

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS CAIPE, TORUNOS Y OBISPO, EN LA CUENCA BARINAS-APURE

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Bachiller
Graterol Montoya, Israel José

Caracas, Julio de 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS CAIPE, TORUNOS Y OBISPO, EN LA CUENCA BARINAS-APURE

Tutor académico: Prof. Pedro León

Tutor industrial: Ing. Carlos Márquez

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Bachiller
Graterol Montoya, Israel José

Caracas, Julio de 2005

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Israel José Graterol Montoya, titulado:

“INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS CAIPE, TORUNOS Y OBISPO, EN LA CUENCA BARINAS-APURE”

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

Prof.

Jurado

Prof.

Jurado

Prof. Pedro León

Tutor Académico

Ing. Carlos Márquez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado en primer lugar a mis padres, Consuelo e Israel, por traerme al mundo y hacer de mi existencia una realidad, por ser el apoyo siempre presente en las acciones de mi vida y por ser el modelo de mis bases como ser humano.

A mis abuelos, Carmen y José, por el inmenso cariño que me han brindado y expresado incluso desde antes que mis recuerdos nacieran y por ser siempre vigilantes de mi formación moral y académica.

Este trabajo lo dedico también a mis tíos y tías (Omar, Behtsy y Criseida), por tenerme siempre tan alta estima y haber creído en mí.

A mi prima Yaidelis por ser la más querida y por elegirme como padrino de su hija, Britney, a quien también dedico este trabajo.

Con muy especial cariño este trabajo esta dedicado a mi primo Jesús Alexis porque donde quiera que se encuentre seguro se desempeña como ingeniero de las vidas de sus seres queridos.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme recibido en sus aulas, hacerme parte de ella y dejar en mí un legado invaluable de enseñanzas.

A PDVSA-INTEVEP por darme la oportunidad de recibir entrenamiento profesional del más alto nivel.

Al Ingeniero Carlos Márquez por su disposición y por su inconmensurable apoyo brindado como tutor de la investigación.

A mis compañeros de lucha Dixon, Julio, Ernesto, Asdrubal y Bladimir. Patria o muerte..!

A mi amiga Rosa Virginia Alfaro por su inmejorable, desinteresado y sincero apoyo en los pasos que precedieron esta investigación.

Graterol M., Israel J.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL Y
ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS CAIPE, TORUNOS Y
OBISPO, EN LA CUENCA BARINAS-APURE**

**Tutor académico: Prof. Pedro León. Tutor industrial: Ing. Carlos Márquez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2005, No de páginas 129.**

Palabras Clave: Interpretación-Sísmica-Estructural-Estratigrafica-Barinas

Resumen. La zona de estudio comprende una extensión aproximada de 275 km², que incluye a los campos Caípe, Torunos y Obispo. Esta zona está ubicada entre los meridianos 69° 54' 45.3'' W y 70° 7' 8.8'' W y los paralelos 8° 25' 26.3'' N y 8° 35' 10.3'' N en la región nor-occidental del Estado Barinas, a unos 30 Km al sureste de la ciudad de Barinas.

El objetivo general de la investigación es definir el marco estructural y estratigráfico del tope de las Formaciones Gobernador y Escandalosa en la Cuenca Barinas-Apure, Estado Barinas, definida para los campos antes mencionados. La interpretación de fallas se apoyó en atributos sísmicos como el Cubo de Coherencia y mapas de Coeficiente de Correlación de los horizontes interpretados.

Se elaboraron mapas estructurales en tiempo y en profundidad de los topes de las Formaciones Pagüey, Gobernador, Escandalosa "O", Escandalosa "P" y Escandalosa "R2", en estos se identificaron 4 grupos de fallas: fallas normales de rumbo N75E a este-oeste, fallas inversas de rumbo N70W, fallas normales de rumbo N50E y fallas inversas de rumbo N10E, las cuales se enmarcan en el modelo regional de la Cuenca Barinas-Apure.

Se presenta una descripción geológica estructural de los campos productores de la zona y se proponen tres áreas que estructuralmente muestran un posible interés prospectivo.

También se realizaron mapas de atributos sísmicos y de propiedades petrofísicas guiados con dichos atributos para evaluar características estratigráficas de los topes de Gobernador y Escandalosa “O”. De esto se obtuvo que el espesor de Masparrito (miembro calcáreo ubicado en el tope de Gobernador) aumenta hacia el oeste de la zona de estudio. Mientras que hacia la zona este del tope de Gobernador se interpretó lo que se cree es la expresión sísmica de lo que Bejarano (1999) describe como superficies de erosión incisas debidas a ríos entrelazados. Estos canales se extienden por aproximadamente 10 km, trayecto en el cual están interceptados por fallas; además tienen porosidades de entre 14% y 20%, lo cual les confiere un posible interés petrolífero.

INDICE

	Pág
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS	x
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1-Planteamiento del problema	1
1.2-Ubicación del área de estudio	2
1.3-Objetivos	3
1.3.1-Objetivo general	3
1.3.2-Objetivos específicos	3
1.4-Justificación	4
1.5-Trabajos previos	4
CAPITULO II: MARCO GEOLÓGICO	7
2.1-Generalidades	7
2.2-Evolución tectónica de la Cuenca Barinas-Apure	8
2.3-Estratigrafía de la Cuenca Barinas-Apure	10
2.4-Descripción de las formaciones de interés para la investigación	10
2.4.1-Formación Escandalosa (Cenomaniense a Turoniense)	10
2.4.2-Formación Gobernador (Eoceno medio)	11
2.4.3-Formación Pagüey (Eoceno medio)	14
2.5-Asociaciones de facies para la Formación Gobernador (Eoceno medio)	15
CAPITULO III: MARCO TEÓRICO	16
3.1-Interpretación Sísmica Estructural	16
3.1.1-Calibración sísmica-pozo	16
3.1.2-Interpretación de horizontes	17
3.1.3-Interpretación de fallas	18
3.1.3.1-Cubo de Coherencia	18
3.1.3.2-Coeficiente de Correlación	20

	Pág
3.1.4-Mapas estructurales en tiempo	20
3.1.5-Conversión tiempo-profundidad	20
3.1.6-Mapas estructurales en profundidad	21
3.2-Estratigrafía Sísmica	21
3.2.1-Secuencia depositacional en la sísmica	21
3.2.2-Análisis de facies sísmicas	22
3.3-Canales y valles	25
3.4-Atributos sísmicos	26
3.4.1-Atributos instantáneos	27
3.4.2-Atributos interválicos	27
3.4.3-Atributos volumétricos	29
3.5-Resolución sísmica vertical	29
3.6-Estudio petrofísico	31
3.6.1-Propiedades físicas medidas	31
3.6.2-Propiedades petrofísicas	32
3.6.2.1-Volumen de arcilla (Vsh)	32
3.6.2.2-Saturación de agua (Sw)	32
3.6.2.3-Saturación de agua irreducible (Swi)	33
3.6.2.4-Saturación de agua en formaciones arcillosas (Sw)	33
3.6.2.5-Parámetros de corte	34
3.6.2.6-Arena Neta (AN)	34
3.6.2.7-Arena Neta Petrolífera (ANP)	35
3.6.2.8-Caliza neta (CN)	35
3.6.2.9-Caliza Neta Petrolífera CNP)	35
3.6.2.10-Porosidad (ϕ)	35
3.6.2.11-Permeabilidad	36
3.6.2.12-Resistividad	37
3.6.3-Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales	37
3.6.3.1-Potencial espontáneo (SP)	38
3.6.3.2-Rayos gamma (Gamma Ray)	38

	Pág
3.6.4-Registros de resistividad	39
3.6.4.1-Perfil de inducción (ILD)	40
3.6.4.2-Herramienta de densidad compensada (FDC)	40
3.6.4.3-Perfil neutrónico (CNL)	40
3.6.4.4-Perfil de litodensidad (LDT)	41
3.7-Regresión lineal	41
CAPITULO IV: METODOLOGÍA	44
4.1-Revisión bibliográfica	45
4.2-Carga de datos	45
4.3-Visualización de datos	47
4.4-Elaboración de los sismogramas sintéticos	47
4.5-Interpretación de horizontes	50
4.6-Interpretación de fallas	52
4.7-Elaboración de los mapas estructurales en tiempo	57
4.8-Elaboración del modelo de velocidades	62
4.9-Mapas estructurales en profundidad	63
4.10-Resolución sísmica vertical	63
4.11-Interpretación estratigráfica de líneas sísmicas	64
4.12-Elaboración de mapas de atributos sísmicos	65
4.13-Evaluación petrofísica	66
4.14-Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos	68
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	69
5.1-Interpretación estructural	69
5.1.1-Mapas estructurales en profundidad	69
5.1.2-Secciones sísmicas	77
5.2-Interpretación estratigráfica	84
5.2.1-Secciones sísmicas	84
5.2.2-Mapas de atributos sísmicos	87

	Pág
5.2.3-Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos	95
5.2.3.1-Litozona de Gobernador	95
5.2.3.2-Litozona de Escandalosa “O”	103
SUMARIO Y RECOMENDACIONES	106
APÉNDICE	114
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	126

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS

	Pág
Gráfico 1. Mapa de ubicación del área de estudio	3
Gráfico 2. Ubicación de la Cuenca Barinas	7
Gráfico 3. Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas-Apure (Modificado de Parnaud et al., 1995).	9
Gráfico 4. Columna estratigráfica del área de Barinas (Modificado de Parnaud et al., 1995).	12
Gráfico 5. Asociación de facies en el Eoceno medio Formación Gobernador y Miembro Masparrito, Bejarano (1999)	15
Gráfico 6. Análogos geológicos para la sedimentación de la Formación Gobernador y su miembro Masparrito, Bejarano (1999)	15
Gráfico 7. Generación de un sismograma sintético	17
Gráfico 8. Esquema de correlación para el Cubo de Coherencia	18
Gráfico 9. Efecto del plano de falla en la coherencia	19
Gráfico 10. Terminaciones sísmicas en la secuencia depositacional	22
Cuadro 1. Significado geológico de las terminaciones sísmicas	22
Gráfico 11. Análisis de configuración interna	23
Gráfico 12. Forma externa de las reflexiones, modificado de Mari (1999)	24
Gráfico 13. Modelo conceptual de corte de canal por planos de falla, Márquez et al. (1999)	26
Gráfico 14. Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento. Tomado de Chen et al. (1997)	29
Gráfico 15. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.	30
Gráfico 16. Ley de Darcy y su representación esquemática	36
Gráfico 17. Aproximación a tres puntos. (Henríquez, 2000)	42
Gráfico 18. Esquema de la metodología de trabajo	44
Cuadro 2. Inventario de los registros de pozo	45
Gráfico 19. Cubo sísmico post-apilamiento	46
Gráfico 20. Sismograma sintético del pozo TOR-2E	48

	Pág
Gráfico 21. Sismograma sintético del pozo CAI-9	49
Gráfico 22. Sección sísmica “Xline” con los horizontes creados	50
Gráfico 23. Horizontes creados en tiempo	51
Gráfico 24. Cubo de Coherencia	52
Gráfico 25. “Time slice” del Cubo de Coherencia a los 2304 ms. Izquierda sin fallas interpretadas, derecha con fallas interpretadas	53
Gráfico 26. Mapas de Coeficiente de Correlación	54
Gráfico 27. Sección sísmica “Inline” con cruces de fallas interpretadas en “time slices” del Cubo de Coherencia.	55
Gráfico 28. Sección sísmica “Inline” con fallas interpretadas	55
Gráfico 29. Contactos de falla en sección sísmica “Inline” (izquierda) y en el horizonte Gobernador en tiempo (derecha).	56
Gráfico 30. Polígonos de falla sobre el horizonte Gobernador en tiempo	57
Gráfico 31. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Pagüey	58
Gráfico 32. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Gobernador	59
Gráfico 33. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa “O”	60
Gráfico 34. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa “P”	61
Gráfico 35. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa “R2”	61
Gráfico 36. Modelo de velocidades. Sección que contiene al pozo TOR-2E	62
Gráfico 37. Frecuencia vs Energía	64
Cuadro 3. Resolución sísmica vertical por intervalos	64
Cuadro 4. Atributos sísmicos calculados para las formaciones Gobernador y Escandalosa “O”	65
Cuadro 5. Parámetros de corte	66
Gráfico 38. Litozonas de Gobernador y Escandalosa “O”	67
Gráfico 39. Propiedades petrofísicas para la litozona de Gobernador	67
Gráfico 40. Propiedades petrofísicas para la litozona de Escandalosa “O”	67
Gráfico 41. Matriz de calidad para la litozona de Gobernador	68
Gráfico 42. Matriz de calidad para la litozona de Escandalosa “O”	68
Gráfico 43. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Pagüey	69

	Pág
Gráfico 44. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Gobernador	70
Gráfico 45. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “O”	71
Gráfico 46. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “P”	72
Gráfico 47. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “R2”	73
Gráfico 48. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas, tope de la Fm. Gobernador	75
Gráfico 49. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas, tope de la Fm. Escandalosa “O”	75
Gráfico 50. Sección sísmica de rumbo N60W	77
Gráfico 51. Sección sísmica “A” de rumbo N35E	78
Gráfico 52. Sección sísmica “B” de rumbo N35E	79
Gráfico 53. Sección sísmica “Inline” de la trampa del pozo CAI-1X	79
Gráfico 54. Sección sísmica “Xline” de la trampa del pozo TOR-2E	80
Gráfico 55. Sección sísmica “Xline” de la trampa de los pozos TOR-1X, TOR- 5, TOR-8, TOR-10	81
Gráfico 56. Sección sísmica “Xline” de la trampa del pozo TOR-7	82
Gráfico 57. Sección sísmica “Xline” de la trampa del pozo OBI-1X	
Gráfico 58. Sección sísmica de rumbo N83E del área 1	83
Gráfico 59. Sección sísmica de rumbo N83E del área 2	
Gráfico 60. Sección sísmica de rumbo N60E del área 3	83
Gráfico 61. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3505	84
Gráfico 62. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3542	85
Gráfico 63. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3393	86
Gráfico 64. Mapa de Amplitud del tope de la Formación Gobernador, atributo instantáneo	87
Gráfico 65. Mapa de Amplitud Pico Promedio del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	88

	Pág
Gráfico 66. Mapa de Coeficiente de Correlación del tope de la Formación Gobernador, atributo instantáneo	89
Gráfico 67. Mapa de Asimetría del Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	91
Gráfico 68. Canales interpretados en el mapa de Asimetría del Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador	91
Gráfico 69. Mapa de Amplitud del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo instantáneo	93
Gráfico 70. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo instantáneo	93
Gráfico 71. Mapa de Coeficiente de Correlación del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo instantáneo	94
Gráfico 72. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador	96
Gráfico 73. Mapa de Espesor Total guiado con la Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador	96
Gráfico 74. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador	98
Gráfico 75. Mapa de Arena Neta guiado con la Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador	99
Gráfico 76. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Longitud del Arco Sísmico, Litozona Gobernador	100
Gráfico 77. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con la Longitud del Arco Sísmico, tope Fm. Gobernador	100
Gráfico 78. Coeficiente de Regresión entre Porosidad y la amplitud, Litozona Gobernador	102
Gráfico 79. Mapa de Porosidad guiado con amplitud, tope Fm. Gobernador	102
Gráfico 80. Coeficiente de Regresión entre Caliza Neta e Intensidad de la Reflexión Integrada, Litozona Escandalosa “O”	104
Gráfico 81. Mapa de Caliza Neta guiado con Intensidad de la Reflexión Integrada, Fm. Escandalosa “O”	104

	Pág
Gráfico 82. Mapa de Diferencia de Amplitud del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	114
Gráfico 83. Mapa de Energía Sísmica Promedio del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	115
Gráfico 84. Mapa de Duración Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	115
Gráfico 85. Mapa de Longitud del Arco Sísmico del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico	116
Gráfico 86. Mapa de Frecuencia Instantánea del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo instantáneo	116
Gráfico 87. Mapa de Energía Sísmica Promedio del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico	117
Gráfico 88. Mapa de Heterogeneidad de la Amplitud Sísmica del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico	117
Gráfico 89. Mapa de intensidad de reflexión integrada del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico	118
Gráfico 90. Mapa de Longitud del Arco Sísmico del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico	118
Gráfico 91. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y amplitud, Litozona Gobernador	119
Gráfico 92. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y Diferencia de Amplitud, Litozona Gobernador	119
Gráfico 93. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador	120
Gráfico 94. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Coeficiente de Correlación, Litozona Gobernador	120
Gráfico 95. Coeficiente de Regresión entre Fracción de Arena y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador	121
Gráfico 96. Coeficiente de Regresión entre Porosidad y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador	121

	Pág
Gráfico 97. Mapa de Espesor Total guiado con Amplitud, tope Fm. Gobernador	120
Gráfico 98. Mapa de Espesor Total guiado con Diferencia de Amplitud, tope Fm. Gobernador	121
Gráfico 99. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador	121
Gráfico 100. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con Coeficiente de Correlación, tope Fm. Gobernador	122
Gráfico 101. Mapa de Fracción de Arena guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador	122
Gráfico 102. Mapa de Porosidad guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador	123

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La interpretación sísmica hoy en día es vital en la exploración de hidrocarburos, ya que permite ubicar los yacimientos y definirlos, en gran medida, en cuanto a forma se refiere. Esta investigación está centrada en realizar una interpretación sísmica estructural y estratigráfica de un área de 275 km² que incluye los campos Caipe, Torunos y Obispo de la Cuenca Barinas-Apure, Estado Barinas. En esta zona las formaciones de interés petrolífero son Gobernador y Escandalosa, por esta razón el estudio se centrará en ellas.

Dado que lo que se busca definir es el marco estructural y estratigráfico del tope de las Formaciones Gobernador y Escandalosa en la Cuenca Barinas-Apure, definida para los campos antes mencionados, este trabajo incorpora datos de investigaciones similares hechas en zonas aledañas y lo que han dicho diversos autores sobre la evolución tectónica y estratigráfica de la cuenca en general. Esto a modo de cruzar en información entre los datos propios de la investigación con lo dicho para la zona por otros autores.

Además de la elaboración de los mapas estructurales que ayudarán a comprender mejor esta característica geológica, se hará uso de los atributos sísmicos a fin de entender mejor las relaciones estratigráficas.

1.1-Planteamiento del problema

La Cuenca Barinas-Apure es la tercera en importancia desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos en Venezuela; hoy día produce cerca de 100.000 barriles diarios. Actualmente existe una clara tendencia en considerar a los campos de la cuenca como maduros, es decir, en franco agotamiento de sus reservas. Sin embargo, hace falta entender más las relaciones estructurales y estratigráficas del área para llegar a hacer tal afirmación. Los controles estructurales y estratigráficos juegan un papel fundamental en el tipo de entrapamiento, y entender la trampa en sí, influirá sensiblemente en el cálculo de reservas. Además, tener un buen control de

estos factores reduce en gran medida la incertidumbre en el momento de proponer las localizaciones de pozos.

Los campos Torunos, Caipe y Obispo pertenecen a la cuenca antes mencionada y sobre ellos existe un merge de datos sísmicos de 275 km². Estos se ubican a unos 30 km al sureste de la ciudad de Barinas. El campo Caipe fue descubierto en 1967, mientras que el campo Torunos en 1995 y el campo Obispo en 1997 (Martínez, 2000). Estos dos últimos campos por haber sido descubiertos más recientemente merecen especial atención, puesto que aunque a la fecha se han realizado algunos trabajos de interpretación sísmica estructural y estratigráfica en la zona, ninguno ha sido en detalle y todavía quedan muchas interrogantes por responder.

En tal sentido y en aras de conocer de manera precisa la situación estructural y estratigráfica de los campos Torunos, Caipe y Obispo, se hace necesario la realización de una interpretación sísmica estructural y estratigráfica en detalle, que además incluya los datos de nuevas perforaciones e investigaciones hechas sobre la zona.

Los horizontes de interés de esta investigación son: Tope de la Fm. Pagüey (Terciario) , tope de la Fm. Gobernador (Terciario), tope del miembro “O” y “P” de la Fm. Escandalosa (Cretácico).

1.2-Ubicación del área de estudio

La zona de estudio (Gráfico 1) comprende una extensión aproximada de 275 km², que incluye a los campos Torunos, Caipe y Obispo. Esta zona esta ubicada entre los meridianos 69° 54' 45.3'' W y 70° 7' 8.8'' W y los paralelos 8° 25' 26.3'' N y 8° 35' 10.3'' N en la región nor-occidental del Estado Barinas, a unos 30 km al sureste de la ciudad de Barinas.

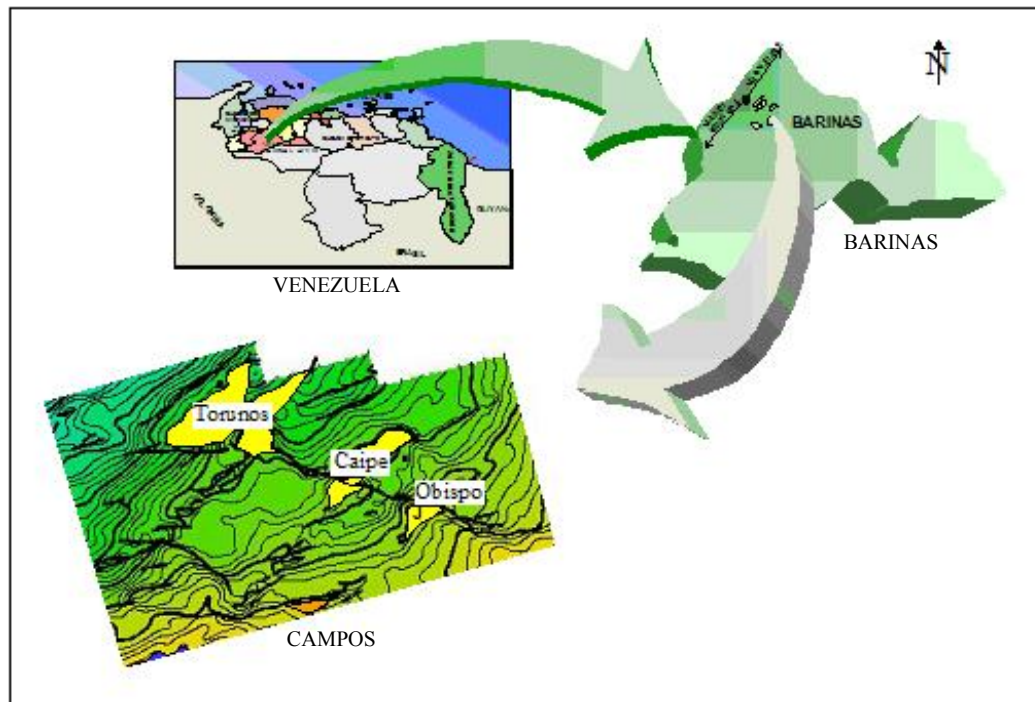


Gráfico 1. Mapa de ubicación del área de estudio

1.3-Objetivos

1.3.1-Objetivo general

Definir el marco estructural y estratigráfico del tope de las formaciones Gobernador y Escandalosa en la Cuenca Barinas-Apure, Estado Barinas, en un área de 275 km², definida para los campos Caipa, Torunos y Obispo.

1.3.2-Objetivos específicos

1. Correlacionar de manera precisa los topes de las formaciones de interés (Fm. Gobernador, Fm. Escandalosa “O” y Fm. Escandalosa “P”) con los reflectores sísmicos.
2. Interpretar los horizontes geológicos correspondientes al tope de la Fm. Pagüey, Fm. Gobernador, Fm. Escandalosa “O”, Fm. Escandalosa “P” y Escandalosa “R2”.
3. Definir las fallas existentes que afecten a los horizontes geológicos interpretados.
4. Generar mapas estructurales en tiempo.

5. Realizar un modelo de velocidades.
6. Generar mapas estructurales en profundidad.
7. Identificar las facies sísmicas que se definan en el reflector interpretado como tope de la Fm. Gobernador. Esta formación es de especial interés puesto que ella es productora de hidrocarburo y su litología la constituyen arenas.
8. Elaborar mapas de atributos sísmicos para visualizar características estratigráficas de la Fm. Gobernador.

1.4-Justificación

La realización de este Trabajo Especial de Grado, constituye el último de los requisitos exigidos en el plan de estudio de la carrera Ingeniería Geofísica por la Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela, para cubrir su plan de estudios y obtener así el título de Ingeniero Geofísico.

Con el objeto de conocer de manera precisa la situación estructural y estratigráfica de los Campos Torunos, Caípe y Obispo, y tener menor grado de incertidumbre al proponer localizaciones de pozos, se hace necesario la realización de una interpretación sísmica estructural y estratigráfica en detalle que incluya los datos de nuevas perforaciones e investigaciones hechas sobre la zona. De esta manera, al reducir la incertidumbre, se estará garantizando el bienestar de PDVSA, y en un país donde el 80% de su producto interno bruto lo genera la industria petrolera, por ende, se estará garantizando también el bienestar de los ciudadanos de la nación.

1.5-Trabajos previos

Salazar (1995) realizó una interpretación sísmica tridimensional de los campos tradicionales en la subcuenca de Barinas. En este estudio se realizó una interpretación sísmica estructural de los topes de los horizontes de interés, a saber: Fm. Escandalosa, Fm. Gobernador y el Basamento. Como producto final se obtuvieron mapas estructurales en profundidad de los referidos horizontes de donde Salazar concluye que existen tres direcciones de fallamiento: este-oeste, noroeste-sureste y noreste-

suroeste. Según Salazar estas direcciones de falla son producto de los regímenes extensivos durante el Cretácico y compresivos y extensivos durante el Terciario.

En 1999 Vignali realiza una interpretación sísmica estructural 3D, en el área de Borburata, Barinas Tradicional, cuyo objetivo principal fue la definición del marco estructural de un área de 200 Km². Esta investigación centró su atención en las formaciones Gobernador y Escandalosa. La metodología de trabajo fue basada en el método básico de interpretación sísmica, pero con la adición de la herramienta de Coherencia Sísmica. Vignali en su estudio concluye que luego de la definición de las fallas presentes en el área se determinaron dos direcciones preferenciales que son Noreste-Suroeste y Noroeste-Sureste, las cuales están asociadas a cuatro eventos tectónicos principales: La fase distensiva del Jurásico-Cretácico, la fase distensiva Eoceno Temprano a Medio, fase compresiva del Eoceno Tardío y fase compresiva asociada al levantamiento de Los Andes.

En ese mismo año Márquez realiza en un proyecto llamado “PDD Barinas Norte”, la interpretación de los datos sísmicos 3D para la definición del marco estructural y la construcción del modelo estático de los yacimientos de los campos de Barinas Norte. La interpretación abarcó un área de 1000 Km², tomando en cuenta fundamentalmente a las formaciones Gobernador y Escandalosa. Márquez (1999) aplicó técnicas especiales como visualización, atributos de superficies, atributos volumétricos, Cubo de Coherencia, similitud y correlación de los atributos sísmicos con parámetros petrofísicos para estimar las propiedades. En dicho informe se establece que existen regiones donde los atributos sísmicos de amplitud muestran altos valores para zonas donde se sabe por registros de pozo que el miembro Masparrito (carbonático) se hace más espeso. Finalmente, la investigación definió las áreas prospectivas en los mapas de los topes de la formación Gobernador, miembros Escandalosa “O” y “P” en el área de Barinas Norte.

En el año 2001 Andrade realiza una interpretación estructural 3D de la Cuenca de Barinas-Apure. El trabajo tuvo como objetivo definir el marco estructural de una sección de aproximadamente 1500 Km², proponer la evolución tectónica e identificar los principales estilos estructurales presentes en ella. Andrade (2001), identificó dos rasgos estructurales principales: fallas transcurrentes asociadas con deformaciones del tipo transpresivo y transtensivo que según él están relacionadas con el embrión de los Andes y el emplazamiento de las napas de Lara. El otro rasgo de relevancia lo representan la inversión de fallas preexistentes, como consecuencia de la fase compresiva ocurrida durante el Mioceno-Plioceno, relacionada con el levantamiento final de los andes de Mérida.

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1-Generalidades

La Cuenca Barinas-Apure es una depresión estructural en el basamento ígneo-metamórfico Pre-Cretácico, rellena de sedimentos del Cretácico y del Cenozoico hasta una profundidad que excede los 16.000 pies en su parte más profunda. Situada en la parte sur occidental del país (Gráfico 2), tiene una forma poligonal bien delineada, limita al oeste y noroeste con Los Andes venezolanos, al norte con el extremo occidental del Sistema del Caribe, al este y noreste con el Arco de El Baúl; al sureste con el Escudo de Guayana y al sur está separada de la Cuenca de los Llanos Colombianos por un alto gravimétrico entre los ríos Apure y Arauca, Hospers et al. (1959).

La Cuenca Barinas- Apure está separada de la Cuenca de Maracaibo por Los

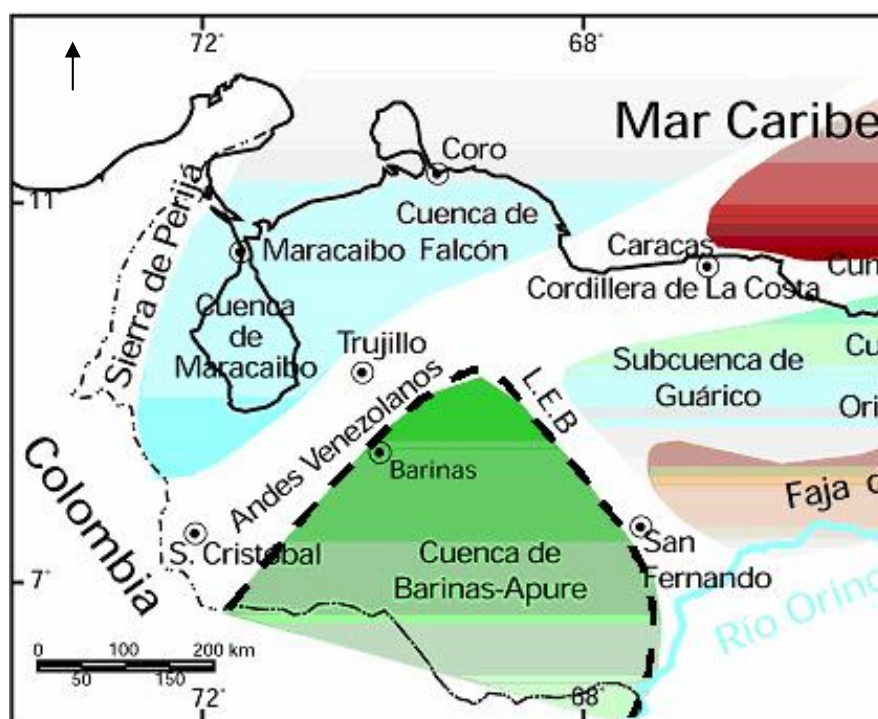


Gráfico 2. Ubicación de la Cuenca Barinas

Andes, que aportaron a esta cuenca un gran espesor de depósitos continentales del Oligo-Plioceno, discordantes sobre una superficie de rocas pre-cretácicas y de sedimentos marinos del Cretácico y del Eoceno superior; está separada de la Cuenca Oriental de Venezuela por el Arco de El Baúl, que probablemente fue una barrera positiva a partir del Cretácico, indicado por el aumento general de espesor de los sedimentos cretácicos al este y oeste del arco, Feo-Codecido (1954).

2.2-Evolución Tectónica de la Cuenca Barinas-Apure

Según Figueroa et al. (1994) la evolución tectónica de la Cuenca Barinas-Apure se enmarca dentro de tres eventos fundamentales:

1. Jurásico-Cretácico Temprano: Período en el cual ocurre la ruptura de Pangea, la cual trajo como consecuencia la generación de valles de extensión o semi-graben.
2. Cretácico Tardío – Paleoceno: Período para el cual se describe una fase compresiva relacionada con la orogénesis de los Andes centrales colombianos. En Barinas este evento se manifiesta por una tectónica compresiva de basamento de poco relieve estructural, que originó fallas inversas de rumbo NE-SO, así ocurrió también la reactivación de muchas fallas normales generadas en la fase anterior.
3. Paleoceno – Eoceno: Para este período Figueroa et al. (1994) describe cuatro fases de deformación, los cuales se detallan a continuación:
 - Fase distensiva (Eoceno Temprano a Medio): Afecta a las unidades cretácicas y a la parte inferior del Eoceno Medio; el fallamiento es normal con dirección NE-SO.
 - Fase compresiva (Eoceno Medio): Asociada a la llegada de las Napas de Lara al norte de Venezuela, origina predominantemente fallas inversas de orientación NO-SE.
 - Fase distensiva (Eoceno Medio a Tardío): El fallamiento originado durante esta fase tiene una orientación preferencial NE-SO y afecta a las secuencias cretácicas y terciarias.
 - Fase compresiva (Eoceno Tardío): Asociada probablemente al último empuje de las Napas de Lara y al inicio del levantamiento de los Andes orientales

colombianos. Origina fallamiento inverso con una orientación preferencial EO y NE-SO.

Según Portilla (2003), la estructura actual de la cuenca es un sinclinal asimétrico (Gráfico 3) cuyo eje tiene rumbo noreste-suroeste y buzamiento hacia el suroeste. En ella se encuentran identificadas tres unidades estructurales que la caracterizan: El cinturón plegado, donde se observan plegamientos y corrimientos (flanco oeste-noroeste); la fosa de subandina (eje del sinclinal y foredeep) y la plataforma, con poca o ninguna deformación (flanco este-sureste, constituye la cuenca ante-país)

Durante la evolución tectónica de la cuenca, se desarrollaron diversos tipos de falla y estructuras asociadas al fallamiento, los cuales de acuerdo a la edad de su formación, se pueden agrupar en pre-oligocenas (estructuras formadas durante los eventos tectónicos del Cretácico tardío - Paleoceno y Eoceno medio a tardío) y miocenas – pleistocenas, Portilla (2003).

Según Pierce (1960) durante el Eoceno medio un evento que cambió la configuración de la cuenca fue el empuje hacia el sur de las Napas de Lara resultando una flexural subsidencia de la cuenca y la correspondiente inundación marina responsable de la sedimentación de la Formación Pagüey.

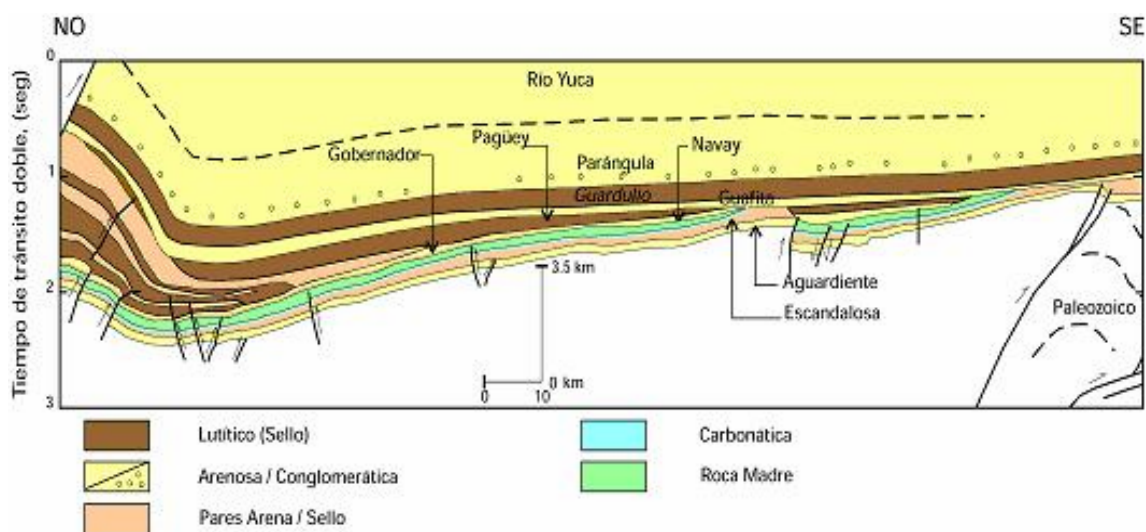


Gráfico 3. Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas-Apure (Modificado de Parnaud et al., 1995).

2.3-Estratigrafía de la Cuenca Barinas-Apure

La secuencia estratigráfica de la cuenca Barinas-Apure está conformada por rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias de edad paleozoica, sedimentarias y volcánicas de edad jurásica y sedimentaria de edad cretácica, terciaria (Paleógeno, Neógeno) y cuaternaria. Dentro de esta secuencia estratigráfica, se han identificado los ciclos sedimentarios correspondientes al Cretácico, Eoceno medio, Eoceno tardío (?) - Mioceno temprano y Mioceno tardío (?) - Pleistoceno, que se delimitan por discordancias regionales o sus correlativas conformidades y definen las respectivas secuencias sísmicas (Portilla, 2003).

La columna estratigráfica del área de Barinas está formada por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Cretácico, infrayacente a unidades sedimentarias que van desde el Cretácico hasta el Mioceno. La estratigrafía conocida en el área, mediante taladro, está representada por las formaciones Aguardiente (Cretácico temprano); Escandalosa, Navay y Burguita del Cretácico tardío; Gobernador y Pagüey del Eoceno Medio y Parángula, del Mio-Plioceno.

2.3- Descripción de las formaciones de interés para la investigación.

2.3.1-Formación Escandalosa (Cenomaniense a Turoniense)

La formación está compuesta por areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. Las areniscas son de color gris, gris oscuro a marrón claro y verdoso, de grano fino a medio, bien escogidas, micáceas y carbonáceas. Se presentan en capas delgadas a masivas, con estratificación cruzada en las capas más gruesas. Las lutitas son gris oscuro, algo arenosas, calcáreas y carbonáceas. En el tope de la sección, se encuentra una caliza de unos 4 m de espesor (miembro “0”), gris oscura, masiva, pura, cristalina y coquinoidea, con manchas de dolomita microcristalina. Emite olor a petróleo al ser golpeada, y se ha correlacionado con la Caliza Guayacán del piedemonte andino (Kiser, 1989). La caliza “0” es un excelente reflector sísmico en toda la cuenca; la Lutita "S" es un buen reflector en el Area Mayor de San Silvestre-Sinco, Kiser (1997). La Formación Escandalosa es una facie arenosa, nerítica superior, a

plataforma litoral de la Formación Capacho, y parte inferior de la Formación La Luna. Según Kiser (1997) la formación representa, básicamente, a un ambiente nerítico de plataforma, variando desde litoral al sur, hacia nerítica externa al norte. Las litofacies indican dos ciclos menores de sedimentación: una regresión inferior desde la Lutita "S" (una intervalo de máxima inundación) hasta el tope de la arena P-1 (deltáica), y una transgresión representada por la Caliza Guayacán.

2.3.2-Formación Gobernador (Eoceno medio)

La Formación Gobernador comprende las clásticas basales, depositadas discordantemente encima del Cretácico, por la transgresión marina que se inició en la cuenca de Barinas en el Eoceno Medio. Pierce (1960) describe a la formación con 80% de areniscas cuarzosas, a veces cuarcíticas, friables a bien endurecidas, color gris claro a pardo, manchadas por óxido de hierro cuando están meteorizadas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada. Tiene un 20% de intercalaciones de limolitas en colores claros, y laminaciones lutíticas carbonáceas gris oscuro a gris azulado. Von Der Osten (1966) dividió la formación en cuatro miembros, E-1 a E-4 en orden descendiente, cada miembro con características litológicas y eléctricas distintivas: el E-4 consiste en alteraciones de dos tipos de arenisca: uno, blanca de grano fino, con delgadas láminas carbonáceas y convolutas y lentes de arena más oscura y de grano más grueso y, esporádicamente, lutitas gris oscuro y delgadas, fosilíferas y calizas. La matriz es comúnmente arcillosa, y se encuentra jarosita en grietas. El segundo tipo de arenisca es blanca, de grano fino, homogénea, sacaroidea, subangular; pasa lateralmente a arenisca parda clara de grano medio; las porosidades de ambos tipos son buenas. Pierce (1960) considera que Gobernador fue depositada en aguas salobres, cercanas a la playa, y Von Der Osten (1966) la describe como los sedimentos basales de la transgresión eocena que traspasan estratos más antiguos, se refiere al miembro E-1 como areniscas de playa. González de Juana et al. (1980) la califica como de ambiente litoral transgresivo. Kiser (1989) describe a la formación como clásticos basales de la transgresión marina en aguas salobres y

Edad	Form./Miém.	Espesor (m)	Litología	Roca Madre	Reservorio	Sello	Descripción Litológica
Mio- Plioceno	Parángula	550 - 1400					Conglomerados de grano grueso, areniscas de grano fino, limolitas y lodolitas abigarradas.
Eoceno Medio-Oligoceno	Pagüey/Gualital/León						Areniscas ferruginosas, carbonosas, ocasionalmente calcáreas de color gris a gris oscuro, grano fino a medio; alternando con lutitas y limolitas fosilíferas.
	Guanarito	330-450					La Formación Pagüey, en su tercio medio presenta un carácter más arenoso con respecto al tercio inferior y tercio superior.
	Pagüey						Areniscas ferruginosas, carbonosas, ocasionalmente calcáreas de color gris a gris oscuro, grano fino a medio; alternando con lutitas y limolitas fosilíferas.
	Masparrito	50-300					Areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, conglomeráticas, de color gris claro a pardo. Calizas orbitoidales de color gris azulado a gris oscuro..
	Gobernador						
Cretácico	Burguilta	350-420					Areniscas micáceas, limolíticas, parcialmente glauconíticas y calcáreas de grano fino y de color gris.
	Navay						
	Quevedo	180-210					Lodolitas silíceas, areniscas cuarzosas y calizas faníticas.
	La Morita	150-180					Lutitas y limolitas oscuras.
	Escobederosa	150-427					Calizas bioclásticas y arenosas, areniscas masivas muy permeables y lutitas negrasmaduras.
	Aguardiente	150-500					Areniscas calcáreas y calizas arenosas.
	Rio Negro	<300					Areniscas blancas de grano grueso; conglomerados.

Gráfico 4. Columna estratigráfica del área de Barinas (Modificado de Parnaud et al.,1995).

someras, cerca de la playa, en la zona de inundación de mareas; predominan las barras playeras, intercaladas con breves períodos de laguna o pantano; hacia el sur, se hace más continental, llegando al ambiente de llanura deltaica. Figueroa et al. (1991) interpreta un ambiente de plataforma para Gobernador tomando el pozo Guarumen-1S. Los icnofósiles *Ophiomorpha*, *Thalassinoides*, *Bergaueria*, *Planolites*, *Keckia*, *Cochlichnus* y *Rhizocorallium* indican un ambiente de barras submarinas en una plataforma subsidente, Kiser (1997). La presencia de *Haplophagmoides* sp. y *Amphistegina* sp. sugieren un ambiente de plataforma interna a costero; en una muestra se identificaron a *Nummulites* spp., *Ammobaculites* spp. y *Bathysiphon* sp., que indican un ambiente de talud superior a medio, con fuerte influencia de plataforma, Osuna (1994). Hoy en día las diversas teorías sobre el ambiente sedimentario de la Formación Gobernador (las que hablan de un ambiente de plataforma y las que hablan de un ambiente transgresivo) son aceptadas dependiendo del lugar donde se este estudiando la formación.

En algunas zonas del tope de la formación Gobernador se halla una sección carbonática que varía de unos pocos a decenas de metros de espesor, conocida como miembro Masparrito (Eoceno Medio).

Aunque la mayoría de los autores refieren a la caliza como arrecifal, su lenticularidad y desarrollo errático sugieren mas bien biostromos. Pierce (1960) reporta una composición fosilífera de 30-35% de *Lithothamnium*, 30% de foraminíferos y 5% de algas; los briozoarios son comunes. Las calizas orbitoidales azuladas a gris oscuras se destacan regionalmente en el contacto entre Gobernador y Pagüey, pero en la mayoría de las secciones conocidas conforman un porcentaje menor de la litología global del miembro o están totalmente ausentes, aunque localmente representan el 80% del miembro. Más comunes son las areniscas calcáreas gris verdosas, de grano fino a medio, fosilíferas, lenticulares, con estructuras flaser y tubos de gusanos, interlaminadas con lutitas grises a negras, limolíticas, laminadas y quebradizas.

Feo-Codecido (1972) interpreta un ambiente nerítico poco profundo, probablemente inferior a los 50 m; así que el ambiente aparenta ser de aguas marinas

llanas y bien oxigenadas, propicio al desarrollo de calizas biostromales y transicional entre el ambiente marino somero de Gobernador y el ambiente más profundo de Pagüey. La lenticularidad y poco espesor de las calizas dentro del miembro indican un desarrollo biostrómico y no arrecifal.

2.3.3-Formación Pagüey (Eoceno medio)

Se distingue, tanto en el subsuelo como en la superficie, por la característica predominancia de lutitas marinas grises a negras, duras, astillosas, bien laminadas, muy foraminíferas y con niveles comunes de nódulos sideríticos y, incluso, ftaníticas. En el subsuelo, la parte inferior, presenta unos 130 m de espesor y consiste en una secuencia cíclica de lutitas que gradan hacia arriba a limolitas y areniscas de grano fino. Estos ciclos arenosos se trazan lateralmente hacia el suroeste a lentes de la Formación Cobre en la zona de interdigitación de las dos litofacies. Los 250 m superiores del Campo Sinco son casi totalmente lutitas, Von Der Osten (1966).

Furrer (1971) asigna a Pagüey al ambiente de mar abierto a profundidades no menores a las de la zona nerítica exterior y posiblemente batial superior a media. Campos (1977) interpreta ambientes variables desde francamente marinos (miembro inferior) a mixtos marinos y continentales (miembro superior). Osuna (1994) opina, basado en foraminíferos y nannofósiles, que el miembro Arandia representa condiciones de plataforma externa a talud, y que la fase regresiva del ciclo sedimentario del Eoceno Medio se inicia en la parte superior de ese miembro; el miembro La California fue depositado en un ambiente nerítico y costero, constituido básicamente por barras litorales y distales, y con influencia de lagunas costeras con abundante vida vegetal, según su alto contenido de materia carbonosa; finalmente, el miembro Higüerones tiene características de un ambiente marino somero, nerítico medio en la parte media de la secuencia y continental hacia el tope, con barras y canales de base erosiva. En resumen, la interpretación de Osuna (1994) explica las discrepancias de los otros autores, quienes estudiaron diferentes porciones de la secuencia total.

2.4-Asociaciones de facies para la Formación Gobernador (Eoceno medio)

En 1999 Bejarano propuso su modelo de asociaciones de facies en el Eoceno medio para la Formación Gobernador y su miembro Masparrito, Gráfico 5. En este modelo Bejarano trata de explicar la columna estratigráfica típica que contiene a Gobernador y su miembro Masparrito haciendo analogías con los modelos de sedimentación de los deltas del Mississippi y del Yukon (Gráfico 6).

