TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS SECUENCIAL SISMOESTRATIGRÁFICO DE LAS SECUENCIAS TERCIARIAS DESDE EL BLOQUE JUNÍN-NORTE HASTA EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, ESTADO ANZOÁTEGUI

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Bachiller
Castillo Salazar, Jilson José

Caracas, Julio de 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS SECUENCIAL SISMOESTRATIGRÁFICO DE LAS SECUENCIAS TERCIARIAS DESDE EL BLOQUE JUNÍN-NORTE HASTA EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, ESTADO ANZOÁTEGUI

Tutor académico: Prof. Pedro León
Tutor industrial: Ing. José Humberto Sánchez

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Bachiller
Castillo Salazar, Jilson José

Caracas, Julio de 2007

Caracas, Julio de 2007

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

"Análisis Secuencial Sismoestratigráfico de las Secuencias Terciarias desde el Bloque Junín – Norte hasta el Área Mayor de Socororo, Estado Anzoátegui"

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

Prof. Massimo Di Giulio
Jurado

Prof. Ricardo Alezones
Jurado

Prof. José Cavada
Jurado

Prof. Pedro León
Tutor académico

Ing. José Humberto Sánchez
Tutor industrial

DEDICATORIA

La realización de este trabajo va dedicado en primer lugar a la Santísima Trinidad, Padre, Hijo y Espíritu Santo quien ha concedido todo en mi vida. A la Santísima Virgen María quien ruega por nuestros pecados y favores ante nuestro Señor.

A mis padres, Jorgina y Victor, y a mis hermanos Yornavy y Jorge, quienes son parte de mi motivo e inspiración para luchar cada día.

A mi abuela Emilia, tías, tíos, primas, primos y a mis padrinos por mantenerme en sus oraciones y buenos deseos para lograr mis metas.

A mis ahijados, por quienes pido a Dios les regale una vida llena de amor.

A mis amigos, aquellos que me han apoyado durante ésta y otras etapas de mi vida, y quienes también considero como hermanos.

A la memoria de mis familiares que no están con nosotros ahora, quienes siempre recuerdo.

AGRADECIMIENTOS

El primero de mis agradecimientos es para la Ilustre Universidad Central de Venezuela, Patrimonio Cultural de la Humanidad, por servir como un hogar para mi desarrollo integral como persona de este país. Y por que fue un sueño hecho realidad llegar a su reciento y dedicar una parte de mi vida en sus instalaciones.

A PDVSA – CVP por brindar el apoyo para el desarrollo esta investigación, y a PDVSA – INTEVEP por recibirme en sus instalaciones y prestar toda la capacidad y servicio para llevar acabo este trabajo.

A mis tutores el Profesor Pedro León y el Ing. Humberto Sánchez por darme la oportunidad de demostrar mi capacidad como futuro profesional de Ingeniería Geofísica.

A todo el equipo que labora en el Proyecto Magna Reserva de PDVSA – CVP, ingenieros geofísicos, geólogos, petroleros y al personal administrativo que labora en ese proyecto, que en poca o en gran medida me prestaron asistencia y ayuda en la realización de este trabajo. Agradecimientos muy especiales a los equipos de las áreas de Junín y Boyacá, a los ingenieros Liscar Romero, Héctor Andrade, Juan Carlos Suárez, Carlos Márquez, Jesús Ernández, Lizbeth Castillo y Román Paz.

A todos mis panas del Departamento de Geofísica por su estímulo durante toda mi carrera como estudiante, en particular a mis compañeros y amigos Isaías, Jaime y Jesús por recorrer conmigo este camino de esfuerzo y empeño que significó este trabajo.

Castillo S., Jilson J.

ANÁLISIS SECUENCIAL SISMOESTRATIGRÁFICO DE LAS SECUENCIAS TERCIARIAS DESDE EL BLOQUE JUNÍN-NORTE HASTA EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, ESTADO ANZOÁTEGUI

Tutor académico: Prof. Pedro León. Tutor industrial: Ing. José Humberto Sánchez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2007, No de páginas 138.

Palabras Clave: Interpretación – Sismoestratigrafía – Geología – Estructural – Secuencia.

Resumen. La zona de estudio comprende el Bloque Junín – Norte de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión aproximada de 1350 km^2 y el Área Mayor de Socororo que abarca una extensión de 270 km^2 aproximadamente. Esta zona se encuentra cercana a las poblaciones de Pariaguán y El Pao ubicadas en sector suroeste del Estado Anzoátegui.

El objetivo general de la investigación es describir la evolución tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias de la zona antes mencionada a partir de una interpretación sismoestratigráfica de información sísmica 2D. La interpretación de terminaciones sísmicas y definición de límites de secuencia se apoyó con la aplicación de atributo sísmico de fase instantánea en líneas sísmicas 2D y con datos de pozos suministrados para su correlación con los datos sísmicos.

En la zona de estudio se identificaron los límites de secuencias del Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno, que definen la sección terciaria, a partir de la interpretación de terminaciones sísmicas de solapamientos y truncamientos. Se elaboraron mapas estructurales regionales en profundidad de los anteriores topes de secuencias en los cuales se identificaron los sistemas de fallas de Hato Viejo y Altamira; siendo el primero el reconocido en la región de estudio con fallas de tipo normal de rumbo de NE – SO y este – oeste.

En la zona de estudio la Secuencia Oligoceno se acuña hacia el sur sobre el límite superior del Cretácico y corresponde a la Formación Merecure, esta secuencia es la segunda con potencial petrolífero del Terciario. Sobre esta secuencia se deposita la Secuencia Mioceno 1 que representa las arenas basales de la Formación Oficina en un ambiente fluvio – deltaico, en esta secuencia se identificaron dos zonas de interés que contiene los mejores yacimientos de la sección terciaria, con una porosidad promedio de 25 %, un espesor promedio de arena neta petrolífera de 67 pies y con crudos de hasta 17 º API en el sector norte de la zona de estudio. Posterior a esta secuencia se deposita la Secuencia Intramioceno durante un evento transgresivo en un ambiente deltaico.

ÍNDICE

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

RESUMEN iv

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS viii

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN 1

1.1. Planteamiento del problema 1

1.2. Objetivo general 4

1.3. Objetivos específicos 4

1.4. Justificación 4

CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO

2.1. Localización de la zona de estudio 6

2.2. Marco geológico regional 7

2.2.1. Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela 7

2.2.2. Historia tectónica y evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela 9

2.2.3. Características geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco 12

2.2.4. Características geológicas de la provincia occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, áreas Boyacá y Junín 14

2.3. Marco geológico local 16

2.3.1. Características estructurales a nivel local 16

2.3.2. Características estratigráficas a nivel local 17

CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO 22
3.1. Estudio de prospección sísmica 22
3.2. Resolución sísmica vertical 24
3.3. Interpretación sismoestratigráfica 25
3.3.1. Secuencias estratigráficas 26
3.3.2. Características de las secuencias estratigráficas 28
3.3.3. Sistemas sedimentarios 34
3.3.4. Sistema de nivel alto, de nivel bajo y transgresivo 34
3.4. Análisis sísmico secuencial 35
3.4.1. Terminaciones sísmicas de reflectores 35
3.5. Análisis secuencial de pozos 38
3.6. Sismograma sintético 38
3.7. Análisis de facies sísmicas 40
3.8. Atributos sísmicos 43
3.9. Estudio de propiedades petrofísicas 45

CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO 46
4.1. Base de datos y fase de recopilación de información 46
4.2. Selección de transectos sísmicos 47
4.3. Evaluación de la calidad de los datos sísmicos 50
4.4. Interpretación sismoestratigráfica 59
4.4.1. Interpretación estructural 59
4.4.2. Definición de secuencias sísmicas 59
4.4.3. Descripción de facies sísmicas 59
4.4.4. Atributos sísmicos con análisis de traza compleja 62
4.5. Generación de sismogramas sintéticos y calibración sísmica 62
4.6. Conversión tiempo – profundidad 75
4.7. Descripción de la evolución de tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias y propuestas de áreas de interés 76

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS 77
5.1 Descripción de los mapas estructurales 77
5.1.1 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Cretácica 77
5.1.2 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Oligoceno 79
5.1.3 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Mioceno 1 81
5.1.4 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Intramioceno 81
5.2 Interpretación de secuencias sísmicas y descripción de facies sísmicas 84
5.2.1 Transecto sísmico I – I': 84
5.2.1.1 Definición de límites de secuencias sísmicas 84
5.2.1.2 Descripción de facies sísmicas 89
5.2.1.3 Interpretación estructural 90
5.2.2 Transecto sísmico A – A': 91
5.2.2.1 Definición de límites de secuencias sísmicas 91
5.2.2.2 Descripción de facies sísmicas 97
5.2.2.3 Interpretación estructural 98
5.2.3 Correlación de la interpretación sismoestratigráfica 99
5.3 Descripción de la evolución tectono – estratigráfica 107
5.4 Propiedades de los yacimientos 108
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 112
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS 115
APÉNDICES 121

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS

Gráfico 1.Localización geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco 2
Gráfico 2. Subdivisión en bloques para estudio
de certificación y certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco 3
Gráfico 3. Localización geográfica del Área Mayor de Socororo,
Bloque Junín-Norte 6
Gráfico 4. Cuencas petrolíferas de Venezuela. 7
Gráfico 5. Corte geológico conceptual norte-sur
desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco 8
Gráfico 6. Corte geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela NO – SE 9
Gráfico 7. Reconstrucción de las placas tectónicas
para la fase de “rift” del Jurasico 10
Gráfico 8. Reconstrucción de las placas para el Cretácico 11
Gráfico 9. Reconstrucción de las placas para el Oligoceno – Mioceno 12
Gráfico 10. Mapa estructural regional en el tope del Basamento (en revisión). 13
Gráfico 11. Sección esquemática estructural regional
de la Faja Petrolífera del Orinoco (en revisión). 14
Gráfico 13. Mapa estructural del subsuelo en la base del Terciario
a partir de la interpretación sísmica del Área Boyacá 15
Gráfico 14. Mapa estructural de la discordancia Cretácico – Terciario,
Área Junín. Fallas orientadas noreste-suroeste y buzamiento noroeste 16
Gráfico 15. Tablas de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela 21
Gráfico 16. Modelo geológico del subsuelo para una traza sísmica 23
Gráfico 17. Fuentes de energía sísmica.
Derecha: Vehiculo-Vibroseis. Izquierda: Dinoseis adaptado a un vehiculo 23
Gráfico 18. Representación de las fases de un estudio sísmico 24
Gráfico 19. Esquema de los factores que afectan
los cambios relativos del nivel del mar y las secuencias estratigráficas 26
Gráfico 20. Nivel eustático y nivel relativo del mar 27

Gráfico 21. Esquema de una secuencias tipo 1 29
Gráfico 22. Esquema de una secuencias tipo 2 29
Gráfico 23. Patrones de apilamiento de parasecuencia 31
Gráfico 24. Formación del límite de secuencia 32
Gráfico 25. Sistema de nivel bajo 32
Gráfico 26. Sistema transgresivo 33
Gráfico 27. Sistema de nivel alto 33
Gráfico 28. Esquema de terminaciones sísmicas
de reflectores y de discontinuidades 36
Gráfico 29. Una cuña de cresta 36
Gráfico 30. Un truncamiento 37
Gráfico 31. La cuña de progradación 37
Gráfico 32. Solapamiento 38
Gráfico 33. Derecha: (a) Esquema de un sondeo de un registro de densidad.
(b) Registro de densidad y caliper. Izquierda: (a) Esquema
de un sondeo de un registro sónico. (b) Registro sónico y caliper 39
Gráfico 34. Esquema de un tiro de verificación sísmica (TVS) con offset 40
Gráfico 35. Variaciones de la continuidad, amplitud y frecuencia
en el carácter de los reflectores sísmicos 41
Gráfico 36. Naturaleza de los ciclos de terminaciones
de reflectores sísmicos en límites de secuencias 42
Gráfico 37. Configuración típica interna de los reflectores sísmicos
dentro de las secuencias 42
Gráfico 39. Derecha: Fase instantánea aplicada
a una sección del Sur del Mar del Norte. Izquierda: Amplitud instantánea
aplicada a una sección del Mar del Norte 45
Gráfico 40. Diagrama secuencial metodológico 46
Gráfico 41. Mapa base con las líneas sísmicas 2D
y los pozos del área regional y la zona de estudio 47
Gráfico 42. Mapa estructural de la discordancia Cretácico – Terciario

del Área Junín, transectos sísmicos seleccionados 48
Gráfico 43. Mapa base de los transetos sísmicos y pozos seleccionados 49
Gráfico 44. Línea sísmica de la primera campaña de grabación analógica 52
Gráfico 45. Línea sísmica de la segunda campaña de grabación digital. 52
Gráfico 46. Sección sísmica múltiple. 53
Gráfico 47. Línea sísmica de la primera campaña de grabación digital. 54
Gráfico 48. Línea sísmica de la primera campaña de grabación digital 54
Gráfico 49. Sección sísmica múltiple 55
Gráfico 50. Mapa base de líneas sísmicas distribuidas de acuerdo a su calidad para la interpretación 56
Gráfico 51. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación analógica y fuente sísmica Dinoseis 57
Gráfico 52. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Dinoseis 57
Gráfico 53. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la segunda campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Vibraseis 58
Gráfico 54. Sección sísmica sin interpretación y con interpretación de fallas 60
Gráfico 55. Sección sísmica sin interpretación y con interpretación de terminaciones sísmicas y límites de secuencia 61
Gráfico 56. Sección sísmica en densidad con la aplicación de atributos sísmicos de fase instantánea, amplitud instantánea y frecuencia instantánea 63
Gráfico 57. Sismograma sintético del pozo *J-8*, espectro de amplitud, onda extraída para la línea sísmica y la onda teórica 64
Gráfico 58. Sección sísmica sin interpretacióny con la interpretación de secuencias sísmica antes de la calibración con el pozo *J-8* 66

Gráfico 59. Sección sísmica sin interpretación y con la interpretación de secuencias sísmica después de la calibración con el pozo *J-8* 67.
Gráfico 60. Sismograma sintético del pozo *J-11*, espectro de amplitud, onda extraída para la línea sísmica y la onda teórica 68
Gráfico 61. Sección sísmica sin interpretación y con la interpretación de secuencias sísmica antes de la calibración con el pozo *J-11* 69
Gráfico 62. Sección sísmica sin interpretación y con la interpretación de secuencias sísmica después de la calibración con el pozo *J-11* 70
Gráfico 63. Esquema de la sesión de pozos 1 72
Gráfico 64. Esquema de la sesión de pozos 2 73
Gráfico 65. Esquema de la sesión de pozos 3 73
Gráfico 66. Esquema de la sesión de pozos 4 74
Gráfico 67. Cubo de velocidades 75
Gráfico 68. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondientes a los límites de secuencias Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno 76
Gráfico 69. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Cretácica 78
Gráfico 70. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Oligoceno 80
Gráfico 71. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Miceno 1 82
Gráfico 72. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Intramioceno 83
Gráfico 73. Transecto sísmico I – I’ sin interpretación y con interpretación 85
Gráfico 74. Transecto sísmico I – I’ con interpretación de terminaciones sísmicas 86
Gráfico 75. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica sur del transecto sísmico I – I’ sin interpretación y con interpretación 88
Gráfico 76. Transecto sísmico A – A’ sin interpretación y con interpretación 94

Gráfico 77. Transecto sísmico A – A’ con interpretación de terminaciones sísmicas 95
Gráfico 78. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A’ sin interpretación y con interpretación 96
Gráfico 79. Transecto sísmico H – H’ sin interpretación y con interpretación 100
Gráfico 80. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico H – H’ sin interpretación y con interpretación 101
Gráfico 81. Transecto sísmico F – F’ sin interpretación y con interpretación 102
Gráfico 82. Transecto sísmico E – E’ sin interpretación y con interpretación 103
Gráfico 83. Transecto sísmico G – G’ sin interpretación y con interpretación 104
Gráfico 84. Transecto sísmico C – C’ sin interpretación y con interpretación 105
Gráfico 85. Mapa estructural en profundidad de la región de estudio del tope del Mioceno, se muestra las zonas de interés para la extracción de crudo 109
Gráfico 86. Mapa estructural en profundidad de la región de estudio del Tope del Oligoceno, se muestra las zonas de interés para la extracción de crudo 111

Gráfico 87. Atributo de frecuencia instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A’ sin interpretación y con interpretación 121
Gráfico 88. Atributo de amplitud instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A’ sin interpretación y con interpretación 122
Gráfico 89. Atributo de fase instantánea aplicada al transecto sísmico G – G’, sin interpretación y con interpretación 123
Gráfico 90. Atributo de frecuencia instantánea aplicada al transecto sísmico G – G’, sin interpretación y con interpretación 124

Gráfico 91. Atributo de amplitud instantánea aplicada
al transecto sísmico G – G', sin interpretación y con interpretación 125
Gráfico 92. Atributo de fase instantánea aplicada
a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F',
sin interpretación y con interpretación 126
Gráfico 93. Atributo de frecuencia instantánea aplicada
a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F',
sin interpretación y con interpretación 127
Gráfico 94. Atributo de amplitud instantánea aplicada
a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F',
sin interpretación y con interpretación 128
Gráfico 95. Atributo de fase instantánea aplicada
a la línea sísmica oeste del transecto sísmico H – H',
sin interpretación y con interpretación 129
Gráfico 96. Atributo de fase instantánea aplicada
a la línea sísmica oeste del transecto sísmico H – H',.
sin interpretación y con interpretación 130
Gráfico 97. Atributo de fase instantánea aplicada
a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C',
sin interpretación y con interpretación 131
Gráfico 98. Atributo de frecuencia instantánea aplicada
a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C',
sin interpretación y con interpretación 132
Gráfico 99. Atributo de amplitud instantánea aplicada
a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C',
sin interpretación y con interpretación 133
Gráfico 100. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos
correspondiente al límite de secuencia del Cretácico 134
Gráfico 101. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos
correspondiente al límite de secuencia del Oligoceno 134

Gráfico 102. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Mioceno 1 135
Gráfico 103. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Intramioceno 135
Gráfico 104. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica oeste del transecto F – F' 136
Gráfico 105. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la primera campaña de adquisición 136
Gráfico 106. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica oeste del transecto D – D' 137
Gráfico 107. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica suroeste del transecto C – C' 137
Gráfico 108. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica norte del transecto E – E' 138
Gráfico 109. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica sureste del transecto B – B' 138
Tabla 1. Pozos y registros 49
Tabla 2. Resolución sísmica vertical considerando las campañas de adquisición y el formato de grabación 58

CAPÍTULO I

INTRODUCCCIÓN

El avance en los estudios geofísicos aplicados a la prospección petrolera ha contribuido en la descripción de la evolución tectónica y/o estratigráfica de las cuencas petrolíferas alrededor del mundo y han ayudado al entendimiento de la génesis, evolución y de las características fundamentales de los yacimientos de hidrocarburo. En particular la investigación de información sísmica y la proveniente de registros de pozos representan un factor clave para las empresas petroleras al momento de caracterizar los reservorios de ciertos campos petroleros de forma óptima.

El estudio estructural y estratigráfico de las cuencas petrolíferas ha favorecido el conocimiento de los límites y las propiedades de las áreas de producción dentro de un yacimiento, así como también la propuesta de nuevas zonas de desarrollo que permitan el incremento de la producción en dichos campos.

1.1. Planteamiento del problema

La empresa petrolera venezolana ha diseñado proyectos estratégicos para el desarrollo de los campos de hidrocarburo del país, entre los cuales se encuentra el Proyecto Magna Reserva que se encuentra contemplado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030; de acuerdo a Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA) en el año 2005, este plan tiene entre sus objetivos la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, en un área de dieciocho mil doscientos veinte kilómetros cuadrados (18220 km^2) aproximadamente, de cincuenta y cinco mil trescientos catorce kilómetros cuadrados (55314 km^2) que posee la faja, que se encuentran divididos en 27 bloques y organizados en cuatros grandes áreas, conocidas con los nombres de Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (gráfico 1).

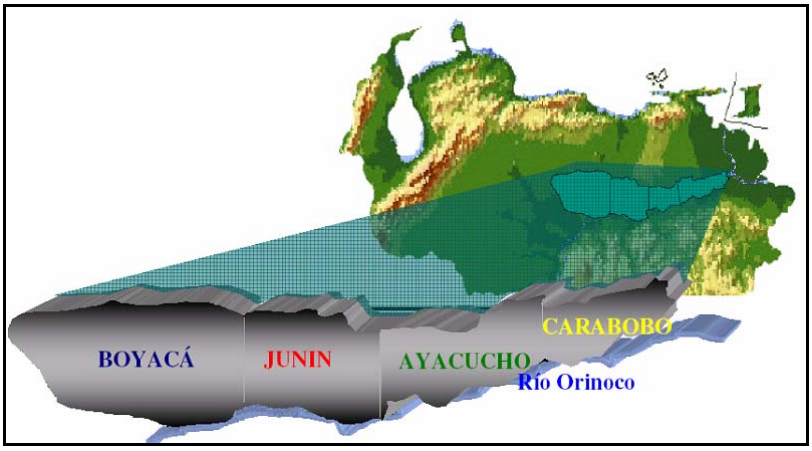


Gráfico 1. Localización geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En particular el Área de Junín comprende 10 bloques localizados en la parte centro-occidental de la faja, seis de los cuales son certificadas por PDVSA, mientras que los cuatros bloques restantes se desarrollaran de forma conjunta con estatales petroleras de América Latina y el mundo (gráfico 2).

El Bloque Junín-Norte abarca un área de 1350 km^2 aproximadamente y se encuentra localizado en el sector noreste del Área de Junín y comprende los campos San Cristóbal y San Diego Norte (gráfico 2); de acuerdo al Plan de Negocios 2004 - 2009 (PDVSA División Oriente, 2004) el Área de San Cristóbal tiene una extensión de 799 km^2, esta zona se encuentra en un proyecto que tiene como objetivo recuperar ciento treinta y siete millones de barriles (137 MMBls) de reservas en los yacimientos de la Formación Oficina, a partir de la perforación y completación de 50 pozos horizontales dentro de un área de 114 km^2 aproximadamente y de 10 hoyos pilotos estratigráficos.

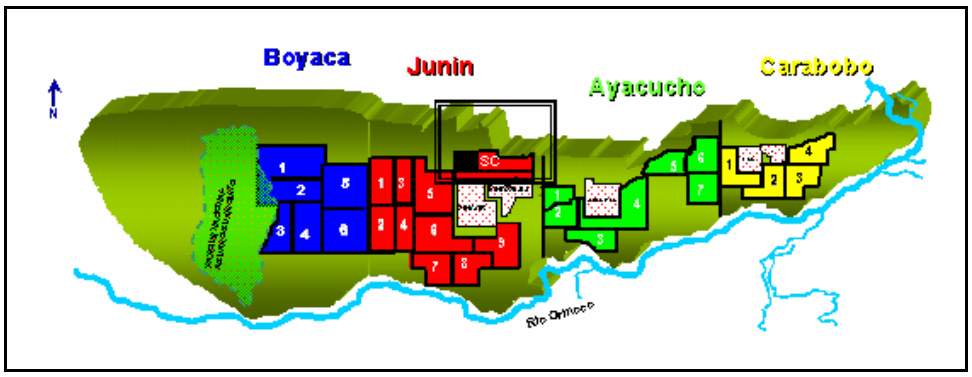


Gráfico 2. Subdivisión en bloques para estudio de certificación y certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Nótese en el recuadro la ubicación de los bloques San Cristóbal y San Diego Norte.

Adyacente al Bloque Junín-Norte en dirección noreste se encuentra ubicada el Área Mayor de Socororo, que se divide en los Campos Socororo Este y Oeste, Caricari y Cachicamo, y que en conjunto abarcan una extensión de 270 km^2 aproximadamente; de acuerdo a la información del Plan de Desarrollo del Área Mayor de Socororo 2002-2021 (PetroUCV, 2001) las arenas prospectivas se encuentran principalmente en las formaciones Oficina y Merecure, y están distribuidas en 180 yacimientos de hidrocarburos.

El Área Mayor de Socororo se encuentra conformado estructuralmente por un monoclinal fallado, con rumbo noroeste y buzamiento norte entre 2º a 3º; además el área posee un importante volumen de gas de aproximadamente doscientos setenta y ocho millardos de pies cúbicos netos (278 MMMPCN), distribuidos en 77 yacimientos, y las proyecciones son obtener en un intervalo de 20 años una producción máxima de doce mil doscientos barriles netos por día (12200 BNPD) de crudo de 16 ºAPI (PetroUCV, 2001).

El Bloque Junín – Norte y el Área Mayor de Socororo forman parte, desde el punto de vista estratégico, de dos áreas de acumulación de reservas importantes, como lo son la Faja Petrolífera del Orinoco y el Área Mayor de Oficina, respectivamente. A pesar de su proximidad, no se conocen las relaciones entre estas dos zonas respecto a un marco cronoestratigráfico en sus secuencias, en particular las correspondientes al periodo Terciario, tiempo al que pertenecen significativos

yacimientos de hidrocarburos. Estos hechos han impulsado el interés de PDVSA por conocer el desarrollo estructural y estratigráfico de estas zonas adyacentes; es por esto que surge la necesidad de realizar un estudio sobre la evolución tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias, desde el Bloque Junín – Norte hasta el Área Mayor de Socororo, esta información es fundamental al momento de explorar y caracterizar los yacimientos presentes en estas áreas

1.2. Objetivo general

Describir la evolución tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias desde el Bloque Junín – Norte hasta el Área Mayor de Socororo a partir de una interpretación sismoestratigráfica de información sísmica 2D.

Proponer áreas de interés y/o localizaciones de desarrollo para la ubicación de nuevos pozos y/o la reactivación de pozos ya presentes en la zona.

1.3. Objetivos específicos

- Evaluar la calidad de la información sísmica 2D.
- Identificar secuencias sísmicas.
- Aplicar atributos sísmicos a líneas sísmicas 2D.
- Describir la distribución espacial de las secuencias sísmicas.
- Caracterizar los potenciales reservorios.
- Describir la evolución geológica de la zona de estudio.

1.4. Justificación

Este trabajo redunda en un beneficio económico a la empresa petrolera venezolana, debido a que suministrará información sobre la extensión y potencialidad de los yacimientos de la zona de estudio, Bloque Junín-Norte y Área Mayor de Socororo. Tales resultados son necesarios para el desarrollo adecuado de estos campos ya que con estos se estarán estableciendo zonas de menor o mayor riesgo

para la perforación de pozos, lo que puede traducirse en el aumento de la extracción de hidrocarburos y el ahorro de costos en localización de pozos con una baja producción o “secos”. Además, con esta contribución se favorecerá también a la población de los países consumidores de hidrocarburo que lo utilizan como fuente de energía y/o como materia prima industrial o casera.

En el aspecto metodológico el proyecto aporta un volumen de información importante para estudios integrados con áreas de geología e ingeniería de yacimientos, de acuerdo a los programas de desarrollo para las dos áreas de trabajo; de igual manera, estos resultados podrán ser de utilidad para los estudios relacionados con las técnicas de descripción de reservorios de hidrocarburos.

Finalmente, desde el punto de vista teórico, esta investigación contribuye con el campo de la Geofísica en el tema de las reflexiones sísmicas, puesto que el proyecto representa una aplicación de las teorías de propagación de ondas sísmicas en el importante campo de la prospección geofísica, y su finalidad de explorar indirectamente el subsuelo para la búsqueda de recursos naturales.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Localización de la zona de estudio

El Área Mayor de Socororo y el Bloque Junín – Norte (Faja Petrolífera del Orinoco) se encuentran ubicados cercanos a las poblaciones de Pariaguán y El Pao, al suroeste del estado Anzoátegui (gráfico 3).

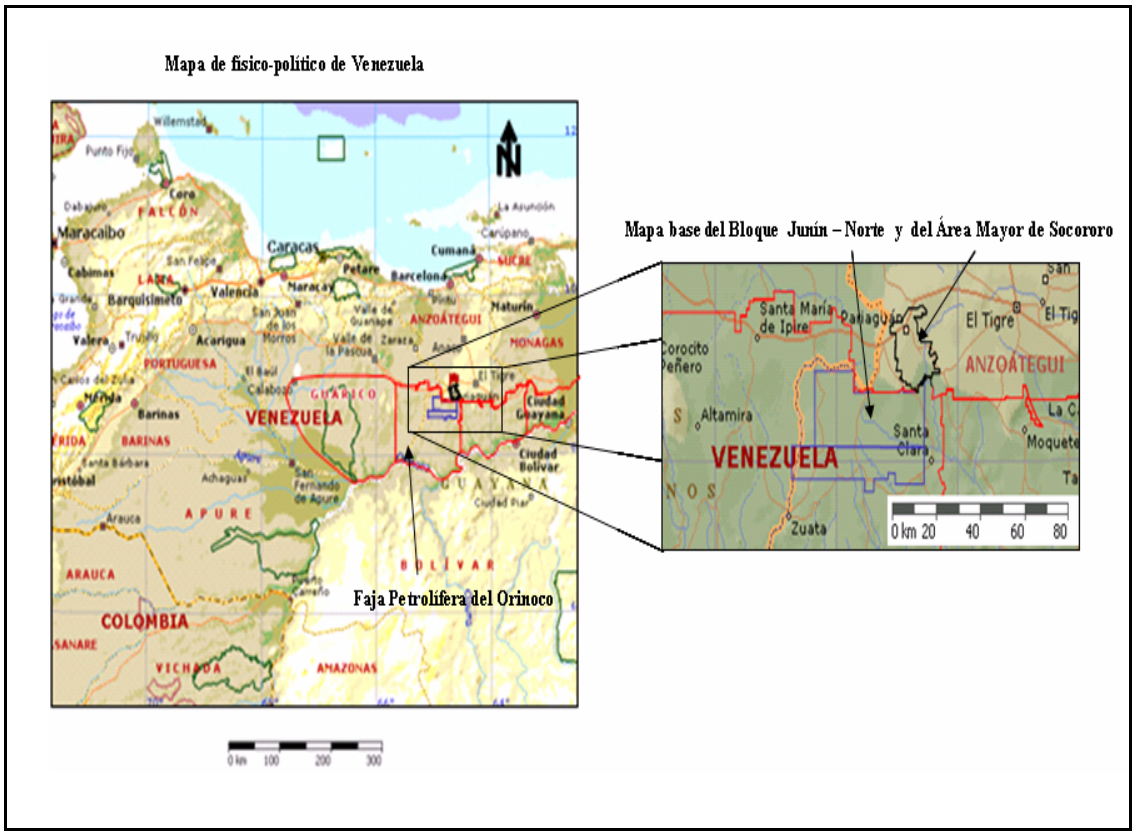


Gráfico 3. Localización geográfica del Área Mayor de Socororo, Bloque Junín-Norte respecto a la población de Pariaguán, estado Anzoátegui. Faja Petrolífera del Orinoco

2.2. Marco geológico regional

2.2.1. Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

El Área Mayor de Socororo y el Bloque Junín – Norte pertenecen, en un marco regional, a la Cuenca Oriental de Venezuela, de acuerdo a Arnstein “et al” (1985), como se muestra en el gráfico 4 se encuentra situada en el sector nororiental de Venezuela, limita al sur con el Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl; hacia el norte la cuenca limita con la Cordillera Araya – Paria y hacia el este por el Delta del Orinoco y el Golfo de Paria (plataforma continental).

La superficie de esta depresión en Venezuela tiene aproximadamente una longitud de 800 km en sentido oeste-este, con un ancho promedio de 200 km de norte a sur, para una superficie total de aproximadamente 165000 km², que comprende parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Sucre y Delta Amacuro. La Cuenca Oriental de Venezuela actualmente, se caracteriza por presentar una geometría asimétrica, con un mayor buzamiento en el flanco norte y una ligera inclinación en el flanco sur (González de Juana “et al”, 1980). Además, de acuerdo a un trabajo realizado por Ostos y Yoris en 1997, esta cuenca se encuentra subdividida en dos subcuencas, la de Guárico y la de Maturín.



Gráfico 4. Cuencas petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco, L.E.B. = Lineamiento de El Baúl (tomado de Ostos y Yoris, 1997).

En dicha investigación se señala que la Subcuenca de Guárico abarca parte del estado Guárico y el sector norte del estado Anzoátegui; su flanco norte está asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (gráfico 5) que sobrecarga rocas cretácicas y terciarias; esto da lugar a un marco tectónico complejo, mientras que hacia el sur se considera más sencillo, evidenciando depresiones estructurales que conservan rocas jurasicas y paleozoicas.

En el gráfico 5 se puede observar, entre otras cosas como los sectores correspondientes al Cretácico y el Terciario de la Cuenca Oriental son cabalgados por un frente de corrimientos.

El mismo estudio (Ostos y Yoris, 1997) menciona que en la Subcuenca de Maturín se presentan desde el punto de vista operacional dos dominios definidos por la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas; éstos se encuentran al norte, con la presencia de la falla de El Pilar, y al sur del Corrimiento de Pirital, esto puede ser observado en la gráfico 6. Además, en este mismo gráfico, se puede apreciar como se encuentra asociado el flanco norte de la Subcuenca de Maturín a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur por la colisión entre las placas del Caribe y Suramericana.

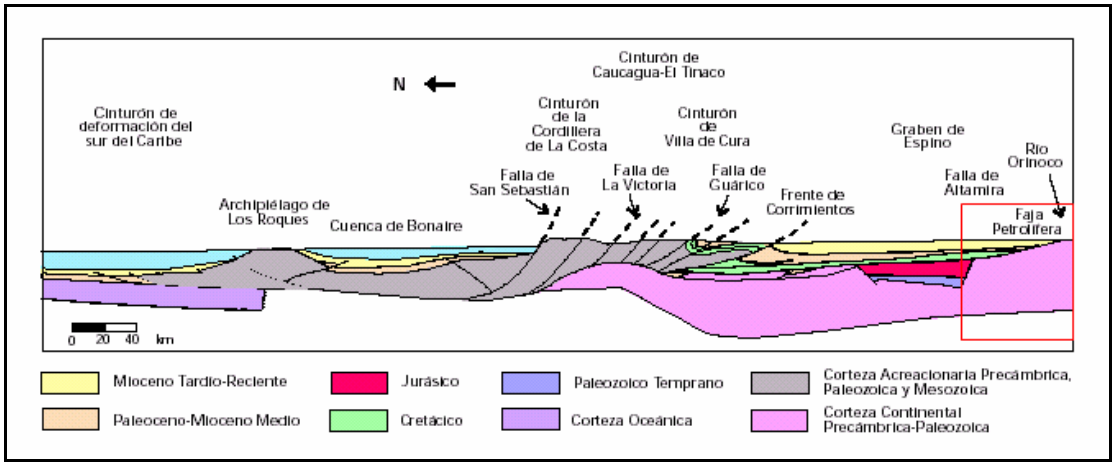


Gráfico 5. Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco, nótese la ubicación relativa de la Provincia Occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco en el recuadro rojo (tomado y modificado de Ostos y Yoris, 1997).

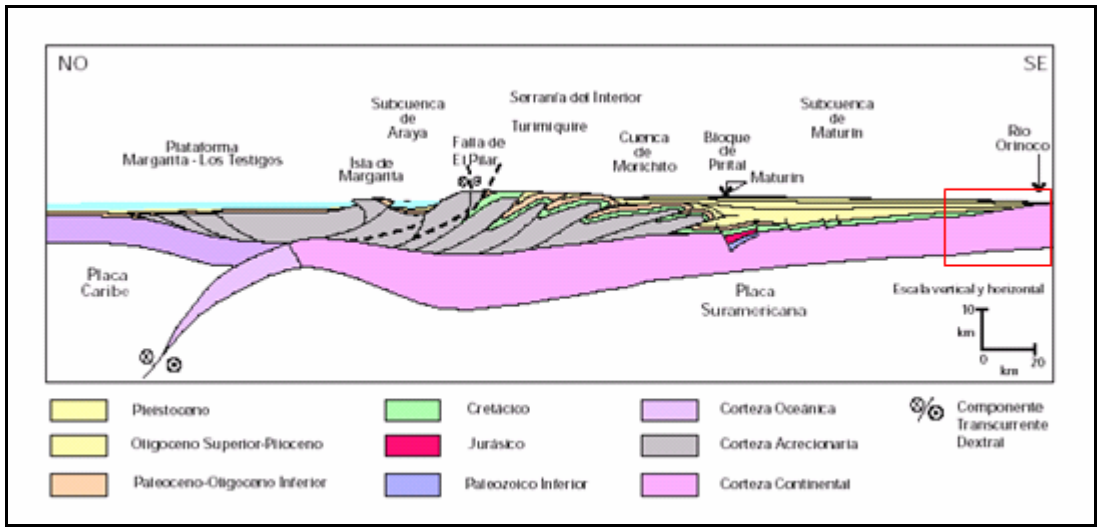


Gráfico 6. Corte geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela NO – SE desde la plataforma Margarita- Los Testigos hasta el Río Orinoco, nótese la ubicación relativa de la Provincia Oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco en el recuadro rojo (tomado y modificado de Ostos y Yoris, 1997).

2.2.2. Historia tectónica y evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La historia tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela de acuerdo a ciertos autores puede ser dividida en cuatro episodios: primero una fase de pre – apertura ("prerift") en el Paleozoico, seguido por una fase de apertura y deriva ("rift" y "drift" respectivamente) durante el Jurasico y el Cretácico Temprano, luego un margen pasivo entre el Jurasico Tardío y el Paleógeno y el cuarto periodo esta representado por una colisión oblicua en el Neógeno y el Cuaternario (Eva "et al", 1989; Parnaud "et al", 1995).

De acuerdo a Parnaud "et al" (1995) los dos primeros periodos pueden ser interpretados con información sísmica en la Subcuenca de Guarico mientras que en la parte central de la Cuenca Oriental solo los dos últimos periodos pueden ser identificados a través de estudios de pozos y de afloramientos.

A la fase de pre-apertura, que se desarrolla durante el Paleozoico, se asocian las formaciones de Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico las cuales se depositaron en un ambiente costero a marino nerítico.

La rotura o “rifting” de Pangea (gráfico 7) da origen a ciertas estructuraciones, como los grábenes de Apure – Mantecal y Espino, que posteriormente influyen en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas. Durante esta fase, ha sido descrita la Formación La Quinta en el que se deposita en un ambiente de tipo continental sedimentos tipo “capas rojas”, volcánicas y eventualmente clásticos (Ostos y Yoris, 1997; Parnaud “et al”, 1995, Summa “et al”, 2003).

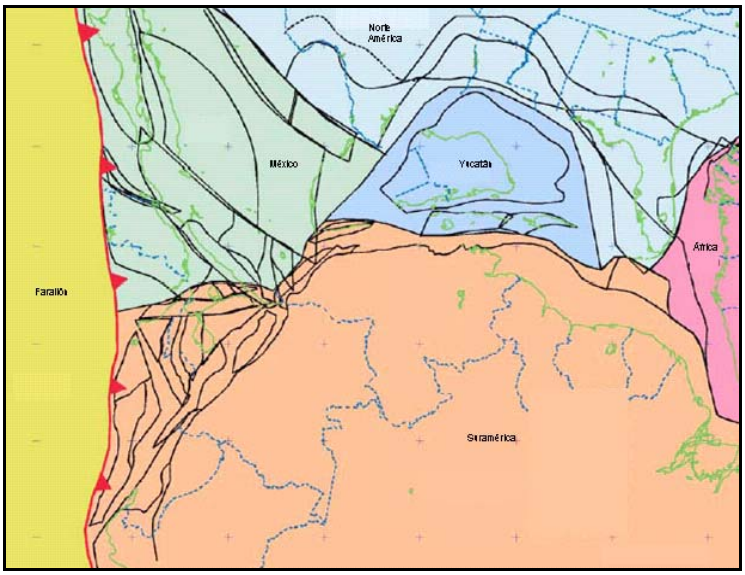


Gráfico 7. Reconstrucción de las placas tectónicas para la fase de “rift” del Jurasico (tomado y modificado de Summa “et al”, 2003).

El margen pasivo abarcó el Cretácico – Paleógeno y está caracterizado por tres fases transgresivas principales que se desarrollaron desde norte a sur y que culminaron de forma respectiva durante el Turoniense, Paleoceno – Eoceno Temprano y el Oligoceno (gráfico 8). De acuerdo a Parnaud “et al” (1995) aunque estas “mega – secuencias” son claras en líneas sísmicas, la base no es bien identificada ni en pozos ni en afloramientos.

La fase transgresiva inicial comienza con el depósito de las arenas basales de la Formación Barranquin. El máximo avance transgresivo es marcado por el depósito de carbonato que es diacrónico en una dirección norte-sur dentro de la cuenca.

Durante el Paleoceno-Eoceno, la próxima trasgresión sigue la regresión del Maastrichtiense representada por la Formación San Juan. La regresión final que se desarrolla durante el Oligoceno se inicia con el depósito de las arenas basales de la Formación Merecure en un ambiente continental en la parte sur de la cuenca y en el interior de un ambiente de plataforma en la parte norte.

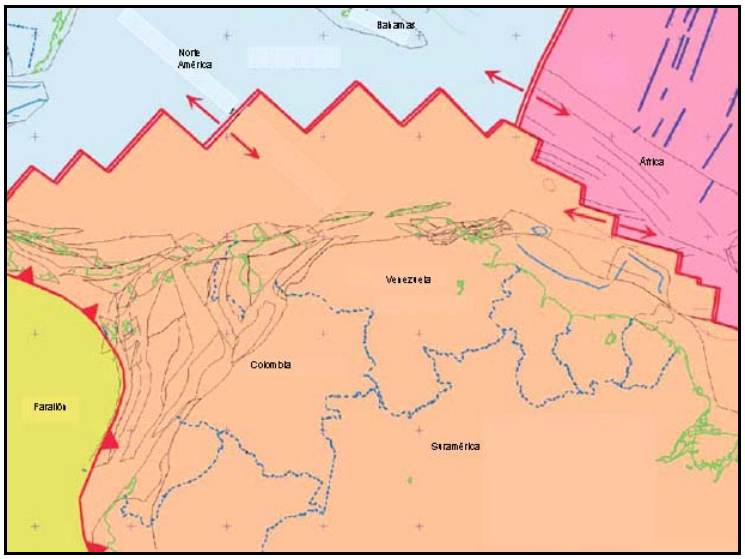


Gráfico 8. Reconstrucción de las placas para el Cretácico (95 millones de años) donde la parte norte de Venezuela es un margen pasivo (tomado y modificado de Summa "et al", 2003).

El margen pasivo finalizó durante el Oligoceno cuando fue terminado por la colisión de la placa Caribe contra la placa Suramericana (gráfico 9) y la cuenca cambia hacia una cuenca antepaís ("foreland basin"). La colisión oblicua migra progresivamente hacia el este durante el Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas: un área sur que corresponde a la zona de plataforma, una zona central correspondiente a una antefosa ("foredeep"), y un área norte que se corresponde a el área de sobrecorrimiento. La carga aplicada del cinturón de corrimiento diacrónico al límite norte del continente Suramericano conduce a una migración hacia el este de la antefosa. En el oriente de Venezuela la actividad no tectónica ha sido identificada en los registros de las rocas al Eoceno tardío; la antefosa también migra desde el norte hacia el sur, relacionado al apilamiento de las unidades alóctonas causadas por la colisión de las placas.

La antefosa, localizada al sur del frente de deformación, fue separada desde la plataforma por el talud. En la antefosa misma, el espesor de lutita de la Formación Carapita se deposita primero, siendo el principal sello para los reservorios Oligoceno-Mioceno (formaciones Freites y Oficina) y es también considerada como una roca fuente potencial con mezcla de tipos de materia orgánica (continental y marina). Sin embargo, la antefosa fue principalmente rellenada durante el Plioceno – Pleistoceno con los depósitos recientes La Pica y Las Piedras, representativos de ambientes marinos someros a continental (Ostos y Yoris, 1997; Parnaud "et al", 1995).

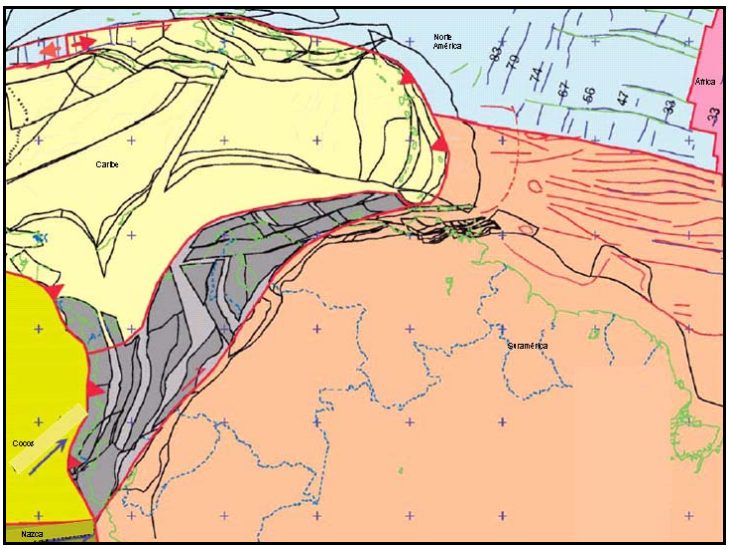


Gráfico 9. Reconstrucción de las placas para el Oligoceno – Mioceno, donde la llegada del arco del Cribe inicia la compresión del este de Venezuela (tomado y modificado de Summa "et al", 2003).

2.2.3. Características geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco de acuerdo a Audemard "et al" (1985) se encuentra ubicada a lo largo del margen sur de la Cuenca Oriental de Venezuela paralela al curso del río Orinoco (gráficos 3 – 6). En el mismo estudio se señala que el área donde se encuentra la faja estaba localizada durante el Terciario en un borde continental bajo la influencia costera. Estos autores también mencionan que para este mismo período se identificaron tres ciclos de transgresión – regresión a parte de la Formación Las Piedras, un ciclo inferior que incluye las formaciones La Pascua,

Roblecito y Chaguaramas en su parte basal, y los otros dos ciclos que incluyen las formaciones Oficina, Chaguaramas en su parte superior y Freites.

El sistema de fallas de Hato Viejo divide la faja en dos provincias estructurales (gráficos 10 y 11); al oeste del sistema de fallas se tienen las áreas de Boyacá y Junín (anteriormente conocidas como Machete y Zuata respectivamente) donde el Terciario descansa discordante sobre espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos (Audemard "et al", 1985; Ostos y Yoris, 1997).

En la provincia oriental, conformada por las áreas Ayacucho y Carabobo (previamente conocidas como Hamaca y Cerro Negro respectivamente), el Terciario se encuentra trasgrediendo el basamento ígneo – metamórfico; en esta provincia las fallas son de tipo normal de tensión con tres direcciones preferenciales: una orientación este – oeste, otra N 60º-70º E y una N 30º-45º O. La provincia occidental la dirección predominante de las fallas son este – oeste y NE – SO, destacándose esta última orientación para el sistema de fallas de Altamira en la zona limítrofe de las áreas Boyacá y Junín (Audemard "et al", 1985; Isea, 1987; Talwani, 2002).

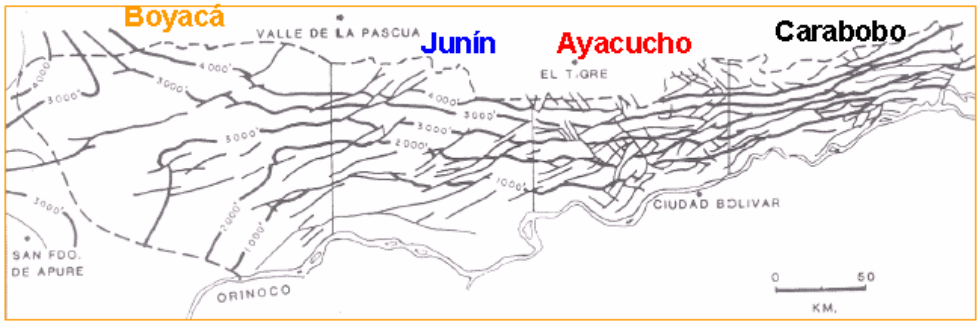


Gráfico 10. Mapa estructural regional en el tope del Basamento (en revisión). Nótese que en la provincia Occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco donde el Basamento es cartografiado al tope del Paleozoico (tomado y modificado de Fiorillo, 1985).

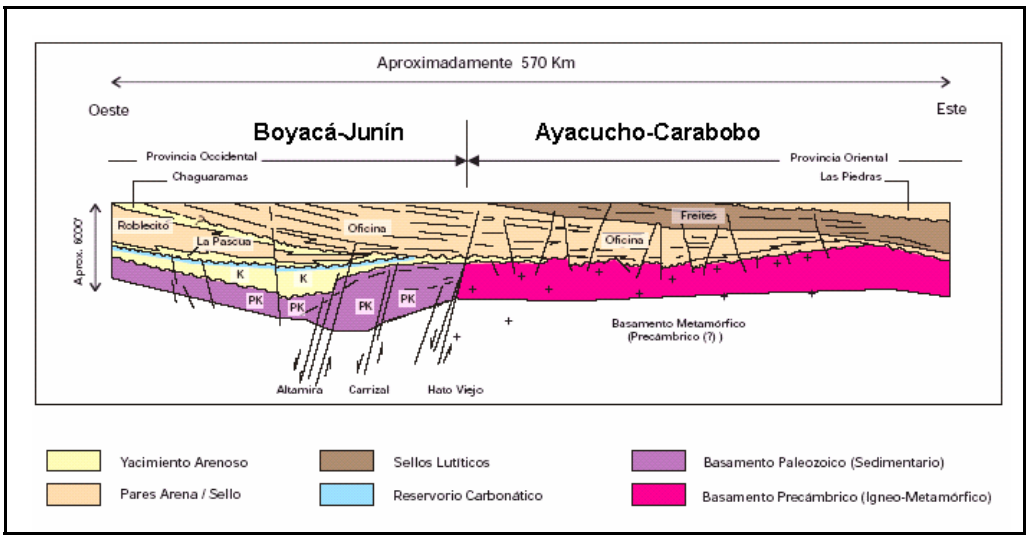


Gráfico 11. Sección esquemática estructural regional de la Faja Petrolífera del Orinoco (en revisión). Nótese que en la provincia Occidental, conformada por las áreas de Boyacá y Junín, el Terciario descansa discordante sobre espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos, mientras que en la provincia oriental (áreas Ayacucho y Carabobo) el Terciario se encuentra trasgrediendo el basamento ígneo-metamórfico de la Faja Petrolífera del Orinoco (tomado y modificado de Ostos y Yoris, 1997).

2.2.4. Características geológicas de la provincia occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, áreas Boyacá y Junín

En la zona oeste de la provincia occidental de la faja del Orinoco (Área de Boyacá) según Kiser (1987) el elemento estructural más notable es el Arco de El Baúl (gráfico 12), asociado a éste se tiene otros componentes estructurales como la zona de la falla Machete que tiene una tendencia N 80º E y un posible movimiento rumbo deslizante sinestral, el Alto de Machete que se encuentra en la intersección de la anterior zona y el Arco de El Baúl, el Arco de Monasterio el cual es una prolongación SE de El Baúl, y la zona de falla de Altamira que de acuerdo a este mismo autor este sistema de fallas es un pre – arco que define el límite sur del Graben de Espino.

Las formaciones del Terciario en el Área de Boyacá son La Pascua (Oligoceno), Roblecito (Oligoceno y Mioceno inferior) y Chaguaramas (Mioceno inferior), en las áreas de producción la secuencia es esencialmente arenosa, y suministra el mayor volumen de arenas petrolífera, en especial las arenas basales de la Formación Chaguaramas (Kiser, 1987).

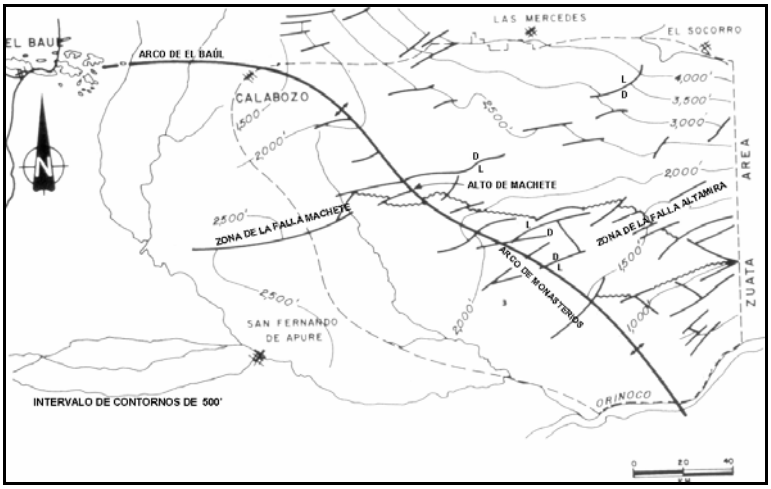


Gráfico 13. Mapa estructural del subsuelo en la base del Terciario a partir de la interpretación sísmica del Área Boyacá (tomado y modificado de Kiser, 1987).

Para el sector este de la provincia occidental (Área Junín), de acuerdo a Rojas (1987) desde el punto de vista estratigráfico se compone de rocas de edad Paleozoica a Cenozoica que son suprayacente al complejo ígneo-metamórfico Precámbrico del escudo de Guayana. Las principales acumulaciones de hidrocarburo están en las arenas basales de la Formación Oficina (Terciario) con acumulaciones menores en las arenas subyacentes del Grupo Temblador (Cretácico). La sección Terciaria esta compuesta principalmente por las formaciones Oficina y Freites; ambas fueron depositadas durante un evento transgresivo que ocurrió en el Mioceno, a lo largo de la plataforma estable de una restrictiva cuenca que existió en Venezuela oriental (Vega y Rojas, 1987).

Una característica de la Formación Oficina es el solapamiento de las arenas basales contra las antiguas rocas del sur. De esta forma las arenas productivas de esta formación fueron depositadas dentro de un plano fluvial a costero con un desarrollo deltaico. Estructuralmente, en el nivel de la Formación Oficina y el Grupo Temblador, los yacimientos buzan entre 0.5º y 3º hacia el NE, formando un monoclinal cortado por un sistema de fallas normales escalonadas o en “échelon” (gráfico 14).

