísmicas pueden ser interpretadas entonces en términos de ambiente, energía de depositación y litología (Mari, 1999).

3.2.1- Secuencias depositacionales

Según Mulholland y Littleton (1998), la estratigrafía secuencial es el estudio de las relaciones de rocas dentro de un marco cronoestratigráfico, en el que las sucesiones de rocas son cíclicas y compuestas de unidades de estratos relacionados genéticamente. La unidad de estrato fundamental para el análisis es la secuencia, la cual es un paquete de estratos relacionados genéticamente, y limitados por discontinuidades o sus conformidades correlativas. El gráfico 17 ilustra algunos de esos rasgos.

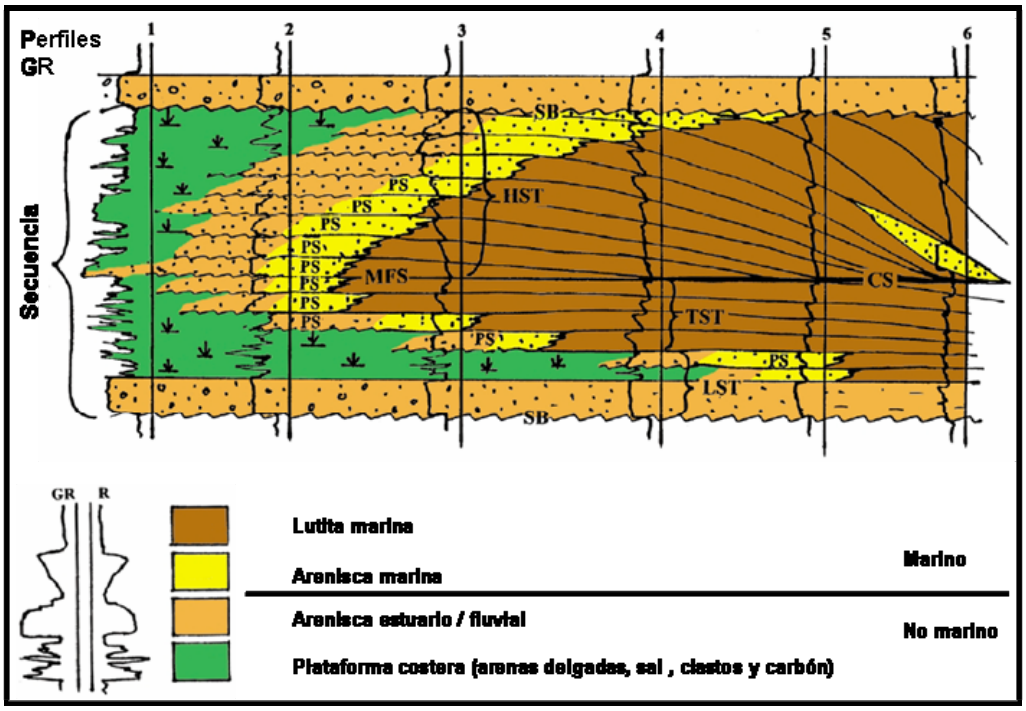

Gráfico 17. Diagrama esquemático de los componentes de una secuencia depositacional, la cual incluye una significante discontinuidad basal, o límite de secuencia (SB). HST = "Highstand Systems Track". TST = "Transgressive Systems Track". LST = "Lowstand Systems Track". MFS = superficie de máxima inundación, también llamada sección condensada (CS). PS = parasecuencia. Los registros ilustrados son rayos gamma (GR) y resistividad (R). Tomado y modificado de Mulholland (1998).

Los rasgos principales del gráfico 17 son descritos a continuación. Una secuencia es una relativamente conformable sucesión de estratos, relacionados genéticamente en su tope y base por discontinuidades y sus correlativas conformidades. Una secuencia es terminada por una caída del nivel del mar. Por otra parte, los sistemas encadenados son una unión de sistemas depositacionales contemporáneos, definidos por estratos y límites de superficies, ubicados dentro de las secuencias mediante configuraciones de parasecuencias internas (Mulholland, 1998).

Según Mulholland (1998) los sistemas depositacionales son agrupaciones tridimensionales de litofacies, genéticamente ligados por procesos activos y ambientes (deltas, barreras, etc.). Sus parasecuencias asociadas no son más que una relativamente sucesión de cuerpos genéticamente relacionados, limitados por superficies de inundación marina o sus superficies correlativas. Los límites de las

parasecuencias producen reflexiones en la sísmica que indican rasgos estratigráficos. Las discontinuidades asociadas a las secuencias depositacionales, no son más que superficies separando estratos más jóvenes de más viejos, a lo largo de la cual hay evidencia de truncasiones erosionales.

Las secuencias son controladas por relativos cambios en el nivel del mar, y como ellas son limitadas en el tope y la base por discontinuidades, ellas necesariamente inician con una caída del nivel del mar, dando lugar a los "Lowstand Systems Track". Esta caída expone la plataforma continental, y las porciones más superficiales del suelo marino se erosionan (gráfico 18a). Esta erosión puede generar valles incisos de varios cientos de pies de profundidad. En el gráfico 18b los sedimentos transportados hacia el valle en el "Lowstand Systems Track", son liberados en la línea de costa para formar ambientes estuarios y de playas, o es llevado fuera al borde de plataforma en aguas profundas, formando abanicos en el suelo marino o acuñamientos de bajo nivel entre el suelo y el talud (Mulholland, 1998).

Cuando el nivel del mar aumenta, la línea de costa avanza a través de la superficie erosional, generando la depositación de sedimentos tierra adentro, (gráfico 18c). Dado que los sedimentos son transportados desde la tierra al mar, se desarrollan discretos paquetes depositacionales. Como el nivel del mar aumenta, sucesivas parasecuencias son construidas, pero cada una inicia y termina más hacia tierra adentro que la que la precede. Esto genera una parasecuencia apilada con patrones retrogradacionales, característicos de los "Transgressive Systems Track". Los valles normalmente se llenan primero, iniciando con arenas fluviales, sobreponiéndose facies deltáicas o de estuarios, y finalmente sobre arenas inundadas con parasecuencias (Mulholland, 1998).

Cuando el nivel del mar inicia su movimiento acelerado hacia abajo, los sedimentos se acomodan en espacios libres, y los arroyos tienden a fluir más hacia el mar para depositar su carga (gráfico 18d). Las parasecuencias así creadas migran al mar, formando patrones de apilamiento progradacionales, característicos de los "Highstand Systems Track" (Mulholland, 1998).

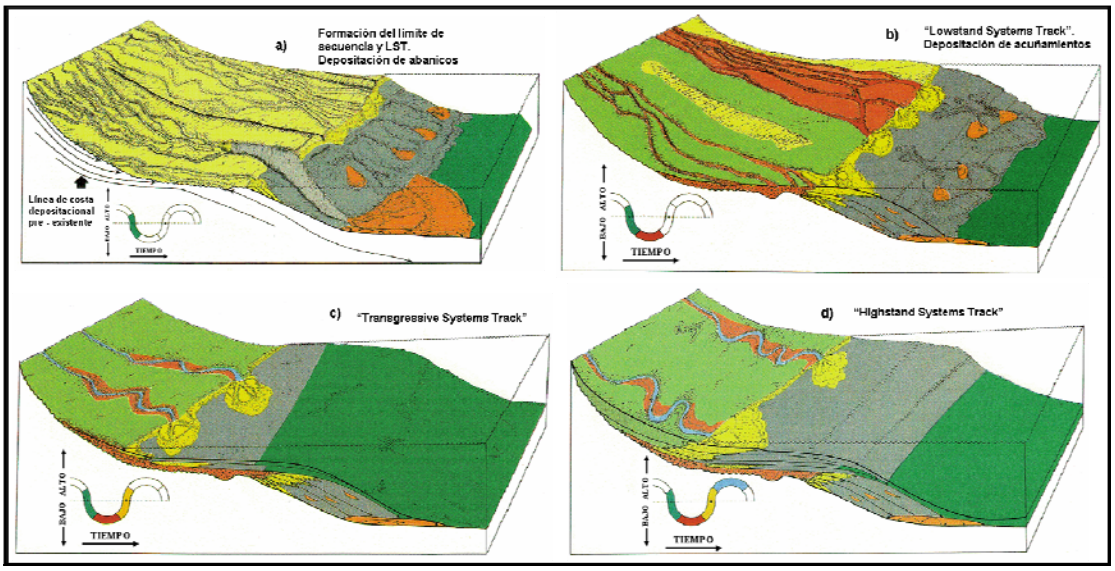

Gráfico 18. Formación de las secuencias depositacionales. a) Formación del límite de secuencia, b) LST, c) TST, d) HST. Tomado y modificado de Van Wagoner et al. (1990).

Una secuencia depositacional incluye ambiente sedimentario desde el continente al basamento, creado en un cierto intervalo de tiempo y limitado por discontinuidades, las cuales generalmente tienen un origen tectónico. Esta secuencia está definida en la sísmica por un conjunto de reflexiones limitadas en el tope y en la base por discordancias, las cuales son identificadas por la terminación lateral de las reflexiones.

Según Catuneanu (2002) las terminaciones sísmicas son definidas por la relación geométrica entre los estratos y la superficie estratigráfica. Los principales tipos de terminaciones son truncasiones, "toplap", "onlap", y "downlap", (gráfico 19). Estas terminaciones son definidas por la relación geométrica entre estratos y la superficie estratigráfica contra la cual ellas terminan. Los significados de estas terminaciones son descritos a continuación por Catuneanu (2002):

Truncasiones: Son terminaciones de estratos contra una superficie erosional suprayacente. Los "toplap" pueden desarrollarse en truncasión, pero la truncasión es más larga que los "toplap", e implica tanto el desarrollo de relieves erosionales como el de una discontinuidad angular. Según Bot y Perdomo (1986) las truncasiones indican tectonismo.

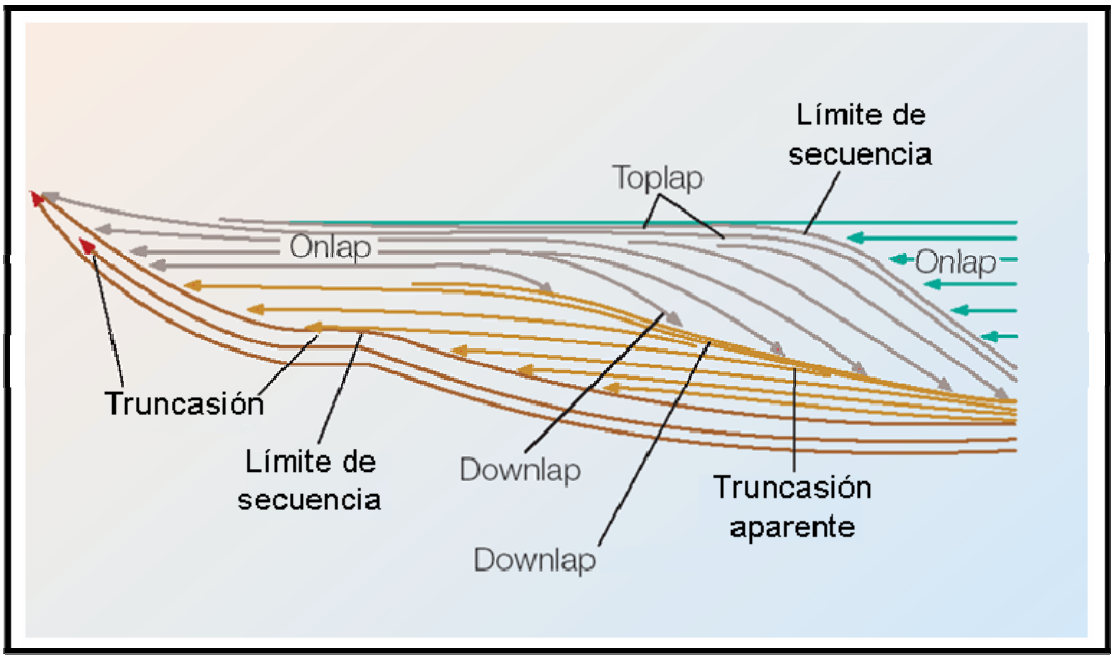

Gráfico 19. Tipos de terminaciones sísmicas de las secuencias depositacionales. Modificado de Caldwell et al. (1997).

"Toplap": Son terminaciones de estratos inclinados contra una superficie suprayacente angular más baja, principalmente como un resultado de la no depositación. Ellas representan el límite depositacional proximal de la unidad sedimentaria. Según Bot y Perdomo (1986) los "toplap" indican hiatos sedimentarios.

"Onlap": Son terminaciones de estratos de ángulo bajo contra una superficie estratigráfica más inclinada. Pueden desarrollarse en ambientes marinos, de costa y no marinos. Según Bot y Perdomo (1986) los "onlap" indican transgresión. Catuneanu (2002) indica que existen tres tipos de "onlap":

- Marino: Se desarrollan sobre taludes continentales, principalmente durante transgresiones y regresiones forzadas, como resultado de procesos de flujos gravitacionales.
- Fluvial: Se refiere a los desplazamientos tierra adentro de los flujos y agradaciones dentro de un sistema fluvial, durante el aumento del nivel del mar.

- De costa: Se refiere a los estratos sobre la costa más baja que generan "onlap" hacia la línea de costa por transgresiones.

"Downlap": Son terminaciones de estratos inclinados contra una superficie angular más baja. Son usualmente vistos en la base de secuencias progradantes, tanto en ambientes marino superficiales como marino profundos. No es común verlos en ambientes no marinos pero si pueden estar en ambientes lacustrinos. Por lo tanto representan un cambio de depositación marino de talud (o lacustre) a marino (o lacustre) o no depositación. Según Bot y Perdomo (1986) los "downlap" indican progradación.

3.2.2- Análisis de facies sísmicas

En esta etapa se analizan los límites superior e inferior y configuración interna de las secuencias, con el objetivo de identificar los diferentes fenómenos geológicos durante la evolución lateral y vertical (Bot y Perdomo, 1986). Por definición, facies sísmicas es el conjunto de características de las reflexiones en el interior de la secuencia, tales como:

- Amplitud - Fuerte o débil
- Frecuencia - Alta o baja
- Continuidad - Buena o mala
- Energía - Fuerte o nula

Según Mari (1999) la configuración de las reflexiones puede ser clasificada en zonas no estratificadas y zonas estratificadas. Las zonas no estratificadas, son áreas donde no se generan reflexiones, indicando una depositación continua y homogénea en donde no hay reflectores. Para las zonas estratificadas se tienen las configuraciones indicadas en el gráfico 20 (paralelas, divergentes, caóticas, onduladas, monticulares, sigmoidales y oblicuas). El tipo de configuración guarda el siguiente significado geológico:

- Las reflexiones caóticas están asociadas a estructuras generadas por deslizamiento, cañones rellenos o canales y en zonas de fallas y/o pliegues.

- Las reflexiones divergentes indican variación en la velocidad de sedimentación, a lo largo de un perfil en la dirección progresiva del buzamiento.
- Las reflexiones paralelas son frecuentes en plataforma o basamento.
- Las reflexiones monticulares son resultado de pequeñas progradaciones intercaladas de lóbulos, generados en aguas someras en la parte frontal de un delta.
- Las reflexiones sigmoidales implican poca entrada de sedimentos en un ambiente con un bajo nivel de energía.
- Las reflexiones oblicuas, indican una acreción frontal con una significativa entrada de sedimentos a un ambiente de alta energía.

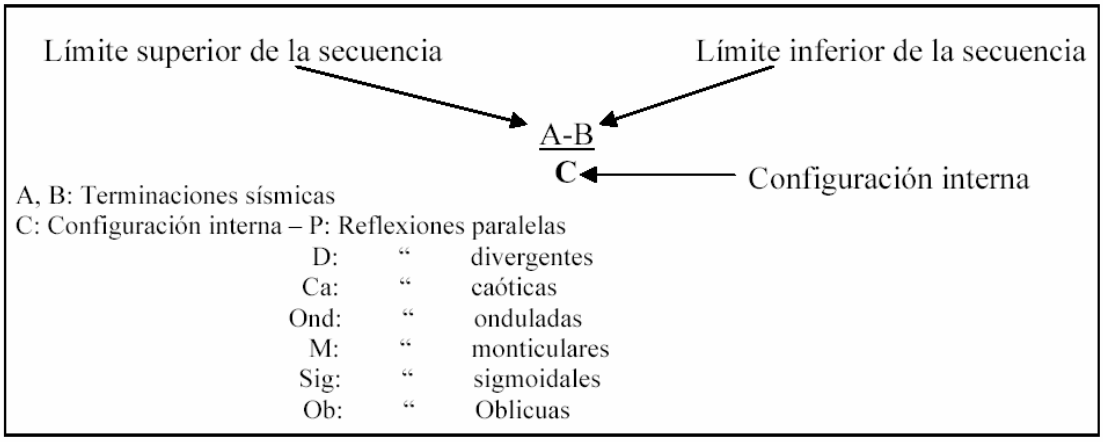

Gráfico 20. Análisis de la configuración interna en las facies sísmicas.

La forma externa de las reflexiones (gráfico 21) puede ser clasificada según lo siguiente:

- Capas paralelas o divergentes: su tamaño puede ser muy grande. Configuraciones paralelas, divergentes o progradacionales pueden ser observadas en ellas. Muy encontradas en plataforma.
- Capas cubiertas: corresponden a baja energía de depositación. Las capas moldean las formas preexistentes.

- Montículos: pueden ser debido a acumulaciones orgánicas, flujos volcánicos, acumulación de clásticos como turbiditas, lóbulo deltáico, barras, etc. A menudo estas unidades son vinculadas a un relativo alto nivel de energía.
- Lentes: son encontrados en la pendiente de los depósitos.
- Bajos o depresiones: unidades rellenas pueden ser clasificadas de acuerdo con su forma externa (canal relleno, depresión rellena) y su configuración interna: cañón relleno, flujos, abanicos, etc.

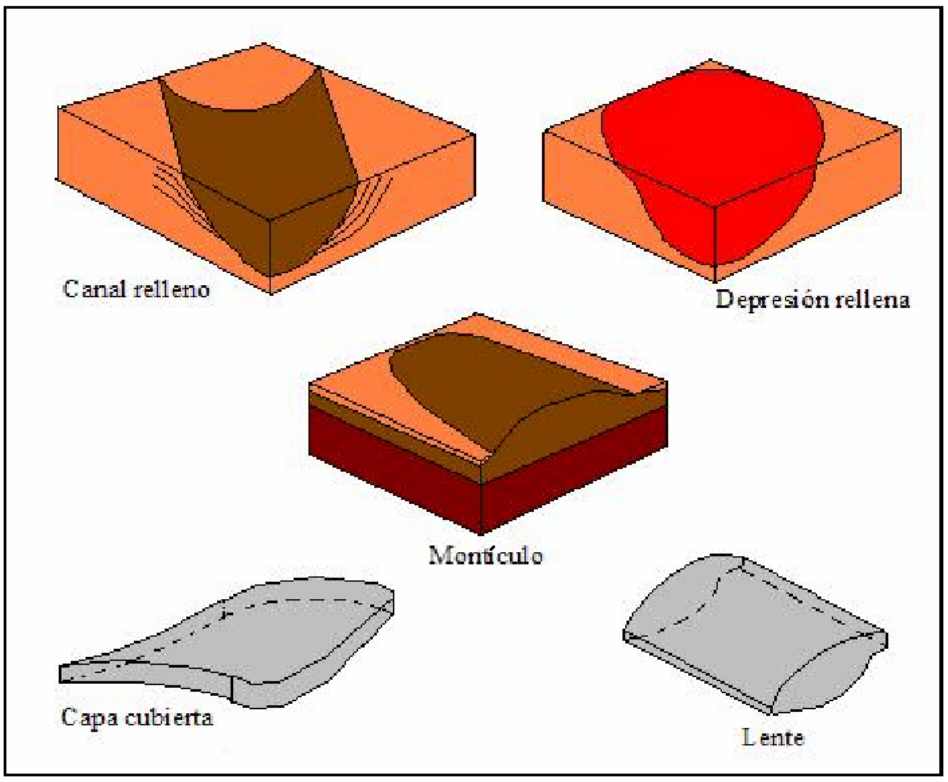

Gráfico 21. Forma externa de las reflexiones en las facies sísmicas. Modificado de Mari (1999).

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

3.3- Canales y valles incisos

Según Wescott (1997) un canal es un cauce donde un cuerpo natural de agua superficial fluye o puede fluir, o un pasadizo o depresión de perceptible extensión conteniendo continuamente o periódicamente agua fluyendo, o formando una vía de conexión entre dos cuerpos de agua (un curso de agua). Un canal también puede ser definido como la más profunda o parte central de un cauce de un arroyo, conteniendo la corriente principal, y ocupado más o menos continuamente por agua.

Por otra parte, Wescott (1997) define también un valle como cualquier zona de tierra baja enterrado por tierras más altas, especialmente una elongada, relativamente larga y suavemente depresión inclinada de la superficie de la tierra, comúnmente situado entre dos montañas o entre rangos de colinas o montañas, y a menudo conteniendo un cauce con una salida. Eso es usualmente desarrollado por erosión de los cauces, pero puede ser limitado por fallas. Un valle puede ser varios canales anchos y un canal profundo, o puede ser más ancho y más profundo que el canal que los crea.

Los canales son más angostos y más sinuosos que los valles, y pueden ser generados por procesos fluviales, deltáicos, de mareas y submarinos. Los valles en cambio son controlados por la geología de la roca caja, clima, vegetación, tectónica y procesos de canales. El gráfico 22 muestra cómo algunas de esas variables influencian la morfología de los canales. En este gráfico los canales son clasificados de acuerdo a su forma y tipo de carga de sedimentos, los cuales pueden ser rectos, meándricos y entrelazados (Wescott, 1997).

Los canales y valles son especialmente importantes en la industria petrolera, puesto que el material típico de relleno de éstos son siliciclásticos tipo arena, lo cual los convierte en posibles reservorios si alcanzan dimensiones importantes. En el gráfico 23 se muestra el modelo conceptual de corte de canal por planos de falla.

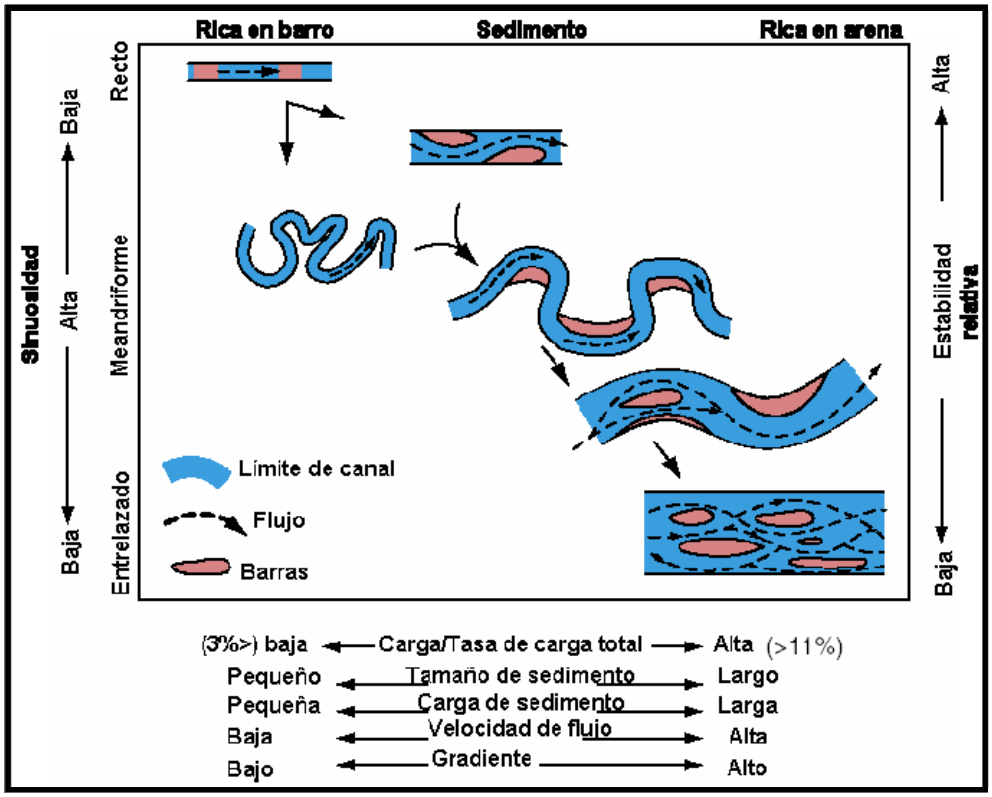

Gráfico 22. Clasificación de los canales basada sobre su forma y tipo de carga de sedimento presente. Tomado y modificado de Wescott (1997).

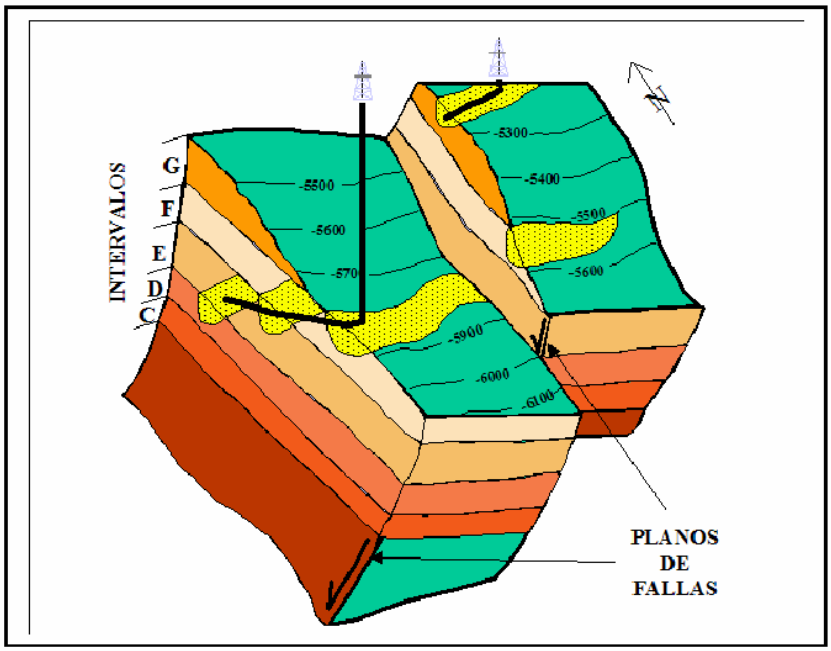

Gráfico 23. Modelo conceptual de corte de canal por planos de falla. Tomado de Márquez (1999).

3.4- Atributos sísmicos

Según Liner et al. (2004) los atributos sísmicos son cantidades específicas de rasgos geométricos, cinemáticos, dinámicos, o estadísticos derivados de los datos sísmicos. Tales atributos son usados para mejorar visualmente o aislar rasgos de interés, o calibrar pozos control con el objeto de predecir propiedades de yacimientos.

Liner et al. (2004) clasifican los atributos en dos categorías: atributos generales y especiales. Los atributos generales son aquellos que tienen bases sólidas en física o matemática. Estos atributos como cualquier proceso sísmico pueden ser menos útiles por ruidos aleatorios o coherentes, o inapropiados ambientes geológicos. Los atributos generales incluyen amplitud de la cresta, amplitud y frecuencia compleja, atributos de Hilbert generalizados, buzamiento y azimuth, iluminación, suavizante del borde preservado, detección del borde, AVO, coherencia y descomposición espectral.

Los atributos especiales en cambio tienen una base física o geológica menos definida, pero pueden ser bien correlacionados a un rasgo geológico o a una productividad del yacimiento dentro de una base dada (Liner et al., 2004).

Según Chopra y Marfurt (2005), literalmente hay cientos de atributos especiales, y muchos de ellos son sumas, productos, u otras combinaciones de atributos generales más fundamentales. Chopra y Marfurt agregan otro tipo de atributos a la clasificación dada por Liner et al. (2004), ya que agregan atributos compuestos, los cuales son combinados usando geoestadísticas, redes neurales u otro tipo de correlaciones, pero incluyendo solamente aquellos que individualmente correlacionan a una variable física o geológica.

Por otro lado Chen y Sydney (1997) clasifican los atributos sísmicos en dos secciones basadas en la utilidad de los mismos: atributos correspondientes a rasgos cinemáticos/dinámicos de la onda, y atributos correspondientes a rasgos geológicos de los yacimientos. El gráfico 24 muestra los atributos correspondientes a rasgos geológicos de los yacimientos.

Chen y Sydney también clasificaron los atributos sísmicos en instantáneos, interválicos y volumétricos. Los instantáneos son aquellos aplicados sobre horizontes,

los interválicos son aplicados entre dos horizontes o un horizonte y una ventana de interés, y los volumétricos son calculados sobre un volumen de datos.

3.4.1- Atributos instantáneos

Fase Instantánea: Es definida como q(t)/f(t), donde q(t) es la traza compleja y f(t) es la traza real. Es muy útil para enfatizar eventos y mejorar la continuidad lateral. Permite observar discordancias, acuñamientos, "onlap", etc.

Intensidad de la Reflexión: Es definida como $(q(t)+f(t))^{1/2}$. Conocida también como Amplitud Instantánea o Amplitud Envolvente. Útil para identificar puntos brillantes, puntos opacos, fluidos y cambios litológicos.

Amplitud Sísmica: Esta función lee el valor de la traza en el horizonte seleccionado. Es usado para identificar puntos brillantes, puntos tenues, canales, etc., y tiene buena correlación con parámetros petrofísicos como espesor y porosidad.

Frecuencia Instantánea: Es la primera derivada de la fase instantánea. Usada para dar continuidad a eventos y ver atenuaciones de la ondícula.

Pendiente en la Mitad de la Energía Total: Calcula la pendiente de la curva de energía, en el tiempo donde la energía acumulada es la mitad de la energía acumulada total. Permite identificar cambios en la distribución de arenas / lutitas y "bright spots".

3.4.2- Atributos interválicos

Estos atributos son muy útiles en la caracterización de yacimientos. Algunos de ellos se describen a continuación.

Componentes Principales: registra la coherencia de las trazas desde la menos coherente a la más coherente. Son divididas en tres componentes, siendo la primera (P1) la que indica mayor coherencia y las siguientes son más sensibles al ruido. Son útiles para iluminar discontinuidades y cambios estratigráficos.

Duración Lazo Superior: es el tiempo de separación entre el cruce superior e inferior del lazo que está a ambos lados del horizonte. Sirve para identificar fallas y acotar espesores cuyas respuestas de tope y base interfieren entre sí.

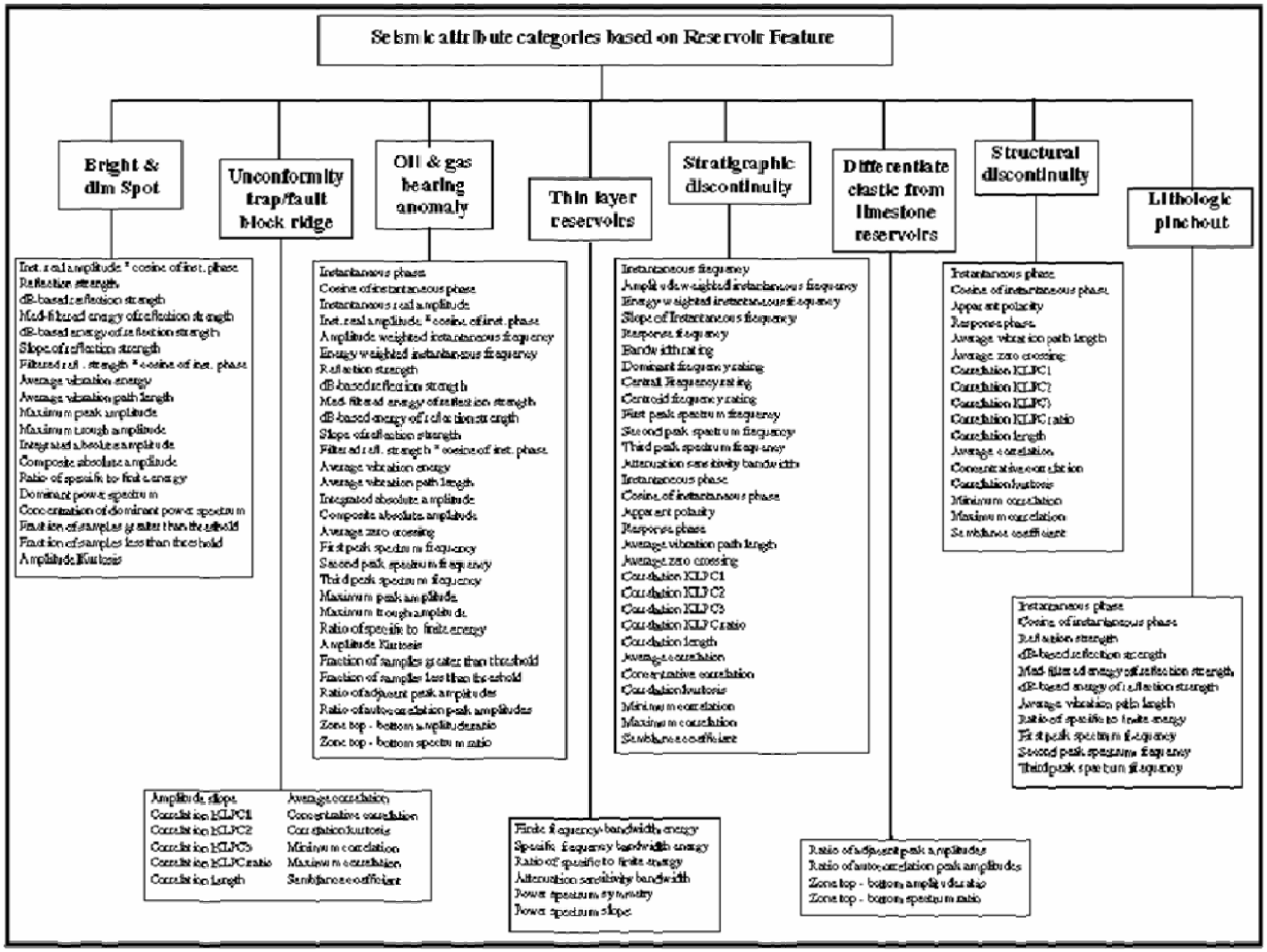

Gráfico 24. Atributos correspondientes a rasgos geológicos de los yacimientos. Tomado y modificado de Chen y Sydney (1997).

Longitud del Arco Sísmico: mide la heterogeneidad de la reflexión, y puede ser usada para cuantificar cambios laterales en el patrón de reflexión. Sirve como indicador de la secuencia estratigráfica.

Amplitud Pico Promedio: representa el valor promedio de todos los picos en una ventana. Estos picos pueden ser máximos locales, es decir, los picos negativos también son promediados. Pequeños y grandes valores pueden ser usados como indicadores directo de hidrocarburos.

Asimetría de la Amplitud: es el grado de asimetría de un grupo de valores de amplitud, alrededor de su valor promedio. Permite identificar cambios estratigráficos y fallas.

Energía Sísmica Promedio: es el cuadrado de la amplitud RMS. Es una medida de la reflectividad en una ventana de tiempo o profundidad, y puede ser usado para representar indicadores de hidrocarburo.

Amplitud RMS: mide la reflectividad en una ventana de tiempo o profundidad. Es la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de las amplitudes, dividido entre el número de muestras existentes. Puede ser usado como indicador directo de hidrocarburos.

3.4.3- Atributos volumétricos

Pueden ser de una traza o múltiples trazas, es decir, tomar traza por traza para el cálculo, o tomar varias trazas y promediar, asignando el valor del atributo al centro del subvolumen de trazas, como por ejemplo el Cubo de Coherencia. Estos atributos proveen buena información sobre similitud y continuidad de la señal sísmica de traza a traza.

Uno de los métodos para generar estos atributos, es el uso de “time slice” para el límite más alto y más bajo de la ventana sobre la cual la extracción de los atributos serán hechos. La extracción de los atributos entonces es hecha usando los valores de las trazas entre los dos “time slices”, para luego ubicar los resultados de todas las trazas sobre otro “time slice” (Chen y Sydney, 1997).

3.5- Resolución sísmica vertical

Según Sheriff (2002) la resolución es la habilidad de separar dos rasgos que se encuentran cercanos, o también conocido como la mínima separación de dos cuerpos antes de perder su individual identificación. Sheriff indica que para discretizar reflectores sísmicos, se debe verificar la mínima separación tal que se pueda ver más de una interfase involucrada. Esto es lo que se conoce como el límite de resolución vertical.

El límite de resolución vertical es calculado mediante la ecuación $\lambda / 4$, donde λ es la longitud de onda dominante. Esta longitud de onda λ es usualmente tomada como la frecuencia dominante de los datos sísmicos. Para una reflexión en el tope de una capa delgada y otra en la base, existe un límite de cuán cercanos pueden estar en caso de ser separables. Este límite depende del espesor de la capa.

La longitud de onda dominante de las ondas sísmicas está dada por la relación $\lambda = v/f$, donde "v" es la velocidad y "f" la frecuencia dominante. Las estructuras profundas, deben tener mayores espesores que aquellas que se encuentran a menor profundidad para que tengan buena resolución.

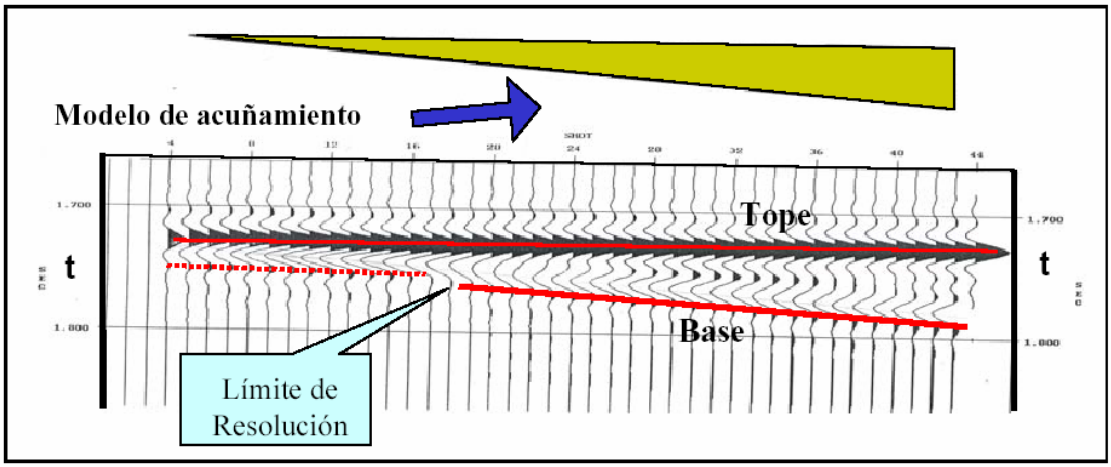

Gráfico 25. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo. Tomado de Graterol (2005).

El límite aceptable para la resolución vertical es generalmente la cuarta parte de la longitud de onda. Este límite depende del nivel de ruido contenido en los datos

sísmicos, y algunas veces, cuando el coeficiente de reflexión y los eventos no se distinguen fácilmente, el criterio de $\lambda / 4$ es muy grande; y otras veces, cuando las amplitudes de los eventos son identificadas con facilidad, el criterio es muy restringido. El efecto de resolución se muestra en el modelo sintético de acuñamiento del gráfico 25 (Graterol, 2005).

3.6- Estudio petrofísico

La petrofísica, es la disciplina que estudia las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presentes en ellas a través de perfiles de pozo y muestras de núcleos, siendo el objetivo principal de esto, la identificación y localización de zonas prospectivas (intervalos de interés) para la explotación, distribución de los fluidos y su cuantificación volumétrica.

En la industria petrolera, existe una amplia variedad de mediciones y técnicas disponibles para evaluar las características físicas de las formaciones del subsuelo. La aplicación de un método cuantitativo de interpretación petrofísica adecuado, dependerá del tipo de formación en estudio, es decir, si se trata de una formación limpia, de una formación arcillosa o de carbonatos y, según el método escogido, se emplean las ecuaciones básicas que relacionarán las características petrofísicas de la formación con los factores eléctricos, nucleares y acústicos que se obtienen de los perfiles.

Los principales parámetros petrofísicos requeridos para realizar la caracterización de un yacimiento son su porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, área y permeabilidad. Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y producción del mismo.

Existen diferentes tipos de registros, entre los cuales se pueden encontrar los registros eléctricos (SP, resistividad, etc.), los registros acústicos (sónicos, 3D, etc.), los registros de núcleos (radioactividad natural, neutrón, etc.), y otros adicionales que ofrecen información variada acerca de las dimensiones del pozo y temperatura (Sheriff, 2002).

3.6.1- Propiedades físicas medidas

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

Para determinar la productividad de un yacimiento, es necesario saber con que facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso, lo cual a su vez depende de la manera en que los poros están intercomunicados. Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología, pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y producción de un yacimiento (Zambrano y Martínez, 2004).

3.6.2- Propiedades petrofísicas

3.6.2.1- Volumen de arcilla (V_{sh})

La presencia de arcilla en la roca – yacimiento es un factor altamente perturbador en la evaluación de formaciones. Por un lado complica la estimación del volumen de hidrocarburos, y por el otro, afecta la habilidad del yacimiento de producir esos hidrocarburos.

La arcilla posee una superficie de exposición muy grande, capaz de ligar una fracción sustancial del agua en los poros a su superficie. Esta agua contribuye a la conductividad eléctrica de la arena, pero no a su conductividad hidráulica, y no puede ser desplazada por hidrocarburos ni tampoco fluirá.

El volumen de arcilla (V_{sh}) indica el grado de arcillosidad presente en un volumen de la roca. Este puede ser estimado a partir de un registro de Rayos Gamma (GR), tomando en cuenta la línea de lutita y la línea de arena, como se muestra en la siguiente ecuación, (Schlumberger, 2003):

$$V_{sh} = \frac{GR_{\log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}}$$

Donde GR_{log} = valor de rayos gamma leído del registro

GR_{sd} = valor de rayos gamma correspondiente a la línea de arena

GR_{sh} = valor de rayos gamma correspondiente a la línea de lutita

A esta ecuación se le denomina "Ecuación de Gamma Ray Lineal". En los pozos donde no existe registro de rayos gamma, se emplea el registro de Potencial Espontáneo (SP).

3.6.2.2- Saturación de agua (S_w)

Es la fracción del volumen poroso ocupada por un fluido. Generalmente se expresa en volumen/volumen, porcentajes o unidades de saturación. A menos que se diga lo contrario, la saturación de agua es la fracción de agua de formación en la zona virgen. A la saturación de agua se le conoce como Saturación Total de Agua si el espacio poroso referido es la Porosidad Total, y se le denomina Saturación de Agua Efectiva si se refiere a la Porosidad Efectiva. Si el término se emplea sin ningún calificativo, se suele referir a la Saturación de Agua Efectiva.

A la fracción restante contentiva de petróleo o gas, se le denomina saturación de hidrocarburos, se denota como S_h, la cual será igual a $1-S_w$.

Para calcular S_w, se utiliza la fórmula de Archie complementada por Winsauer et al. (1952), la cual incluye el término "a" relacionado con la tortuosidad del medio poroso:

$$S_w{}^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}$$

Los parámetros más críticos en la evaluación de S_w son los parámetros "m" y "n". En estudios de núcleos de areniscas se han reportado considerables variaciones de los mismos (Edmunson, 1988), con un rango de "m" entre 1.5 y 3.0, y de "n" entre 1.3 y 8.0. La dispersión de valores es significante, aunque el promedio de los yacimientos más comunes tiende a 2.0 para ambos parámetros. En términos generales se asume que ambos exponentes son iguales. R_w es la resistividad del agua de

formación en una arena limpia y gruesa, R_t es la resistividad de la formación parcialmente saturada de hidrocarburo, y ϕ la porosidad.

3.6.2.3- Saturación de agua irreducible (S_{wi})

Representa el agua retenida por tensión superficial en la superficie de los granos, en sus contactos y en los intersticios más finos, la cual no fluirá cuando la formación sea puesta en producción. Esta se denota como S_{wi} y se determina a partir de perfiles eléctricos, específicamente a partir de la medición de resistividad profunda (Schlumberger, 1989).

3.6.2.4- Saturación de agua en formaciones arcillosas

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

Para determinar la saturación de agua (S_w) en formaciones arcillosas existen muchos métodos, uno de los más usados es el método de Simandoux (Simandoux, 1963), que aplica para sistemas de arcilla dispersa, y se basa en que la conductividad $1/R_t$ de una arena arcillosa se puede expresar así:

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

Donde: V_{sh} y R_{sh} son el volumen y la resistividad de arcillas respectivamente. Para m = n = 2, ésta se convierte en una ecuación de segundo grado de la forma $ax^2 + bx - c = 0$. La siguiente expresión es la ecuación de Simandoux para calcular S_w con m = n = 2:

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

Donde:

S_w = saturación de agua (adimensional)

n = exponente de saturación (adimensional)

a = factor de tortuosidad (adimensional)

R_w = resistividad del agua de formación (ohm.m)

ϕ = porosidad total de la formación (adimensional)

m = exponente de cementación (adimensional)

R_t = resistividad de la formación (ohm.m)

Cuando se usan valores de "m" y "n" distintos de 2, no se debe usar la ecuación expresada para S_w en estos modelos, ya que ésta es el resultado de la solución de la ecuación de segundo grado (suponiendo que m = n = 2). Para estos casos, se recomienda usar la ecuación original expresada en la conductividad verdadera de la formación ($1/R_t$), y usar métodos iterativos para solucionar la ecuación no cuadrática.

3.6.2.5- Parámetros de corte

Para determinar los parámetros de corte del volumen de arcilla ($V_{shcorte}$), se representa gráficamente el volumen de arcilla vs la saturación de agua. La porosidad efectiva de corte (ϕ_{corte}) se obtiene relacionando la porosidad vs volumen de arcilla. Los resultados obtenidos de las pruebas de producción, efectuadas en zonas arcillosas, indicarán los parámetros de corte para determinar los espesores de AN (arena neta) y ANP (arena neta petrolífera) (Zambrano y Martínez, 2004).

3.6.2.6- Arena Neta (AN)

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

3.6.2.7- Arena Neta Petrolífera (ANP)

La Arena Neta Petrolífera es la fracción de Arena Neta que contiene una saturación de agua menor al valor de corte, y una porosidad mayor al valor de corte (Zambrano y Martínez, 2004).

3.6.2.8- Porosidad (ϕ)

La porosidad se define como el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación, es decir, la fracción del volumen ocupado por los poros o huecos y el volumen total de la roca. Se conocen dos tipos de porosidad: Total y Efectiva.

La porosidad efectiva es el espacio vacío dentro de la matriz rocosa que se encuentra interconectado, y que contribuye al flujo de los fluidos dentro en un reservorio. De esta manera, quedan excluidos poros aislados y volúmenes porosos, que puedan estar ocupados por agua absorta en minerales de arcilla, u otros granos donde el agua asociada a ellos se considera inmóvil y en consecuencia inefectiva.

La porosidad total es todo el espacio vacío de una roca, contribuya ésta o no al movimiento de los fluidos. Por esta razón la porosidad efectiva es típicamente menor que el valor de porosidad total.

La porosidad puede ser determinada a través de los registros de densidad, neutrónico y sónico. El cálculo de porosidad total a través de los registros de densidad se realiza aplicando la siguiente fórmula:

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_{\log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Donde:

ϕ_t = Porosidad total

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_{log} = densidad leída en el registro

ρ_{fl} = densidad del fluido

Las porosidades se clasifican según la disposición física del material que rodea a los poros, y a la distribución y forma de los poros. Estas son, porosidades primaria y secundaria.

La Porosidad Primaria es aquella que se produce en la matriz de la roca, y depende del ambiente de depositación, el grado de uniformidad del tamaño de los granos, y de la naturaleza de los materiales que componen la roca (Schlumberger, 1989).

La Porosidad Secundaria es el producto de la acción de agentes geológicos que tuvieron lugar luego de la sedimentación, tales como fractura y trituración, resedimentación, cementación y compactación. Puede ser causada también por la acción de las aguas de formación (Schlumberger, 1989).

3.6.2.9- Permeabilidad

Es la propiedad que permite el pasaje de un fluido a través de los poros interconectados de una roca (su porosidad efectiva), sin que dañen ni se desplacen las partículas de las rocas. Se denota con la letra "k" y su unidad es el Darcy, la cual expresa el flujo de un centímetro cúbico de roca en un segundo y con un diferencial de presión de una atmósfera.

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

$$K_{(md)} = \frac{0{,}136\phi^{4{,}4}}{S_{wi}^{\ 2}}$$

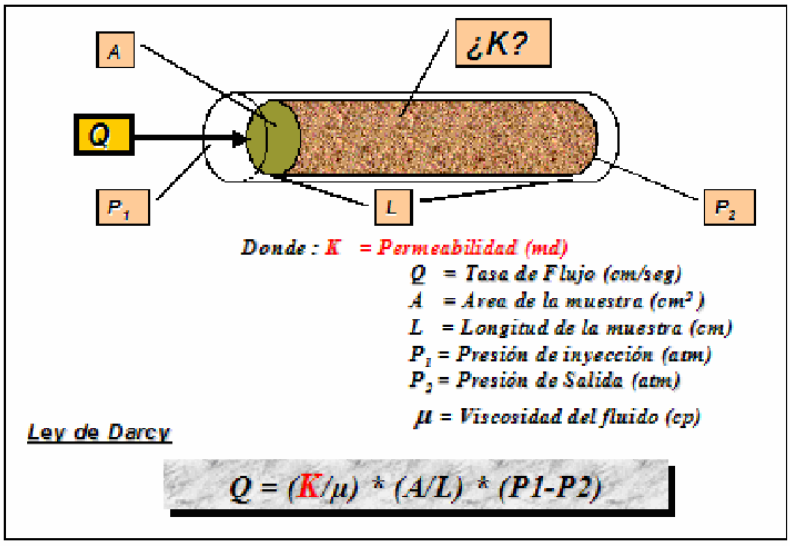

Gráfico 26. Ley de Darcy y su representación esquemática. Tomado de Graterol (2005).