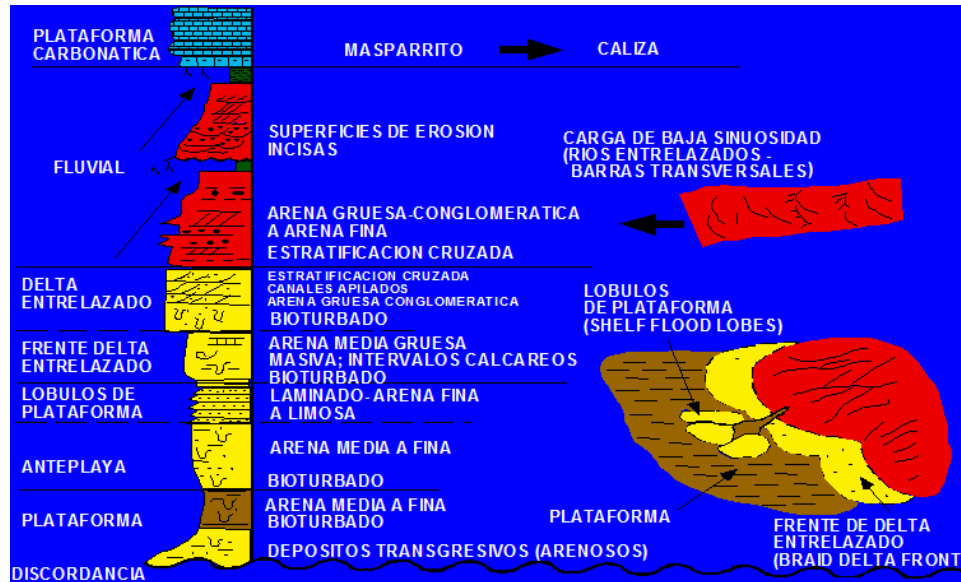


Gráfico 5. Asociación de facies en el Eoceno medio Formación Gobernador y Miembro Masparrito, Bejarano (1999)

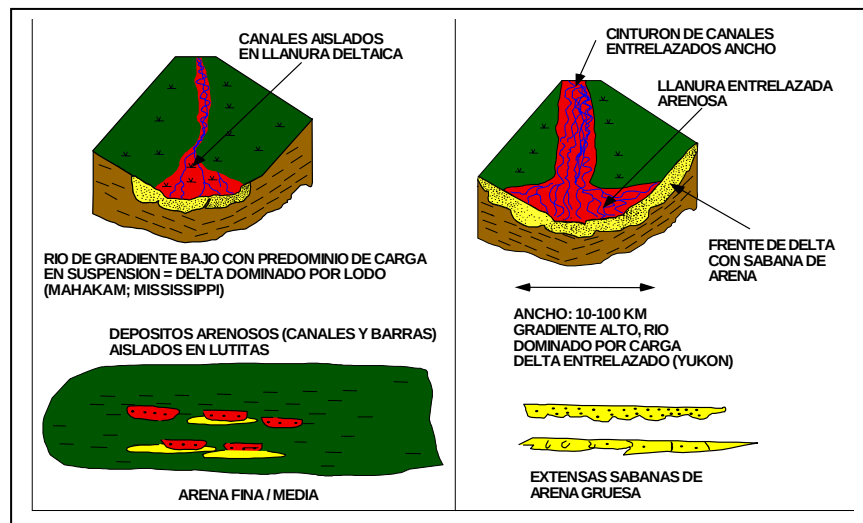


Gráfico 6. Análogos geológicos para la sedimentación de la Formación Gobernador y su miembro Masparrito, Bejarano (1999)

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1-Interpretación sísmica estructural

La interpretación sísmica estructural 3D trabaja con un volumen de datos, normalmente esta se hace estudiando cada una de las tres secciones planas ortogonales que contiene el volumen sísmico (Brown, 1991), en búsqueda de estructuras geológicas como fallas o pliegues. El problema planteado por la interpretación está relacionado con la escogencia, representación y variaciones en la velocidad de propagación de la onda para la conversión a profundidad, Mari (1999).

3.1.1-Calibración Sísmica-Pozo

La primera fase en la interpretación de datos sísmicos es la calibración sísmica-pozo que consiste en asignar los eventos sísmicos, máximos o mínimos de amplitud, a los niveles geológicos de interés identificados en los pozos. Para esto se debe establecer una relación entre el tiempo de propagación de las ondas y la profundidad definida por la ley de velocidad obtenida de un registro sísmico. Para este fin se crea una traza sísmica sintética con la misma banda de frecuencia de la sísmica, Mari (1999), que va a formar un sismograma sintético, que según Taner et al. (1977) es una reflexión sísmica artificial registrada asumiendo que una onda particular viaja por un modelo conocido, y se forma por la simple convolución de una ondícula teórica y la serie de reflectividad del subsuelo estudiado.

La reflexión sísmica ocurre debido a un cambio entre las propiedades acústicas de las diferentes capas del subsuelo. Dichos cambios se encuentran relacionados con características litológicas medidas, en este caso en función de la diferencia de las velocidades y densidades para cada capa (Gráfico 7). Existen registros de pozos que aportan información directa para el cálculo del coeficiente de reflexión, como es el registro sísmico (expresado en $\mu\text{seg}/\text{pie}$) y el registro de densidad (expresado en gr/cm^3). Sin embargo, según James, H. et al. (1994) se requiere de los

tiros de verificación sísmica o “check shots” para transformar la información de los dichos registros de profundidad a tiempo antes de calcular los coeficientes de reflexión.

Si no se cuenta con registro de densidad, el mismo podría ser construido a partir del registro sónico utilizando la relación, de Gardner (1974) para rocas sedimentarias, $\rho = 1740v^{1/4}$, donde ρ es la densidad (kg/m³) y v la velocidad intervállica (km/s).

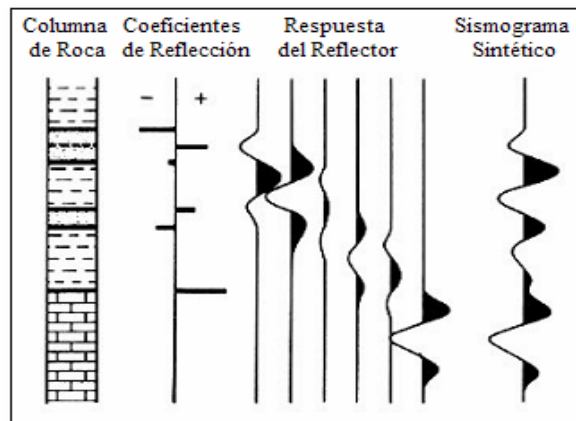


Gráfico 7. Generación de un sismograma sintético

Según Márquez (1999) uno de los problemas que se presenta en la generación del sismograma sintético es el de obtener la ondícula más adecuada, para que una vez convolucionada con los coeficientes de reflexión, permita obtener una respuesta similar a los datos sísmicos de cada levantamiento en particular; para ello existe en los paquetes de procesamiento convencionales la capacidad de generar diversos tipos de ondículas teóricas (Ricker, Klauder, Pasabanda, etc.) o también, extraer la ondícula a partir de los datos sísmicos. En cualquiera de los casos, son tomados en cuenta los valores de fase y frecuencia para obtener al final una respuesta semejante a la sísmica que facilite la correlación.

3.1.2-Interpretación de horizontes

Una vez que se ha realizado el sismograma sintético y se sabe cual reflexión representa al tope de un nivel geológico se procede a la interpretación de horizontes. La misma consiste en seguir y definir la reflexión, la cual es la imagen de cierto nivel

geológico, a lo largo de las líneas sísmicas, Mari (1999). El espaciamiento entre las líneas interpretadas estará determinado por el nivel de detalle del estudio, y cuán compleja estructuralmente sea la zona.

3.1.3-Interpretación de fallas

La interpretación de fallas consiste en la ubicación y definición del plano de falla en la interrupción o desplazamiento súbito de una reflexión o conjunto de ellas en una línea sísmica (“inline, crossline y random lines”) y/o secciones en tiempo (“time slices”). Una herramienta muy utilizada en la actualidad para la ubicación de fallas es el atributo sísmico volumétrico llamado Cubo de Coherencia.

3.1.3.1-Cubo de Coherencia

El Cubo de Coherencia es un atributo que mide la coherencia entre trazas vecinas y resalta las incoherencias presentes entre ellas, típicas en zonas donde hay fallas. ¿Pero que es coherencia?. Para responder a esta pregunta nos apoyaremos en la definición dada por Marfurt et al. (1998), “Coherencia es una medida de cambios laterales en la respuesta sísmica causada por variación en estructura, estratigrafía, litología, porosidad, o presencia de hidrocarburo”.

De modo que el Cubo de Coherencia mide la coherencia o incoherencia dada por algún evento presente en el subsuelo. Por eso este atributo es tan usado para definir patrones estructurales, fallas sutiles, terminaciones de fallas, cierres

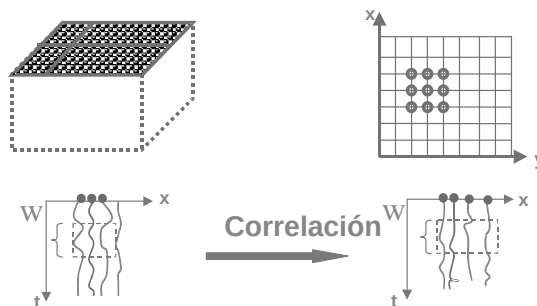


Gráfico 8. Esquema de correlación para el Cubo de Coherencia

estructurales; también para definir cambios estratigráficos debido a la presencia de canales, barras, etc.

Como se muestra en el Gráfico 8, se tiene el cubo de datos sísmicos, se toma un punto en el arreglo de datos y se observa la correlación con sus ocho vecinos inmediatos. Esta correlación es medida en un número de muestras determinadas que se llamará ventana de correlación. Al variar esta ventana se pueden ver diferentes escalas de coherencia, es decir, mayor o menor detalle en la correlación. Si se quiere detallar rasgos pequeños se escogen ventanas pequeñas, pero para resaltar grandes eventos se usan ventanas de mayor tamaño.

El resultado del cálculo es un Coeficiente de Correlación que es asignado a ese punto del arreglo, que sirve de centro de la ventana. Este procedimiento se va repitiendo por todos los datos del cubo sísmico de modo de obtener otro cubo de datos que reflejan la coherencia entre una traza y sus vecinos.

En el Gráfico 9 se observa el efecto de un plano de falla en la coherencia de los datos sísmicos. Ante la presencia de un plano de falla se tiene baja coherencia debido a que los estratos han sido desplazados verticalmente, y al comparar la traza de un lado de la falla con otra en el otro bloque fallado se encuentra una incoherencia, ya que se están comparando eventos diferentes en el mismo nivel de tiempo o profundidad.

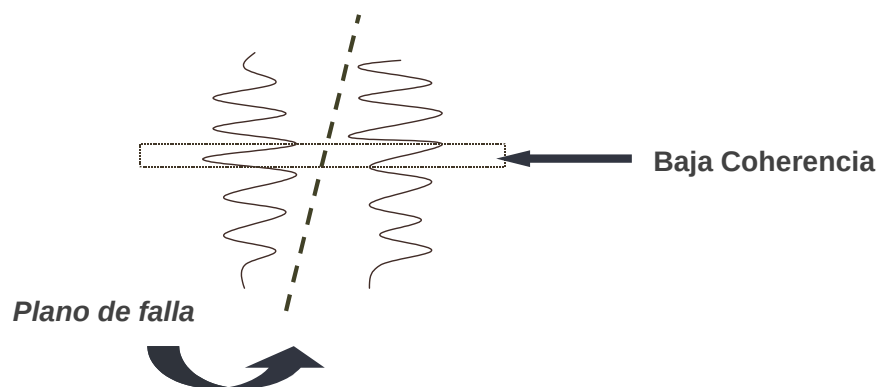


Gráfico 9. Efecto del plano de falla en la coherencia

De esta manera las fallas presentes en la zona son resaltadas, dando como resultado la distribución areal del patrón de las mismas y cierres estructurales

Aquí se observa la gran utilidad del Cubo de Coherencia, en la definición estructural de un área. Pero también se puede usar para resaltar eventos estratigráficos, por ejemplo canales, barras, etc. Es posible observar un canal en un Cubo de Coherencia debido a la diferencia de coherencia entre el interior del canal y lo que lo rodea. Debido a la diferencia de litología se presenta un cambio de amplitud en la señal sísmica que es reflejada en una baja coherencia, que permite reflejar el canal en el Cubo de Coherencia.

3.1.3.2- Coeficiente de Correlación

Esta función genera un mapa de atributos con valores derivados del cómputo de la correlación cruzada de cada traza contra un número de trazas adyacentes. El atributo computa una el valor de una medida de cuan alta o baja es la correlación cruzada de una traza en relación con una o más de sus trazas vecinas. El proceso de correlación usa un horizonte interpretado o un tiempo constante como superficie guía. Este atributo es muy usado para detectar cambios en la sísmica causados por fallas o otros cambios estructurales o estratigráficos (Guía del usuario de Geoframe, 2003).

3.1.4-Mapas estructurales en tiempo

Una vez que los horizontes y las fallas han sido identificadas e interpretadas, lo siguiente es la elaboración de los mapas estructurales en tiempo de cada nivel geológico interpretado. La obtención de estos mapas se basa en la generación de una malla a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y su posterior interpolación para la generación de contornos isócronos.

3.1.5-Conversión tiempo-profundidad

Por su naturaleza, el método sísmico provee la localización de los reflectores en tiempo doble. Para conocer la profundidad real en metros, la velocidad de propagación de la onda debe ser conocida. Las fuentes de velocidades conocidas son

la apiladas del procesamiento de datos sísmicos y las mediciones en pozos utilizando el registro de “check-shot”. Los métodos para convertir los datos sísmicos a profundidad son numerosos y dependen de la cantidad de información disponible en el área y su geología. En algunos casos, estas variaciones pueden ser descritas por leyes y fórmulas, en otros casos estas son mas arbitrarias y su representación es empírica Mari (1999).

3.1.6-Mapas estructurales en profundidad

Una vez que se tiene el modelo de velocidades, se pueden elaborar los mapas estructurales en profundidad. Que no son más que la representación estructural de cada nivel geológico interpretado, expresado en kilómetros, metros, pies, etc.

3.2-Estratigrafía Sísmica

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

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

3.2.1-Secuencia depositacional en la sísmica

Una secuencia depositacional incluye ambiente sedimentario, desde el continente al basamento, creado en un cierto intervalo de tiempo y limitado por discontinuidades, las cuales generalmente tienen un origen tectónico. Esta secuencia está definida en la sísmica por un conjunto de reflexiones (Gráfico 10) limitadas en el

tope y en la base por discordancias identificadas por la terminación lateral de las reflexiones, Mari (1999).

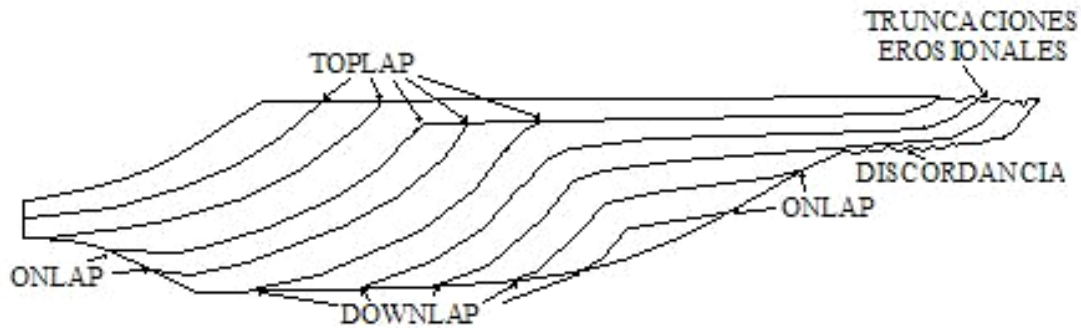


Gráfico 10. Terminaciones sísmicas en la secuencia depositacional

Según Bot et al. (1986), las terminaciones sísmicas guardan el siguiente significado geológico (Cuadro 1).

Cuadro 1. Significado geológico de las terminaciones sísmicas

Terminación	Abreviación	Significado Geológico
ONLAP	ON	TRANSGRESIÓN
DOWNLAP	DOWN	PROGRADACIÓN
TOPLAP	TOP	HIATUS SEDIMENTARIO
TRUNCACION EROSIONAL	TE	TECTONISMO

3.2.2-Análisis de facies sísmicas

En esta etapa se analizan los límites superior e inferior y configuración interna de las secuencias, Bot et al. (1986). Por definición, facies sísmicas, es el conjunto de características de las reflexiones en el interior de la secuencia, tales como:

- Amplitud - Fuerte o débil
- Frecuencia - Alta o baja

- Continuidad - Buena o mala
- Energía - Fuerte o nula

El análisis de configuración interna se hace de acuerdo con el Gráfico 11.

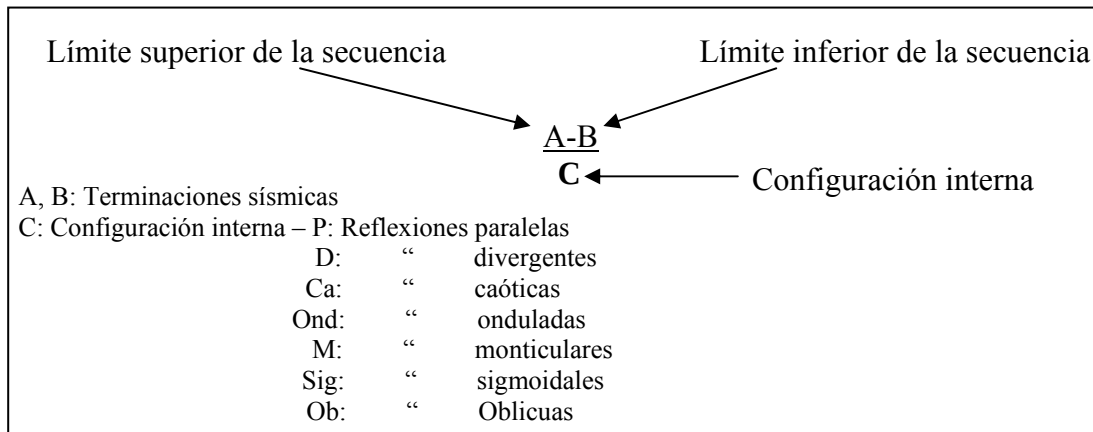


Gráfico 11. Análisis de configuración interna

El principal objetivo del análisis de facies sísmicas es identificar los diferentes fenómenos geológicos, durante la evolución lateral y vertical, Bot et al. (1986).

Según Mari (1999) la configuración de reflexiones puede ser clasificada en zonas no estratificadas y zonas estratificadas. Las zonas no estratificadas, son áreas donde no se generan reflexiones, significando esto una depositación continua y homogénea en donde no hay reflectores. Para las zonas estratificadas se tienen las configuraciones que se nombran en el Gráfico 11 (paralelas, divergentes, caóticas, onduladas, monticulares, sigmoidales y oblicuas). El tipo de configuración guarda un significado geológico el cual se describe a continuación:

- Las reflexiones paralelas son frecuentes en la plataforma o en el basamento.
- Las reflexiones divergentes indican una variación en la velocidad de sedimentación a lo largo de un perfil en la dirección progresiva del buzamiento.
- Las reflexiones caóticas están asociadas a estructuras generadas por deslizamiento, cañones rellenos o canales y en zonas de fallas y/o pliegues.

- Las reflexiones monticulares son interpretadas como resultado de pequeñas progradaciones intercaladas de lóbulos, generados en aguas someras en la parte frontal de un delta.
- Las reflexiones sigmoidales implican poca entrada de sedimentos en un ambiente con un bajo nivel de energía.
- Las reflexiones oblicuas indican una acreción frontal con una significativa entrada de sedimentos a un ambiente de alta energía.

La forma externa de las reflexiones (Gráfico 12) puede ser clasificada según lo siguiente:

- Capas paralelas o divergentes: su tamaño puede ser muy grande. Configuraciones

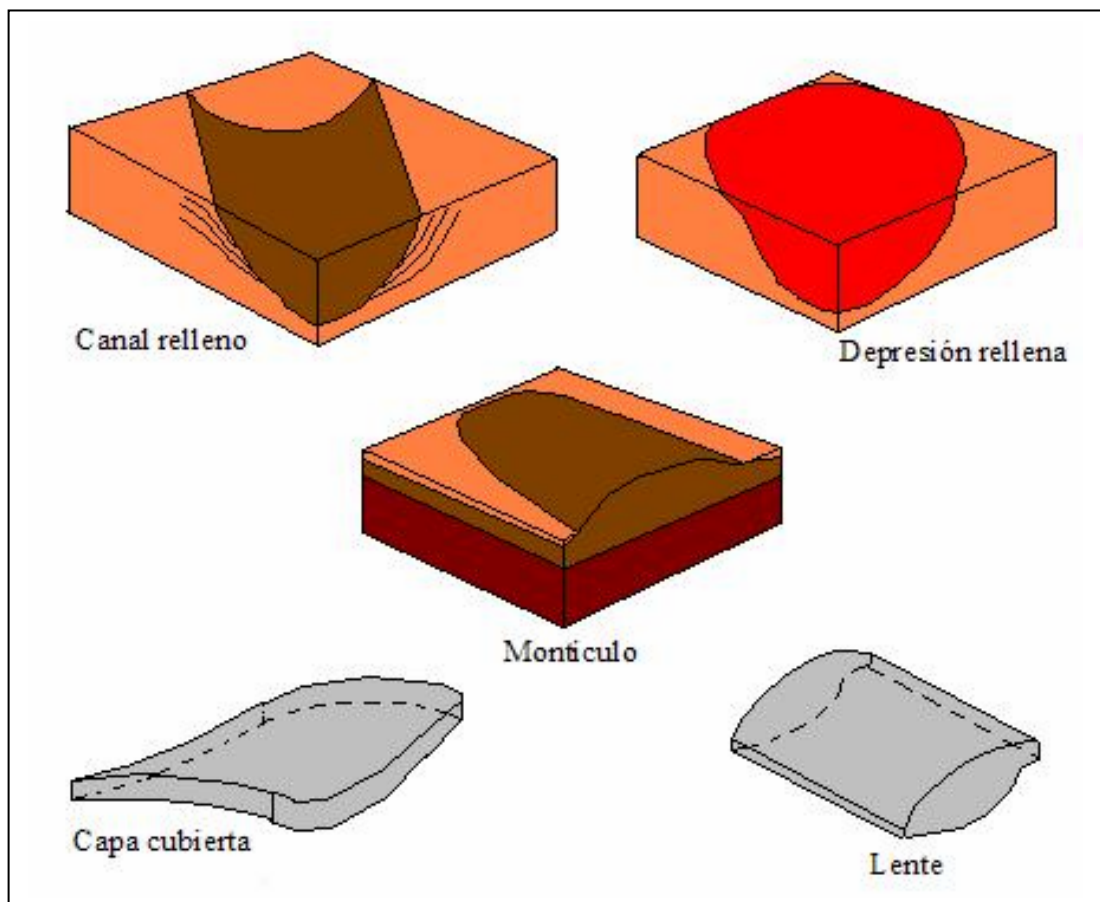


Gráfico 12. Forma externa de las reflexiones, modificado de Mari (1999)

paralelas, divergentes o progradacionales pueden ser observadas en ellos. Esta es la mejor forma conocida de las facies sísmicas encontradas en plataforma.

- Capas cubiertas: estas corresponden a baja energía de depositación. Las capas moldean las formas preexistentes
- Los lentes son encontrados en la pendiente de los depósitos.
- Montículos: ellos pueden ser debido a acumulaciones orgánicas, flujos volcánicos, acumulación de clásticos como turbiditas, lóbulo deltaico, barras, etc.
- A menudo estas unidades son vinculadas a un relativo alto nivel de energía.
- Bajos o depresiones: unidades rellenas pueden ser clasificadas de acuerdo con su forma externa (canal relleno, depresión rellena) y su configuración interna: cañón relleno, flujos, abanicos, etc.

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

Una vez que se tiene por una parte la relación entre los parámetros físicos y la impedancia acústica, y por otra parte se tiene la forma de la reflexión (amplitud, fase), las facies pueden ser definidas. El intérprete puede entonces identificar facies en las líneas sísmicas, construir un mapa de facies y deducir la extensión de una litología Mari (1999).

3.3-Canales y valles

Según Wescott (1997) un canal es un cause por donde fluye cuerpo natural de agua, o un pasaje natural de extensión perceptible donde continua o periódicamente fluye agua. Mientras un valle es una parte de tierra baja limitada por terrenos más

elevados, especialmente elongado y relativamente grande. Se desarrolla usualmente por erosión extrema pero puede ser limitado por fallas. Siendo así, en un valle puede haber más de un canal. En general los canales son más estrechos y más sinuosos que los valles y pueden ser generados por procesos fluviales, deltaicos, mareales y submarinos.

Los canales y valles son especialmente importantes en la industria petrolera puesto que el material típico de relleno de estos son siliciclásticos tipo arena, lo cual los convierte en posibles reservorios si alcanzan dimensiones importantes. En el Gráfico 13 se muestra el modelo conceptual de corte de canal por planos de falla.

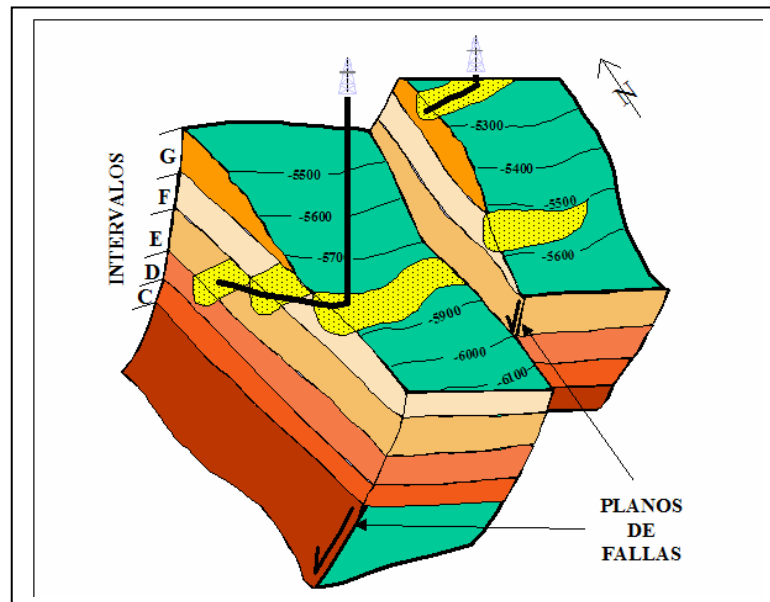


Gráfico 13. Modelo conceptual de corte de canal por planos de falla, Márquez et al. (1999)

3.4-Atributos Sísmicos

Con la idea de extraer características estructurales y estratigráficas de los datos sísmicos se hace uso de los atributos. Según Chen et al. (1997) los atributos sísmicos son medidos de las características geométricas, cinemáticas o estadísticas derivadas de la traza sísmica.

Según Chen et al. (1997) los atributos sísmicos pueden ser clasificados en instantáneos, interválicos y volumétricos. Esto depende de si son aplicados a un horizonte, una ventana definida entre dos horizontes o a un volumen de datos respectivamente.

3.4.1-Atributos instantáneos

- **Amplitud Sísmica:** Esta función lee el valor de la traza en el horizonte seleccionado. Es uno de los atributos más útiles que existen, se usa para identificar puntos brillantes, tenues, canales, etc. Tiene buena correlación con parámetros petrofísicos como espesor y porosidad.
- **Coeficiente de Correlación:** genera un mapa de atributos con valores derivados del cómputo de la correlación cruzada de cada traza contra un número de trazas adyacentes. El atributo computa el valor de una medida de cuan alta o baja es la correlación cruzada de una traza en relación con una o más de sus trazas vecinas. El proceso de correlación usa un horizonte interpretado o un tiempo constante como superficie guía. Este atributo es muy usado para detectar cambios en la sísmica causados por fallas o otros cambios estructurales o estratigráficos
- **Fase Instantánea:** Es definida como $q(t)/f(t)$, donde $q(t)$ es la traza compleja y $f(t)$ es la traza real. Viene expresada en radianes. Es muy útil para enfatizar eventos, mejora la continuidad lateral. Permite observar discordancias, acuñaientos, onlap, etc.
- **Frecuencia Instantánea:** Es la primera derivada de la fase instantánea. Usada para dar continuidad a eventos. Permite ver atenuación de la ondícula.
- **Intensidad de Reflexión:** Es definida como $(q(t)+f(t))/2$, es conocida también como Amplitud Instantánea o Amplitud Envolvente. Es uno de los atributos más útiles para identificar puntos brillantes, opacos, fluidos, cambios litológicos.

3.4.2-Atributos interválicos

Los mapas son calculados integrando los atributos a través de la ventana dada, asumiendo que la función es lineal entre muestras, siguiendo una regla trapezoidal.

Físicamente esta relacionada con el logaritmo de la impedancia acústica ($\log AIC$). La variación de estos mapas puede ser relacionada con variaciones de densidad, porosidad, litología, etc. Estos atributos son muy útiles en la caracterización de yacimientos.

- **Amplitud Pico Promedio:** representa el valor promedio de todos los picos en una ventana. Estos picos pueden ser máximos locales, es decir, los picos negativos también son promediados. Pequeños y grandes valores pueden ser usados con indicador directo de hidrocarburos.
 - **Amplitud RMS:** mide la reflectividad en una ventana de tiempo o profundidad. Es la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de las amplitudes, dividido entre el número de muestras existentes. Puede ser usado como indicador directo de hidrocarburos en una zona.
 - **Energía Sísmica Promedio:** es el cuadrado de la Amplitud RMS. Es una medida de la reflectividad en una ventana de tiempo o profundidad y puede ser usado para representar indicadores de hidrocarburo en una zona.
 - **Longitud del Arco Sísmico:** mide la heterogeneidad de la reflexión, y puede ser usada para cuantificar cambios laterales en el patrón de reflexión. Sirve como indicador de la secuencia estratigráfica.
 - **Duración Lazo Superior:** es el tiempo de separación entre el cero crossing superior e inferior del lazo que está a ambos lados del horizonte. Sirve como indicador de fallas y para acotar espesores cuyas respuestas de tope y base interfieren entre sí.
 - **Asimetría del Lazo Superior:** es la medida de la simetría de una distribución estadística. Aquí el lazo es considerado una distribución. Para lazos simétricos la asimetría es cero, es positiva si el lazo está cargado hacia el tope y negativa si está cargado hacia el fondo.
 - **Diferencia de Amplitud:** computa la diferencia de la Amplitud sísmica entre la parte más profunda y más superficial de la fuente.
- Además de los atributos antes mencionados

3.4.3-Atributos Volumétricos

Son calculados sobre un volumen de datos. Pueden ser de una traza o múltiples trazas. Es decir, tomar traza por traza para el cálculo, o tomar varias trazas y promediar, usando asignando el valor del atributo al centro del subvolumen de trazas. Ejemplo Cubo de Coherencia (sección 3.1.3.1).

Otra clasificación interesante hizo Chen et al. (1997) mostrando un esquema donde presenta las categorías de atributos sísmicos basados en las características del yacimiento (Gráfico 14).

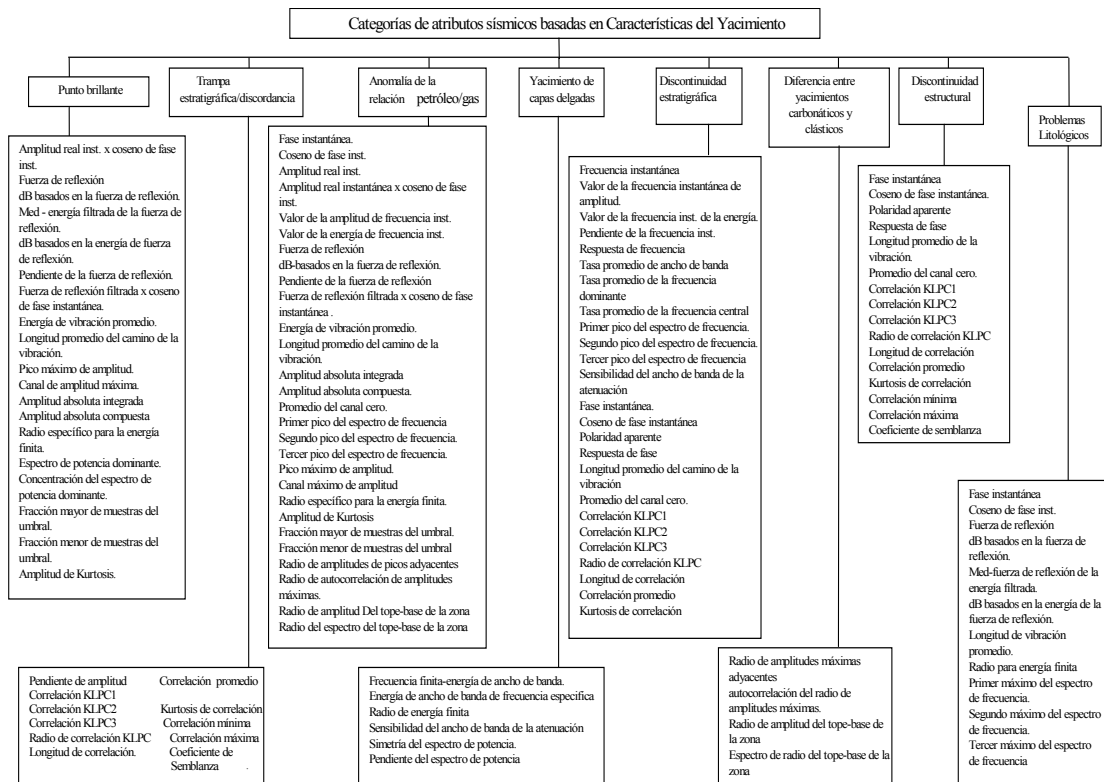


Gráfico 14. Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento. Tomado de Chen et al. (1997)

3.5-Resolución sísmica vertical

Según Zambrano et al. (2004) la resolución sísmica es la menor distancia existente entre dos interfaces litológicas que producen reflexiones, permitiendo

visualizarse de manera separada. Existen dos tipos de resolución: vertical y horizontal, las cuales están controlados por el ancho de banda de la señal. En este estudio se enfocará en la resolución sísmica vertical.

La resolución vertical depende de la longitud de onda dominante, la cual se define como la relación entre la velocidad de la onda y la frecuencia dominante.

Para una reflexión en el tope de una capa delgada y otra en la base, existe un límite de cuán cercanos pueden estar en caso de ser separables. Este límite depende del espesor de la capa.

La longitud de onda dominante de las ondas sísmicas está dada por la relación $\lambda = v/f$. Donde v es la velocidad y f la frecuencia dominante

Las estructuras profundas deben tener mayores espesores que aquellas que se encuentran a menor profundidad para que tengan buena resolución.

El límite aceptable para la resolución vertical es generalmente la cuarta parte de la longitud de onda. Este límite depende del nivel de ruido contenido en los datos sísmicos. A veces, cuando el coeficiente de reflexión y los eventos no se distinguen fácilmente, el criterio de $\lambda/4$ es muy grande; y otras veces, cuando las amplitudes de los eventos son identificadas con facilidad, el criterio es muy restringido. El efecto de resolución se muestra en el modelo sintético de acuñaamiento del Gráfico 15.

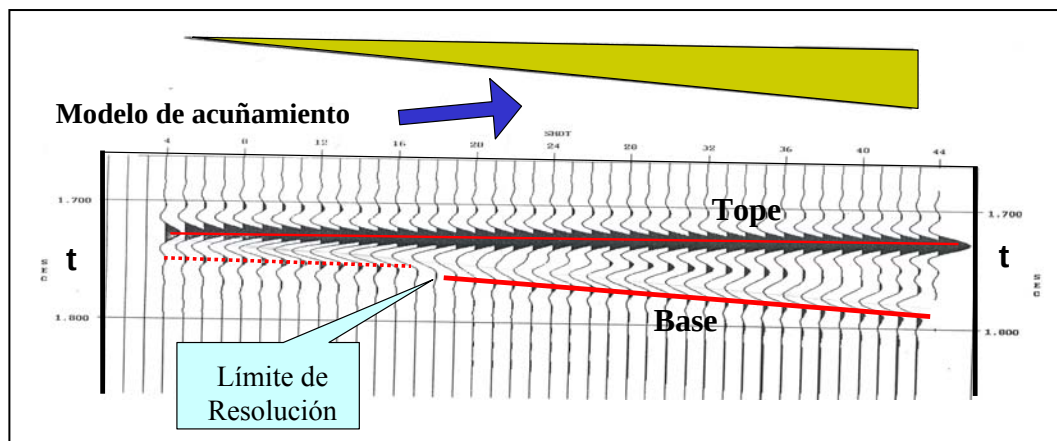


Gráfico 15. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.

La habilidad de resolver o detectar pequeños objetivos puede mejorar aumentando la frecuencia dominante de los datos apilados.

El proceso de deconvolución pretende aumentar la resolución vertical ampliando el espectro y comprimiendo la ondícula sísmica.

3.6-Estudio Petrofísico

Según Zambrano et al. (2004) la petrofísica es la rama de la prospección de hidrocarburos que estudia el comportamiento de las propiedades físicas de las rocas. Una de las principales utilidades que posee esta ciencia, es su capacidad de integrar diversas disciplinas, tales como la Geología, Geofísica e Ingeniería de Yacimientos.

Existen en la industria petrolera una amplia variedad de mediciones y técnicas analíticas disponibles para evaluar las características físicas de las formaciones del subsuelo.

La aplicación de un método cuantitativo de interpretación petrofísica adecuado, depende del tipo de formación en estudio, es decir, si se trata de una formación limpia, de una formación arcillosa o de carbonatos y, según el método escogido, se emplean las ecuaciones básicas que relacionan las características petrofísicas de la formación con los factores eléctricos, nucleares y acústicos que se obtienen de los perfiles.

Los registros de pozos son herramientas cuyas mediciones se utilizan para evaluar formaciones, lo cual permite la localización de zonas prospectivas con hidrocarburos.

Un estudio petrofísico adecuado proporciona información de: porosidad, saturación de fluidos, espesor de arena, ubicación de contactos de fluidos, interpretación de los fluidos contenidos en el yacimiento, determinación de profundidades de interés, arcillosidad, detección de intervalos permeables.

Existen tres tipos básicos de registros que permiten analizar totalmente una formación: registros de litología, de resistividad y de porosidad.

3.6.1-Propiedades físicas medidas

Según Zambrano et al. (2004) el conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de las formaciones. Casi toda la producción de hidrocarburos se extrae de acumulaciones en los espacios

porosos de las rocas del yacimiento. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en un yacimiento depende de su porosidad, entre otros parámetros. Se requiere el volumen de la formación que contiene hidrocarburos para calcular las reservas totales y determinar si son comerciales.

Para determinar la productividad de un yacimiento, es necesario saber con que facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso, lo cual a su vez depende de la manera en que los poros están intercomunicados.

Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología, pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y producción de un yacimiento, Zambrano et al. (2004).

3.6.2-Propiedades Petrofísicas

3.6.2.1-Volumen de arcilla (V_{sh})

Para realizar una evaluación petrofísica confiable, es indispensable conocer el volumen de arcillas (V_{sh}) que se encuentra en las arenas. Esta variable afecta significativamente el cálculo de saturación de fluidos, debido a que tiende a disminuir el valor de resistividad. La estimación del volumen de arcilla se realiza generalmente a través del registro de rayos gamma en aquellos pozos donde éste existiera. En los pozos que no tiene registros de rayos gamma, se emplea el perfil de SP. También se pueden usar otros indicadores de arcilla como son perfiles de resistividad, densidad, neutrón y sónico, Zambrano et al. (2004).

3.6.2.2-Saturación de agua (S_w)

La fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua se la llama “saturación de agua” y se simboliza S_w . A la fracción restante contentiva de petróleo o gas, se le denomina saturación de hidrocarburos, notándose como S_h , la cual, obviamente, será igual a $(1 - S_w)$.

En su estado irreducible, a la saturación de agua se le denomina saturación de agua irreducible (S_{wi}), y ésta no fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

Se determina a partir de perfiles eléctricos, específicamente a partir de una medición de resistividad profunda, utilizando las siguientes herramientas: inducción, doble inducción, laterolog o doble laterolog, Zambrano et al. (2004).

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

La saturación de agua irreducible se calcula a partir del gráfico cruzado Resistividad total (R_t) vs Saturación de agua (S_w). El corte de la tendencia asintótica con el eje de las abscisas va a representar el valor de S_{wi} , Zambrano et al. (2004).

3.6.2.4-Saturación de agua en formaciones arcillosas (S_w)

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

Para determinar la saturación de agua (S_w), en formaciones arcillosas existen muchos métodos, en esta investigación se trabajó empleando el método de Simandoux, que aplica para sistemas de arcilla dispersa (Rivas, 2003).

Modelo de Simandoux

Este modelo se basa en que la conductividad ($1/R_t$) de una arena arcillosa se puede expresar de la siguiente manera:

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

donde: V_{sh} y R_{sh} son el volumen y la resistividad de arcillas respectivamente.

Para $m=n=2$, ésta se convierte en una ecuación de segundo grado de la forma $ax^2 + bx - c = 0$.

La siguiente expresión es la ecuación de Simandoux para calcular S_w , si $m=n=2$:

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

donde:

S_w : saturación de agua (adimensional)

n : exponente de saturación (adimensional)

a : factor de tortuosidad (adimensional)

R_w : resistividad del agua de formación (ohm-m)

ϕ : porosidad total de la formación (adimensional)

m : exponente de cementación (adimensional)

R_t : resistividad de la formación (ohm-m)

Cuando se usan valores de m y n distintos de 2, no se debe usar la ecuación expresada para S_w en estos modelos, ya que ésta es el resultado de la solución de la ecuación de segundo grado (suponiendo que $m=n=2$).

Para estos casos se recomienda usar la ecuación original expresada en la conductividad verdadera de la formación, $1/R_t$ y usar métodos iterativos para solucionar la ecuación no cuadrática.

3.6.2.5-Parámetros de corte

Para la determinación de los parámetros de corte del volumen de arcilla ($V_{shcorte}$) representa gráficamente el volumen de arcilla vs la saturación de agua.

La porosidad efectiva de corte (ϕ_{corte}) se obtiene relacionando la porosidad vs volumen de arcilla. Los resultados obtenidos de las pruebas de producción, efectuadas en zonas con arcillosidades, indicaran los parámetros de corte para determinar los espesores de AN y ANP, Zambrano et al. (2004).

3.6.2.6-Arena Neta (AN)

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

3.6.2.7-Arena Neta Petrolífera (ANP)

Se define como Arena Neta Petrolífera a la fracción de Arena Neta que contiene una saturación de agua menor al valor de corte y una porosidad mayor al valor de corte, Zambrano et al. (2004).

3.6.2.8-Caliza Neta (CN)

Se define como Caliza Neta a la suma de los intervalos dentro de la formación de interés que tengan un volumen de arcillosidad menor o igual al obtenido del parámetro de corte, es decir, se consideran todos los valores iguales o inferiores al valor de corte de volumen de arcilla.

3.6.2.9-Caliza Neta Petrolífera (CNP)

Se define como Caliza Neta Petrolífera a la fracción de Caliza Neta que contiene una saturación de agua menor al valor de corte y una porosidad mayor al valor de corte.

3.6.2.10-Porosidad (ϕ)

Es una de las características petrofísicas más importantes de la roca-yacimiento, ya que es la que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables.

Según Zambrano et al. (2004), la porosidad por definición, es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, y el volumen total de roca. Esta fracción corresponde a lo que llamamos porosidad total (Φ_t). La porosidad efectiva (Φ_e) es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total, siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser producidos.

La porosidad de una formación podemos obtenerla de los perfiles de densidad, neutrónico, sínico y resonancia magnética nuclear.

El cálculo de porosidad total se determina a partir de la expresión:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{leido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

donde:

ρ_{matriz} : densidad de la matriz de roca (gr/cc). Para matriz arenisca el valor es 2.65 gr/cc.

ρ_{leido} : densidad en el intervalo de interés (gr/cc)

ρ_{fluido} : densidad del fluido (gr/cc)

3.6.2.11-Permeabilidad

Es una medida de la capacidad del espacio poroso para permitir el paso de fluidos a través de él. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma, Zambrano et al. (2004). Darcy determinó en 1856 que cuando se hace pasar un fluido de cierta viscosidad a través de un cilindro de arena con un área transversal A y una longitud L, y sobre cuyos extremos se ha aplicado una diferencia de presiones, la tasa de flujo Q, que pasa por el cilindro en un tiempo determinado, es directamente proporcional al área y a la diferencia de presiones e inversamente proporcional a la viscosidad y la longitud. La unidad de permeabilidad es el “Darcy” y se representa con el símbolo K.

La Gráfico 16 muestra la esquematización de la Ley de Darcy para la determinación de la permeabilidad de un material

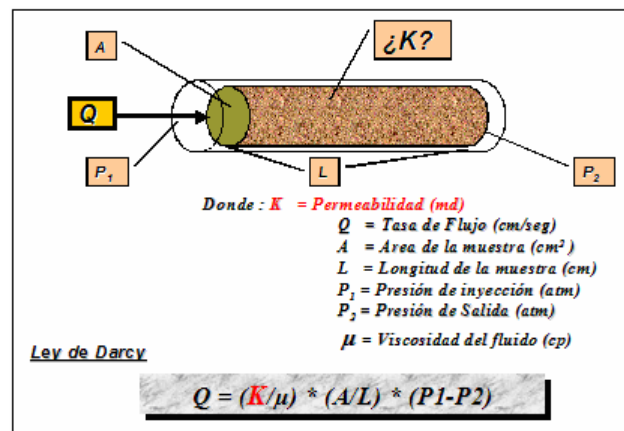


Gráfico 16. Ley de Darcy y su representación esquemática

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

$$K_{(md)} = \frac{0.136 * \phi^{4.4}}{Swi^2}$$

donde: K = Permeabilidad (md)

ϕ = Porosidad (porcentaje)

Swi = Saturación de agua irreducible (fracción)

3.6.2.12-Resistividad

La resistividad eléctrica de un material es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es ohmio-m. Una corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua intersticial, que satura a la estructura porosa de la formación, solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas. Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación, sobre todo en la parte no invadida del yacimiento, Zambrano et al. (2004).

3.6.3-Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales

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

Según Zambrano et al. (2004), aunque son relativamente sencillos los registros de la curva de SP y de GR son bastante útiles e informativos. Entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencian rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Definen los límites de las capas y permite la correlación entre ellas.

- Proporcionan una indicación de la arcillosidad de las capas.
- Ayudan en la identificación de la litología.
- En el caso de la curva SP, permite la determinación de la resistividad del agua de formación, R_w .
- En el caso de la curva de GR, detecta y evalúa depósitos de minerales radioactivos, y permite detectar zonas limpias (de baja arcillosidad).

3.6.3.1-Potencial espontáneo (SP)

La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad. Estas diferencias de potencial se generan en forma natural debido a la diferencia de salinidad que existe entre la formación y el lodo de perforación, Zambrano et al. (2004).

El registro de SP se mide en milivoltios. Esta herramienta trabaja bien en formaciones cuya salinidad es de moderada a alta. Se corre sólo en hoyo sin revestir. En formaciones arenosas con agua dulce se desplaza hacia la derecha. El registro de SP se graba simultáneo con los registros de Rayos Gamma y “Caliper”.