Según Vega y Rojas (1987) las fallas, principalmente orientadas noreste-suroeste y buzamiento noroeste, tienen desplazamiento vertical menor a 150 metros, mientras que Rojas (1987) menciona que es de 61 metros (200 pies). Las fallas son más intensas hacia la parte norte del área; se tiene también que el principal mecanismo de entrampamiento es estratigráfico y las fallas localmente influyen en las condiciones de acumulación.

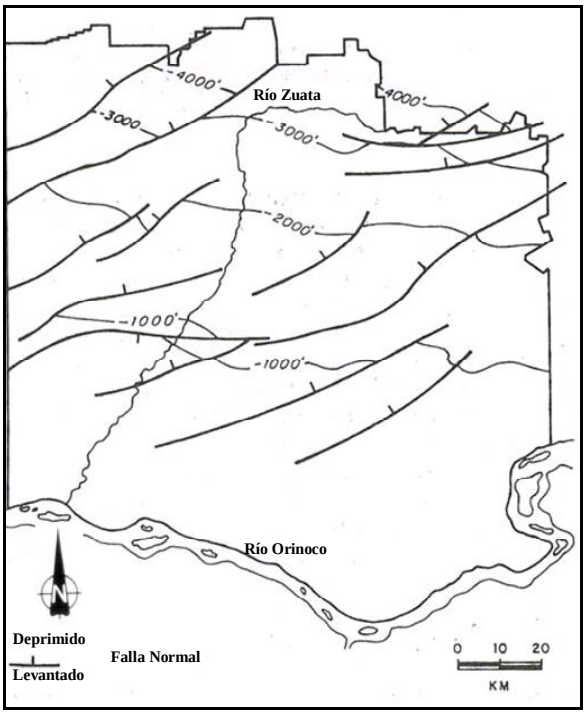


Gráfico 14. Mapa estructural de la discordancia Cretácico – Terciario, Área Junín. Fallas orientadas noreste-suroeste y buzamiento noroeste, intervalo de contorno cada 1000' (tomado y modificado de Rojas, 1987).

2.3. Marco geológico local

2.3.1. Características estructurales a nivel local

El sector de mayor extensión en la región de estudio lo representa el bloque Junín – Norte, que según Rojas (1987) en esta zona del Área Junín el grupo Temblador (Cretácico) en la columna sedimentaria subyace discordante a la Formación Oficina. En el nivel de la Formación Oficina y el Grupo Temblador, el sector norte del Área Junín está localizado en un suave sinclinal, orientado norte – sur, y limitado por el norte por una falla normal con alrededor de 30 metros (100 pies)

de salto vertical; esta falla, con un rumbo N 55º O y buzamiento SO, controla la acumulación de hidrocarburo.

Por otro lado el Área Mayor de Socororo puede considerarse como un monoclinal fallado con un rumbo noroeste (NO) y un buzamiento regional entre 2º y 3º en dirección norte. Relacionada con esta estructura se tiene un sistema de fallas normales que presentan una dirección NE – SO, destacándose la Falla Cachicamo, de un salto aproximado de 120 a 180 pies, por ser la estructura principal del área en el entrampamiento de hidrocarburos (PetroUCV, 2001).

2.3.2. Características estratigráficas a nivel local

Las principales formaciones que conforman la superficie y subsuelo del Área Mayor de Socororo y del Bloque Junín-Norte, de más reciente a más antiguas, son Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, y el grupo Temblador. El orden de todas estas formaciones puede ser observado en el gráfico 15 en la que se presenta una tabla de correlación estratigráfica en la Cuenca Oriental de Venezuela.

Formación Mesa

El Ministerio de Minas e Hidrocarburo (MMH) publicó en 1970 el Léxico Estratigráfico de Venezuela (LEV), donde se menciona que esta formación abarca las mesas fisiográficas características del sector oriental de la Cuenca Oriental de Venezuela. Su origen es continental, como resultado de una sedimentación fluvial – deltaico, producto de la avanzada de un delta hacia el este. Esta formación está compuesta principalmente por conglomerados, y sus sedimentos clásticos presentan una gradación de más grueso a más fino de norte a sur, en este mismo sentido disminuye el espesor, que es igualmente variable, mientras que aumenta de oeste a este. La edad de esta formación es del Pleistoceno (González de Juana “et al”, 1980; Hedberg y Pyre, 1944).

Formación Las Piedras

De acuerdo a MMH (1970) la localidad tipo de ésta formación se caracteriza por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, lutitas ligniticas y lignitos La edad indicada de esta formación es entre Mioceno tardío a Plioceno. Esta formación se prolonga hacia el este hasta Pedernales, estado Delta Amacuro y el golfo de Paria, hacia el sur de la cuenca oriental es corcondante sobre la Formación Freites (González de Juana, 1946).

Formación Freites

Su edad fue asignada para el Mioceno medio según el MMH (1970), y cubre el flanco sur de la subcuenca de Maturín, casi hasta el río Orinoco entre los estados Anzoátegui y Monagas. La litología predominante en esta formación son lutitas marinas de color gris verdoso sin contenido fósil y arenas de tipo variable en la parte superior e inferior. El espesor de esta unidad litológica incrementa hacia el eje de la cuenca y varía entre 900 y 3300 pies en algunos campos petroleros. Se presenta una relación de discordancia apenas en la región de Anaco (González de Juana "et al", 1980; Hedberg "et al", 1947).

Formación Oficina

En el LEV de 1970 se establece su edad entre el Mioceno inferior a medio. Su extensión geográfica abarca el subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en los estados Anzoátegui y Monagas. Debido a la importancia petrolera de las arenas de esta formación fue dividida de manera informal en tres grupos: las arenas del Área Mayor de Anaco, Mayor de Oficina y Mayor de Temblador.

También se menciona en el LEV que la litología general de la Formación Oficina está compuesta de lutitas y arenas alternantes, estas últimas no aparecen con el desarrollo progresivo de las lutitas hacia el eje de la cuenca pero están más presentes en la periferia de la misma; en ciertas zonas, en especial en el Área Mayor

de Oficina, se encuentran intercalaciones de lignito de amplia extensión. Su localidad tipo está caracterizada por intercalación de lutitas grises oscuro y marrón con areniscas y limonitas de color claro y grano grueso.

Además la unidad aumenta usualmente de espesor al norte y noroeste, hacia el eje de la cuenca sedimentaria; en ciertas zonas se tienen espesores representativos como en el Área Mayor de Oficina donde se encuentra entre 1800 a 5000 pies. El contacto entre está formación con la formaciones Merecure y Freites, subyacente y suprayacente respectivamente se considera corcondante (González de Juana "et al", 1980; Hedberg "et al", 1947).

Formación Merecure

Esta formación del sector norte-occidental del estado Anzoátegui tiene su edad establecida entre el Oligoceno y el Mioceno inferior de acuerdo al MMH (1970), y geográficamente se extiende a través de los estados Anzoátegui y Monagas. La Formación Merecure se caracteriza litológicamente por areniscas macizas abundantes y mal estratificadas, con una variación de grano fino a grueso; usualmente su estratificación es cruzada, intercaladas con capas menos gruesas de lutita carbonácea dura, arcilita y limolita. Sobre su espesor se reporta un máximo de 1.900 pies, y en cuanto a su contacto subyacente con el Grupo Temblador se presume sea una marcada discordancia basal (Arnstein, 1985; Funkhouser "et al", 1948; Kiser, 1987).

Grupo Temblador

En el LEV de 1970 se menciona que son capas del Cretácico presentes en el subsuelo en el sur de los estados Monagas y Anzoátegui, dividido en dos formaciones: Canoa y Tigre; la sedimentación de este grupo ocurre en un período donde se desarrolla un margen pasivo en Suramérica (Hedberg, 1942).

La Formación Tigre: abarca el subsuelo en el sur de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Con una litología caracterizada, hacia el sector meridional del

estado Monagas, por secuencia variable de areniscas y limolitas finas, glauconíticas; areniscas gruesas y espesas; lutitas oscuras carbonáceas y fosfáticas, y capas delgadas de dolomita y caliza dolomítica glauconítica. Esta formación también fue dividida en tres miembros: *La Cruz* constituida por arenas lenticulares, gruesas, caoliníticas, con intercalaciones menores de lutitas negras carbonáceas; *Infante* que está compuesto de caliza densa, compacta y localmente glauconítica; *Guavinita* con una litología típica de lutita, arenisca y caliza caracterizada por capas de ftanita. El espesor máximo es de 2000 pies aproximadamente y disminuye a cero hacia el Escudo de Guayana; mientras que su contacto es concordante y transicional con la Formación Canoa (Dusenbury, Jr. 1960; Isea, 1987).

La Formación Canoa: se extiende en el subsuelo de la parte meridional de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. La litología predominante de ésta formación son areniscas, limolitas y arcilitas, que se encuentran irregularmente estratificadas. Su espesor, que generalmente varía en cientos de pies, no es distinguible hacia el sur y el oeste, en dirección al Escudo de Guayana y al Arco de El Baúl respectivamente. Su contacto es discordante con el basamento y local con las formaciones Carrizal y Hato Viejo (Dusenbury, Jr. 1960; Isea, 1987; Kiser, 1987).

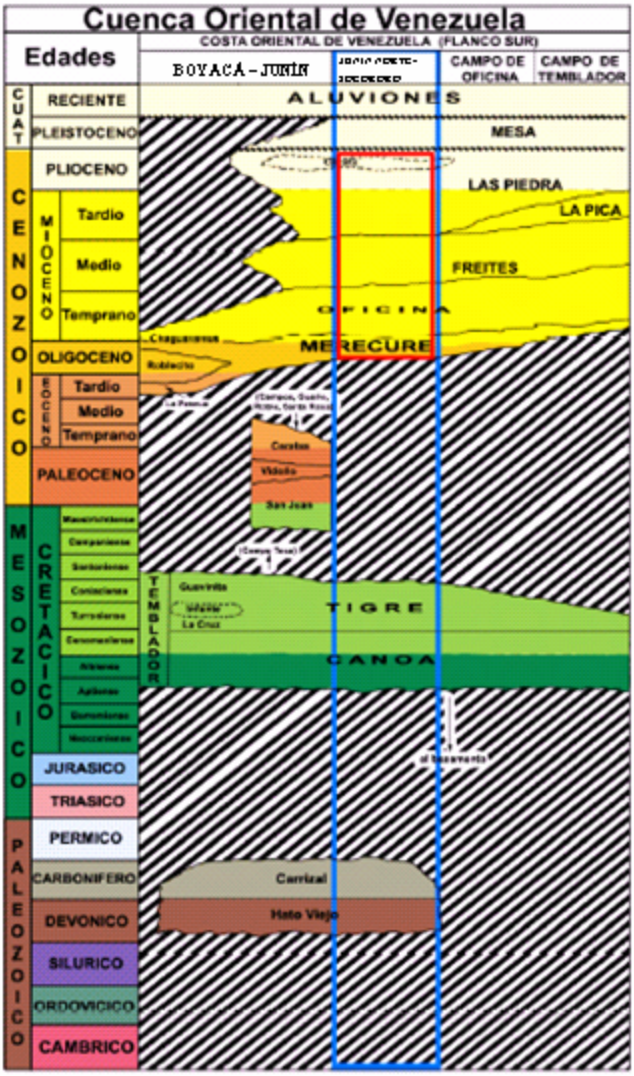


Gráfico 15. Tablas de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela. Nótese la sección terciaria (recuadro rojo) de la región de estudio (recuadro azul) (tomado y modificado del Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

A continuación se expone el conjunto de conocimientos que constituye el fundamento teórico vinculado con un estudio de prospección sísmica.

3.1. Estudio de prospección sísmica

En la prospección petrolera la aplicación principal de los métodos geofísicos se encuentra en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos 2D y 3D. En éstos se obtiene un conjunto o volumen de información representado por un grupo de registros sísmicos de una superficie determinada, para el caso de un estudio sísmico 2D o 3D respectivamente (Brown, 1992; Kruk, 2003).

Los registros sísmicos que se obtienen en esta fase de un estudio de prospección sísmica son conocidos como traza sísmica (gráfico 16); el principio de estas representaciones está basado en el modelo convolucional (1), el cual consiste en una traza sísmica $f(t)$ que puede ser representada a partir de la convolución de una ondicula equivalente $w(t)$ con una función de reflectividad $r(t)$ más el ruido aleatorio $n(t)$.

$$f(t) = w(t) * r(t) + n(t) \qquad (1).$$

Para la adquisición de esta información sísmica se emplea una fuente de energía sísmica e instrumentos de recepción sísmica que dependen del tipo de ambiente (terrestre o acuático). En el caso particular de adquisiciones en ambientes terrestres la fuente sísmica puede ser Dinamita, Vibroseis o Dinoseis y los receptores son geófonos (gráfico 17).

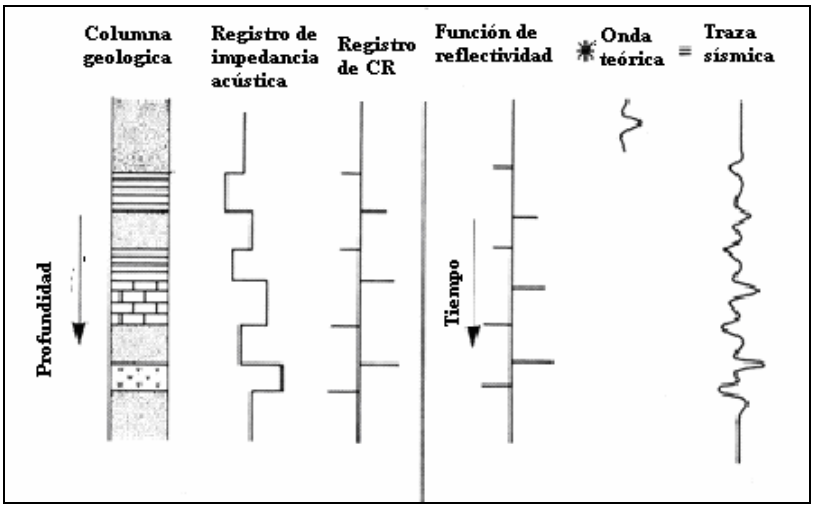


Gráfico 16. Modelo geológico del subsuelo para una traza sísmica (tomado y modificado de Kruk, 2003).

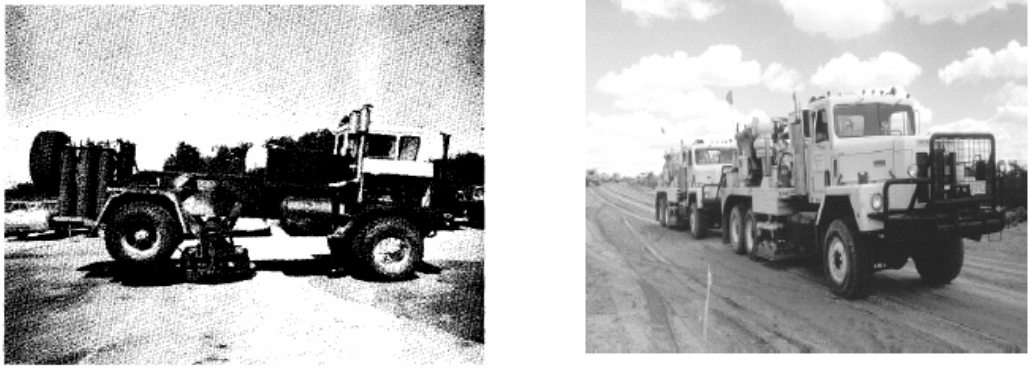


Gráfico 17. Fuentes de energía sísmica. **Derecha**: Vehiculo-Vibroseis, esta fuente sísmica se basa en generar un frente de ondas controlado contra el suelo por medio de una plancha o plato (tomado de Cordsen et al. 2000). **Izquierda**: Dinoseis adaptado a un vehiculo, esta fuente consiste en un plancha conducida contra el suelo por una explosión confinada de gas (tomado de Godfrey et al, 1968).

Posterior a la adquisición de este volumen de información, se realizan una serie de procesamientos con la finalidad de lograr disminuir el ruido inmerso a los datos sísmicos y logran la descripción más aproximada del subsuelo (gráfico 18); de esta forma los métodos empleados en la etapa de procesamiento sísmico toman una alta importancia en la calidad que se pueda obtener del conjunto de información sísmica.

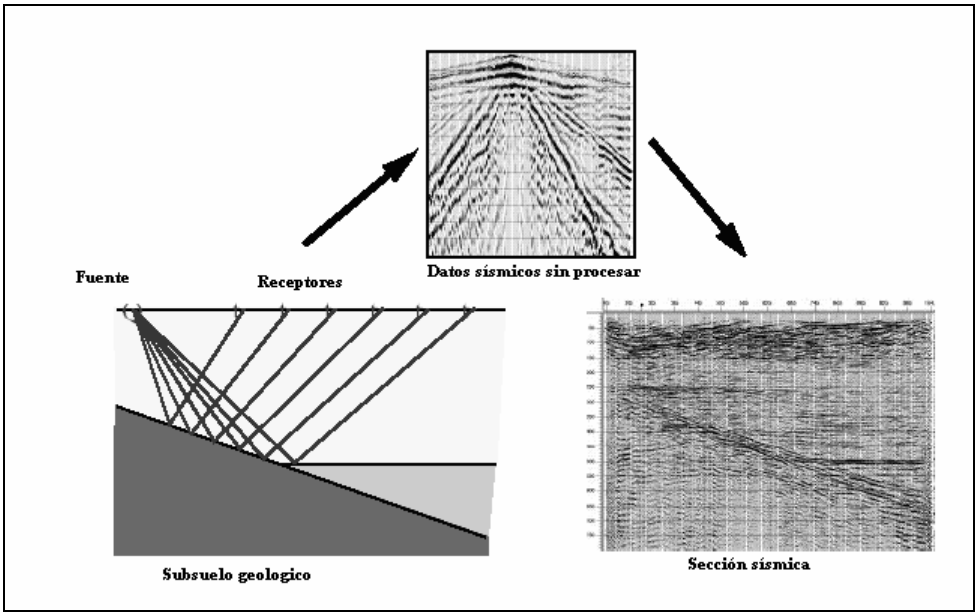


Gráfico 18. Representación de las fases de un estudio sísmico (tomado y modificado de Kruk, 2003).

La fase final de un estudio sísmico es la interpretación de los datos recopilados que fueron adquiridos y procesados; esta última fase representa la aplicación de una metodología que tiene como finalidad proponer un modelo aproximado del subsuelo y la localización de zonas de interés exploratorio. Dentro de esta metodología se incluye el cálculo de la resolución sísmica vertical que permite estimar la calidad de la información sísmica usada.

3.2. Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical se refiere al menor espesor de una capa, entre tope y base, para que se puedan distinguir como eventos sísmicos separados (Kallweit y Wood, 1982; Yilmaz, 2001). Desde el punto de vista teórico, este espesor se relaciona con la longitud de onda *(λ)*, que depende de la relación (2) entre la velocidad sísmica *(v)* y la frecuencia dominante *(f)*:

$$\lambda = \frac{v}{f} \qquad (2)$$

De acuerdo con Yilmaz (2001), el rango de velocidad sísmica en el subsuelo se encuentra entre 6500 y 16000 pies/s aproximadamente, la cual se incrementa con la profundidad; mientras que la frecuencia dominante típica varía entre 50 y 20 Hz, decreciendo con la profundidad. De esta manera la longitud de onda por lo general se encuentra aproximadamente en un intervalo de 130 y 160 pies de espesor. Según el mismo autor este rango determina el espacio donde varía la resolución sísmica vertical, que generalmente es un cuarto de la longitud de onda *(λ/4)*.

3.3. Interpretación sismoestratigráfica

Como se mencionó anteriormente la interpretación de datos sísmicos es un conjunto metodológico que tiene como objetivo proponer un modelo, lo más cercano posible a la realidad, del subsuelo. Un procedimiento de interpretación diseñado por Vail “et al” (1977) es conocido como sismoestratigrafía secuencial o estratigrafía sísmica, y representa en el estudio de la evolución tectono - estratigráfica de una zona una herramienta de amplia utilidad para definir los rasgos estratigráficos y las facies sedimentarias.

De acuerdo a Bot y Perdomo (1986) este análisis, aplicado a un conjunto de datos sísmico, consiste básicamente en definir secuencias sísmicas asociadas a secuencias de deposición sedimentarias, realizar un análisis de facies sísmicas de dichas secuencias sísmicas y determinar las variaciones o cambios relativos del nivel del mar. Para la aplicación de estos procedimientos es necesario conocer una serie de elementos desde el punto de vista estratigráfico y que a continuación se explican.

En el estudio de la evolución tectono-estratigráfica de una zona, la sismoestratigrafía como se menciono anteriormente representa en la actualidad una herramienta de amplia utilidad para definir los rasgos estratigráficos y las facies sedimentarias a partir de la interpretación de datos sísmicos y de pozos; de acuerdo a Bot y Perdomo (1986) este análisis, aplicados al conjunto de datos, consiste básicamente en definir secuencias depositacionales, realizar un análisis de facies sísmicas y determinar las variaciones o cambios relativos del nivel del

mar. Para la aplicación de estos procedimientos es necesario conocer una serie de elementos desde el punto de vista estratigráfico y que a continuación se explican.

3.3.1. Secuencias estratigráficas

Una secuencia fue definida como una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente confortable de estratos genéticamente relacionados y limitada en su tope y base por discordancias y/o sus conformidades correlativas (Mitchum et al., 1977; Mulholland, 1998). Los procesos geológicos que generan a las secuencias son la eustasia (descensos e incrementos globales del nivel del mar), factores tectónicos (descensos e incrementos de la cuenca sedimentaria y sus márgenes) y la erosión y el deposito de sedimentos (gráfico 19).

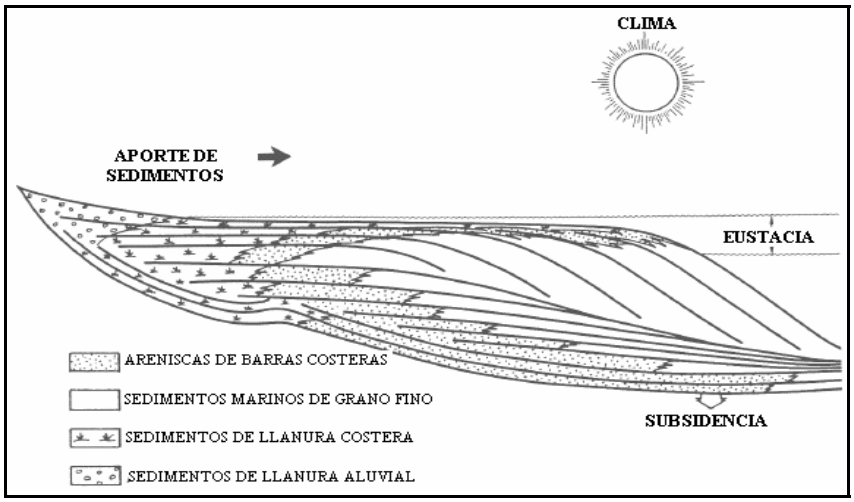


Gráfico 19. Esquema de los factores que afectan los cambios relativos del nivel del mar y las secuencias estratigráficas (tomado y modificado de Vail, 1987).

De acuerdo a Mulholland (1998) las secuencias son el producto del incremento relativo del nivel del mar (gráfico 20), el cual puede ser debido a la eustasia, tectónica o a la combinación de procesos los cuales producen un volumen o espacio (espacio de acomodación) disponible para el deposito de sedimentos, además de un posible flujo constante de detritus que alimenta este espacio de acomodación.

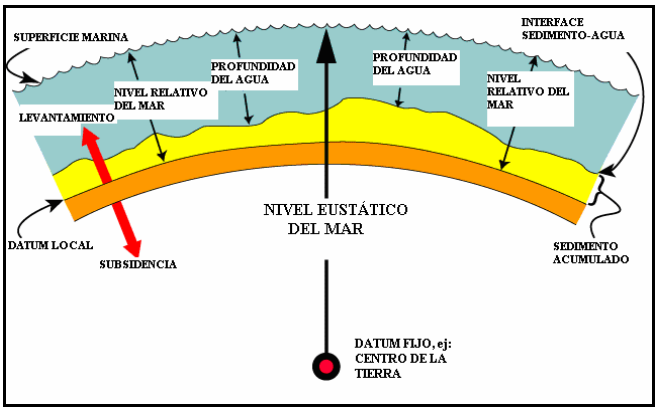


Gráfico 20. Nivel eustático y nivel relativo del mar (recuperado y modificado de http://strata.geol.sc.edu/terminology.html el 15/05/06).

De acuerdo a Sheriff (2002) la eustasia se refiere a la posición global del nivel de mar respecto al centro de la Tierra, por lo que es independiente de factores locales; un ciclo eustático por lo tanto es el intervalo de tiempo durante el cual se presenta aumentos o descensos del nivel mar a escala mundial.

Un factor tectónico que interviene en las variaciones en el nivel del mar es la subsidencia, ésta se relaciona con los hundimientos de los fondos de cuenca por diferentes situaciones; como por ejemplo carga tectónica, carga de sedimentos o a la extensión asociada a zonas de apertura de márgenes continentales (Galloway, 1988; Cantuneanu, 2002).

El aporte de sedimentos representa la cantidad de material que se deposita en la cuenca o espacio disponible para el relleno, este volumen de sedimentos es determinado, de acuerdo con Galloway (1988), por la fuente de sedimentos y el clima regional del área donde se encuentra dicha fuente, además según Vail (1987) el factor climático controla el tipo de sedimento que se va depositar.

La interrelación entre los cambios del nivel del mar y el depósito de sedimentos controla los cambios de la línea de costa; Mulholland (1998) diferencia la manera como son definidos estas variaciones del nivel del mar por causa de dichos factores, él define a una transgresión como la migración de la línea de costa en dirección al continente debido al incremento o a la subida del nivel del mar y la regresión como la migración de la línea de costa en dirección hacia el mar producto del descenso del nivel del mar.

Mientras que respecto a la sedimentación, este mismo autor define a la retrogradación como la migración de la línea de costa hacia el continente producto

del decrecimiento del aporte de sedimentos, es decir, el continente esta retrocediendo desde el mar por la baja o la no deposición de sedimentos, erosión, compactación o subsidencia, ahora bien la migración de la línea de costa hacia el mar debido al incremento de la entrada de sedimentos (el continente esta avanzando hacia el mar por el rápido deposito de sedimentos) es definido como progradación.

3.3.2. Características de las secuencias estratigráficas

En los trabajos de Mulholland (1998) sobre estratigrafía secuencial menciona que las secuencias estratigráficas están divididas en tres elementos principales los límites de secuencias, las parasecuencias y los sistemas encadenados o sedimentarios ("systems tracts").

Anteriormente se menciono que una secuencia es una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente confortable de estratos genéticamente relacionados y limitada en su tope y base por discordancias y/o sus conformidades correlativas. Y también se describe como toda la estructura de la secuencia es definida relativa al estado del nivel del mar, sí aumenta, desciende o se mantiene estable, y en relación a estos se encuentra la tasa o velocidad a la cual se mueve dicho nivel. La discordancia representa una tasa alta en la caída en el nivel del mar y la regresión activa de la línea de costa. Está es considerada como una superficie de erosión o de ningún depósito de sedimentos que separa estratos antiguos de estratos o rocas más recientes y representa un hiato significativo (intervalo de tiempo que no está determinado por estratos). Cuando el hiato es demasiado pequeño para ser detectado paleontológicamente o sísmicamente la superficie puede ser definida como una conformidad (Cantuneanu, 2002; Mulholland, 1998; Sheriff, 2002).

De acuerdo al trabajo de Vail "et al" (1987) los límites de secuencias se clasifican de tipo 1 y 2. El límite de secuencia tipo 1 puede ser determinado en un margen marino con una distinguible plataforma continental y una topografía de talud, donde la regresión, mencionada previamente, por lo general mueve la línea de costa al borde de la plataforma o más allá, exponiendo la plataforma continental a procesos subáreo (terrestre o continental) de vegetación y erosión

significativa causadas por corrientes y lluvias. También puede ser determinada en un ambiente marino con una topografía de rampa suave y sin borde de plataforma; la regresión de la línea de costa, bajo la rampa, toma el nivel base de corrientes fluviales (gráfico 21).

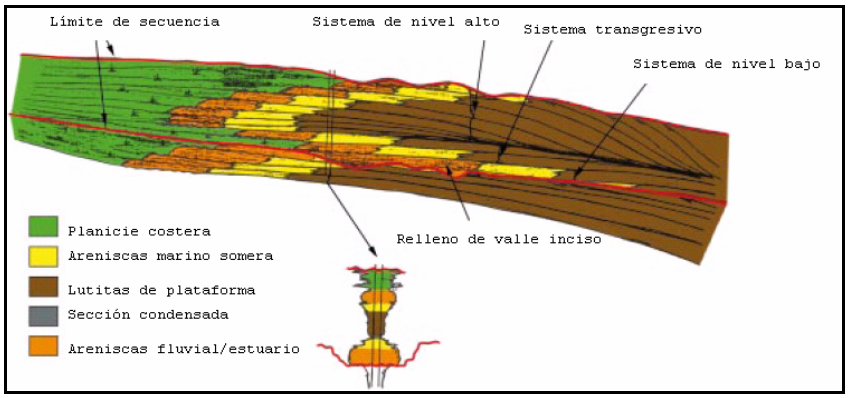


Gráfico 21. Esquema de una secuencias tipo 1, el descenso en el nivel del mar relativo al nivel bajo de la línea de costa induce una erosión significativa en el nuevamente fondo marino (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

Dependiendo de la pendiente de la rampa, ahí puede o no puede haber condiciones apropiadas para una erosión fluvial; sí la plataforma continental o la rampa es plana, y una erosión no significativa toma lugar (ninguna erosión significativa), este límite de secuencia se denomina de tipo 2 (gráfico 22).

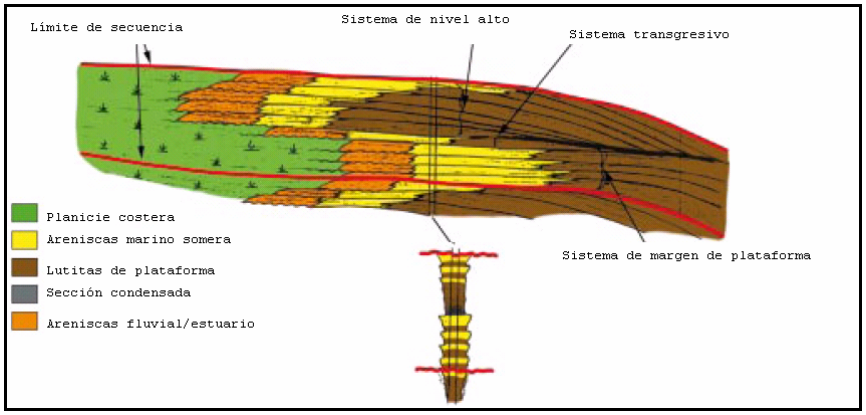


Gráfico 22. Esquema de una secuencias tipo 2, en donde no se encuentra descenso en el nivel relativo del mar al nivel bajo de la línea de costa y la no ocurre erosión significativa. El sistema de nivel bajo es reemplazado por el sistema de margen de plataforma (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

De acuerdo a Mulholland (1998), el termino parasecuencia describe a una sucesión confortable de estratos o conjunto de estratos genéticamente relacionados limitados por superficies de inundación marina; es de hacer notar

que las parasecuencias se determinan por incrementos en el nivel del mar, y que además consiste en capas sedimentarias de variado espesor que representa la base en la estructura de la secuencia. Las parasecuencias han sido identificadas en planicies costeras, deltas, playas, estuario y ambientes de plataforma. Ellas no están identificadas en secciones fluviales sin influencia marina, o en ambientes de aguas profundas donde la profundidad del agua no es un factor que influye.

Según Mulholland (1998) las parasecuencias y sus límites (superficies de inundación marina), debido a su característica sedimentológica, son fácil de identificar en muestras de núcleos, afloramientos geológicos y registros de pozos. Generalmente las parasecuencias están por debajo de la mayoría de la resolución sísmica vertical, es decir, son demasiado delgadas para ser identificados sísmicamente, pero sus superficies límites producen reflexiones que son eventos símicos de tiempo – estratigráfico.

Las parasecuencias tienden a ocurrir en conjuntos genéticos (conjunto de parasecuencia), cada parasecuencia tiene una relación similar a la parasecuencia precedida. De esta forma se encuentran tres arreglos de conjuntos: *retrogradacional* (“backstepping” o “retrogradational”), de apilamiento vertical o *agradacional* (“aggradational”) y *progradacional* (“progradational”) (gráfico 23). Estos tres patrones de apilamiento de los conjuntos de parasecuencias y sus relaciones a cada otro, generan la próxima unidad estratigráfica en la jerarquía de la estructura de la secuencia, los *sistemas encadenados* o *sedimentarios* (“systems tract”).

Los sistemas sedimentarios son conjuntos de parasecuencias con un apilamiento y son denominados de acuerdo a su relación al estado del nivel del mar: de nivel bajo (“lowstand”), transgresivo (“transgresive”) y de nivel alto (“highstand”); estos sistemas están relacionados a la curva del nivel del mar que moldea la secuencia.

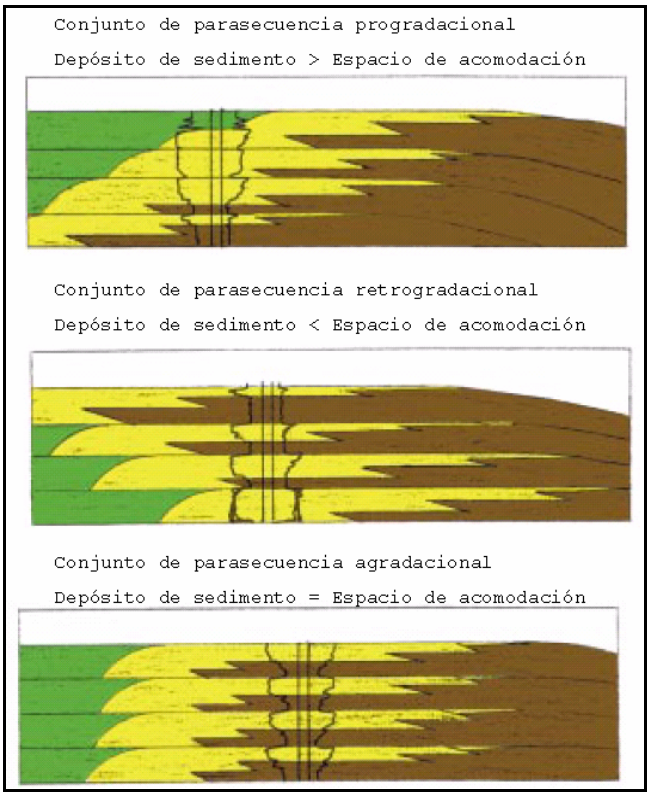


Gráfico 23. Patrones de apilamiento de parasecuencia (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

En dirección hacia el mar la posición de la línea de costa de nivel bajo, es decir, costa afuera, se encuentra usualmente una pequeña o ninguna erosión significativa, y también la superficie cronoestratigráfica, representada por el pase de la plataforma erosionada costa afuera, en una superficie de deposito marino continuo (la parte de conformidad correlativa del límite de secuencia). Los depósitos en estas superficies, la mayoría dentro de valles erosionados, son sedimentos fluviales y de estuario asociados con los valles de erosión y a la estabilización del nivel base cercano a la costa. Estos depósitos son llamados de manera colectiva como *sistemas de nivel bajo* (lowstand systems tract) (gráficos 24 y 25). En el caso de la secuencias tipo 2, donde no hay caída de la posición relativa del mar en el nivel bajo de la línea de costa, ninguna erosión significativa toma lugar, y ningún sistema de nivel bajo es depositado. Sin embargo, las parasecuencias continúan a formar, una a la otra, pero ellas cambian desde un patrón de apilamiento progradacional a un patrón de apilamiento agradacional.

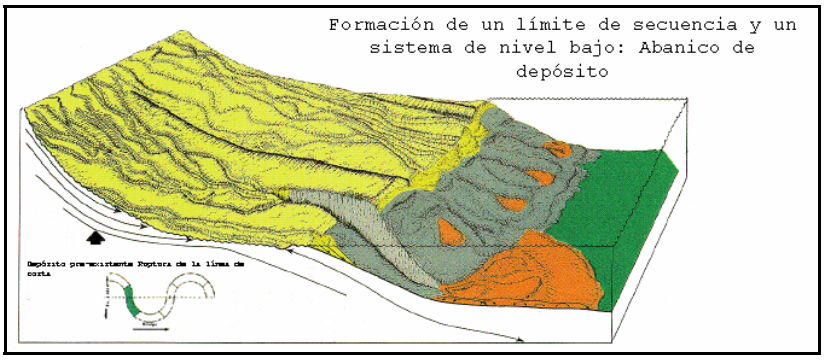


Gráfico 24. Formación del límite de secuencia (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

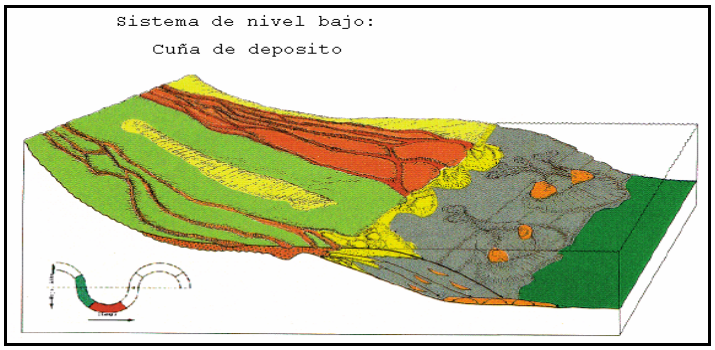


Gráfico 25. Sistema de nivel bajo (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

Seguido al nivel bajo del mar, que expuso el fondo marino, y creado una discordancia ahora llamada un límite de secuencia, el nivel del mar inicia su incremento. Esto causa que se transgrediera el continente, y la progradación de paquetes de sedimentos (conjuntos de parasecuencias) se desplazan en dirección al continente. El resultado es la generación de parasecuencias apiladas cuyas dimensiones son controladas por los eventos de mayor frecuencia del nivel del mar, y con un patrón de apilamiento que es retrogradacional debido al incremento total de menor frecuencia del nivel del mar. Este conjunto de parasecuencia retrogradacionalmente apilado es llamado sistema transgresivo (“transgresive systems tract”) (gráfico 26). Este yace en el tope de tanto el sistema de nivel bajo de una secuencia tipo 1 o en el *sistema de margen de plataforma* (“shelf-margin systems tract”) en el caso de una secuencia tipo 2.

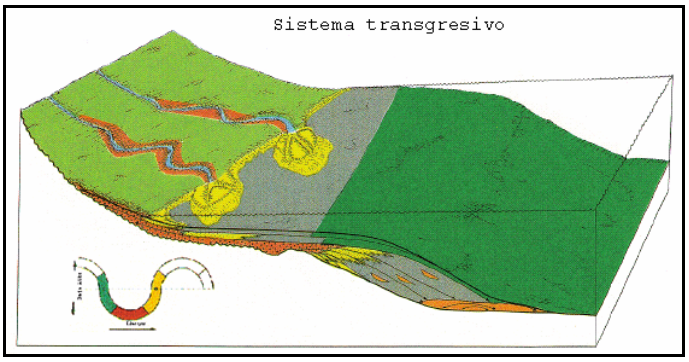


Gráfico 26. Sistema transgresivo (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

Como la subida en el nivel del mar reduce y alcanza un nivel alto, la transgresión de la línea de costa y el apilamiento costero se encuentra en un máximo. Los sedimentos están todavía siendo liberados a la costa, pero ahora la velocidad del incremento del nivel del mar es igual a la velocidad del depósito de sedimentos (con alta frecuencia de fluctuación que genera parasecuencias), y la parasecuencia apilada llega de agradacional a progradacional. Puesto que el nivel del mar inicia su caída, la tasa de sedimentación excede el espacio de acomodación y la parasecuencia prograda en una dirección alejada del mar y siguiendo la regresión de la línea de costa. El resultante conjunto de parasecuencia agradacional a progradacional es llamada *sistema de nivel alto* ("highstand systems tract") (gráfico 27). Eventualmente la tasa de decrecimiento del nivel del mar excede la velocidad de sedimentación, la plataforma continental es expuesta, corrientes extienden sus valles a una nueva línea de costa, y la secuencia es finalizada por el nuevo límite superior de secuencia.

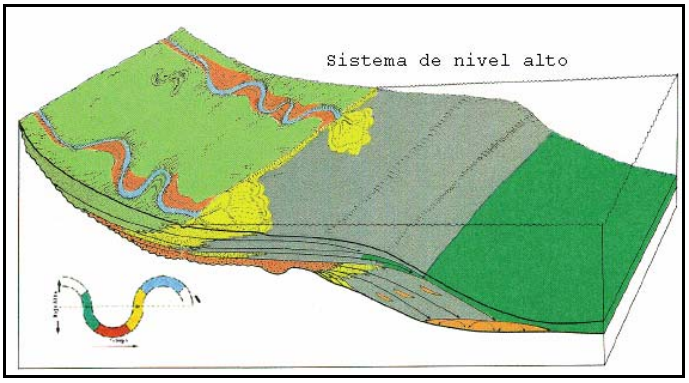


Gráfico 27. Sistema de nivel alto (tomado y modificado de Mulholland, 1998).

3.3.3. Sistemas sedimentarios

Un sistema sedimentario o sistema encadenado (“system tract”) es una subdivisión dentro de una secuencia, donde sus características pueden ser vinculadas con sistemas depositacionales contemporáneos; cada sistema sedimentario es asociado con un segmento específico de una curva eustática y es caracterizada por la geometría y asociaciones de facies. Los sistemas sedimentarios resultan de la interacción de cambios eustáticos, aporte de sedimentos, y factores tectónicos como subsidencia isostática; estos sistemas son interpretados a partir de patrones de apilamiento de estratos y superficies estratigráficas ubicadas dentro de la secuencia, que además pueden ser identificados en registros de pozos y secciones sísmicas (Cantuneanu, 2002; Sheriff, 2002).

3.3.4. Sistema de nivel alto, de nivel bajo y transgresivo

Los sistemas sedimentarios clasificados por Sheriff (2002) son sistemas de nivel alto, de nivel bajo y sistema transgresivo; el sistemas de nivel bajo (lowstand systems tract) es la primera unidad que se deposita después de un largo descenso del nivel del mar, yaciendo en el tope de un límite de secuencia y por encima por la primera superficie de inundación o superficie transgresiva. El sistema transgresivo (“transgresive systems tract”) es la secuencia sedimentaria media dentro de una secuencia estratigráfica, limitado en la base por una superficie de transgresión y por encima por una superficie de máxima inundación sobre el cual se tienen una cuña de progradación (Cantuneanu, O, 2002; Sheriff, 2002).

El sistema de nivel alto (“highstand systems tract”) se puede considerar como el sistema sedimentario superior dentro de una secuencia, limitado por una superficie de máxima inundación en la base, y en el tope por una superficie compuesta por una discordancia sub – aérea y una superficie de regresión. Si la primera unidad después del descenso del nivel del mar no cae por debajo del borde de plataforma (límite de secuencia) es un sistema sedimentario o de margen de plataforma (“shelf - margin systems tract”) (Cantuneanu, 2002; Sheriff, 2002).

3.4. Análisis sísmico secuencial

El objetivo del análisis sísmico secuencial es interpretar secuencias depositacionales y sistemas sedimentarios en una sección sísmica por medio de la identificación de discontinuidades a través de terminaciones sísmicas de reflectores. La mejor manera de realizar esto es por la observación de lugares donde dos reflectores convergen.

Cuando estas secuencias depositacionales se identifican en secciones sísmicas se pueden llamar secuencias sísmicas, es decir, son unidades estratigráficas conformadas por reflexiones más o menos homogéneas, limitada en la base y el tope por discordancia o por equivalentes laterales que se correlacionan con las discordancias (Bot y Perdomo, 1986).

En la metodología propuesta por Vail et al (1987), en un estudio sismoestratigráfico, el análisis sísmico secuencial define los paquetes genéticos de reflexión referidos a secuencias sísmicas y sistema sedimentarios que son identificados a partir de definición de patrones de terminaciones sísmicas de reflectores.

3.4.1. Terminaciones sísmicas de reflectores

Las terminaciones sísmicas de reflectores son representaciones gráficas de límites de estratos en una sección sísmica, que permiten identificar en superficies de discontinuidades y definir límites de secuencias. De esta forma, si estas terminaciones ocurren bajo una discontinuidad y se definen límites de una secuencia superior, se pueden tener cuñas de cresta o truncamientos (gráfico 28); si en cambio ocurren por encima de una discontinuidad y ahora se definen límites de una secuencia inferior, se tienen solapamientos o cuñas de progradación (gráfico 28) (Bot y Perdomo, 1986; Mitchum Jr, 1977; Vail et al, 1987).

Terminaciones sísmicas por debajo de una discontinuidad: la *cuña de cresta* (“toplap”) es una terminación sísmica contra una superficie suprayacente (gráfico 29), principalmente como resultado de un no depósito y quizás solo con una erosión menor (Mitchum, 1977).

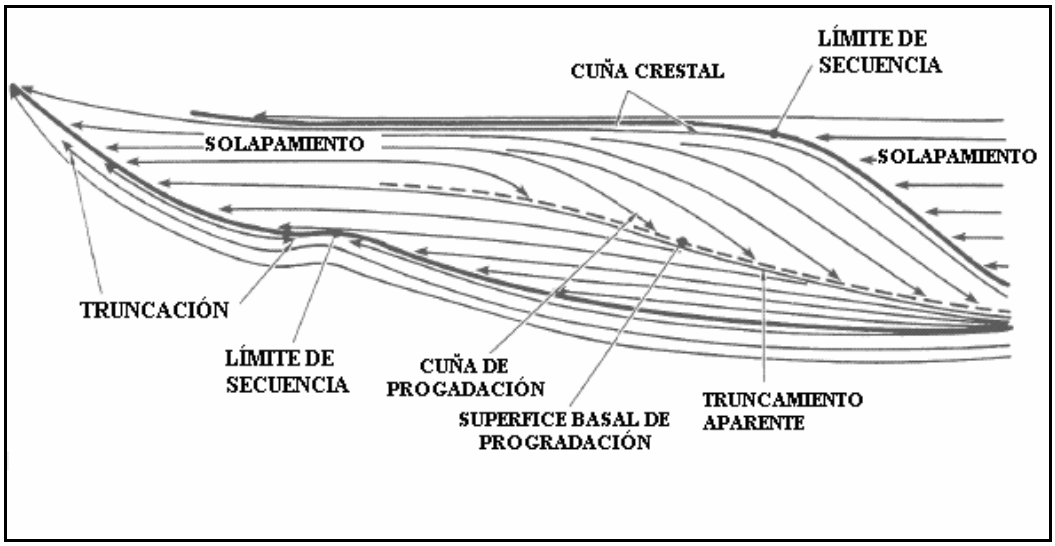


Gráfico 28. Esquema de terminaciones sísmicas de reflectores y de discontinuidades (tomado y modificado de Vail, 1987).

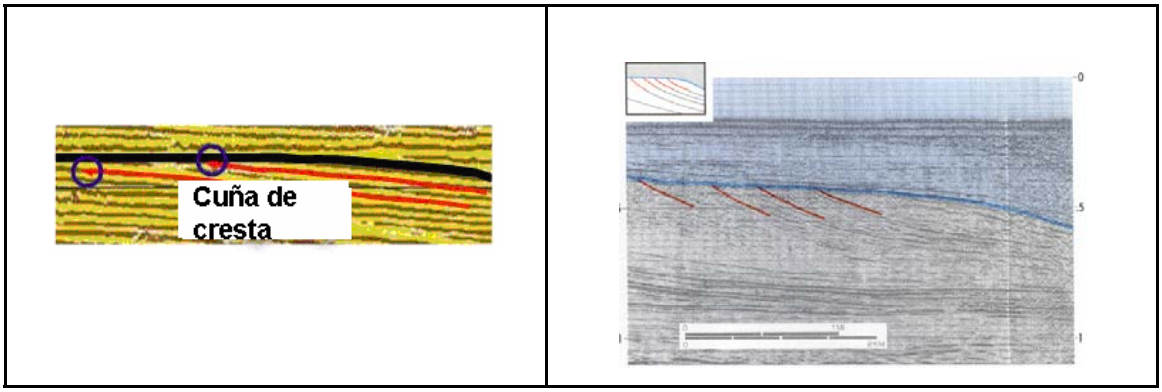


Gráfico 29. Una cuña de cresta es la terminación de un reflector sísmico, interpretado como estrato, contra una superficie por el resultado de ningún depósito de sedimentos (transporte sin sedimento) y una erosión menor (Derecha e izquierda tomados y modificados respectivamente de Vail, 1987; y http://strata.geol.sc.edu/terminology.html el 15/05/06).

Un *truncamiento* o *truncamiento erosional* ("truncation") es representada por una terminación de estratos contra una superficie erosional (gráfico 30); también se puede definir como una terminación de reflectores sísmicos interpretados como estratos a lo largo de una superficie de discordancia debido a erosión post – depositacional o efectos estructurales (Mitchum, 1977).

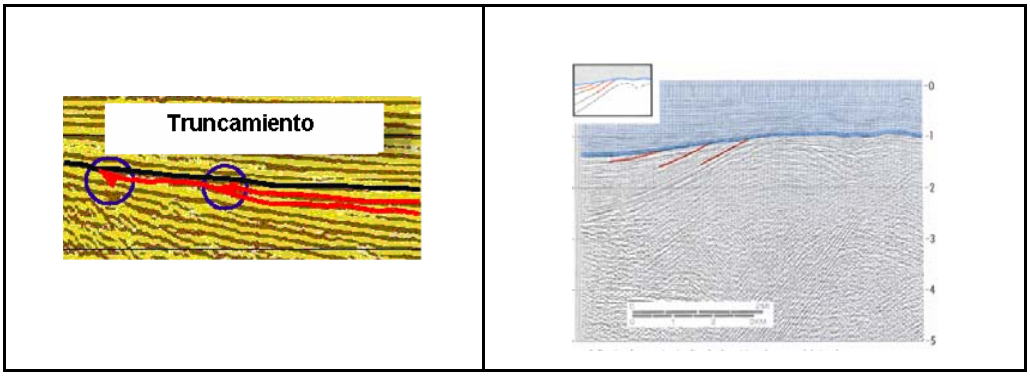


Gráfico 30. Un truncamiento implica el depósito de estrato y su subsiguiente inclinación y remoción a lo largo de una superficie de discordancia (Derecha e izquierda tomados y modificados respectivamente de Vail, 1987; y http://strata.geol.sc.edu/terminology.html el 15/05/06).

Terminaciones sísmicas por encima de una discontinuidad: *Solapamiento a la base* ("baselap") describe la terminación de estratos a lo largo del límite inferior de una secuencia depositacional, usada solamente cuando es difícil o imposible distinguir entre solapamiento y cuña de progradación (Mitchum, 1977). Ahora bien la *cuña de progradación* ("downlap") es la relación base – discordante (gráfico 31) en la cual un estrato inclinado inicialmente termina buzamiento abajo contra una superficie inclinada inicialmente horizontal (Mitchum, 1977).

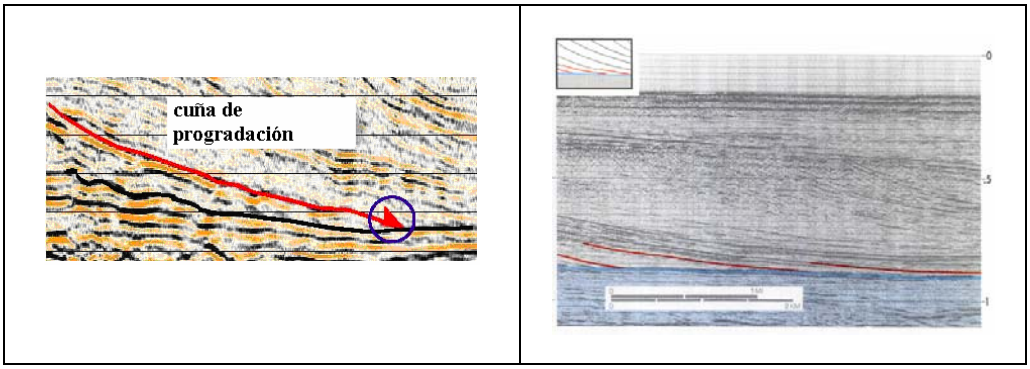


Gráfico 31. La cuña de progradación es una relación en la cual las reflexiones sísmicas de estratos inclinados terminan buzamiento abajo contra una superficie inclinada u horizontal (Derecha e izquierda tomados y modificados respectivamente de Vail, 1987; y http://strata.geol.sc.edu/terminology.html el 15/05/06).

Mientras que el *solapamiento* ("onlap") es una relación base – discordante (gráfico 32) en la cual un estrato inicialmente horizontal termina progresivamente contra una superficie inclinada o en la cual un estrato inclinado inicialmente termina progresivamente buzamiento arriba contra una superficie de mayor inclinación (Mitchum,1977; Vail et al, 1987).