Donde "K" es la permeabilidad en milidarcy, ϕ la porosidad en porcentaje y S_{wi} la saturación de agua irreducible, (Schlumberger, 1989). El gráfico 26 muestra la

esquematización de la Ley de Darcy para la determinación de la permeabilidad de un material.

3.6.2.10- Resistividad

Se define como la capacidad que tiene una sustancia de oponerse al flujo de corriente eléctrica. La resistividad de una roca va a depender de la resistividad del agua en los poros, la cantidad de agua presente, la litología, tipo y porcentaje de arcilla, textura de la roca, distribución de los poros y la temperatura. Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación, sobre todo en la parte no invadida del yacimiento.

3.6.3- Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales

La curva de potencial espontáneo (SP) y la curva de rayos gamma (GR) son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva SP, registra el potencial eléctrico producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y la roca. El registro de GR indica la radioactividad natural de las formaciones (Graterol, 2005).

Aunque son relativamente sencillos los registros de la curva de SP y de GR, son bastante útiles e informativos. Algunos de sus usos se mencionan a continuación, (Zambrano y Martínez, 2004):

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

3.6.3.1- Potencial Espontáneo (SP)

La curva de potencial espontáneo SP, es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo debido al contacto de fluidos con salinidades diferentes, por consiguiente, este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua dulce.

La curva es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo, y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie que actúa como tierra. Los filtrados del lodo de perforación invaden aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad, y en consecuencia, se generan corrientes por el flujo de iones debido a los contrastes de salinidades.

Si la zona es impermeable, como en el caso de lutitas, no habrá invasión por los filtrados y no se generarán corrientes SP, por lo tanto, el trazo de la curva será relativamente recto y sin caracteres distintivos. El SP no se puede registrar en pozos perforados con lodos resistivos, ya que estos no permiten continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

El potencial espontáneo es el resultado de una combinación de potenciales electroquímicos y electrocinéticos que se originan en el pozo. Este registro se mide en milivoltios, y su herramienta trabaja bien en formaciones cuya salinidad es de moderada a alta, corriéndose sólo en hoyo sin revestir.

En formaciones arenosas con agua dulce el registro se desplaza hacia la derecha. Este registro se graba simultáneo con los registros Rayos Gamma y Caliper. Lo importante de esta curva es que cuando se desplaza hacia la izquierda, generalmente indica la presencia de una roca porosa y permeable; y cuando se desplaza hacia el centro o línea de lutita, indica la presencia de rocas de baja porosidad y baja permeabilidad (Graterol, 2005).

3.6.3.2- Rayos Gamma (GR)

El registro de rayos gamma o GR, es básicamente una medida de la radioactividad natural de las formaciones en el subsuelo contra profundidad. Esta radioactividad proviene de las emisiones de Uranio, Torio y Potasio presentes en las

rocas. En general este registro mide estadísticamente la radiación natural de la formación.

El GR es registrado en unidades A.P.I., usualmente desde cero a la izquierda, hasta un valor arbitrario a la derecha, muy comúnmente de 150 unidades. Cada una de ellas corresponde a 1/200 de la respuesta generada por una formación artificial, la cual contiene cantidades conocidas y precisas de Uranio, Torio y Potasio, mantenida por el American Petroleum Institute (API) en Houston, Texas (Schlumberger, 1989).

El registro GR puede distinguir zonas permeables, ya que los elementos radioactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son impermeables, y mucho menos en los carbonatos y en las arenas, los cuales generalmente son permeables. El perfil de rayos gamma (GR) puede ser corrido en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluidos de cualquier tipo.

3.6.4- Registros de resistividad

Una de las propiedades físicas más importantes que se pueden medir en las rocas perforadas es la resistividad. Las mediciones de resistividad en conjunto con la porosidad y la resistividad del agua, se usan en los cálculos de saturación de agua y en consecuencia, en la estimación de la saturación de hidrocarburos.

El registro eléctrico basado en el diseño básico de los hermanos Schlumberger, fue el más utilizado hasta mediado de los años cincuenta. Todavía se usa en muchas partes del mundo, aunque existen métodos de registro más modernos y más complicados, además, miles de ellos se interpretan cada año en campos viejos.

El registro muestra una curva SP y una combinación de curvas de resistividad, que reciben el nombre de normal o lateral según la configuración de los electrodos. Su funcionamiento básico consiste en enviar corrientes a la formación, usando dos electrodos y midiendo los potenciales eléctricos entre otros dos electrodos. La medida de este potencial permite determinar las resistividades en Ohm.metro, representándolas en escala lineal y logarítmica. Para que la corriente fluya entre los electrodos es necesario que el lodo sea conductivo, por lo tanto debe ser en base agua.

El principio de funcionamiento de estas herramientas de resistividad se basa en un cuadripolo, es decir, dos electrodos de corriente A y B, por medio de los cuales se introducen corrientes en la formación, y dos electrodos de potencial M y N, donde se miden los voltajes. Las herramientas para medición de la resistividad varían dependiendo del arreglo de los electrodos (Graterol, 2005).

En términos generales, a mayor espaciamiento de los electrodos de emisión, mayor profundidad de investigación dentro de la formación. En la práctica, la resistividad medida por cada dispositivo, es afectada por las resistividades de los medios que rodean a la herramienta, es decir, el lodo en el pozo, la zona invadida y las capas adyacentes.

3.7- Regresión lineal

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

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

Donde "m" representa la pendiente y "b" el cruce con cero (A = 0), (gráfico 27). La mejor aproximación lineal está dada por aquella donde el error sea mínimo, donde dicho error está definido como:

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

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

$$m = \frac{n\left(\sum x_t y_t\right) - \left(\sum x_t\right)\left(\sum y\right)}{n\left(\sum x_t^2\right) - \left(\sum x_t\right)^2} \qquad b = \frac{\left(\sum x_i^2\right)\left(\sum y_i\right) - \left(\sum x_i y_i\right)\left(\sum x_i\right)}{n\left(\sum x_i^2\right) - \left(\sum x_i\right)^2}$$

Frecuentemente se utiliza el Coeficiente de Regresión "R" para comparar la bondad del ajuste lineal. A medida que R^2 tiende a 1, mejor será la aproximación

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

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

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

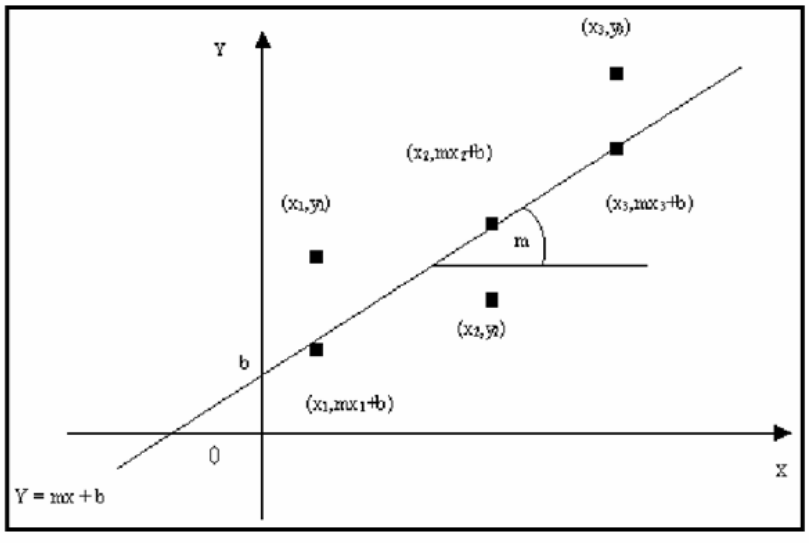

Gráfico 27. Aproximación lineal a tres puntos. Tomado y modificado de Henríquez (2000).

Por esta razón, al utilizar correlaciones lineales, se espera obtener una buena correlación entre el atributo y la propiedad a estimar. Pero la bondad de dicha correlación dependerá de la cantidad de pozos disponibles en el área. Este tipo de técnica debe utilizarse en áreas de producción, más que en zonas exploratorias, ya que en las primeras se suele disponer de mayor cantidad de pozos. Adicionalmente, se deben usar atributos sísmicos y propiedades petrofísicas que muestren una correlación física (Graterol, 2005).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La metodología de trabajo se dividió en dos fases, la primera correspondiente a la interpretación sísmica estructural y la segunda a la interpretación sísmica estratigráfica (gráfico 28).

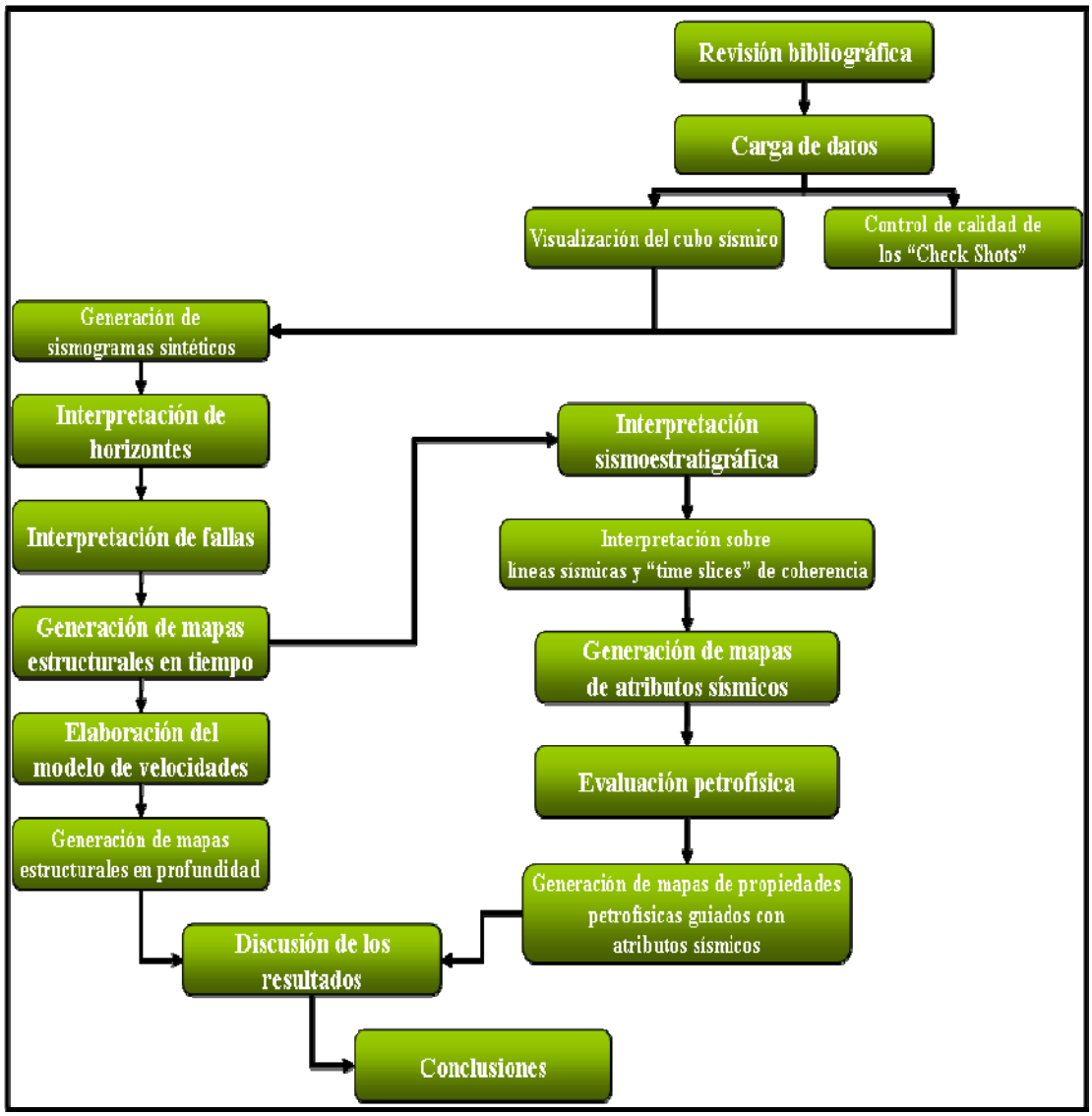

Gráfico 28. Esquema de la metodología de trabajo.

4.1- Revisión bibliográfica

Esta primera etapa estuvo basada en la revisión de los trabajos de interpretación sísmica realizados en áreas cercanas, informes técnicos del área Junín, así como también la revisión de los modelos geológicos estructurales y estratigráficos de distintos autores para esta zona. La información geológica se encuentra detallada en el Capítulo 2 (Marco Geológico).

4.2- Carga de datos

En esta investigación se utilizaron los programas de la plataforma Landmark versión 2003.12, por lo cual fue creado un proyecto denominado Junín_Norte_Tesis en esta plataforma, para luego cargar en dicho proyecto los datos del cubo sísmico, junto con los pozos con sus registros y marcadores geológicos definidos para la zona.

El cubo sísmico cargado (gráfico 29) tiene un área de 140 Km^2 y una cobertura de 3 segundos. Se cargaron dos cubos sísmicos uno a 8 bit y otro a 16 bit, esto con el objeto de utilizar el de 16 bit para la generación de un Cubo de Coherencia, ya que para la fase de interpretación estratigráfica se requería un mayor detalle.

Se cargaron un total de 21 pozos con los marcadores geológicos disponibles para la zona, en los que se encuentran Lr-oficina-top (Oficina Inferior), Merecure-top (Merecure), Tigre-top (Tigre) y Carrizal-top (Carrizal). En cuanto a los registros de pozo fueron cargados: “check shots”, sónico, densidad, resistividad, rayos gamma y porosidad. En la tabla 1 se muestra el inventario de los pozos con sus respectivos registros.

Los pozos fueron revisados uno a uno, verificando que su posición geográfica y su profundidad fueran las correctas. También se verificó que los registros de pozo y los marcadores geológicos estuvieran bien cargados.

4.3- Visualización del cubo sísmico

Esta etapa se basó en dar una revisión del cubo sísmico (gráfico 29) en cuanto a la calidad de sus datos observando líneas sísmicas “Inline” y “Xline”, donde en

general se apreció que los datos sísmicos son de buena calidad. También se verificó el tamaño del "bin" el cual fue de 30 metros por 30 metros, lo que hace que exista una buena resolución sísmica.

Tabla 1. Inventario de los registros de pozo.

	Registros					
Pozos	**Check Shots**	**Densidad**	**Sónico**	**Resistividad**	**Rayos Gamma**	**Porosidad**
A	X	X	X	X	X	X
B		X	X	X	X	X
C	X	X	X	X	X	
D	X	X	X	X	X	X
E	X	X	X	X	X	X
F		X	X	X	X	X
G	X	X	X	X	X	X
H		X	X	X	X	X
I		X	X	X	X	X
J		X	X	X	X	X
K		X	X	X	X	X
L		X	X	X	X	X
M	X	X	X	X	X	X
N		X	X	X	X	X
O		X	X	X	X	X
P		X	X	X	X	X
Q				X	X	
R		X	X	X	X	X
S				X	X	
T		X	X	X	X	X
U		X	X	X	X	X

4.4- Control de calidad de los tiros de verificación "check shots"

Esta etapa consistió en realizar una revisión de los "check shots" cargados, de manera de llevar un control de calidad de esta información fundamental, ya que serán utilizados en la elaboración de los sismogramas sintéticos y en el modelo de velocidades para la conversión tiempo a profundidad. Este procedimiento se llevó a cabo utilizando la ayuda del módulo "DepthTeam Express" de Landmark.

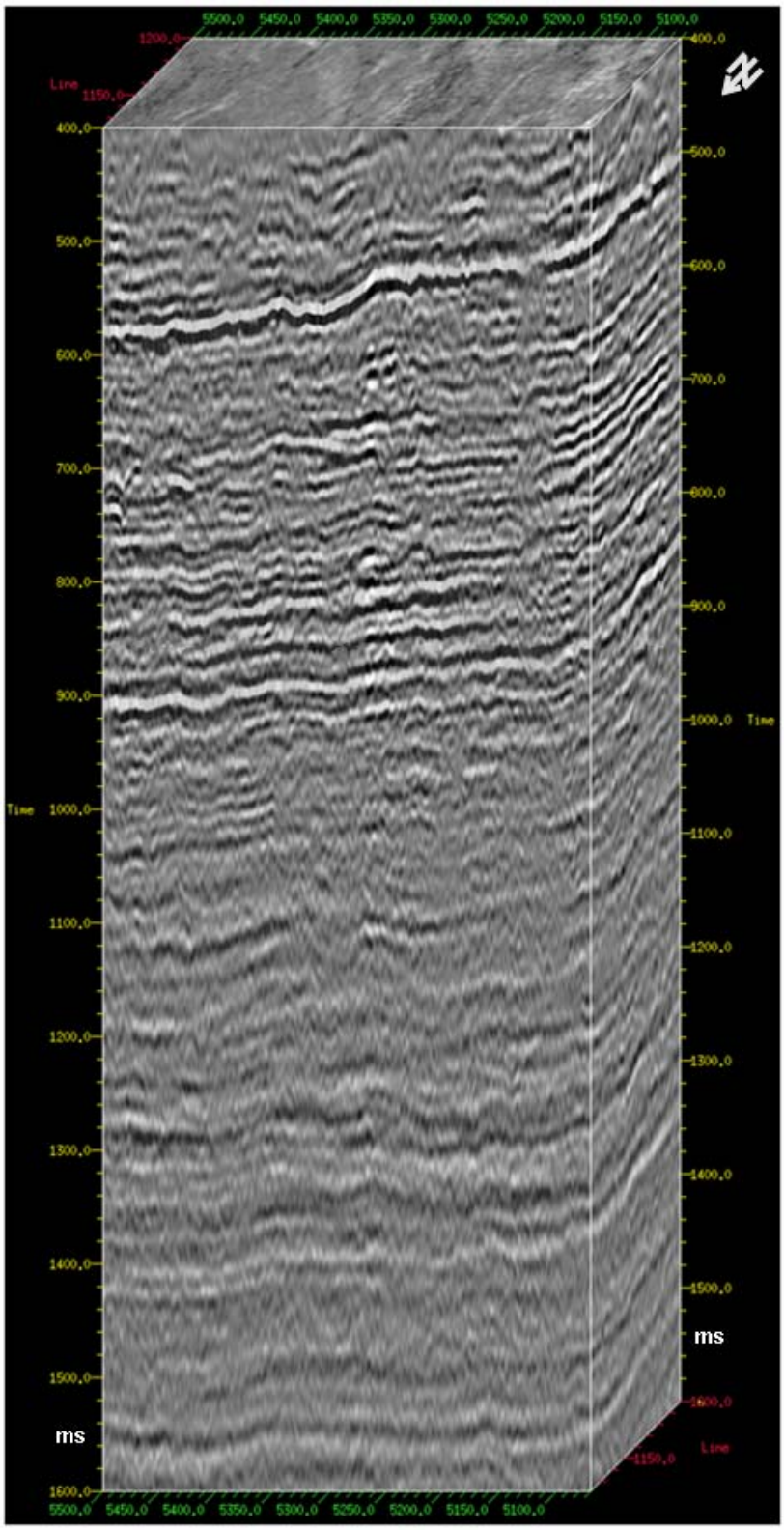

Gráfico 29. Cubo sísmico migrado pre – apilamiento. Escala en verde: dirección "Xline", escala en rojo: dirección "Inline".

Como se pudo ver en la tabla 1, solamente se tienen un total de 6 pozos con "check shots" dentro del área de estudio. El programa "DepthTeam" permite desplegar los pozos de interés en una misma gráfica, de manera de poder visualizar mejor y al mismo tiempo la forma o patrón de las curvas tiempo – profundidad de todos los "check shots" (gráfico 30), y así verificar alguna anomalía, discrepancia o alejamiento en la forma de alguna curva respecto a las demás.

El gráfico 30 muestra las curvas tiempo – profundidad de los "check shots", en donde se observa que la curva del pozo "D" se aleja fuertemente de la curva de los demás "check shots"; en cambio las demás curvas presentan una tendencia similar, por lo que el "check shot" del pozo "D" se encuentra en un bloque estructural con gradientes de velocidades distintas.

Sin embargo, al observar la ubicación del pozo "D" dentro del área de estudio (gráfico 1), se puede verificar que este se encuentra localizado muy cerca del borde sur de la sísmica 3D, por lo que descartar esta curva no resulta muy importante a la hora de realizar la calibración sísmica – pozo mediante los sismogramas sintéticos, o a la hora de generar el modelo de velocidades para la conversión tiempo – profundidad, ya que muy cerca de los bordes del área se observaron efectos de pérdida de resolución sísmica en los datos.

4.5- Elaboración de los sismogramas sintéticos

Primero se escogieron los pozos que se les realizaría el sismograma sintético, los cuales fueron "A", "G", "C", "E" y "M", dado que estos cuentan con los registros necesarios para tal fin (tabla 1). A los pozos "C" y "E" se les generaron sismogramas sintéticos, pero en una ventana que solo incluía al tope de la Formación Oficina Inferior, ya que el registro sónico del pozo "C" fue corrido solo en este intervalo, y el pozo "E" solo contenía el marcador Lr-oficina-top.

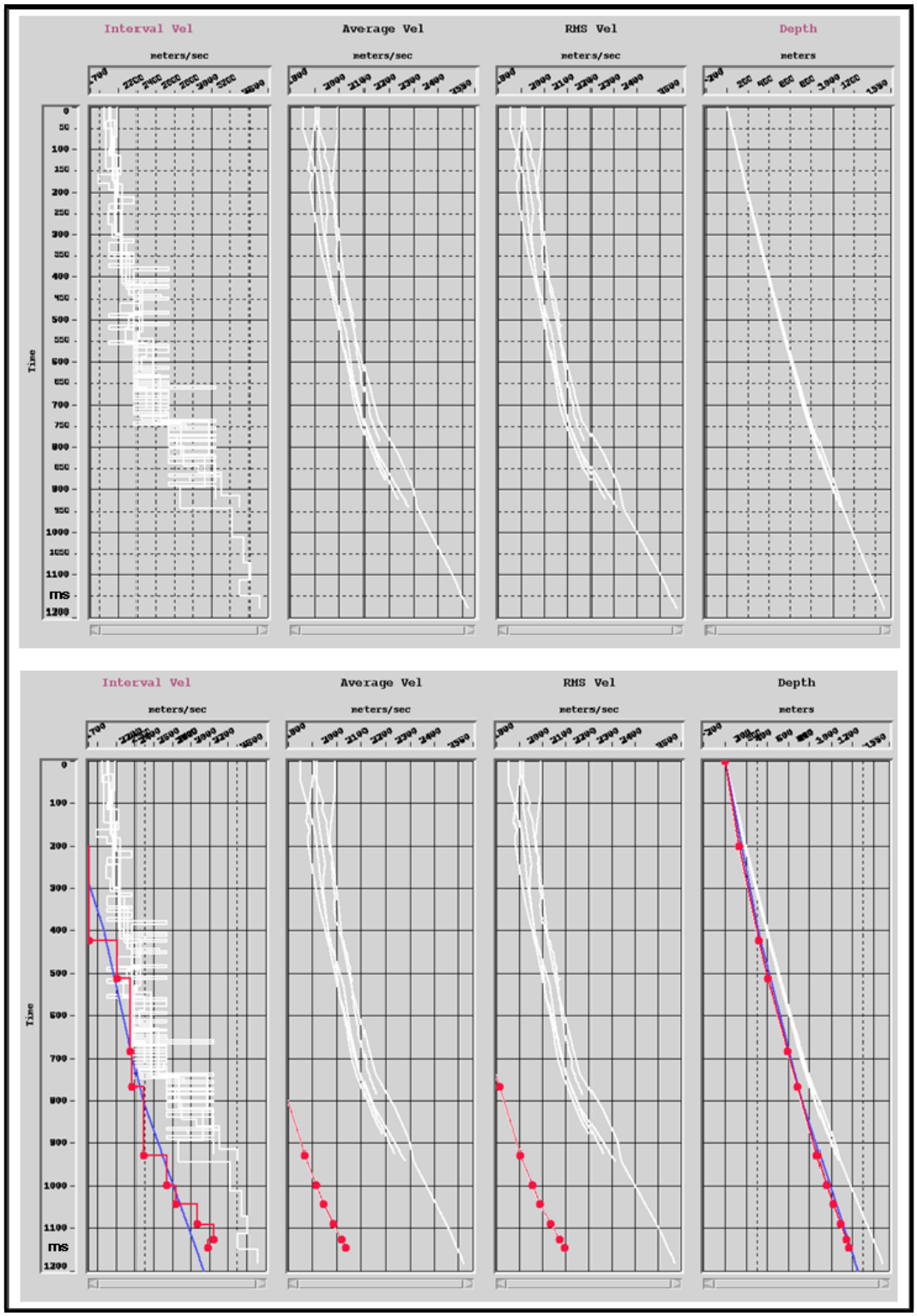

Gráfico 30. Control de calidad de los "check shots". Abajo: La curva en rojo corresponde con el "check shot" del pozo "D"; arriba: las mismas curvas pero sin el "check shot" del pozo "D". De izquierda a derecha: escala vertical en tiempo, velocidad interválica, velocidad average, velocidad RMS y la curva tiempo – profundidad.

Los sismogramas sintéticos se llevaron a cabo con la ayuda del módulo "SynTool" de Landmark. Para generar cada sismograma en este programa primero fue seleccionado el pozo, luego se introdujeron los registros "check shot", sónico y densidad, y con estos datos el programa calculaba automáticamente los coeficientes de reflexión.

Seguidamente se extrajo una ondícula de la sísmica obtenida de la dirección "Inline" que pasa sobre cada pozo. Luego se utilizó una ondícula Ricker teórica que mejor ajustara a la ondícula extraída de la sísmica, al espectrum de amplitud y al espectrum de fase, para así poder utilizar esta ondícula Ricker ajustada en la elaboración del sismograma (gráfico 31). Según el gráfico 31 la ondícula que mejor ajustaba la ondícula extraída fue de 46 Hz con un desfase promedio de 1.5 grados.

Luego de obtener la ondícula Ricker que mejor ajustaba su respectiva ondícula extraída por pozo, se utilizó esta ondícula ajustada y constituida por tres trazas para generar los sismogramas (gráficos 32 y 33). Finalmente, se desplegó el sismograma sintético, y el mismo fue comparado lateralmente con la sección sísmica "Inline" que pasaba sobre el pozo, y con los marcadores geológicos (Lr-oficina-top, Merecure-top y Tigre-top) definidos para dicho pozo. De esta forma se definió la correspondencia reflector sísmico – marcador geológico y quedó establecida la calibración sísmica – pozo.

Cabe señalar que el único pozo que penetró el tope de la Formación Carrizal y que a su vez contenía el marcador Carrizal-top fue el pozo "A", pero para este pozo en particular el sismograma sintético solo fue elaborado en una ventana que solo incluía los demás marcadores de interés, dado que ni el registro sónico, ni el "check shot" fueron corridos hasta esta profundidad, por lo que no se podía generar coeficientes de reflexión para este marcador (Carrizal-top). Sin embargo, dado que este era el único pozo con el marcador Carrizal-top, se calibró este marcador al desplegar el pozo "A" con sus marcadores en la sísmica localizando así su posición, para luego poder realizar la interpretación de los horizontes (sección 4.6, gráficos 34 y 35).

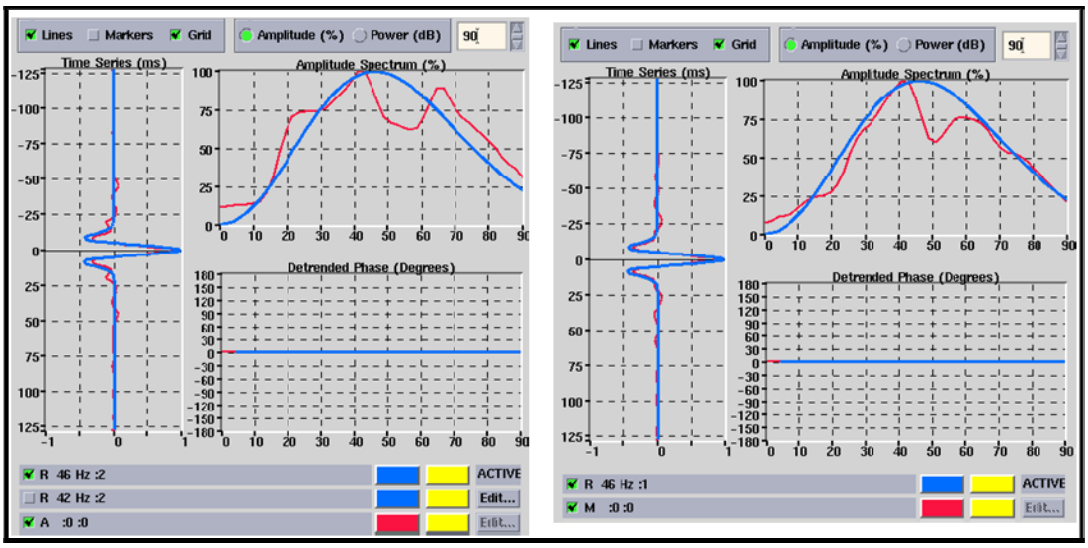

Gráfico 31. Ajuste de la ondícula Ricker teórica con la extraída de la sísmica. Azul: Ricker ajustada, rojo: extraída de la sísmica. Izquierda: pozo "A", derecha: pozo "M". En ambos gráficos se indican las ondículas y los espectrum de amplitud y fase. Escala horizontal de los espectrum en Hz. En ambas la ondícula que mejor ajusta la extraída es de 46 Hz con un desfase promedio de 1.5 grados.

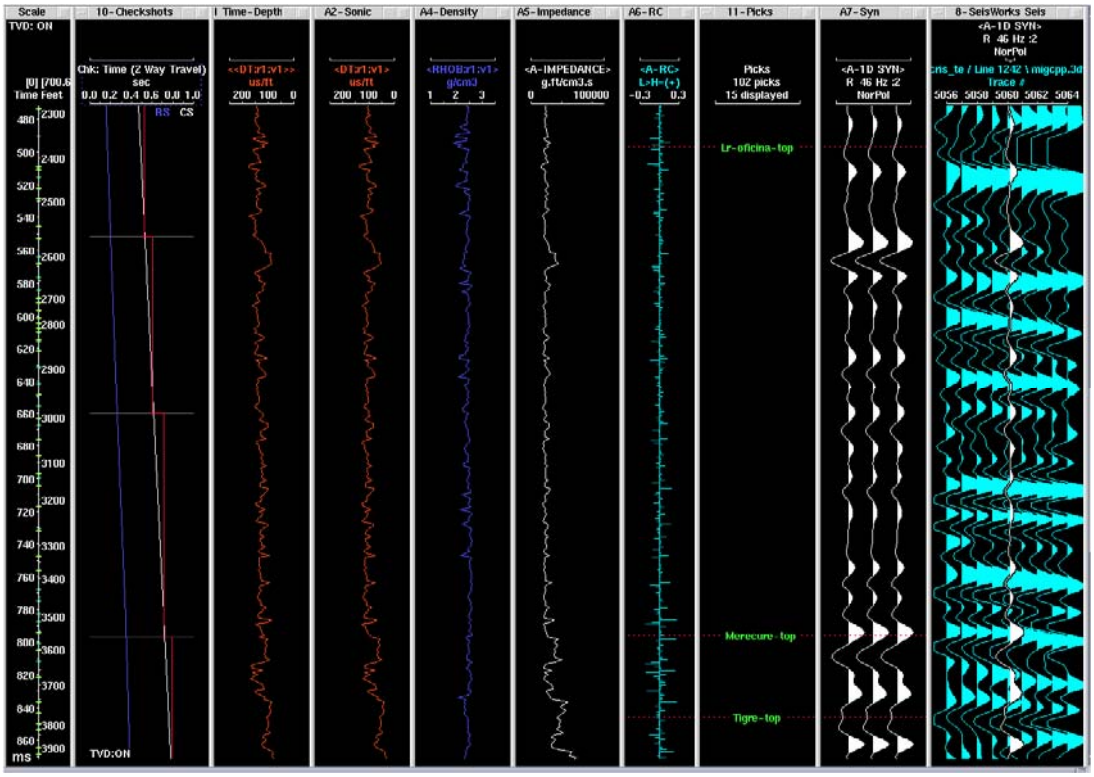

Gráfico 32. Sismograma sintético del pozo "A".

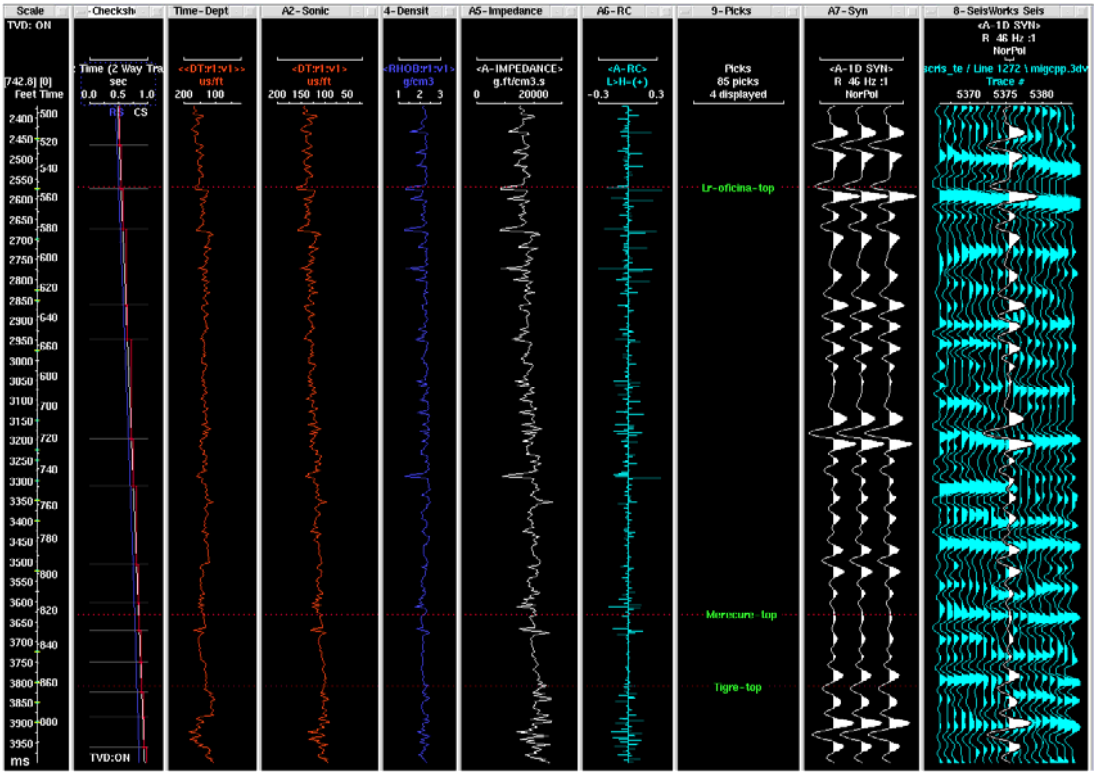

Gráfico 33. Sismograma sintético del pozo “M”.

En los gráficos 32 y 33 se observan de izquierda a derecha los paneles escala, “check shots”, sónico calibrado, sónico original, densidad, impedancia, coeficientes de reflexión, marcadores, sismograma sintético y sección sísmica “Inline” que pasa sobre el pozo. En estos sismogramas se observan los marcadores de las Formaciones Oficina Inferior (Lr-oficina-top), Merecure (Merecure-top) y Tigre (Tigre-top), los cuales constituyen los topes de las tres formaciones de interés interpretadas en esta investigación.

Comparando lateralmente los marcadores geológicos con el sismograma sintético queda establecida la calibración sísmica pozo, al distinguir cual reflector corresponde a cual marcador, y al mismo tiempo se verificaba la ubicación de los reflectores calibrados con los marcadores geológicos, sobre la línea que pasa por los pozos con los sismogramas elaborados, esto se hizo desplegando estos pozos con dichos marcadores sobre la línea sísmica antes mencionada (gráficos 34 y 35), para luego poder realizar la interpretación de los horizontes a partir de esta calibración.

4.6- Interpretación de horizontes

Esta etapa se realizó utilizando el módulo "SeisWorks" de Landmark. Una vez establecida la correspondencia reflector sísmico – marcador geológico (sección 4.5), la interpretación de cada horizonte fue hecha siguiendo el reflector correspondiente a lo largo de secciones sísmicas "Inline" y "Xline", dibujando así el horizonte sobre dicho reflector, y verificando primero su ubicación exacta en la sísmica; en estos casos, se desplegaban los pozos sobre las líneas "Inline" y "Xline" que pasaban sobre estos pozos con los cuales se realizó la calibración sísmica – pozo (gráficos 34 y 35), para luego continuar dibujado los horizontes sobre los marcadores calibrados.

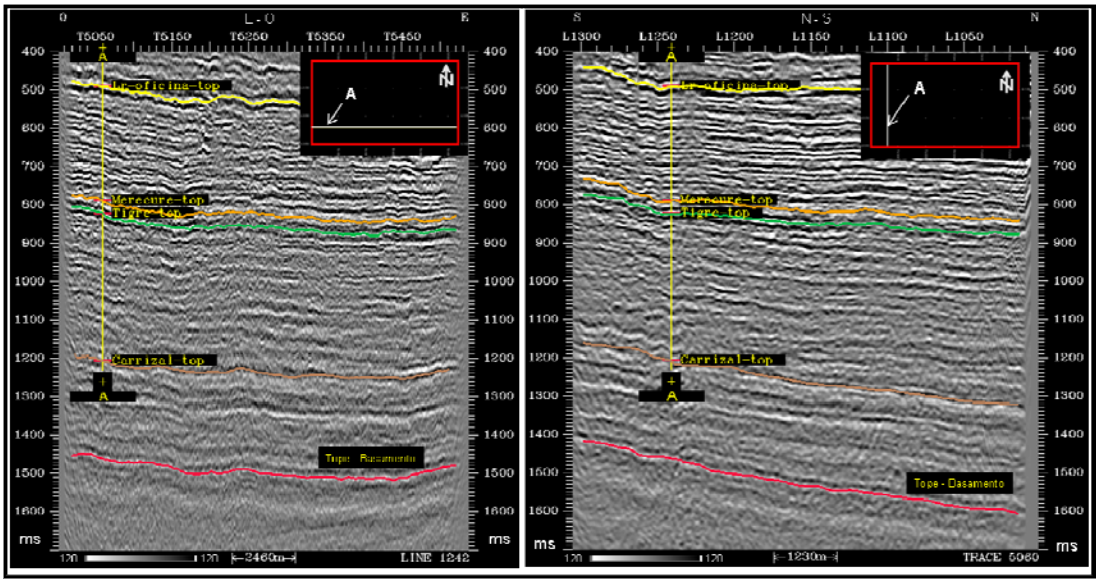

Gráfico 34. Marcadores geológicos del pozo "A" calibrados y desplegados sobre la sísmica.

Debido al nivel de detalle de la investigación los horizontes fueron interpretados cada 5 secciones sísmicas "Inline" y "Xline". De esta forma se elaboraba una malla de líneas interpretadas. Luego con la función "Zap", se realizaba una interpretación automática la cual llenaba los cuadros vacíos de dicha malla. Así quedaba construido un horizonte. En ocasiones resultaba necesario aplicar la función "Zap" más de una vez, cada vez con un nivel más óptimo de trabajo.

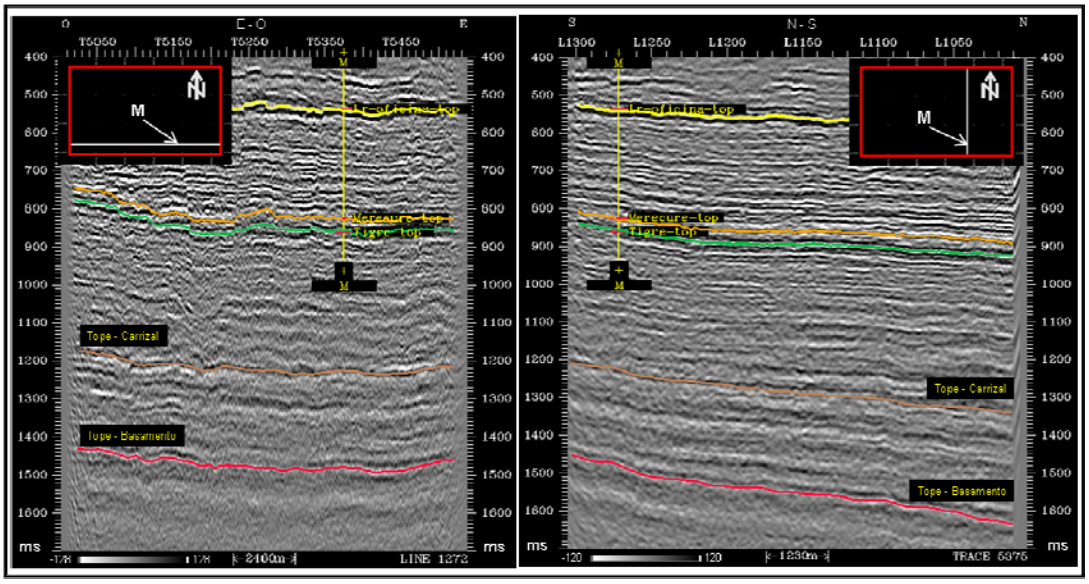

Gráfico 35. Marcadores geológicos del pozo "M" calibrados y desplegados sobre la sísmica.

Finalmente, si aún permanecían pequeños espacios vacíos sin interpretar, se interpolaban dichos espacios. Los horizontes creados de menor a mayor profundidad fueron: Oficina Inferior, Merecure, Tigre, Carrizal y Basamento. Estos horizontes se muestran en el gráfico 36. El horizonte Basamento no pudo ser calibrado con la sísmica dado que ningún pozo alcanzó esta profundidad, sin embargo, el horizonte fue interpretado en el último reflector fuerte observado en la sísmica.

4.7- Interpretación de fallas

Para la interpretación de las fallas se siguieron los siguientes pasos:

- Generación del Cubo de Coherencia.
- Creación de los atributos de superficie ("Dip" y "Edge").
- Comparación de los atributos de superficie ("Dip" y "Edge") con los "time slices" del Cubo de Coherencia.
- Interpretación de las fallas sobre los "time slices" del Cubo de Coherencia, tomando en cuenta lo observado a su vez sobre los atributos de "Dip" y "Edge".

- Interpretación de las fallas en las secciones sísmicas “Inline”, “Xline” y líneas aleatorias, comparando de manera simultánea con lo previamente interpretado sobre los “time slices”.
- Elaboración de los contactos de falla.
- Elaboración de los polígonos de falla.

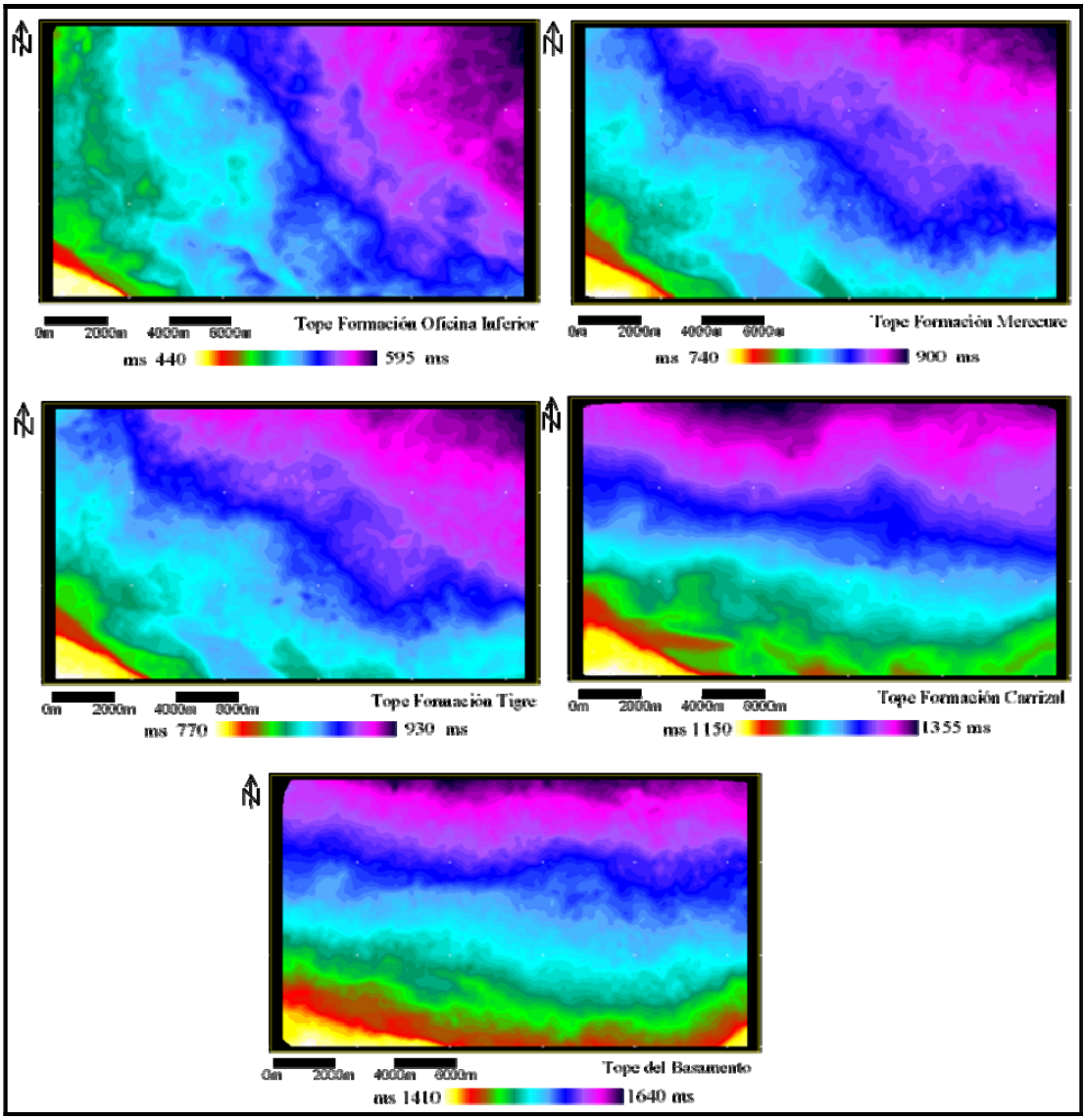

Gráfico 36. Horizontes creados en tiempo.

Según lo expresado en los pasos anteriores primero se creó un Cubo de Coherencia (gráfico 37). Este cubo fue creado para toda el área del volumen sísmico pero solo entre los 400 y 1000 milisegundos, dado que esta es la zona de interés. El Cubo de Coherencia estuvo constituido por "time slices" (gráfico 38) realizados cada 1 milisegundo, y fue creado utilizando como cubo sísmico de entrada el cargado a 16 bit como se explicó en la sección 4.2, esto con el objeto de obtener una mejor imagen del Cubo de Coherencia.

En los "time slices" de coherencia, las regiones de la sísmica que presentan gran coherencia son de color gris claro, y las menos coherentes pueden ser de color gris oscuro o negro (gráfico 38). De este modo cuando se observaban alineaciones oscuras, estas podrían estar relacionadas con la presencia de una falla o un cambio estratigráfico, como por ejemplo canales. Se tomaron "time slices" cada 50 ms para verificar y dibujar la continuidad de las fallas.