Lo importante de esta curva es que cuando se desplaza hacia la izquierda indica la presencia de generalmente una roca porosa y permeable. Por el contrario cuando se desplaza hacia el centro o línea de lutita, indica la presencia de rocas de baja porosidad y baja permeabilidad.

Para hacer el cálculo de R_w es necesario determinar el valor de SP, el cual corresponde con el valor de potencial espontáneo en la arena más limpia de la formación. Se entiende por arena limpia aquella que posee menos contenido de arcilla, es decir, en la que gráficamente presenta una curva suave con deflexión hacia los valores máximos negativos.

3.6.3.2-Rayos gamma (Gamma Ray)

Esta herramienta capta emisiones de radioactividad muy bajas que se producen en forma natural, como resultado del decaimiento de tres elementos

radioactivos: Torio, Uranio y Potasio, los cuales se encuentran en las arenas y lutitas, . Zambrano et al. (2004).

El GR es registrado en unidades API, usualmente desde cero a la izquierda, hasta un valor arbitrario a la derecha, comúnmente 150 de estas unidades. La profundidad de investigación de esta herramienta es de 6-12 pulgadas, siendo mayor para formaciones de baja densidad (alta porosidad) que para las de alta densidad. La resolución vertical de esta herramienta es de alrededor de 3 pies.

Los elementos radioactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son impermeables, mientras que se encuentran en menor proporción en los carbonatos y en las arenas, las cuales son generalmente permeables. El registro GR puede distinguir zonas permeables, por lo que es una herramienta excelente para la identificación de las lutitas.

Además, de definir litología, se usa también para estimar la arcillosidad de las formaciones. El perfil se puede correr en hoyo revestido o sin revestir, característica que permite su uso en pozos viejos ya entubados.

3.6.4-Registros de Resistividad

Según Zambrano et al. (2004), los registros de resistividad miden la resistividad de la formación. Estos registros son indicadores del tipo de fluido presente en la formación y suministran información complementada con otros perfiles sobre litología, textura, facies, sobre – presiones y características de roca madre, siendo estos parámetros los utilizados frecuentemente para correlacionar. Además, aportan valores para cálculos petrofísicos tales como, saturación de agua de la zona lavada, invadida y no invadida.

La unidad de medida de los registros de resistividad es el ohmio - metro y se representan en escala lineal y logarítmica.

El principio de funcionamiento de estas herramientas de resistividad se basa en un cuadripolo, es decir, dos electrodos de corriente A y B, por medio de los cuales se introducen corrientes en la formación, y dos electrodos de potencial M y N, donde

se miden los voltajes. Las herramientas para medición de la resistividad varían dependiendo del arreglo de los electrodos.

3.6.4.1-Perfil de Inducción (ILD)

Mide la conductividad de una formación en el subsuelo, la cual es la inversa de su resistividad. En unidades comúnmente usadas, la conductividad es equivalente a $1000/\text{resistividad en ohm-m}$. Este registro tiene una resolución vertical de cerca de 4 pies.

3.6.4.2-Herramienta de Densidad Compensada (FDC)

Este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación. La densidad se expresa en gr/cm^3 . Esta herramienta conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos (registro de neutrones).

3.6.4.3 Perfil Neutrónico (CNL)

El perfil CNL reporta la porosidad de la formación. Este perfil puede correrse tanto en hoyo abierto como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo, por lo que este perfil es útil para evaluar pozos viejos, donde no se había corrido un perfil de porosidad. La herramienta CNL es raramente corrida por sí sola. Normalmente es corrida en combinación con el FDC y GR.

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones rápidos y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el número de neutrones lentos, contados por los detectores, sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos en la vecindad del pozo. Al contar el número de neutrones lentos que llegan a los detectores, se puede determinar la porosidad de la formación. La relación dada por el cociente entre los índices de pulsaciones del detector cercano y lejano, N_n/N_f , es medida y relacionada con la porosidad de la formación.

Mientras la relación N_n/N_f depende principalmente de la porosidad, existe también una dependencia significativa en la litología, debido a que la matriz de la formación contribuye algo en la desaceleración y captura de los neutrones.

3.6.4.4 Perfil de Litodensidad (LDT)

El perfil de Litodensidad fue desarrollado para medir simultáneamente, la densidad electrónica (ρ) y el índice de la sección de captura fotoeléctrica promedio por electrón (Pe), conocido como factor fotoeléctrico de la formación, Zambrano et al. (2004).

De la densidad eléctrica medida se deriva una densidad aparente que dentro de ciertas limitaciones es equivalente a la densidad real de la formación.

El factor fotoeléctrico (Pe) depende fundamentalmente de la litología de la formación y es poco afectado por la porosidad y el fluido contenido en el volumen de poros.

Este perfil por si solo, o combinado con el perfil de Neutrón y Rayos Gamma, permite realizar evaluaciones de formaciones gasíferas, litologías complejas y formaciones de baja porosidad; así como identificar mineralogía de arcillas.

3.7-Regresión lineal

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

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

donde m representa la pendiente y b el cruce con cero, $A = 0$ (Gráfico 17).

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

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

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

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

Con frecuencia se usa el Coeficiente de Regresión (R) para comparar la bondad del ajuste lineal. A medida que R^2 tienda a 1, mejor será la aproximación lineal. Una vez obtenida esta función matemática de correlación, se aplica a los atributos sísmicos para obtener un mapa estimado de la propiedad petrofísica deseada.

Al aplicar esta técnica, basada en un solo atributo, es altamente recomendable seleccionar un atributo que presente una correlación significativa con la propiedad a estimar. Se debe prestar especial atención a la cantidad de información de pozos

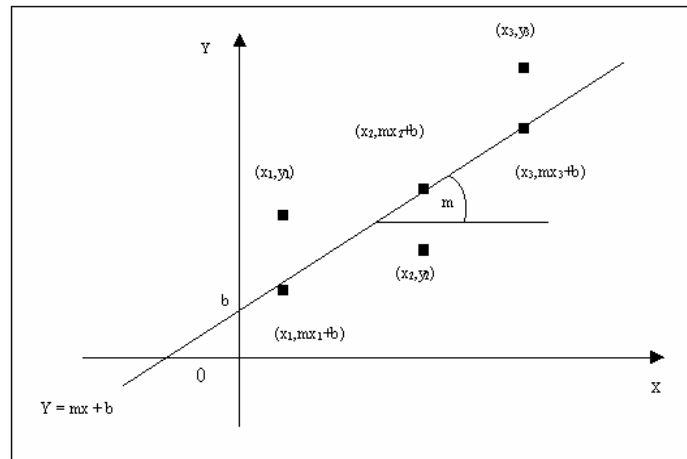


Gráfico 17. Aproximación a tres puntos (Henríquez, 2000)

disponible para realizar la correlación, ya que cuando el número de éstos es bajo existe gran probabilidad de obtener un buen ajuste entre la propiedad y el atributo, aunque físicamente no se observe correlación alguna. En otras palabras, la probabilidad de obtener una correlación deficiente aumenta a medida que disminuye la cantidad de pozos y/o aumenta la cantidad de atributos sísmicos calculados (Kalkomey, 1996).

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

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

CAPITULO IV METODOLOGÍA

La metodología de trabajo se dividió en dos ramas, la primera referida a la interpretación sísmica estructural y la segunda a la interpretación sísmica estratigráfica (Gráfico 18).

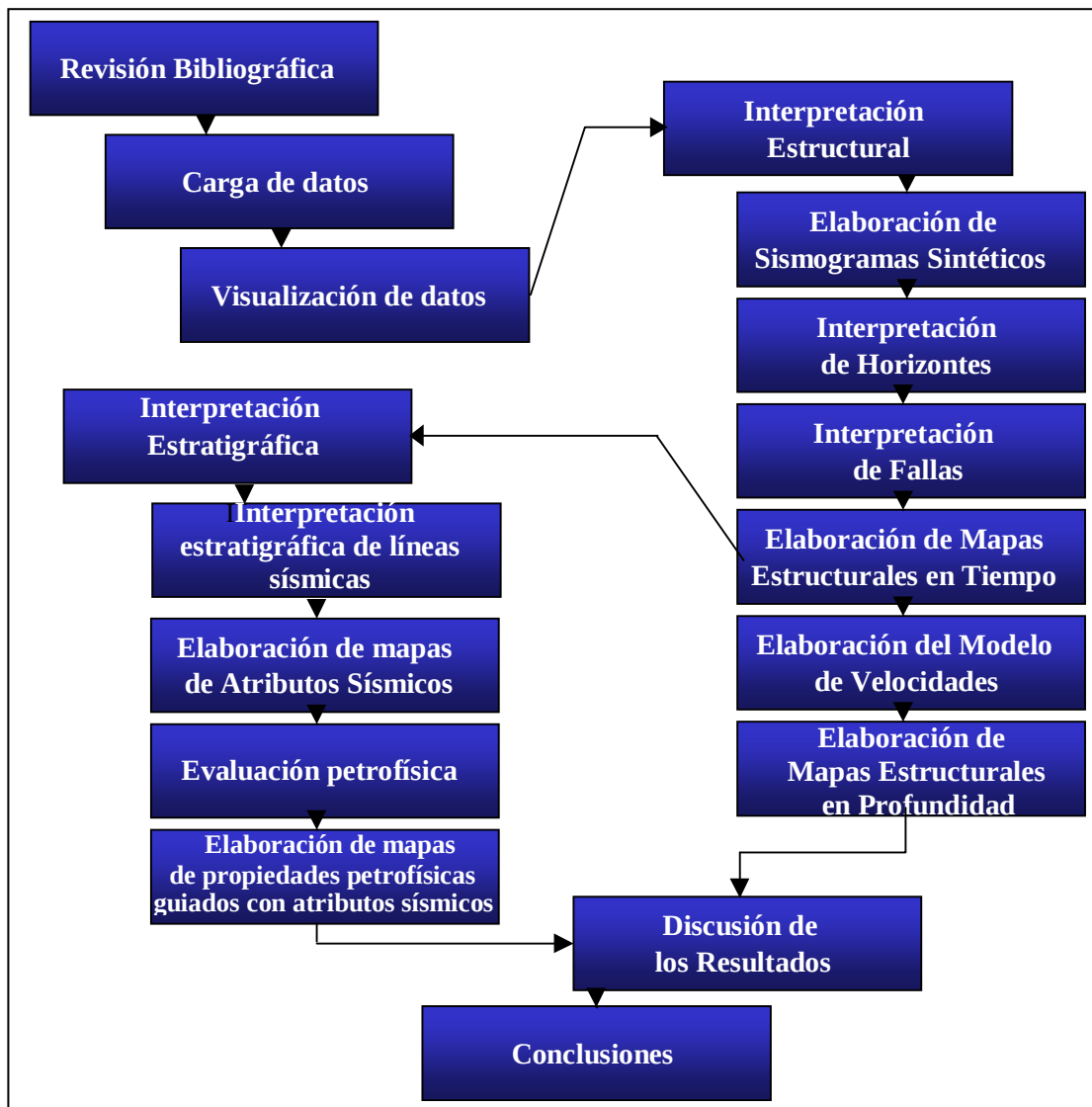


Gráfico 18. Esquema de la metodología de trabajo

A continuación una descripción de cada una de las fases de la metodología de trabajo.

4.1-Revisión bibliográfica

Esta primera etapa consistió en revisar los trabajos de interpretación sísmica realizados en la zona de estudio y áreas aledañas así como también la revisión de los modelos geológicos estructurales y estratigráficos de diversos autores. Esta información se encuentra detallada en el Capítulo I (sección Trabajos previos) y en el Capítulo II (Marco Geológico).

4.2-Carga de datos

Esta investigación se apoyó en los softwares de la plataforma Geoframe versión 4.0.4.2. Por esta razón fue creado un proyecto denominado Barinas_Tesis en dicha plataforma, y en ese proyecto se colocaron los datos del cubo sísmico, los pozos, los registros de pozo y marcadores geológicos definidos para la zona.

El cubo sísmico cargado (Gráfico 19) tiene un área de 275 km² y una cobertura de 4000 milisegundos. En total se cargaron 11 pozos, de los cuales 6 pertenecen al Campo Torunos (TOR-1X, TOR-2E, TOR-5, TOR-7, TOR-8, TOR-10), 4 al Campo Caipe (CAI-1X, CAI-9, CAI-10, CAI-11), y 1 al Campo Obispo (OBI-1X).

Se cargaron todos los marcadores geológicos disponibles para la zona. Entre ellos se encuentran TOPE-GOB (Gobernador), MASP (Masparrito), BBEsc (Escandalosa “0”), BaseO (Escandalosa “P”) y TOPE_R2 (Escandalosa “R2”).

En cuanto a los registros de pozo fueron cargados: check shots, sísmico, densidad, resistividad y gamma ray. En el Cuadro 2 se muestra el inventario de los registros existentes y cargados por pozo.

Cuadro 2. Inventario de los registros de pozo

	OBI-1X	CAI-1X	CAI-9	CAI-10	CAI-11	TOR-1X	TOR-2E	TOR-5	TOR-7	TOR-8	TOR-10
Check Shots			X				X				
Sónico	X		X	X	X	X	X				X
Densidad	X		X	X	X	X	X	X		X	
Resistividad	X		X	X	X	X	X	X	X	X	
Rayos Gamma	X		X	X	X	X	X	X	X	X	

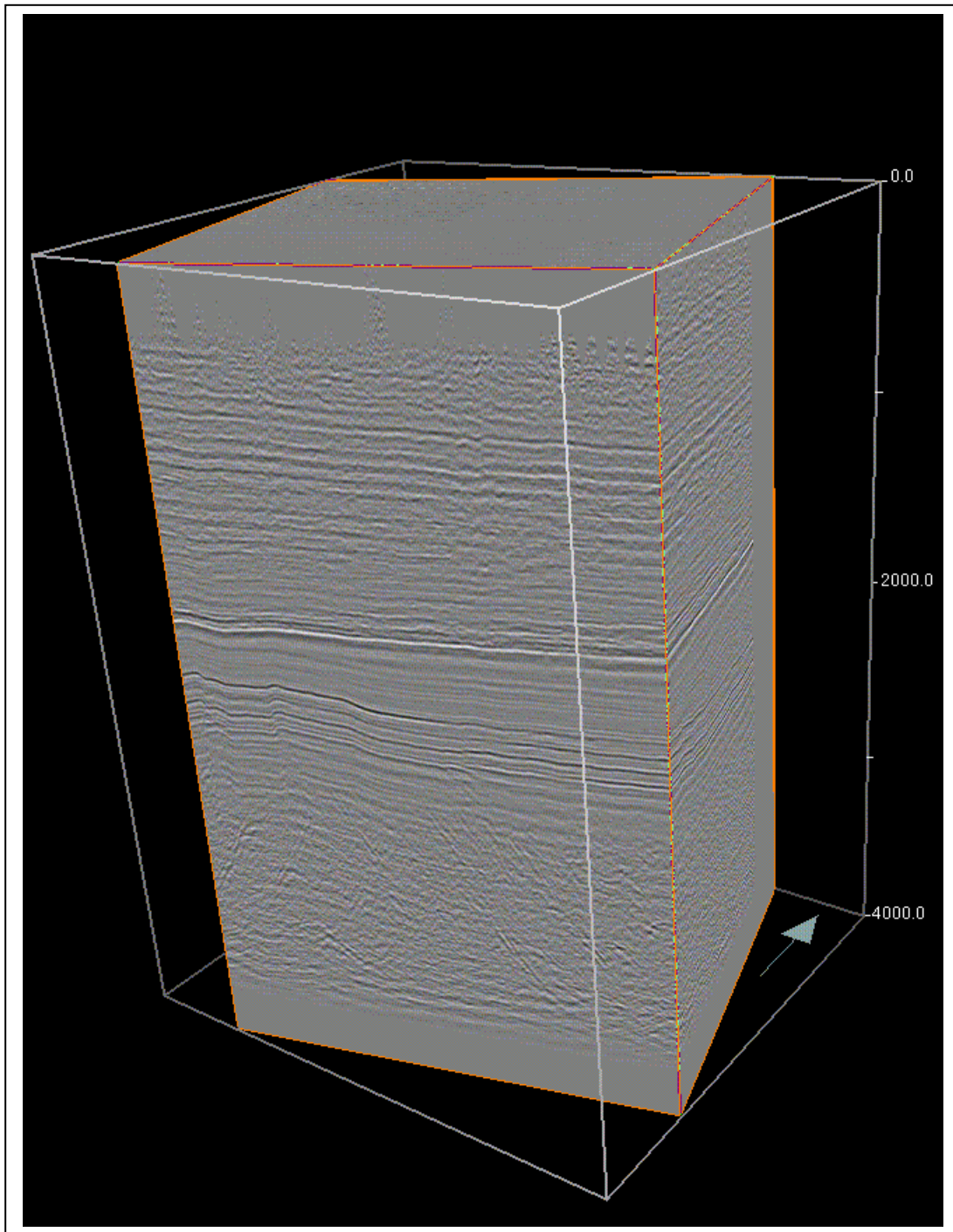


Gráfico 19. Cubo sísmico post-apilamiento

4.3-Visualización de datos

Esta etapa consistió en dar una revisión del cubo sísmico, los pozos, los registros de pozo y los marcadores geológicos cargados.

En cuanto al cubo sísmico se revisó la calidad de los datos, observado líneas sísmicas en “Inline” y “Xline”. En general los datos sísmicos son de excelente calidad, dado que el tamaño del bin fue de 20 metros por 20 metros, lo que hace que exista una muy buena resolución.

Los pozos fueron revisados, uno a uno, observando que su posición geográfica y su profundidad fueran las correctas.

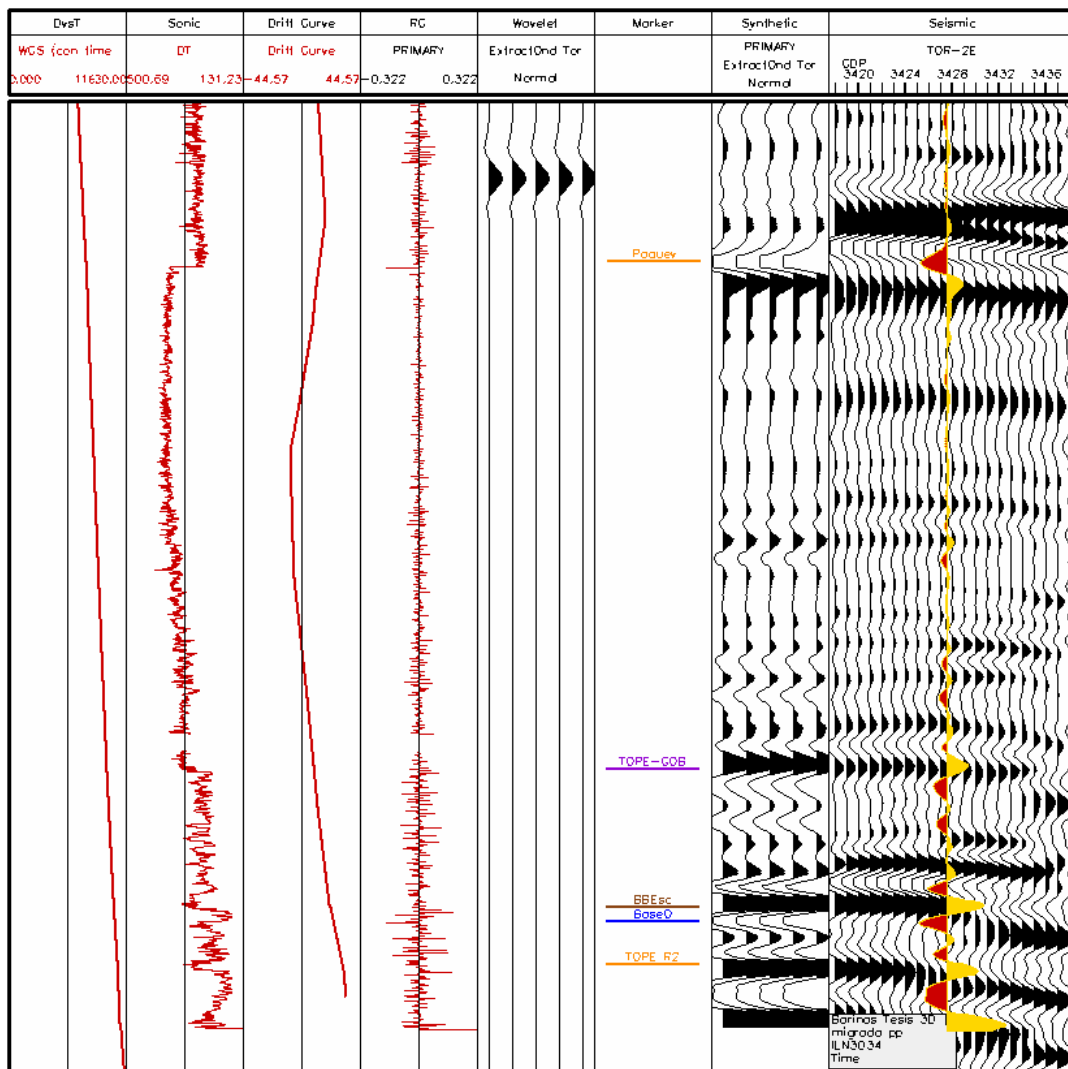
4.4-Elaboración de los Sismogramas Sintéticos

En primer lugar se escogieron los pozos a los cuales se les realizaría el sismograma sintético. Los pozos elegidos fueron CAI-9 y TOR-2E, dado que estos cuentan con los registros necesarios para dicha realización. Este procedimiento se llevó a cabo con la ayuda del módulo Synthetics de Geoframe. Para generar cada sismograma sintético en este módulo, primero fue seleccionado el pozo, luego se introdujeron los registros requeridos (checkshot, sónico y densidad), seguidamente se calcularon los coeficientes de reflexión y se extrajo una ondícula de la sísmica (constituida por 5 trazas obtenidas de la dirección “Inline” que pasa sobre dicho pozo). Finalmente se desplegó el sismograma sintético, y el mismo fue comparado lateralmente con la sección sísmica “Inline” que contiene al pozo, y con los marcadores geológicos (Pagüey, Gobernador, Escandalosa “O” y Escandalosa “P” y Escandalosa “R2”) definidos para dicho pozo. De esta manera se definió la correspondencia reflector sísmico – marcador geológico y quedó establecida la calibración sísmica pozo.

El pozo TOR-2E no cuenta con registro de densidad, sin embargo se pudo realizar el sismograma sintético (Gráfico 15) gracias a que el módulo Synthetics puede crear el registro de densidad a partir del registro sónico utilizando la relación de Gardner (1974) para rocas sedimentarias, $\rho = 1740v^{1/4}$, donde ρ es la densidad (kg/m^3) y v es la velocidad intervállica (km/s).

En el Gráfico 20 se observan de izquierda a derecha los campos Dvst (check shots), Sonic (registro sónico), Drift Curve (curva de deriva entre check shots y sónico), RC (coeficientes de reflexión), Wavelet (ondícula), Marker (marcadores geológicos), Synthetics (sismograma sintético) y Seismic (línea sísmica).

Nótese la correspondencia lateral entre el sismograma sintético y la línea sísmica. En este sismograma se observan los marcadores de las formaciones Pagüey (Pagüey), Gobernador (TOPE-GOB), Escandalosa “O” (BBEsc), Escandalosa “P” (BaseO) y Escandalosa R2 (TOPE_R2), que constituyen en sí, los topes de todas las formaciones interpretadas en esta investigación.



Comparando lateralmente los marcadores geológicos con el sismograma sintético queda establecida la calibración sísmica pozo, al saber cual reflector corresponde a cual marcador.

En el Gráfico 21 se observan de izquierda a derecha los mismos campos presentes en el Gráfico 20, pero además esta presente el campo “Aux Log”, que en este caso contiene un registro de densidad (RHOB).

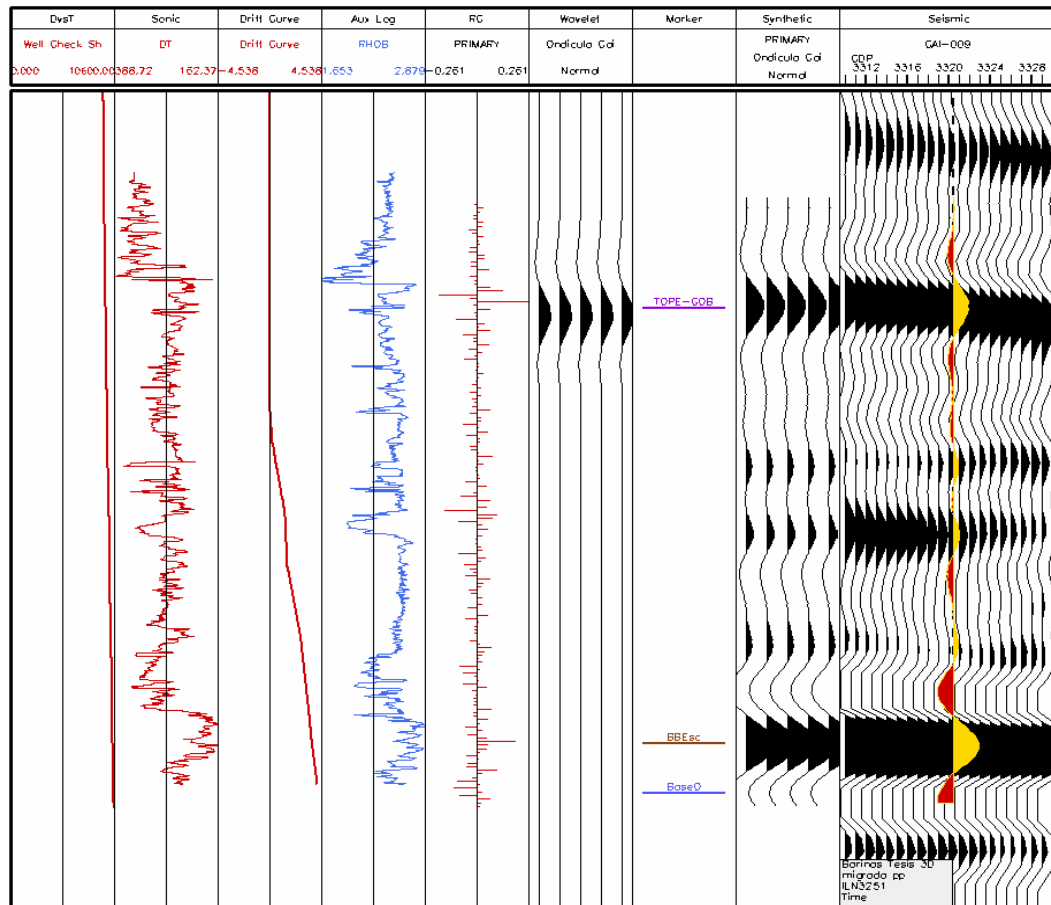


Gráfico 21. Sismograma sintético del pozo CAI-9

Para el pozo CAI-9 tanto el registro de densidad como el sónico solo fueron corridos entre las formaciones Gobernador y Escandalosa “P”, por ello el sismograma sintético se definió solo para ese espacio. En el Gráfico 21 puede observarse una clara correspondencia lateral entre el sismograma sintético y la línea sísmica, y a su vez queda establecido claramente cuales reflectores representan a cuales marcadores geológicos.

4.5-Interpretación de horizontes

Esta etapa se realizó utilizando el módulo Charisma de Geoframe. Una vez establecida la correspondencia reflector sísmico – marcador geológico, la interpretación del horizonte consistió en seguir al reflector correspondiente a lo largo de secciones sísmicas “Inline” y “Xline”, y dibujarlo sobre el con la función “Draw”. Dado el nivel de detalle de la investigación los horizontes fueron interpretados cada 5 secciones sísmicas (“Inline” y “Xline”). De este modo se construía una malla de líneas interpretadas. Luego con la función “Asap”, se hacía una interpretación automática la cual, llenaba los cuadros de dicha malla. Así quedaba construido un horizonte. En ocasiones fue necesario aplicar la función “Asap” más de una vez, cada vez con un grado más óptimo de trabajo. “Asap” ofrece hasta 3 tipos de calidad de interpretación automática (simple, extendida y avanzada).

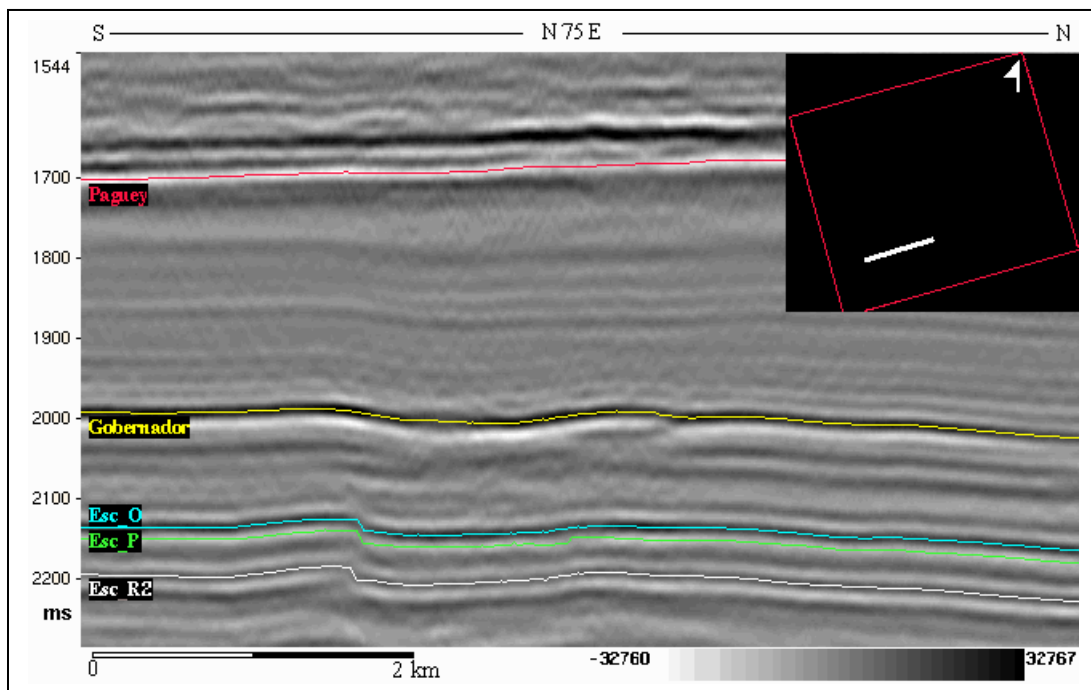


Gráfico 22. Sección sísmica “Xline” con los horizontes creados

Finalmente, si aun persistían pequeños espacios sin interpretar, se aplicaba la función Interpolate. Los horizontes creados (Gráfico 22 y 23) fueron: Pagüey, Gobernador, Escandalosa “O” (Esc_O), Escandalosa “P” (Esc_P) y Escandalosa “R2” (Esc_R2).

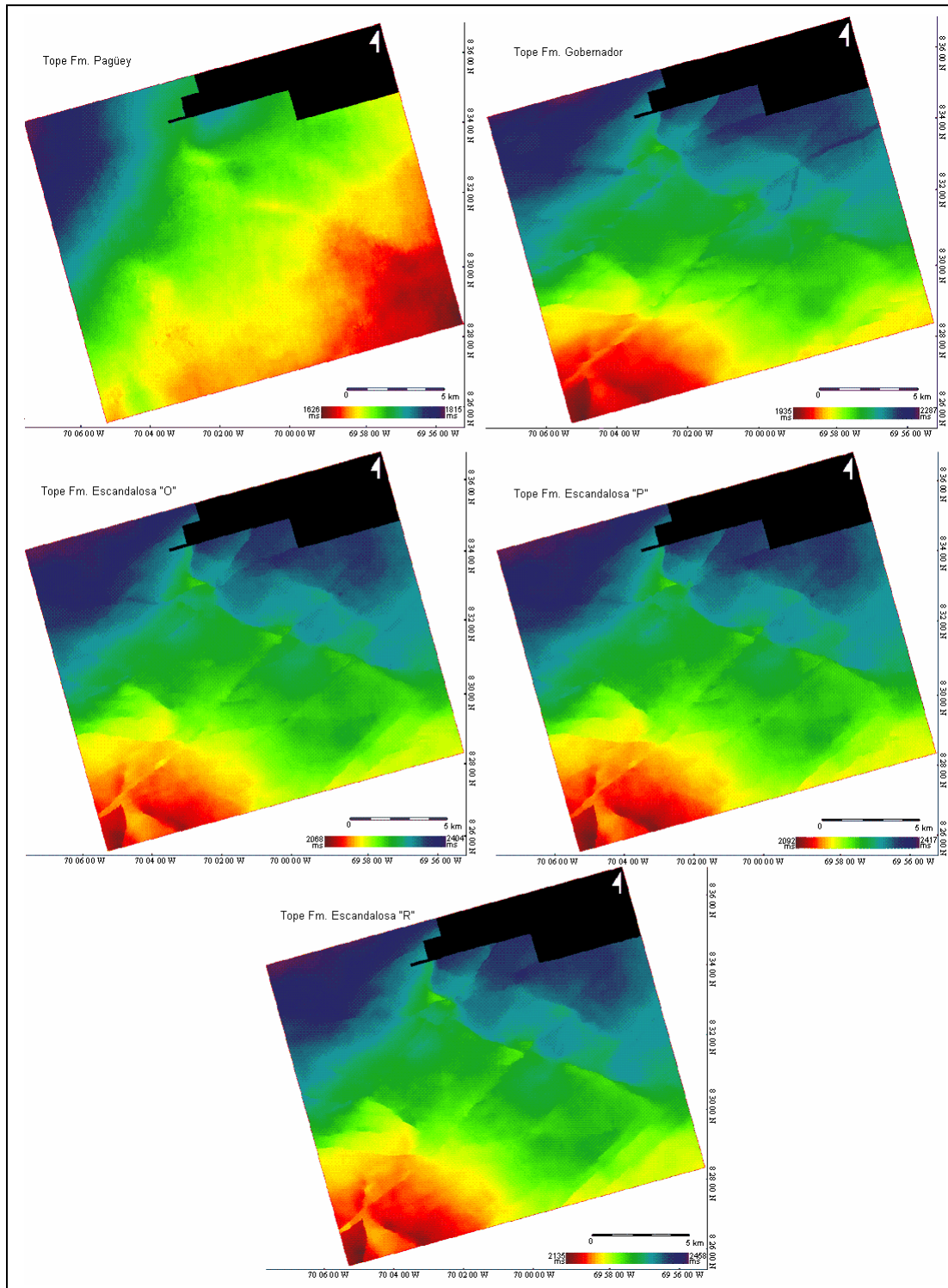


Gráfico 23. Horizontes creados en tiempo

4.6-Interpretación de fallas

A continuación un esquema simplificado de la interpretación de fallas utilizando el módulo Charisma:

- Creación del Cubo de Coherencia.
- Creación de mapas de Coeficiente de Correlación de los horizontes interpretados.
- Comparación de los mapas de Coeficiente de Correlación con los time slices del Cubo de Coherencia.
- Interpretación de las fallas en los time slices del Cubo de Coherencia, tomando en cuenta lo observado también en los mapas de Coeficiente de Correlación.
- Interpretación de las fallas en las secciones sísmicas “Inline”, “Xline” y líneas aleatorias comparando de manera simultánea con lo previamente interpretado en los “time slices”.
- Creación de los contactos de falla.
- Creación de los polígonos de falla.

Como se observa en el esquema simplificado primero se creó un Cubo de Coherencia (Gráfico 24), esto se hizo utilizando la aplicación “Volume Attributes”.

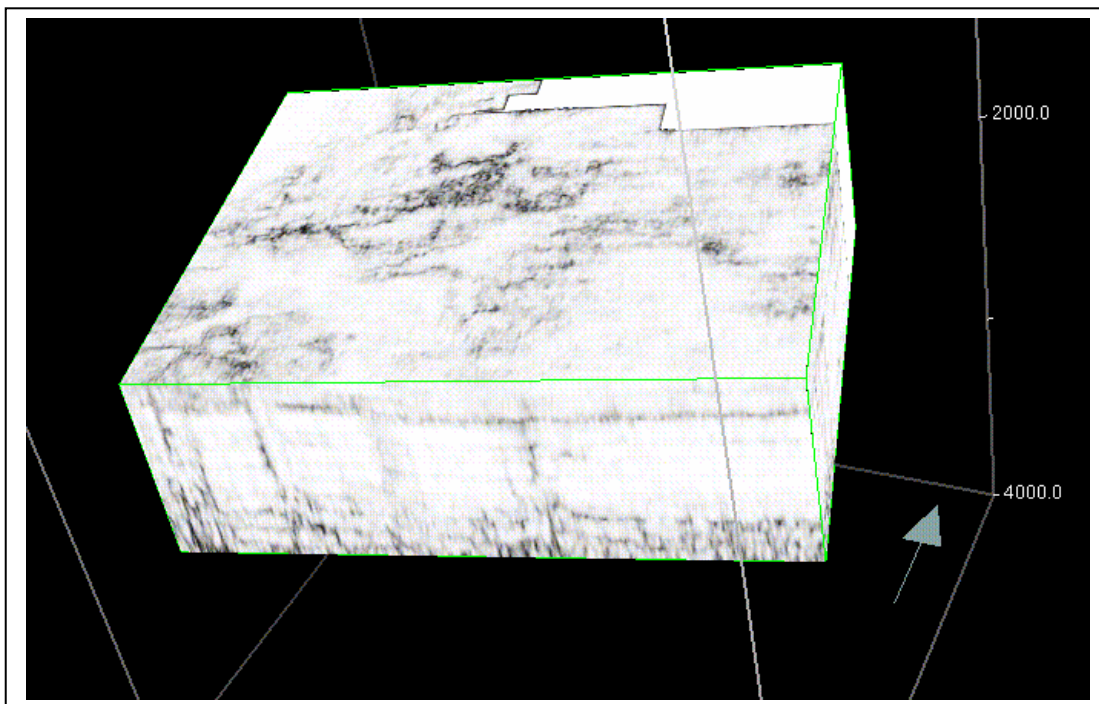


Gráfico 24. Cubo de Coherencia

Dicho cubo fue creado para toda el área del volumen sísmico pero solo entre los 1800 y 2600 milisegundos, dado que esta es la zona de interés. El Cubo de Coherencia se constituyó por time slices (Gráfico 25) realizados cada 8 milisegundos.

En los time slices las regiones de la sísmica que presentan gran coherencia son de color gris claro, y las menos coherentes pueden ser de color gris oscuro o negro (Gráfico 25). De este modo cuando se observan alineaciones oscuras estas pudieran estar relacionadas con la presencia de una falla o un cambio estratigráfico.

Los mapas de Coeficiente de Correlación (Gráfico 26) fueron creados con la función Correlation Map. A cada horizonte interpretado se le creó un mapa de Coeficiente de Correlación. Al igual que en los time slices las alineaciones oscuras en estos mapas pudieran estar representando fallas o cambios estratigráficos.

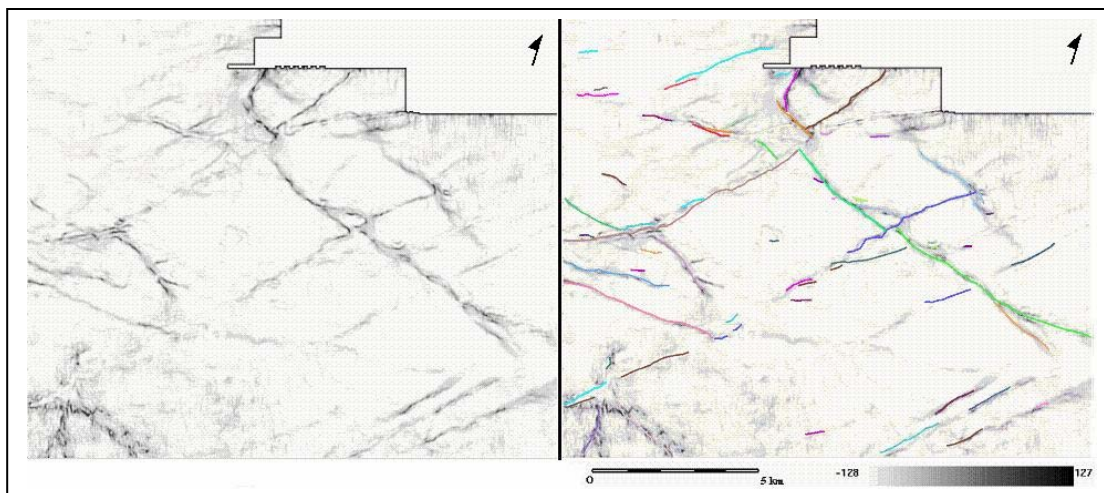


Gráfico 25. Time slice del Cubo de Coherencia a los 2304 ms. Izquierda sin fallas interpretadas, derecha con fallas interpretadas

Las fallas fueron interpretadas, con la función “Draw Fault Cut”, en los “time slices” del Cubo de Coherencia (Gráfico 25) siguiendo las alineaciones oscuras, mientras se comparaba simultáneamente, que dicha alineación estuviera también en el mapa de Coeficiente de Correlación más cercano en tiempo a dicho “time slice”. Para no confundir las fallas entre sí, a cada una se le dio un color distinto.

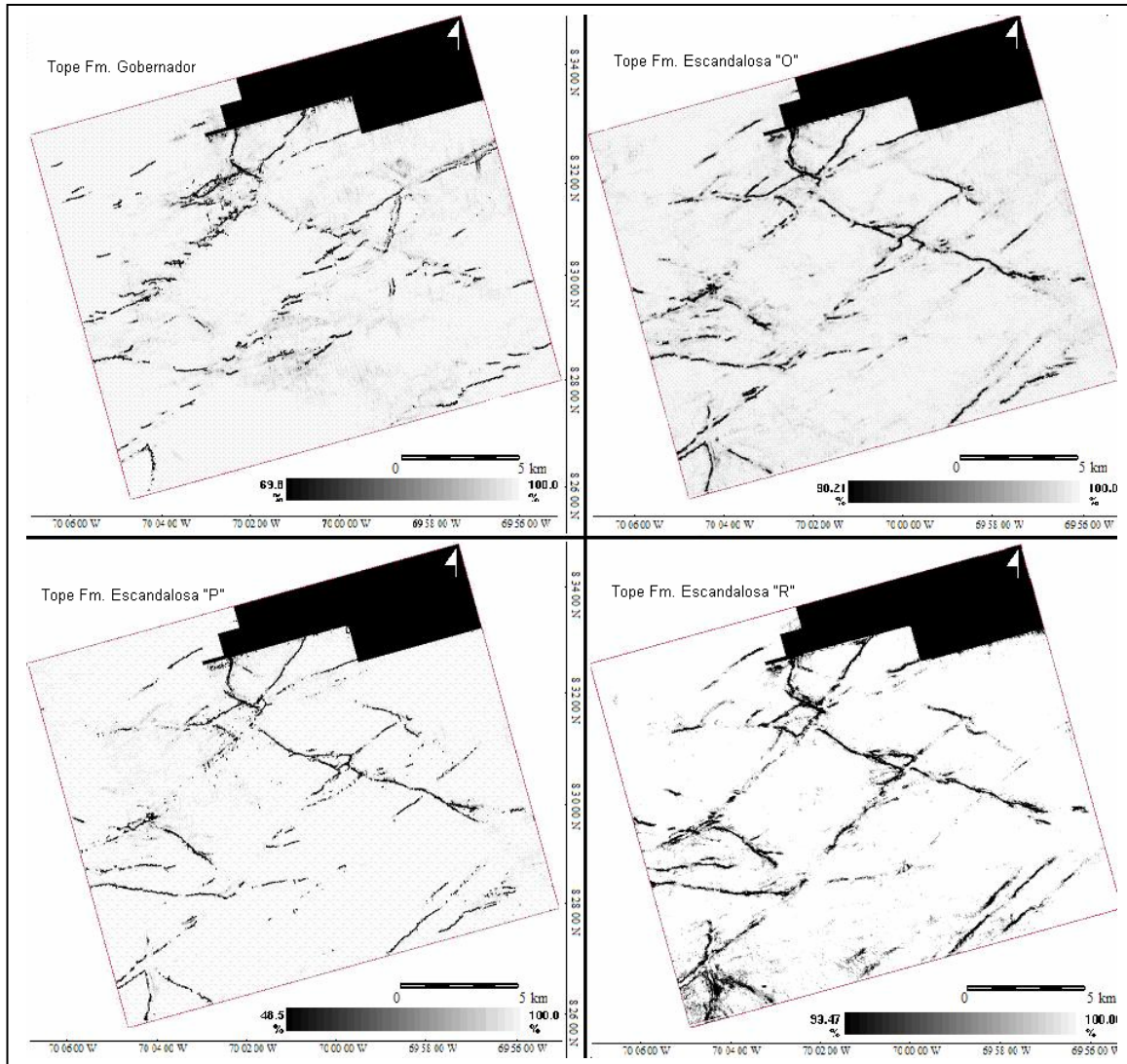


Gráfico 26. Mapas de Coeficiente de Correlación

Una vez definidas las fallas en los time slices, se procedió a interpretarlas en las secciones sísmicas “Inline”, “Xline” y líneas aleatorias, cada 5 secciones o líneas, y siempre lo más perpendicularmente posible al rumbo de estas. En esta etapa se contó con la ventaja que las fallas ya habían sido interpretadas en los “time slices” y dicha interpretación se refleja como cruces (Gráfico 27) en las secciones sísmicas. Entonces más que ser interpretadas, las fallas eran confirmadas en esta etapa (Gráfico 28).

