

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE LAS ARENAS GASÍFERAS F8, I3, J3ML, N2, R0UM Y R4L, EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

Tutor académico: Ing. Jose Luis Perdomo  
Tutor industrial: Ing. Román Paz

Trabajo Especial de Grado  
Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs.  
Hilla Morales, Werner Rafael  
Naval Santalices, Daniel Guillermo  
para optar al título de Ingeniero Geofísico.

Caracas, Noviembre 2005

Caracas, 11 de Noviembre de 2005

## **CONSTANCIA DE APROBACIÓN**

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Hilla Werner y Naval Daniel, titulado:

**“INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE LAS ARENAS GASÍFERAS  
F8, I3, J3ML, N2, R0UM Y R4L, EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO,  
ESTADO ANZOÁTEGUI.”**

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

Prof. José Manuel Cavada  
Jurado

Prof. Juan Infante  
Jurado

Prof. José Luis Perdomo  
Tutor académico

Ing. Román Paz  
Tutor industrial

## DEDICATORIA

*“A mis padres, William y Helena, ese pilar fundamental de amor y cariño incondicional siempre presente en mí día a día. Este trabajo es para ellos, como un simple gesto de reconocimiento lleno de orgullo, respeto y amor. Gracias por haber sembrado en mí los valores esenciales para desarrollarme como persona.”*

*LOS AMO.  
Werner Hilla*

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso, por darme a la familia que tengo y brindarme la fuerza e iluminación en el transcurso de la carrera.

A mi abuelo, que luchaste por levantar a la familia y soñaste con vernos graduados, gracias por tus sabios consejos y por todo el cariño y entrega que me diste.

A mis padrinos, gracias por estar todo el tiempo allí cuando los necesite, por todas las molestias y transnochos que les hice pasar, por todo el apoyo incondicional que me brindan, ustedes saben que son como unos padres para mí.

A mi hermana, que siempre estuvo a mi lado y aguanto mis malhumores y tonterías, TQM.

En especial, a mis padres, que siempre me apoyaron, comprendieron, aconsejaron, y fueron fuente de inspiración, sin Ustedes no fuera la persona que soy hoy día y no hubiera conseguido este logro, esto es para los dos, LOS AMO.

Daniel Naval

## AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por formarnos como personas y profesionales, siempre te estaremos agradecidas por lo poco que te damos y lo mucho que nos diste.

Al Profesor e Ingeniero José Luís Perdomo, gracias por brindarnos el apoyo, los conocimientos y sobre todo la buena disposición, en cada momento que lo necesitamos.

A Román que aparte de ser un tutor para nosotros, fuiste un amigo que nos ayudaste, apoyaste y comprendiste para conseguir el éxito en este trabajo.

A todos aquellos profesores que nos transmitieron sus conocimientos, en especial a José Manuel Cavada, Inírida Rodríguez, Marcos Figueroa y Orlando Méndez.

Al personal que labora en PetroUCV, Alejandro González, Paulino Lena, Johan Fernandes y Len Flores, gracias por ese apoyo que nos prestaron.

A la empresa Schlumberger, por permitirnos utilizar su software Geoframe<sup>TM</sup>. A su personal de soporte técnico en especial a Walter Velásquez, Jose Cordero y Gustavo Montenegro.

Al grupo de Geofísica de Campo 2004, en especial a la flaca Daniela, el Pabo, el Bryson, Daniel Paz y Marianne, esperamos seguir contando con Ustedes como lo hemos hecho siempre desde que nos conocimos y decidimos tratar de completar este ciclo.

A nuestros amigos Julio Valls, Miguel Angel, Francisco Moreno, Victor Arria, y a todos aquellos que han compartido esos buenos momentos y que hicieron mucho mas fácil este camino.

A nuestras novias, Liwva Cazorla y Alejandra Rodríguez, gracias por estar y apoyarnos durante este largo proyecto, esto también es de Ustedes.

A todo el personal de la Oficina Central de Inscripciones, en especial a Zonia Campos y Erick Rodríguez, gracias por enseñarnos que el que hace el bien, le toca el bien.

Werner Hilla y Daniel Naval

Hilla M. Werner R., Naval S. Daniel G

## **INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE LAS ARENAS GASÍFERAS F8, I3, J3ML, N2, R0UM Y R4L, EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

**Tutor Académico: Ing. José Luis Perdomo. Tutor Industrial: Ing. Román Paz. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geofísica. 2005, n° pág. 182.**

**Palabras Claves:** Interpretación estructural, Atributos Sísmicos, Arenas Gasíferas, Área Mayor de Socororo.

### **Resumen**

Se realizó la interpretación estructural y estudio de la factibilidad de atributos sísmicos y petrofísicos, de las arenas gasíferas F8, I3, J3ML, N2, R0UM y R4L, de la Formación Oficina del Mioceno, pertenecientes al Área Mayor de Socororo, Estado Anzoátegui, con la finalidad delimitar las estructuras correspondientes a posibles yacimientos gasíferos con el propósito de suministrar información para efectuar la reactivación de pozos existentes así como proponer la ubicación de nuevos pozos productores.

Para ello se dispuso de registros de pozos y datos sísmicos 2D y 3D, que por medio de la integración de ellos, sirvieron para generar los mapas en tiempo y profundidad de cada una de las arenas de interés. Se utilizaron como herramienta de apoyo para identificar a los patrones de fallas los atributos sísmicos estructurales de rumbo, buzamiento y borde.

En el área 3D se efectuó un análisis de factibilidad de atributos sísmicos que sirvieron para generar siete mapas de pseudos propiedades en las arenas F8, R0 y R4L, que fueron usados para proponer posibles áreas prospectivas, por medio de la extrapolación de la poca información de parámetros petrofísicos que se tiene sobre esta área.

El Área Mayor de Socororo está representada estructuralmente por un monoclinial de rumbo NO-SE y buzamiento en dirección al NE. Se identificaron dos sistemas de fallas normales en toda el área de estudio. El primero, ubicado en la zona norte, oeste y parte del este, caracterizado por fallas de tipo normal, rumbo NO-SE y buzamiento variable de norte a sur de ángulo alto. Este sistema de fallas define la tendencia general de fallamiento en el Área Mayor de Socororo. El segundo sistema de fallas, ubicado en la zona este y sureste del área, está caracterizado por fallas de tipo normal, rumbo NE-SO y buzamiento variable de norte a sur de ángulo alto. La falla principal del área, perteneciente al segundo sistema de fallas, es la falla de Cachicamo, la cual tiene una extensión aproximada de 13 Km en dirección NE y buzamiento NO. Posee un salto de falla que aumenta con la profundidad entre 80 y 180 pies .

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIAS	iii
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xii
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo General	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Localización del área de estudio	3
1.4 Antecedentes	3
1.5 Información disponible	7
1.6 Características generales del Área Mayor de Socororo	8
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>12</b>
<b>MARCO GEOLÓGICO</b>	<b>12</b>
2.1 Generalidades	12
2.2 Evolución Geodinámica y estratigrafía regional	13
2.2.1 Megasecuencia de PRERIFT	14
2.2.2 Megasecuencia RIFT	15
2.2.3 Megasecuencia de Margen Pasivo	16
2.2.4 Megasecuencia de la Colisión Oblicua	18
2.3 Rasgos estructurales regionales	21
2.3.1 Corrimiento Frontal de Anzoátegui y Monagas	22
2.3.2 Corrimiento de Anaco	22
2.3.3 Corrimiento de Pirital	23
2.3.4 Corrimiento Frontal de de Guárico	24

2.4 Subcuencas	27
2.4.1 Subcuenca de Guárico	27
2.4.2 Subcuenca de Maturín	29
2.5 Geología local	34
2.5.1 Estratigrafía Local	34
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>43</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>43</b>
3.1 Modelo Convolutacional	43
3.2 Series de coeficientes de reflexión	44
3.3.1 Muestreo de los coeficientes de reflexión	45
3.3 Resolución Vertical	46
3.4 Sismograma Sintético	47
3.4.1 Registro Sónico	48
3.4.2 Registro Densidad	49
3.4.3 Tiros de Verificación Sísmica (Check Shots)	52
3.5 Atributos Sísmicos	55
3.5.1 Amplitud Sísmica	57
3.5.2 Amplitud Instantánea	58
3.5.3 Fase Instantánea	58
3.5.4 Frecuencia Instantánea	59
3.6 Atributos Estructurales	59
3.6.1 Atributos de Rumbo (Azimut)	59
3.6.2 Atributo de Buzamiento (Dip)	60
3.6.3 Atributo de segunda derivada (Edge)	61
3.7 Propiedades Petrofísicas	62
3.7.1 Porosidad	62
3.7.2 Permeabilidad	63
3.7.3 Saturación de fluidos	63
3.7.4 Espesor de arena neta	64



3.7.5 Espesor de arena total	64
3.8 Correlación entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas	64
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>66</b>
<b>METODOLOGÍA</b>	<b>66</b>
4.1 Carga y validación de la información.	67
4.2 Resolución vertical.	68
4.3 Calibración Sísmica-Pozo.	70
4.4 Amarre de los levantamientos 2D y 3D.	75
4.5 Interpretación de horizontes.	76
4.6 Interpretación de fallas.	77
4.7 Conversión Tiempo Profundidad	79
4.8 Correlación de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas	80
<b>CAPÍTULO V</b>	<b>85</b>
<b>INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL</b>	<b>85</b>
5.1 Interpretación sísmica estructural de la arena F8	85
5.2 Interpretación sísmica estructural de la arena I3	90
5.3 Interpretación sísmica estructural de la arena J3ML	95
5.4 Interpretación sísmica estructural de la arena N2.	100
5.5 Interpretación sísmica estructural de la arena R0UM	105
5.6 Interpretación sísmica estructural de la arena R4L	110
5.7 Análisis de secciones sísmicas interpretadas.	115
<b>CAPÍTULO VI</b>	<b>121</b>
<b>CORRELACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS CON LOS PARÁMETROS PETROFÍFICOS</b>	<b>121</b>
6.1 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte F8	122

6.1.1 Mapas de atributos sísmicos de volumen	126
6.1.2 Mapas de propiedades petrofísicas	128
6.1.3 Mapas de pseudos propiedades	129
6.2 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte I3	133
6.3 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte J3ML	133
6.4 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte N2	134
6.5 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte R0UM	135
6.5.1 Mapa de atributo sísmico de volumen	136
6.5.2 Mapa de propiedad petrofísica	137
6.5.3 Mapa de pseudo propiedad	138
6.6 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte R4L	139
6.6.1 Mapas de atributos sísmicos de volumen	142
6.6.2 Mapa de propiedad petrofísica	142
6.6.3 Mapas de pseudos propiedades	144
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>147</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS</b>	<b>150</b>
<b>APÉNDICES</b>	<b>158</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Levantamientos sísmicos 2D del Área Mayor de Socororo.	7
Tabla 2. Inventario de pozos y producción del Área Mayor de Socororo para Marzo de 2005	9
Tabla 3. Características generales del Área Mayor de Socororo.	9
Tabla 4. Velocidades y tiempos de tránsito de los principales tipos de rocas.	49
Tabla 5. Principales densidades de rocas y minerales.	51
Tabla 6. Inventario de los registros de pozos	68
Tabla 7. Valores de resolución vertical calculados.	69
Tabla 8. Distintas pruebas para los parámetros de generación de sismograma sintético para el pozo ES-451	73
Tabla 9. Colores empleados para la interpretación de los horizontes	115
Tabla 10. Síntesis de las fallas observadas.	115
Tabla 11. Relaciones lineales de los gráficos cruzados determinados para la matriz de calidad de la arena F8.	123
Tabla 11. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena F8	158
Tabla 12. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena I3	158
Tabla 13. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena J3ML	158
Tabla 14. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena N2	159
Tabla 15. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena R0UM	159
Tabla 16. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena R4L	159

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del área de estudio	3
Figura 2. Ambiente depositacional correspondiente a la Formación Oficina, Área Mayor de Socororo, sistema fluvio-deltáico	10
Figura 3. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela	12
Figura 4. Configuración regional del Paleozóico Tardío	14
Figura 5. Configuración regional del Triásico y Cretácico Temprano.	15
Figura 6. Sección norte-sur representativa de la las etapas de Margen Pasivo (a) y (b la Colisión Oblicua)	16
Figura 7. Desplazamiento de la Placa Caribe respecto a la Placa Suramericana	19
Figura 8. Cuadro de correlación de la cuenca oriental de Venezuela	20
Figura 9. Principales rasgos regionales estructurales del norte de Venezuela	22
Figura 10. Principales estructuras del Noreste de Venezuela.	24
Figura 11. Principales estructuras del norte de Venezuela	27
Figura 12. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Guárico	28
Figura 13. Corte Geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco.	28
Figura 14. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Maturín	29
Figura 15. Modelo tectónico de la Subcuenca de Maturín.	30
Figura 16. Zonas de acumulación y clasificación de los hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela	31
Figura 17. Sección estructural del flanco norte de la Subcuenca de Maturín.	32
Figura 18. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco	34
Figura 19. Ambiente depositacional de la Formación Oficina	38

Figura 20. Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo	42
Figura 21. Modelo sísmico donde se observe el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo	47
Figura 21. La herramienta sónica.	50
Figura 22. La herramienta de densidad FDC.	51
Figura 23. Operación de sísmica de pozo para registros de verificación sísmica o Checkshots	53
Figura 24. Cálculo del atributo estructural de Segundas Derivadas (Edge).	61
Figura 25. Descripción de porosidad.	63
Figura 26. Matriz de calidad.	65
Figura 27. Espectro de amplitud de la ondícula extraída para el pozo ES-451.	69
Figura 28. Curva de tiempo profundidad para el pozo ES- 451	70
Figura 29 . Curva de deriva del registro sónico. La curva azul representa el TZ del registro sónico y la roja la de tiros de verificación sísmica	71
Figura 30. Registro sónico calibrado	72
Figura 31. Sismograma Sintético pozo ES-451	75
Figura 32. Sección sísmica de Fase Instantánea y su interpretación manual	79
Figura 33. Curvas tiempo contra profundidad para cada pozo utilizado en la construcción del modelo de velocidades.	80
Figura 34. Mapa de atributo sísmico de polaridad aparente.	81
Figura 35. Matriz de correlación para la arena F8.	82
Figura 36. Mapa de saturación de agua para la arena F8.	83
Figura 37. Gráfico cruzado de saturación de agua contra magnitud sísmica de la arena F8.	84
Figura 38. Saturación de agua calculado a partir del atributo de de magnitud sísmica para el horizonte de F8.	84
Figura 34. Mapa estructural en tiempo para la arena F8	86

Figura 35. Mapa estructural en profundidad para la arena F8	86
Figura 36. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena F8	87
Figura 37. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena F8.	88
Figura 38. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena F8.	88
Figura 40. Mapa estructural en tiempo para la arena I3.	91
Figura 41. Mapa estructural en profundidad para la arena I3	91
Figura 42. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena I3.	92
Figura 43. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena I3.	93
Figura 44. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena I3.	93
Figura 46. Mapa estructural en tiempo para la arena J3ML	96
Figura 47. Mapa estructural en profundidad para la arena J3ML.	96
Figura 48. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena J3ML	97
Figura 49. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena J3ML.	98
Figura 50. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena J3ML.	98
Figura 52. Mapa estructural en tiempo para la arena N2.	101
Figura 53. Mapa estructural en profundidad para la arena N2.	101
Figura 54. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena N2.	102
Figura 55. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena N2.	103

Figura 56. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena N2.	103
Figura 58. Mapa estructural en tiempo para la arena R0UM	106
Figura 59. Mapa estructural en profundidad para la arena R0UM	106
Figura 60. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena R0UM	107
Figura 61. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena R0UM.	108
Figura 62. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena R0UM.	108
Figura 64. Mapa estructural en tiempo para la arena R4L	111
Figura 65. Mapa estructural en profundidad para la arena R4L	111
Figura 66. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socororo para la arena R4L.	112
Figura 67. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena R4L.	113
Figura 68. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena R4L.	113
Figura 70. Líneas sísmica 92 en dirección N-S	117
Figura 71. Líneas sísmica 237 perteneciente al levantamiento 3D.	118
Figura 72. Línea sísmica LS-DV-7, ubicada en la zona norte del Área mayor de Socororo.	119
Figura 73. Sección sísmica perteneciente al levantamiento BUDARE_2D_1996 ubicado en la zona más al norte del área.	120
Figura 75. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos correspondientes a la petrofísica	122
Figura 76. Matriz de calidad para la arena F8.	122
Figura 77. Gráfico cruzado de porosidad en función de la Amplitud sísmica para la arena F8.	124

Figura 78. Gráfico cruzado de porosidad en función de Amplitud RMS para la arena F8	124
Figura 79. Gráfico cruzado de saturación de agua en función de la Amplitud sísmica para la arena F8	125
Figura 80. Gráfico cruzado de saturación de agua en función de la Amplitud RMS para la arena F8	125
Figura 81. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud.	126
Figura 82. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud RMS.	127
Figura 83. Mapa de porosidad..	128
Figura 84. Mapa de saturación de agua.	129
Figura 85. Mapa de porosidad estimado a partir de Amplitud sísmica.	131
Figura 86. Mapa de porosidad estimado a partir de Amplitud RMS.	131
Figura 87. Mapa de saturación de agua estimado a partir de Amplitud sísmica.	132
Figura 88. Mapa de saturación de agua estimado a partir de Amplitud RMS.	132
Figura 89. Matriz de calidad para la arena I3.	133
Figura 90. Matriz de calidad para la arena J3ML	134
Figura 91. Matriz de calidad para la arena N2	134
Figura 92. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos correspondientes a la petrofísica	135
Figura 93. Matriz de calidad para la arena ROUM	135
Figura 94. Gráfico cruzado de Arena neta total en función de la Amplitud sísmica para la arena ROUM.	136
Figura 95. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud sísmica	137
Figura 96. Mapa de Espesor total de Arena neta (Gross).	138
Figura 98. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos petrofísicos.	139
Figura 99. Matriz de calidad para la arena R4L	140



Figura 100. Gráfico cruzado de la relación Net-Gross en función de la Fase instantánea para la arena R4L.	141
Figura 101. Gráfico cruzado de la relación Net-Gross en función de la Amplitud sísmica para la arena R4L.	141
Figura 102. Mapa de atributo sísmico generado por Fase instantánea.	143
Figura 103. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud sísmica	143
Figura 104. Mapa de relación Net-Gross.	144
Figura 107. Mapa estructural de la arena TU.	160
Figura 108. Mapas de atributo sísmico de Coseno de la Fase (superior) y de Frecuencia Instantánea (inferior) para la arena F8.	161
Figura 109. Mapa de atributo sísmico de Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena F8 para la arena F8.	162
Figura 110. Mapa de atributo sísmico de Reflection Strength (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena F8	163
Figura 111. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea y de Coseno de la Fase para la arena I3.	164
Figura 112. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente y de Fase Instantánea para la arena I3.	165
Figura 113. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Sísmica y de Reflection Strenght para la arena I3.	166
Figura 114. Mapas de atributos sísmicos de Magnitud Sísmica y de Amplitud RMS para la arena I3.	167
Figura 115. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena J3ML	168
Figura 116. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena J3ML.	169
Figura 117. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Sísmica (superior) y de Relection Strenght (inferior) para la arena J3ML	170
Figura 118. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena J3ML	171

Figura 119. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena N2	172
Figura 120. Mapas de atributos sísmicos Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena N2	173
Figura 121. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Instantánea (superior) y de Reflection Strength (inferior) para la arena N2	174
Figura 122. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud sísmica (inferior) para la arena N2	175
Figura 123. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena R0UM	176
Figura 124. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena R0UM	177
Figura 125. Mapas de atributos sísmicos Magnitud Sísmica (superior) y de Reflectión Strength (inferior) para la arena R0UM	178
Figura 126. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS para la arena R0UM	179
Figura 127. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena R4L	180
Figura 128. Mapas de atributos sísmicos de Reflection Strength (superior) y de Polaridad Aparente (inferior) para la arena R4L	181
Figura 129. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena R4L	182

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

Durante los años 60 los campos Socororo, Caricari y Cachicamo, del Área Mayor de Socororo, ubicados cerca de la población de Pariaguán en el Estado Anzoátegui, fueron algunos de los pioneros en cuanto a exploración y producción se refiere. A finales de los años 80, se registró una disminución en la productividad de los mismos, debido a efectos de la producción de arenas y de migración de finos, razón por lo cual fueron abandonados.

Posteriormente a finales de los años 90 y con la política de asociaciones estratégicas implantada por Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales (P.D.V.S.A.) se creó el convenio Socororo, operado por PetroUCV, conformado por la Universidad Central de Venezuela (49%) y Petróleos de Venezuela (51%). PetroUCV se creó con la finalidad de operar en los campos petroleros del Área Mayor de Socororo, los cuales se subdividen en 4 áreas de explotación a saber: Campo Socororo Oeste, Campo Socororo Este, Campo Caricari y Campo Cachicamo.

El objetivo de la empresa es reacondicionar 40 pozos inactivos en el área; así como, perforar 40 nuevos pozos productores. Hasta el mes de Marzo de 2005, según el Departamento de Yacimientos de PetroUCV, se encontraban en producción 12 pozos los cuales producían cerca de 1.400 B.N.P.D. La meta de la empresa, según el plan de desarrollo aprobado, es alcanzar una producción máxima de 12.000 B.N.P.D en un lapso aproximado de 20 años. Por otro lado, estudios realizados por CORPOMENE C.A. y presentados en el Plan de Desarrollo del Área Mayor de Socororo (Diciembre 2001) se conoce que dicha área contiene importantes volúmenes originales de acumulaciones de gas (aproximadamente 278 MMMPCN repartidos en 180 yacimientos).

Partiendo de registros de pozos y datos proporcionados por el Departamento de Estudios Integrados, se observa un conjunto de arenas gasíferas

de posible interés económico. Dentro de las mismas se tienen a las arenas F8, I3, J3ML, N2, ROUM y R4L que presentan en los registros petrofísicos interpretados SOC-3, SOC-4, SOC-5, ES-443, ES-451, ES-454 y ES-456 (ver apéndices), un promedio de arena neta gasífera en pies de 10, 5, 8, 46, 16 y 34, respectivamente.

Por todo lo explicado y dentro de la nueva política petrolera del país y del mundo enfocados hacia la explotación del gas, se propone realizar un estudio de interpretación sísmica estructural de las arenas gasíferas mencionadas anteriormente, pertenecientes a la Formación Oficina, con la finalidad de determinar si éstas son observadas en la sísmica, permitiendo con ello delimitar posibles yacimientos de gas no asociado, persiguiendo así cumplir con los objetivos propuestos por la empresa.

### **1.1 Objetivo General**

Realizar una secuencia básica de interpretación sísmica estructural y un estudio de factibilidad de atributos sísmicos, sobre las arenas gasíferas F8, I3, J3ML, N2, R0UM y R4L, de la Formación Oficina del Mioceno, en el Área Mayor de Socororo, Estado Anzoátegui. Para ello se dispone de los registros de pozos y datos sísmicos 2D y 3D del área en estudio. La finalidad del proyecto es delimitar las estructuras correspondientes a posibles yacimientos gasíferos con el propósito de suministrar información para efectuar la reactivación de pozos existentes así como proponer la ubicación de nuevos pozos productores.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Interpretar las líneas sísmicas 2D y 3D.
- Generar los mapas en tiempo de cada uno de los horizontes.
- Construir el modelo de velocidades.
- Generar los mapas en profundidad de cada uno de los horizontes.
- Evaluar la factibilidad para un análisis de atributos sísmicos sobre el levantamiento 3D.

### 1.3 Localización del área de estudio

Los campos petroleros del Área Mayor de Socororo comprenden una superficie aproximada de 270 Km<sup>2</sup>, ubicados geológicamente en la parte suroeste del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en las cercanías de Pariaguán, propiamente en la población de El Pao, perteneciente al Municipio Miranda Estado Anzoátegui (Figura 1). Está limitada al oeste por el Campo de Budare, al sur por los campos de Petrozuata, al este por el Campo de Yopales y al noreste por el Campo Caracoles, entre las coordenadas geográficas 8° 43' 00" de latitud norte y 64° 42' 06" de longitud oeste.



Figura 1. Ubicación del área de estudio (Tomado y modificado del Plan de Desarrollo AMS 2002-2021, 2001).

### 1.4 Antecedentes

Los campos integrados del Área Mayor de Socororo fueron descubiertos entre el inicio de la década de 1940 y finales de 1950, siendo el primer campo con actividad productiva el Cachicamo, el cual inició producción en 1953 y en líneas generales estuvo caracterizado por tres períodos de disminución significativa en la producción variando entre 1500 B.N.P.D para el año 1953 y 30 B.N.P.D para el año de 1991. Por su parte Caricari comenzó a ser explotado en el año 1960, caracterizado por dos períodos de producción, las cuales reflejaban para los años

de 1960 y 1961 una tasa de entre 125 – 480 B.N.P.D, mientras que entre los años de 1980 y 1991 la tasa de producción se encontraba alrededor de los 200 B.N.P.D Finalmente el comportamiento del Campo Socororo presenta una influencia marcada en el comportamiento general del Área Mayor de Socororo debido a su continua actividad entre los años 1961 y el 2001.

Entre los años 1998 y 2000, la empresa CORPOMENE C.A, realizó un exhaustivo estudio del Área Mayor de Socororo con la finalidad de conocer la potencialidad que puede ofrecer los campos que lo conforman. En los distintos informes presentados se estableció que la reactivación del área es técnica y económicamente viable, identificándose niveles de arenas prospectivas pertenecientes a las Formaciones Merecure y Oficina, de edades Oligoceno-Mioceno, respectivamente, así como se determinó zonas de acumulación de hidrocarburos.

En el año 2000, Goddelieette efectuó una interpretación estructural del Área Mayor de Socororo de los topes de las arenas U1 y J2 de la Formación Oficina y nivel Precretácico, utilizando datos reprocesados de líneas sísmicas 2D pertenecientes a los levantamientos sísmicos Socororo 1975, Socororo 1979, Caricari- 1975 y Lejara- Socororo 1979. Ella propone ocho áreas prospectivas con una reserva total remanente recuperable estimada de 43.8 MMBLS. También recomendó la elaboración de sismogramas sintéticos para calibrar a la sísmica, así como la necesidad imperiosa de aumentar el número de pozos con registros de velocidad que permitan mejorar el control de la sísmica del área.

PetroUCV, S.A en el año 2001 presentó el Plan de Desarrollo del Área Mayor de Socororo 2002-2021, en la que a través de un informe suministra toda la información detallada sobre la situación actual de la compañía refiriéndose tanto al aspecto económico como el operativo, así como plantean las necesidades de la empresa, sus objetivos a corto, mediano y largo plazo. Este trabajo consta de la siguiente información precisa: Características generales del área, Descripción de los Yacimientos, Modelos Sedimentológicos, Petrofísicos, Estratigráfico y

Geológicos, Estimación de Reservas Probadas y Probables de Petróleo y Gas, Estrategia de Explotación del Campo, Actividades de reactivación y perforación de pozos, Auditoria Ambiental, Evaluación Económica y Esquema Financieros, entre otros.

A partir del informe del Plan de Desarrollo Optimizado realizado por CORPOMENE (2001) basado en la integración de la interpretación de las líneas sísmicas 2D con la información geológica, se define estructuralmente al Área Mayor de Socororo como un monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento regional de 2-3° en dirección al norte, conformado por dos sistemas de fallas normales; el primero como resultado del régimen de esfuerzos distensivos el cual da origen a un conjunto de fallas con dirección NE-SO y buzamiento paralelo al regional. La estructura característica de este sistema es la falla de Cachicamo, la cual debido a su gran salto de falla (120' – 180') construye barreras para el entrapamiento de hidrocarburos al combinarse con otras fallas secundarias. El segundo sistema de fallas tiene dirección NO-SE, salto de falla variable entre 20' – 100' y es el responsable de la acumulación de hidrocarburos en los Campos Socororo y Caricari.

Reina (2002) realizó una interpretación sísmica estructural y estratigráfica del Proyecto Socororo del área de 18 Km<sup>2</sup>, con información sísmica 3D, siendo su intervalo de estudio el comprendido entre las Formaciones Merecure y Oficina, generando con ello cuatro mapas estructurales a partir de de la integración sísmica-pozo que le permitió identificar sistemas de fallas normales con orientaciones NE-SO y NO-SE, con edades Mioceno Inferior y Pleistoceno Reciente, respectivamente, en respuesta a un régimen de carácter extensivo. También interpretó una estructura tipo horst con dirección NO-SE con una longitud de 2.5 Km aproximadamente. Por último identificó algunas localizaciones prospectivas.

En el año 2002, Díaz generó registros sintéticos con base en el análisis de atributos petrofísicos en el campo Socororo. En su estudio trabajó con una técnica

propuesta por Russel et al. (1997) y Todorov et al. (1998) en la que se puede simular cualquier tipo de registro de pozo mediante la suma de atributos petrofísicos ponderado de manera convolucional, con el fin de generar registros sintéticos de densidad. Los modelos convolucionales utilizados fueron tanto de un atributo como de múltiples atributos arrojando los últimos un menor error de predicción. Llegó a la conclusión, después de evaluar 15 arenas, que los registros de densidad sintéticos permitieron identificar en un 77% de los casos, arenas con más probabilidades de contener hidrocarburos.

Avendaño y Cáceres en el año 2002 trabajaron en la evaluación del sistema petrolífero del Área Mayor de Socororo y en la elaboración de modelos geológicos a partir de la integración de métodos geoestadísticos y petrofísicos. Ellos comprobaron a través de mapas, secciones, cubos estratigráficos, la distribución vertical y lateral de las arenas y flúidos presentes en la zona. También verificaron el sistema de sedimentación tipo fluvio-deltaico con intercalaciones de arenas y lutitas y configuración de canales de río con dirección predominante NS al nivel de la Formación Oficina, disminuyendo así el riesgo exploratorio en el área.

Morales (2002) realizó una interpretación estratigráfica del área de Sorororo Oeste del Convenio Socororo con el fin de definir el marco estratigráfico a partir de conceptos de estratigrafía genética secuencial. El autor propone que la estructura del área esta representada por un monoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento aproximado de 3° hacia el NE atravesado por dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. Establece también que el sistema de fallas con orientación NO-SE juega un papel importante como estructura sello de los hidrocarburos.



## 1.5 Información disponible

Se dispone en la base de datos la siguiente información:

- Levantamiento sísmico 3D de 18 Km<sup>2</sup> adquirido por la empresa Western Geophysical Services en el año de 1999. Según el plan de Desarrollo de PetroUCV, S.A (2001), la calidad de la data es considerada muy buena pero no se tiene información acerca de los parámetros de adquisición y procesamientos utilizados.
- Líneas sísmicas 2D interpretadas por la compañía CORPOMENE C.A, de unos 470 Km, aproximadamente. Estas líneas fueron adquiridas por diversas empresas desde sus inicios de exploración a finales de los años 30. A continuación se presenta una tabla con el conjunto de levantamientos sísmicos 2D existentes:

Tabla 1. Levantamientos sísmicos 2D del Área Mayor de Socororo.

Nombre del Levantamiento	Líneas sísmicas	Secciones sísmicas existentes	Secciones sísmicas no existentes	Secciones sísmicas interpretadas	Secciones sísmicas no interpretadas	
LS-80A-1	18	7	11	6	1	
Caricari-75A	22	21	1	21	0	
Cachama-Tasc-91A	24	20	4	10	10	
*Socororo-77D	9	8	1	7	1	
Go-Yopales-75A	4	4	0	4	0	
Gr-99-Soc- 75 77	39	31	8	26	5	
Budare-2D-1996	6	5	1	5	0	
**Budare-78-2D	17	17	0	3	14	
So-77D-1	4	4	0	4	0	
	<b>143</b>	<b>117</b>	<b>26</b>	<b>86</b>	<b>31</b>	<b>Total</b>

\* En etapa de reprocesamiento de todas las líneas sísmicas.

\*\* Fueron reprocesadas siete de sus líneas y no han sido interpretadas.

- Registros petrofísicos interpretados por el Departamento de Estudios Integrados, que sirvieron de base para determinar las arenas gasíferas a interpretar. Estos registros son pertenecientes al Campo Socororo Este:

ES-402, ES-443, ES-451, ES-454, ES-456, SOC-003, SOC-004 y SOC-005.

- Parámetros petrofísicos de las arenas a evaluar de todos los pozos del Área Mayor de Socororo (ver apéndices).
- Registros de los pozos en los cuales se observan las arenas a prospectar y con registros de sónico, densidad, Rayos Gamma y curvas tiempo profundidad (Tabla 6).
- Mapa estructural oficial de la arena TU (ver apéndices).
- Cuatro secciones estratigráficas definidas en los campos del Área Mayor de Socororo (ver apéndices).

### **1.6 Características generales del Área Mayor de Socororo**

El Área Mayor de Socororo es un bloque irregular de 270 Km<sup>2</sup> ubicado al suroeste del Área Mayor de Oficina, perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela. Está conformado por cuatro campos petrolíferos: Campo Caricari, Campo Socororo Este, Campo Socororo Oeste y Campo Cachicamo (Figura 1).

Actualmente los campos más importantes debido a que son los únicos que contienen pozos productores son los ubicados en la parte central del Área Mayor de Socororo: Campo Socororo Este y Campo Socororo Oeste (Figura 1). Hasta el mes de Marzo de 2005 la producción total del Área Mayor de Socororo, detallada por campos se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 2. Inventario de pozos y producción del Área Mayor de Socororo para Marzo de 2005

Campo	Número de pozos	Número de pozos activos	Producción Total Acumulada	
			Petróleo (Barriles)	Gas (miles de pies cúbicos)
CARICARI	40	0	1.120.398	1.909.543
SOCORORO	109	12	10.269.464	19.845.072
CACHICAMO	12	0	1.003.231	4.422.870
<b>Total</b>	161	12	12.393.093	26.177.485

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las características generales del Área Mayor de Socororo:

Tabla 3. Características generales del Área Mayor de Socororo.

Característica	Unidades
POES	418 MMBPP
GOES	278 MMPCN
Producción acumulada de petróleo	12.4 MMBPP
Producción acumulada de gas	26.1 MMMPCN
Factor de Recobro de petróleo	3%
Factor de Recobro de gas	9.3%
Factor de Recobro esperado	15%
°API	16

Históricamente todos los conceptos que se manejan en el Área Mayor de Socororo sobre los modelos sedimentológicos, estratigráficos, estructurales y geoquímicas, son los mismos que se utilizan en las áreas vecinas y en general en el Área Mayor de Oficina. Según el Plan de Desarrollo AMS 2002-2021 (2001) se concluye que el entrapamiento de hidrocarburos es de tipo estructural, por fallamiento normal de salto moderado o pequeño, que logra formar trampas de hidrocarburos en extensas zonas, donde el buzamiento en general es suave de unos 4 grados aproximadamente y en dirección norte. Los ambientes sedimentarios en que se depositaron las arenas prospectivas, corresponden en primer lugar a deltáicos pertenecientes a la Formación Oficina (A-U1) del Mioceno, y las de la Formación Merecure (U2-U8) del Oligoceno a ambientes mixtos de frente deltáico con influencia de mareas (Figura 2). Por lo tanto, las

arenas depositadas en tales ambientes se presentan entonces como sucesiones laterales y apilamientos verticales de barras, canales, abanicos de roturas, entre otros, de gran variabilidad, y por ende lenticulares (patchy-distribution) con gran probabilidad de coalescencia entre sí, dependiendo de las secuencias de sedimentación, no habiendo sido interpretadas todavía.

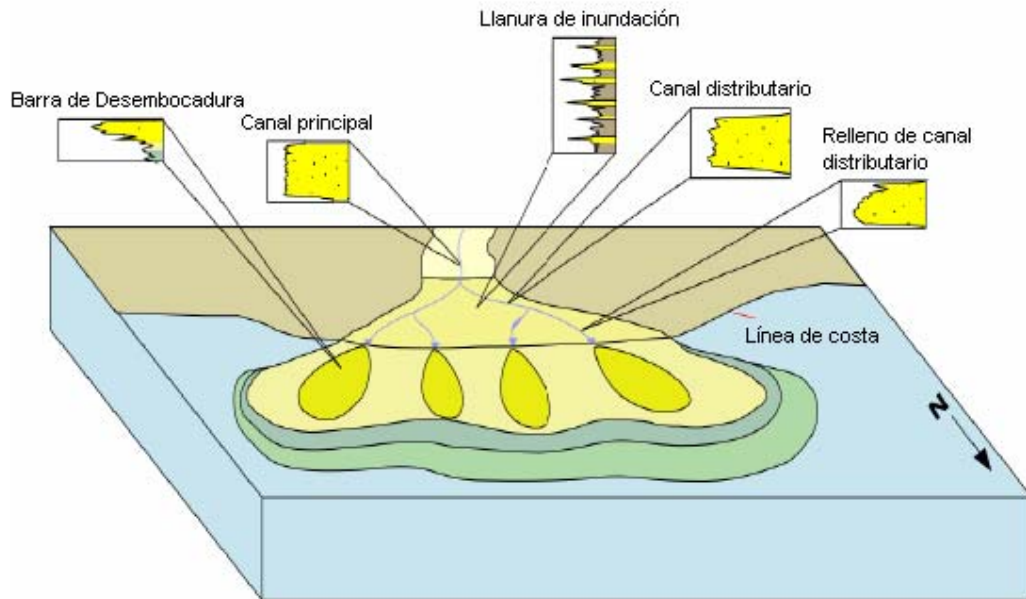


Figura 2. Ambiente deposicional correspondiente a la Formación Oficina, Área Mayor de Socororo, sistema fluvio-deltaico (tomado y modificado de Plan de Desarrollo Área Mayor de Socororo 2002-2021).

## Petrofísica

Las características petrofísicas más importantes para los intervalos productores del Área mayor de Socororo son los siguientes: porosidades primarias producto de la sedimentación próximo costera a fluvio-deltaica, reducción de la permeabilidad de las arenas dentro de la cuenca debido al contenido de arcilla y limoarcilla, mientras que hacia el eje de la cuenca disminuyen tanto la permeabilidad como la porosidad debido a efectos de compactación. Cerca de 90% de los intervalos prospectivos someros evaluados resultaron ser gasíferos, mientras que los intervalos petrolíferos (hasta la arena S1) presentaron un espesor

inferior a los 10'. Por otro lado, es común observar la presencia de contactos gas – agua, petróleo – agua e intercalaciones de agua tanto en las Formación Oficina como en el Grupo Merecure.

## CAPÍTULO II

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1 Generalidades

La Cuenca Oriental de Venezuela esta situada en la zona noreste de de Venezuela, entre los 8° y 11° de latitud norte y los 61° y 66° de longitud oeste. Esta limitada al norte por la Cordillera de la Costa (Serranía del Interior) y el cinturón ígneo metamórfico de Araya-Paria, al este continúa sobre la corteza oceánica del Atlántico, hacia el oeste limita con el Arco de El Baúl, y hacia el sur está limitada por el escudo de Guayana y siguiendo el curso del Río Orinoco (Figura 3) (Di Croce, 1999).

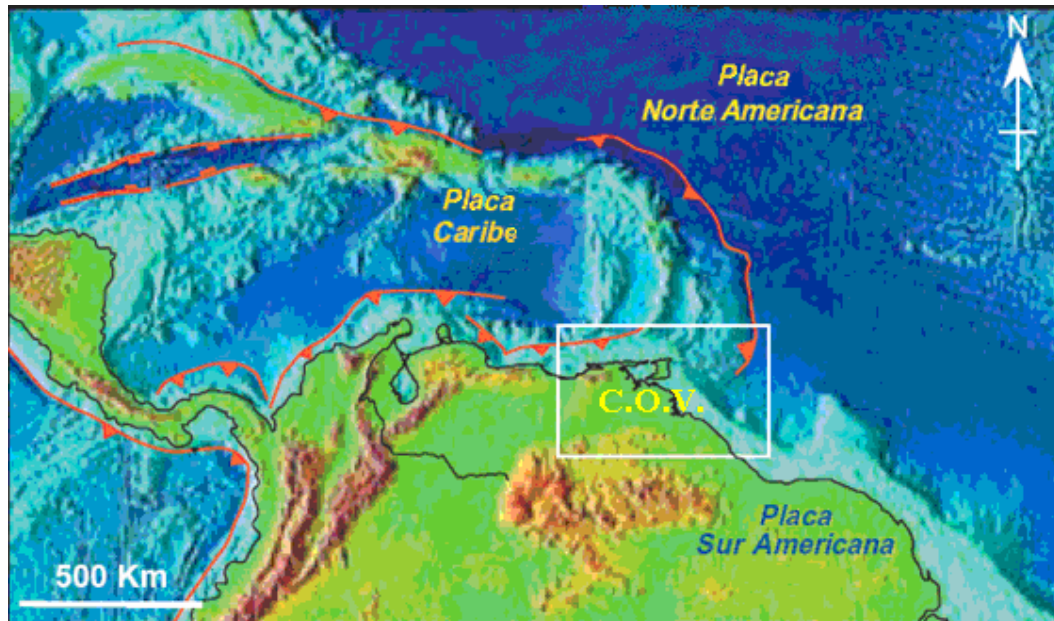


Figura 3. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela, tomado y modificado de Duerto (2003)

Esta depresión tiene un total de 200.000 Km<sup>2</sup> (tanto en tierra como costa afuera), en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Territorio Delta Amacuro y parte del Estado Sucre. La cuenca es asimétrica y elongada con un espesor de sedimentos del período terciario de aproximadamente 8 Km. El flanco sur de la

cuenca buza ligeramente hacia el norte, mientras que en el flanco norte presenta fallamientos y cabalgamientos con la Serranía del Interior (Di Croce, 1999).

De oeste a este, la Cuenca Oriental de Venezuela está subdividida en dos subcuencas: la Subcuenca de Guárico hacia el oeste y la Subcuenca de Maturín al este. La interfase que separa las Subcuencas de Guárico y Maturín de los plegamientos de la Serranía del Interior es el sistema de fallas de Urica; mientras que las Subcuencas de Guárico y Maturín están separadas por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas (Di Croce, 1999).

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda provincia más rica en hidrocarburos de Sur América después de la Cuenca de Maracaibo. Más de 12.000 pozos han sido perforados y 35 grandes campos y 260 campos menores han sido descubiertos durante los 90 años de exploración y producción. Los campos más conocidos por su producción son Guara, Mata, Jusepín, Oficina y Quiriquire. Si se añade a estas reservas las reservas estimadas para la Faja del Orinoco, la Cuenca Oriental de Venezuela pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de Sur América (González de Juana et al., 1980).

## **2.2 Evolución Geodinámica y estratigrafía regional**

La evolución geodinámica de la cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro eventos (Eva et al., 1989):

1. Una fase Prerift en el Paleozoico.
2. Una fase de Rifting y Drifting durante el Jurásico y el Cretáceo Temprano.
3. Un periodo de margen pasivo durante el Cretáceo y el Paleoceno.
4. Una fase final durante la colisión oblicua en el Plioceno - Mioceno y el Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca tipo antepaís.

En la Cuenca Oriental de Venezuela sólo pueden ser reconocidos los dos últimos episodios de la evolución geodinámica a partir de los pozos y muestras de los afloramientos. Las primeras dos etapas son interpretadas a partir de data sísmica de la Subcuenca de Trinidad al este y de la Subcuenca de Guárico al oeste.

### 2.2.1 Megasecuencia de PRERIFT

Esta megasecuencia (Figura 4) tuvo lugar en el Paleozoico y fue identificada a partir de perfiles sísmicos. Está asociada con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Las secuencias encontradas por perforaciones están compuestas por areniscas de grano finos, ligeramente calcáreas con intercalaciones con conglomerados y lutitas verdes. Stover (1967) dató la Formación Carrizal como Devónico tardío a Carbonífero temprano, y tiene un espesor entre 3.000 y 5.000 mts (Parnaud et al., 1995).



Figura 4. Configuración regional del Paleozoico Tardío, nótese como todos los continentes (África-Europa y Norteamérica-Suramérica) estaban unidos, pero se comenzaron a separar con el comienzo del drifting desde el este hacia el oeste. (Tomado y modificado de Stainforth, 1969).



### 2.2.2 Megasecuencia RIFT

La megasecuencia Rift tuvo origen durante el Jurásico Tardío y el Cretáceo Temprano (Figura 5). Está caracterizada por el levantamiento vertical del borde cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental. Las calizas y arenas de estos períodos constituyen legítimos prospectos para el petróleo (González de Juana et al., 1980).

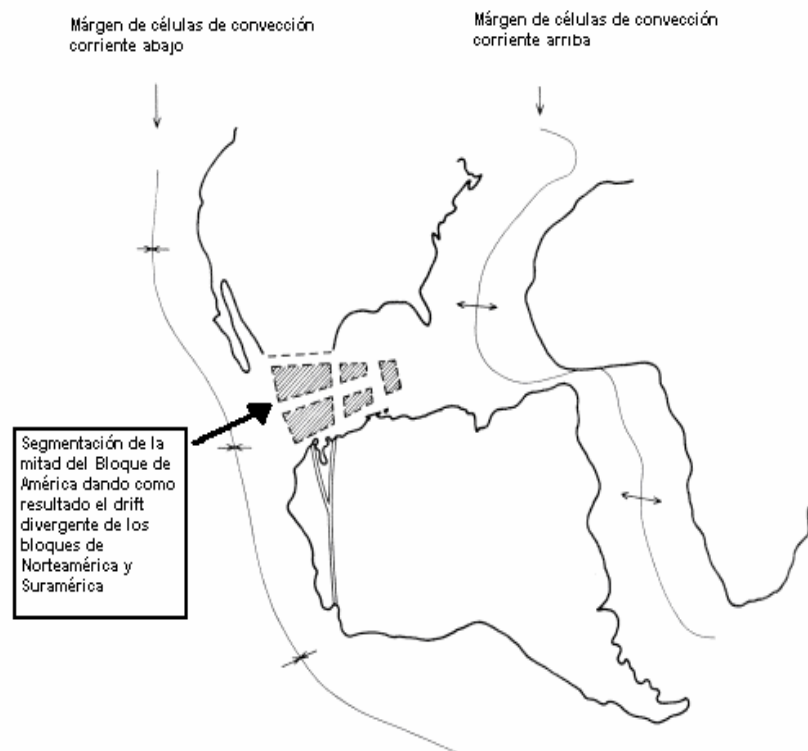


Figura 5. Configuración regional del Triásico y Cretáceo Temprano. (Tomado y modificado de Stainforth, 1969).

Esta megasecuencia es sísmicamente reconocible por medios grabens y alcanza un espesor de 3.600 mts (Feo Codecido et al., 1984).

### 2.2.3 Megasecuencia de Margen Pasivo

La megasecuencia de Margen Pasivo cubre el Cretáceo – Paleoceno (Figura 6) y está caracterizado por tres fases principales transgresivas observadas de norte a sur y que culminan durante el Turoniano, Paleoceno temprano Eoceno, y Oligoceno respectivamente. Aunque esta megasecuencia se observa claramente en las secciones sísmicas, la base de la misma no ha podido ser reconocida ni por muestras de pozos ni de afloramientos (Parnaud et al., 1995).

La fase inicial transgresiva comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Barranquín (Van der Osten, 1957). El máximo avance transgresivo de esta fase está marcado por la depositación de carbonatos de plataforma que son diacrónicos en dirección norte sur en la cuenca oriental, y claramente observados en las líneas sísmicas. Esta trasgresión está definida como una secuencia de edad Cretaceo medio.

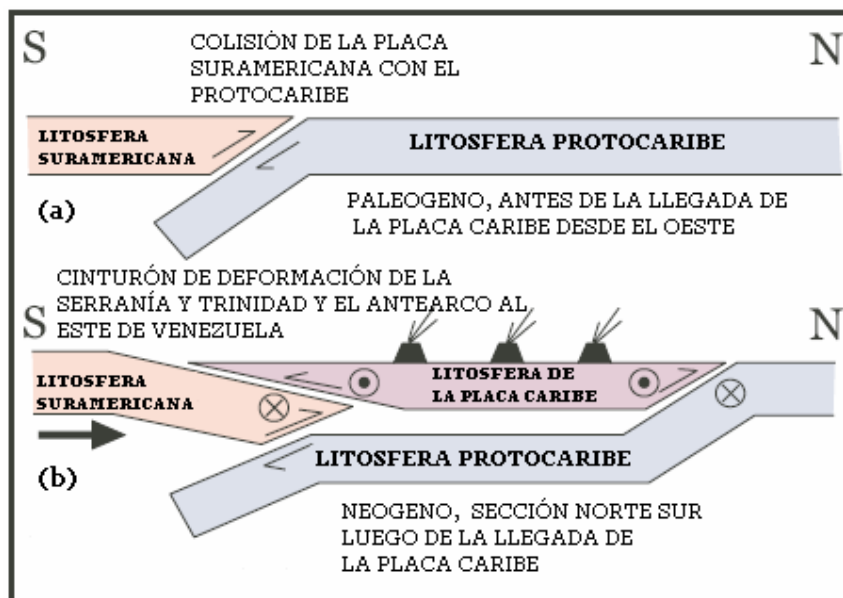


Figura 6. Sección norte-sur representativa de las etapas de Margen Pasivo (a) y (b) la Colisión Oblicua), tomado y modificado de Pindell (2001).

La principal roca madre fue depositada en esta fase transgresiva. Estas rocas son ricas en material orgánico de origen marino depositadas en un ambiente batial entre el Alto de Pirital y la falla de El Pilar. Estas rocas madre corresponden a las Formaciones Querecual y San Antonio de edad Cenomaniense – Campaniense y están cubiertas por carbonatos de plataforma en la región más al sur (Parnaud, 1995).

La siguiente transgresión tuvo lugar durante la edad Paleoceno – Eoceno, seguida por la regresión del Maastrichtiense, y está representada por fenómenos tectonotermales que afectaron las rocas mesozoicas al norte de las actuales costas de Venezuela central y oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas (González de Juana et al., 1980). Durante el Paleoceno – Eoceno, finaliza la retirada de los mares iniciada en el Campaniense por lo que las aguas invaden nuevamente de cuenca a nivel de la parte central de Guárico y posteriormente las zonas meridionales de los estados Anzoátegui, Monagas y Sucre.

El levantamiento ocurrido a finales del cretácico determinó una extensa zona donde se sedimentaron las primeras unidades “antepaís” del Paleoceno Eoceno (González de Juana et al., 1980).

La fase final de la transgresión ocurrida durante el Oligoceno comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Merecure, las cuales son la principal roca reservorio del área de El Furrial. La Formación Merecure fue depositada bajo un ambiente continental en la parte sur de la cuenca (área de Cerro Negro) y hacia el norte fue depositada bajo un ambiente de arrecife (Serranía del Interior). Esta compuesta principalmente de alteraciones de areniscas y lutitas de grano fino, y la fuente de los sedimentos proviene del Escudo de Guayana ubicado al sur de la cuenca (Parnaud, 1995).

Evidencias de un *hiatus* post Eoceno medio y levantamiento en la parte norte de la cuenca, sugieren que la Subcuenca de Guárico y los mares existentes en el extremo oriental de Venezuela y Trinidad estuvieran separados al comienzo de esta época por una extensión de tierras bajas y pantanosas (González de Juana et al., 1980).

#### **2.2.4 Megasecuencia de la Colisión Oblicua**

La megasecuencia del margen pasivo finalizó durante el Oligoceno con el final de la colisión de la Placa del Caribe contra la Placa Suramericana en la cual la cuenca cambió tipo antepaís. Durante esta colisión oblicua la Placa Caribe (Figura 7) fue migrando hacia el este durante el Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas: la primera, ubicada al sur de la cuenca (de Cerro Negro a Oritupano) correspondiente a la zona de plataforma, la segunda en la zona central (de Acema-Casma a Pirital) correspondiente al antearco, y hacia el norte (zona norte de la falla de Pirital) correspondiente a la zona de sobrecorrimiento (Parnaud et al., 1995).

El límite máximo de las aguas generó una línea de costa hasta las inmediaciones del Río Orinoco. La activa interacción de la placa Caribe y el borde meridional de Suramérica durante el Neógeno permitieron el desarrollo de un cinturón orogénico por la actual Serranía del Interior, la cual fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos de norte a sur, indicados por largos pliegues, asimetría, fuertes volcamientos hacia el sur y numerosas fallas de corrimiento. El levantamiento de la Serranía del Interior estuvo caracterizado por una serie de movimientos espasmódicos. El reflejo de esta tectónica compresiva en el flanco norte de la cuenca son grandes corrimientos como el de Pirital.

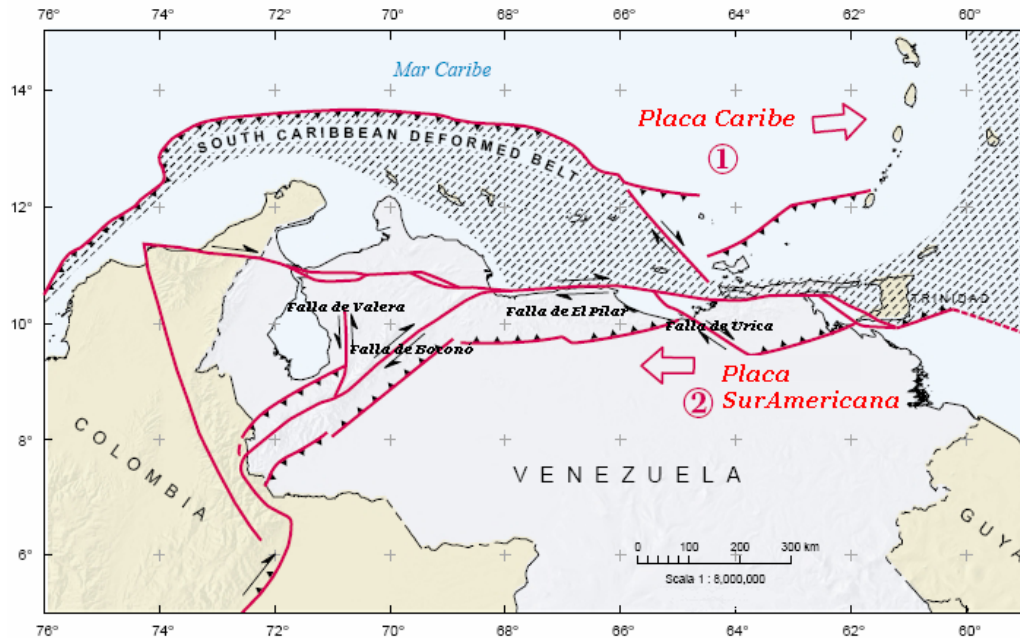


Figura 7. Desplazamiento de la Placa Caribe respecto a la Placa Suramericana, tomado y modificado de Mapa de Fallas Cuaternarias de Venezuela, por F. Audemard, (2000)

La cuenca al iniciarse asimétrica, acumuló su mayor volumen de sedimentos hacia el norte donde también se disponía su eje axial. El esquema generalizado de la sedimentación durante el Neógeno se ajusta bien a un modelo con ambientes predominantes continentales a salobres, fluvio deltaicos, con grandes extensiones pantanosas y recurrencia de cortas invasiones marinas que en el flanco sur se encuentran representadas por la secuencia Merecure – Oficina – Freitas (González de Juana et al., 1980).

En la Figura 8 se observa el cuadro de correlación estratigráfica para las principales regiones pertenecientes a la Cuenca Oriental de Venezuela.

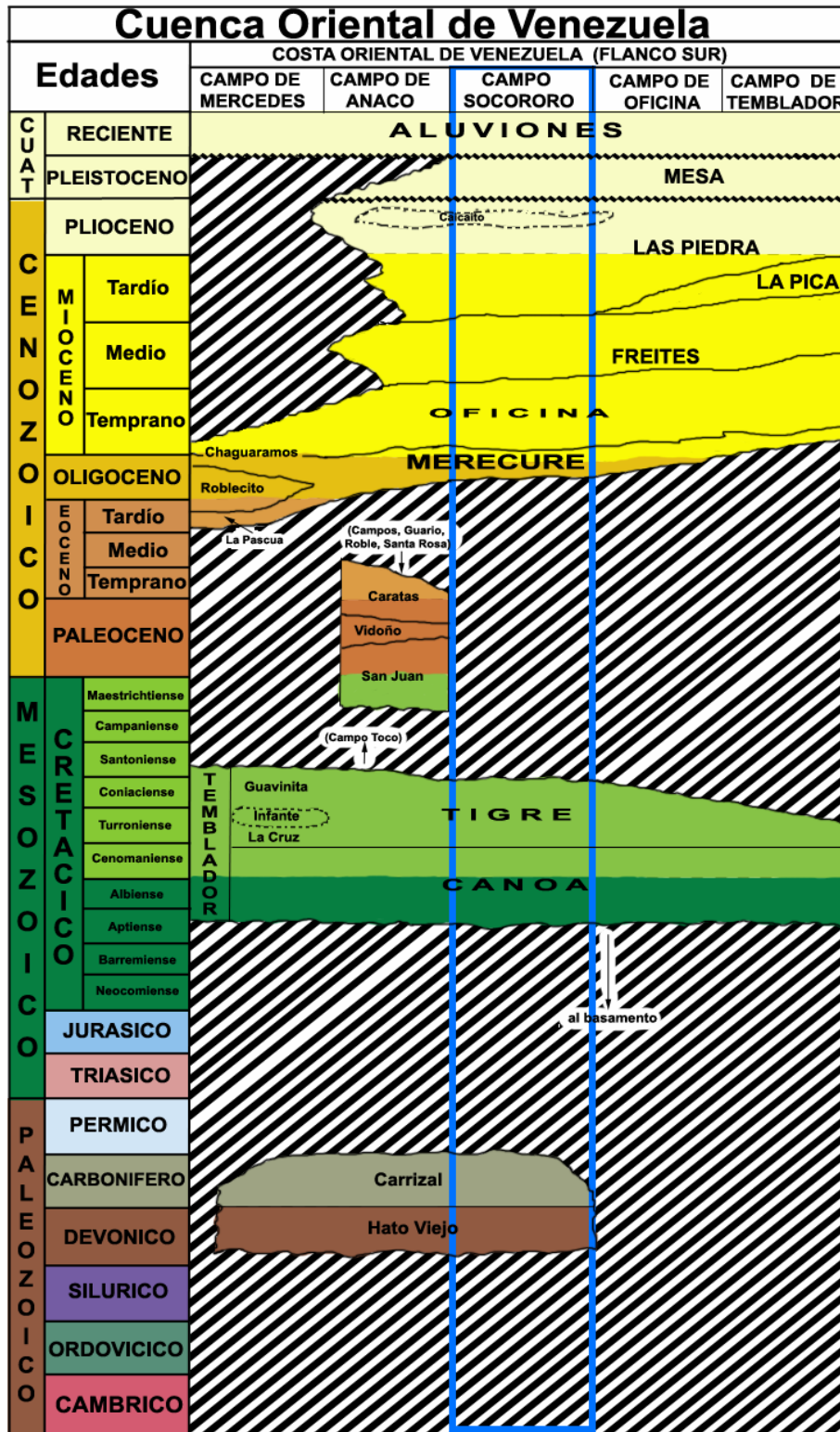


Figura 8. Cuadro de correlación de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado del CIEN y modificado del L.E.V, 1997)

La sedimentación de las unidades Las Piedras y Mesa bajo ambientes marino somero y continental, que actualmente se observan en superficie y en el subsuelo y la actividad tectónica que ellos determinan, cierran la evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se observan los rasgos estructurales mayores y la continuidad de la sedimentación ocurrida durante su historia.