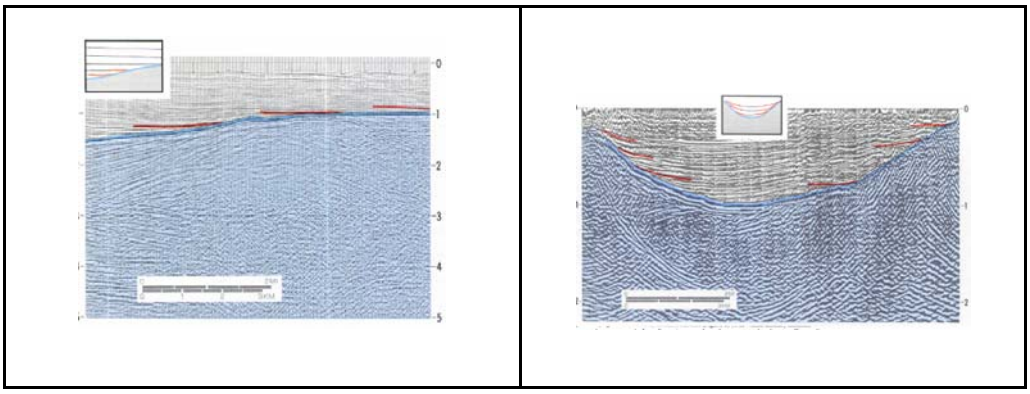


Gráfico 32. Solapamiento es una relación base – discordante en la cual un estrato inicialmente horizontal termina progresivamente contra una superficie inclinada o en la cual un estrato inclinado inicialmente termina progresivamente buzamiento arriba contra una superficie de mayor inclinación (Derecha e izquierda tomados y modificados de Vail et al, 1987).

3.5. Análisis secuencial de pozos

Continuando con el procedimiento para una interpretación sismoestratigráfica planteado por Vial et al (1987), el análisis secuencial de pozos es una fase de dicha metodología cuya finalidad es estimar de manera preliminar secuencias y sistemas sedimentarios por medio de la interpretación de litofacies de depósito en registros de pozos y muestra de núcleos; esta interpretación se realiza con la determinación de cambios en la acomodación de patrones de apilamiento de parasecuencias.

Posterior al análisis secuencial de pozos se realiza la correlación sísmica-pozos con el objeto de vincular la información en profundidad de los registros de pozos con la interpretación sísmica en tiempo; esto se logra a partir de la construcción de sismogramas sintéticos.

3.6. Sismograma sintético

Un sismograma sintético es una representación de una traza símica que se construye a partir de datos provenientes de pozos (gráfico 16). En este caso a partir de la información de velocidad de un registro sónico, disparos de control o de un tiro de verificación sísmica *(TVS)*, y de datos de densidad proveniente de un registro de densidad se determina la impedancia acústica y se calcula los coeficientes de reflectividad, la convolución de esta serie de reflectividad con una

ondicula teórica, como por ejemplo la ondicula de fase cero o de fase mínima (Kruk, 2003; Sengbush, et al., 1961; Schlumberger, 1984; Sheriff, 2002).

Los registros de densidad y sónico son técnicas de sondeo de pozos que proporcionan información sobre la densidad y el tiempo de transito respectivamente (gráfico 33), a diferentes profundidades dentro de un pozo; mientras que los disparos de control (Check Shots) o un tiro de verificación sísmica *(TVS)* son métodos de adquisición de sísmica de pozo (gráfico 34) donde el receptor se encuentra ubicado dentro del pozo y la fuente se localiza en la superficie; el resultado es una curva tiempo – profundidad.

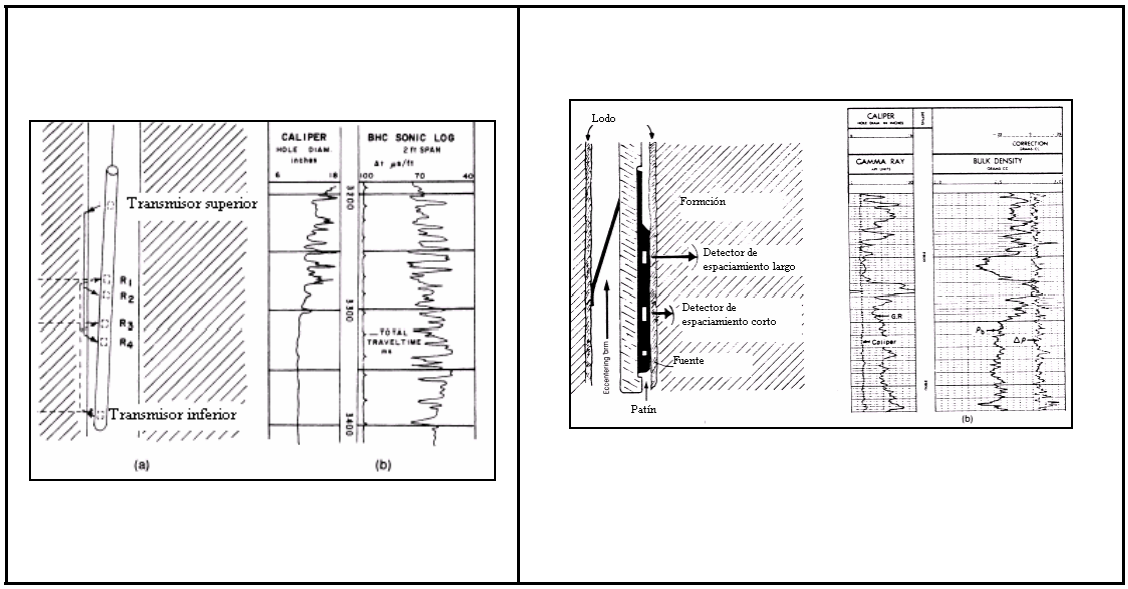


Gráfico 33. Derecha: (a) Esquema de un sondeo de un registro de densidad. (b) Registro de densidad y caliper. **Izquierda**: (a) Esquema de un sondeo de un registro sónico. (b) Registro sónico y caliper (tomado y modificado Sheriff, 1998).

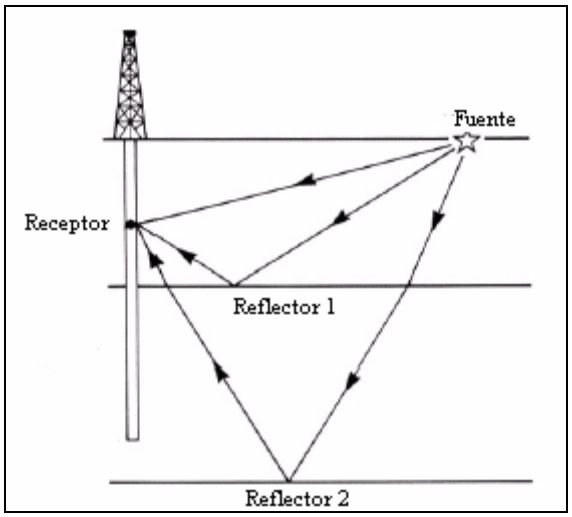


Gráfico 34. Esquema de un tiro de verificación sísmica (TVS) con offset es decir la fuente se mantiene una distancia determinada del pozo (tomado y modificado de Kruk, 2003).

Los sismogramas sintéticos son relevantes en el estudio sísmico de una zona determinada, ya que constituyen una representación preliminar de la respuesta sísmica del subsuelo, que además puede ser comparable con los datos reales obtenidos de la adquisición sísmica, es así como se utiliza para la correlación de información geológica de pozos (formaciones geológicas y/o tiempos geológicos) de una zona en particular con los datos sísmicos.

3.7. Análisis de facies sísmicas

En el proceso de interpretación sismoestratigráfica un análisis de facies sísmicas tiene como propósito determinar lo más objetivamente posible todas las variaciones de los parámetros sísmicos dentro de una secuencia sísmica y un sistema sedimentario con la finalidad de identificar los diferentes fenómenos geológicos, durante la evolución lateral y vertical. (Bot y Perdomo, 1986; Sangree y Widmier, 1979; Vail et al; 1987).

Según Bot y Perdomo (1986) el método consiste en la descripción cualitativa de las características o la disposición de los reflectores sísmicos dentro de una secuencia sísmica y/o sistema sedimentario, tales elementos son la amplitud (sí es fuerte, moderada o débil), la frecuencia (sí está es alta, mediana o baja), y la continuidad (sí es buena, regular o mala), en el gráfico 35 se pueden apreciar las variaciones de estos elementos. De acuerdo a Sangree y Widmier (1977 y 1979) dichos elementos contienen información de significado estratigráfico y de yacimiento.

También se realiza el análisis de los límites superior e inferior y la configuración interna de las secuencias; está última característica se clasifica en tres tipos: zonas de reflexión libre de áreas donde existe pocas superficies de reflectores sísmicos, patrones estratificados en el cual se presentan reflectores paralelos o divergentes y tiene un grado razonable de continuidad; y patrones caóticos en el cual los reflectores sísmicos son discontinuos.

El análisis de la configuración interna de las secuencias y sus límites, puede ser descrito y representado gráficamente en mapas utilizando un código (3) de tres términos:

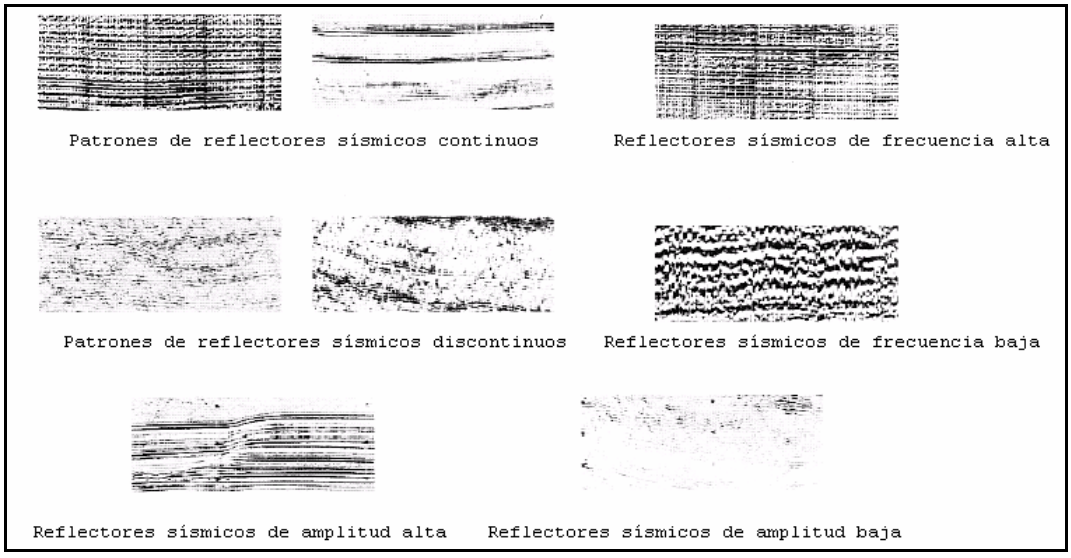


Gráfico 35. Variaciones de la continuidad, amplitud y frecuencia en el carácter de los reflectores sísmicos (tomado y modificado de Sangree y Widmier, 1979).

$$\frac{A-B}{C} \qquad (3)$$

Donde A representa la geometría de los reflectores sísmicos por debajo del límite superior de una secuencia (cuña de cresta, truncamiento o concordante), B la geometría de los reflectores sísmicos por encima del límite inferior de una secuencia (solapamiento, cuña progradacional o concordante), en el gráfico 36 se muestra una idealización del carácter de estos límites, y C representa la disposición interna de los reflectores sísmicos dentro de la secuencia sísmica, este último término se basa en la forma como se disponen las reflexiones sí son paralelas, divergentes, caótica, onduladas, en montículo, oblicua o en sigmoideo.

Se puede definir diferentes códigos para una misma secuencia que representa la evolución lateral de dicha secuencia (gráfico 37).

La descripción cualitativa de las facies sísmicas va depender de acuerdo a Bot y Perdomo (1986), de la calidad de los datos sísmicos usados y algunas veces de la calidad del procesamiento, también refieren que el uso del código es valido para un levantamiento sísmico coherente, homogéneo en calidad y de suficiente extensión.

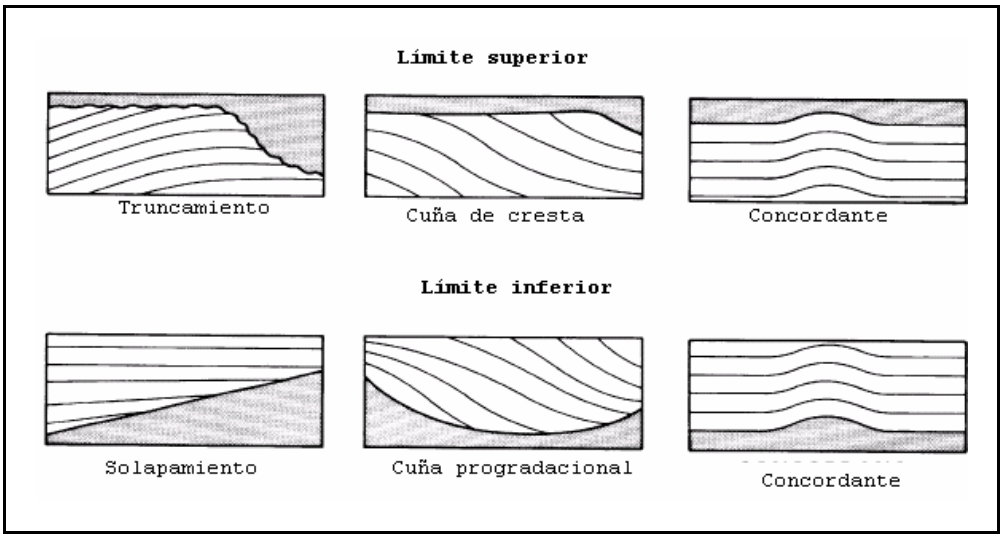


Gráfico 36. Naturaleza de los ciclos de terminaciones de reflectores sísmicos en límites de secuencias (tomado y modificado de Sangree y Widmier, 1979).

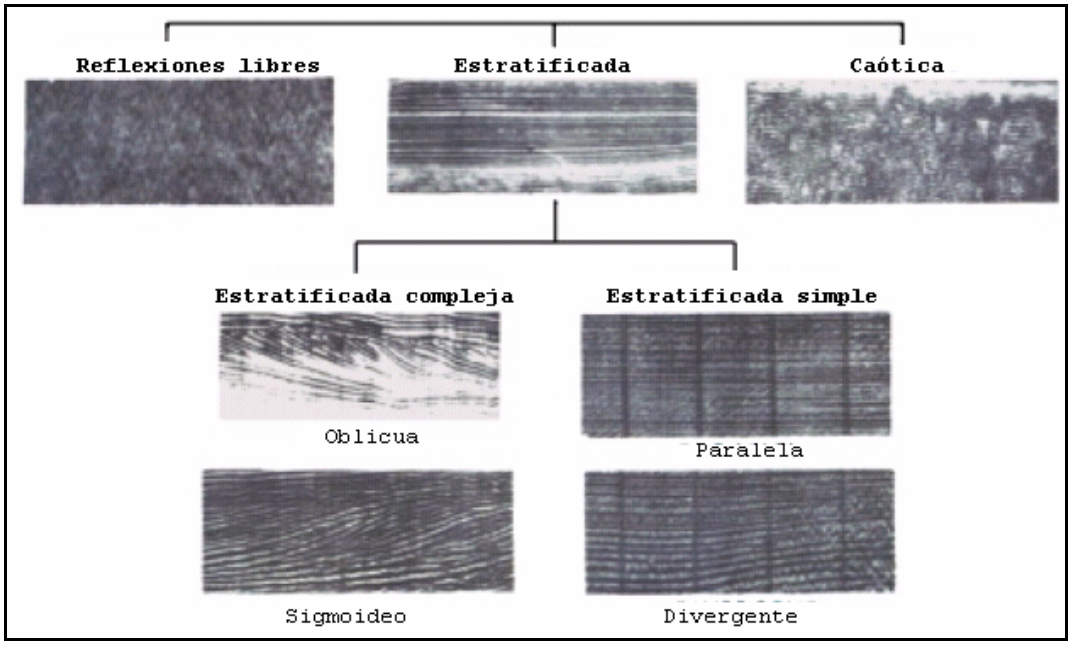


Gráfico 37. Configuración típica interna de los reflectores sísmicos dentro de las secuencias (tomado y modificado de Sangree y Widmier, 1979).

3.8. Atributos sísmicos

Así como el análisis de facies sísmicas es una descripción cualitativa de las características de los reflectores sísmicos (amplitud, frecuencia y continuidad), un estudio de atributos sísmicos permite cuantificar las propiedades intrínsecas de las trazas sísmicas y estimar la relación de éstas a posibles condiciones geológicas y de yacimiento en el subsuelo.

Según Chen y Sydney (1997) los atributos sísmicos son medidas específicas de las características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas derivadas de los datos sísmicos. Algunos son más sensibles que otros a ambientes específicos de yacimientos; mientras que otros son mejores en la detección de anomalías del subsuelo que no se distinguen fácilmente.

Existen una variedad de tipos de atributos sísmicos en la actualidad; para Taner, et al. (2001) los atributos sísmicos pueden ser divididos en dos categorías, geométricos y físicos. Los atributos geométricos son utilizados generalmente en interpretación sísmica gráfica y para interpretación de fallas o estructural de datos sísmicos; estos atributos se derivan de las características geométricas y de la continuidad de los eventos sísmicos. Entre estos atributos se encuentran los de buzamiento (dip) y azimut (azimuth).

Por otro lado, los atributos físicos son calculados de parámetros como la velocidad o la amplitud, o de la tasa de cambio de algunos de estos con respecto al tiempo y espacio, que pueden ser determinados a partir del conjunto de datos pre – apilados o post – apilados. En este grupo de atributos se encuentran los calculados a partir del análisis de traza compleja como la amplitud instantánea o atributo de amplitud (reflection strength), frecuencia instantánea, fase instantánea, y otros como la polaridad aparente, son combinación de la amplitud y fase (Bracewell, 1965; Landmark, 2004; Taner et al, 1977 y 1979).

El análisis de traza compleja considera a una traza sísmica $f(t)$ como la parte real de una señal analítica o traza compleja (4).

$$F(t) = f(t) + ih(t) \qquad (4)$$

Donde $h(t)$ es la traza cuadrática o componente conjugada o imaginaria puede ser calculada a partir de la traza sísmica real a partir de la transformada de Hilbert (5) e i es igual $\sqrt{-1}$.

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} * f(t) \quad (5)$$

La traza sísmica real también puede ser expresada en términos de, una amplitud $A(t)$ y fase $\theta(t)$, funciones que dependen del tiempo (6).

$$f(t) = A(t)\cos\theta(t) \quad (6).$$

Ahora bien la traza cuadrática puede ser expresada de la siguiente manera:

$$h(t) = A(t)sen\,\theta(t) \quad (7)$$

Mientras que la traza compleja $F(t)$ es

$$F(t) = f(t) + ih(t) = A(t)e^{i\theta(t)} \quad (8)$$

Sí $f(t)$ y $h(t)$ son conocidos (considerando que $h(t)$ puede ser calculada a partir de $f(t)$ por la transformada de Hilbert) se puede determinar la "amplitud instantánea" o "atributo de amplitud" $A(t)$ y la "fase instantánea" $\theta(t)$:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} = \left|F(t)\right| \quad (9)$$

$$\theta(t) = \tan^{-1}\left[h(t) \Big/ f(t)\right] \quad (10)$$

La tasa de cambio de la fase instantánea respecto al tiempo determina la frecuencia instantánea $\omega(t)$ (11).

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (11)$$

Los atributos físicos han sido empleados en estudios sismoestratigráficos en la identificación y definición de cuerpos estratigráficos y yacimientos de hidrocarburos (gráfico 38), como lo menciona Taner et al (1977 y 1979) la amplitud instantánea es una herramienta efectiva para identificar anomalías en la amplitud de los reflectores sísmicos asociados a acumulaciones de gas conocidos como "puntos brillantes" (bright spot), los cambios laterales de este atributo pueden ser vinculado a cambios litológicos o acumulaciones de hidrocarburos. Por otro lado el énfasis de la fase instantánea como atributo sísmico es destacar la continuidad de los eventos y por lo tanto es útil en resaltar fallas, acuñamientos, canales, abanicos y geometrías de deposición internas, además la exposición de la

fase revela patrones estratigráficos sedimentarios lo que permite identificar límites de secuencias sísmicas. En general la efectividad de un estudio de atributos sísmicos depende de la calidad de los datos sísmicos utilizados.

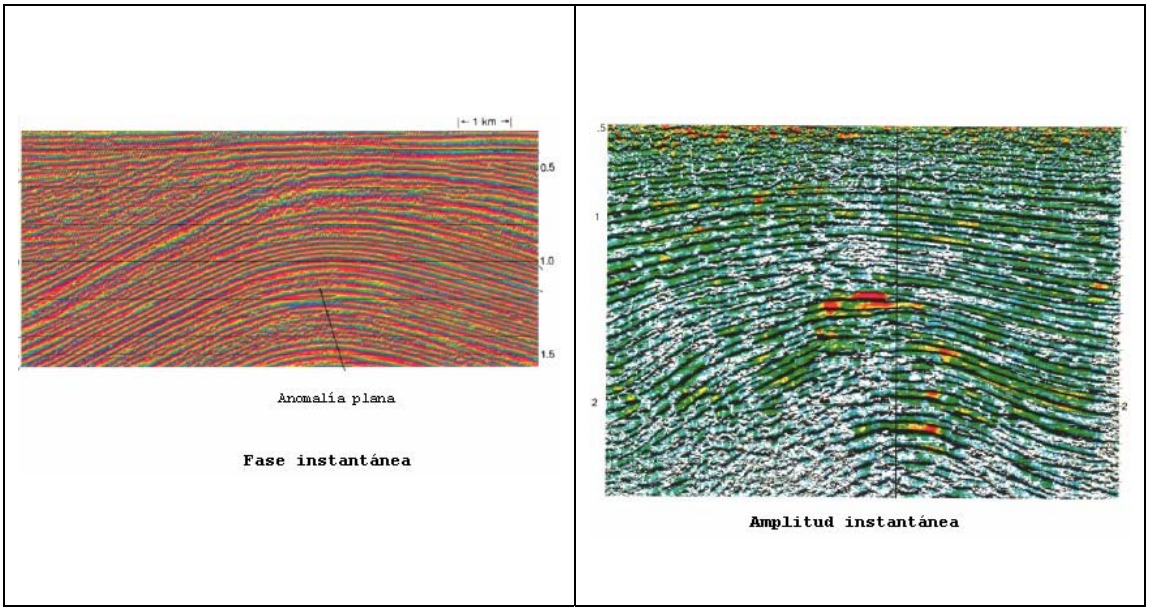


Gráfico 39. Derecha: Fase instantánea aplicada a una sección del Sur del Mar del Norte, enfatiza la continuidad y la angularidades de los reflectores porque es insensible a la amplitud; se puede apreciar una anomalía plana ("flan spot") que puede ser asociada con yacimientos de gas en la estructura. **Izquierda:** Amplitud instantánea aplicada a una sección del Mar del Norte donde los cambios laterales de la amplitud marcan a menudo discontinuidades (tomado y modificado de Taner et al, 1979).

3.9. Estudio de propiedades petrofísicas

De acuerdo a Sheriff (2002) los estudios petrofísicos miden las relaciones entre las propiedades físicas de las rocas, tales como la porosidad, permeabilidad, presión de poro y saturación de fluidos entre otras, que fueron obtenidas a partir de registros de pozos o en medidas de muestras de laboratorios (núcleos); estas propiedades medidas además están asociadas con la velocidad sísmica, resistividad eléctrica o la temperatura.

Con la combinación de información de registros de petrofísicos provenientes de diferentes pozos se puede predecir la geometría de un yacimiento, el tipo de roca o contenido litológico y otras características de un reservorio o posible yacimiento, es difícil describir estas propiedades cuando la información de pozos esparcida que se encuentra es poca; sin embargo, un estudio de estratigrafía sísmica donde se integra los resultados de estudios de registros de pozos y de secciones sísmicas, puede mejorar la descripción de la forma de un yacimiento y su distribución litológica.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

En este apartado se presentan los procedimientos aplicados para el desarrollo de este proyecto, los cuales se muestran en el diagrama secuencial del método del gráfico 40. La plataforma programática que permitió desarrollar la secuencia de trabajo fue el programa comercial LANDMARK, instalado en una estación de trabajo con sus diferentes aplicaciones en las áreas de la interpretación geofísica y geológica.

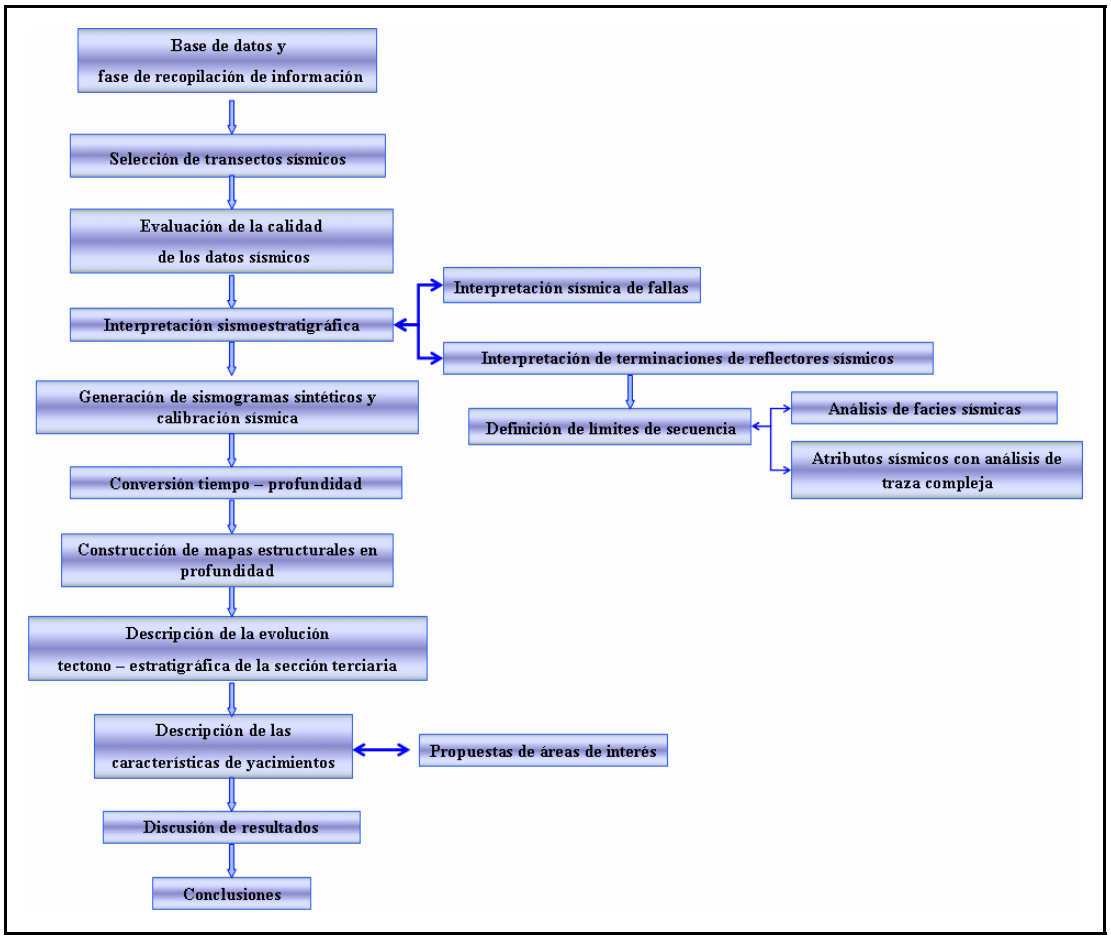


Gráfico 40. Diagrama secuencial metodológico.

4.1. Base de datos y fase de recopilación de información

En una etapa previa y durante el desarrollo de esta metodología, se recopiló información bibliográfica sobre los fundamentos teóricos y técnicos relacionados con una investigación sismoestratigráfica, y sobre los estudios previos realizados en el marco regional y local de las zonas de trabajo. Parte de esta información recopilada constituye la base de los capítulos I, II y III del presente trabajo.

Para cumplir con los objetivos planteados en esta investigación sismoestratigráfica se generó una base de datos que incluyó la información sísmica y de pozos. Así fueron cargados, en un proyecto llamado JUNÍN _ TESIS, líneas sísmicas 2D de la región de estudio (Bloque Junín – Norte y Área Mayor de Socororo) y también de otros bloques de la parte norte del Área de Junín y del sector norte – oriental del Área de Boyacá, en total comprende 2100 km de datos sísmicos 2D, mientras que el número total de pozos es de aproximadamente 36 pozos (gráfico 41).

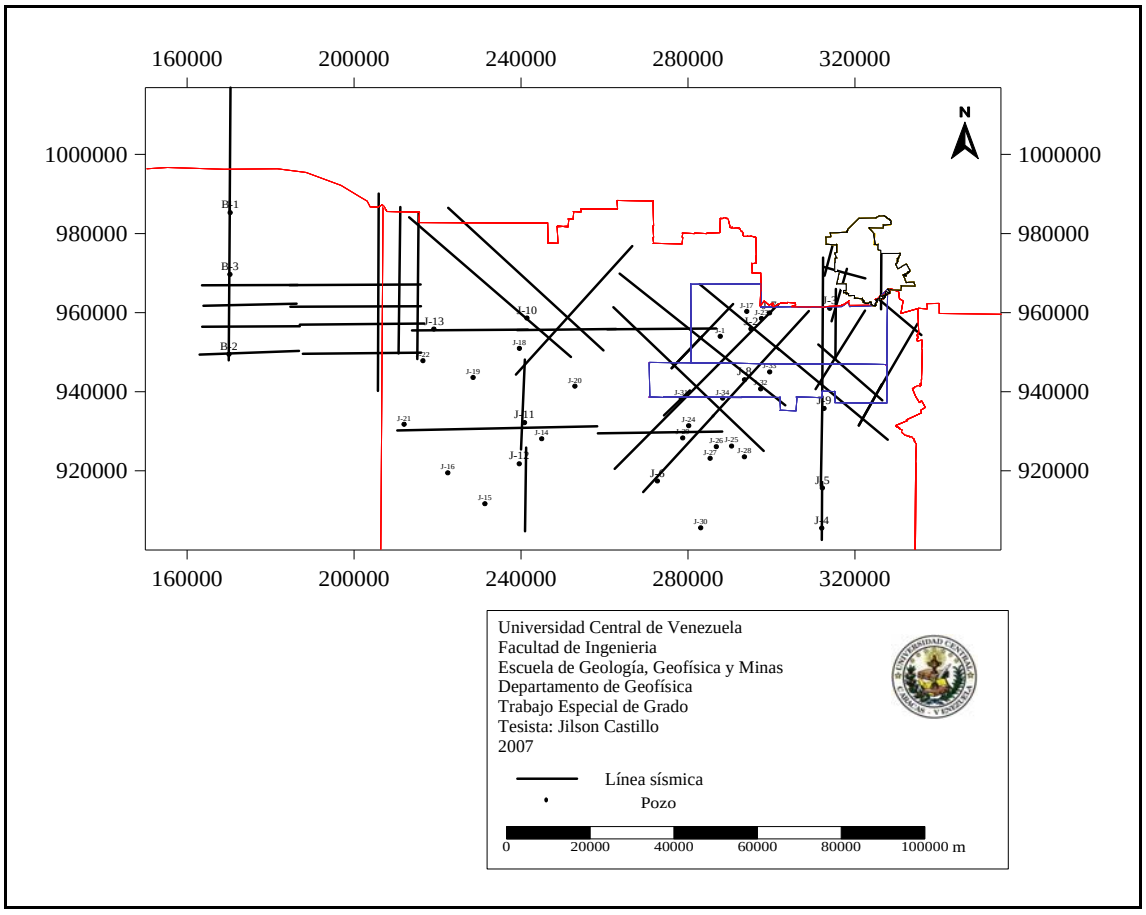


Gráfico 41. Mapa base con las líneas sísmicas 2D y los pozos del área regional y la zona de estudio.

4.2. Selección de transectos sísmicos

Como paso principal se seleccionaron las líneas o transectos sísmicos, que mejor representaban la dirección de buzamiento de la cuenca (Bally, 1987), en la zona de estudio la dirección que mejor describe la geometría de la cuenca es norte – sur, pero también en las direcciones NE – SO y NO – SE es posible apreciar las características principales de la forma de la cuenca.

Otro factor que se tomó en cuenta durante la selección de los transectos sísmicos, fueron los sistemas de fallas regionales de Hato Viejo y Altamira en la

provincia occidental de la faja del Orinoco (gráfico 42), y su relación con la zona de estudio enmarcada también en esta provincia. Por lo que adicionalmente y dada la disponibilidad de información sísmica regional, se anexaron transectos y líneas sísmicas de otros bloques del sector norte de las áreas Junín y Boyacá. Se escogieron además líneas en dirección O – E, para lograr la correlación de la información interpretada en los diferentes transectos seleccionados.

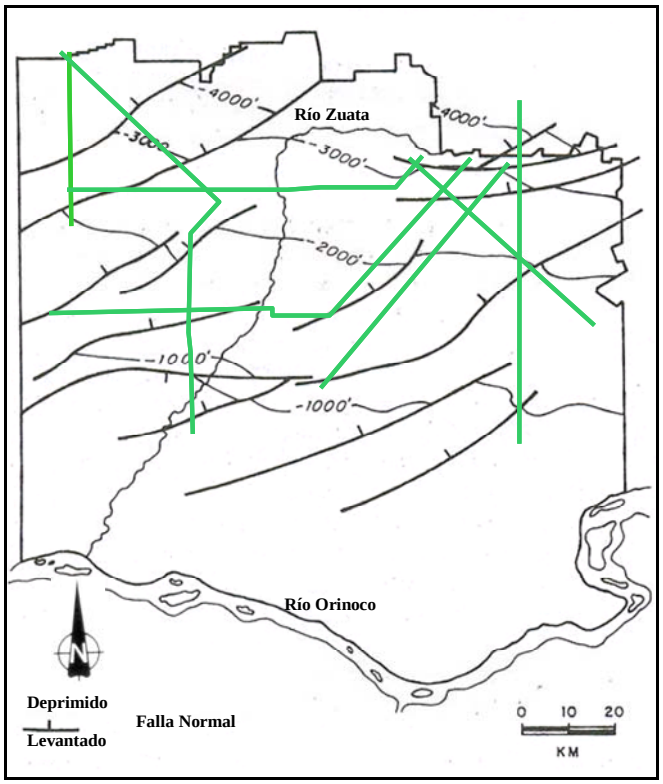


Gráfico 42. Mapa estructural de la discordancia Cretácico – Terciario del Área Junín con transectos sísmicos seleccionados en color verde.

De esta manera y como se puede observar en el gráfico 43 se seleccionaron 10 transectos sísmicos (resaltados en color verde) y que corresponden a 600 km aproximadamente de líneas sísmicas 2D, de igual manera se escogieron 14 pozos cercanos a los transectos seleccionados y con información necesaria para la correlación sísmico – pozo. El resto de la información sísmica se utilizó para extender y correlacionar la interpretación sismoestratigráfica de los transectos principales en el área regional y la zona de estudio.

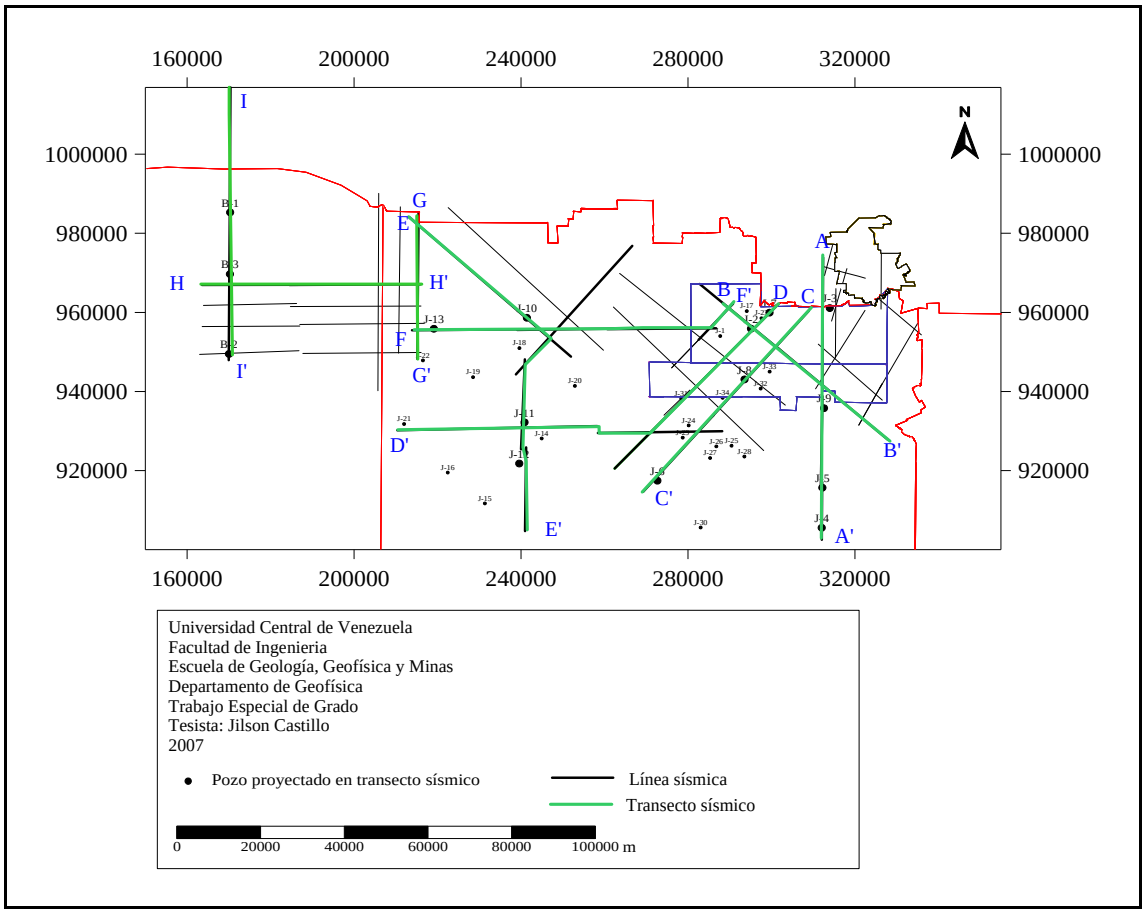


Gráfico 43. Mapa base de los transectos sísmicos y pozos seleccionados.

Los catorce pozos cercanos a los transectos seleccionados fueron cargados en el proyecto creado (ver tabla 1), con información de registros de Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR), Sónico (DT), Resistividad (R), Densidad (RHOB), Caliper (CALI) y disparos de control ("Check Shot"); así como también con los marcadores geológicos correspondientes a los topes del Pre – Cretácico, Cretácico, Oligoceno e Intramioceno.

Tabla 1. Pozos y registros.

Pozos/Registros	SP	GR	DT	R	RHOB	CALI	Check Shot
J-2	X	X	X	X	X	X	X
J-3	X	X	X	X	X	X	X
J-4		X	X	X	X	X	X
J-5	X	X	X	X	X	X	X
J-6	X	X	X	X	X		X
J-7	X	X	X	X	X	X	X
J-8	X	X	X	X	X		X
J-9	X	X	X	X	X	X	X
J-10	X	X	X	X	X	X	X
J-11	X	X	X	X	X	X	X
J-12	X	X	X	X	X	X	X
B-1	X	X	X	X		X	X
B-2	X	X	X	X	X	X	X
B-3	X	X	X	X			X

4.3. Evaluación de la calidad de los datos sísmicos

El control de la calidad de los datos sísmicos debe ser cuidado en cada una de las etapas de un estudio de prospección sísmica en general, sobretodo en las primeras fases donde se deben garantizar secciones sísmicas que no dificulten la interpretación de las mismas. Es por esto que para el estudio sismoestratigráfico se evaluó la calidad de los datos sísmicos con el fin de identificar terminaciones sísmicas que permitieran definir límites de secuencias y/o distinguir facies sísmicas.

Antes de realizar la evaluación de la calidad de los datos sísmicos es necesario mencionar y tener en cuenta una serie de problemas que son observados de manera general y recurrente en el conjunto de secciones sísmicas utilizadas, tales factores se encuentran asociados a las fases de adquisición y procesamiento de los datos y tienen una influencia en los eventos sísmicos y sus propiedades físicas. Entre los elementos que dificultan la calidad de los datos se puede señalar zonas de pobre cobertura sísmica ocasionadas por deficiencias en las labores de campo como la mala “plantación” de los receptores sísmicos (geófonos), sectores donde no se logro grabar información, mala aplicación de las técnicas del corrido de los tendidos sísmicos así como también la adquisición por segmentos de las líneas sísmicas.

También se encuentran problemas en la calidad de la imagen sísmica debido a la baja relación señal – ruido causado por la poca eficiencia del control del ruido durante la fase de grabación de los datos.

Otro elemento que se observan en la mayoría de las líneas sísmicas son los problemas de corrección estática, causados por el cálculo incorrecto del valor de la velocidad promedio de la capa meteorizada, esto ocasiona que ciertos eventos sísmicos aparezcan desplazados en tiempo en la sección.

En el estudio de la calidad de los datos sísmicos otro factor a tomar en cuenta es el de aplicar diferentes secuencias de procesamiento a las secciones sísmicas. Las diferentes versiones o formatos de las secciones pueden producir problemas en las interpretaciones hechas, así a un conjunto de datos sísmicos utilizados solo se le aplicó apilamiento y a otro grupo de migración. En los datos apilados se observaron el efecto de problemas de difracción, y algunas de las líneas sísmicas migradas no se logro suprimir por completo estos efectos.

Los datos sísmicos utilizados en esta investigación pertenecen a dos campañas de adquisición que comprenden entre sí varios levantamientos, la primera de éstas realizada entre los años 1970 – 1977 y la segunda durante los años 1980 – 1982.

En algunos levantamientos durante la primera campaña (1970 – 1977) se utilizó un formato digital para la grabación de los datos, y en otros en modo analógico, que luego fueron digitalizados para su procesamiento. La fuente sísmica usada en esta campaña fue *Dinoseis*.

En la segunda campaña de adquisición sísmica (1980 – 1982) el tipo de grabación utilizado fue en formato digital y la fuente de energía sísmica usada fue *Vibroseis*. Debido a que los datos sísmicos usados fueron adquiridos en etapas distintas y con fuentes sísmicas diferentes (*Dinoseis* y *Vibroseis*) se evaluó la calidad de estos de manera individual. Así se estimó de forma cualitativa la amplitud, continuidad y frecuencia de los reflectores sísmicos de cada uno de los transectos sísmicos, observándose diferencias en la calidad de las secciones sísmicas pertenecientes a las dos campañas utilizadas.

En los gráfico 44 y 45 se muestran las líneas sísmicas pertenecientes a la primera y segunda campaña de adquisición ubicadas en un mismo sector, la amplitud de los eventos sísmicos por encima de los 1500 ms se muestra más fuerte para la línea de la primera campaña, en cambio la frecuencia para este mismo rango de tiempo es más baja que la observada en los datos de la segunda campaña, es necesario señalar que esta respuesta en la frecuencia vista puede estar relacionada con los valores de resolución sísmica vertical donde la mayor resolución se presenta en los datos sísmicos con mayor frecuencia.

En el gráfico 46 se presenta una sección múltiple donde se observa el contraste de las propiedades físicas de los reflectores sísmicos entre secciones de diversas campañas de adquisición y que corresponden a las mostradas en los gráfico 44 y 45.

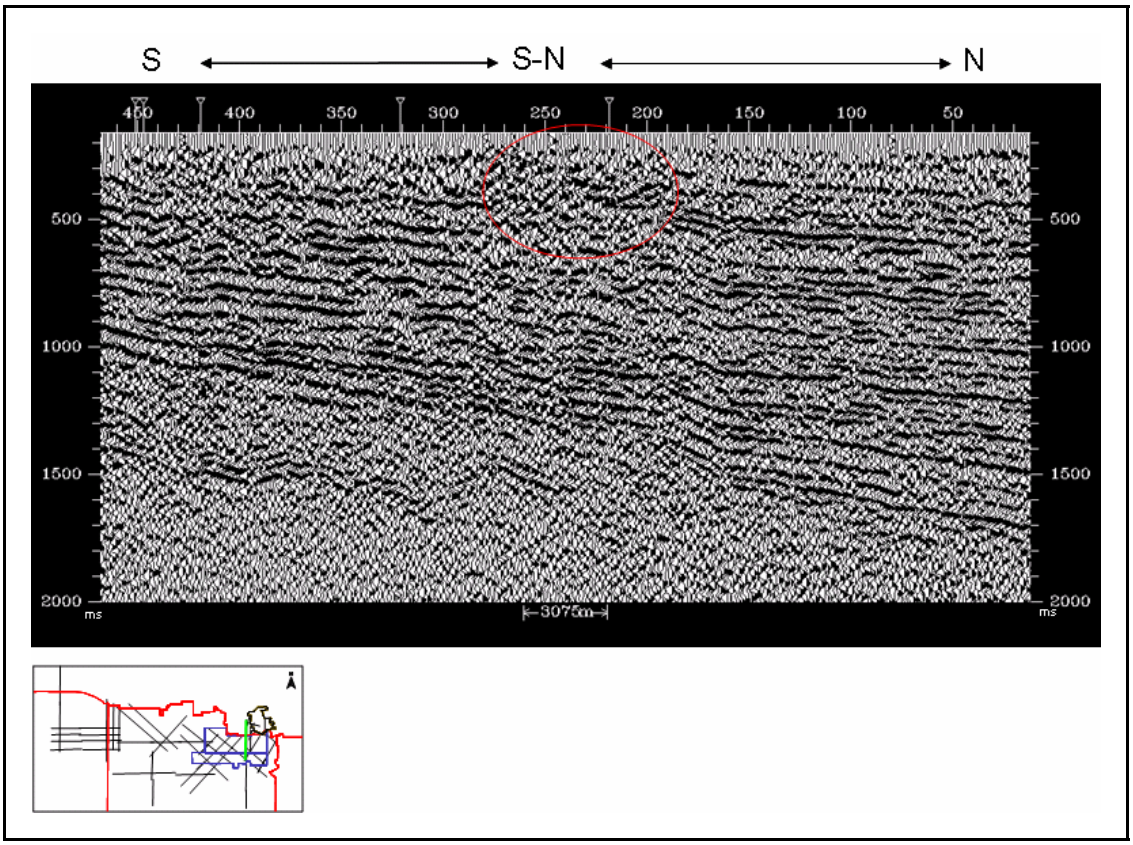


Gráfico 44. Línea sísmica de la primera campaña de grabación analógica. Fuente de energía sísmica: *Dinoseis*. Nótese problemas de corrección estática en el sector superficial de la línea (semicírculo rojo).

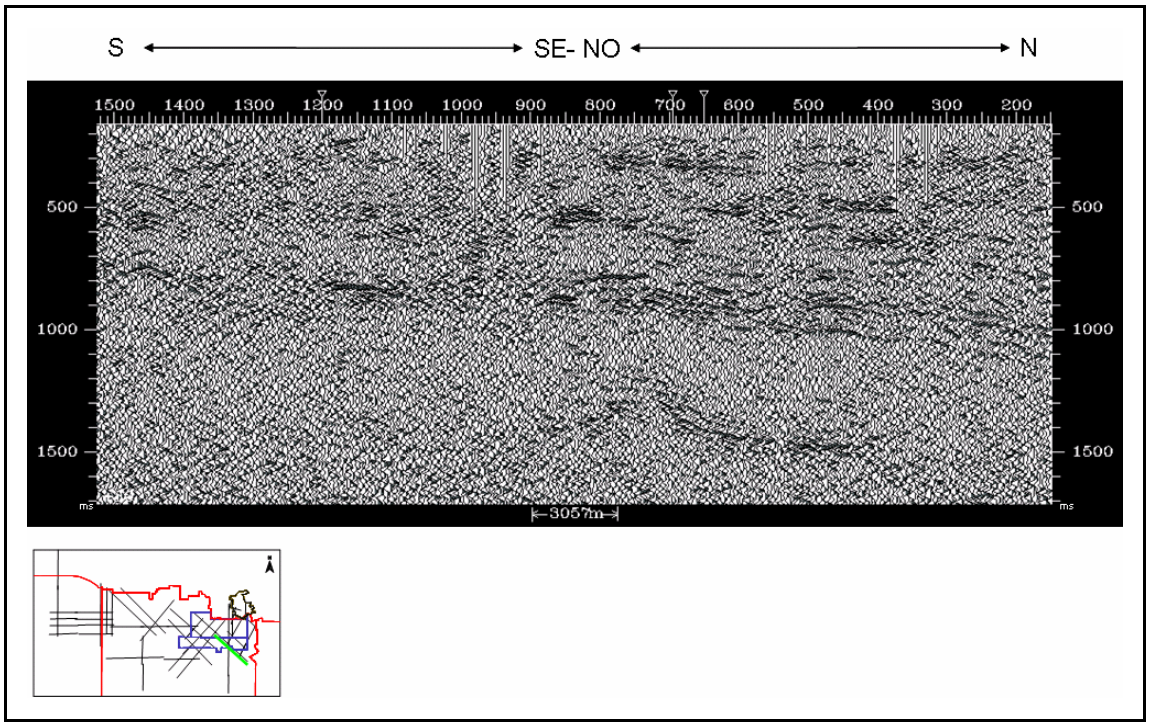


Gráfico 45. Línea sísmica de la segunda campaña de grabación digital. Fuente de energía sísmica: *Vibroseis*.

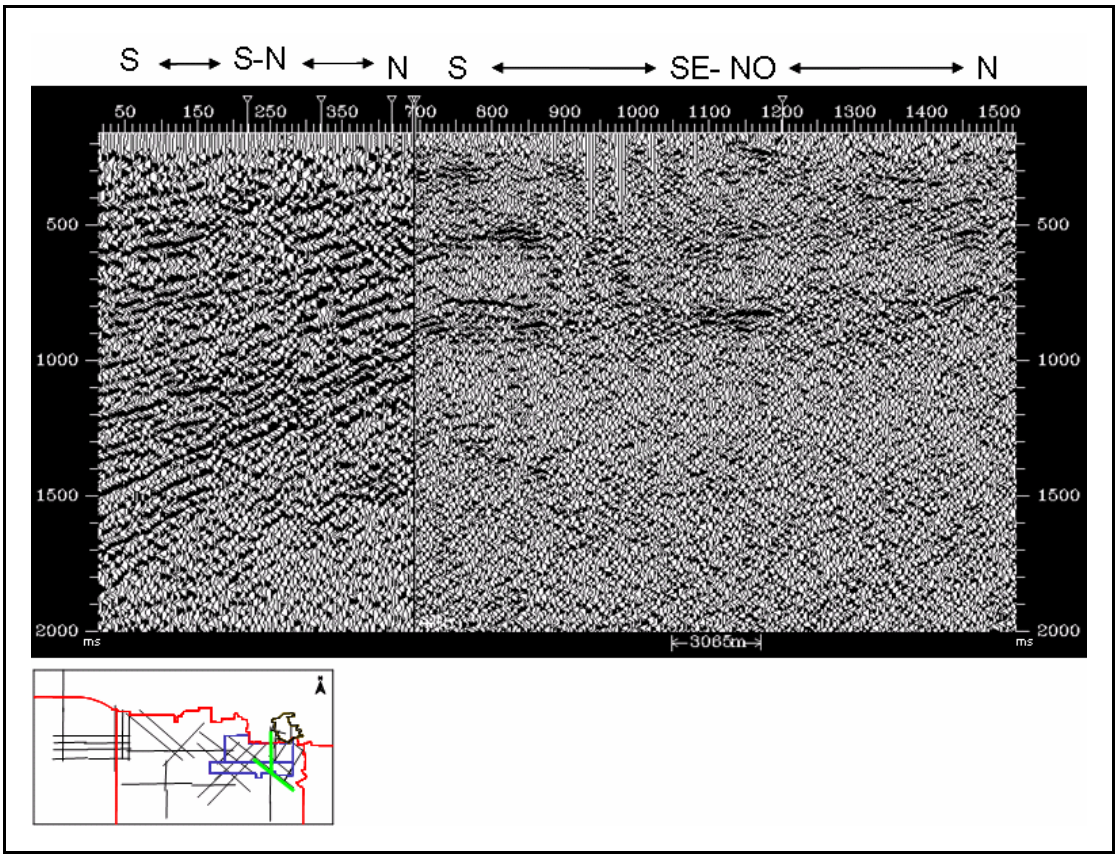


Gráfico 46. Sección sísmica múltiple, nótese las diferencias en la amplitud, frecuencia y continuidad de los eventos sísmicos de la sección sísmica de la primera campaña (izquierda) y la sección sísmica de la segunda campaña de adquisición (derecha).

La continuidad de los reflectores sísmicos es una propiedad que varía incluso para una misma sección; para la línea sísmica de la primera campaña la continuidad es buena entre 500 y 1500 ms, excepto en el sector central de la sección donde la continuidad es regular por encima de los 500 ms aproximadamente, por otro lado para la línea sísmica de la segunda campaña la continuidad de los reflectores es buena hacia el noroeste.

Sin embargo, no solo las líneas sísmicas pertenecientes a dos campañas de adquisición se presentan variaciones en las características de los reflectores sino que para líneas sísmicas de una misma campaña también se muestran diferencias, en los gráficos 46, 47 y 48 se exponen dos secciones sísmicas perpendiculares entre sí pertenecientes a la primera campaña y donde se utilizó un modo de grabación digital; se puede apreciar en la sección con dirección norte – sur, como la amplitud es más fuerte y la continuidad de los eventos sísmicos es buena en comparación a la sección con dirección oeste – este.