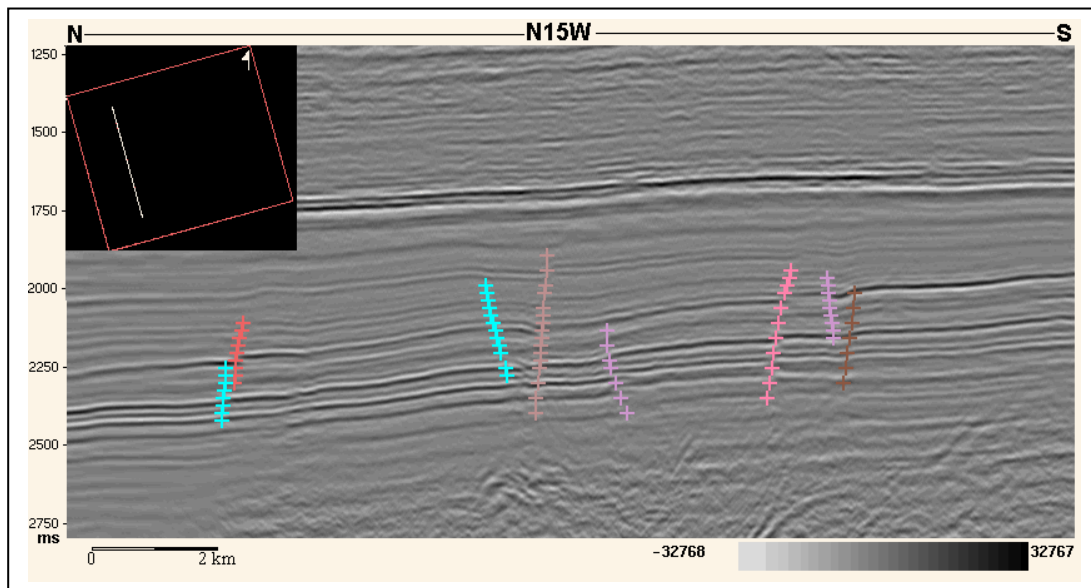


Gráfico 27. Sección sísmica “Inline” con cruces de fallas interpretadas en “time slices” del Cubo de Coherencia

Sin embargo, ocurrió el caso que fallas trazadas en líneas sísmicas no correlacionaban perfectamente con las trazadas en los “time slices”. Para solucionar esto se revisaba nuevamente lo trazado en uno y otro lugar y se movía ligeramente

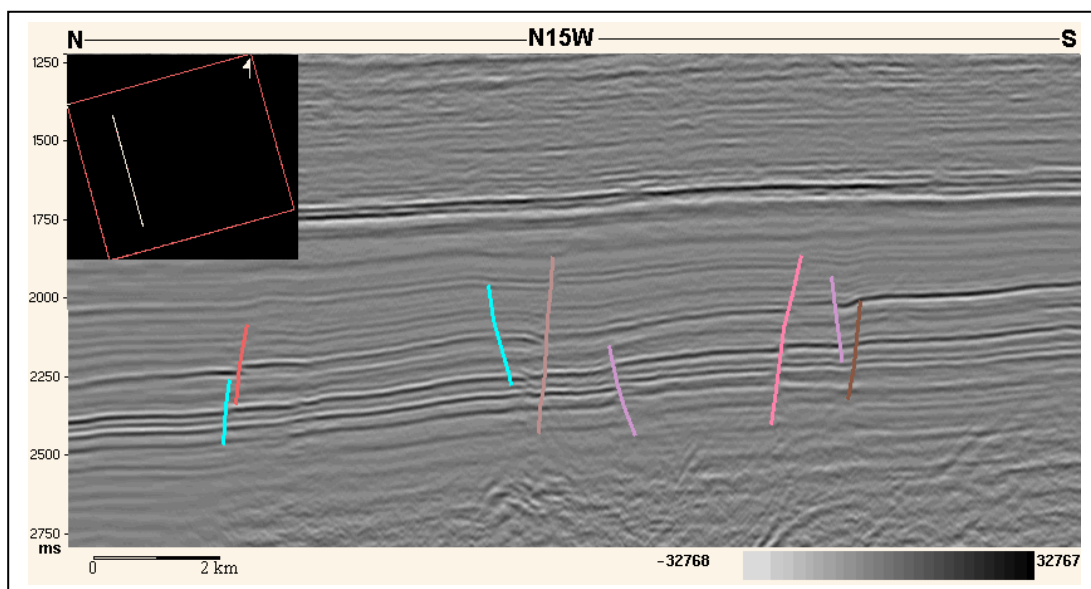


Gráfico 28. Sección sísmica “Inline” con fallas interpretadas

hasta hacerlos coincidir, sin renunciar a lo indicado por la sísmica (líneas y “time slices”) ni a los criterios geológicos.

Creadas las fallas, se desplegaron además los horizontes en la sísmica. En toda línea donde una falla y un horizonte se encontraban, se borró la parte del horizonte que hacía contacto con la falla. Luego con la aplicación de la función “Compute Contacts” se generaban de manera automática los contactos de falla (a modo de círculos), que solo de esta manera se pueden apreciar en los horizontes (Gráfico 29).

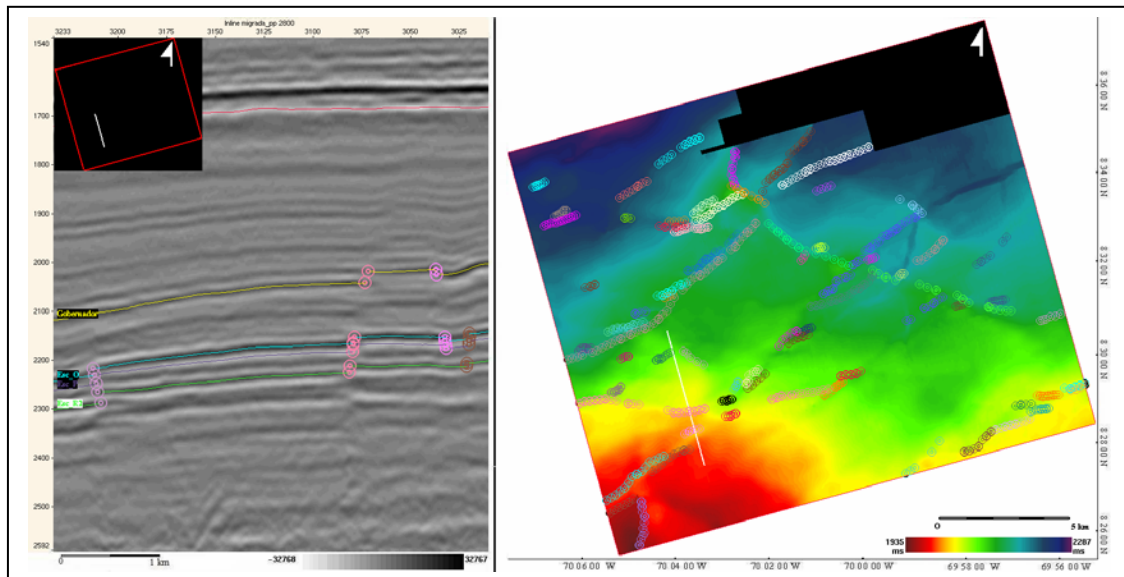


Gráfico 29. Contactos de falla en sección sísmica “Inline” (izquierda) y en el horizonte Gobernador en tiempo (derecha).

Luego en los horizontes podían verse las alineaciones de los contactos (iguales colores) de las diversas fallas. Entonces se procedió a dibujar sobre los horizontes los polígonos de falla, para ello se utilizó la función “Draw Fault Boundary”. Estos polígonos fueron dibujados a modo de dejar inscritos en ellos los contactos de la falla a la cual representan (Gráfico 30).

En la sección Discusión de los Resultados se muestran secciones sísmicas de interés con fallas interpretadas (gráficos 50 al 60).

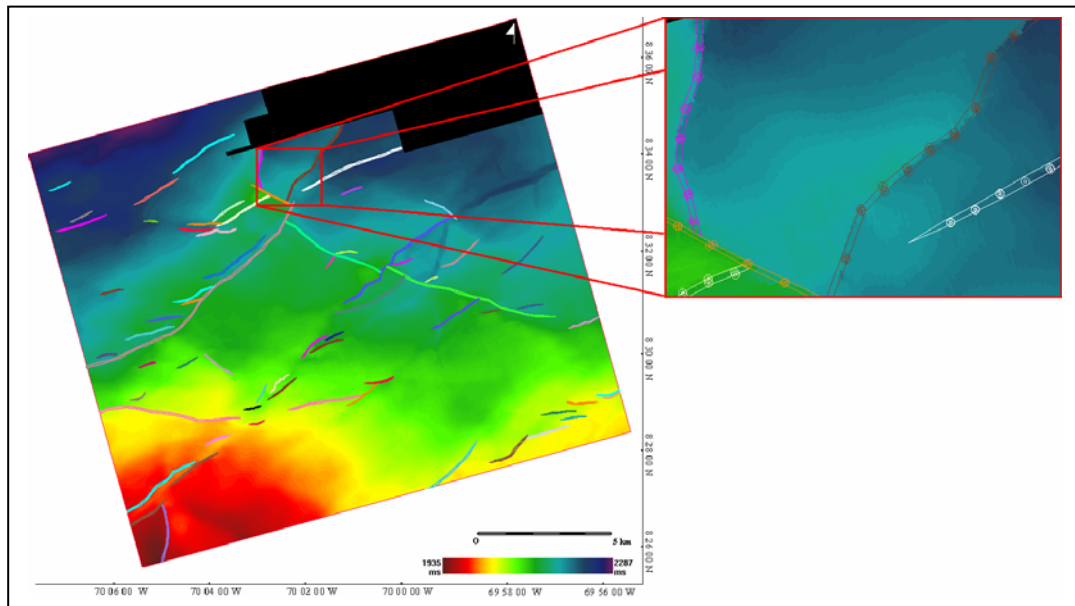


Gráfico 30. Polígonos de falla sobre el horizonte Gobernador en tiempo

4.7-Elaboración de los mapas estructurales en tiempo

Con todos los horizontes interpretados en tiempo y con sus polígonos de fallas dibujados sobre cada uno de ellos, solo quedaba definir los símbolos característicos de las fallas (normal, inversa) según fuera el caso y el buzamiento del plano de las mismas. Falla por falla fueron revisadas en las líneas sísmicas e inmediatamente se dibujaba el símbolo correspondiente de la misma con ayuda del editor de imágenes de Microsoft Office, Paint. De este modo quedaron definidos los mapas estructurales en tiempo. En total se realizaron 5 mapas estructurales en tiempo (gráficos 26, 27, 28, 29 y 30), correspondientes a los topes de las formaciones: Pagüey, Gobernador, Escandalosa “O”, Escandalosa “P” y Escandalosa “R2”.

El tope de la Formación Pagüey (Eoceno Medio) representa el horizonte sísmico más cercano a la superficie interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo del tope de dicha formación (Gráfico 31) los valores de tiempo doble de viaje de la onda sísmica van desde 1626 ms (sureste) hasta los 1815 ms (noroeste). La estructura muestra un rumbo N30E y un buzamiento hacia el noroeste. Este horizonte muestra muy poco grado de deformación y ninguno de fracturamiento, dado que no se interpretó ninguna falla.

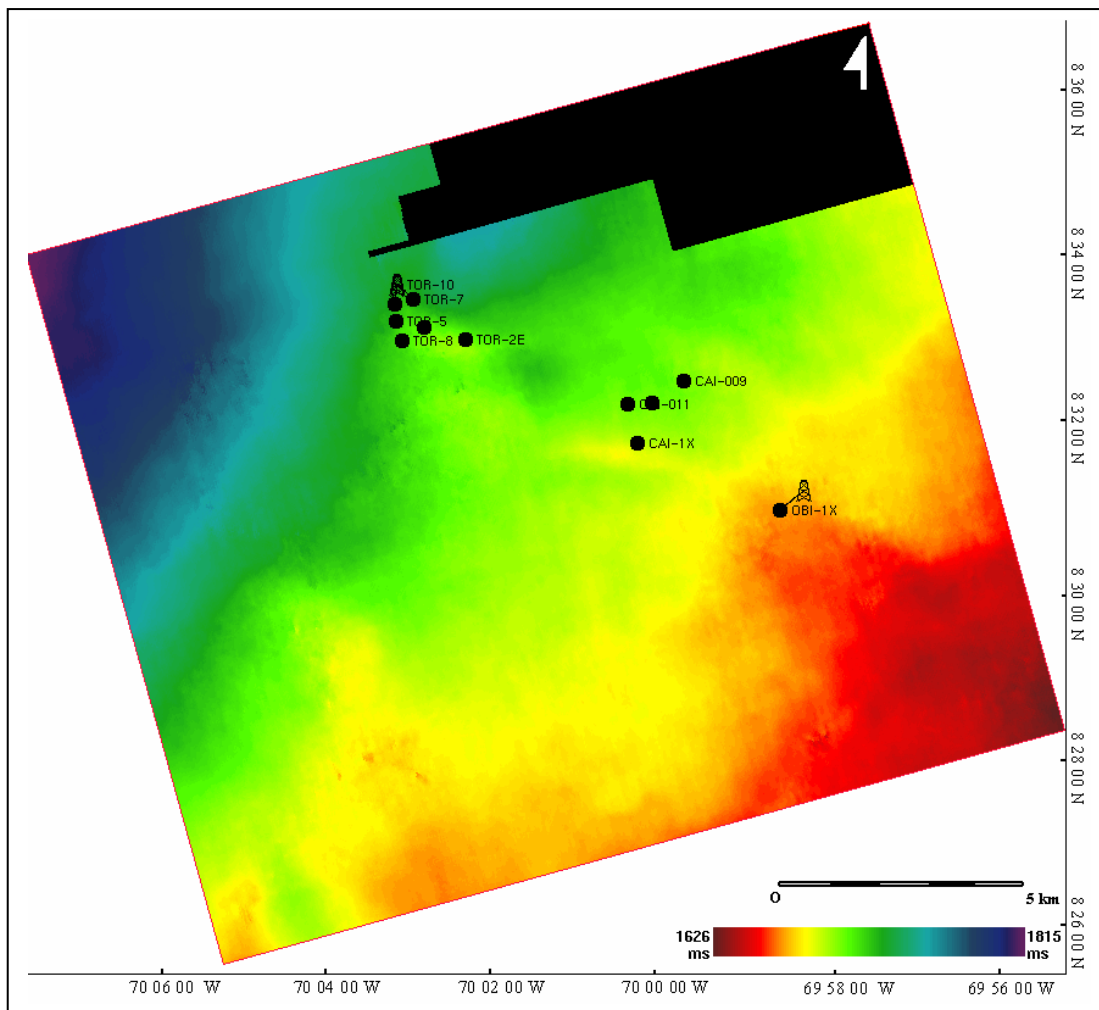


Gráfico 31. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Pagüey

El tope de la Formación Gobernador (Eoceno Medio), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Pagüey (Eoceno Medio) interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de la Formación Gobernador (Gráfico 32) los valores del tiempo de viaje de la onda sísmica van desde 1935 ms (suroeste) hasta los 2287 ms (norte). El rumbo aproximado de la estructura es este-oeste y el buzamiento hacia el norte.

Sobre el horizonte hay gran cantidad de fallas interpretadas; se distinguen cuatro grupos que también se observarán en los demás horizontes: fallas normales de rumbo N50E, fallas normales de rumbo N75E a este-oeste, fallas inversas de rumbo N70W y fallas inversas de rumbo N10E.

Hacia el centro del mapa se observa una gran falla inversa de rumbo N70W de color rojo, que es interceptada un par de veces por fallas normales de rumbo N50E, formando en cada una de estas intersecciones altos cierres estructurales sobre los cuales se definen los campos, Obispo al sur y Caipe al centro. El campo Torunos se define sobre una zona más al norte de manera similar con un par de fallas normales interceptando a una falla inversa.

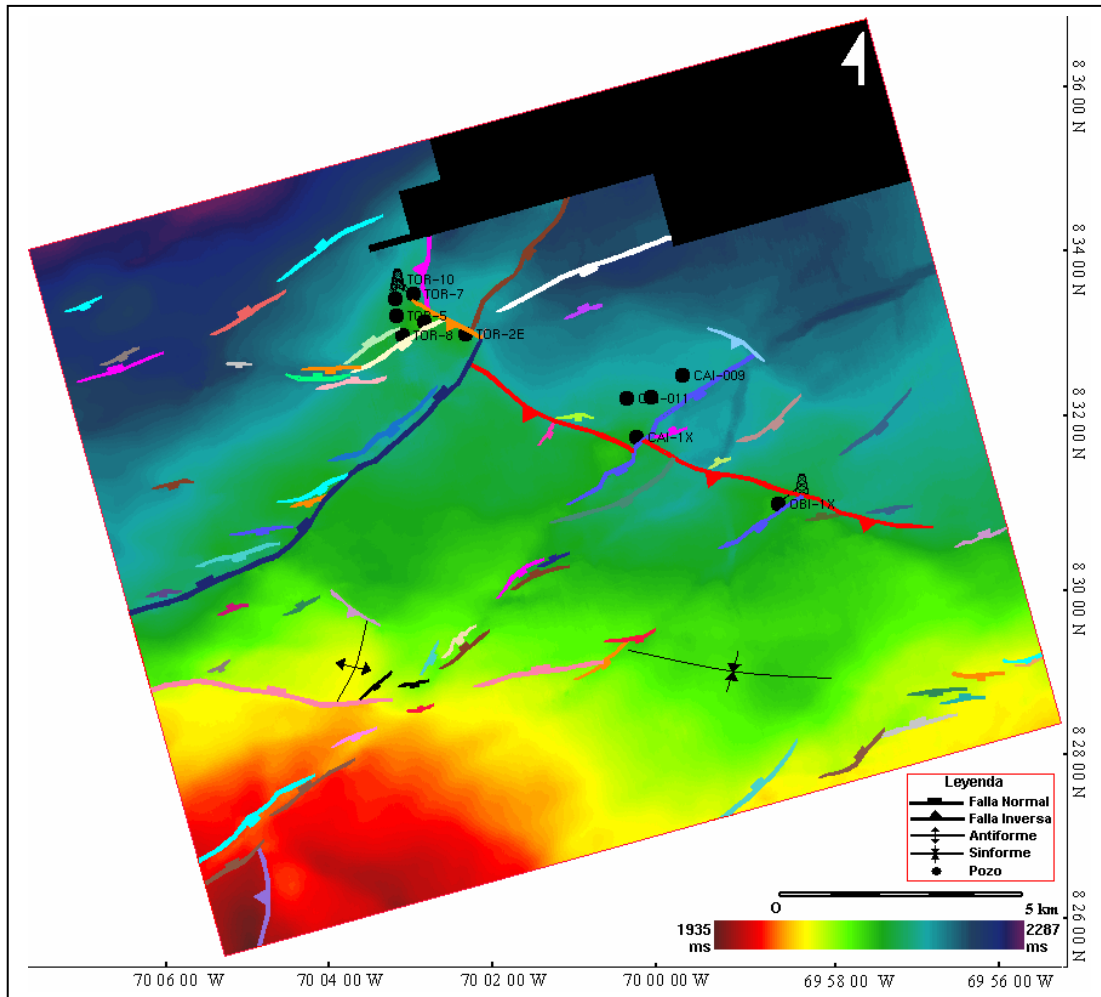


Gráfico 32. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Gobernador

El tope de la Formación Escandalosa “O” (Cenomaniense a Turoniense), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Gobernador (Eoceno Medio) interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en tiempo de la Formación Escandalosa “O” los valores del tiempo de

viaje de la onda sísmica van desde 2068 ms (suroeste) hasta los 2404 ms (norte). El rumbo aproximado de la estructura es este-oeste y el buzamiento hacia el norte.

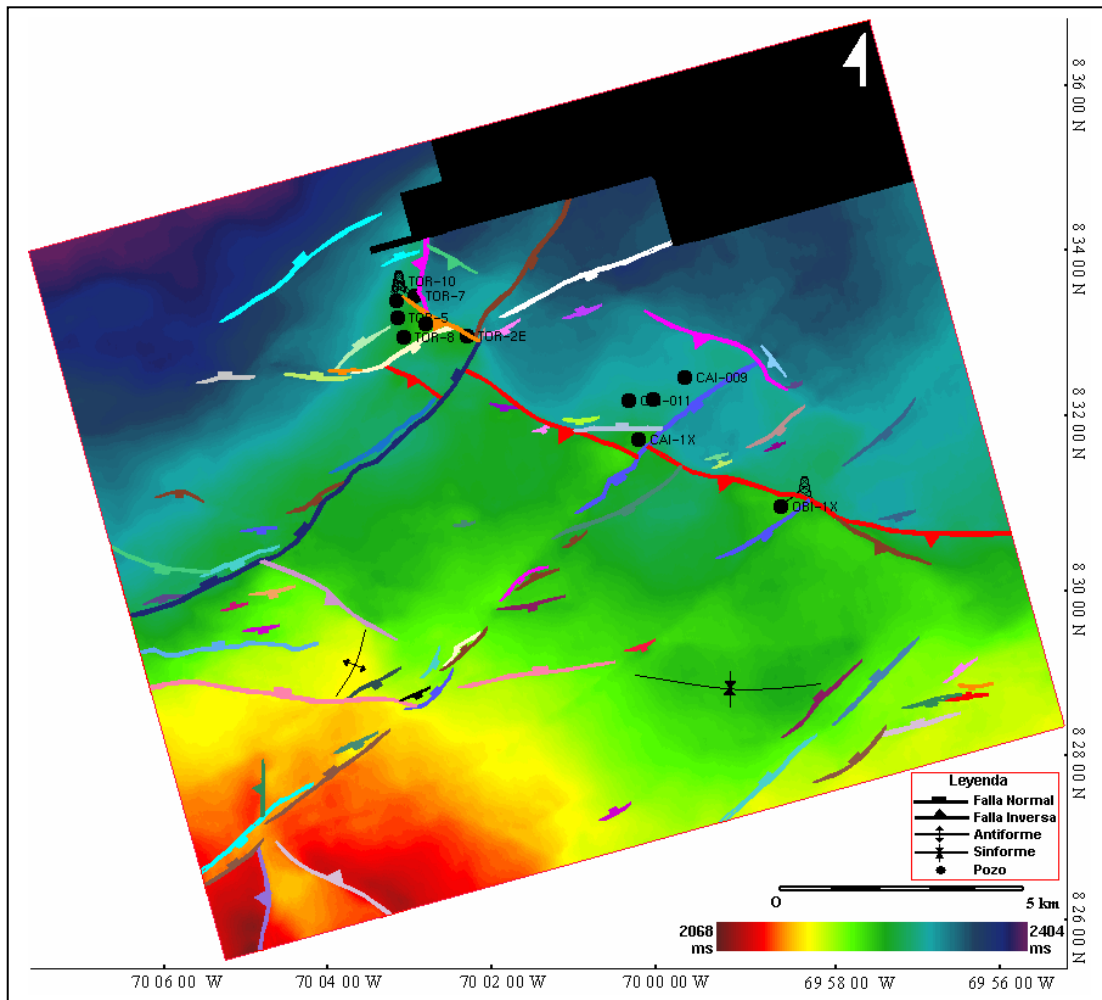


Gráfico 33. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa "O"

Los mapas estructurales en tiempo correspondientes a los topes de las formaciones Escandalosa "O" (Gráfico 33), Escandalosa "P" (Gráfico 34) y Escandalosa "R2" (Gráfico 35) respectivamente, son estructuralmente muy similares dado que forman parte de la misma formación y son muy cercanos en tiempo. En el espacio temporal el tope de Escandalosa "P" está definida entre los 2092 ms al suroeste los 2417ms al norte, mientras el tope de Escandalosa "R2" se define entre 2139 ms al suroeste y 2458 ms al norte.

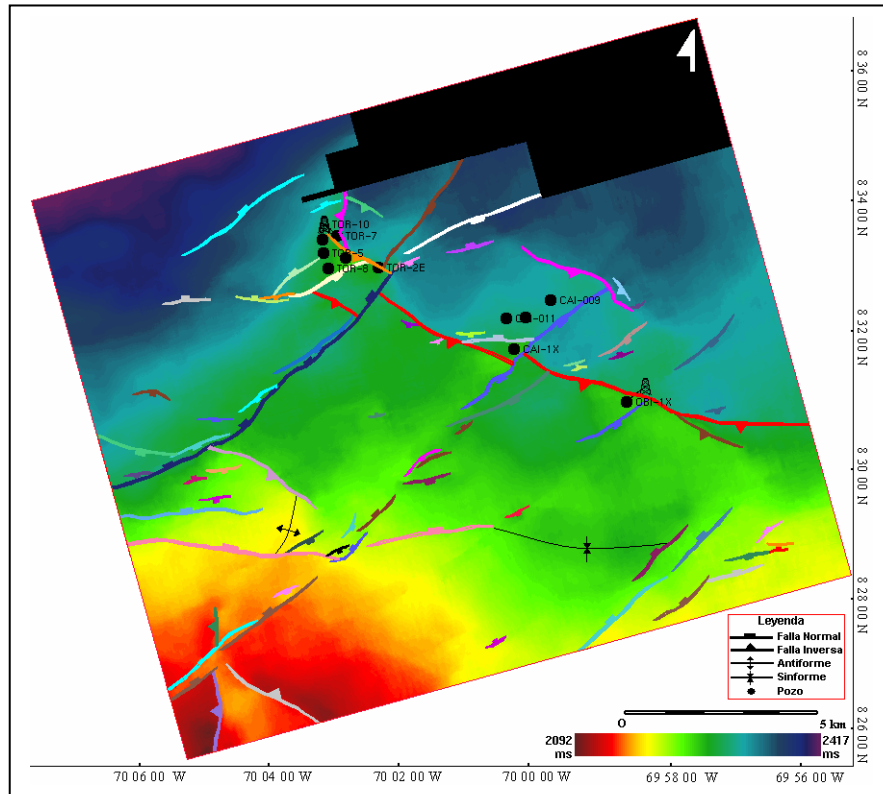


Gráfico 34. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa “P”

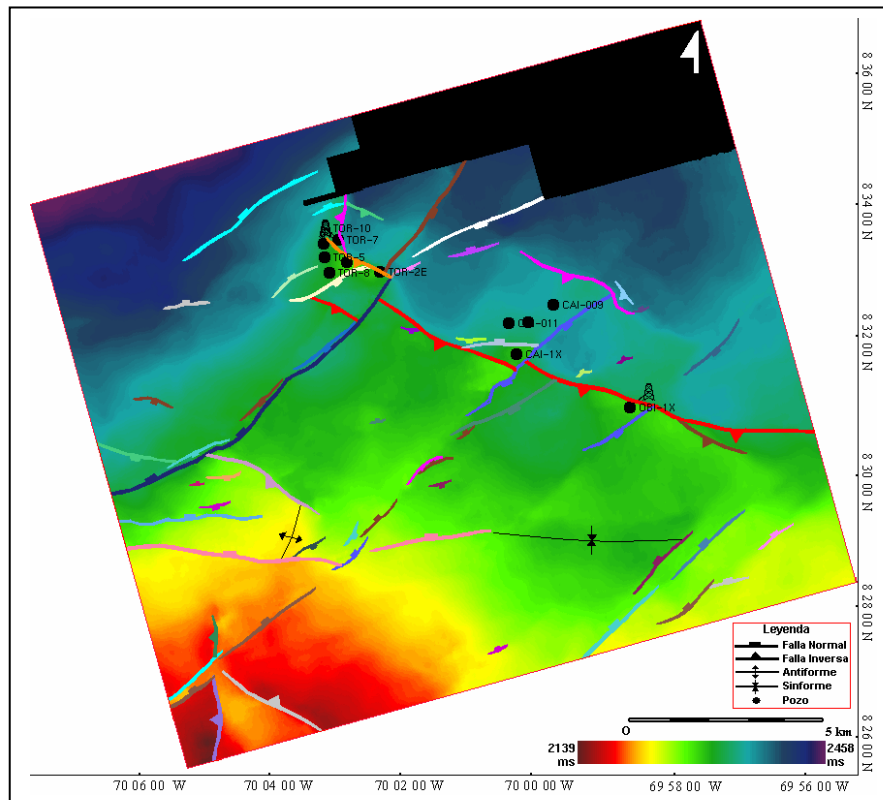


Gráfico 35. Mapa estructural en tiempo del tope de la Fm. Escandalosa “R2”

4.8-Elaboración del modelo de velocidades

La elaboración del modelo de velocidades (Gráfico 36) se hizo por medio del módulo InDepth de Geoframe. Al programa se le indicaron los pozos con “check shots” (CAI-9 y TOR-2E), luego se le introdujeron los horizontes interpretados, y se establecieron los intervalos (capas) correspondientes entre dichos horizontes del

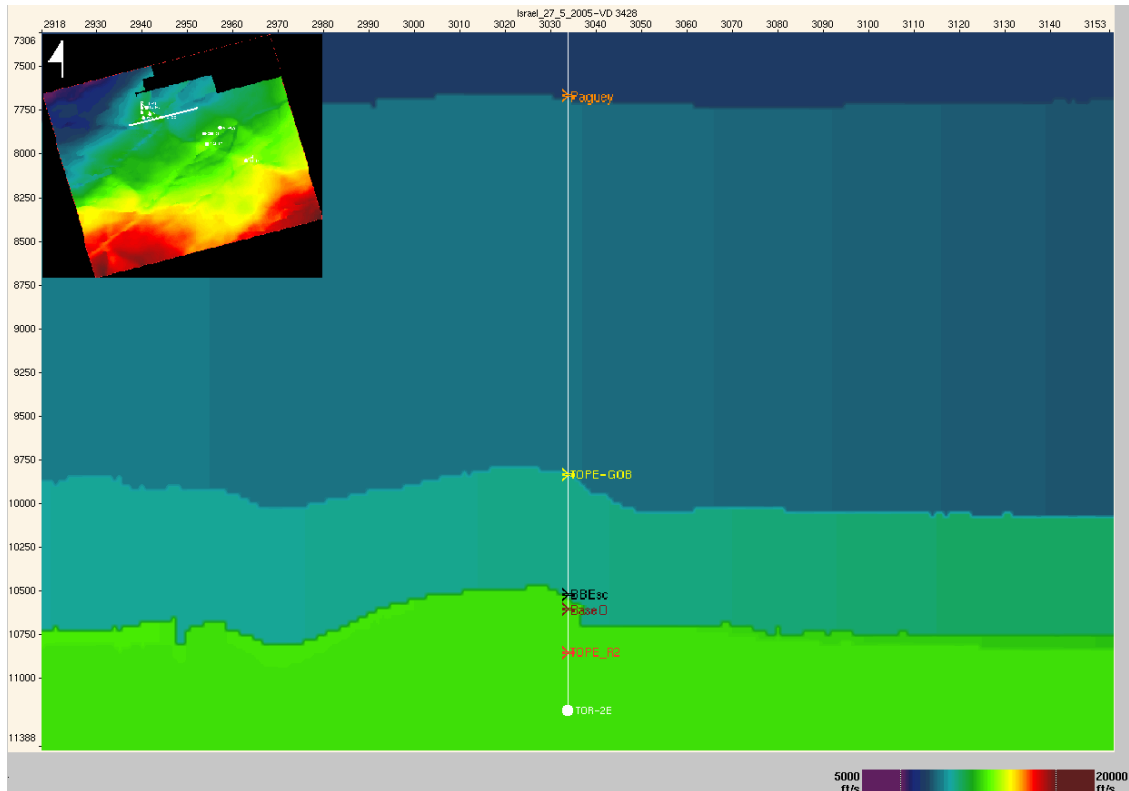


Gráfico 36. Modelo de velocidades. Sección que contiene al pozo TOR-2E

modo siguiente:

SRD – Pagüey (SRD representa la superficie)

Pagüey – Gobernador

Gobernador – Escandalosa “O”

Escandalosa “O” – Escandalosa “P”

Escandalosa “P” – Escandalosa “R”

InDepth genera las velocidades interválicas para cada capa a través de la siguiente fórmula: $V_{\text{interválica}} = 2 \times (\text{Prof. del fondo} - \text{Prof. del tope}) / (\text{Tiempo al fondo} - \text{Tiempo al tope})$.

4.9-Mapas estructurales en profundidad

El procedimiento se realizó en el módulo de InDepth. Una vez establecido el modelo de velocidades, los mapas estructurales en profundidad se obtienen simplemente multiplicando los mapas estructurales en tiempo (horizontes y polígonos de fallas) por dicho modelo. Para los horizontes se definieron como parámetros de calibración los check shots (CAI-9 y TOR-2E) y los marcadores geológicos (Pagüey, TOPE-GOB, BBesc, BaseO y TOPE_R2). El método de interpolación utilizado fue el gridding.

Con todos los horizontes y sus polígonos de fallas respectivos en el dominio de la profundidad, solo quedaba definir los símbolos característicos de las fallas (normal, inversa) según fuera el caso y el buzamiento del plano de las mismas. Dado que ya se había hecho para los mapas estructurales en tiempo, la simbología fue copiada directamente de estos mapas. De este modo quedaron definidos los mapas estructurales en profundidad. En total se realizaron 5 mapas estructurales en profundidad (Discusión de los Resultados, gráficos 43 al 47), correspondientes a los topes de las formaciones: Pagüey, Gobernador, Escandalosa “O”, Escandalosa “P” y Escandalosa “R2”.

4.10-Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical ($\lambda/4$) se obtiene dividiendo por un factor 4 la relación $\lambda=v/f$, donde λ es la longitud de onda, v es la velocidad intervállica y f la frecuencia dominante. De este modo $\lambda/4=v/4f$ =resolución sísmica vertical.

Para este cálculo la velocidad intervállica fue extraída del modelo de velocidades. Y la frecuencia dominante del análisis de las trazas del cubo sísmico, hecha en el módulo Synthetics donde se observó que éste valor correspondía a 35 hz (Gráfico 37).

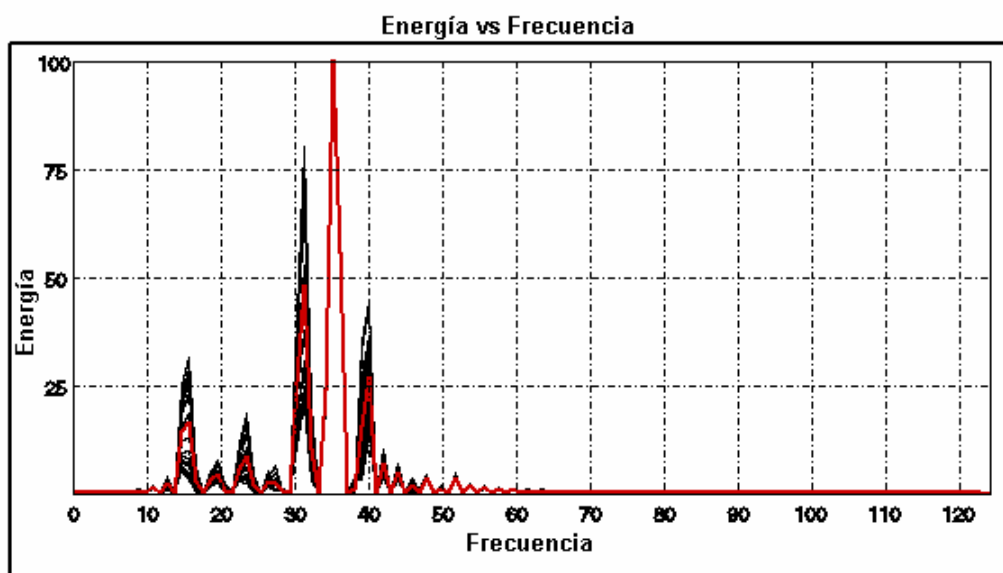


Gráfico 37. Frecuencia vs Energía

Cuadro 3. Resolución sísmica vertical por intervalos

Intervalo	Velocidad	Frecuencia Dominante	Resolución Vertical ($\lambda/4$)
Pagüey	9800 ft/s	35 hz	70 ft
Gobernador	11000 ft/s		78 ft
Escandalosa “O”	12500 ft/s		89 ft
Escandalosa “P”	12600 ft/s		90 ft
Escandalosa “R”	12800 ft/s		91 ft

En el Cuadro 3 se observa la resolución sísmica vertical por intervalos. Dado que la frecuencia dominante es constante, la resolución sísmica vertical aumenta a medida que aumenta la velocidad.

4.11-Interpretación estratigráfica de líneas sísmicas

Esta etapa consistió en revisar secciones sísmicas cada 10 líneas (“Inline”, “Xline” y líneas aleatorias) en búsqueda de onlaps, downlap, toplap, truncaciones erosionales, anomalías en los reflectores como discontinuidades de los mismos, puntos brillantes, puntos tenues y acuñamientos de algunos reflectores contra otros.

La búsqueda estuvo centrada entre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Gobernador y el interpretado como tope de la Formación Escandalosa “O”. En el capítulo de Discusión de los Resultados se muestran las líneas analizadas.

4.12-Elaboración de mapas de atributos sísmicos

Los mapas de atributos sísmicos se elaboraron unos con ayuda de la función Attribute Map Generator, de Charisma, y otro grupo de atributos fue generado utilizando las operaciones “Horizon Attributes” y “Multi-trace Horizon Attributes” del módulo Seismic Attributes Toolkit.

Se generaron mapas de atributos sísmicos superficiales e interválicos. Para los atributos superficiales se utilizó como entrada el horizonte sísmico en tiempo al cual se le quería calcular el atributo y un “offset” de cero para que el mismo fuera calculado justo en la superficie.

Para los atributos interválicos la entrada la constituía un intervalo de superficies. En el caso de la Formación Gobernador, el intervalo de entrada fue el horizonte Gobernador en tiempo como tope, y como base se indicó una superficie paralela a dicho horizonte 20 ms más profunda. Para la Formación Escandalosa el intervalo establecido fue el horizonte Escandalosa “O” en tiempo como tope, y como base el horizonte Escandalosa “P” en tiempo. Los atributos calculados tanto para la Formación como para la Formación Escandalosa se muestran en el Cuadro 4. En el Capítulo Discusión de los Resultados se muestran los mapas de atributos elaborados (gráficos 64 al 71).

Cuadro 4. Atributos sísmicos calculados para las formaciones Gobernador y Escandalosa “O”

Fm. Gobernador	Fm. Escandalosa “O”
Amplitud (instantáneo)	Amplitud (instantáneo)
Coefficiente de Correlación (instantáneo)	Coefficiente de Correlación (instantáneo)
Amplitud Pico Promedio (interválico)	Frecuencia Instantánea (instantáneo)
Energía Sísmica Promedio (interválico)	Energía Sísmica Promedio (interválico)
Longitud del Arco Sísmico (interválico)	Longitud del Arco Sísmico (interválico)
Asimetría del Lazo Superior (interválico)	Intensidad de la Reflexión Integrada (intervál.)
Diferencia de Amplitud (interválico)	Diferencia de Amplitud (interválico)
Duración Lazo Superior (interválico)	Amplitud RMS (interválico)

4.13-Evaluación petrofísica

En esta etapa se analizaron los registros de pozo correspondientes a rayos gamma, resistividad y densidad. Con ello se obtuvieron los valores de saturación de agua (S_w), porosidad (ϕ) y arcillosidad (V_{shale}) para las formaciones Gobernador y Escandalosa “O”. Luego, considerando la zona de estudio y el tipo de fluidos presentes en las formaciones de la misma, se establecieron los parámetros de corte (Cuadro 5), los cuales son necesarios para poder calcular los valores del Espesor Total de la formación, el espesor de Arena Neta (AN), el espesor de Arena Neta Petrolífera (ANP), la Porosidad (ϕ) y la Fracción de Arena; esto para la Formación Gobernador cuya matriz es arenosa. Para la Formación Escandalosa “O” cuya matriz es carbonática se calcularon los valores de los espesores de Caliza Neta y Caliza Neta Petrolífera. La evaluación petrofísica fue elaborada por el Ingeniero Eduardo Rivas.

Cuadro 5. Parámetros de corte

Fm. Gobernador	Fm. Escandalosa “O”
Espesor > 5 ft	Espesor > 2 ft
$V_{sh} < 0.35$	$V_{sh} < 0.35$
Porosidad > 0.1	Porosidad > 0.02
Saturación de agua < 0.5	Saturación de agua < 0.5

Para calcular los valores de Arena Neta, Arena Neta Petrolífera, Porosidad, Fracción de Arena, Caliza Neta y Caliza Neta Petrolífera, primero se crearon litozonas (Gráfico 38), es decir, zonas en las cuales se calcularían los valores antes referidos. Estas litozonas coinciden con los intervalos en los cuales se calcularon los atributos sísmicos, es decir, la primera litozona se constituye entre el tope de la Formación Gobernador y una superficie paralela a esta, 20 ms más profunda. La segunda litozona está constituida entre el tope de la Formación Escandalosa “O” y el tope de la formación Escandalosa “P”. Este procedimiento se realizó en el módulo WellPix de Geoframe.

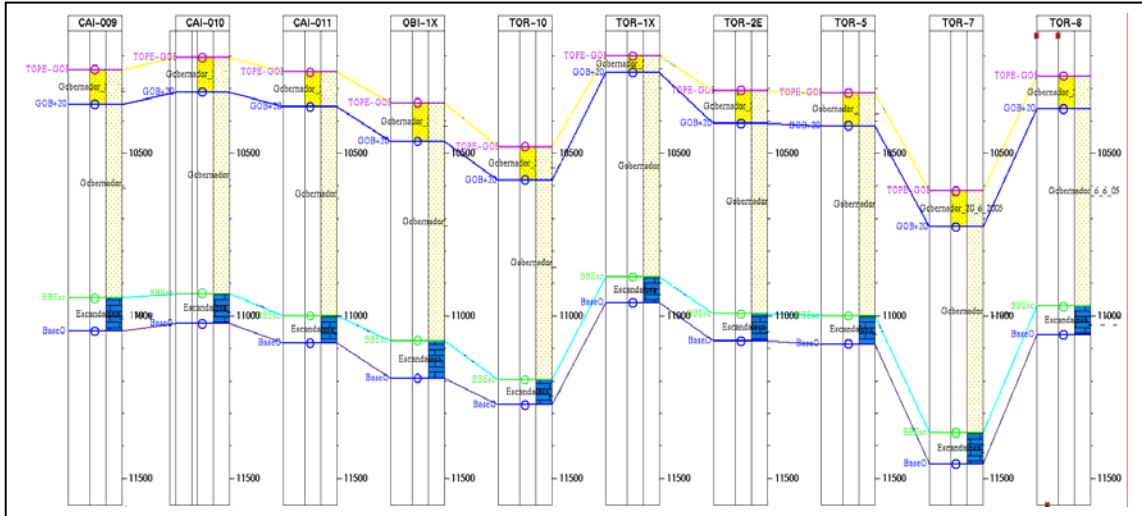


Gráfico 38. Litozonas de Gobernador y Escandalosa “O”

Una vez obtenidos los parámetros de corte y creadas las litozonas, se procedió con esta información en el módulo ResSum de Geoframe al cálculo de los valores de las propiedades petrofísicas. Este procedimiento se realizó en el módulo ResSum de Geoframe. Los gráficos 39 y 40 muestran los valores obtenidos para cada litozona.

Litozona	Prof. tope (ft)	Prof. base (ft)	Pozo	Espesor total (ft)	Porosidad (m3/m3)	Arena neta (ft)	Fracción de arena m3/m3	Arena neta petrolífera (ft)
Gobernador	10615.8	10725.9	TOR-7	101.501		27.6558	0.272469	
	10262	10363.5	TOR-8	101.512				
	10479.7	10582	TOR-10	102.344				
	10314	10415.5	TOR-5	101.511	0.0902526	50.25	0.495021	47.75
	10345	10463.2	OBI-1X	106.762	0.0989634	70.5974	0.661259	61.1891
	10242	10348.8	CAI-009	106.763	0.128933	96.7627	0.906334	84.0127
	10306.5	10408	TOR-2E	101.479	0.13336	39	0.384314	39
	10250	10356.8	CAI-011	106.769	0.144303	74.0186	0.693262	73.5186
	10204.7	10311.4	CAI-010	106.749	0.154775	94.249	0.882903	93.749
	10200	10250.7	TOR-1X	50.7129	0.189829	34.75	0.68523	34.75

Gráfico 39. Propiedades petrofísicas para la litozona de Gobernador

Litozona	Prof. tope (ft)	Prof. base (ft)	Pozo	Caliza neta (ft)	Caliza neta petrolífera (ft)
Escandalosa O	10945	11047	CAI-009	97.25	18.25
	10931	11024	CAI-010	83	11.5
	10999.9	11084	CAI-011	83.25	22.5
	11075.9	11192.6	OBI-1X	97.0973	19.5722
	11196.7	11274.7	TOR-10	66.5	60
	10880	10960	TOR-1X		
	10993.6	11078	TOR-2E	78.5	26
	10999.9	11086.7	TOR-5	75.5	11.5
	11359.7	11456.3	TOR-7	84.2486	
	10970.8	11058.2	TOR-8	78	5.5

Gráfico 40. Propiedades petrofísicas para la litozona de Escandalosa “O”

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

Para este procedimiento se utilizó el módulo LPM de Geoframe. En primer lugar este módulo lo que hace es correlacionar las propiedades petrofísicas calculadas de una litozona con los atributos sísmicos obtenidos para el horizonte asociado a dicha litozona. De este modo a través del coeficiente de regresión se obtuvo una matriz de calidad donde se relacionan propiedades petrofísicas con atributos sísmicos. En los gráficos 41 y 42 se muestran los valores obtenidos de las estas correlaciones.