Según Tamaki, calculador de movimientos de placas, el movimiento relativo de la Placa Caribe con respecto a la Placa Suramericana (Figura 7) es de 12.7 mm/a en la dirección 86.48°, mientras que el máximo espesor acumulado correspondiente a la colisión oblicua es de aproximadamente 6.000 mts .

### **2.3 Rasgos estructurales regionales**

Las características estructurales regionales de la Cuenca Oriental de Venezuela actualmente son el resultado de la evolución tectónica ocurrida en el Terciario Superior, con su flanco norte tectonizado, fallado y plegado con el cinturón de la Serranía del Interior Central y Oriental, y con su flanco sur inclinado hacia el norte, con rasgos tectónicos más simples que el anterior mencionado (Figura 9). Dentro de las estructuras más importantes se tienen los Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, Guárico, Anaco y Pirital, las Fallas de Urica y San Francisco, entre otros, los cuales son explicados a continuación:

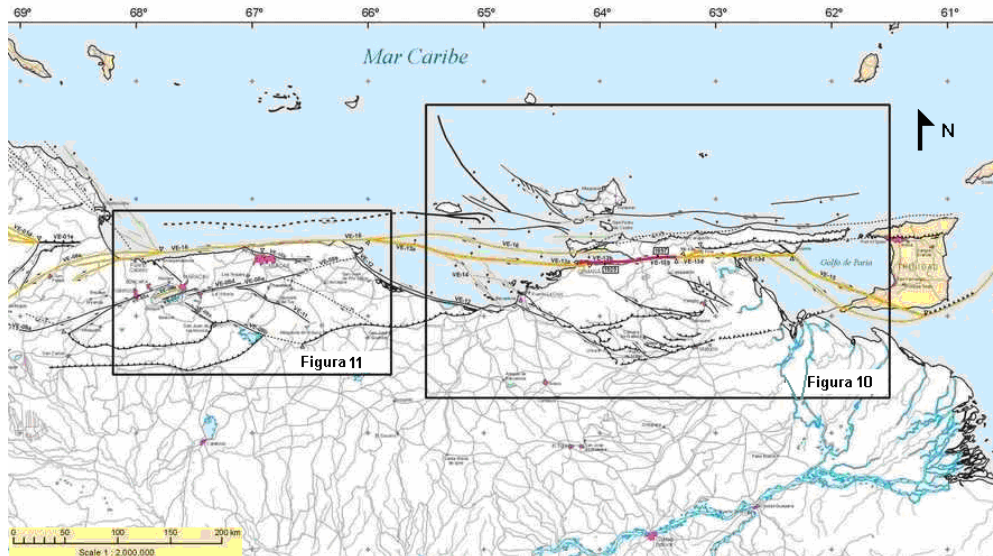


Figura 9. Principales rasgos regionales estructurales del norte de Venezuela. (Tomado y modificado de Funvisis, 2005).

### 2.3.1 Corrimiento Frontal de Anzoátegui y Monagas

Según González de Juana (1980) se extiende hacia el sur de la Serranía del Interior Oriental, por debajo de las planicies. Tiene una longitud aproximada de 150 Km y una anchura entre 15 y 40 Km. A través de estudios sísmicos se conoce este complejo sistema, siendo de relevancia el segmento ubicado al este del Campo de la Ceiba hasta la Falla de Urica, donde se identifica varios corrimientos de rumbo este-oeste, fallas inversas con rumbo oblicuo a la dirección este-oeste del sistema de rotura de la Falla de Urica, resultando un complicado sistema estructural (Figura 10).

### 2.3.2 Corrimiento de Anaco

Para González de Juana (op. cit.) se sitúa en la parte central del Estado Anzoátegui, con una longitud promedio de 85 Km y una línea de corrimiento de rumbo noreste y buzamiento de 45 ° al noroeste. Es una estructura joven que pone en contacto el Mioceno Inferior con el Mio-Plioceno. Según Funkhouser et al (1968), atribuyen el origen de esta estructura a esfuerzos compresivos asociados



con la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana, invierte el movimiento de lo que fue una falla normal durante el Mioceno Medio, convirtiéndola en corrimiento. El levantamiento de Anaco comprende varios domos, asimétricos, con buzamientos de 25-27 ° en el flanco sur y de 2-5 ° en el flanco norte. Cerca de la zona crestral de los alineamientos dómicos se observan algunas fallas normales, alineadas, sub-paralelas al levantamiento y con buzamiento al sureste.

Por su parte Murany (1972), apoyándose en un análisis de esfuerzos y deformaciones en un conjunto de bloques fallados en la zona nororiental del país, propone que el corrimiento de Anaco y las estructuras asociadas son producto del movimiento rumbo deslizante de primer orden generado por la falla de El Pilar situada en la Serranía del Interior. El autor supone que la causa de esta deformación proviene de la fuerte interacción entre la placa caribe y la placa Suramericana, lo cual produjo un efecto compresional y la deformación permanente de la cuenca.

### **2.3.3 Corrimiento de Pirital**

Subdivide el norte de Monagas en dos áreas productoras, la septentrional, ubicada entre ésta y la Serranía del Interior y la meridional, que se encuentra entre dicho corrimiento y el Alto de Tonoro (Figura 10 )

El Corrimiento de Pirital se dispone en una tendencia meridional, el cual comienza al este de la falla de Urica prolongándose hasta las inmediaciones del campo Quiriquire, pasando por los campos de Santa Bárbara y Jusepín, para una longitud variable entre 80-90 Km. Según De Sisto en Gonzalez de Juana op cit., dicho corrimiento se presenta con un plano bien marcado que sugiere un desplazamiento vertical considerable.

De Sisto (1961) define la falla inversa de Pirital como un cabalgamiento de sedimentos Cretácicos hasta el Oligoceno sobre la Formación Carapita. Por su parte Parnaud et al. (1995), sugiere que este corrimiento es producto del emplazamiento progresivo de varios compartimientos alóctonos de la Serranía originando el principal acortamiento norte-sur.

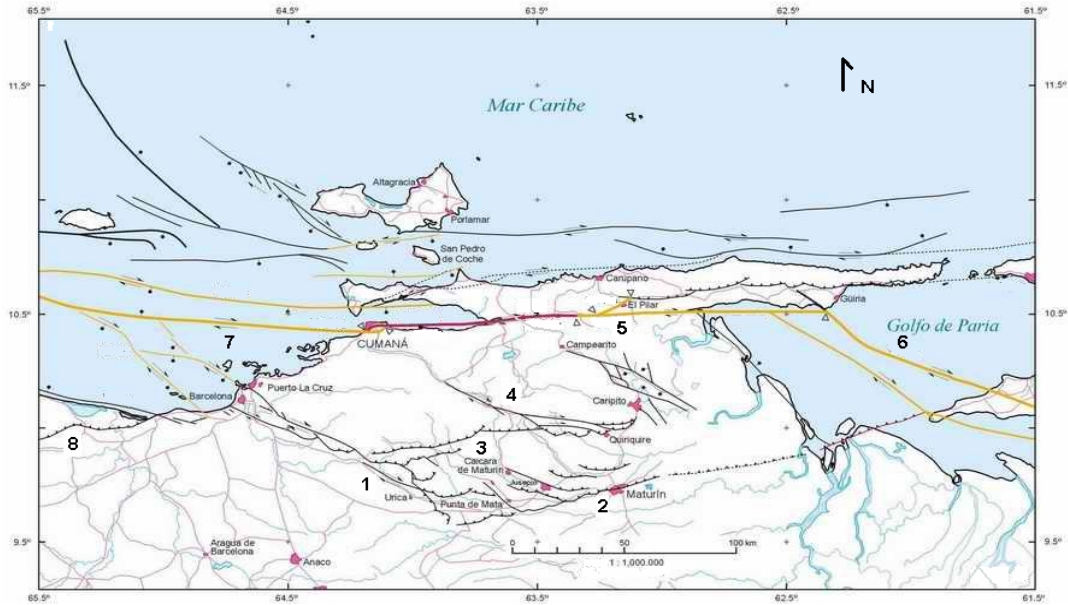


Figura 10. Principales estructuras del Noreste de Venezuela: 1. Falla de Urica, 2. Corrimiento Frontal Anzoátegui-Monagas, 3. Corrimiento de Pirital, 4. Falla de San Francisco, 5. Falla El Pilar, 6. Falla Los Bajos, 7. Falla de San Sebastián, 8. Corrimiento Frontal de Guárico. (Tomado y modificado de Funvisis, 2005).

### 2.3.4 Corrimiento Frontal de de Guárico

Esta localizado en el piedemonte de Cojedes, Guárico y la parte noroccidental de Anzoátegui, con una anchura variable de 0 a 7 Km y longitud de 400 Km aproximadamente, formando el límite norte de la parte occidental de la cuenca. La línea de corrimiento está segmentada por fallas oblicuas de dirección noroeste-sureste, con un movimiento transcurrente dextral. Dentro de las fallas más importantes están la del río Tiznados y Camataguita. También existen algunos pliegues suaves, de ejes paralelos a sub-paralelos al grano de la Serranía, con doble declive y flancos suaves, en lo que destacan los anticlinales de Barbacos, Taguay y Lezama. (Figuras 10 y 11) (Peirson, 1965).

Bell (1968) propone una hipótesis con respecto al origen de este corrimiento en el cual argumenta el desarrollo de una ladera tectónica durante el Terciario el cual produjo el empuje desde el norte de masas de rocas ígneo – metamórficas. El emplazamiento de las masas alóctonas se produjo dentro de un modelo de tectonogénesis gravitacional como respuesta a un ajuste isostático regional al desaparecer una posible zona de subducción con buzamiento sur, activa durante en Cretácico.

Por su parte, Beck (en Gonzalez de Juana, op cit.) señala la existencia de un tectonismo tangencial compresivo que permitió el levantamiento de una zona situada el norte de la actual línea de corrimientos. Por efectos de ajuste y subsidencia se generaron un conjunto de cuencas tipo “flysh” al sur del área levantada. La fuerte tectonización del Eoceno medio a superior, culminó con la sedimentación “flysh” y determinó el emplazamiento de las napas tectónicas sobre áreas epicontinentales (Rivero, 1993).

Según Parnaud et al. (1995) en la cuenca oriental se ha reconocido dos provincias tectónicas: autóctona y alóctona. La primera abarca desde el eje de la cuenca hasta el Río Orinoco. Es de carácter extensional y esta conformada por fallas normales de rumbo N60°-70°E y fallas transcurrentes de rumbo N70°O, las cuales son más jóvenes en el flanco sur y afectan a los depósitos Cretácicos y Paleogenos. González de Juana (1980) dice que el conjunto de fallas normales son conocidas como fallas de gravedad, de crecimiento y sinsedimentarias, que fueron originadas por el propio peso de los sedimentos, sin tener relación alguna con fuerzas orogénicas externas. Las fallas más importantes en esta área son: Pilón, Jobo, Temblador, Tucupita, Merey-Oritupano, Guara-Leona, Mapire-Zorro y Soto-Zapatos.

La provincia alóctona se extiende desde la Falla del Pilar hasta el eje de la cuenca. Es de carácter compresional y posee los siguientes rasgos estructurales:

- Una zona triangular que corresponde localmente al frente de deformaciones de la provincia alóctona, con progresivo acuñamiento del Foredeep o Cuenca Antearco de la Formación Carapita con las secuencias Mesozoicas y Paleógena en la rampa anticlinal del Furrial. También ocurre detrás del frente de deformación, otra estructura triangular, a lo largo del Alto de Pirital.
- Grandes pliegues cilíndricos (a escala kilométrica) asociados a los corrimientos con rumbo N60°-70°E, encontrándose principalmente en la rampa anticlinal del Furrial.
- Fallas transcurrentes dextrales con dirección N50°-60°O, que separan la Serranía del Interior en áreas de evolución estructural diacrónica. Entre las más importantes se encuentran las Fallas de Urica, San Francisco y los Bajos, observándose actualmente en esta última actividad (Figura 11).

La Falla de Urica se ubica desde la zona petrolera de Tacata, siguiendo la línea fronteriza de los estados Anzoátegui y Monagas hasta el noreste de la población de Urica y su traza se pierde al sur de Barcelona. Tiene un ancho de 10 Km aproximadamente y un desplazamiento de 40 Km. (Rod et al., 1954).

Según Rosales (1967) la Falla de San Francisco comienza al norte de Cumanacoa con rumbo promedio de N65°-85°O entre Guamaguama y Río Chiquito. Tiene un desplazamiento de transcurrencia de 25 Km y activa hasta el Plioceno.

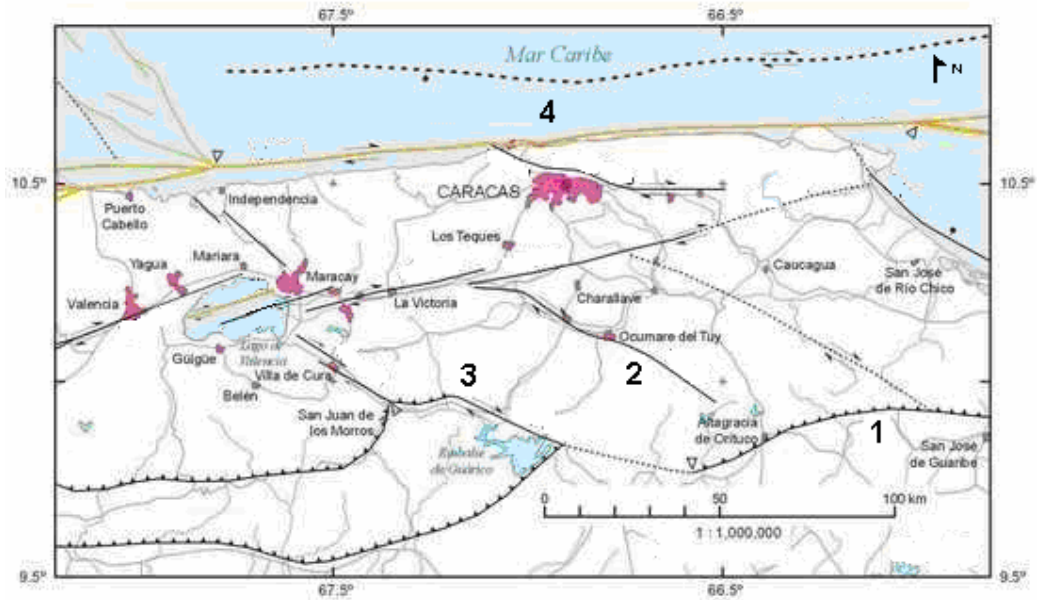


Figura 11. Principales estructuras del norte de Venezuela: 1. Corrimiento de Guárico, 2. Falla de Tacata, 3. Falla de Río Guárico, 4. Falla de San Sebastián.

## 2.4 Subcuencas

Por razones operacionales y prácticas, la Cuenca Oriental ha sido subdividida desde el este al oeste en dos Subcuencas: Guárico y Maturín. El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la Serranía del Interior hasta la Subcuenca de Maturín es el complejo de fallas de Urica. Hacia el sur son separadas las Subcuencas por el sistema de fallas de Anaco. (Di Croce, op. cit.).

### 2.4.1 Subcuenca de Guárico

Comprende el Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui (Figura 12). El flanco norte de la Subcuenca posee un marco tectónico complejo a causa que se encuentra asociado al frente de deformación del sistema de fallas de Guárico, con rocas Cretácicas y Terciarias. Por lo contrario, hacia el sur las estructuras son más sencillas, donde las depresiones estructurales conservaron rocas del Paleozoico y Jurásico, con acuíferos de secuencias Cretácicas y Terciarias (Figura 13).



Figura 12. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Guárico. (Tomado y modificado de Ensembler, 2005).

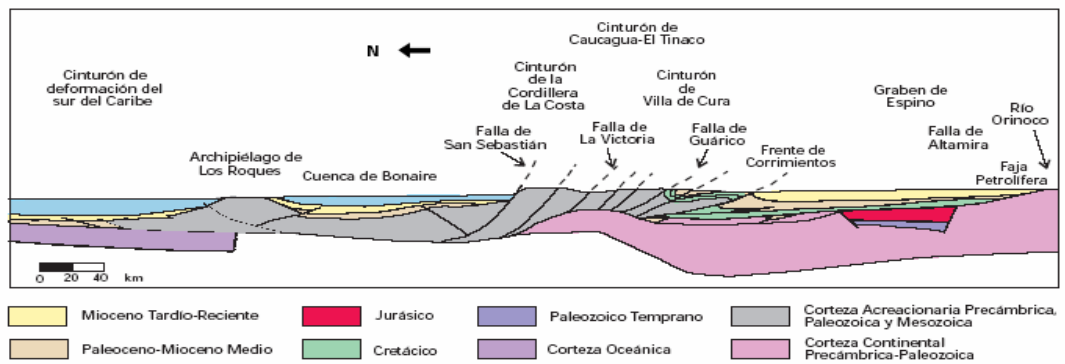


Figura 13. Corte Geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El Sector de la Cuenca Oriental que muestra el corte pertenece a la Subcuenca de Guárico. (Tomado de Schlumberger, 1997).

La roca madre se asocia a los Grupos Guayuta y Temblador, en que la principal acumulación de hidrocarburos es gasífera, aunque en descubrimientos recientes se tiene la generación de hidrocarburos parafínicos en las formaciones Roblecito y Oficina.

Los sellos lutíticos se encuentran en las Formaciones Roblecito, Chaguaramas y Oficina. Las unidades Cretácicas y Terciarias se acuñan gradualmente generando trampas estratigráficas (canales), que se combinan con trampas de tipo estructural (fallas extensionales) (Schlumberger, 1997).

Los principales campos petroleros son El Palacio, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macota.

## 2.4.2 Subcuenca de Maturín

Es la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Puede ser dividida tanto estructuralmente en dos provincias tectónicas, como estratigráficamente en tres megasecuencias sedimentarias asociadas a la evolución geodinámica vinculada con su tipo de Cuenca Foreland o Antepaís (Figura 14) (Chevalier, 1993).

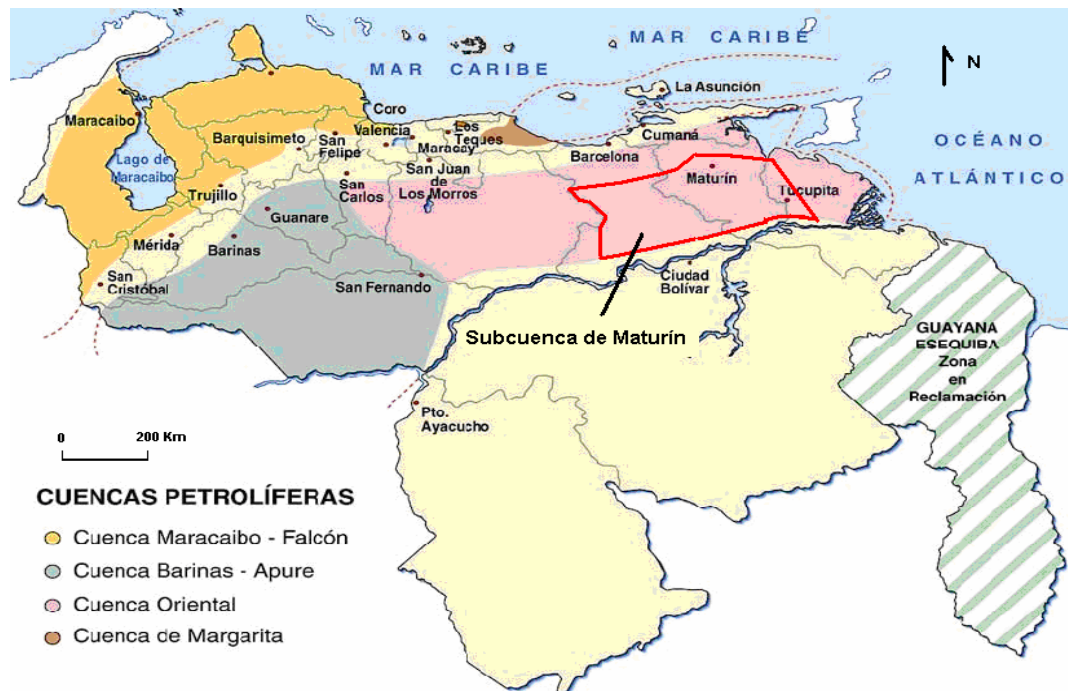


Figura 14. Ubicación geográfica de la Subcuenca de Maturín. (Tomado y modificado de Ensambler, 2005 ).

Las dos provincias tectónicas (Figura 15) se refieren a las explicadas anteriormente por Parnaud (1995) y que son referenciadas por Chevalier (op. cit.) presentando para esta zona las siguientes características:

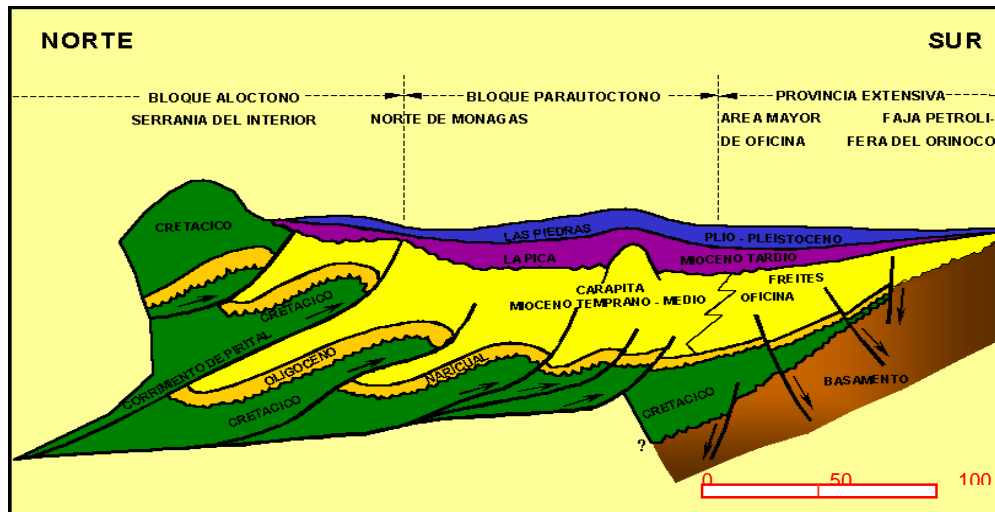


Figura 15. Modelo tectónico de la Subcuenca de Maturín (Tomado de Daal, 1991).

- **Provincia extensional (autóctona):** Se reconocen dos tipos de estructuras, unas fallas normales que cortan desde el basamento ígneo-metamórfico así como a la cubierta sedimentaria del Cretáceo y Terciario, las cuales se encuentran frecuentemente hacia la Faja Petrolífera del Orinoco permitiendo el entrapamiento del hidrocarburo a lo largo de la inconformidad del Mesozoico y Cenozoico sobre el basamento (Figura 16). Las otras son fallas lítricas sólo observada en sedimentos del Mioceno, asociadas a estructuras Roll over.
- **Provincia compresional (alóctona):** Corresponde a la zona de capas delgadas frontales desarrolladas durante la sedimentación de las lutitas pertenecientes a la Formación Carapita. Las capas más jóvenes se encuentran hacia el sur debido al transporte tectónico ocurrido desde el noroeste hacia el sureste (Figuras 14 y 15).



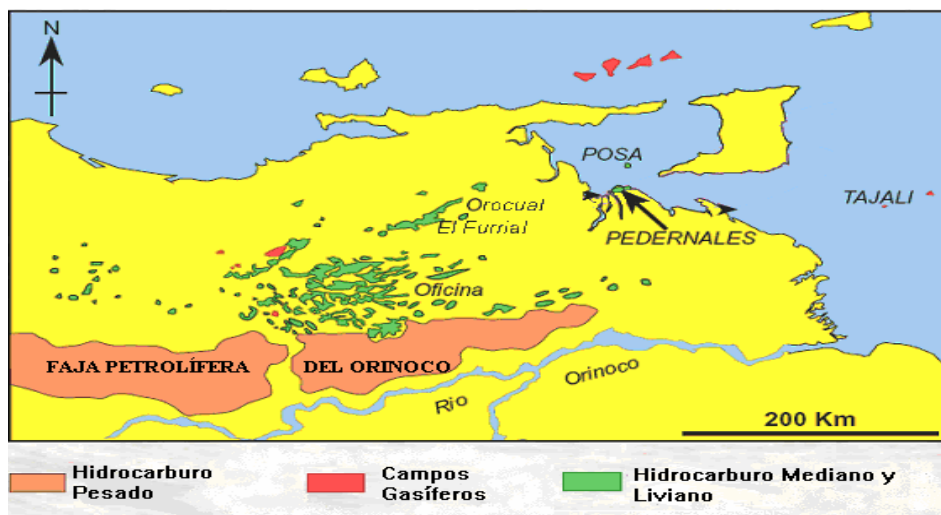


Figura 16. Zonas de acumulación y clasificación de los hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela, tomado y modificado de Duerto (2003).

La estratigrafía de la Subcuenca de Maturín puede ser diferenciada en tres períodos de acuerdo a su evolución sedimentaria: el primero corresponde al margen pasivo en el cual todos los sedimentos provienen del sur y suroeste. El segundo período es caracterizado por el levantamiento de la Serranía del Interior con una sedimentación desde el norte, donde se produjo el desarrollo de la Cuenca Foreland o Antepaís, durante el temprano y medio Mioceno. Por último, el tercer período se vincula con el relleno del basamento por sedimentos después del tectonismo. Por lo tanto, se puede definir dos dominios operacionales de las unidades estratigráficas: uno en el flanco norte que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno, siendo una espesa y compleja secuencia sedimentaria semejante a la estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental (Figura 17). El otro se ubica en el flanco sur, similar a la Subcuenca de Guárico, con el Grupo Temblador representante del Cretácico y con Terciario suprayacente (fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno), en donde los ambientes fluvio-deltáicos y marinos someros se alternan hasta su relleno final de ambientes marinos (Schlumberger, op. cit)

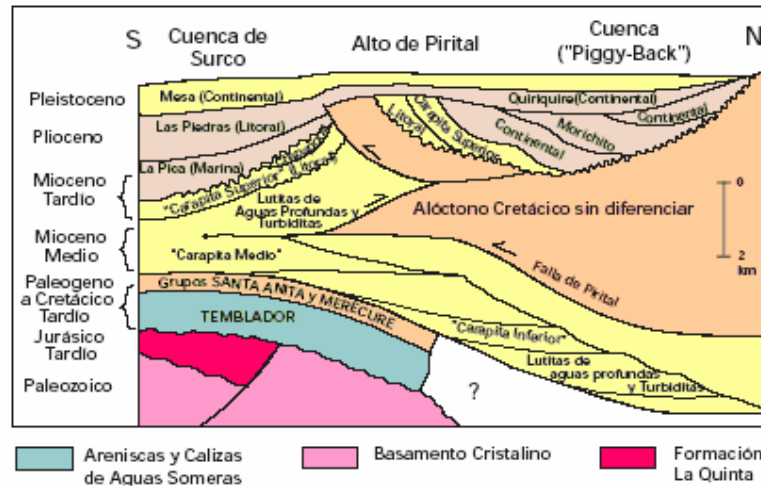


Figura 17. Sección estructural del flanco norte de la Subcuenca de Maturín. (Tomado de Schlumberger, 1997).

1. **Margen pasivo:** En el Norte de Monagas, las secuencias Cretácicas y Paleógenas son representadas por la Formación Barranquín, El Cantíl, Querecual, San Antonio, San Juan y Vidoño. Hacia el flanco sur, por la parte central de Monagas, las facies Cretácicas son de la Formación Canoa y Tigre, las cuales son más arenosas y próximas a la costa. Cabe destacar que se produjo una importante fase regresiva que originó una inconformidad regional con un hiato sedimentario durante el ciclo previo del comienzo del Neógeno
  
2. **Levantamiento de la Serranía del Interior y desarrollo de la cuenca foreland:** Se puede decir que la historia de la cuenca constituye un brusco cambio en la dinámica sedimentaria, ocurrida durante el temprano y medio del Mioceno. Existen indicadores en la inversión de polaridad de sedimentos que entran en el basamento, representados en los niveles conglomeráticos de las Formaciones Chapapotal y Cachito, y en las turbiditas de Amarilis, las cuales en el proceso del hundimiento de la cuenca, primeramente se encuentra un relleno pelítico y posteriormente la llegada del material turbidítico que indica la erosión de la Serranía del Interior. Hacia el flanco sur la Formación Carapita pasa lateralmente hacia la Formación Oficina por acuñaamiento de su secuencia sedimentaria.

**3. Serie post-tectónica del Mioceno-Plioceno:** Corresponde al relleno progresivo de la cuenca, donde continua la subsidencia, primero con sedimentos marinos y posteriormente con sedimentos continentales. Durante el Mioceno Tardío se depositaron dos secuencias cronológicamente equivalentes: la Formación Morichito (areniscas y depósitos conglomeráticos) y la Pica (areniscas y materiales pelíticos). En el Plioceno las formaciones que se originaron fueron las Piedras y Quiriquire, conformadas por lutitas y clastos, y capas de conglomerados, respectivamente. Por último se debe mencionar que durante el Pleistoceno se depositó la Formación Mesa, que se encuentra en inconformidad angular respecto a las formaciones infrayacentes mencionadas y esta principalmente conformada por conglomerados y clastos. (Chevalier, op. cit).

En la Serranía del Interior y el Norte del estado Monagas, la roca madre por excelencia esta representada por el Grupo Guayuta del Cretácico. Las unidades sello regionales para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco norte de la Subcuenca (Figura 18), son las formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Hacia el sur, los sellos de lutitas extensas se encuentran en las Formaciones Merecure, Oficina y Freites (Schlumberger, op. cit).

Los principales campos petrolíferos son: Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire, Pedernales y se incluye al límite sur a la Faja del Orinoco.

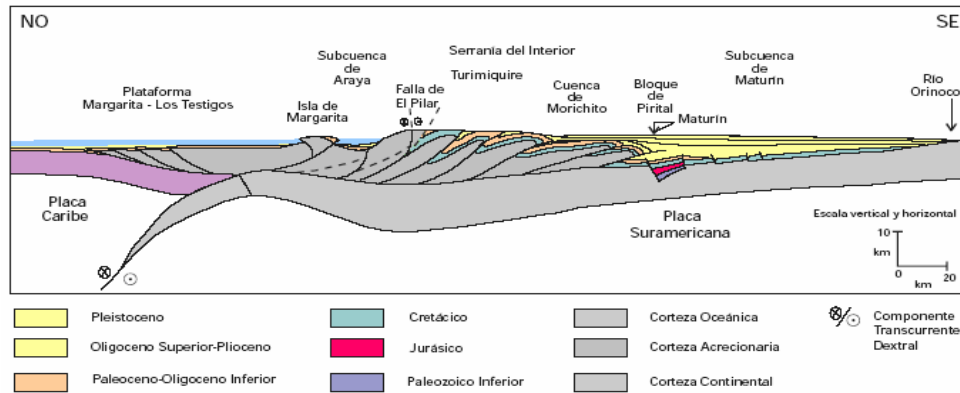


Figura 18. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco. Los frentes de corrimiento se encuentran asociados al flanco norte de la subcuenca de Maturín. (Tomado de Schlumberger, 1997).

## 2.5 Geología local

### 2.5.1 Estratigrafía Local

La columna estratigráfica del área de estudio comprende desde la Formación Hato Viejo del Paleozoico, hasta la Formación más suprayacente llamada Mesa del Pleistoceno, donde todas las secuencias sedimentarias descansan sobre el basamento igneo-metamórfico del Complejo Basal de Guayana del precámbrico caracterizado por presentar rocas ígneas y metamórficas como granito gnésico, diorita cuarcífera gnésica, entre otros, que se encuentran intensamente plegadas y erosionadas. A continuación se describe detalladamente cada una de las formaciones pertenecientes al Área Mayor de Socororo:

#### **Formación Hato Viejo (Paleozoico:Devónico)**

Se ubica en el subsuelo de la parte sur del Estado Guárico y suroccidental del estado Anzoátegui. Según Hedberg (1942) consiste principalmente de areniscas de grano fino a gruesos, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, piritica y ligeramente calcárea, de colores gris-rosado, gris y gris oscuro. Los clásticos son de origen continental y descansa discordante en el basamento de rocas Precámbricas del Escudo de Guayana y yace en forma concordante de la Formación Carrizal.

### **Formación Carrizal (Paleozoico: Devónico Superior a Carbonífero Inferior)**

Se extiende geográficamente desde el subsuelo de la parte meridional de los estados Guárico, Anzoátegui y probablemente parte de Monagas. Litológicamente está conformado por arcillitas verdosas a gris oscura, marrón o roja, maciza, parcialmente glauconítica y no calcárea, ocasionalmente contiene limolitas, areniscas y conglomerados hacia la base. Según las estructuras sedimentarias sugieren que fueron depositadas en ambiente marino (nerítico), en aguas someras y corrientes típicas de llanuras de marea. El espesor es de aproximadamente 2000 m . El contacto con las unidades Cretáceas suprayacentes (Grupo Temblador) es discordante y erosional. (Hedberg, op. cit).

### **Grupo Temblador (Cretácico)**

Esta compuesta por las formaciones Canoa y Tigre, las cuales fueron nombradas por Dusenbury (1964), para reemplazar los términos de miembros abigarrado inferior y glauconítico superior, respectivamente. Se localiza en el sur de los estados Monagas y Anzoátegui. Su sedimentación ocurrió durante el desarrollo del margen pasivo al norte de Sudamérica (Cruz,1997).

- **Formación Canoa (Aptiense – Albiense):** Para Patterson y Wilson (1953) se dispone en el subsuelo de la región meridional, central y parte septentrional de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Según Dusembury (1960), consiste de conglomerados de grano fino y areniscas de grano grueso, limolitas y arcillitas moteadas de verde, rojo, gris verdoso, amarillo y marrón que contienen restos de plantas. El espesor aproximado es de 100 m. Sinanoglu (1984) sugiere que la depositación fue en ambientes continentales, específicamente fluvial, probablemente de "point bar", en aguas llanas no-marinas "sub-arial", bajo clima árida y una topografía plana. El contacto suprayacente con la Formación Tigre es diacrónico, transicional y marca un cambio de facies continental a facies predominantemente marinas suprayacentes.

- **Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense):** Es una secuencia de areniscas masivas y limolitas de grano fino, glauconíticas grisáceas y gris verdosas, lutitas carbonáceas y fosfáticas, intercalaciones de capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris, con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Según Patterson y Wilson (1953) se sitúa en el subsuelo sur, centro y parte norte de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Presenta un espesor aproximado de 200 m. El contacto superior con la Formación Merecure es de carácter erosional y discordante. (Hedberg et al., 1947). También afirma González de Juana et al. (1980) que el contacto corresponde a un hiato sedimentario de considerable duración. Según Cabrera y Villain (1987) indica que el ambiente sedimentario de la Formación es de plataforma, que varía hacia arriba desde plataforma exterior a talud, siendo la transición entre ambos muy suaves y con pocas diferencias.

#### **Formación Merecure (Terciario: Oligoceno – Mioceno Inferior)**

Se ubica geográficamente en el subsuelo de la Subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en el Campo de Anaco. Esta secuencia es definida por Funkhouser et al (1948) como areniscas de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, que conforman aproximadamente el 50% de la formación. Presentan estratificación cruzada con variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Están intercaladas por láminas delgadas de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, con algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos.

La secuencia sedimentaria tiene un espesor aproximado de 530 m, observándose hacia la parte sur un adelgazamiento en la formación hasta acuñarse por debajo de la Formación Oficina, en los límites sur del Área Mayor de Oficina. (Funkhouser et al., 1948).

El ambiente sedimentario en el que fue depositado los sedimentos de la formación es continental fluvio-deltaico, ocurriendo su tectonismo durante el margen pasivo existente en ese tiempo. (Parnaud et. al, 1995)

Se presume que el contacto suprayacente de la Formación Merecure con la Formación Oficina es concordante. Sin embargo, para Campos et al. (1985) al noreste de Anzoátegui, subyace discordante a la Formación Las Piedras y concordante a la formación Capaya, hacia el oeste pasa por transición lateral a la parte inferior de la formación Chaguaramas; el contacto inferior de la unidad, a pesar de la aparente concordancia sobre la Formación Caratas representa un Hiatus.

Se debe tener presente que tanto la Formación Merecure como la Formación Oficina representan las principales unidades productoras de hidrocarburos en la cuenca Oriental.

#### **Formación Oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio)**

Se extiende en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del Campo Cerro Pelado. Definida por Hedberg et al. (1947) como intercalaciones de lutitas de colores grisáceos oscuro con areniscas y limolitas interestratificadas, de colores claros y granos de fino a grueso.

El contacto suprayacente de la Formación es concordante con la Formación Freitas. También se sabe que la Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas (González de Juana, 1980.).

El espesor de la Formación Oficina es variable produciéndose un aumento desde los bordes de la cuenca hacia su eje: en Temblador entre 220-275 m, en el Área Mayor de Oficina entre 600-1400m, en Anaco más de 2000 m y en Anzoátegui nororiental 1000 m .

Según González de Juana (op cit), considera que el ambiente de sedimentación de la Formación Oficina es continental-transicional, específicamente en un inmenso complejo fluvio-deltaico, siendo comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de río (Figura 19). Aunque para otros autores, como Campos et al. (1985) establecen que la Formación Oficina del norte del Corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

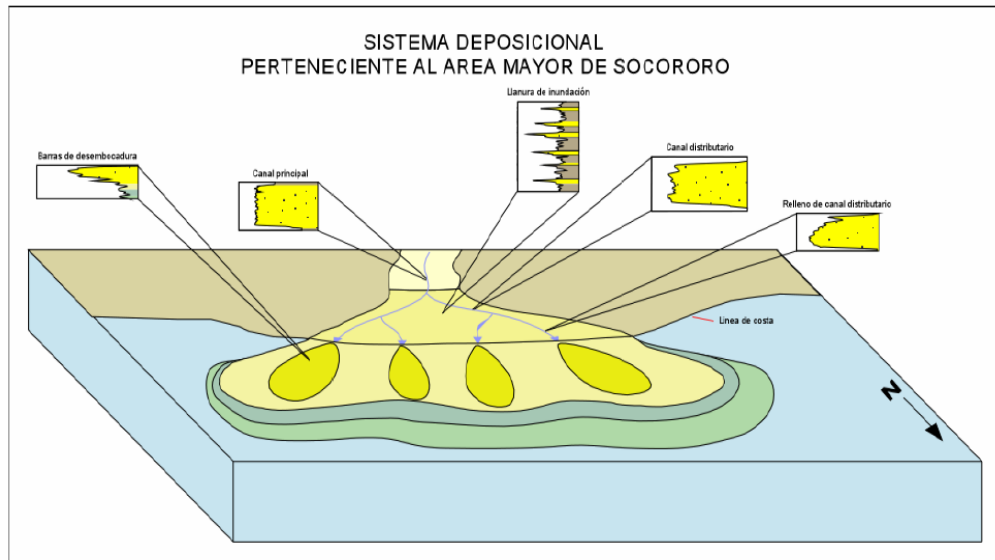


Figura 19. Ambiente deposicional de la Formación Oficina. (Tomado del Plan de desarrollo del Área Mayor de Socororo, 2002)

En el norte del Área Mayor de Oficina, se define a la Formación Oficina como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma. (Campos et al., 1988)

Cabe destacar que aparte de ser uno de los principales yacimientos petrolíferos de la Cuenca Oriental, las lutitas han sido consideradas por Hedberg (1950) y Mendez (1985), como posible roca generadora de hidrocarburos.

### **Formación Freites (Terciario: Mioceno medio a Mioceno Tardío Basal)**

Es reconocida en el subsuelo de todo el flanco sur de la Subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco. Funkhouser *et al.* (1948) afirmaron que aflora



en los domos de Santa Ana y San Joaquín del área de Anaco y en una faja amplia al oeste del campo Santa Ana y al norte hasta Aragua de Barcelona. Litológicamente se divide en tres intervalos a causa de su ambiente de sedimentación, siendo tanto la parte inferior como superior, marino somero observándose la presencia de areniscas, en contraste con la parte media y mayor de la unidad, esencialmente lutítica fosilífera de ambiente de aguas algo más profundas. La Formación Freites representa la primera evidencia regional de transgresión marina somera, sin restricciones. (Hedberg et al., 1947)

Según González de Juana (1980) el espesor varía entre 275 y 1000 m, aumentando sus valores hacia el eje de la cuenca. Su contacto suprayacente con la Formación Las Piedras es concordante y se identifica con el tope del más alto nivel marino. (Hedberg et al, 1947).

Las lutitas y arcillas de la Formación Freites constituyen un sello regional de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina, específicamente en el Área Mayor de Oficina. También contienen arenas productoras hacia la parte inferior del área.

### **Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío - Plioceno)**

Geográficamente se localiza en el subsuelo hacia el este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la faja petrolífera. La formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. Para González de Juana (op. cit.) está conformada principalmente por sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas y limonitas, más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos, de colores gris claro a verdoso. También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. Parnaud et al., (1985) establece que la formación fue depositada en ambientes continentales y marinos poco profundos, que desarrollaron el “Foredeep” en el período Plioceno-Pleistoceno.

El espesor de la Formación Las Piedras alcanza su máximo valor a lo largo del eje de la Subcuenca de Maturín y se adelgaza hacia los flancos, más rápidamente hacia el norte que hacia el sur, estando comprendido sus espesores entre 305 -1525 m, aproximadamente.

La Formación Las Piedras infrayace en gran parte de su extensión a la Formación Mesa con un contacto aparentemente concordante y transicional. (González de Juana, op. cit).

### **Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno)**

Hedberg y Pyre (1944) otorgaron este nombre a la Formación debido a que cubre las extensas mesas fisiográficas características en la parte oriental de la cuenca oriental de Venezuela. Se ubica por los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, encontrándose algunos afloramientos en los estados Sucre y Bolívar.

Litológicamente consiste en arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerados ferruginosos a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; también contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y limolitas (González de Juana, 1946).

Para González de Juana et al. (1980) establece que en términos generales el espesor de la Formación Mesa disminuye de norte a sur, como resultado en el cambio de la sedimentación fluvio-deltáica, en cambio desde el este hacia el oeste aumenta, por el avance de los sedimentos deltáicos. El espesor máximo de 275 m se encuentra hacia la Mesa de Maturín, mientras que en el Estado Bolívar rara vez llega a los 20 m.

En la Figura 20 se muestra la columna estratigráfica correspondiente al Área Mayor de Socororo.

### **2.5.2 Rasgos Estructurales Locales**

Según estudios realizados por PetroUCV y presentados en el Plan de Desarrollo del AMS 2002-2021 (2001), establecen que estructuralmente el Área Mayor de Socororo es un monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento regional de 2-3° hacia el norte. Debido a esfuerzos extensivos originaron un sistema de fallas normales con dirección NO-SE, aproximadamente paralela al buzamiento regional, al cual pertenece la Falla de Cachicamo. Esta es la estructura principal del área, que tiene una magnitud de salto de (120-180 pies), llegando a construir barreras para el entrapamiento de hidrocarburos al combinarse con fallas de ajuste secundarias.

Existe otro sistema de fallas importantes en el área que es responsable de la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos en los campos Socororo y Caricari, tiene una dirección preferencial NO-SE, siendo mas o menos perpendicular al anterior.

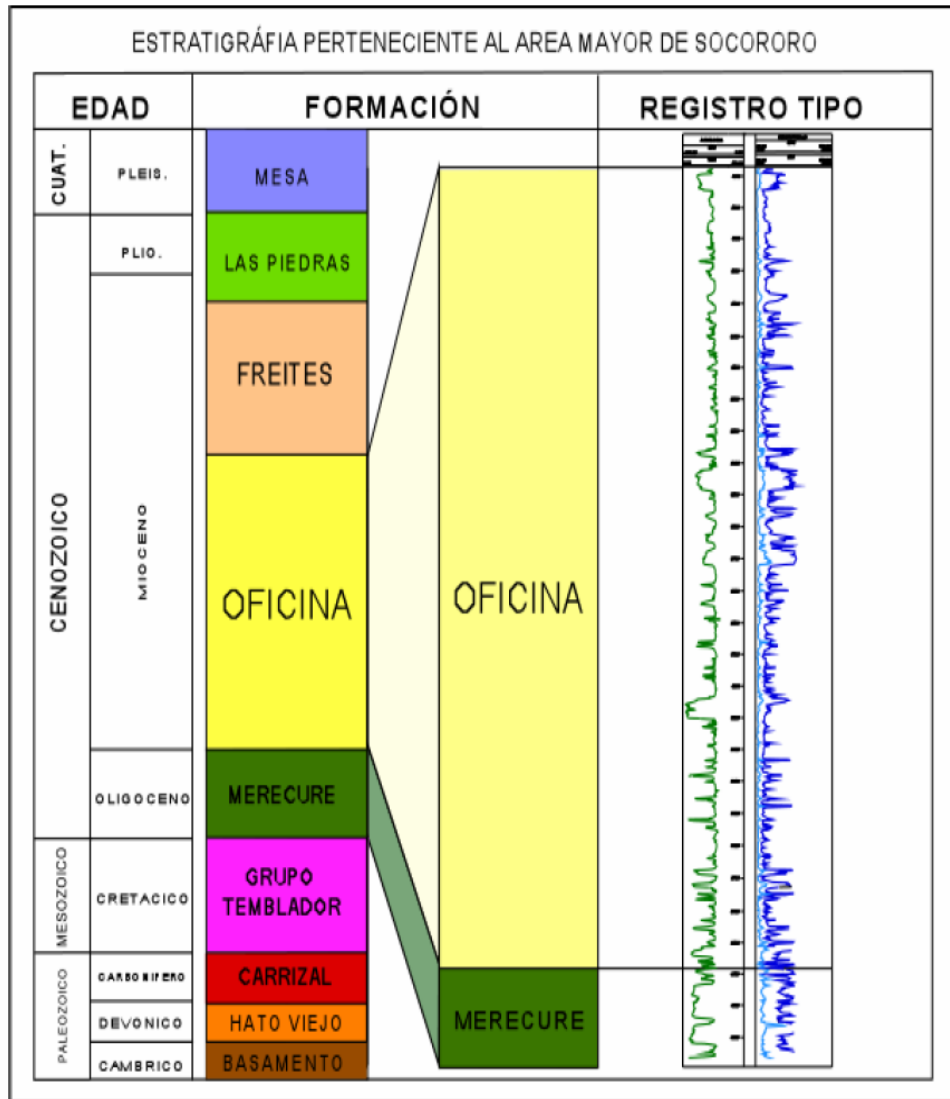


Figura 20. Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo (Tomado del Plan de desarrollo del AMS, 2001).

## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

La interpretación de datos sísmicos basado en el análisis estructural, consiste en estudiar la geometría de los reflectores de las secciones sísmicas con la finalidad de definir estilos estructurales, que sirven para limitar posibles yacimientos de hidrocarburos. Con el objeto de entender el significado físico de los eventos contenidos en las secciones sísmicas, se debe realizar una correlación de la data sísmica con los registros de pozos y se hace a través del sismograma sintético, que a su vez necesita precisar el modelo convolucional que trata de establecer con exactitud los reflectores de las secciones sísmicas.

#### **3.1 Modelo Convolucional**

Esta referido al modelo unidimensional de la traza sísmica al paso de un frente de ondas plano viajando en sentido vertical descendente a través del subsuelo. A medida que el frente de ondas profundiza, se encuentra con cada interfase la cual es representada en la traza sísmica por un pulso. Parte de la energía del frente de ondas se refleja y otra parte es transmitida al segundo medio continuando su descenso hasta la siguiente interfase.

El modelo convolucional queda descrito entonces como la convolución entre la serie de reflectividad de la tierra y la forma de la onda u ondícula (la cual esta dada por la fuente de energía utilizada para generar el frente de ondas) sumado a una componente de ruido.

De esta manera el modelo convolucional queda descrito por la siguiente ecuación (Ec. 1):

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t); \quad (\text{Ec. 1})$$

donde:  $s(t)$ : traza sísmica

$w(t)$ : ondícula

$r(t)$ : reflectividad de la tierra o serie de coeficientes de reflexión

$n(t)$ : ruido

Según Diamont (1996), el modelo más sencillo y común utilizado para explicar a la traza sísmica es el modelo convolucional, que considera un frente de ondas plano (ondas P) incidiendo y reflejándose verticalmente en interfaces horizontales, siendo la operación matemática convolución capaz de sintetizar el viaje a través de la tierra de una ondícula que permanece invariante con el tiempo.

La onda reflejada tiene la misma forma de onda, que está asociada a la fuente de energía que se utilizó para generarla, pero se encontrará multiplicada por el coeficiente de reflexión respectivo.

### **3.2 Series de coeficientes de reflexión**

La serie de coeficientes de reflexión es uno de los conceptos físicos fundamentales en el método sísmico. Cada coeficiente de reflexión puede ser descrito como la respuesta de la ondícula sísmica al cambio de la impedancia acústica en el interior de la tierra. La serie de coeficientes de reflexión representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos en el subsuelo por lo que constituyen el modelo geológico del mismo.

De manera algebraica, la conversión de impedancia acústica a coeficiente de reflexión implica dividir la diferencia de las impedancias acústicas por la suma de las mismas (Ec. 2). Esta diferencia es conocida como coeficiente de reflexión en una interfase entre dos capas.

La ecuación representativa al coeficiente de reflexión está descrita a continuación:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} ; \quad (\text{Ec. 2})$$

donde:  $r$  : coeficiente de reflexión

$\rho$  : densidad

$V$  : velocidad compresional u de onda P

$Z$  : impedancia acústica

y la capa  $i$  suprayace a la capa  $i + 1$

### 3.3.1 Muestreo de los coeficientes de reflexión

Existen dos tipos diferentes de métodos para el muestreo de los coeficientes de reflexión: integración y antialias. Ellos se encargan de prevenir la pérdida de información a la hora de generar a los coeficientes de reflexión, debido a que cuando se graba el registro sísmico es muestreado muy densamente y típicamente cada 0.5 pies, mientras que los coeficientes de reflexión en el dominio del tiempo tiene muestra cada 1 ms, por lo tanto se incluye varias muestras del registro sísmico por cada valor de coeficiente de reflexión (Schlumberger, 2004). A continuación se describen los dos algoritmos:

#### **Integración**

Utiliza un algoritmo que acumula la energía de la impedancia acústica para todos las muestras en profundidad del registro sísmico que caen entre dos muestras adyacentes de los coeficientes de reflexión en tiempo. Este método es más intuitivo desde un punto de vista geológico (Schlumberger, 2004).

#### **Antialias**

También conocido como método de sobremuestreo, como su nombre lo indica sobremuestra la entrada inicial de la data usando inicialmente un mayor detalle de incremento (calculado a partir de la sección más rápida del registro) para asegurar que al menos una muestra en tiempo ocurre entre cada par original de muestras del registro adyacentes. Después de convertir este registro a tiempo es remuestreado para una tasa más tosca en el dominio de la frecuencia usando un filtro antialias. Un resultado de esta técnica es que la serie de coeficiente de reflexión muestra el efecto del filtro antialias por la adición de al lado de lóbulos de coeficientes de reflexión, consistente con la función seno para el objetivo de la

tasa de muestreo. Además, este artificio es mas correcto para un punto de vista de señales de procesamiento (Schlumberger, 2004)

### **3.3 Resolución Vertical**

La resolución sísmica vertical es una representación del mínimo espesor apreciable en la sísmica entre dos interfases litológicas diferentes y consecutivas. La resolución está relacionada con la longitud de onda, la cual a su vez está relacionada con la velocidad de propagación de la formación y de la frecuencia dominante.

La longitud de la onda esta definida por la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{V}{f}; \text{ (Ec. 3)}$$

Donde  $V$  : Velocidad Intervállica

$f$  : frecuencia dominante

Por otra parte, cuando se considera la longitud de onda aparente ( $\lambda$ ) para una ondícula teórica de tipo Ricker, la resolución vertical esta definida por  $\lambda/4$ .

Es por esto que se define a la resolución sísmica vertical según la siguiente ecuación:

$$\text{Espesor de Entonación=Resolución sísmica} = \frac{\lambda}{4} = \frac{V_{\text{int}}}{4f_{\text{dom}}}; \text{ (Ec. 4)}$$

El efecto de la resolución sísmica se muestra en el modelo sintético de acuñamiento (Figura 24).



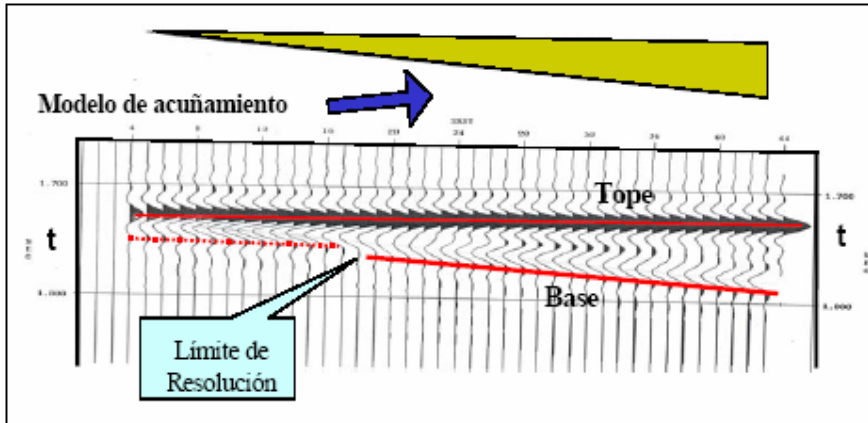


Figura 21. Modelo sísmico donde se observe el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.

La velocidad intervállica esta definida como el tiempo que tarda un frente de ondas sísmico en pasar a través de dos capas adyacentes, y está definida por la siguiente ecuación:

$$V_{\text{int}} = \frac{2000 * (TopeA - TopeB)}{TiempoA - TiempoB}; \text{ (Ec. 5)}$$

### 3.4 Sismograma Sintético

Se define como la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo mediante el empleo de los registros sónico y de densidad que sirven para determinar los coeficientes de reflexión (R) correspondientes para cada profundidad. (Schlumberger, 1984).

Las secciones sísmicas se representan en tiempo doble de viaje sísmico, es por ello que se necesita realizar la conversión profundidad-tiempo, para esto se utiliza una herramienta llamada tiros de verificación sísmica (check shot), que se efectúan con el objeto de medir los tiempos de viaje del pulso sísmico desde la superficie hasta diversas profundidades, generalmente en cambios litológicos importantes. El resultado es una tabla de valores de tiempo-profundidad, que una

vez verticalizados y junto con el registro sónico, va a permitir calcular con precisión la conversión tiempo-profundidad. (Schlumberger1984).

### **3.4.1 Registro Sónico**

Es una herramienta de pozo que mide la velocidad del sonido en la formación geológica. Se realiza a través de la medición del tiempo de tránsito de la onda cónica producida por refracción crítica en la formación geológica, donde el inverso de ese tiempo representa la velocidad de propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo a la profundidad en que se efectuó la medición. Su frecuencia de muestreo depende de la resolución vertical de la herramienta.

La curva de velocidad se obtiene a partir del registro sónico, el cual viene expresado en unidades de microsegundos por pie ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ), por lo que su inverso multiplicado por una constante de conversión, se transforma en velocidad expresada en metros por segundo ( $\text{mts}/\text{seg}$ ) (Schlumberger, 1984).

A nivel general la herramienta utilizada para obtener la curva sónica contiene un emisor de ondas sísmicas y un par de receptores que son colocados en dos tipos de espaciamiento (Figura 21): el corto que varía entre 3-5 pies y el lejano entre 8-12 pies. Cuando un pulso de corriente o voltaje es aplicado al transmisor, éste genera un pulso de presión corto y oscilatorio a una frecuencia de alrededor de 25 Hz, en el lodo de perforación. Con ello inicia seis diferentes tipos de ondas viajando hacia los extremos del hoyo: dos ondas refractadas (compresional y de cizalla) a través de la formación, dos ondas directas a lo largo de la herramienta y del lodo, y dos ondas superficiales (Rayleigh y Stoneley) por medio de la pared del hoyo.

Las herramientas sónicas estándar miden sólo el tiempo de viaje de las ondas compresionales, esto se consigue pulsando una vez el transmisor y un circuito electrónico mide el tiempo hasta la primera incursión negativa de la llegada compresional en el receptor más cercano. El transmisor se vuelve a pulsar

y el circuito mide el tiempo hasta el receptor lejano, siendo la diferencia de tiempos computada y dividida por la separación entre los receptores. El resultado es presentado en un registro como tiempo de tránsito en la formación en microsegundo por pie ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ).

A continuación se presenta las principales velocidades sónicas y tiempos de tránsito para diferentes materiales, las cuales dependen de la litología y porosidad de la formación:

Tabla 4. Velocidades y tiempos de tránsito de los principales tipos de rocas. (Tomado de Schlumberger, 1984).