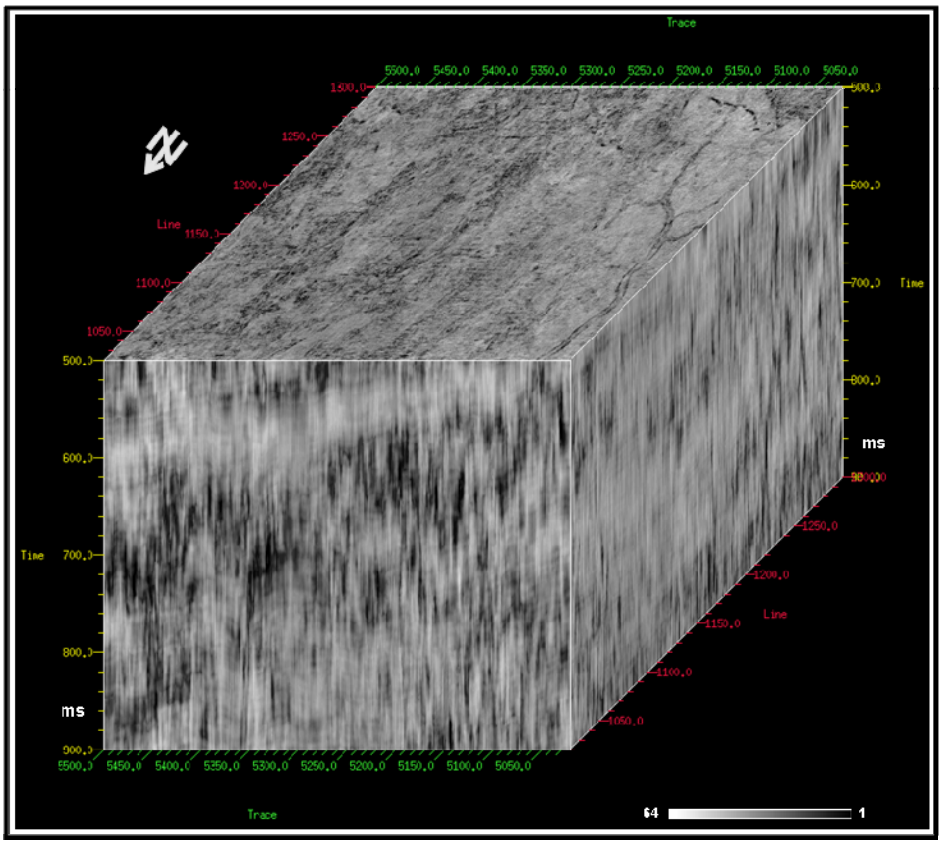

Gráfico 37. Cubo de Coherencia.

Los atributos de “Dip” y “Edge” (gráfico 39) fueron creados para cada horizonte interpretado, y al igual que en los “time slices” del Cubo de Coherencia, las alineaciones oscuras en estos mapas podrían estar representando fallas o cambios estratigráficos.

Las fallas fueron interpretadas sobre los “time slices” del Cubo de Coherencia (gráfico 38) siguiendo las alineaciones oscuras, mientras se comparaba simultáneamente que dicha alineación, estuviera también en los atributos de “Dip” y “Edge” más cercano en tiempo a dicho “time slice” (gráfico 39). Para no confundir las fallas entre sí a cada una se le asignó un color distinto.

Una vez definidas las fallas sobre los “time slices” del Cubo de Coherencia, se procedió a interpretarlas sobre las secciones sísmicas “Inline”, “Xline” y líneas aleatorias, cada 5 líneas, y siempre lo más perpendicularmente posible al rumbo de estas. En esta etapa se contó con la ventaja de que las fallas ya habían sido interpretadas sobre los “time slices”, y dicha interpretación se refleja como cruces (gráfico 40) sobre las secciones sísmicas, por lo tanto más que ser interpretadas las fallas eran confirmadas en esta etapa (gráfico 41).

Por otro lado, algunas veces sucedía el caso en el que fallas trazadas sobre líneas sísmicas no correlacionaban perfectamente con las trazadas sobre los “time slices”. Para solucionar esto, se revisaba nuevamente lo trazado en uno y otro lugar y se movía ligeramente hasta hacerlos coincidir, sin renunciar a lo indicado por la sísmica (líneas y “time slices”) ni a los criterios geológicos.

Una vez creadas las fallas se desplegaron además los horizontes sobre la sísmica, y luego en toda línea donde una falla y un horizonte se encontraban, se borraba la parte del horizonte que hacía contacto con la falla. Posteriormente, se calculaban los saltos de falla los cuales se apreciaban sobre los horizontes (gráfico 42).

Seguidamente sobre los horizontes podían verse las alineaciones de los saltos (en iguales colores) de las diversas fallas. Entonces se procedió a dibujar los polígonos de falla sobre los horizontes. Estos polígonos fueron dibujados dejando inscritos en ellos los contactos de la falla a la cual representaban (gráfico 43).

En la sección discusión de los resultados (Capítulo 5) se muestran las secciones sísmicas de interés con las fallas interpretadas (gráficos 58 hasta 63).

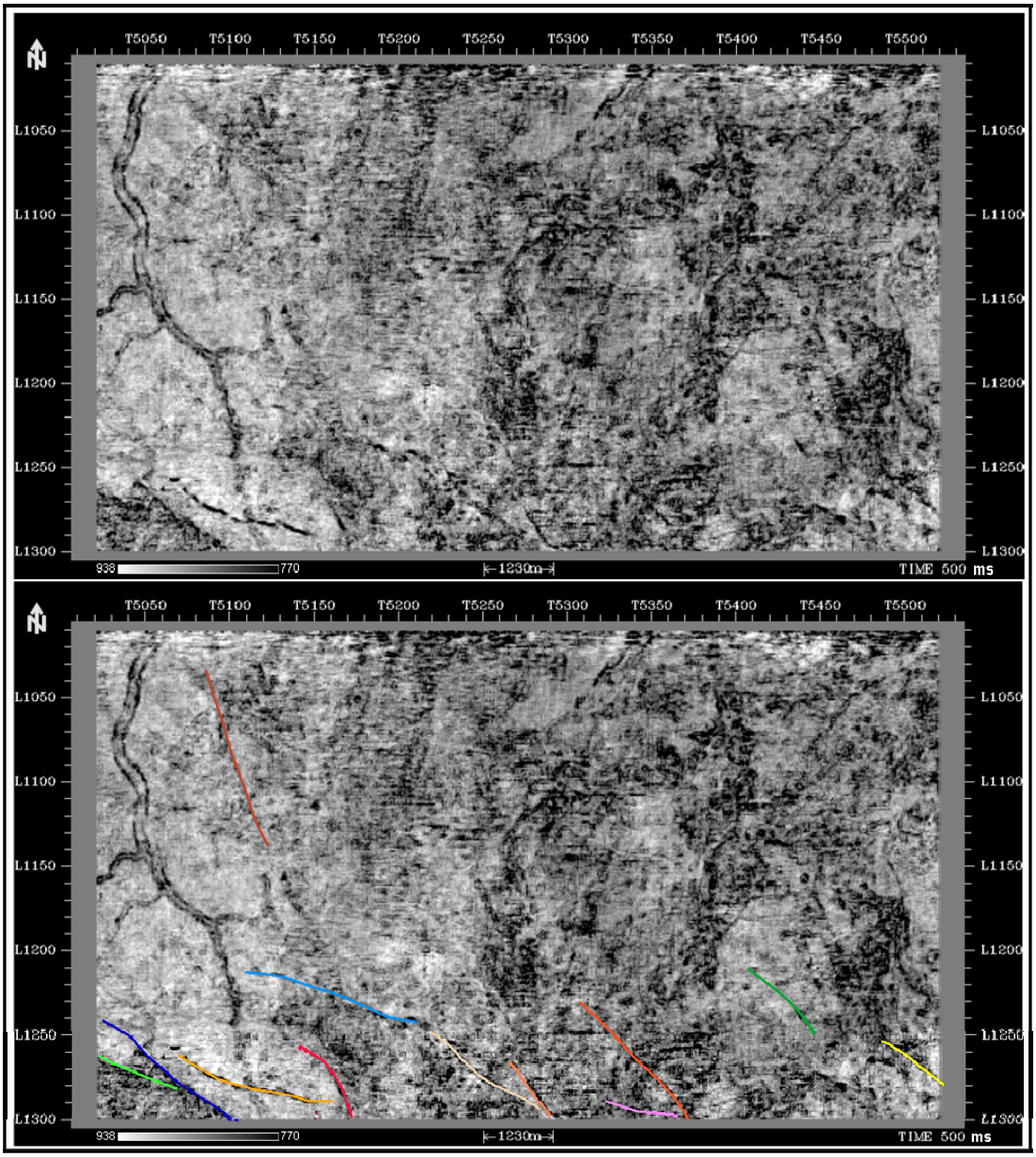

Gráfico 38. "Time slice" del Cubo de Coherencia con fallas interpretadas a los 500 ms. Arriba sin fallas interpretadas, abajo con fallas interpretadas.

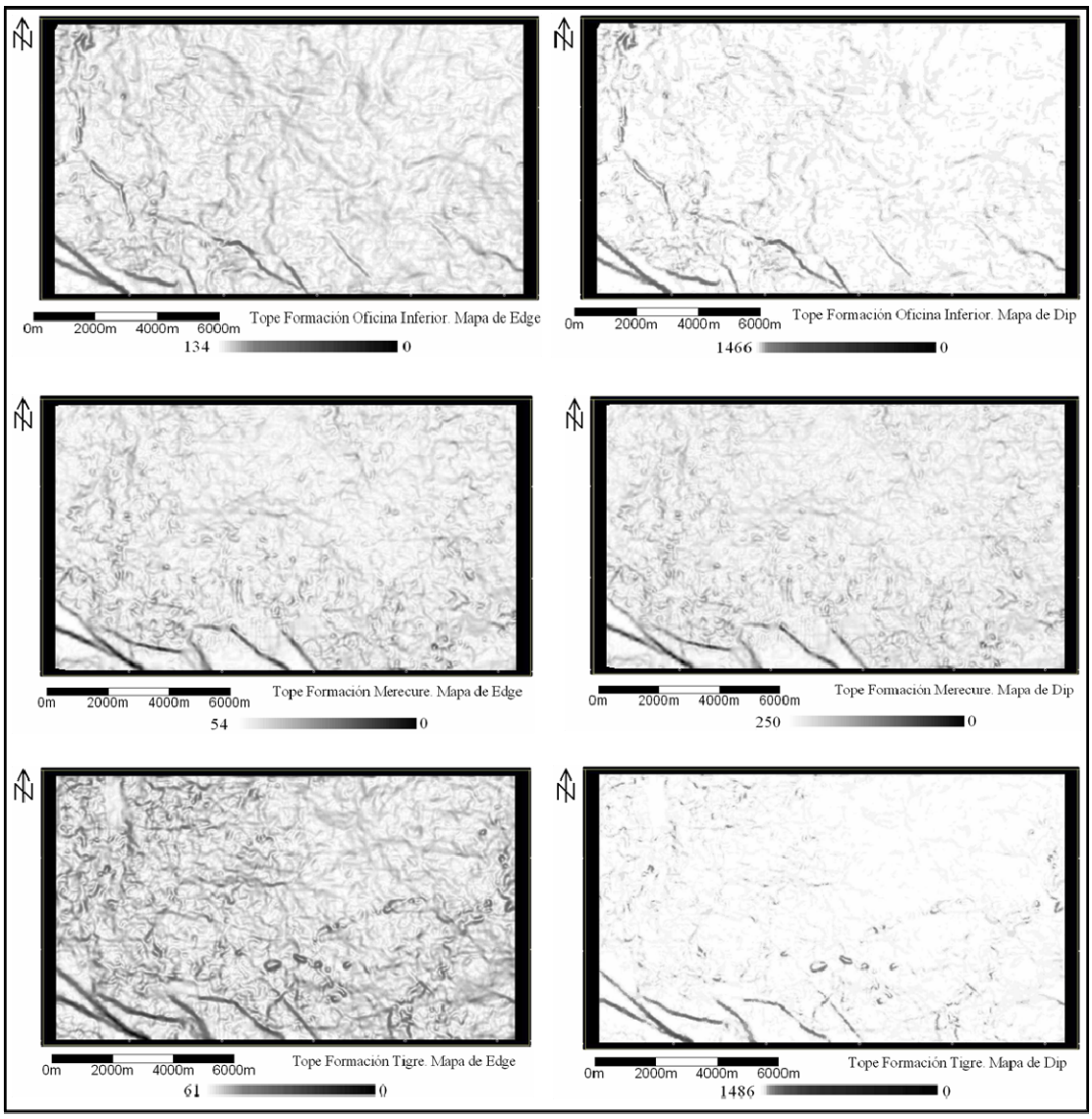

Gráfico 39. Atributos de superficie “Dip” y “Edge” para las Formaciones Oficina Inferior, Merecure y Tigre.

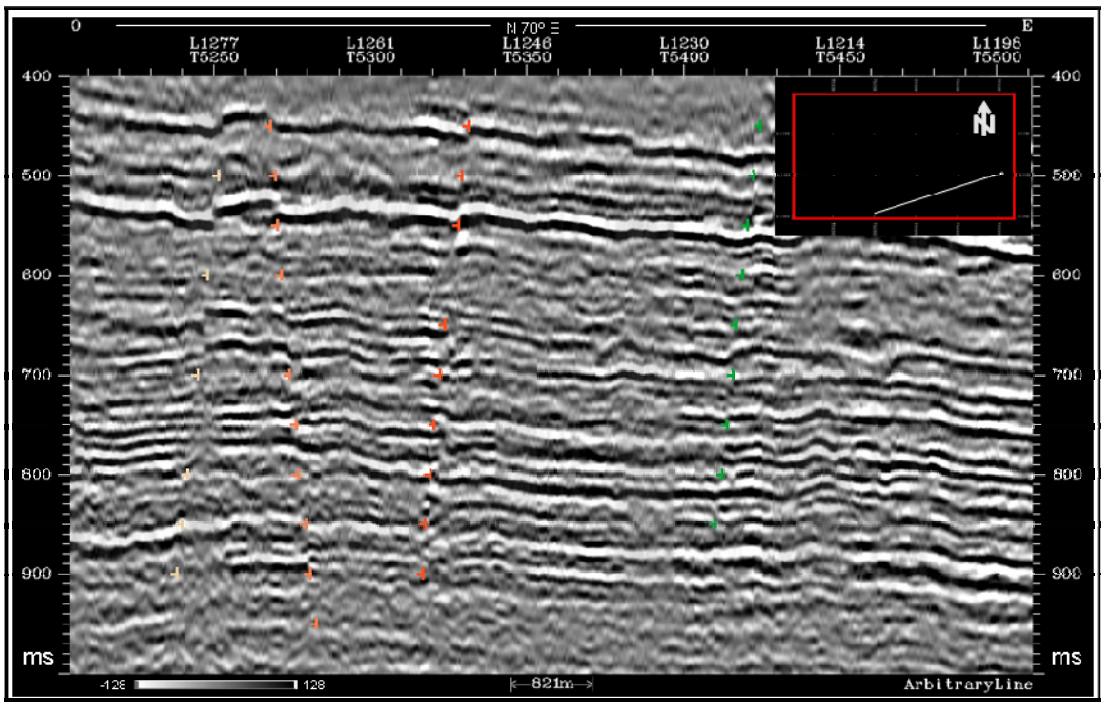

Gráfico 40. Sección sísmica aleatoria con cruces de fallas interpretadas sobre “time slices” del Cubo de Coherencia.

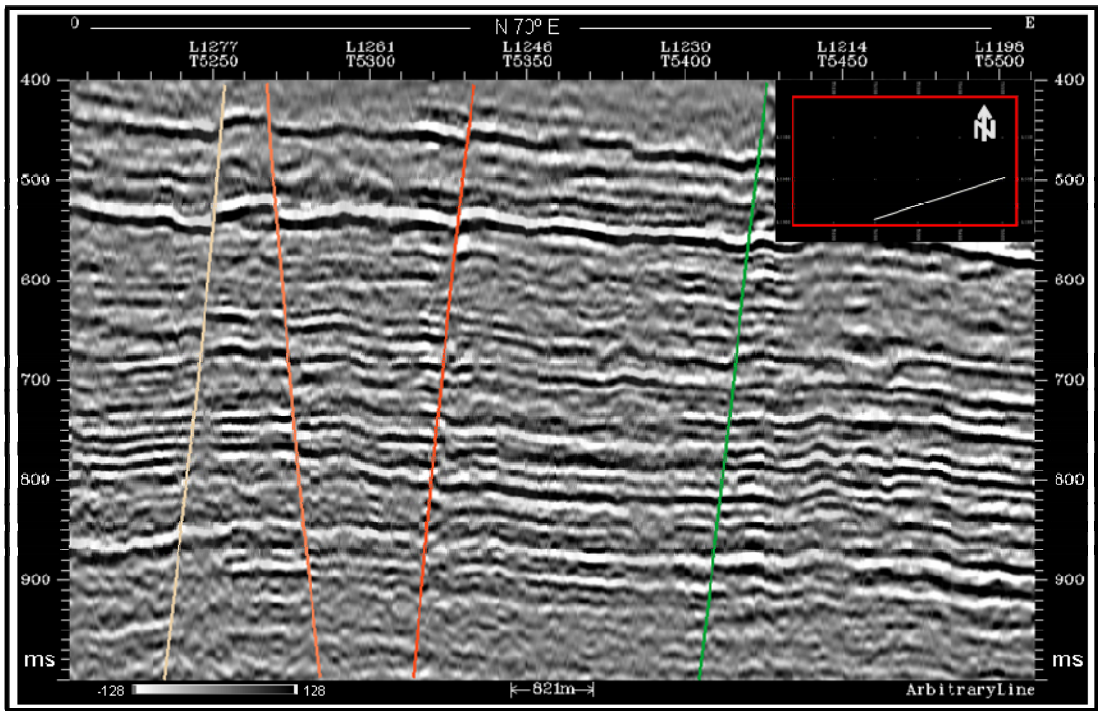

Gráfico 41. Sección sísmica aleatoria con fallas interpretadas.

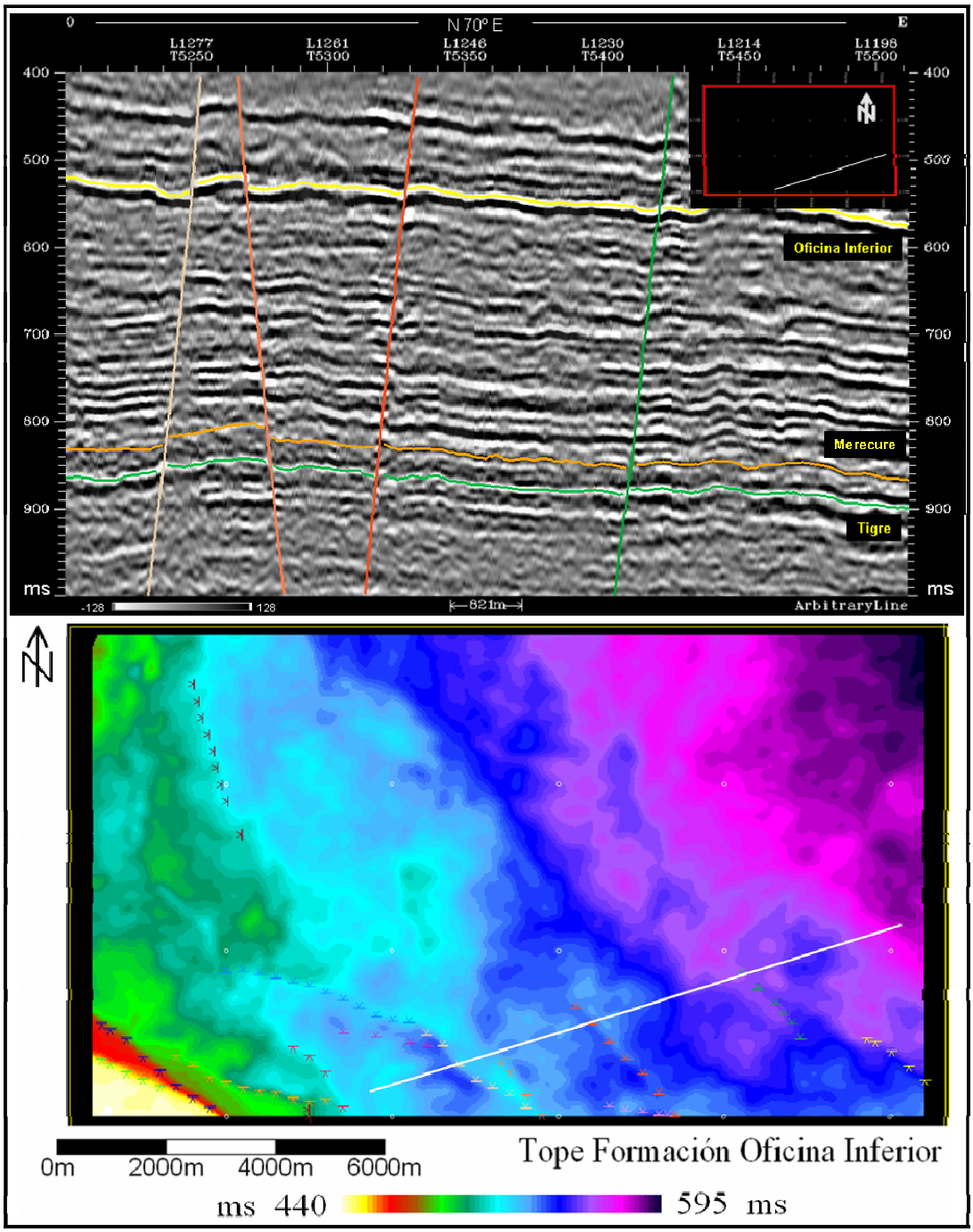

Gráfico 42. Contactos de falla en sección sísmica aleatoria (arriba) y sobre el horizonte Oficina Inferior en tiempo (abajo).

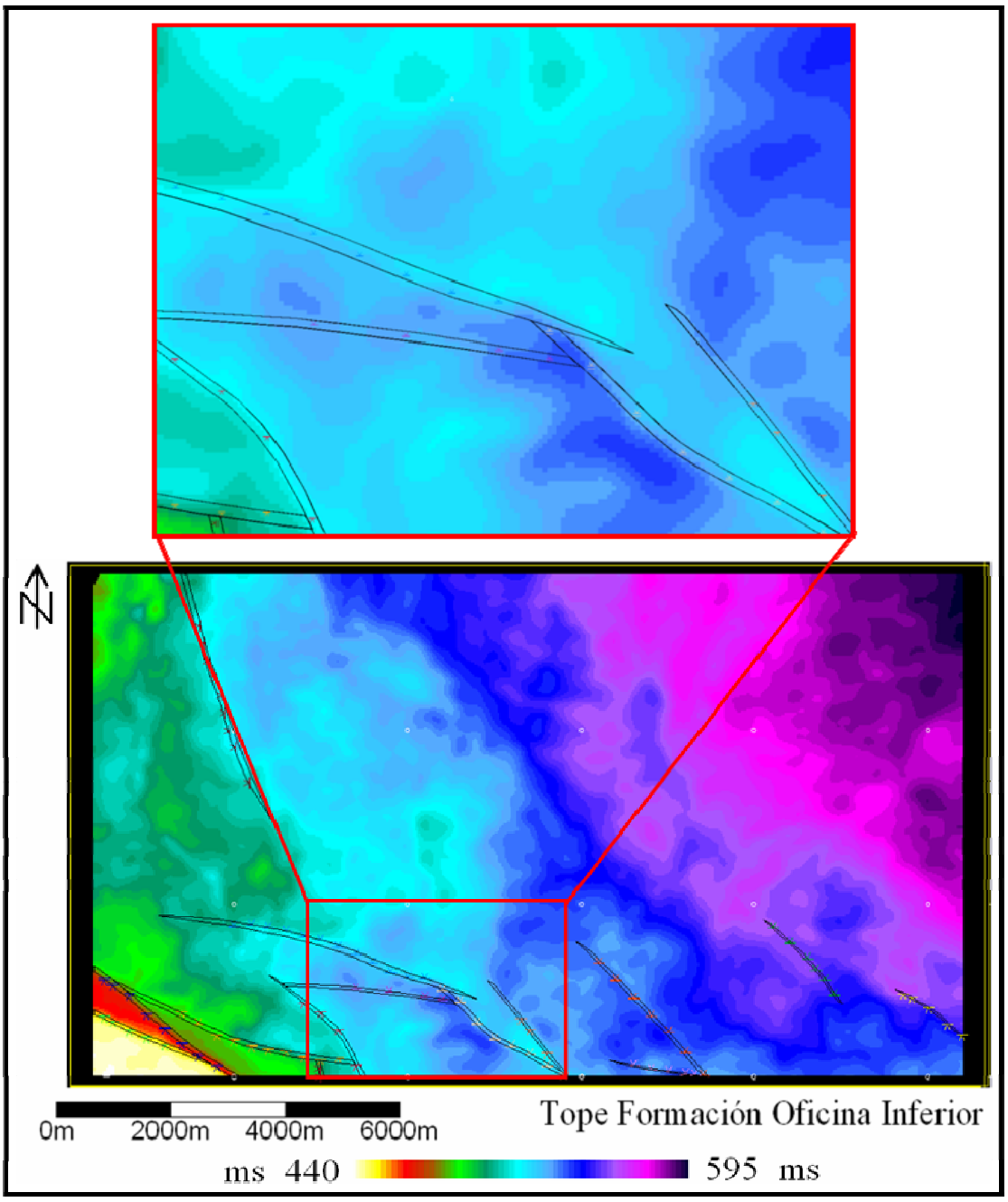

Gráfico 43. Polígonos de falla sobre el horizonte Oficina Inferior en tiempo.

4.8- Elaboración de los mapas estructurales en tiempo

Una vez obtenido todos los horizontes interpretados en tiempo, y con sus polígonos de fallas dibujados sobre cada uno de ellos, solo faltaba definir los símbolos característicos de las fallas (normal, inversa) según fuera el caso, y el

buzamiento del plano de las mismas. Cada falla fue revisada en las líneas sísmicas, e inmediatamente se dibujaba el símbolo correspondiente de la misma. De esta manera quedaron definidos los mapas estructurales en tiempo. Todas las fallas interpretadas resultaron ser normales.

En total se elaboraron 5 mapas estructurales en tiempo (gráficos 44 hasta 48), correspondientes a los topes del Basamento y de las Formaciones: Oficina Inferior, Merecure, Tigre y Carrizal.

El tope de la Formación Oficina Inferior (Mioceno Temprano - Medio) representa el horizonte sísmico más cercano a la superficie interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo del tope de dicha formación (gráfico 44), los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 440 ms (suroeste) hasta los 595 ms (noreste). La estructura muestra un rumbo N35O y un buzamiento hacia el noreste.

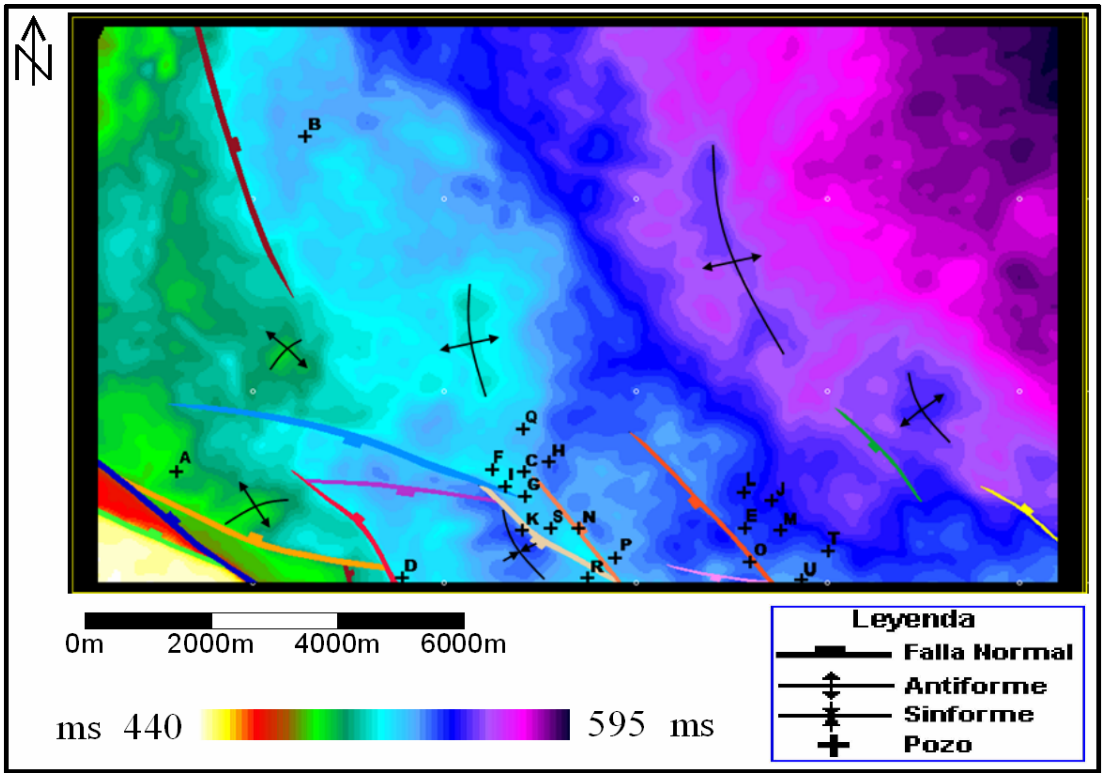

Gráfico 44. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Oficina Inferior.

Sobre el horizonte del gráfico 44 hay 14 fallas interpretadas, de las cuales 6 de ellas también se observarán en los demás horizontes con rumbos promedios de N45O y este – oeste. Cinco de estas fallas se encuentran ubicadas hacia la esquina suroeste, y una de ellas se encuentra ubicada hacia la esquina sureste.

También se observa una falla de color azul claro en la parte suroeste del mapa del gráfico 44, con un rumbo aproximado este-oeste. Esta falla también se observará en los horizontes Merecure, Tigre y Carrizal, al igual que la falla de color naranja oscuro ubicada al sureste del mapa, con un rumbo aproximado de N45O.

Sobre este horizonte también se observa una falla ubicada al noroeste del mapa con un rumbo aproximado de N15O, la cual se verá a su vez sobre los horizontes Merecure y Tigre, al igual que tres fallas en la parte centrosur, de las cuales dos de ellas con rumbo N45O y una falla morada este-oeste. Una falla verde al sureste también se observará sobre estos tres horizontes, nuevamente con un rumbo aproximado de N45O.

El tope de la Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Oficina Inferior (Mioceno Temprano - Medio) interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de la Formación Merecure (gráfico 45), los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 740 ms (suroeste) hasta los 900 ms (noreste). El rumbo aproximado de la estructura es N45O y el buzamiento es hacia el noreste.

Todas las fallas sobre el horizonte Merecure también se observan sobre el horizonte Oficina Inferior, salvo por una falla de color verde en la parte central del mapa (gráfico 45) con un rumbo aproximado este-oeste, la cual también se observará en los horizontes Tigre y Carrizal.

El tope de la Formación Tigre (Turoniense - Santoniense), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano) interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de la Formación Tigre (gráfico 46), los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 770 ms (suroeste) hasta los 930 ms (noreste). El rumbo

aproximado de la estructura es N45O y el buzamiento es hacia el noreste. Estructuralmente este horizonte es similar al horizonte Merecure, dado que ambos se encuentran muy cercanos en tiempo.

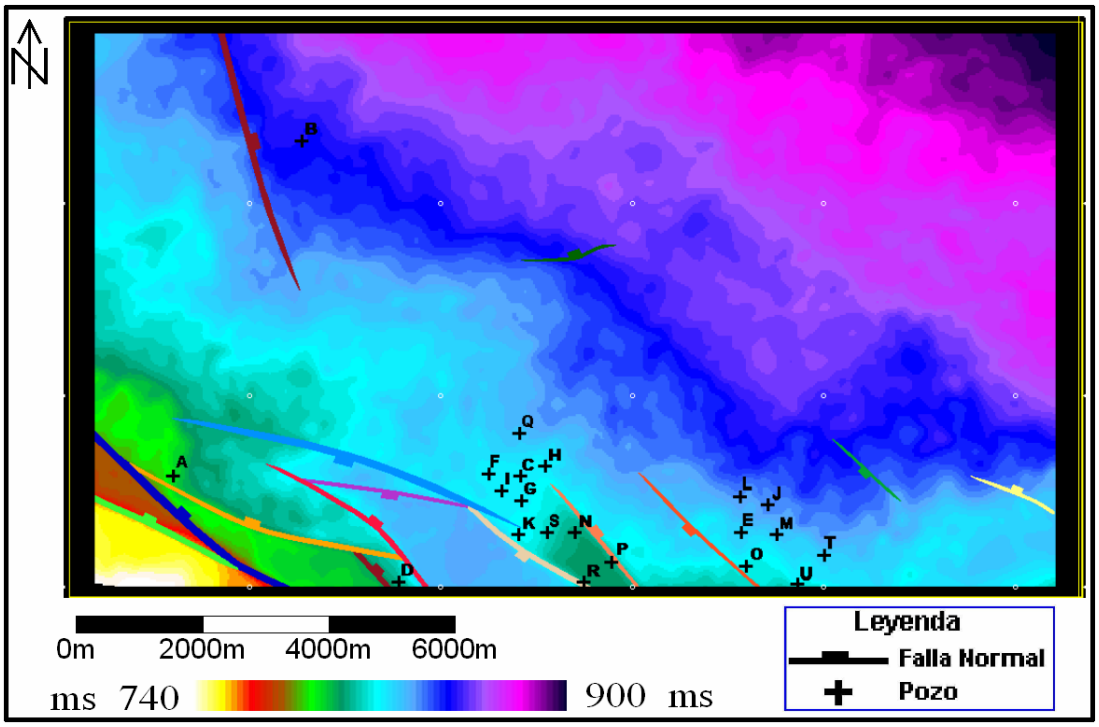

Gráfico 45. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Merecure.

El tope de la Formación Carrizal (Cámbrico Temprano), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Tigre (Turoniense - Santoniense) interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de la Formación Carrizal (gráfico 47), los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 1150 ms (sur) hasta los 1355 ms (norte). El rumbo aproximado de la estructura es este-oeste con un buzamiento hacia el norte.

Sobre el horizonte Carrizal se observan tres fallas que solo se observan tanto en este horizonte como en el horizonte basamento (gráficos 47 y 48 respectivamente). Dos de estas fallas se encuentran ubicadas hacia la parte suroeste de los gráficos 47 y 48, las cuales son de color amarillo y verde con rumbos aproximados este-oeste y

N80O respectivamente. La otra falla restante se encuentra ubicada en la esquina sureste del mapa de los gráficos 47 y 48, con un rumbo aproximado de N45E.

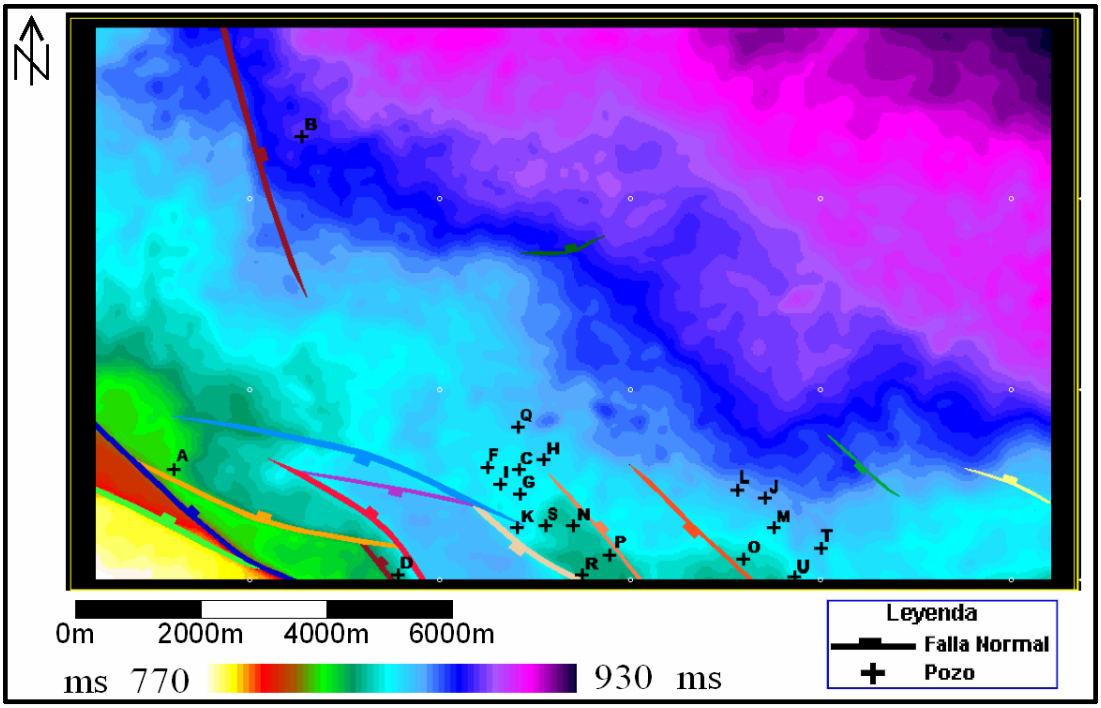

Gráfico 46. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Tigre.

El tope del horizonte basamento (Precámbrico), representa el último horizonte sísmico interpretado en esta investigación, el cual se encuentra por debajo de la Formación Carrizal (Cámbrico Temprano). En el mapa estructural en tiempo del horizonte basamento (gráfico 48), los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 1410 ms (sur) hasta los 1640 ms (norte). El rumbo aproximado de la estructura es igual al de la Formación Carrizal (rumbo este-oeste con un buzamiento hacia el norte).

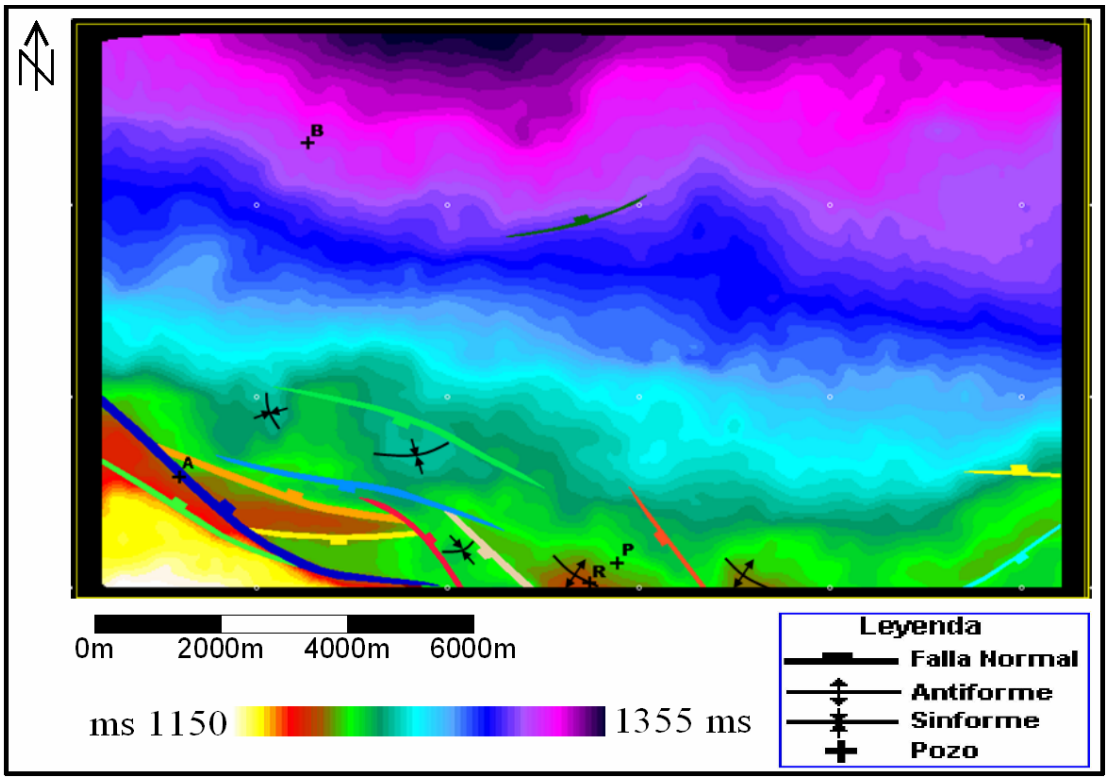

Gráfico 47. Mapa estructural en tiempo del tope de la Formación Carrizal.

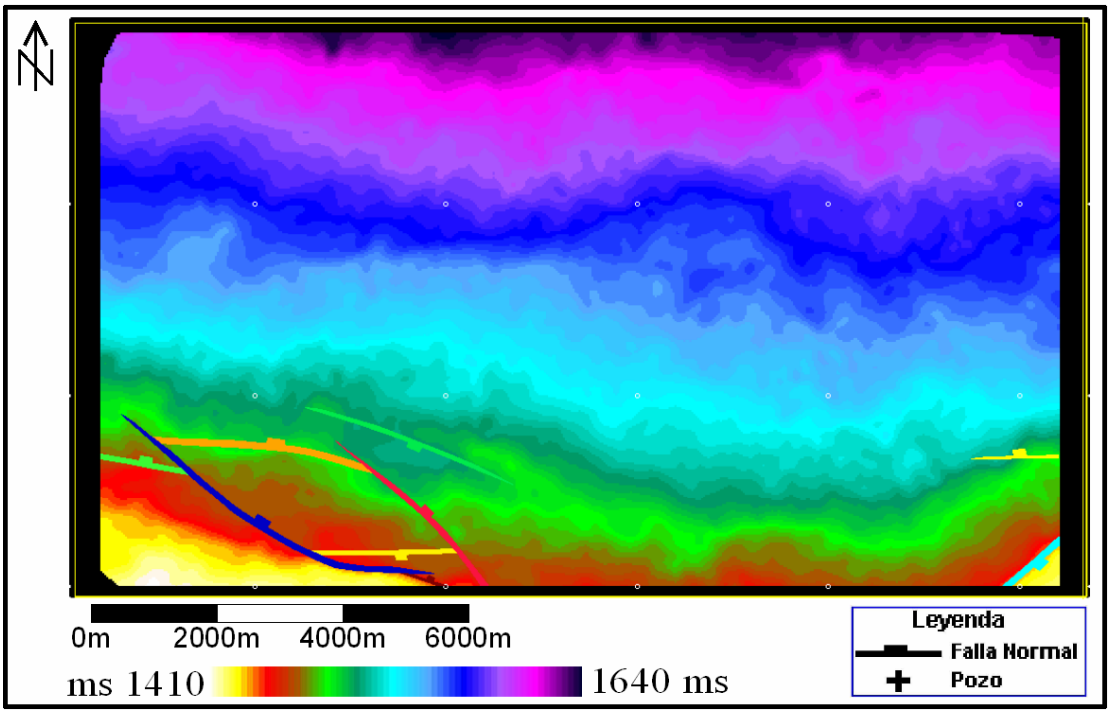

Gráfico 48. Mapa estructural en tiempo del tope del basamento.

4.9- Elaboración del modelo de velocidades

La elaboración del modelo de velocidades (gráfico 49) se realizó tomando en primer lugar los pozos que contienen "check shots", los cuales fueron: "A", "C", "E", "G" y "M".

Dada la poca cantidad de "check shots" y su distribución areal no uniforme dentro de la zona de estudio (ubicados todos los pozos al sur del área), se realizó la asignación de las curvas de tiempo – profundidad de los pozos "G" y "M", a los pozos que se encontraban cercanos a ellos. Se utilizaron estos dos pozos en particular dado que contienen registros VSP.

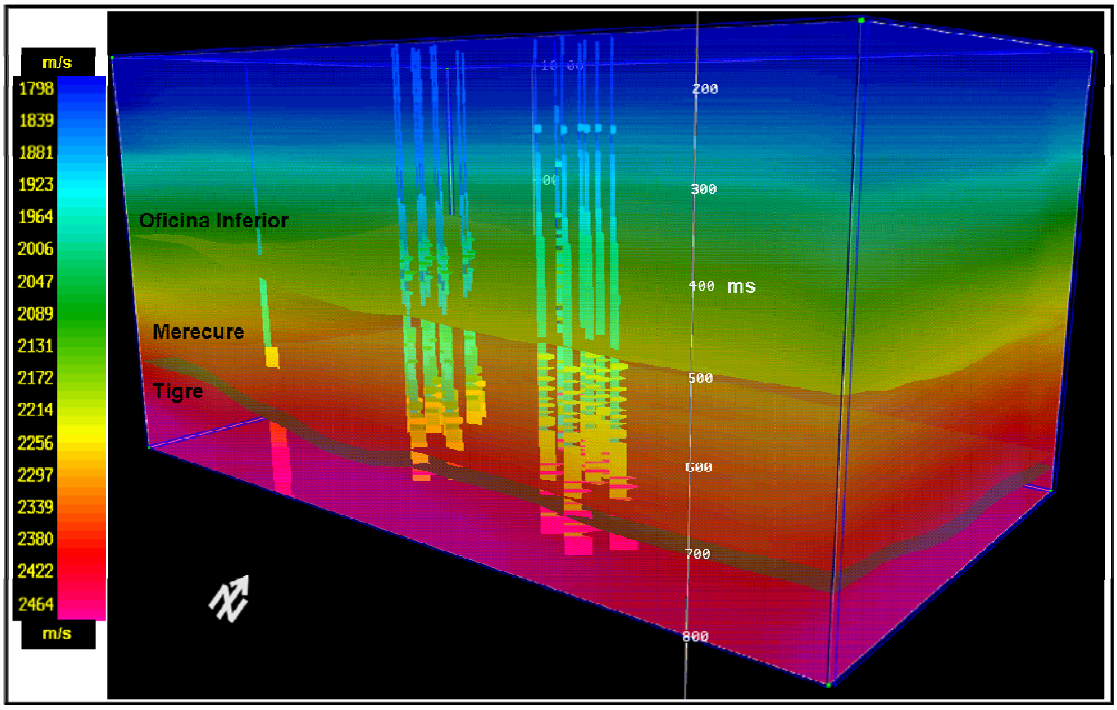

Gráfico 49. Modelo de velocidades del área de estudio.

La asignación de las curvas tiempo – profundidad a los pozos cercanos, se realizó tomando en cuenta que los pozos no estuvieran separados por alguna falla o cambio estructural apreciable entre ellos. Esto se verificó al observar su ubicación en el mapa y la ubicación de las fallas (gráficos 44 hasta 46), dado que los horizontes de interés a los cuales se les convertirían a profundidad eran Oficina Inferior, Merecure

y Tigre. En esos tres gráficos se pueden observar que existen dos grupos de pozos, un grupo muy cercano entre ellos ubicado en la parte centrosur, y otro grupo también muy cercano entre ellos en la parte sureste de los mapas.

Entre los pozos de la parte centrosur se encuentra el pozo "G", y entre los pozos de la parte sureste se encuentra el pozo "M", por lo que la asignación de la curva tiempo – profundidad del pozo "G" se realizó para el grupo de pozos de la parte centrosur, y la asignación de la curva del pozo "M" se realizó para el grupo de la parte sureste. La tabla 2 muestra los pozos a los cuales se les asignó la curva tiempo – profundidad.

Tabla 2. Pozos a los cuales se les asignó la curva tiempo – profundidad.

	Pozos originales	
Pozos asignados	**G**	**M**
F	X	
H	X	
I	X	
J		X
L		X
Q	X	
S	X	
T		X
U		X

Según las tablas 1 y 2, se puede ver que ahora en total se tienen 14 pozos con curvas tiempo – profundidad para la elaboración del modelo de velocidades. Al pozo "B" no se le asignó curva de tiempo – profundidad, dado que éste se encuentra ubicado muy lejos de los cinco pozos con dichas curvas (gráfico 1, sección 1.2).

Sin embargo, a pesar de realizar la asignación de las curvas tiempo – profundidad a pozos vecinos, todavía era poco el número de pozos y además no había una distribución uniforme de ellos dentro del área de estudio, como se observa en el gráfico 1 (sección 1.2) donde se aprecian zonas sin pozos hacia la parte norte del mapa, y parte de las zonas suroeste y sureste. Por lo que fueron cargadas las

velocidades RMS del procesamiento sísmico para incluirlas también en el modelo de velocidades.

Las velocidades RMS solicitadas fueron las migradas pre – apilamiento para tener una mayor información y minimizar la incertidumbre. De esta manera se logra abarcar todo el volumen sísmico de estudio con información de velocidades.

Luego de asignar las curvas tiempo – profundidad a pozos vecinos, tomar las velocidades RMS y los cinco pozos que contienen los "check shots" originales, se creó un modelo de velocidad. Posteriormente, se le añadieron también los horizontes en tiempo interpretados y los marcadores geológicos previamente calibrados (sección 4.5), de manera de poder guiar el modelo de velocidad con los horizontes en tiempo. Estos horizontes en tiempo con sus marcadores geológicos fueron:

Horizonte Oficina Inferior, marcador Lr-oficina-top

Horizonte Merecure, marcador Merecure-top

Horizonte Tigre, marcador Tigre-top

Lográndose de esta forma obtener un modelo de velocidad final como se muestra en el gráfico 49.

4.10- Mapas estructurales en profundidad

Una vez generado el modelo de velocidades, se realizó la conversión tiempo – profundidad de los horizontes y fallas a partir de las curvas de tiempo – profundidad, las velocidades RMS, y los horizontes en tiempo con sus marcadores geológicos respectivos en la sección 4.9.

Para la conversión tiempo – profundidad de los horizontes en tiempo, se chequea la localización "x,y" de cada punto sobre el horizonte, para luego ajustar dicho punto al modelo de velocidades mediante una triangulación. Luego el programa utiliza los valores de tiempo – profundidad en las tres esquinas del triángulo, con el objeto de buscar un valor de profundidad apropiado para un valor de tiempo dado. El resultado es un nuevo horizonte con coordenadas "x,y,z", con las unidades de los valores de profundidad correspondientes en pies.

Para cada punto de entrada, se determina la profundidad equivalente por interpolación lineal. El método utilizado fue el de volumen triangulado, el cual es usado en funciones tiempo – profundidad ubicadas bajo una distribución irregular. Las posiciones de las funciones tiempo – profundidad son trianguladas lateralmente alrededor del punto del horizonte en tiempo, dividiendo el plano "x,y" en una serie de triángulos contiguos. Luego se determina cual triángulo ajusta el punto del horizonte, para posteriormente calcular por interpolación lineal los dos pares tiempo – profundidad en las funciones más cercanas. Finalmente, se interpola linealmente a través de las funciones tiempo – profundidad (a lo largo del triángulo mencionado) para determinar la profundidad.