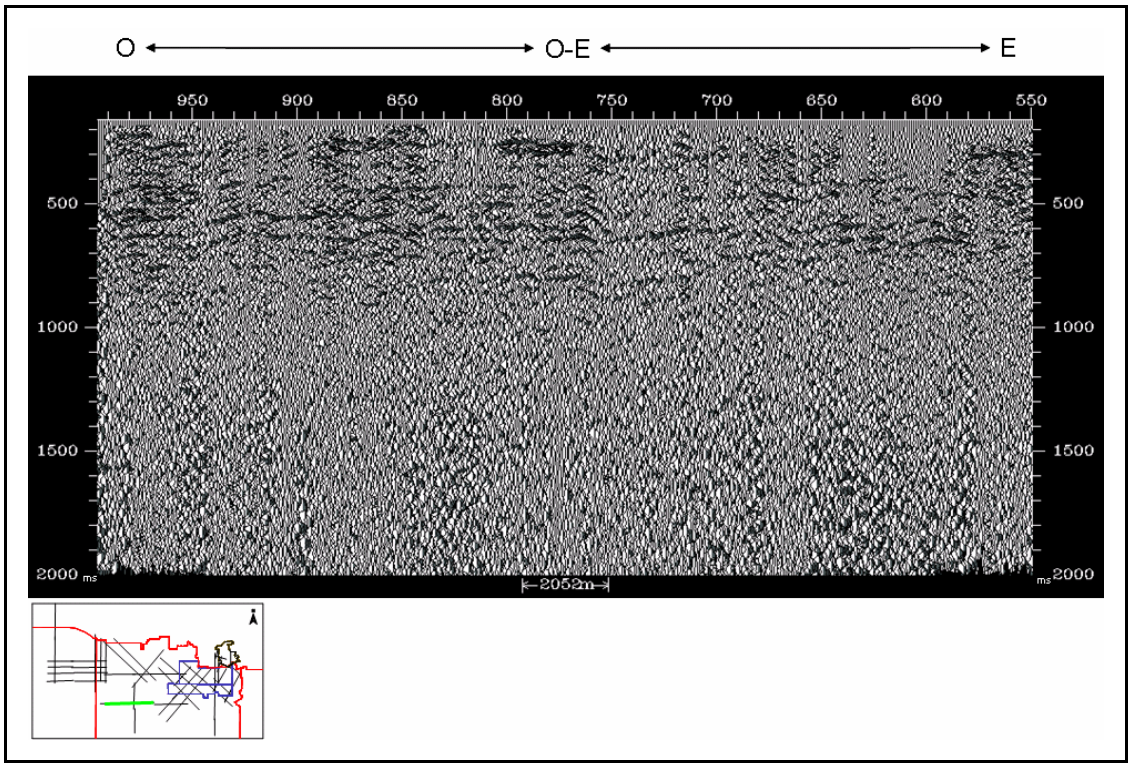


Gráfico 47. Línea sísmica de la primera campaña de grabación digital. Fuente de energía sísmica: *Dinoseis*.

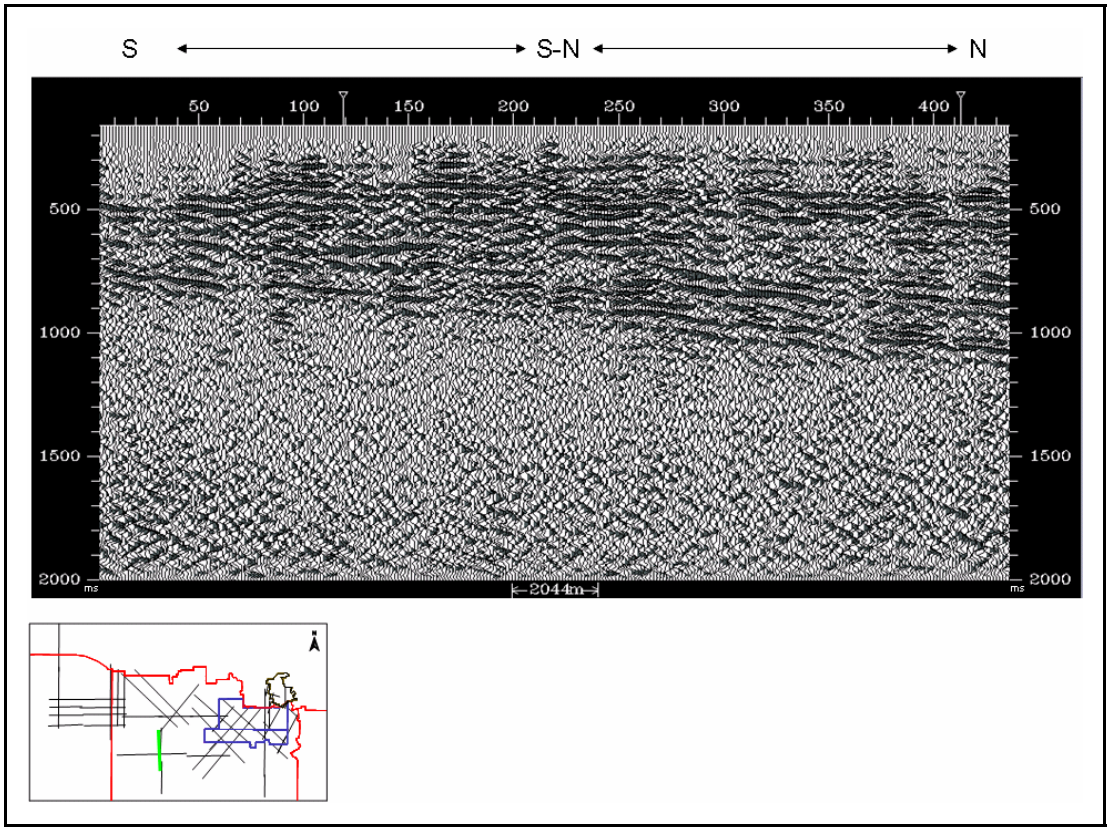


Gráfico 48. Línea sísmica de la primera campaña de grabación digital. Fuente de energía sísmica: *Dinoseis*.

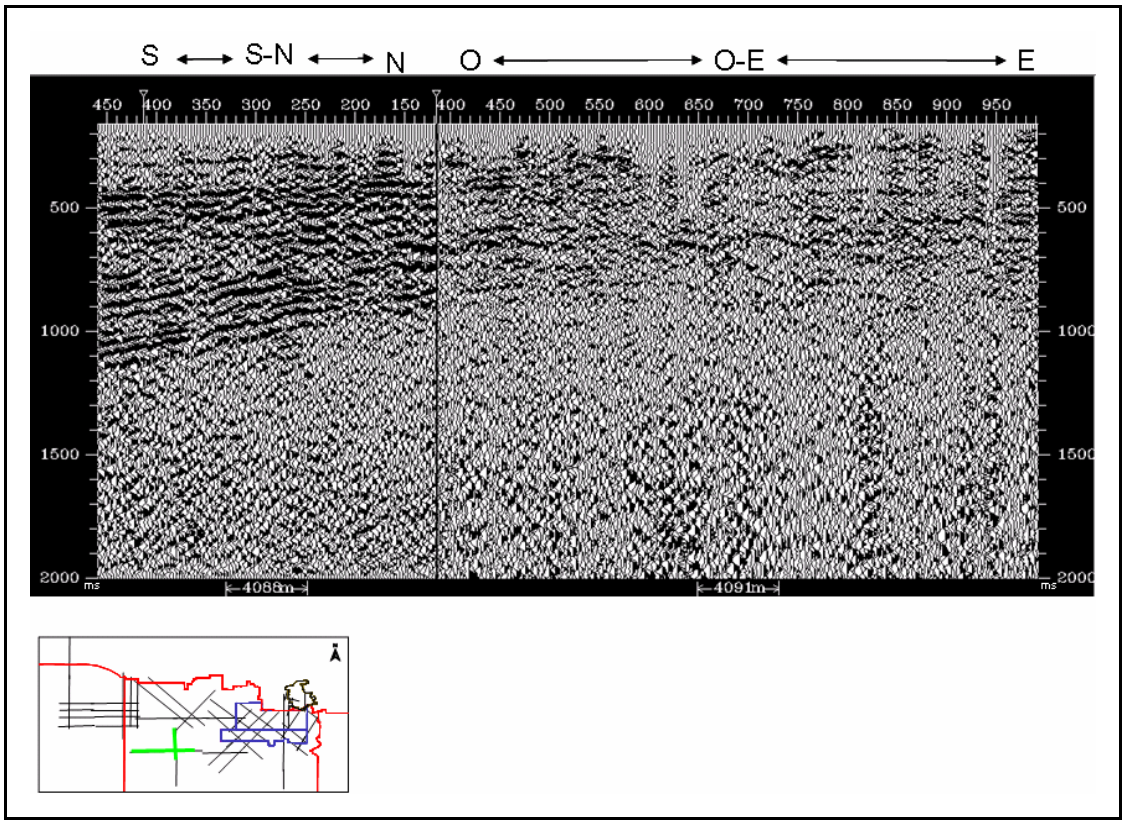


Gráfico 49. Sección sísmica múltiple, nótese las diferencias en la amplitud, frecuencia y continuidad de los eventos sísmicos en secciones sísmica de la primera campaña de adquisición.

Por este motivo se consideró clasificar la información sísmica en secciones de buena calidad o de calidad 1 cuando los eventos sísmicos observados presentaron buena continuidad y donde se lograron distinguir facies sísmicas tanto lateral como verticalmente a lo largo de la sección, de calidad regular o de calidad 2 cuando los eventos sísmicos presentaron una continuidad entre regular y buena y donde fue posible identificar terminaciones sísmicas que definieron límites de secuencias, mientras que las líneas sísmicas de calidad deficiente o de calidad 3 solo permitieron interpretar horizontes sísmicos de regular a mala continuidad.

En el gráfico 50 se muestra la distribución de las líneas sísmicas clasificadas de acuerdo a la calidad de los datos donde se puede notar las línea sísmicas de color verde con buena calidad que permitieron aplicar una descripción de facies sísmicas, las líneas resaltadas en color amarillo representa las de calidad regular donde se lograron identificar terminaciones sísmicas, y las de calidad deficiente en color rojo donde tan solo se emplearon para la interpretación de los horizontes sísmicos correspondientes a los bordes de secuencias.

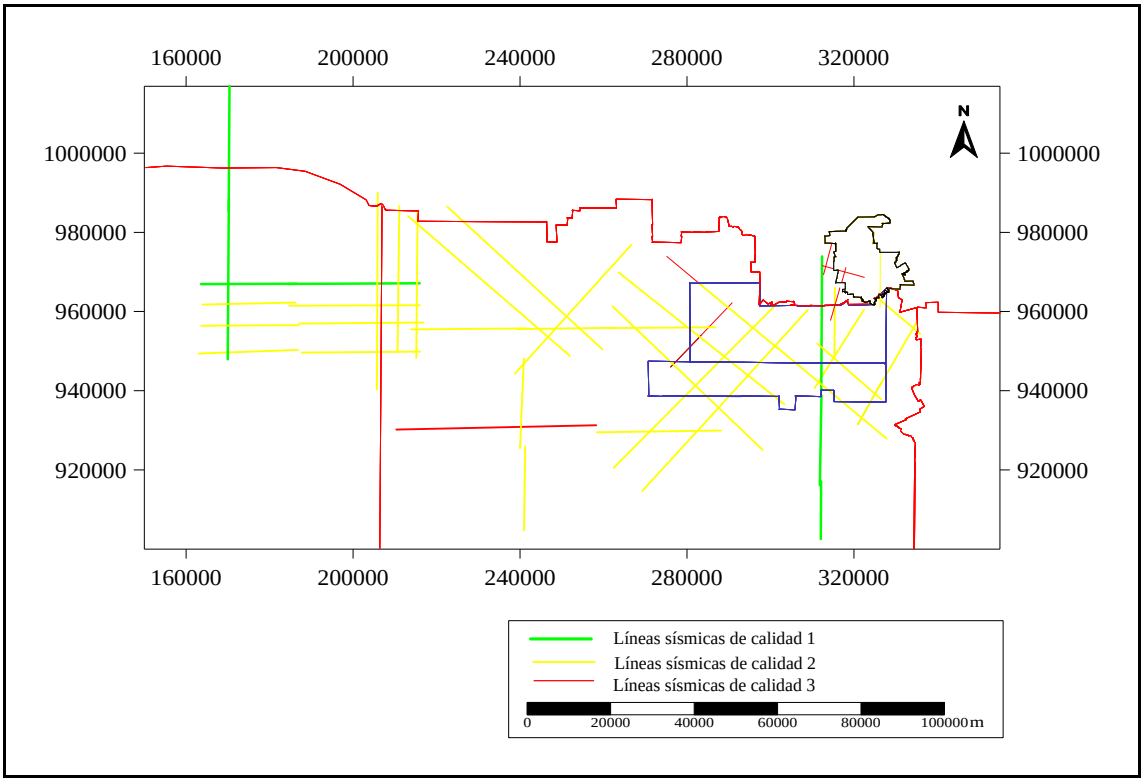


Gráfico 50. Mapa base de líneas sísmicas distribuidas de acuerdo a su calidad para la interpretación.

Otros factores que estiman la calidad de la sísmica son la frecuencia y la resolución sísmica vertical, es por ello que se realizó un análisis espectral para cuantificar la frecuencia dominante presente en la información sísmica con el uso de la aplicación SynTool de LANDMARK, y a partir de estos valores y los de velocidad interválica (obtenidas de una curva tiempo-profundidad (TZ)), se determinó la resolución sísmica vertical de los datos sísmicos, que no es más que el espesor mínimo observable para un evento sísmico.

Los valores de frecuencia dominante para los levantamientos de la primera campaña se encuentran entre 20 – 25 Hz con grabación en formato digital y de 18 – 20 Hz para los grabados en formato analógico (gráfico 51 y 52 respectivamente); mientras que los levantamientos de la segunda campaña varían entre 25 – 30 Hz (gráfico 53).

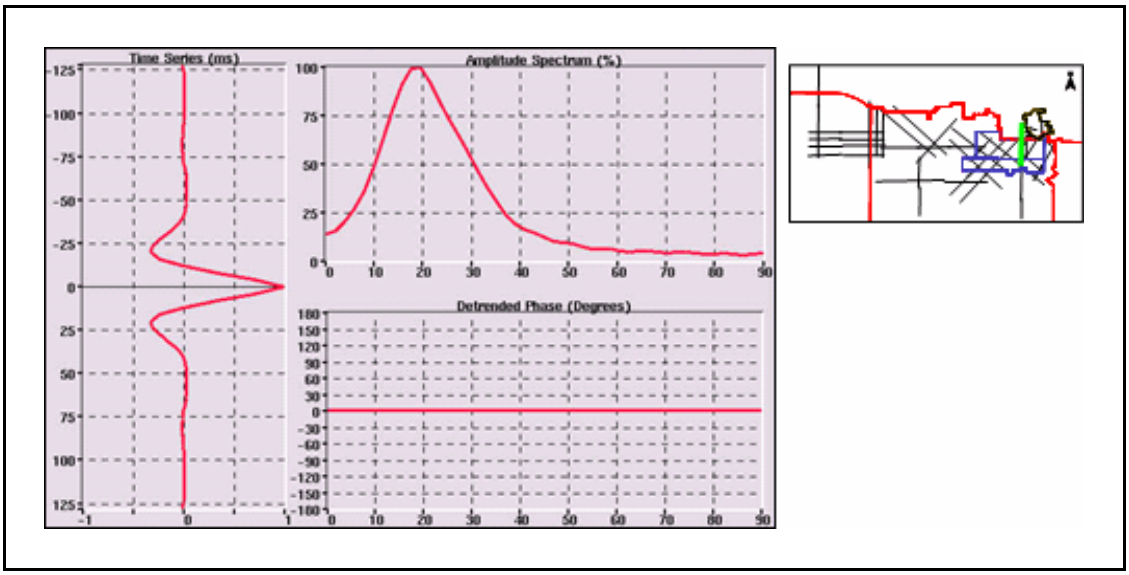


Gráfico 51. Espectro de amplitud y onda extraída de la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A' perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación analógica y fuente sísmica Dinoseis.

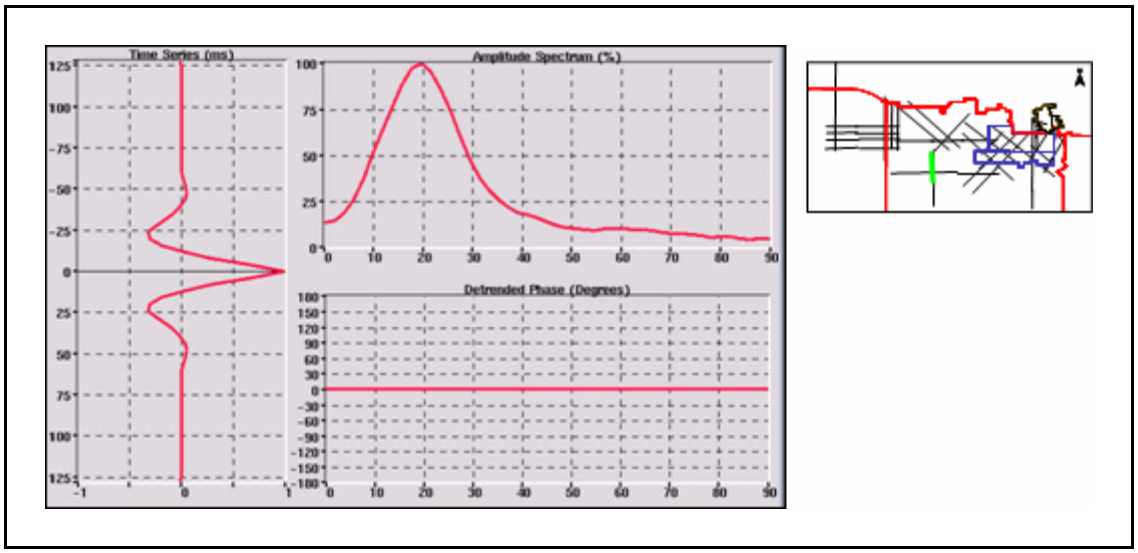


Gráfico 52. Espectro de amplitud y onda extraída de la línea símica sur del transecto sísmico E – E' para una línea sísmica perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Dinoseis.

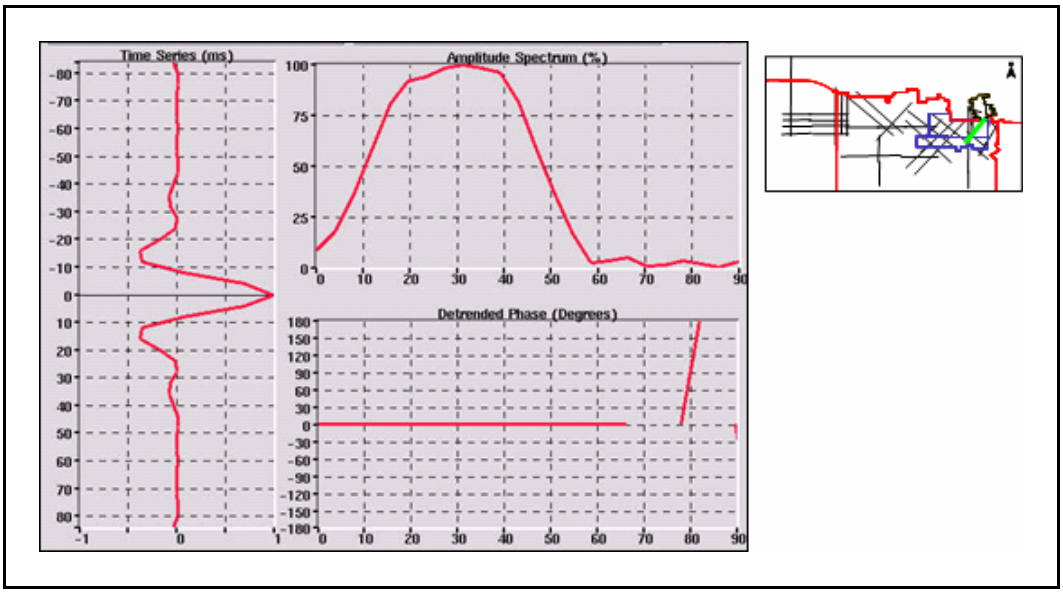


Gráfico 53. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la segunda campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Vibraseis.

Debido a la variación de los valores de frecuencia dominante se producen diferencias en la resolución sísmica vertical calculada para las dos campañas y sus levantamientos, en la tabla 2 se muestran los valores de resolución sísmica vertical para las dos campañas, la mejor resolución corresponde a los datos de la segunda campaña con 60, 68 y 87 pies para los topes del Intramioceno, Oligoceno y Cretácico respectivamente.

Tabla 2. Resolución sísmica vertical considerando las campañas de adquisición y el formato de grabación.

Campaña de Adquisición	Intervalo	Velocidad (pies/s)	Frecuencia Dominante (Hz)	Resolución Sísmica Vertical (pies)
Primera con formato analógico	Intramioceno	6757	20	84
	Oligoceno	8798		110
	Cretácico	9412		118
Primera con formato digital	Intramioceno	6375	20	80
	Oligoceno	6957		87
	Cretácico	8632		108
Segunda	Intramioceno	7143	30	60
	Oligoceno	8163		68
	Cretácico	10400		87

4.4. Interpretación sismoestratigráfica

4.4.1. Interpretación estructural

Como primer paso para la aplicación de los procedimientos de interpretación sísmica, se definió el marco estructural del área con la delineación de las fallas en los diferentes transectos sísmicos, que posteriormente se extendió al resto de la información sísmica cargada en el proyecto; esto se realizó considerando la información geológica y estructural recopilada de los principales sistemas de fallas en el área de estudio.

Las fallas se delinearon tomando en cuenta su buzamiento y verificando la interrupción de los reflectores sísmicos (gráfico 54), así como el salto vertical en tiempo de estos eventos; para ésta y la próxima etapa la herramienta interpretativa utilizada fue SeisWork /2D del paquete programático LANDMARK.

4.4.2. Definición de secuencias sísmicas

En los transectos sísmicos de calidad buena y regular se definieron secuencias sísmicas a partir de la identificación de las terminaciones de reflexiones sísmicas (solapamientos, cuña de cresta, truncamientos, entre otras posibles terminaciones sísmicas) las cuales marcan límites de secuencias sísmicas o límites de discontinuidad asociados a dichas terminaciones (gráfico 55). En aquellas líneas sísmicas que se consideraron de calidad deficiente, solo se identificaron los límites de secuencia.

La interpretación de los límites de secuencia, así como la interpretación de fallas, fue posteriormente correlacionada a las demás secciones sísmicas cargadas al proyecto de forma de complementar el análisis de estos en el área regional y en la zona de estudio.

4.4.3. Descripción de facies sísmicas

Como se señaló en los fundamentos teóricos del presente trabajo, la calidad de los datos utilizados y el procesamiento aplicado a estos, son condiciones mínimas que se necesitan para realizar un análisis de facies sísmicas, de igual manera se menciona que el uso del código es factible si se posee un levantamiento sísmico coherente, homogéneo en calidad y de suficiente extensión.

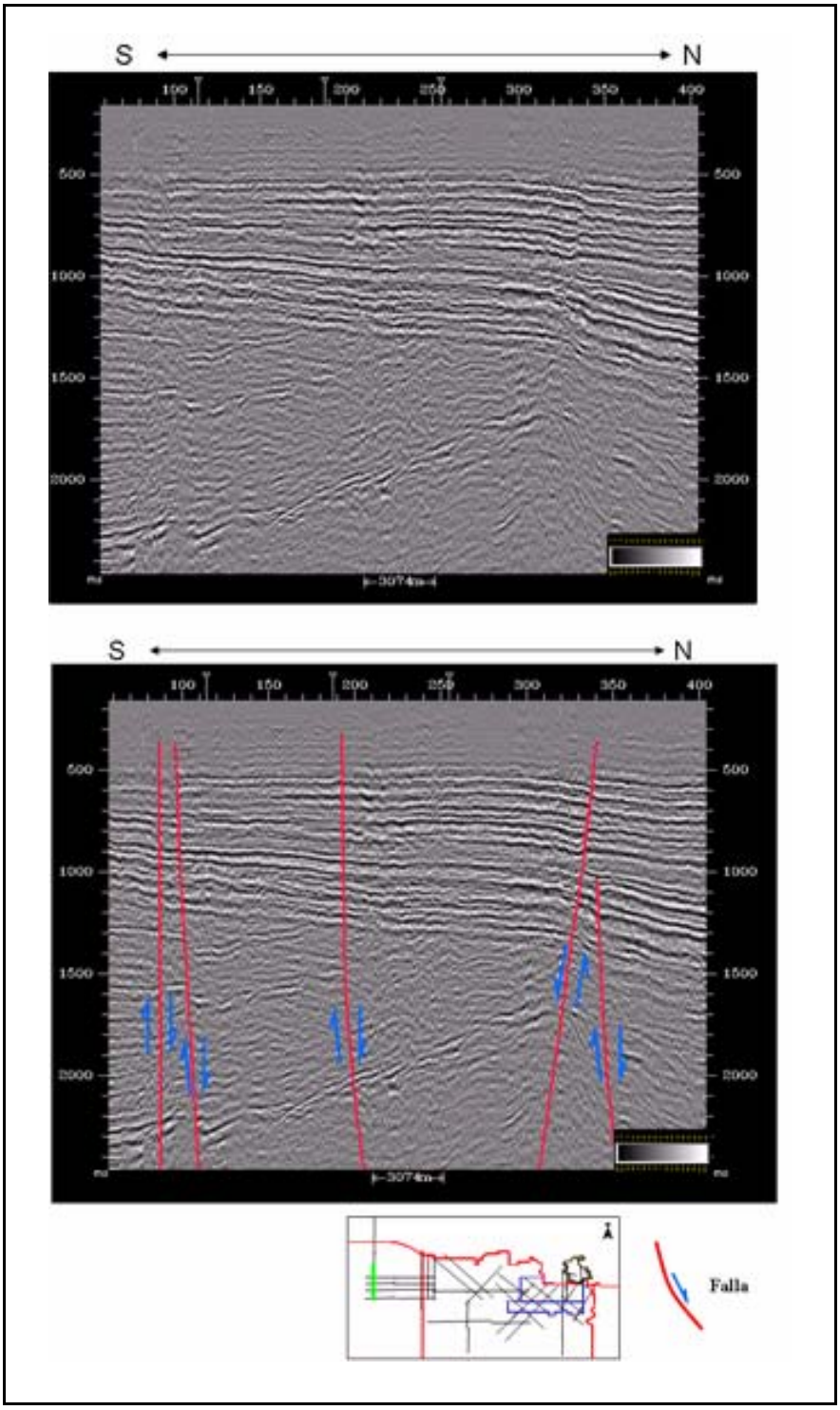


Gráfico 54. Sección sísmica sin interpretación (arriba) y con interpretación de fallas (abajo).

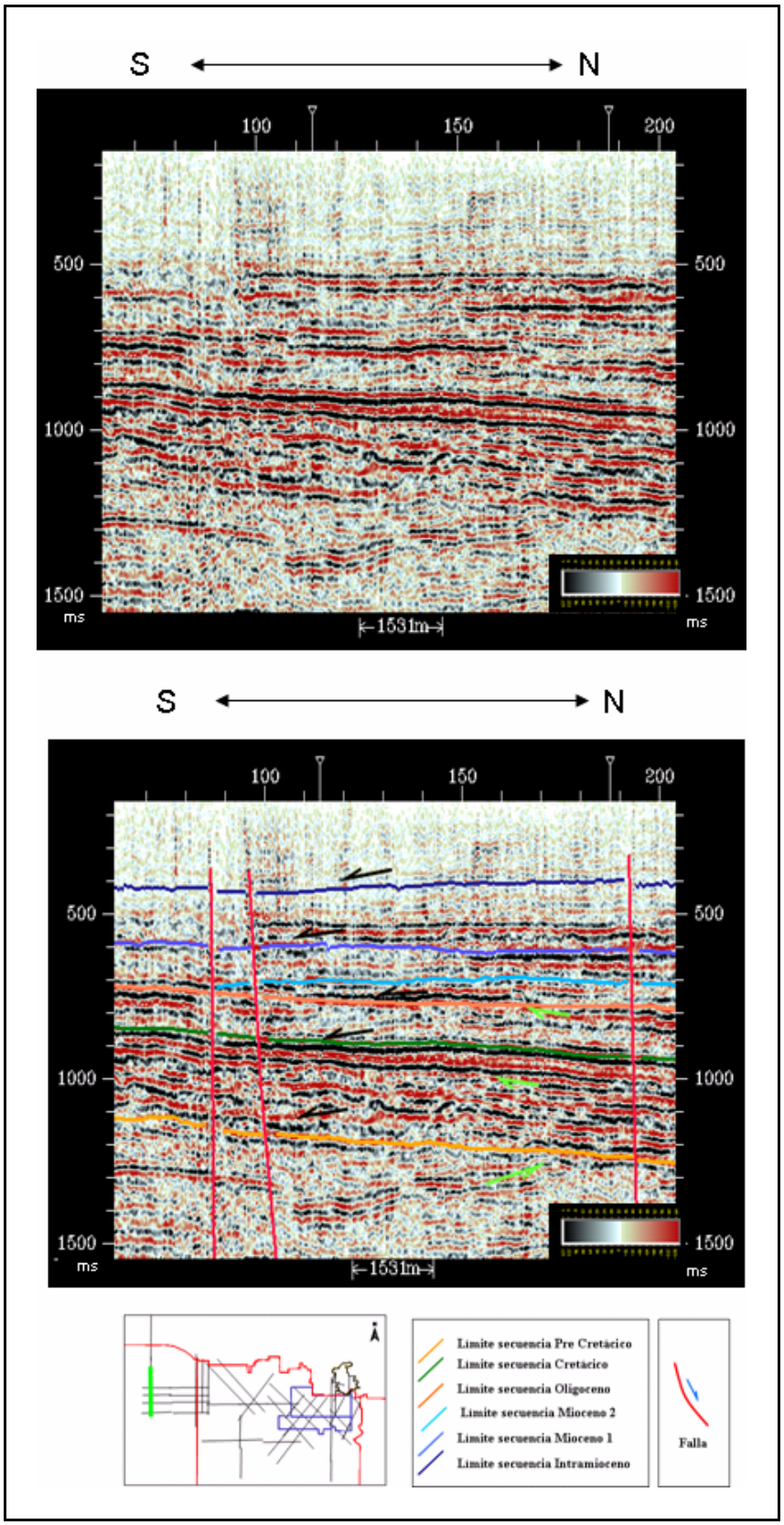


Gráfico 55. Sección sísmica sin interpretación (arriba) y con interpretación de terminaciones sísmicas y límites de secuencia (abajo).

De esta forma las características expresadas en los apartados anteriores sobre la calidad sísmica y la distribución de esta información, para el área regional y la zona de

estudio, representan una restricción para la aplicación de un análisis de facies sísmicas correcto. Sin embargo se tienen los transectos sísmicos A – A' e I – I' clasificados como de calidad 1 para la diferenciación de propiedades físicas en sus reflectores sísmicos, por esto se consideró realizar en estas secciones sísmicas una descripción de facies sísmicas, en la que se detalla las características de estas propiedades en las secuencias sísmicas y la disposición de las terminaciones sobre los límites de secuencia y como se disponen en el interior de estás.

4.4.4. Atributos sísmicos con análisis de traza compleja

Con la finalidad de complementar la interpretación de los límites de secuencias sísmicas y el análisis de facies sísmicas, se aplicaron atributos sísmicos a las líneas sísmicas estudiados. Los atributos sísmicos fueron de tipo físico, es decir, los provenientes de un análisis de traza compleja, por ser considerados los más útiles en un estudio sismoestratigráfico (Tarner et al, 1977 y 1979).

Considerando las alteraciones producidas por la secuencia de procesamiento a la información sísmica y la calidad de la misma, la aplicación de ciertos atributos sísmicos no es recomendable en algunas secciones. Sin embargo, de los atributos usuales en un estudio sismoestratigráfico (transformada de Hilbert: amplitud instantánea, fase instantánea y frecuencia instantánea) el de fase instantánea fue el más apropiado para su uso, ya que permitió complementar la delineación y definición de los límites de secuencia; en el gráfico 56 se muestra una sección sísmica donde se aplico un atributo de fase instantánea, donde se aprecia el contraste de la terminaciones en los límites de secuencias, no obstante al utilizar los atributos de amplitud y frecuencia instantánea en esta sección no se logra realzar las características.

4.5. Generación de sismogramas sintéticos y calibración sísmica

Luego de haber definido y correlacionado los límites de secuencias en los transectos y secciones sísmicas del área regional y de la zona de estudio, se construyeron sismogramas sintéticos, empleando el programa SynTool de LANDMARK, para la datación de las correspondientes secuencias sísmicas.

Para esta calibración sísmica-pozo se contó con la información de registros sónicos y de densidad, datos sísmicos de pozos provenientes de la tiros de control ("Check Shots") y con los marcadores geológicos correspondientes a los topes del Pre – Cretácico, Cretácico, Oligoceno e Intramioceno.

Previamente se seleccionaron los pozos referidos en la tabla 1 para la generación de los sismogramas sintéticos, que además de contar con la información necesaria, son los más cercanos a sus respectivas líneas sísmicas. Para cada uno de estos pozos se introdujeron en la aplicación antes señalada la información de velocidad del pozo (tiros de control o tabla tiempo – profundidad) y los registros indicados (sónico y densidad), se determinaron los coeficientes de reflexión, y finalmente se genera el sismograma sintético que es comparado con la sección sísmica que contiene el pozo.

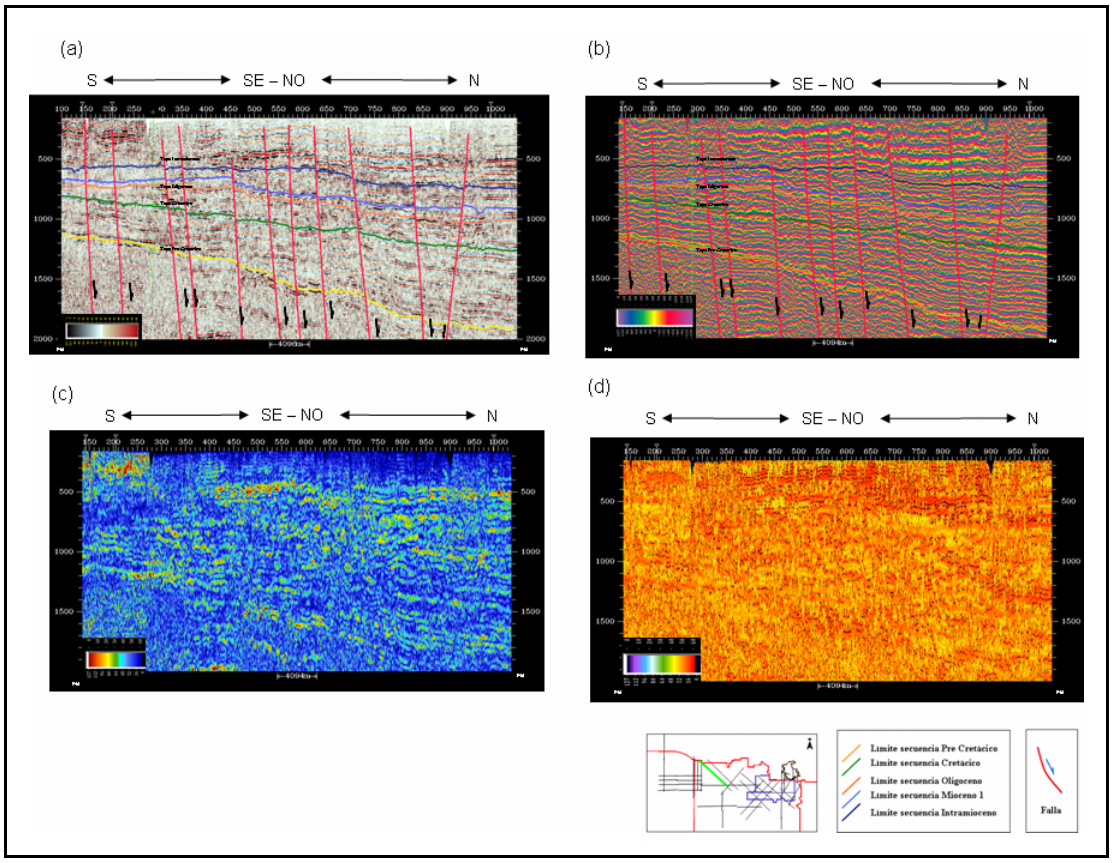


Gráfico 56. Sección sísmica en densidad (a), con la aplicación de atributos sísmicos de fase instantánea (b), amplitud instantánea (c) y frecuencia instantánea (d).

A partir del sismograma construido se definió la correspondencia entre el reflector sísmico y el marcador geológico, así al quedar establecido esta correlación sísmica – pozo, las secuencias sísmicas se nombran por el reflector sísmico que coincidieran o estuviera suprayacente al horizonte sísmico correspondiente al límite superior de dicha secuencia, como seguidamente se explica para dos casos.

A continuación se presenta en los gráficos 57 y 60 el sismograma sintético generado para el pozo *J-8* y el *J-11* de la zona de estudio y del área regional de manera respectiva; en estos gráficos se muestra de izquierda a derecha la escala tiempo – profundidad, la curva de deriva entre el tiro de control y el registro sónico,

posteriormente los registros sónico, densidad, impedancia y un registro de rayos gamma (GR), le siguen los coeficientes de reflexión (RC), el sismograma sintético correspondiente, la línea sísmica junto con el sismograma y por último la curva de correlación.

En el gráfico 48 se muestra el sismograma sintético construido para el pozo *J-8* cercano a una línea de la región de estudio, donde se puede observar el ajuste lateral del sismograma y la sección sísmica de manera conjunta con los marcadores geológicos que definen la sección terciaria, es decir Cretácico, Oligoceno e Intramioceno.

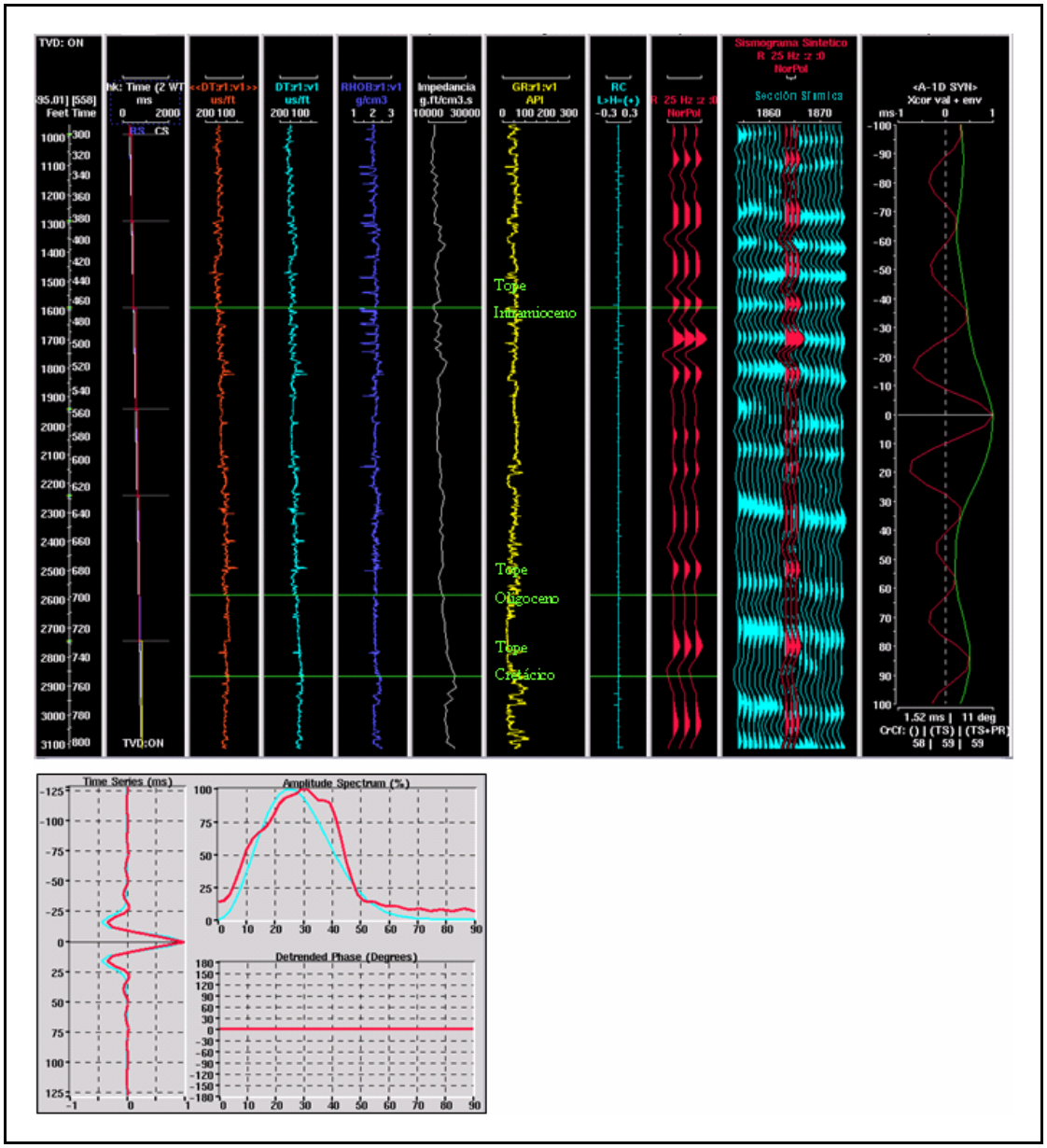


Gráfico 57. Sismograma sintético del pozo *J-8*, espectro de amplitud, onda extraída para la línea sísmica (color rojo) y la onda teórica (color azul).

De esta forma al establecer el reflector sísmico equivalente al marcador geológico quedó definido la calibración sísmica – pozo, y con esto se establece también la edad o el tiempo geológico correspondiente a las secuencias sísmicas interpretadas en el transecto o sección sísmica respectiva; así y como se muestra en los gráficos 58 y 59 la Secuencia Sísmica 1 es definida como Secuencia Oligoceno debido a que los reflectores sísmicos correspondientes a los topes del Cretácico y del Oligoceno coinciden con los horizontes sísmicos de los límites inferior y superior de dicha secuencia sísmica de manera respectiva.

De igual forma se tiene que el reflector sísmico establecido para el Tope Intramioceno encaja con el límite superior de la Secuencia Sísmica 3, por lo que se denominó como Secuencia Intramioceno; para la Secuencia Sísmica 2 al no tener un tope geológico y al ser suprayacente a la Secuencia Oligoceno y subyacente a la Secuencia Intramioceno se definió como Secuencia Mioceno 1, de forma similar la Secuencia 4 en esta sección sísmica por ser suprayacente a la Secuencia Intramioceno fue designada como Secuencia Post – Intramioceno.

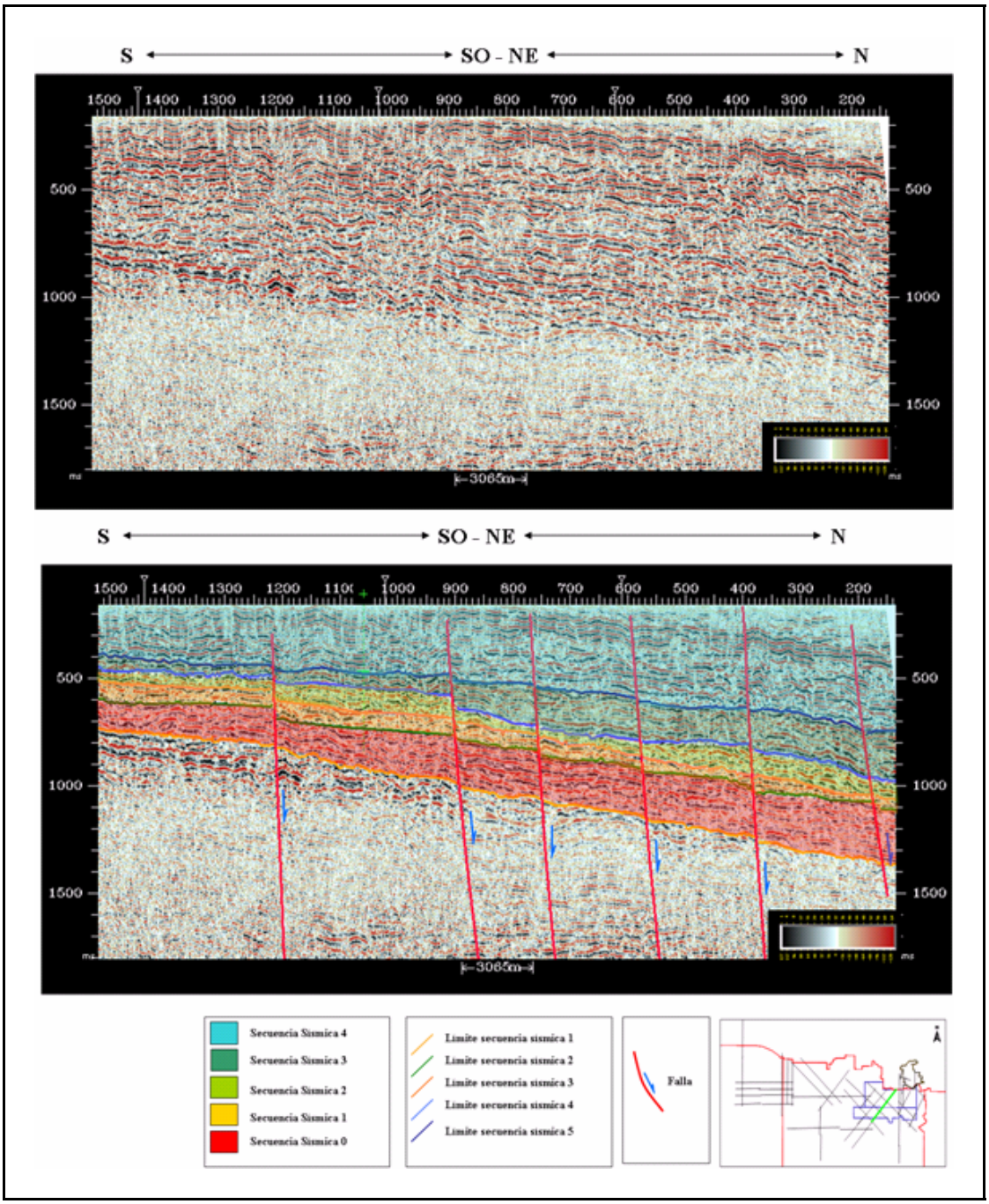


Gráfico 58. Sección sísmica sin interpretación (arriba), con la interpretación de secuencias sísmica antes de la calibración con el pozo *J-8* (abajo).

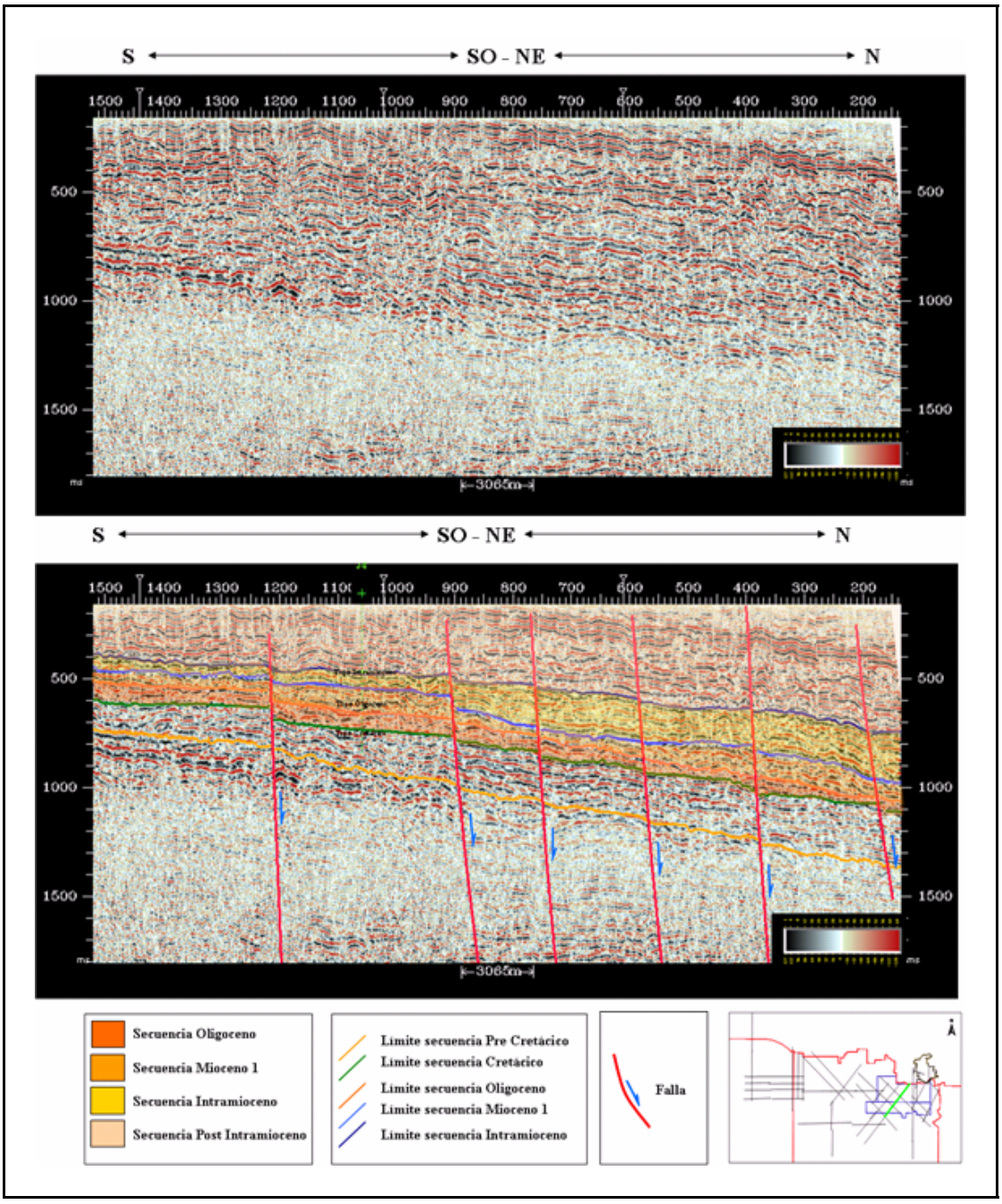


Gráfico 59. Sección sísmica sin interpretación (arriba), con la interpretación de secuencias sísmica después de la calibración con el pozo *J-8* (abajo).

En el gráfico 60 se muestra el sismograma sintético construido para el pozo *J-11* adyacente a una línea sísmica del área regional, se puede apreciar como concuerdan lateralmente el sismograma y la línea sísmica de forma conjunta con los marcadores geológicos del Cretácico, Oligoceno e Intramioceno de la sección terciaria.

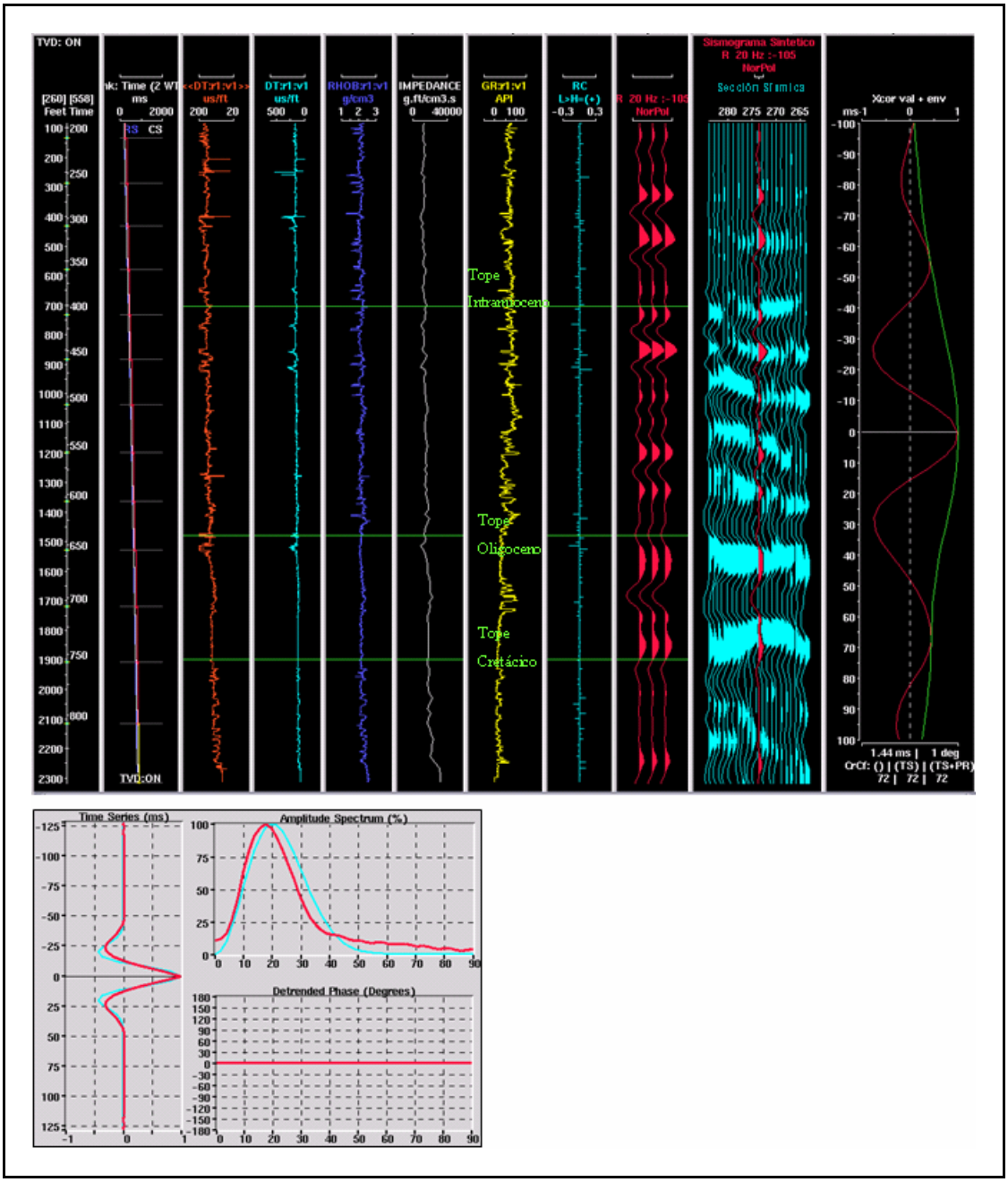


Gráfico 60. Sismograma sintético del pozo *J-11*, espectro de amplitud, onda extraída para la línea sísmica (color rojo) y la onda teórica (color azul).