<b>Material</b>	<b>Velocidad (m/seg)</b>	<b><math>\Delta t</math> (<math>\mu\text{seg}/\text{pie}</math>)</b>
Anhidrita	6100	50
Arenisca	3200-5500	95-55.5
Caliza	5000-7000	61-43.5
Dolomita	5500-7500	55.5-40.5
Sal	460	66.7

### 3.4.2 Registro Densidad

El registro de densidad es una herramienta de pozo que mide la densidad de los electrones en la formación, expresada en gramos por centímetro cúbico. Está conformada de una fuente química que emite rayos gamma y de un detector sellado que registra y mide la atenuación de los mismos a través de la formación. El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación.

La fuente y los receptores son posicionados en una barra de aproximadamente 3 pies de largo (Figura 22), que es forzada contra la pared del hoyo por un brazo hidráulico. Los rayos gamma son emitidos continuamente por la fuente los cuales son canalizados dentro de la formación, sufriendo múltiples colisiones contra los electrones originándose con ello gran pérdida de energía. La cantidad de rayos gamma que llegan a los receptores son indicadores de la

densidad de la formación, debido a que el número de colisiones es una función directa de la densidad electrónica y por lo tanto de la densidad de formación. (Schlumberger, 1984).

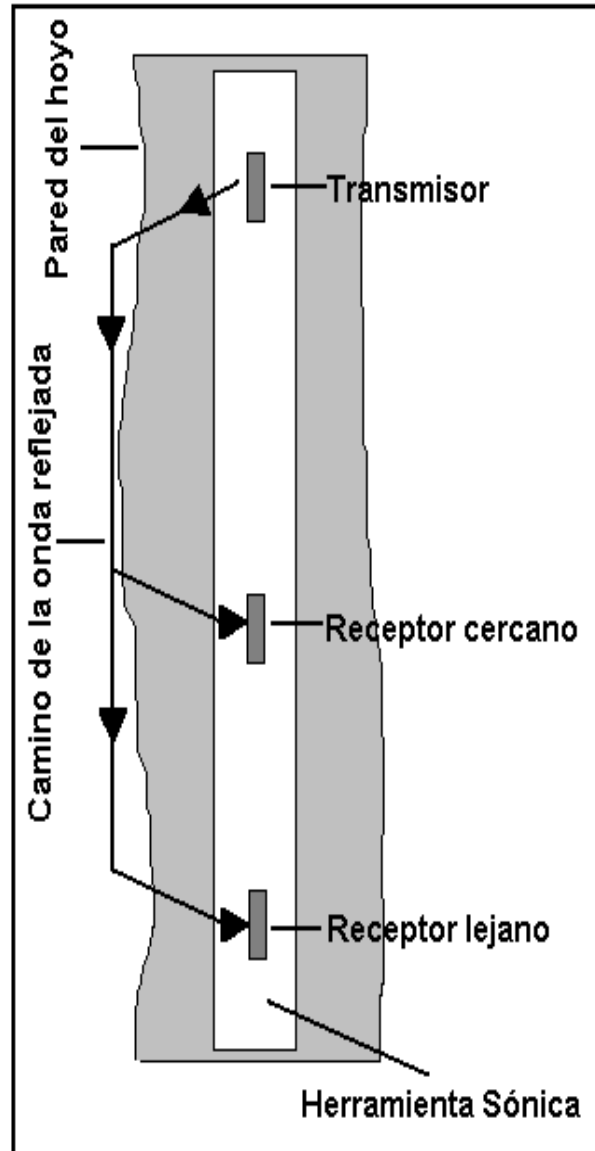


Figura 21. La herramienta sónica.

Algunas densidades típicas para diferentes minerales y rocas son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 5. Principales densidades de rocas y minerales. (Tomado y modificado de Schlumberger, 1984).

Tipo de Matriz	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )
Anhidrita	2.97
Arenisca	2.65
Calcita	2.71
Caliza	2.92
Cuarzo	2.64
Dolomita	2.87
Sal Halita	2.03

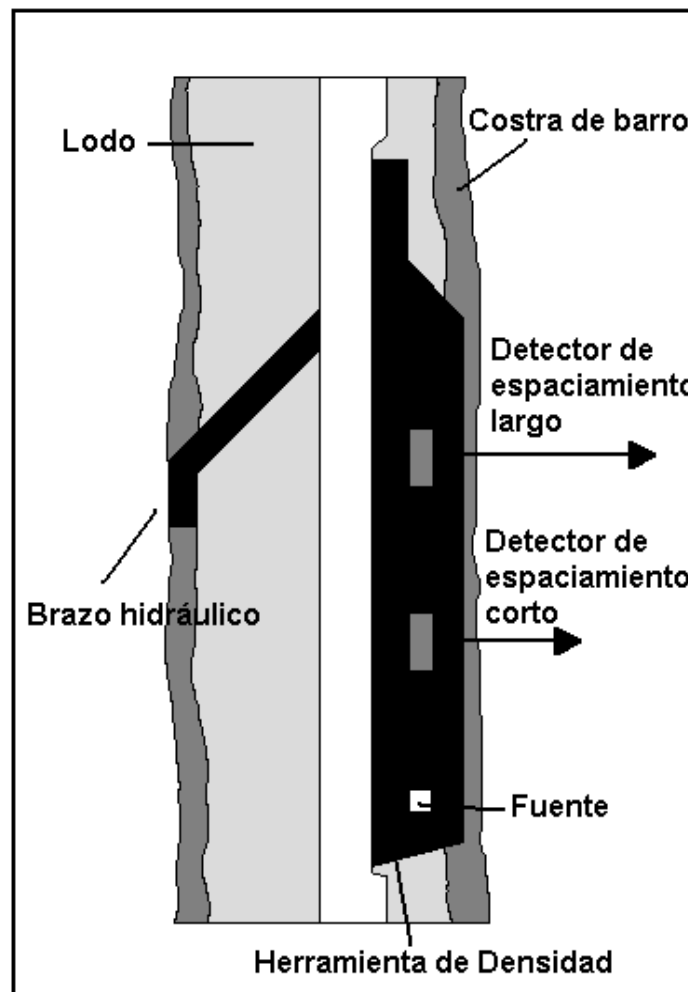


Figura 22. La herramienta de densidad FDC.

### **3.4.3 Tiros de Verificación Sísmica (Check Shots)**

Es una técnica en la que se tiene una fuente sísmica de ondas compresionales fija en la superficie y una sonda (herramienta de pozo o well seismic tool) con un conjunto de receptores dentro del pozo (Figura 23). Para una profundidad dada de la sonda, se obtiene un registro sísmico en el cual se mide el tiempo de viaje de las ondas primarias desde la fuente hasta el receptor, generándose así una curva de tiempos de viaje de la onda a través del subsuelo. Para fijar el tiempo cero de referencia se coloca un receptor junto con la fuente el cual va a recibir instantáneamente el pulso una vez efectuado el disparo. El procedimiento se repite para varias profundidades de la sonda.

Sus principales aplicaciones son obtener la función de conversión de tiempo a profundidad para las secciones sísmicas de reflexión y calibrar los registros sísmicos, debido a que la generación del sismograma sintético a partir de estos registros puede introducir un error en el tiempo de viaje de la onda sísmica causados por ruidos y distorsiones originados por los saltos de ciclos, efectos de invasión de lodo en las formaciones, rugosidad del pozo o problemas con la herramienta.

También hay que tomar en cuenta que el registro sísmico presenta limitaciones a la hora de identificar intervalos con inversión de velocidad, así como cambios abruptos en la densidad y velocidad de la roca que se encuentre a una distancia considerable de la herramienta. De esta manera el estudio de los tiros de verificación permite corregir las imprecisiones registradas por el registro sísmico, permitiendo la efectiva correlación de aquellas zonas cuestionables y determinando los intervalos de velocidades entre las formaciones de interés (Brewer, 2002).

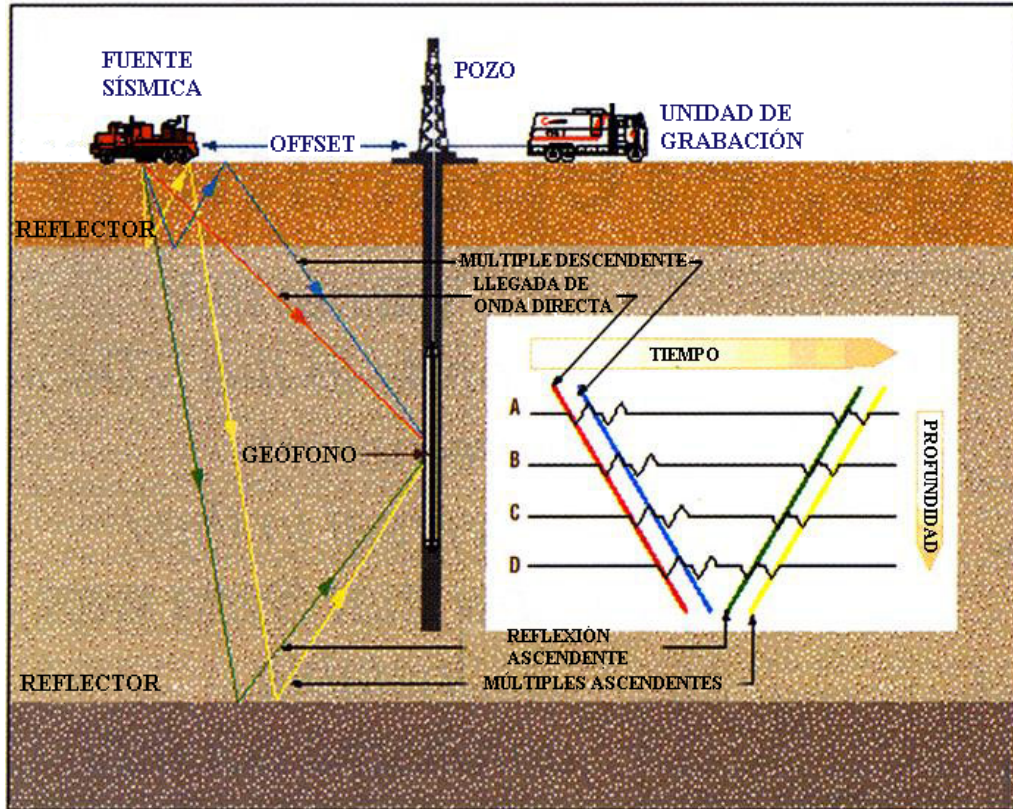


Figura. 23. Operación de sísmica de pozo para registros de verificación sísmica o Checkshots.

Una vez conocidos todos los elementos necesarios para generar el sismograma sintético como los son los registros sísmicos, registros de densidad y tiros de verificación sísmica se deben considerar una serie de aspectos antes de generar el sismograma sintético.

En primer lugar se debe realizar por medio de los registros sísmicos una conversión continua y precisa de tiempo-profundidad, asegurándose de estar libre de ruidos y distorsiones producidos por saltos de ciclos, efectos de invasión de lodo en las formaciones, rugosidad del pozo, entre otros, así como los efectos de dispersión (velocidad de la onda sísmica varía a medida que cambia la frecuencia) los cuales causan alteraciones en la curva de tiempo de tránsito sísmico.

Es por ello que se utilizan los tiros de verificación sísmica los cuales van a calibrar y corregir a los registros sísmicos con la finalidad de ser eliminados todos estos inconvenientes para así obtener una respuesta sintética coherente. Por medio de los tiros de verificación sísmica se construye una tabla de valores exactos de tiempo-profundidad los cuales deben coincidir con la integración del registro sísmico para cada profundidad correspondiente. De no ser así se debe corregir hasta que la tabla de tiempo-profundidad entre los dos registros se encuentre totalmente de acuerdo.

La corrección del registro sísmico se realiza mediante la curva de calibración que constituye la diferencia entre la curva de tiempo de los disparos sísmicos y la curva de tiempo obtenidos integrando el registro original. En la curva de corrección se pueden obtener valores tanto positivos como negativos. Los primeros indican que el tiempo de tránsito medido son inferiores a los valores reales por lo que es necesario aumentarlo, siendo esta corrección un aumento del área bajo la curva del tiempo en la zona de corrección positiva. Por lo contrario, cuando se obtiene valores negativos representa valores de tiempo de tránsito mayores a los valores reales por lo que es necesario bajar el valor del tiempo y reducir el área bajo la curva hasta que el tiempo integrado sea igual al del tiempo sísmico.

Al instante que el registro sísmico este calibrado, se genera la conversión continua tiempo – profundidad integrando el registro sísmico cada medio pie hasta la profundidad total del pozo.

Posteriormente y a partir de los valores obtenidos de los registros de sísmico corregido y de densidad, se calculan los coeficientes de reflexión, descrito previamente en este capítulo (Ec. 2), los cuales representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos del subsuelo constituyendo así el modelo geológico del mismo.



Finalmente para generar el sismograma sintético se debe realizar la convolución entre la serie de coeficientes de reflexión y la ondícula. Esta ondícula es la mejor representación del pulso sísmico generado por la fuente, por lo cual puede ser una ondícula extraída de la data sísmica o teórica, siendo la mas utilizada la de tipo Ricker variando en ella el contenido de frecuencia.

Es importante destacar que en la elaboración del sismograma sintético se debe contar con los datos de profundidad final del pozo, topes geológicos, elevación de la mesa rotatoria, datos de desviación y las coordenadas del pozo en evaluación.

Gracias al sismograma sintético se puede interpretar con mayor facilidad y seguridad a las secciones sísmicas, debido a que la sísmica obtenida es muy precisa, ya que se obtiene a partir de mediciones hechas a escasos centímetros de las formaciones, derivando en ello una imagen muy real del subsuelo. Sus aplicaciones radican en los siguientes aspectos:

- Conversión exacta y continua de tiempo sísmico en profundidad.
- Identificación y correlación de eventos sísmicos tanto de múltiples como primarios.
- Correlación de la información sísmica con los registros de pozos.
- Correlación de los buzamientos con la sísmica.
- Comparación de la amplitud sísmica verdadera del procesamiento, tanto de primarios como múltiples, con la amplitud balanceada de las secciones sísmicas.

### **3.5 Atributos Sísmicos**

El contraste de impedancias acústicas entre capas adyacentes generan reflexiones en las diferentes interfases del subsuelo. En la amplitud de estas reflexiones se encuentra contenida una gran cantidad de información necesaria para optimizar la caracterización de los yacimientos. Dichas amplitudes responden

principalmente a cambios en las propiedades de la roca, como densidad, velocidad y litología, así como a cambios en las propiedades de los yacimientos como la mineralogía o contenido de fluidos, o a cambios en la geometría de la interfase entre las capas como fuertes buzamientos, fallas o fracturas.

Los atributos sísmicos son medidas específicas, geométricas, cinemáticas, dinámicas o rasgos estadísticos derivados de los datos sísmicos. Estas medidas son basadas generalmente en estimaciones de amplitud, fase y frecuencia (Chen y Sidney, 1997). En líneas generales, el principal objetivo de la generación de los mapas de atributos es establecer una relación, cualitativa y cuantitativa, entre las propiedades petrofísicas del subsuelo y las respuestas a los eventos estructurales observados a partir de la sísmica.

En un análisis cuantitativo el objetivo es hacer predicciones numéricas de la zona de interés sobre las propiedades físicas del subsuelo a partir de la sísmica, mientras que en el análisis cualitativo el objetivo radica en identificar eventos estructurales de interés.

La traza sísmica convencional puede ser tratada como una señal analítica dependiente del tiempo, con una parte real y una imaginaria, siendo únicamente detectada la parte real, mientras que la parte imaginaria estaría representada por la transformada de Hilbert de la parte real. Bajo esta premisa se puede expresar a la traza sísmica observada como:

$$f(t) = R(t) \cos \theta(t); \text{ (Ec. 6)}$$

Según Taner (2001) existen dos grandes categorías en las que se pueden clasificar los atributos: geométricos, los cuales están calculados a partir de la continuidad de la reflexión y son empleados para interpretación estructural y estratigráfica; y los físicos, los cuales están determinados a partir de la información contenida en el frente de ondas propagante y su aplicación esta definida para extrapolar características litológicas.

Existen tres tipos de mapas de atributos generados con mayor frecuencia como son:

- Basados en Superficie: provienen de la data sísmica sobre un horizonte o dentro un rango de valores alrededor del mismo, representando variaciones a lo largo de una superficie en particular.
- Basados en Volumen: describen cambios dentro de un intervalo específico, bien sea entre dos o mas horizontes o en una ventana de tiempo.
- Basados en el Grid: son producto de la interpretación sísmica de los reflectores asociados a eventos estructurales entre los que se incluyen: buzamiento (Dip), mapas de curvatura, rumbo (Azimut), intensificación de bordes (Edge enhancement) y de iluminación artificial.

A continuación se describen los atributos extraídos de la data sísmica, los cuales pueden ser generados sobre una superficie o un volumen:

### **3.5.1 Amplitud Sísmica**

La amplitud de la reflexión depende de los parámetros densidad y velocidad y por ende de la impedancia acústica, pudiéndose correlacionar con la geología. Estos parámetros dependen de la litología, porosidades, tipo de fluido, saturación, presión de poro, etc. (Landmark, 1999). Sin embargo existen otros factores que ocasionan cambios en la amplitud sin estar vinculados con las características de las rocas, entre los cuales se encuentran el grado de acoplamiento y potencia de la fuente, el arreglo y la sensibilidad de los reflectores, la divergencia esférica, la absorción y el ruido entre otros (Sheriff, 1977).

Este atributo registra el valor de la amplitud de la traza a un horizonte en tiempo, previamente interpretado, y su principal aplicación radica en la identificación de los puntos brillantes o Bright Spots.

### 3.5.2 Amplitud Instantánea

Es la envolvente de la traza sísmica, en donde para un instante de tiempo es calculada como la raíz cuadrada de la energía total de la onda sísmica en ese instante. Puede tener su máximo valor en puntos de la fase que no pertenecen a un pico o un valle de la traza real.

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)}; \text{ (Ec. 7)}$$

Entre sus principales usos se destacan la identificación de puntos brillantes y de reflexiones planas que pueden indicar el tipo de contenido en las rocas o contactos de agua, detección de fallamientos o rasgos depositacionales, así como al observarse variaciones en el valor de la amplitud instantánea puedes ser indicativo de cambios litológicos o acumulaciones de hidrocarburos.

### 3.5.3 Fase Instantánea

Esta definida como la fase de la traza compleja y describe el ángulo entre la traza y su transformada de Hilbert para un tiempo dado:

$$\theta(t) = \tan^{-1} [h(t)/f(t)]; \text{ (Ec. 9)}$$

La fase instantánea es independiente de la intensidad de la reflexión, por lo tanto puede resaltar la continuidad de un evento si la señal presenta ruido. Su valor es siempre un número entre -180 y 180. Por otro lado es también la descripción del ángulo de la fase en cualquier instante a lo largo de la traza sísmica.

Se utiliza para mostrar continuidad a lo largo de los reflectores débiles, así como para la identificación de fallas y eventos estructurales buzantes. Se utiliza también para mostrar patrones depositacionales, acuñaientos, discordancias angulares, terminaciones de eventos con distinto buzamiento.

### 3.5.4 Frecuencia Instantánea

Al igual que la fase instantánea, es un valor asociado a un instante de tiempo. Es una medida de la pendiente de la fase de la traza y es obtenida tomando la derivada de la fase:

$$w(t) = \frac{d\theta(t)}{dt}; \text{ (Ec. 10)}$$

La frecuencia de un evento compuesto por un número de reflexiones cambiara gradualmente a medida que la secuencia de estratos cambia en espesor o litología.

Entre las principales aplicaciones de este atributo se encuentra que resalta los eventos débiles, así como la estimación de la atenuación sísmica.

## 3.6 Atributos Estructurales

Los atributos calculados a partir de la configuración y continuidad de la reflexión también son definidos como atributos sísmicos estructurales. Este tipo de atributos, están enmarcados dentro de las propiedades que reflejan fenómenos físicos explicables. La extracción de estos atributos permiten en función de la forma de la ondícula, evaluar las posibles tendencias de fallas, alineaciones y anomalías estructurales que no son fáciles observar o no son bien definidas por los mapas estructurales en tiempo. Existen tres tipos fundamentales de atributos estructurales: atributos de Rumbo (Azimut), Buzamiento (Dip) y de Segunda Derivada (Edge).

### 3.6.1 Atributos de Rumbo (Azimut)

Muestra la dirección de la máxima pendiente. El mapa de rumbo se construye comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en

direcciones ortogonales entre sí. Se establece un plano entre tres puntos y el plano tendrá la dirección del buzamiento en grados. (Landmark,1999).

El cálculo de la dirección de máxima pendiente para este tipo de mapa se hace a través de la siguiente fórmula:

$$\text{AZIMUT} = \arctan\left[\frac{dt/dy}{dt/dx}\right]; \text{ (Ec. 11)}$$

Donde  $dt/dx$  es el buzamiento en la dirección x y  $dt/dy$  es el buzamiento en la dirección y.

### **3.6.2 Atributo de Buzamiento (Dip)**

Este atributo mide los cambios en tiempo o profundidad entre traza y traza a través de un mallado refinado del orden de los microsegundos. Un mapa de este atributo muestra la magnitud del gradiente en tiempo, por lo tanto, se usa para precisar la ubicación (rumbo y buzamiento) de las fallas y para delinear mejor los patrones estructurales de una zona. Para construir el mapa se hace comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales entre sí.

El artificio matemático utilizado para el cálculo de este tipo de mapa se muestra a continuación:

$$\text{DIP} = \sqrt{\left[\left(\frac{dt}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dy}\right)^2\right]} \times 100; \text{ (Ec. 12)}$$

Donde  $dt/dx$  es la magnitud del buzamiento en la dirección x y  $dt/dy$  es la magnitud buzamiento en la dirección y.

### 3.6.3 Atributo de segunda derivada (Edge)

Este atributo detecta los cambios de buzamiento, en un horizonte, usando un algoritmo diferente del utilizado para calcular un mapa de buzamiento (Dip), que idealmente debe estar basado en la derivada de Frechet.

El algoritmo de la segunda derivada compara grupos de muestras en cada uno de los lados de las muestras puntuales en forma matricial (generalmente 3 x 3) (Figura 25). Los cálculos los realiza en base a un valor mínimo de muestras (diferencia mínima), el cual, mientras sea más bajo, más grande ofrecerá en detalle el mapa de intensificación de los bordes. El resultado será un plano de comparación del punto inicial con muestras alrededor.

El cálculo de la segunda derivada se realiza a través de la siguiente relación:

$$\text{EDGE} = \sqrt{X^2 + Y^2} ; \text{ (Ec. 13)}$$

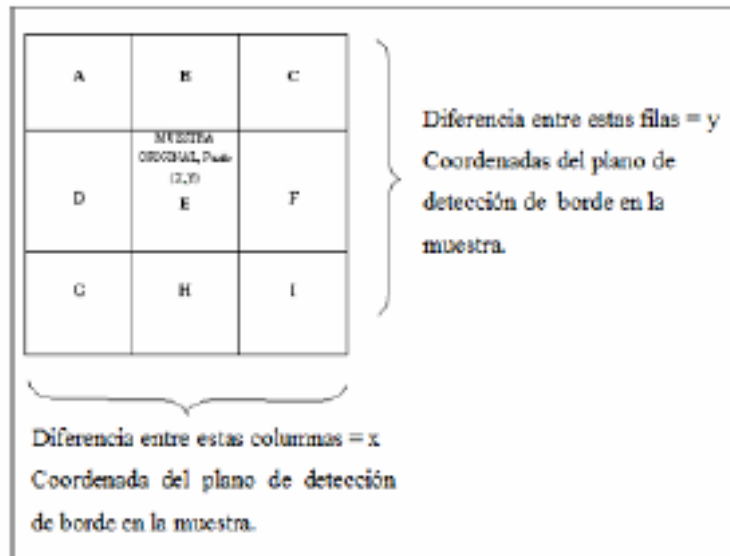


Figura 24. Cálculo del atributo estructural de Segundas Derivadas (Edge).(tomado de manual de Seisworks, 1998)

### **3.7 Propiedades Petrofísicas**

A la hora de hablar del modelo petrofísico de una roca-yacimiento, se refiere a que el mismo permita estimar cuantitativamente una serie de propiedades, a través de mediciones físicas realizadas sobre esas rocas, con la finalidad de asociarlas a su potencial como productores comerciales de hidrocarburos. Un estudio petrofísico adecuado proporciona información acerca de parámetros como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, espesor de arena neta, entre otros.

El conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de las formaciones. Casi en su totalidad de la producción de hidrocarburos se extrae de las acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en un yacimiento depende principalmente de su porosidad, entre otros parámetros. 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.

A continuación se describen los principales parámetros petrofísicos:

#### **3.7.1 Porosidad**

La porosidad por definición, es una expresión volumétrica del espacio vacío, conocido también como espacio poroso, respecto al volumen total de la roca-yacimiento (Figura 26). Se determina a partir de núcleos y registros de pozos como perfiles de densidad, neutrónico, sónico y resonancia magnética nuclear, la cual va a influir en la velocidad sísmica



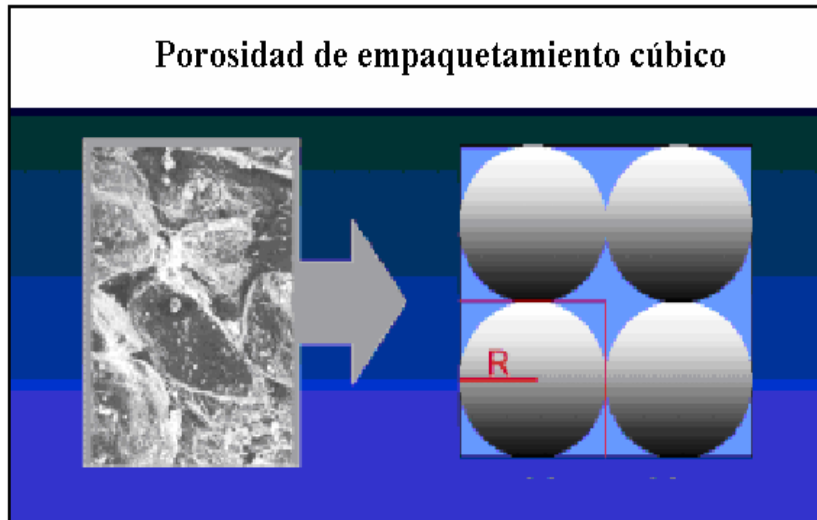


Figura 25. Descripción de porosidad.

### 3.7.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de la roca de transmitir fluidos a través de un sistema conectado de espacios porosos, en otras palabras, por medio de la roca yacimiento. Se puede obtener a través de registros de pozos o núcleos de rocas. Puede variar en todo el área a lo largo de un yacimiento, así como, de una profundidad a otra dentro del mismo.

En una roca yacimiento la permeabilidad aumenta con la porosidad, sin embargo, cada tipo de roca mostrará una relación particular la cual dependerá del tipo de poros que presente, su forma y grado de interconexión.

### 3.7.3 Saturación de fluidos

La saturación de fluido en un yacimiento es la fracción del volumen del espacio poroso interconectado que es ocupado por el fluido. En principio se asume que un yacimiento, se encuentra originalmente contenido por un solo fluido, diciéndose que está 100% saturado de este fluido. Los tipos de fluidos que pueden contener son gas, petróleo y agua. En general, la roca se encuentra

saturada por más de un fluido, en el mejor de los casos, con dos fluidos, expresándose como fracción una función de la otra.

#### **3.7.4 Espesor de arena neta**

El espesor de arena neta se define como la parte del espesor total de la arena que cumple con las condiciones de función de corte aplicada. La función de corte es una serie de parámetros que deben estar dentro de un rango determinado para ser tomada en cuenta, de lo contrario, la muestra no se es considerada para el cálculo de la propiedad.

Según el contenido de fluido del reservorio, que pueden ser recuperables económicamente mediante mecanismos de manejo de reservorios particulares, se pueden trabajar con tres tipos de arenas netas: petrolífera, gasífera, agua.

#### **3.7.5 Espesor de arena total**

El espesor de arena neta total se relaciona como la diferencia entre la profundidad definida por el marcador tanto en el tope como base de la arena correspondiente.

### **3.8 Correlación entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas**

A la hora de caracterizar a un yacimiento, se disponen de datos sísmicos y registros de pozos. Los primeros proporcionan en una determinada área las propiedades elásticas del yacimiento, mientras que los segundos representan en un espacio muy reducido alrededor del pozo, las propiedades petrofísicas. Por lo tanto, esta limitación areal de los datos petrofísicos, aunados a cambios estructurales y estratigráficos entre pozos, limitan la efectividad de estimar el comportamiento de dichas propiedades en la región de estudio.

Es por ello, que existen un conjunto de herramientas basadas en el uso de datos sísmicos que sirven para extrapolar las propiedades petrofísicas entre cada

pozo, las cuales van a entablar una relación significativa entre atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas.

Dichas técnicas de extrapolación se pueden clasificar en dos tipos de tendencias: aquellas que utilizan una aproximación lineal (Figura 26) y las que no utilizan aproximaciones lineales. Es sabido, que entre datos sísmicos y registros de pozos no deben responder a una tendencia lineal, pero actualmente es la más conocida y utilizada, aunque en los últimos años los trabajos de investigación indican el desarrollo y efectividad de aproximaciones no lineales. (Brown, 1999).

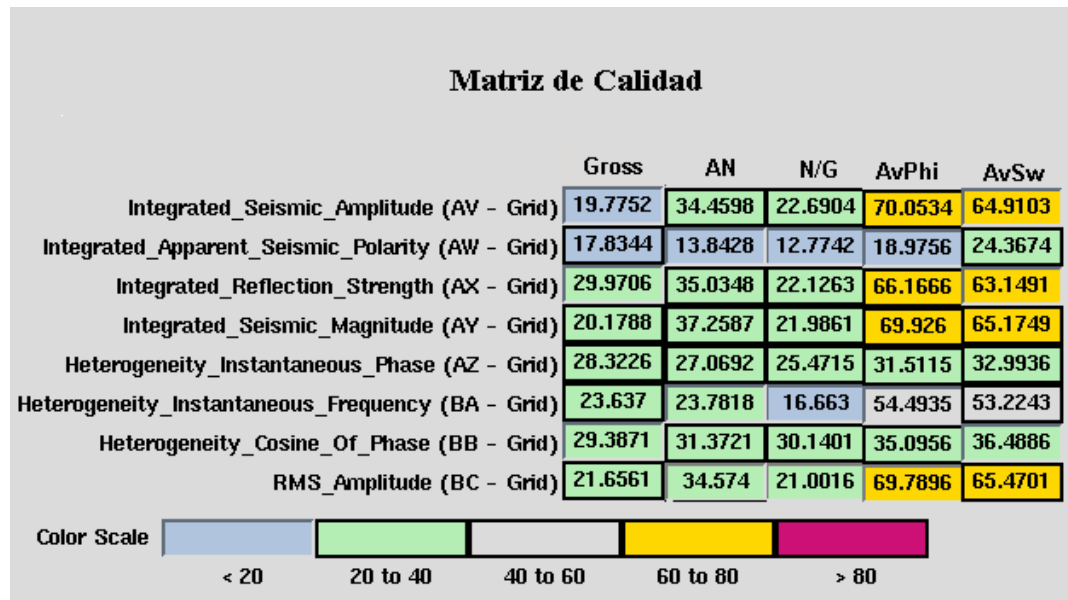


Figura 26. Matriz de calidad. Por medio de estos coeficientes de correlación se escoge a aquellos que superen el 75% de y van a proporcionar la ecuación lineal para graficar a los mapas de pseudopropiedades.

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA**

El desarrollo del siguiente proyecto se inició con una primera etapa de recopilación bibliográfica acerca de los aspectos geológicos, tectónicos, petrofísicos, sísmicos y estructurales a nivel regional del área. Seguidamente, se procedió a realizar una recolección de los trabajos previos realizados sobre los aspectos técnicos y metodológicos a desarrollar en este trabajo.

Posteriormente se realizó la recopilación de la data necesaria para cumplir los objetivos planteados para el proyecto, y en función de esto, se realizaron inventarios sobre los registros de pozos (registros de sónico, densidad, Rayos Gamma, tiros de verificación y curvas de tiempo - profundidad) y marcadores geológicos disponibles, verificando su correcto posicionamiento sobre los datos sísmicos.

Concluido esto se inició el desarrollo del proyecto, partiendo de la calibración de los datos geológicos y geofísicos. Para esto se generaron cuatro sismogramas sintéticos, uno por cada levantamiento sísmico, seleccionando aquellos pozos que cumplan con los requisitos necesarios para la construcción del sismograma sintético (registros de sónico, densidad y tiros de verificación). A partir de los resultados generados por cada uno de los sismogramas, se realizó el respectivo amarre de cada una de las líneas 2D por cada levantamiento, para luego ser correlacionados en función del cubo sísmico 3D.

Luego se procedió a la etapa de la interpretación estructural de las arenas propuestas F8, I3, J3M,L, N2, R0U,M y R4L. Para esto se verificó la continuidad de cada uno de los horizontes en tiempo, identificando de esta manera la orientación preferencial de los estratos, así como los eventos estructurales principales presentes en el área de estudio. Una vez obtenidos los mapas en tiempo, de cada uno de los horizontes, se generaron una serie de mapas de atributos estructurales con la finalidad de definir con mayor detalle la geometría y

continuidad de los eventos. A partir de estos resultados se procedió a identificar y crear los planos de falla, tanto principales como secundarios, observado en cada uno de los horizontes en estudio.

Finalmente, a partir de la integración de los atributos extraídos de la data sísmica y de los datos de propiedades petrofísicas, se generaron mapas de pseudopropiedades, con la finalidad de extrapolar la información de las propiedades físicas determinadas por la evaluación petrofísica de cada uno de los pozos.

#### **4.1 Carga y validación de la información.**

A partir de la datos suministrados fueron cargados en la plataforma Geoframe™ la información correspondiente a cada uno de los pozos ubicados en el área de estudio con sus distintos registros, marcadores geológicos, curvas tiempo-profundidad (TZ), entre otros.

Posteriormente se realizó un inventario de los datos donde se clasificaron aquellos pozos que contenían los registros de Rayos Gamma (GR), Densidad (RHOB), Sónico (DT), Tiros de verificación sísmica (Check Shot) y curvas TZ. En los mismos se tomó en consideración que los valores se encontraran dentro del rango de profundidad del área de estudio y sin omisiones en el registro (Tabla 6). También se efectuó la validación de las tablas de propiedades petrofísicas suministradas por el departamento de estudios integrados. (Ver apéndices)

Es de suma importancia la correlación que debe existir entre los datos sísmicos en tiempo con los datos geológicos en profundidad, es por ello que se realizó una exhaustiva evaluación y posterior corrección de las curvas TZ suministradas, ya que a partir de ellas se garantiza dicha calibración. Se debe tomar en cuenta que esta correlación depende de la resolución sísmica vertical de cada uno de los levantamientos en el proyecto, ya que este valor es el que determina el mínimo espesor apreciable de un evento en la sísmica.

## 4.2 Resolución vertical.

La resolución vertical implica que las reflexiones del tope y base de capas delgadas pueden ser observadas como eventos sísmicos independientes. Su importancia radica en que establece el grado de detalle con que puede ser interpretada la geometría de un cuerpo de roca en el subsuelo (Yilmaz, 2001).

Tabla 6. Inventario de los registros de pozos

Pozos	GR	DT/VSP	RHOB	TZ
102				x
103				x
107				x
108				x
111	x			
112	x		x	
228	x		x	
401	x			x
402	x	X		x
403	x	X		x
404	x	X		x
405				x
407	x			
408	x	X		
415	x			
416				x
417	x		x	x
418	x		x	x
419				x
420				x
421				x
423	x	X	x	x
424				x
425				x
426	x		x	
428	x	X	x	x
429	x		x	x
430	x	X	x	x
431	x	X	x	
432	x	X	x	x
433	x		x	x
434	x		x	x
435	x		x	x
436	x		x	x
437	x	X	x	x
438	x		x	x
439	x	X	x	
440	x		x	
441	x	X	x	x
442	x		x	
443	x		x	

Pozos	GR	DT/VSP	RHOB	TZ
444	x		x	
445	x		x	
446	x		x	x
447	x		x	
448	x		x	x
449	x		x	
450	x		x	x
451	x	x	x	x
452	x	x	x	x
454				x
455				x
456				x
CAC1	x			x
CAC10	x		x	
CAC2	x		x	x
CAC3	x	x	x	x
CAC4	x	x	x	x
CAC5	x		x	x
CAC6	x	x	x	
CAC7	x	x	x	x
CAC8	x		x	
CAC9	x		x	x
CAR10	x		x	x
CAR11	x		x	x
CAR12	x	x	x	x
CAR13	x		x	
CAR14	x		x	
CAR15	x	x	x	
CAR2	x	x	x	
CAR3	x		x	x
CAR4	x	x	x	
CAR5	x		x	
CAR6	x		x	
CAR7	x		x	x
CAR8	x	x	x	x
CAR9	x	x	x	x
SOC2	x			
SOC3	x		x	x
SOC4	x		x	x
SOC5	x		x	x
SOC5	x		x	x

	Sismogramas Sintéticos posibles
	No tienen registro de densidad
	Sismogramas sintéticos escogidos

Dicho cálculo de la resolución vertical se realizó independientemente para los cinco distintos levantamientos sísmicos 2D y 3D de la ventana de estudio entre las arenas F8 y R4L. Para ello fue necesario obtener para cada línea sísmica mas cercana al pozo, los valores de frecuencia dominante ( $f_{med}$ ) y velocidad intervállica ( $V_{int}$ ) de la ventana de estudio (Figura 27) a través de la aplicación Synthetics<sup>TM</sup>. A continuación se presenta los resultados obtenidos:

Tabla 7. Valores de resolución vertical calculado

Levantamiento sísmico	Línea sísmica	Pozo Cercano	Frecuencia dominante (Hz)	Velocidad intervállica (pies/ms)	Resolución Vertical
LS-80A-1	LS-DV-4	CAC-04	48	7991,05	41,6
GR-99-SOC 75 77	S-75A-05A	CAC-03	25	8009,02	80,1
BUDARE 2D 1996	BUD-96-A17	CAR-09	38	8218,84	54,1
BUDARE 78 2D	BU-78A-18	ES-436	35	8224,01	58,7
Socororo 3D	INLINE WD 3D 97	ES-451	35	8162,34	58,3

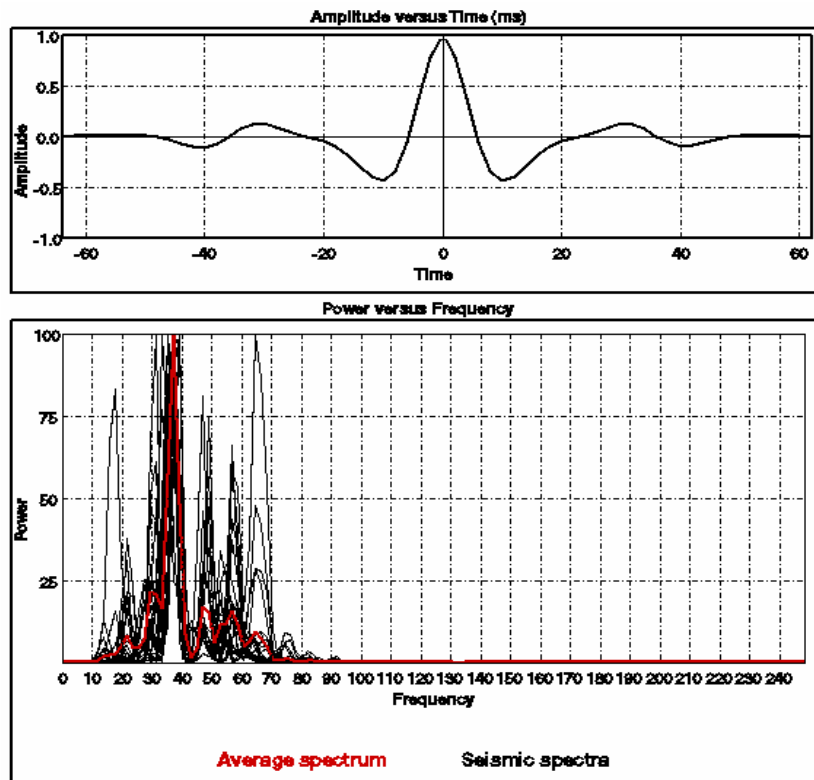


Figura 27. Espectro de amplitud de la ondícula extraída para el pozo ES-451. Se observa que la frecuencia dominante obtenida es de 35 Hz aproximadamente.

### 4.3 Calibración Sísmica-Pozo.

Para establecer una efectiva relación entre los topes geológicos en profundidad y los reflectores sísmicos en tiempo, es necesario construir un sismograma sintético, el cual es generado a partir de la convolución de la serie de coeficientes de reflexión y la ondícula, para así obtener una traza sísmica sintética en la dirección del pozo, que va a permitir correlacionar geológicamente en la sísmica a que tope corresponde cada horizonte.

En la construcción del sismograma sintético es necesario disponer de tres elementos fundamentales como lo son los registros de densidad, sónico y la curva TZ (Figura 28). Según el inventario de registros disponibles de pozos y su distribución espacial en el área de estudio, se seleccionaron los pozos ES-451, CAC-003, ES-437 y CAR-009, para efectuar el sismograma sintético.

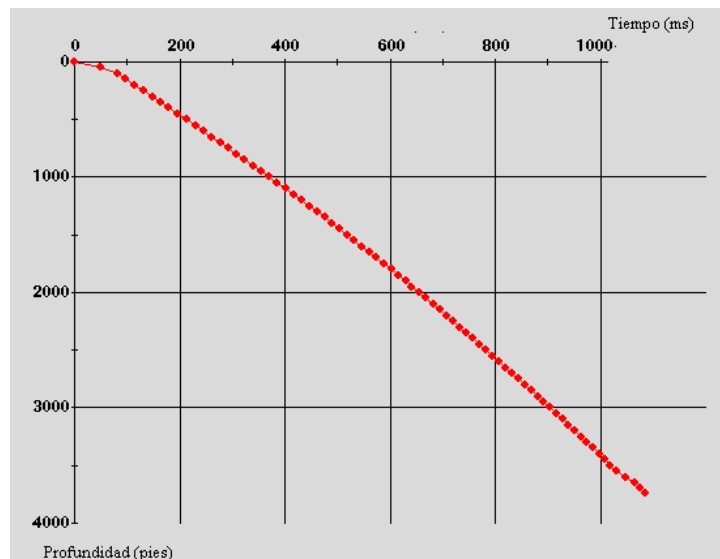


Figura 28. Curva de tiempo profundidad para el pozo ES- 451

Por otro lado, el pozo ES-451 es el único que posee registro de tiro de verificación sísmica en todo el área en estudio, al cual se le pudo realizar la corrección del registro sónico. Al comparar las curvas de los registros sónico y



tiros de verificación se obtiene las diferencias de tiempo y se calcula curva de deriva del sónico (Figuras 29 y 30).

En los siguientes gráficos se muestran las curvas de registro sónico, deriva y cálculos de la curva de deriva.

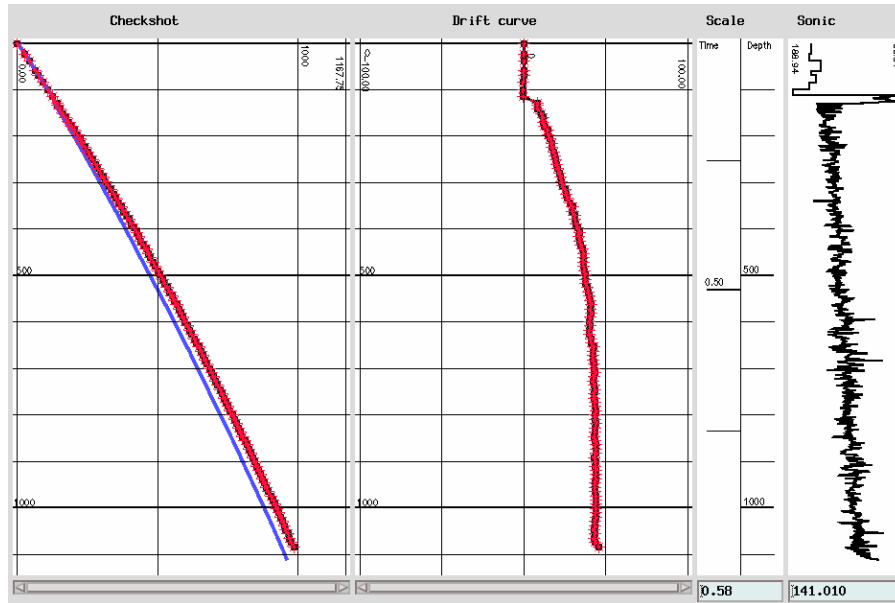


Figura 29 . Curva de deriva del registro sónico. La curva azul representa el TZ del registro sónico y la roja la de tiros de verificación sísmica. La curva de deriva se muestra en el centro, mientras que en el panel de la derecha se aprecia al registro sónico original.

Una vez calculada la corrección por deriva se procedió a calibrar al registro sónico, como se muestra en el siguiente gráfico:

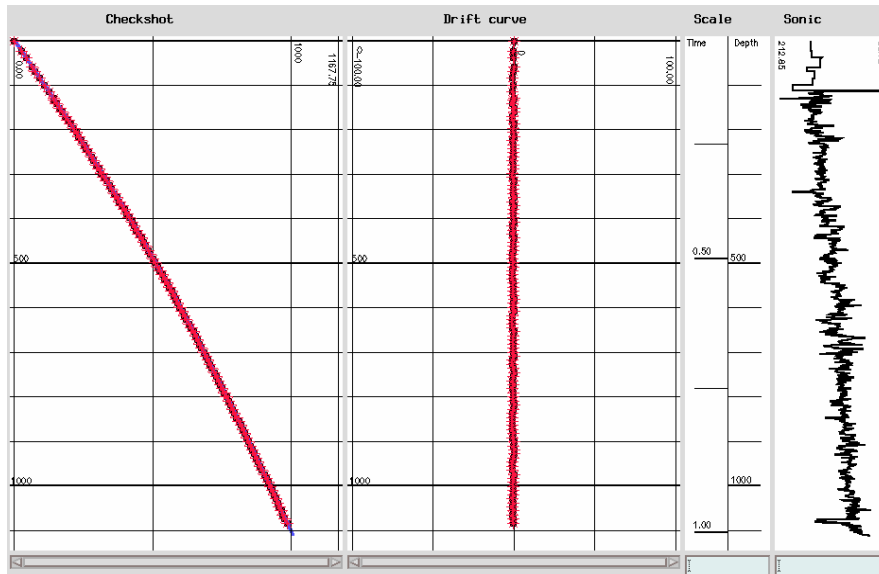


Figura 30. Registro sónico calibrado. Luego de realizar la corrección por deriva, se obtiene el registro sónico calibrado (se muestra en la derecha en rojo)

Para generar el sismograma sintético se debe convolucionar a los coeficientes reflexión con una determinada tipo de ondícula. Para efectos de este trabajo se quiso tener un control exhaustivo de todos los parámetros a utilizar, debido a que la aplicación Synthetics<sup>TM</sup> de la plataforma Geoframe<sup>TM</sup> posee diversas opciones, es por ello que se efectuaron diferentes análisis para los mismos parámetros. Para el coeficiente de reflexión que proviene de la multiplicación de la velocidad obtenida del registro sónico contra el valor de densidad conseguida del registro RHOB, se pueden trabajar con tres tipos de coeficientes como lo son los primarios, múltiples y primarios y múltiples. Aunado a ello, también se pueden realizar dos tipos de muestreo para los coeficientes de reflexión a través de los métodos de integración y antialias. Por otro lado, para la generación de la ondícula se trabaja con distintas frecuencias y dos tipos fases: fase cero y fase mínima. Otra manera de obtener la ondícula, es mediante la extracción de la misma de los datos de la línea sísmica que pasa a través del pozo en el cual se va a construir el sismograma.

En este trabajo, se generaron diversos sismogramas sintéticos, por medio de la aplicación Synthetics<sup>TM</sup>, con los distintos parámetros a utilizar (métodos de integración y tipos de muestreo y tipos de ondícula) tanto para el coeficiente de

reflexión como para la ondícula, escogiéndose como el sismograma más adecuado aquel que arrojó el mejor valor de coeficiente de correlación proporcionado por la aplicación. Es de acotar que este tipo de prueba sólo fue utilizada en el pozo ES-451, correspondiente al sismograma elegido en el levantamiento 3D, debido a que éste comparado con los otros levantamientos es el que muestra mejor continuidad de los reflectores en la sísmica.

A continuación en la siguiente tabla se muestra los distintos valores obtenidos para las diversas combinaciones:

Tabla 8. Distintas pruebas para los parámetros de generación de sismograma sintético para el pozo ES-451

Frecuencia	Tipo de Coef. De Reflexión	Tipos de muestreo para el cálculo de los Coef. de Reflex.	Tipo de Ondícula	Correlación	Bulkshift (ms)
25 Hz	Primarios	Integración	Fase 0	0,764	12,40
	Primarios	Antialias	Fase 0	0,777	11,80
	Primarios	Integración	Fase Mínima	0,710	10,90
	Primarios	Antialias	Fase Mínima	0,760	12,60
30 Hz	Primarios	Integración	Fase 0	0,700	18,00
	Primarios	Antialias	Fase 0	0,660	18,00
	Primarios	Integración	Fase Mínima	0,610	23,20
	Primarios	Antialias	Fase Mínima	0,691	7,60
35 Hz	Primarios	Integración	Fase 0	0,740	18,30
	Primarios	Antialias	Fase 0	0,738	16,70
	Primarios	Integración	Fase Mínima	0,720	10,50
	Primarios	Antialias	Fase Mínima	0,670	12,20

Si se observa en la tabla el mayor valor de coeficiente de correlación obtenido para la traza sintética fue de 0.77 para una frecuencia de 25 Hz, de tipo de coeficiente de reflexión primario, método de muestreo de los coeficientes de reflexión antialias y una ondícula fase cero. Sin embargo, se seleccionó el sismograma sintético con un contenido de frecuencia de 35 Hz, debido a que se utilizó en menor grado la herramienta de Stretch & Squeeze (sirve para estirar o encoger a la traza para el ajuste con los marcadores) comparado con la frecuencia de 25 Hz. Además, otro criterio que se utilizó para descartar a la frecuencia de 25 Hz fue el que la frecuencia dominante calculada para la ventana de estudio en la sección que pasa por el pozo es de 35 Hz. Por lo tanto, el sismograma sintético

escogido fue de tipo de coeficiente de reflexión primario, método de muestreo de los coeficientes de reflexión de integración y con una ondícula de fase cero. Cabe acotar que el rango de las frecuencias utilizadas para las pruebas de generación del sismograma sintético, se basó en el rango de valores comúnmente más utilizados para la profundidad de la ventana de estudio que se encuentran entre 2800 y 4300 pies, es decir entre 25 y 35 Hz .

Del sismograma sintético generado (Figura 31) se observa a los marcadores geológicos seleccionados para la interpretación de los horizontes en la ventana de estudio, como son las arenas gasíferas F8, I3, J3ML, N2, R0 y R4L, pertenecientes al Mioceno de la Formación Oficina.

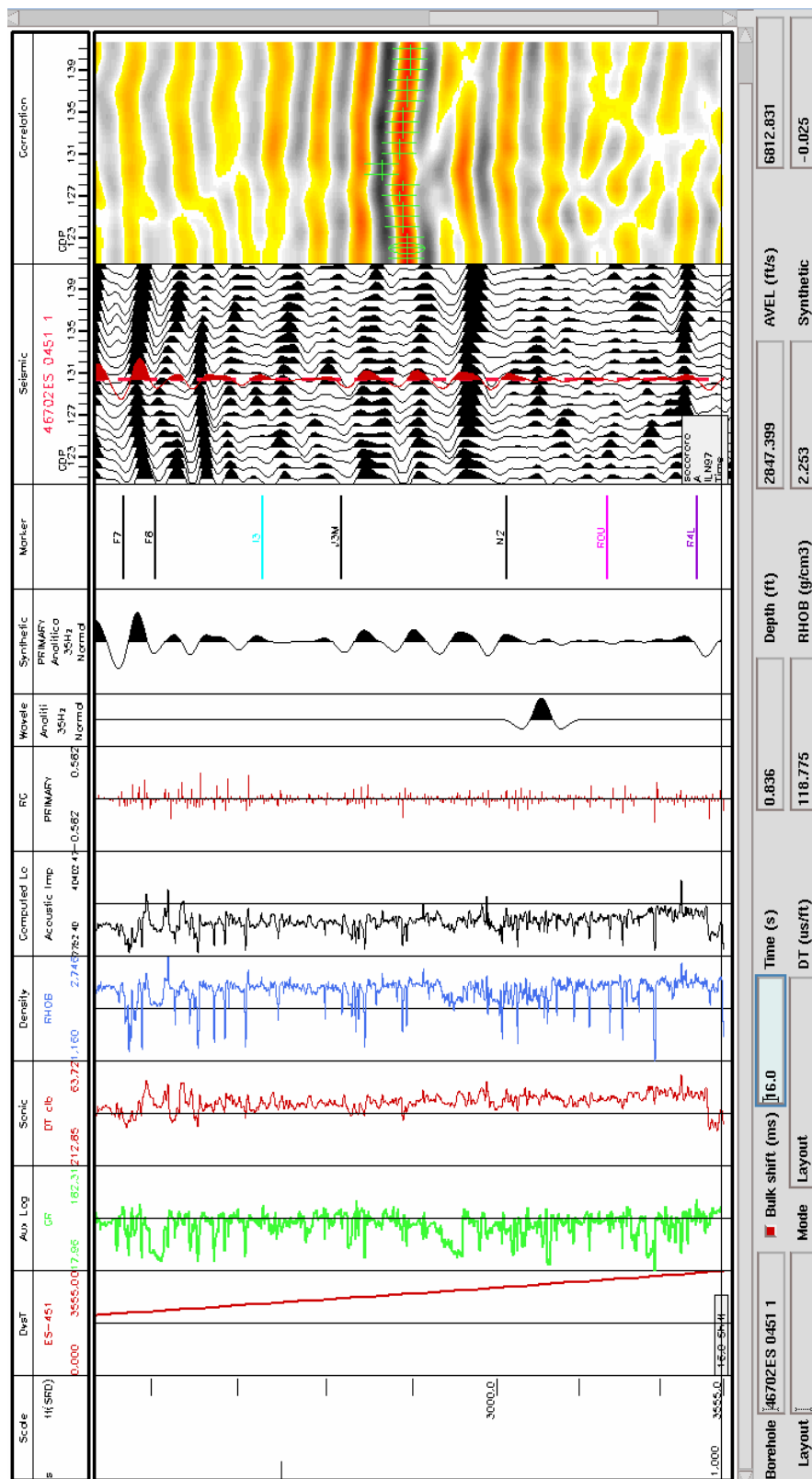


Figura 31. Sismograma sintético del pozo ES-451. Se observa los elementos necesarios para generar el sismograma sintético como lo son el registro de densidad en rojo, registro sísmico en azul, registro de Gamma Ray en verde. En la sísmica desplegada la traza en rojo representa al sismograma sintético obtenido.

#### 4.4 Amarre de los levantamientos 2D y 3D.

En el desarrollo de este proyecto se trabajó con diferentes levantamientos sísmicos 2D y 3D, adquiridos y procesados en diferentes años por distintas empresas de servicios, las cuales no aplicaron los mismos parámetros de procesamiento.

Por lo tanto, ya efectuada la calibración entre los levantamientos sísmicos y los marcadores geológicos mediante los sismogramas sintéticos generados para cada uno de los cuatro pozos antes mencionados, se procedió a realizar el amarre en tiempo de los distintos levantamientos 2D en función de la sísmica 3D. Para ello se verificó por levantamiento, que cada horizonte corresponda al mismo marcador geológico, para posteriormente realizar el amarre entre los distintos levantamientos.

Es importante destacar que el amarre de los levantamientos 2D se realizó partiendo de la sísmica 3D por medio del sismograma sintético del pozo ES-451, arrojando como valor de ajuste en tiempo para hacer efectiva la correlación entre el cubo sísmico 3D y el pozo de +16 ms. A partir de esto, en la aplicación Imain<sup>TM</sup>, se procedió a generar un nuevo cubo sísmico a partir del original, con un salto en tiempo de 16 ms a partir del tiempo cero, garantizando de esta manera que todos los eventos presentes dentro de este nuevo cubo correspondan con los marcadores geológicos de los registros de pozo.

#### **4.5 Interpretación de horizontes.**

Una vez concluida la identificación de los reflectores sísmicos de interés mediante el sismograma sintético y realizado el amarre de las líneas sísmicas 2D y 3D, garantizando de esta manera la continuidad del horizonte a lo largo de todo el área de estudio, se procedió a realizar la interpretación a detalle de los horizontes F8, I3, J3ML, N2, R0UM y R4L propuestos.

Esta interpretación se realizó bajo la aplicación Imain<sup>TM</sup>, de la plataforma Geoframe<sup>TM</sup>, utilizando herramientas manuales y evaluando la continuidad de los

horizontes línea a línea tanto en dirección norte-sur como en este-oeste, facilitando de esta manera la detección de eventos estructurales locales y minimizando los errores ocasionados por la pérdida de la resolución sísmica.

La primera fase de la interpretación se llevó a cabo dentro del levantamiento sísmico 3D debido a que éste presentó mejor calidad de la sísmica y resolución vertical. Cabe acotar que el primer horizonte a interpretar fue N2 partiendo del registro petrofísico del pozo ES-451 el cual muestra el alto contenido gasífero de dicha arena en función a su espesor (ver apéndice) el cual es el que mejor se aproxima a la resolución sísmica vertical calculada para este levantamiento.

La sucesiva interpretación de las arenas restantes fue basada en el mismo criterio descrito anteriormente, tomando como punto de referencia para la arena F8 el marcador correspondiente en el pozo ES-451, para la arena I3 se seleccionó el pozo ES-454, la arena J3M,L el pozo ES-404, y para las arenas R0U,M y R4L se partió del pozo ES-402 (ver apéndices).

Una vez concluida la interpretación de las seis arenas en el levantamiento Socororo (3D), se procedió a realizar la interpretación en cada una de las líneas 2D hasta abarcar la totalidad de los diferentes tendidos sísmicos del proyecto, obteniendo como resultado los mapas de cada una de las arenas en el dominio del tiempo para toda el área en estudio.