Con todos los horizontes y sus polígonos de fallas respectivos en el dominio de profundidad, solo quedaba definir los símbolos característicos de las fallas (normal, inversa) según fuera el caso, y el buzamiento del plano de las mismas. Dado que ya se había hecho para los mapas estructurales en tiempo, la simbología fue copiada directamente de estos mapas. De este modo quedaron definidos los mapas estructurales en profundidad.

En total se realizaron 3 mapas estructurales en profundidad como se muestra en la Discusión de los Resultados (gráficos 64 hasta 66), correspondientes a los topes de las Formaciones: Oficina Inferior, Merecure y Tigre.

4.11- Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical (λ/4) se obtuvo dividiendo por un factor 4 la relación $\lambda = v/f$, donde "λ" es la longitud de onda, "v" es la velocidad interválica y "f" la frecuencia dominante. De esta manera $\lambda /4 = v/4f$ = resolución sísmica vertical.

Para este cálculo la velocidad interválica fue extraída del modelo de velocidades. Y la frecuencia dominante a partir del análisis de las trazas del cubo sísmico realizado en la sección 4.5, donde se observó que éste valor correspondía a 42 Hz (gráfico 31).

En la tabla 3 se muestra la resolución sísmica vertical para los intervalos de interés (Oficina Inferior, Merecure y Tigre), donde se observa que dicha resolución

aumenta a medida que aumenta la velocidad, debido a que la frecuencia dominante es constante.

Tabla 3. Resolución sísmica vertical para los intervalos de interés.

Intervalo	Velocidad (m/s)	Frecuencia dominante (Hz)	Resolución vertical λ/4 (m)
Oficina Inferior	2150	42	13 (43 ft)
Merecure	2350		14 (46 ft)
Tigre	2450		15 (49 ft)

4.12- Visualización 3D

Esta etapa consistió en generar una imagen en tiempo y en tres dimensiones de los cinco horizontes interpretados junto con las fallas, así como también de los pozos dentro del área de estudio. Esta visualización se muestra en el gráfico 50, donde los horizontes mostrados en este gráfico corresponden con Oficina Inferior, Merecure, Tigre, Carrizal y Basamento.

En el gráfico 50 se observa que la mayor cantidad de fallas se encuentran ubicadas hacia la zona suroeste del área, además que dichas fallas se encuentran muy cercanas entre sí, por lo que esta zona es muy compleja estructuralmente. En el resto del gráfico se observa que no existe una complejidad como la obtenida hacia la zona suroeste, dado que no se encuentran muchas fallas hacia estas partes del área de estudio.

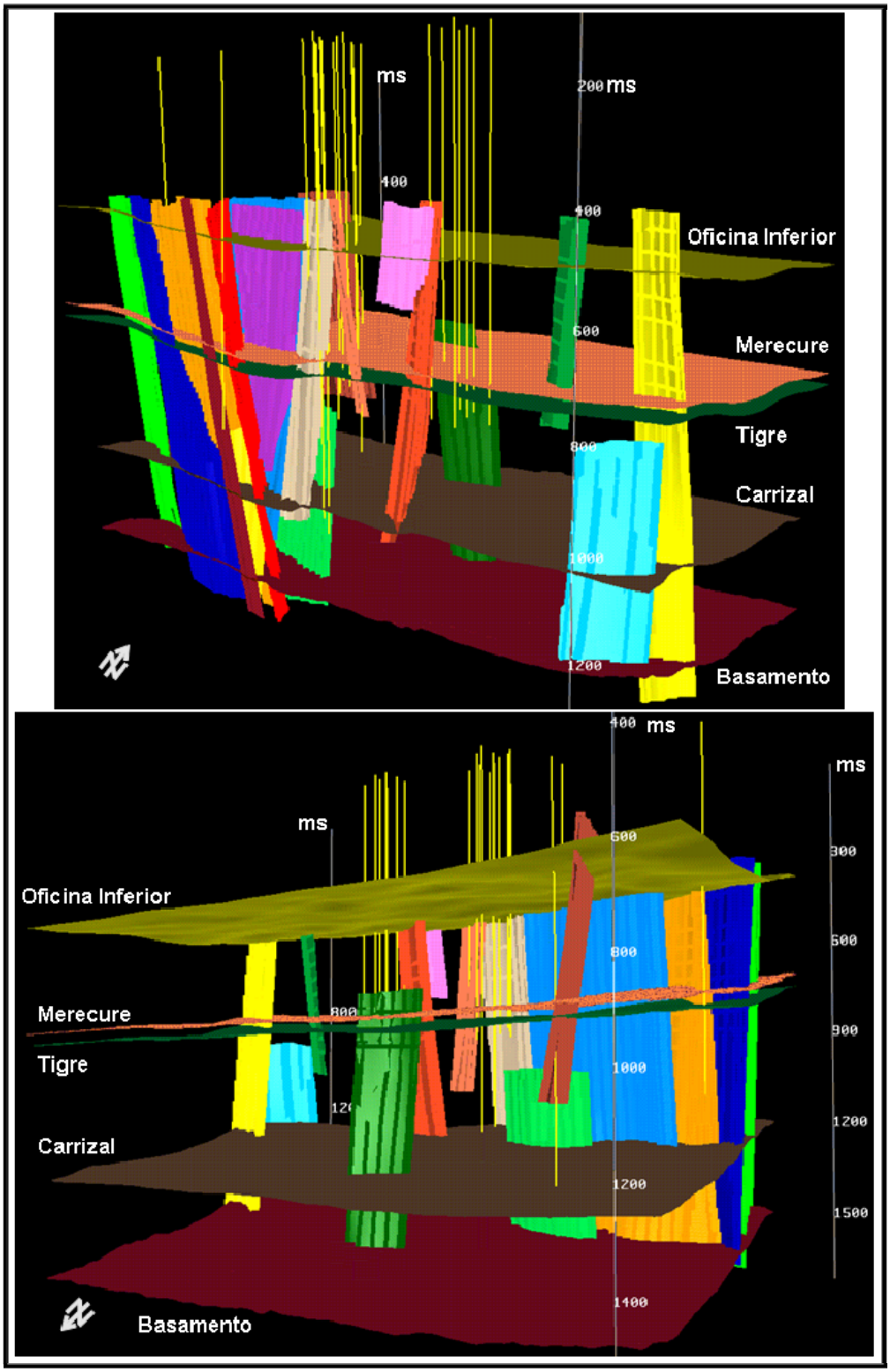

Gráfico 50. Visualización 3D en tiempo de los horizontes y las fallas interpretadas. Se muestran dos perspectivas para una mejor apreciación.

4.13- Interpretación sismoestratigráfica

Esta etapa consistió en revisar secciones sísmicas cada 10 líneas ("Inline", "Xline" y líneas aleatorias) en búsqueda de "onlap", "downlap", "toplap", truncaciones erosionales, anomalías en los reflectores como discontinuidades de los mismos, puntos brillantes, puntos tenues y acuñamientos de algunos reflectores contra otros. La búsqueda estuvo centrada entre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Oficina Inferior y el interpretado como tope de la Formación Tigre. En el capítulo Discusión de los Resultados se muestran las líneas analizadas.

Seguidamente se procedió a realizar la interpretación de canales o cualquier otro tipo de rasgo estratigráfico sobre "time slices" del Cubo de Coherencia generado en la sección 4.7. Esto se realizó cada 1 ms en todo el Cubo de Coherencia, comparando de manera simultánea que dichas anomalías estratigráficas se observaran en secciones sísmicas, para luego resaltar estos rasgos estratigráficos como se observa en el gráfico 51, donde se muestran canales observados en el "time slice" de coherencia, y que a su vez generan discontinuidades en los reflectores identificados en secciones sísmicas que pasan por estos canales. En el capítulo Discusión de los Resultados se muestran los "time slices" analizados.

Por otro lado, algunos pozos perforaban estos canales o rasgos estratigráficos, por lo que en estos casos se verificaba que dicho canal o rasgo estratigráfico, también se observara tanto en los registros rayos gamma de estos pozos, como en las secciones sísmicas que pasan por dichos pozos y canales. Los gráficos 52 y 53 muestran dos ejemplos donde se muestran canales penetrados por pozos, en los que se observa tanto la anomalía estratigráfica generada en los reflectores sísmicos por la presencia del canal, como la deflexión de la curva de rayos gamma generada también por la presencia de dicho canal.

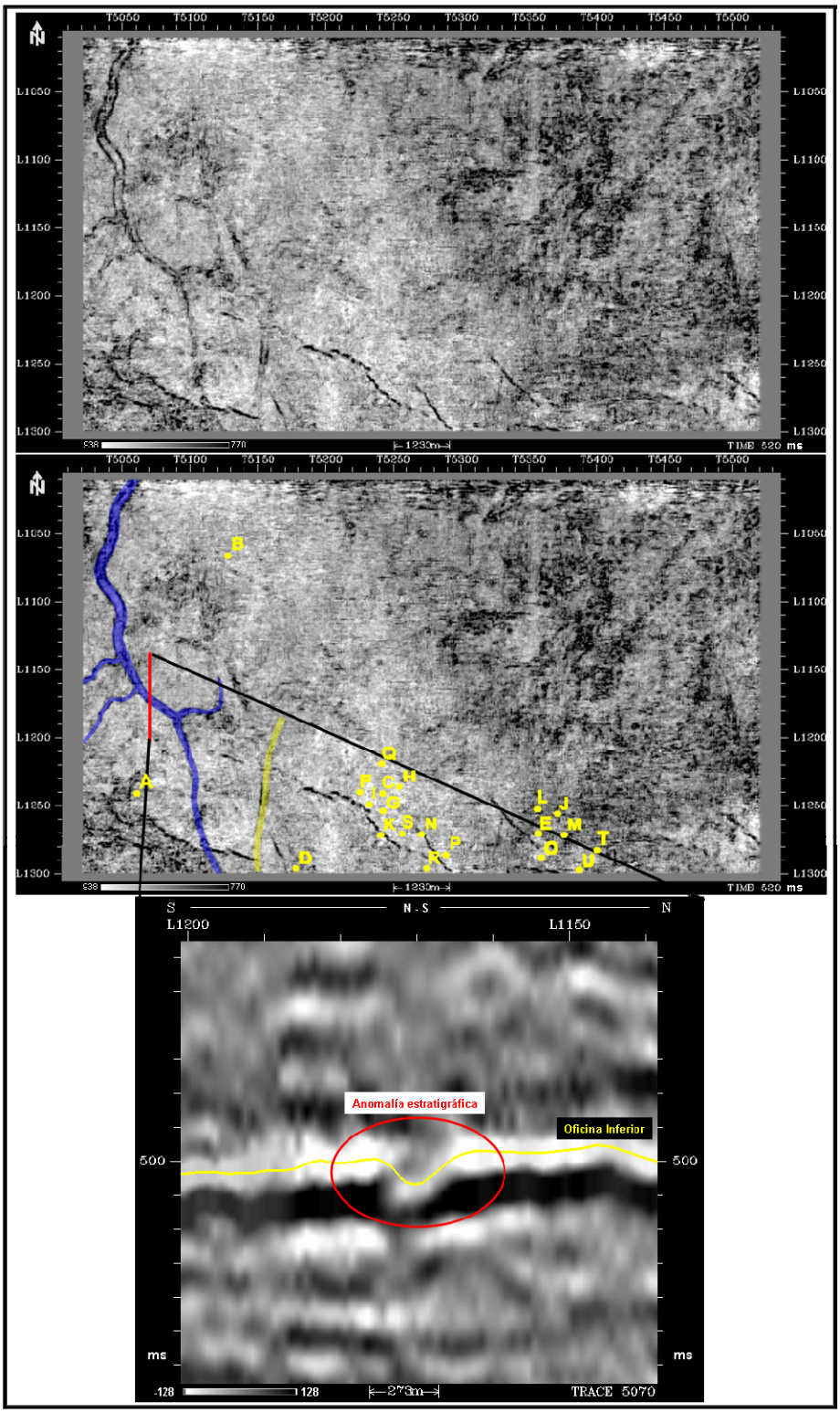

Gráfico 51. Interpretación de canales identificados sobre "time slices" de coherencia y secciones sísmicas. Se muestran dos canales (azul y amarillo). La presencia del canal genera la discontinuidad en el reflector sísmico. "Time slice" de coherencia a 520 ms.

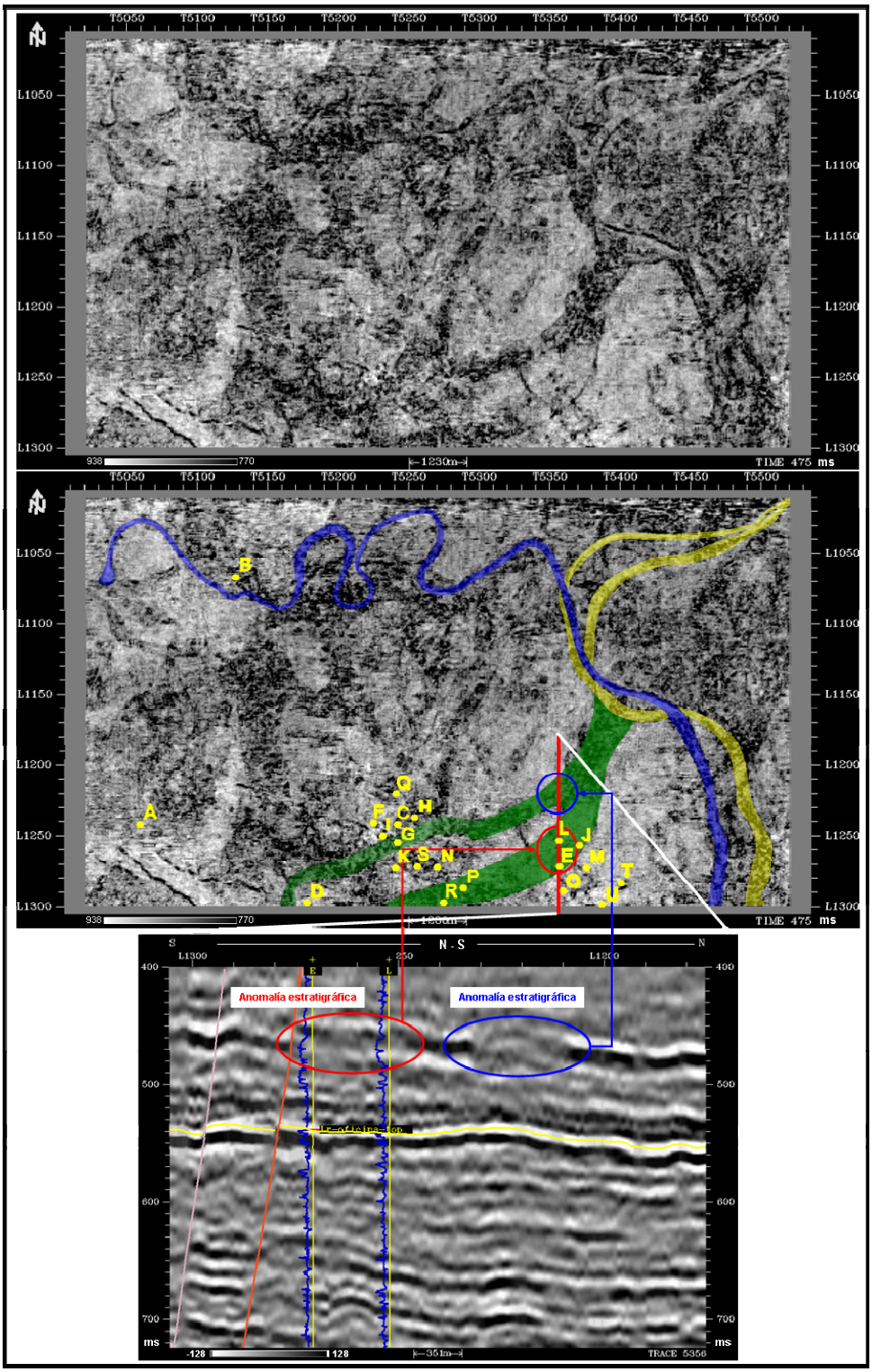

Gráfico 52. Interpretación de canales identificados a 475 ms sobre "time slices" de coherencia, registros de pozo y secciones sísmicas. Se muestran tres canales (azul, amarillo y verde). La presencia del canal genera tanto la discontinuidad en el reflector sísmico, como la deflexión de la curva rayos gamma (azul) en los pozos.

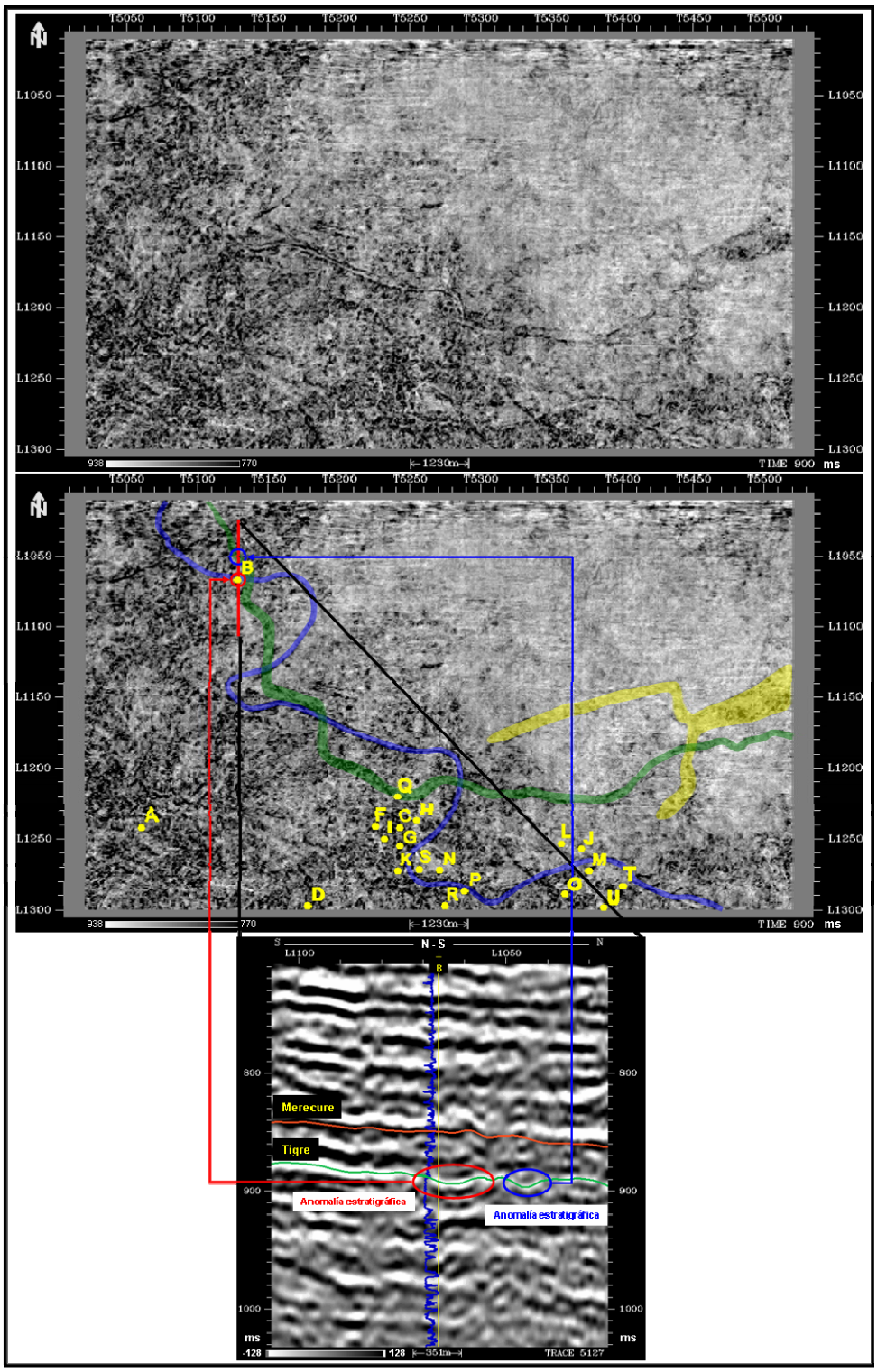

Gráfico 53. Interpretación de canales identificados a 900 ms sobre "time slices" de coherencia, registros de pozo y secciones sísmicas. Se muestran tres canales (azul, amarillo y verde). La presencia del canal genera tanto la discontinuidad en el reflector sísmico, como la deflexión de la curva rayos gamma (azul) en los pozos.

4.14- Elaboración de mapas de atributos sísmicos

Los mapas de atributos sísmicos se elaboraron utilizando el módulo "PostStack/PAL" de Landmark. Se generaron mapas de atributos sísmicos superficiales e interválicos. Para los atributos superficiales se utilizó como entrada el horizonte sísmico en tiempo al cual se le quería calcular el atributo, y un "offset" de cero para que el mismo fuera calculado justo en la superficie de dicho horizonte.

Para los atributos interválicos la entrada lo constituyó un intervalo de superficies. En el caso de las Formaciones Oficina Inferior, Merecure y Tigre, el intervalo de entrada lo constituía el horizonte correspondiente en tiempo, para luego indicarle una superficie paralela a dicho horizonte 20 ms más arriba y más abajo como tope y base respectivamente. Este mismo procedimiento fue realizado para dos superficies elaboradas 150 ms y 200 ms por debajo de la Formación Oficina Inferior, a las cuales se les denominó superficie 1 y superficie 2 respectivamente. Estas dos superficies fueron generadas cada 5 secciones sísmicas "Inline" y "Xline" como lo descrito en la sección 4.6.

También fueron elaborados atributos interválicos entre las Formaciones Merecure y Tigre, cuyo intervalo de entrada fue el correspondiente con estos dos horizontes en tiempo, utilizando Merecure como tope y Tigre como base. Esto fue realizado dado que ambas formaciones se encuentran muy cercanas en tiempo.

Una vez obtenido los mapas de atributos para las formaciones y superficies, estos fueron utilizados para identificar rasgos estratigráficos que no se observaron en los "time slices" de coherencia, o bien para confirmar la presencia de estos rasgos en ambas partes, o inclusive para verificar la continuidad de estos rasgos en ambas partes (atributos y "time slices" de coherencia), como por ejemplo canales.

Los atributos calculados para las Formaciones Oficina Inferior, Merecure, Tigre y las superficies 1 y 2 se muestran en la tabla 4. En el capítulo Discusión de los Resultados se muestran los mapas de atributos elaborados.

Tabla 4. Atributos sísmicos calculados para las Formaciones Oficina Inferior, Merecure, Tigre y las superficies 1 y 2 a 150 ms y 200 ms respectivamente por debajo de la Formación Oficina Inferior. La letra "S" indica atributo superficial y la letra "I" indica atributo interválico.

	Formaciones y superficies				
Atributos sísmicos	**Oficina Inferior**	**Merecure**	**Tigre**	**Superficie 1**	**Superficie 2**
Energía Promedio		S	S		
Primera Componente Principal	I				I
Segunda Componente Principal	I				I
Pendiente en la Mitad de la Energía Total		S			
Amplitud Absoluta Promedio		I	S	I	
Amplitud Total	I	S	S		
Frecuencia Instantánea Promedio	I				
Amplitud RMS	S		S	I	
Intensidad de la Reflexión Promedio	S	S	S	I	I
Asimetría de la Amplitud	I	I	I		

4.15- Descripción de un núcleo

Esta etapa consistió en analizar un núcleo extraído del pozo "P" entre los 3070 pies y 3577 pies de profundidad, el cual estratigráficamente comprende la Formación Merecure (Oligoceno) y arenas basales de la Formación Oficina Inferior (Mioceno). El objetivo del análisis de este núcleo era poder asociar las facies sedimentarias observadas, con los canales o rasgos estratigráficos identificados mediante los "time slices" de coherencia, secciones sísmicas y/o los mapas de atributos sísmicos. La descripción del núcleo fue realizada por la empresa Core Lab Reservoir Optimization.

El gráfico 54 muestra el núcleo analizado por intervalos en profundidad, en donde se indican algunas muestras más representativas para cada zona.

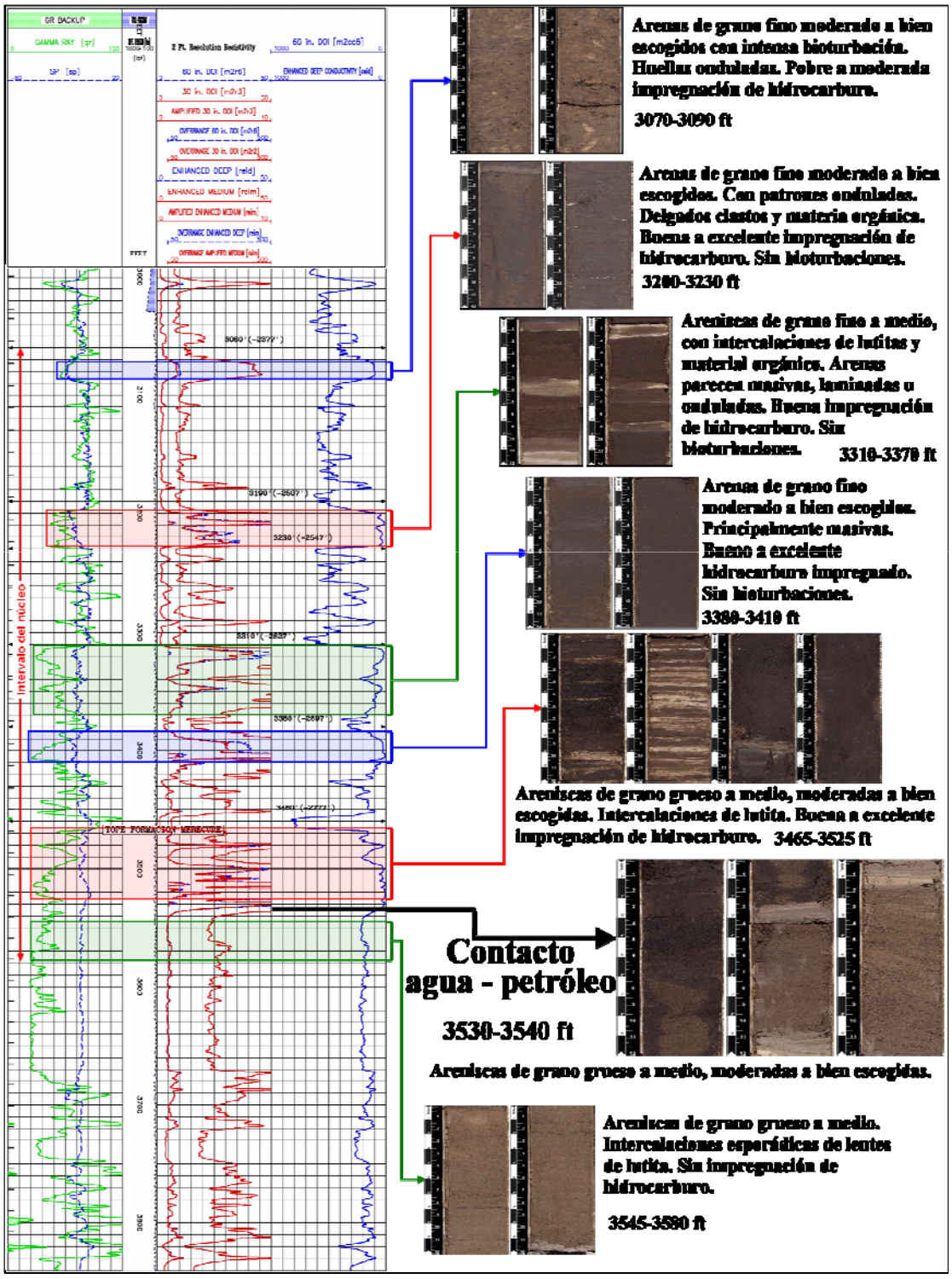

Gráfico 54. Núcleo analizado por intervalos en profundidad. Se indican algunas muestras de núcleos más representativos por intervalos. La deflexión en las curvas de resistividad que indican hidrocarburo corresponde con el hidrocarburo identificado en dichas muestras. Se observa el contacto agua – petróleo dentro de la Formación Merecure a 3535 pies, el cual es identificado por el núcleo y la curva de resistividad.

En el gráfico 54 también se indican registros de pozo correspondientes a potencial espontáneo y rayos gamma en la pista uno, y registros de resistividad y conductividad en la pista dos. Se puede ver que la Formación Merecure es un paquete de arenas bien escogidas y de grano medio con buena a excelente impregnación de hidrocarburo, al igual que las arenas ubicadas por encima de dicha formación pero de grano fino, las cuales corresponden con arenas basales de la Formación Oficina Inferior.

En el gráfico 54 también se observa el contacto agua – petróleo a 3535 pies dentro de la Formación Merecure, el cual fue identificado tanto por el núcleo en esta zona, como por la deflexión de la curva de resistividad hacia la derecha del gráfico.

Para poder asociar las facies sedimentarias a los canales o rasgos estratigráficos identificados en las secciones 4.13 y 4.14, se ubicó uno de estos canales que se encontraba perforado o cercano al pozo "P", y a una profundidad cercana a la zona desde donde se extrajo el núcleo en dicho pozo. Para ubicar el canal en profundidad se verificó que dicho canal o rasgo estratigráfico, también se observara tanto en el registro rayos gamma de este pozo, como en la sección sísmica que pasaba por dicho pozo y canal.

Los gráficos 55 y 56 muestran dos ejemplos en los cuales se identificaron canales tanto en los "time slices" de coherencia, como en los registros rayos gamma y los reflectores sísmicos. En estos gráficos se observa que dichos canales se encuentran por encima del tope de la Formación Merecure, los cuales corresponden con los identificados entre 3300 pies y 3410 pies según el gráfico 54, donde a su vez se observa que estos canales contienen hidrocarburo.

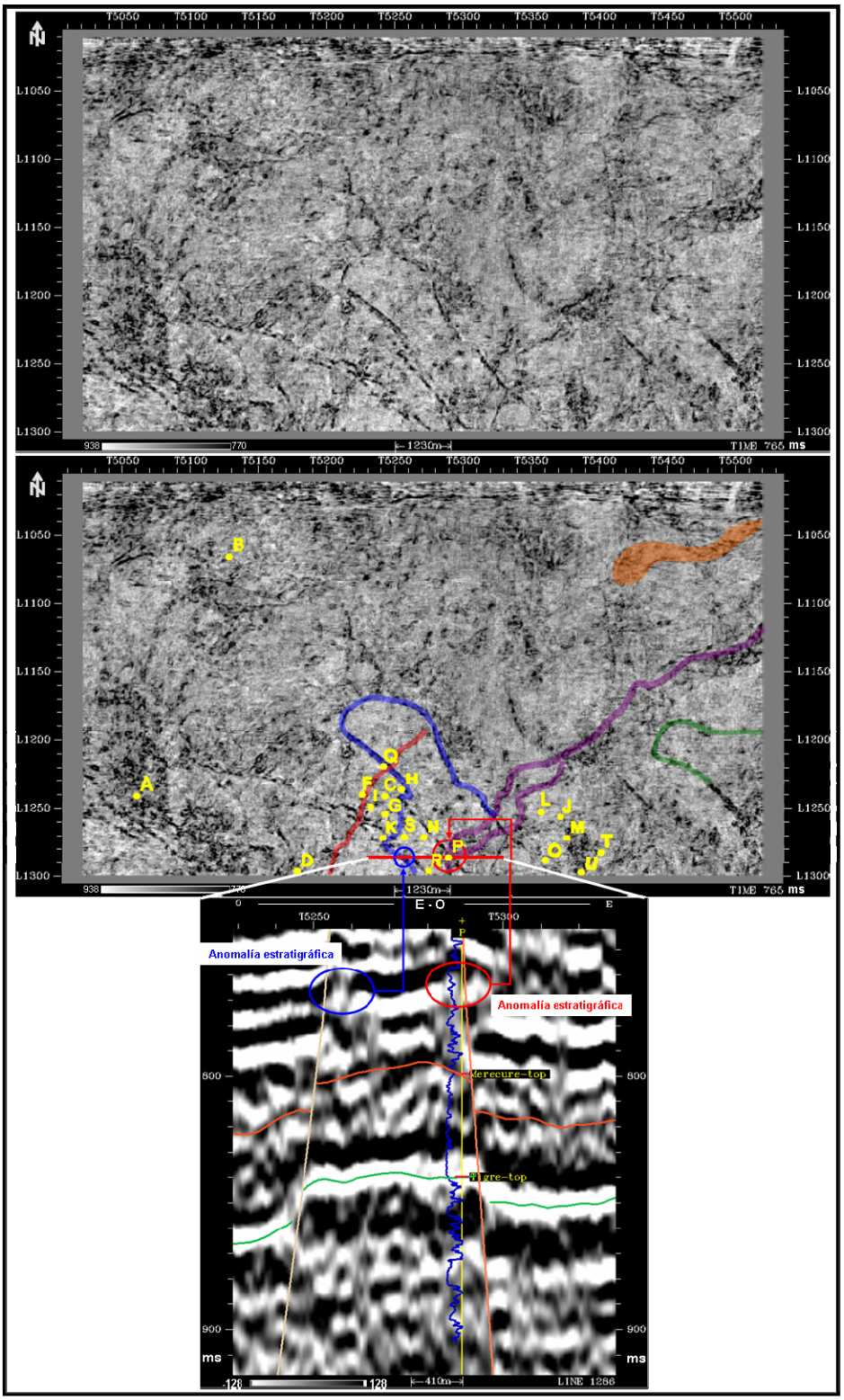

Gráfico 55. Identificación de canales ubicados a 765 ms dentro del intervalo correspondiente al núcleo en el pozo “P”. Los canales interpretados corresponden con los identificados entre 3300 pies y 3410 pies en el gráfico 54, donde a su vez se observa que estos canales contienen hidrocarburo.

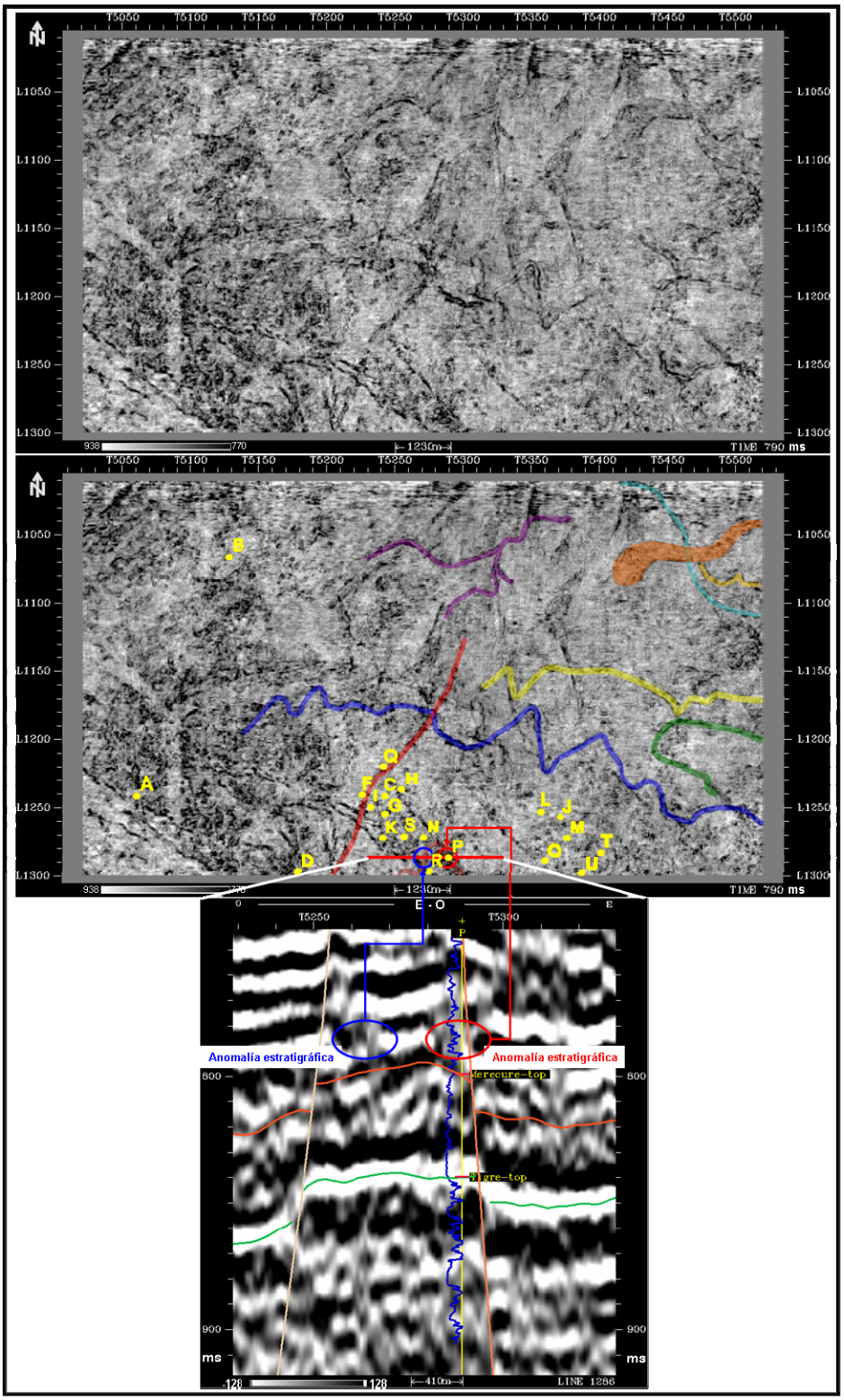

Gráfico 56. Identificación de canales ubicados a 790 ms dentro del intervalo correspondiente al núcleo en el pozo "P". Los canales interpretados corresponden con los identificados entre 3300 pies y 3410 pies en el gráfico 54, donde a su vez se observa que estos canales contienen hidrocarburo.

4.16- Evaluación petrofísica

En esta etapa se analizaron los registros de pozo correspondientes a rayos gamma, resistividad, porosidad y densidad. Con ello se obtuvieron los valores de saturación de agua (Sw), porosidad efectiva (Øe), resistividad y volumen de arcilla (Vsh) para la Formación Merecure. Luego, considerando la zona de estudio y el tipo de fluidos presentes en dicha formación, se establecieron los parámetros de corte (tabla 5), los cuales son necesarios para poder calcular los valores de espesor de Arena Neta (AN) y el espesor de Arena Neta Petrolífera (ANP), esto para la Formación Merecure la cual posee matriz arenosa. La evaluación petrofísica fue elaborada por la Ingeniero Selene Andrade del Proyecto Magna Reserva.

Cabe señalar que no se encontraban disponibles las evaluaciones petrofísicas de las arenas basales de la Formación Oficina Inferior ni de la Formación Tigre, por lo que no se pudo realizar mapas de propiedades petrofísicas guiados con sus correspondientes atributos sísmicos para estas formaciones.

Tabla 5. Parámetros de corte de la evaluación petrofísica para la Formación Merecure.

Formación Merecure
Volumen de arcilla ≤ 40 %
Resistividad ≥ 80 Ohm.metro
Porosidad efectiva ≥ 25 %
Saturación de agua ≤ 50 %

Para calcular los valores de Arena Neta y Arena Neta Petrolífera, primero se creó una litozona, es decir, zona en la cual se calcularían los valores antes referidos. Esta litozona coincide con los intervalos en los cuales se calcularon los atributos sísmicos, es decir, la litozona se constituye entre el tope de la Formación Merecure y el tope de la Formación Tigre.

Una vez obtenidos los parámetros de corte y creada la litozona, se procedió con esta información a calcular los valores de las propiedades petrofísicas. La tabla 6 muestra los valores obtenidos para esta litozona.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas para la Formación Merecure.

Pozo	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor total (pies)	Arena neta (pies)	Arena neta petrolífera (pies)	Porosidad efectiva (%)	Volumen de arcilla (%)	Saturación de agua (%)
A	3426,82	3807,25	380,43	172,18	2,00	16	21	33
B	3649,52	4008,07	358,55	166,30	2,00	38	27	66
D	3339,05	3721,68	382,63	311,13	32,50	18	29	53
F	3700,03	4018,93	318,90	264,25	0,50	17	37	69
G	3622,40	3945,70	323,30	179,00	0,50	25	28	70
H	3619,34	3822,28	202,94	190,19	3,50	24	28	68
I	3619,35	3835,32	215,97	183,72	9,50	26	29	66
J	3631,12	3957,95	326,83	196,00	5,00	31	25	58
K	3592,81	3774,45	181,64	180,00	23,00	28	23	44
L	3618,49	3946,82	328,33	196,25	38,50	25	26	63
M	3577,64	3899,18	321,54	218,00	1,00	20	35	68
N	3558,19	3884,95	326,76	290,01	5,00	27	22	63
O	3497,76	3851,89	354,13	248,25	28,75	30	74	28
P	3496,37	3816,39	320,02	233,00	40,00	27	24	27
R	3485,32	3801,31	315,99	227,00	59,50	26	14	23
T	3599,09	3913,44	314,35	146,10	21,50	26	22	46
U	3512,84	3869,80	356,96	222,71	47,21	27	23	35

4.17- Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos

Para este procedimiento se utilizó el módulo "Rave" de Landmark. Este módulo lo que hace es correlacionar las propiedades petrofísicas de una litozona, con los atributos sísmicos del horizonte asociado a dicha litozona. Seguidamente, a través del coeficiente de regresión se obtuvo una matriz de calidad donde se relacionan propiedades petrofísicas con atributos sísmicos, para luego elaborar mapas de estas propiedades guiados con estos atributos sísmicos. En el gráfico 57 se muestran estas correlaciones para la Formación Merecure.

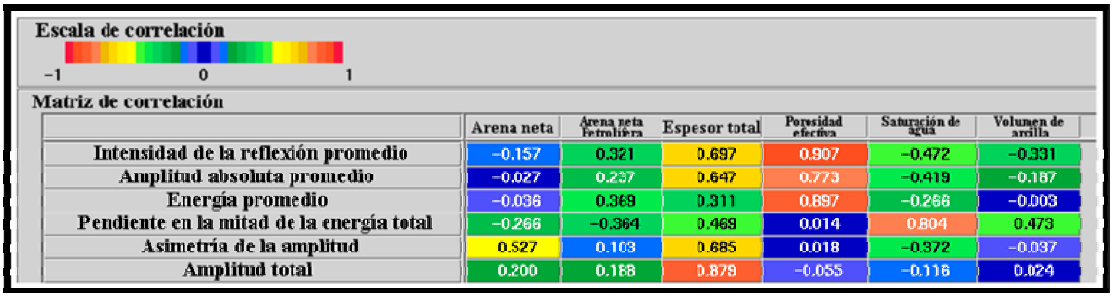

Gráfico 57. Matriz de calidad para la Formación Merecure.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1- Interpretación estructural

5.1.1- Secciones sísmicas

Las secciones sísmicas mostradas a continuación son resultado de la interpretación estructural conformada por horizontes y fallas. Los gráficos 58 hasta 63 muestran secciones sísmicas donde se observan las mejores expresiones del conjunto de fallas principales. El gráfico 58 muestra una sección sísmica de rumbo E-O mostrando solamente una falla localizada hacia el norte, en comparación con la zona sur donde se representa una mayor proporción de estructuras en el área de estudio.

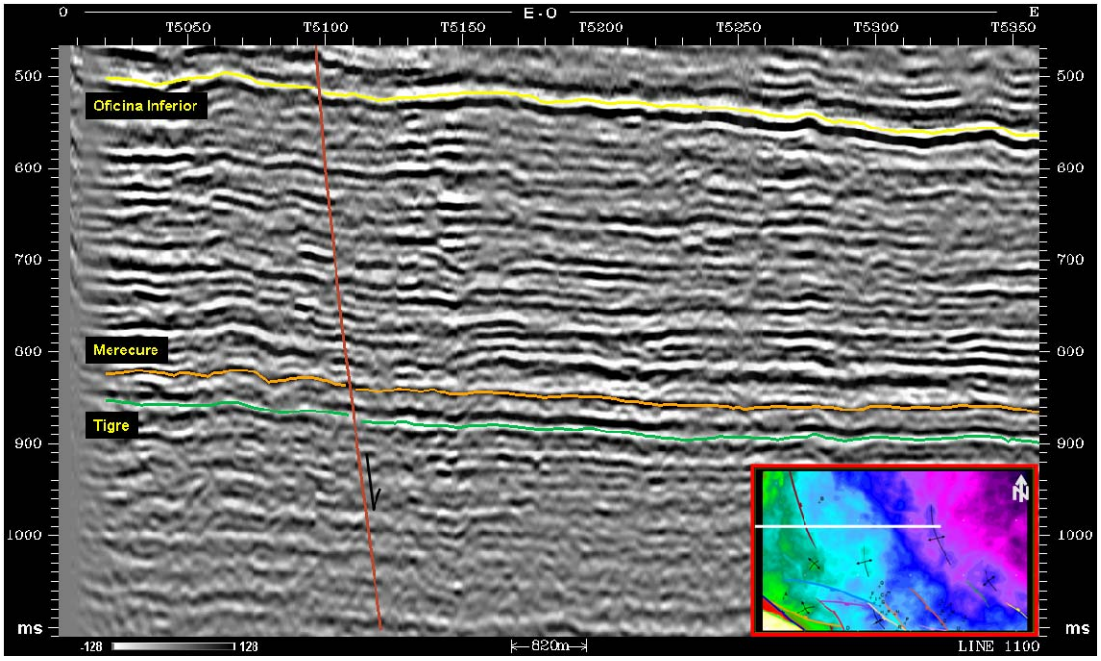

Gráfico 58. Sección sísmica "Inline" de rumbo E-O al norte del área de estudio.

En el gráfico 59 se muestra una sección sísmica también de rumbo E-O donde se observa la mejor expresión de las fallas normales de rumbo N45O. Hacia el centro

de la sección se observa un alto estructural perforado por los pozos “K”, “S” y “N”. En esta sección sísmica se observa que todas las fallas ubicadas al oeste alcanzan el basamento, y que a su vez dichas fallas se encuentran muy paralelas entre sí.

Los horizontes indicados en las secciones sísmicas desde el gráfico 59 hasta el 63 se encuentran muy paralelos entre sí, esto debido al bajo buzamiento que presentan, el cual es de 2 grados aproximadamente entre el tope de la Formación Oficina Inferior y el tope de la Formación Tigre, y de 3 a 5 grados aproximadamente entre el tope de la Formación Carrizal y el tope del basamento, lo que confirma lo descrito por PDVSA CVP (2006), cuando indica que el bajo buzamiento promedio de la sección del Terciario genera una apariencia de casi paralelismo.

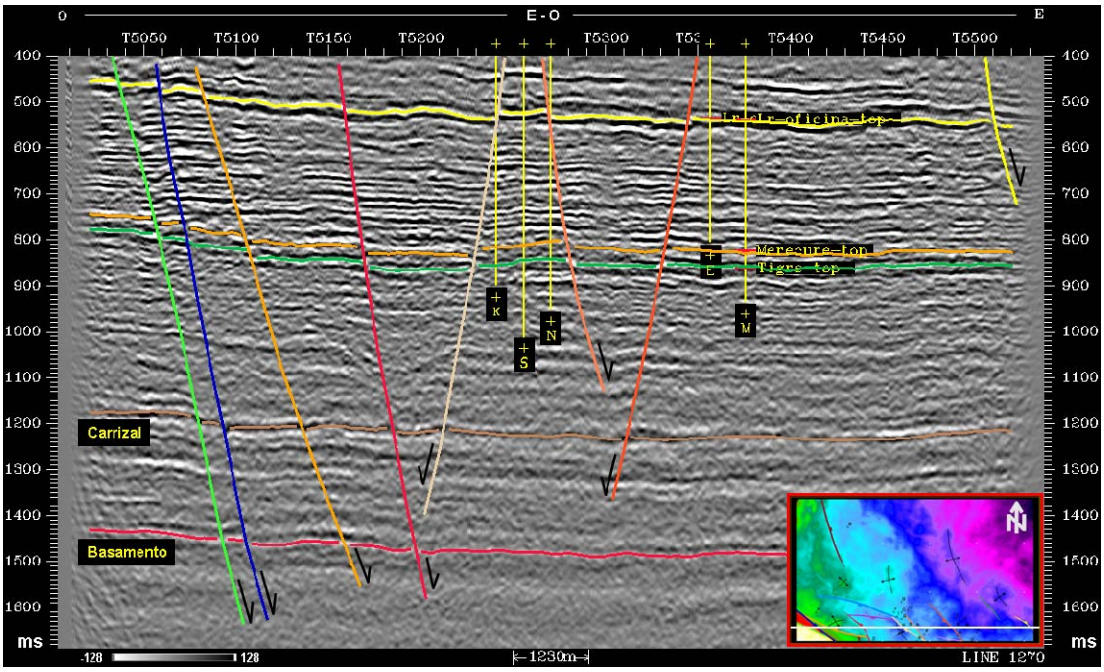

Gráfico 59. Sección sísmica “Inline” de rumbo E-O al sur del área de estudio.