De esta manera, y análogamente a lo hecho con el pozo *J-8*, establecido el reflector sísmico equivalente al marcador geológico y al haber definido la calibración sísmica – pozo, se tiene que los reflectores sísmicos que corresponde a los topes del Cretácico y del Oligoceno coinciden con los horizontes sísmicos de los límites inferior y superior de la Secuencia Sísmica 1 respectivamente, como es posible observar en los gráficos 61 y 62 dicha secuencia fue denominada como Secuencia Oligoceno. De manera similar el reflector sísmico establecido para el Tope Intramioceno se ajusta con el límite superior de la Secuencia Sísmica 3, por lo que se denomino como Secuencia

Intramioceno; y al no tener un tope geológico que se corresponda con el horizonte sísmico para el límite superior de la Secuencia Sísmica 2, y al ser subyacente a la Secuencia Intramioceno y suprayacente a la Secuencia Oligoceno se definió como Secuencia Mioceno 1, de manera equivalente la Secuencia 4 en esta sección sísmica al ser suprayacente a la Secuencia Intramioceno se designó como Secuencia Post – Intramioceno.

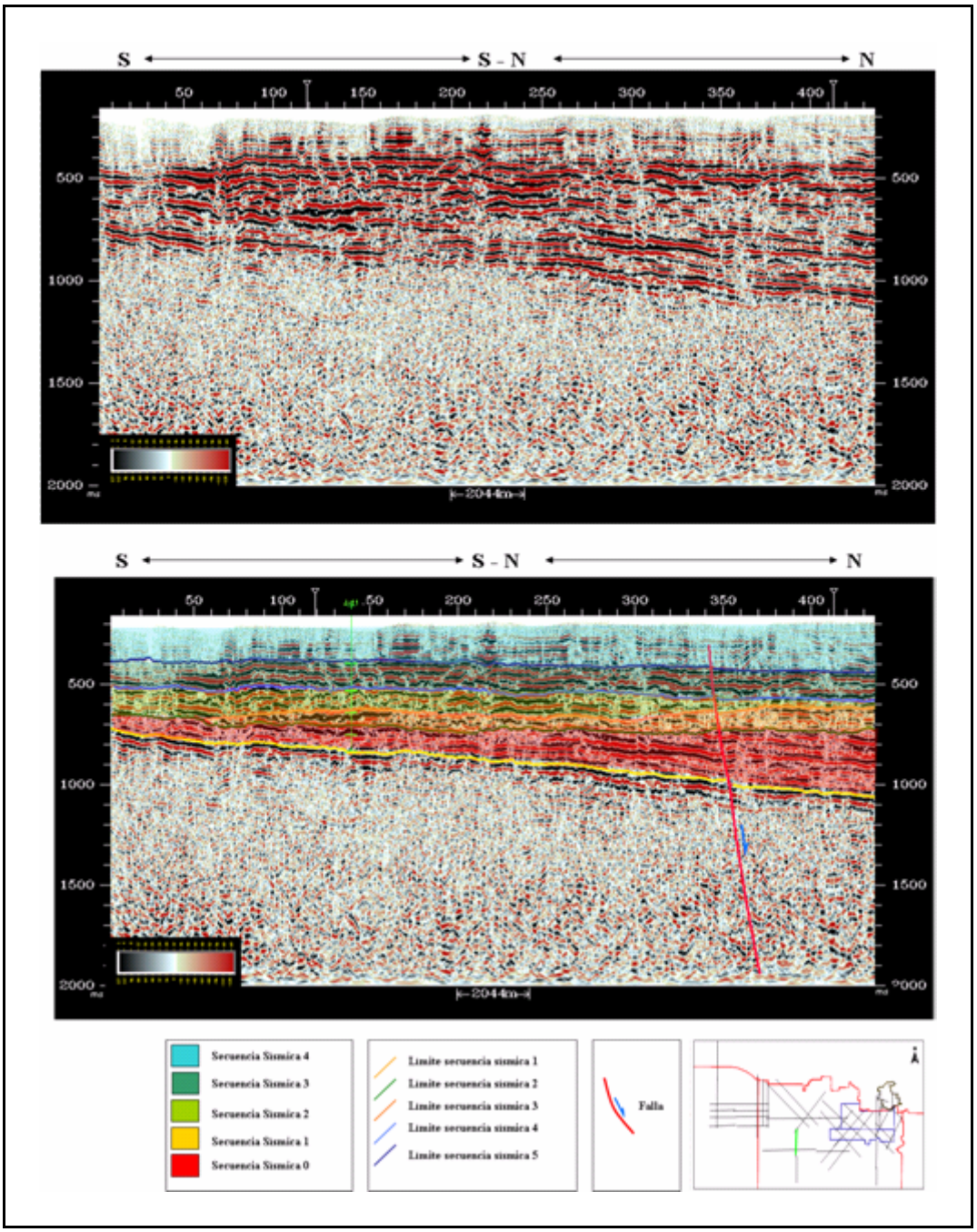


Gráfico 61. Sección sísmica sin interpretación (arriba), con la interpretación de secuencias sísmica antes de la calibración con el pozo *J-11* (abajo).

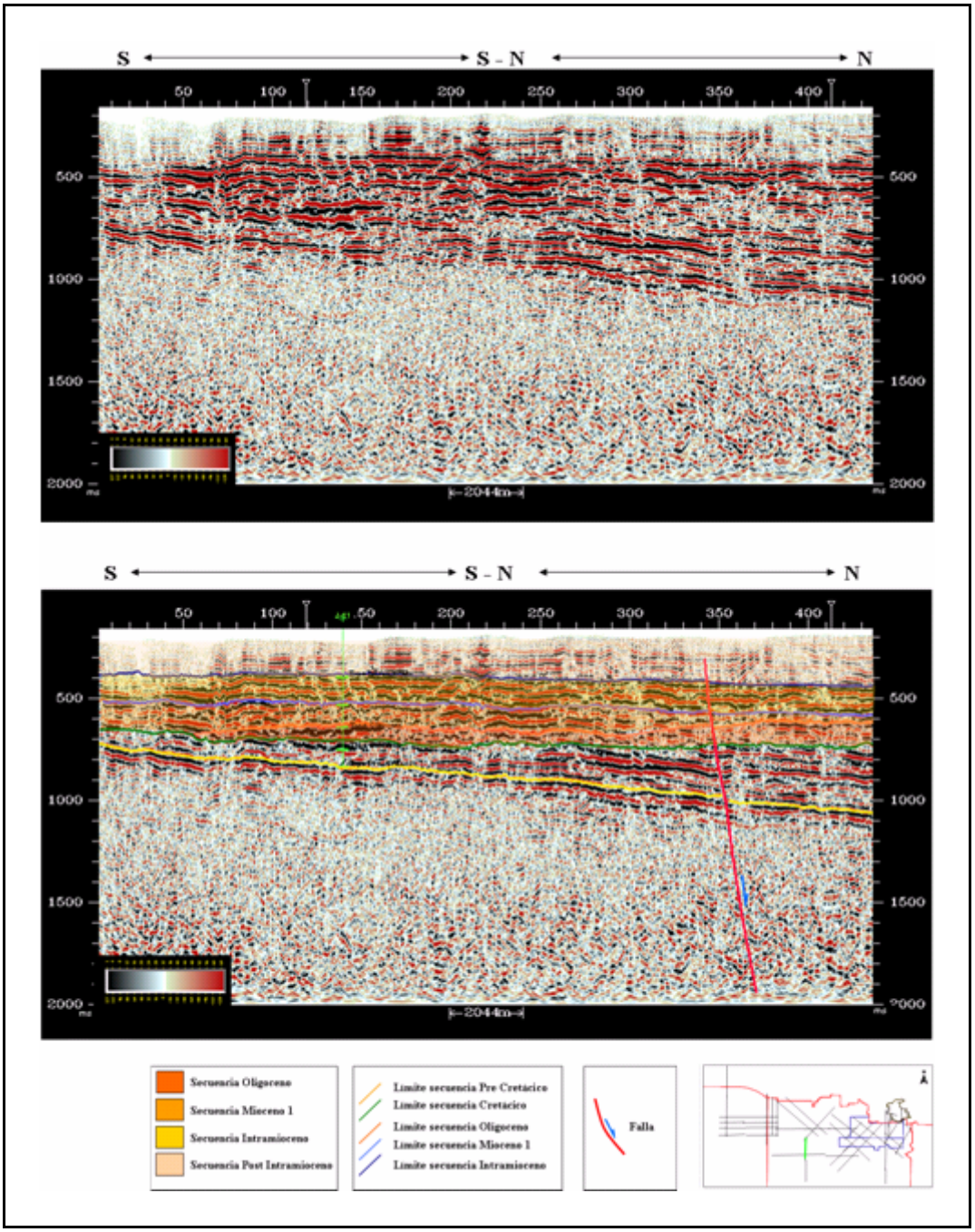


Gráfico 62. Sección sísmica sin interpretación (arriba), con la interpretación de secuencias sísmica después de la calibración con el pozo *J-11* (abajo).

De forma sucesiva fue aplicado este procedimiento para cada uno de los transectos y secciones sísmicas con sus respectivos pozos, nombrándose cada secuencia sísmica por el reflector sísmico equivalente, por correlación sísmica – pozo, a un determinado tope geológico del Terciario y que coincidiera o estuviera suprayacente al horizonte sísmico del límite superior de dicha secuencia.

Luego de identificar cuales de las secuencias sísmicas interpretadas pertenecen al Terciario, sus resultados pueden ser comparados con esquemas de secciones de pozos del área regional y de la zona de estudio suministrados, donde se muestra el comportamiento de las secuencias terciarias, a continuación se presenta cuatros secciones de pozos con la descripción de las características de las secuencias:

Sección de pozos 1

La siguiente sección de pozos orientada norte – sur (gráfico 63) contiene los pozos *B-2*, *B-3*, y *B-1*, los cuales son cercanos al transecto sísmico I – I' ubicado en el sector NE del área regional (gráfico 43), donde se observan las características de las secuencias terciarias, como el acuñamiento de estas hacia la parte sur de la sección. La Secuencia Oligoceno esta conformada por arenas espesas y bien desarrolladas en su base que varía transicionalmente a intercalaciones de arenas y lutitas interestratificadas, y finaliza a lutitas con lentes de arenas al tope de la secuencia.

Posterior a esta secuencia la Secuencia Intramioceno presenta arenas arcillosas hacia su base con cuerpos de arenas hacia la parte media, y varía a intercalaciones arenas – lutitas con un predominio de arcillas hacia el tope de la secuencia. La sección de menor espesor de esta secuencia se encuentra en el pozo *B-2*, en relación al acuñamiento descrito para estas secuencias. Después se tiene una secuencia Post – Intramioceno compuesta por intercalaciones arenas – lutitas, con presencia de arcillas hacia su base.

Sección de pozos 2

La próxima sección de pozos con orientación norte – sur (gráfico 64) contiene los pozos *J-12*, *J-11*, *J-18* y *J-10*, los cuales son cercanos al transecto sísmico E – E' ubicado en el sector oeste del área regional. En esta sección se observan las características de las secuencias terciarias, como el acuñamiento de estas hacia la parte sur de la sección. La Secuencia Oligoceno solapa el tope de la Secuencia Cretácica hacia el sur de la sección, donde la secuencia esta conformada por arenas espesas y bien desarrolladas desde la base hasta su tope como se observa en el pozo *J-11*. Esta secuencia hacia el norte, en los pozos *J-18* y *J-10*, muestra arenas espesas y bien desarrolladas intercaladas con lutitas, y en particular para el pozo *J-10* la secuencia culmina con una delgada capa de lutita.

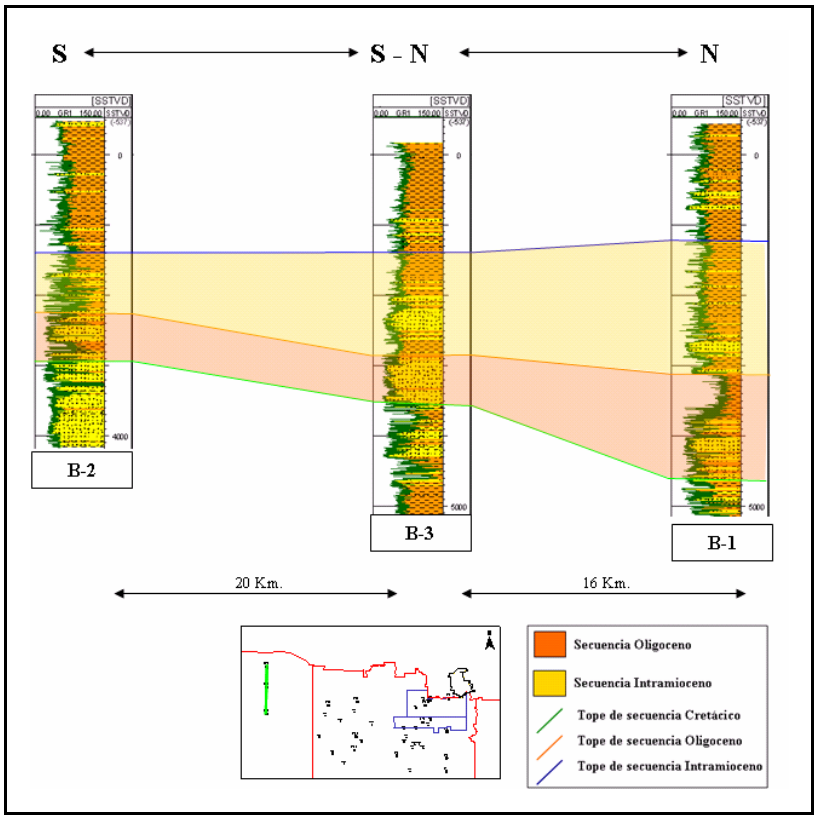


Gráfico 63. Esquema de la sesión de pozos 1.

Después de esta secuencia, la Secuencia Intramioceno esta conformada por arenas espesas y bien desarrolladas hacia la base, para los pozos *J-11*, *J-18* y *J-10*, que luego cambian a intercalaciones de arenas y lutitas con un predominio de arcillas en el tope. Después se tiene una secuencia Post – Intramioceno compuesta por intercalaciones arenas – lutitas, con arenas arcillosas hacia su base.

Sección de pozos 3

La siguiente sección de pozos con orientación oeste – este (gráfico 65), contiene los pozos *J-22*, *J-13*, *J-18* y *J-1*, los cuales son paralelo al transecto sísmico F – F'. Entre las características de las secuencias terciarias observadas en esta sección tenemos el decrecimiento del espesor de la Secuencia Oligoceno en dirección este del área regional, esta secuencia esta conformada por arenas espesas y bien desarrolladas hacia su base intercaladas con delgadas capas de lutitas. Por otro lado, la Secuencia Intramioceno es grano decreciente de base a tope, con espesas arenas en la base que se hacen arcillosas hacia su tope. La secuencia Post – Intramioceno aumenta su espesor hacia el este, y esta conformada por intercalaciones de arenas – lutitas, con arenas arcillosas hacia su base.

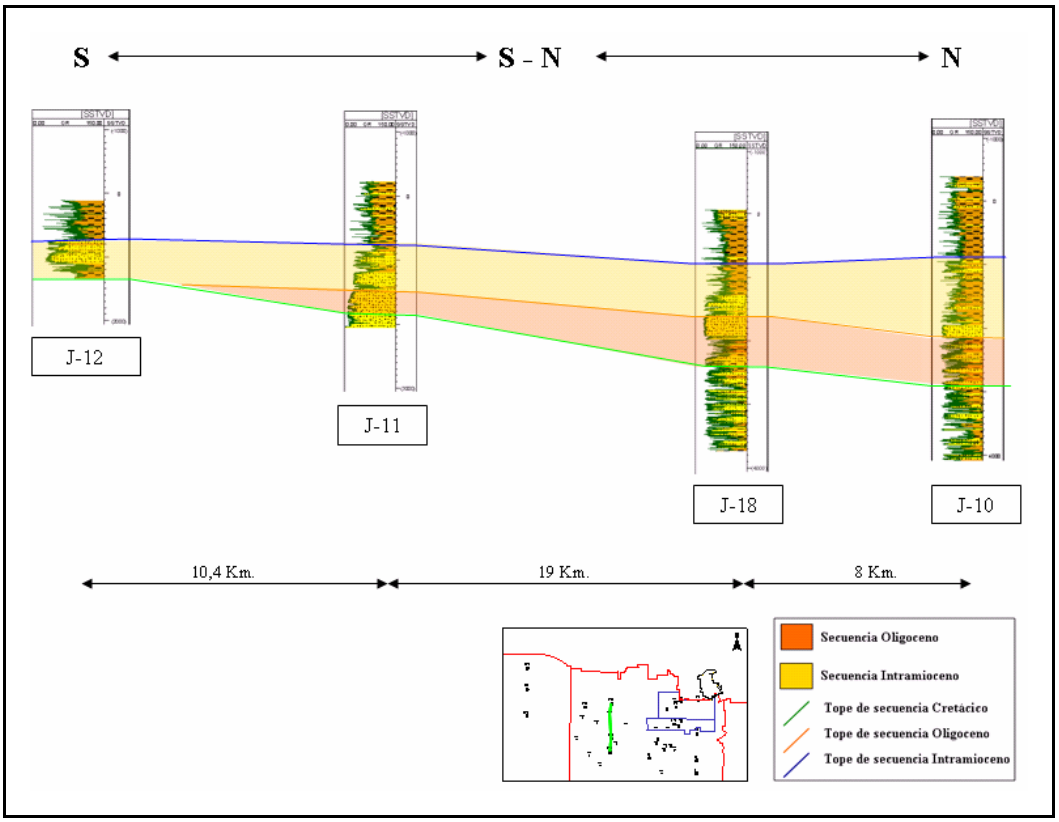


Gráfico 64. Esquema de la sesión de pozos 2.

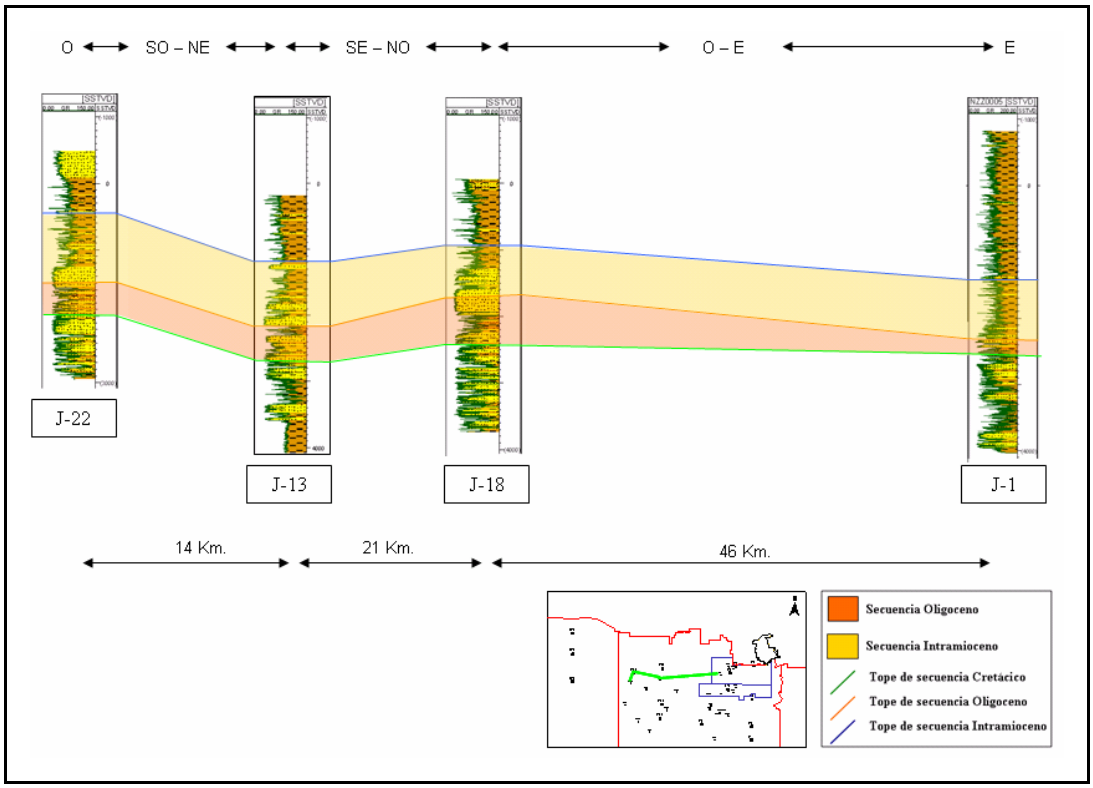


Gráfico 65. Esquema de la sesión de pozos 3.

Sección de pozos 4

La próxima sección de pozos con orientación norte – sur contiene los pozos *J-3*, *J-9*, *J-5* y *J-4*, los cuales son cercanos al transecto sísmico A – A' ubicado en la región de estudio (gráfico 66). En esta sección se presenta el comportamiento de las secuencias terciarias, como el acuñamiento de estas hacia el sur donde descansan sobre el tope del Pre – Cretácico como muestran los pozos *J-9* y *J-5*. El tope de la Secuencia Oligoceno fue identificado en el pozo *J-3* y solapa el tope de la Secuencia Cretácica hacia el sur de la sección, esta secuencia es grano decreciente con arenas espesas en la base y lutitas hacia su tope.

La Secuencia Intramioceno en esta sección de pozos es grano decreciente de base a tope, compuesta por arenas hacia en la base que varía a lutitas con arenas intercaladas y termina con lutitas hacia el tope; esta secuencia es suprayacentes a las secuencias Oligoceno, Cretácica y Pre – Cretácica, en los pozos *J-3*, *J-9* y *J-5* respectivamente en dirección norte – sur. La secuencia Post – Intramioceno aumenta su espesor hacia el sur, y esta conformada por intercalaciones de arenas – lutitas, con arenas hacia su base.

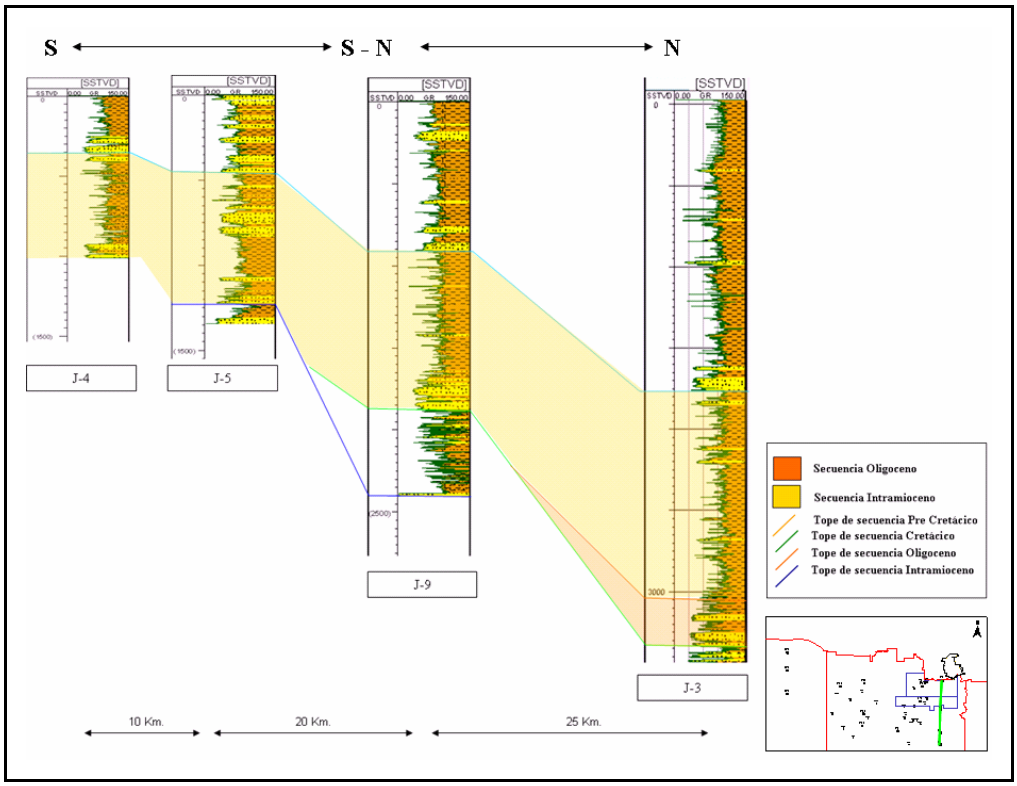


Gráfico 66. Esquema de la sesión de pozos 4.

4.6. Conversión tiempo – profundidad

Para la conversión tiempo – profundidad se construyó primero un modelo de velocidad con el uso de la información de curvas tiempo – profundidad (TZ) o tiros de control de los pozos presentes en la zona, como lo indica el gráfico 67 donde se utilizo la aplicación DephtTeam Express de LANDMARK.

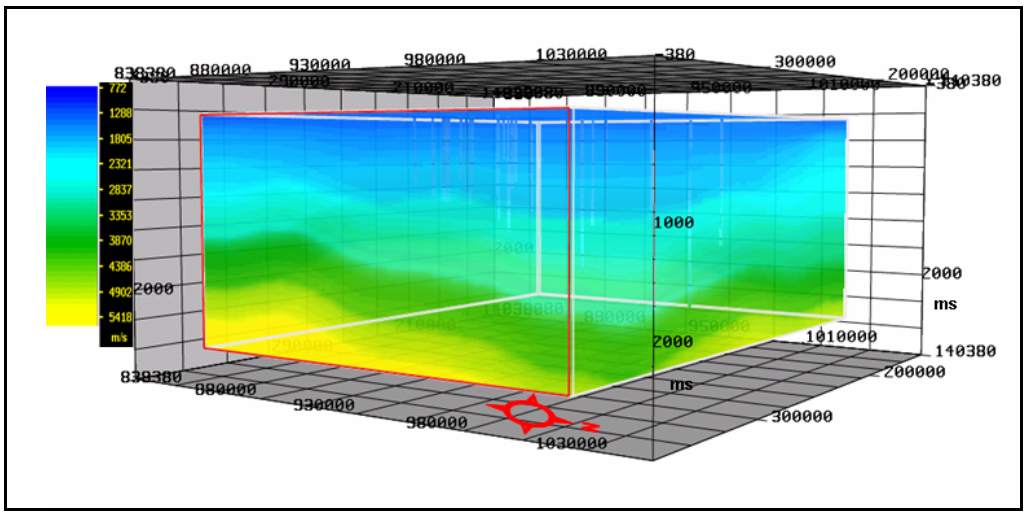


Gráfico 67. Cubo de velocidades.

Se cargaron los horizontes sísmicos interpretados en tiempo correspondientes a los topes de las secuencias Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno previamente definidos, y que a continuación se muestran en una visualización tridimensional (3D) de la aplicación que permite destacar los rasgos principales de dichos horizontes en tiempo (gráfico 68), donde también se aprecia algunas de las fallas pertenecientes a los sistemas principales de Hato Viejo y Altamira, localizados respectivamente en la parte este y oeste de las superficies en tiempo de los cuatro topes de secuencias.

Luego de creado el modelo de velocidad, éste fue exportado junto con los horizontes sísmicos en tiempo a la aplicación de TDQ también de LANDMARK, donde se realizó la conversión a profundidad de los horizontes correspondientes a los cuatro topes de secuencia Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno, para luego construir los mapas estructurales en profundidad de dichos topes de secuencias, lo que permitió complementar la descripción en profundidad de los rasgos estructurales interpretados a lo largo de las zonas del proyecto.

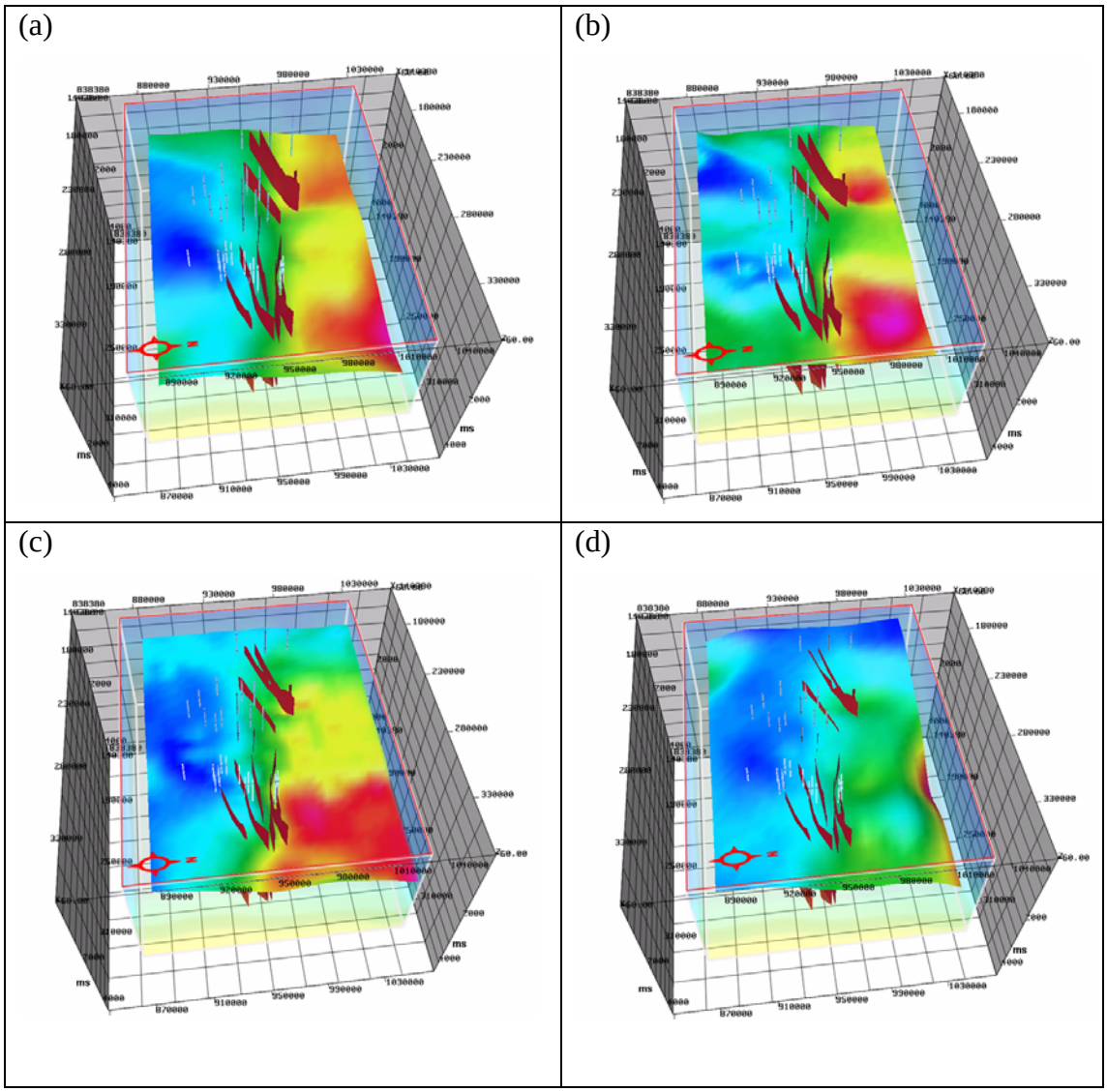


Gráfico 68. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondientes a los límites de secuencias Cretácico (a), Oligoceno (b), Mioceno 1 (c) e Intramioceno (d).

4.7. Descripción de la evolución de tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias y propuestas de áreas de interés.

A partir de la integración de la interpretación sismoestratigráfica y de los mapas estructurales en profundidad se describe la evolución la evolución tectono – estratigráfica de la región de estudio. Finalmente se describen las características y/o las geometrías de las posibles trampas ubicadas en la zona de estudio en los mapas estructurales en profundidad construidos para los topes de interés del Terciario. Estos resultados se unificaron con información suministrada de evaluaciones petrofísica y datos de producción de pozos, para proponer los sectores de interés considerando los mejores valores de las propiedades petrofísicas de los yacimientos y el tipo de crudo presente.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la siguiente sección se explica los resultados obtenidos de la interpretación sismoestratigráfica y estructural de las secuencias terciarias en los transectos y secciones sísmicas del presente proyecto. Inicialmente se describen las características estructurales regionales observadas en los mapas de los respectivos topes de secuencia del Cretácico (base de la sección terciaria), Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno. Luego se detallan los comportamientos de las secuencias terciarias identificadas, comparando las relaciones o diferencias entre los elementos estructurales y las cualidades, de dichas secuencias sísmicas, vistas en los transectos de la región de estudio con respecto al área regional. Finalmente se describen también las características de las trampas y las propiedades de los posibles yacimientos presentes en la zona de estudio.

5.1 Descripción de los mapas estructurales

5.1.1 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Cretácica

El tope de la secuencia Cretácica representa la base de la sección terciaria del sector norte de la provincia occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, que incluye además la zona de estudio. En el gráfico 69 se muestra el mapa estructural regional del tope Cretácico en profundidad, donde se pueden apreciar dos sistemas de fallas principales: el sistema de fallas de Hato Viejo en la zona este del mapa y el sistema de falla de Altamira al oeste del mapa; un tercer conjunto de fallas de menor interés fue identificado en la parte central – sur del mapa. En éste mismo, también es posible apreciar el límite de la secuencia Cretácica hacia la zona sur, a partir de donde la sección terciaria es suprayacente a sedimentos Pre Cretácicos en correspondencia a la geología regional de la provincia oeste de la faja.

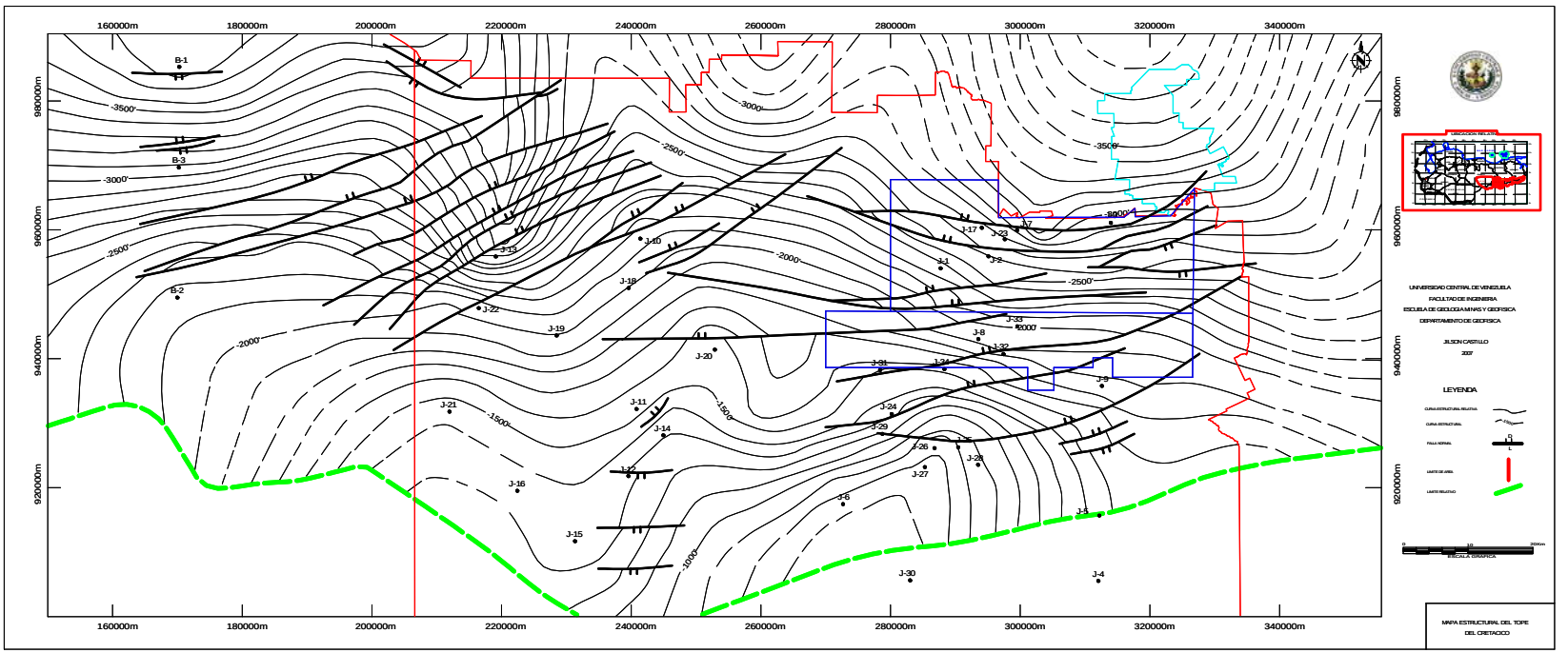


Gráfico 69. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Cretácica. Nótese el sistema de fallas de Hato Viejo en la zona este del mapa y el sistema de falla de Altamira en el sector oeste.

El sistema de fallas de Altamira se localiza en la parte NO del mapa, en el sector limítrofe de las áreas Boyacá y Junín de la Faja del Orinoco, estas son fallas normales escalonadas paralelas y sub paralelas que presentan una orientación NE – SO y un buzamiento hacia el NO.

En la región de estudio, sector este del mapa regional (gráfico 69), el sistema de fallas identificado fue el de Hato Viejo que se caracteriza por fallas de tipo normal, en su mayoría con buzamiento norte y noroeste, dispuestas de forma escalonada cortando una estructura de tipo monoclinal de buzamiento norte. El rumbo de las fallas del sector norte tiene una orientación este – oeste, mientras que hacia el sur de la región de estudio tienen un rumbo con orientación NE – SO. La parte más somera de esta estructura se encuentra hacia el sector sur de la zona de estudio con profundidades de 1400 pies, mientras que la más profunda alcanza los 3700 pies hacia la parte norte de conformidad con el sentido de buzamiento.

5.1.2 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Oligoceno

En el mapa regional en profundidad para el tope de la secuencia Oligoceno (gráfico 70), se aprecia el sistema de fallas de Altamira en el sector NO y como ocurre con el tope de la secuencia subyacente, estas son fallas normales escalonadas paralelas y sub paralelas de rumbo NE – SO y de buzamiento hacia el noroeste. De manera general la separación de los contornos en este mapa es mayor que el visto para el tope de la secuencia Cretácica, lo que indica un gradiente menos abrupto para las estructuras del tope de la secuencia Oligoceno que las correspondientes al tope subyacente, señalando además una divergencia entre la base de la sección terciaria y las respectivas secuencias suprayacente a esta base.

Hacia la parte sur de este mapa se puede observar el límite de la secuencia Oligoceno indicando además que los sedimentos de esta secuencia finalizan antes que los sedimentos subyacentes de la secuencia Cretácica en dirección hacia el sur y sureste del área regional.

De forma similar al tope de la secuencia Cretácica, en la región de estudio el sistema principal de fallas que se identificó fue el de Hato Viejo, el cual atraviesa una

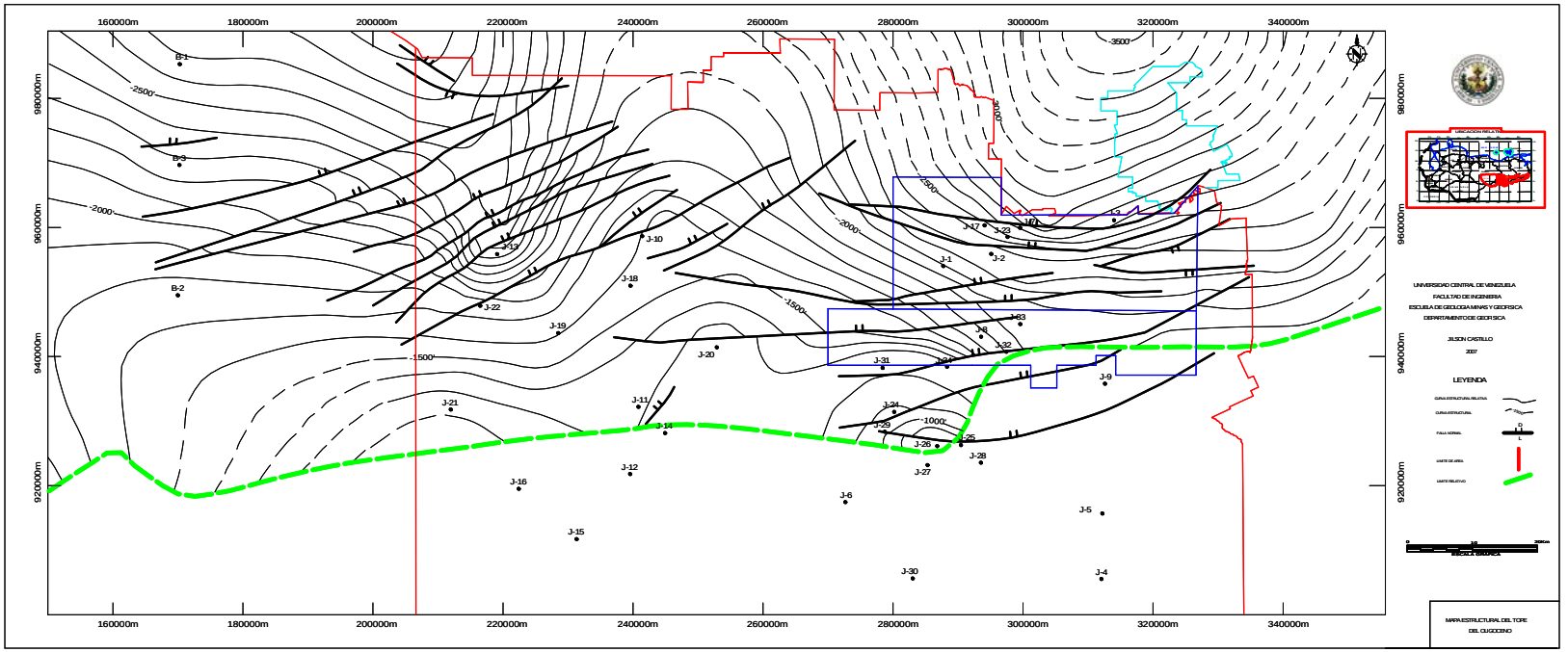


Gráfico 70. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Oligoceno. Nótese el sistema de fallas de Hato Viejo en la zona este del mapa y el sistema de falla de Altamira en el sector oeste.

estructura de tipo monoclinal de buzamiento norte donde la mayor profundidad de la estructura es de 3300 pies en el sector norte y la más somera de alrededor unos 1300 pies hacia el sector sur. El buzamiento de las fallas de este sistema es hacia el norte y noroeste, y de rumbo con orientación este – oeste y NE – SO.

5.1.3 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Mioceno 1

Se observa en el mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Mioceno 1 (gráfico 71) semejanzas en los sistemas de fallas a escala regional vistos en los anteriores mapas, el sistema de Altamira en el sector NO que mantiene la orientación de rumbo NE – SO y el buzamiento noroeste en relación con lo interpretado en las secuencias subyacentes.

El sistema de fallas de Hato Viejo también fue identificado en la zona de estudio para el tope de la secuencia Mioceno 1, con fallas de buzamiento norte y noroeste que, igual que las secuencias por debajo de ésta, cortan una estructura de tipo monoclinal de buzamiento norte, y su rumbo se mantiene con orientaciones este – oeste y NE – SO, siendo esta última la que predomina hacia el sector sur.

La profundidad de esta estructura según el mapa estructural para el tope de la secuencia Mioceno 1 en la zona de estudio varía de 1100 pies hacia la parte sur y hacia el norte en 2700 pies; en contraste a los anteriores topes de secuencia, ésta no tiene un límite definido en el área regional y por tanto en la región de estudio.

5.1.4 Mapa estructural en profundidad del tope de la secuencia Intramioceno

En el mapa estructural regional en profundidad para el tope de la secuencia Intramioceno (gráfico 72), se continua apreciando el sistema de fallas de Altamira en el sector NO del mapa, las fallas de este conjunto no varían la dirección de su rumbo y buzamiento respecto a lo interpretado en los horizontes subyacente del tope de las secuencias del Cretácico, Oligoceno y Mioceno 1, es decir, son fallas normales escalonadas de rumbo con orientación NE – SO y de buzamiento noroeste.

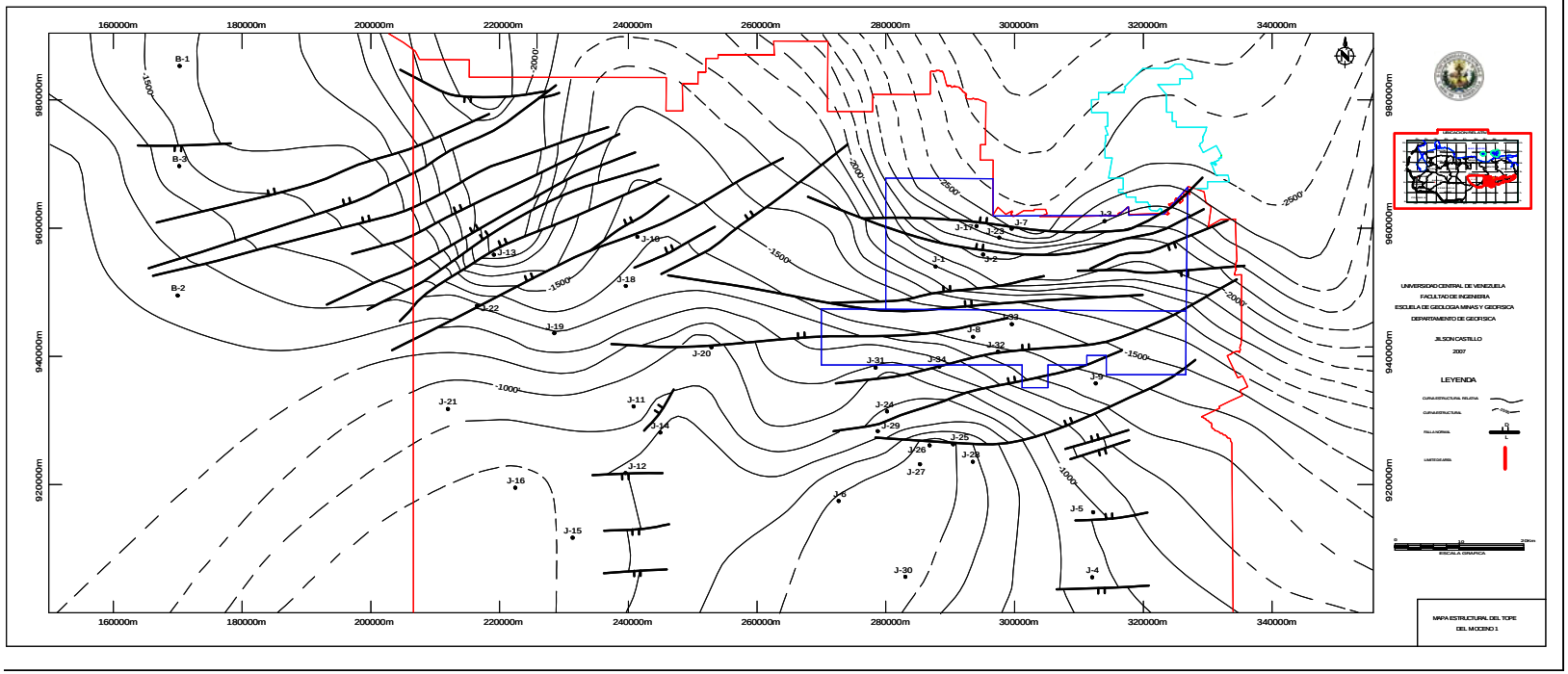


Gráfico 71. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Miceno 1. Nótese el sistema de fallas de Hato Viejo en la zona este del mapa y el sistema de falla de Altamira en el sector oeste.

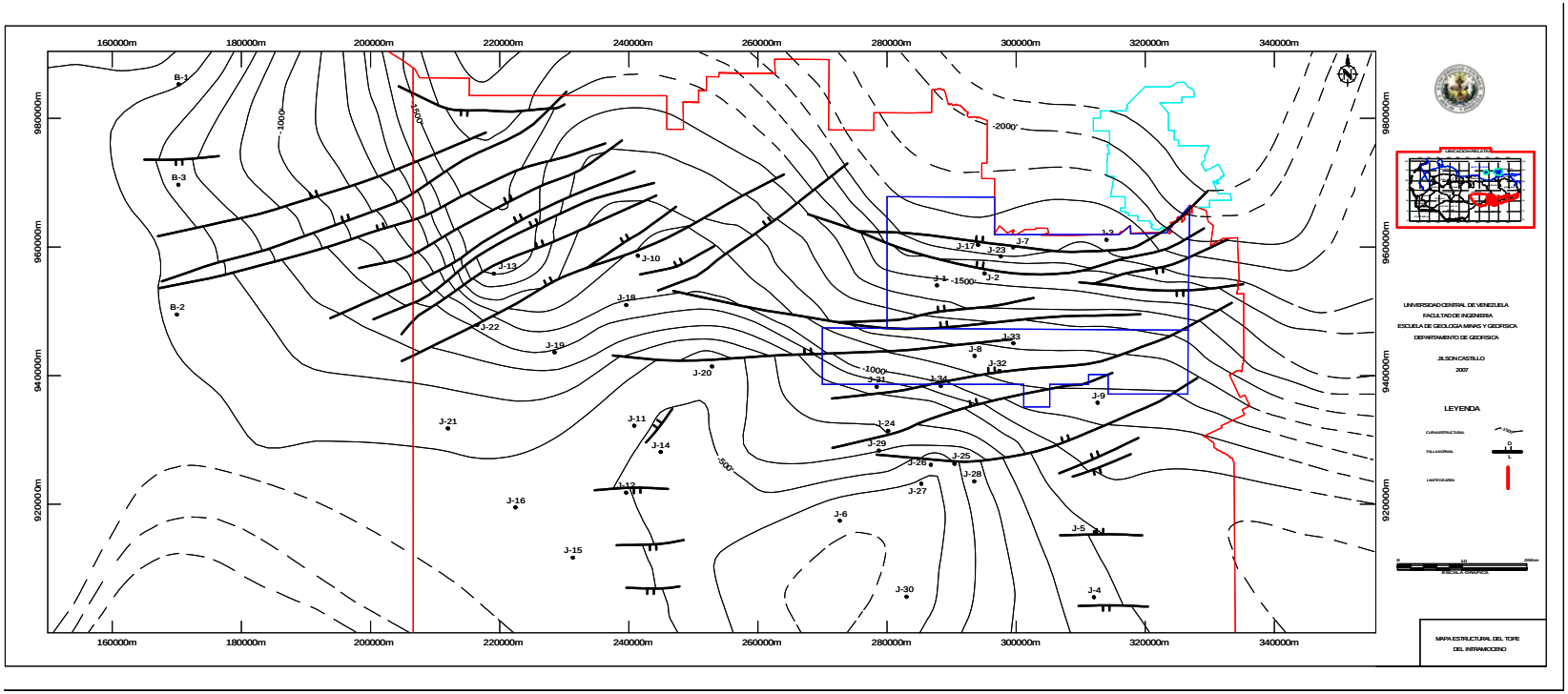


Gráfico 72. Mapa estructural regional en profundidad del tope de la secuencia Intramioceno. Nótese el sistema de fallas de Hato Viejo en la zona este del mapa y el sistema de falla de Altamira en el sector oeste.

El tope de la secuencia Intramioceno representa el más somero de los límites interpretados y el de pendiente menos abrupta, aunque se destaca su tendencia regional de aumentar en profundidad en dirección al sentido de la cuenca norte – sur y también en dirección oeste – este en correspondencia a las características vistas en los niveles subyacentes de la sección terciaria.

Para la región de estudio, como en los anteriores límites de secuencia, las fallas que más se destacan son las del sistema de Hato Viejo, de igual manera se observa un monoclinal atravesado por fallas de este sistema de buzamiento hacia el norte y noroeste, y de rumbo con orientación este – oeste y NE – SO, mientras que es NE – SO hacia el sector sur; las profundidades de la estructura en la zona de estudio se encuentran entre 800 pies hacia el sur y de alrededor unos 2100 pies en la parte norte.

5.2 Interpretación de secuencias sísmicas y descripción de facies sísmicas

5.2.1 Transecto sísmico I – I':

5.2.1.1 Definición de límites de secuencias sísmicas

En el transecto I – I' del sector oeste del área regional (Área de Boyacá) se identificaron seis secuencias sísmicas a partir de la definición de seis límites de secuencias (gráfico 73 y 74). La disposición de estos límites para este transecto es divergente lo que sugiere el acuñamiento de las secuencias hacia el sur donde la separación entre los límites es menor.

Las terminaciones sísmicas como truncamientos y solapamientos permitieron definir el límite más inferior que de acuerdo a la correlación sísmica – pozo corresponde al límite superior de una secuencia Pre – Cretácica. De manera similar reflectores sísmicos dispuestos en solapamientos y truncamientos definen el límite superior de esta secuencia que se encuentra asociado al límite superior del Cretácico, determinando así la Secuencia Cretácica la cual es la base de los sedimentos del Terciario para esta zona del sector este del área regional. Las características de sus terminaciones sísmicas sugieren el depósito de sedimentos posterior a un evento

erosivo que se inicia con una transgresión, culminando esta secuencia con otra erosión al final del Cretácico.