#### **4.6 Interpretación de fallas.**

En esta etapa de la interpretación estructural, se procedió a realizar un reconocimiento general de la tendencia de los horizontes así como de las principales fallas presentes en el área de estudio de acuerdo al mapa estructural proporcionado por la empresa (ver apéndices. Mapa estructural de TU). Por otro lado, una falla es reconocida en una sección sísmica en tiempo por la pérdida en la

continuidad lateral del reflector interpretado, representando un cambio abrupto en los valores del tiempo.

A partir de los mapas en tiempo generados para cada arena en estudio, se emplearon una serie de herramientas para la detección de fallas como son la generación de los mapas de atributos estructurales (buzamiento, rumbo y borde), los cuales a grandes rasgos detectan la magnitud del gradiente del tiempo así como las discontinuidades y diferencias de buzamiento a través de un horizonte.

Una vez identificadas las tendencias de las fallas en el área de estudio a partir de los mapas generados, se procedió a la interpretación manual (Figura 32), seleccionando los contactos en ambos lados del horizonte atravesado por cada una de las fallas identificando de esta manera tanto el buzamiento de las mismas como el bloque deprimido y levantado. En aquellas secciones en las cuales la pérdida de amplitud dificultaba la identificación de los reflectores, se utilizó la herramienta de fase instantánea (Figura 32), la cual por ser independiente de la amplitud detalla la continuidad de los eventos débiles.



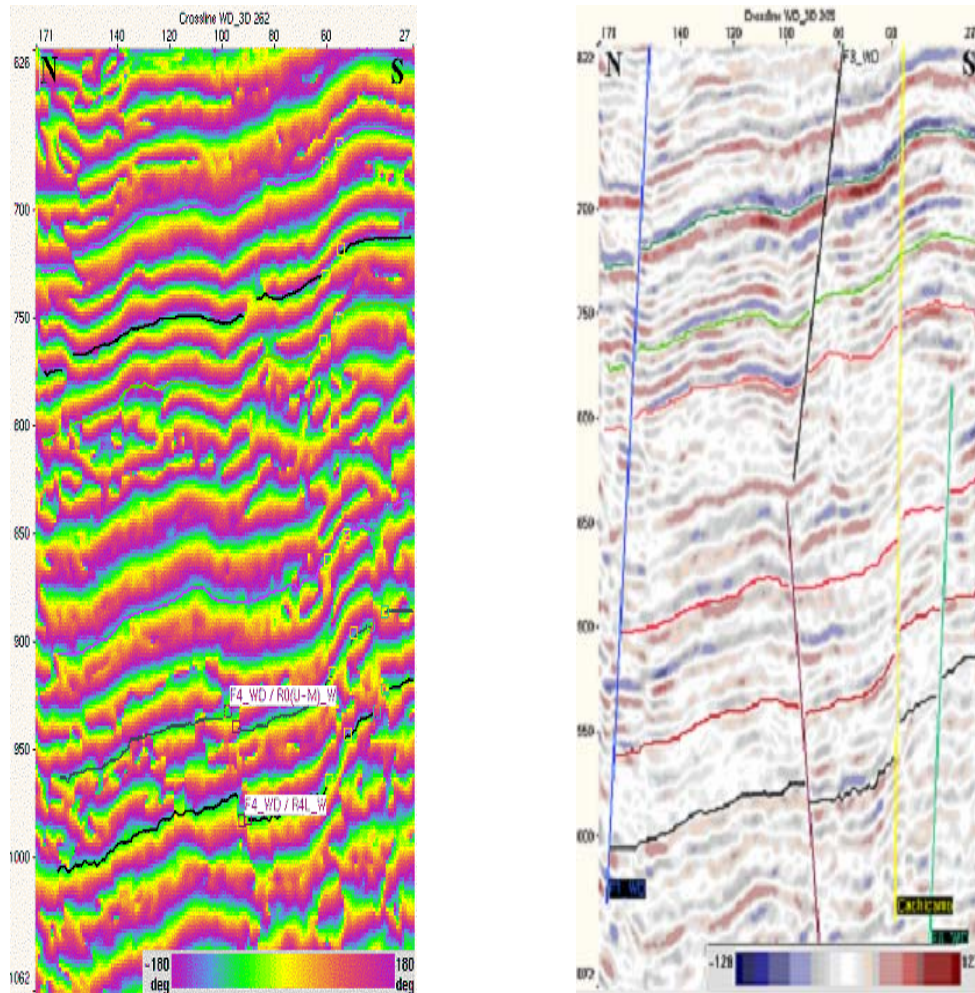


Figura 32. Sección sísmica de Fase Instantánea y su interpretación manual

#### 4.7 Conversión Tiempo Profundidad

La etapa de conversión de los horizontes sísmicos interpretados en tiempo se inició con la construcción de un modelo de velocidades, creado a partir de todos los pozos con curvas TZ y el pozo ES-451, el cual es el único pozo del proyecto con registro de tiro de verificación sísmica. Para ello, primero fue necesario analizar la curva de tiempo contra profundidad generado para todos los pozos con las especificaciones antes descritas (Figura 33).

Posteriormente se procedió a realizar la conversión de los mapas estructurales de tiempo a profundidad bajo la aplicación InDepth™ de la

plataforma Geoframe<sup>TM</sup>, introduciendo como parámetros de entrada, el modelo de velocidades y los horizontes sísmicos en cuestión.

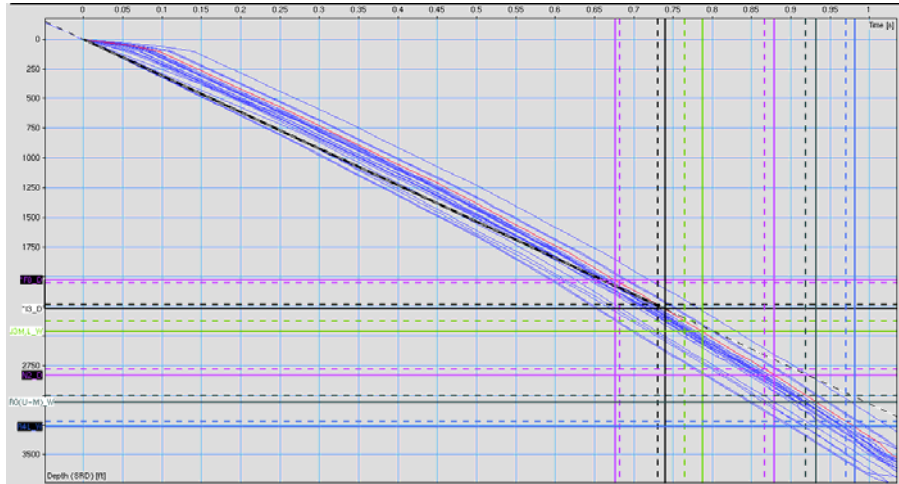


Figura 33. Curvas tiempo contra profundidad para cada pozo utilizado en la construcción del modelo de velocidades.

#### **4.8 Correlación de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas**

Una vez concluida la etapa de interpretación sísmica estructural se procedió a calcular dentro del área de sísmica 3D un estudio de factibilidad de correlación existente entre los atributos sísmicos obtenidos de la sísmica, con las propiedades petrofísicas de los pozos.

Para ello se elaboró para cada horizonte de interés por medio de la aplicación Charisma<sup>TM</sup>, los mapas basados en los atributos sísmicos de volumen como lo son: Amplitud Sísmica, Coseno de la fase, Fase instantánea, Frecuencia instantánea, Polaridad aparente, Magnitud sísmica, Amplitud instantánea y Amplitud RMS. En el siguiente gráfico se muestra un mapa de atributo sísmico generado por polaridad aparente para la arena F8.

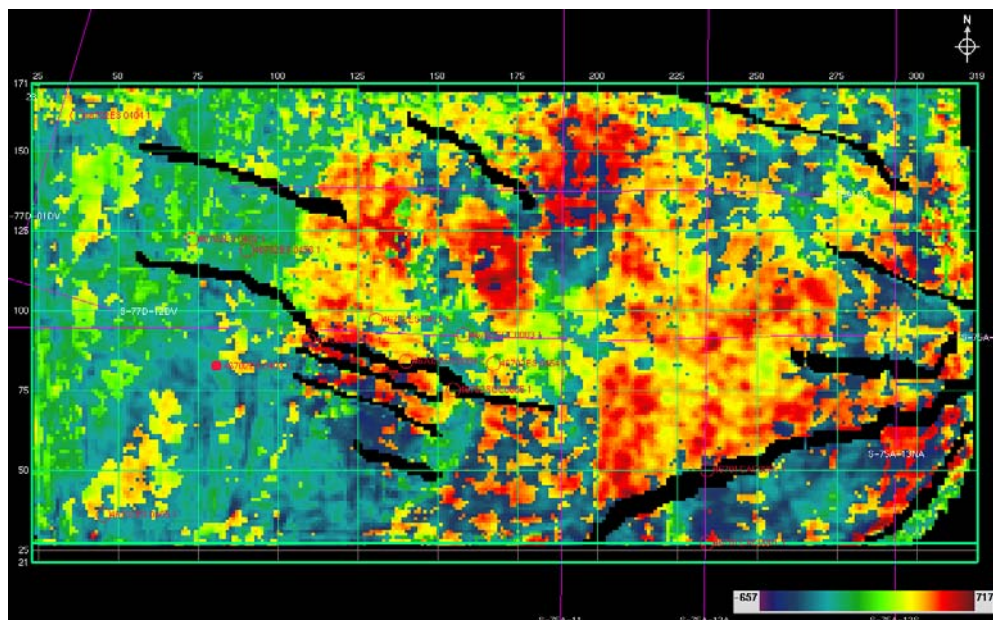


Figura 34. Mapa de atributo sísmico de polaridad aparente.

Posteriormente por medio de la aplicación CPS<sup>TM</sup> de la plataforma Geoframe<sup>TM</sup> se cargaron para cada arena en estudio, la información de las propiedades petrofísicas suministradas por el departamento de Petrofísica. Los parámetros que se utilizaron fueron los siguientes: Espesor total de arena (Gross), Espesor de Arena Neta (Net), Relación Net- Gross, Porosidad y Saturación de agua.

Estas propiedades se relacionan con los mapas de atributos sísmicos por medio de un coeficiente de correlación lineal que va a indicar el grado de asociación entre estas variables, con el propósito de generar a través de la integración de la información un mapa con una respuesta coherente.

El coeficiente de correlación se expresa en porcentaje y se representa en una matriz de correlación, conocida como matriz de calidad, la cual va a indicar el grado de dependencia entre la propiedad petrofísica ubicada en el eje vertical y (variable dependiente) y el atributo sísmico ubicado en el eje horizontal x. (variable independiente). A continuación se muestra como ejemplo la matriz de correlación generada para el horizonte de interés F8.

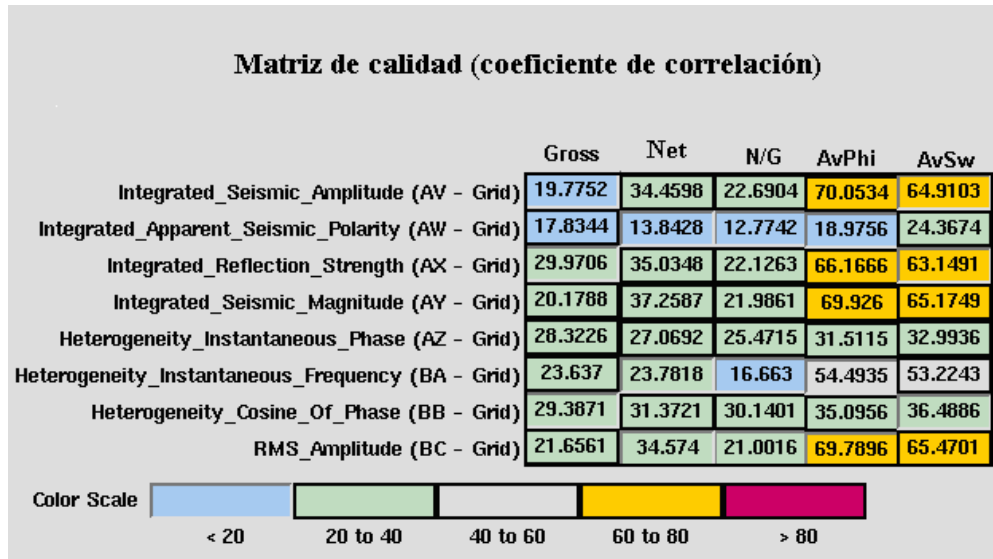


Figura 35. Matriz de correlación para la arena F8.

El análisis de factibilidad de correlación de las propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos consistió en estudiar a la matriz de calidad por cada horizonte, para determinar que valores de coeficiente de correlación estuvieron por un rango entre 50 y 75%, siendo estos los valores aceptables para extrapolar la información de los registros petrofísicos a partir de la sísmica, por medio de la generación de mapas en aquellas regiones dentro del área que envuelve al 3D, donde no se tenga ninguna información de pozos, con el propósito de proponer nuevas áreas prospectivas. En la figura mostrada se observa como para la saturación de agua en la arena F8, no se tiene muy buena información.

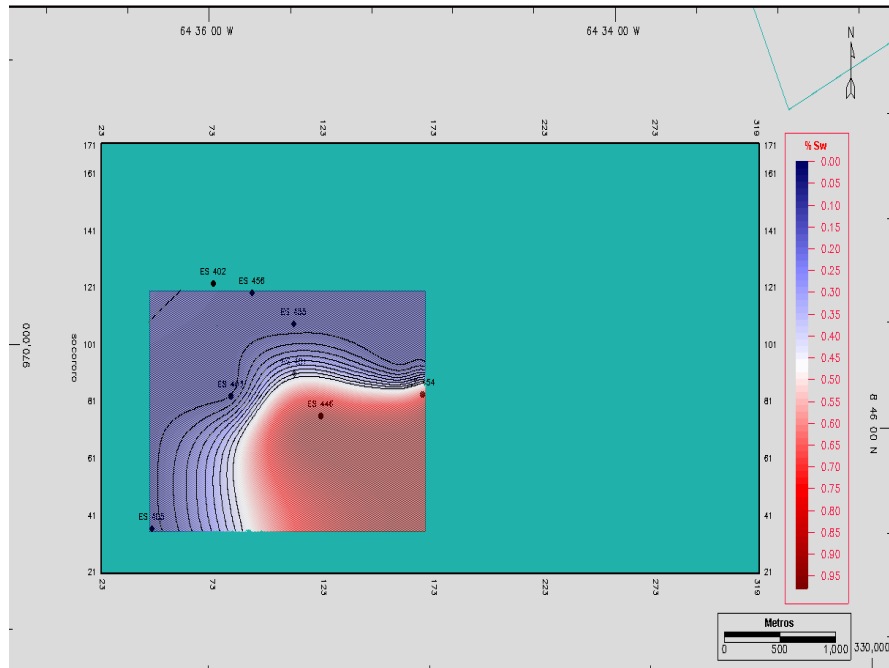


Figura 36. Mapa de saturación de agua para la arena F8.

Posteriormente se analizó a los valores aceptables generados en la matriz de calidad para cada horizonte y se escogieron a aquellos que representaran los mejores valores para generar los mapas de pseudos propiedades. Para ello se tomaron dos criterios: el primero es trabajar con los porcentajes más elevados calculados y el segundo es determinar si estos valores correspondían a algún atributo sísmico de volumen relacionado con la amplitud, ya que ellos extrapolan y generan con mayor confiabilidad a los mapas deseados, debido a que dependen de la impedancia acústica y pueden correlacionarse directamente con la geología.

Por lo tanto, una vez identificado en la matriz de calidad los criterios mencionados anteriormente, se llevo a cabo la realización de los gráficos cruzados (Figura 37). En estos, se muestra la tendencia lineal de la nube de puntos, calculando así por medio de la función de mínimos cuadrados, la ecuación que permite extrapolar la información de la propiedad petrofísica en aquellos pozos donde no exista esa data. (Figura 38).

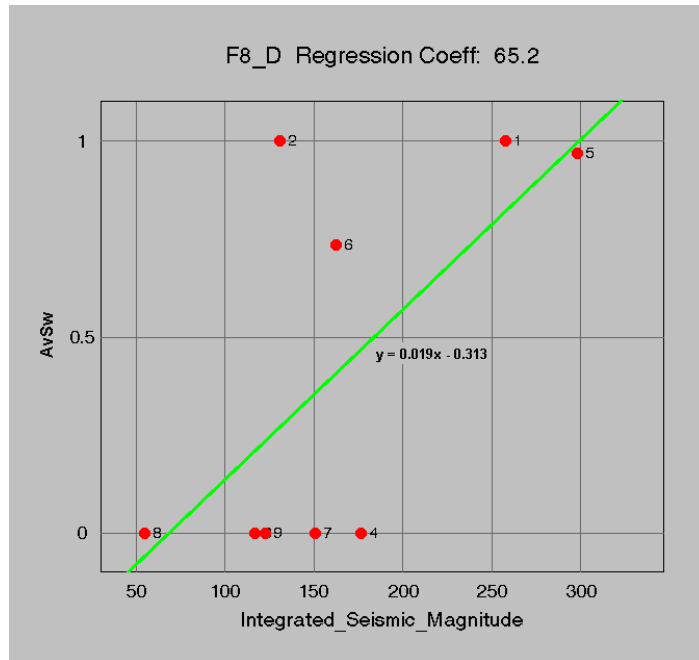


Figura 37. Gráfico cruzado de saturación de agua contra magnitud sísmica de la arena F8.

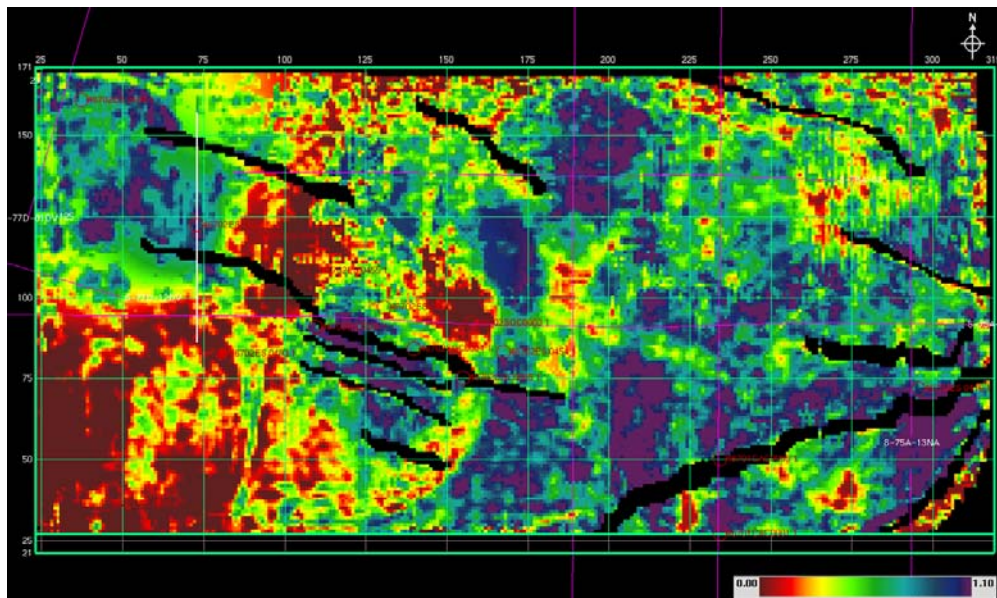


Figura 38. Saturación de agua calculado a partir del atributo de de magnitud sísmica para el horizonte de F8.

## CAPÍTULO V

### INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL

Se realizaron los mapas estructurales en tiempo para las arenas de interés F8, I3, J3ML, N2, R0UM y R4L, los cuales posteriormente fueron convertidos a mapas de profundidad. A continuación en el desarrollo de este capítulo serán analizados de forma detallada los resultados obtenidos para cada uno de dichos mapas.

#### **5.1 Interpretación sísmica estructural de la arena F8**

Se puede observar en los mapas obtenidos, tanto en tiempo como en profundidad (Figuras 34 y 35), una estructura de tipo monoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento aproximado entre 2° y 3° en dirección al NE. Hacia el este la arena alcanza su máximo valor en profundidad hasta alcanzar los 2700 pies, mientras que hacia el oeste y suroeste se hace más somera con un valor promedio de 1500 pies.

A partir de la Figura 36 se identificaron un conjunto de fallas normales al oeste, noroeste y parte del este del área (Figuras 37 y 38), con orientación preferencial NO-SE, representativos del sistema regional de fallas del Área mayor de Socororo. Estas fallas fueron interpretadas a partir de líneas sísmicas 2D (Sección\_línea Gris) y 3D (Figura Sección 100 y pioco 3D).

A partir de la interpretación del levantamiento sísmico 3D y las líneas sísmicas 2D pertenecientes al este y sureste del área, se observa un segundo sistema de fallas, representado por la falla de Cachicamo, la cual es producto de esfuerzos distensivos de carácter regional y representa la falla principal de todo el área. Es una falla de tipo normal, con rumbo NE-SO y buzamiento hacia el noroeste, salto variable entre 80 y 180 pies a medida que profundiza, y desplazamiento de aproximadamente 13 Km . Se observó tanto en levantamientos 2D y 3D como en los pozos CAC-001, CAC-005 y ES-416.

Los mapas de atributos estructurales (Rumbo, Buzamiento y Borde) generados para el levantamiento 3D, permitieron ubicar y delinear con mayor precisión las fallas observadas en las líneas sísmicas (Figura 39).

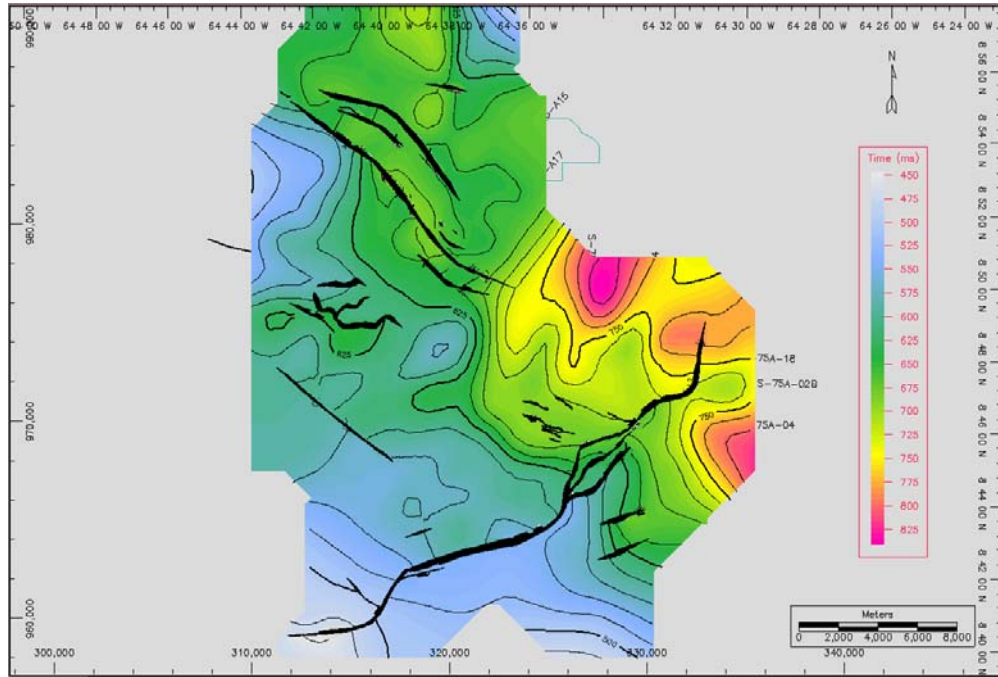


Figura 34. Mapa estructural en tiempo para la arena F8

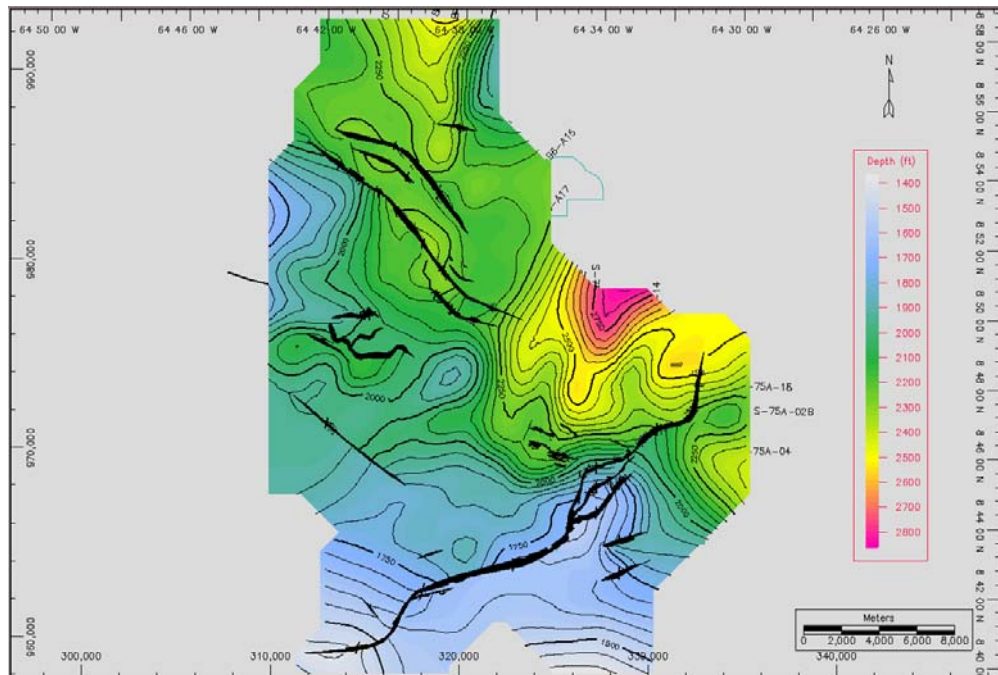


Figura 35. Mapa estructural en profundidad para la arena F8



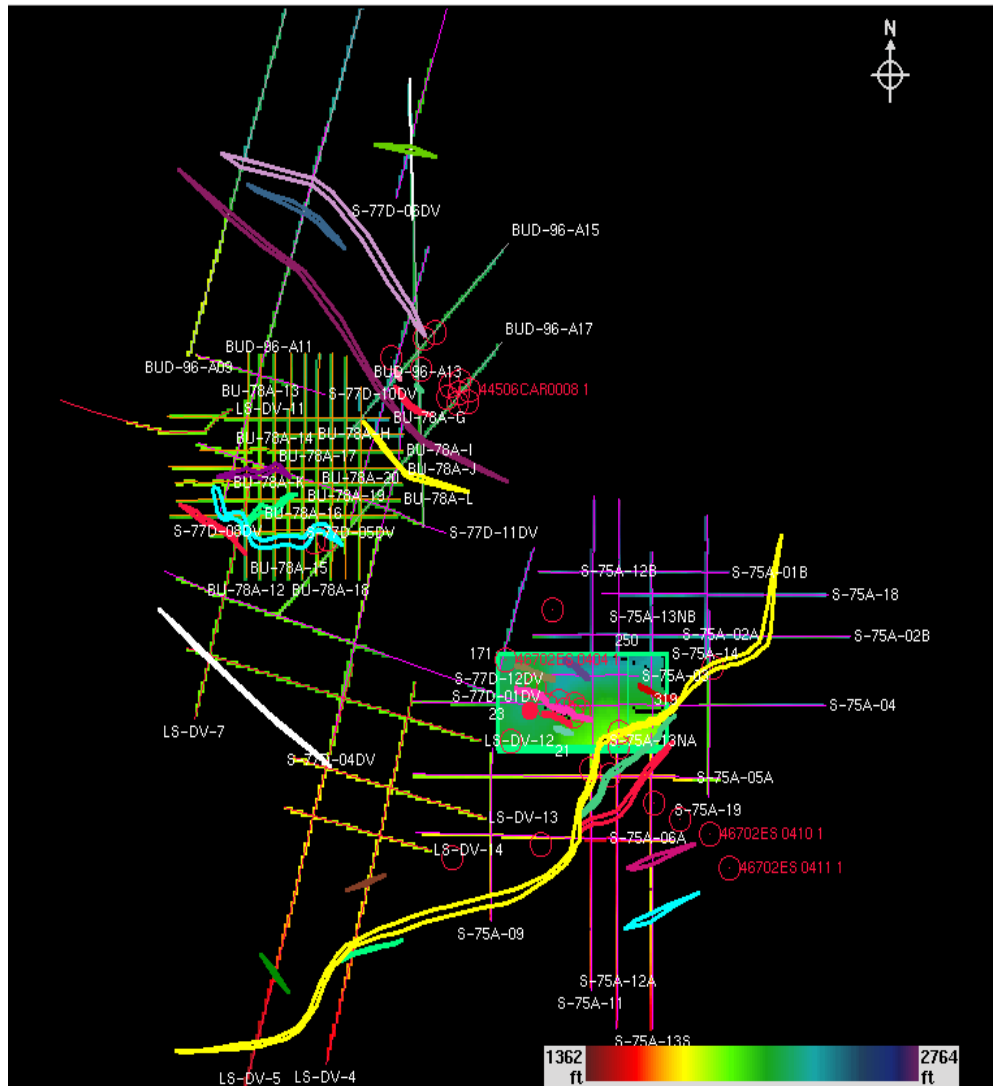


Figura 36. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena F8

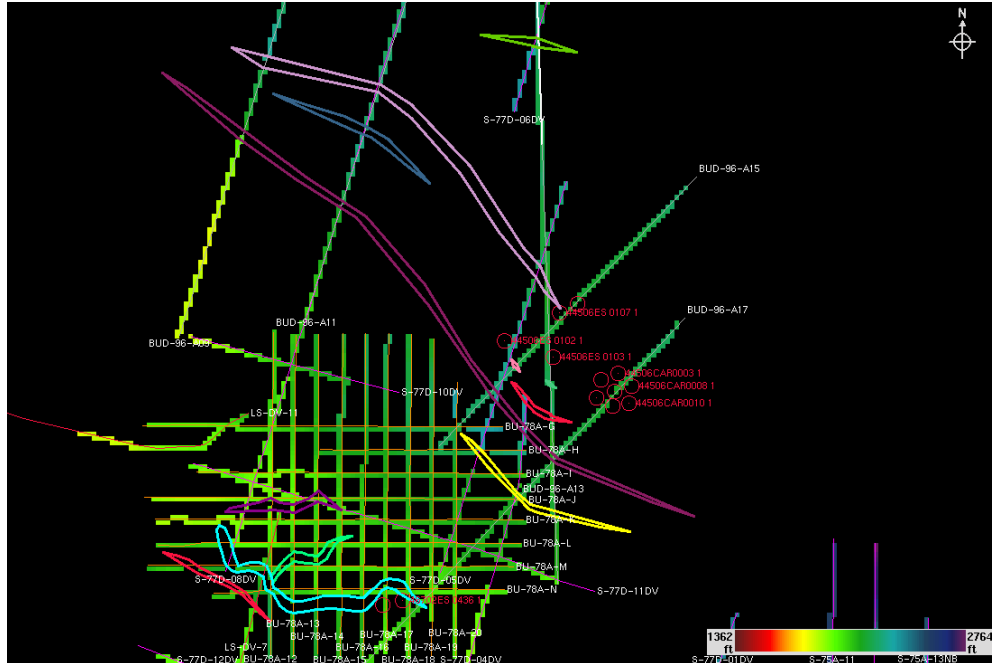


Figura 37. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena F8. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

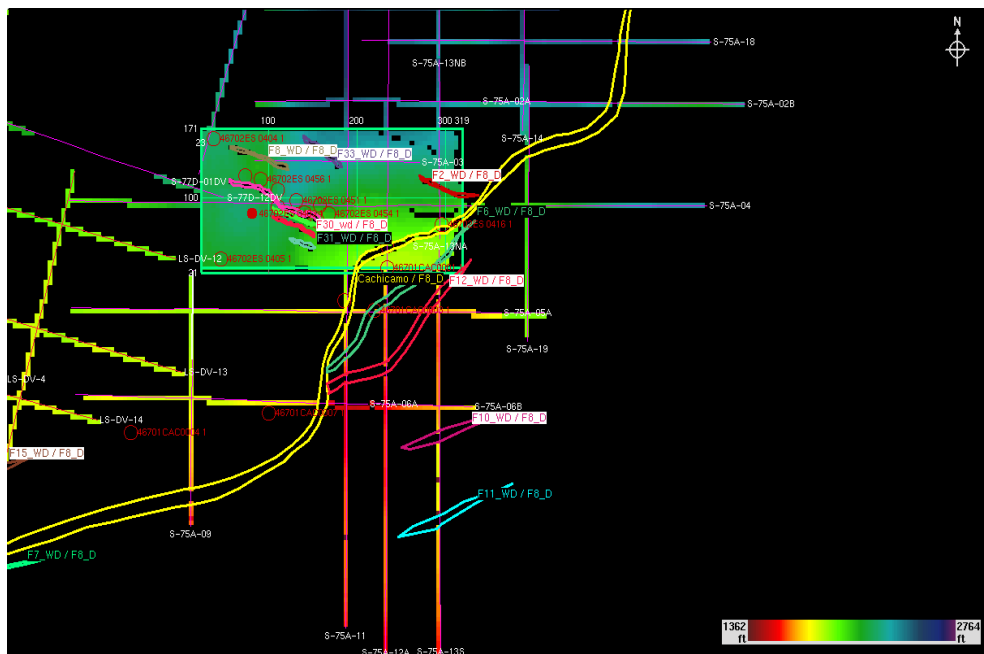


Figura 38. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena F8. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área.

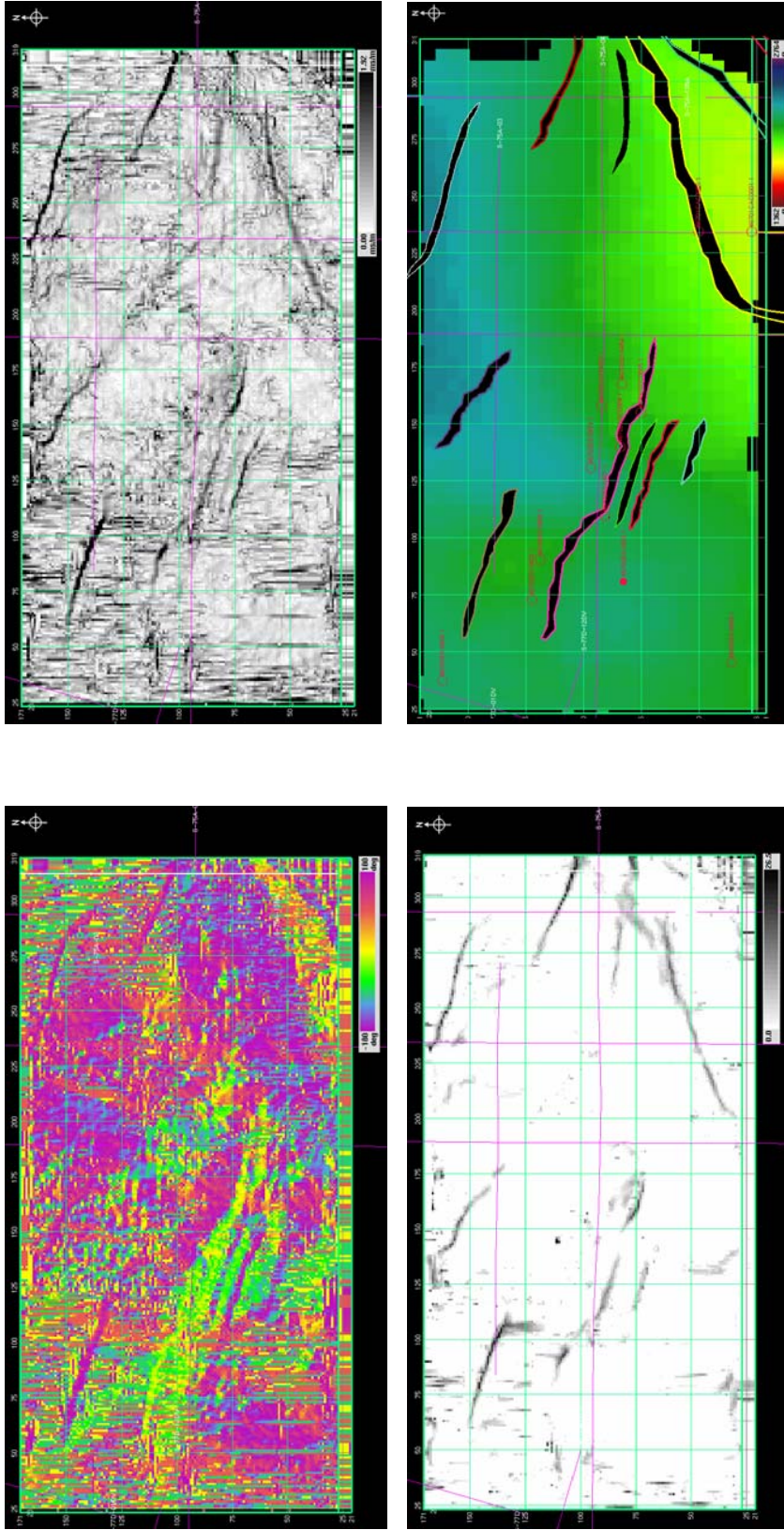


Figura 39. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural en profundidad interpretado para la arena F8.

## **5.2 Interpretación sísmica estructural de la arena I3**

Los mapas estructurales en tiempo y profundidad de la arena I3 (Figuras 40 y 41), presentan una estructura de tipo monoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento variable entre 2° y 3° hacia el NE, consistente con lo interpretado para la arena suprayacente F8. Presenta su máximo valor de profundidad en la zona noreste del área a 2950 pies, mientras que hacia el oeste y el sur alcanza su valor mínimo con un valor aproximado de 1700 pies.

En la evaluación estructural de esta arena se identificaron el mismo patrón de fallas normales en toda el área, reconociendo de igual manera dos sistemas de fallas según su orientación preferencial (Figura 42). El primero, consistente con la tendencia regional, formado por fallas de tipo normal y rumbo paralelo al homoclinal, observado en las zonas noroeste, oeste y parte del este del Área Mayor de Socororo, e identificado a partir de la interpretación de líneas sísmicas 2D y 3D (Figuras 43 y 44). El segundo sistema se ubica en la parte sur y sureste del área, conformado por un conjunto de fallas de tipo normal de rumbo NE-SO y buzamiento al NO, representado por la falla de Cachicamo, producto de un régimen extensivo e identificadas a partir de líneas sísmicas 2D y 3D (Figura 44).

De igual manera se destacan los resultados obtenidos mediante la construcción de los mapas de atributos estructurales, Rumbo, Buzamiento y Borde, los cuales permitieron definir la ubicación, extensión y buzamiento de las fallas dentro del levantamiento sísmico 3D (Figura 45).

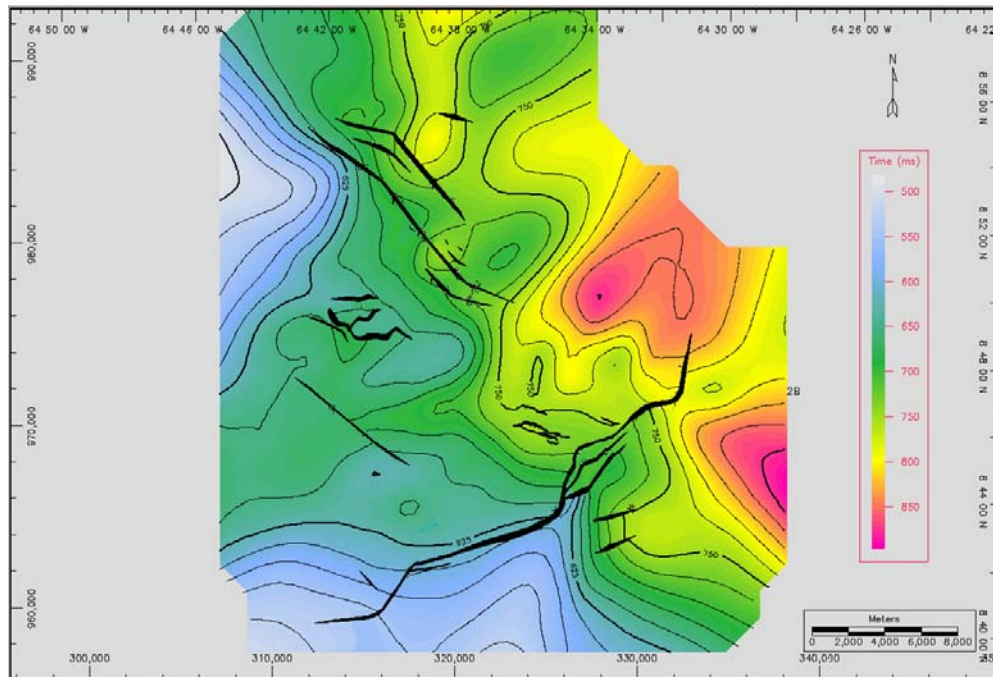


Figura 40. Mapa estructural en tiempo para la arena I3.

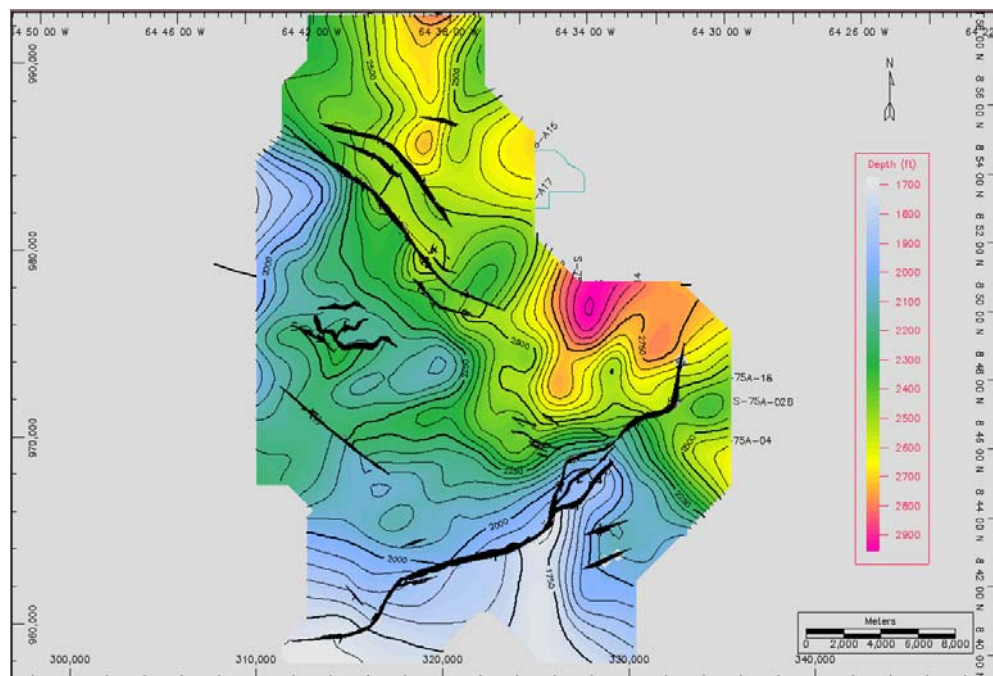


Figura 41. Mapa estructural en profundidad para la arena I3

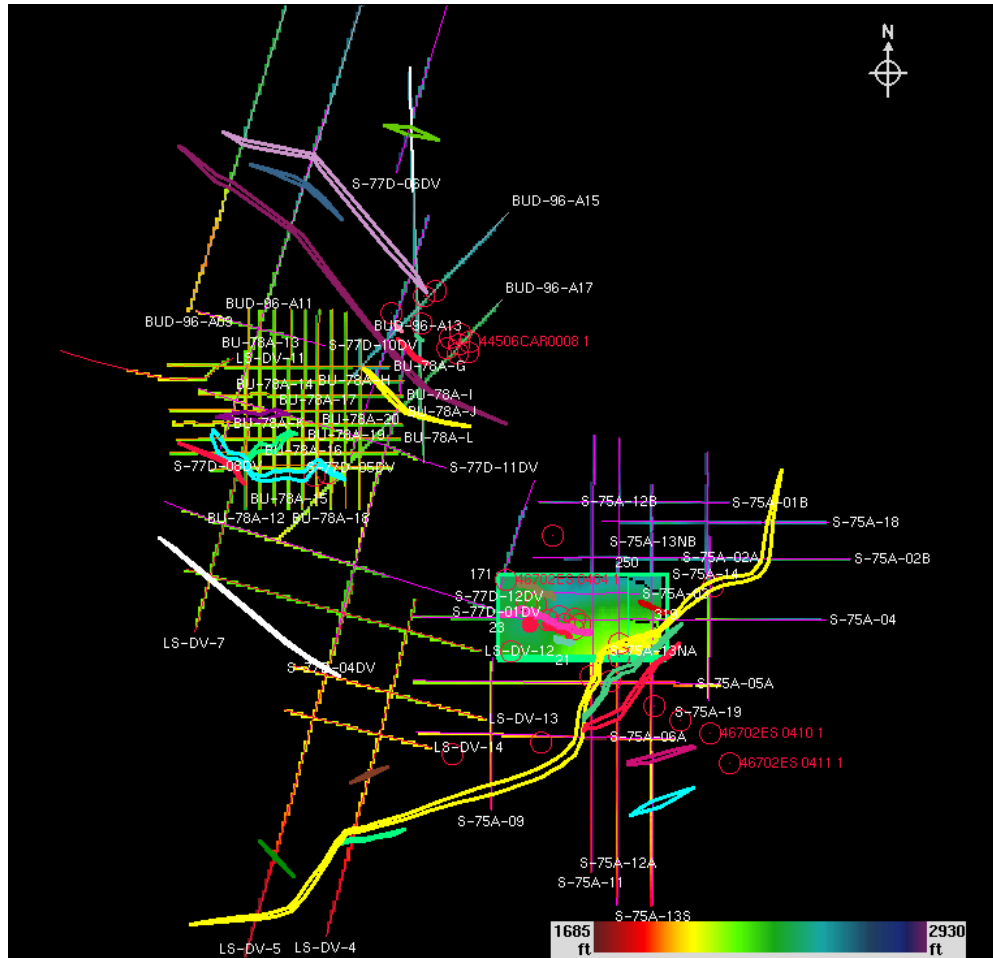


Figura 42. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena I3.



Figura 43. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena I3. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

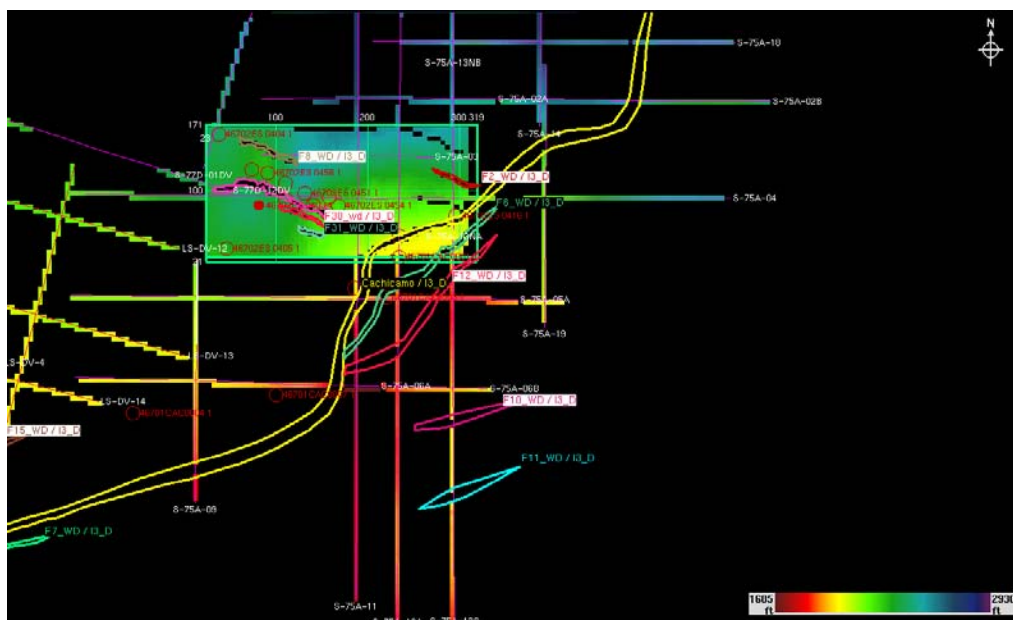


Figura 44. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena I3. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área

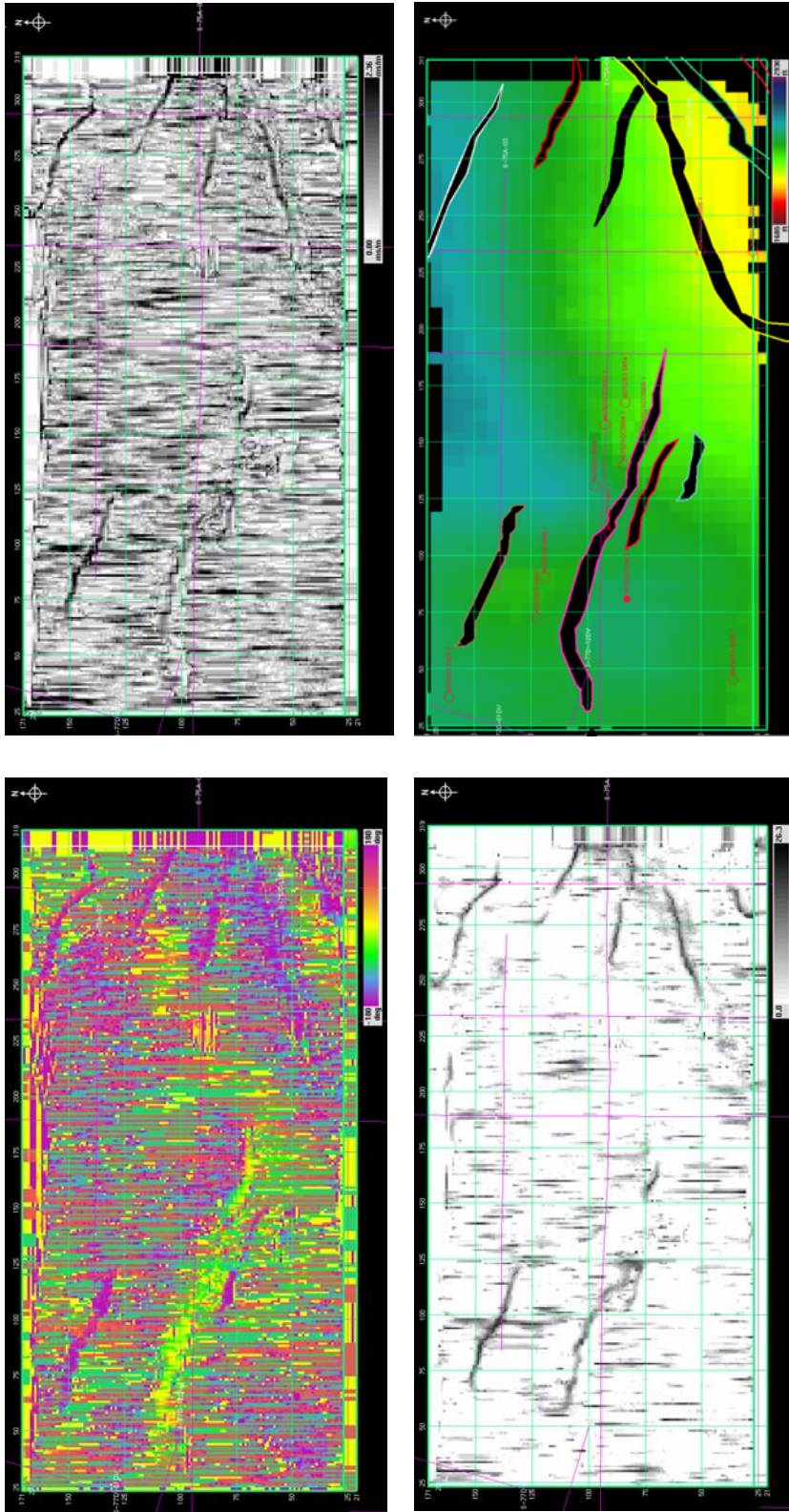


Figura 45. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural en profundidad interpretado para la arena I3.



### **5.3 Interpretación sísmica estructural de la arena J3ML**

Los mapas generados en tiempo y en profundidad para la arena J3ML (Figuras 46 y 47), reflejan semejanza con los mapas de estructurales de las arenas F8 e I3. Se observa una estructura de tipo monoclinial de rumbo NO-SE y buzamiento aproximado de 2° a 3° en dirección al NE. Alcanza su valor mínimo en profundidad al oeste y noroeste del área con un valor promedio de 1900 pies , profundizándose hacia el este hasta los 3100 pies aproximadamente.

Al oeste, noroeste y parte del este del área (Figura 48 y 49) se identifica el mismo sistema de fallas normales de rumbo NO-SE y buzamiento variable, norte o sur de ángulo alto, interpretadas a partir de líneas sísmicas 2D y 3D.

Hacia el este y sureste (Figura 50) del área se identifica de igual manera la falla de Cachicamo y un conjunto de fallas paralelas a ésta de rumbo NE-SO. A partir de la interpretación sísmica del levantamiento 3D, con la ayuda de los mapas de atributos estructurales de rumbo, buzamiento y borde (Figuras J3rumbo, buzamiento, borde y 3D), se puede observar que existe una menor cantidad de fallas de rumbo NO-SE en comparación con las arenas F8 e I3, lo cual evidencia la característica local de las mismas en esta área. Otro aspecto resaltante en este levantamiento es el encuentro de la falla F5, de buzamiento sur y rumbo NO-SE, con la falla F4 de mayor edad, de igual buzamiento y rumbo NE-SO, originada posiblemente por el movimiento de la falla de Cachicamo (Figura 51).

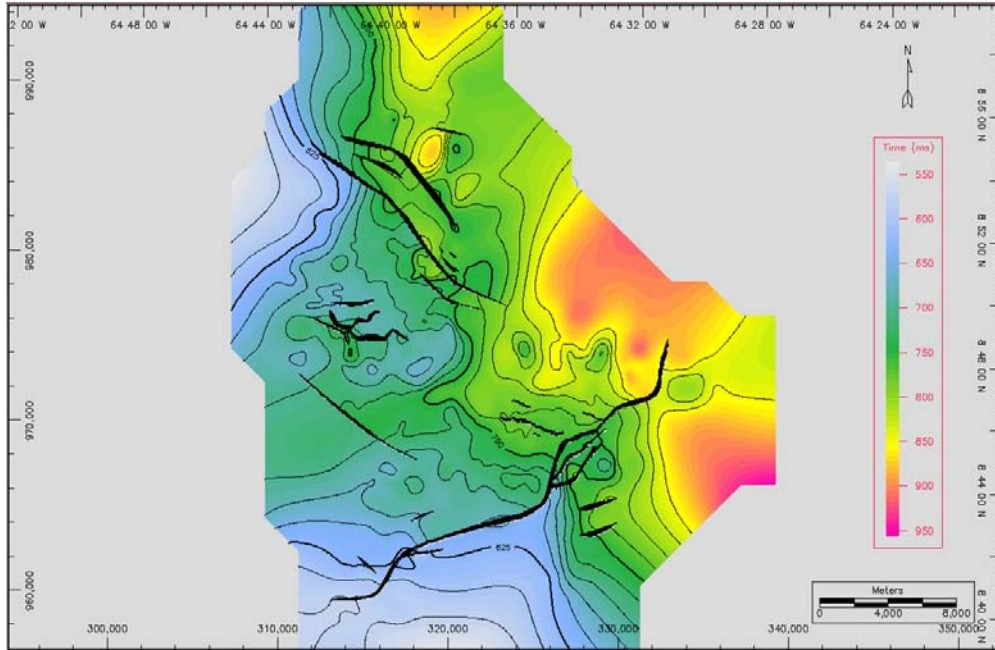


Figura 46. Mapa estructural en tiempo para la arena J3ML

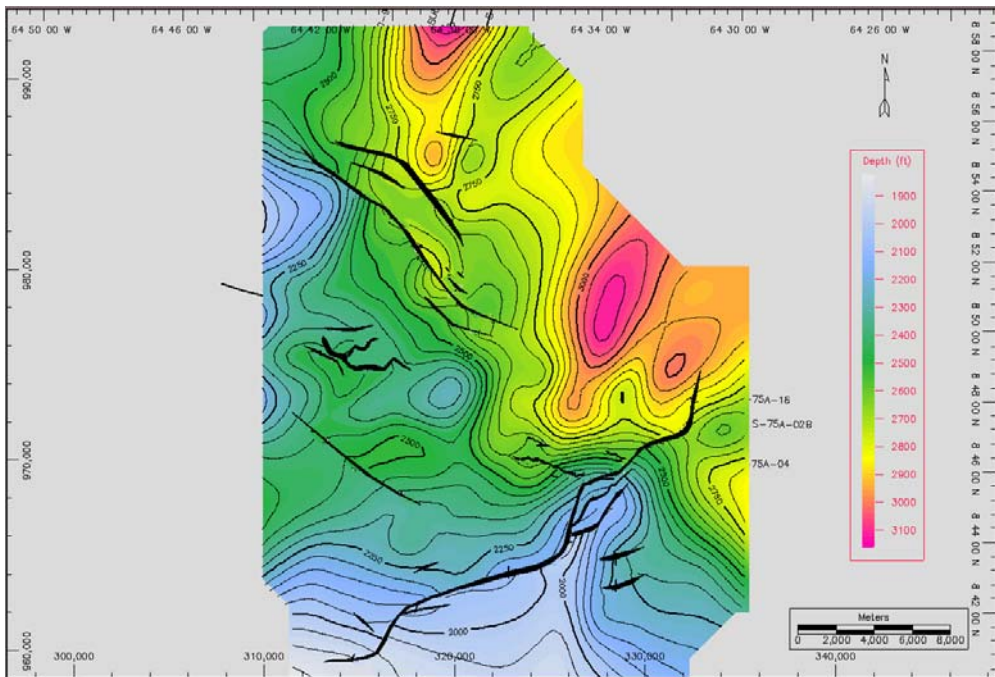


Figura 47. Mapa estructural en profundidad para la arena J3ML.