En la sección sísmica aleatoria del gráfico 60, se observa una falla normal de color marrón del lado izquierdo del gráfico, la cual alcanza el basamento como todas las fallas de la zona suroeste. Esta falla de color marrón se puede observar bajo su mejor expresión en esta sección aleatoria, ya que dicha falla se encuentra muy cerca del borde sur del área de estudio.

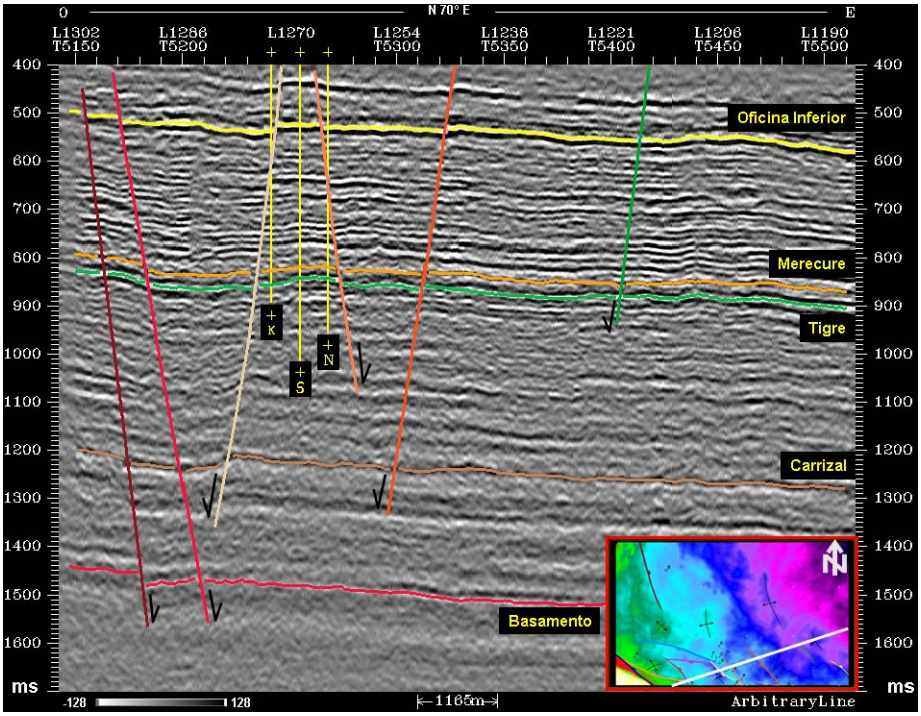

Gráfico 60. Sección sísmica aleatoria de rumbo N70E al sur del área de estudio.

En los gráficos 61 y 62 se muestran dos secciones sísmicas de rumbos N35E y N-S respectivamente, donde se observa la mejor expresión de las fallas "en echelón" observadas también en los mapas estructurales en profundidad. Estas fallas "en echelón" pueden haber sido generadas producto de la carga sedimentaria que recae sobre las fallas más profundas, generando a su vez este patrón de fallas sintéticas y antitéticas observado en estas secciones sísmicas.

Lo señalado en el párrafo anterior confirma lo descrito por Audemard et al. (1985) cuando señala que en el bloque Junín (Zuata) prevalecen fallas sintéticas o antitéticas. Este patrón de fallas también es mostrado en la sección del gráfico 63, donde se observa la mejor expresión de la falla de color azul claro, la cual se encuentra dispuesta de forma antitética respecto a las fallas más profundas.

Analizando las secciones sísmicas de los gráficos 58 hasta el 63, se puede ver que las fallas ubicadas al suroeste del área de estudio son las más antiguas abarcando desde el Precámbrico (basamento) hasta el Mioceno (Oficina Inferior). En cambio las

fallas ubicadas hacia la parte sureste son las más jóvenes abarcando desde el Cretácico (Tigre) hasta el Mioceno (Oficina Inferior).

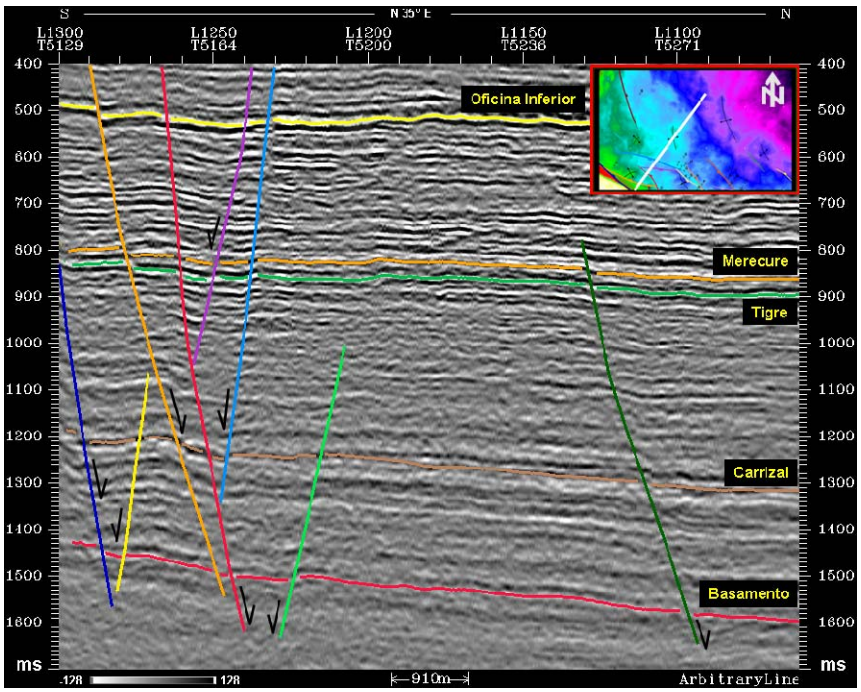

Gráfico 61. Sección sísmica aleatoria de rumbo N35E al sur del área de estudio.

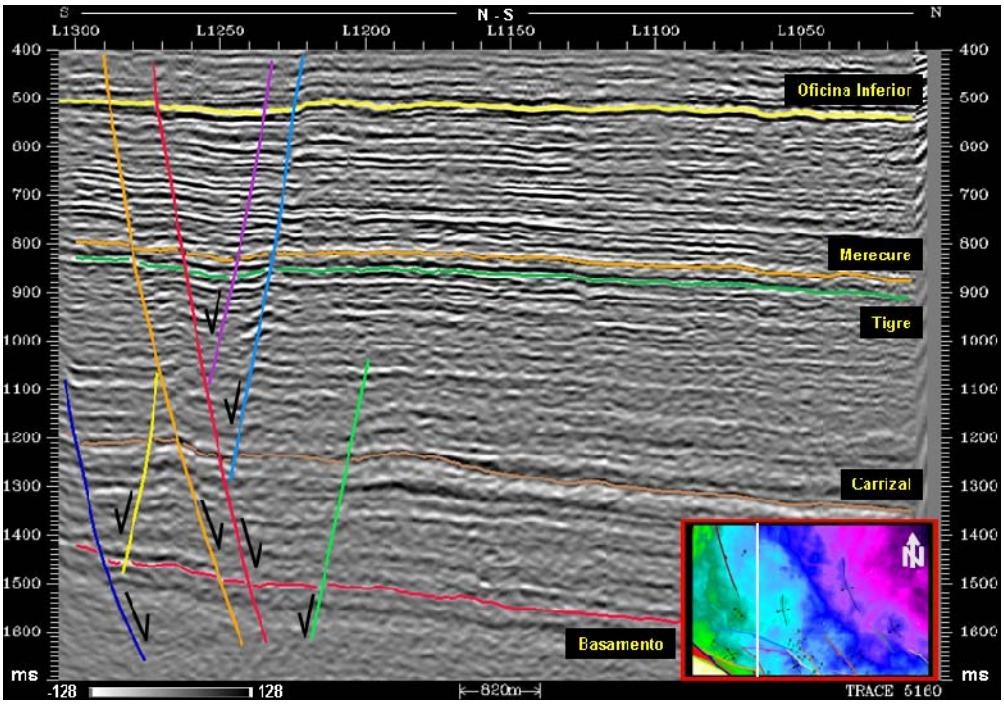

Gráfico 62. Sección sísmica "Xline" de rumbo N-S.

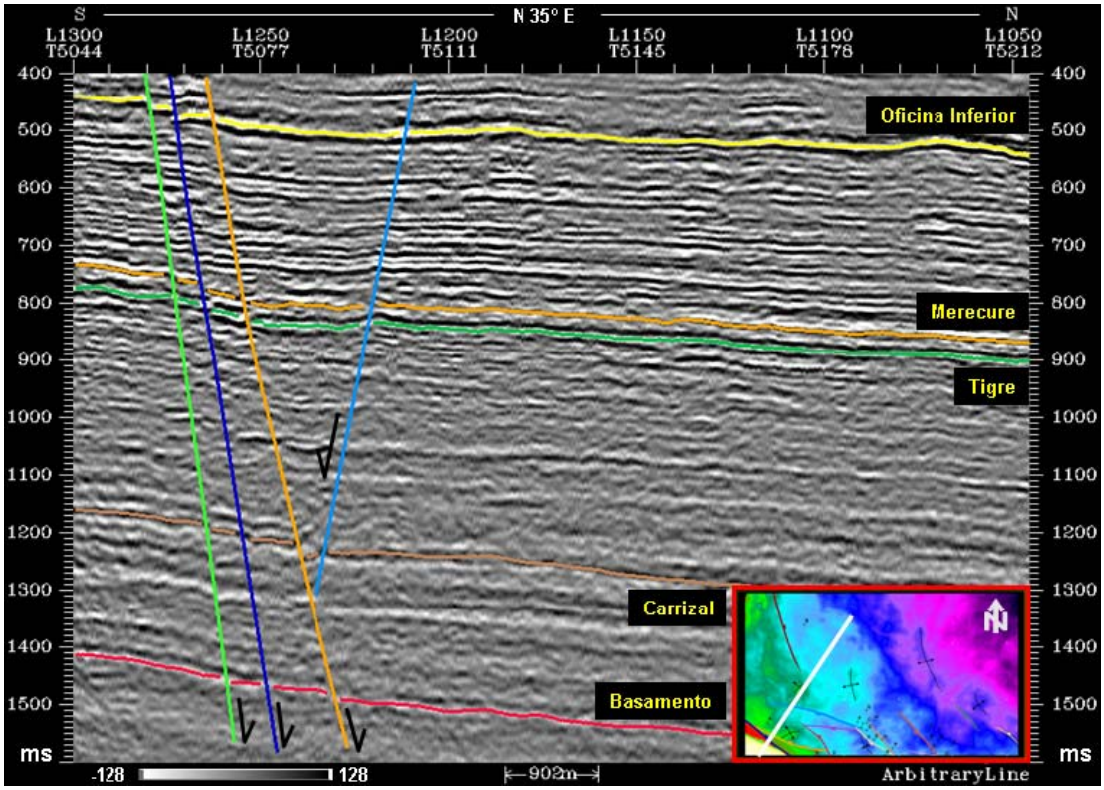

Gráfico 63. Sección sísmica aleatoria de rumbo N35E al suroeste del área de estudio.

Por otro lado, las fallas ubicadas en la parte centrosur del área de estudio, abarcan desde el Paleozoico (Carrizal) hasta el Mioceno (Oficina Inferior). También se observan algunas fallas que solo abarcan desde el precámbrico hasta el Paleozoico, pero en términos generales las fallas de rumbo N45O son más antiguas que las fallas de rumbo este – oeste.

5.1.2- Mapas estructurales en profundidad

El tope de la Formación Oficina Inferior (Mioceno Temprano - Medio), representa el horizonte sísmico más cercano a la superficie interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en profundidad del tope de dicha formación (gráfico 64), se observa una tendencia muy similar a la observada en el mapa correspondiente en el dominio del tiempo (gráfico 44), es decir, un rumbo N35O y un buzamiento hacia el noreste.

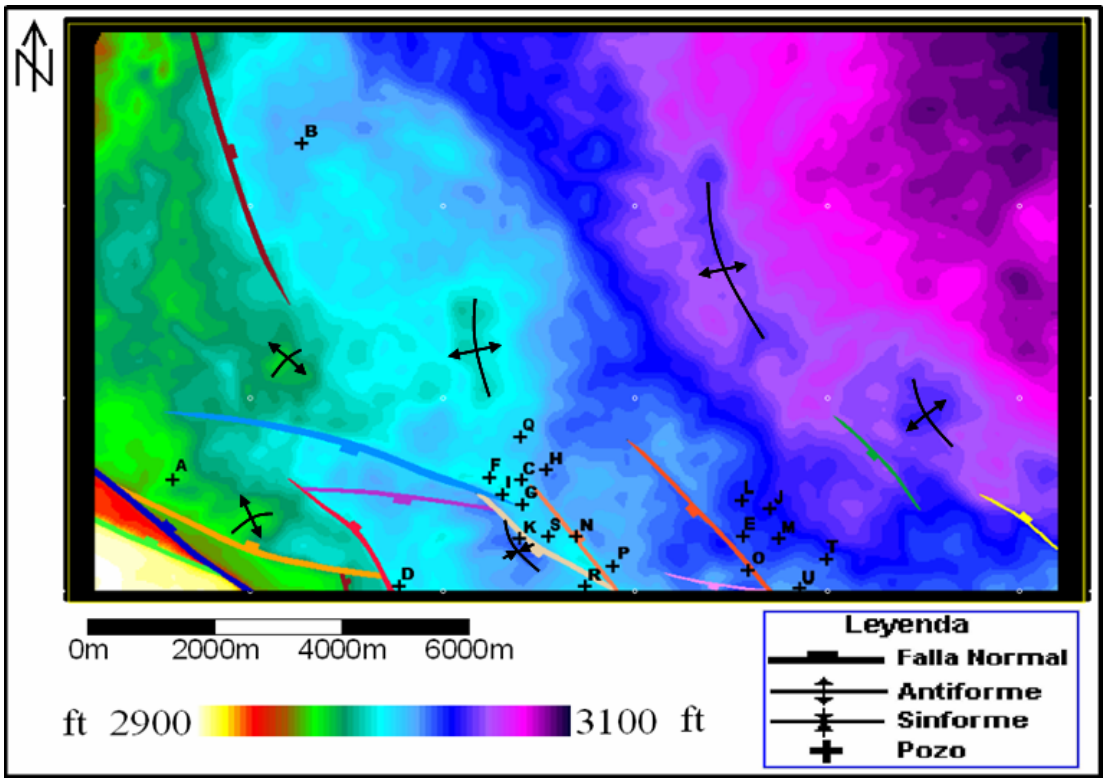

Gráfico 64. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina Inferior.

La parte más profunda de la estructura se encuentra hacia el noreste donde la profundidad alcanza los 3100 ft, mientras la parte más superficial se encuentra hacia el suroeste donde la profundidad es de 2900 ft (gráfico 64). En el mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Oficina Inferior (gráfico 64), se puede ver que todas las trampas estructurales de interés petrolífero se encuentran en la parte sur del mapa.

Hacia la parte suroeste se muestran 6 trampas indicadas por las áreas enumeradas desde la 1 hasta la 6 en el gráfico 67, donde el área 4 se encuentra constituida por un alto estructural y una falla normal anaranjada de rumbo este – oeste con buzamiento hacia el norte. Las demás trampas en esta zona (áreas 1, 2, 3, 5 y 6 en el gráfico 67) corresponden con fallas normales que buzan al norte y cuyos rumbos son este – oeste y N45O, las cuales se cierran para definirlas, como se observa en la esquina suroeste donde cuatro fallas se cierran para generar tres trampas (áreas 1, 2 y 3 del gráfico 67). Otras dos de estas seis trampas se observan en el borde

suroeste del gráfico 67 (áreas 5 y 6), las cuales se forman al interceptarse entre sí por tres de estas fallas normales mencionadas.

En los gráficos 64 y 67 también se muestran cuatro trampas estructurales en la parte centrosur. Dos de estas cuatro trampas (áreas 7 y 8 del gráfico 67) corresponden con cuatro fallas normales, de las cuales dos fallas (morada y azul claro) son de rumbo este – oeste y buzan al sur, y las otras dos fallas son de rumbo N45O con una de ellas buzando al sur y la otra al norte (fallas blanca y roja respectivamente). Otra trampa se encuentra definida por dos fallas normales de rumbo N45O cerradas entre sí, una con buzamiento hacia el sur y la otra con buzamiento al norte. En esta trampa se encuentran los pozos "G", "K", "S" y "N". La última de estas cuatro trampas se encuentra más al sureste, la cual se encuentra conformada por dos fallas normales de rumbos este – oeste y N45O, con buzamientos hacia el sur (área 9 del gráfico 67). En esta trampa se encuentra el pozo "O" muy cerca de una de estas fallas.

El tope de la Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Oficina Inferior (Mioceno Temprano - Medio) interpretado en esta investigación. La tendencia observada en el mapa estructural en tiempo del tope de esta formación (gráfico 45), resulta similar para el mapa estructural en profundidad (gráfico 65), por lo que el rumbo y buzamiento nuevamente son los mismos (rumbo N45O y buzamiento hacia el noreste). Las mayores profundidades para este horizonte se registran hacia el noreste donde se alcanzan los 3515 ft, mientras que las zonas menos profundas se encuentran hacia el suroeste donde se tienen 3425 ft.

En el mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Merecure (gráfico 65), se pueden observar las mismas trampas estructurales identificadas en el mapa de la Formación Oficina Inferior de los gráficos 64 y 67, a excepción de la trampa conformada por un alto estructural y una falla normal en la parte suroeste (área 4 del gráfico 67), y la trampa que se encuentra más al sureste de los gráficos 64 y 67, la cual se encuentra conformada por dos fallas normales de rumbos este – oeste y N45O con buzamientos hacia el sur (área 9 del gráfico 67). En la trampa ubicada en la parte centrosur del tope de la Formación Merecure (gráfico 65), se encuentran los

pozos “K”, “S”, “N”, “R” y “P”; y en la trampa ubicada al suroeste del gráfico 65 se encuentra el pozo “D”, la cual corresponde con el área 6 del gráfico 67.

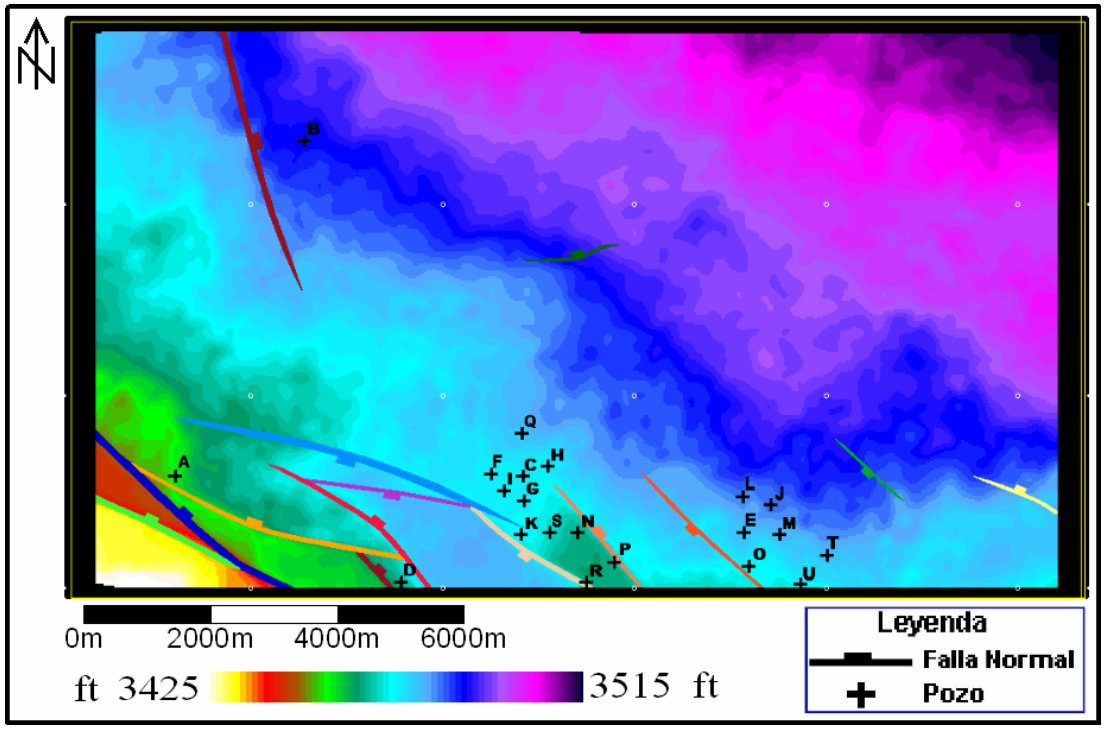

Gráfico 65. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Merecure.

Los mapas estructurales en profundidad de los topes de las Formaciones Merecure y Tigre (gráficos 65 y 66 respectivamente), resultan ser estructuralmente muy similares dado que son muy cercanos en profundidad, con una separación entre ellos de 200 a 280 pies aproximadamente. El tope de la Formación Tigre (Turoniense - Santoniense) mostrado en el gráfico 66 se encuentra definido en profundidad entre los 3650 ft hacia el suroeste y los 3800 ft hacia el noreste. Para el tope de la Formación Tigre se observa un rumbo aproximado de N45O y buzamiento hacia el noreste.

Como se puede ver en los mapas estructurales en profundidad mostrados anteriormente (gráficos 64 hasta 66), las mayores profundidades se encuentran al noreste y las menores profundidades se encuentran al suroeste. Esto indica que la dirección de sedimentación ocurrida entre el Turoniense (Formación Tigre) y Mioceno Medio (Formación Oficina Inferior) fue desde el suroeste hacia el noreste,

lo que enmarca lo propuesto por Talwani (2002) cuando sugiere que la dirección general de sedimentación de las arenas basales Oligoceno a Mioceno que forman los principales yacimientos, fue de sur a norte correspondiente con varios deltas alimentados por ríos fluyendo desde el sur durante la fase de colisión oblicua.

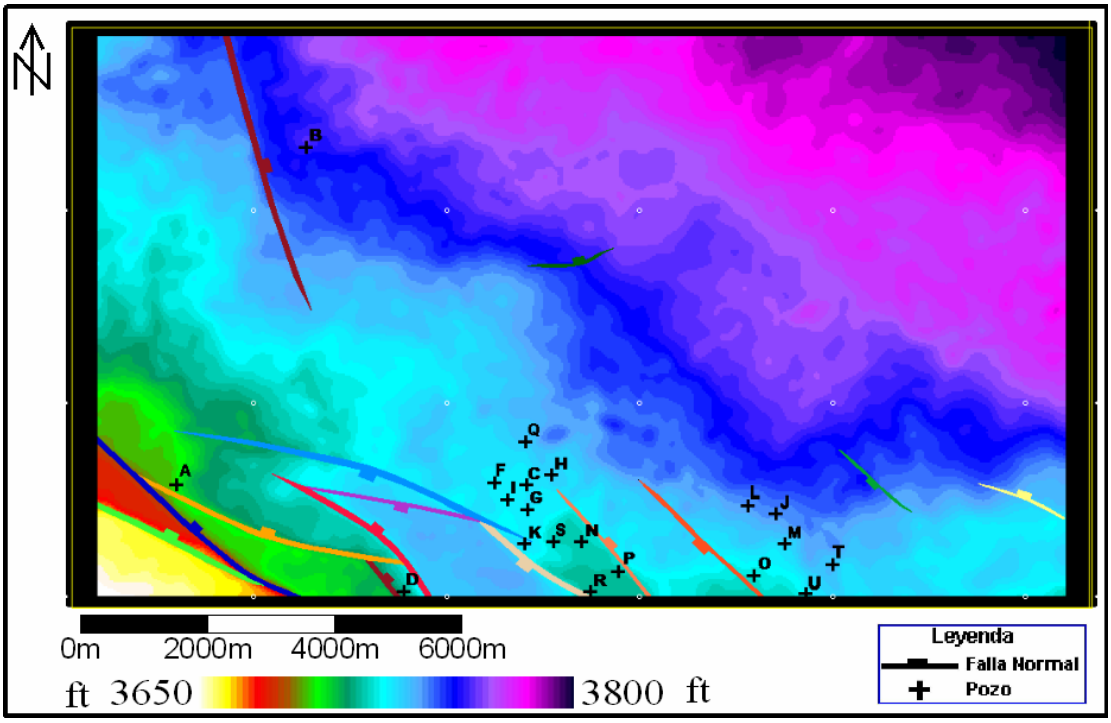

Gráfico 66. Mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Tigre.

En los mapas de los gráficos 64 hasta 66 se puede ver que solo se tienen fallas normales y ninguna falla inversa, lo que confirma lo descrito por Audemard et al. (1985), cuando indican que la tectónica del área Junín es típicamente tensional con fallas normales, donde se excluyen esfuerzos de carácter compresivo.

La sola presencia de fallas normales en esta zona, puede ser atribuido a la cuenca antepaís generada durante la fase de colisión oblicua entre la placa del Caribe y la Suramericana, durante el Eoceno Medio y Mioceno Medio, como lo describieron Summa et al. (2003).

En estos mapas en profundidad también se observa la presencia de fallas "en echelón" en la parte suroeste de los mismos, enmarcando nuevamente lo propuesto por Audemard et al. (1985) cuando sugieren la posibilidad de que algunas de las

fallas sean de rumbo, como el caso de la presencia de algunas fallas de arrastre al noreste del área Junín, o bien la disposición “en echelón” de las fallas.

De las trampas estructurales mencionadas en los párrafos anteriores, se puede ver que existen algunas de ellas que no han sido perforadas, por lo que dichas trampas podrían resultar de interés petrolífero. Estas áreas de interés se muestran en el gráfico 67 para el tope de la Formación Oficina Inferior, las cuales se enumeran desde la 1 hasta el 9. Estas mismas áreas de interés son las mismas para los topes de las Formaciones Merecure y Tigre, a excepción de las áreas 4, 9 y 6, encontrándose esta última perforada por el pozo “D”. De cualquier modo estas zonas se pueden ver en los respectivos mapas estructurales en profundidad (gráficos 65 y 66).

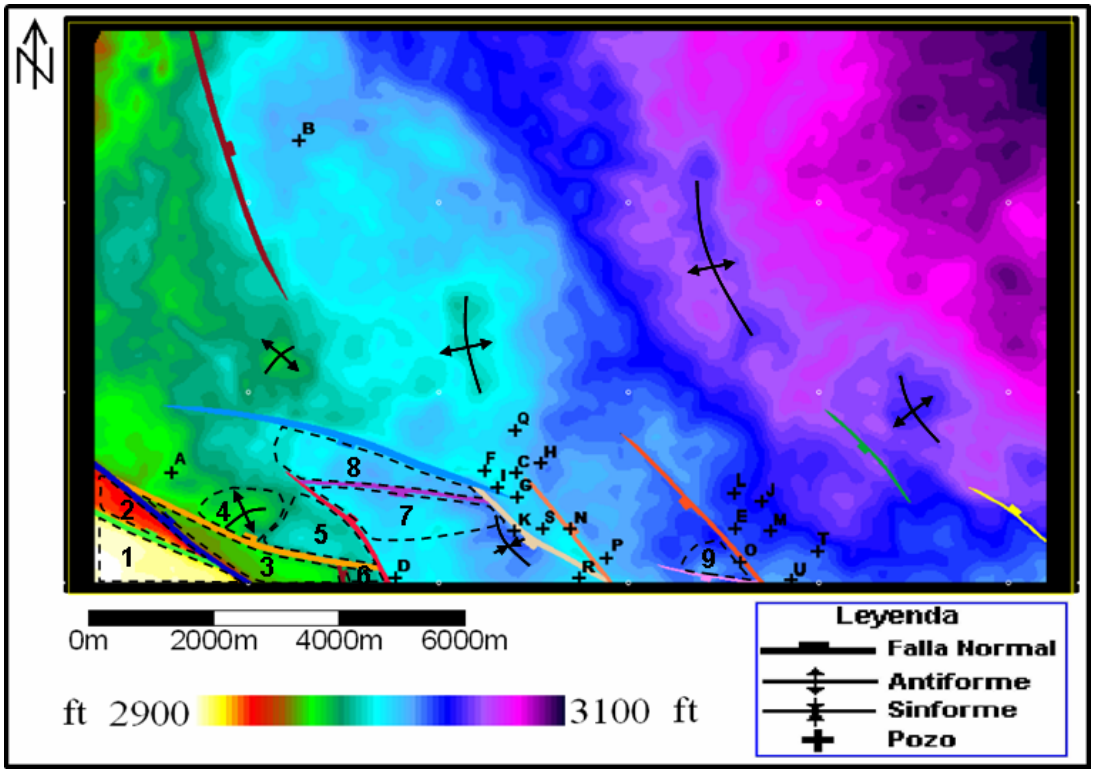

Gráfico 67. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas (tope de la Formación Oficina Inferior).

El área 4 de posible interés petrolífero indicada en el gráfico 67, se encuentra constituida por un alto estructural y una falla normal de rumbo este – oeste con buzamiento hacia el norte. Las áreas 1, 2, 3, 5 y 6 corresponden con fallas normales

de rumbos este – oeste y N45O con buzamientos hacia el norte, las cuales se cierran para definir estas posibles áreas de interés.

Otras posibles áreas de interés petrolífero corresponden con la número 7 y 8 del gráfico 67, las cuales se encuentran conformadas por cuatro fallas normales, de las cuales dos fallas son de rumbo este – oeste y buzan al sur, y las otras dos fallas son de rumbo N45O con una de ellas buzando al sur y la otra al norte.

Finalmente la última área de interés petrolífero se muestra en el gráfico 67, la cual es indicada con la número 9. Esta posible área de interés corresponde con dos fallas normales que buzan al sur, cuyos rumbos son este – oeste y N45O. Sin embargo, el pozo "O" se encuentra dentro la trampa aunque muy al borde de ésta.

5.2- Interpretación sismoestratigráfica

5.2.1- Secciones sísmicas y "time slices" de coherencia

En las secciones símicas ("Inline", "Xline" y líneas aleatorias) analizadas entre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Oficina Inferior y el interpretado como tope de la Formación Tigre, no se identificaron "onlap", "downlap", "toplap", ni truncaciones erosionales. Sin embargo, fue posible identificar un "onlap" sobre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Carrizal, el cual se muestra en el gráfico 68.

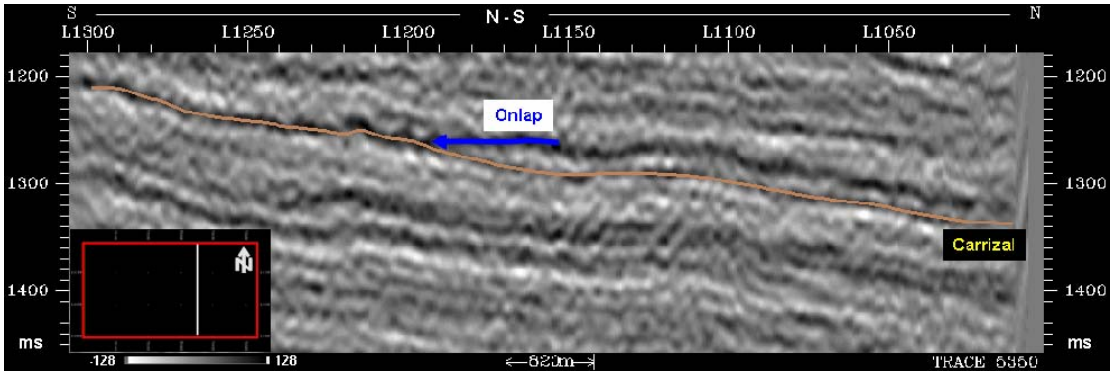

Gráfico 68. "Onlap" identificado sobre el tope de la Formación Carrizal.

Este "onlap" identificado sobre el tope de la Formación Carrizal, indica que esta formación corresponde con la base de un límite de secuencia, la cual se encuentra discordante con los sedimentos suprayacentes en esta zona, lo que confirma lo

descrito por Audemard et al. (1985) donde señala que durante el Paleozoico fueron depositadas potentes secuencias sedimentarias. Además, este "onlap" pudiera indicar que el tope de la Formación Carrizal en esta zona es el límite de la fase "prerift" de la Cuenca Oriental, confirmando a su vez lo descrito por Talwani (2002) donde señala que los sedimentos del Paleozoico en esta fase se han reconocido sobre esta formación.

Por otro lado, este "onlap" puede corresponder con los sedimentos depositados en ambientes transgresivos durante la fase de margen pasivo, la cual se llevó a cabo a partir del Cretácico Temprano, lo que confirmaría lo descrito por Parnaud et al. (1995) donde señala que la mega secuencia del margen pasivo cubre el Cretáceo – Paleógeno, y es caracterizado por tres principales fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur, y culminaron durante el Turoniense, Paleoceno - Eoceno Temprano, y Oligoceno respectivamente.

Hacia el sureste de la zona de estudio se encuentra un área interesante donde reflectores se interrumpen súbitamente a lo largo de aproximadamente 3 Km de líneas sísmicas. En el gráfico 69 se muestra una línea sísmica "Inline", donde se aprecia claramente la pérdida de la continuidad de los reflectores, los cuales pueden estar asociados a dos anomalías estratigráficas a lo largo de 1000 m y a lo largo de 300 m.

La anomalía estratigráfica que abarca 1 Km aproximadamente observada en el gráfico 69, pudo haber sido generada por paquetes de canales con espesores que en conjunto alcanzan los 90 pies aproximadamente. Este conjunto de canales pueden ser los interpretados en color amarillo al sureste sobre los "time slices" de coherencia de los gráficos 70 y 71, los cuales se encuentran a 660 ms y 685 ms respectivamente, cuyos tiempos están dentro de la zona de la anomalía observada en el gráfico 69 (óvalo en rojo), con espesores de 45 pies aproximadamente y anchos que varían entre 60 metros y 500 metros.

En el gráfico 69 también se observa otra interrupción de los reflectores indicada con un óvalo azul, la cual se encuentra asociada con el canal interpretado en color azul al sureste sobre el "time slice" de coherencia del gráfico 72, cuyo tiempo corresponde con 725 ms, encontrándose dentro de la zona de la anomalía del gráfico

69 (óvalo azul), con un espesor de 45 pies y un ancho de 80 metros aproximadamente.

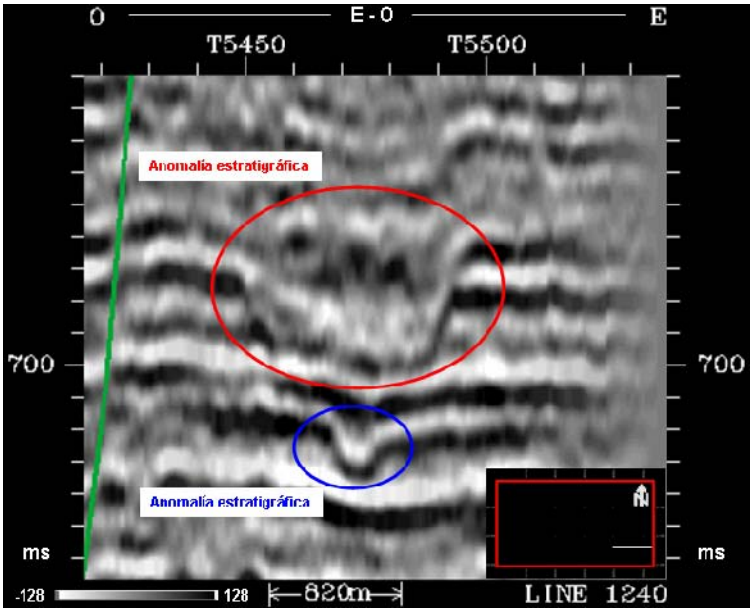

Gráfico 69. Interrupción de reflectores interpretados como paquetes de canales al sureste entre 640 ms y 740 ms (óvalos azul y rojo).

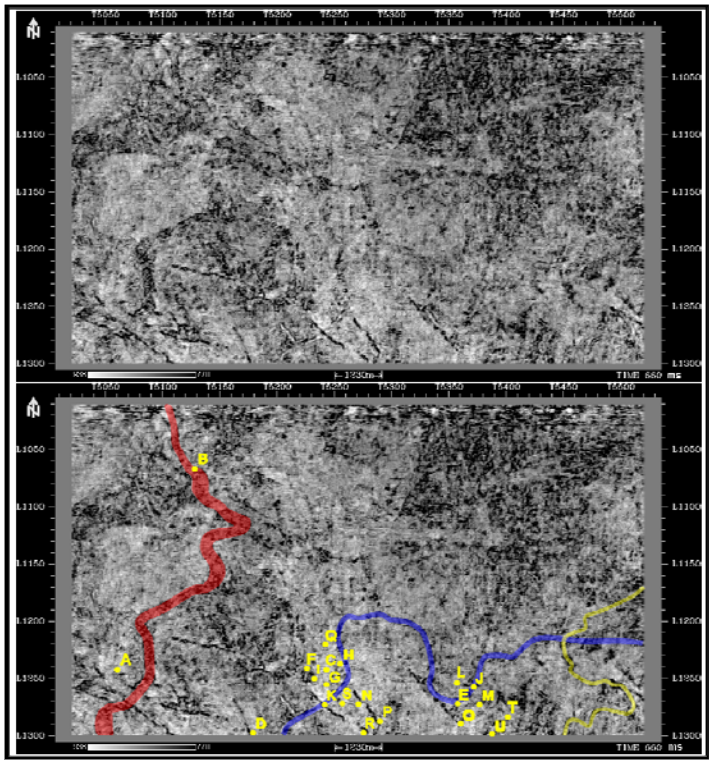

Gráfico 70. "Time slice" de coherencia a 660 ms con canales interpretados (amarillo, azul y rojo).

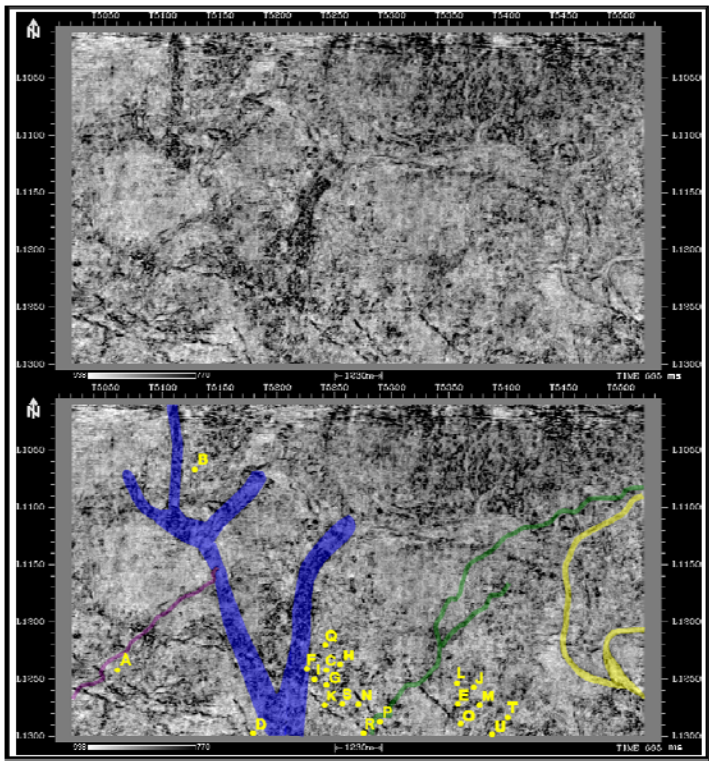

Gráfico 71. “Time slice” de coherencia a 685 ms con canales interpretados (amarillo, azul, morado y verde).

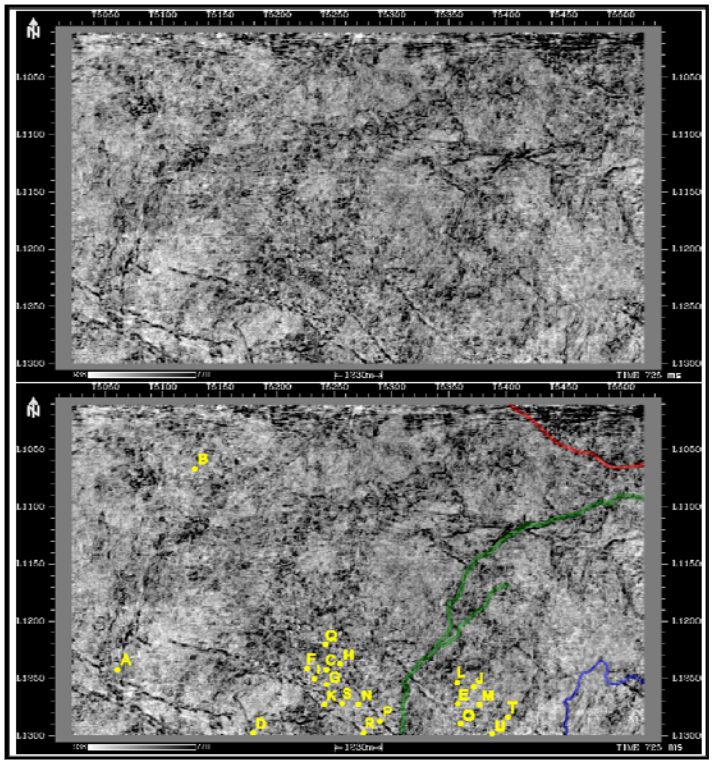

Gráfico 72. “Time slice” de coherencia a 725 ms con canales interpretados (azul, rojo y verde).

Fue posible identificar paquetes de canales sobre “time slices” de coherencia, los cuales también fueron identificados sobre secciones sísmicas como las mostradas en los gráficos 51 hasta el 53 y el gráfico 69. Estos “time slices” de coherencia con los canales interpretados son mostrados en los gráficos 70 hasta el 79.

Observando los paquetes de canales identificados en los gráficos 70 hasta el 79, se puede ver que a medida que nos acercamos por debajo hacia el tope de la Formación Oficina Inferior, se observa que los paquetes de canales son más dispersos y menos entrelazados, cuyos “time slices” de coherencia en esta formación van desde los 520 ms hasta los 600 ms (gráficos 51, 73 y 74), con espesores de 60 pies aproximadamente y anchos que varían desde los 60 metros hasta los 200 metros.

Lo contrario a lo descrito en el párrafo anterior ocurre a medida que nos acercamos desde arriba al tope de la Formación Merecure, ya que el número de canales es mayor y se vuelven más sinuosos y entrelazados, cuyos “time slices” de coherencia en esta formación van desde los 765 ms hasta los 820 ms (gráficos 55, 56, y 75 hasta 77), donde dichos canales poseen espesores de 50 pies aproximadamente y anchos que pueden variar entre los 60 metros y los 500 metros.

Luego por debajo del tope de la Formación Merecure hasta el tope de la Formación Tigre, los canales interpretados comienzan a ser meandros elongados conservando la sinuosidad y el patrón entrelazado. Estos paquetes de canales se observan en los “time slices” de coherencia que van desde los 875 ms hasta los 900 ms (gráficos 53, 78 y 79), cuyos espesores varían entre los 60 pies y los 80 pies, y anchos que abarcan desde los 80 metros hasta los 800 metros.

Observando los paquetes de canales identificados en los gráficos 70 hasta el 79, se puede notar que la dirección de sedimentación es de sur a norte muy probablemente proveniente del Escudo de Guayana, lo cual corresponde con lo descrito por Talwani (2002), donde señala que la dirección general de sedimentación de las arenas basales Oligoceno a Mioceno que forman los principales yacimientos, fue de sur a norte correspondiente con varios deltas alimentados por ríos fluyendo desde el sur, siendo la influencia marina más alta hacia el área de Junín.

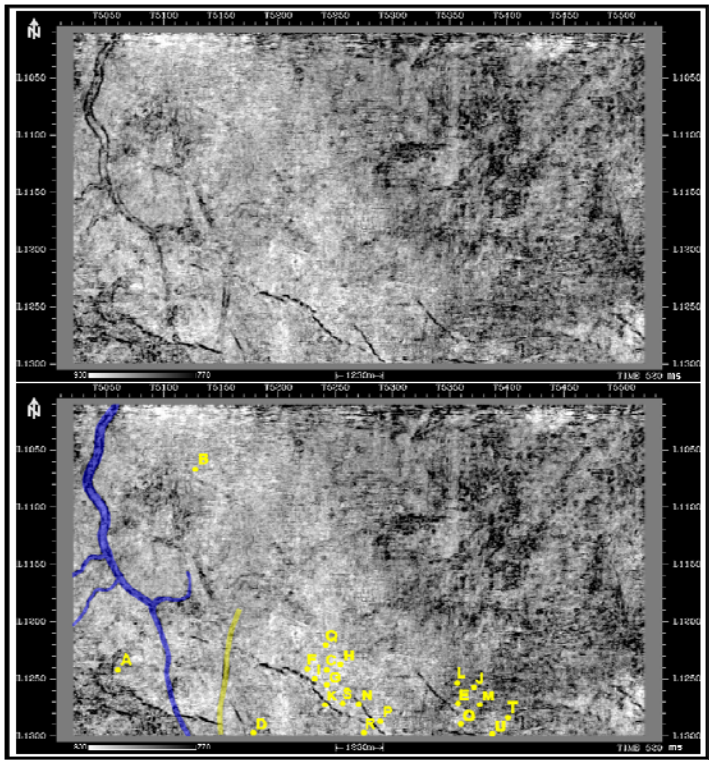

Gráfico 73. “Time slice” de coherencia a 520 ms con canales interpretados (azul y amarillo).

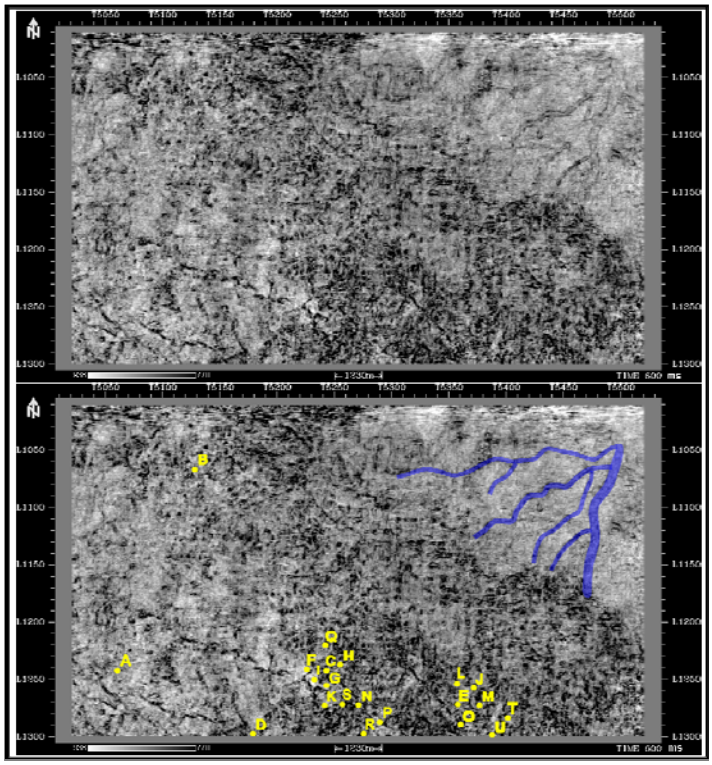

Gráfico 74. “Time slice” de coherencia a 600 ms con canales interpretados (azul).

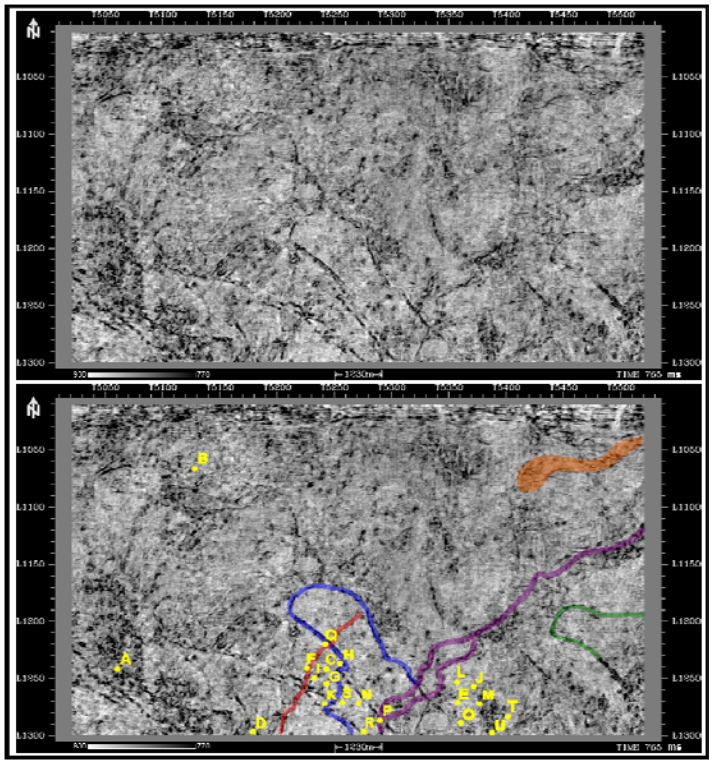

Gráfico 75. “Time slice” de coherencia a 765 ms con canales interpretados (azul, verde, rojo, morado y anaranjado).