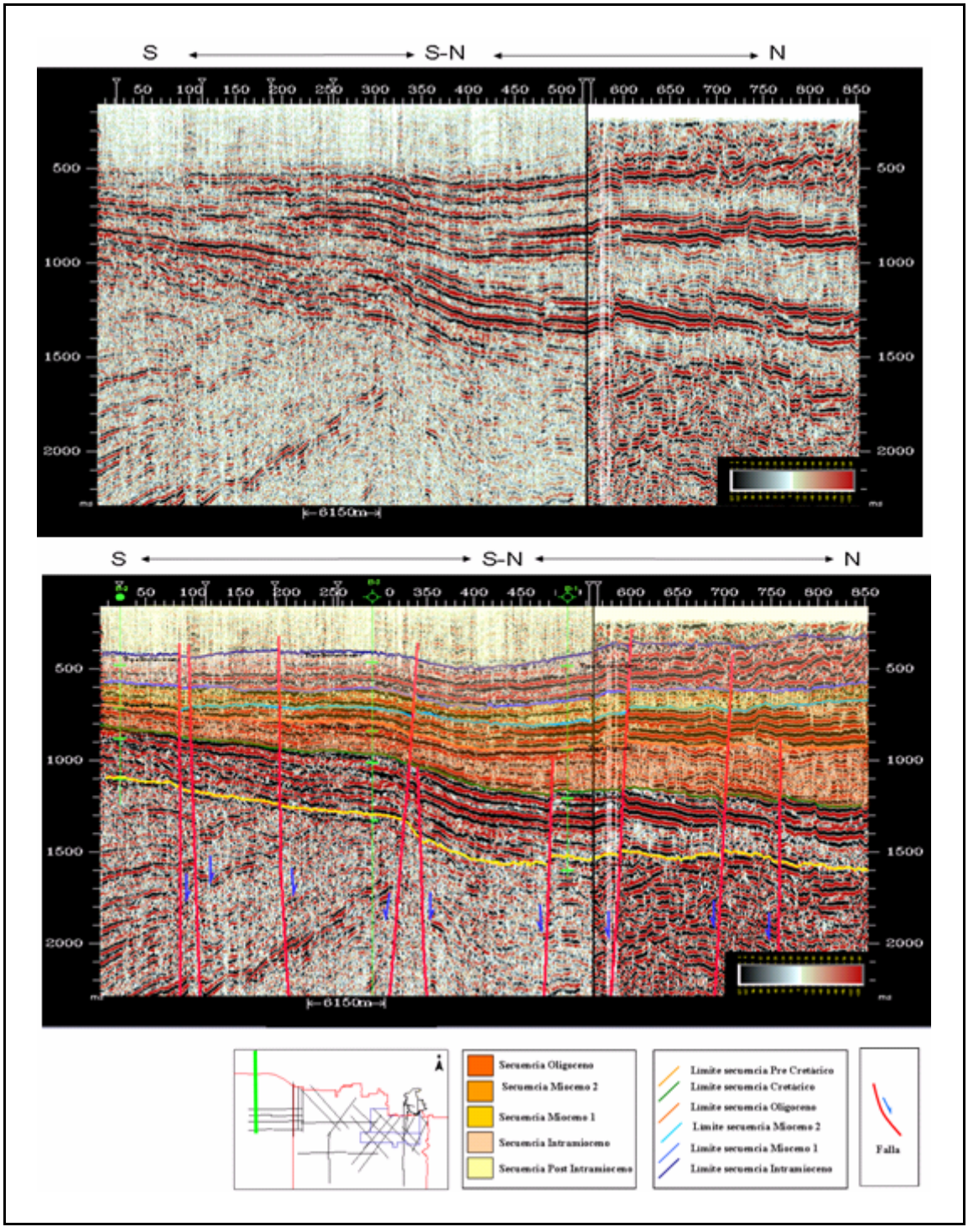


Gráfico 73. Transecto sísmico I – I' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

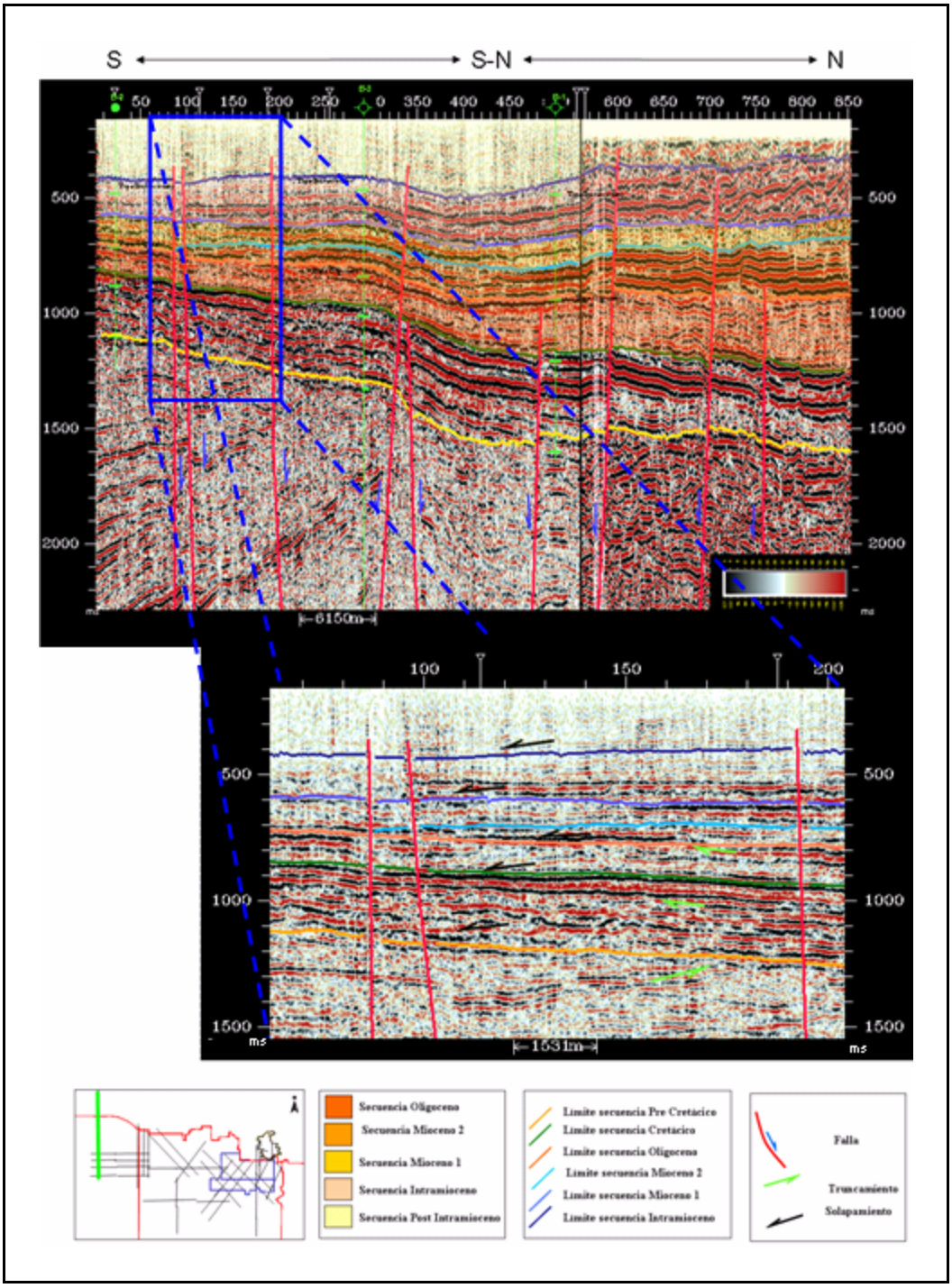


Gráfico 74. Transecto sísmico I – I' con interpretación de terminaciones sísmicas.

Como se mencionó antes el límite superior de la Secuencia Cretácica constituye la base de las secuencias terciarias que son las de interés para este trabajo,

las cuales se inician con una Secuencia Oligoceno cuyo límite superior es determinado por la interpretación de solapamientos y eventuales truncamientos. De esta manera luego del evento erosivo al termino del Cretácico se tiene el comienzo de un evento transgresivo que finaliza con una leve erosión al final del Oligoceno definiendo esta secuencia. El acuñamiento de la Secuencia Oligoceno es evidente por la divergencia de sus límites cuando la separación entre estos de 1100 pies en el sector norte se reduce a 400 pies en el extremo sur.

Posterior al límite superior de la Secuencia Oligoceno se definieron dos límites de secuencias sísmicas por la interpretación de terminaciones en solapamientos, el límite más somero corresponde de acuerdo a la correlación símica – pozo con el tope superior del Intramioceno y el otro límite de secuencia fue denominó como Mioceno 1 por estar entre los límites del Oligoceno y el Intramioceno.

De esta forma se tiene una secuencia que se deposita por una transgresión después de ocurrir la leve erosión al final del Oligoceno, que se designó como Secuencia Mioceno 1. En la base de esta secuencia se identifica un conjunto de reflectores sísmicos con facies sísmicas de amplitud fuerte que se solapan hacia el sur contra el límite superior de la Secuencia Oligoceno por lo que se definió otro límite entre las secuencias Oligoceno y Mioceno 1 que se denominó como Mioceno 2. Así la Secuencia Mioceno 1 descansa hacia el norte sobre el límite superior de la Secuencia Mioceno 2 mientras que hacia el sur lo hace encima de la Secuencia Oligoceno.

Luego de las anteriores secuencias se deposita en un evento transgresivo la Secuencia Intramioceno, que como unidad sísmica se reduce de norte a sur de 1000 pies a 600 pies aproximadamente, es necesario mencionar que su límite superior fue definido por eventuales solapamientos y con la contribución de la correlación sísmica – pozo del tope de esta secuencia y por el contraste de impedancia de los reflectores someros del transecto. Este borde superior del Intramioceno representa la base de la secuencia más somera para este transecto que fue denominada como Secuencia Post – Intramioceno, los problemas de imagen sísmica de los reflectores más superficiales dificultan la extensión hacia el sur del transecto.

En el gráfico 75 se muestra una sección sísmica del anterior transecto donde se utilizo el atributo de fase instantánea. Se observa como se destacan los eventos y terminaciones sísmicas que definen las secuencias sísmicas interpretadas en el transecto sísmico.

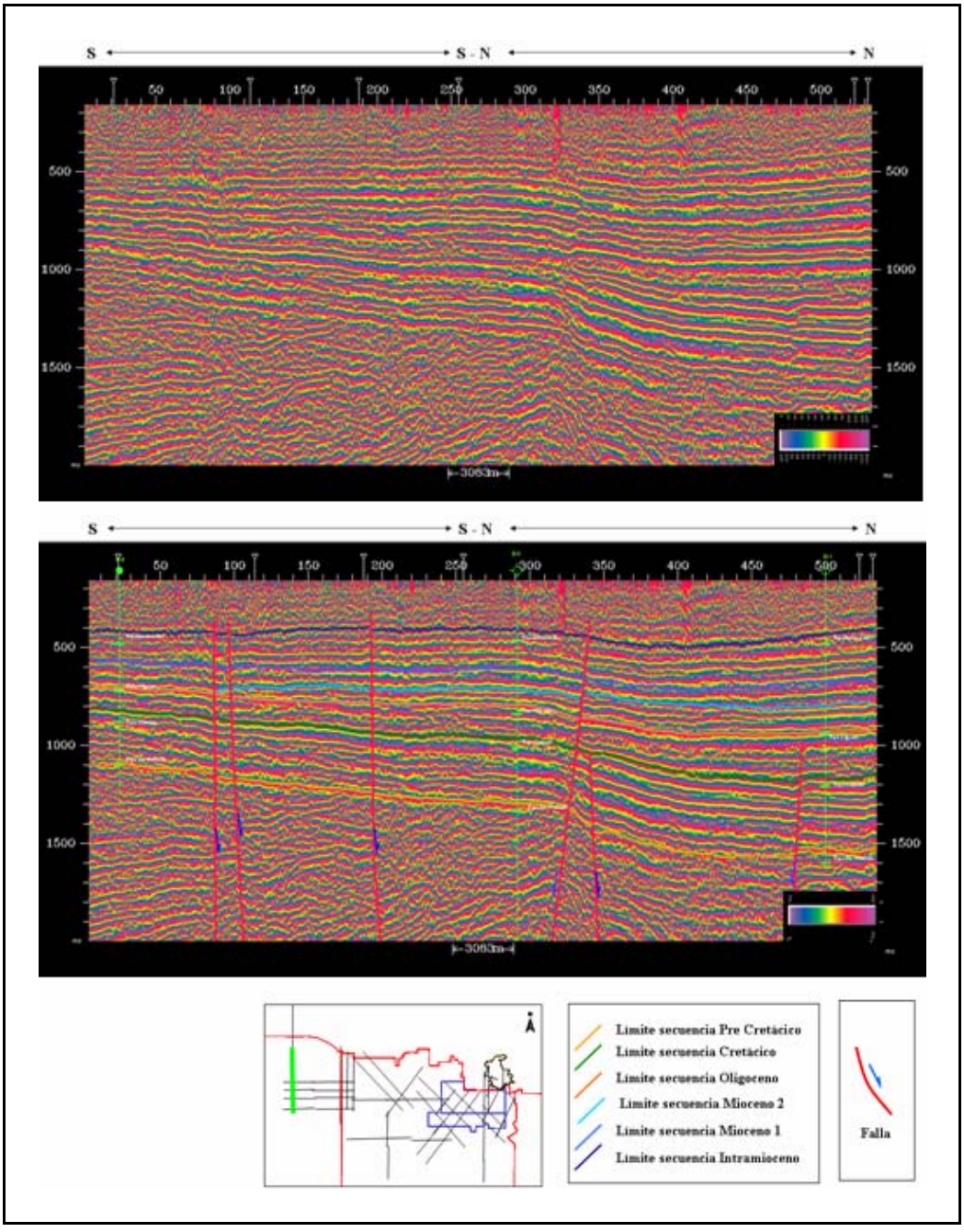


Gráfico 75. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica sur del transecto sísmico I – I' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

5.2.1.2 Descripción de facies sísmicas

De las propiedades de las facies sísmicas de las secuencias terciarias, las variaciones de la amplitud de los reflectores sísmicos es el que muestra una mayor relación con las características litológicas de las secuencias del Terciario. Se aprecian cambios menos significativos en la frecuencia y la continuidad de los reflectores de las secuencias, siendo principalmente clasificadas como alta y buena respectivamente, a lo largo del transecto sísmico.

Así se tiene que comparando la sección de pozos 1 paralela a este transecto sísmico (gráfico 63), las facies sísmicas de amplitud débil corresponden a una litología principalmente de arenas como ocurre con la Secuencia Oligoceno, por su parte las facies de amplitud fuerte, como el caso de la Secuencia Mioceno 2, se encuentra asociada a un predominio de arcillas.

La Secuencia Oligoceno como unidad sísmica se caracteriza por reflectores sísmicos con amplitud débil desde la base hacia el sector norte que cambia entre débil y regular hacia el sur, lo que se relaciona con lo observado en la sección de pozos donde esta secuencia está conformada principalmente por arenas y que hacia la parte sur de la sección por arenas intercaladas con lutitas. Hacia el límite superior de la secuencia en la parte central del transecto se encuentran reflectores de amplitud fuerte asociado a la presencia de lutitas en el tope de la Secuencia Oligoceno en la parte norte de la sección de pozos. La disposición de los reflectores sísmicos con respecto al límite superior es en truncamiento mientras que contra el límite inferior es de solapamiento y la configuración interna de los reflectores en la parte interna de la secuencia es divergente o poco paralela.

Como se mencionó anteriormente la secuencia sísmica definida como Mioceno 2 en el sector norte se caracteriza por reflectores de amplitud fuerte que pasan de regular a fuerte hacia el sur donde se solapan contra el límite superior de la Secuencia Oligoceno, esta característica de la amplitud es asociada a la presencia de arenas arcillosas en la base de la secuencia Intramioceno vista en los pozos de la parte central y norte de la sección geológica. Las terminaciones sísmicas para esta secuencia se muestran concordantes respecto al horizonte sísmico correspondiente al

límite superior del Oligoceno y en solapamientos contra el límite inferior de la secuencia, el arreglo interno de los reflectores sísmicos es divergente.

La Secuencia Mioceno 1 presenta eventos sísmicos con amplitud débil hacia el norte que cambia a regular hacia el sur, esta respuesta se relaciona con la presencia en la zona media de la secuencia Intramioceno de arenas hacia la parte norte y de arenas intercaladas con lutitas en dirección sur de la sección geológica. La disposición de los reflectores sísmicos con respecto al límite superior es concordante mientras que contra el límite inferior es de solapamiento hacia el sur del transecto donde la secuencia descansa sobre la Secuencia Oligoceno y concordante hacia la parte central y norte del transecto donde la secuencia esta encima de la Secuencia Mioceno 2, la configuración interna de los reflectores en la parte interna de la secuencia es poco paralela en la parte norte del transecto y cambia a divergente en dirección hacia el sur.

La Secuencia Intramioceno, definida entre los horizontes sísmicos correspondientes al límite del Mioceno 1 en su parte inferior y el límite superior del Intramioceno, se caracteriza por reflectores sísmicos con una amplitud fuerte en el sector norte que cambia entre regular y débil hacia el sur, esta respuesta es asociada a un predominio, en el sector superior y parte del sector medio de la sección de pozos, de lutitas hacia el norte del transecto que cambia a intercalaciones de arenas – lutitas hacia el sur. Los eventos sísmicos se disponen para está secuencia concordante contra su límite superior y en solapamiento contra el límite inferior de la secuencia, el arreglo interno se muestra divergente.

5.2.1.3 Interpretación estructural

En este apartado se mencionan los resultados de la interpretación de fallas para el transecto sísmico I – I’ del sector este del área regional definida (gráfico 73 y 74). De forma general se puede decir que se interpretaron nueve fallas normales de alto ángulo, cinco con buzamiento aparente hacia el sur y cuatro hacia el norte, esto corresponde con lo descrito por Audemard “et al” (1985) que señala la presencia de un sistema tensional con fallas normales para el Área de Junín.

Un primer conjunto de tres fallas normales paralelas se ubica en la región norte del transecto con buzamiento hacia el sur, es necesario mencionar que dicho sector no fue cartografiado en los cuatro mapas estructurales en profundidad, las fallas de este grupo cortan de norte a sur hasta los límites de secuencias Intramioceno, Mioceno 1 y Oligoceno respectivamente. Paralelo a este grupo se tiene una falla que corta hasta el límite de la secuencia Cretácica en relación a lo visto en el mapa respectivo a este tope (gráfico 69).

Hacia la parte central del transecto se observan un par de fallas normales que se ubican relativamente cercanas entre sí pero con buzamientos opuestos, una falla con buzamiento hacia el sur que atraviesa los seis límites de secuencias (gráficos 69 – 72), mientras que la falla de buzamiento norte corta los dos límites más profundo, es decir Pre – Cretácico y Cretácico (gráfico 69). En el sector sur del transecto sísmico se tiene otro conjunto de tres fallas normales paralelas de buzamiento norte, las cuales cortan los seis límites de secuencias definidos, estas fallas pertenecen al sistema de Altamira de acuerdo a los mapas estructurales correspondiente (gráficos 69 – 72), las fallas localizadas más hacia el sur están de forma relativa cercanas entre sí.

En el gráfico 75 se aprecia también como la aplicación del atributo de fase instantánea en la sección sísmica del transecto I – I' es de utilidad en la definición de fallas al realzar el desplazamiento vertical de los eventos sísmicos.

5.2.2 Transecto sísmico A – A':

5.2.2.1 Definición de límites de secuencias sísmicas

En el transecto A – A' (gráfico 76 y 77) de la región de estudio se identificaron cinco secuencias sísmicas a partir de la definición de cinco límites de secuencias, un límite de secuencia menos que en el transecto I – I', que de manera similar a lo observado en dicho transecto la disposición de estos límites es divergente con una menor separación entre estos hacia el sur, lo que sugiere un acuñamiento de las secuencias en esta dirección.

El límite de secuencia más profundo está asociado al límite superior del Pre – Cretácico el cual es definido por truncamientos y solapamientos. Posterior a éste

límite, solapamientos y eventuales truncamientos definen el horizonte sísmico que se asocia al límite superior del Cretácico, determinando así la Secuencia Cretácica. Las características de sus terminaciones sísmicas sugieren un origen y término análogo a la Secuencia Cretácica del transecto I – I', es decir el depósito de sedimentos posterior a un evento erosivo que se inicia con una transgresión, que culmina luego con otra erosión al final del Cretácico.

Continúa el acuñamiento de las secuencias sísmicas en dirección hacia el sur para este transecto como una característica general, así la Secuencia Cretácica se solapa contra el límite superior asociado al Pre – Cretácico. En la parte correspondiente a la región de estudio, sector central y norte del transecto, el límite superior de la Secuencia Cretácica constituye la base de las secuencias del Terciario, mientras que hacia el sur la sección terciaria descansa sobre el límite superior del Pre – Cretácico.

La Secuencia Oligoceno representa la secuencia del Terciario con menor espesor en la región de estudio, dicho comportamiento limitó la identificación de terminaciones de truncamientos contra el límite superior de esta secuencia que demuestre la acción de una erosión, de manera análoga a la interpretación del transecto I – I' del sector oeste del área regional.

De esta manera el límite superior del Oligoceno se determinó por la interpretación de eventuales solapamientos y por correlación sísmica – pozo. Otra característica vista es que la Secuencia Oligoceno se solapa contra el límite superior del Cretácico en dirección sur en la parte central del transecto. Estos elementos sugieren que luego del evento erosivo al término del Cretácico se tiene el comienzo de un evento transgresivo y posiblemente finaliza con una erosión al término del Oligoceno. No se conoce si la tasa de depósito de sedimentos es menor en la zona de estudio, para esta secuencia, que en el sector noroeste del área regional, o sí fue erosionada una mayor sección de esta secuencia en la zona de estudio.

Posterior a los límites superiores del Pre – Cretácico, Cretácico y Oligoceno se definieron dos límites de secuencias sísmicas por la interpretación de terminaciones en solapamientos, De esta forma, y de acuerdo a la correlación de los horizontes

sísmicos relacionados con los límites de secuencias que más adelante se explica, se tiene una Secuencia Mioceno 1 que se deposita por una transgresión después de ocurrir la erosión al final del Oligoceno y hacia el sur del transecto descansa sobre el borde superior del Pre – Cretácico. Otra transgresión da inicio a la Secuencia Intramioceno, que a lo largo del transecto tiene como base al límite superior de la Secuencia Mioceno1.

Este límite superior del Intramioceno representa la base de la secuencia más superficial para este transecto que, a partir de la correlación regional de los horizontes sísmicos fue denominada como Secuencia Post – Intramioceno.

En el gráfico 78 se muestra una sección sísmica del transecto donde se aplico el atributo de fase instantánea para destacar las terminaciones y los eventos sísmicos que definen las secuencias sísmicas interpretadas en el transecto sísmico.

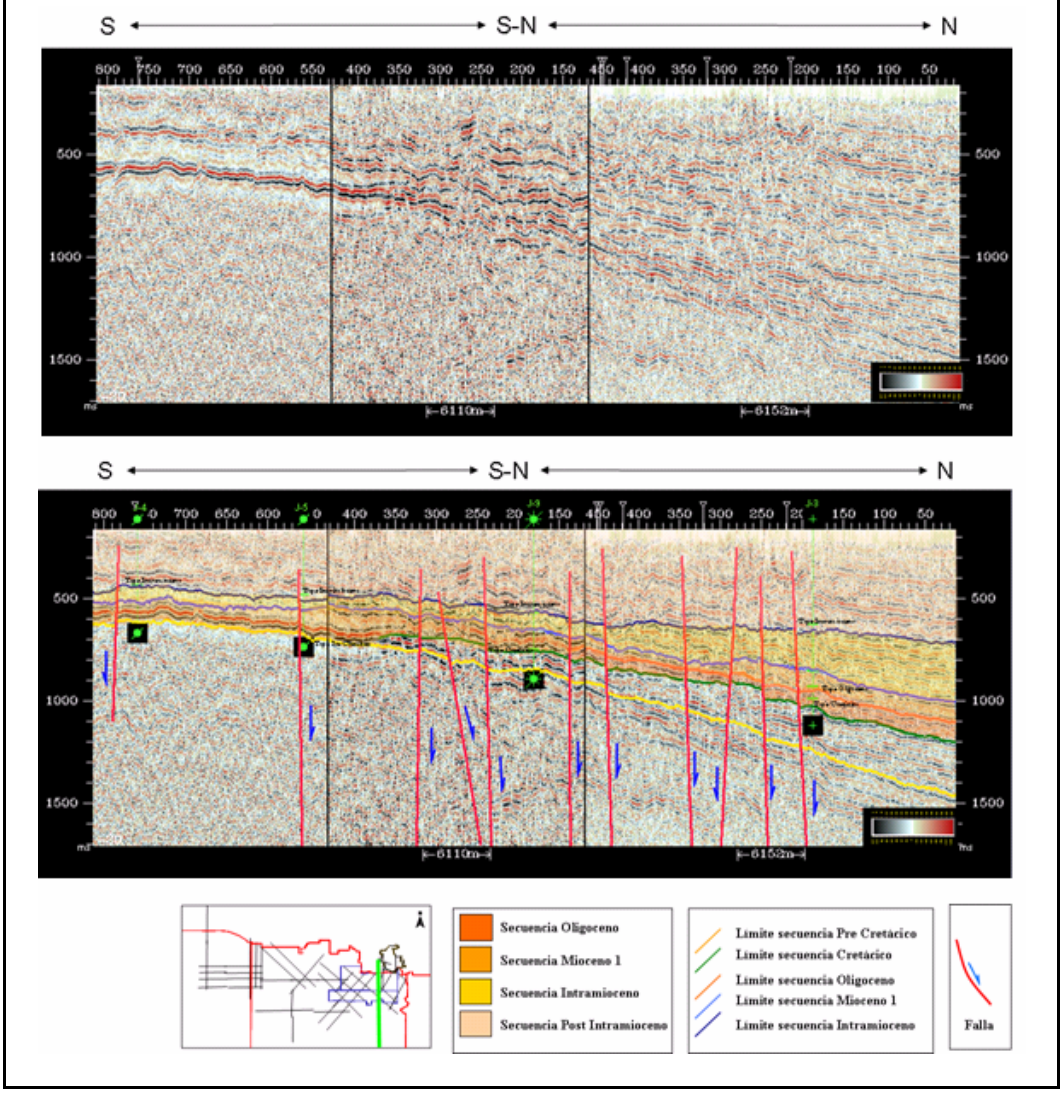


Gráfico 76. Transecto sísmico A – A' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

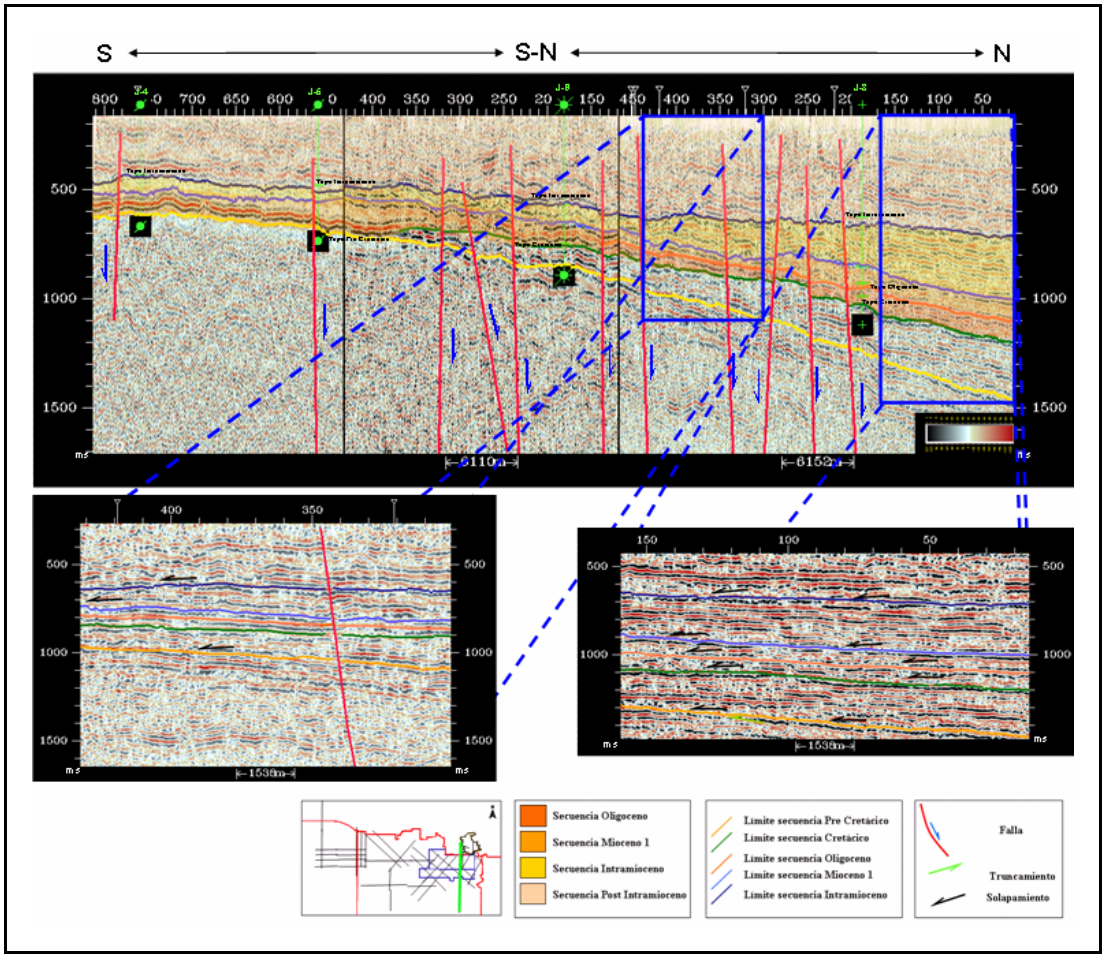
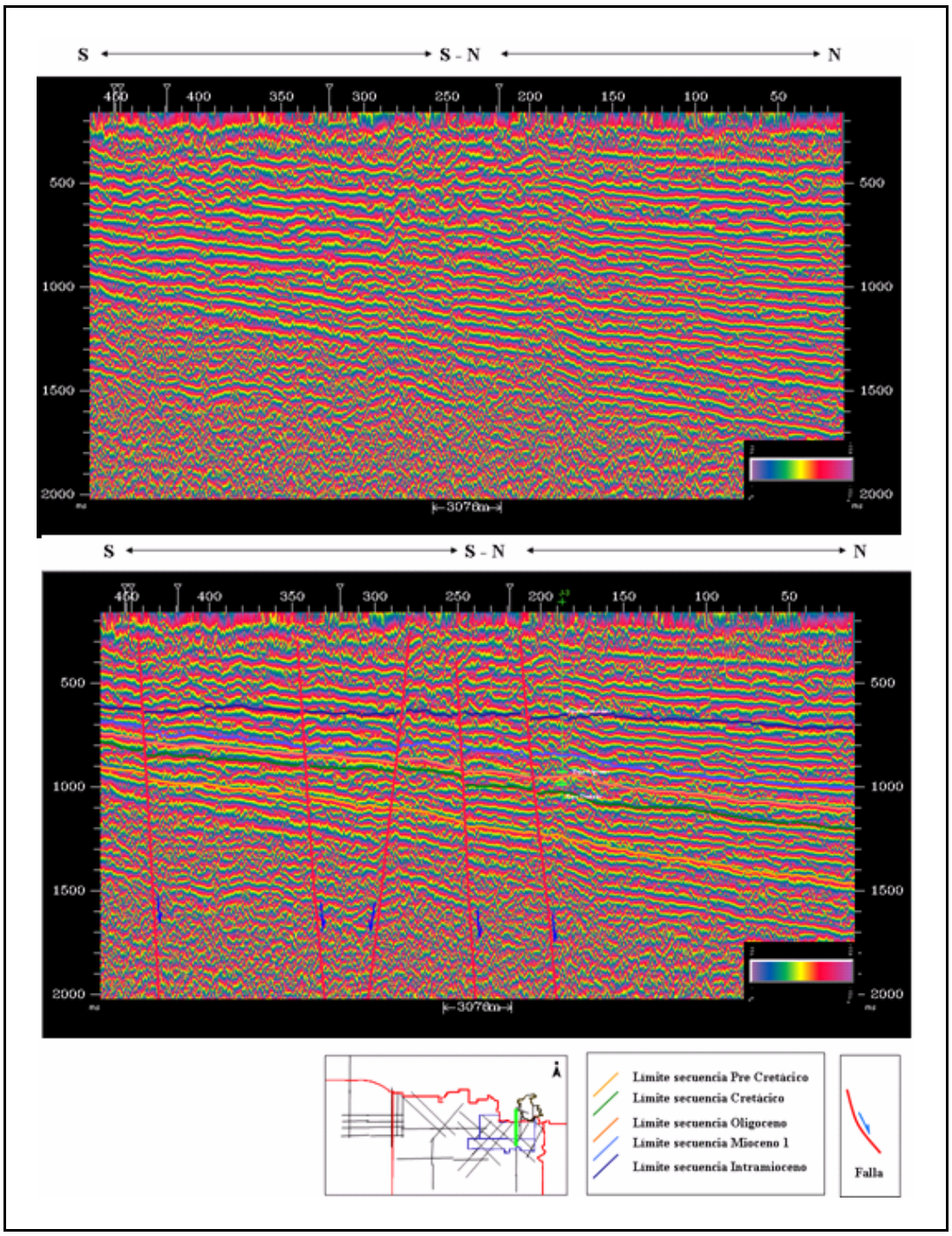


Gráfico 77. Transecto sísmico A – A' con interpretación de terminaciones sísmicas.



<u>Gráfico 78</u>. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

5.2.2.2 Descripción de facies sísmicas

Las propiedades físicas de los reflectores sísmicos que presentan poca variación para las secuencias del transecto A – A' son la amplitud y la continuidad, que tienen un comportamiento cualitativamente homogéneo y se pueden considerar como moderada y buena respectivamente; con excepción de la secuencia sísmica más somera, donde los problemas de corrección estática afectan las propiedades físicas de los reflectores sísmicos más superficiales, y en ciertos intervalos del sector norte del transecto sísmico, intervalos 10 – 12 km y 18 – 20 km en dirección norte a sur, donde problemas de cobertura distorsionan verticalmente dichas propiedades en las secuencias sísmicas definidas.

La Secuencia Oligoceno como unidad sísmica se caracteriza por reflectores sísmicos de frecuencias alta hacia el sector norte que cambia a frecuencia entre moderada a baja hacia el sur del transecto. Este comportamiento se relaciona con lo descrito en la sección de pozos 4 (gráfico 66) donde esta secuencia esta conformada principalmente por arenas intercaladas con lutitas hacia la zona norte y se presume la disminución de la frecuencia de dichas intercalaciones litológicas en dirección sur. La disposición de los eventos sísmicos, en torno a estos límites de la secuencia sísmica, es concordante respecto al límite superior y en solapamientos respecto al límite inferior y el arreglo interno de los reflectores es divergente.

Para la Secuencia Mioceno 1 los reflectores sísmicos en el sector norte se caracterizan por presentar facies sísmica de frecuencia alta, que hacia el sur disminuye a una frecuencia baja. Esta respuesta se relaciona con una mayor presencia de intercalaciones litológicas de arenas – lutitas hacia la zona norte que disminuye hacia el sector sur de la sección. Los eventos sísmicos se disponen en torno a los límites de la secuencia sísmica como concordante contra el límite superior y en solapamientos respecto al límite inferior, la configuración interna de los reflectores sísmicos es divergente.

Las características de la frecuencia de los reflectores sísmicos de la Secuencia Intramioceno, como unidad sísmica, son similares a los señalados para la Secuencia Mioceno 1, es decir frecuencia alta en el sector norte que cambia a baja hacia el sur.

En correspondencia a lo visto en la sección de pozos 4 donde una mayor presencia de intercalaciones litológica arena – lutita se tiene hacia la parte norte que disminuyen hacia el sur del transecto. También se continúa observando que los reflectores sísmicos se disponen concordantes respecto al límite superior y en solapamiento contra el límite inferior de la secuencia, con un arreglo interno de reflectores sísmicos divergente.

5.2.2.3 Interpretación estructural

En el transecto 2 del Área de Junín se interpretaron once (11) fallas normales, en su mayoría de alto ángulo y de buzamiento hacia el norte (gráficos 76 y 77), que de manera general atraviesan los límites de secuencias definidos, coincidiendo una vez más con lo descrito por Audemard “et al” (1985) que señala la presencia de un sistema tensional con fallas normales para la provincia occidental de la faja. Hacia la parte norte del transecto se tiene un conjunto de 4 fallas normales de buzamiento norte, excepto la tercera falla en dirección norte – sur que posee un buzamiento sur, este grupo de fallas corta los límites de secuencia correspondientes al Pre-Cretácico, Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno, como se muestra en los mapas estructurales respectivos (gráficos 69 – 72).

En la parte central del transecto se tienen un par de fallas normales paralelas de buzamiento norte, que cortan los límites de secuencia definidos en correspondencia a los mapas estructurales de los topes respectivos a los límites de secuencia (gráficos 69 – 72). Cercanas relativamente a este par de fallas, en dirección norte – sur del transecto, se encuentra un conjunto de tres fallas normales con buzamiento norte y que atraviesa los límites de secuencia del Pre – Cretácico, Cretácico, Mioceno 1 e Intramioceno, en relación a los mapas correspondientes a los límites de secuencia (gráficos 69, 71 y 72), con la particularidad de que la falla central de este grupo no se muestra paralela a las otras dos, y la localizada hacia el norte ha sido identificada como la falla Hato Viejo. Luego de este conjunto, hacia el sur del transecto, se observa una falla normal con buzamiento hacia el norte que corta los límites Pre – Cretácico, Mioceno 1 e Intramioceno, identificadas también en los

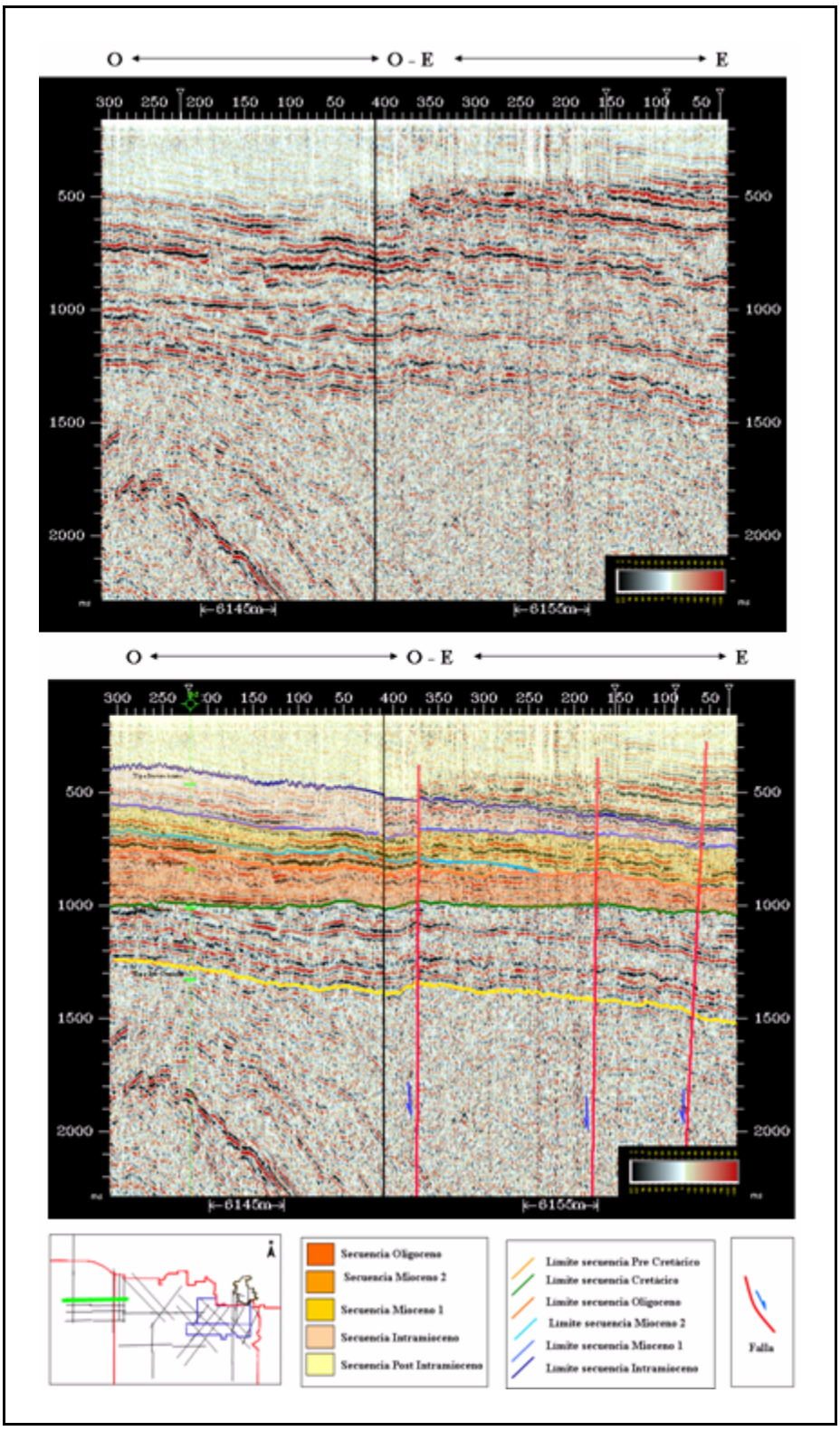
mapas estructurales de los respectivos límites de secuencia (gráficos 71 y 72) y más hacia el extremo sur se tiene una falla con un buzamiento hacia el sur que atraviesa estos los límites anteriores.

En el gráfico 78 se aprecia como el empleo del atributo de fase instantánea en la sección sísmica del transecto A – A' es de utilidad en la definición de fallas, al realzar el desplazamiento vertical de los eventos sísmicos.

5.2.3 Correlación de la interpretación sismoestratigráfica

En esta sección se explican los resultados obtenidos de la propagación sísmica de los límites de secuencia interpretados en los transectos principales. Así en el transecto I – I' del área regional se interpretaron por sismoestratigrafía cuatro secuencias correspondientes a la sección Terciaria. En el gráfico 79 se muestra el transecto H – H' perpendicular al anterior, donde se observa el comportamiento de estas cuatros secuencias, y se puede apreciar como la secuencia Mioceno 2 solapa contra la secuencia Oligoceno hacia el este del área regional, sin tener ninguna cobertura en el resto del área y por ende no tienen una secuencia correspondiente en la zona de estudio. En el gráfico 80 se muestra una línea sísmica del anterior transecto, donde se utilizo el atributo de fase instantánea para realzar los eventos sísmicos presentes entre los que se encuentra el mencionado solapamiento de la secuencia Mioceno 2 en dirección este.

La secuencia Oligoceno interpretada en la parte NO del área regional, reduce su espesor en dirección hacia el este y sur del área, característica ésta que puede ser vista en los transectos sísmicos F – F' y H – H' en el sentido oeste – este (gráficos 81 y 79 respectivamente) y en los transectos sísmicos E – E' y G – G' en sentido norte – sur (gráficos 82 y 83 respectivamente). Éste adelgazamiento de la secuencia Oligoceno hacia el este del área regional es cónsono a la diferencia observadas, en dicha secuencia, en los transectos interpretados de la zona de estudio y del área regional.



<u>Gráfico 79</u>. Transecto sísmico H – H' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

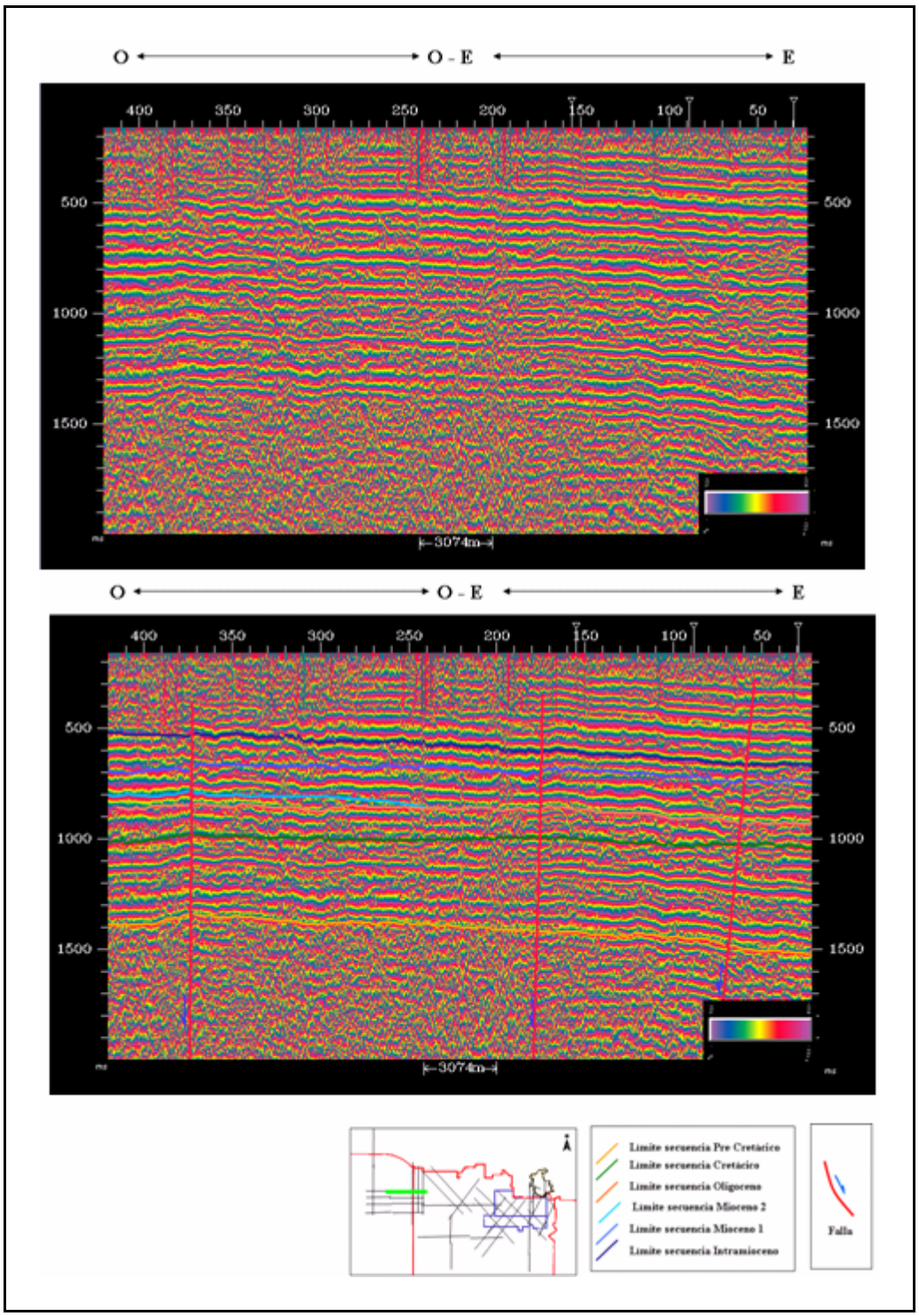


Gráfico 80. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico H – H' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

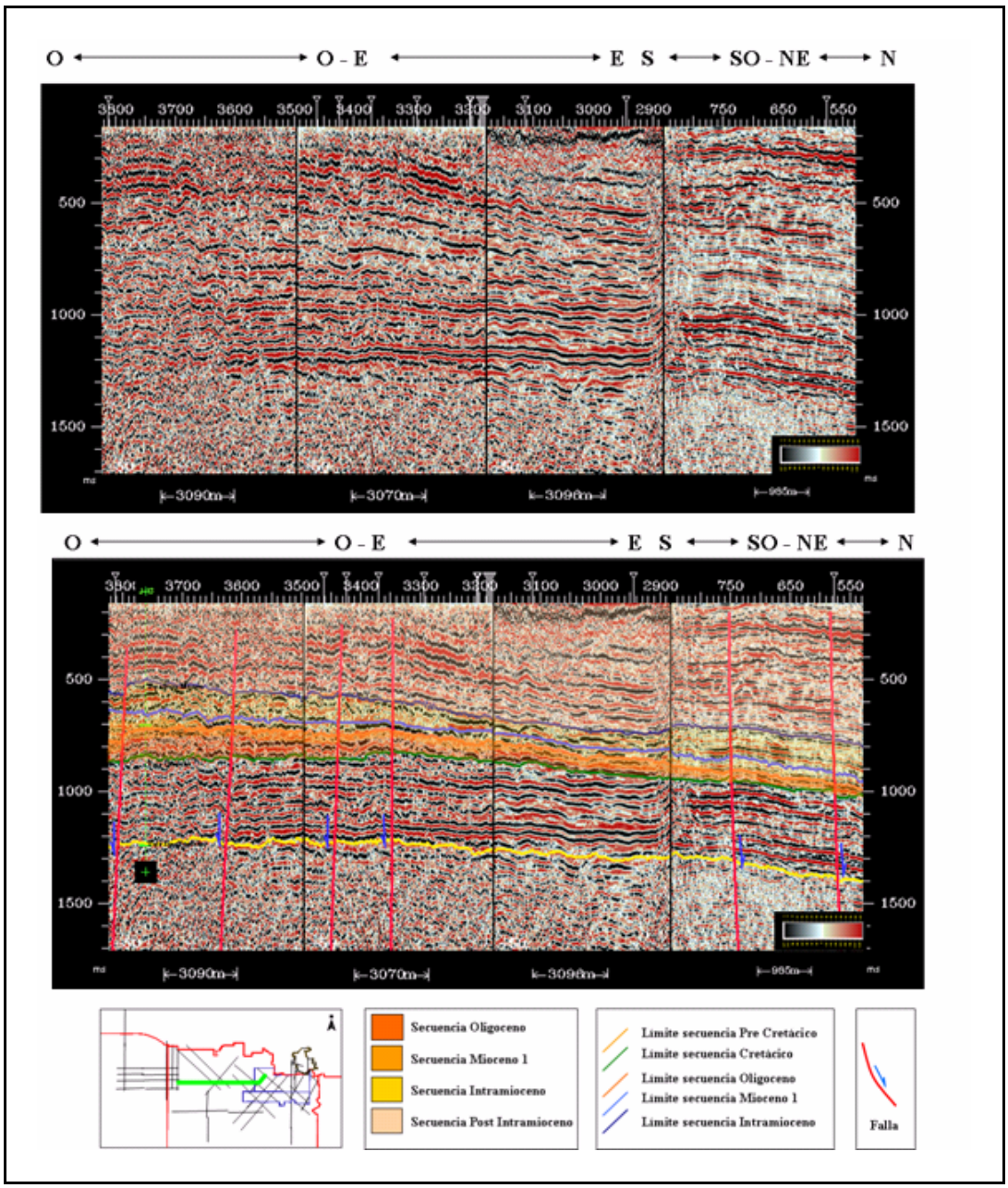


Gráfico 81. Transecto sísmico F – F' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

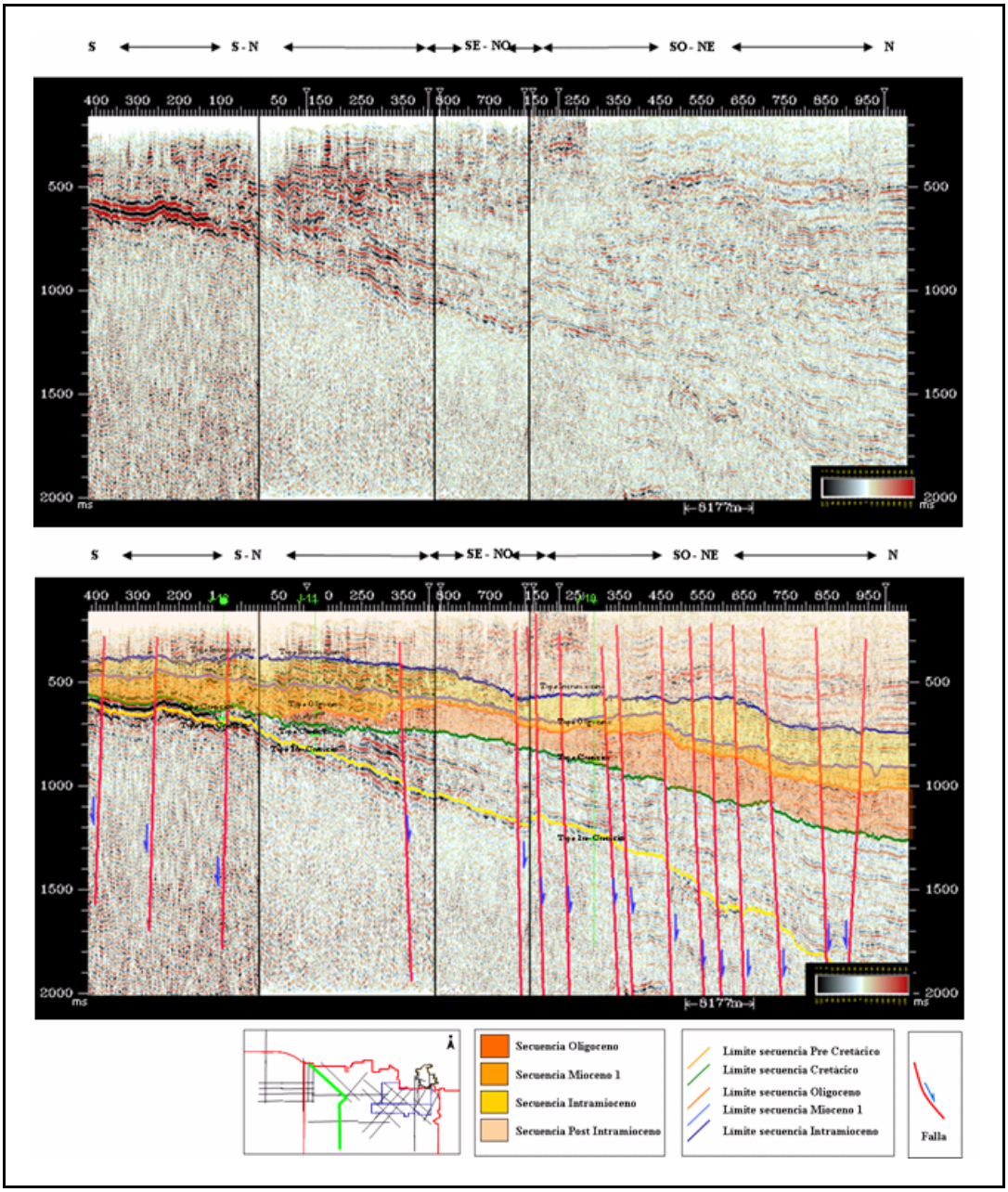


Gráfico 82. Transecto sísmico E – E' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

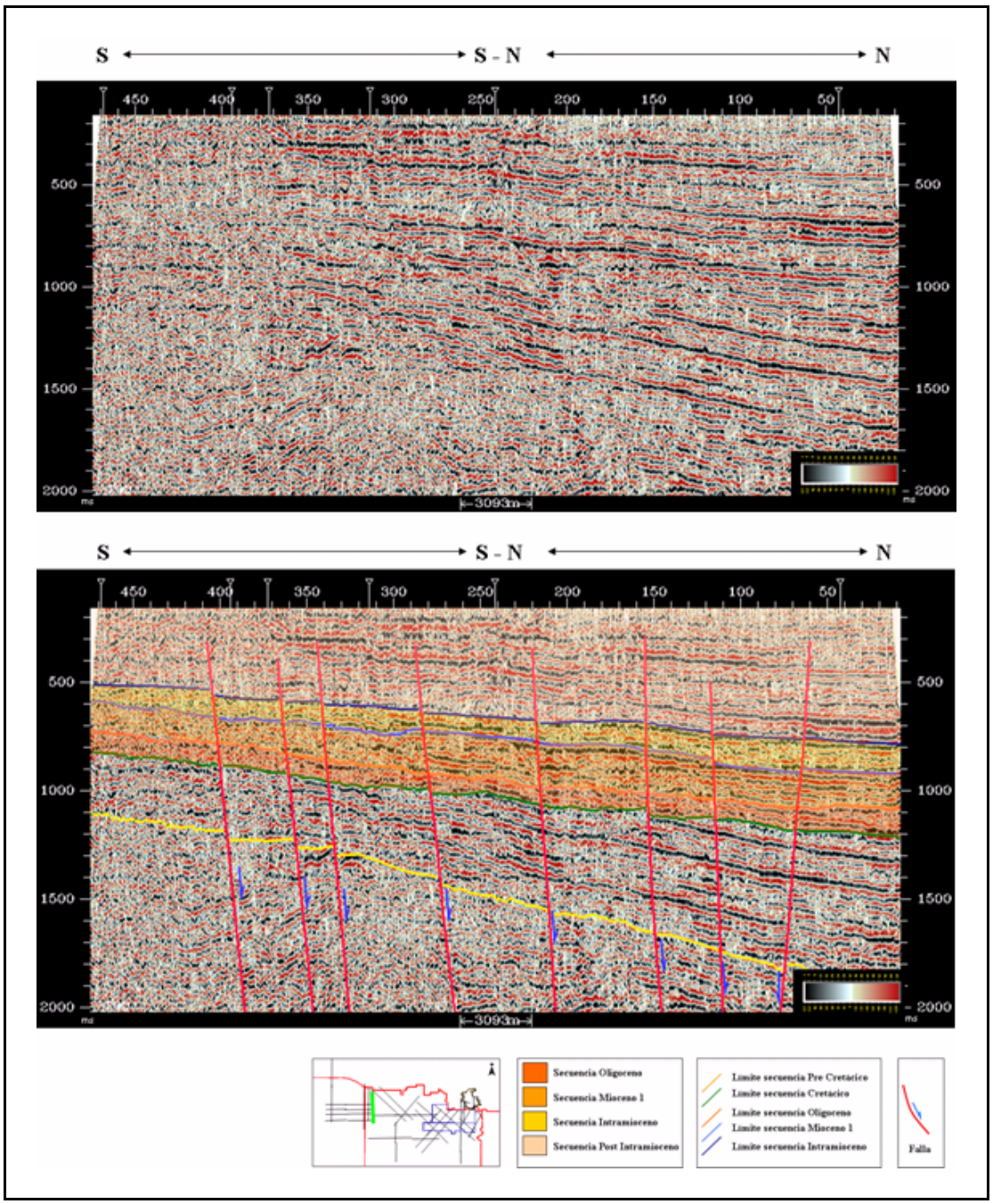


Gráfico 83. Transecto sísmico G – G' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

Debido a este comportamiento de la secuencia Oligoceno, fue difícil correlacionar la interpretación del límite superior de esta secuencia, y la identificación de terminaciones sísmicas que permitieran definir éste, en aquellas

líneas sísmicas de baja resolución sísmica vertical y/o con calidad 2 y 3 de los datos sísmicos, como se puede observar en los transectos sísmicos F – F' y C – C' (gráficos 81 y 84 respectivamente).