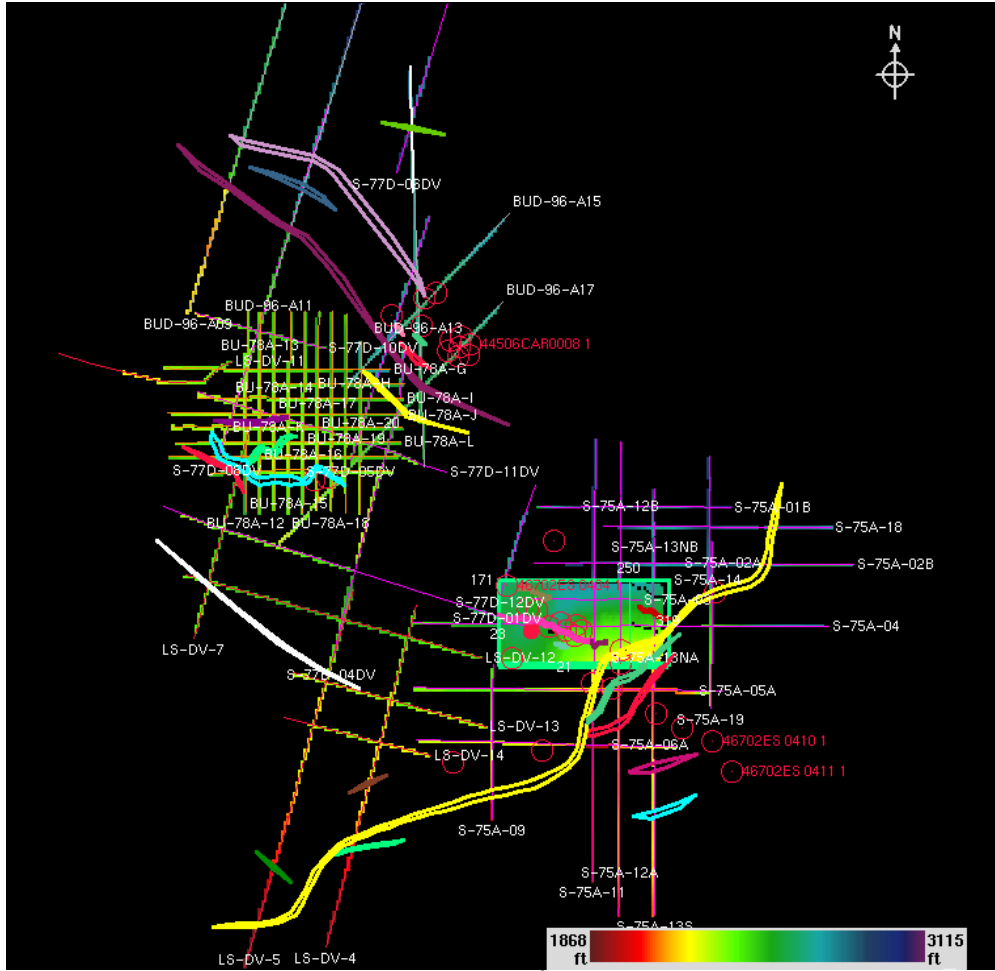


Figura 48. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena J3ML

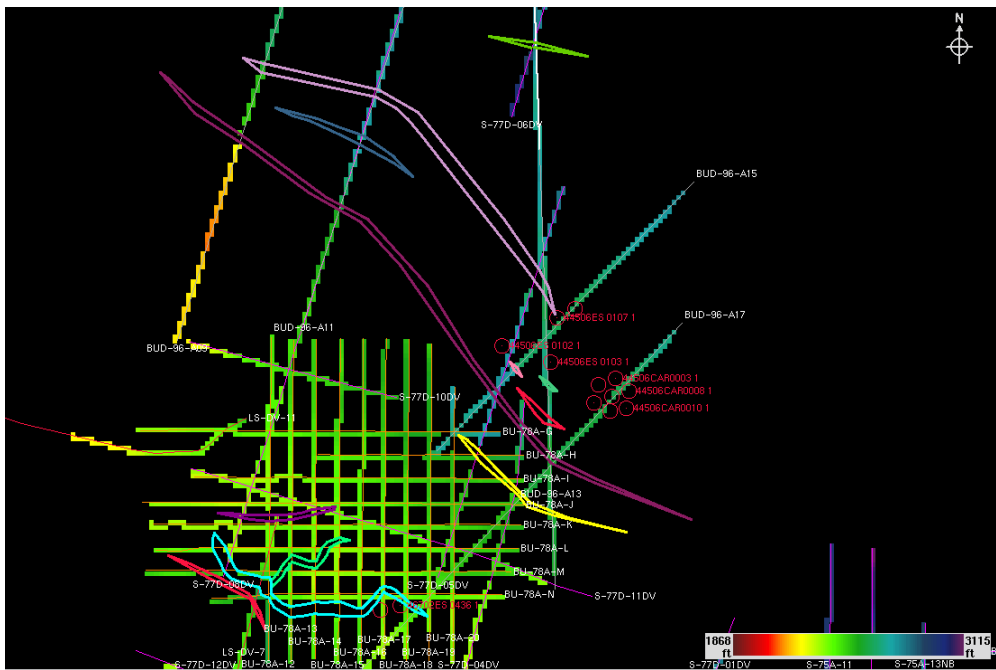


Figura 49. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena J3ML. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

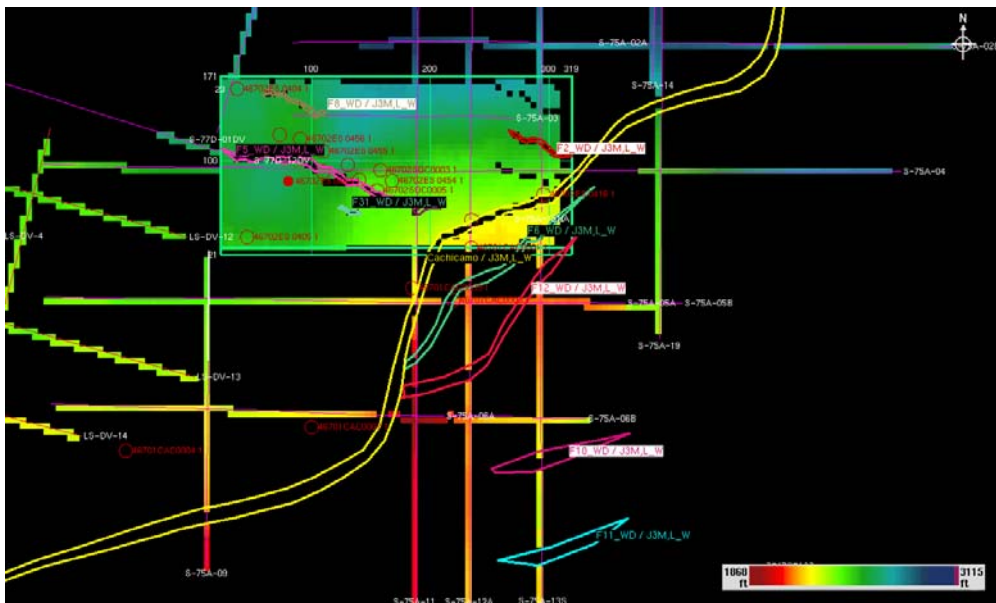


Figura 50. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena J3ML. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área

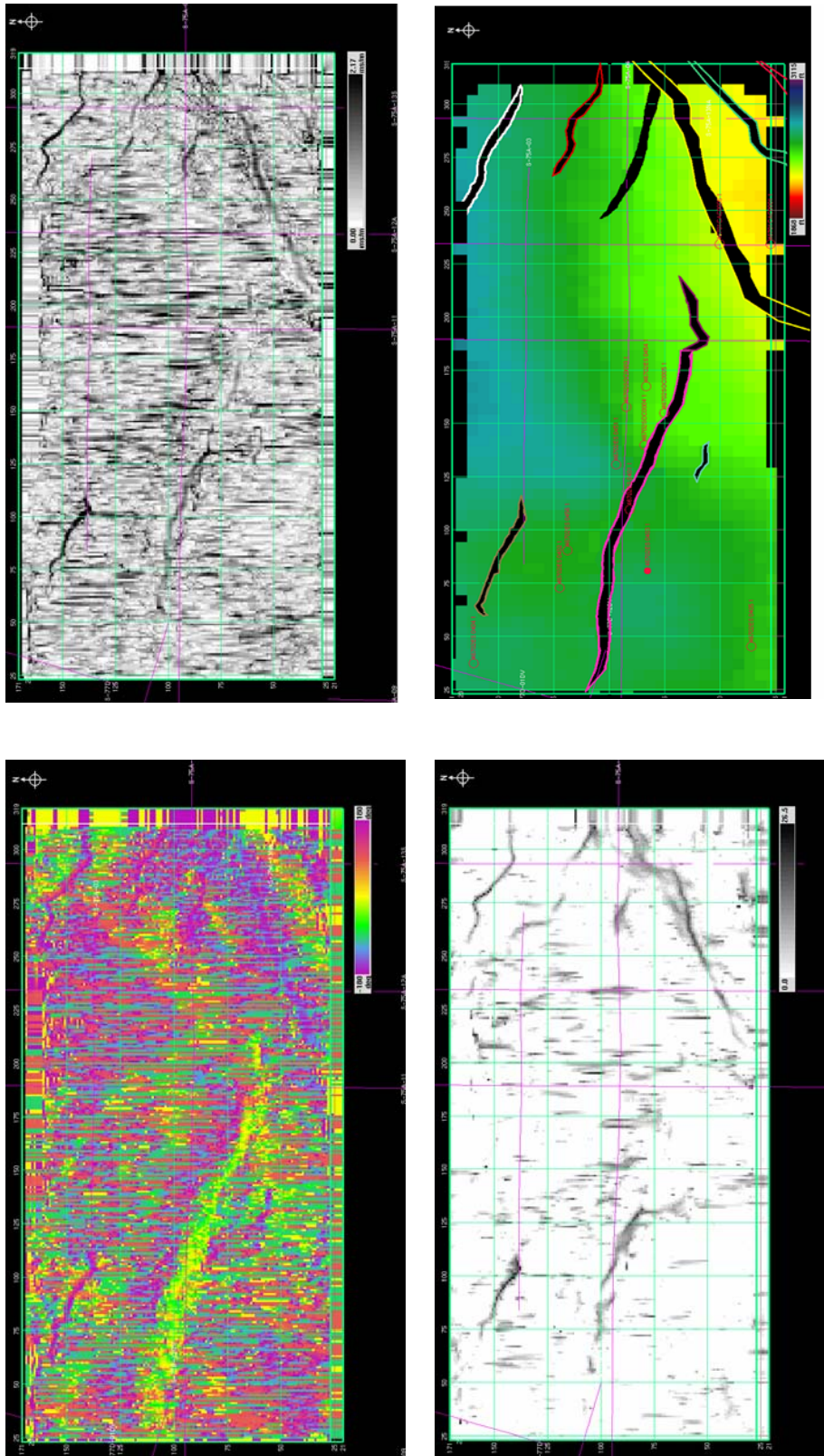


Figura 51. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural interpretado para la arena J3ML.

#### **5.4 Interpretación sísmica estructural de la arena N2.**

Se observa a partir de los mapas en tiempo y profundidad (Figuras 52 y 53) que se mantiene la estructura de tipo monoclinal de buzamiento NO-SE con buzamiento de 2° a 3° aproximadamente hacia el NE. Esta arena alcanza su máximo valor en profundidad al este del área entre 3600 y 3700 pies aproximadamente, mientras que el valor mínimo se observa hacia el sur a 2300 pies de profundidad.

En figura 54 se identifica el patrón de fallas normales de rumbo NO-SE observado en las arenas anteriormente descritas, observado en las zonas norte, noroeste y parte de la zona este (Figuras 55 y 56) del Área Mayor de Socororo, manteniendo consistencia con la tendencia regional de este sistema de fallas del Área Mayor de Socororo.

Hacia el este de área, en el levantamiento 3D y apoyándose en los mapas estructurales de rumbo, buzamiento y bordes (Figura 57) se observa la falla de Cachicamo, la cual aumenta su salto de falla a medida que profundiza, razón por la cual se observa un levantamiento considerable del bloque sur respecto al bloque norte en relación al salto de falla interpretado para las arenas F8, I3 y J3ML. Igualmente se observa como la falla F4 aumenta su desplazamiento a medida que profundiza tanto en dirección NE como SO, manteniendo la colisión con la falla F5 en la zona central de dicho levantamiento

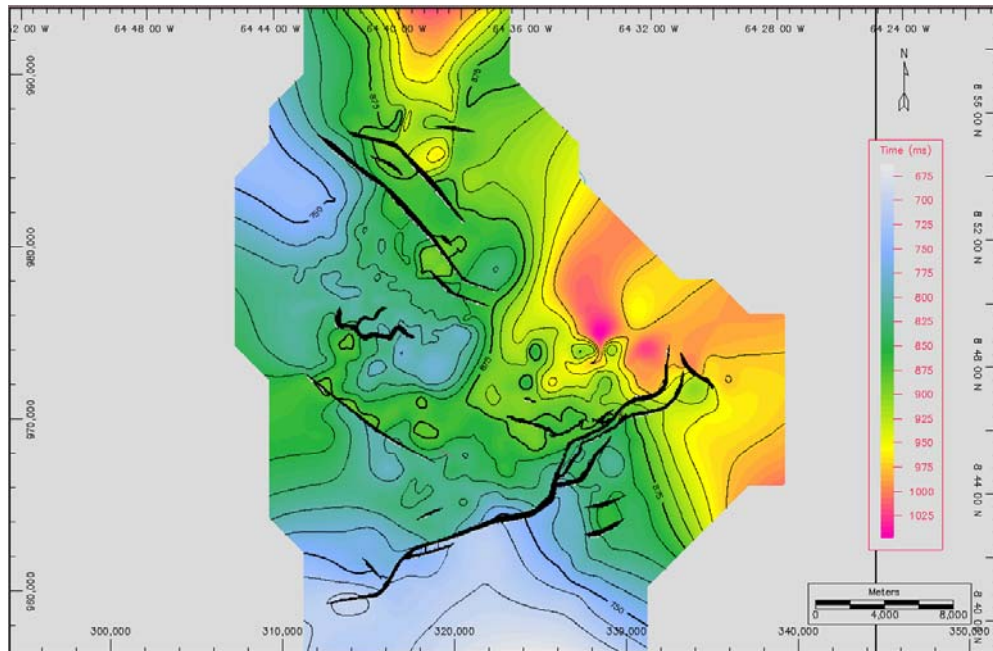


Figura 52. Mapa estructural en tiempo para la arena N2.

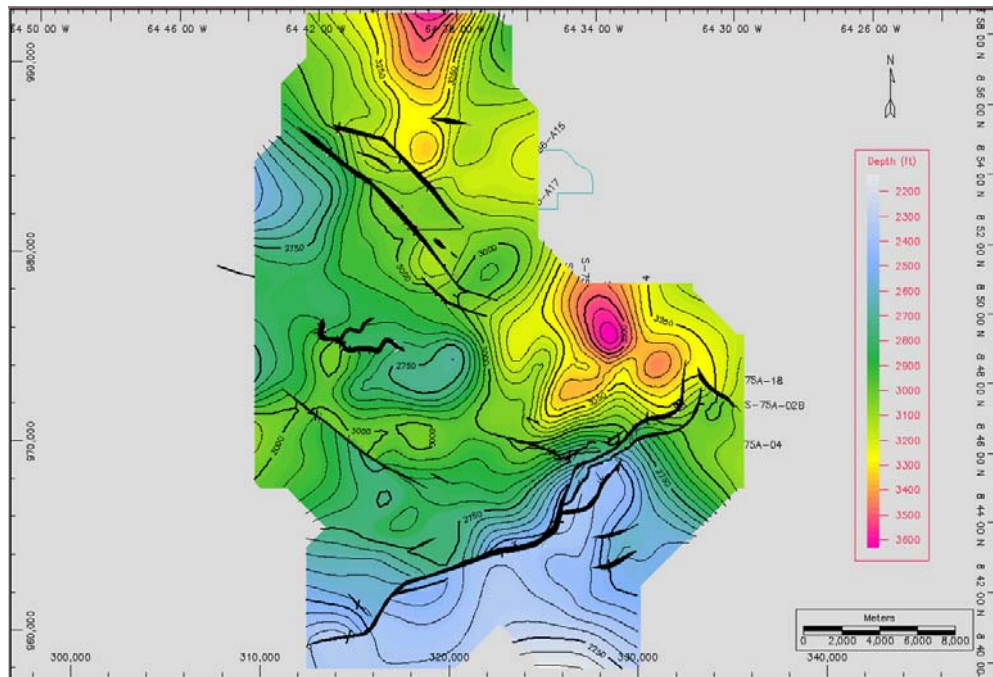


Figura 53. Mapa estructural en profundidad para la arena N2.

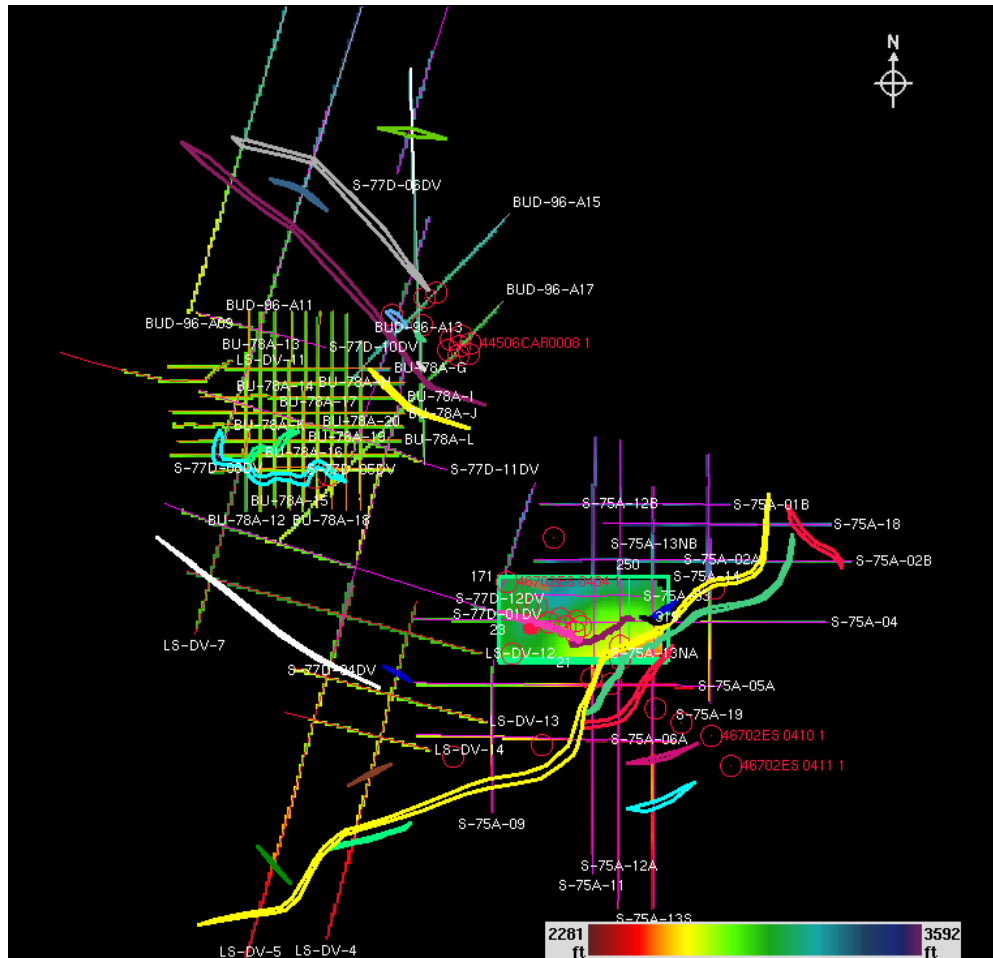


Figura 54. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena N2.





Figura 55. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socoro para la arena N2. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

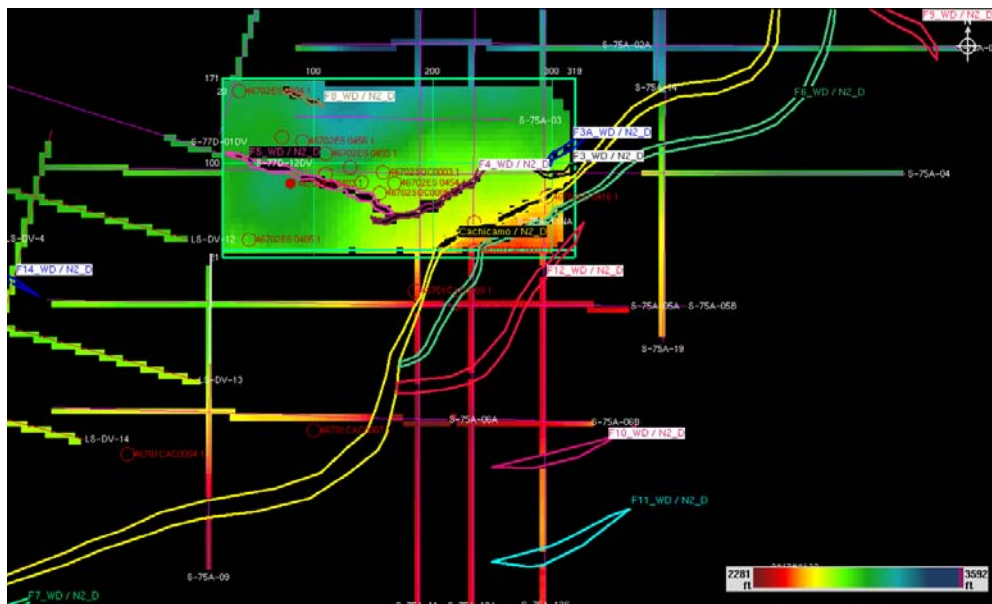


Figura 56. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socoro para la arena N2. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área. Por otro lado, se observa hacia la zona noroeste de la figura dos fallas con rumbo NO-SE consecuentes con el sistema regional de las fallas de Área Mayor de Socoro.

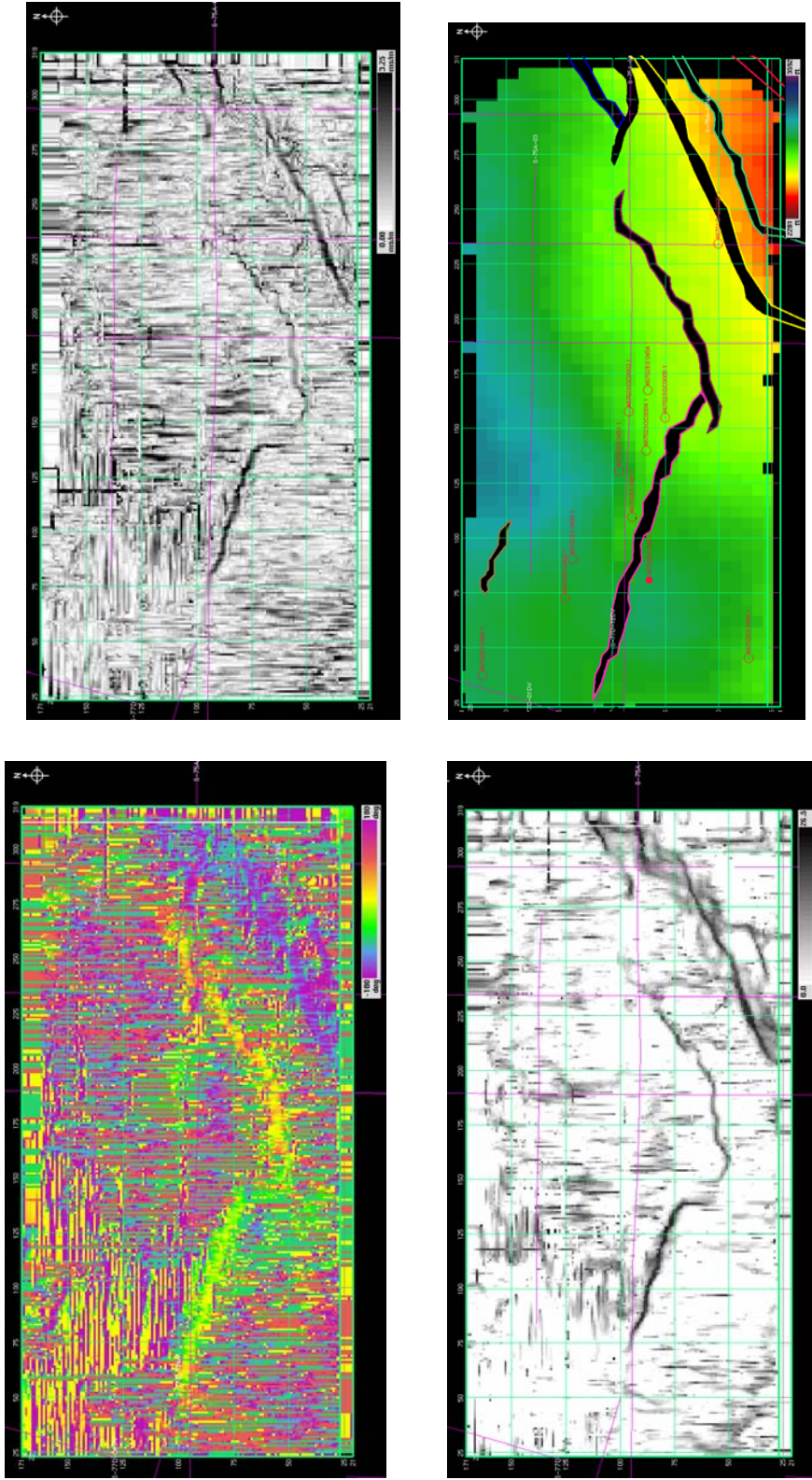


Figura 57. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural en profundidad interpretado para la arena N2. Se observa en los cuatro mapas generados, tanto la alineación de la falla de Cachicamo como la colisión entre las fallas F4 (color vino tinto) y F5 (color fucsia) en el mapa estructural.

## **5.5 Interpretación sísmica estructural de la arena R0UM**

Los mapas generados para esta arena en tiempo y en profundidad (Figuras 58 y 59) indican la presencia de un monoclinal de rumbo aproximado NO-SE y buzamiento variable entre 2° y 3° en dirección al NE. Las profundidades observadas para esta arena se encuentran en un rango entre 2400 y 3900 pies, alcanzando su máxima profundidad en la zona norte del área en estudio.

De igual manera se identifican los dos sistemas de fallas previamente descritos (Figura 60). El primero compuesto por fallas de rumbo NO-SE y buzamiento variable de ángulo alto, ubicado al oeste, noroeste y parte la zona este del área (Figura 61 y 62); y el segundo sistema ubicado en la zona sur y sureste del área (Figura 62) formado por un conjunto de fallas de rumbo NE-SO y buzamiento NO, entre las que se encuentra la falla de Cachicamo.

A partir de la interpretación estructural del levantamiento 3D y la construcción de los mapas de atributos estructurales de rumbo, buzamiento y borde (Figura 63) se observa al sureste el bloque levantado por la falla de Cachicamo, mientras que en la zona central se mantiene la colisión entre las fallas F4 y F5.

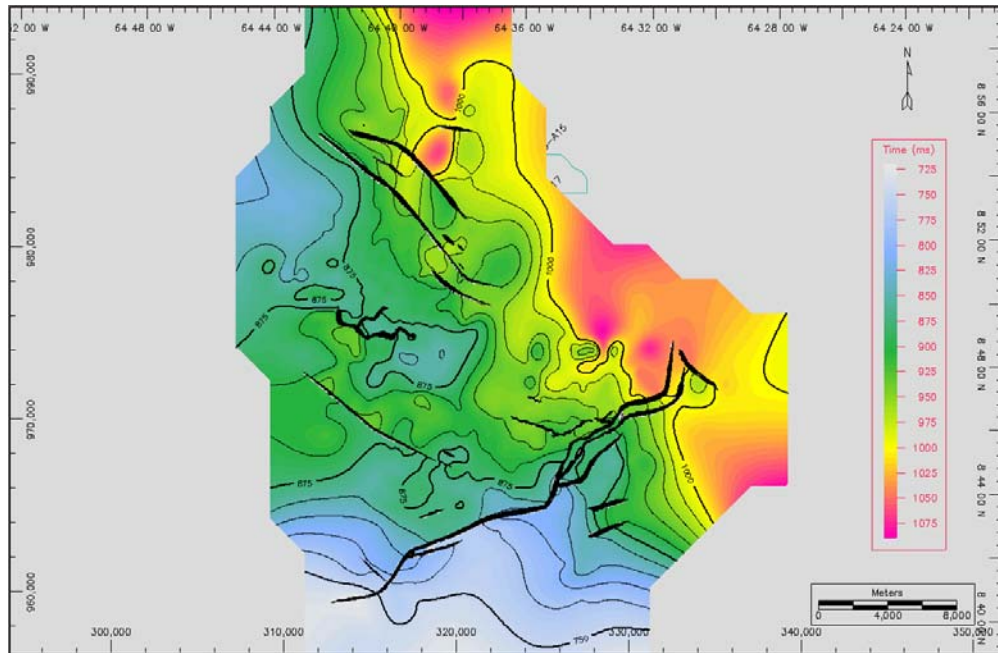


Figura 58. Mapa estructural en tiempo para la arena R0UM

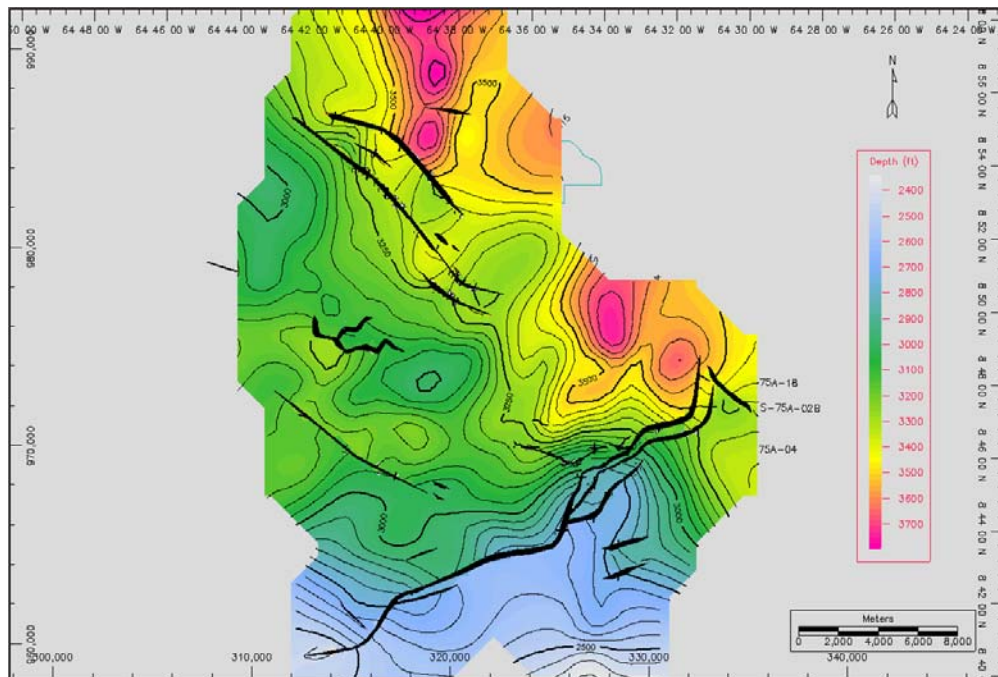


Figura 59. Mapa estructural en profundidad para la arena R0UM

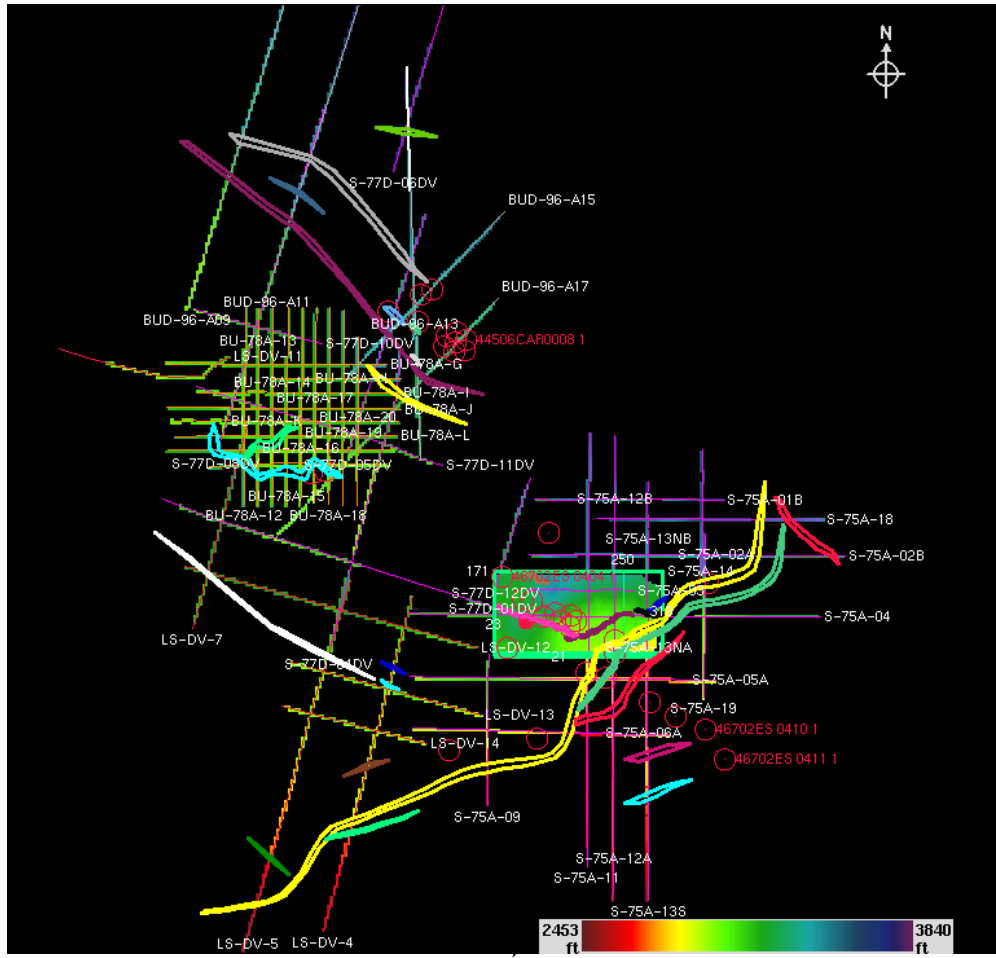


Figura 60. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena R00M.

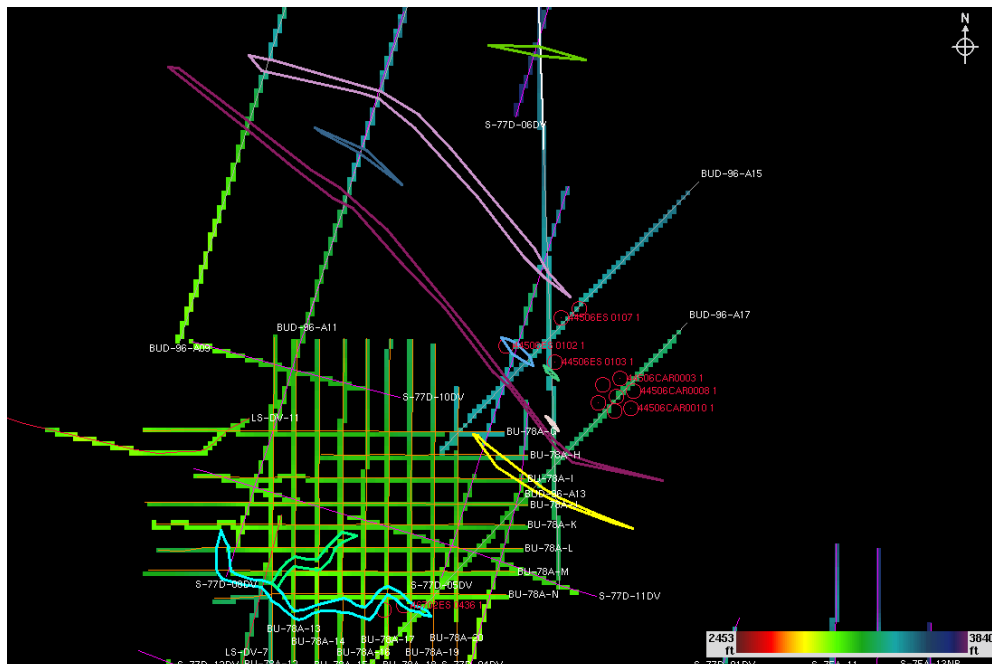


Figura 61. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena R0UM. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

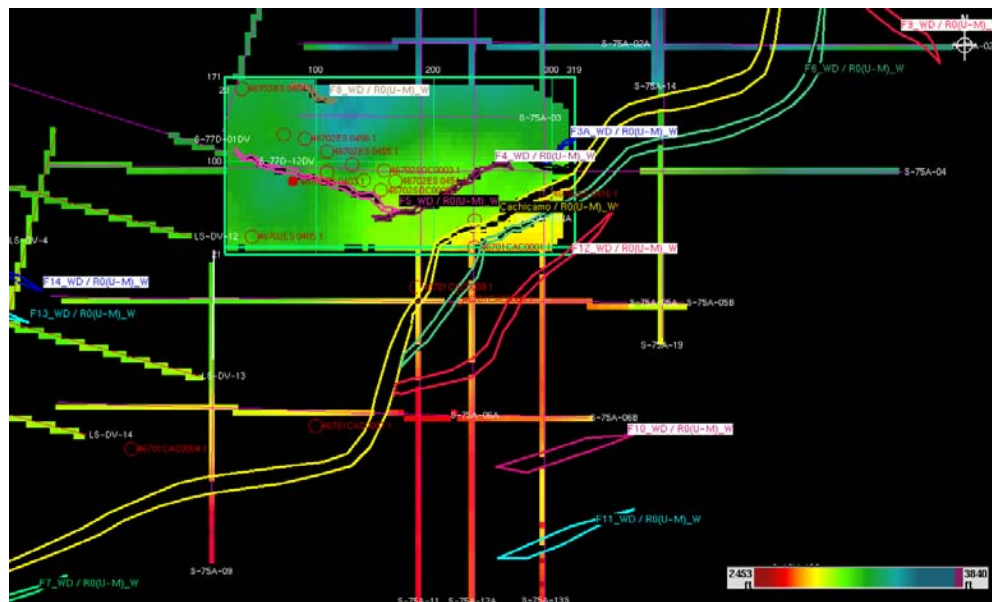


Figura 62. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena R0UM. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área. Por otro lado, se observa hacia la zona noroeste de la figura dos fallas con rumbo NO-SE consecuentes con el sistema regional de las fallas de Área Mayor de Socororo.

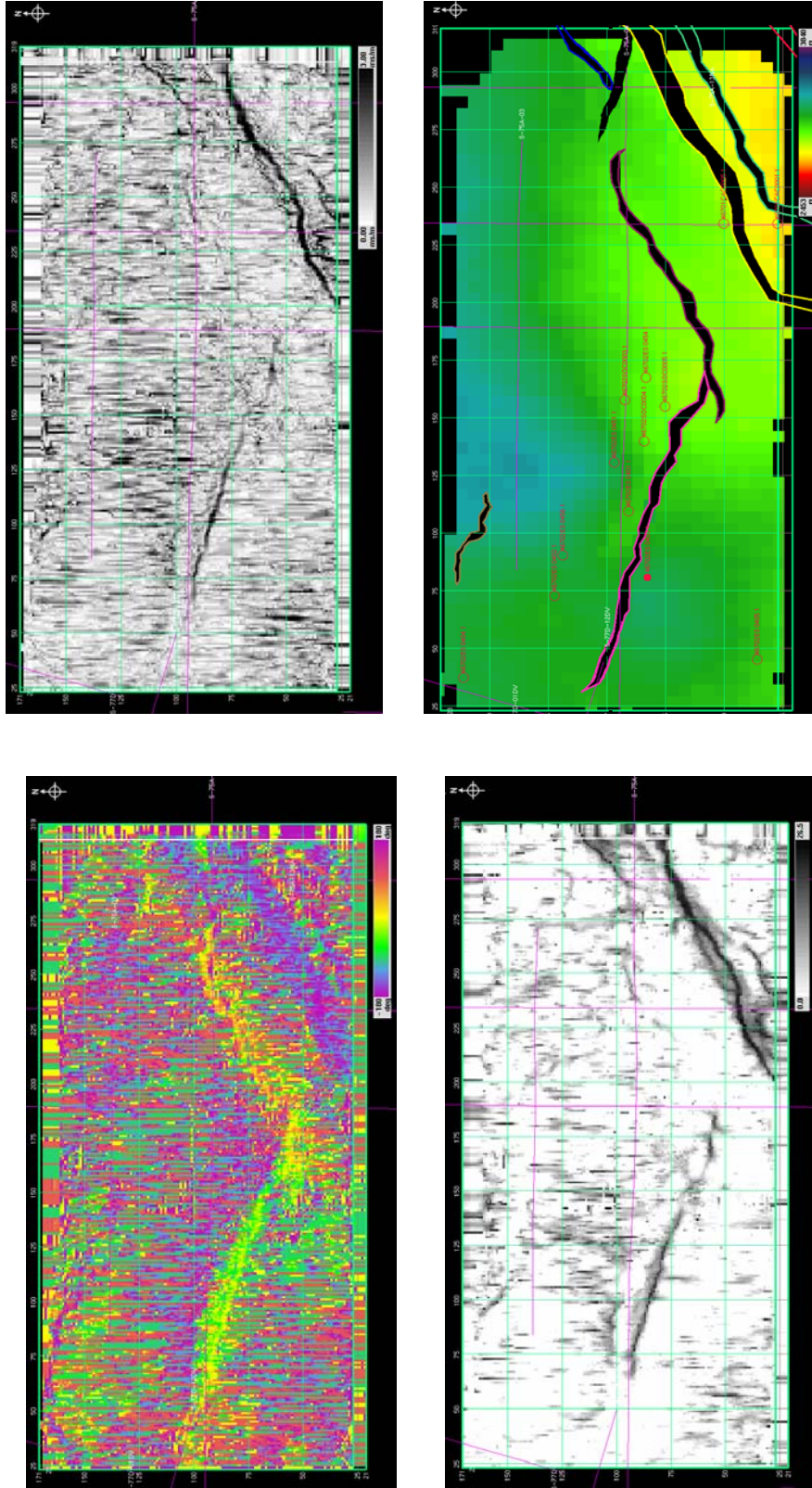


Figura 63. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural en profundidad interpretado para la arena ROUM. Se observa en los cuatro mapas generados, tanto la alineación de la falla de Cachicamo como la colisión entre las fallas F4 (color vino tinto) y F5 (color fucsia) en el mapa estructural.

## **5.6 Interpretación sísmica estructural de la arena R4L**

Los mapas generados en tiempo y profundidad para la arena R4L (Figuras 64 y 65) muestran un monoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento hacia el NE de 2° a 3° aproximadamente. Alcanza su máximo valor en profundidad en la zona norte del área a 4200 pies , mientras que hacia el sur se observan los valores mínimos de profundidad cerca de los 2500 pies .

En la figura 66 se identificaron los dos sistemas de fallas de rumbo NO-SE y NE-SO, expuestos en las cinco arenas suprayacentes pertenecientes a este proyecto, observadas con mayor detalle en las figuras 67 y 68.

En base a la interpretación estructural del levantamiento 3D y los mapas de atributos estructurales generados para esta arena (Figura 69), se observa como las fallas F4 y F5 se mantienen en colisión en la zona central del levantamiento 3D, mientras que hacia el sureste del mismo, la falla de Cachicamo prosigue con el levantamiento del bloque sureste del Área Mayor de Socororo.



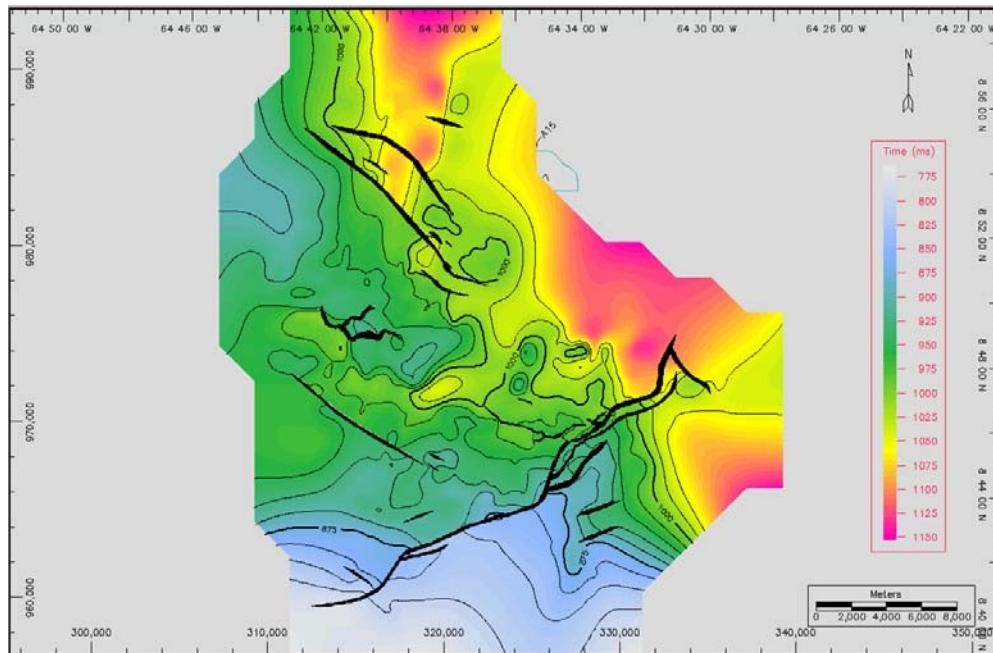


Figura 64. Mapa estructural en tiempo para la arena R4L

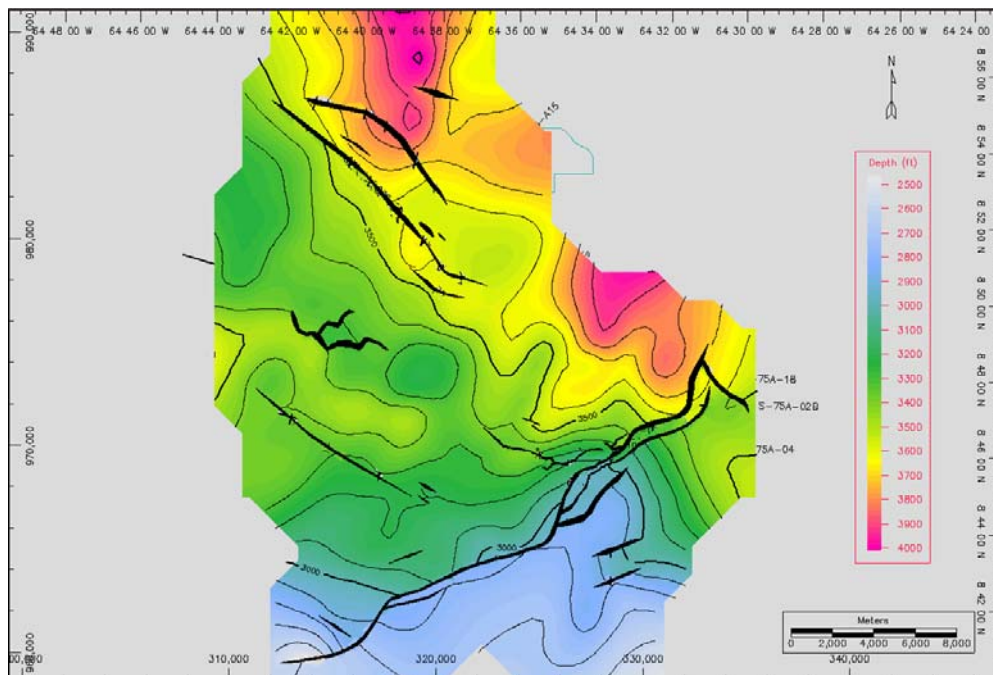


Figura 65. Mapa estructural en profundidad para la arena R4L

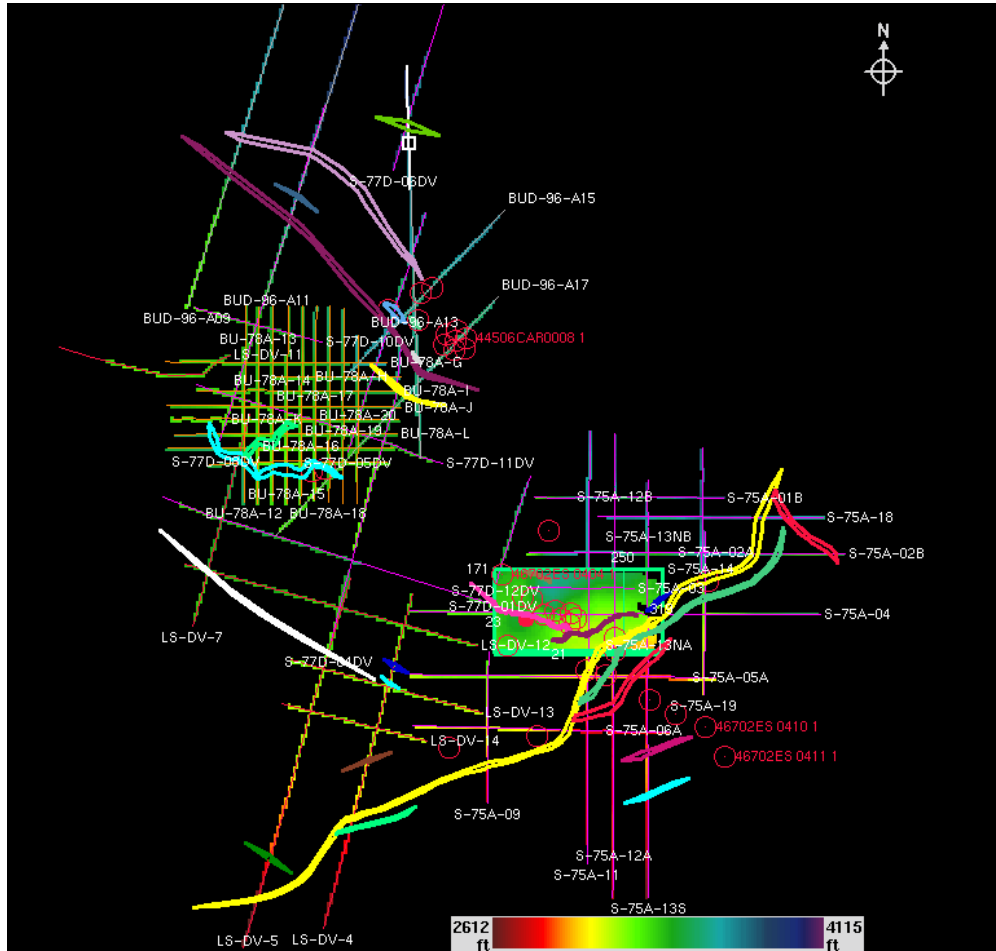


Figura 66. Interpretación estructural de todo el Área Mayor de Socorro para la arena R4L.



Figura 67. Interpretación estructural de la zona oeste del Área Mayor de Socororo para la arena R4L. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NO-SE

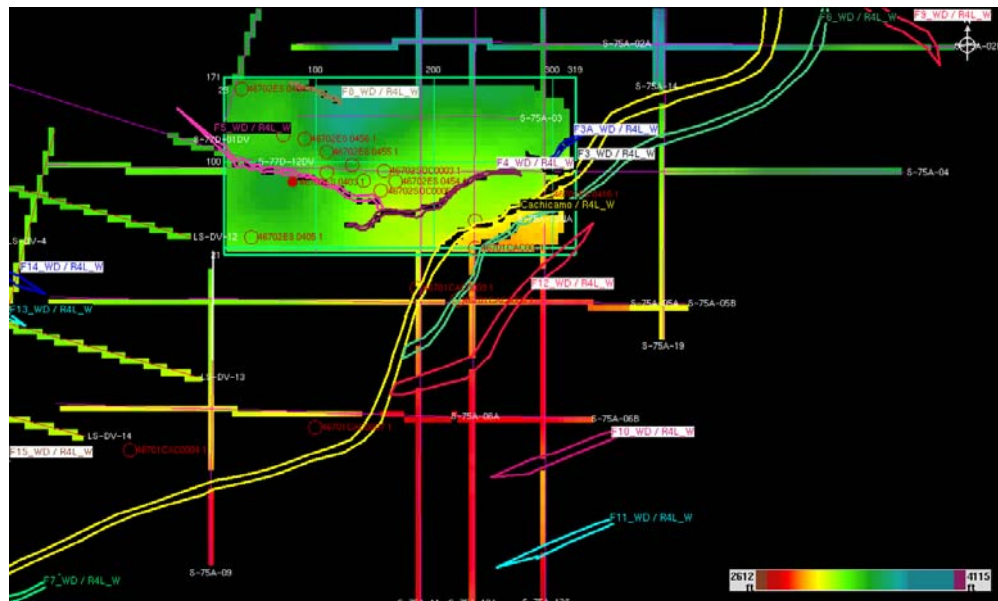


Figura 68. Interpretación estructural de la zona este del Área Mayor de Socororo para la arena R4L. Nótese la orientación preferencial de las fallas en dirección NE-SO, destacándose la falla de Cachicamo (amarillo) la cual es la principal del área. Por otro lado, se observa hacia la zona noroeste de la figura dos fallas con rumbo NO-SE consecuentes con el sistema regional de las fallas de Área Mayor de Socororo.

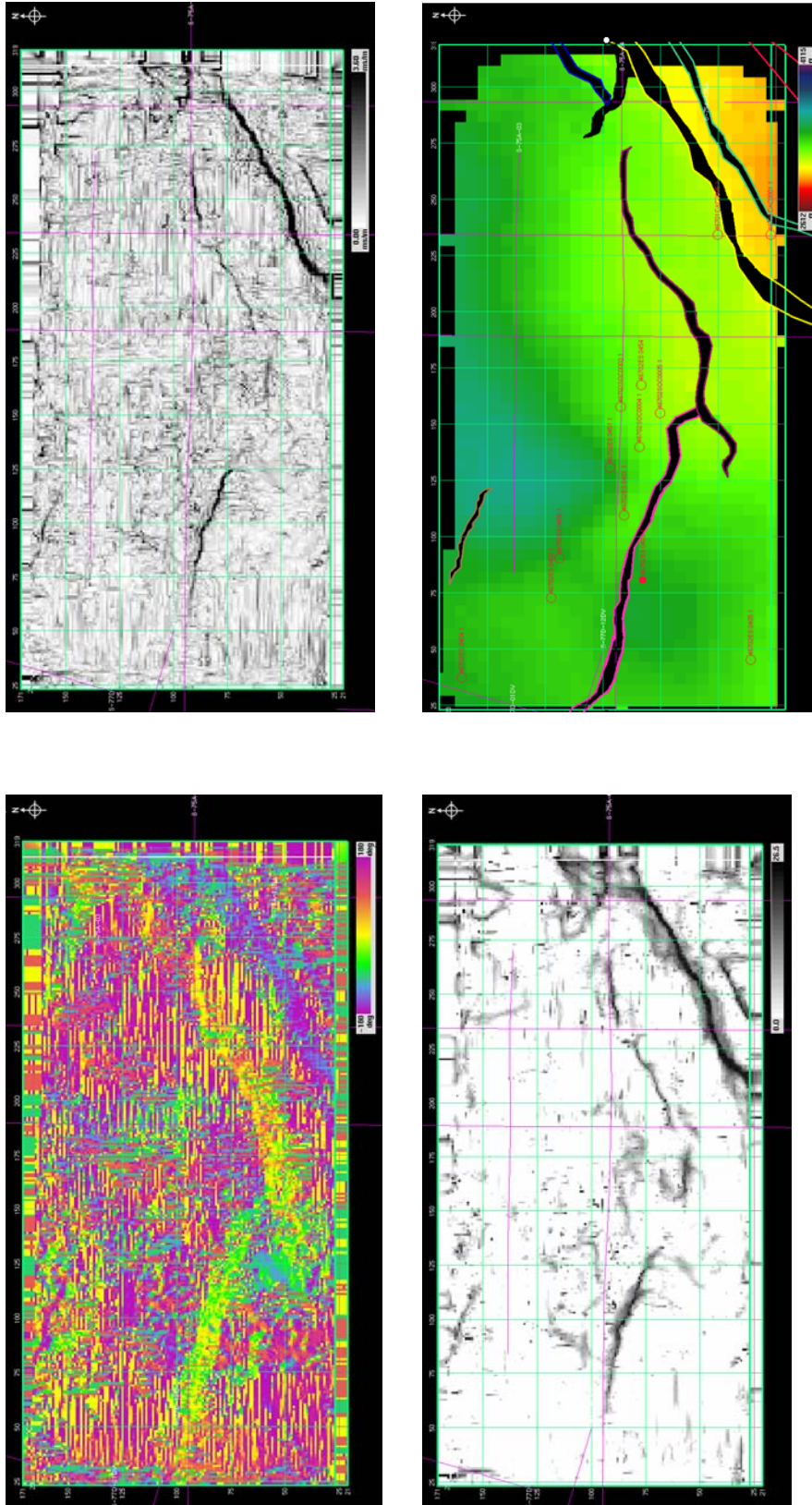


Figura 69. Atributos estructurales. En la parte superior izquierda se observa el mapa de atributos de rumbo, en la parte superior derecha se encuentra el mapa de atributos de buzamiento, en la parte inferior izquierda se observa el mapa de atributos de borde y en la parte inferior derecha se observa el mapa estructural en profundidad interpretado para la arena R4L. Se observa en los cuatro mapas generados, tanto la alineación de la falla de Cachicamo como la colisión entre las fallas F4 (color vino tinto) y F5 (color fucsia) en el mapa estructural.

## 5.7 Análisis de secciones sísmicas interpretadas.

A partir de la interpretación de las secciones sísmicas, tanto de levantamientos 2D como 3D, se observan fallas normales que cortan las arenas interpretadas, producto de regímenes expansivos presentes en el área. Dichos regímenes generan estructuras de tipo “Horst” producto de la compresión ocurrida al norte durante el desarrollo de la cuenca antepaís de la Subcuenca de Maturín, lo cual produce la extensión local por flexión de la litosfera del flanco sur de esta cuenca (Kiser, 1991).

La tabla 9 refleja los colores utilizados para la interpretación de cada una de las arenas en estudio.