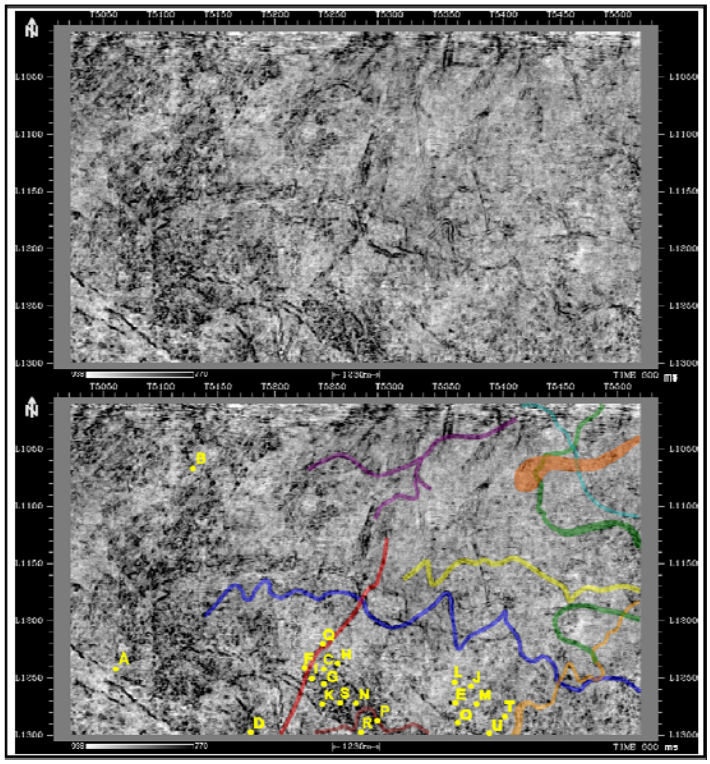

Gráfico 76. “Time slice” de coherencia a 800 ms con canales interpretados (Cada color representa un canal individual).

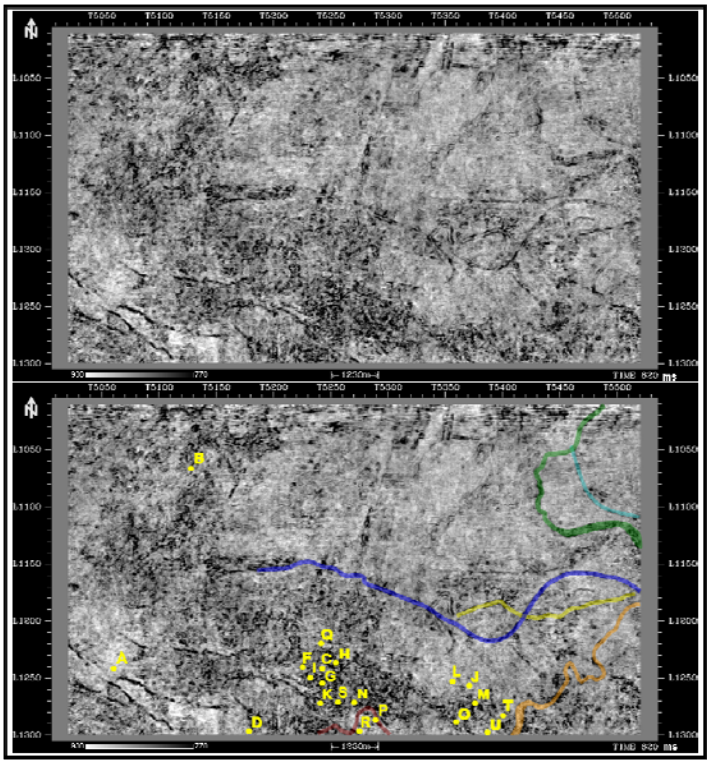

Gráfico 77. “Time slice” de coherencia a 820 ms con canales interpretados (Cada color representa un canal individual).

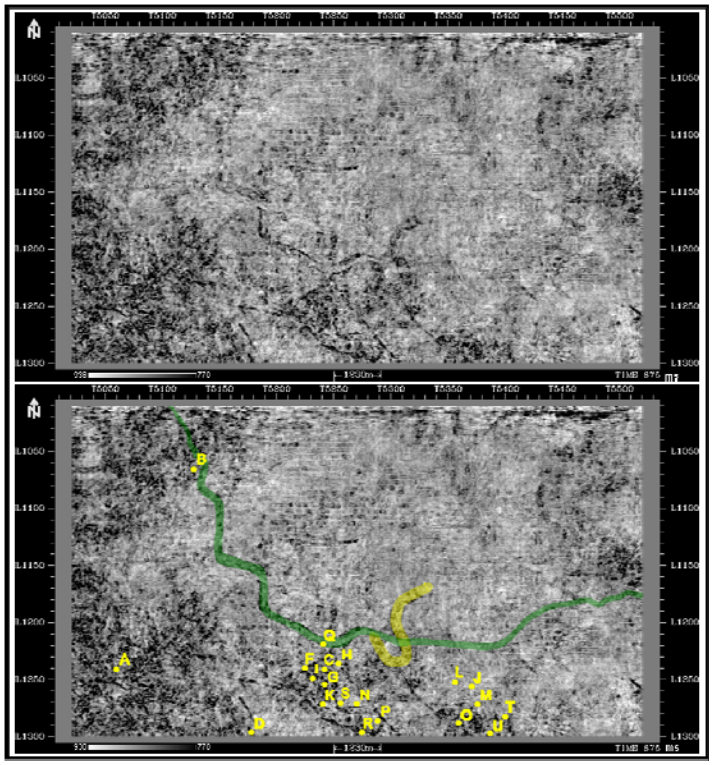

Gráfico 78. “Time slice” de coherencia a 875 ms con canales interpretados (amarillo y verde).

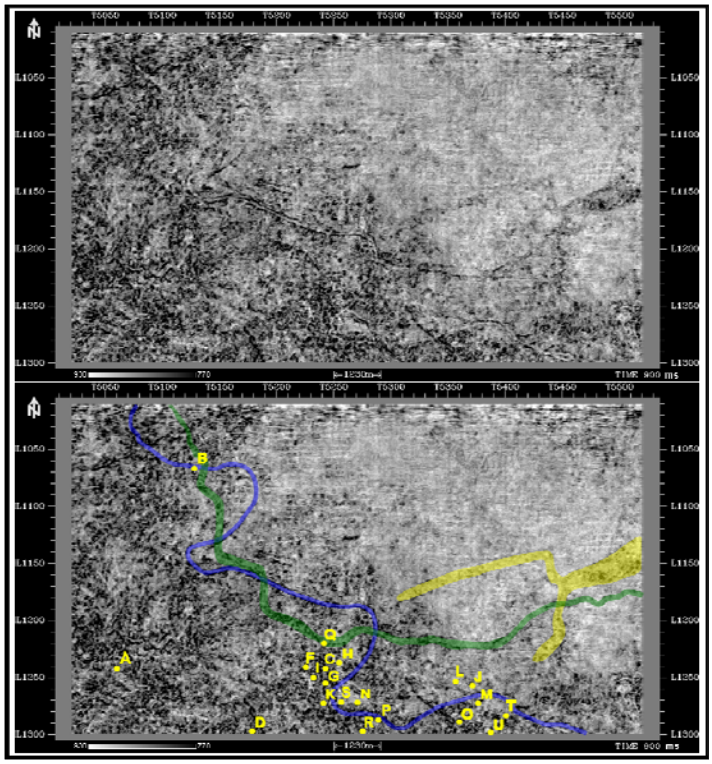

Gráfico 79. “Time slice” de coherencia a 900 ms con canales interpretados (amarillo, azul y verde).

Lo interpretado como paquetes de canales en los párrafos anteriores confirma lo descrito por De Rojas (1987), donde señala que las barras y canales en el área de Junín son arenas apiladas, formando largos cuerpos complejos interpretados como cinturones de meandros que son típicamente anchos, sinuosos y elongados.

Otro patrón observado en los paquetes de canales interpretados sobre los “time slices” de los gráficos 70 hasta 79, es que a medida que nos acercamos por debajo al tope de la Formación Oficina Inferior los canales tienen una orientación norte – sur y suroeste – noreste, en cambio cuando nos acercamos por encima al tope de la Formación Merecure los canales tienen direcciones norte – sur, este – oeste y suroeste – noreste, esto debido a que a esta profundidad dichos canales son muy entrelazados. Luego por debajo del tope de la Formación Merecure hasta el tope de la Formación Tigre, los canales cambian de dirección para ser sureste – noroeste y suroeste - noreste, donde el patrón entrelazado de los mismos se mantiene pero comienzan a ser meandros elongados y sinuosos como se explicó en párrafos anteriores.

5.2.2- Mapas de atributos sísmicos

Los mapas de atributos sísmicos en general muestran características estructurales como las fallas. Sin embargo al evaluar estas características de la traza sísmica, se pueden observar otras variaciones laterales que pudieran estar asociadas a fenómenos estratigráficos.

Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Oficina Inferior muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica, se observan hacia las partes oeste y este de la zona de estudio, alineaciones con amplitudes inferiores al del resto de la zona que indican la presencia de paquetes de canales (gráficos 80 y 81), las cuales coinciden con las observadas en los "time slices" de coherencia (gráficos 73 y 74), confirmando nuevamente que estos paquetes de canales pertenecen a esta formación.

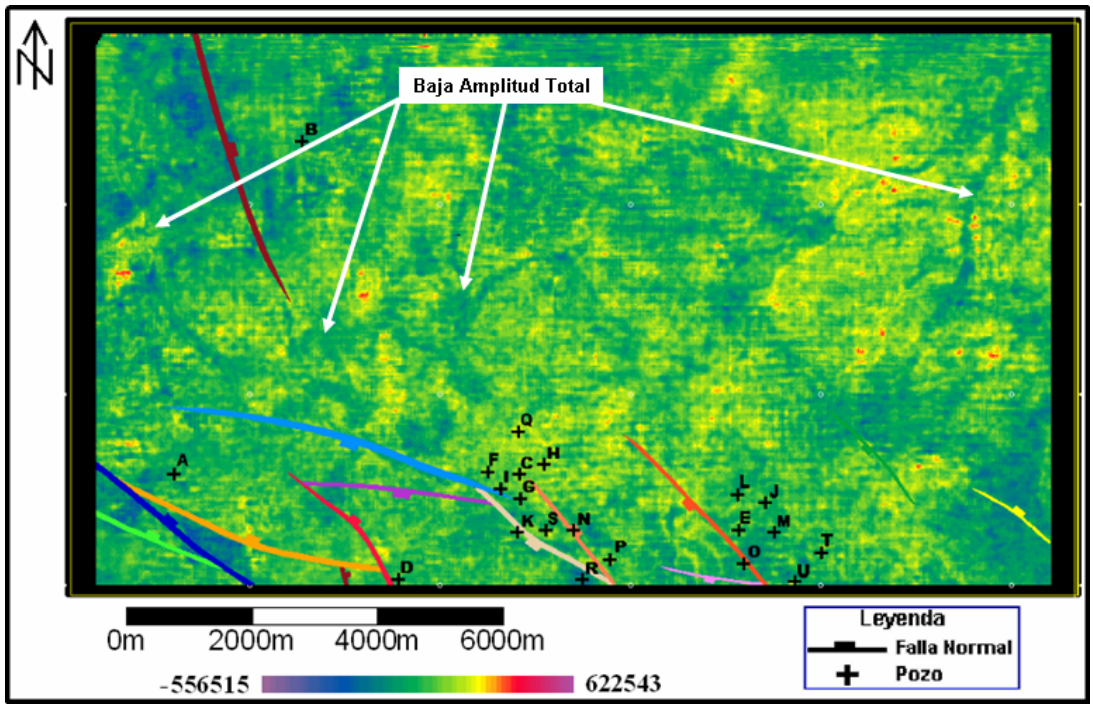

Gráfico 80. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico.

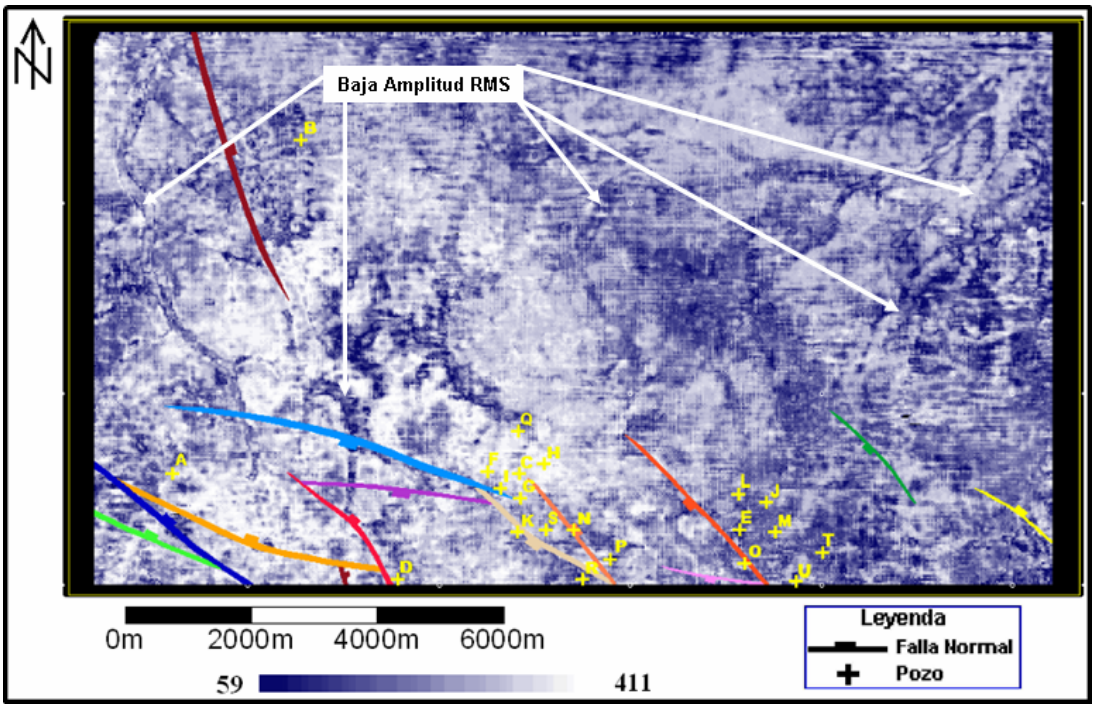

Gráfico 81. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo superficial.

Otras características que muestran estos mapas son unas alineaciones de alta Frecuencia Instantánea (gráfico 82) hacia las mismas zonas de los gráficos 80 y 81. Estas alineaciones de baja amplitud y alta Frecuencia Instantánea, se observan justo sobre las mismas zonas donde las líneas sísmicas muestran discontinuidades para los reflectores del tope de la Formación Oficina Inferior, estando relacionadas las discontinuidades en los reflectores con los paquetes de canales identificados en las secciones sísmicas y "time slices" de coherencia (gráficos 73 y 74).

Otros atributos sísmicos aplicados al tope de la Formación Oficina Inferior fueron los de Componentes Principales (gráficos 83 y 84), los cuales registran la coherencia de las trazas desde la menos coherente a la más coherente. Las regiones que fueron identificadas como zonas de baja coherencia en los mapas de estos atributos, coinciden con las mismas alineaciones identificadas en los atributos de los gráficos 80 hasta el 82, indicando nuevamente la presencia de paquetes de canales en estas zonas.

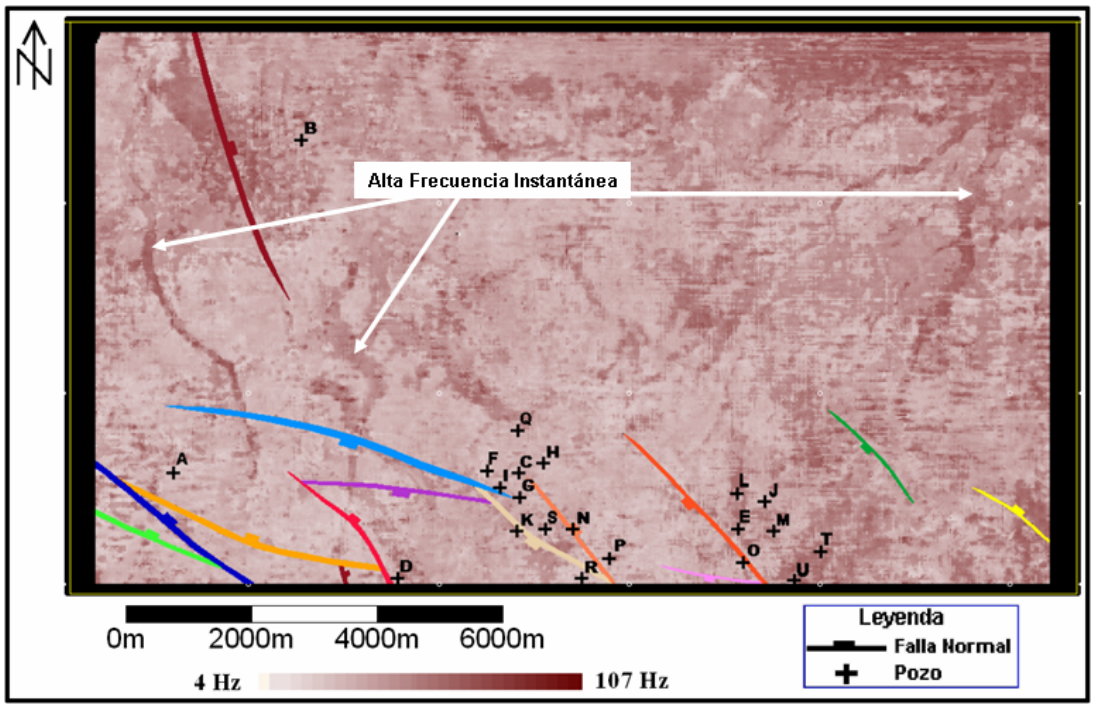

Gráfico 82. Mapa de Frecuencia Instantánea Promedio del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico.

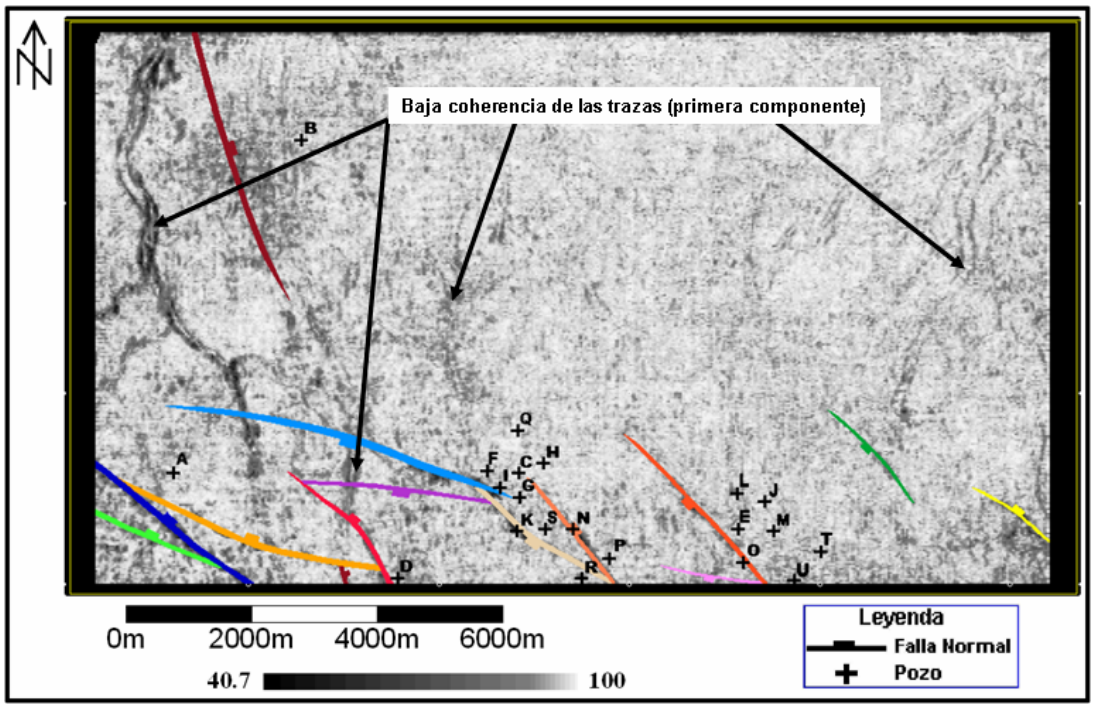

Gráfico 83. Mapa de Primera Componente Principal del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico.

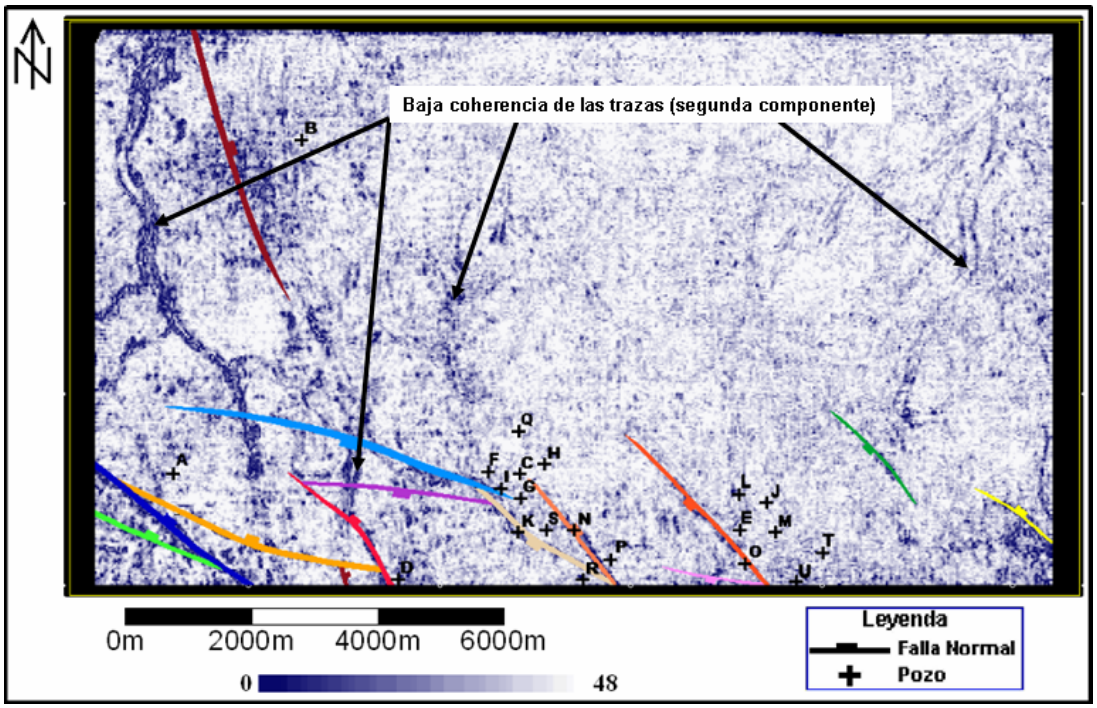

Gráfico 84. Mapa de Segunda Componente Principal del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico.

En otro orden de ideas se puede apuntar que las bajas amplitudes presentes en la mayor parte del interior de los canales o causes, se deben a material de relleno cuya impedancia acústica no genera el mismo contraste que en el resto del tope de la Formación Oficina Inferior.

En el Apéndice se muestran otros mapas de atributos sísmicos generados para el tope de la Formación Oficina Inferior como: Asimetría de la Amplitud (gráfico 105) e Intensidad de la Reflexión Promedio (gráfico 106).

Para el tope de la Formación Merecure también se generaron mapas de atributos sísmicos (gráficos 85 hasta 87). Los mapas relacionados con el atributo de amplitud para la Formación Merecure muestran zonas de baja amplitud hacia las partes este y central del área. Este hecho pudiera estar relacionado a la presencia de paquetes de canales con material de relleno cuya impedancia acústica no genera el mismo contraste que en el resto del tope de esta formación.

Por otra parte, estos paquetes de canales no fueron identificados en los "time slices" de coherencia (gráficos 70 hasta 79). Sin embargo, estos paquetes de canales

pudieron identificarse mediante los atributos sísmicos, tal vez debido a que no se trata de un solo canal, sino de paquetes de canales con material de relleno cuya impedancia acústica no genera el mismo contraste que en el resto del tope de esta formación. Como se puede ver en estos gráficos, dichos canales tienen anchos que abarcan desde los 80 metros hasta los 800 metros con espesores entre 80 y 100 pies, y direcciones suroeste – noreste y norte – sur.

En el Apéndice se muestran otros mapas de atributos sísmicos generados para el tope de la Formación Merecure como: Asimetría de la Amplitud (gráfico 107), Pendiente en la Mitad de la Energía Total (gráfico 108) y Energía Promedio (gráfico 109).

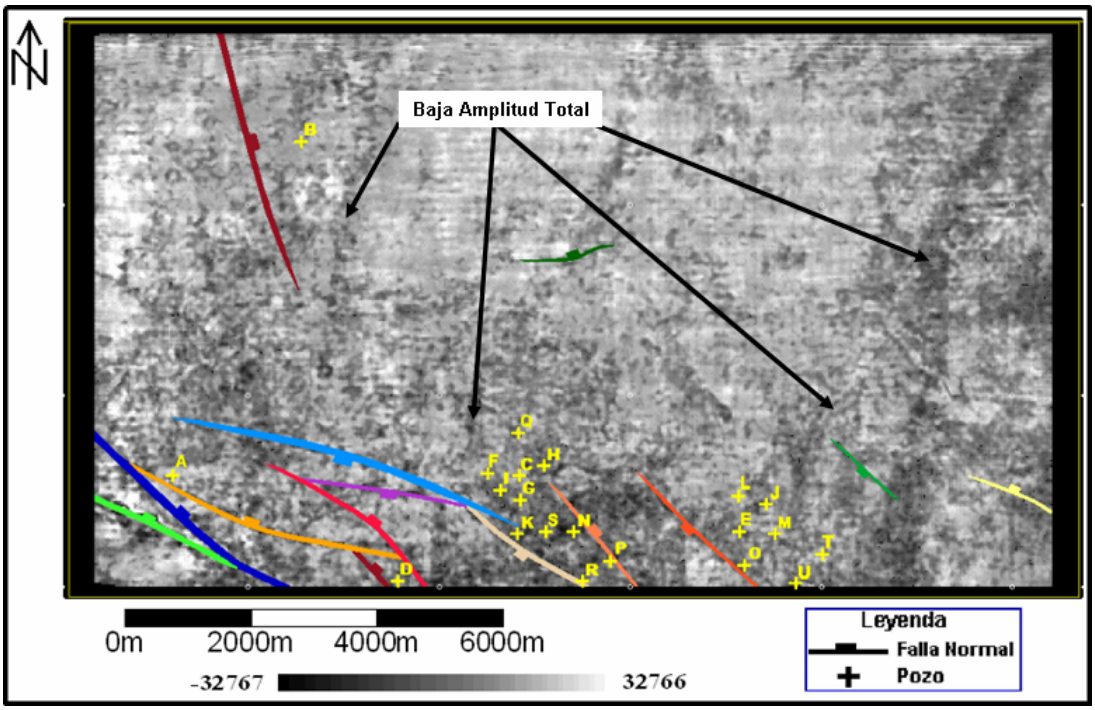

Gráfico 85. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial.

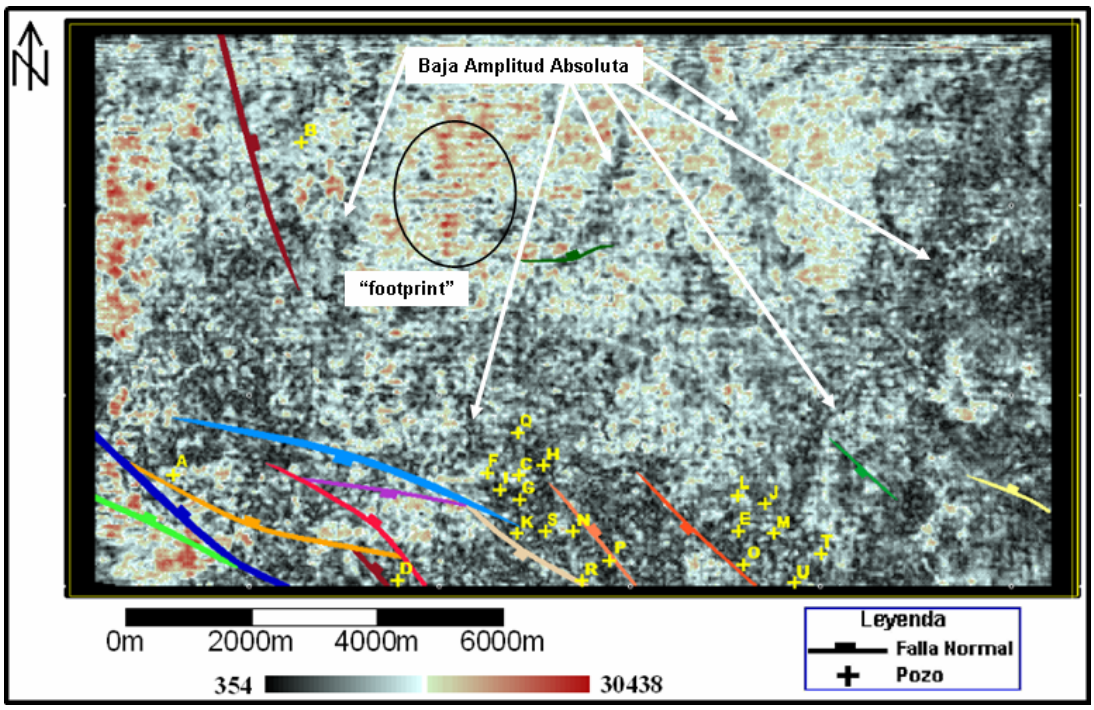

Gráfico 86. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo interválico. Se muestran huellas de adquisición ("footprint").

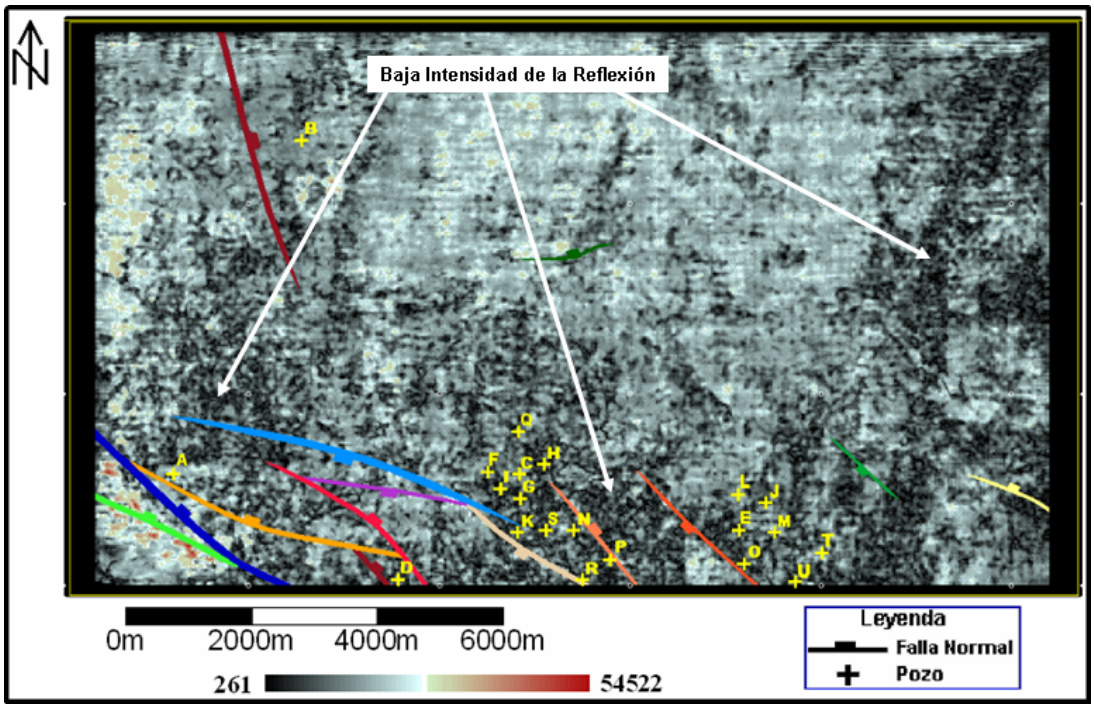

Gráfico 87. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial.

Para el tope de la Formación Tigre también se generaron mapas de atributos sísmicos (gráficos 88 hasta 91). Los mapas relacionados con el atributo de amplitud para la Formación Tigre muestran zonas de baja amplitud hacia la parte este y sur del área. Se observa claramente que estas zonas de baja amplitud corresponden con paquetes de canales, los cuales son los mismos canales identificados en los "time slices" de coherencia de los gráficos 78 y 79 (canales de color amarillo), con un espesor aproximado de 80 pies y anchos que varían desde los 80 metros hasta los 800 metros.

Otro atributo sísmico aplicado al tope de la Formación Tigre fue el de Asimetría de la Amplitud (gráfico 91), el cual registra el grado de asimetría de un grupo de valores de amplitud alrededor de su valor promedio. Las regiones que fueron identificadas como zonas de alta Asimetría de la Amplitud en los mapas de estos atributos, coinciden con las mismas alineaciones identificadas en los atributos de los gráficos 88 hasta el 90, indicando nuevamente la presencia de paquetes de canales en estas zonas. Sin embargo, en este atributo se observa otro canal que no se identificó en los atributos de los gráficos 88 hasta el 90, pero resulta ser el mismo canal identificado en los "time slices" de coherencia de los gráficos 78 y 79 (canal de color verde en estos dos gráficos).

Se puede apreciar también que en los "time slices" de coherencia de los gráficos 78 y 79, estos canales (de color amarillo) no logran verse continuos, sin embargo, con los atributos sísmicos de los gráficos 88 hasta 91 se puede verificar la continuidad de los mismos, ya que con los "time slices" lo que se tiene es una sección horizontal que corta a canales que presentan buzamientos a lo largo de los horizontes, como en este caso sobre el horizonte del tope de la Formación Tigre, en cambio con los atributos sísmicos a lo largo de superficies se logran observar estos rasgos de manera continua.

En el Apéndice se muestran otros mapas de atributos sísmicos generados para el tope de la Formación Tigre como: Intensidad de la Reflexión Promedio (gráfico 110) y Energía Promedio (gráfico 111).

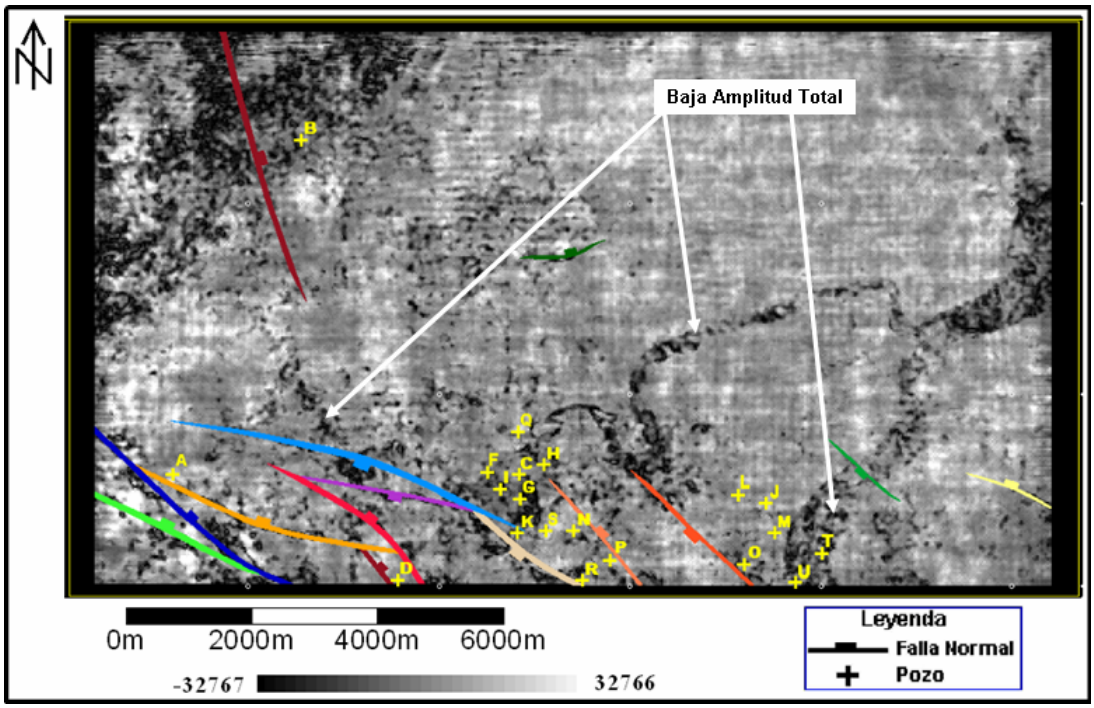

Gráfico 88. Mapa de Amplitud Total del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial.

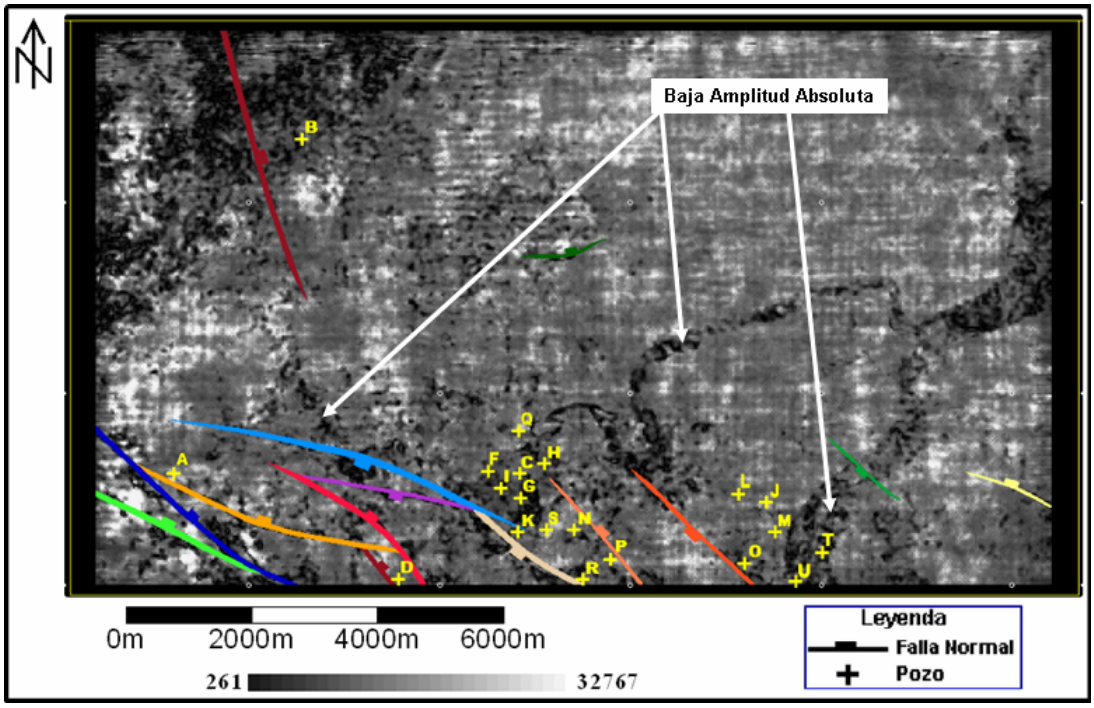

Gráfico 89. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial.

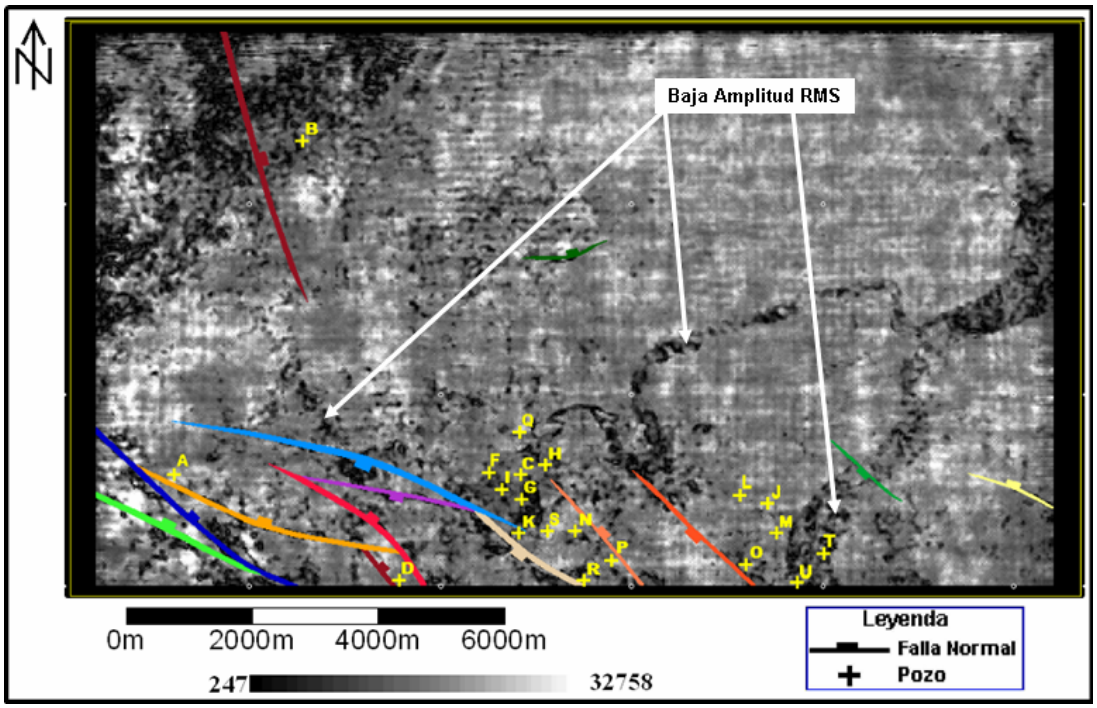

Gráfico 90. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial.

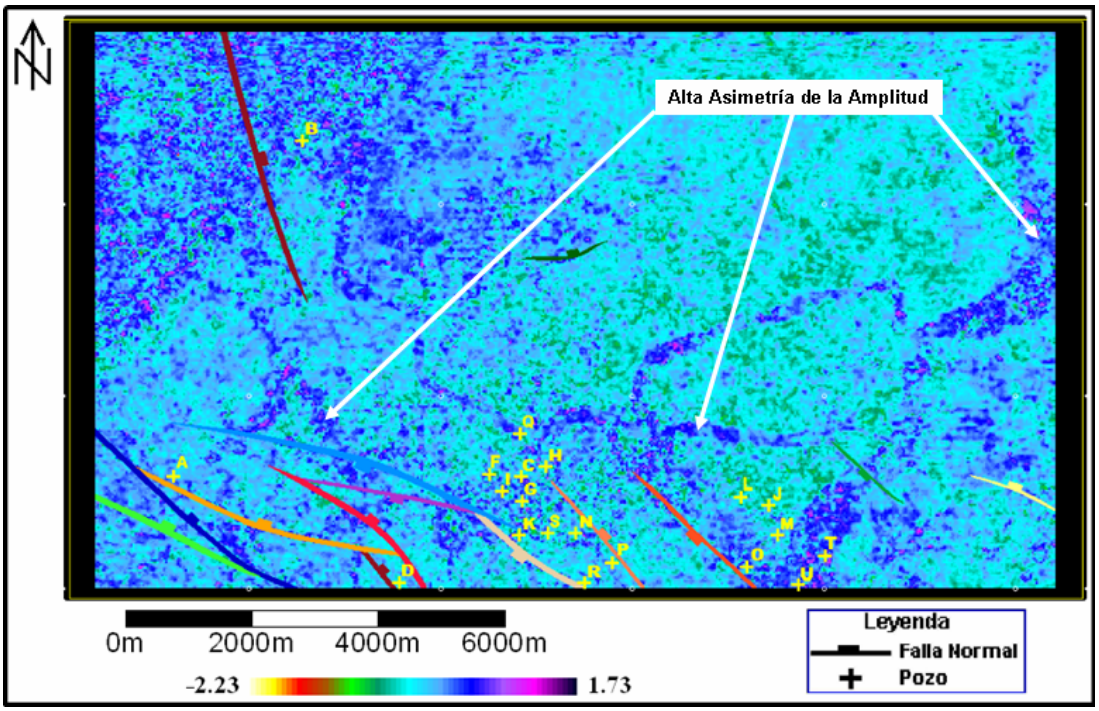

Gráfico 91. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Tigre. Atributo interválico.

También fueron calculados atributos sísmicos para dos superficies elaboradas 150 ms y 200 ms por debajo de la Formación Oficina Inferior, a las cuales se les denominó superficie 1 y superficie 2 respectivamente, como se explicó en la sección 4.14. Esto fue realizado con el objeto de verificar u obtener nuevos rasgos estratigráficos en estas zonas que se encuentran dentro de las arenas basales de la Formación Oficina Inferior.

Para la superficie 1 se generaron los mapas de atributos sísmicos de los gráficos 92 hasta 94, los cuales corresponden con mapas relacionados con el atributo de amplitud, donde se muestran zonas de baja amplitud indicada por las flechas. Se observa claramente que estas zonas de baja amplitud corresponden con paquetes de canales, los cuales son los mismos canales identificados en el "time slice" de coherencia del gráfico 71 (canales de color verde y azul), con espesores de 45 pies aproximadamente y anchos que varían entre 60 metros y 500 metros.

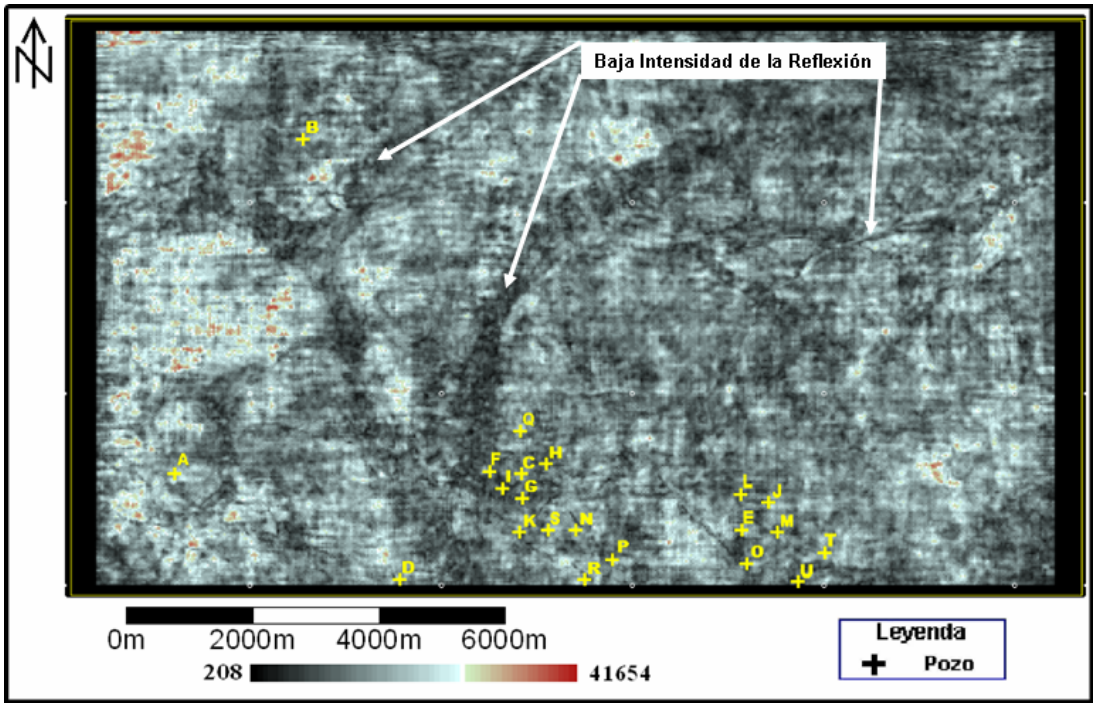

Gráfico 92. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio de la superficie 1. Atributo interválico.

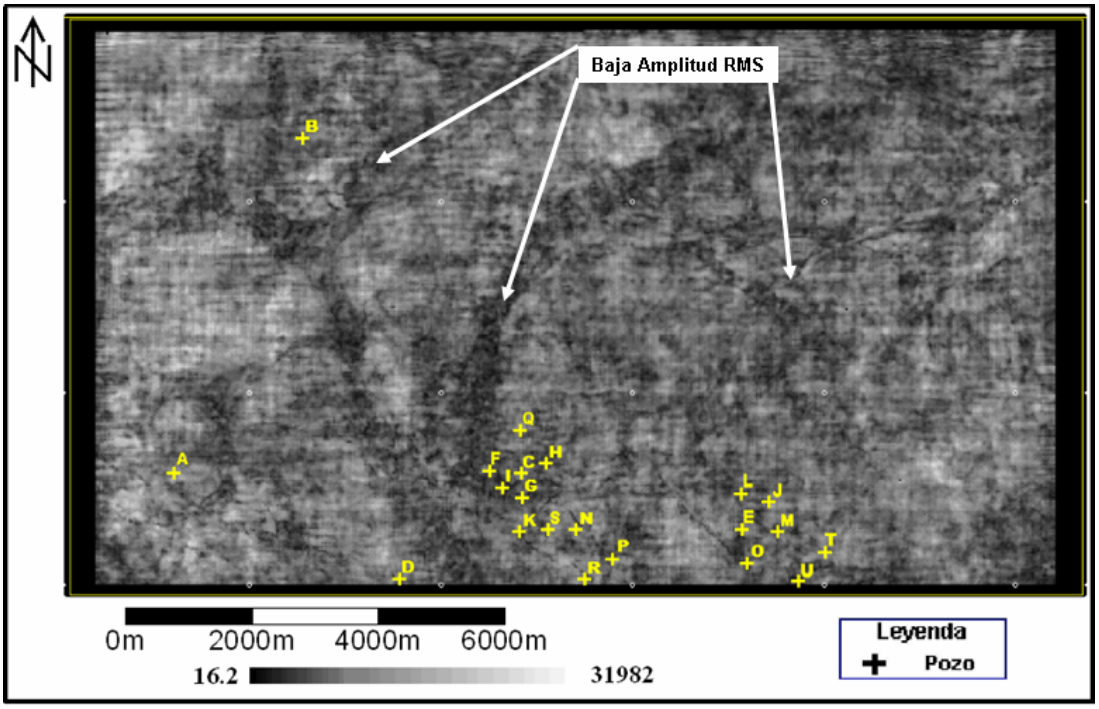

Gráfico 93. Mapa de Amplitud RMS de la superficie 1. Atributo interválico.