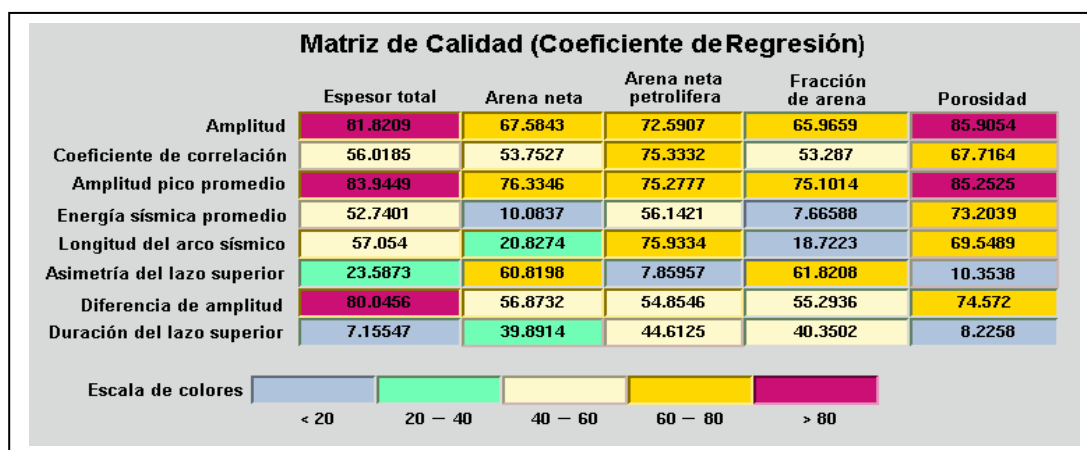


Gráfico 41. Matriz de calidad para la litozona de Gobernador

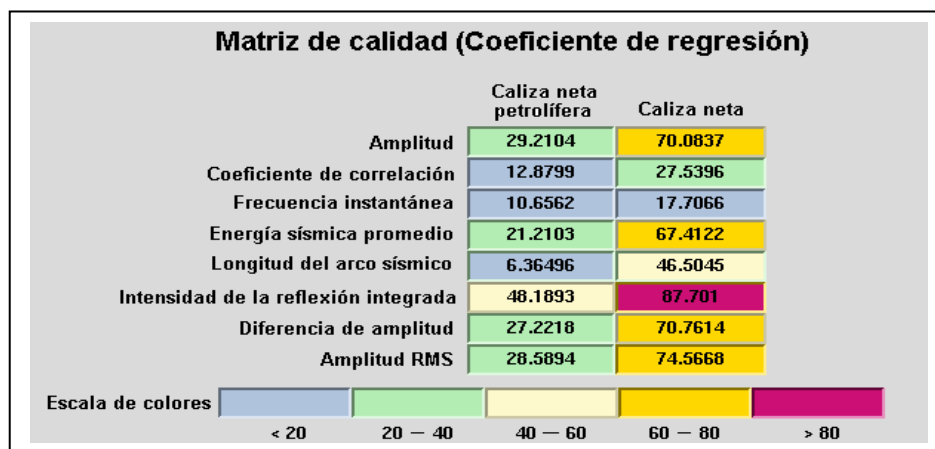


Gráfico 42. Matriz de calidad para la litozona de Escandalosa “O”

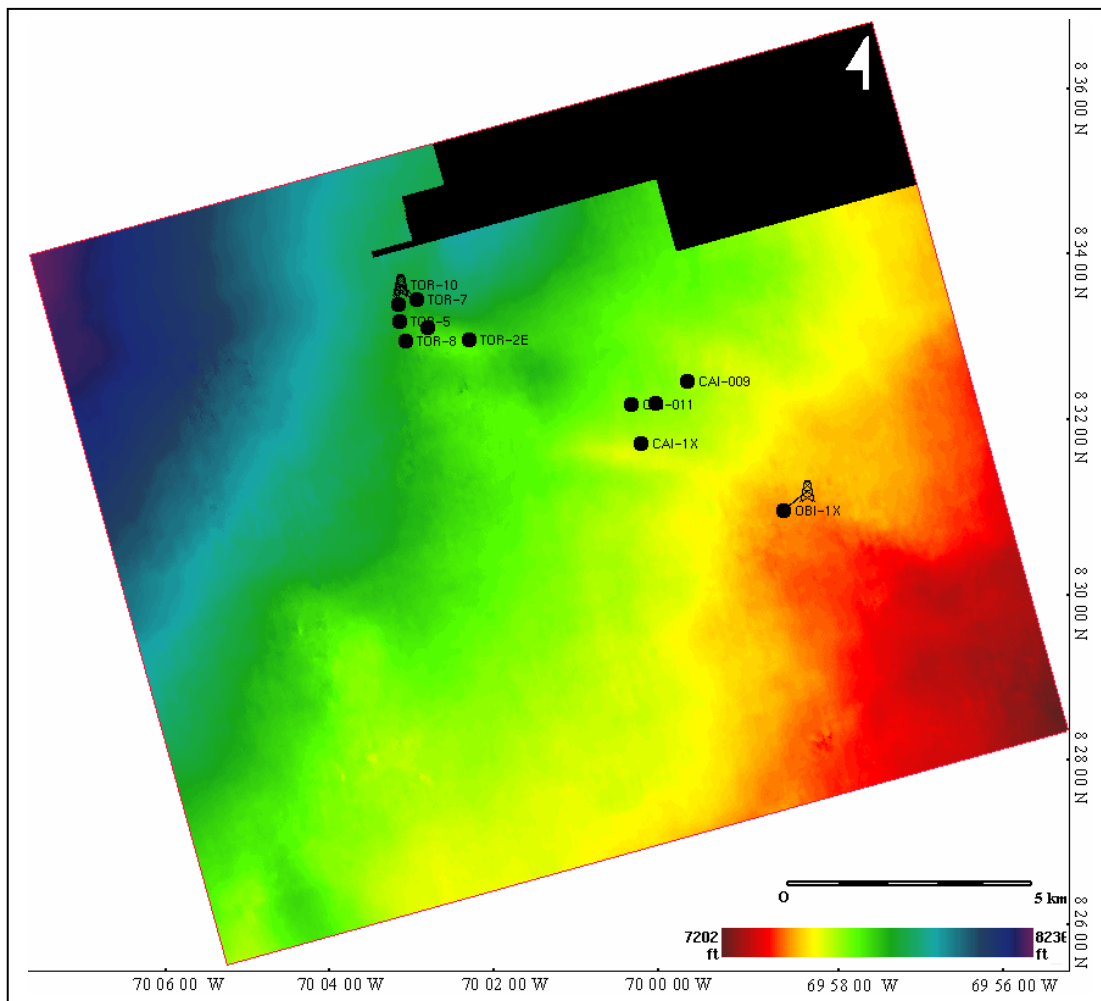
Obtenida la matriz de calidad se elaboraron mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos (Discusión de los Resultados, gráficos 73, 75, 77, 79 y 81) de aquellas relaciones cuyas correlaciones fueron superiores a 75%.

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1-Interpretación Estructural

5.1.1-Mapas estructurales en profundidad

El tope de la Formación Pagüey (Eoceno Medio) representa el horizonte sísmico más cercano a la superficie, interpretado en esta investigación. En el mapa estructural en profundidad del tope dicha formación (Gráfico 43), como era de esperar, se observa una tendencia muy similar a la observada en el mapa correspondiente del dominio tiempo (Gráfico 31), esto es, rumbo N30E y un buzamiento de entre 1 y 2 grados hacia el noroeste.



La parte más profunda de la estructura se encuentra hacia el noroeste donde la profundidad alcanza los 8236 ft, mientras la parte más superficial se encuentra hacia el sureste donde la profundidad es 7202 ft. Para este horizonte no fueron interpretadas fallas dado que no fue posible visualizar ninguna, esto sugiere que la fase compresiva del Eoceno Tardío asociada, por Figueroa et al. (1994), probablemente al último empuje de las Napas de Lara y al inicio del levantamiento de los Andes orientales colombianos no afectó por lo menos al tope de la formación.

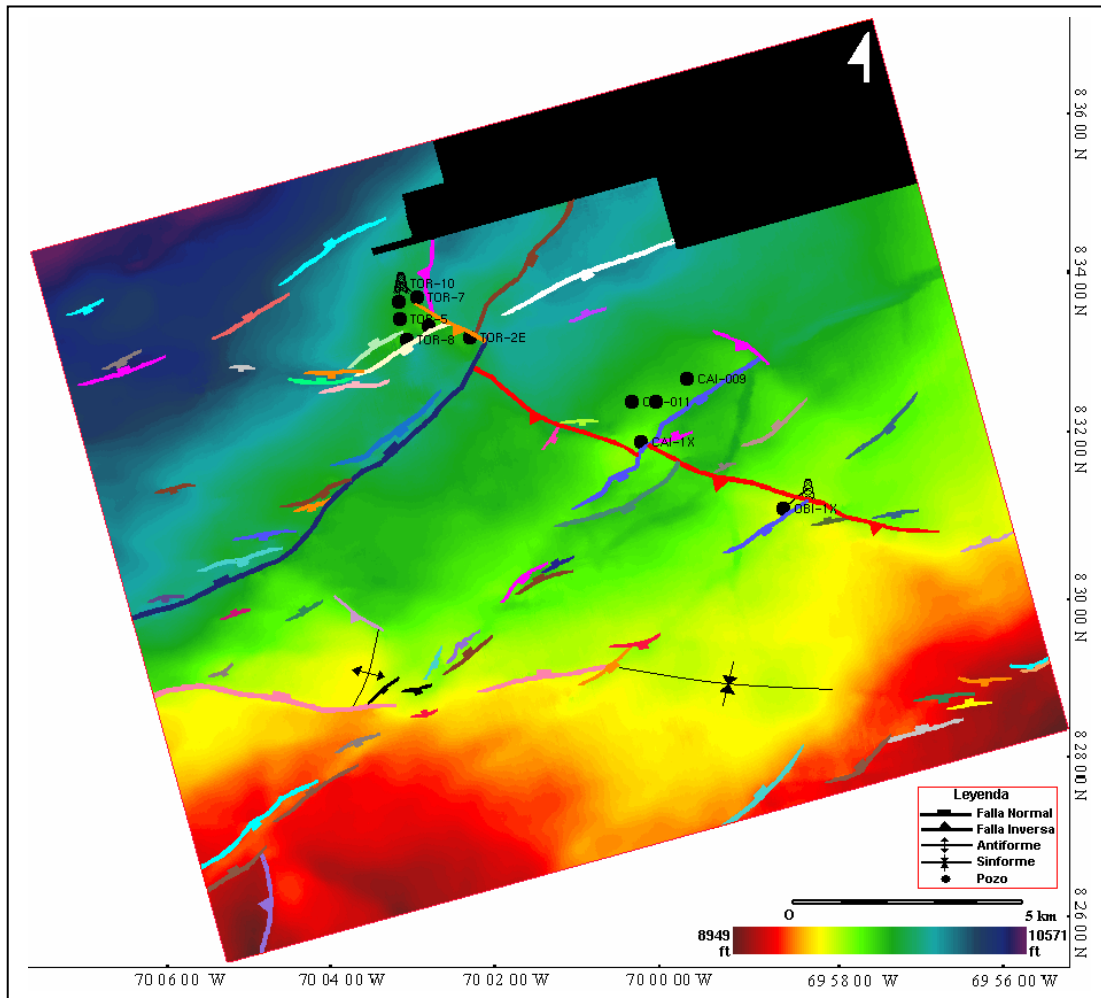


Gráfico 44. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Gobernador

El tope de la Formación Gobernador (Eoceno Medio), representa el horizonte sísmico inmediato inferior al tope de la Formación Pagüey (Eoceno Medio) interpretado en esta investigación. La tendencia observada en el mapa estructural en

tiempo del tope de la Fm. Gobernador (Gráfico 27) cambia ligeramente para el mapa estructural en profundidad (Gráfico 44), dado que la orientación de la estructura en tiempo fue de rumbo este-oeste y el buzamiento hacia el norte, en profundidad es N50E y unos 6 grados buzamiento hacia el noroeste. Las mayores profundidades para el horizonte se registran hacia el noroeste donde se alcanzan los 10571 ft, mientras las zonas menos profundas están hacia el sur donde se tienen 8949 ft.

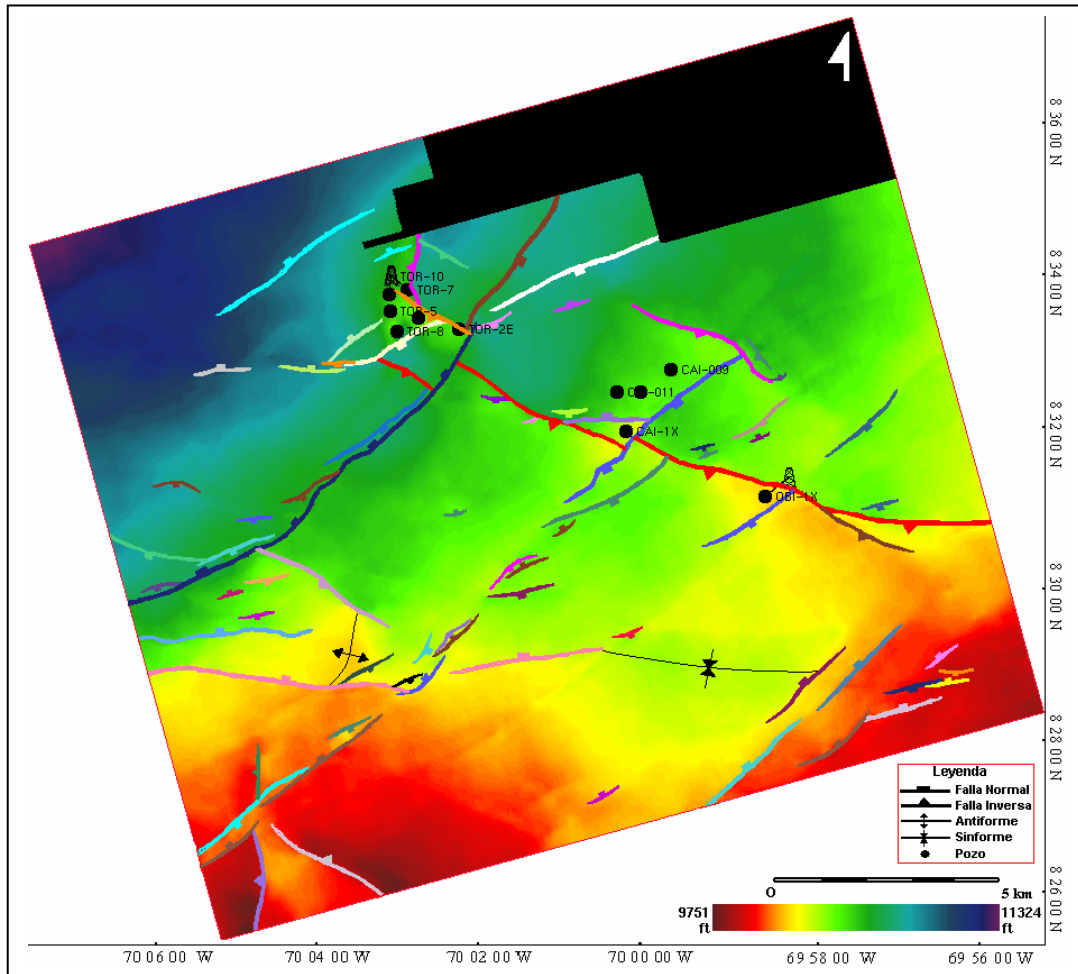


Gráfico 45. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “O”

El mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “O” (Cenomaniense a Turoniense) muestra que el horizonte sísmico está definido entre los 9751 ft al sur y los 11324 ft al norte, mostrando un rumbo aproximado N50E un buzamiento de 6 grados hacia el noroeste (Gráfico 45).

Hacia el centro de los mapas estructurales en profundidad de los topes de Escandalosa “O” (Gráfico 45), Escandalosa “P” (Gráfico 46) y Escandalosa “R2” (Gráfico 47) se observa que el pozo CAI-1X se localiza en una trampa constituida por un alto estructural y tres fallas que se cierran para definirla, en el norte una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el norte, en el sur este una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sur y en el suroeste una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste.

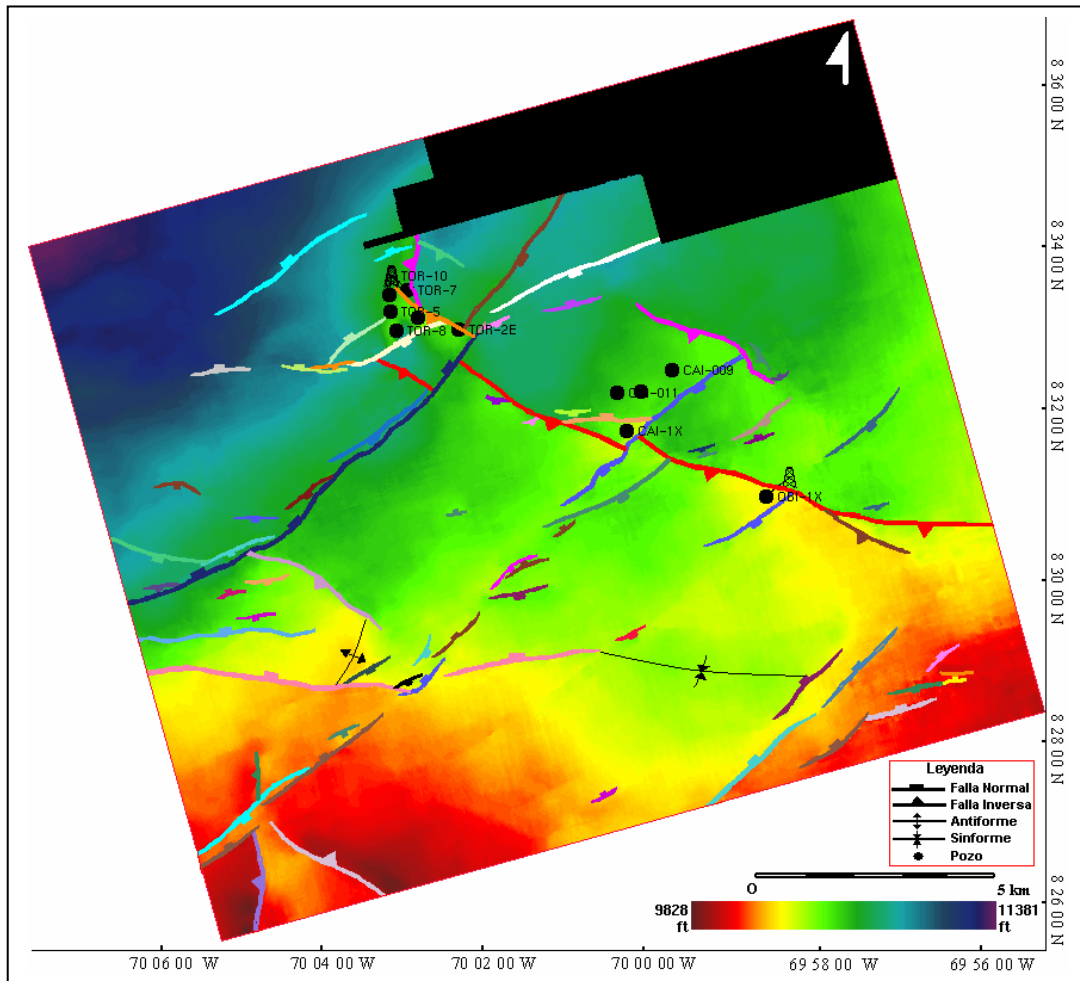


Gráfico 46. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa “P”

Un poco más hacia el norte se observa otra trampa definida, esta vez, por un alto estructural y cuatro fallas, esta trampa contiene al pozo TOR-2E y esta delimitada al noreste y suroeste por fallas inversas de rumbo N70W y buzamiento

hacia el suroeste, y al noroeste y sureste por fallas normales de rumbo aproximado N50E y buzamiento hacia el noroeste (la falla más al sur) y hacia el sureste (la más al norte). Estas dos trampas en el mapa estructural en profundidad de la Formación Gobernador (Gráfico 44) no se encontraban definidas por fallas en todo su perímetro, en el caso de la trampa del CAI-1X para el tope Gobernador no se definió la falla al norte, y en el caso de la trampa del TOR-2E no se definió para el tope de dicha formación la falla al inversa al suroeste.

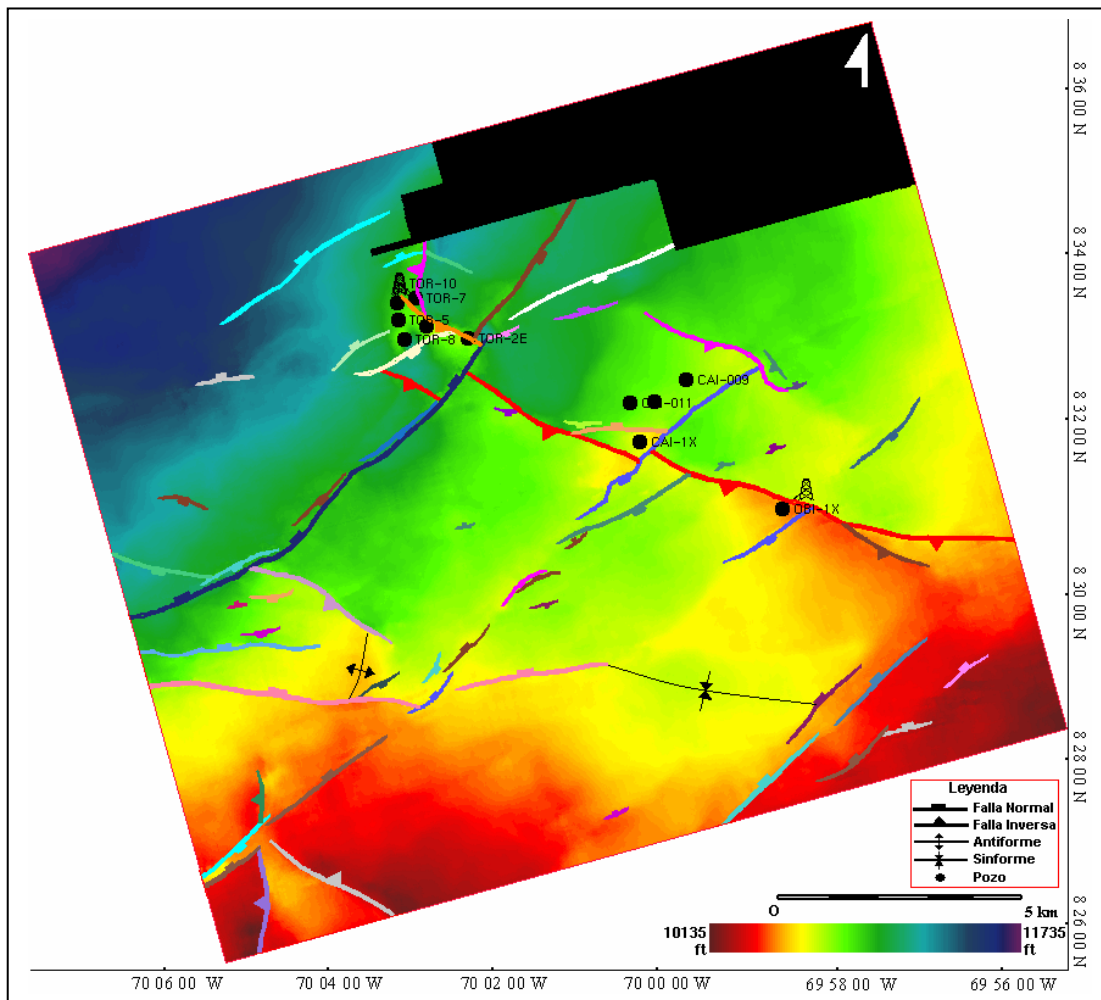


Gráfico 47. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Escandalosa "R2"

Los mapas estructurales en profundidad de los topes de Escandalosa "O" (Gráfico 45), Escandalosa "P" (Gráfico 46) y Escandalosa "R2" (Gráfico 47) son estructuralmente muy similares puesto que son muy cercanos en profundidad, de 60 a

95 ft separan a la “O” de la “P” y unos 300 ft separan a la “P” de la “R2”, esto puede apreciarse en el modelo de velocidades (Gráfico 17). El tope de la Formación Escandalosa “P” esta definido en profundidad entre los 9828 ft hacia el sur y los 11381 ft hacia el norte, mientras el tope de la Formación Escandalosa “R2” esta entre los 10135 ft hacia el sur y los 11735 ft hacia el norte. En ambos casos y al igual que para el tope de Escandalosa “O” se observa un rumbo aproximado N50E y buzamiento de 6 grados hacia el noroeste.

Mientras el tope de la Formación Pagüey tiene una orientación N30E y buzamiento 1 o 2 grados al noroeste, los topes de las formaciones Gobernador y Escandalosa (“O”, “P” y “R2”) tienen una orientación N50E y buzamiento de 6 grados hacia el noroeste. Esto indica que durante el Eoceno medio mientras se depositaba la Formación Pagüey la cuenca se inclinó unos 4 o 5 grados más hacia el noroeste, lo cual se enmarca en lo propuesto por Pierce (1960), cuando sugiere que el empuje de las Napas de Lara es responsable de la subducción de la cuenca para este periodo.

El tope de las formaciones Gobernador y Escandalosa (“O”, “P” y “R”) además de las trampas anteriormente descritas muestran otros altos estructurales importantes, uno de ellos es el que define una trampa junto a una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste y una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sureste cerca del pozo OBI-1X (sureste de la zona de estudio). Otro alto estructural que ya ha sido perforado (pozos TOR-1X, TOR-5, TOR-8 y TOR-10) es el ubicado justo al norte de la trampa del TOR-2E, esta trampa se define con fallas de idénticas características a las de la trampa donde se ubica del OBI-1X. Finalmente la ultima trampa estructural que se encuentra perforada es donde se localiza el pozo TOR-7 (parte norte central de la zona de estudio), esta trampa se define por un alto estructural ubicada entre dos fallas inversas, una de rumbo N10E y buzamiento hacia el noroeste y otra de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste.

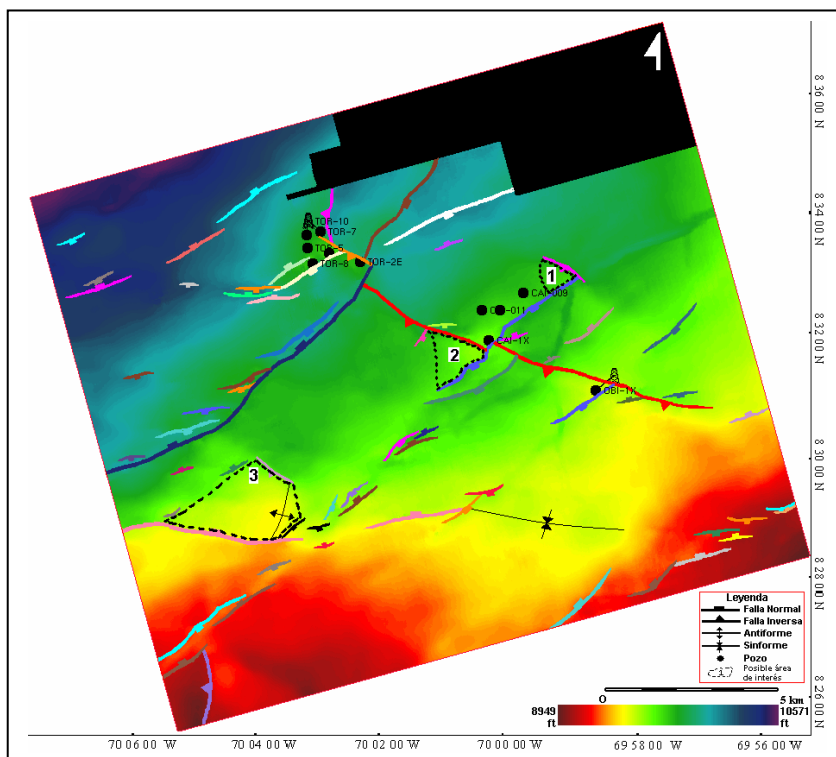


Gráfico 48. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas, tope de la Fm. Gobernador

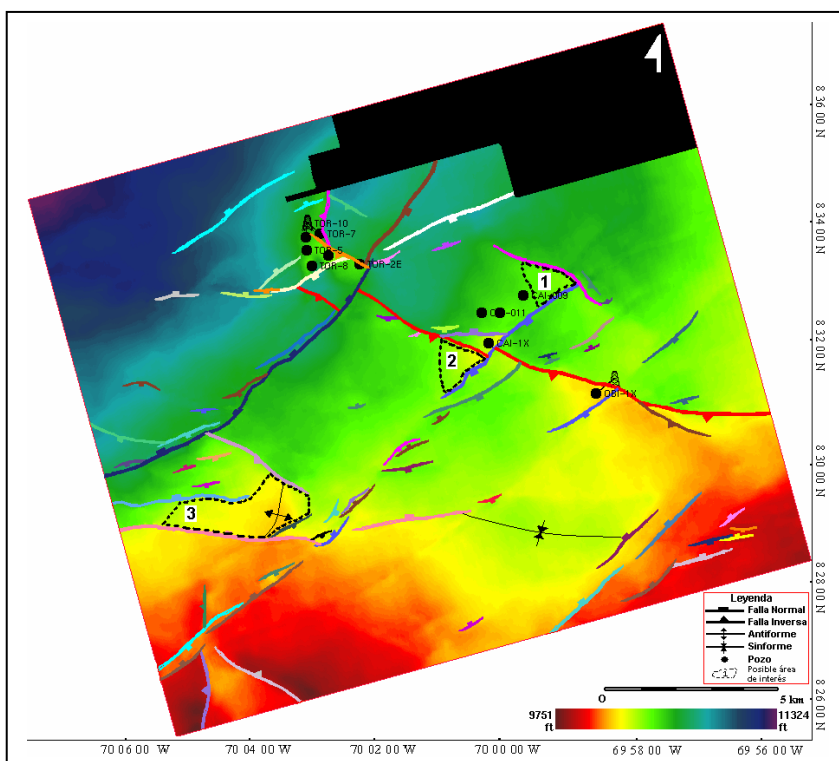


Gráfico 49. Posibles áreas de interés petrolífero no perforadas, tope de la Fm. Escandalosa "O"

En la zona de estudio los mapas estructurales en profundidad muestran otras posibles áreas de interés petrolífero. Dos de estas áreas son trampas similares a la que contiene al pozo OBI-1X, es decir, una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste y una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sureste. El área 1 esta a la derecha del campo Caipe y el área 2 esta a la izquierda del mismo campo (gráficos 48 y 49).

Una tercera área de posible interés petrolífero se localiza al suroeste de la zona de estudio (área 3) y se constituye por un antiforme anticlinal cuyo eje es de rumbo N30E y se intercepta al norte con una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento al suroeste, y al sur con una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento hacia norte (gráficos 48 y 49).

No se muestran las gráficas con las posibles zonas de interés petrolífero para el tope de Escandalosa “P” y Escandalosa “R2” dado su gran similitud estructural con Escandalosa “O”. De cualquier modo estas zonas se pueden ver en los respectivos mapas estructurales en profundidad (gráficos 46 y 47).

A excepción del mapa estructural en profundidad del tope de la Formación Pagüey (Gráfico 43) en los demás se observan gran cantidad de fallas interpretadas de las cuales se distinguen cuatro grupos: fallas normales de rumbo N75E a este-oeste, fallas inversas de rumbo N70W, fallas normales de rumbo N50E, y fallas inversas de rumbo N10E.

Las fallas normales de rumbo N75E a este-oeste pudieran estar relacionadas con la fase distensiva descrita por Figueroa et al. (1994) para el Eoceno temprano a medio, dado que este autor sugiere fallamiento en esa dirección para las secuencias cretácicas y la parte inferior de Eoceno Medio.

Las fallas inversas de rumbo N70W podrían estar asociadas a la llegada de las Napas de Lara al norte de Venezuela, tal y como señala Figueroa et al. (1994) cuando describe este tipo de fallamiento con rumbo NO-SE en una fase compresiva debido al empuje de estas napas en el Eoceno medio. Figueroa et al. (1994) también describe una fase distensiva para el Eoceno medio a tardío que afecta a secuencias cretácicas y

terciarias y que generó fallas normales en la dirección NE-SO, esta fase pudiera ser la responsable de la existencia del grupo de fallas normales de rumbo N50E.

Finalmente, el grupo de fallas inversas de rumbo N10E pudieran estar relacionadas con el último empuje de las Napas de Lara y al inicio del levantamiento de los Andes orientales colombianos, lo que constituyó, según Figueroa et al. (1994), una fase compresiva en el Eoceno tardío.

5.1.2-Secciones sísmicas

Las secciones sísmicas mostradas a continuación son resultado de la interpretación de horizontes y fallas. Los gráficos 50, 51 y 52 muestran secciones sísmicas donde se observan las mejores expresiones del conjunto de fallas principales. El Gráfico 50 muestra una sección sísmica de rumbo N60W donde se ven tres pares de fallas normales, cada par en forma de “y”. Este conjunto de fallas normales son las de rumbo N50E.

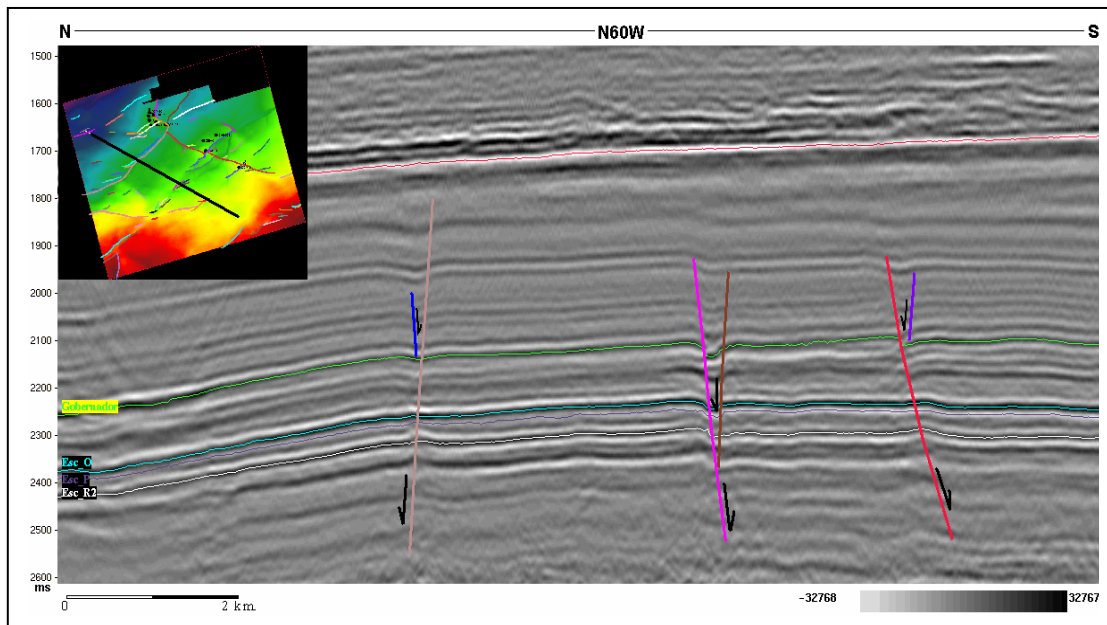


Gráfico 50. Sección sísmica de rumbo N60W

En el Gráfico 51 se muestra una sección sísmica de rumbo N35E donde se observa la mejor expresión de las fallas inversas de rumbo N70W (fallas de color morado y rojo), dado que esta sección es prácticamente perpendicular a estas fallas.

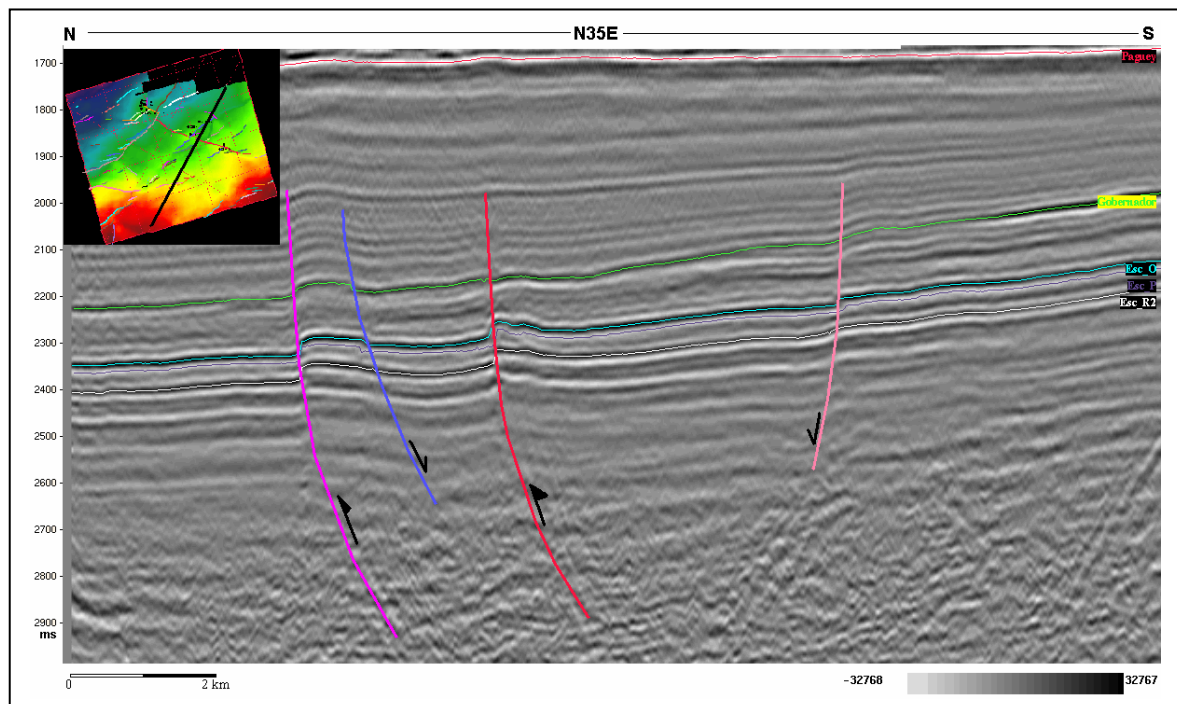


Gráfico 51. Sección sísmica “A” de rumbo N35E

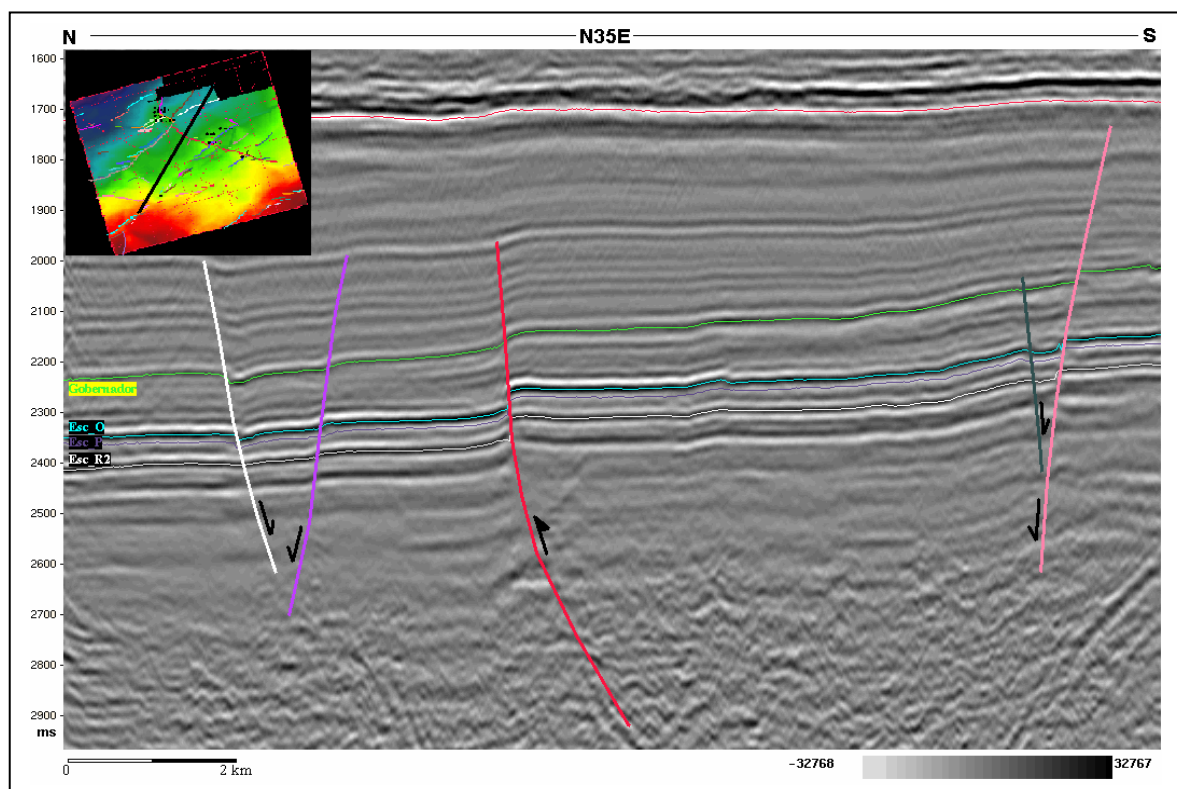


Gráfico 52. Sección sísmica “B” de rumbo N35E

En el Gráfico 52 se muestra otra sección sísmica de rumbo N35E, más al norte que la mostrada en el Gráfico 51. Hacia el centro de la sección se observa (de color rojo) la falla inversa que genera las mayores oportunidades de explotación gracias al pliegue antiformal anticlinal que se forma en su flanco sur.

Aun cuando esta sección sísmica (Gráfico 52) no corta perpendicularmente a las fallas normales del lado norte (color blanco y morado), se puede apreciar una estructura tipo graben.

Las siguientes secciones sísmicas muestran vistas de perfil (“Inline”, “Xline” y líneas aleatorias) de áreas clave de la zona de estudio, como son las trampas estructurales ya perforadas y no perforadas.

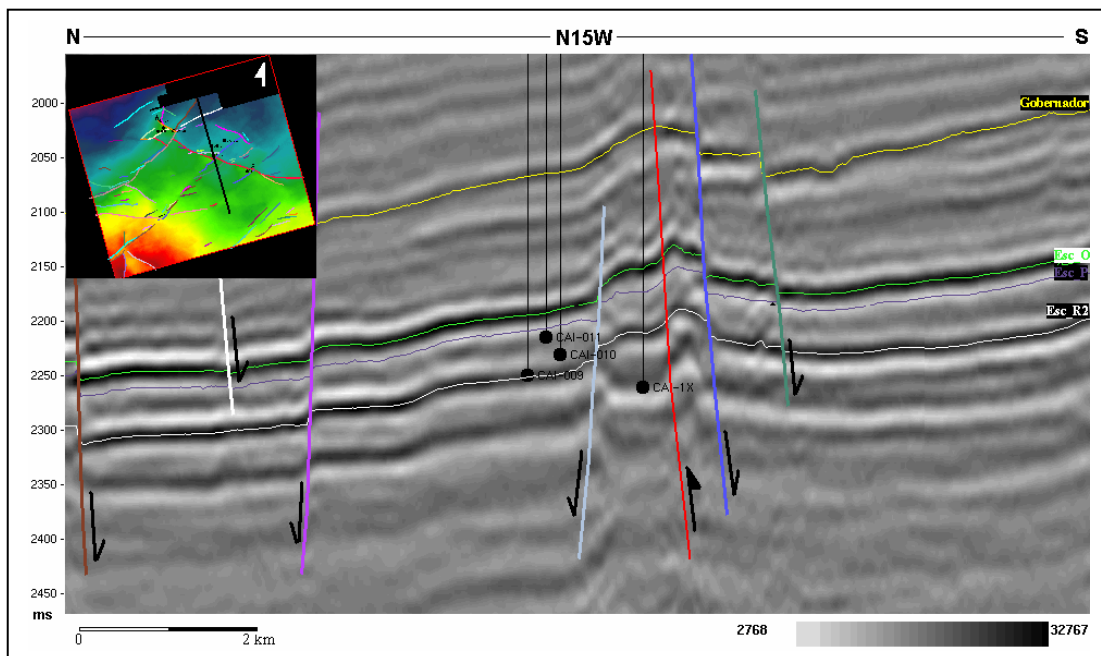


Gráfico 53. Sección sísmica “Inline” de la trampa del pozo CAI-1X

En el Gráfico 53 se observa que los horizontes buzcan hacia el norte y se muestran bastante paralelos entre sí, sin embargo, hacia la parte sur de la sección sísmica la Formación Gobernador parece ser un poco más espesa. Las fallas son todas normales exceptuando una inversa (de color rojo) ubicada en la parte central de la sección sísmica. En la parte más alta de la estructura se ubica el pozo CAI-1X,

entre una falla normal (de color gris) de buzamiento hacia el norte y una inversa (de color rojo) de buzamiento hacia el sur. La falla normal (de color azul) ubicada justo a la derecha de la inversa también forma parte de la trampa, tal y como se indicó en el análisis de los mapas estructurales en profundidad. Hacia el norte de la trampa del pozo CAI-1X se localizan los demás pozos del campo Caipe (CAI-9, CAI-10 y CAI-11), los cuales están separados del primero por una falla normal de buzamiento hacia el norte.

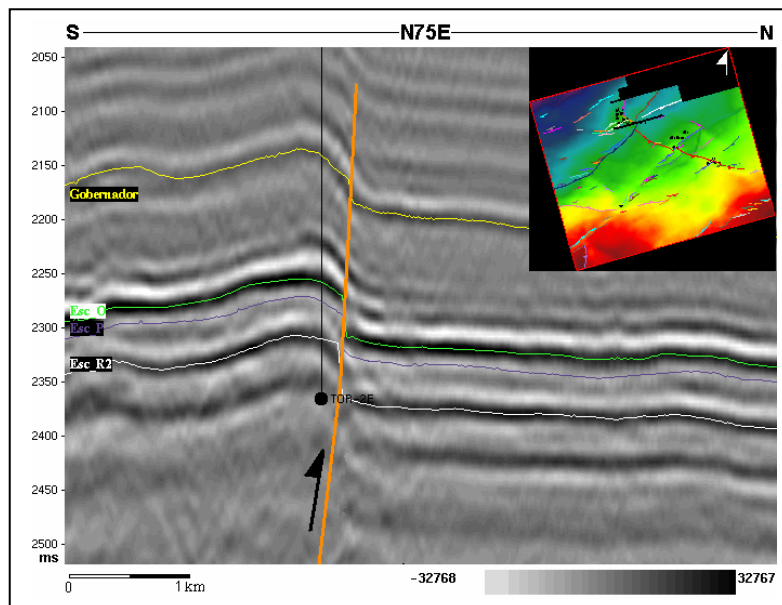


Gráfico 54. Sección sísmica “Xline” de la trampa del pozo TOR-2E

El Gráfico 54 muestra una sección sísmica “Xline” que pasa por la trampa que contiene al pozo TOR-2E. Hacia la parte central de la sección sísmica se observa una estructura tipo antiformal anticlinal, fracturado en su flanco este por una falla inversa de buzamiento hacia el sur. En la parte más elevada de la estructura se encuentra el pozo TOR-2E.

Al norte de la trampa que contiene al pozo TOR-2E se encuentra otra que contiene a los pozos TOR-1X, TOR-5, TOR-8 y TOR-10 (Gráfico 55), ambas trampas forman parte de la misma estructura pero están separadas por una falla normal de rumbo N50E buzamiento al sureste como se observa en cualquiera de los mapas estructurales antes descritos.