Tabla 9. Colores empleados para la interpretación de los horizontes

Horizonte	Color	Marcador Geológico
F8_D	Amarelo	Tope arena F8
I3_D	Verde	Tope arena I3
J3M,L_W	Azul	Tope arena J3ML
N2_D	Naranja	Tope arena N2
R0(U-M)_W	Magenta	Tope arena R0UM
R4L_W	Gris	Tope arena R4L

En la tabla 10 se presenta una síntesis de todas las fallas observadas a través de la interpretación de cada una de las arenas, indicando ubicación dentro del Área Mayor de Socororo, rumbo y buzamiento.

Tabla 10. Síntesis de las fallas observadas.

Fallas	Color	Rumbo	Buzamiento	Ubicación (A.M.S.)	Arenas que corta
Cachicamo	Amarelo	NE-SO	NO	Este y Sureste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F1		NO-SE	NE	Este, 3D	F8, I3, J3ML
F2	Rojo	NO-SE	NE	Este, 3D	F8, I3, J3ML
F3	Negro	NO-SE	N	Este, 3D	N2, R0UM, R4L
F3a	Azul	NE-SO	NO	Este, 3D	N2, R0UM, R4L
F4	Marrón	NE-SO	SE	Este, 3D	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F5	Magenta	NO-SE	SO	Este, 3D	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L

Fallas	Color	Rumbo	Buzamiento	Ubicación (A.M.S.)	Arenas que corta
F6		NE-SO	NO	Sureste, 3D	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F7		NE-SO	N	Suroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F8		NO-SE	NE	Este 3D	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F9		NO-SE	SO	Noreste	N2, R0UM, R4L
F10		E-O	S	Sureste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F11		E-O	N	Sureste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F12		NE-SO	N	Oeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F13		NO-SE	NE	Oeste	R0UM, R4L
F14		NO-SE	NE	Oeste	N2, R0UM, R4L
F15		NE-SO	N	Suroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F16		NO-SE	NO-SE	NE	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F17		NO-SE	SO	Suroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F18		NO-SE	SO	Noroeste	F8, I3 y J3ML
F19		E-O	E-O	S	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F20		NO-SE	NO-SE	S	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F21		NE-SO	N	Oeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F22		NO-SE	NE	Oeste	N2, R0UM, R4L
F23		E-O	S	Oeste	F8, I3 y J3ML
F24		NO-SE	NE	Oeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F25		NO-SE	NE	Noroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F26		NO-SE	NE	Noroeste	F8, I3 y J3ML
F27		NO-SE	NO-SE	NE	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F28		NO-SE	NE	Oeste	F8, I3 y J3ML
F29		NO-SE	NE	Oeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F30		NO-SE	NE	Este, 3D	F8, I3 y J3ML
F31		NO-SE	NE	Este, 3D	F8, I3 y J3ML
F32		E-O	S	Noroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F33		NO-SE	NE	Este, 3D	F8
F34		NO-SE	NE	Noroeste	F8, I3, J3ML, N2, R0UM, R4L
F35		E-O	S	Este, 3D	F8

En la figura 70 se observa la sección Crossline 92, dirección NS y ubicada en la parte este del levantamiento 3D. En ella se aprecia una estructura de tipo “Horst” que atraviesa las seis arenas interpretadas.

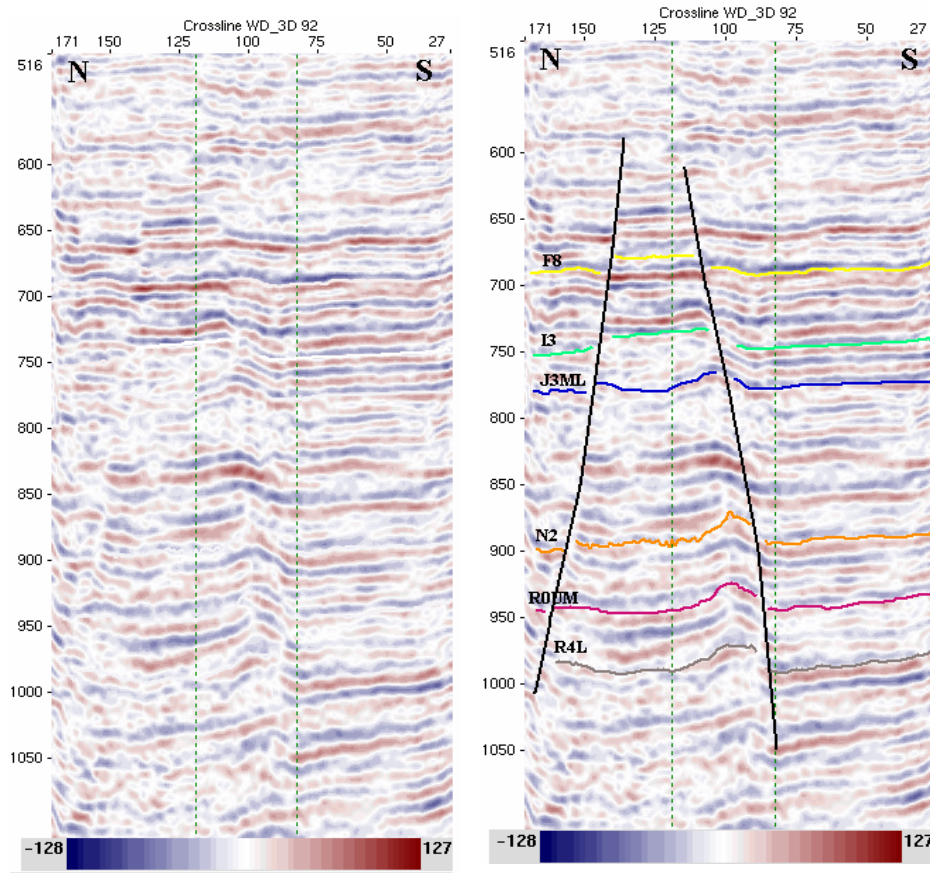


Figura 70. Líneas sísmica 92 en dirección N-S. Sección sísmica sin interpretar (izquierda).  
Sección sísmica interpretada (derecha)

En la figura 71 se observa la sección Crossline 237, en la que se aprecia al sur el desplazamiento generado por la falla de Cachicamo al levantar al bloque sur del área. También se observa la falla F4, de buzamiento sur, interpretada como una falla de ajuste generada por el levantamiento del bloque sur.

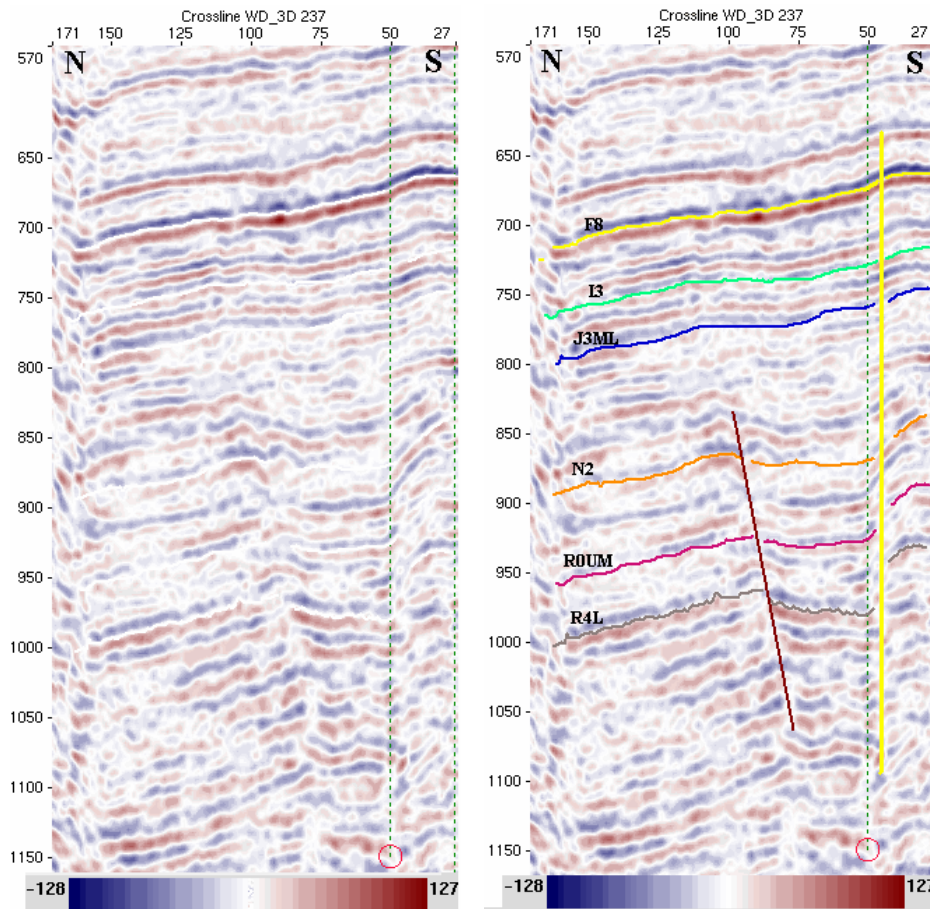


Figura 71. Líneas sísmica 237 perteneciente al levantamiento 3D. Sección sísmica sin interpretar (izquierda). Sección sísmica interpretada (derecha). Nótese la falla de Cachicamo (amarillo) y el levantamiento del bloque sur ejercido por ella. Se observa además la falla F4, la cual según su buzamiento es interpretada como una falla de ajuste.



En la Figura 72, se puede observar la interpretación de las seis arenas realizada sobre una línea sísmica 2D, perteneciente a la zona oeste del Área Mayor de Socororo. Nótese el levantamiento del bloque sur, efecto de una falla normal de buzamiento norte de ángulo alto. Producto de este levantamiento se observa una falla local, observada en las arenas superiores, posiblemente de ajuste.

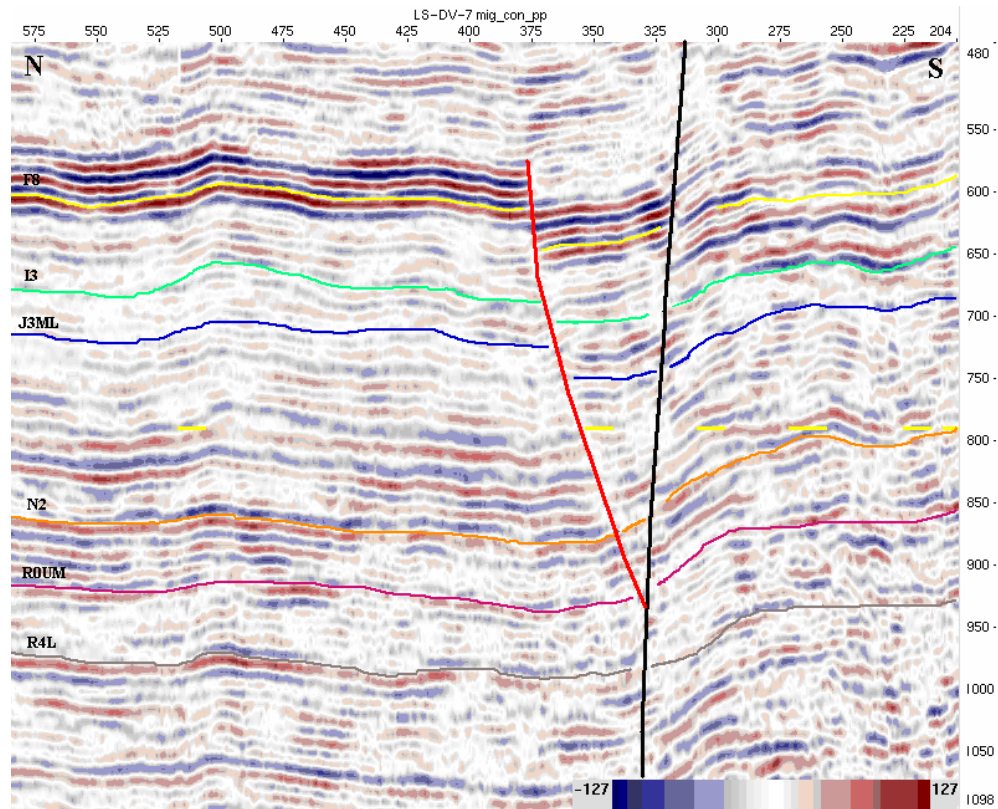


Figura 72. Línea sísmica LS-DV-7, ubicada en la zona norte del Área mayor de Socororo. Nótese el levantamiento del bloque sur producto de la falla normal (color negro) y la pequeña falla de ajuste generada (color rojo). Al norte, se observa una falla normal de buzamiento sur (color gris)

A partir de la sección 73, realizada en la zona norte del Área Mayor de Socororo, se observan un conjunto de fallas de buzamiento variable, que son representativas de la tendencia regional del sistema de fallas del área.

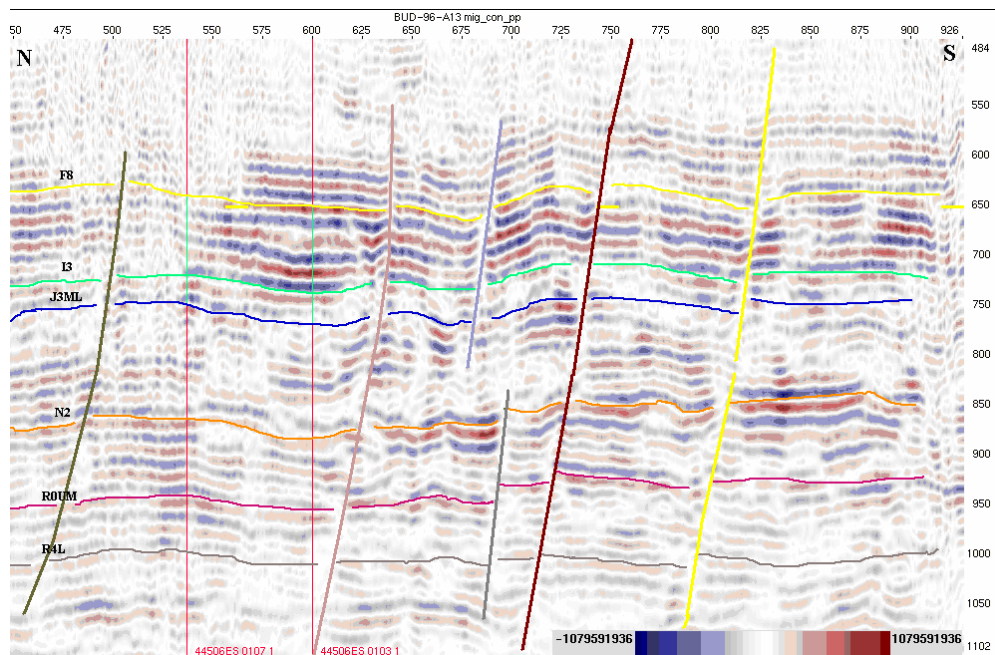


Figura 73. Sección sísmica perteneciente al levantamiento BUDARE\_2D\_1996 ubicado en la zona más al norte del área. Se observan un grupo de falla de tipo normal y buzamiento al norte correspondientes a la tendencia regional del sistema de fallas del área.

## **CAPÍTULO VI**

### **CORRELACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS CON LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS**

El estudio de factibilidad de correlación de los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas, consistió en analizar a la matriz de calidad por cada arena de interés, para así determinar que valores de coeficiente de correlación son los correspondientes para extrapolar la información de los registros petrofísicos a partir de la sísmica, en aquellas regiones donde no se tenga información disponible dentro de la zona del 3D, que sirvieron para la generación de nuevos mapas de pseudo propiedades, con el propósito de proponer nuevas áreas prospectivas.

Es de acotar que la información que se dispuso para los seis horizontes no siempre fue la misma, debido que los datos petrofísicos proporcionados por el Departamento de Petrofísica, reflejaron que para los mismos pozos en los distintos horizontes no pudieron determinársele en todos los casos los parámetros petrofísicos (ver apéndices)

Otro punto importante es que la información de pozos que se dispuso dentro del área 3D es limitada, es por ello que se trabajó con un rango entre 9 y 12 pozos por cada arena estudiada.

Se generaron para cada horizonte ocho tipos de mapas de atributos sísmicos: Amplitud sísmica, Polaridad aparente, Amplitud instantánea, Magnitud Sísmica, Fase instantánea, Frecuencia instantánea, Coseno de la fase y Amplitud RMS.

Los parámetros petrofísicos utilizados fueron los siguientes: Espesor total de arena (Gross), Espesor de Arena Neta (Net), Relación Net-Gross, Porosidad y Saturación de agua.

## 6.1 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte F8

Se tomaron en cuenta un total de nueve pozos (Figura 75) que sirvieron para el análisis estadístico de la matriz de calidad mostrada en la Figura 76.

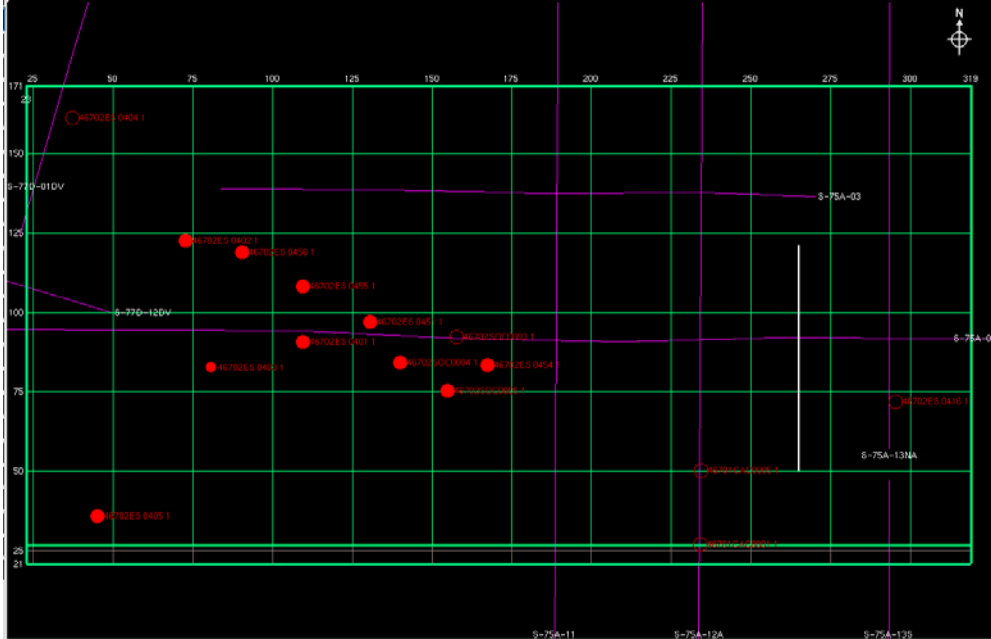


Figura 75. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos correspondientes a la petrofísica

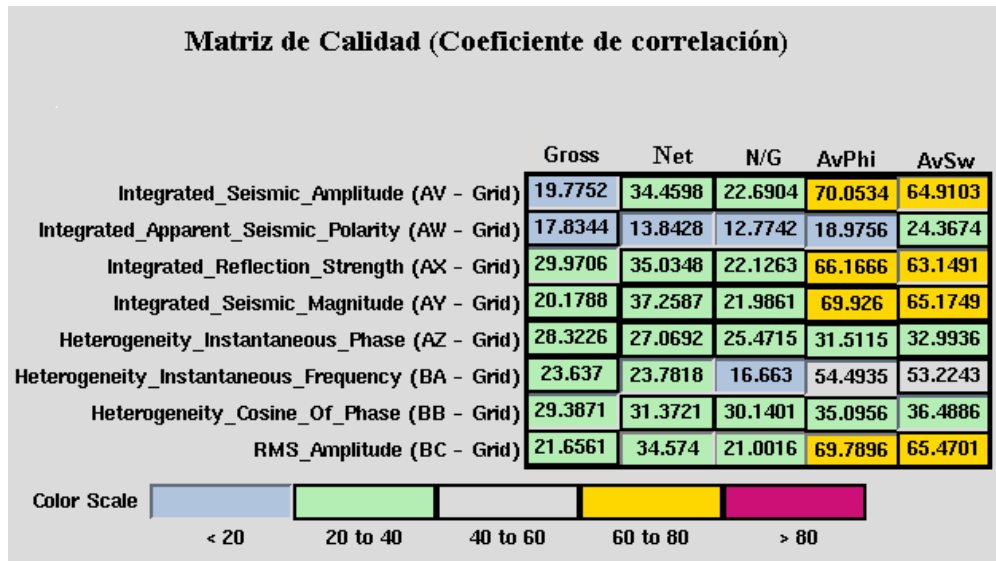


Figura 76. Matriz de calidad para la arena F8.

Se observa de la gráfica que los mayores porcentajes de coeficiente de correlación estuvieron comprendidos entre un rango de 65 a 70 % y corresponden a los mismos pares atributo-petrofísica. Las propiedades petrofísicas que mejor relación se pueden establecer son de porosidad y saturación de agua. Por su parte, los atributos sísmicos son de Amplitud sísmica, Fuerza de reflexión, Magnitud sísmica y Amplitud RMS.

Comparando estos coeficientes de correlación, se tiene que tanto para porosidad como saturación de agua se comporta de manera similar con respecto al atributo sísmico, es decir, el orden de los valores en porcentaje más elevados calculados, coincide para los mismos pares atributo-petrofísica, a diferencia, de saturación de agua contra la amplitud sísmica.

El mayor coeficiente de correlación calculado es el par de porosidad versus amplitud sísmica con un 70 %, teniendo a la porosidad contra los atributos sísmicos, como los porcentajes más elevados en toda la matriz de calidad.

En la siguiente tabla se observa los pares de atributos-petrofísicas de la matriz de calidad escogidos debido a ser los valores más elevados y estar asociados a los atributos sísmicos de amplitud. En la misma se colocan las cuatro relaciones lineales establecidas a partir de los gráficos cruzados.

Tabla 11. Relaciones lineales de los gráficos cruzados determinados para la matriz de calidad de la arena F8.

<b>Propiedad petrofísica vs Atributo sísmico</b>	<b>Ecuación lineal</b>
Porosidad vs Amplitud sísmica	$0,0013x - 0,087$
Porosidad vs Amplitud RMS	$0,0065x - 0,116$
Saturación de agua vs Amplitud sísmica	$0,00365x - 0,871$
Saturación de agua vs Amplitud RMS	$0,019x - 0,313$

A continuación se muestra el conjunto de gráficos cruzados con su respectiva ecuación lineal, que posteriormente sirvieron para generar el mapa de pseudos propiedades. En ellos se pueden observar que para los dos casos de las

propiedades petrofísicas (porosidad y saturación de agua), a medida que aumenta el atributo sísmico (amplitud y amplitud RMS), disminuye el valor del parámetro petrofísico.

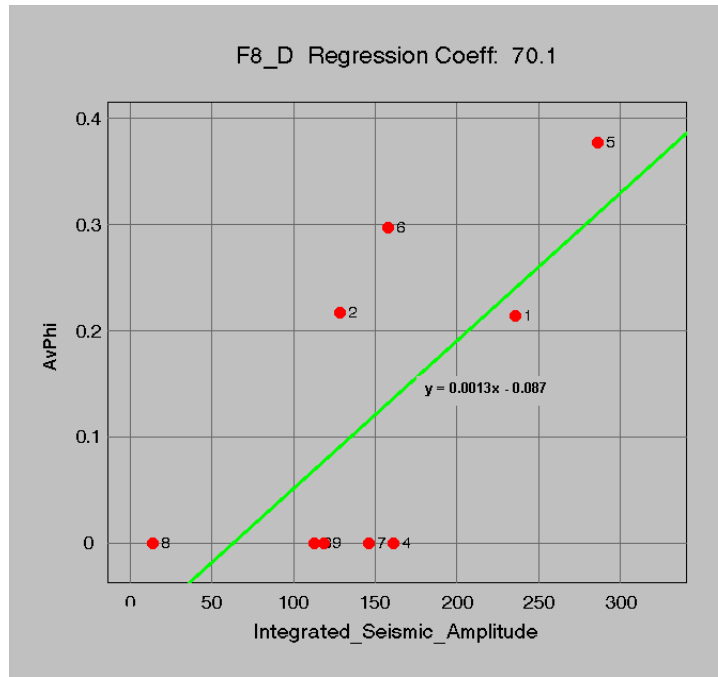


Figura 77. Gráfico cruzado de porosidad en función de la Amplitud sísmica para la arena F8.

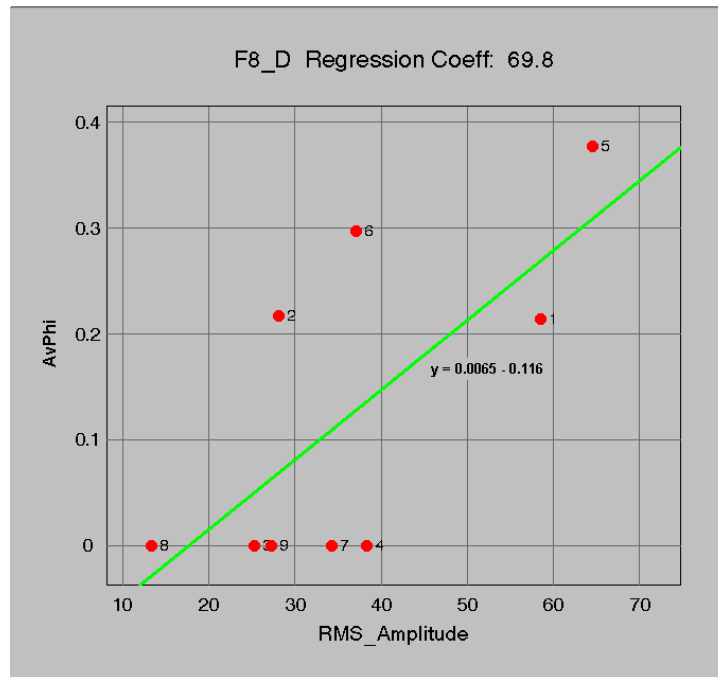


Figura 78. Gráfico cruzado de porosidad en función de Amplitud RMS para la arena F8

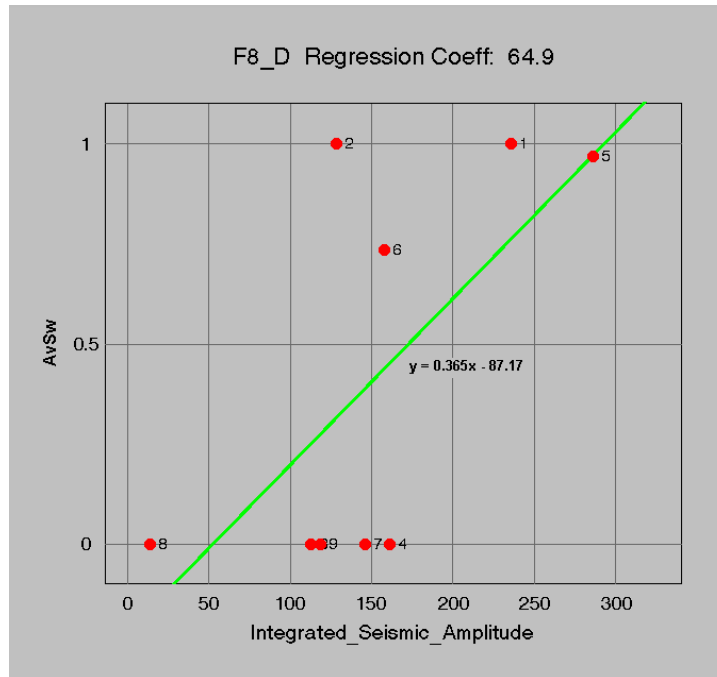


Figura 79. Gráfico cruzado de saturación de agua en función de la Amplitud sísmica para la arena F8

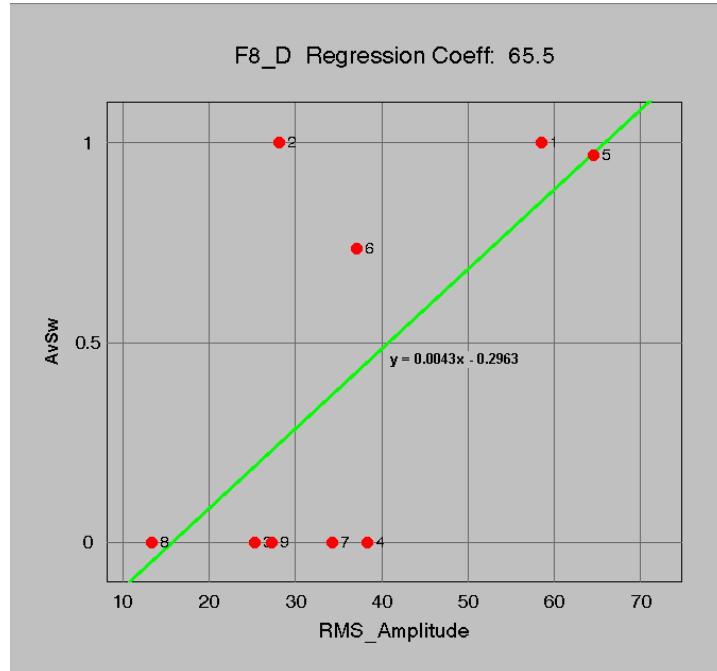


Figura 80. Gráfico cruzado de saturación de agua en función de la Amplitud RMS para la arena F8

### 6.1.1 Mapas de atributos sísmicos de volumen

En la Figura 81 se observa el mapa de amplitud que presenta variaciones entre -410 y 490, representados por el color azul como los valores más bajos y el color rojo como los valores más altos. La tendencia del mapa es a representar variaciones de amplitud de media a baja, aunque se pueden observar varias zonas hacia la parte media y el este del mapa, con altos valores de amplitud que pueden representar posibles áreas con contenido gasífero.

Existen dos zonas dentro del mapa, que por el comportamiento de las estructuras pueden representar de gran interés. El primero es ubicado en la región central del mapa donde se observa dos zonas con alto valores de amplitud limitadas por tres fallas, pudiendo representar zona con contenido gasífero. Igualmente hacia la parte sureste del mapa se observa pero a un nivel más areal el mismo comportamiento de alta amplitud, delimitadas por la falla principal del Área Mayor de Socororo, Cachicamo y otra falla de menor relevancia.

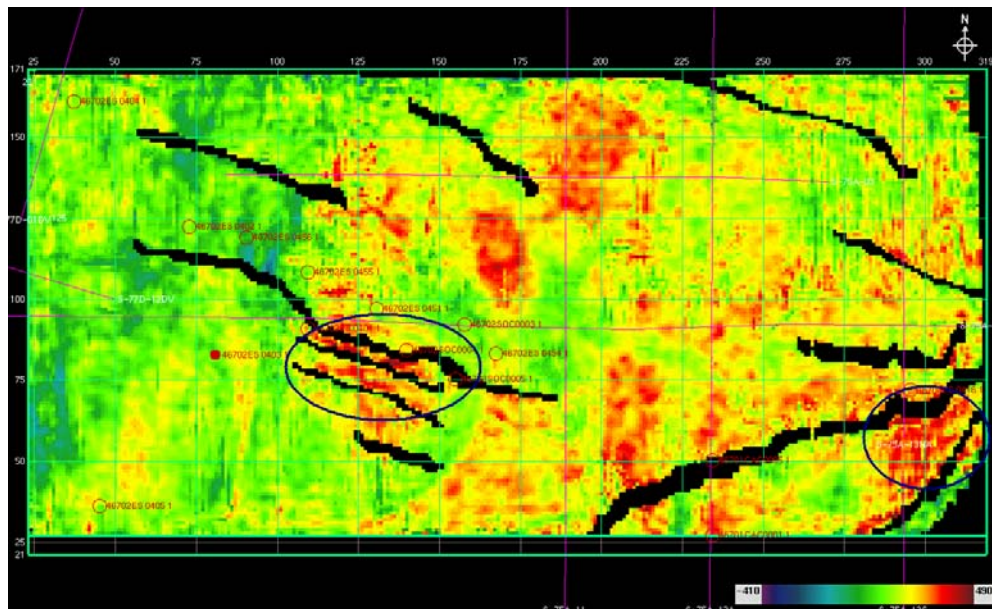


Figura 81. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud.

El mapa de Amplitud RMS mostrado en la Figura 82 esta representado por el color azul como los valores más bajos y el color rojo como los valores más



altos y presenta variaciones de entre 0 y 104. La tendencia del mapa hacia el noroeste y parte sureste es a indicar valores bajos de amplitud. En cambio, en el resto del mapa se representa con valores medios a altos, con varios focos de alto valor de amplitud.

Es de acotar, que se observa el mismo comportamiento de las dos zonas de interés descrito para el mapa generado por amplitud sísmica, donde hacia la parte noreste del mapa se tiene un valor de alta amplitud, limitadas por la Falla de Cachicamo y la falla F11, y hacia el centro del mapa se tiene tres fallas delimitando a un valor de alta amplitud.

Estas dos zonas descritas anteriormente representan posibles regiones de interés, debido a que el comportamiento de las fallas así como sus altos valores arrojados son indicadores que contienen hidrocarburos.

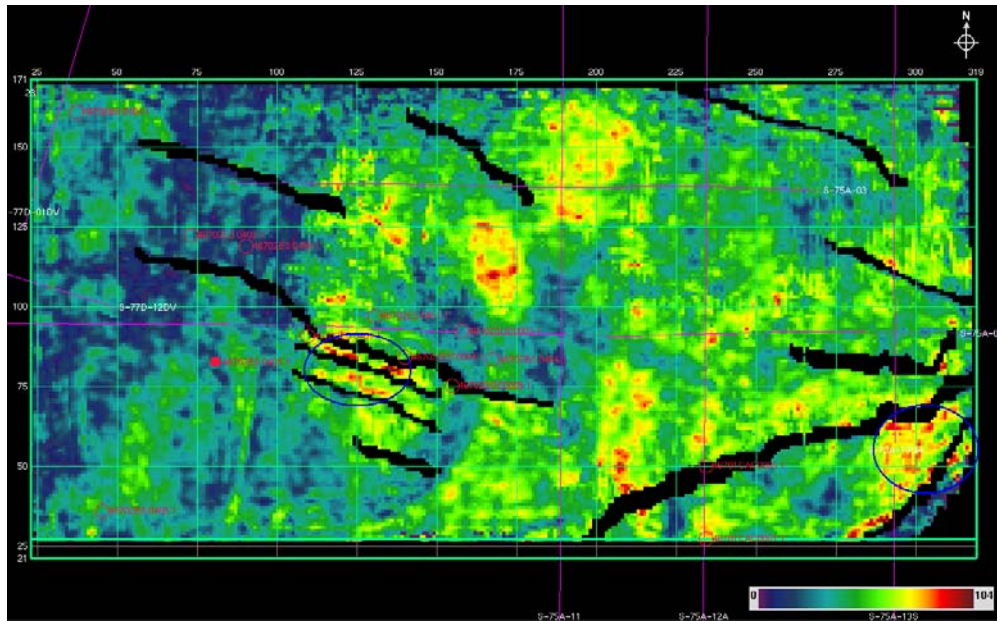


Figura 82. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud RMS.

### 6.1.2 Mapas de propiedades petrofísicas

En la figura 83 se muestra el mapa de porosidad para la arena F8, cuyos valores mínimos de porosidad están representados por el color azul, así como los máximos están representado por el rojo, entre una variación de 0 a 0.35. La parte verde del mapa representa toda la zona dentro del 3D, que no se posee ninguna información sobre la porosidad para esta arena.

Se puede observar como los datos se encuentran concentrados hacia la parte suroeste de la sísmica 3D, donde los máximos valores de porosidad están situados hacia la parte sur, ubicados entre un rango de 0.30 y 0.35. También hacia la parte este existe un máximo de porosidad de valor aproximado de 0.30.

Los valores mínimos de porosidad se encuentran localizados hacia la parte este del 3D, con una orientación preferencial NE-SO y con valores promedios de 0.05.

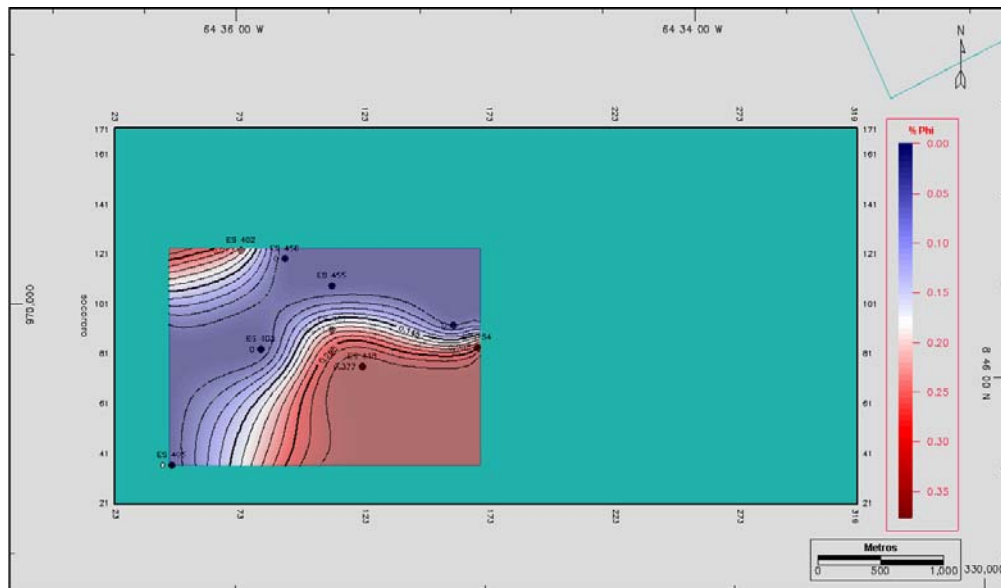


Figura 83. Mapa de porosidad. Nótese como la parte verde representa el área 3D donde no se posee información de porosidad.

Se puede establecer del mapa de saturación de agua (Figura 84) que existe dos tendencias claramente definidas, una hacia la región sur del área 3D que presenta los valores máximos con un promedio de 0.80, y la otra hacia la parte sureste de la sísmica 3D que simboliza a los valores mínimos con una magnitud de 0.12, aproximadamente.

Es de acotar que el mapa presenta a la saturación de agua entre valores de 0 a 0.95, siendo el mínimo de color azul y el máximo de color rojo. También se observa que el mapa se tiene una parte en verde que representa a la parte 3D del Área Mayor de Socororo donde no se tiene información acerca de la propiedad petrofísica en estudio.

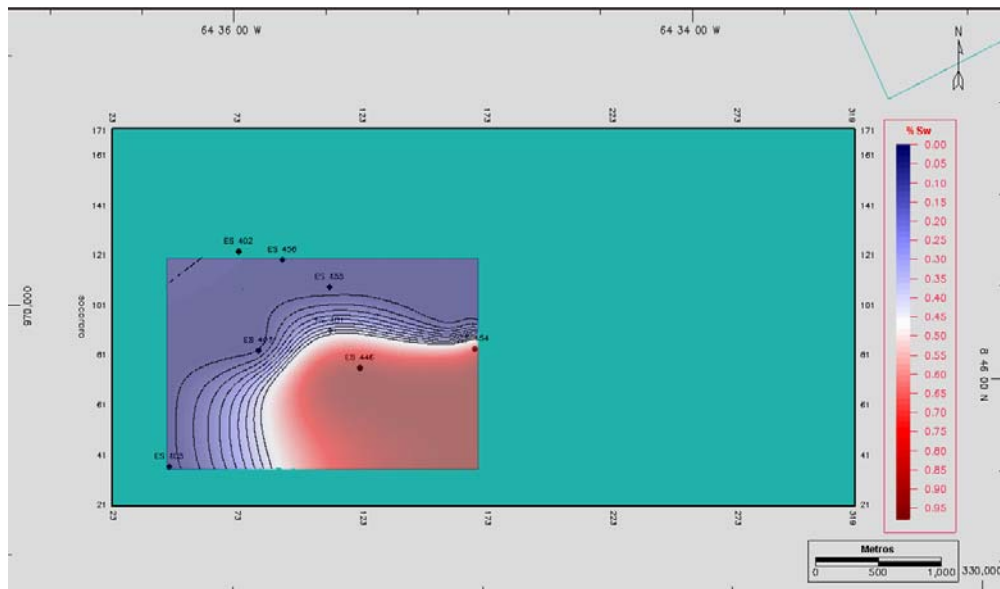


Figura 84. Mapa de saturación de agua. Nótese como la parte verde representa el área 3D donde no se posee información de saturación de agua

### 6.1.3 Mapas de pseudos propiedades

Partiendo de los mapas de porosidad generados a partir de la amplitud sísmica y amplitud RMS mostrados en las Figuras 85 y 86 se tiene la escala de valores representada por el color azul como los máximos y el color rojo como los mínimos, dentro de un rango de 0 a 0.4147.

Se puede observar que la tendencia en ambos mapas es similar donde se tiene altas porosidades hacia la zona central y sureste del mapa con valores máximos de 0.39 aproximadamente. Por lo contrario, hacia la zona oeste se tiene los mínimos de porosidad, con valores entre 0 y 0.1.

Según los resultados obtenidos en estos mapas se puede decir que existen dos zonas de interés debido a su alta magnitud de porosidad y el comportamiento de las fallas: la primera se ubica en la región central del mapa donde se observa dos áreas con alto valores de porosidad limitadas por tres fallas, pudiendo representar zonas con contenido de hidrocarburo. Igualmente hacia la parte sureste del mapa se observa pero a un nivel más areal el mismo comportamiento de alta porosidad, delimitadas por la Falla Cachicamo y la falla F6.

Por otro lado, los mapas de saturación de agua estimados a partir de los atributos sísmicos de volumen (Figuras 87 y 88), presentan magnitudes entre 0 y 1, siendo el color rojo los valores mínimos y el color azul los valores máximos.

En los dos mapas se observan como los valores mínimos se ubican en la parte oeste del mapa, con magnitudes cercanas a cero, que aunado a la configuración de las fallas, hace indicar posibles zonas con hidrocarburos. Una de estas áreas con mayor probabilidad de presentar interés es la ubicada entre las fallas F4 y F31.

Otra zona de interés es observada entre la Falla de Cachicamo y la falla F6, ubicada en la parte este del mapa donde se observan dos puntos de mínima magnitud, que por su ubicación con respecto a las fallas mencionadas se podrían decir que posiblemente es un área con contenido de hidrocarburos.

Según los resultados obtenidos en los cuatro mapas de pseudos propiedades se puede establecer que para la arena F8 existe dos áreas de posible interés, que según la configuración estructural del área 3D y apoyados en las propiedades de porosidad y saturación de agua, son regiones donde posiblemente

estén contenidas por hidrocarburos. La primera se ubica al sureste de la sísmica 3D y se encuentra entre la Falla de Cachicamo y la falla F6; y la segunda se localiza en parte noroeste del mapa entre las fallas F4 y F8. Cabe destacar que en esta última zona se observó en la sísmica una estructura de tipo horst que hace aumentar la posibilidad de contener hidrocarburos.

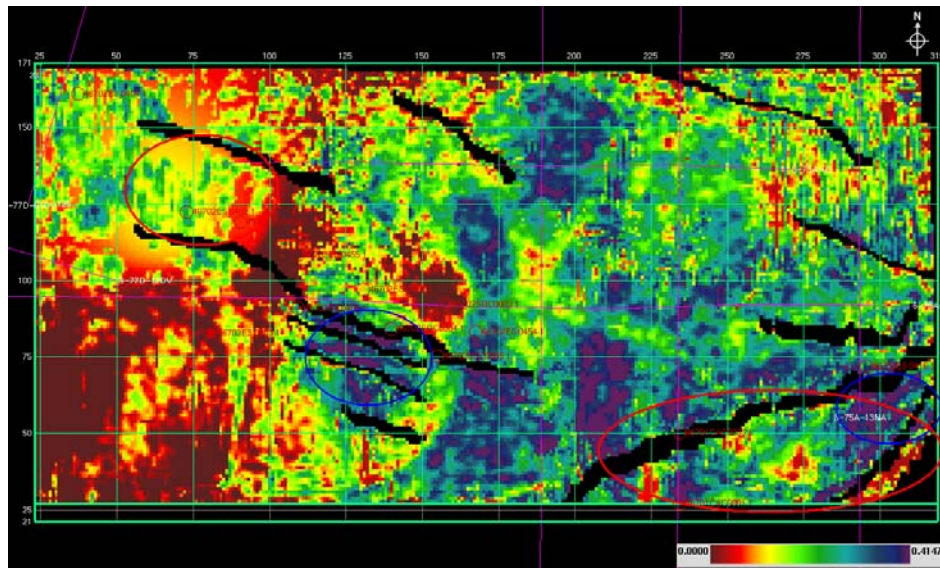


Figura 85. Mapa de porosidad estimado a partir de Amplitud sísmica. . Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

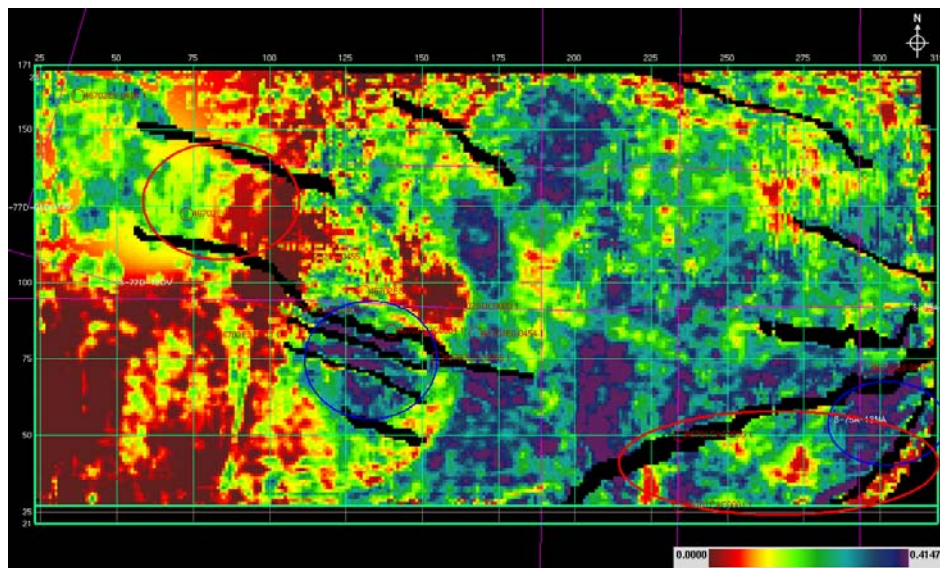


Figura 86. Mapa de porosidad estimado a partir de Amplitud RMS. . Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

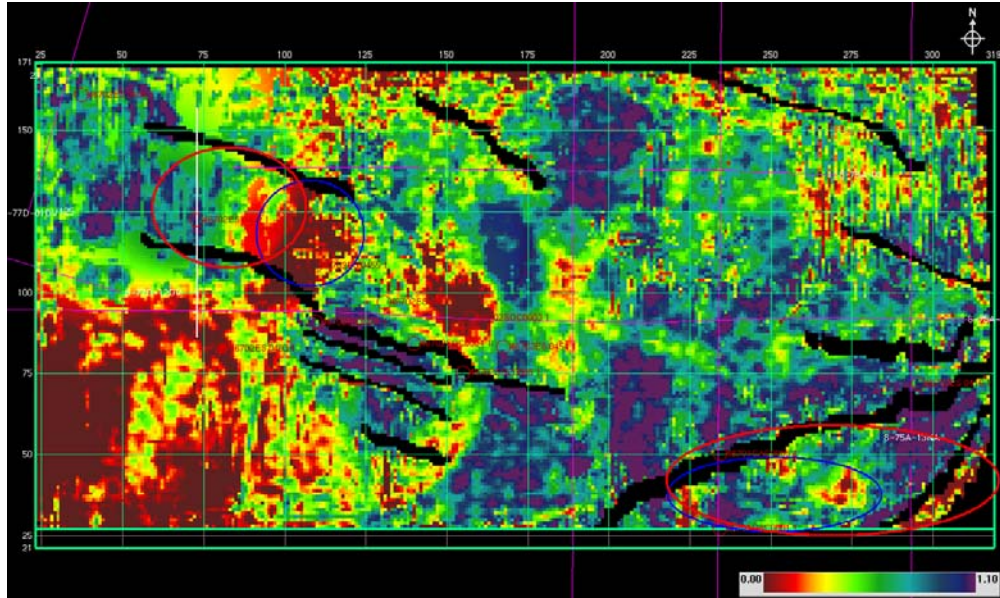


Figura 87. Mapa de saturación de agua estimado a partir de Amplitud sísmica. . Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

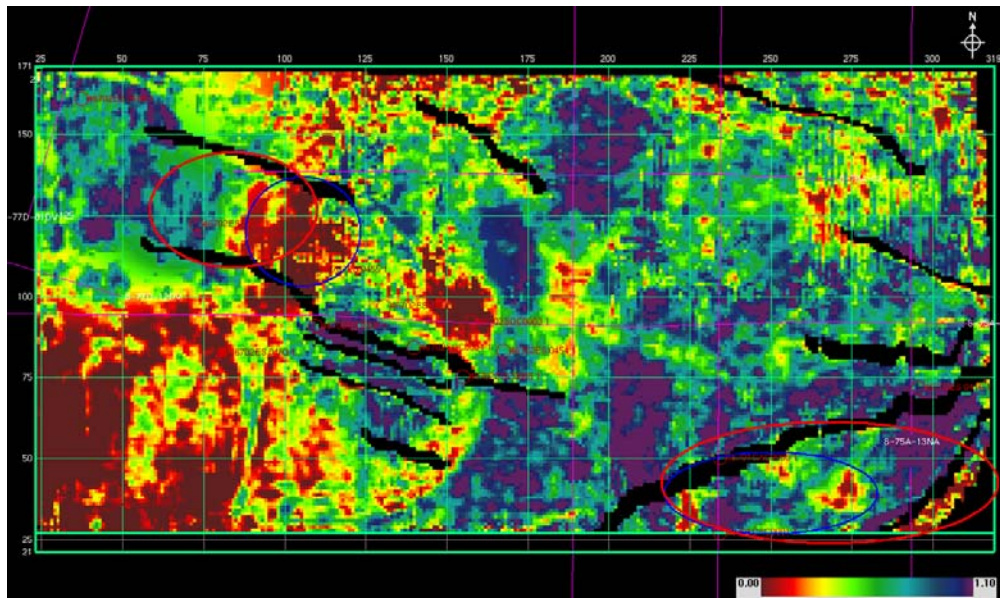


Figura 88. Mapa de saturación de agua estimado a partir de Amplitud RMS. . Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

**6.2 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte I3**

Los valores obtenidos para la matriz de calidad (Figura 89) se encuentran a nivel general entre un rango de 0.80 y 51 %, siendo estos relativamente bajo y no muy representativos de las condiciones estructurales y estratigráficas de la arena en estudio, por lo tanto, no se puede realizar ningún análisis sobre estos parámetros petrofísicos.

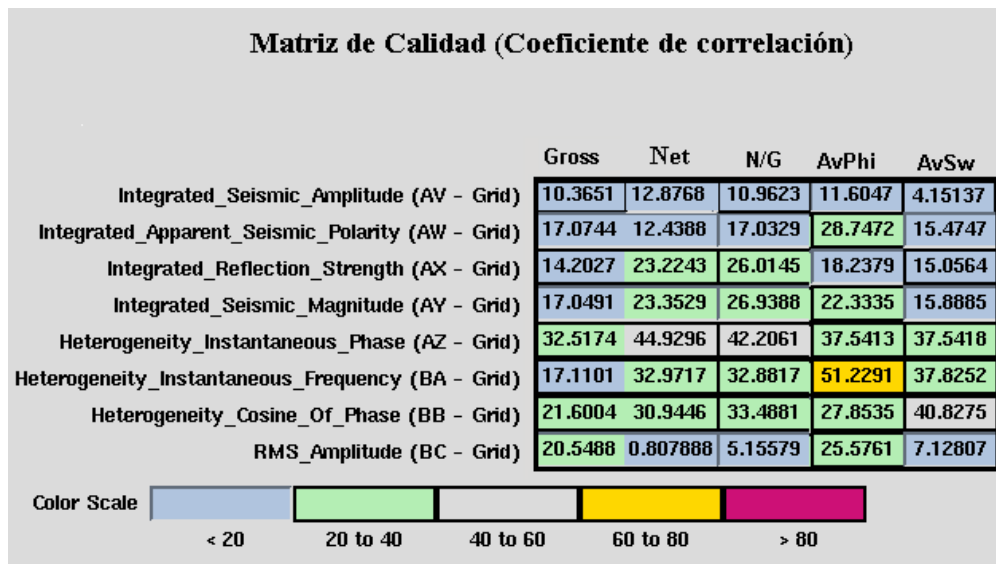


Figura 89. Matriz de calidad para la arena I3.

**6.3 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte J3ML**

Observando los coeficientes de correlación obtenidos de la matriz de calidad para la arena J3ML (Figura 90), se establece que el rango de valores se ubican entre 1 y 52 %, tampoco pudiéndose aplicar ningún estudio sobre los parámetros petrofísicos a partir de los atributos sísmicos, debido que los mismo son muy bajos y no permiten extrapolar con garantías a la información de los pozos.

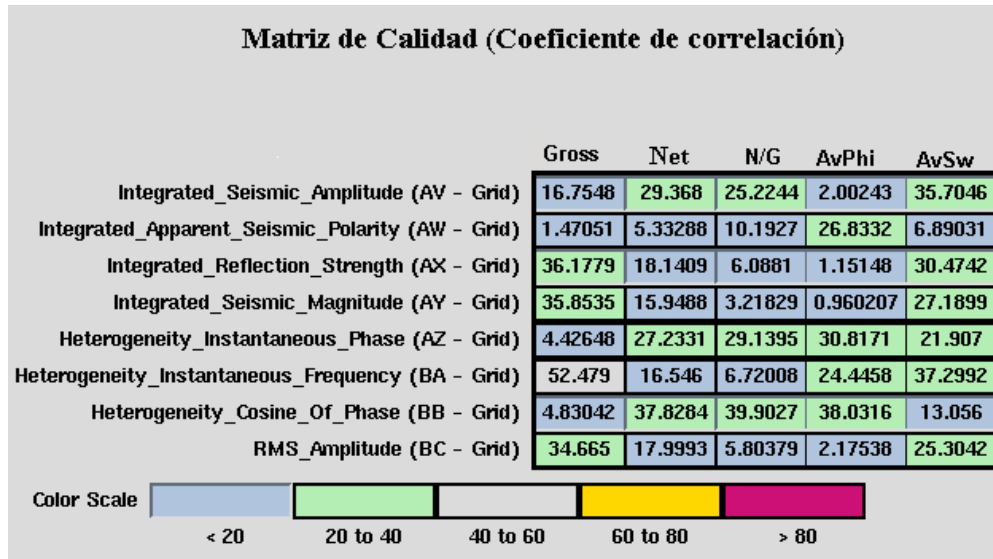


Figura 90. Matriz de calidad para la arena J3ML

#### 6.4 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte N2

Igualmente, como en las dos arenas previas, observando a la matriz de calidad generada (Figura 91), se determina que los porcentajes de coeficientes de correlación son muy bajos, no pudiéndose generar ningún mapa confiable de pseudos propiedades.

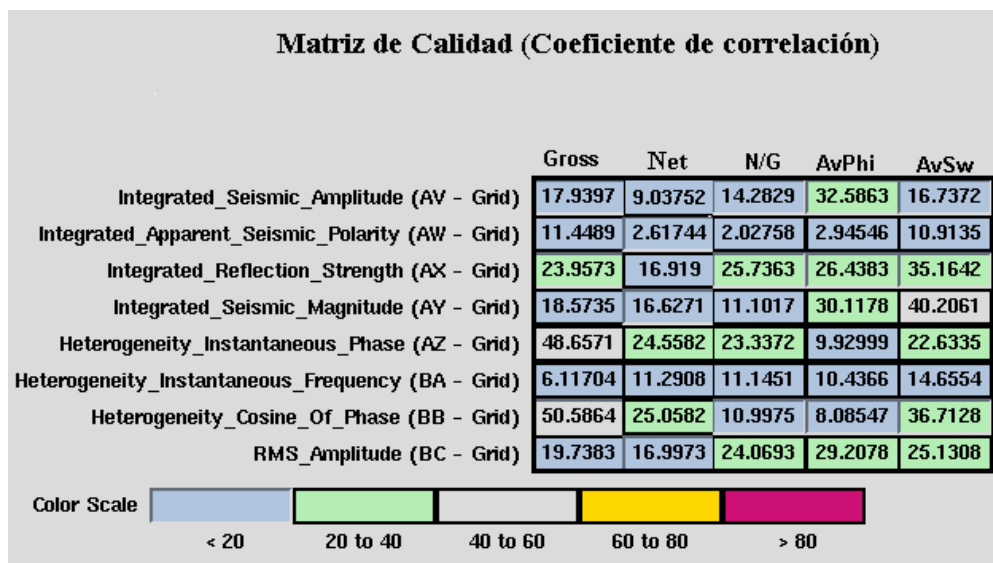


Figura 91. Matriz de calidad para la arena N2



## 6.5 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte R0UM

Para la generación de la matriz de calidad (Figura 93) se utilizaron en el cálculo de las propiedades petrofísicas un total de 13 pozos, que son mostrados a continuación en el siguiente mapa:

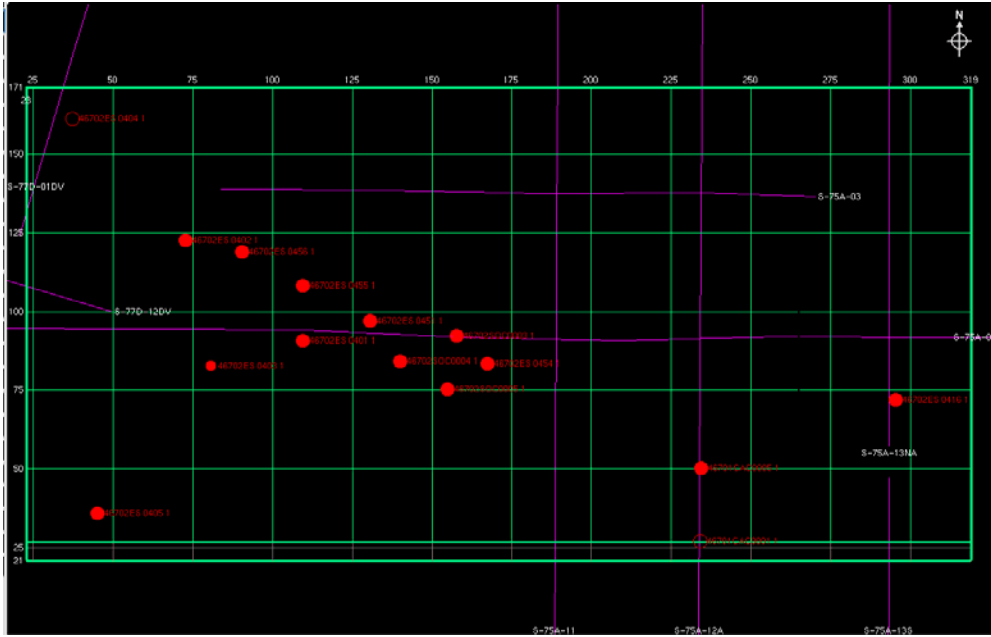


Figura 92. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos correspondientes a la petrofísica

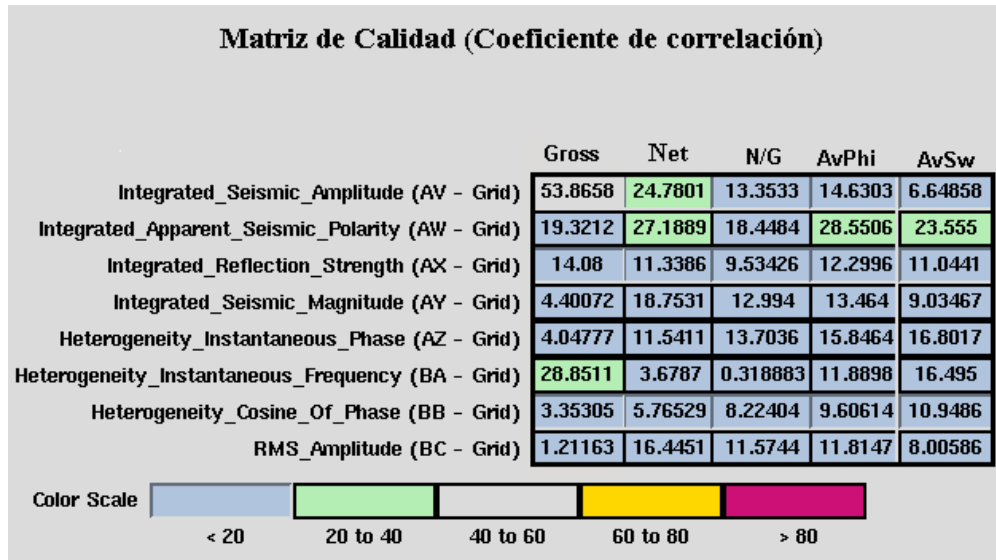


Figura 93. Matriz de calidad para la arena R0UM

Analizando a la gráfica de matriz de calidad, se observa que los valores de coeficientes de correlación en general arrojaron bajos valores ubicados aproximadamente entre 3 y 28 %, siendo el único valor alto comparado entre los anteriores, el que corresponde al Espesor Total de Arena (Gross) en función de la Amplitud sísmica, con un 51%.