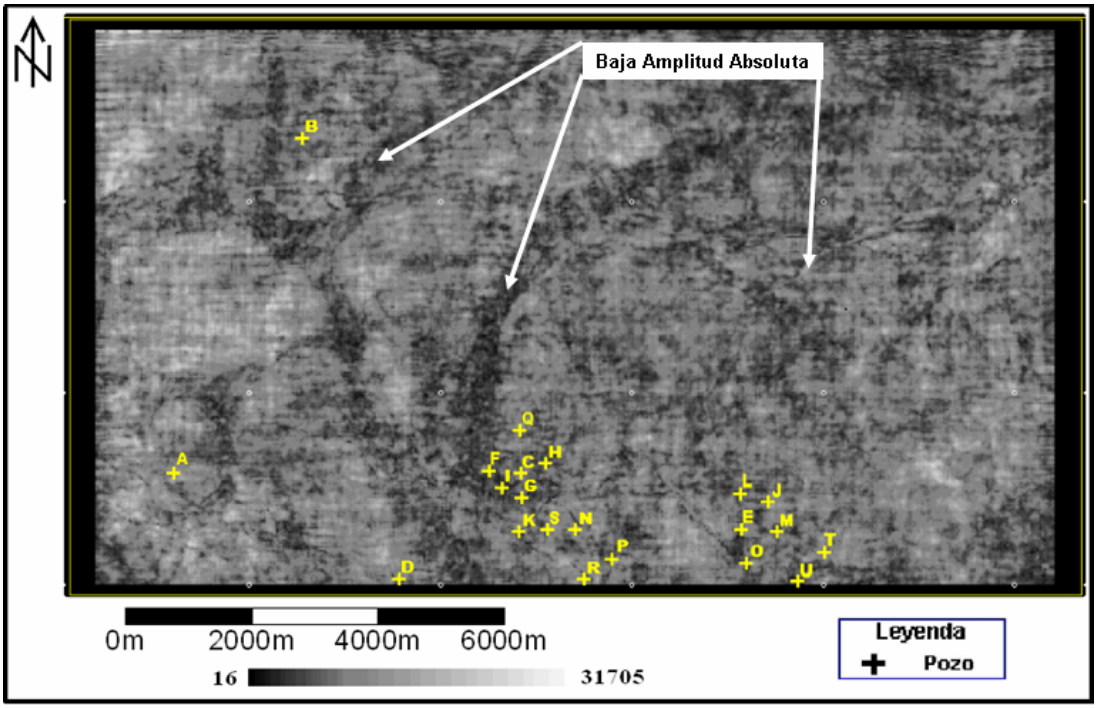

Gráfico 94. Mapa de Amplitud Absoluta Promedio de la superficie 1. Atributo interválico.

Para la superficie 2 se generaron los mapas de atributos sísmicos de los gráficos 95 y 96, los cuales corresponden con mapas relacionados con el atributo Componentes Principales, donde se muestran zonas de baja coherencia indicada por las flechas. Se observa claramente que estas zonas de baja coherencia corresponden con paquetes de canales, donde algunos de ellos son los mismos canales identificados en el "time slice" de coherencia del gráfico 75 (canales de color verde y azul), con espesores de 50 pies aproximadamente y anchos de 60 metros.

Analizando nuevamente todos los atributos sísmicos calculados desde el gráfico 80 hasta el 96 y los gráficos desde el 105 hasta el 112, se puede observar en algunos casos la presencia de huellas de adquisición ("footprint") hacia la parte norte del área de estudio como en los gráficos 86 y 108. Esto es debido a irregularidades en la adquisición o procesamiento de los datos sísmicos.

En el Apéndice se muestra otro mapa de atributo sísmico generado para la superficie 2, el cual corresponde con el atributo Intensidad de la Reflexión Promedio (gráfico 112).

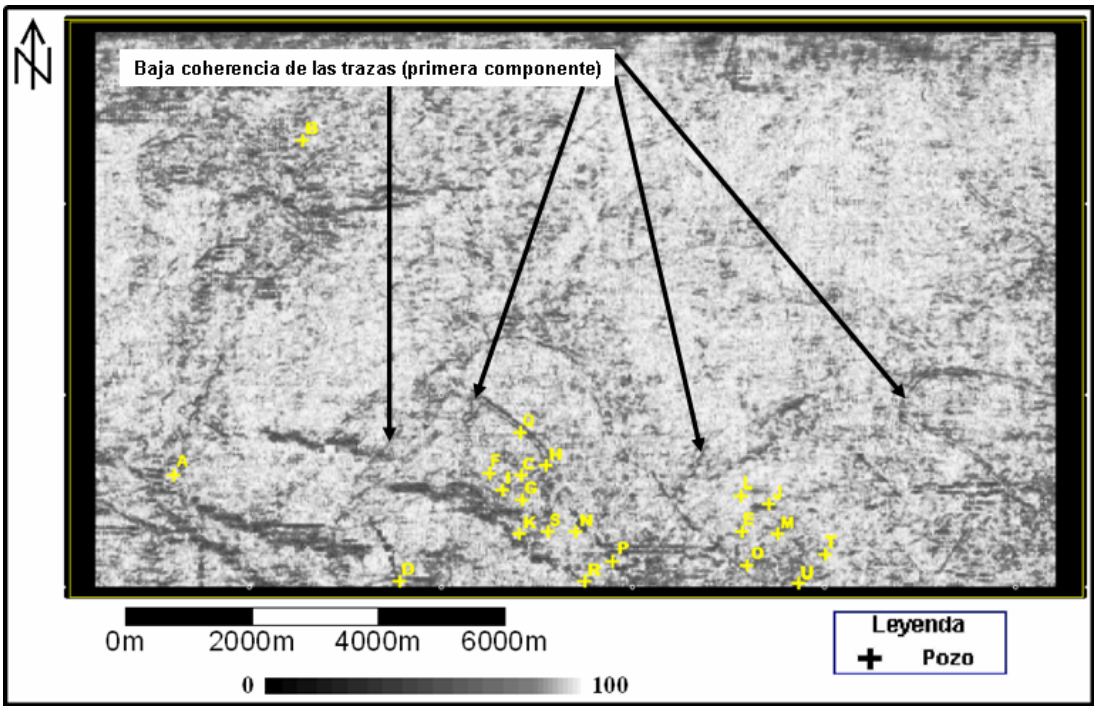

Gráfico 95. Mapa de Primera Componente Principal de la superficie 2. Atributo interválico.

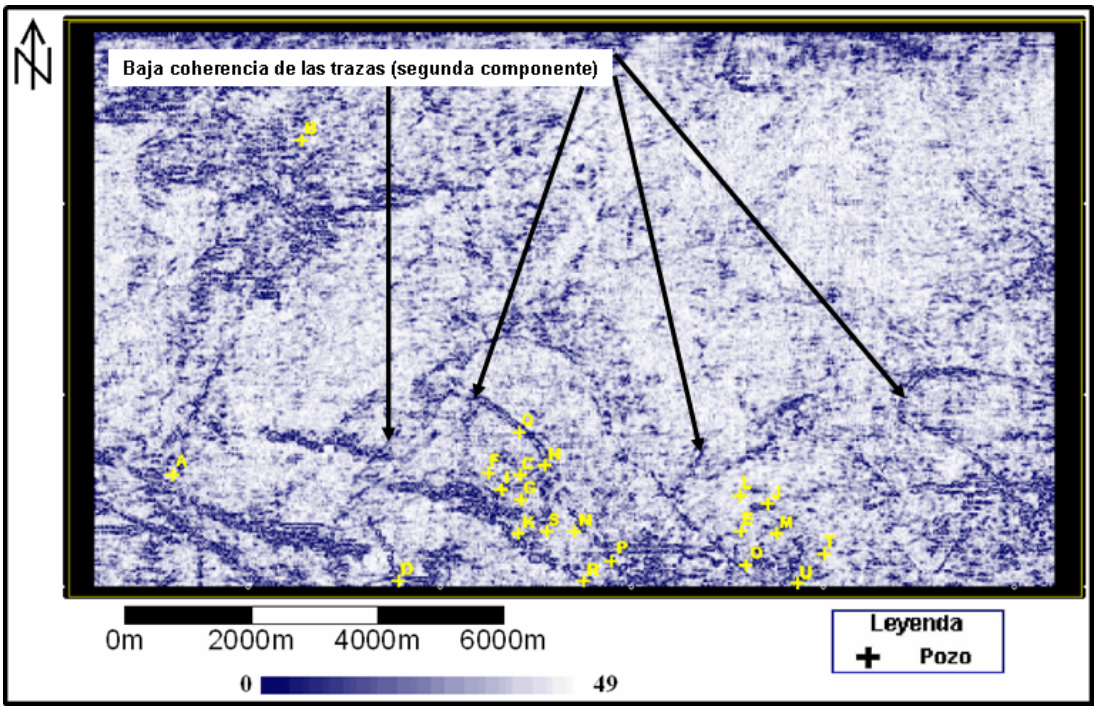

Gráfico 96. Mapa de Segunda Componente Principal de la superficie 2. Atributo interválico.

5.2.3- Análisis cualitativo entre el núcleo y los atributos sísmicos

El núcleo en la Formación Merecure es dominado por arenas y sedimentos ricos en clastos siendo dominantes hacia el tope de la formación. Las arenas comprenden típicamente una serie de erosivas secuencias apiladas, disminuyendo sus espesores hacia arriba y caracterizadas por ser masivas, representando una serie de canales distributarios apilados bajo un ambiente fluvial. De acuerdo con la información del núcleo se tiene un potencial contacto agua – petróleo a 3535 pies dentro de la Formación Merecure, indicando la presencia de petróleo desde esta profundidad hasta el tope de dicha formación.

Lo indicado en el párrafo anterior confirma lo descrito por Goddard (2006), donde señala que la Formación Merecure de edad Oligoceno fue depositada en un ambiente más fluvial continental, y consiste de areniscas abundantes, masivas y de grano fino, las cuales parecen ser canales interconectados y apilados.

Por otro lado, según la información del núcleo el ambiente fluvial identificado por debajo del tope de la Formación Merecure, confirma lo analizado en los “time

slices" de coherencia de los gráficos 78 y 79, donde los canales interpretados tienen un patrón entrelazado para ser meandros elongados conservando la sinuosidad, característico de ambientes fluviales como se muestra por ejemplo en el gráfico 97a donde se indica un caso típico de este tipo de ambiente.

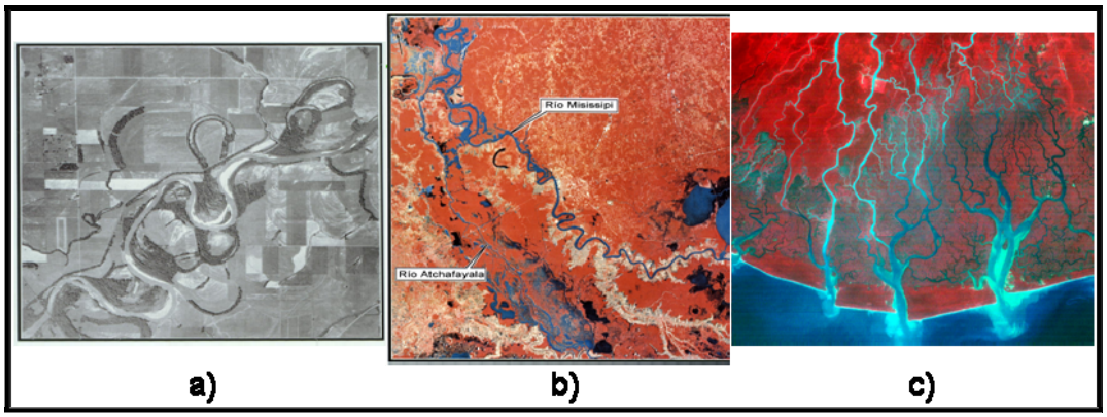

Gráfico 97. Ejemplos de ambientes de sedimentación. Se muestran estos ambientes para compararlos con los obtenidos. Fluvial (a), fluvial – deltáico (b) y deltáico (c).

Según la información del núcleo, la Formación Merecure es caracterizada por una excelente calidad de yacimiento, con una porosidad de 27 % a 36 % y una permeabilidad de 1190 md a 20500 md.

El núcleo en la Formación Oficina Inferior es dominado por clastos con ocasionales arenas y localizada materia orgánica. Las areniscas son mejores desarrolladas hacia la base de la formación, con clastos aumentando en abundancia y espesores hacia arriba. Ambientes fluviales y de transición son variables y localmente comunes, sugiriendo una situación sobre el margen terrestre y marino (plataforma deltáica y costera).

Lo indicado en el párrafo anterior confirma lo descrito por González de Juana et al. (1980), cuando indica que esta formación fue depositada en un ambiente transicional donde existió la interacción de procesos fluviales y marinos, siendo las arenas de la parte más baja de la Formación Oficina, depositadas en una compleja mezcla de facies fluvial, estuario y deltáicas en una secuencia retrogradacional.

Por otro lado, según la información del núcleo el ambiente de transición (fluvial – deltáico) identificado por encima del tope de la Formación Merecure

(arenas basales de la Formación Oficina Inferior), confirma lo interpretado en los "time slices" de coherencia de los gráficos 75 hasta 77, donde se muestran canales más sinuosos y entrelazados a medida que nos acercamos por encima al tope de la Formación Merecure.

Este ambiente de transición de fluvial a deltáico de acuerdo con la información del núcleo por encima del tope de la Formación Merecure, también confirma lo interpretado en los "time slices" de coherencia de los gráficos 73 y 74, donde se observa que los canales son más dispersos y menos sinuosos a medida que nos acercamos por debajo hacia el tope de la Formación Oficina Inferior, característico de ambientes deltáicos como se muestra por ejemplo en el gráfico 97b donde se indica un caso típico de este tipo de ambiente.

De acuerdo con la información del núcleo se tiene un contacto a 3232 pies dentro de las arenas basales de la Formación Oficina Inferior, propuesto como una superficie de máxima inundación. Según el núcleo se tienen influencias marinas con arenas transgresivas, depósitos de canales y deltas. Esta formación es caracterizada por una muy buena a excelente calidad de yacimiento, con una porosidad de 21 % a 36 % y una permeabilidad de 12 md a 18100 md.

De acuerdo con la información del núcleo, en ambas formaciones domina la porosidad primaria con menor a moderada porosidad secundaria. Las características de la permeabilidad son típicamente muy buenas a excelentes. Generalmente los poros son bien interconectados con gargantas de poros abiertas. Localmente los poros y las gargantas de poros son obstruidos por caolinitas pero con un menor efecto sobre la permeabilidad.

En otro orden de ideas el gráfico 98 confirma nuevamente los ambientes de sedimentación de las Formaciones Oficina Inferior y Merecure, ya que en ella se muestra una combinación de la columna sedimentaria de la zona, junto con los ambientes de la Formación Oficina Inferior del gráfico 10.

Se puede ver claramente en el gráfico 98 que el registro de pozo rayos gamma tipo de la zona, coincide cualitativamente con dos pozos del área de estudio, donde se aprecian canales más dispersos hacia el tope de la Formación Oficina Inferior,

característico de ambientes deltáicos como se muestra por ejemplo en el gráfico 97c donde se indica un caso típico de este tipo de ambiente. En cambio hacia las arenas basales de dicha formación se observan mayor cantidad de canales característicos de ambientes de transición de fluvial a deltáico, hasta llegar al tope de la Formación Merecure donde se observan ambientes fluviales.

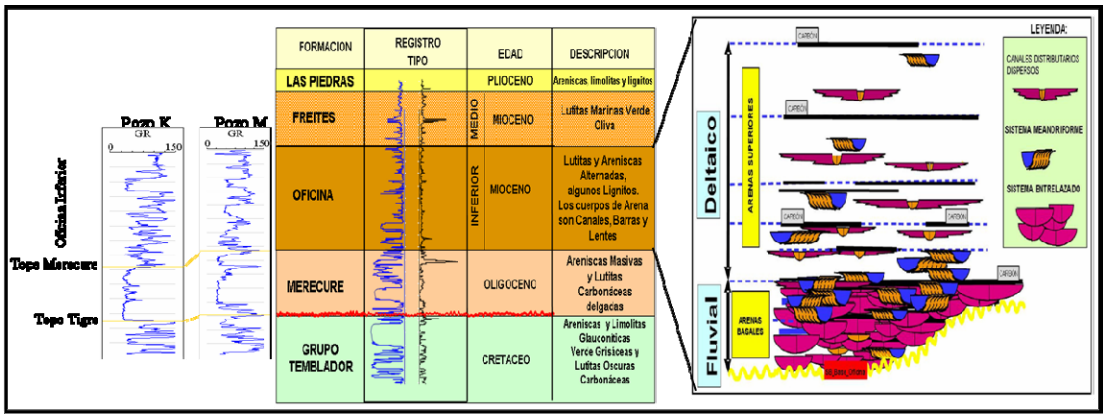

Gráfico 98. Columna estratigráfica y ambientes de sedimentación de la Formación Oficina Inferior. Se muestran dos registros rayos gamma de dos pozos de la zona, donde se aprecia la similitud entre el registro tipo y los reales.

5.2.4- Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos

Estos mapas ofrecen información del comportamiento de una propiedad petrofísica en base a su correlación con un atributo sísmico en una zona determinada. La certidumbre de estos mapas está basada en cuan compleja estructural y estratigráficamente sea la zona de estudio, cuantos pozos halla y cuan bien distribuidos estén en dicha zona. En el caso de esta investigación, el área de estudio no es muy compleja en lo estructural pero si lo es en lo estratigráfico, por lo que respecto a la parte estratigráfica se tendrá cierta incertidumbre sobre la validez de dichas correlaciones.

Por otro lado, el número de pozos (21) y la distribución de los mismos no es la más deseada, ya que estos en su conjunto se localizan hacia la parte sur de la zona de estudio, pero hacia el norte solo se encuentra un pozo. Sin embargo, hay que señalar que la complejidad estructural se encuentra hacia la parte sur de la zona, por

lo que la ubicación de los pozos en esta área permite aumentar cualitativamente la certidumbre hacia estas zonas, ya que se tiene más datos control. No obstante, hacia la parte norte del área de estudio, cualitativamente el análisis de riesgo resulta ser mayor con respecto a la validez de la correlación, ya que hacia esta zona solo se tiene un pozo control.

Hay que considerar además que en total se tienen diecisiete pozos de los cuales algunos de ellos aportaron datos a las correlaciones. Los pozos "Q", "C", "E" y "S" no se les realizó la evaluación petrofísica para la Formación Merecure, ya que los pozos "Q" y "S" no tienen registros de porosidad y densidad, el pozo "C" no cuenta con registro de porosidad, y el pozo "E" solo esta evaluado en el intervalo de la Formación Oficina Inferior.

5.2.4.1- Análisis para la Formación Merecure

Dada la baja calidad sísmica derivada de huellas de adquisición identificadas al norte del área, y la mala distribución de los pozos, se realizaron estos mapas petrofísicos guiados con atributos sísmicos para aquellas correlaciones mayores o iguales a 75 %. Sin embargo, siempre es recomendable realizar un análisis de gráficos cruzados que aseguren el uso y la independencia lineal de estos mapas (petrofísicos y de atributos sísmicos), de tal manera que estos mapas petrofísicos realmente respondan a las facies sísmicas seleccionadas.

La mejor correlación de la propiedad Espesor Total para la Formación Merecure, se da para el atributo sísmico Amplitud Total, cuyo valor es de 87.9 % (gráfico 57). Los pozos involucrados en la correlación son diez: "B", "D", "K", "I", "H", "L", "J", "M", "T" y "U". El gráfico 99 muestra el coeficiente de regresión entre Espesor Total y Amplitud Total, donde a su vez se muestran el mapa guiado asociado a dicha correlación, y el atributo sísmico correspondiente.

En el gráfico 99 se observa que el coeficiente de regresión entre Espesor Total y Amplitud Total es de 87.9 %. Los puntos negros representan los datos reales y los rosados indican los valores que deberían tener los puntos según el ajuste. Esto mismo se indica en los demás gráficos de coeficientes de regresión (gráficos 100 y 101).

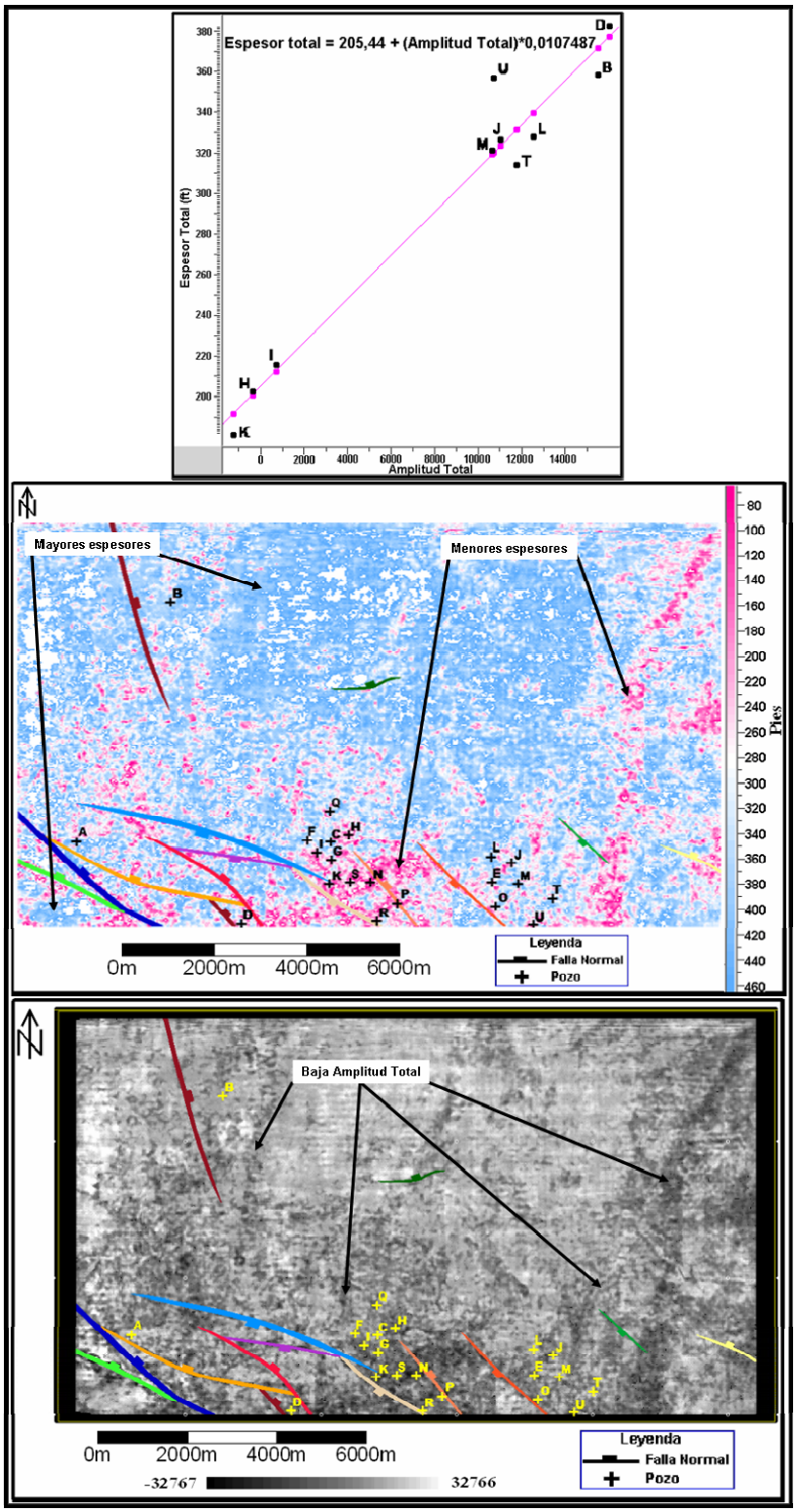

Gráfico 99. Mapa de Espesor Total guiado con Amplitud Total. Tope Formación Merecure. El coeficiente de regresión es 87.9 % (arriba) con los pozos "B", "D", "K", "I", "H", "L", "J", "M", "T" y "U". Se muestra el mapa de la propiedad petrofísica (centro) y el mapa de atributo sísmico (abajo).

El mapa de Espesor Total guiado con Amplitud Total (gráfico 99), muestra que los menores espesores se encuentran hacia la parte sur y este de la zona de estudio (áreas rojas entre 80 y 200 pies). Estos menores espesores también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos (gráficos 85 hasta 87). Sin embargo, estos menores espesores son comercialmente viables. Por otra parte, los mayores espesores identificados en el gráfico 99 se encuentran hacia las partes norte, noroeste y algunas zonas al sur y sureste (áreas azules entre 300 y 400 pies).

La correlación entre Espesor Total y Amplitud Total registran un coeficiente de regresión elevado, dado que mientras más espeso sea un estrato más se afectarán las amplitudes en los reflectores. Si el estrato alcanza o supera a la resolución sísmica vertical, se genera una reflexión que identifica su tope, pero si su espesor es inferior a la resolución sísmica, entonces de todos modos hará una contribución a la amplitud del reflector asociado. Por esta razón también habrá altos coeficientes de regresión entre propiedades petrofísicas que tengan que ver con espesores como Espesor Total, y los atributos sísmicos relacionados con la amplitud.

Para la zona de estudio la Porosidad Efectiva muestra coeficientes de regresión de 90.7 con Intensidad de la Reflexión Promedio, 77.3 con Amplitud Absoluta Promedio y 89.7 con Energía Promedio (gráfico 57). En el Apéndice se muestran los coeficientes de regresión de la Porosidad Efectiva con los atributos sísmicos Amplitud Absoluta Promedio y Energía Promedio (gráficos 113 y 114 respectivamente).

El gráfico 100 muestra la mejor correlación de la propiedad Porosidad Efectiva para la Formación Merecure, con el atributo sísmico Intensidad de la Reflexión Promedio, cuyo valor es de 90.7 %. Los pozos involucrados en la correlación son trece: “B”, “F”, “G”, “H”, “I”, “J”, “K”, “N”, “O”, “P”, “R”, “T” y “U”. En este gráfico se muestran el mapa guiado asociado a dicha correlación, y el atributo sísmico correspondiente.

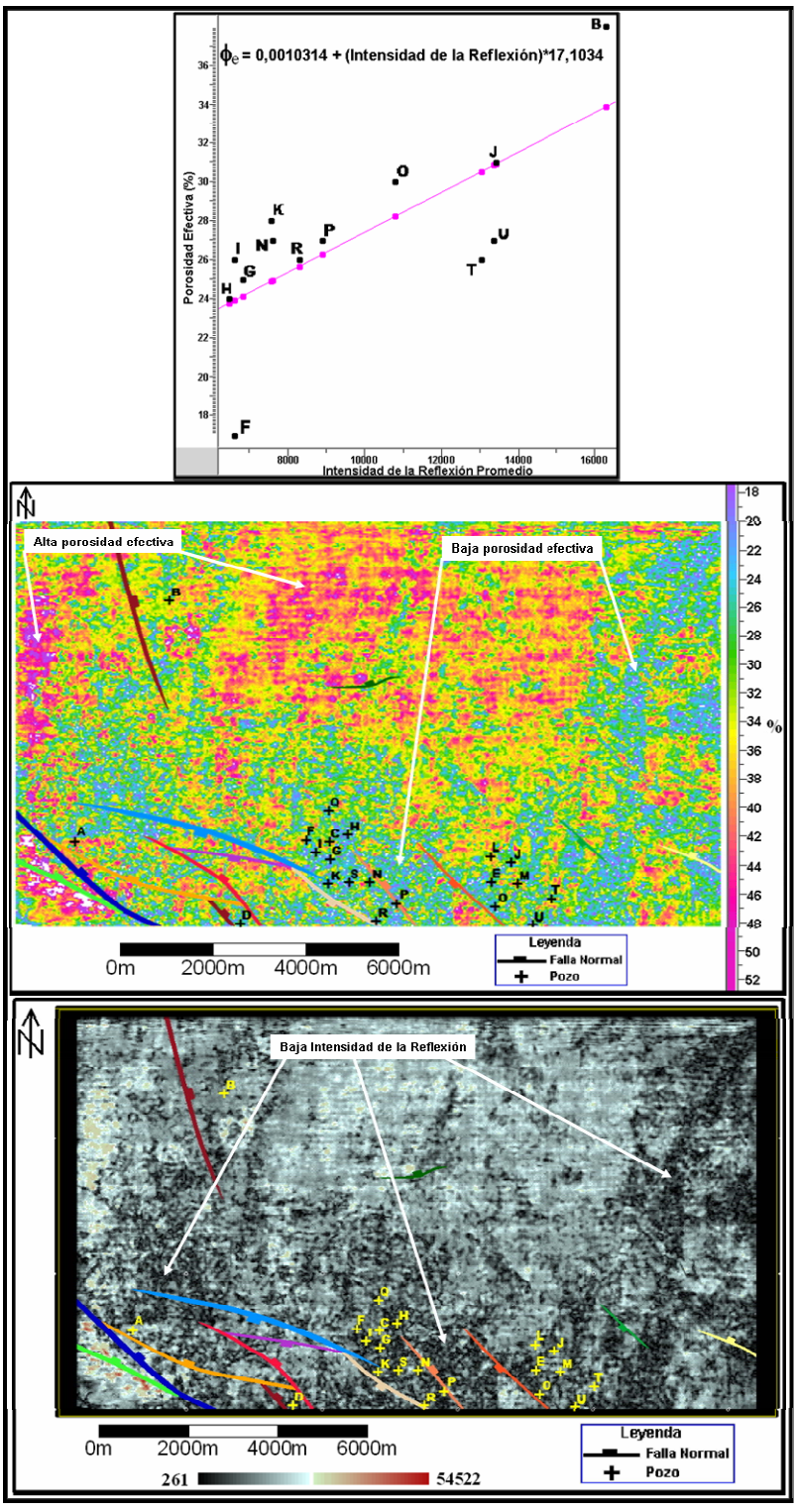

Gráfico 100. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Intensidad de la Reflexión Promedio. Tope Formación Merecure. El coeficiente de regresión es 90.7 % (arriba) con los pozos "B", "F", "G", "H", "I", "J", "K", "N", "O", "P", "R", "T" y "U". Se muestra el mapa de la propiedad petrofísica (centro) y el mapa de atributo sísmico (abajo).

El mapa de Porosidad Efectiva guiado con Intensidad de la Reflexión Promedio (gráfico 100), muestra que las menores porosidades efectivas se encuentran en las mismas zonas donde se identificaron los menores espesores totales (gráfico 99). Estas menores porosidades efectivas también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos (gráficos 85 hasta 87), y abarcan valores entre 20 % y 30 %. Sin embargo, estas menores porosidades efectivas son comercialmente viables. Por otra parte, las mayores porosidades efectivas identificadas en el gráfico 100, se encuentran también en las mismas zonas donde se identificaron los mayores espesores totales (gráfico 99). Estas mayores porosidades efectivas abarcan valores entre 35 % y 45 %.

El gráfico 101 muestra la mejor correlación de la propiedad Saturación de Agua para la Formación Merecure, con el atributo sísmico Pendiente en la Mitad de la Energía Total, cuyo valor es de 80.4 %. Los pozos involucrados en la correlación son doce: “A”, “B”, “D”, “K”, “R”, “P”, “L”, “O”, “J”, “M”, “T” y “U”. En este gráfico se muestran el mapa guiado asociado a dicha correlación, y el atributo sísmico correspondiente.

El mapa de Saturación de Agua guiado con Pendiente en la Mitad de la Energía Total (gráfico 101), muestra que las menores saturaciones de agua se encuentran en las mismas zonas donde se identificaron las menores porosidades efectivas (gráfico 100). Estas menores saturaciones de agua también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos (gráficos 85 hasta 87), y abarcan valores entre 20 % y 40 %.

Por otra parte, las mayores saturaciones de agua identificadas en el gráfico 101, se encuentran también en las mismas zonas donde se identificaron las mayores porosidades efectivas (gráfico 100). Estas mayores saturaciones de agua abarcan valores entre 70 % y 90 %. Esto indica que estas áreas no son económicamente viables dado su alto contenido de saturación de agua (baja saturación de hidrocarburo), incluso a pesar de que existen buenas porosidades efectivas y elevados espesores totales.

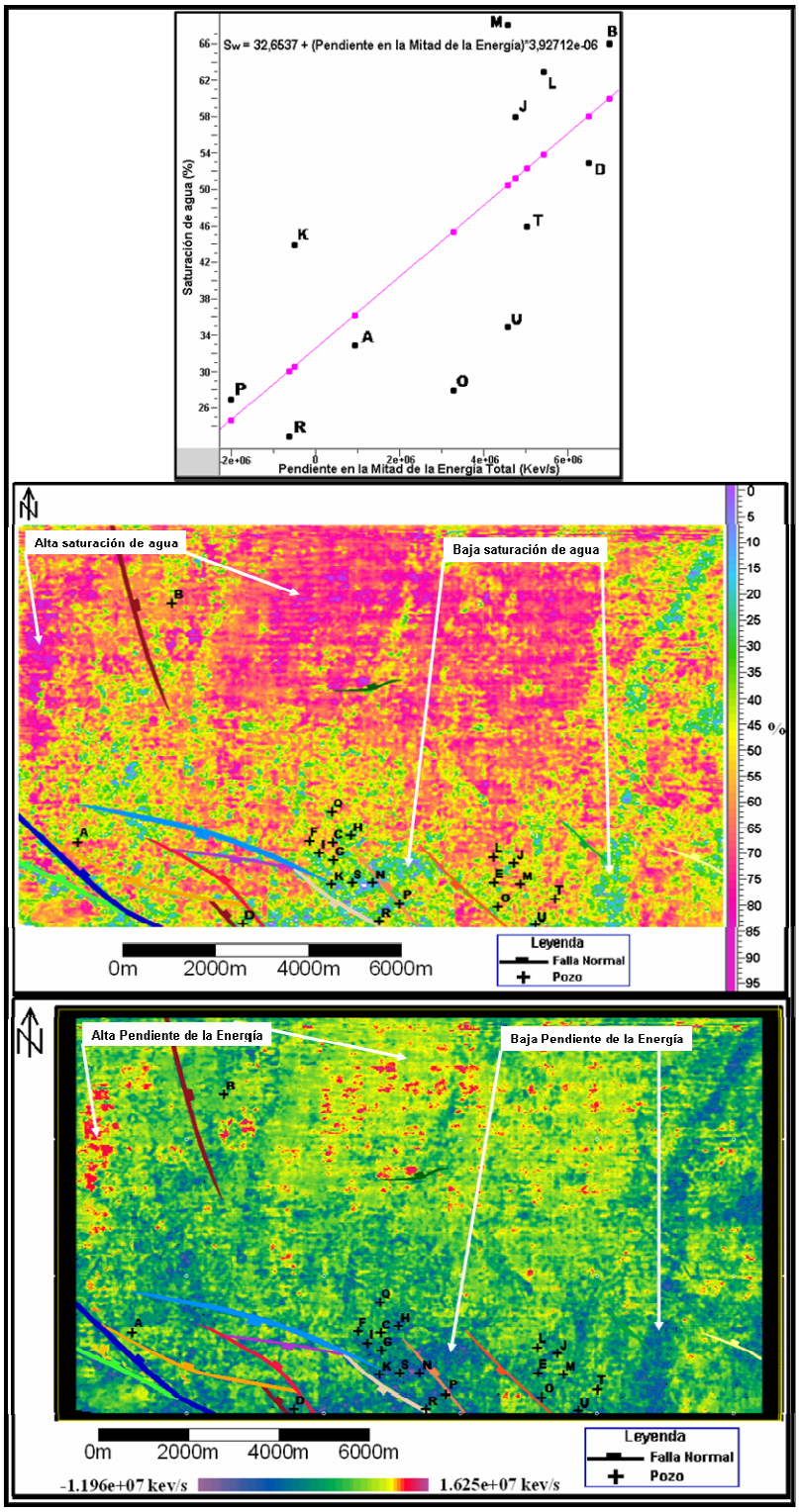

Gráfico 101. Mapa de Saturación de Agua guiado con Pendiente en la Mitad de la Energía Total. Tope Formación Merecure. El coeficiente de regresión es 80.4 % (arriba) con los pozos “A”, “B”, “D”, “K”, “R”, “P”, “L”, “O”, “J”, “M”, “T” y “U”. Se muestra el mapa de la propiedad petrofísica (centro) y el mapa de atributo sísmico (abajo).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Interpretación sísmica estructural

El análisis de los mapas estructurales en profundidad y secciones sísmicas permitió definir en gran medida el marco geológico estructural del campo San Cristóbal. Del análisis estructural se puede concluir lo siguiente:

1. Para los topes de las Formaciones Oficina Inferior, Merecure y Tigre, las estructuras tienen un buzamiento hacia el noreste de 2 grados aproximadamente. Para el tope de la Formación Oficina Inferior el rumbo es de N35O, y para los topes de las Formaciones Merecure y Tigre el rumbo es de N45O. El rumbo aproximado de la estructura es este – oeste con un buzamiento hacia el norte para el tope de la Formación Carrizal y el tope del basamento, con buzamientos entre 3 y 5 grados aproximadamente. La parte más profunda de la estructura para el tope de la Formación Oficina Inferior, se encuentra hacia el noreste donde la profundidad alcanza los 3100 ft, mientras la parte más superficial se encuentra hacia el suroeste donde la profundidad es de 2900 ft. El tope de la Formación Merecure registra las mayores profundidades hacia el noreste donde alcanzan los 3515 ft, mientras que las zonas menos profundas se encuentran hacia el suroeste donde se tienen 3425 ft. El tope de la Formación Tigre se encuentra definido en profundidad entre los 3650 ft hacia el suroeste y los 3800 ft hacia el noreste.

2. Los topes de las Formaciones Oficina Inferior (Mioceno Temprano - Medio), Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano) y Tigre (Turoniense – Santoniense) se encuentran fallados por un sistema de fallas normales “en echelón” de rumbos N45O ubicadas al sur, y un sistema de fallas normales más jóvenes con direcciones este – oeste.

3. Las fallas “en echelón” pueden haber sido generadas producto de la carga sedimentaria que recae sobre las fallas más profundas, generando a su vez un patrón de fallas sintéticas y antitéticas, siendo las fallas de rumbos este – oeste las dispuestas de forma antitética respecto a las fallas más profundas. Esto confirma lo descrito por Audemard et al. (1985) cuando señala que en el bloque Junín (Zuata) prevalecen fallas sintéticas o antitéticas.

4. La presencia de fallas “en echelón” en la parte suroeste del área de estudio, enmarca nuevamente lo propuesto por Audemard et al. (1985) cuando sugieren la posibilidad de que algunas de las fallas sean de rumbo, como el caso de la presencia de algunas fallas de arrastre al noreste del área Junín, o bien la disposición “en echelón” de las fallas.

5. La sola presencia de fallas normales y ninguna falla inversa, confirma lo descrito por Audemard et al. (1985) cuando indican que la tectónica del área Junín es típicamente tensional con fallas normales, donde se excluyen esfuerzos de carácter compresivo. Esto puede ser atribuido a la cuenca antepaís generada durante la fase de colisión oblicua entre la placa del Caribe y la Suramericana, durante el Eoceno Medio y Mioceno Medio, como lo describieron Summa et al. (2003).

6. Las fallas ubicadas al suroeste del área de estudio son las más antiguas abarcando desde el Precámbrico (basamento) hasta el Mioceno (Oficina Inferior). En cambio las fallas ubicadas hacia la parte sureste son las más jóvenes abarcando desde el cretácico (Tigre) hasta el Mioceno (Oficina Inferior). Por otro lado, las fallas ubicadas en la parte centrosur del área de estudio, abarcan desde el Paleozoico (Carrizal) hasta el Mioceno (Oficina Inferior). También se observan algunas fallas que solo abarcan desde el precámbrico hasta el Paleozoico, pero en términos generales las fallas de rumbo N45O son más antiguas que las fallas de rumbo este – oeste.

7. Las mayores profundidades entre el tope de la Formación Oficina Inferior y el tope de la Formación Tigre se encuentran al noreste, y las menores profundidades se encuentran al suroeste. Esto indica que la dirección de sedimentación ocurrida entre el Turoniense (Formación Tigre) y Mioceno Medio (Formación Oficina Inferior) fue desde el suroeste hacia el noreste, enmarcando lo propuesto por Talwani (2002) cuando sugiere que la dirección general de sedimentación de las arenas basales Oligoceno a Mioceno que forman los principales yacimientos, fue de sur a norte correspondiente con varios deltas alimentados por ríos fluyendo desde el sur durante la fase de colisión oblicua.

8. Todas las trampas estructurales de interés petrolífero se encuentran en la parte sur del área de estudio entre el tope de la Formación Oficina Inferior y el tope de la Formación Tigre, las cuales se encuentran definidas por altos estructurales y fallas normales como se indica a continuación:
    - Hacia la parte suroeste se tienen 6 trampas que no han sido perforadas y que pueden ser de interés petrolífero para la Formación Oficina Inferior, de las cuales una de ellas se encuentra constituida por un alto estructural y una falla normal de rumbo este – oeste con buzamiento hacia el norte. Las demás trampas en esta zona corresponden con fallas normales que buzan al norte y cuyos rumbos son este – oeste y N45O, las cuales se cierran para definirlas.
    - En la parte centrosur se tienen cuatro trampas estructurales para la Formación Oficina Inferior. Dos de estas cuatro trampas no han sido perforadas y corresponden con cuatro fallas normales, de las cuales dos fallas son de rumbo este – oeste y buzan al sur, y las otras dos fallas son de rumbo N45O con una de ellas buzando al sur y la otra al norte. Otra trampa se encuentra definida por dos fallas normales de rumbo N45O cerradas entre sí, una con buzamiento hacia el sur y la otra con buzamiento al norte. En esta trampa se encuentran los pozos “G”, “K”, “S” y “N”. La última de estas cuatro trampas se encuentra

más al sureste, la cual se encuentra conformada por dos fallas normales de rumbos este – oeste y N45O, con buzamientos hacia el sur. En esta trampa se encuentra el pozo "O".

- Para las Formaciones Merecure y Tigre se tienen las mismas trampas estructurales identificadas para la Formación Oficina Inferior, a excepción de la trampa conformada por un alto estructural y una falla normal en la parte suroeste, y la trampa que se encuentra más al sureste conformada por dos fallas normales de rumbos este – oeste y N45O, con buzamientos hacia el sur. En la trampa ubicada en la parte centrosur del tope de estas formaciones, se encuentran los pozos "K", "S", "N", "R" y "P"; y en la trampa ubicada en el borde suroeste se encuentra el pozo "D".

Interpretación sismoestratigráfica

1. En las secciones símicas ("Inline", "Xline" y líneas aleatorias) analizadas entre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Oficina Inferior y el interpretado como tope de la Formación Tigre, no se identificaron "onlap", "downlap", "toplap", ni truncaciones erosionales. Sin embargo, fue posible identificar un "onlap" sobre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Carrizal. Este "onlap" identificado sobre el tope de la Formación Carrizal, indica que esta formación corresponde con la base de un límite de secuencia, la cual se encuentra discordante con los sedimentos suprayacentes en esta zona. Además, este "onlap" pudiera indicar que el tope de la Formación Carrizal en esta zona es el límite de la fase "prerift" de la Cuenca Oriental, confirmando lo descrito por Talwani (2002) donde señala que los sedimentos del Paleozoico en esta fase se han reconocido sobre esta formación. Por otro lado, este "onlap" puede corresponder con los sedimentos depositados en ambientes transgresivos durante la fase de margen pasivo, la cual se llevó a cabo a partir del Cretácico Temprano, lo que confirmaría lo descrito por Parnaud et al. (1995) donde señala que la mega secuencia del margen pasivo cubre el Cretáceo –

Paleógeno, y es caracterizado por tres principales fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur, y culminaron durante el Turoniense, Paleoceno - Eoceno Temprano, y Oligoceno respectivamente.

2. Hacia el sureste de la zona de estudio se encontró un área donde reflectores se interrumpen súbitamente a lo largo de aproximadamente 3 Km de líneas sísmicas, donde se aprecia claramente la pérdida de la continuidad de los reflectores, los cuales pueden estar asociados a dos anomalías estratigráficas a lo largo de 1000 m y a lo largo de 300 m, las cuales son generadas por la presencia de paquetes de canales en esta zona con espesores que en conjunto alcanzan los 90 pies aproximadamente, y anchos que varían entre 60 metros y 500 metros.

3. Al analizar todos los paquetes de canales identificados en la zona de estudio, se puede notar que la dirección de sedimentación es de sur a norte muy probablemente proveniente del Escudo de Guayana, lo cual corresponde con lo descrito por Talwani (2002), donde señala que la dirección general de sedimentación de las arenas basales Oligoceno a Mioceno que forman los principales yacimientos, fue de sur a norte correspondiente con varios deltas alimentados por ríos fluyendo desde el sur, siendo la influencia marina más alta hacia el área de Junín. Además, todos estos paquetes de canales con patrones entrelazados y meandriformes, confirman lo descrito por De Rojas (1987), donde señala que las barras y canales en el área de Junín son arenas apiladas, formando largos cuerpos complejos interpretados como cinturones de meandros que son típicamente anchos, sinuosos y elongados.

4. Mediante los atributos sísmicos se observaron en algunos casos huellas de adquisición (“footprint”) al norte del área de estudio, como en los gráficos 86 y 108, esto debido a irregularidades en la adquisición o procesamiento de los datos sísmicos, por lo que en estas zonas no son fiables los valores de propiedades petrofísicas guiados con estos atributos, no solo por la presencia de estas huellas

de adquisición, sino también porque en estas áreas no se cuenta con ningún pozo que permita aumentar cualitativamente la certidumbre de estas propiedades calculadas.

5. Dado que el número de pozos (21) y la distribución de los mismos no es la más deseada para la zona de estudio, se recomienda realizar una evaluación cuantitativa de la incertidumbre en la zona a la hora de realizar cálculo de reservas o de propiedades petrofísicas, pero a la hora de realizar cálculo de propiedades petrofísicas, se recomienda a su vez aplicar técnicas geoestadísticas más avanzadas como las redes neurales, con el objeto de obtener mejores correlaciones entre propiedades petrofísicas y atributos sísmicos.

Formación Oficina Inferior

1. Fue posible identificar paquetes de canales sobre "time slices" de coherencia, los cuales también fueron identificados sobre secciones sísmicas y registros de pozo. Los paquetes de canales son más dispersos y menos entrelazados a medida que nos acercamos por debajo hacia el tope de la Formación Oficina Inferior, con espesores de 60 pies aproximadamente, anchos que varían desde los 60 metros hasta los 200 metros, y orientaciones norte – sur y suroeste – noreste aproximadamente. Lo contrario ocurre a medida que nos acercamos desde arriba al tope de la Formación Merecure, es decir, hacia las arenas basales de la Formación Oficina Inferior, ya que el número de canales es mayor y se vuelven más sinuosos y entrelazados, con espesores de 50 pies aproximadamente, anchos que pueden variar entre los 60 metros y los 500 metros, y direcciones norte – sur, este – oeste y suroeste – noreste.

2. Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Oficina Inferior muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica, se observan hacia las partes oeste y este de la zona de estudio, alineaciones con amplitudes inferiores al

del resto de la zona que indican la presencia de paquetes de canales. Otras características que muestran estos mapas son unas alineaciones de alta Frecuencia Instantánea hacia las mismas zonas (oeste y este). Estas alineaciones de baja amplitud y alta Frecuencia Instantánea, se observan justo sobre las mismas zonas donde las líneas sísmicas muestran discontinuidades para los reflectores del tope de la Formación Oficina Inferior, estando relacionadas las discontinuidades en los reflectores con los paquetes de canales identificados. Otros atributos sísmicos aplicados al tope de la Formación Oficina Inferior fueron los de Componentes Principales, los cuales registran la coherencia de las trazas desde la menos coherente a la más coherente. Las regiones que fueron identificadas como zonas de baja coherencia en los mapas de estos atributos, coinciden con las mismas alineaciones identificadas en los atributos calculados para esta formación, indicando nuevamente la presencia de paquetes de canales en estas zonas. Todos estos paquetes de canales identificados en los atributos sísmicos, son los mismos identificados en los "time slices" de coherencia con espesores de 60 pies aproximadamente, anchos que varían desde los 60 metros hasta los 200 metros, y una orientación este – oeste, suroeste – noreste y norte – sur aproximadamente. Las bajas amplitudes presentes en la mayor parte del interior de los canales o causes, se deben a material de relleno cuya impedancia acústica no genera el mismo contraste que en el resto del tope de la Formación Oficina Inferior.