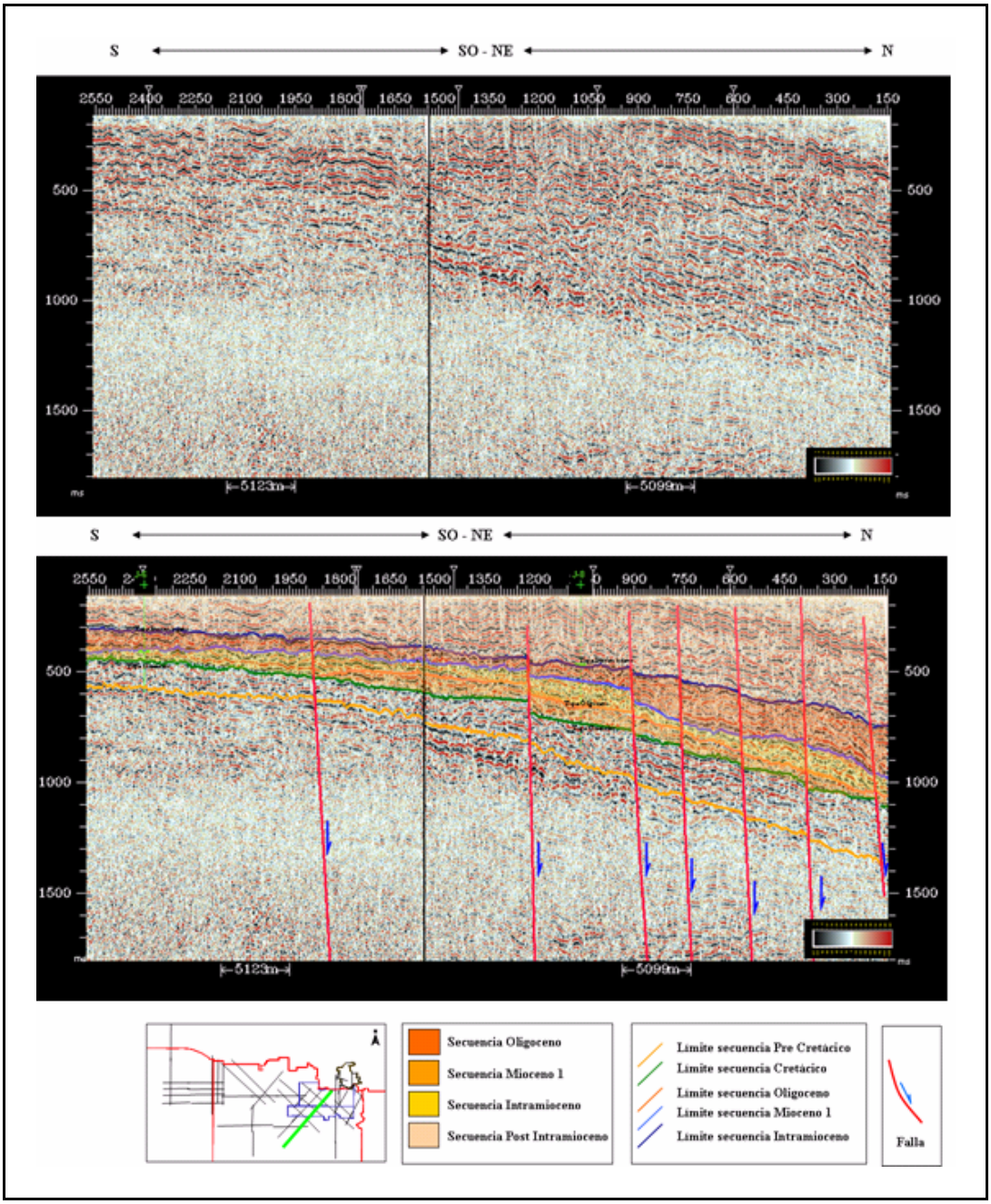


Gráfico 84. Transecto sísmico C – C' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

En el transecto C – C’ de la zona de estudio se observa también el solapamiento de la Secuencia Oligoceno en dirección Sureste (gráfico 84). Otra complicación producto de la combinación del poco espesor de la secuencia Oligoceno y de la baja resolución de la información sísmica es el diferenciar la posible transición lateral de las formaciones Roblecito, identificada en la parte NO del área regional, y Merecure siendo esta última la que se reconoce en la región de estudio.

Sin embargo el límite inferior de esta secuencia, el cual corresponde al borde de la secuencia Cretácica, es un horizonte bien definido en la mayoría de las líneas sísmicas de calidad 1 y 2, esto se debe gracias a la interpretación de terminaciones como truncamientos y a la disposición geométrica divergente con respecto a la sección terciaria. La propagación en el área regional del horizonte sísmico correspondiente al límite de secuencia del Cretácico, permitió definir la base de la sección del Terciario, correlacionar y empalmar la interpretación sísmica hecha en la zona de estudio y el área regional.

Otro de los horizontes sísmicos que tiene una buena correlación regional en los diferentes transectos sísmicos es el tope de la secuencia Pre – Cretácica, aunque el presente trabajo no tiene como objetivo el estudio de dicho límite, resulta importante su interpretación como referencia para el análisis sísmico de las secuencias suprayacentes entre las que se incluye las secuencias terciarias, y también en la calibración de la secciones sísmicas con los pozos donde ha sido identificado el tope de esta secuencia.

En los transectos y secciones sísmicas de correlación (gráficos 79 – 84) los límites de las secuencias Mioceno 1 e Intramioceno presentan una buena respuesta sísmica regional hacia el este, no obstante en ciertas líneas sísmicas de calidad 2 es necesario utilizar el apoyo de la correlación con pozos y el uso del atributo de fase instantánea para resaltar los reflectores sísmicos y terminaciones de solapamiento. Una de las características de las secuencias Mioceno 1 e Intramioceno, y que también es apreciable en la secuencia Oligoceno, es su tendencia a ser más profundas en sentido oeste – este, comportamiento que es evidente en la dirección del buzamiento

de la cuenca, esto en correspondencia a la dirección de buzamiento de las estructuras en la parte central y noreste de los mapas regionales (gráficos 70 – 72).

De la profundización de las anteriores secuencias surge otra secuencia suprayacente a la Intramioceno, la cual representa la más somera de las secuencias en el resto del área regional y por lo tanto de la zona de estudio también; su espesor aumenta en sentido oeste – este y en la dirección del buzamiento de la cuenca (gráficos 79 - 84).

5.3 Descripción de la evolución tectono – estratigráfica

En el presente apartado se realiza la descripción de la evolución tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias de la región de estudio, Bloque Junín Norte y Área Mayor de Socororo producto de la integración de la interpretación sismoestratigráfica y de la descripción de secciones de pozos. Los sedimentos del Terciario se inician con el depósito de la Secuencia Oligoceno en discordancia angular sobre rocas cretácicas de las formaciones Tigre y Canoa, los sedimentos de esta primera secuencia del Terciario corresponde a las rocas de la Formación Merecure depositadas en el margen pasivo como señalan Parnaud et al. (1995) presente en la Cuenca Oriental de Venezuela en un ambiente continental. No se tiene, según Audemard (1985), evidencias de las secuencias del Paleoceno y Eoceno presentes en la región norte de la cuenca por lo que se presume el no depósito de dichas secuencias hacia la zona de estudio. La Secuencia Oligoceno se acuña hacia el sur sobre el límite superior del Cretácico y aumenta su espesor y profundidad hacia el norte de la región de estudio.

Hacia el final del Oligoceno ocurre una erosión regional sobre la cual se depositan la Secuencia Mioceno 1 que corresponde a las arenas basales de la Formación Oficina en lo que representaría la parte sur de la cuenca antepaís en el Oriente de Venezuela, en un ambiente de plataforma, que en correspondencia a Rojas (1987) fue fluvial – deltaico, hacia el sur de la zona de estudio estos sedimentos descansan sobre la Secuencia Cretácica y más hacia el sur sobre rocas Pre – Cretácicas. Durante esta etapa y en esta parte de la cuenca antepaís, se tiene la

presencia de un sistema tensional con fallas normales del sistema de Hato Viejo que afectan a los sedimentos del Terciario.

Posterior a la Secuencia Mioceno 1 un evento transgresivo deposita la Secuencia Intramioceno en un ambiente más deltaico, estas rocas representan la parte media y superior de la Formación Oficina. Luego de la anterior secuencia otro evento transgresivo deposita el resto de la porción superior de la Formación Oficina junto con las rocas de la Formación Freites siendo las más superficiales de la sección terciaria.

5.4 Propiedades de los yacimientos

En la siguiente parte se describen las características de los yacimientos en la región de estudio, de los niveles interpretados del Terciario y de acuerdo a las evaluaciones petrofísicas hechas en los pozos de la zona, solo dos son de interés exploratorio, los yacimientos de la secuencia del Mioceno 1 y Oligoceno. El tipo de entrampamiento de los yacimientos de esta zona es estratigráfico, pero no se descarta un entrampamiento combinado estructural – estratigráfico.

Los yacimientos principales de la sección terciaria se localizan en la Secuencia Mioceno 1, el mapa estructural del área de estudio (gráfico 85) para el Mioceno 1 muestra dos zonas de interés, la primera zona se encuentra hacia el norte del mapa, la estructura en esta región es un monoclinal cuyo rumbo preferencial es este – oeste y un buzamiento entre 2º y 3º hacia el norte, esta estructura es cortada por dos fallas normales pertenecientes al sistema de fallas de Hato Viejo las cuales tienen un rumbo preferencial E – O y buzamiento norte.

En la parte sur de la región se encuentra la segunda zona de interés donde el monoclinal con 2,2º de buzamiento y rumbo noreste es surcado por fallas normales con rumbo NE – SO y buzamiento de alto ángulo hacia el noroeste, dentro de este grupo de fallas se encuentra la falla de Hato Viejo hacia el sur de la zona.

La mejor arena petrolífera según las evaluaciones petrofísicas realizadas es de 139 pies en el pozo *J-33* del sector sur de la región de estudio de unos 189 pies de arena neta, el espesor de arena neta petrolífera es de unos 67 pies y las porosidades se

mantienen en un rango de 17 a 30 % para las arenas de esta secuencia. El tipo de hidrocarburo según datos de producción varía entre 9 º y 17 º API, donde los pozos del sector norte de la zona de estudio tienen los más alto grados como el pozo *J-17* con 17 º API y hacia el sur se encuentran los crudos mas pesados de la zona. La probable barrera de permeabilidad que funciona como sello está representada por la falla sur, sin embargo es importante mencionar que también se pueden presentar sellos estratigráficos. Las evaluaciones petrofísicas también indicaron que el menor espesor de arena neta total es de 41 pies para el pozo *J-2* localizado en la parte central de la región de estudio, por otro parte el espesor de arena neta petrolífera más bajo es de 14 pies en el pozo *J-23*.

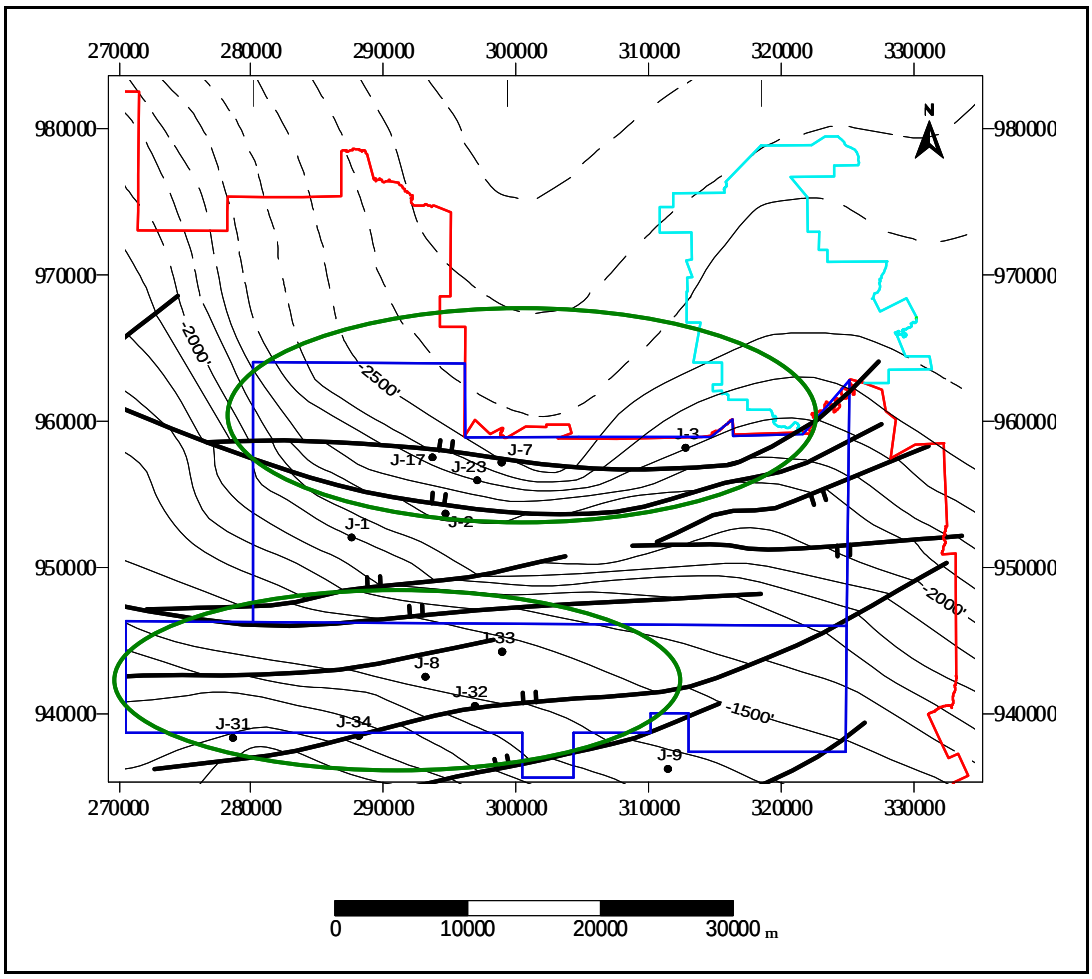


Gráfico 85. Mapa estructural en profundidad de la región de estudio del Tope del Mioceno 1, en los semicírculos verdes se muestra las zonas de interés para la extracción de crudo.

Las arenas de la Secuencia Oligoceno tienen también potencial petrolífero según las evaluaciones petrofísicas, aunque en la actualidad han sido poco explotadas. En la figura se observa el mapa estructural del área de estudio para el Oligoceno donde se muestran dos zonas de interés (gráfico 86), en la zona norte en una estructura de tipo monoclinal cuyo rumbo preferencial tiene una orientación E – O y con un buzamiento entre 2,5º y 3,2º hacia el Norte, esta estructura es surcada por dos fallas normales, que pertenecen al sistema de fallas de Hato Viejo, con buzamiento norte y rumbo preferencial E – O, la falla sur posiblemente representa una barrera de permeabilidad que funciona como sello aunque es necesario tener en cuenta que también se pueden presentar sellos estratigráficos. Los pozos de esta parte poseen evaluaciones petrofísicas que indican que el espesor de arena neta total (ANT) varía entre 311 pies para el pozo *J-23* y de 172,18 pies para el *J-17*, por otro lado el espesor de arena neta petrolífera (ANP) mayor es de 34,25 pies en el pozo *J-3* y el menor es de 0,5 pies en el pozo *J-7*, el porcentaje de porosidad de las arenas se encuentra en un rango entre 28 % para el pozo *J-3* y de 16 % para el pozo *J-17*. La poca información de pozos y datos sísmicos hacia el Norte de esta región no permitió precisar el límite de agua – petróleo.

La segunda zona de interés se encuentra en la parte sur del área donde el monoclinal (2º) es cortado por fallas normales con rumbo NE – SO y buzamiento de alto ángulo hacia el noroeste siendo importante mencionar la presencia de la falla Hato Viejo hacia el sur del sector donde además se tiene el límite de las secuencias del Oligoceno; los pozos con evaluación petrofísica en esta región son el *J-8*, *J-32* y *J-33* que muestran que el espesor de arena neta total esta en un rango de 260 pies para el *J-33* y de 67 pies en el pozo *J-32*, el espesor de arena neta petrolífera varía entre 59,5 pies para el pozo *J-33*, que también tiene el porcentaje más alto de porosidad de 29 %, y de 3,5 pies en el pozo *J-32* que por otra parte junto con el pozo *J-8* tiene el menor porcentaje de porosidad de 22 %.

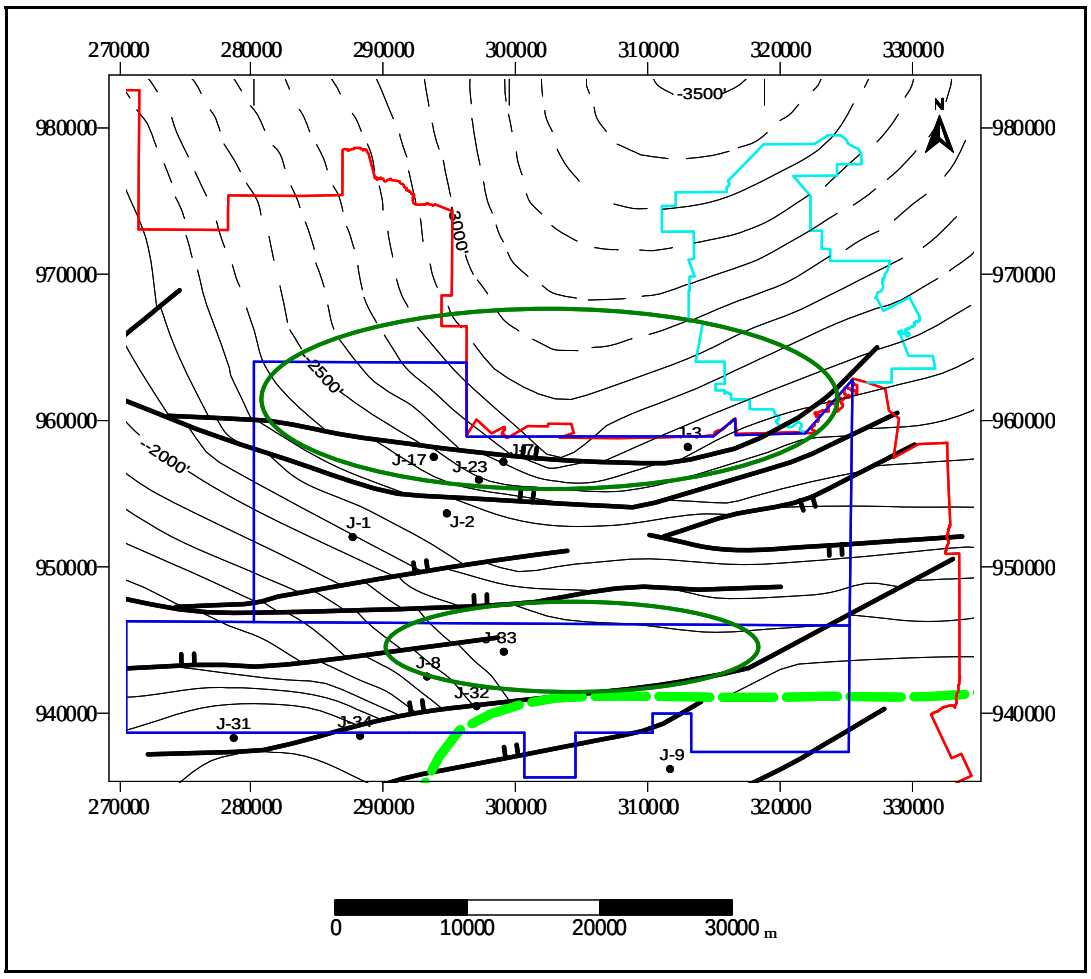


Gráfico 86. Mapa estructural en profundidad de la región de estudio del Tope del Oligoceno, en los semicírculos verdes se muestra las zonas de interés para la extracción de crudo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La interpretación sismoestratigráfica de los transectos sísmicos y datos de pozos permitió describir la evolución tectono – estratigráfica de las secuencias terciarias desde el Bloque Junín Norte hasta el Área Mayor de Socororo. De la interpretación sismoestratigráfica se concluye lo siguiente:

- Las terminaciones sísmicas que se pueden identificar mejor en los transectos y secciones sísmicas de acuerdo a su calidad, son solapamientos y truncamientos.

- La base de la sección terciaria, límite superior del Cretácico, fue definida a partir de solapamientos de los relectores sísmicos por encima de este límite y la presencia de truncamientos por debajo del mismo.

- Los sedimentos del Terciario se inician con el depósito de la Secuencia Oligoceno en discordancia angular sobre rocas cretácicas de las formaciones Tigre y Canoa. Estos sedimentos de edad Oligoceno corresponden a las rocas de la Formación Merecure que como señalan Parnaud “et al” (1995) fueron depositadas en el margen pasivo presente en la Cuenca Oriental de Venezuela en un ambiente continental a marino somero que se hace cada vez más marino hacia el norte.

- El límite superior de esta primera secuencia del Terciario (Secuencia Oligoceno) fue definido por terminaciones de solapamientos de los reflectores sísmicos por encima de dicho límite. La Secuencia Oligoceno se acuña hacia el sur sobre el límite superior del Cretácico y aumenta su espesor y profundidad hacia el norte de la región de estudio. No se identificaron terminaciones de truncamiento que pudieran determinar una erosión al tope de esta secuencia.

- El límite superior de la Secuencia Mioceno 1 fue identificado por terminaciones de solapamiento de los reflectores sísmicos. Esta secuencia corresponde a las arenas basales de la Formación Oficina que se deposita por encima de la Secuencia Oligoceno en la parte sur de la cuenca antepaís en el Oriente de Venezuela, en un ambiente de plataforma, que como lo menciona Rojas (1987) fue fluvial – deltaico.

- El límite superior de la secuencia Intramioceno fue definido por la interpretación de solapamientos de los reflectores sísmicos por encima de dicha secuencia. La Secuencia Intramioceno inicia su depósito durante un evento transgresivo en un ambiente deltaico, estas rocas representan la parte media y superior de la Formación Oficina.

De la descripción estructural de los topes de secuencias correspondiente al Cretácico, Oligoceno, Mioceno 1 e Intramioceno se tiene que:

- En la región de estudio el sistema de fallas identificado fue el de Hato Viejo, que se caracteriza por fallas de tipo normal, en su mayoría con buzamiento norte y de rumbo este – oeste, en correspondencia a lo descrito por Audemard “et al” (1985) que señala la presencia de un sistema tensional con fallas normales para el Área de Junín. Estas fallas están dispuestas de forma escalonada cortando una estructura de tipo monoclinal de buzamiento norte.

- Las secuencias Mioceno 1 y Oligoceno contienen los principales yacimientos del Terciario en la región de estudio, con un tipo de entrampamiento estratigráfico, pero no se descarta también un entrampamiento combinado estructural – estratigráfico.

- En la Secuencia Mioceno 1 se encuentran los mejores yacimientos de la sección terciaria con un rango de porosidad de 17 a 30 % y un espesor promedio de arena neta petrolífera de 67 pies. Se identificaron dos zonas de interés en la región de

estudio en esta secuencia, una ubicada en el sector norte y otra hacia el sur. En la zona norte se tienen crudos de hasta 17 º API, con una estructura tipo monoclinal cuyo rumbo preferencial es este – oeste y un buzamiento entre 2º y 3º hacia el norte, esta estructura es cortada por dos fallas normales pertenecientes de rumbo preferencial este – oeste y buzamiento norte.

- La Secuencia Oligoceno esta en segundo orden de importancia con yacimientos de potencial petrolífero para la región de estudio, siendo poco explotadas en la actualidad. Dos zonas de interés son identificadas para esta secuencia, con un porcentaje de porosidad que se mantiene en un rango de 16 a 28 %, y un espesor de arena neta petrolífera máximo de 34,25 pies en la zona norte que presenta una estructura de tipo monoclinal cuyo rumbo preferencial tiene una orientación este – oeste y un buzamiento entre 2,5º y 3,2º hacia el norte, esta estructura es surcada por dos fallas normales con buzamiento norte y rumbo preferencial este – oeste.

- El atributo físico de fase instantánea fue el más apropiado para complementar la delineación y definición de los límites de secuencia y de fallas, ya que permitió destacar el contraste de las terminaciones sísmicas en los límites de secuencias definidos y el salto entre los reflectores sísmicos.

➢ La distribución no homogénea de las secciones sísmicas utilizadas en este estudio no permitió un análisis efectivo de facies sísmicas, que pudiera asociar cambios o variaciones en amplitud, frecuencia y continuidad de los eventos en una secuencia sísmica con respecto a las características estratigráficas del área de estudio.

➢ Para lograr una mejor densidad en la interpretación sísmica estructural y estratigráfica se sugiere incrementar el número de líneas sísmicas 2D existentes en la región de estudios y zonas adyacentes, así como también incorporar los posibles cubos sísmicos 3D presentes en estos sectores para correlacionar localmente los elementos estructurales y estratigráficos descritos en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Arnstein, R., E. Cabrera, F. Russaomano y H. Sánchez. (1985). Revisión estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental. *VI Congreso Geológico Venezolano* (Tomo 1, pp. 41 – 69). Caracas, Venezuela: Sociedad Venezolana de Geólogos.

Audemard, F., Y. Azpiritxaga, P. Baumann, A. Isea y Latreille, M. (1985). Marco geológico del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela. *VI Congreso Geológico Venezolano* (Tomo 1, pp. 70-108). Caracas, Venezuela: Sociedad Venezolana de Geólogos.

Bally, A. (Ed.). (1987). *Atlas of Seismic Stratigraphy*. (Vol. I. 125 p) Tulsa: A.P.P.G.

Bot, P. y J. Perdomo. (1989). Estratigrafía sísmica: Introducción y aplicaciones. Departamento de geología de LAGOVEN, PDVSA. Informe técnico no publicado. 57 p.

Bracewll, R. (1965). *The Fourier transform and its applications*. New York: Mc Graw-Hill Book, p. 271.

Brown, A. (1992, Noviembre). Seismic interpretation today and tomorrow. *The Leading Edge*, (12) 10-15. Recuperado en Diciembre, 09, 2005, de la base de datos SEG.

Cantuneanu, O. (2002), Sequence stratigraphy of clastic system; concepts, merits, and pitfalls. Journal of African Earth Sciences, vol. 35, 1-43. Recuperado en Mayo, 15, 2006, de http://strata.geol.sc.edu.

Chen, Q y S. Sydney. (1997). Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*, (16) 445-456. Recuperado en Enero, 05, 2006, de la base de datos SEG.

Combellas, R., M. Aldana, A. Pilloud, J. Cruz, y E. Novoa. (1998, Diciembre). Sequence stratigraphic analysis of a semiregional depth-migrated profile in eastern Venezuela. *The Leading Edge*, (17) 1759-1761. Recuperado en Mayo, 17, 2006, de la base de datos SEG.

Cooke, D., A. Sena, G. O'Donnell, T. Muryanto y V. Ball. (1999). What is the Best Seismic Attribute for Quantitative Seismic Reservoir Characterization?. Technology *SEG 1999 Expanded Abstracts*. Recuperado en Noviembre, 30, 2005, de la base de datos SEG.

Cordsen, A., M. Galbraith y J. Peirce. (2000). Planning Land 3-D Seismic Surveys. *S.E.G*. Houston, p. 201.

Corporación consultora en petróleo Corpomene C.A. (1999). *Fase II de estudio de reactivación del Área Mayor de Socororo*. Informe técnico no publicado. Corporación consultora en petróleo. 320 p.

Dusenbury, Jr., A. N. (1960). The stratigraphy of the Cretaceous Temblador Group of the eastern Venezuela Basin. *Asoc. Venez. Geol., Min. y Petrol.,* Bol. Inform 3 (9), pp. 246-257.

Eva, A., J. Burke, P. Mann, y G. Wadge. (1989). Four-phase tectonostratigraphic development of the southern Caribbean. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 6. pp. 9-21.

Fiorillo, G. (1985). Exploration and evaluation of the Orinoco Oil Belt. Santa Maria: AAPG y UNITAR, pp. 1-33.

Funkhouser, H. J., L. C. Sass y H. D. Hedberg. (1948). Santa Ana, San Joaquin, Guárico and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoátegui, Venezuela, *Association of Petroleum Geologists Bulletin* 32, pp. 1851-1908.

Galloway, W. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I. Architecture and genesis of Flooding-surface bounded depositional units. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin 73*, 125–142. Recuperado en Mayo, 15, 2006, de http://strata.geol.sc.edu.

Godfrey L. M; Stewart. J.D y Schweiger. I. (1968). Application of Dinoseis in Canada. *Geophysics*, (33) 65-77. Recuperado en Diciembre, 08, 2006, de la base de datos SEG.

González de Juana, C. (1946). Estudios sobre aguas subterráneas en los llanos de Venezuela, *Rev. Fomento*, Caracas, (8) 9-59.

Gonzalez de Juan, C., J. Arozena y X. Picard-Cadillat. (1980). Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Foninves ediciones, vol. 2, p. 1021.

Hedberg, H. D. (1942). Mesozoic Stratigraphy of Northern South America. *8th. Amer. Geól. Cong.*, U.S.A., Proc., 4, pp.195-227.

Hedberg, H. D. y A. Pyre. (1944). Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 28, pp. 1-28.

Hedberg, H. D., L. C. Sass y H. J. Funkhouser. (1947). Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 31, pp.1089-2169.

Hirsche, K., S. Boerner, C. Kalkomey, y C. Gastaldi, C. (1998, Abril). Avoiding pitfalls in geostatistical reservoir characterization: A survival guide. *The Leading Edge*, (16) 493-504. Recuperado en Marzo, 25, 2005, de la base de datos SEG.

Isea, A. (1987). Geological synthesis of the Orinoco Oil Belt, Eastern Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, vol.10, pp. 135–148.

Kallweit, R y L. Wood. (1982, Julio). The limits of resolution of zero-phase wavelets. *Geophysics*, (47) 1035-1046. Recuperado en Febrero, 18, 2006, de la base de datos SEG.

Kiser, G. (1987). Exploration results, Machete area, Orinoco oil belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, vol.10, pp. 149–162.

Kruk, J. (2003). *Reflection seismic I*. Institut für Geophysik ETH Zürich. 90 p.

Landmark Graphics Corporation. (2004). *Open Books*. Houston. 382 p. Versión multimedia.

Ministerio de Minas e Hidrocarburo, Dirección de Geología. (1970). *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Republica de Venezuela.

Petróleos de Venezuela, SA. (1997). *Léxico Estratigráfico de Venezuela* de www.pdv.com/lexico

Mitchum Jr. R., P. Vail, S. Thompson III. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea-level. Part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. A.A.P.G. Memoir, pp. 53–62.

Mitchum Jr., R. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. A.A.P.G. Memoir, pp. 205–212.

Mitchum Jr., R y P. Vail. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea-level. Part 7: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to hydrocarbon Exploration*, vol. 26. A.A.P.G. Memoir, pp. 135–144.

Mulholland, J.W. (1998, Enero). Sequence stratigraphy: Basic elements, concepts, and terminology. *The Leading Edge*, (17) 37 – 40. Recuperado en Mayo, 17, 2006, de la base de datos SEG.

Mulholland, J.W. (1998, Junio). Sequence architecture. *The Leading Edge*, (17) 767 – 771. Recuperado en Mayo, 17, 2006, de la base de datos SEG.

Ostos. M y F.Yoris. (1997). Geología de Venezuela: geología general e historia de la exploración petrolera en Venezuela y sus cuencas petrolíferas. En Schlumberger, *Well Evaluation Conference Venezuela*. Capítulo 1, 44 p. Versión multimedia.

Parnaud, F., Y. Gou, J. C. Pascual, I. Truskowski, O. Gallango, H. Passalacqua y F. Roure. (1995). Petroleum geology of the Central part of the Venezuela basin. En Tankard, A (Ed), *Petroleum basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, pp.741-756.

Payton, C. (Ed). (1977). *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa: A.A.P.G Memoir vol. 26. 212 p.

PetroUCV (2001). *Plan de desarrollo AMS 2002-2021*. Informe técnico no publicado. 250 p.

Petróleos de Venezuela, SA. (2004). *Plan de negocios 2004-2009. PDVSA, División Oriente*. Versión digital, recuperada en Abril, 20 del 2006 de http:// www.pdvsa.com

Petróleos de Venezuela, SA. (2005). *Planes estratégicos de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Versión digital, recuperada en Abril, 21 del 2006 de http:// www.pdvsa.com

Reina, M. (2002). *Interpretación sísmica 3D estructural y estratigráfica del proyecto Socororo*. Trabajo Especial de Grado, Departamento de Geofísica, UCV. 110 p.

Rojas, I. (1987). Geological evaluation of San Diego Norte pilot Project, Zuata area, Orinoco belt, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin 71*, pp. 1294–1303.

Sangree, J. M. y J. M. Widmier. (1979). Interpretation of depositional facies from seismic data. *Geophysics* (44), pp. 131 – 160. Recuperado en Mayo, 17, 2005, de la base de datos SEG.

Santosh, G., P. Pestman, L. Meléndez, I. Truskowski y E. Zambrano. (1997). Evolución tectonoestratigráfica y sistemas petrolíferos de la Cuenca de Falcón, Venezuela Noroccidental. *Memorias del VIII Congreso Geológico Venezolano*. (Tomo 1, pp.317-329). Caracas. Sociedad Venezolana de Geólogos.

Schlumberger. (1984). *Símica de pozo 5*. México. 85 p.

Schlumberger. (1997). *Well Evaluation Conference Venezuela.* Capítulo 1, 44 p. Versión multimedia.

Summa, L.L., E.D. Goodmanb, M. Richardsona, I.O. Nortonb y A.R. Green. (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* 20, pp.323–349.

Sengbush, R., P. Lawrence y F. Mc Donald. (1961, Julio). Interpretation of Seismograms. *Geophysics*, (26), pp.138-157. Recuperado en Mayo, 17, 2005, de la base de datos SEG.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. SEG. 429 p.

Talwani, M. (2002). The Orinoco heavy oil belt in Venezuela (or heavy oil to the rescue?). Rice University, 34 p.

Taner, M., F. Koehler y R. Sheriff. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Application of amplitude, frecuency, and attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, pp. 301–327.

Taner, M., F. Koehler y R. Sheriff. (1979). Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, (44) 1041-1063. Recuperado en Octubre, 26, 2005, de la base de datos SEG.

Taner, M., J. Schuelke, R. O'Doherty y E. Baysal. (2001). Seismic attributes revisited. *SEG Expended Abstracts,* (94) 1004-1006. Recuperado en Octubre, 26, 2005, de la base de datos SEG.

Vail, P., R. Mitchum Jr., y S. Thompson III. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. En Payton, C (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26. American Association of Petroleum Geologists Memoir,
pp. 63–81.

Vail, P. (1987). Part 1: Seismic stratigraphy interpretation procedure. En Bally, A.W. (Ed.), *Atlas of Seismic Stratigraphy*, vol. 27. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, pp. 1–10.

Vail, P., J. Van Wagoner, R. Mitchum Jr., H. Posamentier. (1987). Part 2: Key definitions of sequence stratigraphy. En Bally, A.W. (Ed.), *Atlas of Seismic Stratigraphy*, vol. 27. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, pp. 11–14.

Van Riel, P. (2000, Agosto). The past, present, and future of quantitative reservoir characterization. *The Leading Edge*, (19) 878-881. Recuperado en Noviembre, 30, 2005, de la base de datos SEG.

Vega, A. e I. Rojas. (1987). Exploration and evaluation of Zuata area, Orinoco belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, vol.10, pp. 163–176.

Yilmaz, O**.** (2001). *Seismic data analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data*. SEG, Vol 2. 2027 p.

APÉNDICE

Atributos físicos aplicados a las líneas símicas

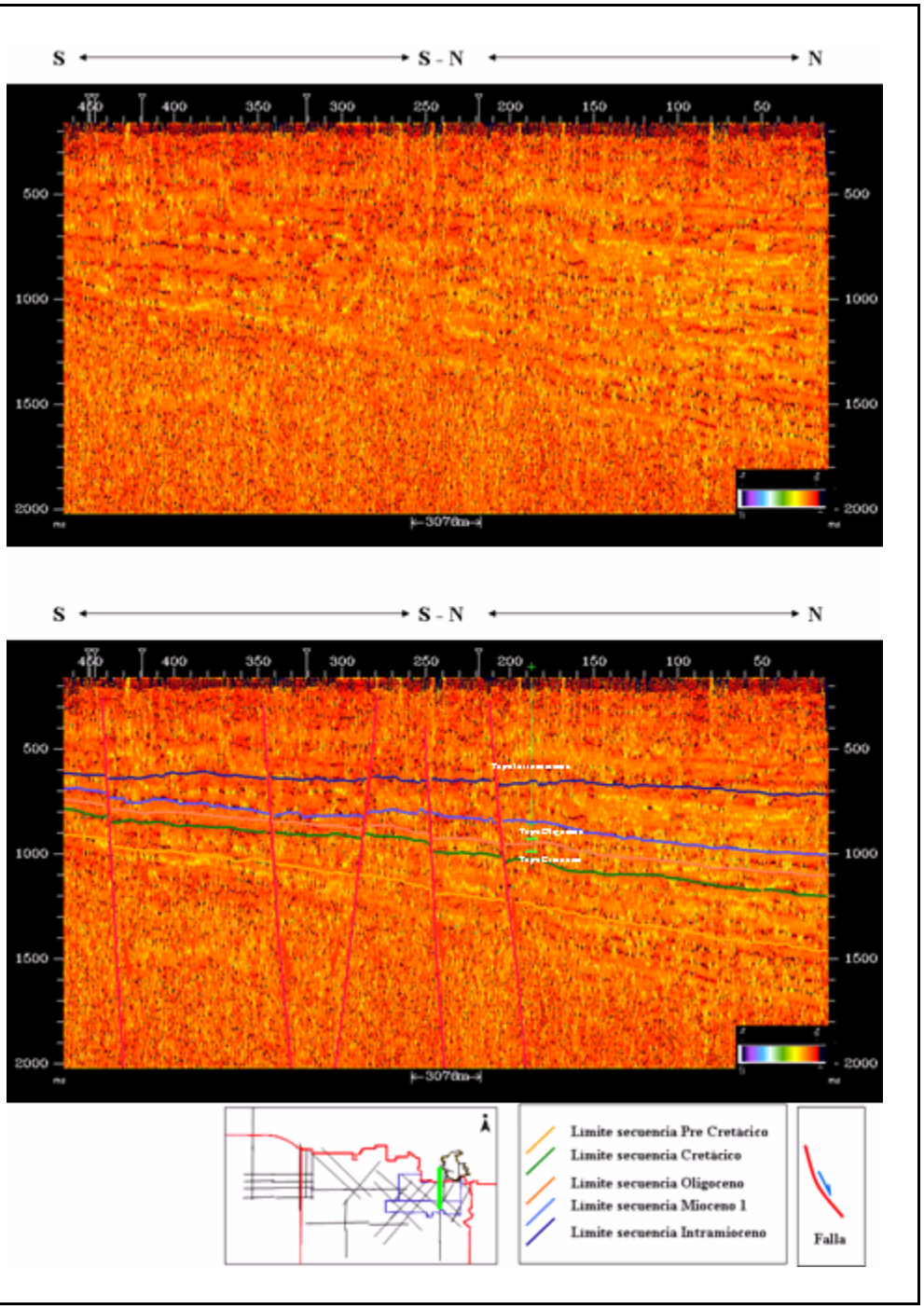


Gráfico 87. Atributo de frecuencia instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

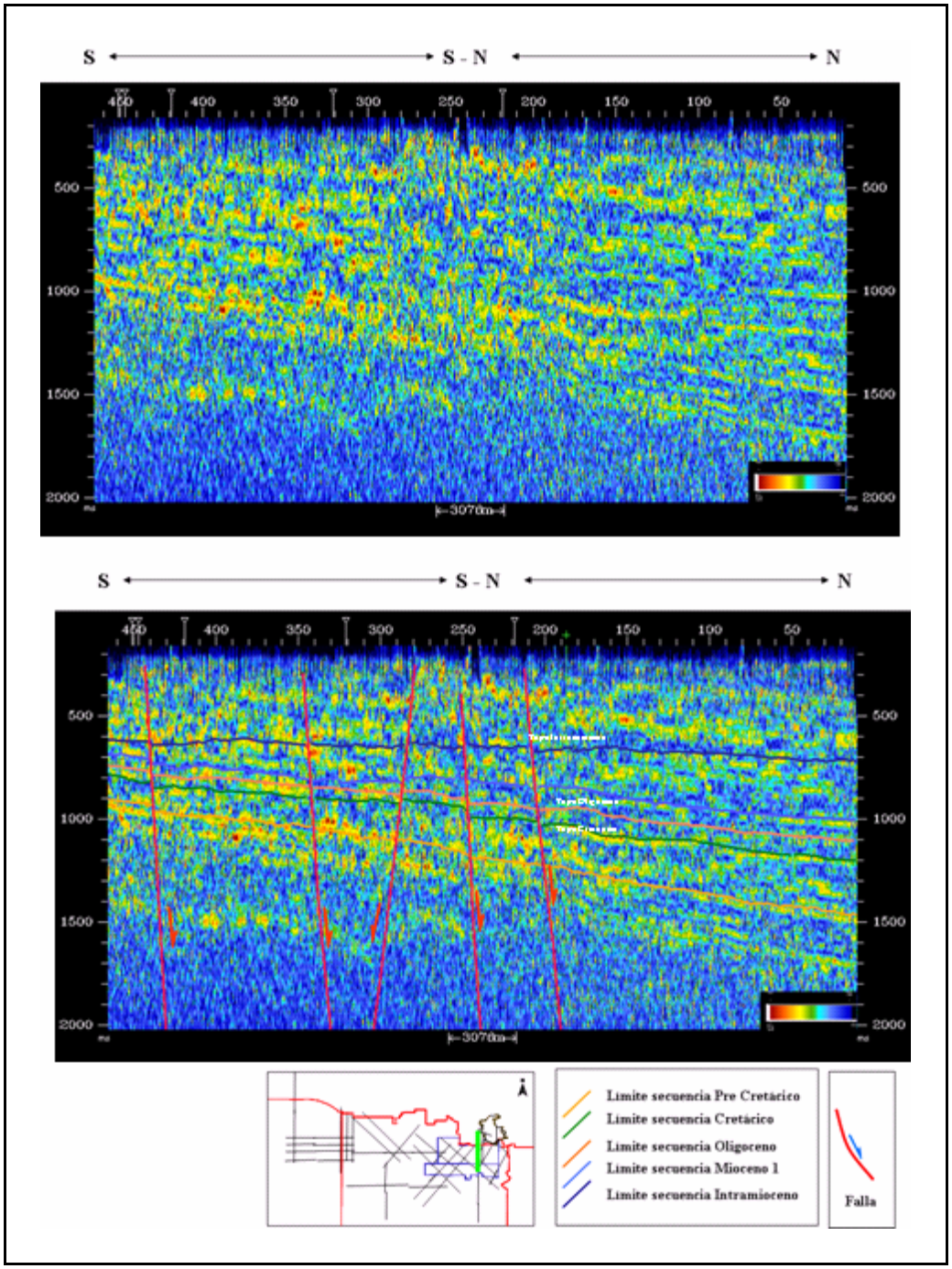


Gráfico 88. Atributo de amplitud instantánea aplicada a la línea sísmica norte del transecto sísmico A – A' sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

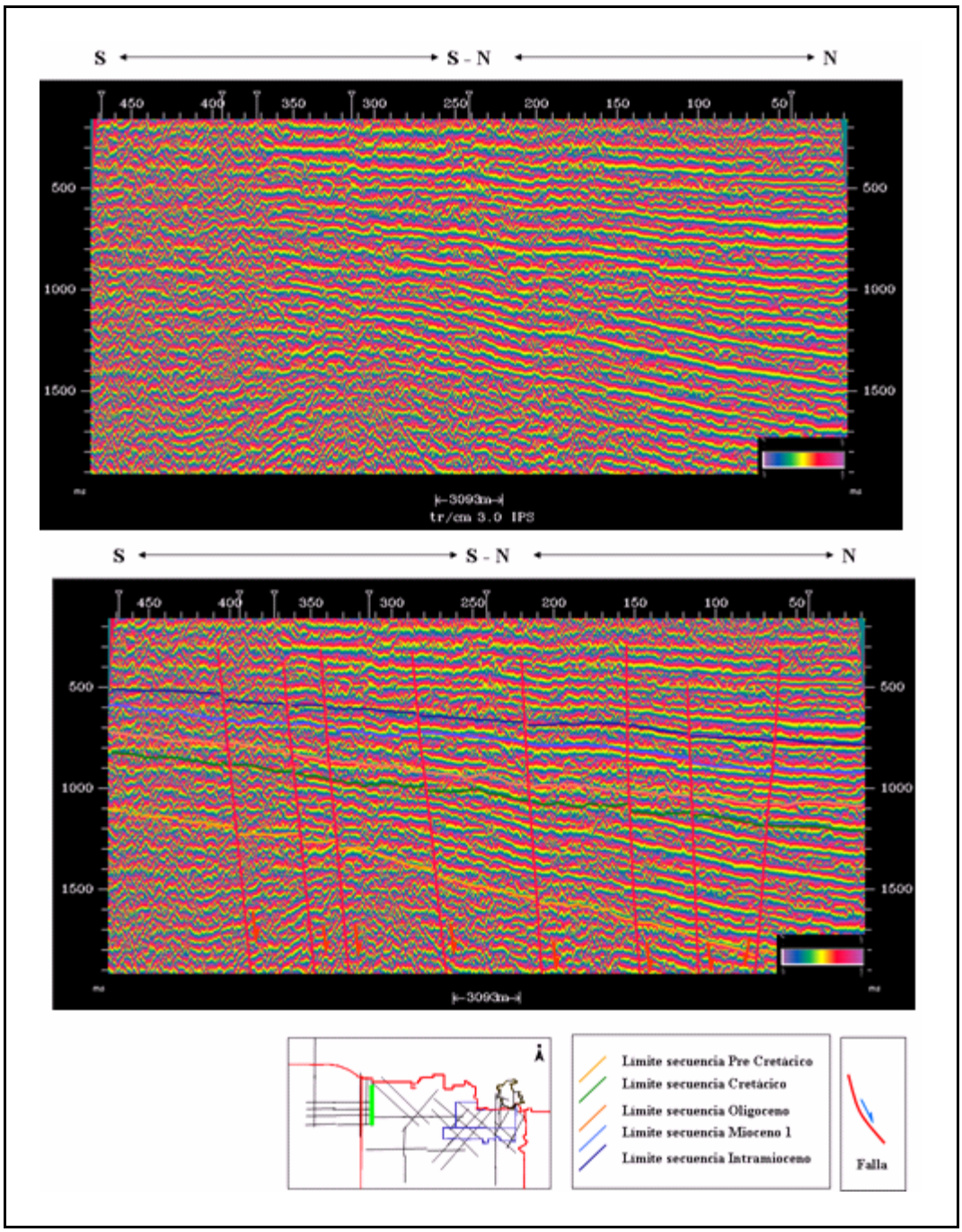


Gráfico 89. Atributo de fase instantánea aplicada al transecto sísmico G – G', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

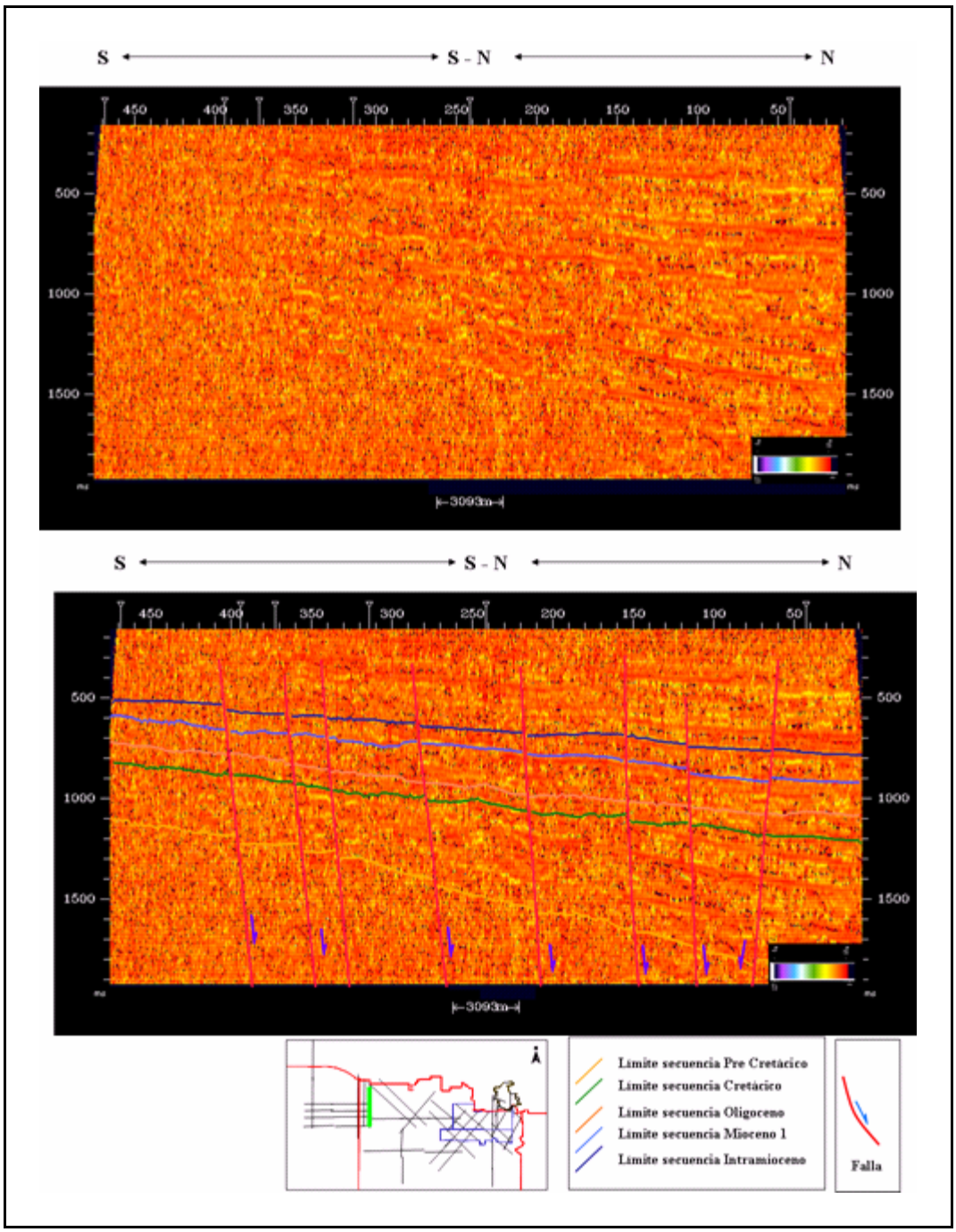


Gráfico 90. Atributo de frecuencia instantánea aplicada al transecto sísmico G – G', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