En el siguiente gráfico cruzado se muestra la ecuación de la recta obtenida para la relación entre el Espesor Total de Arena y la Amplitud sísmica, donde se establece que a mayor amplitud menor será el espesor representado.

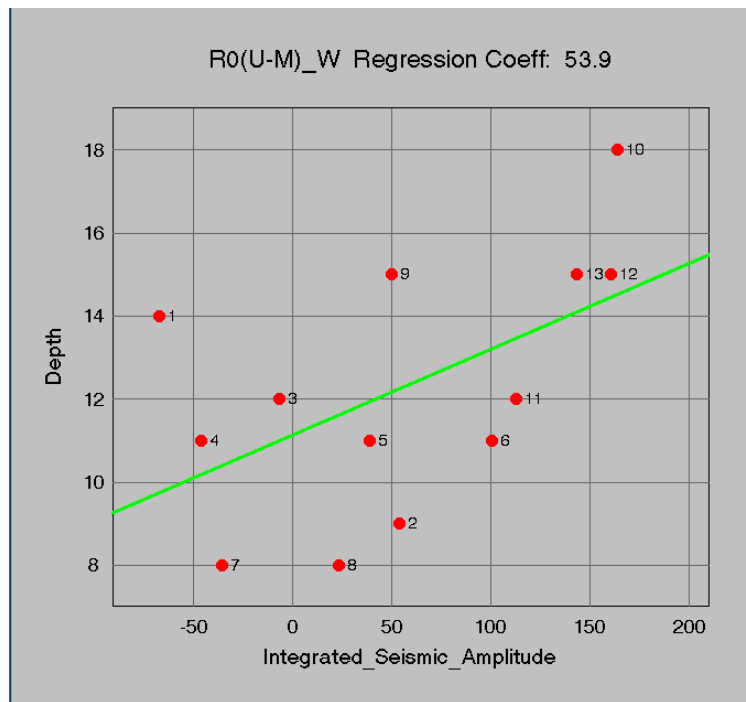


Figura 94. Gráfico cruzado de Arena neta total en función de la Amplitud sísmica para la arena R0UM.

### 6.5.1 Mapa de atributo sísmico de volumen

En la Figura 95 se observa el mapa de amplitud que presenta variaciones entre -459 y 506, representados por azul como los valores más bajos y rojo como los valores más altos. A nivel general la tendencia del mapa es a representar variaciones de amplitud media, aunque se pueden determinar varios focos con

altos valores de amplitud, hacia la parte norte y este del mapa, que pueden representar posibles áreas con contenido gasífero.

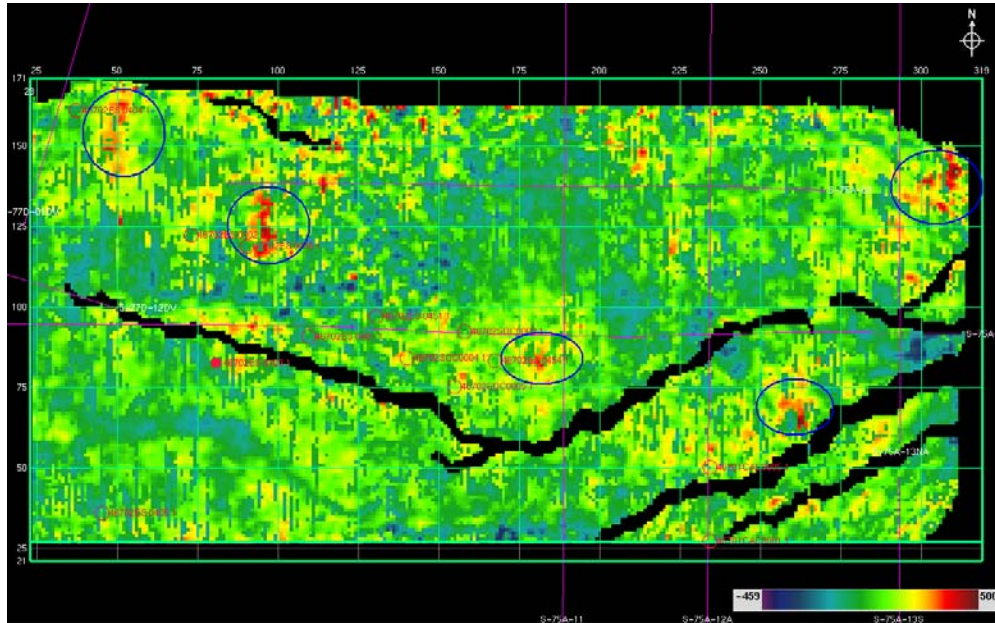


Figura 95. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud sísmica

### 6.5.2 Mapa de propiedad petrofísica

El mapa de Espesor Total de Arena (Figura 96) tiene valores mínimos asociados por el color azul, así como los máximos están representado por el rojo, entre una variación de 7 a 18 pies. La parte verde del mapa representa toda la zona dentro del 3D, que no se posee ninguna información sobre el espesor para esta arena.

Del gráfico se puede establecer dos zonas con comportamiento uniforme, una localizada hacia la parte este con valores promedios de 16 pies, siendo el área de mayor espesor, y la otra ubicada en el oeste del mapa, con valores de 11 pies aproximadamente, representando la zona de menor espesor, pero que a nivel general se puede decir que no varía en gran medida debido a que las variaciones son de pocos pies.

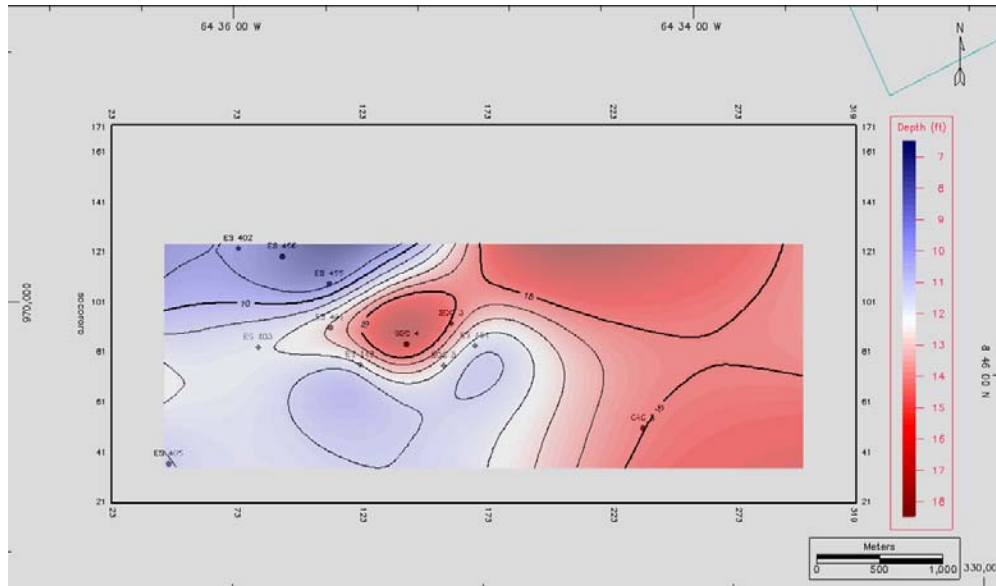


Figura 96. Mapa de Espesor total de Arena neta (Gross). Nótese como la parte verde representa el área 3D donde no se posee información de la propiedad petrofísica.

### 6.5.3 Mapa de pseudo propiedad

Según el mapa de Espesor de Arena Total obtenido a partir de la Amplitud Sísmica mostrado en la Figura 97, se tiene la escala de valores representada por el color azul como los máximos y el color rojo como los mínimos, dentro de un rango de 7.2 a 19.8 pies.

Se puede observar que la tendencia en general del mapa es representar a valores entre 7 y 14 pies, ubicándose los valores más mínimos hacia la parte este del mapa. Los máximos valores son encontrados arealmente en cuatro partes del mapa significando posibles zonas de interés:

- I. Ubicada hacia el oeste del mapa ubicada por encima de la falla F4.
- II. Localizada en la parte noreste del mapa.
- III. Situada al este del mapa, entre la falla F5 y la Falla de Cachicamo.
- IV. Limitada entre la Falla de Cachicamo y la falla F6, hacia el este del mapa.

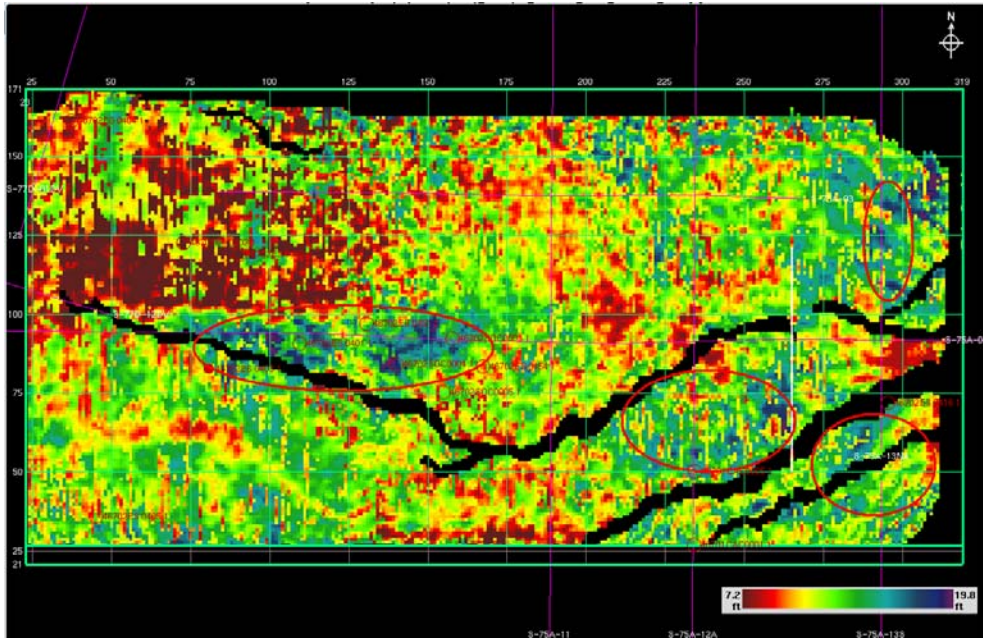


Figura 97. Mapa de Espesor de Arena neta Total estimado a partir de Amplitud sísmica. . Los círculos en rojo muestran las posibles áreas de interés.

## 6.6 Estudio de factibilidad de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas para el Horizonte R4L

Para el análisis estadístico de la matriz de calidad mostrada en la Figura 99, se tomaron en cuenta para el cálculo de las propiedades petrofísicas un total de 12 pozos, que se observan en la siguiente figura:

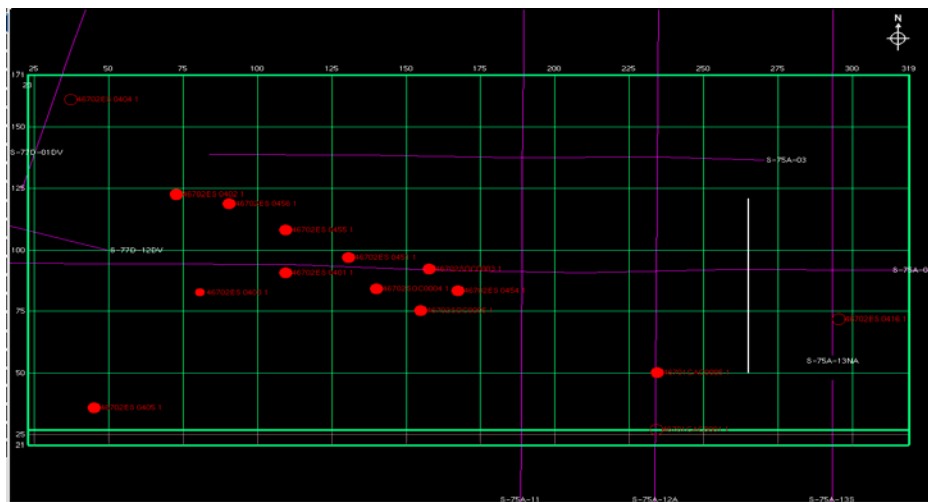


Figura 98. Área del 3D mostrando los pozos utilizados para generar los datos petrofísicos.

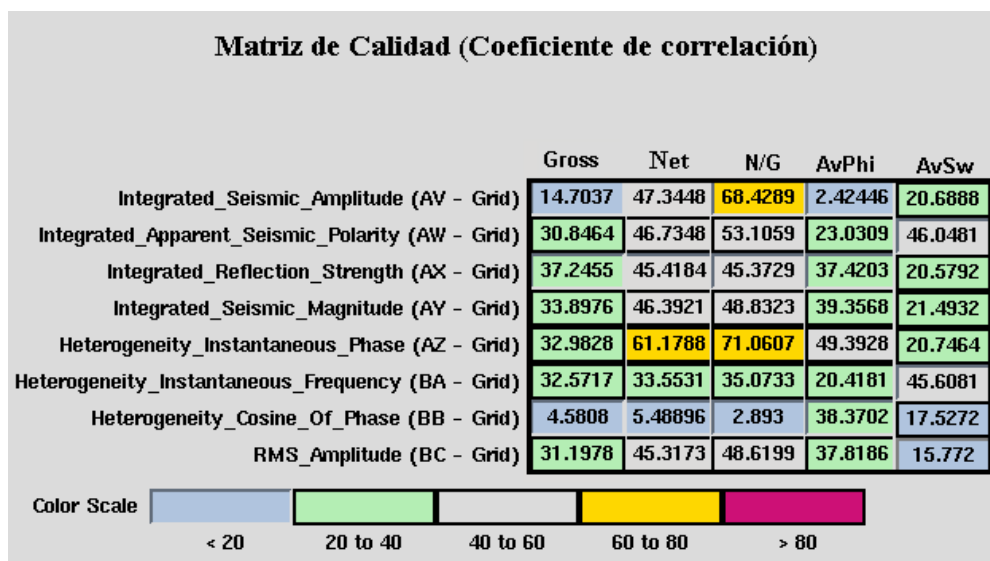


Figura 99. Matriz de calidad para la arena R4L

Se observa de la gráfica que los mayores porcentajes de coeficiente de correlación estuvieron comprendidos entre un rango de 68 a 71 %, que corresponden a tres pares de atributo-petrofísico: Amplitud Sísmica- Relación Net-Gross, Fase instantánea - Relación Net-Gross, Fase instantánea- Espesor de Arena neta (Net).

De estos valores se observa que el porcentaje más alto de coeficiente de correlación para la matriz de calidad correspondió a Fase instantánea - Relación Net-Gross, que aunado con que el valor más bajo dentro de los máximos porcentajes de correlación involucra al atributo de Fase instantánea, llevó a la decisión en este caso de analizar al primer par de atributos mencionados, con la finalidad de estudiar el buen comportamiento de la fase instantánea en este horizonte.

El gráfico cruzado para la Fase instantánea - Relación Net-Gross es mostrado en la siguiente figura, donde se puede establecer en función de la ecuación de la recta obtenida, que a mayor valor de fase instantánea, mayor será la Relación Net-Gross.

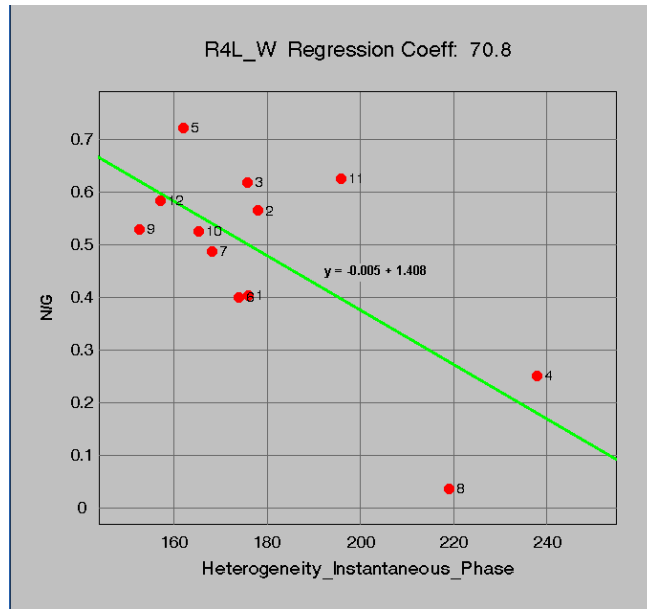


Figura 100. Gráfico cruzado de la relación Net-Gross en función de la Fase instantánea para la arena R4L.

El otro par de atributo-petrofísica que se estudió fue el de la relación Net-Gross y la amplitud instantánea, en el cual se obtuvo un coeficiente de correlación de 68.42 %, pudiéndose decir que la ecuación de la recta obtenida a partir del gráfico cruzado (Figura 101) indica que a mayor amplitud sísmica menor será la relación Net-Gross.

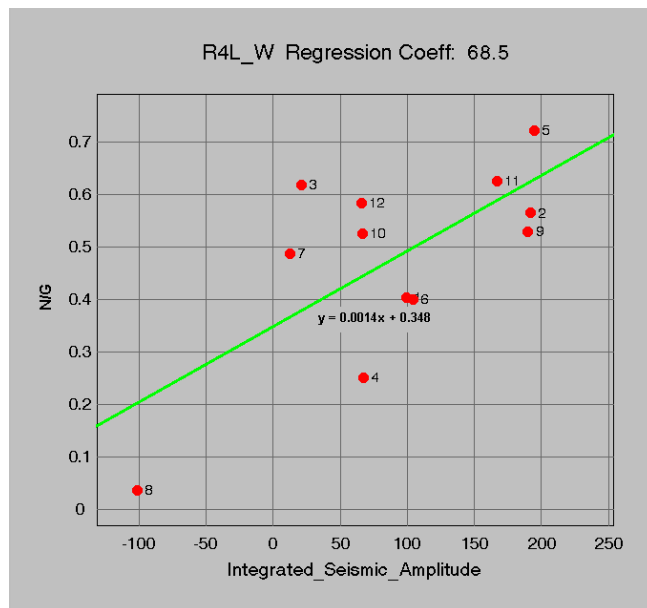


Figura 101. Gráfico cruzado de la relación Net-Gross en función de la Amplitud sísmica para la arena R4L.

### **6.6.1 Mapas de atributos sísmicos de volumen**

En la Figura 102 se observa el mapa de Fase instantánea que presenta variaciones entre 0 y 591 grados, representados como los valores más bajos por el color azul y como los valores más altos el color rojo. La tendencia del mapa es a representar variaciones de Fase instantánea de media a baja, donde se observa a nivel general una continuidad del horizonte, siendo resaltados tres eventos buzantes, el primero ubicado en la parte noroeste del mapa y es el de mayor área que cubre, el segundo localizado en la parte suroeste, y por último, el tercero esta limitado por la falla F6 en el sureste del mapa.

En el mapa de Amplitud sísmica mostrado en la Figura 103, se puede definir que los valores tienden a representar a nivel general variaciones de amplitudes media, aunque se observa dos zonas de altas amplitud localizadas en el norte y este, respectivamente. Este último foco de alta amplitud representa el de mayor interés, debido a que esta delimitadas por dos fallas, llevando a inferir que existe la posibilidad de ser un área prospectiva con contenido gasífero.

La escala del mapa esta representada por el color azul como los valores más bajos y el color rojo como los valores más altos y presenta variaciones de entre -475 y 748.

### **6.6.2 Mapa de propiedad petrofísica**

En la Figura 104 se presenta el mapa de relación Net-Gross para la arena R4L, cuyos valores mínimos están representados por el color azul, así como los máximos están representado por el rojo, entre una variación de 0 a 0.70. La parte verde del mapa representa toda la zona dentro del 3D, que no se posee ninguna información sobre la relación Net-Gross para esta arena.

Se observa del mapa una tendencia bien definida que tiende a representar valores máximos de aproximadamente 0.55 de magnitud, pudiéndose decir que se



tiene en toda esta área una arena limpia con grandes posibilidades para establecer zonas de prospección.

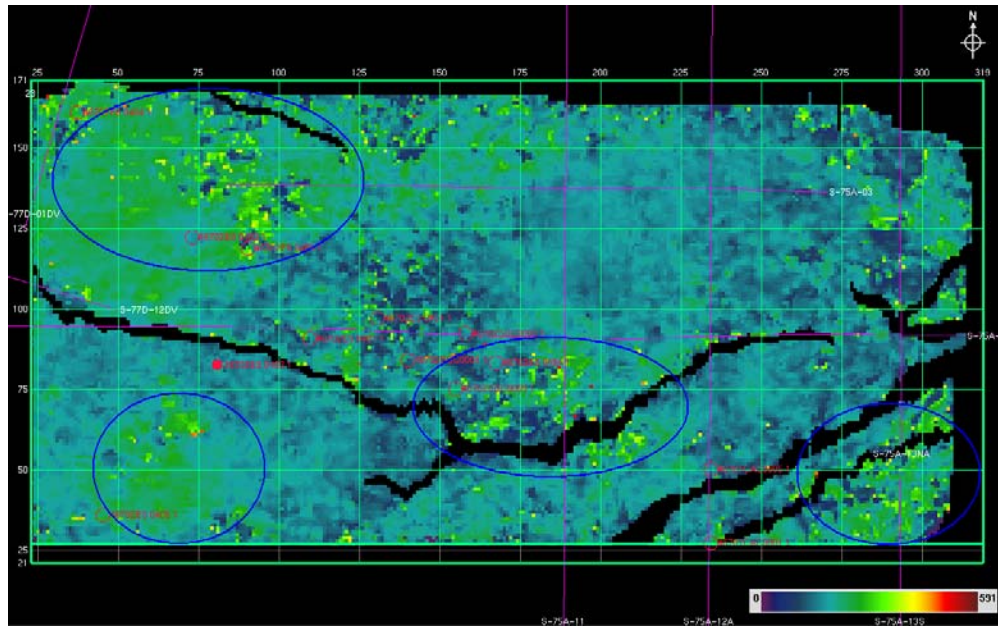


Figura 102. Mapa de atributo sísmico generado por Fase instantánea.

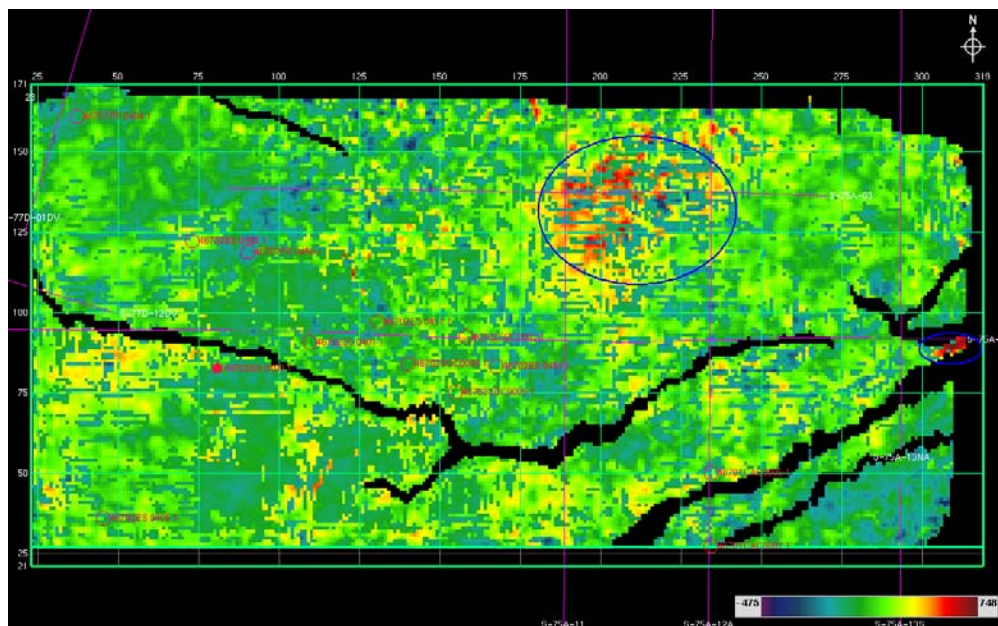


Figura 103. Mapa de atributo sísmico generado por Amplitud sísmica

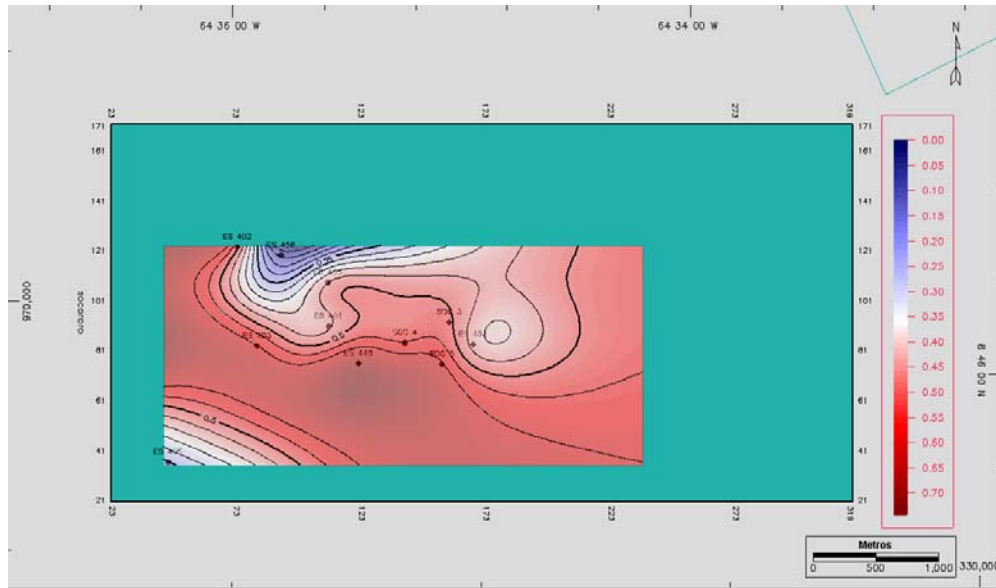


Figura 104. Mapa de relación Net-Gross. Nótese como la parte verde representa el área 3D donde no se posee información de la propiedad petrofísica.

### 6.6.3 Mapas de pseudos propiedades

Según de los mapas de la relación Net-Gross generados a partir de la Fase instantánea y Amplitud sísmica mostrados en las Figuras 105 y 106, se tiene la escala de valores representada por el color azul como los máximos y el color rojo como los mínimos, dentro de un rango de 0.0324 a 0.7931.

Del mapa de pseudo propiedad generado a partir a de la Fase instantánea, se pueden determinar dos zonas de interés debido a que se presentan máximos valores de la relación Net-Gross, indicando que existe una buena calidad de arena limpia, que aunado a la configuración que presentan las fallas, se puede inferir como posibles áreas prospectivas. La primera se ubica en la parte central del mapa donde se produce el choque de las dos fallas (fallas F4 y F5), y la segunda hacia el este del área 3D, donde también coincide un máximo valor con el choque de dos fallas F3 y F3a.

Por otro lado, el mapa estimado a partir de la amplitud sísmica, también presenta dos focos de interés basados en las mismas justificaciones expuestas anteriormente. Los dos se ubican hacia el este del mapa, siendo el primero

localizado (al igual que el mapa de pseudo propiedad generado a partir de la Fase instantánea) entre las fallas F3 y F3a. El otro se dispone entre la Falla de Cachicamo y la falla F6.

Por lo tanto, integrando la información de los dos mapas de pseudo propiedades generados, se puede establecer dos zonas de interés: la primera ubicada en el este, específicamente cubriendo toda la parte sureste del mapa, y la segunda localizada hacia el oeste, próxima a la falla F4.

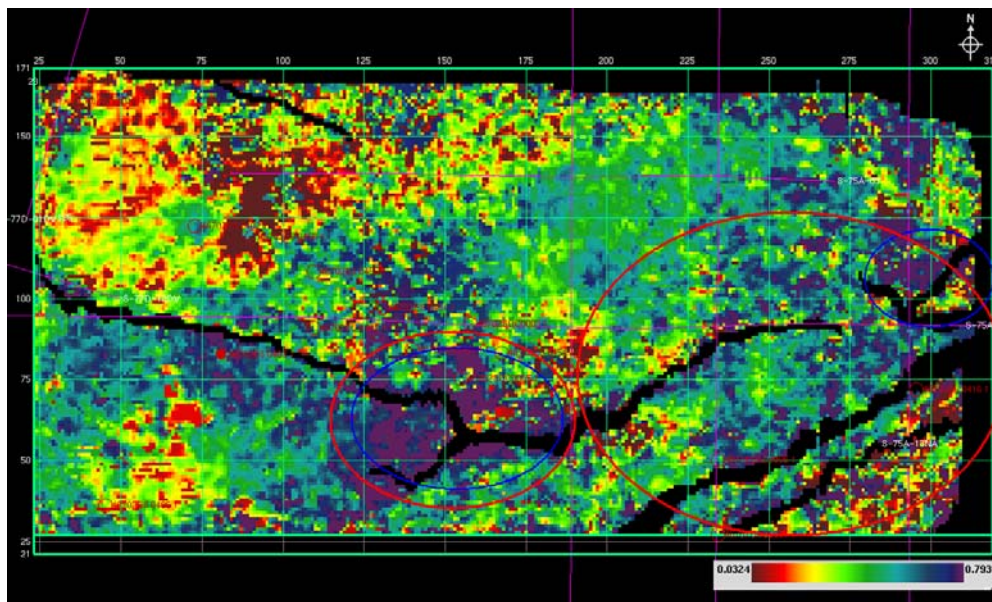


Figura 105. Mapa de relación Net-Gross estimado a partir de Fase instantánea. Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

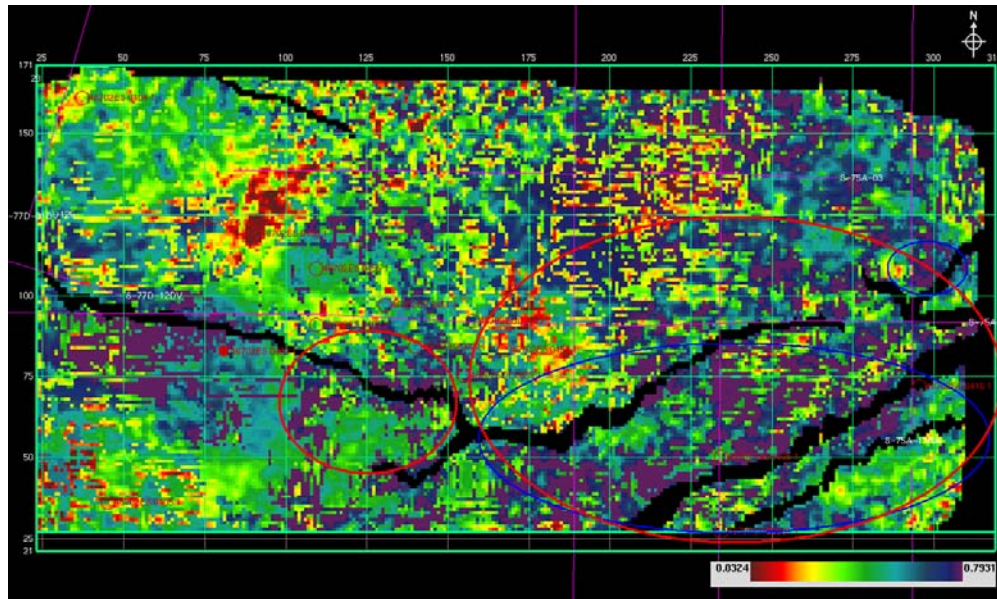


Figura 106. Mapa de relación Net-Gross estimado a partir de Amplitud sísmica. Nótese en los círculos azules las zonas propuestas según el análisis del mapa sólo, en cambio los círculos en rojo muestran las áreas propuestas según la interpretación integrada.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de la interpretación sísmica estructural y el análisis de factibilidad de atributos sísmicos, realizada a las arenas F8, I3, J3ML, N2, R0UM y R4L, pertenecientes al Área Mayor de Socororo, se concluye lo siguiente:

1.-Los mapas estructurales generados, tanto en tiempo como en profundidad, permitieron identificar las características estructurales del área, las cuales se resumen a continuación:

- El Área Mayor de Socororo está representada estructuralmente por un monoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento en dirección al NE.
- Se identificaron dos sistemas de fallas normales en toda el área de estudio. El primero, ubicado en la zona norte, oeste y parte del este, caracterizado por fallas de tipo normal, rumbo NO-SE y buzamiento variable de norte a sur de ángulo alto. Este conjunto de fallas fueron interpretadas a partir de líneas sísmicas 2D en la parte norte y oeste del campo, mientras que en la parte este fueron identificadas a partir del levantamiento sísmico 3D. Este sistema de fallas define la tendencia general de fallamiento en el Área Mayor de Socororo.

El segundo sistema de fallas, ubicado en la zona este y sureste del área, está caracterizado por fallas de tipo normal, rumbo NE-SO y buzamiento variable de norte a sur de ángulo alto. Este grupo de fallas fueron interpretadas a partir de líneas sísmicas 2D en la parte sur y sureste del área, mientras que en el levantamiento sísmico 3D sólo fueron identificadas dos fallas de este sistema.

La falla principal del área, perteneciente al segundo sistema de fallas, es la falla de Cachicamo, la cual tiene una extensión aproximada de 13 Km en dirección NE y buzamiento NO. Posee un salto de falla que aumenta con la

profundidad entre 80 y 180 pies y fue interpretada a partir del levantamiento sísmico 3D y los pozos CAC-001, CAC-005 y ES-416, correspondientes al campo Socororo Este.

2.- El análisis de de factibilidad de atributos sísmicos con parámetros petrofísicos, permitió definir las siguientes áreas prospectivas:

- Apoyándose en los cuatro mapas de pseudos propiedades estimados para la arena F8 existen dos áreas de posible interés, que según la configuración estructural del área 3D y apoyados en las propiedades de porosidad y saturación de agua, son regiones donde posiblemente estén contenidas por hidrocarburos. La primera se ubica al sureste de la sísmica 3D y se encuentra entre la Falla de Cachicamo y la falla F6; y la segunda se localiza en parte noroeste del mapa entre las fallas F4 y F8. Cabe destacar que en esta última zona se observó en la sísmica una estructura de tipo “Horst” que hace aumentar la posibilidad de contener hidrocarburos.
- Según el mapa de pseudo propiedad generado para la arena R0UM, se pueden establecer cuatro posibles zonas de prospección:
  - I. Ubicada hacia el oeste de la sísmica 3D ubicada por encima de la falla F4.
  - II. Localizada en la parte noreste del mapa.
  - III. Situada al este del mapa, entre la falla F5 y la Falla de Cachicamo.
  - IV. Limitada entre la falla de Cachicamo y la falla F6, hacia el este del 3D.
- Para la arena R4L se proponen dos áreas de propección: la primera ubicada en el este, específicamente cubriendo toda la parte sureste del mapa, y la segunda localizada hacia el oeste, próxima a la falla F4.
- Partiendo de los valores obtenidos para las matrices de calidad de las arenas I3, J3ML y N2, se determinó que los porcentajes calculados de

correlación se encuentran relativamente bajos y no muy representativos de las condiciones estructurales y estratigráficas de las arenas en estudio, por lo tanto, no se puede realizar ningún tipo de análisis sobre estos parámetros petrofísicos.

## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

- Araujo, E. (2002). Interpretación sísmica estructural 3D y uso de atributos sísmicos en el Mioceno-Eoceno del Área Vla-62, Bloque 1 Lago de Maracaibo. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Arnstein, R. y otros. (1985). Revisión estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Mem. VI Cong. Geol. Venez., Soc. Venez. Geol. 3 (1): 41-69.
- Audemard, F., I. Azpirtxaga, P. Baumann, A. Isea, y M. Latreille, (1985). Marco geológico del terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco: Venezuela. VI Congreso Geol. Venez., Caracas, 1985, S.V.G., 1:70-108.
- Avendaño, R. y Cáceres, S. (2002). Evaluación del sistema petrolífero del Área Mayor de Socororo, Edo. Anzoátegui, Venezuela, y elaboración de un modelo geológico a partir de la integración de métodos geoestadístico y petrofísico. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Barrios, F. (1993). Sequence stratigraphy of the Monagas Area, Cuenca Oriental de Venezuela. Informe técnico, Archivos de Geología, Lagoven.
- Brown, A. (1992). "Seismic interpretation today and tomorrow", The Leading Edge, 11(1): 10-15.
- Cabrera, S. y Villain, J. M. (1987). Bioestratigrafía y ambientes sedimentarias del Cretáceo Superior en el noreste de Guárico. Mem. IV Jorn. Tecn. Corpoven, Puerto La Cruz. 23 p.
- Campos, V., Lander, R. y Cabrera, S. (1985). Evolución estructural en el noreste de Anzoátegui y su relación con el norte de Monagas. Mem. VI Cong. Geol. Venez., Soc. Venez. Geol. 3 (4): 2397-2414.



Campos, V. y otros. (1988). Síntesis tectónico-estratigráfica del norte de Anzoátegui-Monagas y su aplicación en la exploración de hidrocarburos. III Simp. Boliv. Exp. Petrol. S.V.G., 1: 374-400.

Carnevali, J., (1988). Geology of new giant oil fields in mountain of northeastern Venezuela. Proceedings, 28<sup>th</sup> Internacional Geological Congreso, Washington, 9-19 July

Castillo, R. (2002). Interpretación sísmica estructural 3D en la secuencia Eoceno inferior de la Formación Misoa, en el flanco oeste de la Falla Lama-Icotea, al sur del bloque IX del Lago de Maracaibo. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Chen, Q. (1997). "Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring", The Leading Edge, 16(5): 445-456.

Chevalier, Y. (1993). A cross section from the oil-rich Maturin Sub-basin to Margarita Island. APPG-SVG. Disponible: <http://www.pdv.com/lexico/excursio/excursio.htm>. [Consulta: 2005, Febrero 1].

Corpomene C.A. (1998). Fase I del estudio de reactivación del Área Mayor de Socororo. Informe técnico, 106 p.

Corpomene C.A. (1999). Fase II del estudio de reactivación del Área Mayor de Socororo. Informe técnico, 84 p.

Corpomene C.A. (2001). Fase III Plan de Desarrollo Optimizado. Informe técnico, 90 p.

Cruz, L. (1997). Caracterización litoestratigráfica del Campo Budare utilizando electrofacies y sísmica 3D. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Daal, A.; A. González, V, Hernandez, M. Uzcátegui, H. Rodríguez, J. Pinzón y H. Choppin. (1989) Evolución geológica de la cuenca oriental de Venezuela. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos. (Caracas), Memoria 2:339-402.

Dallmus, K. F., (1938). Geology of El Valle de Guanare Area, District of Bruzual, Anzoátegui: Bol. Geol. Y Min. Caracas, 2(2-4): 141-154

Díaz, J. (2002). Generación de registros sintéticos con base en el análisis de atributos petrofísicos en el campo Socororo, Edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Di Croce, J. (1989). Análisis sedimentológico de la Formación San Juan en la Cuenca Oriental de Venezuela (Estados Anzoátegui y Monagas). Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Di Croce, J. (1999). Estratigrafía secuencial y Evolución estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Duerto, L. y K. McClay. (2003). 3D Geometry and Evolution of Shale Diapirs in the Eastern Venezuelan Basin. Petróleos de Venezuela, Fault Dynamics Research Group.

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

Eva, A. y otros. (1989). Four-phase tectonostratigraphic development of southern Caribbean. Marine and Petroleum Geology, 6: 9-21.

Fajardo, A y Izarra, L. (2003). Delimitación de arenas gasíferas superiores del Área Mayor de Oficina mediante interpretación sísmica 3D Campo Guico-Guara,

Cuenca Oriental. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Feo Codecido, G. y otros. (1984). Basement and Paleozoic rocks of the Venezuelan llanos basin, in W. E. Bonini, R. B. Margraves, and R. Shagam eds., The Caribbean – South America plate boundary and regional tectonics GSA, Memoir 162: 175-187.

Funkhouser, H. J., Sass, L. C. y Hedberg, H. D. (1948). Santa Ana, San Joaquín, Guárico and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), Central Anzoátegui, Venezuela. Ame. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 32(10): 1851-1908.

Guevara, M. (2004). Interpretación sísmica 3D en el Eoceno del Campo Ambrosio, en la Cuenca del Lago de Maracaibo, Estado Zulia. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Goddeliectt, A. (2000). Interpretación sísmica estructural interactiva 2D del proyecto Socororo a partir de datos procesados. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

González de Juana, C. (1946). Estudio sobre aguas subterráneas en los Llanos de Venezuela. Rev. de Fomento 8(64): 9-59.

González de Juana, C., Iturralde, J. y Picard, X. (1980). Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas (Tomo I y II). Ediciones Foninves, Caracas, Primera Edición, 1031 p.

Hedberg, H. D., Sass, L. C. y Funkhouser, H. J. (1947). Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 31(12): 1089-2169.

Hedberg, H.D y otros. (1942). Mesozoic stratigraphy of northern South America. Am. Sci. Cong. USA, 4:195-227.

Hedberg, H. D. y Pyre, A. (1944). Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela, Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 28(1): 1-28.

Kiser, (1987). Exploration Results, Machete Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. Journal of Petroleum Geology, 10(2): 149-162.

Kiser, G. (1991). Geología de la Subcuenca de maturín, Venezuela Oriental. Informe Interno, Corcoven. Caracas.

Lewis, C. (1997). "Seismic attribute for reservoir monitoring: A feasibility study using forward modeling", The Leading Edge, 16(5): 459-469.

Morales, E. (2002) Interpretación estratigráfica del Area Mayor de Socororo Oeste convenio Socororo operado por PetroUCV. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Murany, E. (1972). Tectonic basis for the Anaco fault. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.56, n. 5, p. 860-870.

Parnaud, F. y otros. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. AAPG, Memoir 62:741-756.

Passalacqua, H. y otros. (1995). Deep architecture and strain partitioning in the eastern Venezuelan ranges. AAPG. Memoir 62.

Patterson, J. M. y Wilson, J. G. (1953). Oil fields of Mercedes region, Venezuela, Amer. Assoc. Petrol. Geol., 37(12): 2705-2733.

Peirson, A. (1965). Geology of the Guarico mountain front. AAPG, Bol. 8(7): 183-212.

Perdomo, J. Estratigrafía sísmica. Introducción y aplicaciones. Caracas, Inédito

PetroUCV, S.A. (2001). Plan de Desarrollo Área Mayor de Socororo 2002-2021. Caracas: Inédito.

Ramírez, J. (1957). Nociones de prospección geofísica. Bogotá, Nuevas gráficas.

Reina, J. (2002). Interpretación sísmica estructural y estratigráfica del proyecto Socororo al sur del Edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Rijks, E. (1991). "Attribute extraction: An important application in any detail 3-D interpretation study", *The Leading Edge*, 10(9): 11-19.

Rod, E. (1956). Strike-slip faults of northern Venezuela. *AAPG, Bol.* 43 (4): 772-789.

Rosales, H. (1967). Guía de la excursión geológica del área de Barcelona- Río Querecual. AVGMP, Guía de excursión, 20 p.

Rosales, H. (1972). La falla de San Francisco en el oriente de Venezuela. *Mem. VI Cong. Geol. Venez., Soc. Venez. Geol.* 3 (2): 471-495.

Saenz, A. (2002). Caracterización de Yacimientos exploratorios en el Campo Socororo interpretando atributos sísmicos y registros de pozos. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Schlumberger. (1997). Well Evaluation Conference Venezuela. Capítulo I. Versión multimedia. (CD)

Schneider, F. (2003). Basin Modeling in Complex Area: Example from Venezuela. Institut Français du Pétrole, France.

Sinanoglu, E. (1984). Early Cretaceous palynomorphs from the Zuata Area, eastern Venezuela. *Paleobotânica e Palinologia na America do Sul-1983- Bol. IG-USP, Inst. de Geosciências, USP (15): 116-128.*

Sjögren, B (1984). Shallow refraction seismics. New York, Chapman and Hall.

Stainforth, R.M, (1969). The concept of seafloor spreading applied to Venezuela. *Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo. Boletín Informativo 12(8):2-80*

Stainforth, R. M. (1971). La Formación Carapita de Venezuela Oriental. *Boletín Geológico VI Cong. Geol. Venez., 1 (5): 433-463.*

Subieta, T., J. Carnevalli y V. Hunter. (1988). Evolución tectono estratigráfica de la Serranía del Interior y de la Subcuenca de Maturín en Bellizzia, A., L. Escoffery, I. Bass, eds., III Simposio Bolivariano, Caracas, 1988, Memoir, Bol. Soc. Ven. Geol. 2:549-578.

Vail, R. P., Todd, R. G. y Sangree, J. B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. *Am. Assoc. Petrol. Geol., Memoir 26(4): 83-116.*

Van der Osten, E. (1957). Coger Cretaceous Barranquin Formation of northwestern Venezuela. *AAPG, Bull. 5(41): 679-708.*

**Páginas en Internet:**

Mapas de las cuencas petrolíferas de Venezuela. Disponible en: <http://ensambler.tripod.com.ve/venezuela/mapas.htm>. [Consulta: 2005, 01 de Abril].

Neotectónica. Disponible en: <http://www.funvisis.gob.ve/neotectonica.php>. [Consulta: 2005, 15 de Abril]

Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN). (2005). Código Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm>. [Consulta: 2005, 15 de Marzo].

Ministerio de Energía y Minas. (1997). Léxico Estratigráfico de Venezuela. Tomo I y II. Vol 2.

## APÉNDICES

Tabla 11. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena F8

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46702ES 0401	969797	324778	2888	2920	32	5	0,141	0,211	1000
46702ES 0402	970429	324046	2819	2843	24	5	0,208	0,217	1000
46702ES 0403	969634	324208	2868	2896	28	0	0	0	0
46702ES 0405	968703	323494	2758	2785	27	0	0	0	0
46702ES 0416	969422	328495	2758	2785	27	0	0,00	0,00	0,00
46702ES 0446	969496	325017	2860	2893	33	4	0,106	0,377	0,968
46702ES 0454	969647	325936	2779	2810	31	1	0,016	0,297	0,735
46702ES 0455	970146	324778	2870	2900	30	0	0	0	0
46702ES 0456	970360	324396	2837	2865	28	0	0	0	0

Tabla 12. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena I3

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46701CAC0005	327275	968986	3057	3100	43	3	0,07	0,21	0,82
46702ES 0401	324778	969797	3105	3143	38	0	0	0	0
46702ES 0402	324046	970429	3052	3088	36	0	0	0	0
46702ES 0403	324208	969634	3107	3141	34	0	0	0	0
46702ES 0405	323494	968703	2994	3028	34	0	0	0	0
46702ES 0416	328495	969422	2990	3023	33	7	0,20	0,25	1,00
46702ES 0454	325936	969647	3022	3060	38	5	0,125	0,257	0,717
46702ES 0455	324778	970146	3098	3131	33	1	0,015	0,331	0,476
46702ES 0456	324396	970360	3065	3102	37	2	0,054	0,277	0,853
46702SOC0003	325746	969826	3054	3096	42	4	0,083	0,203	0,865
46702SOC0004	325388	969664	3060	3100	40	4	0,1	0,243	0,802
46702SOC0005	325687	969488	3015	3040	25	0	0	0	0

Tabla 13. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena J3ML

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46702ES 0401	324778	969797	3290	3300	10	3	0,25	0,234	0,97
46702ES 0403	324208	969634	3293	3308	15	3	0,167	0,233	1000
46702ES 0405	323494	968703	3168	3178	10	6	0,55	0,264	1000
46702ES 0446	325017	969496	3270	3283	13	6	0,423	0,287	0,974
46702ES 0454	325936	969647	3210	3220	10	5	0,475	0,312	0,608
46702ES 0455	324778	970146	3278	3289	11	6	0,545	0,295	0,725
46702ES 0456	324396	970360	3247	3258	11	4	0,318	0,272	0,82
46702SOC0003	325746	969826	3240	3250	10	4	0,4	0,316	0,505
46702SOC0004	325388	969664	3249	3258	9	5	0,5	0,319	0,58
46702SOC0005	325687	969488	3180	3190	10	4	0,4	0,301	0,526
46701CAC0005	327275	968986	3243	3252	9	5	0,50	0,23	1,00
46702ES 0416	328495	969422	3165	3173	8	0	0,00	0,00	0,00



Tabla 14. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena N2

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46702ES 0401	324778	969797	3628	3690	62	29	0,468	0,236	0,89
46702ES 0402	324046	970429	3611	3700	89	60	0,669	0,252	0,99
46702ES 0403	324208	969634	3670	3740	70	39	0,55	0,241	1000
46702ES 0405	323494	968703	3555	3619	64	48	0,75	0,255	1000
46702ES 0446	325017	969496	3657	3710	53	30	0,566	0,221	0,998
46702ES 0454	325936	969647	3582	3640	58	58	0,994	0,305	0,414
46702ES 0455	324778	970146	3664	3730	66	50	0,754	0,282	0,86
46702ES 0456	324396	970360	3642	3711	69	53	0,772	0,286	0,919
46702SOC0003	325746	969826	3612	3682	70	53	0,757	0,325	0,613
46702SOC0004	325388	969664	3598	3660	62	47	0,75	0,287	0,49
46702SOC0005	325687	969488	3550	3610	60	0	0	0	0
46701CAC0005	327275	968986	3643	3706	63	0	0,00	0,00	0,00
46702ES 0416	328495	969422	3502	3565	63	38	0,60	0,26	1,00

Tabla 15. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena R0UM

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46702ES 0401	324778	969797	3870	3884	14	0	0	0	0
46702ES 0402	324046	970429	3875	3884	9	0	0	0	0
46702ES 0403	324208	969634	3931	3943	12	0	0	0	0
46702ES 0405	323494	968703	3801	3812	11	0	0	0	0
46702ES 0446	325017	969496	3903	3914	11	7	0,591	0,326	0,988
46702ES 0454	325936	969647	3809	3820	11	0	0	0	0
46702ES 0455	324778	970146	3906	3914	8	0	0	0	0
46702ES 0456	324396	970360	3911	3919	8	2	0,25	0,275	1000
46702SOC0003	325746	969826	3858	3873	15	0	0	0	0
46702SOC0004	325388	969664	3837	3855	18	7	0,361	0,278	0,621
46702SOC0005	325687	969488	3777	3789	12	0	0	0	0
46701CAC0005	327275	968986	3895	3910	15	0	0,00	0,00	0,00
46702ES 0416	328495	969422	3750	3765	15	0	0,00	0,00	0,00

Tabla 16. Valores de las propiedades petrofísicas para la arena R4L

Pozo	X	Y	Tope	Base	Gross	ANT	N/G	Av Phi	Av Sw
46702ES 0401	324778	969797	4080	4116	36	15	0,403	0,237	0,497
46702ES 0402	324046	970429	4079	4118	39	22	0,564	0,225	0,762
46702ES 0403	324208	969634	4142	4189	47	29	0,617	0,254	1000
46702ES 0405	323494	968703	4024	4060	36	9	0,25	0,234	0,998
46702ES 0446	325017	969496	4081	4115	34	25	0,721	0,282	0,847
46702ES 0454	325936	969647	4018	4060	42	17	0,399	0,324	0,507
46702ES 0455	324778	970146	4128	4166	38	19	0,487	0,282	0,567
46702ES 0456	324396	970360	4118	4146	28	1	0,036	0,272	0,684
46702SOC0003	325746	969826	4074	4110	36	19	0,528	0,322	0,473
46702SOC0004	325388	969664	4050	4090	40	21	0,525	0,322	0,485
46702SOC0005	325687	969488	3980	4030	50	31	0,62	0,235	0,372
46701CAC0005	327275	968986	4120	4180	60	35	0,58	0,27	1,00

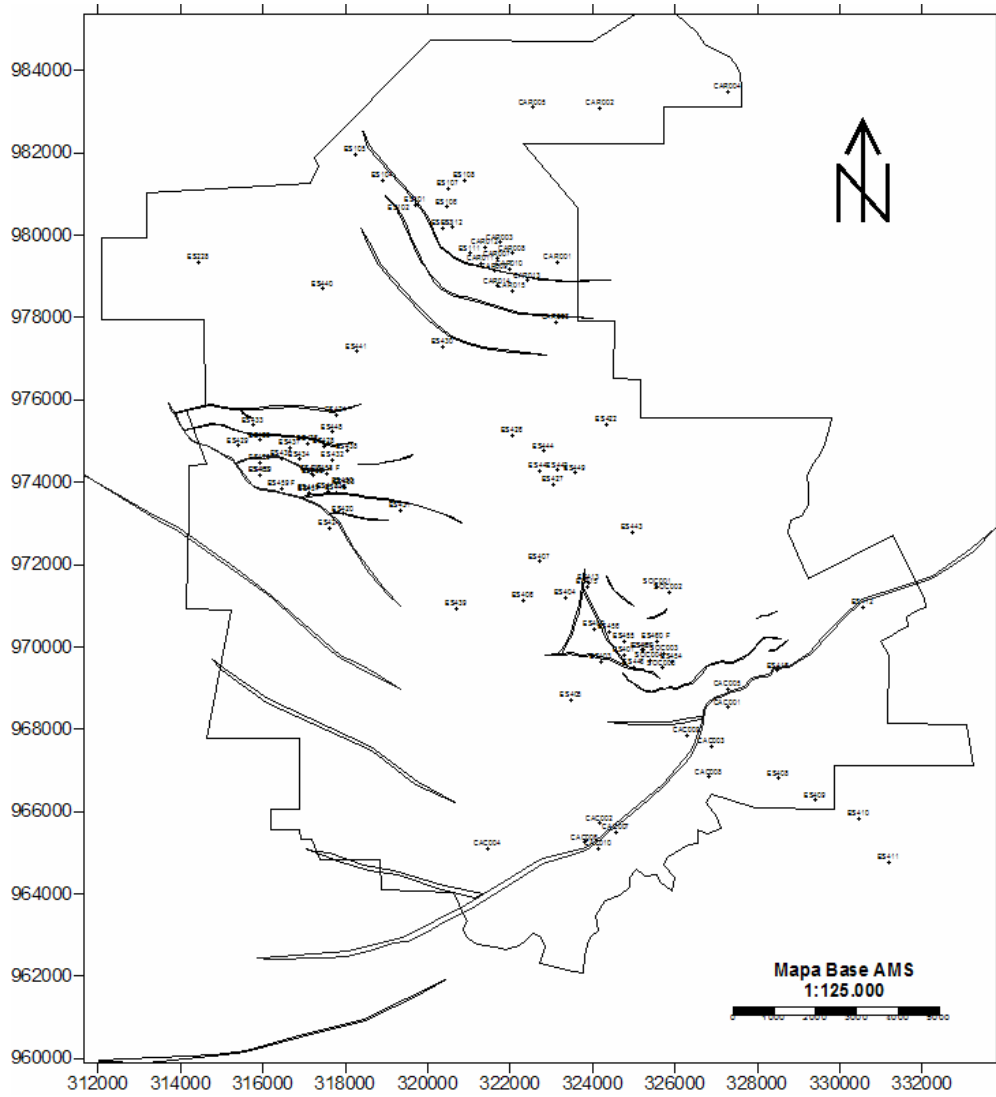


Figura 107. Mapa estructural de la arena TU.