3. Según la información del núcleo, ambientes fluviales y de transición son variables y localmente comunes, sugiriendo una situación sobre el margen terrestre y marino (plataforma deltáica y costera), confirmando lo descrito por González de Juana et al. (1980), cuando indica que esta formación fue depositada en un ambiente transicional donde existió la interacción de procesos fluviales y marinos, siendo las arenas de la parte más baja de la Formación Oficina, depositadas en una compleja mezcla de facies fluvial, estuario y deltáicas en una secuencia retrogradacional. Por otro lado, el ambiente de transición (fluvial – deltáico) de acuerdo con la información del núcleo por encima del tope de la Formación

Merecure (arenas basales de la Formación Oficina Inferior), confirma lo interpretado en los "time slices" de coherencia, donde se muestran canales más sinuosos y entrelazados a medida que nos acercamos por encima al tope de la Formación Merecure. Este ambiente de transición de fluvial a deltáico según la información del núcleo por encima del tope de la Formación Merecure, también confirma lo interpretado en los "time slices" de coherencia, donde se observa que los canales son más dispersos y menos sinuosos a medida que nos acercamos por debajo hacia el tope de la Formación Oficina Inferior, característico de ambientes deltáicos.

4. Según la información del núcleo se identificó un contacto a 3232 pies dentro de las arenas basales de la Formación Oficina Inferior, propuesto como una superficie de máxima inundación. De acuerdo con la información del núcleo se tienen influencias marinas con arenas transgresivas, depósitos de canales y deltas. Esta formación es caracterizada por una muy buena a excelente calidad de yacimiento, con una porosidad de 21 % a 36 % y una permeabilidad de 12 md a 18100 md.

Formación Merecure

1. Fue posible identificar paquetes de canales sobre "time slices" de coherencia, los cuales también fueron identificados sobre secciones sísmicas y registros de pozo. Por debajo del tope de la Formación Merecure hasta el tope de la Formación Tigre, los canales interpretados comienzan a ser meandros elongados conservando la sinuosidad y el patrón entrelazado. Estos paquetes de canales se observan en los "time slices" de coherencia, cuyos espesores varían entre los 60 pies y los 80 pies, y anchos que abarcan desde los 80 metros hasta los 800 metros con direcciones sureste – noroeste y suroeste – noreste. Según la información del núcleo, la Formación Merecure es caracterizada por una excelente calidad de yacimiento, con una porosidad de 27 % a 36 % y una permeabilidad de 1190 md a 20500 md.

2. Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Merecure muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica, dichos atributos muestran zonas de baja amplitud hacia la parte este y central del área. Este hecho pudiera estar relacionado a la presencia de paquetes de canales con material de relleno cuya impedancia acústica no genera el mismo contraste que en el resto del tope de esta formación. Estos paquetes de canales no fueron identificados en los "time slices" de coherencia, pero pudieron identificarse mediante los atributos sísmicos, tal vez debido a que no se trata de un solo canal sino de paquetes de canales.

3. De acuerdo con la información del núcleo, el ambiente fluvial por debajo del tope de la Formación Merecure confirma lo descrito por Goddard (2006), donde señala que la Formación Merecure de edad Oligoceno fue depositada en un ambiente más fluvial continental, y consiste de areniscas abundantes, masivas y de grano fino, las cuales parecen ser canales interconectados y apilados. Por otro lado, este ambiente fluvial también confirma lo analizado en los "time slices" de coherencia, donde los canales interpretados tienen un patrón entrelazado para ser meandros elongados conservando la sinuosidad, característico de ambientes fluviales.

4. Las mejores correlaciones de las propiedades petrofísicas para la Formación Merecure se dan para los atributos sísmicos relacionados con la amplitud y la energía sísmica, estando todas por encima del 75%. De los mapas de propiedades petrofísicas guiados asociados a esas correlaciones se puede concluir lo siguiente:
    - Los menores espesores totales se encuentran hacia la parte sur y este de la zona de estudio (entre 80 y 200 pies). Estos menores espesores también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos hacia la zona este del área. Por otra parte, los mayores espesores se encuentran hacia las partes norte, noroeste y algunas zonas al sur y sureste (entre 300 y 400 pies).

- Las menores porosidades efectivas se encuentran en las mismas zonas donde se identificaron los menores espesores totales. Estas menores porosidades efectivas también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos hacia la zona este del área, y abarcan valores entre 20 % y 30 %. Por otra parte, las mayores porosidades efectivas se encuentran también en las mismas zonas donde se identificaron los mayores espesores totales, es decir, hacia las partes norte, noroeste y algunas zonas al sur y sureste. Estas mayores porosidades efectivas abarcan valores entre 35 % y 45 %.
- Las menores saturaciones de agua se encuentran en las mismas zonas donde se identificaron las menores porosidades efectivas, es decir, hacia las partes sur y este de la zona de estudio. Estas menores saturaciones de agua también se encuentran justo donde se identificó el canal mediante los atributos sísmicos hacia la zona este del área, y abarcan valores entre 20 % y 40 %. Por otra parte, las mayores saturaciones de agua, se encuentran también en las mismas zonas donde se identificaron las mayores porosidades efectivas, es decir, hacia las partes norte, noroeste y algunas zonas al sur y sureste. Estas mayores saturaciones de agua abarcan valores entre 70 % y 90 %. Esto indica que estas áreas no son económicamente viables dado su alto contenido de saturación de agua (baja saturación de hidrocarburo), incluso a pesar de que existen buenas porosidades efectivas y elevados espesores totales.

Formación Tigre

1. Los paquetes de canales fueron identificados en el tope de esta formación mediante “time slices” de coherencia, secciones sísmicas y registros de pozo, cuyos espesores varían entre los 60 pies y los 80 pies, y anchos que abarcan desde los 80 metros hasta los 800 metros con direcciones sureste – noroeste y suroeste – noreste.

2. Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Tigre muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica, dichos atributos muestran zonas de baja amplitud hacia la parte este y sur del área. Se observa claramente que estas zonas de baja amplitud corresponden con paquetes de canales, los cuales son los mismos canales identificados en los "time slices" de coherencia, con un espesor aproximado de 80 pies y anchos que varían desde los 80 metros hasta los 800 metros. Otro atributo sísmico aplicado al tope de la Formación Tigre fue el de Asimetría de la Amplitud, el cual registra el grado de asimetría de un grupo de valores de amplitud alrededor de su valor promedio. Las regiones que fueron identificadas como zonas de alta Asimetría de la Amplitud en los mapas de estos atributos, coinciden con las mismas alineaciones identificadas en los atributos calculados para esta formación, indicando nuevamente la presencia de paquetes de canales en estas zonas.

APÉNDICE

“Time slices” de coherencia

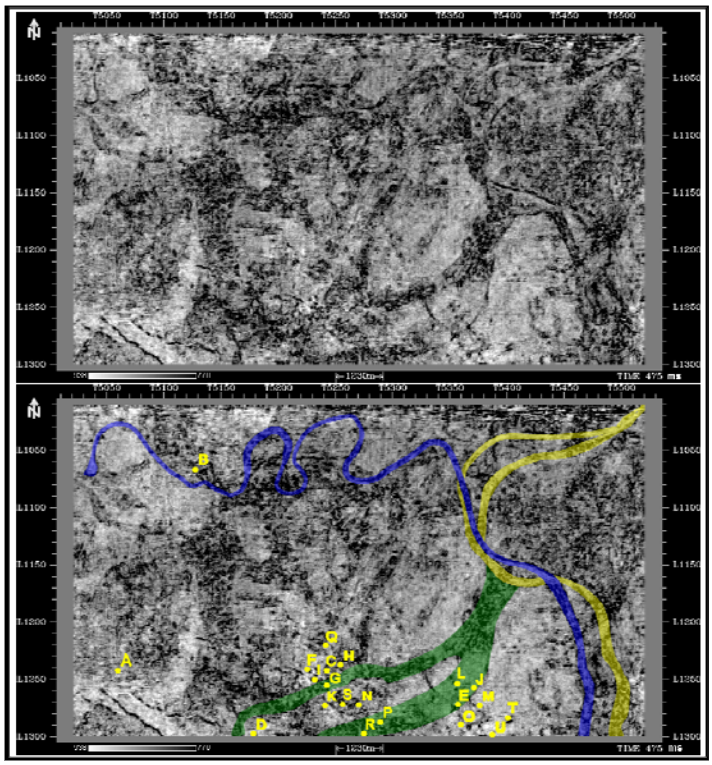

Gráfico 102. “Time slice” de coherencia a 475 ms con canales interpretados (azul, verde y amarillo).

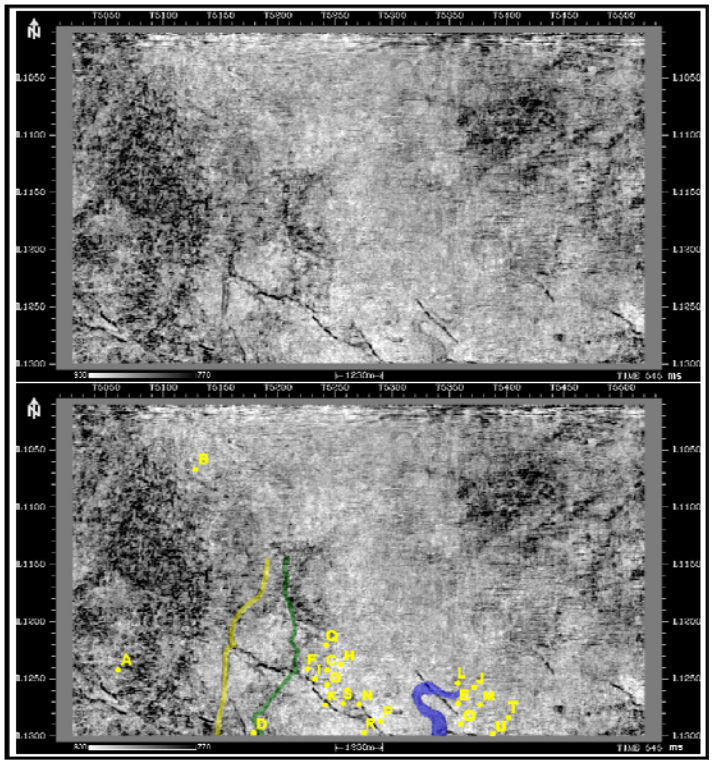

Gráfico 103. “Time slice” de coherencia a 545 ms con canales interpretados (azul, verde y amarillo).

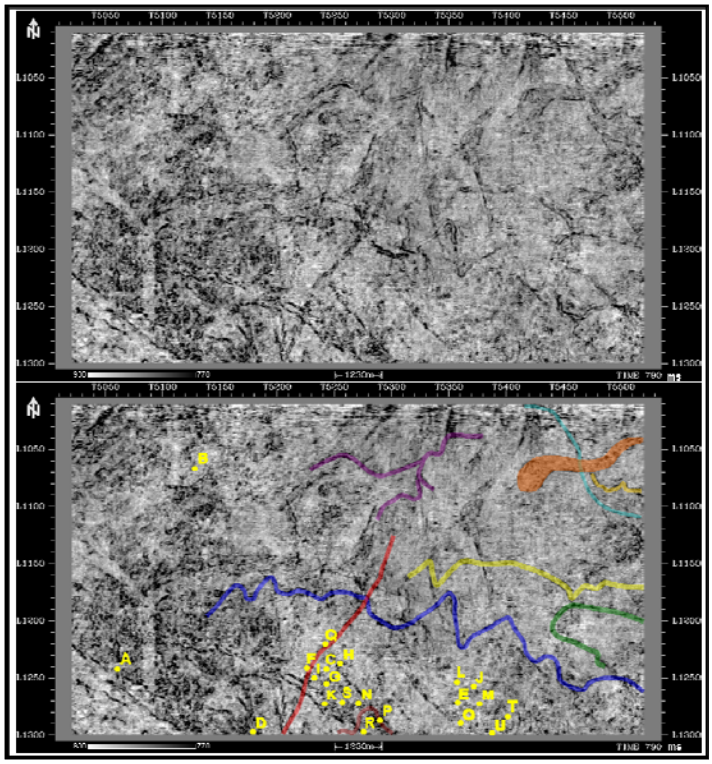

Gráfico 104. “Time slice” de coherencia a 790 ms con canales interpretados (Cada color representa un canal individual).

Mapas de atributos sísmicos

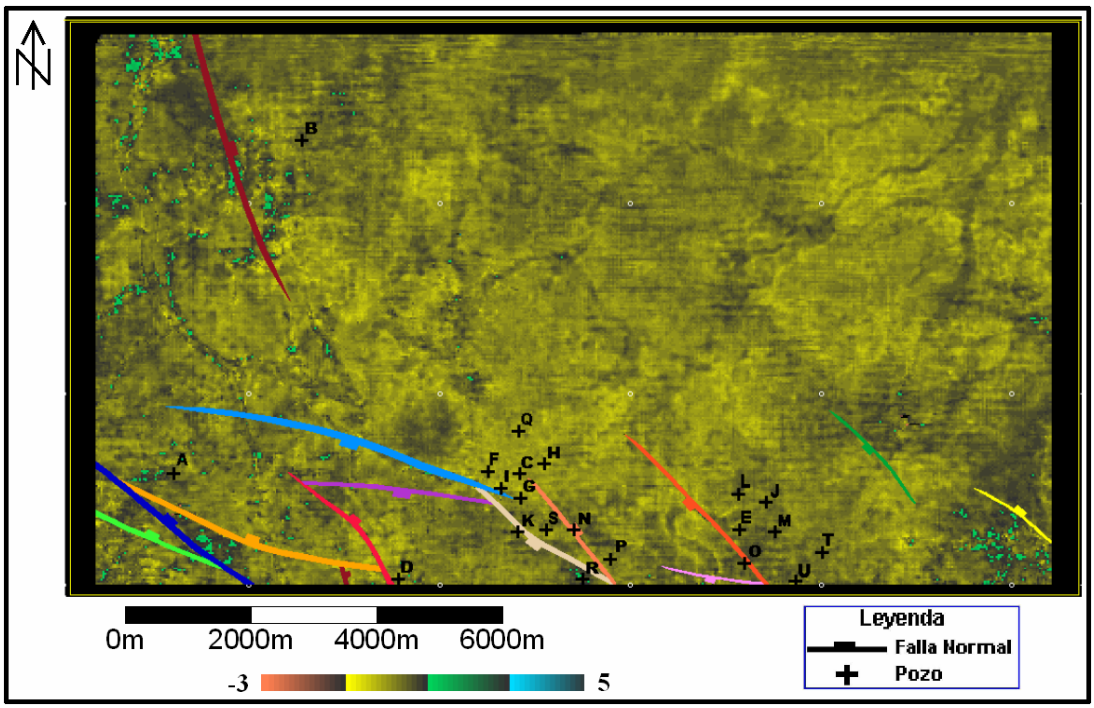

Gráfico 105. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo interválico.

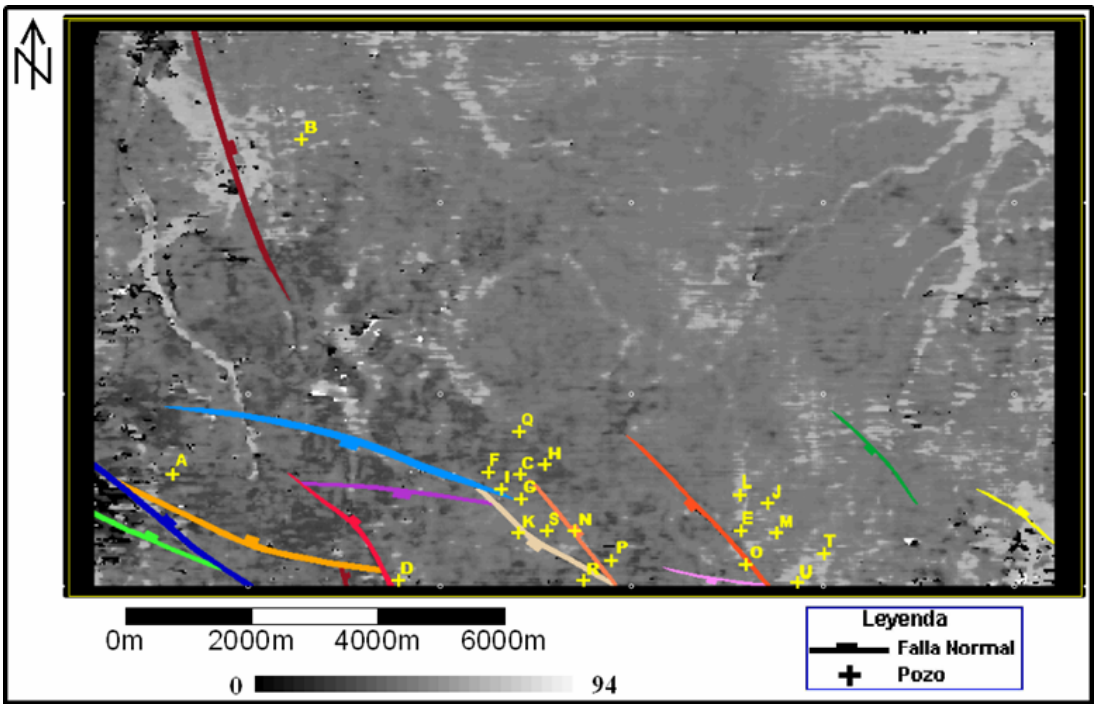

Gráfico 106. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Oficina Inferior. Atributo superficial.

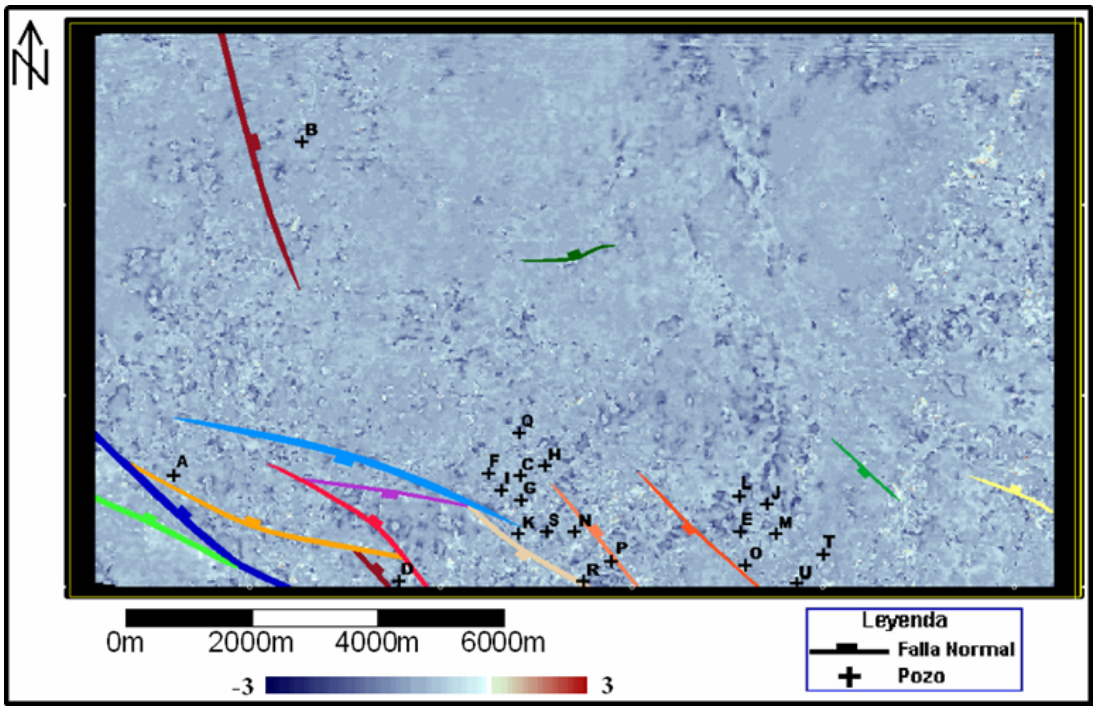

Gráfico 107. Mapa de Asimetría de la Amplitud del tope de la Formación Merecure. Atributo interválico.

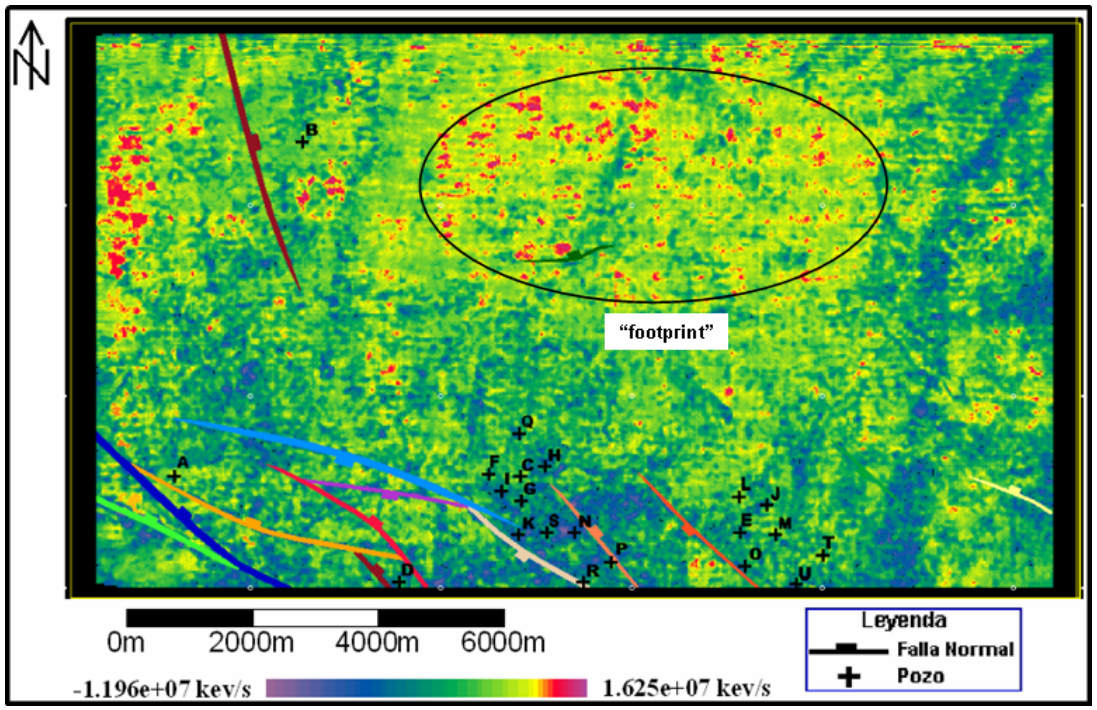

Gráfico 108. Mapa de la Pendiente en la Mitad de la Energía Total del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial. Se muestran huellas de adquisición ("footprint").

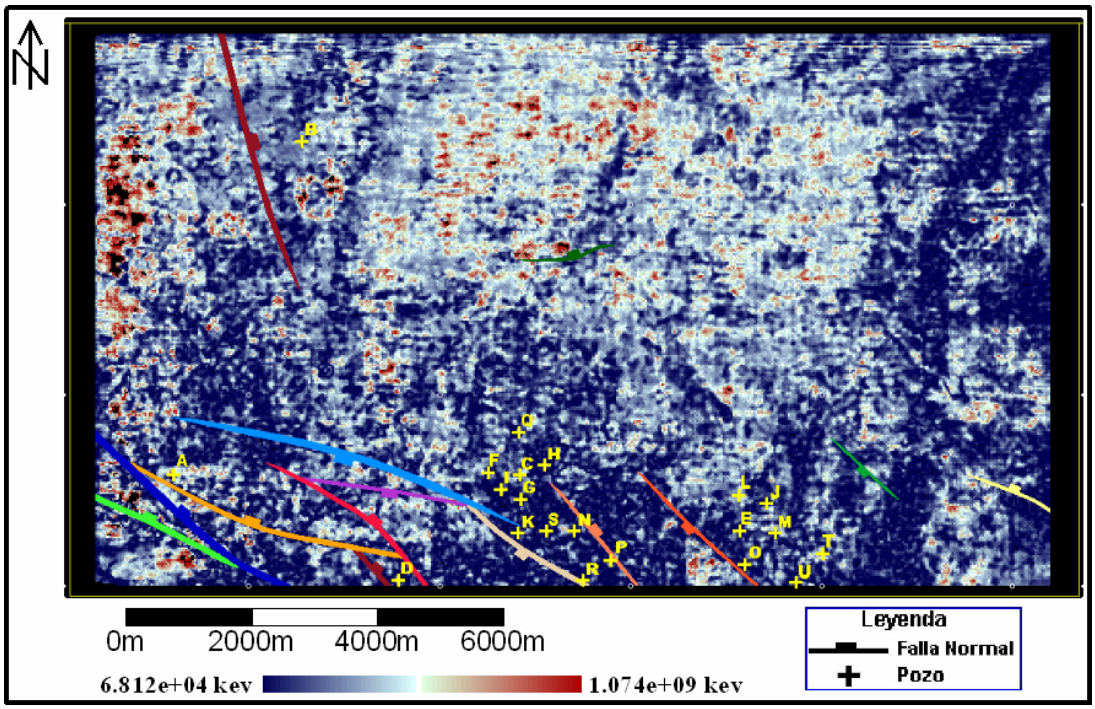

Gráfico 109. Mapa de Energía Promedio del tope de la Formación Merecure. Atributo superficial.

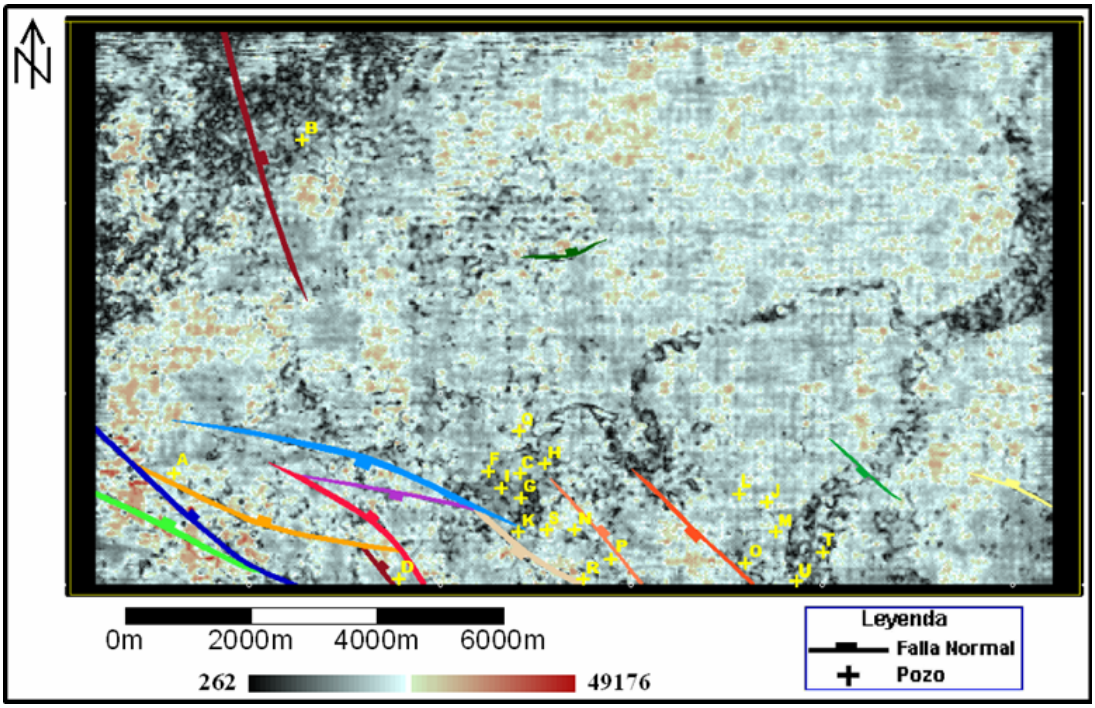

Gráfico 110. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial.

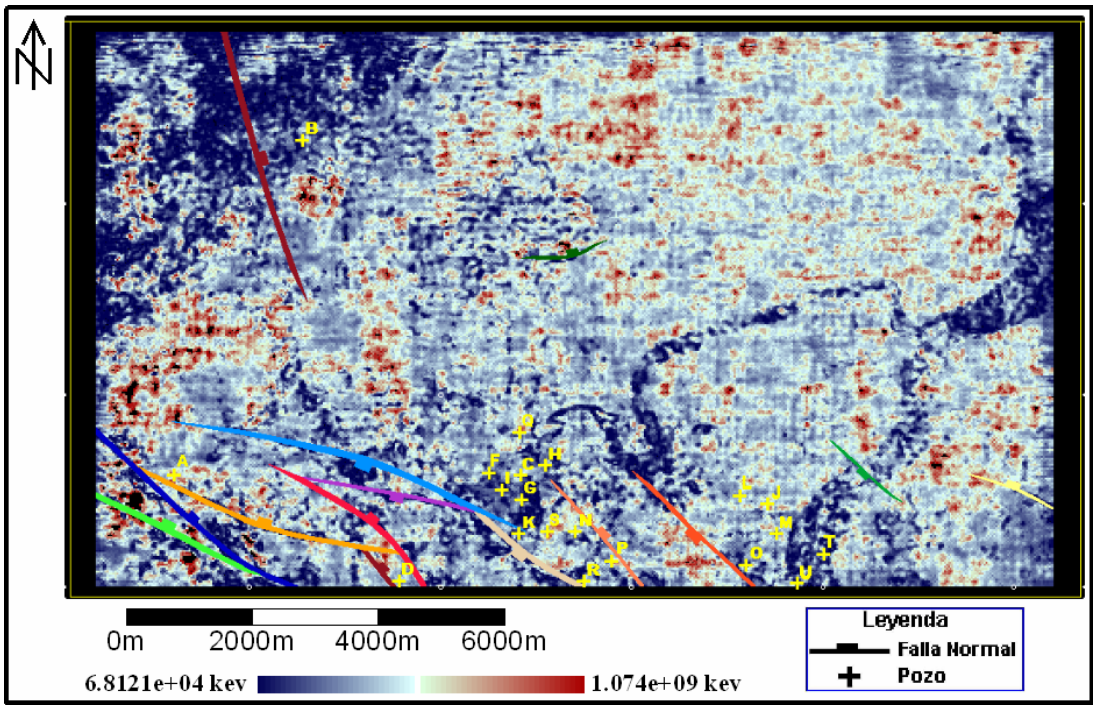

Gráfico 111. Mapa de Energía Promedio del tope de la Formación Tigre. Atributo superficial.

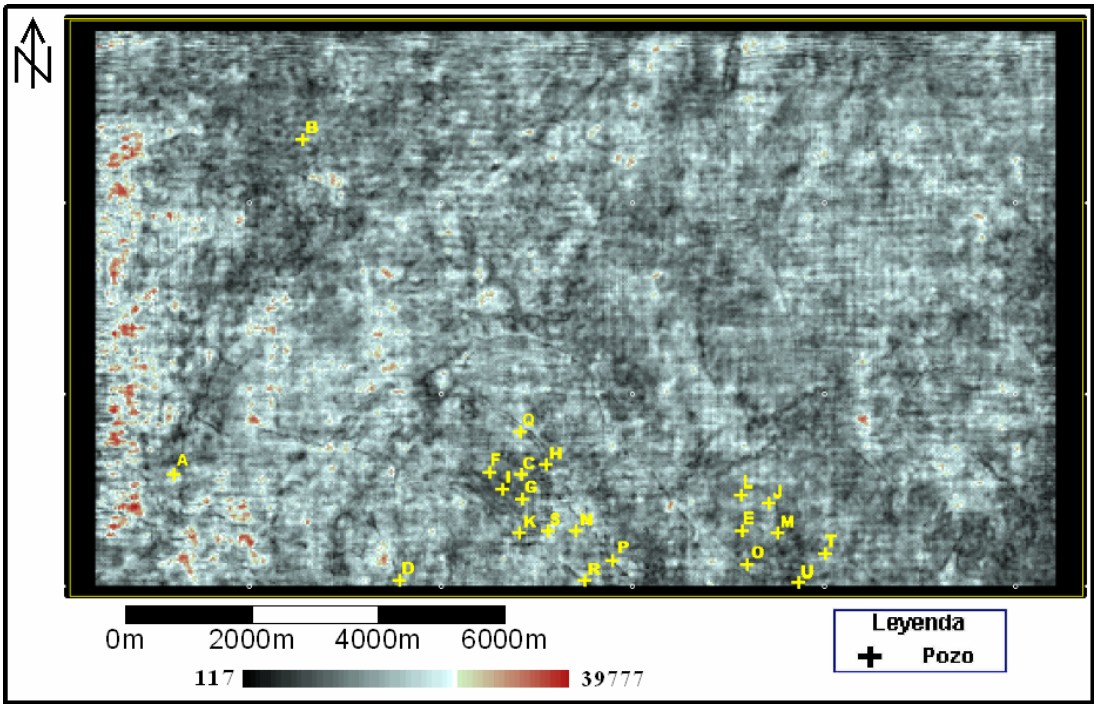

Gráfico 112. Mapa de Intensidad de la Reflexión Promedio de la superficie 2. Atributo interválico.

Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos

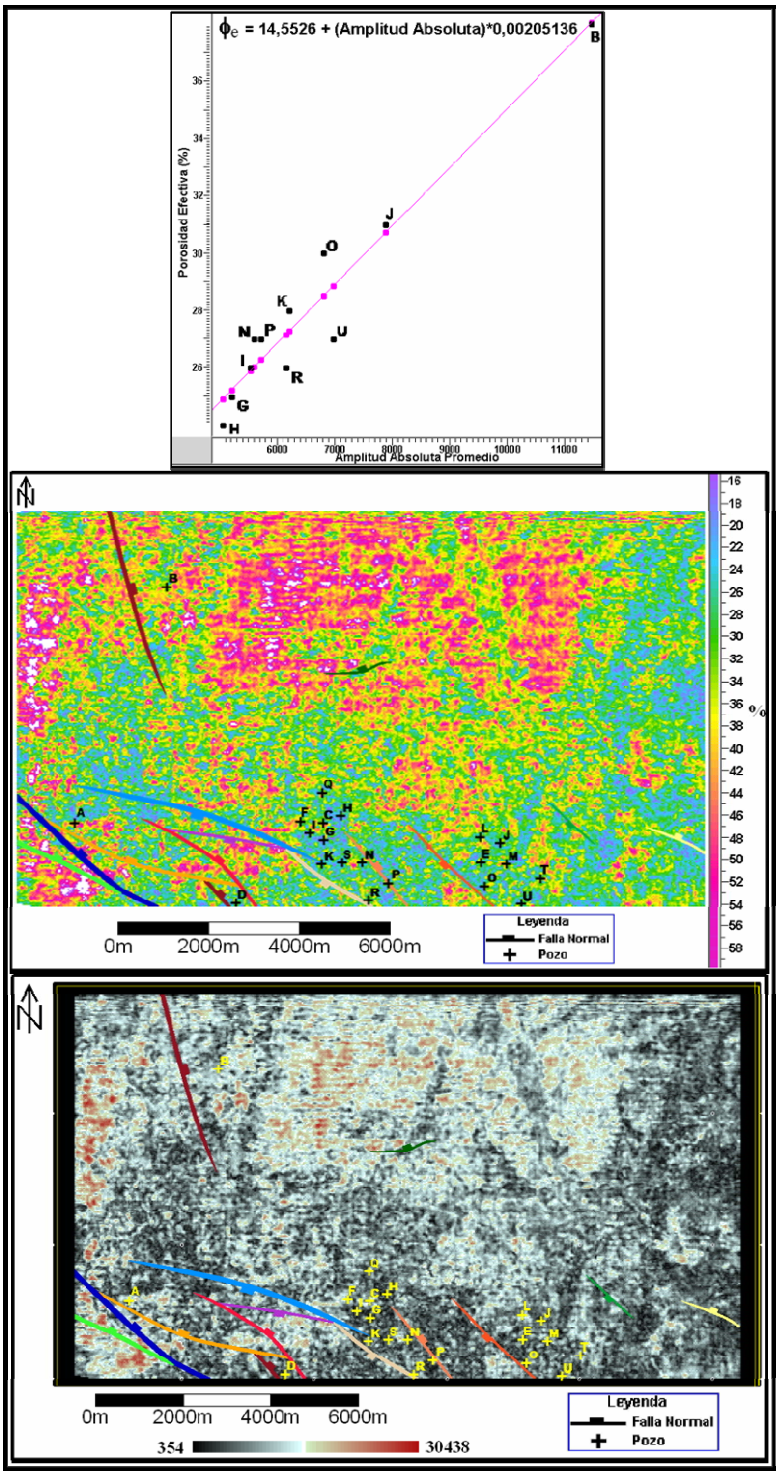

Gráfico 113. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Amplitud Absoluta Promedio. Tope Formación Merecure. El coeficiente de regresión es 77.3 % (arriba) con los pozos "B", "G", "H", "I", "J", "K", "R", "P", "N", "O" y "U". Se muestra el mapa de la propiedad petrofísica (centro) y el mapa de atributo sísmico (abajo).

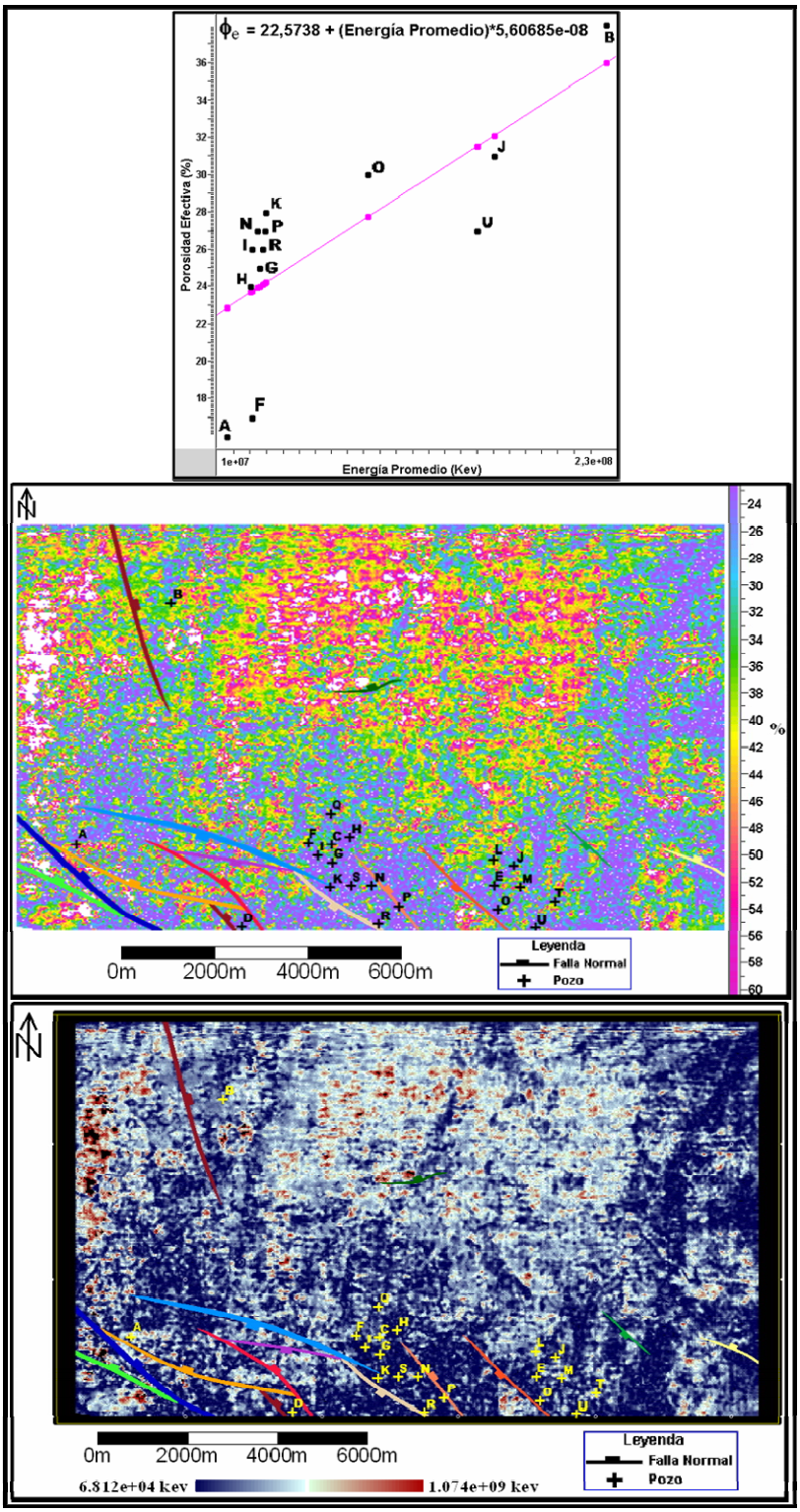

Gráfico 114. Mapa de Porosidad Efectiva guiado con Energía Promedio. Tope Formación Merecure. El coeficiente de regresión es 89.7 % (arriba) con los pozos "A", "B", "H", "I", "J", "K", "F", "G", "R", "P", "N", "O" y "U". Se muestra el mapa de la propiedad petrofísica (centro) y el mapa de atributo sísmico (abajo).

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Audemard F., Azpiritxaga I., Baumann P., Isea A. y Latreille M. (1985). *Marco geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela*. VI Congreso Geológico Venezolano. Memorias, pp. 70-108.

Audemard F. y Lugo J. (1996). *Notes for Petroleum Geology of Venezuela Short Course*. II AAPG/SVG. International Congress & Exhibition, Caracas, 1996.

Bahorich M. y Farmer S. (1995). *3-D Seismic discontinuity for faults and stratigraphic faults and stratigraphic features: The coherence cube*. The Leading Edge, Geophysics, pp. 1053–1058.

Bot P. y Perdomo J. (1986). *Estratigrafía sísmica introducción y aplicaciones*. Lagoven.

Brown, A. (1991). *Interpretation of tree – dimensional seismic data*. Third Edition, AAPG, Memoir 42, Geophysics, Vol. 9.

Caldwell J., Chowdhury A., Van Bemmel P., Engelmark F., Sonneland L. y Neidell N. (1997). *Exploring for Stratigraphic Traps*. Texas, pp. 14.

Calvo, A. (2004). *3D Geological Model of Bare Field reservoirs, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela*. Gerencia de Exploración, PDVSA-División Oriente, Puerto La Cruz, Anzoátegui, Venezuela. AAPG International Conference: October 24-27, 2004; Cancún, México.

Catuneanu, O. (2002). *Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls*. Geological Society of Africa Presidential. Department of Earth and Atmospheric Sciences, Journal of African Earth Sciences, University of Alberta, Canada, pp. 1 – 43.

Chen Q. y Sidney S. (1997). *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*. The Leading Edge, No. 5.

Chopra S. y Marfurt K. (2005). *Seismic attributes - a historical perspective*. SEG, pp. 26.

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

Cruz, L. (1997). *Caracterización litoestratigráfica del campo Budare utilizando electrofacies y sísmica 3D*. Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

C&CReservoirs. (2004). *Orinoco Heavy Oil Belt Eastern Venezuela Basin, Venezuela*. Reservoir Evaluation Report. The analog company, pp. 55.

De Rojas, I. (1987). *Geological Evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela*. AAPG. Bulletin V. 71, October 1987, pp. 1294 – 1303.

Dorn, G. (1998). *Modern 3-D seismic interpretation*. The Leading Edge, pp. 1262-1269.

Edmunson, H. (1988). *Archie II - Electrical Conduction in Hydrocarbon - Bearing Rocks*. The Technical Review, v. 36, Nº 4, pp. 12-21.

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

Gersztenkorn A. y Marfurt K. (1999). *Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping*. Geophysics, vol. 64, Nº 5. pp. 1468–1479.

Goddard, D. (2006). *Venezuela Sedimentary Basins, Principal Reservoirs*. Completion practices.

González de Juana C., Iturralde de Arozena J. y Picard X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*. Ediciones Foninves, 2 tomos, 1031 p., 4 láminas. Caracas, Venezuela, Primera edición.

Graterol, I. (2005). *Interpretación sísmica estructural y estratigráfica de los campos Caipe, Torunos y Obispo, en la cuenca Barinas - Apure*. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Halliburton Company. (2003). *Guía del usuario de Landmark*. Landmark Graphics Corporation.

Haskell N., Nissen S., Hughes M., Grindhaug J., Dhanani S., Heath R., Kantorowicz J., Antrim L., Cubanski M., Nataraj R., Schilly M. y Wigger S. (1999). *Delineation of geologic drilling hazards using 3-D seismic attributes*. The Leading Edge, pp. 6.

Henríquez, N. (2000). *Técnicas de correlación atributos sísmicos – parámetros petrofísicos: revisión e implementación Campo Centro Lago*. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Simón Bolivar, Sartenejas, Caracas, Venezuela.

James H., Tellez M., Schaetzlein G. y T. Stark. (1994). *Geophysical Interpretation: From Bits and Bytes to the Big Picture*. Oilfiel, Schlumberger. Houston, pp. 9.

Kalkomey, C. (1996). *Potential risk when using seismic attributes as predictors of reservoir properties*. 66th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts, pp. 5.

Léxico Estratigráfico de Venezuela – L.E.V. (1999). Editado por el comité interfilial de estratigrafía y nomenclatura (CIEN).

Liner C., Gersztenkorn A. y Smythe J. (2004). *SPICE: A new general seismic attribute*. Department of Geosciences. SEG, pp. 4.

Maraven, S.A. (1983). *Estudios preliminares área Zuata FPO***.** Caracas, Venezuela, 6-102 p.

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

Márquez, C. (1999). *PDD Barinas Norte*. PDVSA Intevep. Los Teques.

Mulholland, J. (1998). *Sequence stratigraphy: Basic elements, concepts, and terminology*. Thomasson Partner Associates, Denver, Colorado. The Leading Edge, pp. 4.

Mulholland J. y Littleton. (1998). *Sequence architecture*. Colorado, The Leading Edge, pp. 5.

Nasher M., AlBinHassan, Yi Luo y Mohammed N. (2006). *3D edge-preserving smoothing and applications*. Society of Exploration Geophysicists, pp. 7.

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

PDVSA CVP. (2006). *Memoria descriptiva Proyecto Magna Reserva área Junín*. Proyecto Magna Reserva.

PDVSA. (2004). *Plan de negocio 2004-2009, división oriente*.

PDVSA. (2005). *Planes estratégicos, Faja Petrolífera del Orinoco*.

Pérez de Mejía D., Kiser G., Maximowitsch B. y Young G. (1980). *Geología de Venezuela*. En: Felder, B. (Coord.), Brie, A.; Gartner, J.; Hepp, V.; Hrabie, M.; Kervella, M.; Mons., F.; Mowat, G.; Neville, N.; Plomb, J.; Sadras, W.; Tejada, A.;

Trassard, J.; Vidal, J. y Zinat, D.: *Evaluación de Formaciones en Venezuela*. Schlumberger Surenco S. A.; 1ra. Ed., 287 p.

Portela J. y Tinedo C. (2006). *Caracterización de las aguas de formación utilizando el registro de Resonancia Magnética Nuclear, en el área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco*. Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad de Oriente (núcleo Bolívar), Ciudad Bolívar, Venezuela.

Reina, J. (2002). *Interpretación sísmica 3D estructural y estratigráfica del Proyecto Socororo al sur del estado Anzoátegui*. Trabajo Especial de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Schlumberger (1997). *Evaluación de Pozos*. Venezuela.

Schlumberger (2003). *Guía del usuario de Geoframe 4.0.4.2*.

Schlumberger (1989). *Log Interpretation Charts*. Schlumberger Educational Services, Houston.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic dictionary of Applied Geophysics*. Society of exploration geophysicists, fourth edition, United States of America; 422 p.

Simandoux, P. (1963). *Dielectric Measurements on Porous Media: Application to the Measurement of Water Saturations: Study of the Behaviour of Argillaceous Formations*. Translated Text in Shally Sand Reprint Volume IV, SPWLA, Houston, pp. 97-124.

Summa L., Goodman E., Richardson M., Norton I. y Green A. (2003). *Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin*. Marine and Petroleum Geology, pp. 323–349.

Talwani, M. (2002). *The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela (or heavy oil to the rescue?)*. Institute for public policy of Rice University. Schlumberger, pp. 34.

Thorseth J., Riley G., Atalik E. y Ersin U. (1997). *3-D seismic interpretation using the coherency cube: An example from the South Embra Precaspian Basin, Kazakhstan*. Amoco Eurasia Petroleum Company. Geophysics, pp. 3.

Van Wagoner J., Mitchum R., Campion K., y Rahmanian V. (1990). *Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Faces*. AAPG, pp. 4.

Wescott, W. (1997). *Channel versus valley: semantics or significance? Properly distinguishing between channels and valleys aids in the exploration and exploitation reservoir*. Amoco Exploration and Production, The Leading Edge, pp. 6.

Winsauer W., Shearin H., Masson P. y Williams M. (1952). *Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry*. AAPG Bulletin, v. 36, Nº 2, pp. 253-277.

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