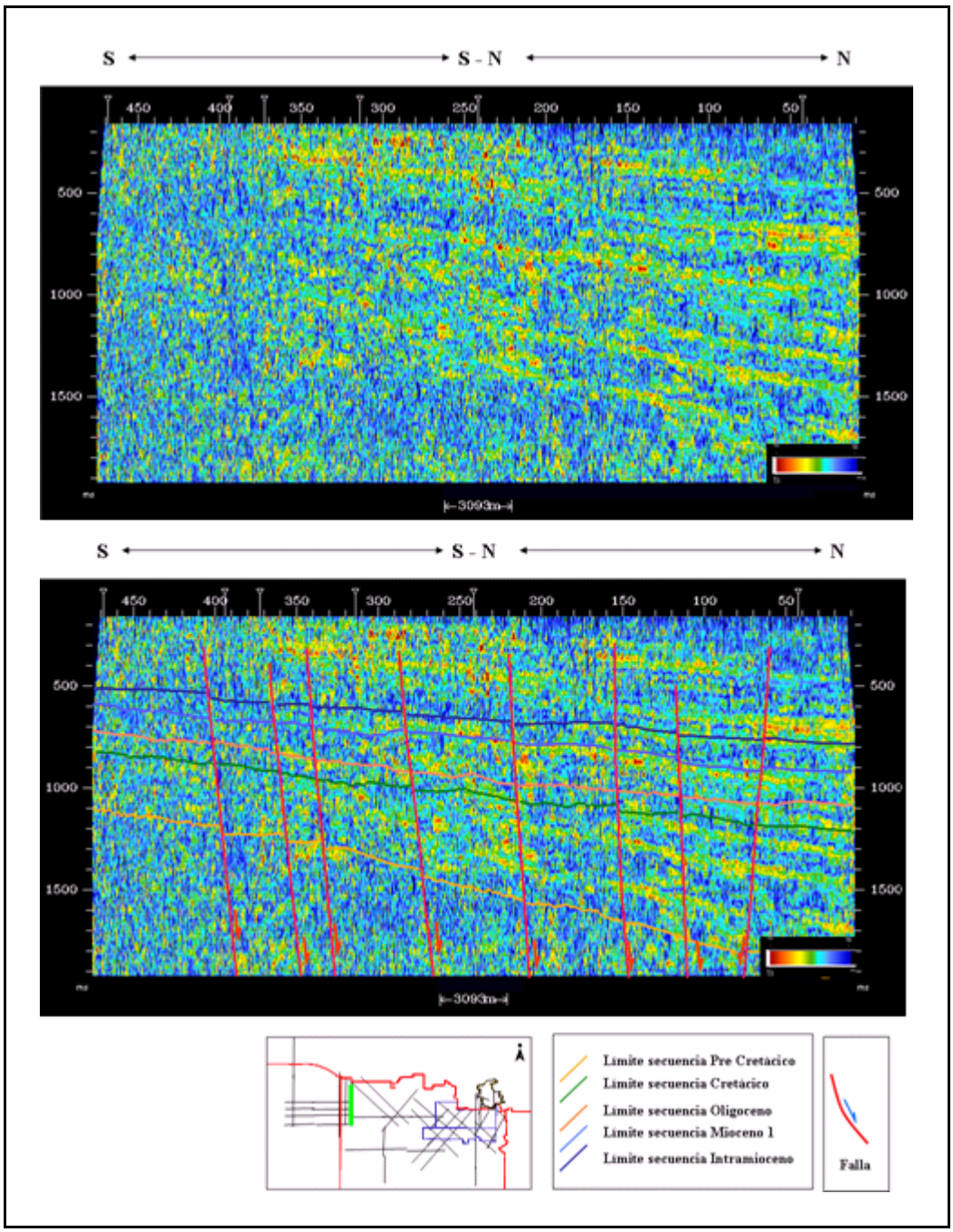


Gráfico 91. Atributo de amplitud instantánea aplicada al transecto sísmico G – G', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

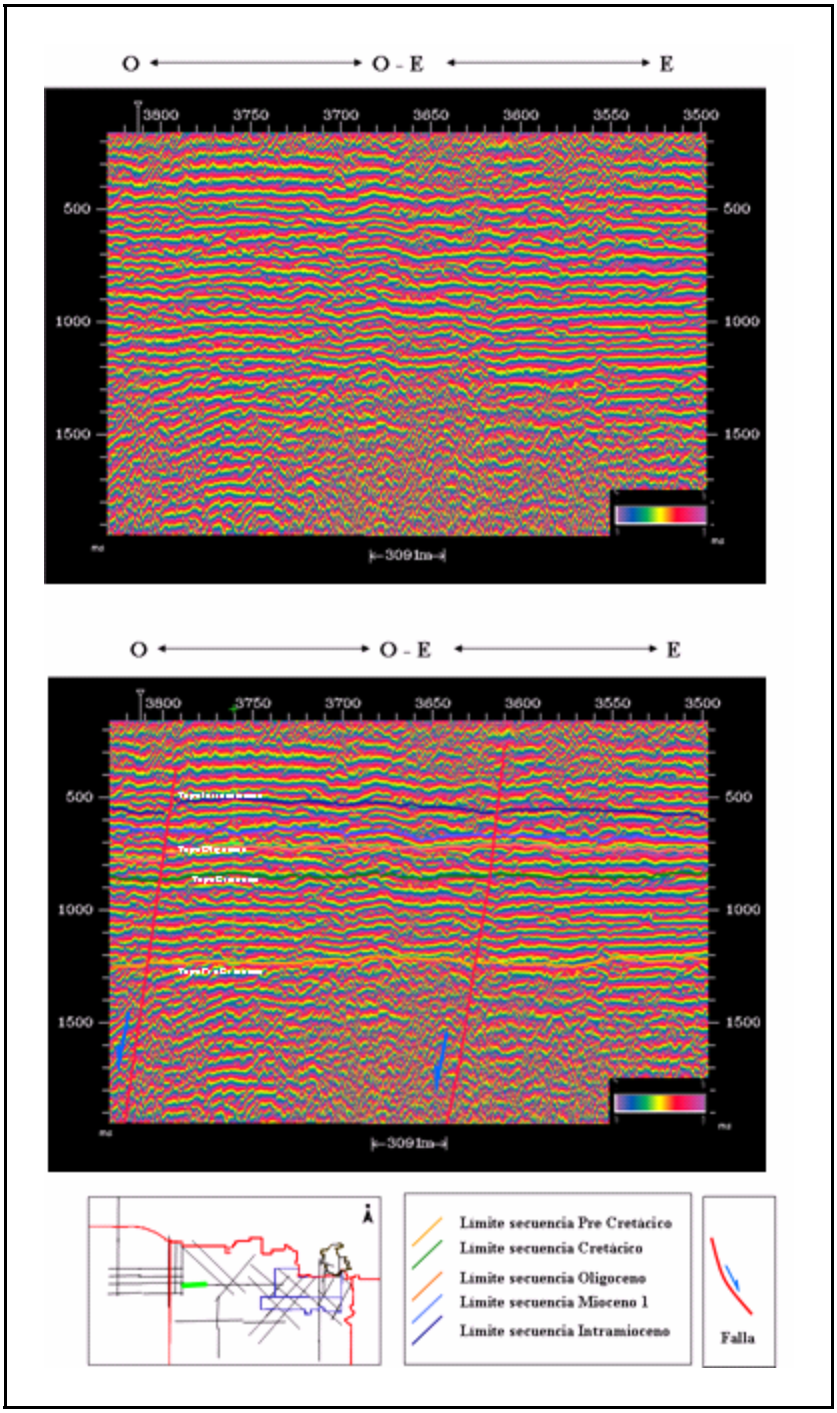


Gráfico 92. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

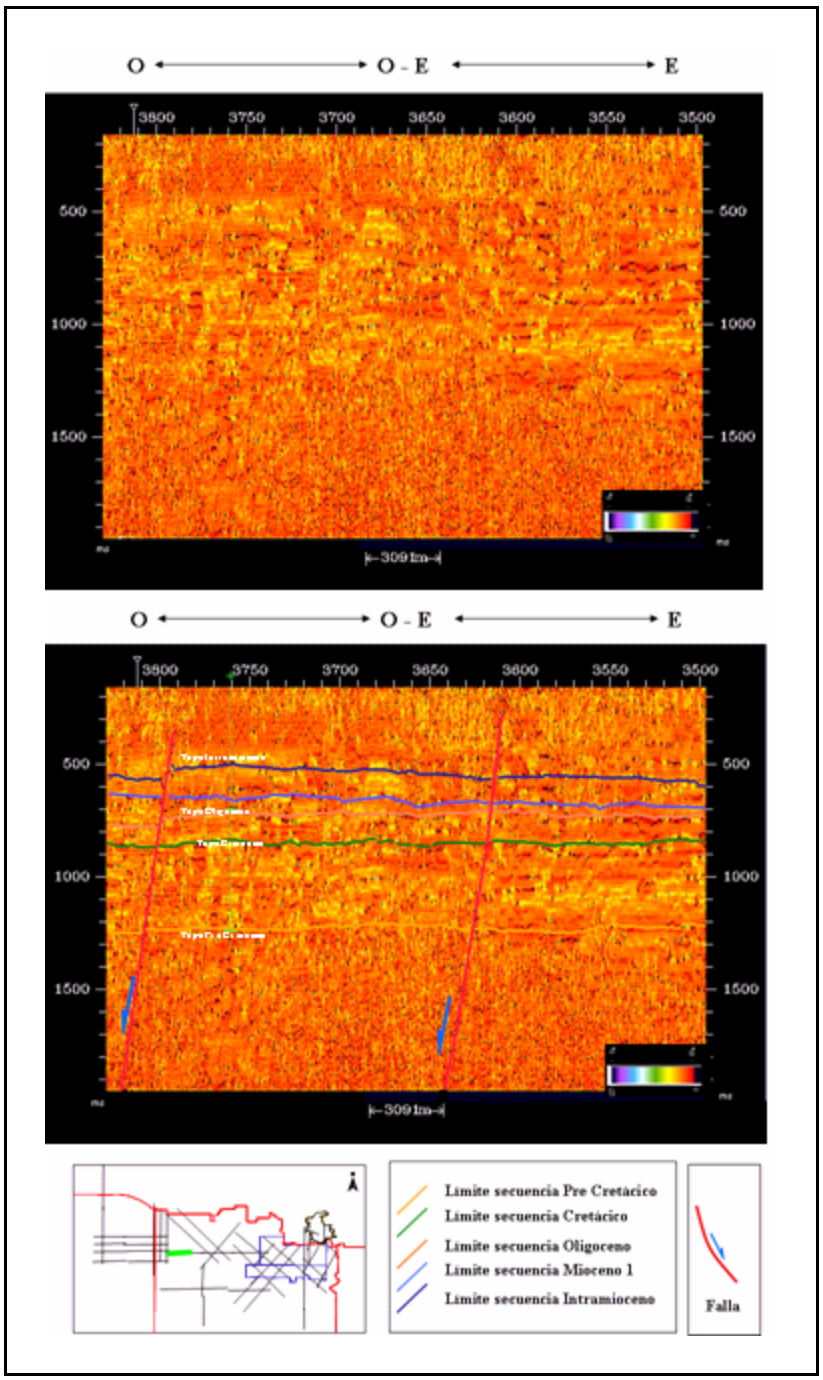


Gráfico 93. Atributo de frecuencia instantánea aplicada a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

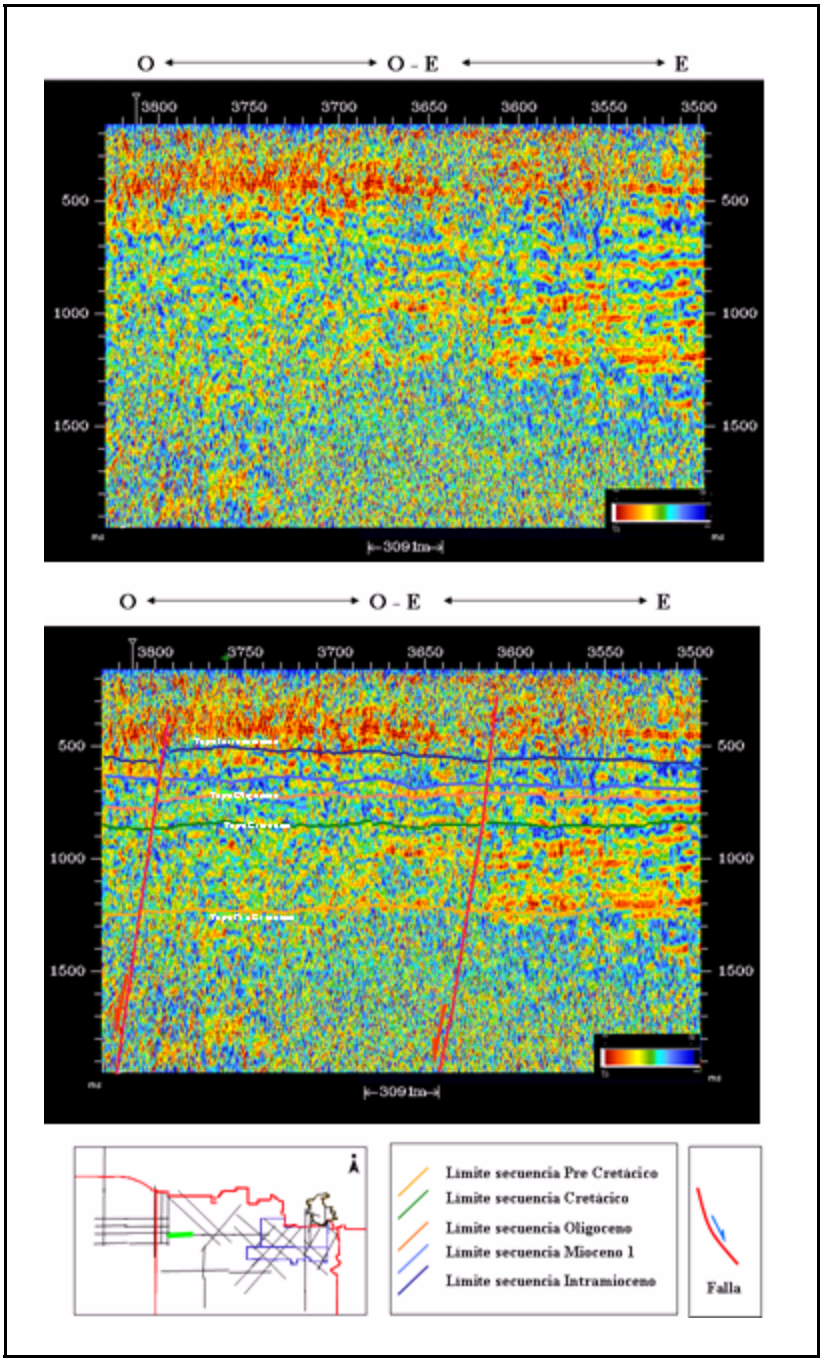


Gráfico 94. Atributo de amplitud instantánea aplicada a la línea sísmica oeste del transecto sísmico F – F', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

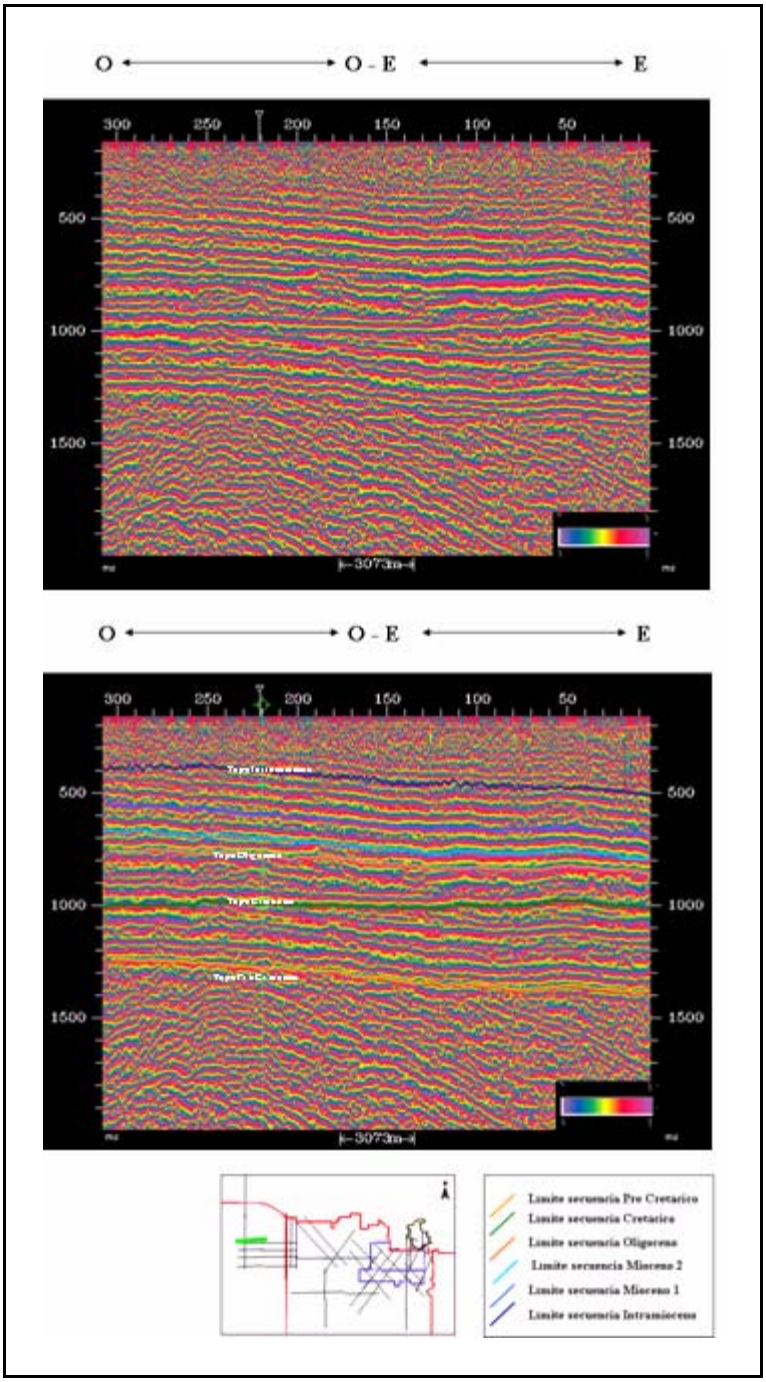


Gráfico 95. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica oeste del transecto sísmico H – H', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

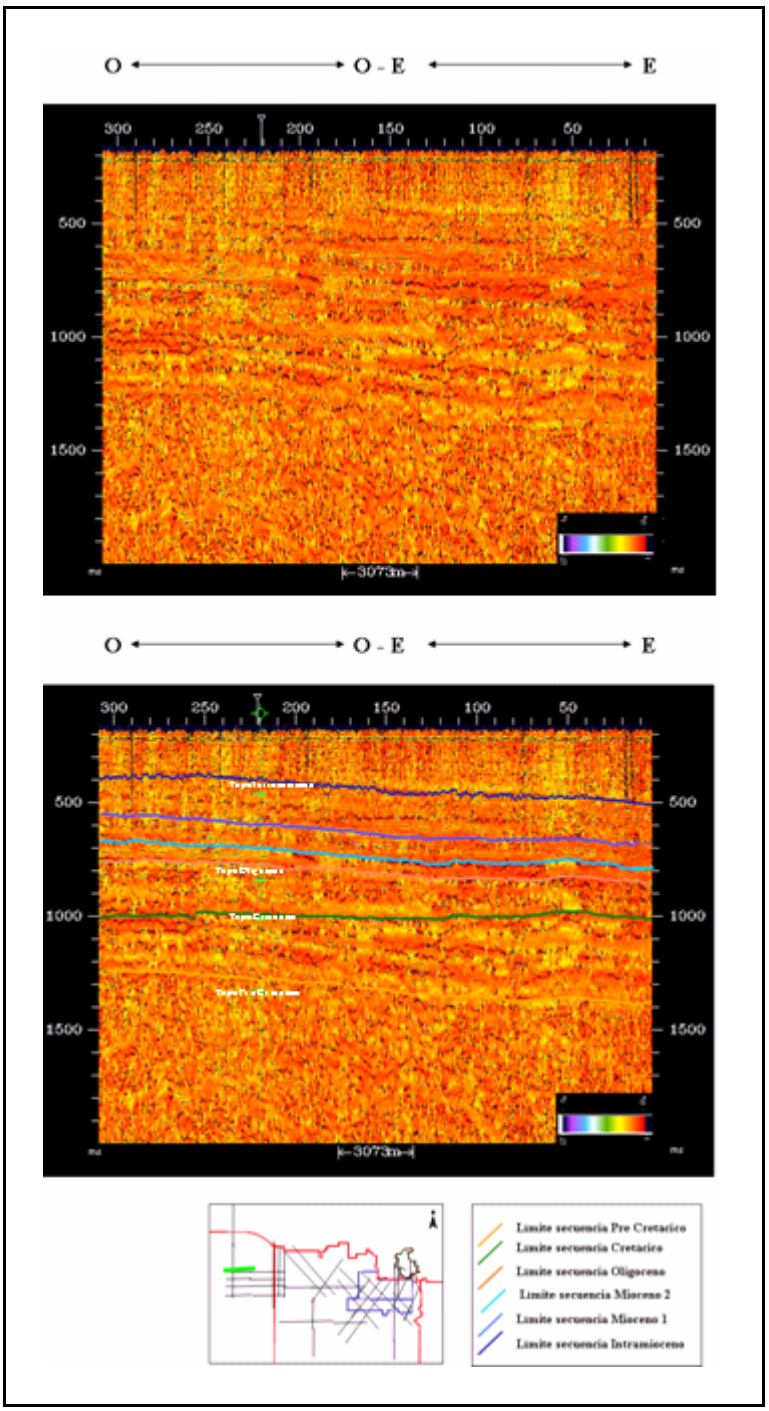


Gráfico 96. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica oeste del transecto sísmico H – H', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

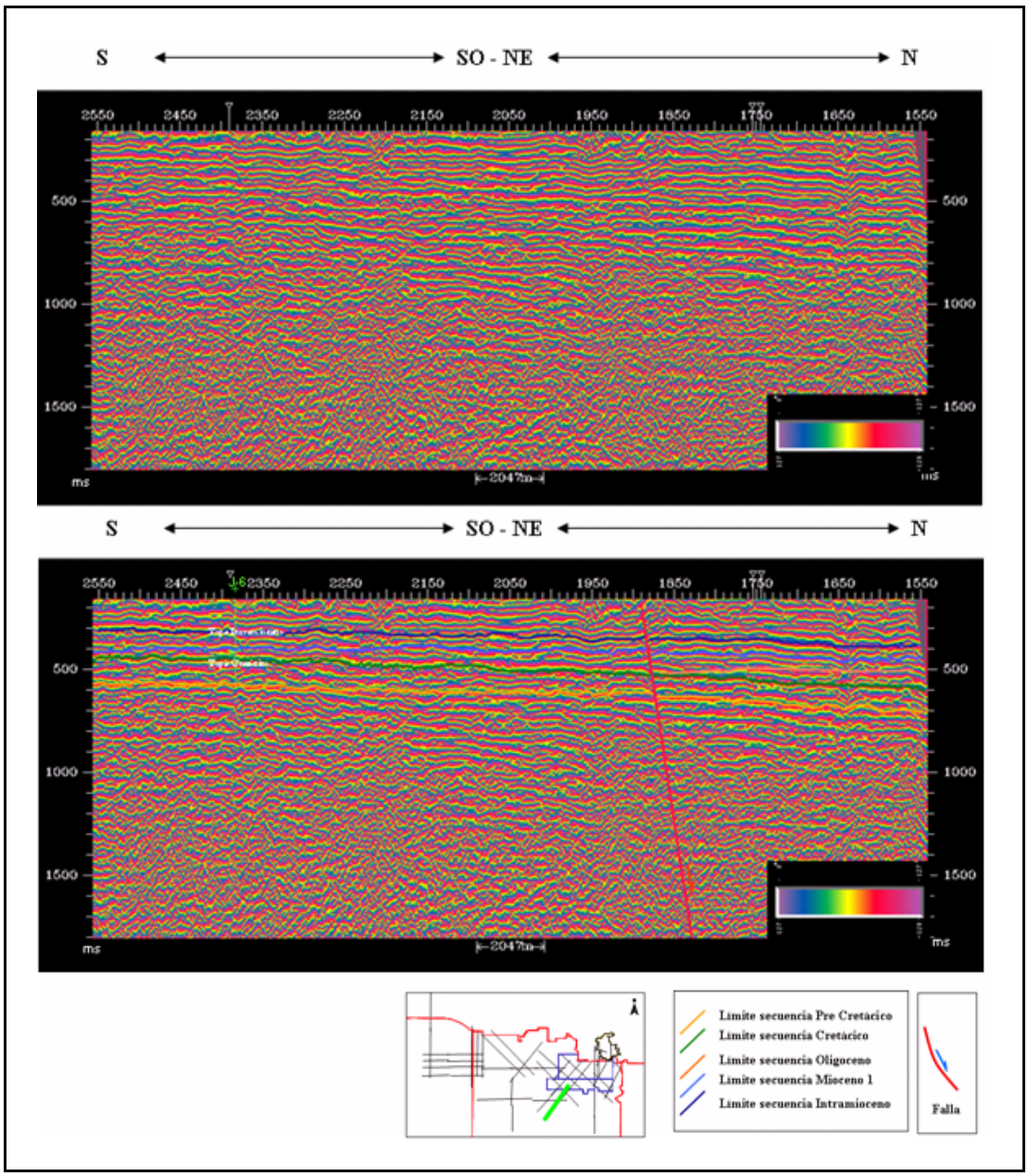


Gráfico 97. Atributo de fase instantánea aplicada a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

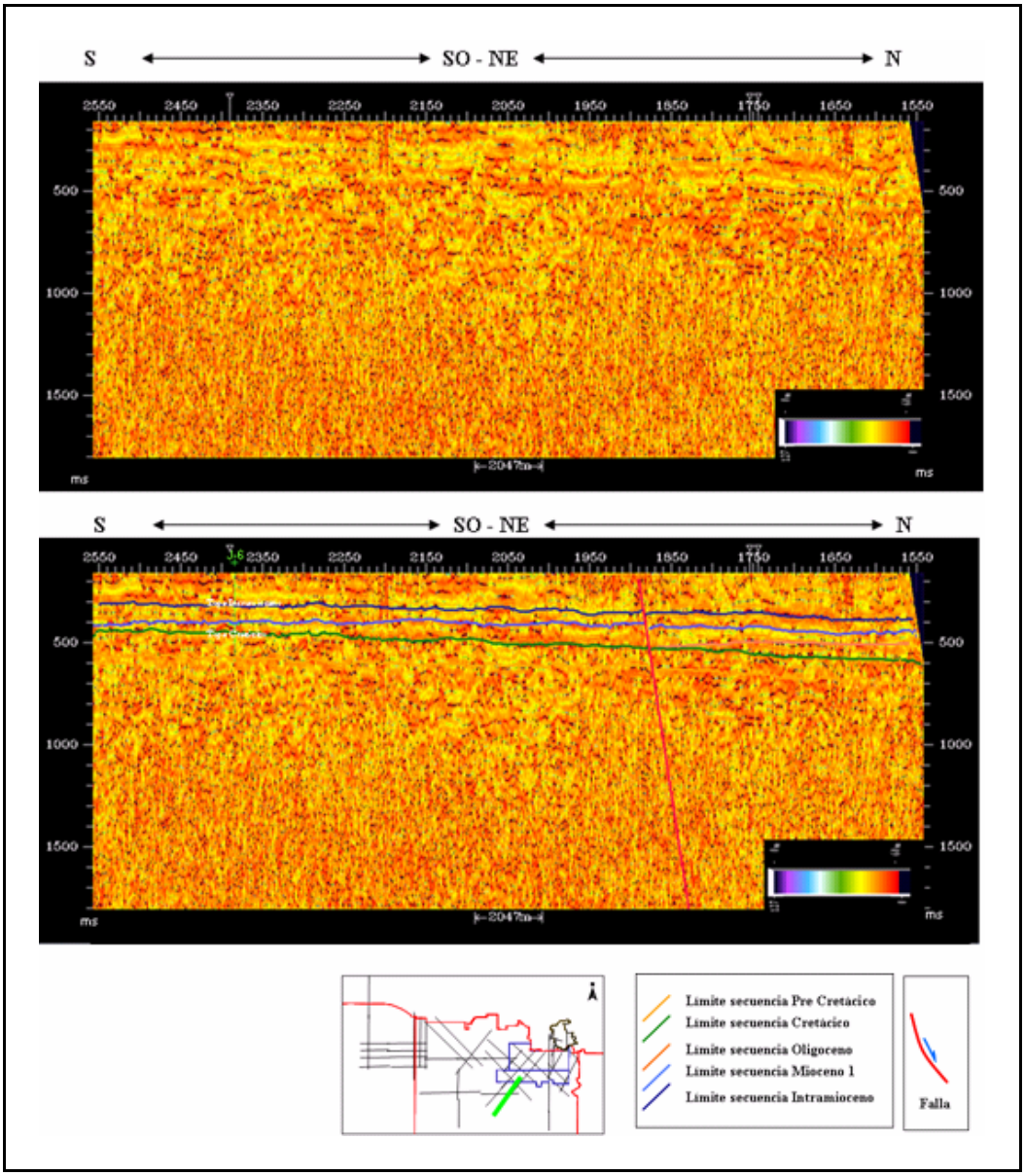


Gráfico 98. Atributo de frecuencia instantánea aplicada a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

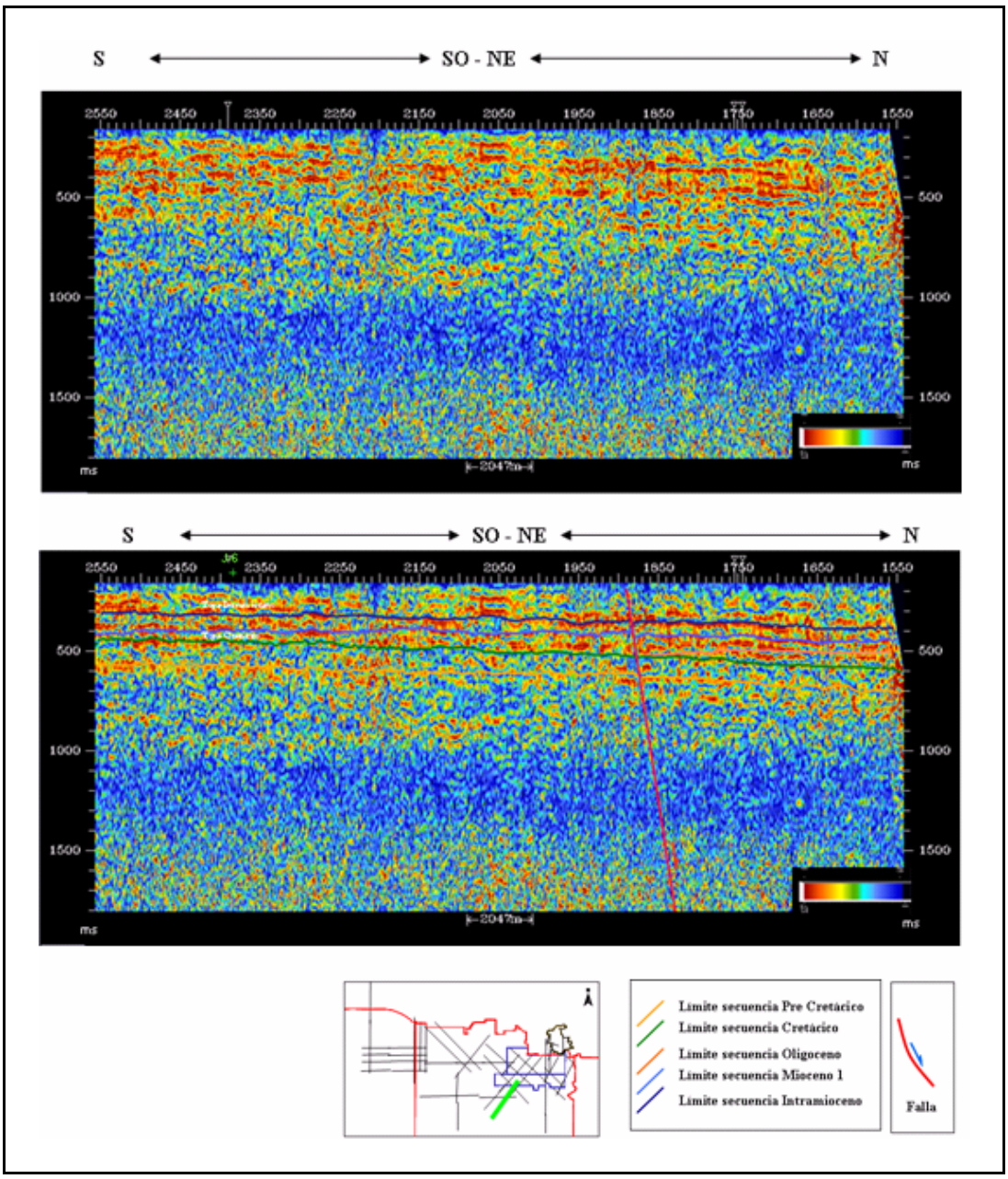


Gráfico 99. Atributo de amplitud instantánea aplicada a la línea sísmica suroeste del transecto sísmico C – C', sin interpretación (arriba) y con interpretación (abajo).

Horizontes sísmicos en perspectiva 3D

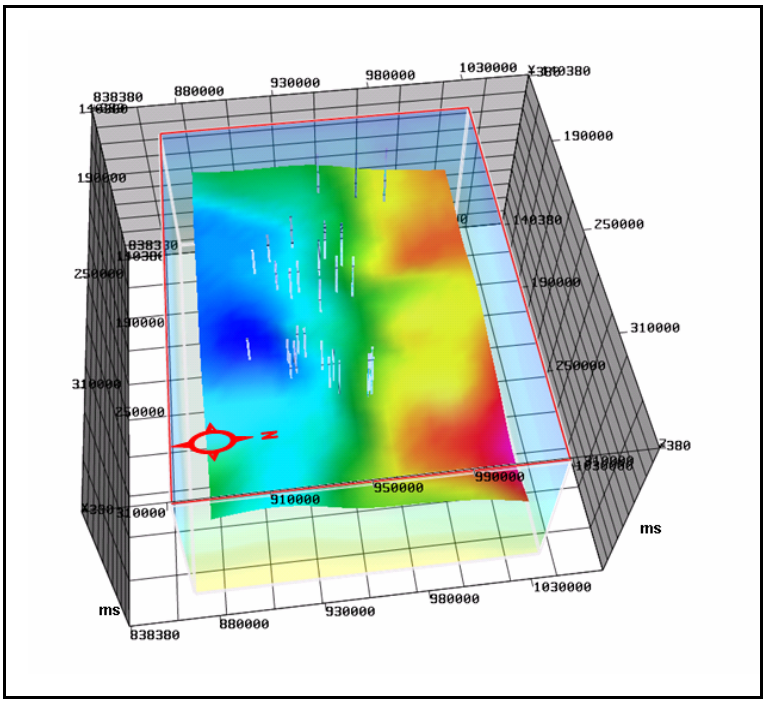


Gráfico 100. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Cretácico.

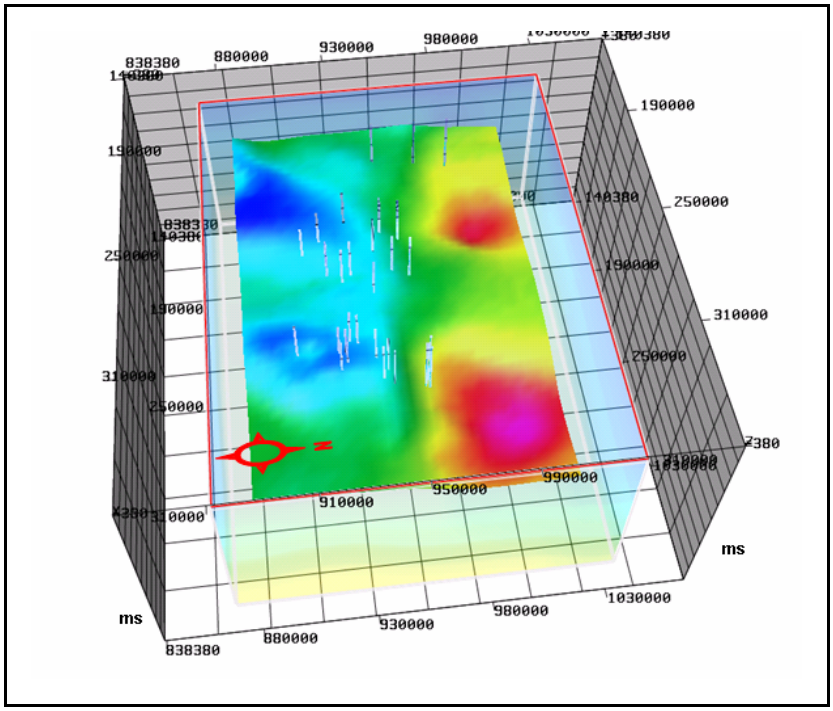


Gráfico 101. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Oligoceno.

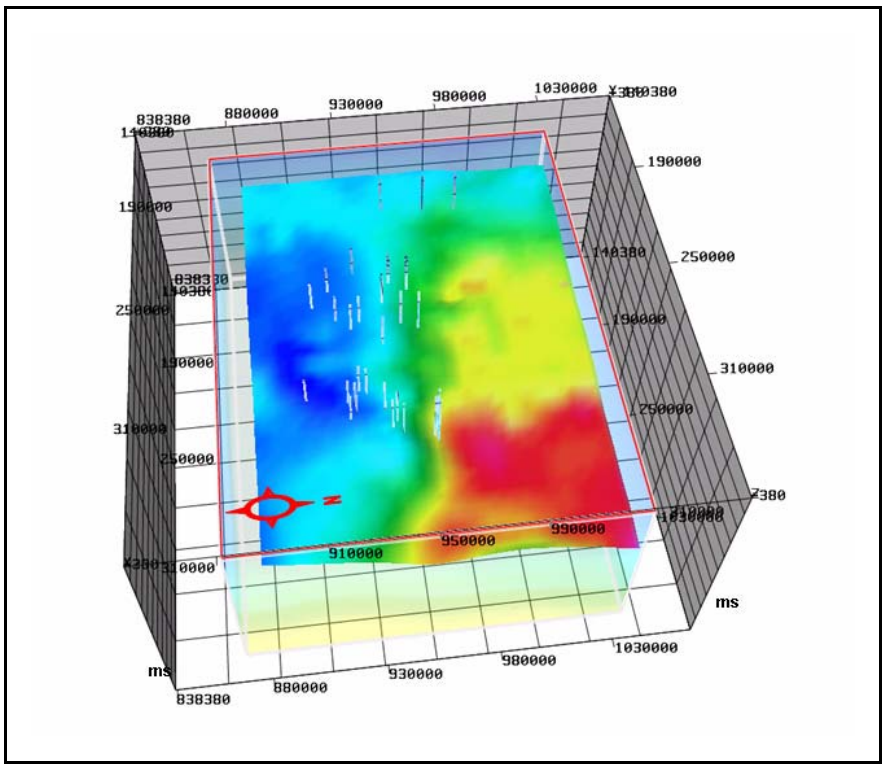


Gráfico 102. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Mioceno 1.

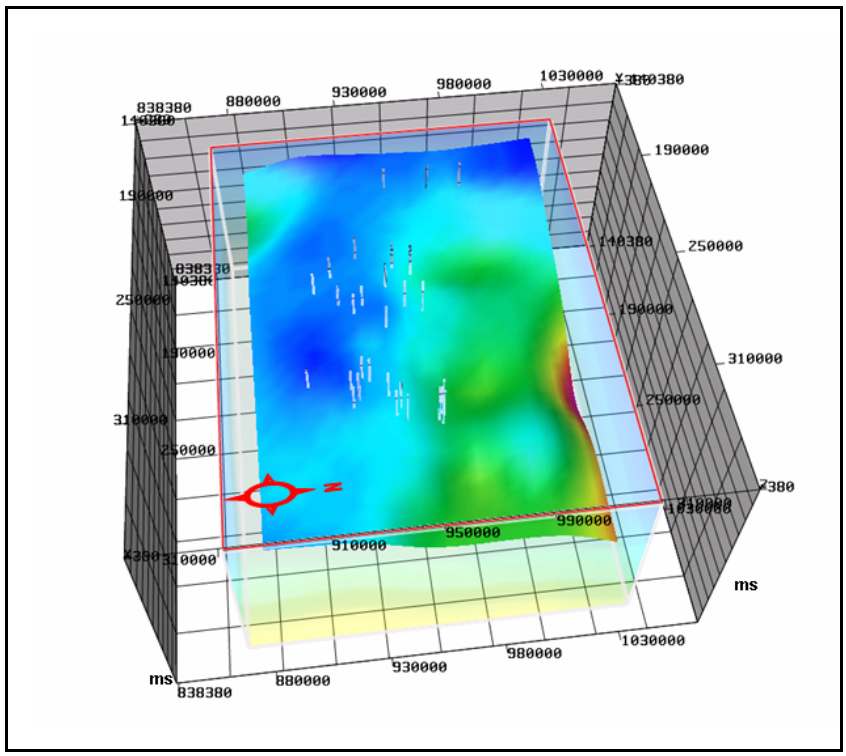


Gráfico 103. Perspectiva 3D de los horizontes sísmicos correspondiente al límite de secuencia del Intramioceno.

Espectro de amplitud de líneas sísmicas

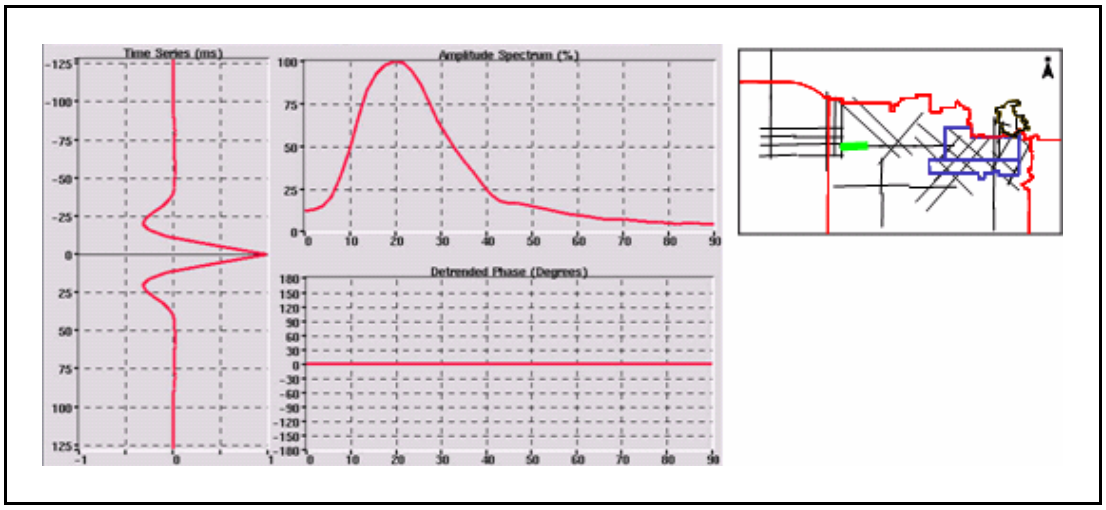


Gráfico 104. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica oeste del transecto F – F', perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación analógica y fuente sísmica Dinoseis.

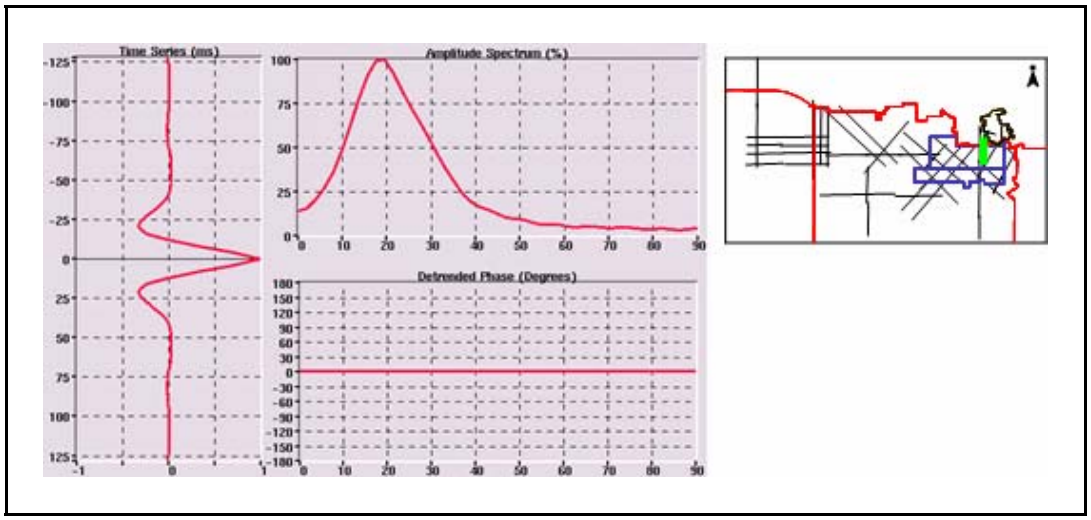


Gráfico 105. Espectro de amplitud y onda extraída para una línea sísmica perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación analógica y fuente sísmica Dinoseis.

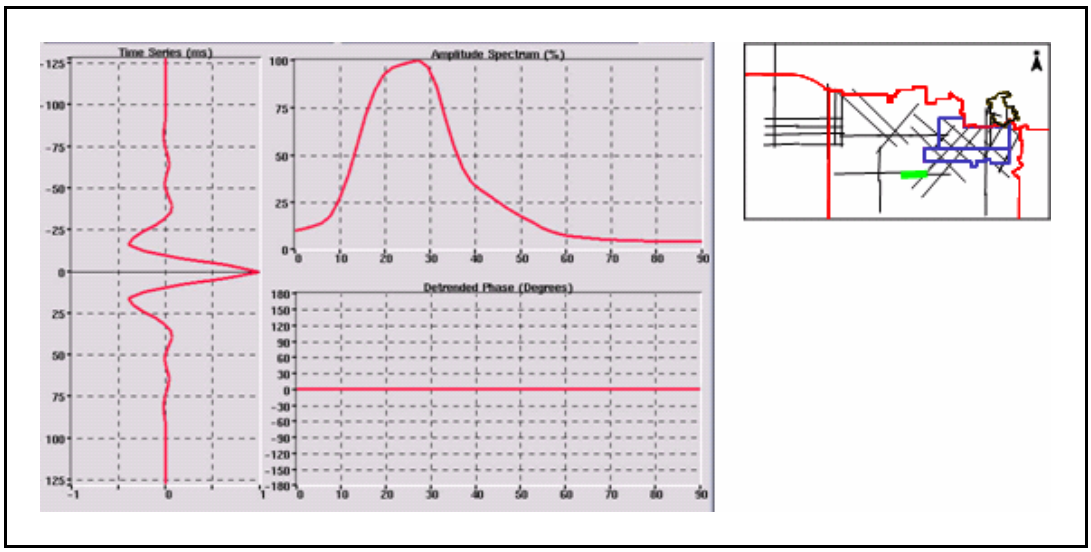


Gráfico 106. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica oeste del transecto D – D' perteneciente a la primera campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Dinoseis.

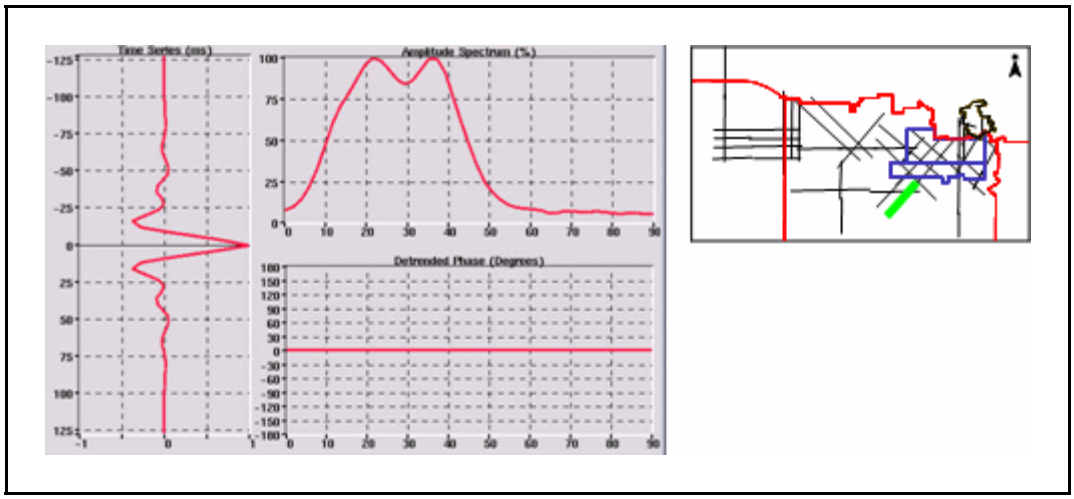


Gráfico 107. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica suroeste del transecto C – C' perteneciente a la segunda campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Vibraseis.

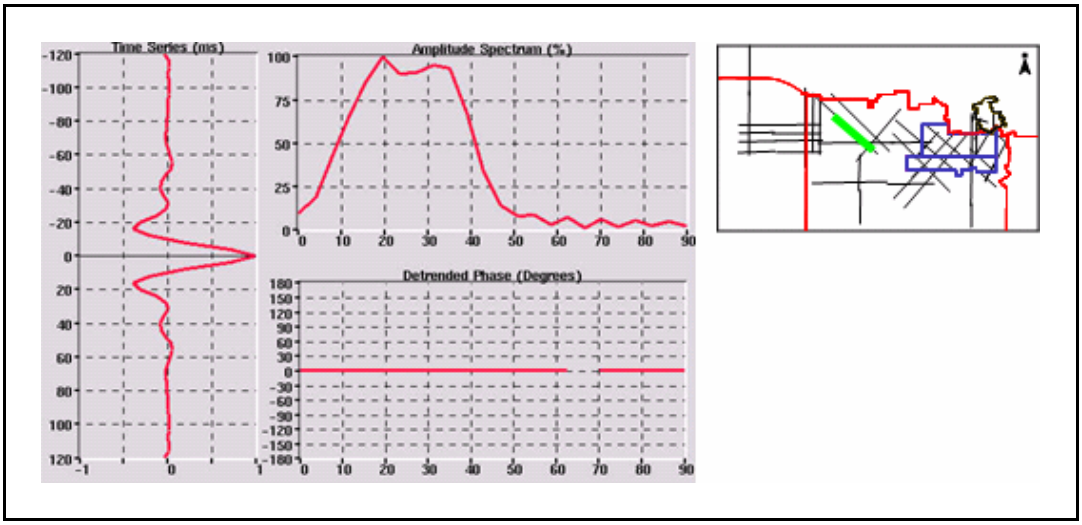


Gráfico 108. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica norte del transecto E – E' perteneciente a la segunda campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Vibraseis.

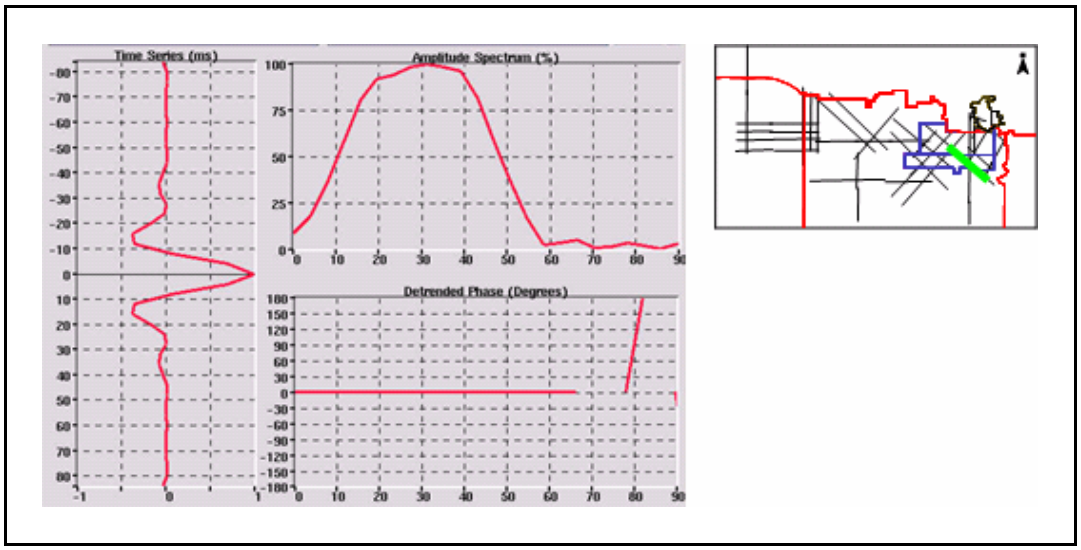


Gráfico 109. Espectro de amplitud y onda extraída para la línea sísmica sureste del transecto B – B' perteneciente a la segunda campaña de adquisición con grabación digital y fuente sísmica Vibraseis.