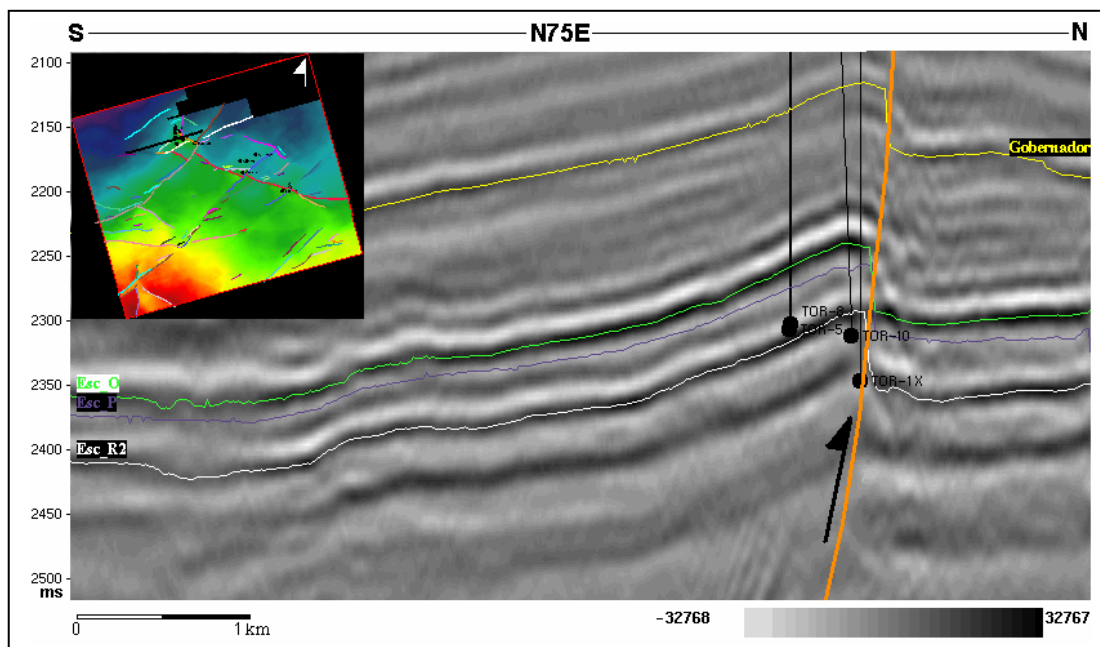


Gráfico 55. Sección sísmica “Xline” de la trampa de los pozos TOR-1X, TOR-5, TOR-8, TOR-10

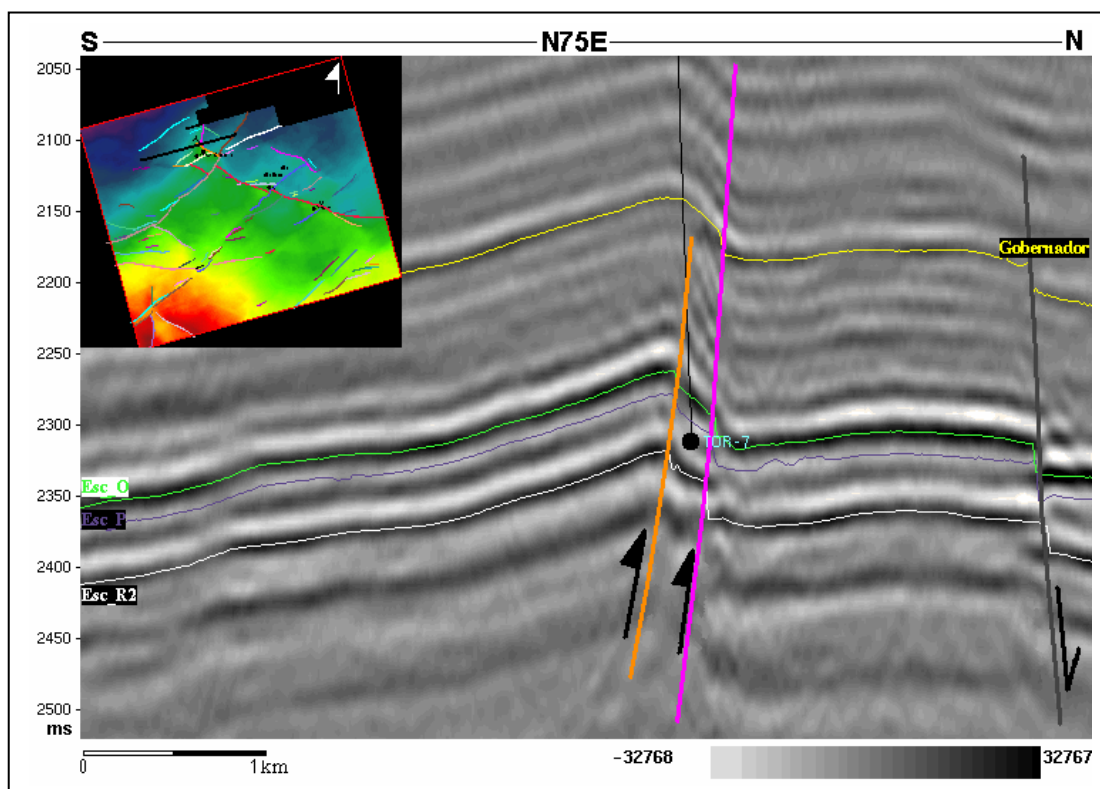


Gráfico 56. Sección sísmica “Xline” de la trampa del pozo TOR-7

En la parte más al norte del campo Torunos se encuentra la trampa del pozo TOR-7. Este pozo se localiza entre dos fallas inversas, una de estas, la más al sur (Gráfico 56), es la misma falla que fractura la estructura tipo antiformal anticlinal del los demás pozos del campo Torunos.

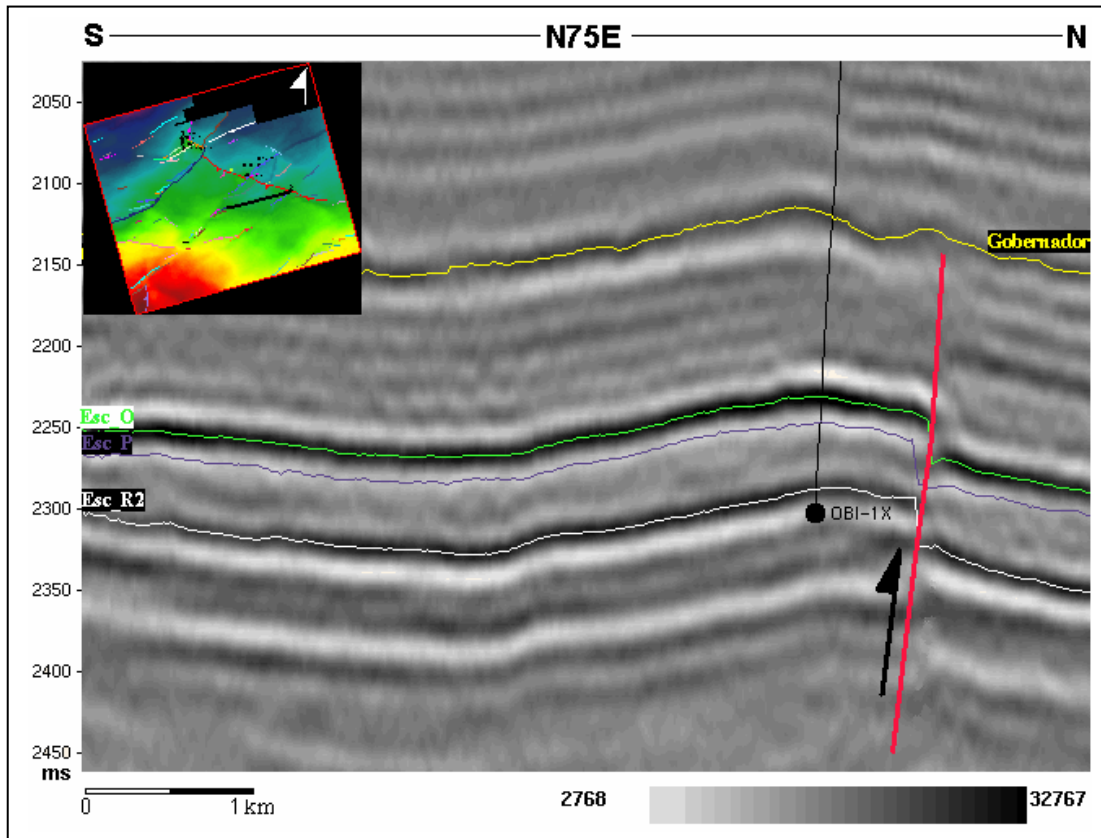


Gráfico 57. Sección sísmica crossline de la trampa del pozo OBI-1X

La trampa donde se localiza el pozo OBI-1X también es una estructura tipo antiformal anticlinal fracturado en su flanco este por una falla inversa de buzamiento hacia el sur (Gráfico 57).

Como se vio anteriormente, tanto en los mapas estructurales como en las secciones sísmicas, las trampas perforadas de la zona de estudio están dominadas por pliegues tipo antiformal anticlinal fracturados por una gran falla inversa de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste.

A continuación se mostrarán las secciones sísmicas de las áreas que esta investigación considera pudieran tener interés petrolífero. Las primeras de ellas son

las que se identificaron en los gráficos 48 y 49 como área 1 y área 2. Estas zonas tienen las mismas características estructurales que poseen las trampas del OBI-1X o TOR-2E. En los gráficos 58 y 59 se muestran secciones sísmicas de rumbo N83E, en las cual se señala con un óvalo las posibles áreas de interés.

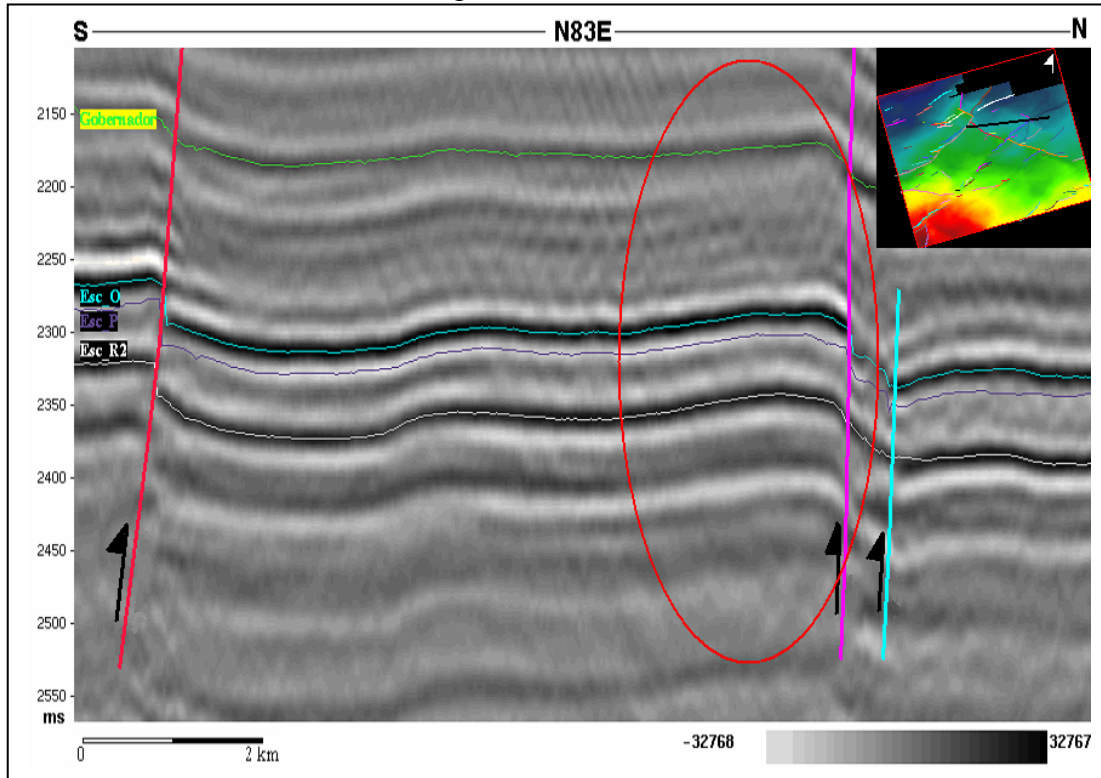


Gráfico 58. Sección sísmica de rumbo N83E del área 1

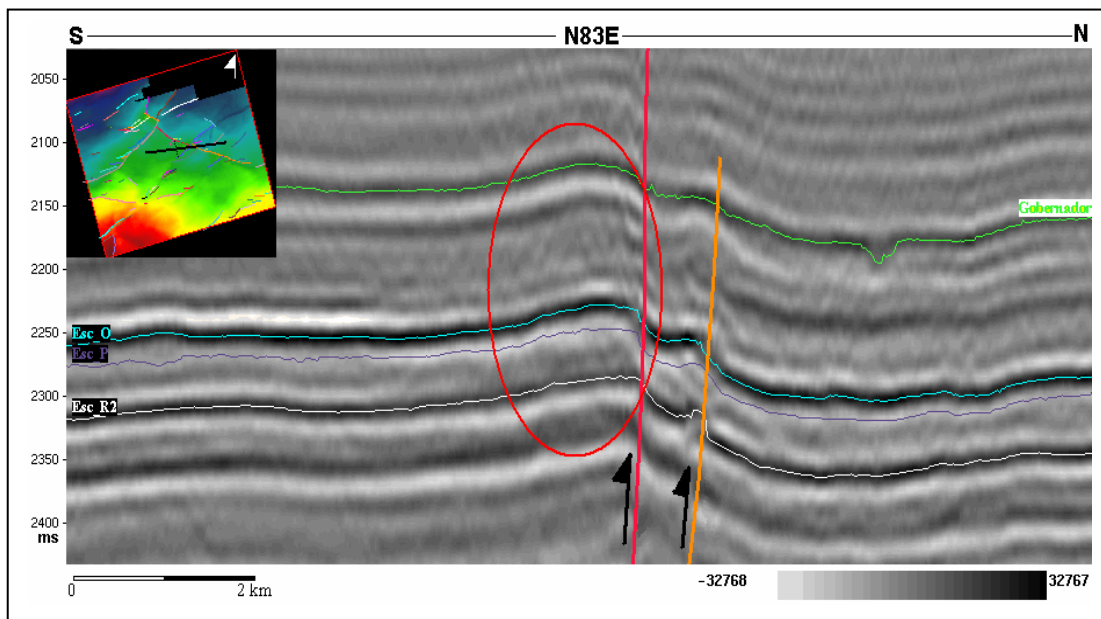


Gráfico 59. Sección sísmica de rumbo N83E del área 2

Una tercera área de posible interés petrolífero se indica también en los gráficos 48 y 49, esta se ubica al suroeste de la zona de estudio y constituye un antiforme anticlinal cuyo eje es de rumbo N30E. El Gráfico 60 muestra una sección sísmica de rumbo N60W del área 3.

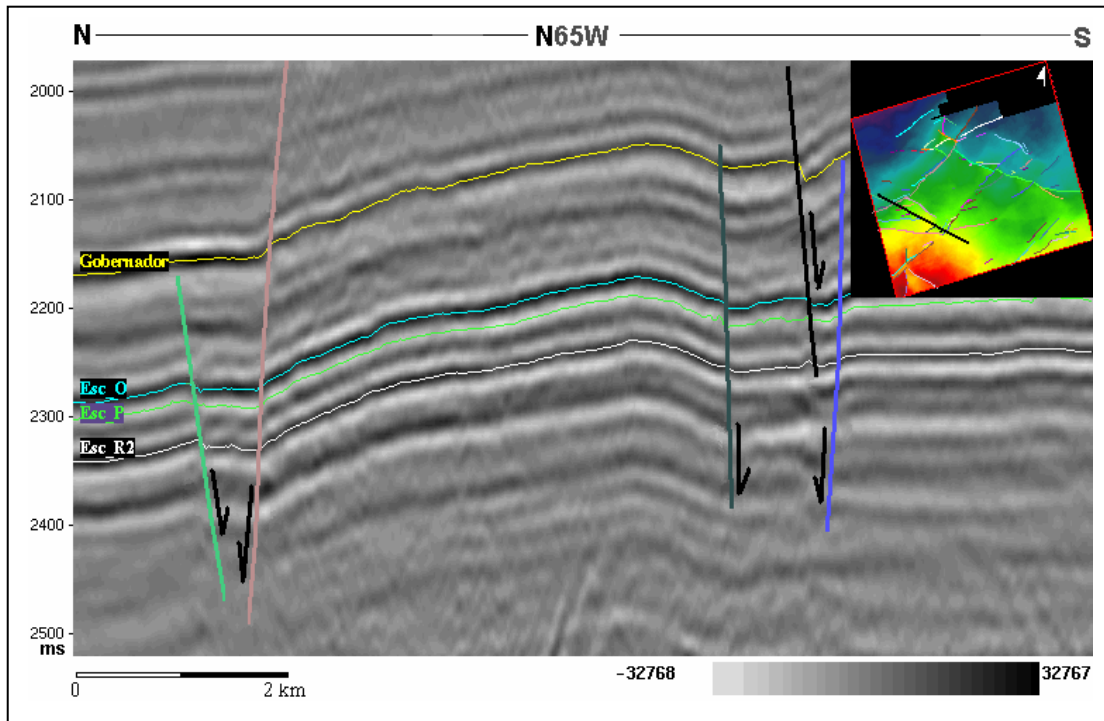


Gráfico 60. Sección sísmica de rumbo N60W del área 3

5.2-Interpretación Estratigráfica

5.2.1-Secciones sísmicas

En las secciones sísmicas (“Inline”, “Xline” y líneas aleatorias) analizadas del área de estudio entre el reflector sísmico interpretado como tope de la Formación Gobernador y el interpretado como tope de la Formación Escandalosa “O”, no se identificaron onlaps, downlap, toplap ni truncaciones erosionales. Sin embargo fue posible identificar otras anomalías en los reflectores como discontinuidades de los mismos, puntos brillantes, puntos tenues y acuñamientos de algunos reflectores contra otros que pudieran ser atribuibles a fenómenos estratigráficos.

Hacia el este de la zona de estudio se encuentra un área interesante donde el reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador se interrumpe

súbitamente, a lo largo de aproximadamente 10 km de líneas sísmicas. En el Gráfico 61 se muestra una línea sísmica inline donde se aprecia una interrupción del orden de los 250 m.

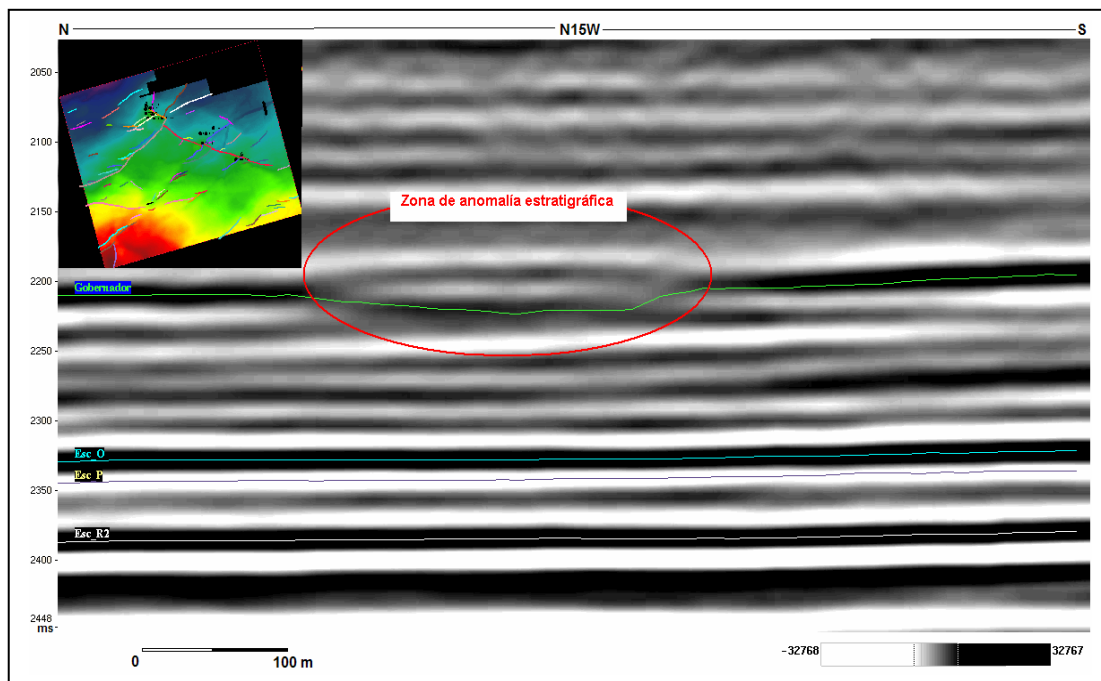


Gráfico 61. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3505

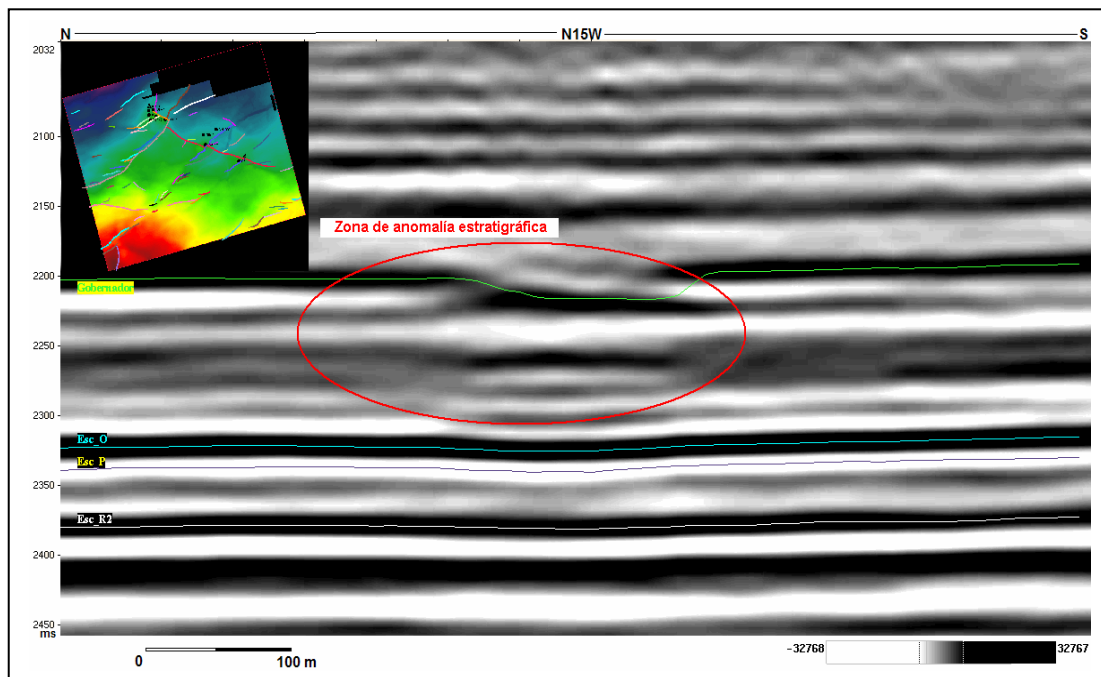


Gráfico 62. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3542

En el área señalada como zona de anomalía estratigráfica en el Gráfico 61 es claro notar como se pierde la continuidad lateral del reflector asociado al tope de la Formación Gobernador y también la del ciclo inmediato inferior a este reflector. Sin embargo en el Gráfico 62 se observa como todos los reflectores entre el tope de Gobernador y el tope de Escandalosa “O” presentan algún tipo de anomalía, se vuelve a notar la interrupción del reflector asociado a Gobernador y del ciclo inmediato inferior pero también se observa que los reflectores inferiores se vuelven más brillantes y espesos. Una situación similar puede apreciarse en el Gráfico 63.

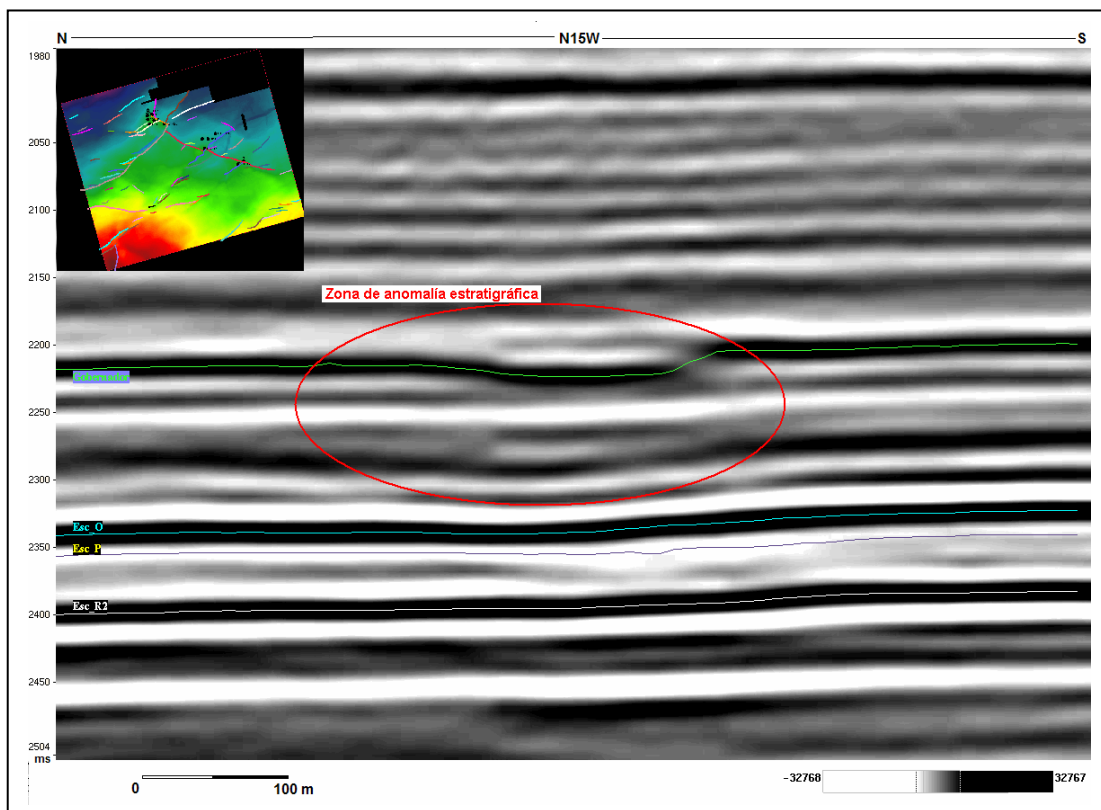


Gráfico 63. Interrupción del reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador, “Inline” 3393

Bejarano (1999) cuando hace su modelo de asociación de facies para la Formación Gobernador y miembro Masparrito (Eoceno medio), establece que hacia el tope de la formación hay superficies de erosión incisas debidas a ríos entrelazados, y hacia la parte media describe sistemas de canales de delta también entrelazados y apilados. Esto podría explicar el hecho de las discontinuidades observadas en los

reflectores asociados al tope de dicha formación y de los cambios laterales que experimentan las amplitudes a lo largo de kilómetros hacia la parte media de la misma.

5.2.2-Mapas de atributos sísmicos

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

Los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Gobernador muestran características diversas dependiendo del tipo de atributo utilizado, así por ejemplo en los relacionados con la amplitud sísmica se observan hacia la parte oeste de la zona de estudio regiones con amplitudes muy superiores al del resto de la zona.

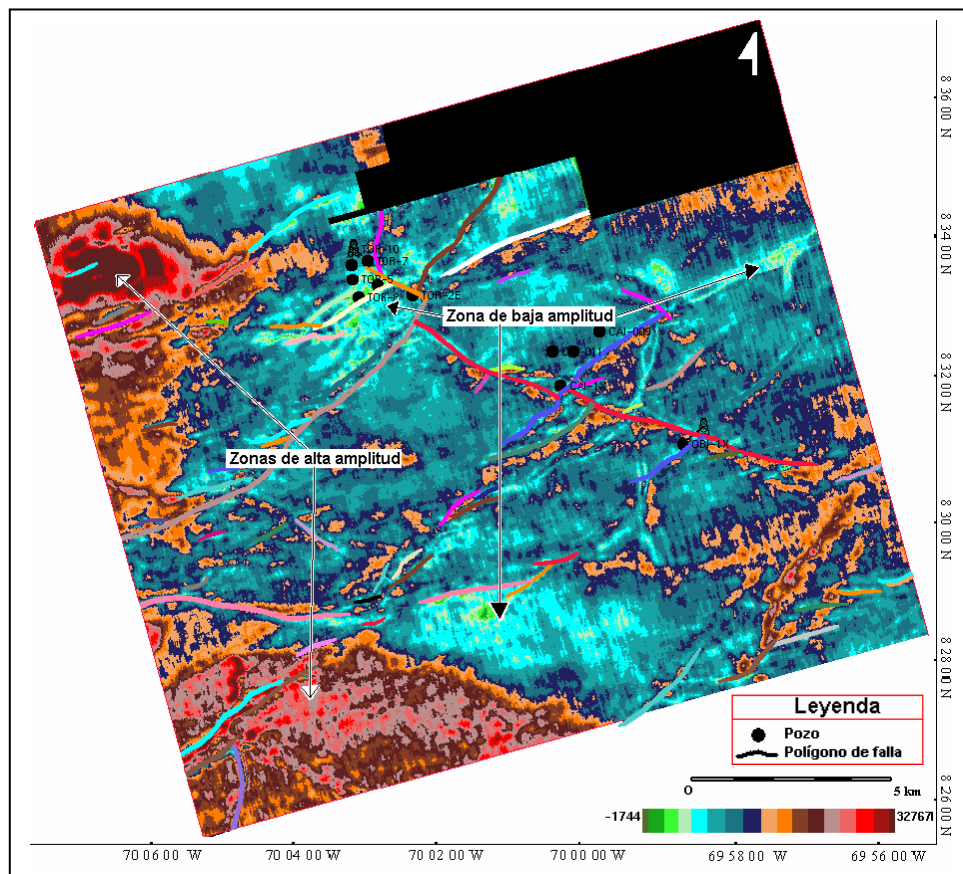


Gráfico 64. Mapa de Amplitud del tope de la Formación Gobernador, atributo instantáneo

Mientras hacia el campo Torunos se observan bajas amplitudes, así como también hacia la parte centro-sur y noreste de la zona de estudio (Gráfico 64). Las altas amplitudes de la parte oeste pudieran ser producto del engrosamiento del miembro Masparrito (carbonático) hacia esa zona, tal y como lo plantea Márquez (1999). Dado que una capa más gruesa afecta en mayor grado a los reflectores sísmicos porque si bien su espesor no alcanzara la resolución sísmica vertical para producir una reflexión independiente de cualquier modo se incrementaría la amplitud al incrementarse el contraste de impedancias acústicas.

Otra característica que muestran estos mapas, son unas alineaciones de baja amplitud hacia la parte este de la zona de estudio, estas alineaciones se prolongan por aproximadamente 10 km (Gráfico 65).

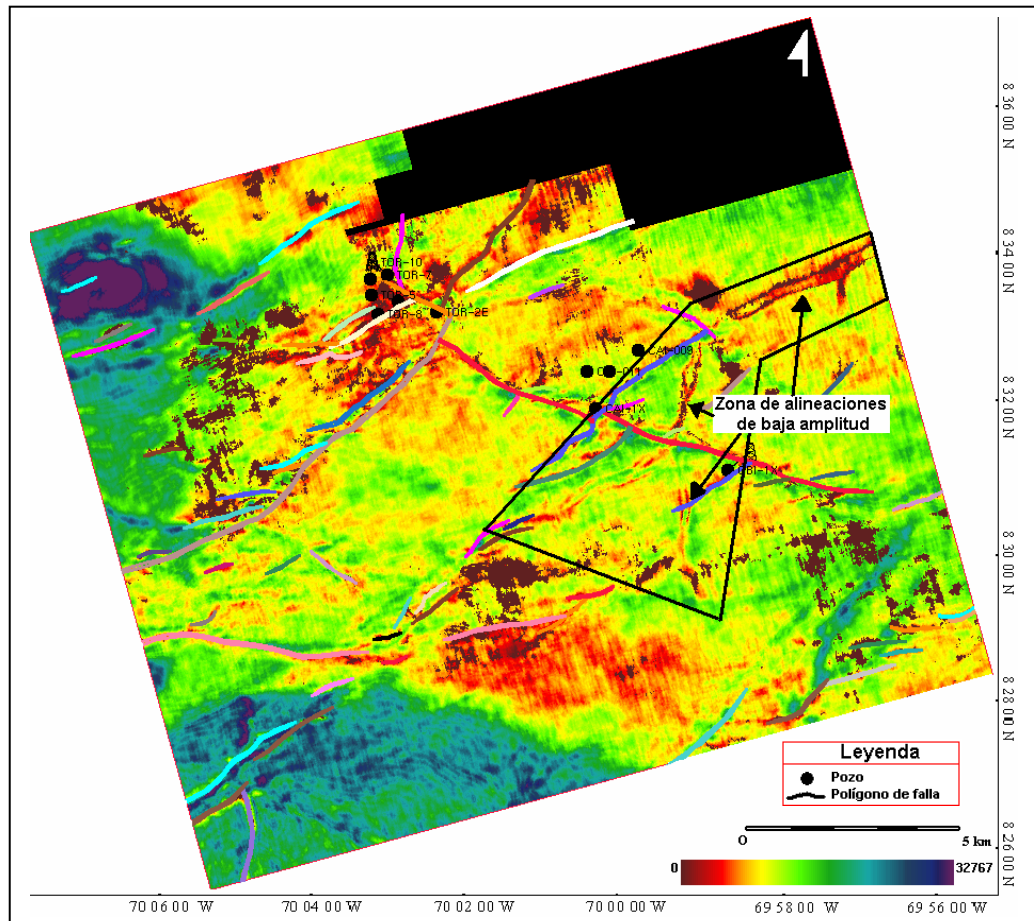


Gráfico 65. Mapa de Amplitud Pico Promedio del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico

Las alineaciones de baja amplitud se observan justo sobre la misma zona donde las líneas sísmicas muestran discontinuidades para los reflectores del tope de la Formación Gobernador. Estando relacionadas las discontinuidades en los reflectores con las alineaciones de baja amplitud, y teniendo estas forma de cause de ríos (gráficos 64 y 65), es claro que lo planteado por Bejarano (1999) cuando establece que hacia el tope de la formación hay superficies de erosión incisas debidas a ríos entrelazados, cobra fuerza.

Otro atributo sísmico aplicado al tope de la Formación Gobernador fue el de Coeficiente de Correlación (Gráfico 66). Las regiones que fueron identificadas como zonas de alta amplitud en los mapas de ese atributo muestran un Coeficiente de Correlación de 100%, siendo esto coherente con presencia del estrato carbonático de Masparrito, dado que los carbonatos son más compactos y menos heterogéneos que

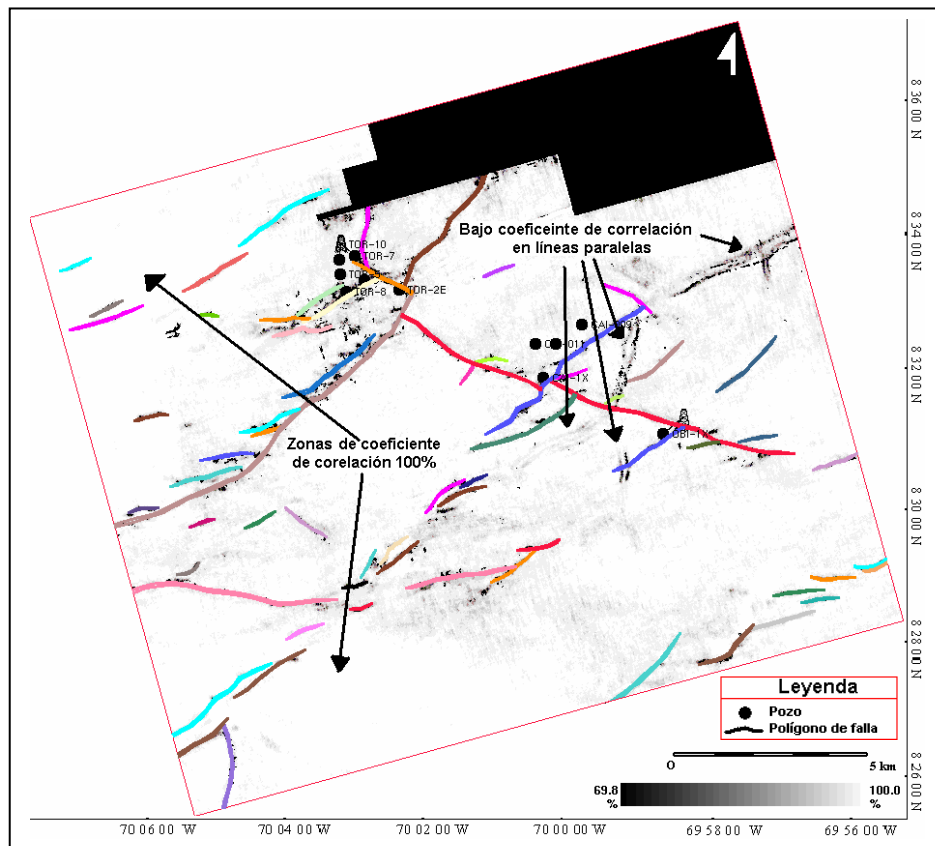


Grafico 66. Mapa de Coeficiente de Correlación del tope de la Formación Gobernador, atributo instantáneo

los siliciclásticos y de este modo la correlación de una traza con sus vecinas es muy alta, llegando a ser 100% para esas zonas.

En las zonas de mínimo Coeficiente Correlación (69.8 %), se observa además de las fallas el área correspondiente a las alineaciones de baja amplitud vistas en los mapas de ese atributo. En este caso para la misma zona se observan alineaciones paralelas de muy baja correlación (Gráfico 66), coincidiendo esto con el hecho de la discontinuidad de los reflectores ubicados hacia el tope de Gobernador en esa región.

Hacia el oeste de la zona de estudio donde los mapas de amplitud muestran elevados valores de ese atributo y donde se presenta el mayor Coeficiente de Correlación, el mapa de Asimetría del Lazo Superior (Gráfico 67) muestra asimetrías muy cercanas a cero, es decir, es bastante simétrico, significando esto una muy buena continuidad lateral de los reflectores hacia el tope de la Formación Gobernador.

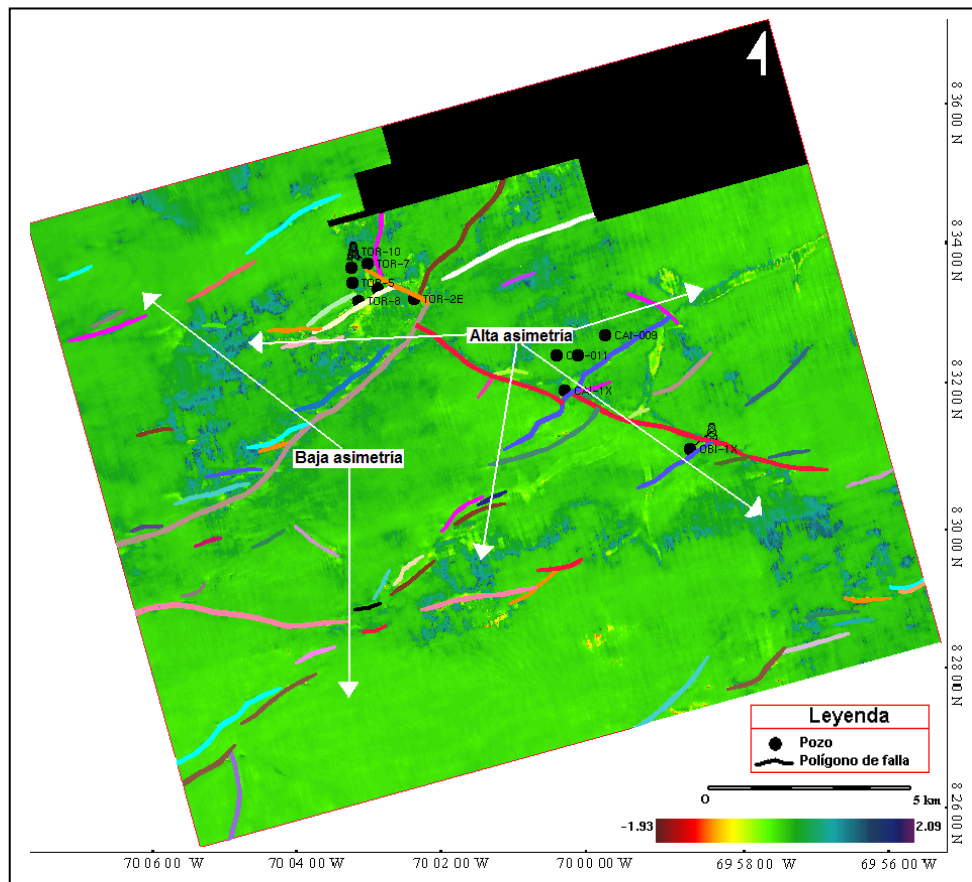


Gráfico 67. Mapa de Asimetría del Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador, Atributo interválico

El mapa de Asimetría del Lazo Superior es uno de los atributos que mejor muestra en toda su longitud el área correspondiente a lo que esta investigación cree son antiguos canales de ríos, basado en la evidencia sísmica y en los estudios estratigráficos realizados por Bejarano (1999). El Gráfico 68 muestra estos canales interpretados.

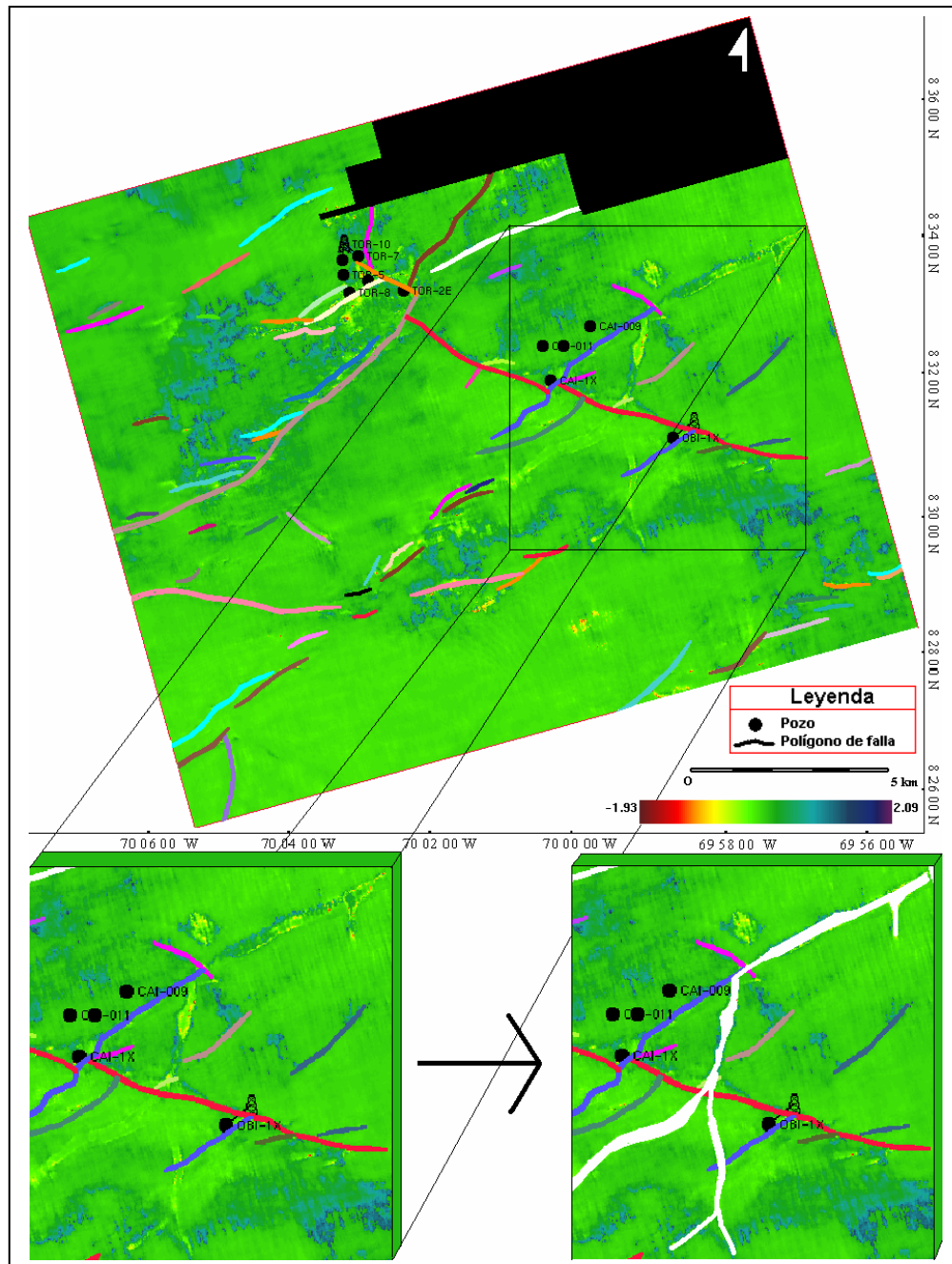


Gráfico 68. Canales interpretados en el mapa de Asimetría del Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador

En la mayor parte del interior de lo interpretado como canales se observan asimetrías negativas, es decir, el lazo esta cargado hacia el fondo, tal y como era de esperarse puesto que hacia el tope las amplitudes son más bajas como ya se vio en los mapas de dicho atributo.

Con lo planteado por Márquez (1999) acerca de las anomalías de amplitud presentes en el tope de Gobernador, más la evidencia de un Coeficiente de Correlación de 100% para la parte oeste de la zona de estudio y una Asimetría del Lazo Superior cercana a cero para la misma zona, se puede inferir que las variaciones en la amplitud que se presentan allí efectivamente son debidas a engrosamientos locales de Masparrito.

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

En Apéndice se muestran otros mapas de atributos sísmicos generados para el tope de la Formación Gobernador como: Diferencia de Amplitud (Gráfico 82), Energía Sísmica Promedio (Gráfico 83), Duración Lazo Superior (Gráfico 84) y Longitud del Arco Sísmico (Gráfico 85).

Para el tope de la Formación Escandalosa “O” también se generaron mapas de atributos sísmicos. En general en todos ellos se observa que la Formación es bastante homogénea lateralmente, presentándose valores anómalos en las zonas de falla, tal y como ya se había visto en la interpretación de las mismas apoyada en los mapas del atributo instantáneo de Coeficiente de Correlación y en el atributo volumétrico de Cubo de Coherencia.

Los mapas relacionados con el atributo de amplitud para la Formación Escandalosa “O” muestran hacia la parte noroeste, suroeste y sureste regiones de baja

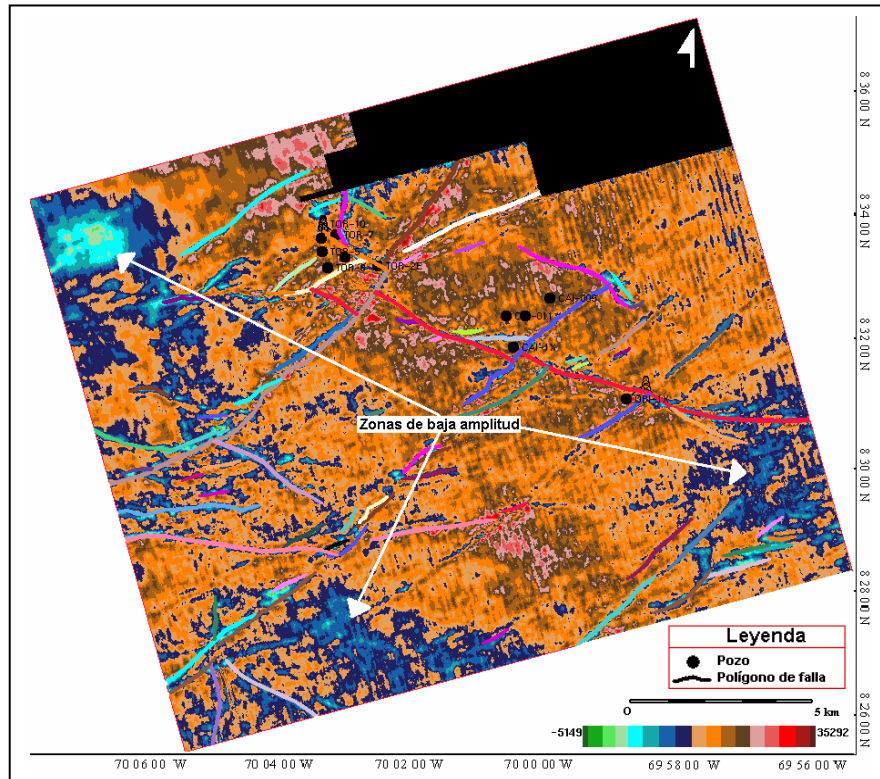


Gráfico 69. Mapa de Amplitud del tope de la Formación Escandalosa "O", atributo instantáneo

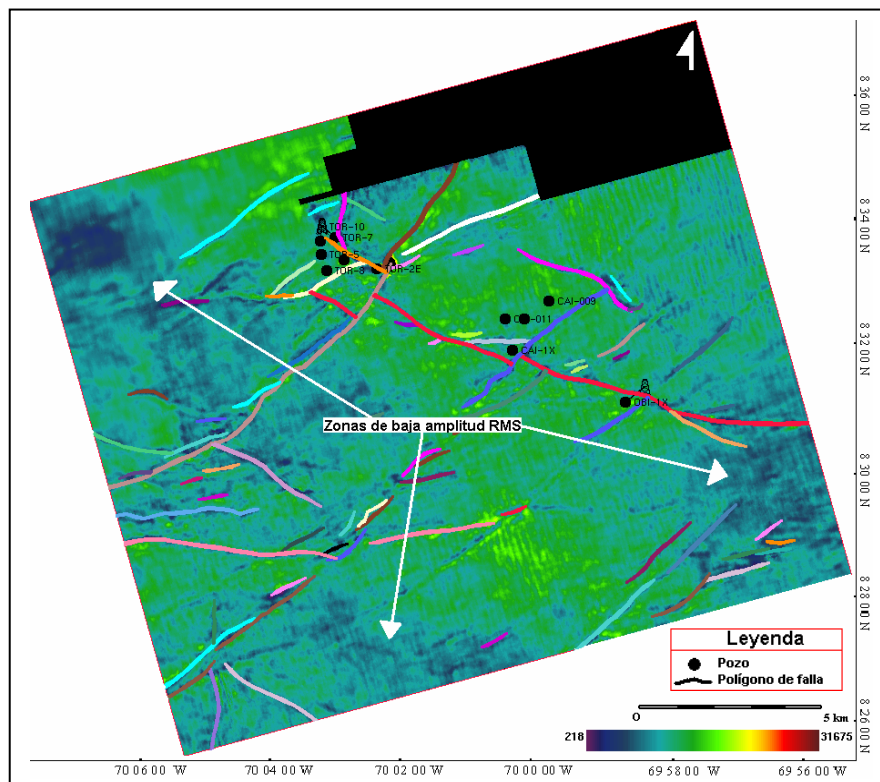


Gráfico 70. Mapa de Amplitud RMS del tope de la Formación Escandalosa "O", atributo instantáneo

amplitud comparadas con resto de la zona de estudio. Este hecho pudiera estar relacionado a un adelgazamiento del espesor del miembro “O” de la Formación Escandalosa hacia esas zonas, o bien una presencia significativa de siliciclásticos en dichos lugares (gráficos 69 y 70).

Otro atributo como el de Coeficiente de Correlación muestra que el tope de toda la formación es bastante homogéneo dado que los valores más bajos de dicho coeficiente son de 90.21% y se dan para las zonas de falla, el resto de la zona muestra valores muy cercanos al 100%.

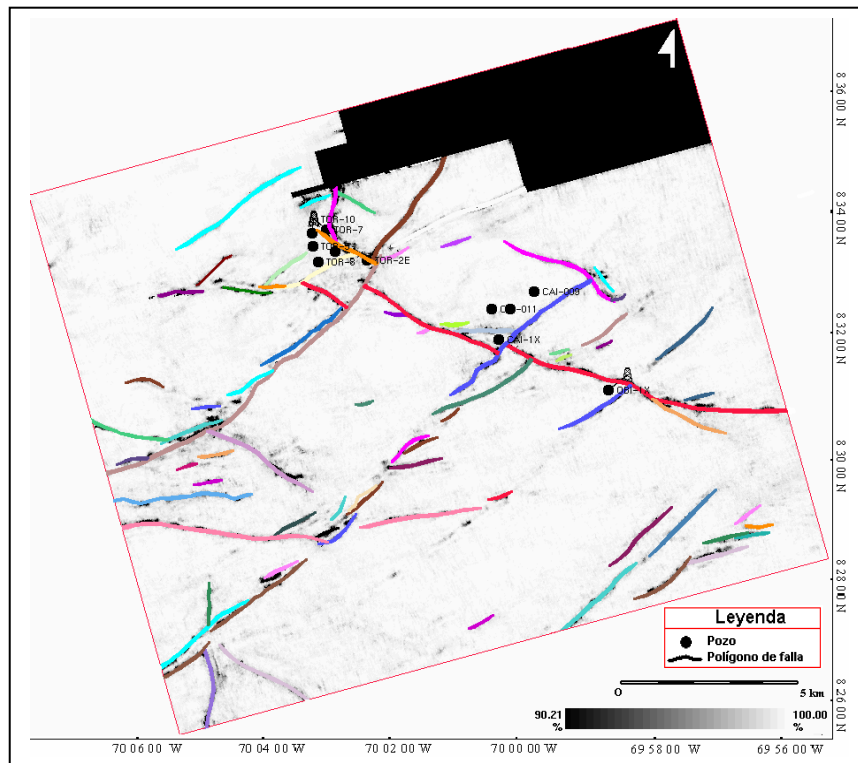


Grafico 71. Mapa de Coeficiente de Correlación del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo instantáneo

La gran homogeneidad lateral del tope de la Formación Escandalosa “O” puede estar íntimamente relacionada al hecho de que su litología es calcárea, y los carbonatos como se sabe son en general menos heterogéneos que los siliciclásticos.

En Apéndice se muestran otros mapas de atributos sísmicos generados para el tope de la Formación Escandalosa “O” como: Frecuencia Instantánea (Gráfico 86),

Energía Sísmica Promedio (Gráfico 87), Heterogeneidad de la Amplitud Sísmica (Gráfico 88), Intensidad de la Reflexión Integrada (Gráfico 89) y Longitud del Arco Sísmico (Gráfico 70).

5.2.3-Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos

Estos mapas ofrecen información del comportamiento de una propiedad petrofísica en base a su correlación con un atributo sísmico en una zona determinada. La certidumbre de estos mapas está basada en cuan compleja estructural y estratigráficamente sea la zona de estudio, cuantos pozos halla y cuan bien distribuidos estén en dicha zona. En el caso de esta investigación, el área que corresponde a los campos Caipe, Torunos y Obispo no es muy compleja en lo estructural ni en lo estratigráfico, sin embargo el número de pozos (11) y la distribución de los mismos no es la más deseada, ya que estos en su conjunto se localizan hacia la parte central de la zona de estudio.

Hay que considerar además que el número efectivo de pozos que aportan datos a todas las correlaciones son cinco: TOR-2E, TOR-5, CAI-9, CAI-10 y CAI-11. Puesto que el CAI-1X y el TOR-10 no tienen ninguna curva petrofísica cargada, el TOR-7 no cuenta con registro de densidad, el TOR-8 solo esta evaluado en el intervalo de la formación Escandalosa y los pozos OBI-1X y TOR-1X son retirados de alguna de las correlaciones porque presentan valores que hacen descender notablemente el coeficiente de regresión.

5.2.3.1-Litozona de Gobernador

Las mejores correlaciones de la propiedad de Espesor Total para la litozona de Gobernador se dan para los atributos sísmicos relacionados con la amplitud: Amplitud 81.8209%, Amplitud Pico Promedio 83.9449% y Diferencia de Amplitud 80.0456%, (Gráfico 41). Los pozos involucrados en la correlación son siete: CAI-9, CAI-10, CAI-11, TOR-2E, TOR-5, TOR-7 y TOR-8. A continuación se muestran el gráfico de coeficiente de regresión entre el Espesor Total y la Amplitud Pico Promedio (Gráfico 72) y el mapa guiado asociado a dicha correlación (Gráfico 73).

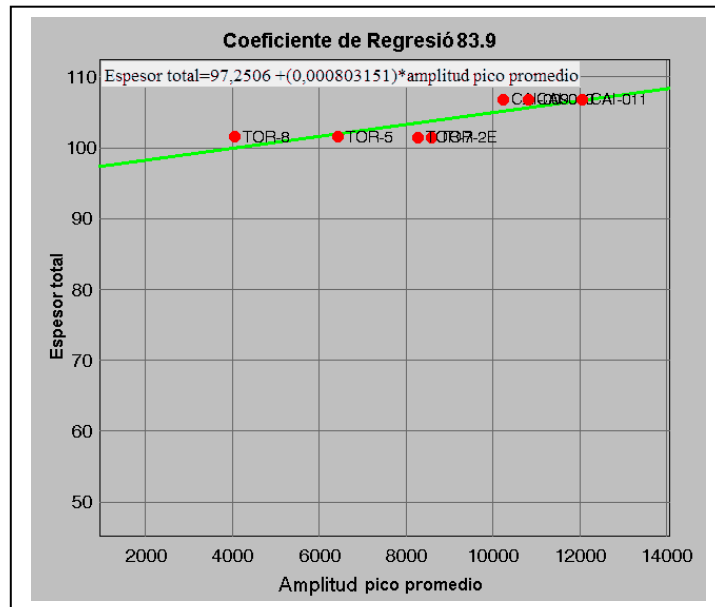


Gráfico 72. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador

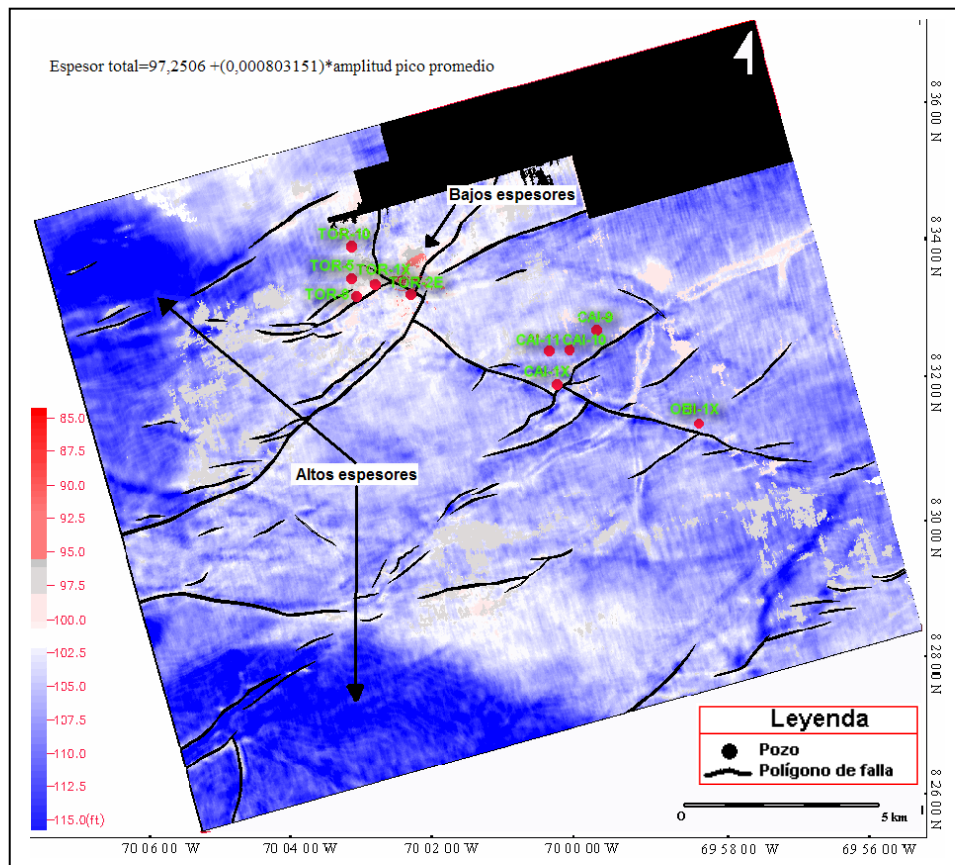


Gráfico 73. Mapa de Espesor Total guiado con la Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador

En el Gráfico 69 se observa que el coeficiente de regresión entre Espesor Total y la Amplitud Pico Promedio es de 83.9%, aun cuando hay dos grupos de datos diferenciados, uno representado por pozos del campo Caipe CAI-9, CAI-10 y CAI-11 que están cerca de los 107 ft de espesor y otro representado por pozos del campo Torunos TOR-2E, TOR-5, TOR-7 y TOR-8 cerca de los 102 ft.

El mapa de Espesor Total guiado con la Amplitud Pico Promedio (Gráfico 73) muestra que los mayores espesores se encuentran hacia la parte oeste de la zona de estudio (115 ft). Lo cual esta relacionado con el engrosamiento hacia esa zona del miembro Masparrito y no necesariamente con el aumento de espesor de toda la Formación Gobernador. Puesto que, tanto la litozona donde se calcularon las propiedades petrofísicas como el intervalo donde se calculó el atributo sísmico no cubre toda la formación sino una porción en el tope.

Los menores espesores se hallan hacia el norte del pozo TOR-2E, donde estos alcanzan los 85 ft. Sin embargo ResSum registra un valor de espesor de 50.7 ft para el pozo TOR-1X que también se encuentra al norte del TOR-2E, lo cual lo coloca a aproximadamente a la mitad de los valores promedio de los espesores calculados para la zona. Por esta razón el pozo TOR-1X no figura en esta correlación, dado que su valor de espesor es atípicamente bajo para la zona y al colocarlo en la correlación hacía descender significativamente el valor del coeficiente de regresión.

Por otra parte el mapa de Espesor Total guiado con la Amplitud Pico Promedio muestra en gran medida los presuntos canales ya vistos en los anteriores mapas de atributos sísmicos. El espesor promedio de estos canales se ubica entre los 98 y 125 ft.

En este caso de la correlación entre el Espesor Total y los atributos sísmicos de amplitud dan coeficiente de regresión elevados porque mientras más espeso sea un estrato más se afectarán las amplitudes en los reflectores. Si el estrato alcanza o supera a la resolución sísmica vertical se genera una reflexión independiente que identifica su tope, si su espesor es inferior a la resolución sísmica entonces de todos

modos hará una contribución a la amplitud del reflector asociado. Por esta razón también habrá altos coeficientes de regresión entre propiedades petrofísicas que tengan que ver con espesores como Espesor Total, Arena Neta, Arena Neta Petrolífera, Fracción de Arena (Arena Neta/ Espesor Total) y los atributos sísmicos relacionados con la amplitud.

La propiedad de Arena Neta tiene que su mejor coeficiente de regresión (76.3346) cuando es correlacionada con la Amplitud Pico Promedio. El Gráfico 74 muestra que el número de pozos que intervienen en la correlación son 6 (CAI-9, CAI-10, CAI-11, TOR-2E, TOR-5 y TOR-7).

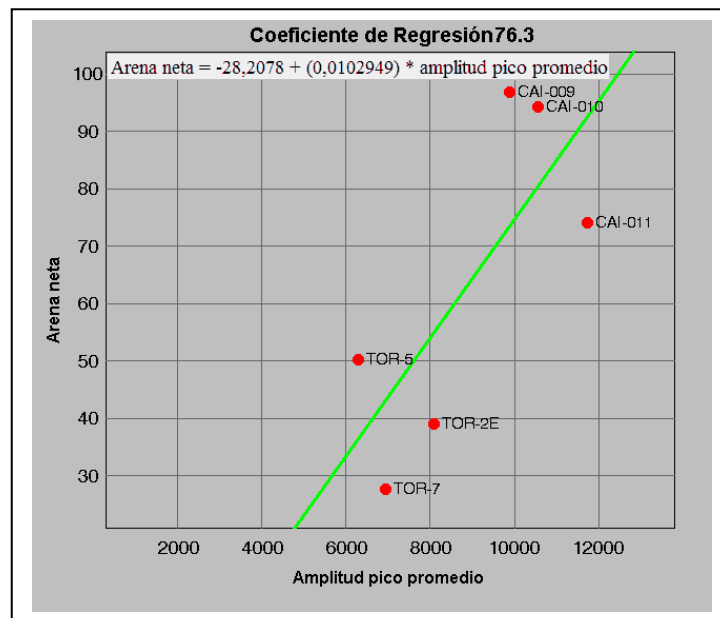


Gráfico 74. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador

Nuevamente se observa que los pozos de los campos distintos tienen tendencias separadas, dado que los espesores de Arena Neta se ubican entre 74 y 98 ft para el campo Caipe, mientras para los pozos de Torunos los valores van desde 38 hasta 50 ft. El Gráfico 75 muestra el mapa de Arena Neta guiado con la Amplitud Pico Promedio.

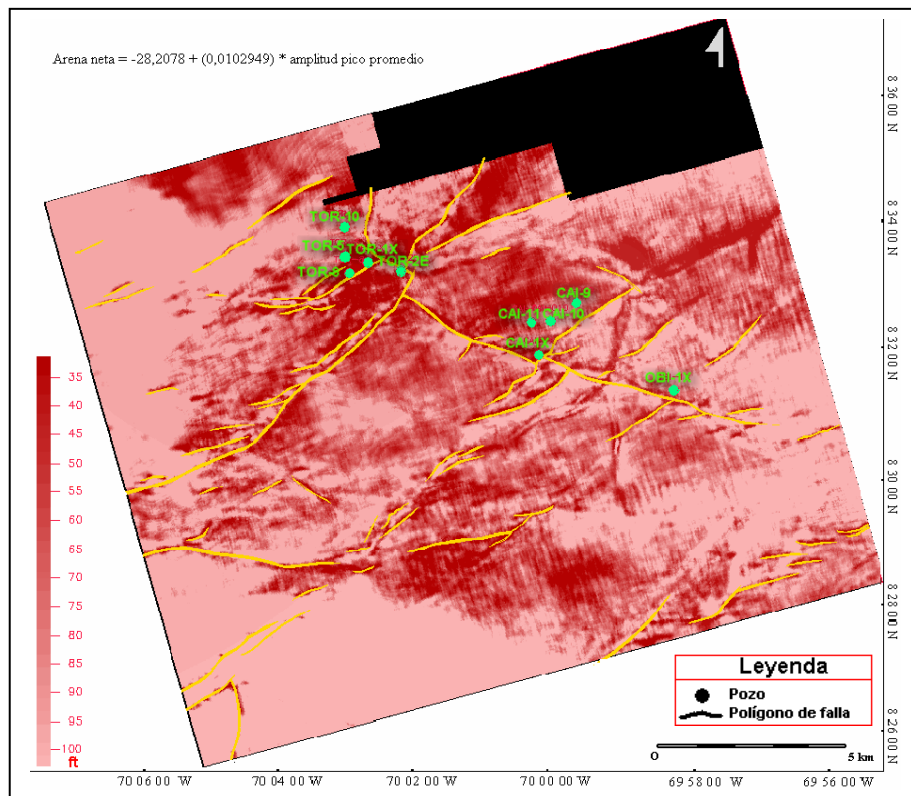


Gráfico 75. Mapa de Arena Neta guiado con la Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador

El mapa muestra espesores de Arena Neta que van desde 35 hasta los 100 ft, ubicando los mayores espesores hacia la parte este de la zona de estudio, lo cual no es necesariamente cierto si se parte de los análisis donde esta investigación señala que los valores elevados de amplitud sísmica hacia esa zona se deben a un engrosamiento del miembro Masparrito (carbonático), tal y como señala Márquez (1999) quien se apoya además en registros de pozo, y como hacen presumir los resultados obtenidos con otros atributos sísmicos como el Coeficiente de Correlación.

Otra propiedad petrofísica relacionada con espesores es la de Arena Neta Petrolífera. Esta presentó sus mejores valores de coeficiente de regresión con los atributos: Coeficiente de Correlación 75.3332%, Amplitud Pico Promedio 75.2777% y Longitud del Arco Sísmico 75.9334% (Gráfico 76). La correlación entre Arena

Neta Petrolífera y la Longitud del Arco Sísmico se hizo con 5 pozos (TOR-2E, TOR-5, CAI-9, CAI-10 y CAI-11). Nuevamente se observa que los pozos del campo Torunos tienen menores espesores (39 a 48 ft) que los del campo Caipe (74 a 94 ft).

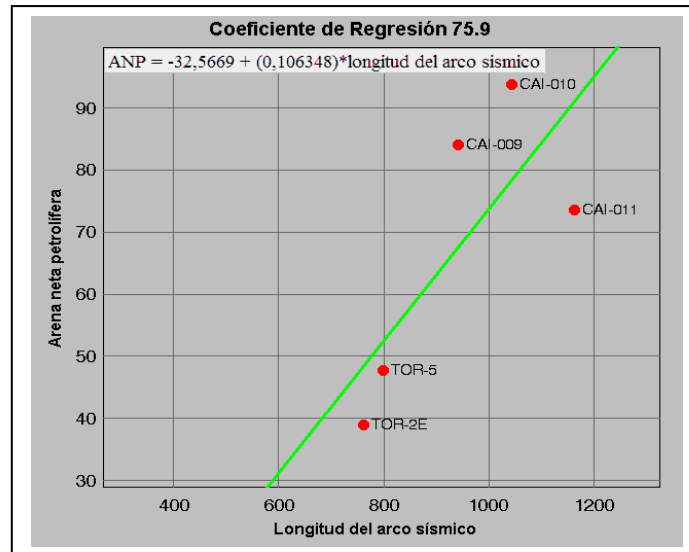


Gráfico 76. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Longitud del Arco Sísmico, Litozona Gobernador

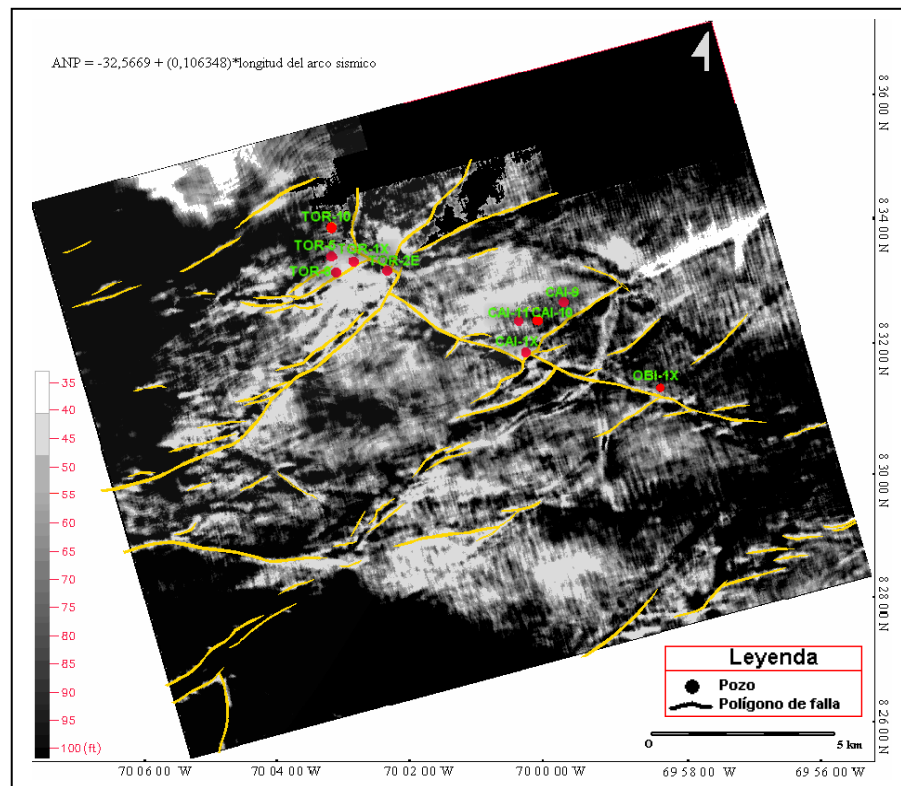


Gráfico 77. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con la Longitud del Arco Sísmico, tope Fm. Gobernador

El mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con la Longitud del Arco Sísmico (Gráfico 77) muestra que los espesores de esta propiedad van desde 35 hasta 100 ft. Las regiones de la zona de estudio con los menores espesores son la centro-norte (incluyendo al campo Torunos), centro-sur y la región identificada en los mapas de atributos sísmicos como zona de antiguos canales o causes de ríos. El mayor espesor de Arena Neta Petrolífera se encuentra en la zona cercana al pozo CAI-10 donde se alcanzan los 94 ft. Hacia la zona oeste el mapa también muestra regiones de altos espesores de Arena Neta Petrolífera, pero por análisis anteriores ya se sabe que esto está relacionado más bien con el miembro calcáreo de Masparrito y no con espesores de arena.

El pozo OBI-1X no está involucrado en la correlación anterior, sin embargo es de hacer notar que el valor del espesor de Arena Neta Petrolífera predicho por el mapa guiado para esa zona (60-70 ft) está muy cerca del obtenido de la evaluación petrofísica para ese pozo (61.18 ft), lo cual sirve como punto de control.

La Fracción de Arena es una relación entre el espesor de Arena Neta y el Espesor Total. Esta relación tuvo su mejor coeficiente de regresión cuando se correlacionó con la Amplitud Pico Promedio (75.1014%). Como para otras correlaciones de propiedades de espesores con atributos sísmicos de amplitud, la tendencia es similar y el análisis es el mismo.

La porosidad es una propiedad petrofísica que naturalmente muestra altos coeficientes de regresión cuando se correlaciona con atributos de amplitud. Esto por el simple hecho que de modo general se cumple que: a mayor densidad mayor amplitud y menor porosidad. Entonces queda definido que la relación general entre la amplitud y la porosidad debe ser inversa, es decir, a mayor amplitud menor porosidad.

Para la zona de estudio la porosidad muestra coeficientes de regresión de 85.9054 con la Amplitud (Gráfico 78) y 85.2525 con la Amplitud Pico Promedio.

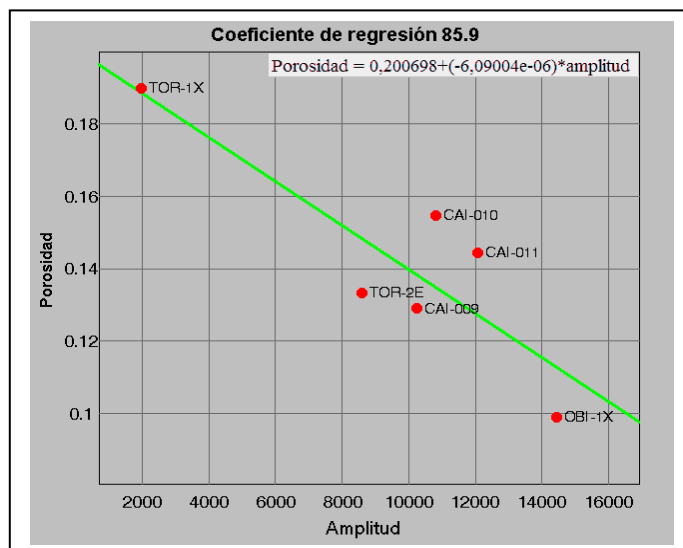


Gráfico 78. Coeficiente de Regresión entre Porosidad y la Amplitud, Litozona Gobernador

En el Gráfico 78 se observa que efectivamente la relación entre la Porosidad y la amplitud es inversa. Los datos de los seis pozos (OBI-1X, CAI-9, CAI-10-CAI-11, TOR-1X, TOR-2E) que intervienen en la correlación están bien distribuidos a lo largo de la recta de regresión.

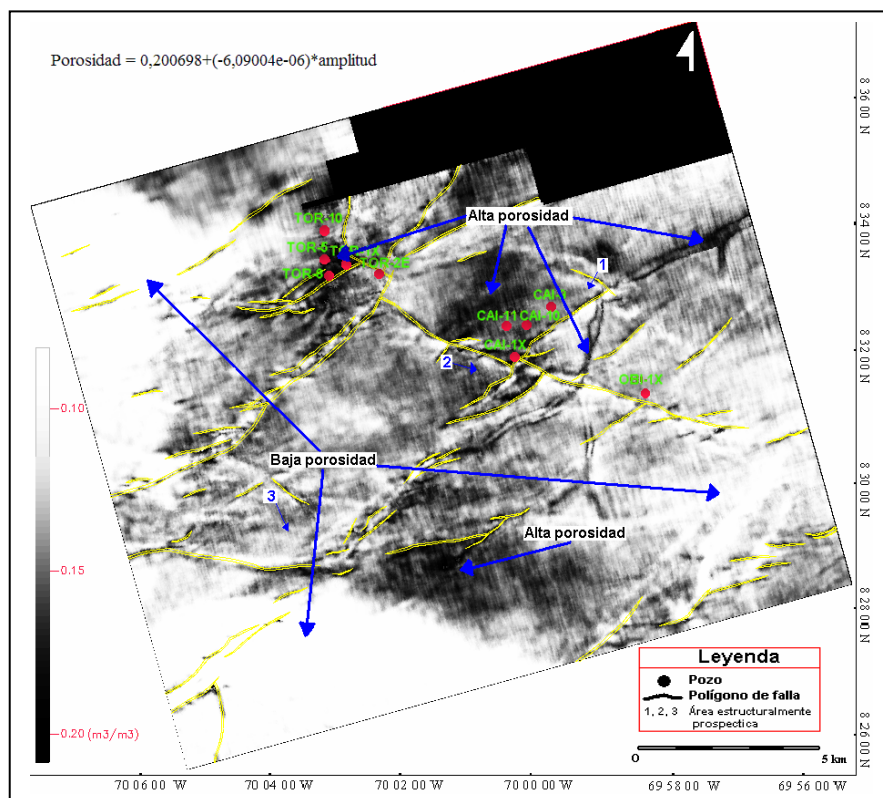


Gráfico 79. Mapa de Porosidad guiado con Amplitud, tope Fm. Gobernador

El Gráfico 79 muestra que la porosidad para la zona de estudio esta entre 10 y 20%. Los valores más altos se localizan hacia la región centro-norte que incluye al campo Torunos, en la región centro-sur y en el área interpretada como de canales. Mientras los valores más bajos se localizan hacia la parte oeste de la zona de estudio.

La relación inversa existente entre la porosidad y la amplitud hace que en el mapa guiado asociado se observen bajos valores de porosidad en regiones donde la amplitud es alta y viceversa. Es de hacer notar que los anteriores análisis que indican el engrosamiento hacia la parte oeste del miembro Masparrito, se ven reforzados con los valores de porosidad obtenidos en este mapa, dado que como ya se vio los menores valores de esa propiedad se dan justo hacia la misma zona donde se presume que se espesan los carbonatos, los cuales naturalmente tienen porosidades significativamente más bajas que los siliciclásticos.

De las tres áreas indicadas por la interpretación estructural como de posible interés prospectivo, la que presenta mayor porosidad es el área 2 con valores de 14 a 15%, mientras el área 1 presenta de 10 a 13% y el área 3 de 11 a 14% (Gráfico 79).

5.2.3.2-Litozona de Escandalosa “O”

Para la litozona de la Formación Escandalosa “O”, solo se generaron las propiedades de espesores de Caliza Neta y Caliza Neta Petrolífera. Se registró solo un valor alto de coeficiente de regresión que corresponde a la correlación entre Caliza Neta con la Intensidad de la Reflexión Integrada (87.7010 %).

En el Gráfico 80 se observa el coeficiente de regresión entre Caliza Neta e Intensidad de la Reflexión Integrada. Los datos muestran una buena distribución a lo largo de la recta de regresión. En esta correlación intervienen siete pozos (OBI-1X, TOR-2E, TOR-5, TOR-10, CAI-9, CAI-10, CAI-11) y los valores de los espesores de Caliza Neta van desde 67 hasta 97 ft.

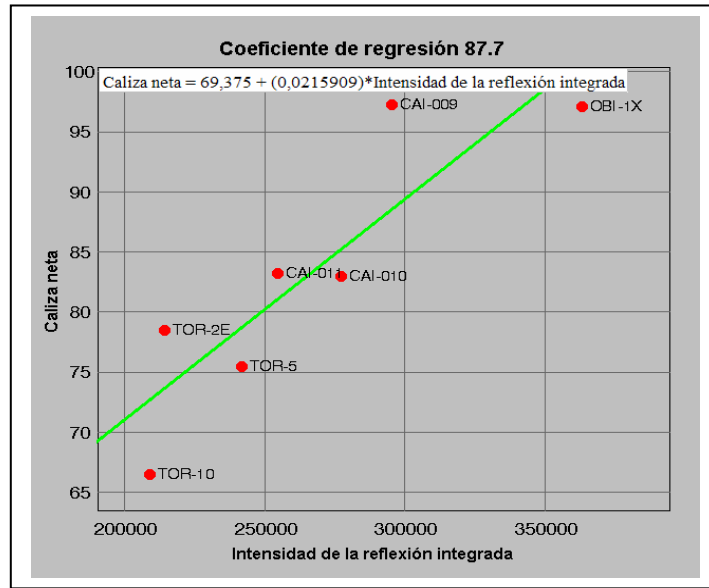


Gráfico 80. Coeficiente de Regresión entre Caliza Neta e Intensidad de la Reflexión Integrada, Litozona Escandalosa “O”

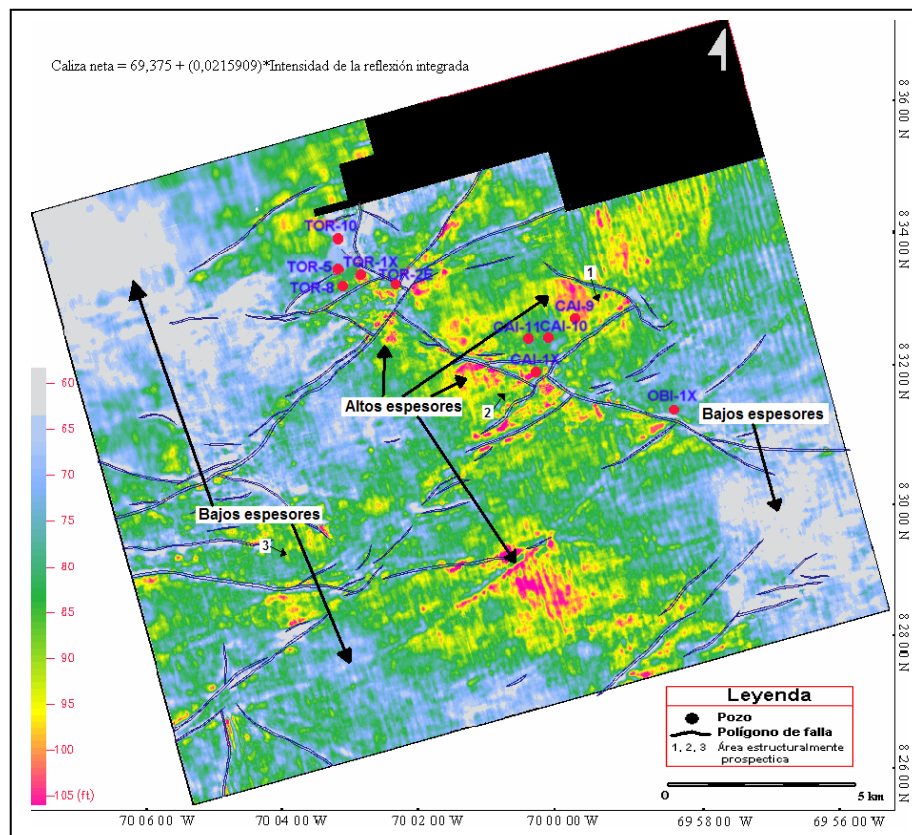


Gráfico 81. Mapa de Caliza Neta guiado con Intensidad de la Reflexión Integrada, tope Fm. Escandalosa “O”

El Gráfico 81 muestra el mapa de Caliza Neta guiado con Intensidad de la Reflexión Integrada. En el se observan zonas de bajos espesores (60-70ft) de Caliza Neta hacia el noroeste y sureste, mientras los mayores se localizan hacia la parte central de la zona de estudio (85-105ft).

El atributo Intensidad de la Reflexión Integrada esta relacionado con la amplitud, por tanto es sensible a cambios de espesores en los estratos por lo que ya se ha explicado anteriormente.

De las tres áreas indicadas por la interpretación estructural como de posible interés prospectivo, la 1 y la 2 presentan espesores de Caliza Neta entre 90 y 105 ft, mientras el área 3 entre 70 y 90ft.

SUMARIO Y RECOMENDACIONES

Interpretación sísmica estructural

El análisis de los mapas estructurales en profundidad y secciones sísmicas permitió definir en gran medida el marco geológico estructural de los campos Caipe, Torunos y Obispo y áreas aledañas correspondientes a 275 km². Del análisis estructural se tiene que:

1. La zona de los campos Caipe, Torunos y Obispo para el tope de la Formación Pagüey es bastante horizontal, la estructura tiene un rumbo N30E y un buzamiento de entre 1 y 2 grados hacia el noroeste. Para el tope de las formaciones Gobernador, Escandalosa “O”, Escandalosa “P” y Escandalosa “R2” la orientación de la estructura es N50E un buzamiento de 6 grados hacia el noroeste. Esta diferencia entre las orientaciones indica que durante la sedimentación de la Formación Pagüey (Eoceno Medio), la cuenca se inclinó otros 4 o 5 grados hacia el noroeste. Este efecto pudiera atribuírsele a la subsidencia creada por el empuje de las Napas del Lara tal y como sugiere Pierce (1960) que ocurrió.
2. El tope de Formación Pagüey (Eoceno Medio) no muestra signos de deformación ni de fracturamiento, sobre el no se interpretaron fallas. Esto sugiere que la fase compresiva del Eoceno tardío asociada, por Figueroa et al. (1994), probablemente al último empuje de las Napas de Lara y al inicio del levantamiento de los Andes orientales colombianos no afectó por lo menos al tope de la Formación. En cambio los topes de las formaciones Gobernador (Eoceno medio) y Escandalosa “O”, “P” y “R2” (Cenomaniense a Turoniense) están bastante falladas distinguiéndose cuatro grupos principales:
 - Fallas normales de rumbo N75E a este-oeste
 - Fallas inversas de rumbo N70W
 - Fallas normales de rumbo N50E
 - Fallas inversas de rumbo N10E

Las fallas normales de rumbo N75E a este-oeste pudieran estar relacionadas con la fase distensiva descrita por Figueroa et al. (1994) para el Eoceno temprano a medio, dado que este autor sugiere fallamiento en esa dirección para las secuencias cretácicas y la parte inferior de Eoceno Medio.

Las fallas inversas de rumbo N70W podrían estar asociadas a la llegada de las Napas de Lara al norte de Venezuela, tal y como señala Figueroa et al. (1994) cuando describe este tipo de fallamiento con rumbo NO-SE en una fase compresiva debido al empuje de estas napas en el Eoceno medio. Figueroa et al. (1994) también describe una fase distensiva para el Eoceno medio a tardío que afecta a secuencias cretácicas y terciarias y que generó fallas normales en la dirección NE-SO, esta fase pudiera ser la responsable de la existencia del grupo de fallas normales de rumbo N50E.

Por último el grupo de fallas inversas de rumbo N10E pudiera estar relacionado con el último empuje de las Napas de Lara y al inicio del levantamiento de los Andes orientales colombianos, lo que constituyó, según Figueroa et al. (1994), una fase compresiva en el Eoceno tardío.

3. Los campos Caipe, Torunos y Obispo se encuentran sobre trampas, definidas por altos estructurales y fallas tal y como se indica a continuación:

- El pozo CAI-1X se localiza en una trampa constituida por un alto estructural y tres fallas que se cierran para definirla, en el norte una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el norte, en el sureste una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sur y en el suroeste una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste.
- Los pozos CAI-9, CAI-10 y CAI-11 se encuentran sobre la continuación hacia el noreste del alto que contiene al pozo CAI-1X. Para la Formación Escandalosa una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el norte separa ambas zonas.
- El pozo TOR-2E se localiza en una trampa definida por un antiforme anticlinal, cuyo eje es de rumbo N70W. Dicho pliegue está fracturado en su

flanco este por una falla inversa de igual rumbo y buzamiento hacia el suroeste. La trampa esta delimitada al noreste y suroeste por fallas inversas de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste. Al noroeste y sureste de la trampa se encuentran fallas normales de rumbo aproximado N50E, una de ellas (la mas al sur) buza hacia el noroeste y la otra (la falla más al norte) buza hacia el sureste.

- Al norte de la trampa del TOR-2E continúa la estructura tipo antiformal anticlinal fracturado en su flanco este por falla inversa. Allí se localizan los pozos TOR-1X, TOR-5, TOR-8 y TOR-10. Una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sureste divide ambos sectores.
- Otra trampa estructural que se encuentra perforada es donde se localiza el pozo TOR-7, esta trampa se define por un alto estructural ubicado entre dos fallas inversas, una de rumbo N10E y buzamiento hacia el noroeste y otra de rumbo N70W y buzamiento hacia el suroeste.
- El pozo OBI-1X esta ubicado en una trampa formada por un antiformal anticlinal, cuyo eje es de rumbo N70W. Dicho pliegue esta fracturado en su flanco este por una falla inversa de igual rumbo y buzamiento hacia el suroeste. Hacia el sur dicha trampa está limitada por una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sureste.

4. En la zona de estudio existen otras trampas estructurales que no han sido perforadas y pudieran presentar interés petrolífero. Dos de estas áreas son trampas similares a la que contiene al pozo OBI-1X o TOR-2E, es decir, un antiformal anticlinal fracturado por falla inversa de rumbo paralelo al eje del pliegue y buzamiento hacia el suroeste, y limitado al sur por una falla normal de rumbo N50E y buzamiento hacia el sureste. La primera de las posibles áreas de interés se ubica a la derecha del campo Caipe y la segunda esta a la izquierda del mismo. Una tercera área de posible interés petrolífero se localiza al suroeste de la zona de estudio y se constituye por un antiformal cuyo eje es de rumbo N30E, el cual se intercepta al norte con una falla inversa de rumbo N70W y buzamiento al suroeste, y al sur con una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento hacia norte.

5. La estructura que genera las mayores oportunidades de explotación de hidrocarburos en toda la zona de estudio es la de tipo antiforme anticlinal, fracturado en su flanco este, por falla inversa de rumbo paralelo al eje del pliegue, el cual está limitado al sur por una falla normal.

Interpretación sísmica estratigráfica

Fm. Gobernador

1. En la interpretación de las secciones sísmicas (“Inline”, “Xline” y líneas aleatorias) no se hallaron evidencias de la existencia de terminaciones sísmicas como, onlaps, downlap, toplap ni truncaciones erosionales entre el reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador y el interpretado como tope de la Formación Escandalosa “O”.
2. Se identificaron anomalías en los reflectores como discontinuidades, puntos brillantes y puntos tenues que pudieran ser atribuibles a fenómenos estratigráficos. Hacia el este de la zona de estudio se encontró un área donde el reflector interpretado como tope de la Formación Gobernador se interrumpe súbitamente, a lo largo de aproximadamente 10 km de líneas sísmicas. Del mismo modo y en la misma área se observó que algunos reflectores entre el tope de Gobernador y el tope de Escandalosa “O” se vuelven más brillantes y espesos. Estas anomalías de discontinuidades en los reflectores hacia el tope de Gobernador, así como los puntos brillantes en la parte media de la Formación, pudieran ser evidencias sísmicas de lo que Bejarano (1999) describe en su modelo de asociación de facies para la Formación Gobernador y miembro Masparrito (Eoceno medio), como superficies de erosión incisas debidas a ríos entrelazados hacia el tope de la formación, y sistemas de canales de delta también entrelazados y apilados hacia la parte media. Dado que según Marí (1999) un alto nivel de energía depositacional, como el fluvial, tiende a producir reflexiones complejas las cuales son a menudo discontinuas y variables en amplitud.
3. En los mapas de atributos sísmicos del tope de la Formación Gobernador relacionados con la amplitud se observó que hacia la parte oeste de la zona de

estudio existen regiones con amplitudes muy superiores a las del resto de la zona. Mientras hacia el campo Torunos se observan bajas amplitudes, así como también hacia la parte centro-sur y noreste. Las altas amplitudes de la parte oeste pudieran ser producto del engrosamiento del miembro Masparrito (carbonático) hacia esa zona, tal y como lo plantea Márquez (1999) quien se apoya además en registros de pozo. Esta asociación entre el atributo de amplitud y engrosamiento de estratos radica en el hecho de que una capa más gruesa afecta en mayor grado a los reflectores sísmicos, porque si bien su espesor no alcanzara la resolución sísmica vertical para producir una reflexión independiente en tope y base de cualquier modo se incrementaría la amplitud al incrementarse el contraste de impedancias acústicas. Hay que agregar que las regiones que fueron identificadas como zonas de alta amplitud en los mapas de ese atributo muestran un Coeficiente de Correlación de 100%, siendo esto coherente con presencia del estrato carbonático de Masparrito, dado que los carbonatos son más compactos y menos heterogéneos que los siliciclásticos y de este modo la correlación de una traza con sus vecinas es muy alta, llegando a ser 100% para esas zonas.

4. Otra característica que muestran los mapas de amplitud sísmica, son unas alineaciones de bajo valor de este atributo hacia la parte este de la zona de estudio; estas alineaciones se prolongan por aproximadamente 10 km. En los mapas de Coeficiente de Correlación estas se reflejan como alineaciones paralelas de muy bajo valor. Lo interesante es que se observan justo sobre la misma zona donde las líneas sísmicas muestran discontinuidades para los reflectores del tope de la Formación Gobernador. Estando relacionadas las discontinuidades en los reflectores con las alineaciones de baja amplitud y bajo Coeficiente de Correlación, y teniendo estas forma de cause de río, es claro que lo planteado por Bejarano (1999) cuando establece que hacia el tope de la formación hay superficies de erosión incisas debidas a ríos entrelazados podría ser perfectamente la causa de existencia estas alineaciones en la sísmica.
5. Las mejores correlaciones de las propiedades petrofísicas para la litozona de Gobernador se dan para los atributos sísmicos relacionados con la amplitud,

estando todas por encima del 75%. De los mapas de propiedades petrofísicas guiados asociados a esas correlaciones se tiene que:

- Los valores de Espesor Total se encuentran entre (85 y 115ft), estando los mayores hacia la parte oeste de la zona de estudio mientras los menores se hallan hacia el norte del pozo TOR-2E.
- Para Arena Neta y Arena Neta Petrolífera se obtuvieron valores no confiables hacia la parte oeste de la zona de estudio, motivado al considerable incremento de amplitud atribuida al engrosamiento del miembro Masparrito (carbonático) en esa zona. De este modo los mapas de espesores de arena o Arena Neta Petrolífera mostraron valores altos de esas propiedades en zonas donde la litología dominante que se presume por otros análisis es calcárea. Este error se relaciona directamente con la distribución de los pozos los cuales están ubicados en una franja hacia la parte central de la zona de estudio y al reducido número de los mismos.
- Las porosidades para la zona de estudio están entre 10 y 20%. Los valores más altos se localizan hacia la región centro-norte que incluye al campo Torunos, hacia la región centro-sur y en el área que se ha interpretado como canales entrelazados. Mientras los valores más bajos se localizan hacia la parte oeste de la zona de estudio.

Los análisis que indican el engrosamiento hacia la parte oeste del miembro Masparrito, se ven reforzados con los valores de porosidad obtenidos por los mapas guiados, dado que los menores valores de esa propiedad se dan justo hacia la misma zona donde se presume que se espesan los carbonatos, los cuales naturalmente tienen porosidades significativamente más bajas que los siliciclásticos.

De las tres áreas indicadas por la interpretación estructural como de posible interés prospectivo, la que presenta mayor porosidad es el área 2 con valores de 14 a 15%, mientras el área 1 presenta de 10 a 13% y el área 3 de 11 a 14%.

6. La zona que se ha interpretado como de canales entrelazados, podría presentar algún interés prospectivo puesto que tiene asociadas altas porosidades y se prolonga por aproximadamente 10 km, trayecto en el cual la zona es interceptada por fallas.
7. Cuando se hacen las correlaciones entre propiedades petrofísicas y atributos sísmicos se recomienda al interprete que evalúe la certidumbre de la proporcionalidad (inversa, directa) de las relaciones antes de elaborar los mapas guiados.

Fm. Escandalosa “O”

1. Los mapas relacionados con el atributo de amplitud para la Formación Escandalosa “O” muestran hacia la parte noroeste, suroeste y sureste regiones de baja amplitud comparadas con resto de la zona de estudio. Este hecho pudiera estar relacionado a un adelgazamiento del Espesor Total del miembro “O” o bien una presencia significativa de siliciclásticos en dichos lugares.

El atributo de Coeficiente de Correlación muestra que el tope de toda la formación es bastante homogéneo dado que los valores más bajos de dicho coeficiente son de 90.21% y se dan para las zonas de falla, el resto de la zona muestra valores muy cercanos al 100%. La gran homogeneidad lateral del tope de la Formación Escandalosa “O” puede estar íntimamente relacionada al hecho de que su litología es calcárea, y los carbonatos como se sabe son en general menos heterogéneos que los siliciclásticos.

2. Para la litozona de la Formación Escandalosa “O” se registró solo un valor alto de coeficiente de regresión que corresponde a la correlación entre Caliza Neta con la Intensidad de la Reflexión Integrada. El mapa de Caliza Neta guiado con Intensidad de la Reflexión Integrada muestra zonas de bajos espesores (60-70ft) de Caliza Neta hacia el noroeste y sureste, mientras los mayores se localizan hacia la parte central de la zona de estudio (85-105ft).

De las tres áreas indicadas por la interpretación estructural como de posible interés prospectivo, la 1 y la 2 presentan espesores de Caliza Neta entre 90 y 105 ft, mientras el área 3 entre 70 y 90ft.

APÉNDICE

Mapas de atributos sísmicos

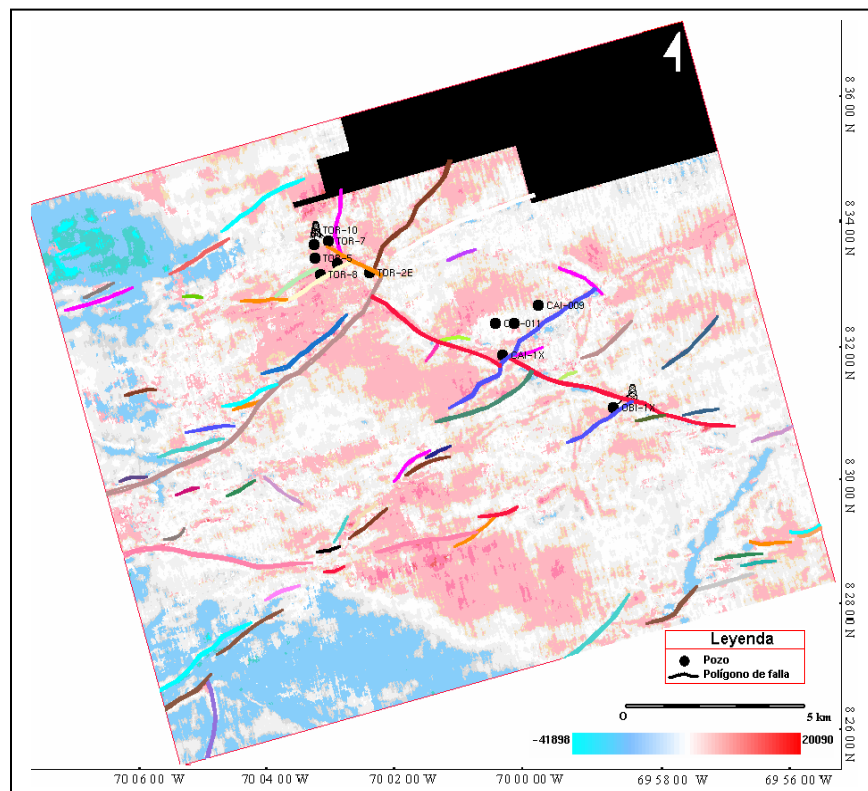


Gráfico 82. Mapa de Diferencia de Amplitud del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico

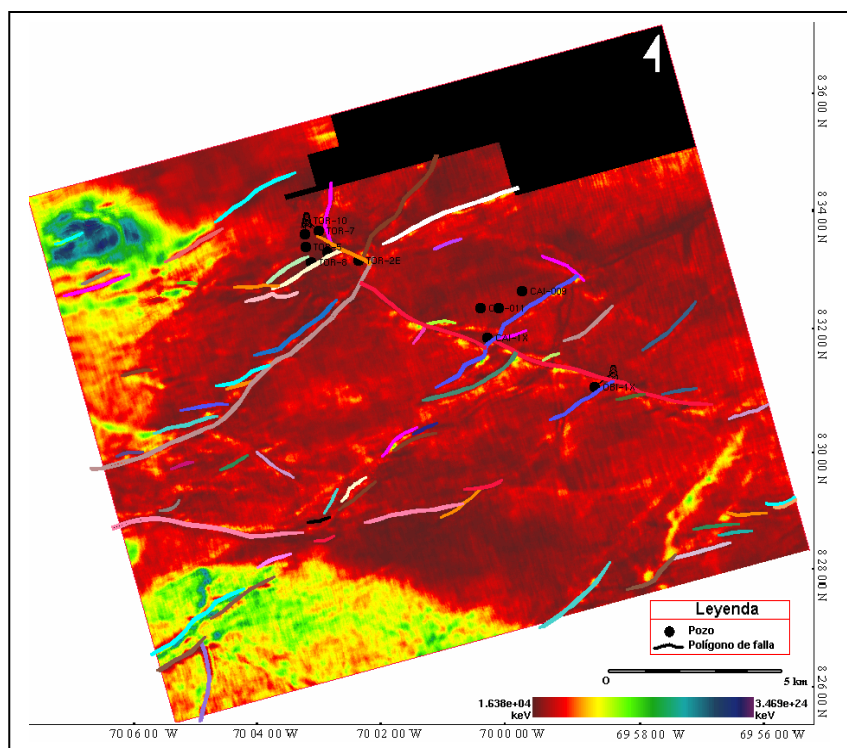


Gráfico 83. Mapa de Energía Sísmica Promedio del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico

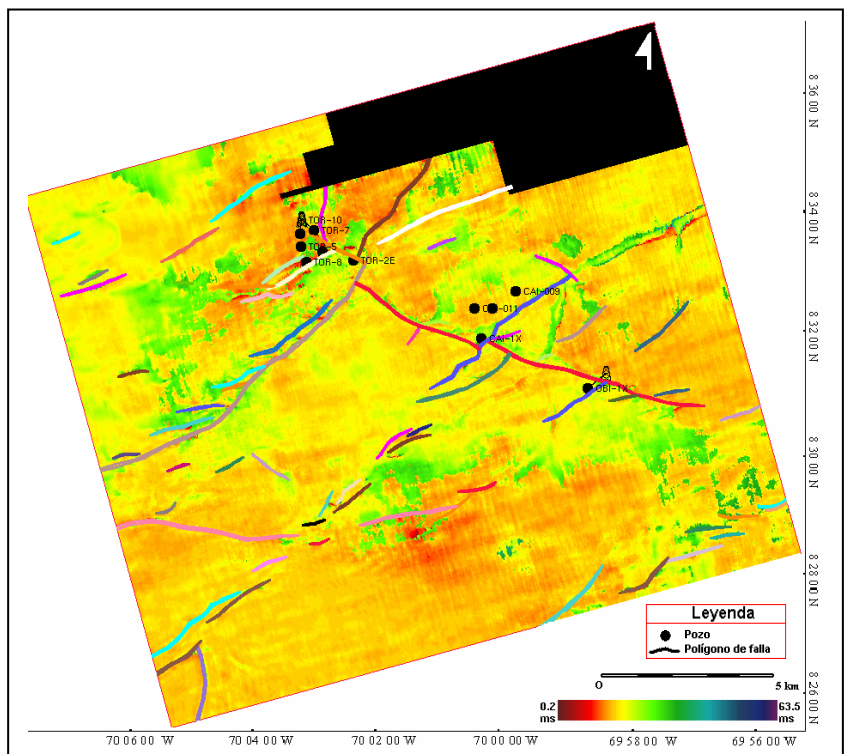


Gráfico 84. Mapa de Duración Lazo Superior del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico

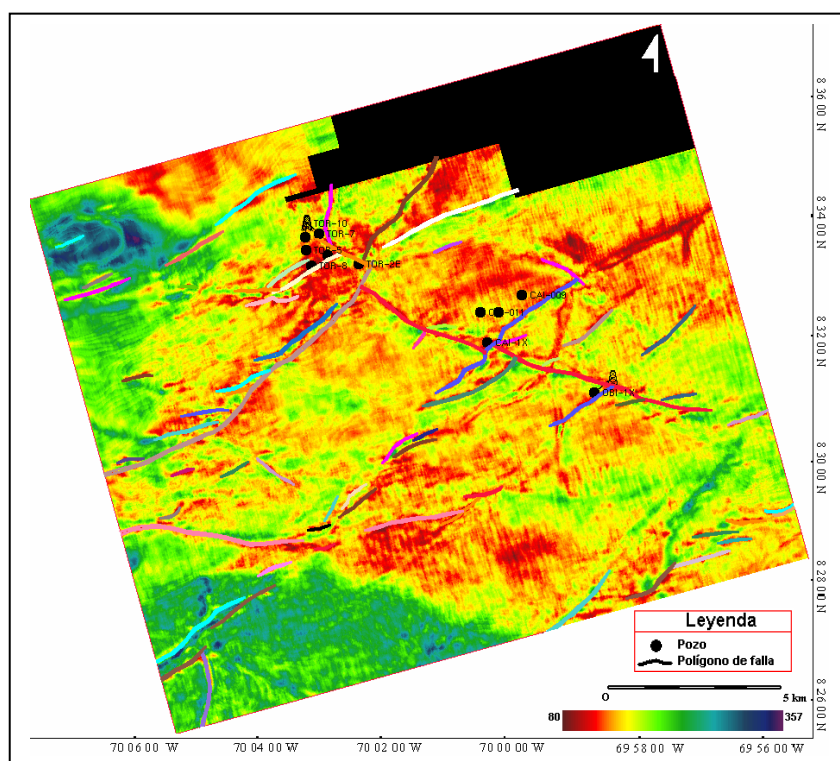


Gráfico 85. Mapa de Longitud del Arco Sísmico del tope de la Formación Gobernador, atributo interválico

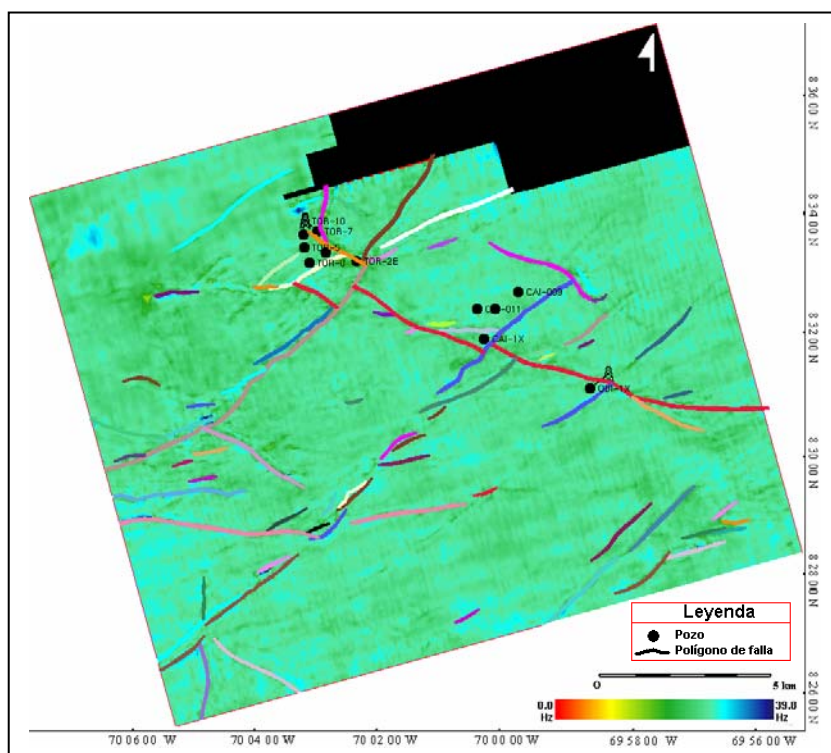


Gráfico 86. Mapa de Frecuencia Instantánea del tope de la Formación Escandalosa "O", atributo instantáneo

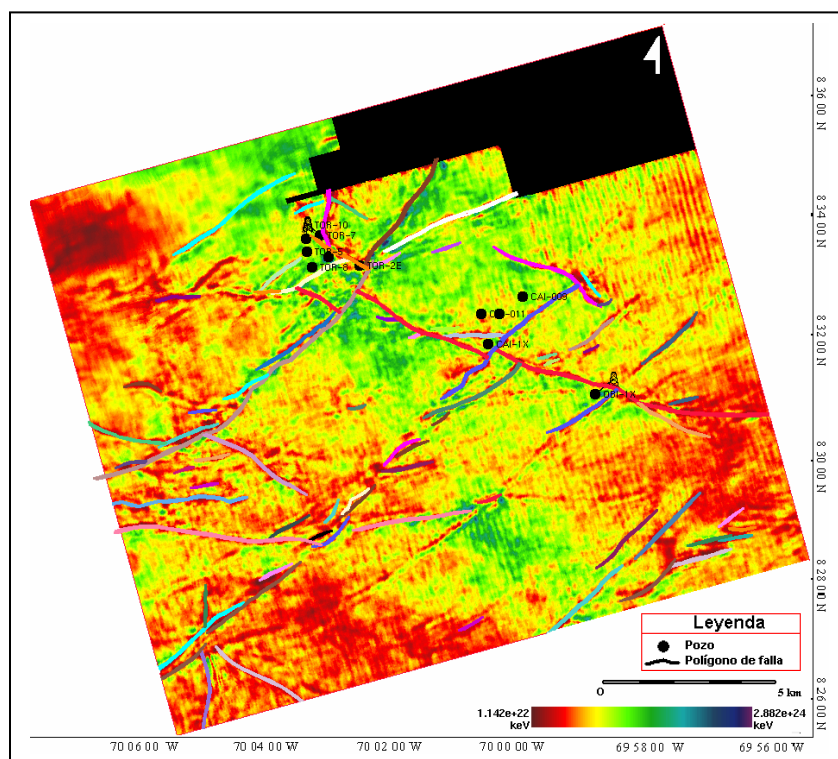


Gráfico 87. Mapa de Energía Sísmica Promedio del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico

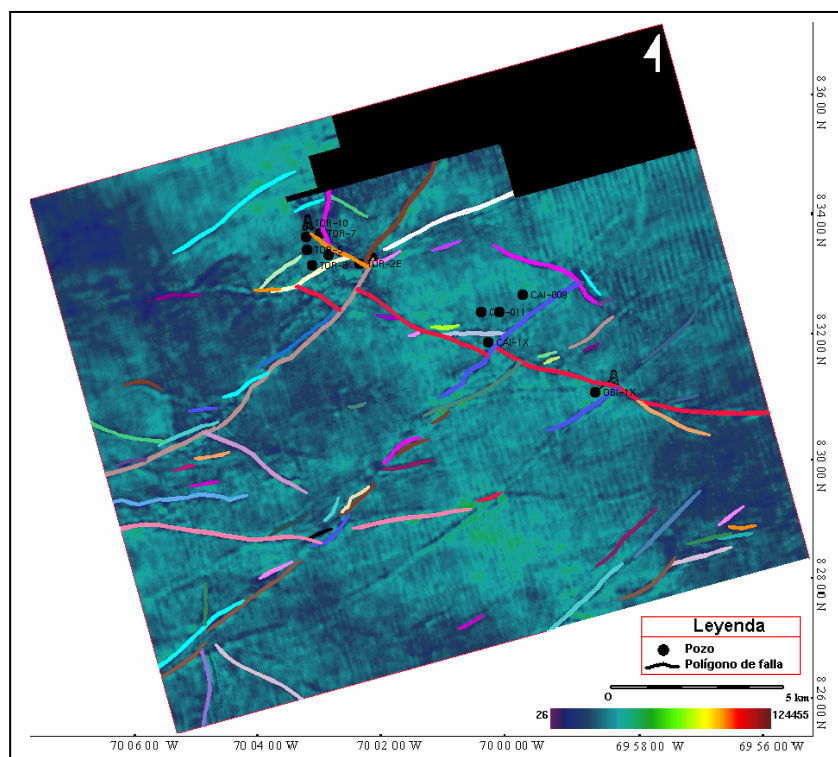


Gráfico 88. Mapa de Heterogeneidad de la Amplitud Sísmica del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico

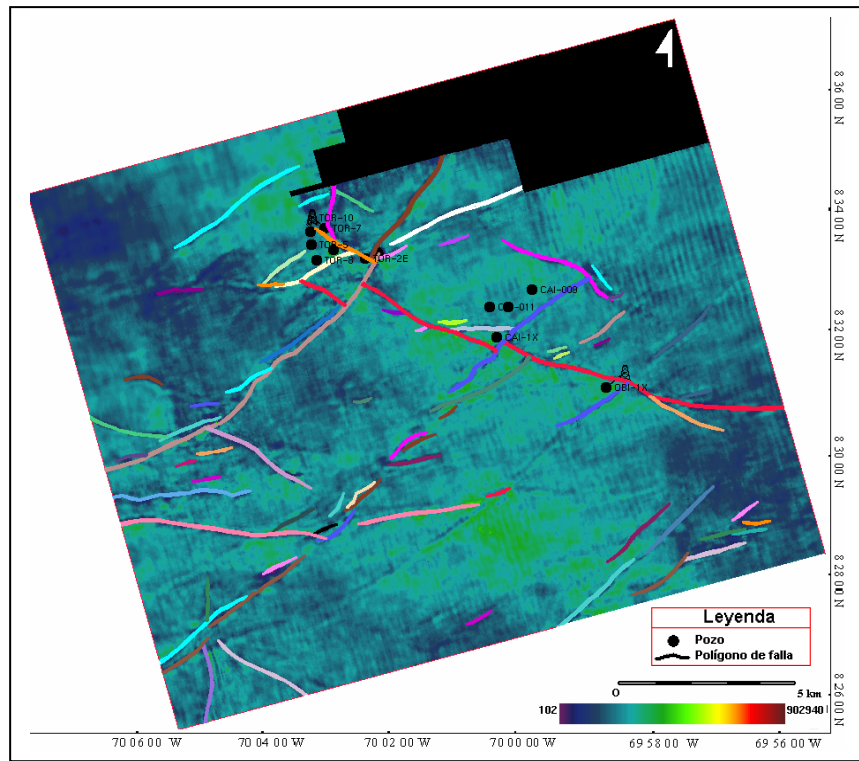


Gráfico 89. Mapa de Intensidad de Reflexión Integrada del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico

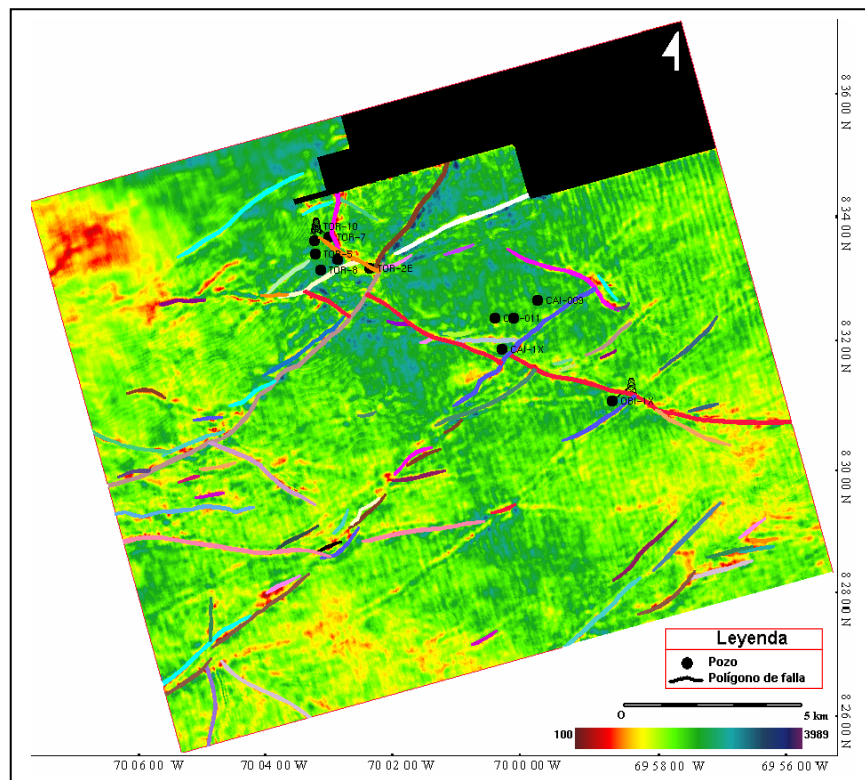


Gráfico 90. Mapa de Longitud del Arco Sísmico del tope de la Formación Escandalosa “O”, atributo interválico

Coefficientes de regresión entre propiedades petrofísicas y atributos sísmicos

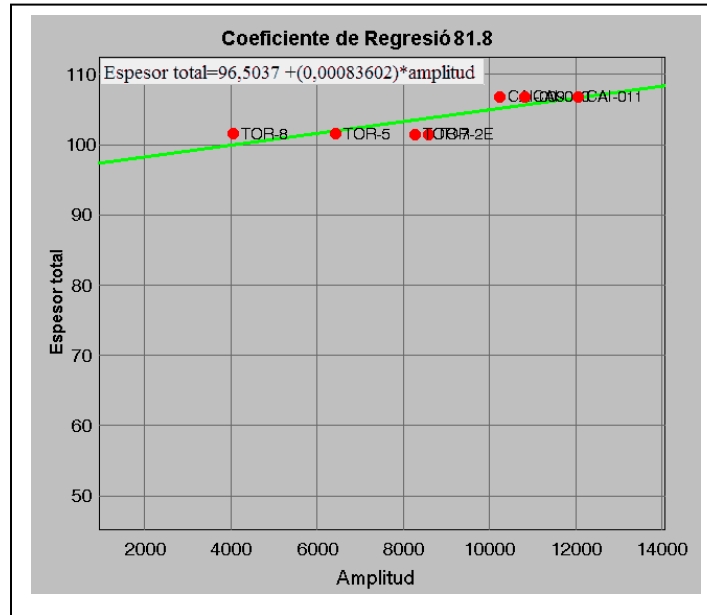


Gráfico 91. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y amplitud, Litozona Gobernador

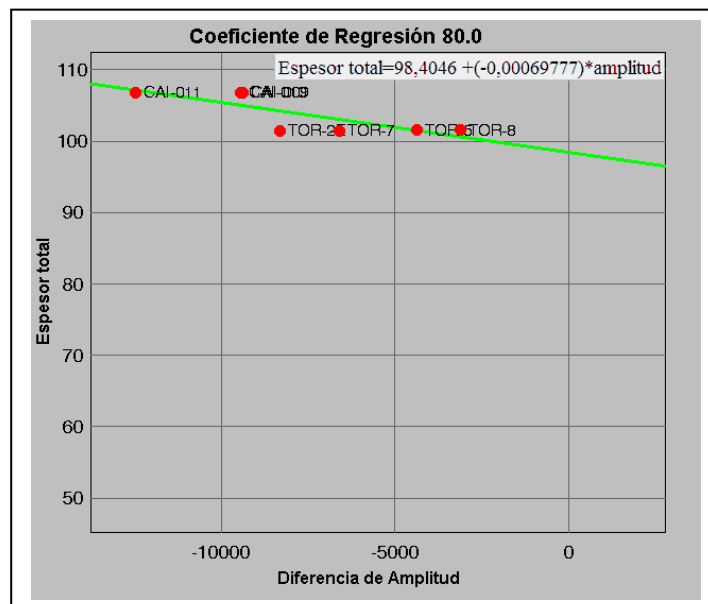


Gráfico 92. Coeficiente de Regresión entre Espesor Total y Diferencia de Amplitud, Litozona Gobernador

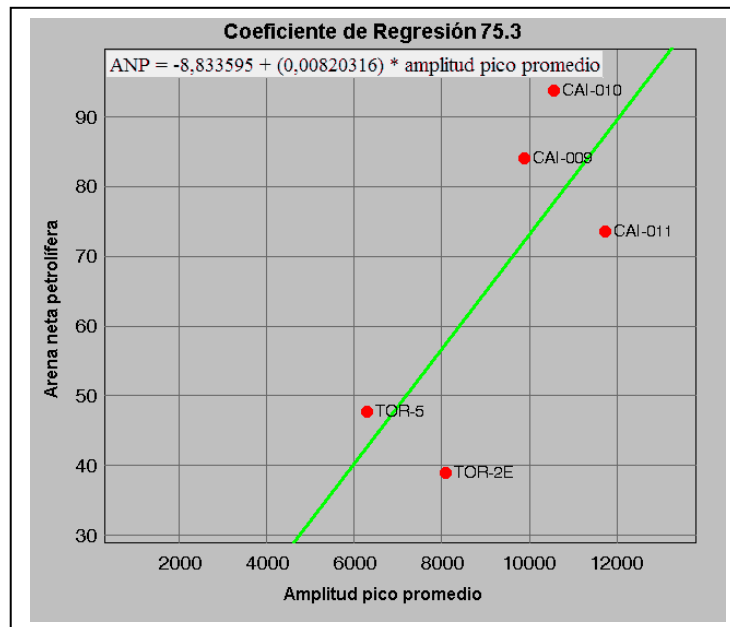


Gráfico 93. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador

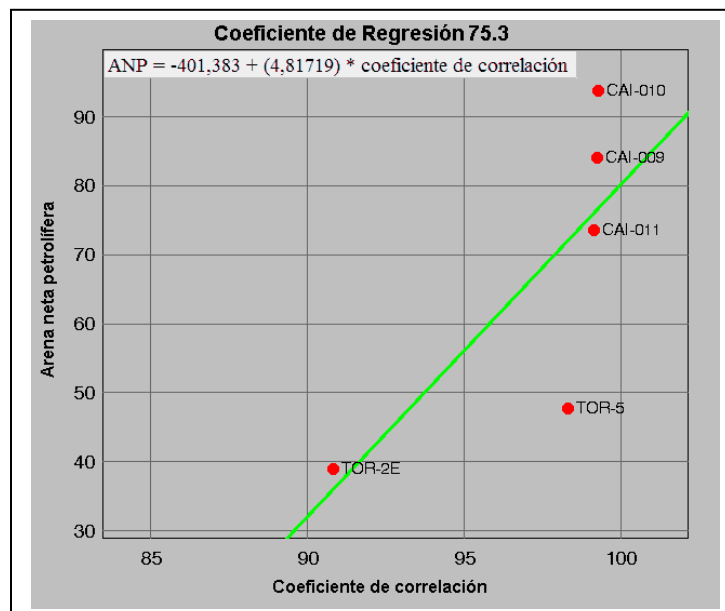


Gráfico 94. Coeficiente de Regresión entre Arena Neta Petrolífera y Coeficiente de Correlación, Litozona Gobernador

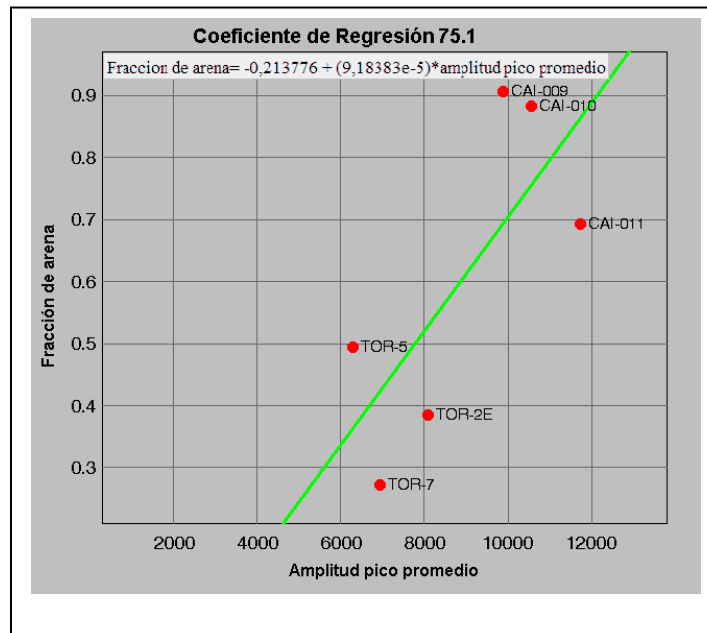


Gráfico 95. Coeficiente de Regresión entre Fracción de Arena y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador

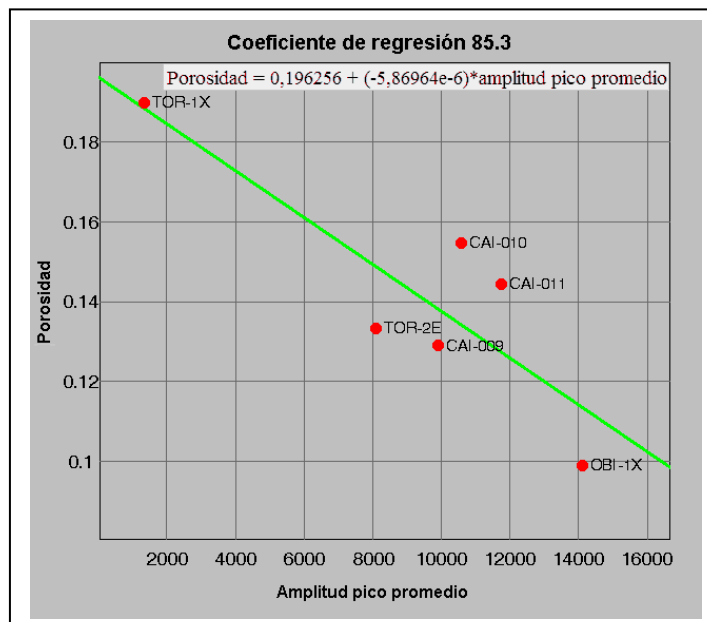


Gráfico 96. Coeficiente de Regresión entre Porosidad y Amplitud Pico Promedio, Litozona Gobernador

Mapas de propiedades petrofísicas guiados con atributos sísmicos

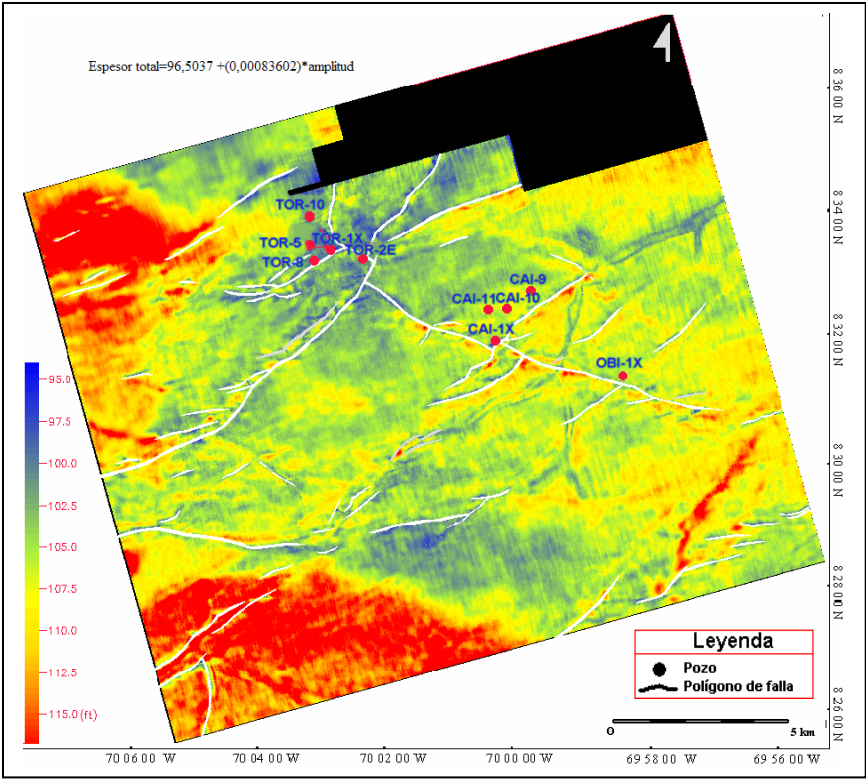


Gráfico 97. Mapa de Espesor Total guiado con Amplitud, tope Fm. Gobernador

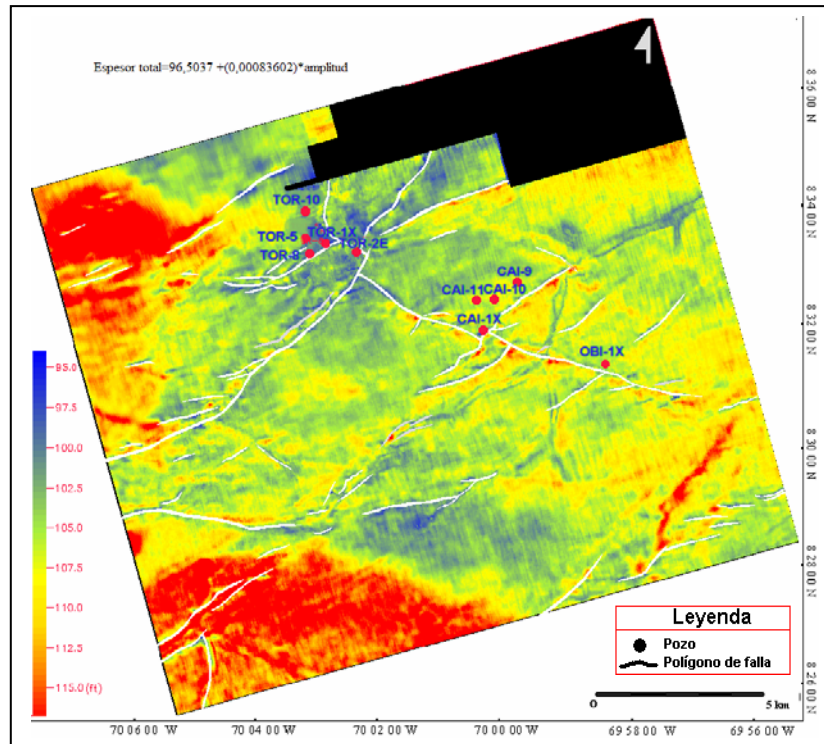


Gráfico 98. Mapa de Espesor Total guiado con Diferencia de Amplitud, tope Fm. Gobernador

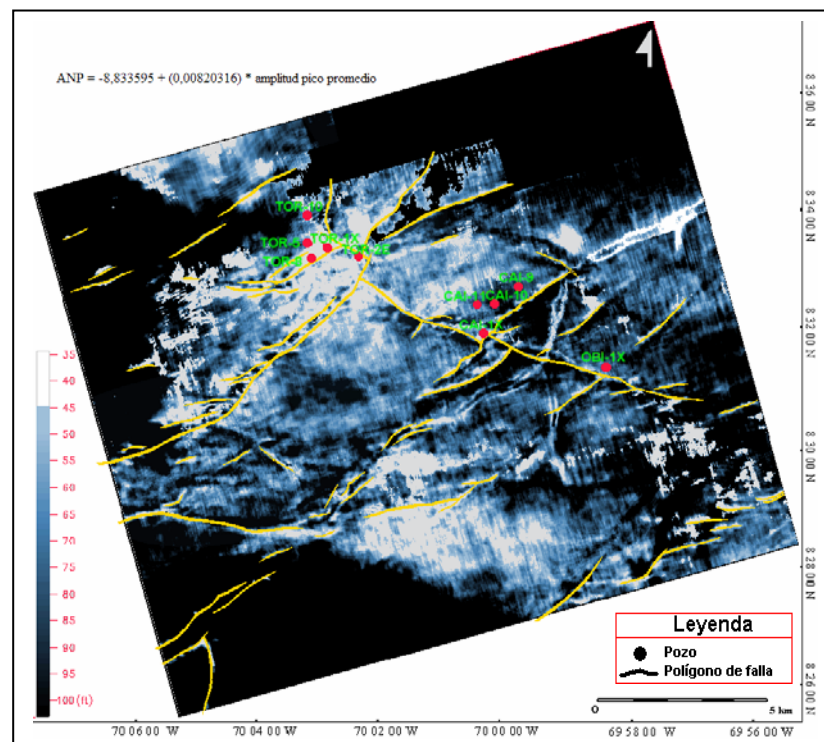


Gráfico 99. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador

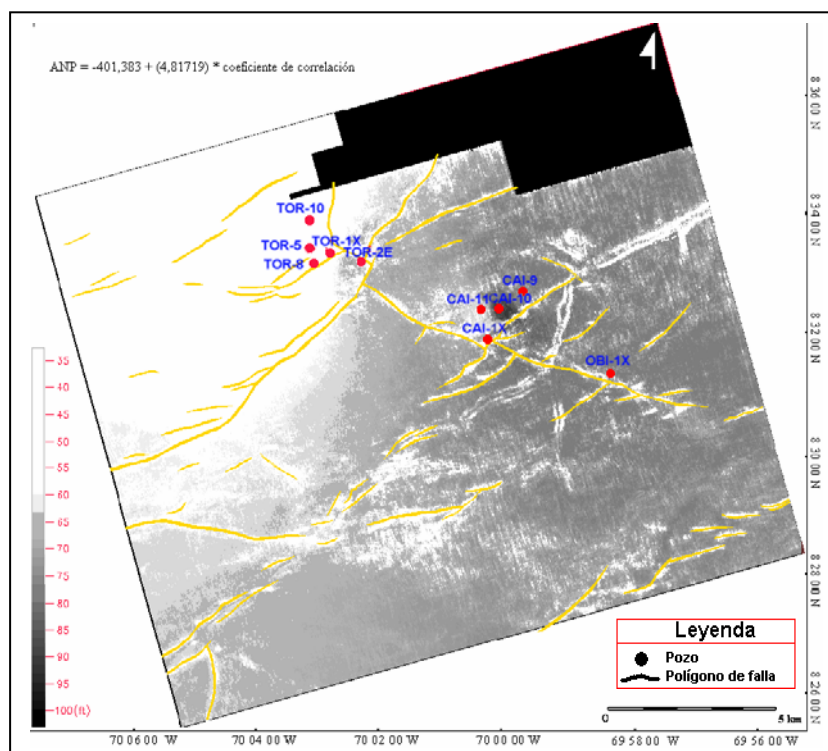


Gráfico 100. Mapa de Arena Neta Petrolífera guiado con Coeficiente de Correlación, tope Fm. Gobernador

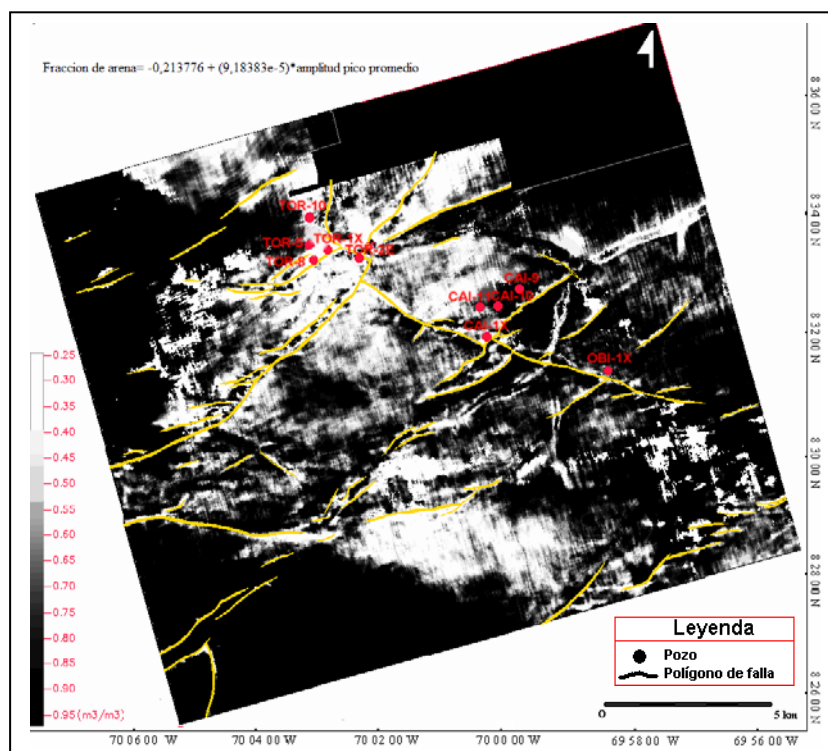


Gráfico 101. Mapa de Fracción de Arena guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador

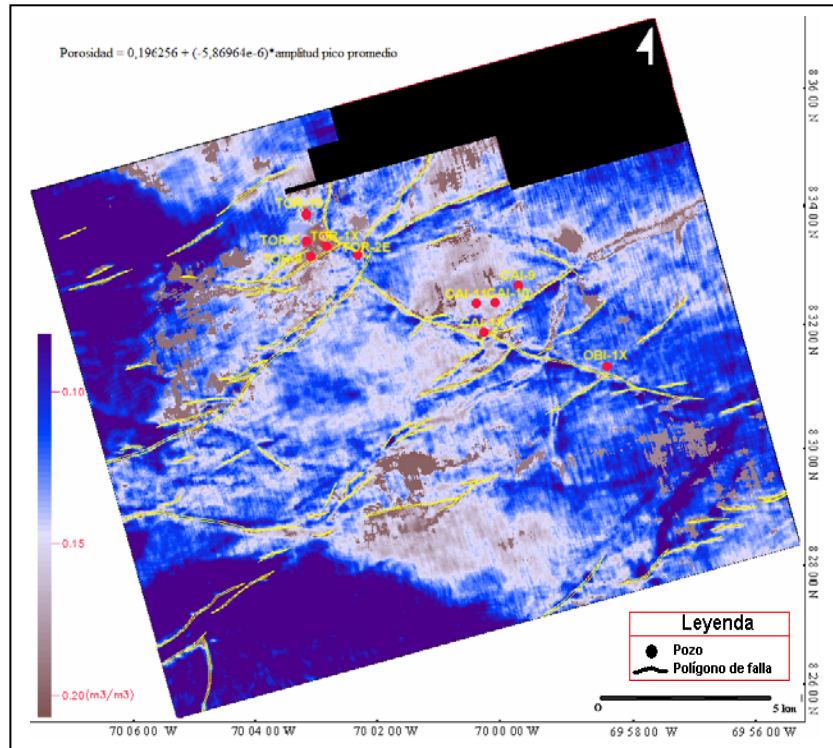


Gráfico 102. Mapa de Porosidad guiado con Amplitud Pico Promedio, tope Fm. Gobernador

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Andrade, H. (2001). Interpretación Sísmica estructural 3D en la Cuenca de Barinas-Apure, Estado Barinas. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

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

Brown, Alistair (1991). Interpretation of three-dimensional seismic data. Third Edition, AAPG Memoir 42.

Campos, V. M. (1977). Estratigrafía de la secuencia post-paleozoica en la región de Calderas. Mem., II Congreso Latinoamericano de Geología, Minas e Hidrocarburos, Caracas, 1973, (III): 1724-1741.

Chen, Q., S. Sidney (1997). Seismic attribute technology for reservoir and monitoring. The Leading Edge, N° 5.

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

Figuerola, L., L. Hernández (1991). Exploración en el área de Guarumen. Mem., IV Simp. Bolívar. "Exploración petrolera en las cuencas subandinas", Bogotá, Asoc. Colombiana Geol. y Geof. del Petr., II (Trabajo No. 38): 16 p.

Figuerola, L., E. Gil, A. Daal, H. Peraza (1994). Análisis estructural-estratigráfico del área de Barinas norte (Cuenca de Barinas) y su importancia en la exploración de

hidrocarburos. Sociedad Venezolana de Geólogos. Mem. V Simposio Bolivariano, Caracas: 164-166.

Feo-Codecido, G. (1954) Notas petrológicas sobre formaciones que afloran en la región de El Baúl, Estado Cojedes. Bol. Geol., Caracas, 3(8):109-121.

Furrer, Max A., (1971). La edad de la Formación Pagüey, IV Congreso Geol. Venez., Mem. 1., Bol. Geol., Caracas, Venezuela, Pub. Espec. N° 5, 405-409 p.

Gardner, G.H.F., L.W. Gardner, A.R. Gregory, (1974), Formation velocity and density; the diagnostic basics for stratigraphic traps, Geophysics, 39, 770–780.

González de Juana, C., J. Iturralde de Aroza, X. Picard (1980). Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas. Edic. Foninvez, 2 Tomos, p. 1031.

Henríquez, N. (2000). Técnicas de correlación atributos sísmicos - parámetros petrofísicos: revisión e implementación Campo Centro Lago. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas. 210 p.

Hospers, J., V. Wijnen (1959). The Gravity Field of the Venezuelan Andes and Adjacent Basins. 95 pp.

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

Kalkomey, C. (1996). Potencial risk when using seismic attributes as predictors of reservoir properties. 66th Ann. Internat. Mtg. SEG, Expanded Abstracts SI 3,5. 345 p.

Kiser, G. D. (1989). Relaciones estratigráficas de la Cuenca Apure/Llanos con áreas adyacentes, Venezuela Suroeste y Colombia Oriental, Soc. Venez. Geol., (1): 76.

Kiser, G. D. (1997). Comentarios enviados al CIEN, Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura de PDVSA.

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

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

Marfurt, K., R. Scheet, J. Sharp, M. Harper (1998). Suppression of the acquisition footprint for seismic sequence attribute mapping: Geophysics, 63, 1024-1035.

Martínez, A. (2000). Cronología del petróleo venezolano. Octava Edición. Fondo Editorial del CIED.

Osuna, S. (1994). Geología de superficie del frente de montañas de Barinas. Informe inédito Corpoven, S. A., 86 p.

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

Pierce, G. R. (1960). Geología de la Cuenca de Barinas. Mem. III Congr. Geol. Venez., 1: 214-276.

Portilla, A. (2003). Interpretación sísmica estructural del área La Victoria. PDVSA Intevep. Los Teques.

Rivas, E (2003). Evaluación petrofísica del Campo Carito. 2003. PDVSA Intevep

Salazar, J. (1995). Interpretación Sísmica Tridimensional de los campos tradicionales en la subcuenca de Barinas., Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Schulberger (2003). Guía del usuario de Geoframe 4.0.4.2.

Taner, M., R. Sheriff (1977). Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. AAPG Memoir 26 Houston, Estados Unidos de América.

Vignali, M. (1999). Interpretación Sísmica Estructural 3D, en el área de Borburata, Barinas Tradicional. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Von Der Osten (1966). The stratigraphy of Sinco Field. Bol. AVGMP, 9(9): 253-272.

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

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