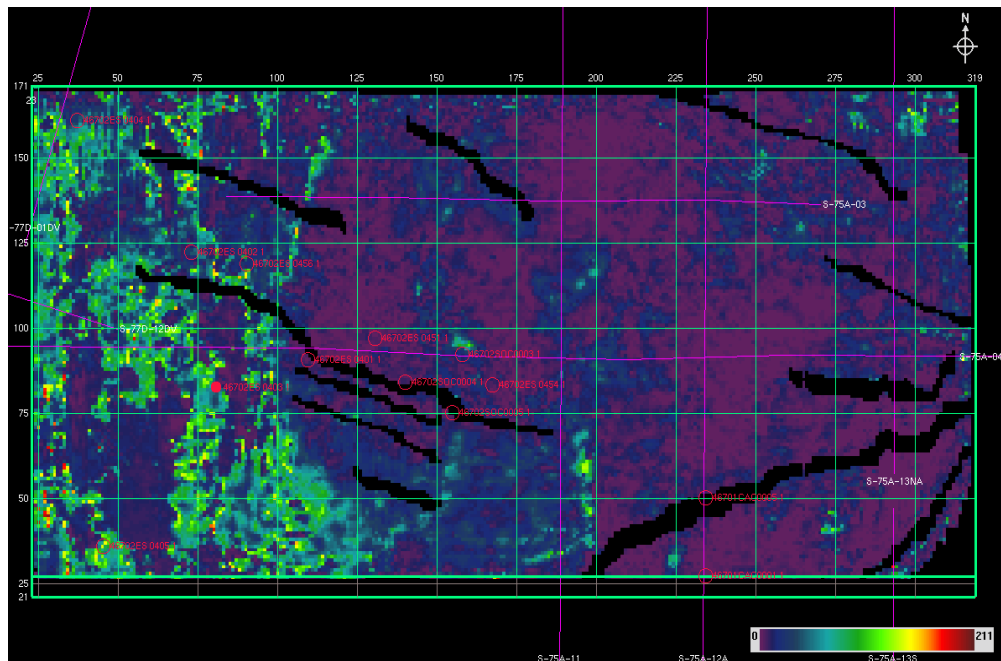
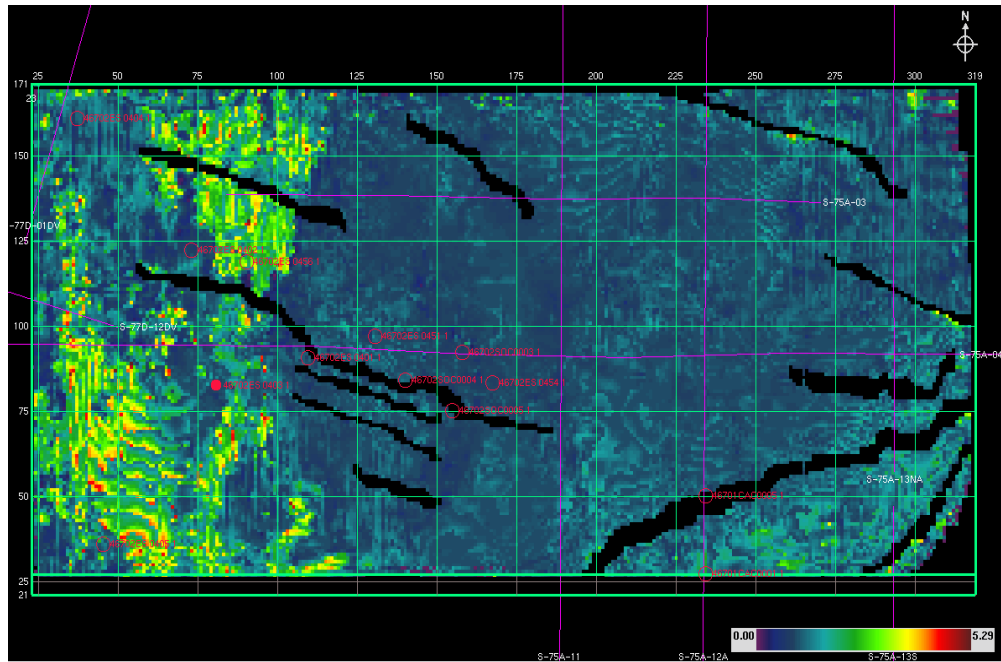


Figura 108. Mapas de atributo sísmico de Coseno de la Fase (superior) y de Frecuencia Instantánea (inferior) para la arena F8.

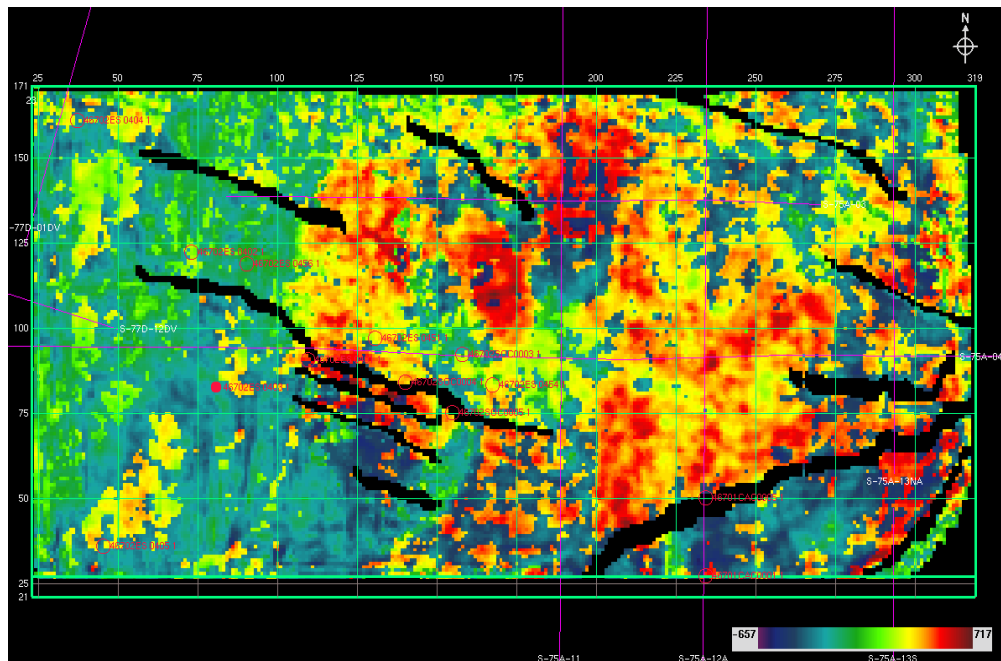
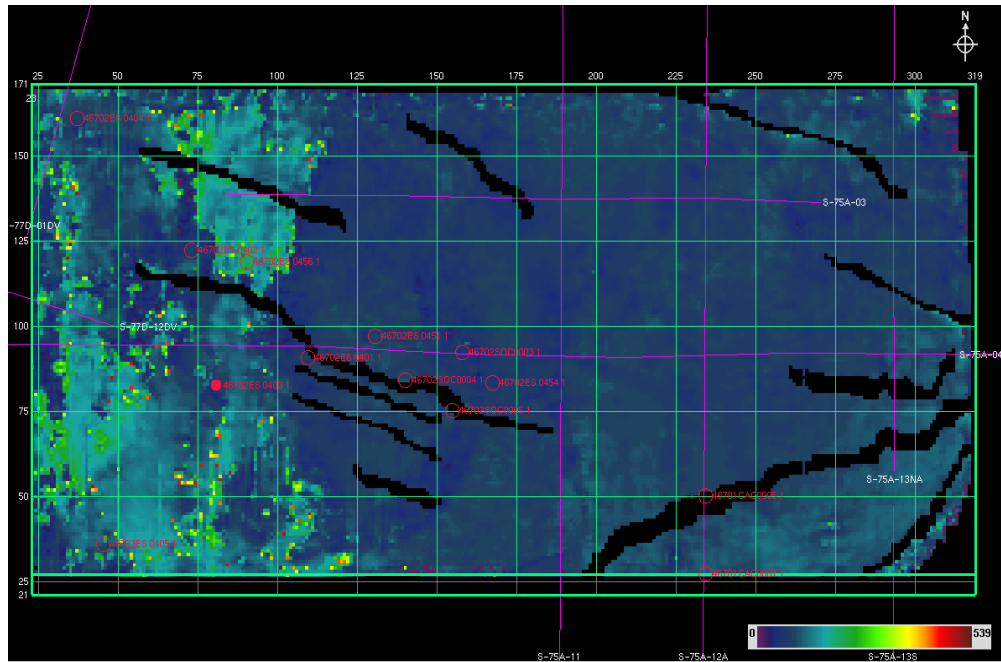


Figura 109. Mapa de atributo sísmico de Polaridad Apparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena F8 para la arena F8.

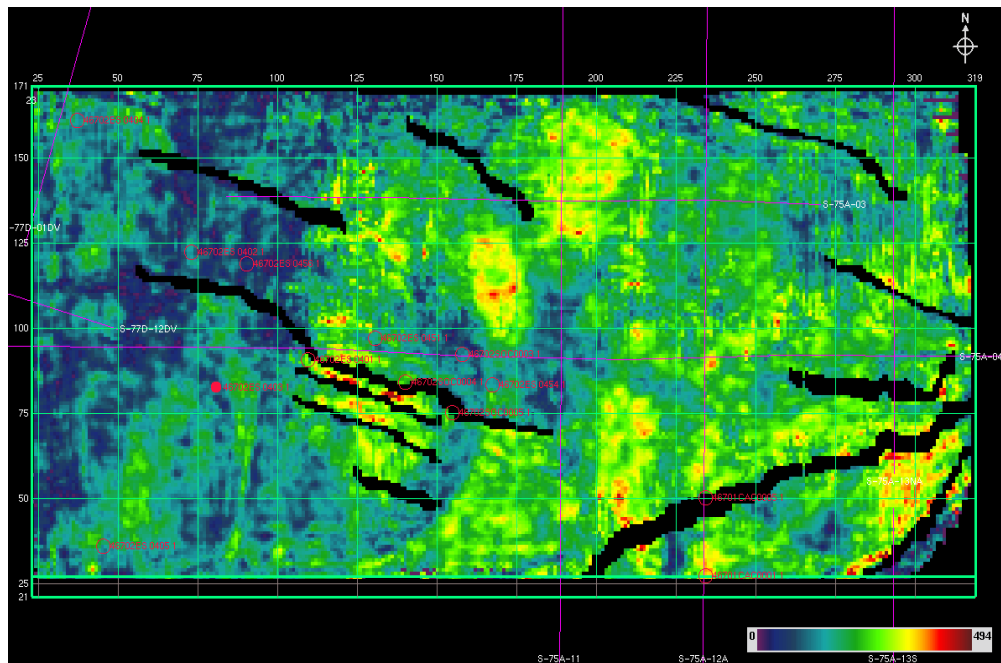
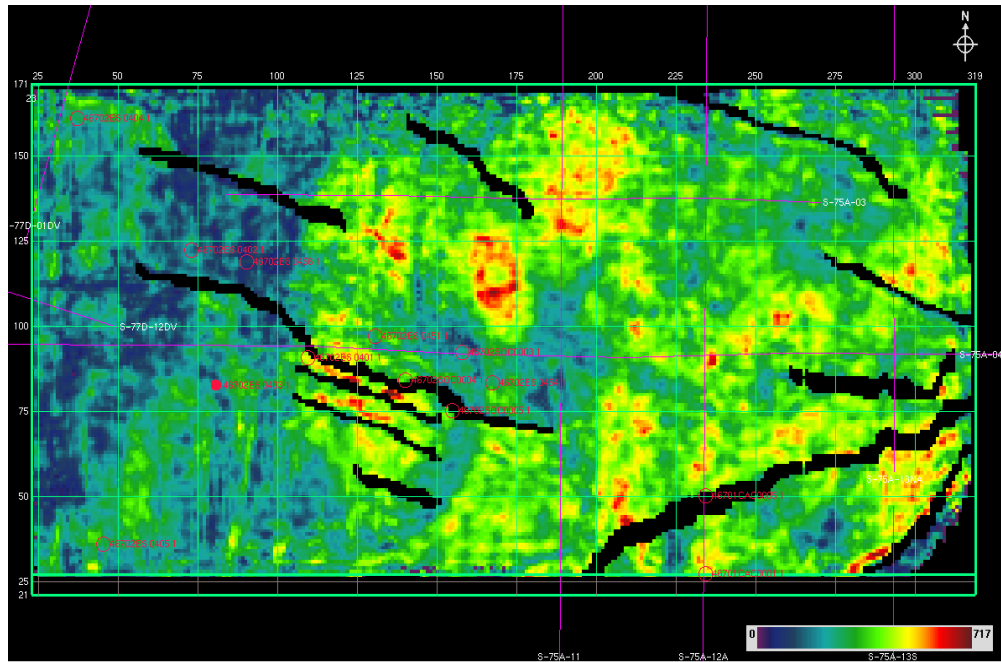


Figura 110. Mapa de atributo sísmico de Reflection Strength (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena F8

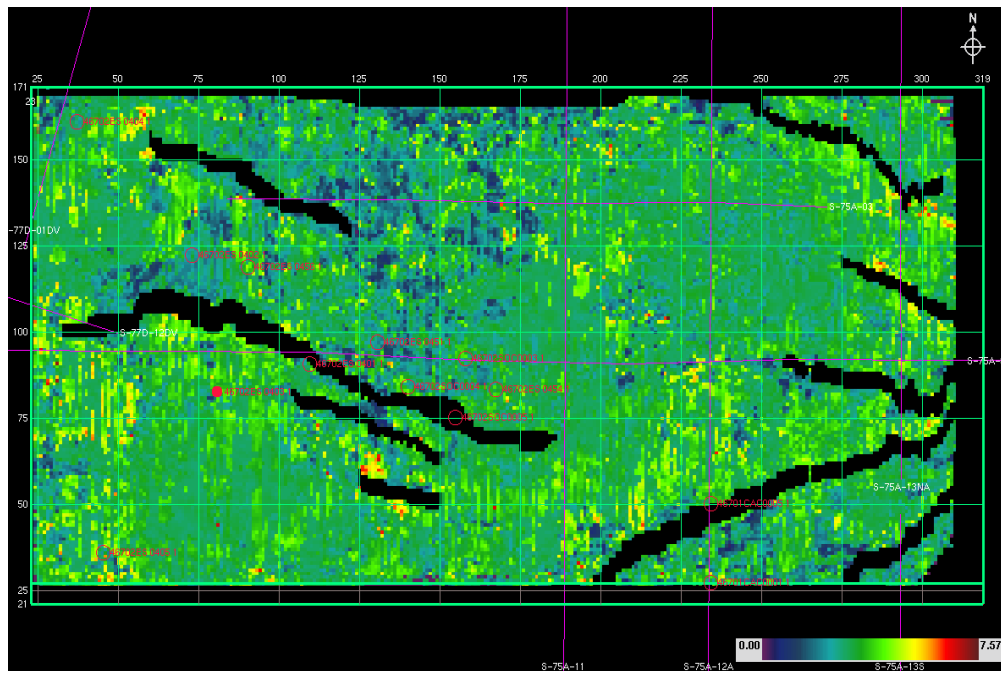
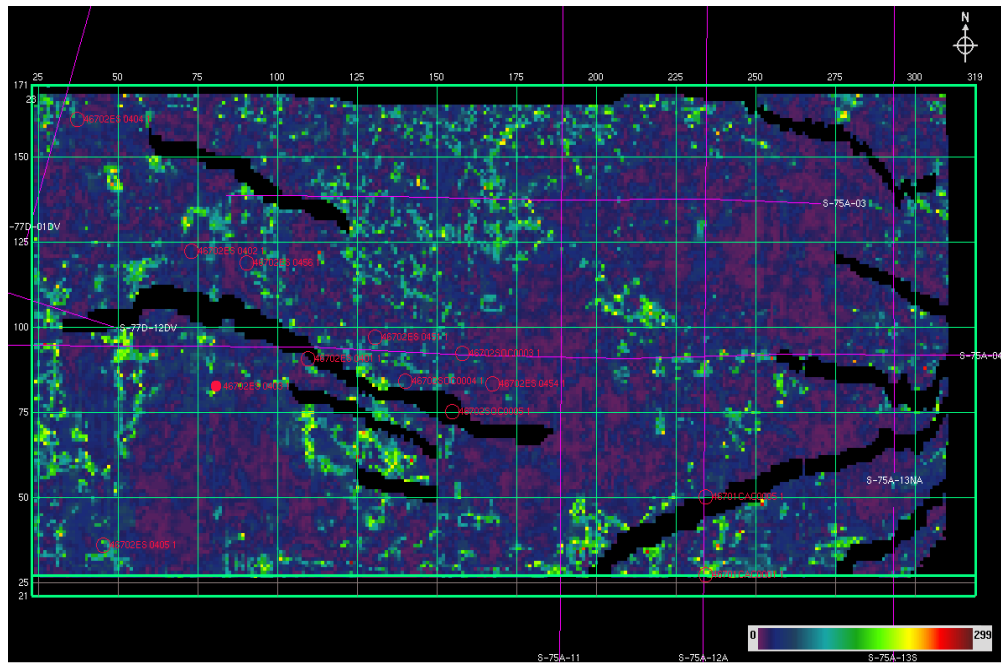


Figura 111. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea y de Coseno de la Fase para la arena I3.

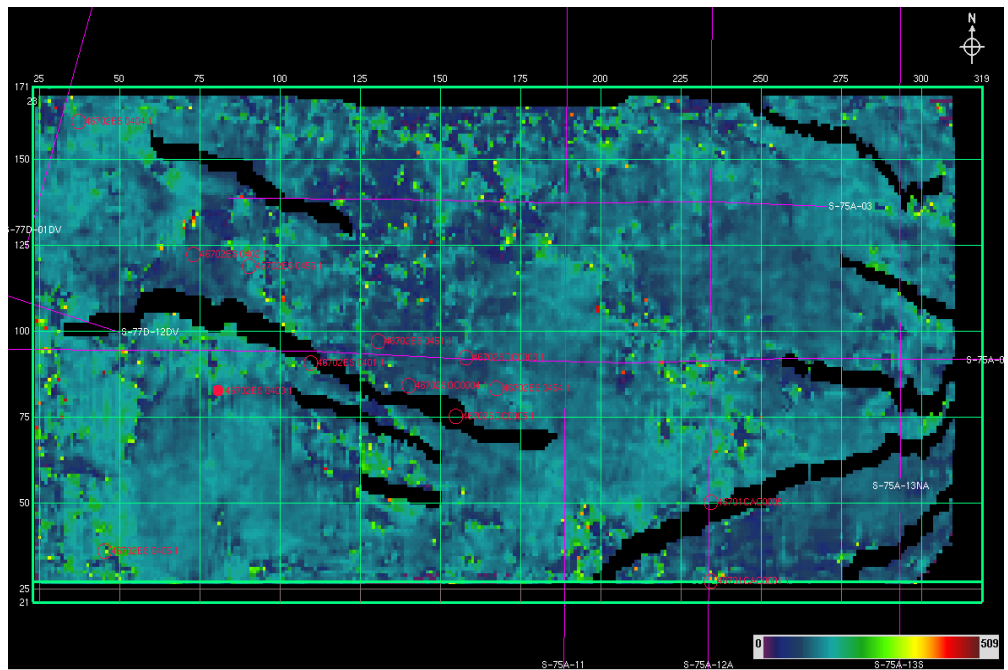
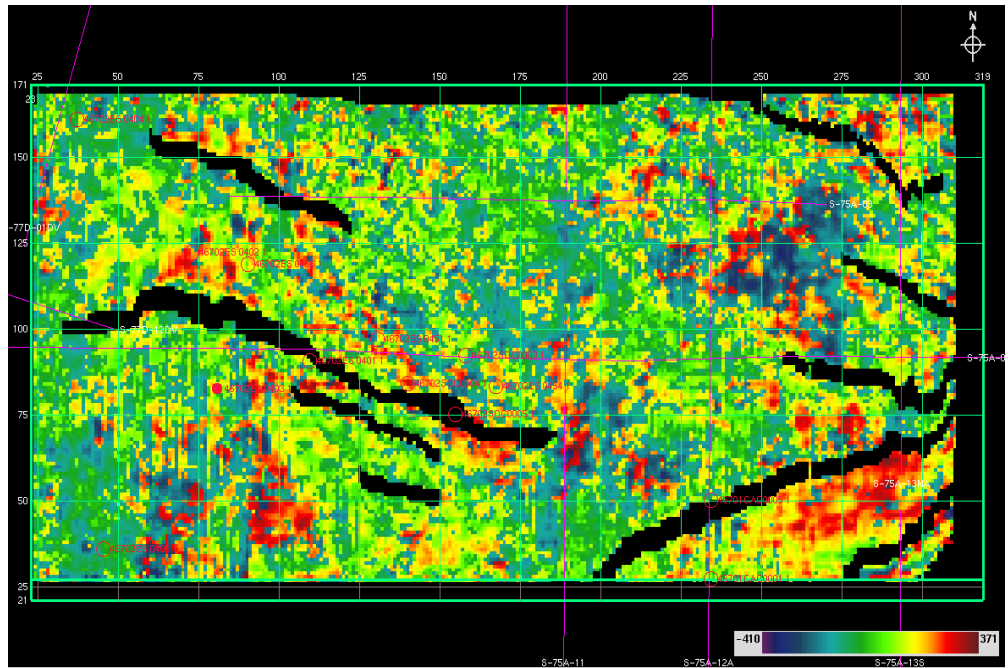


Figura 112. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente y de Fase Instantánea para la arena I3.

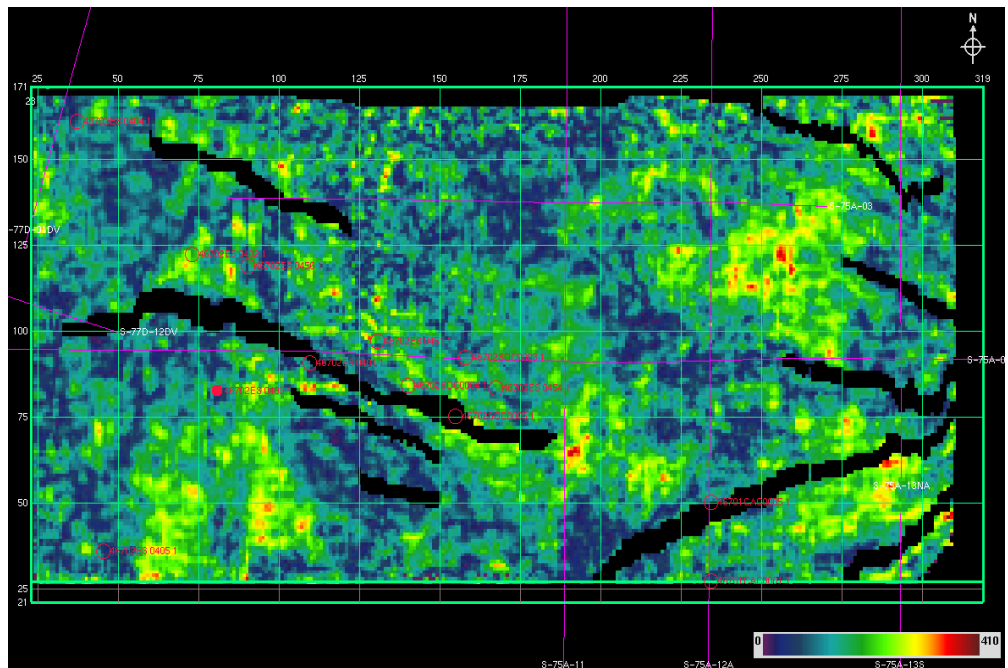
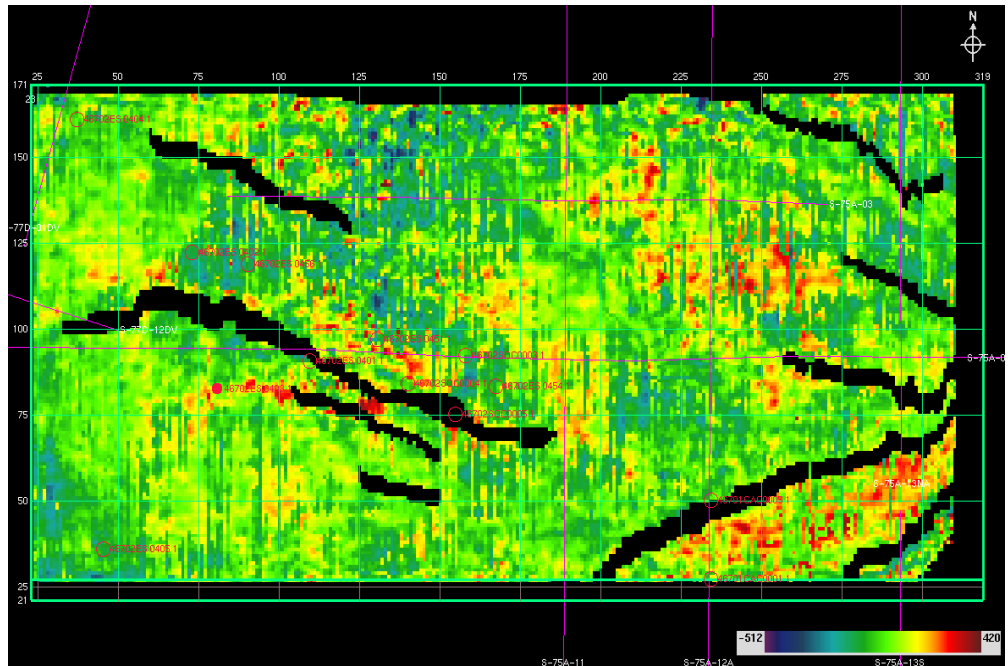


Figura 113. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Sísmica y de Reflection Strength para la arena I3.



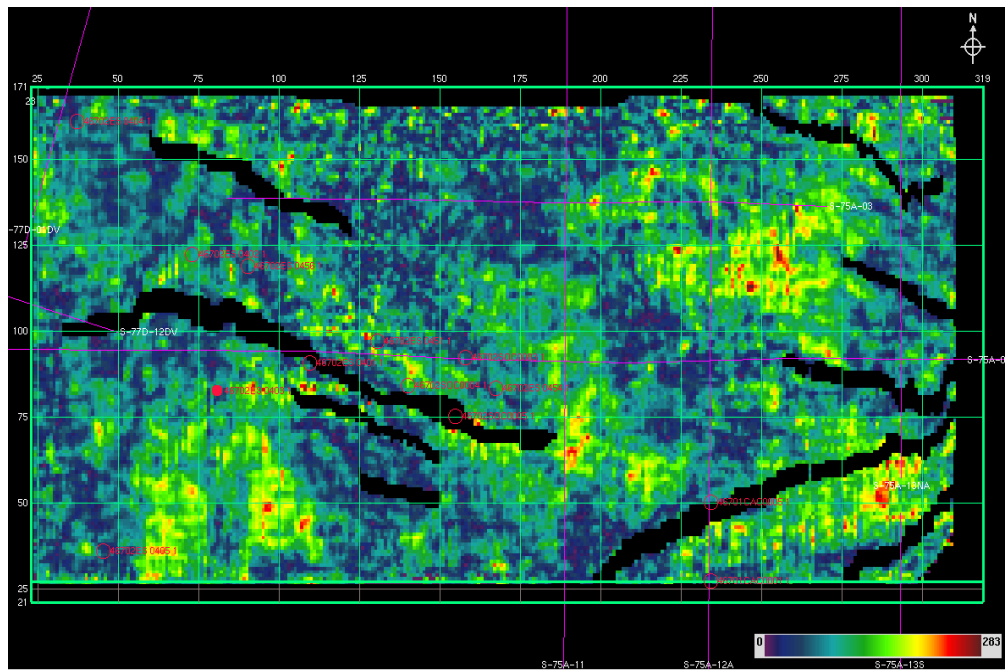
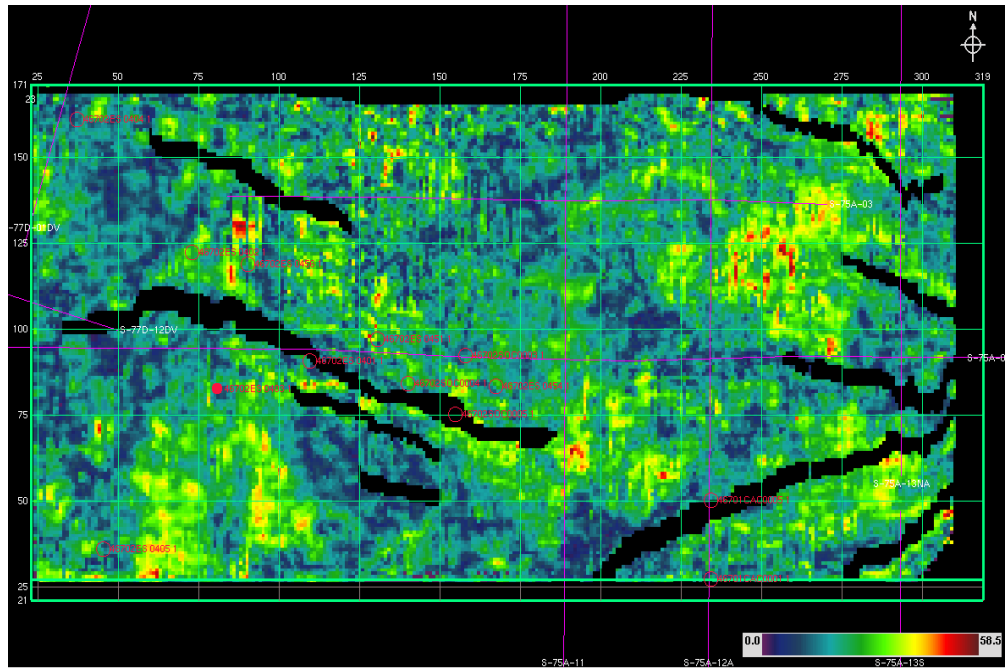


Figura 114. Mapas de atributos sísmicos de Magnitud Sísmica y de Amplitud RMS para la arena I3.

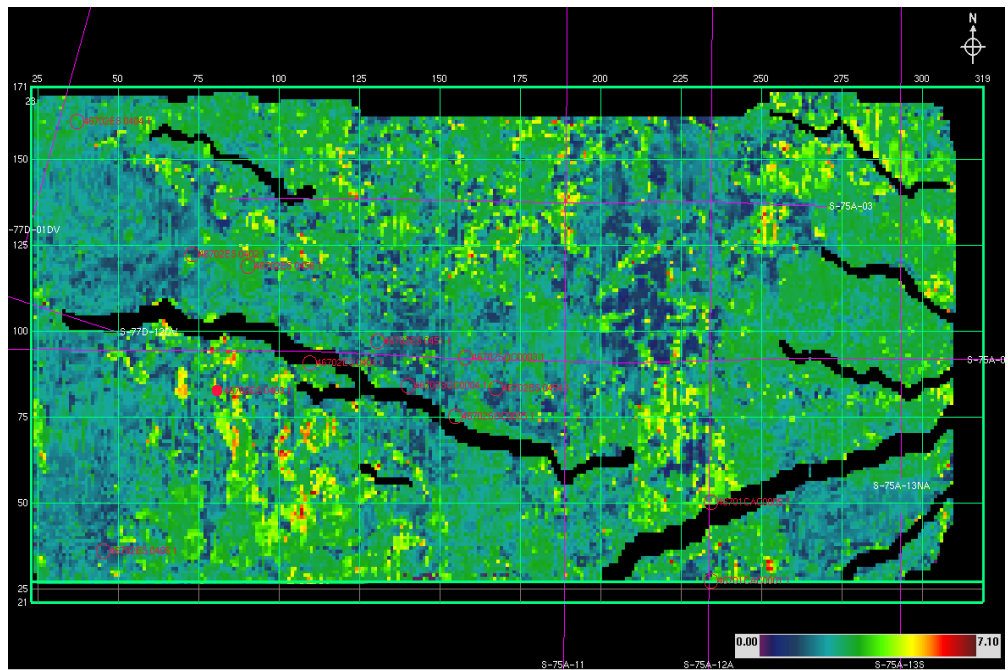
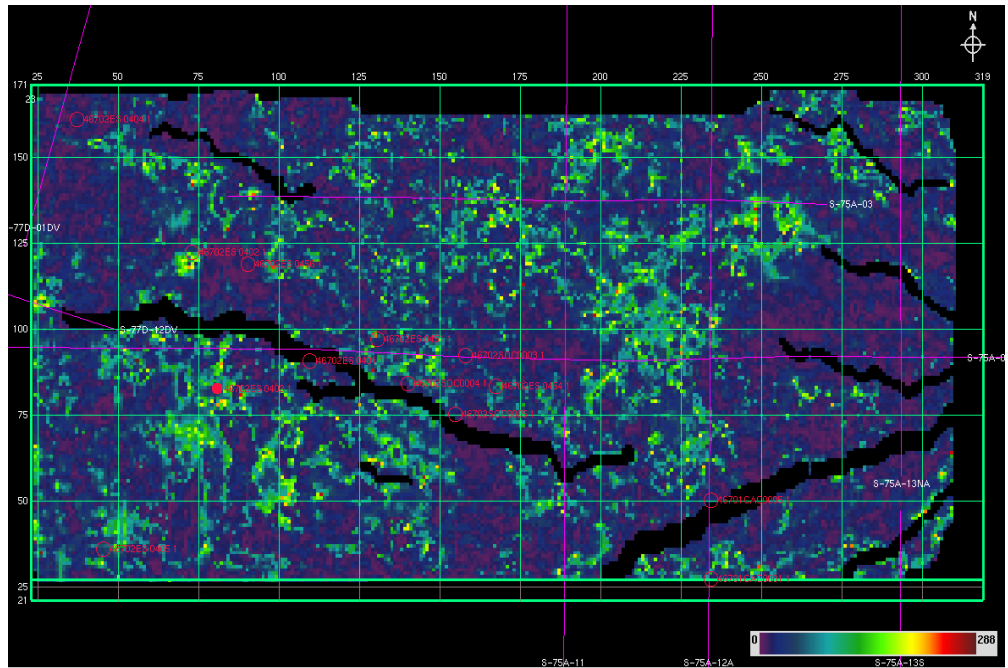


Figura 115. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena J3ML

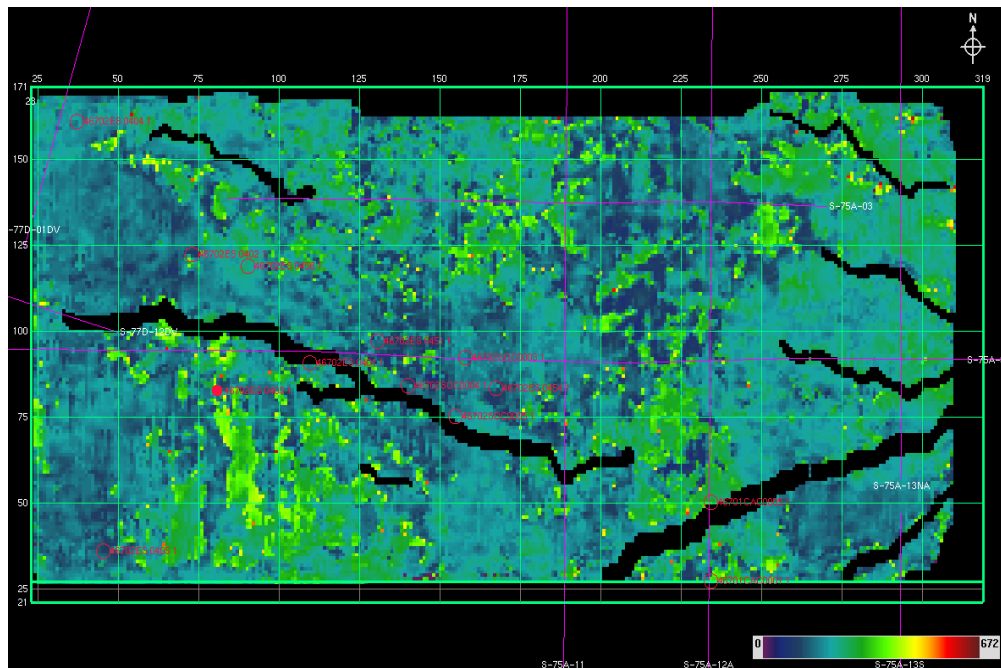
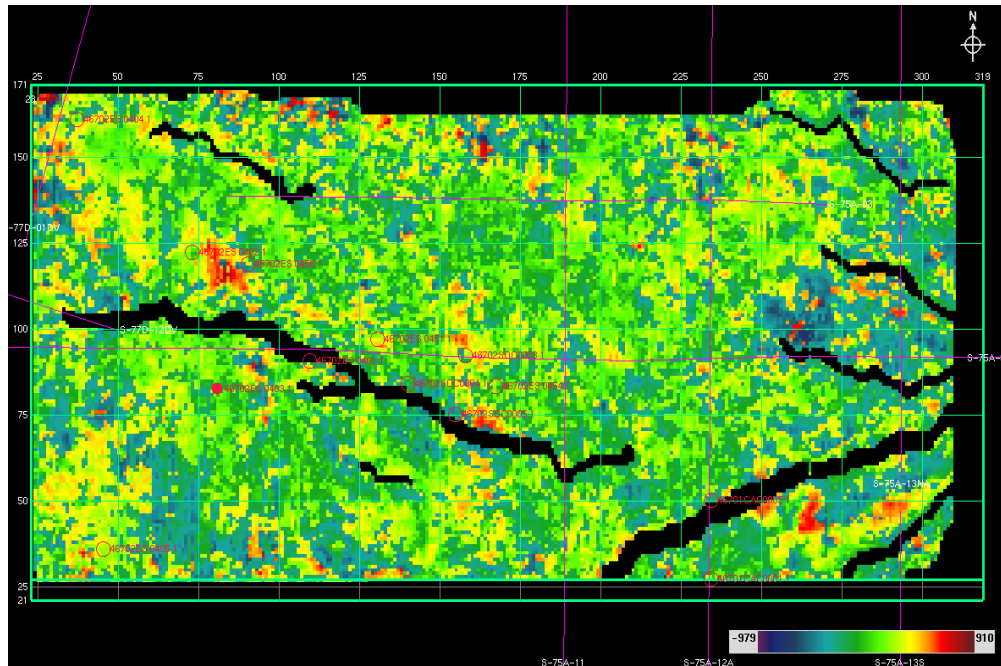


Figura 116. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena J3ML.

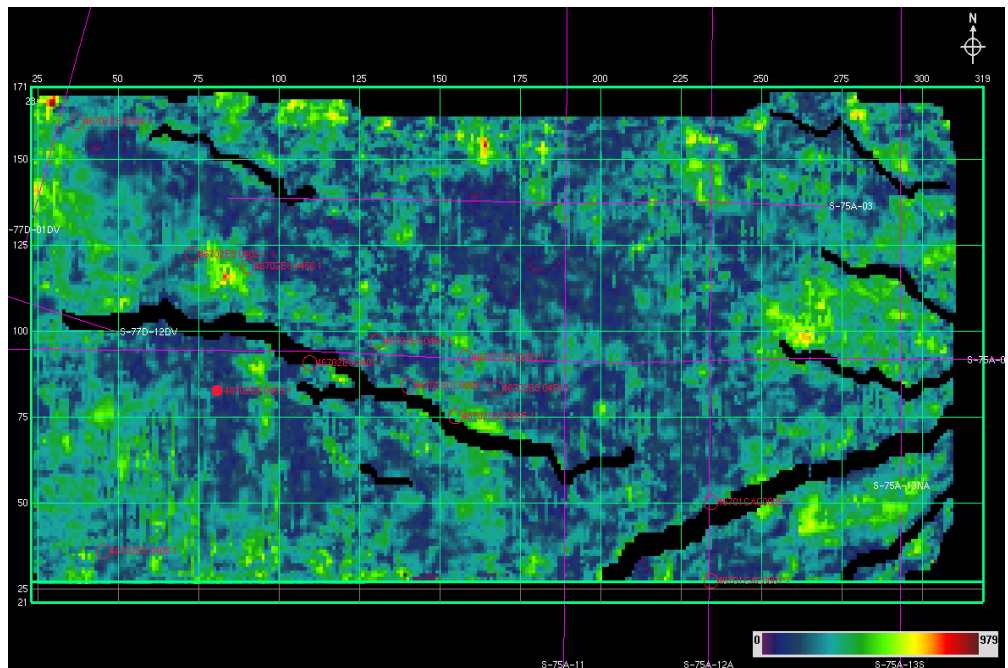
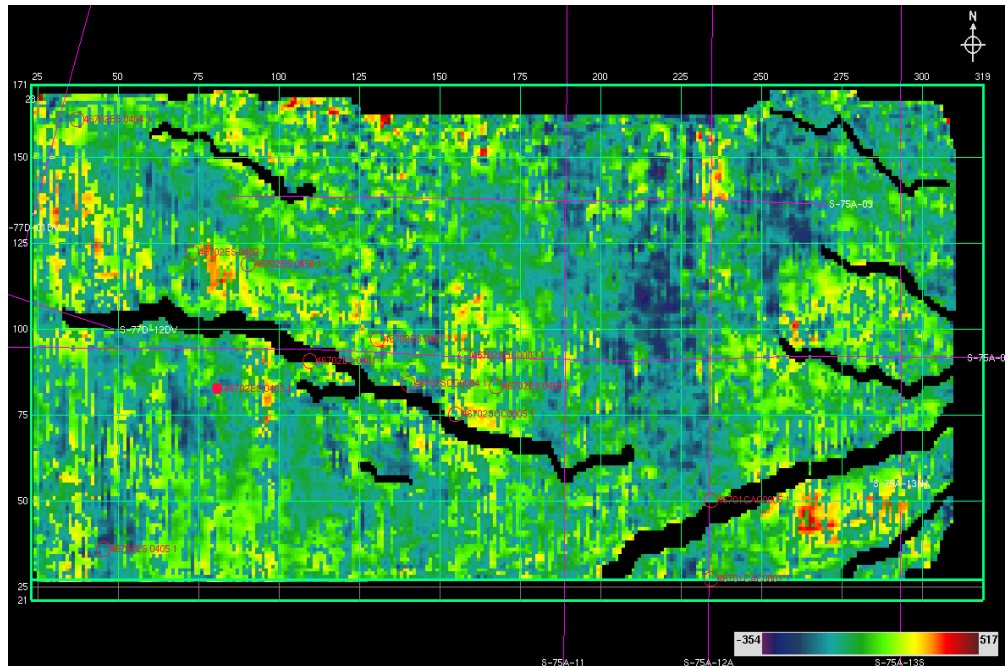


Figura 117. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Sísmica (superior) y de Releccion Strength (inferior) para la arena J3ML

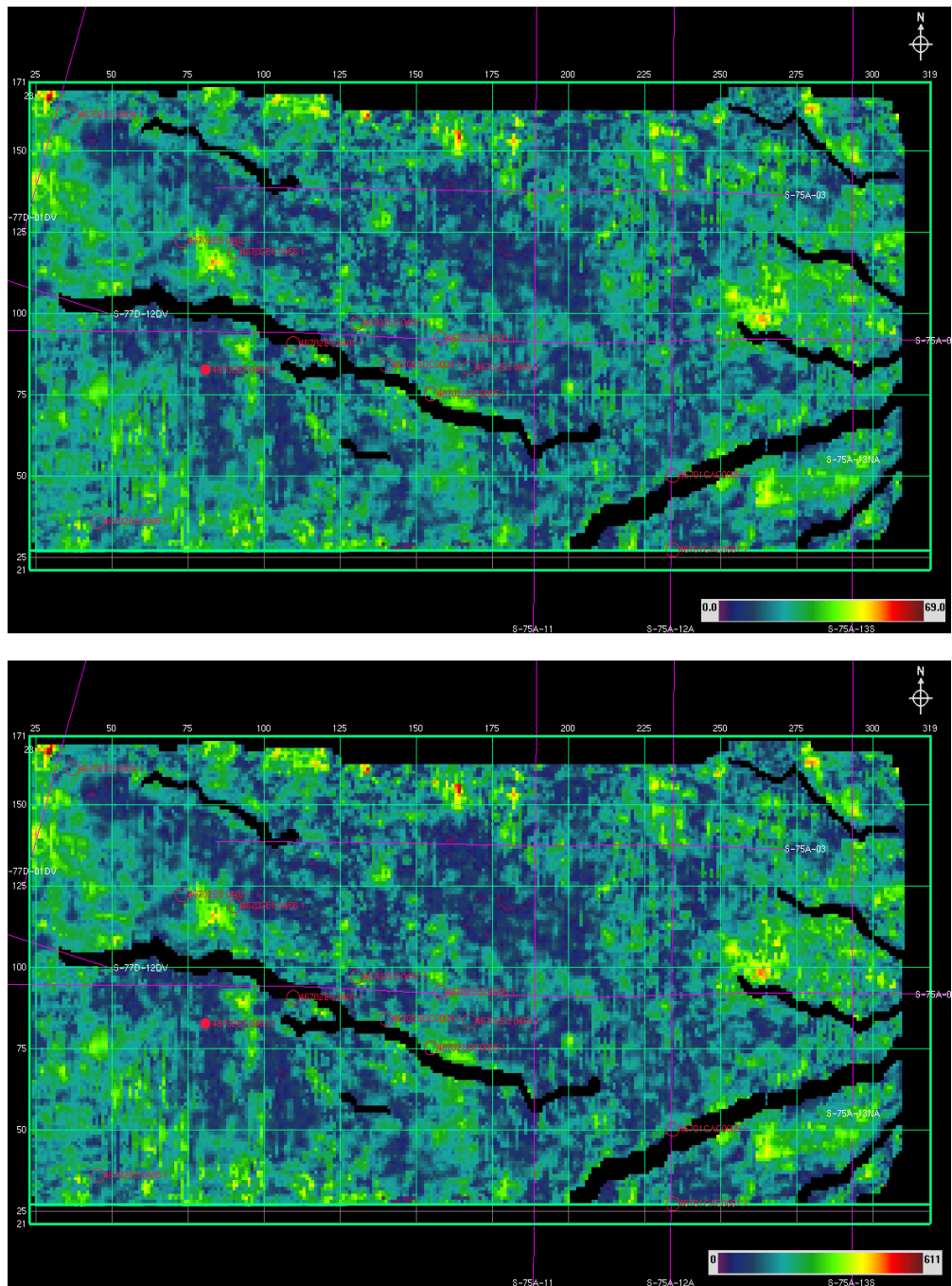


Figura 118. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena J3ML

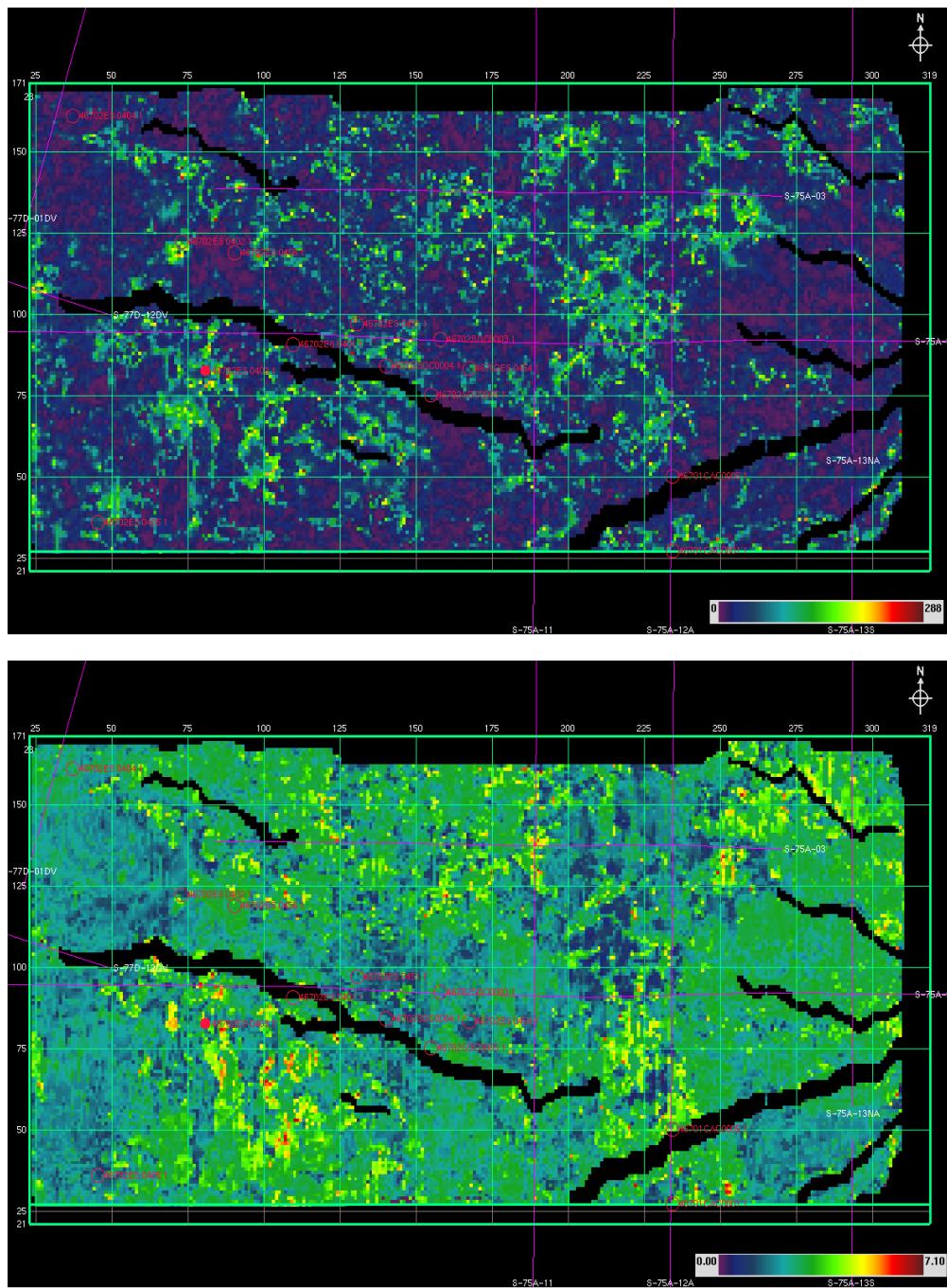


Figura 119. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena N2

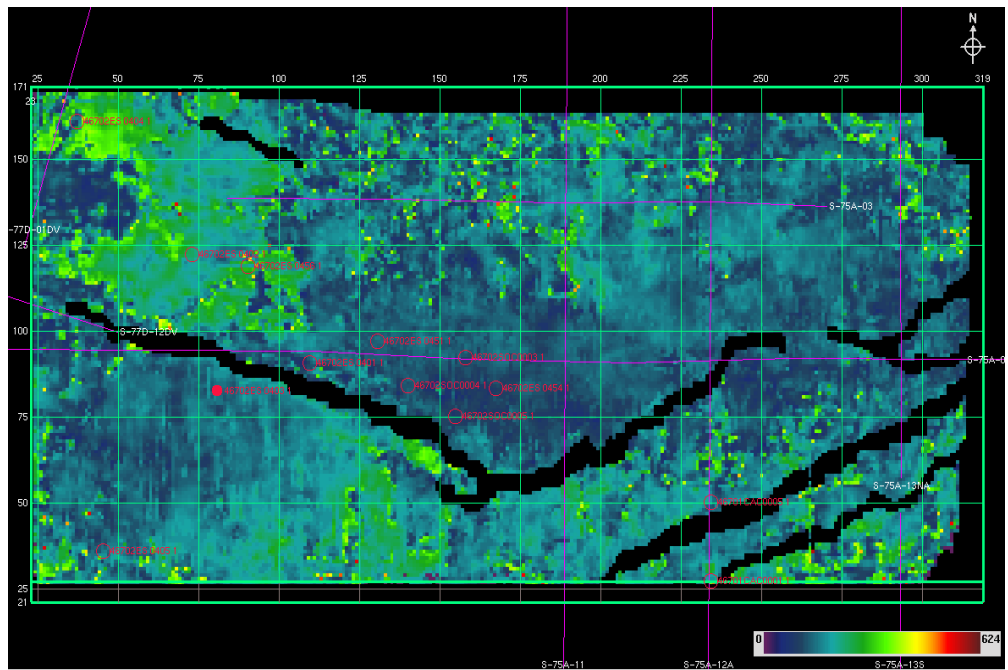
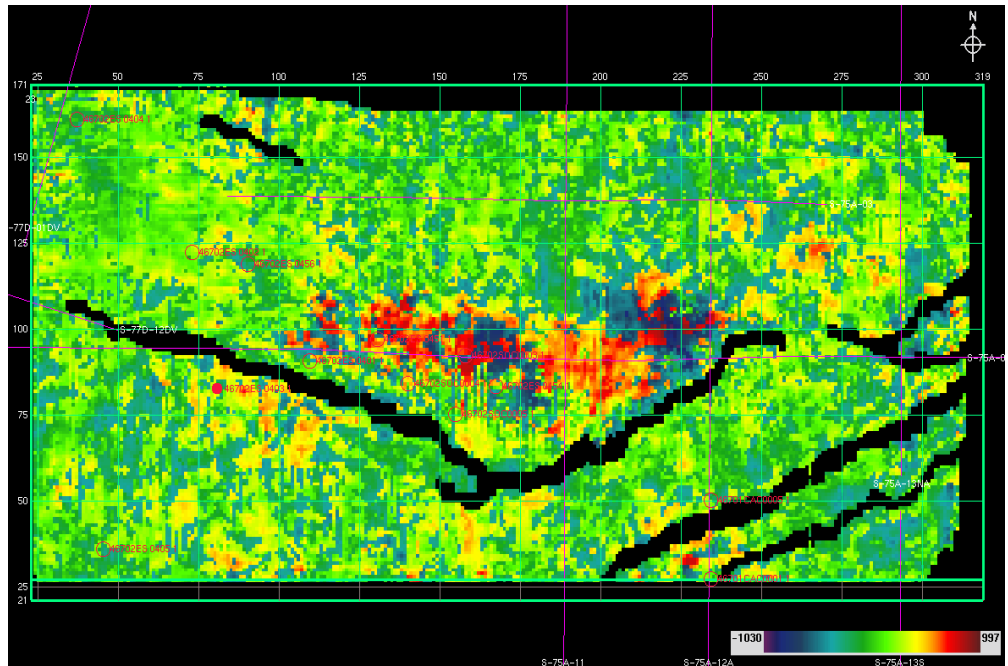


Figura 120. Mapas de atributos sísmicos Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena N2

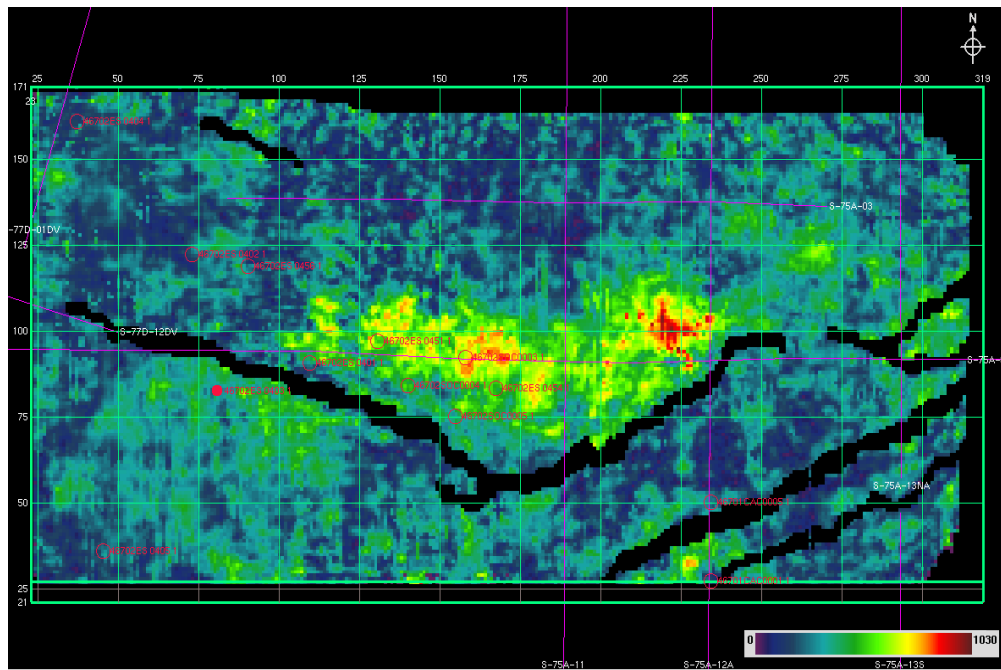
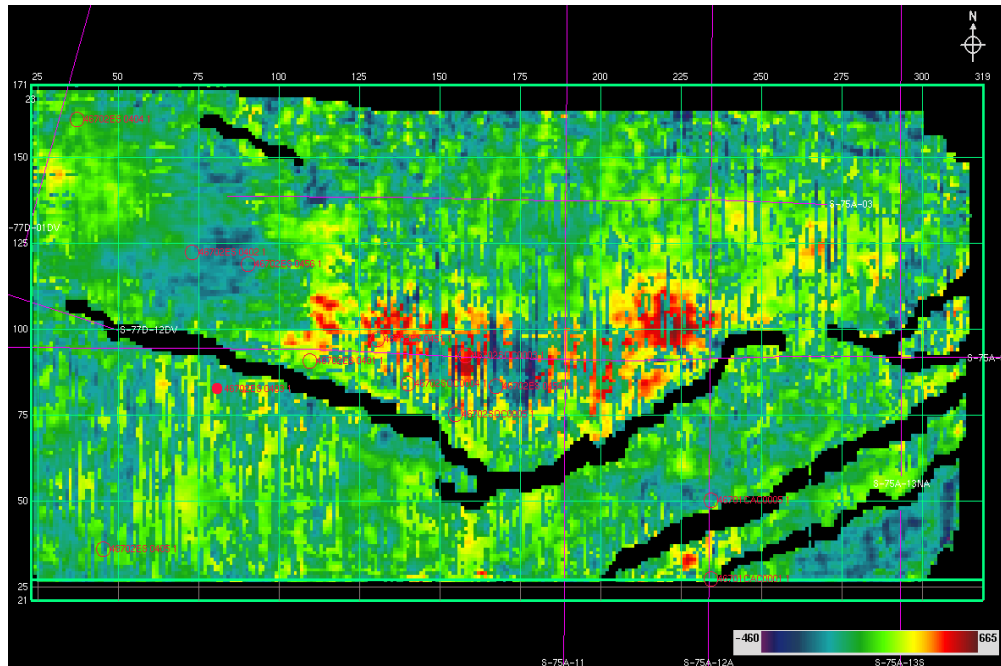


Figura 121. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud Instantánea (superior) y de Reflection Strength (inferior) para la arena N2



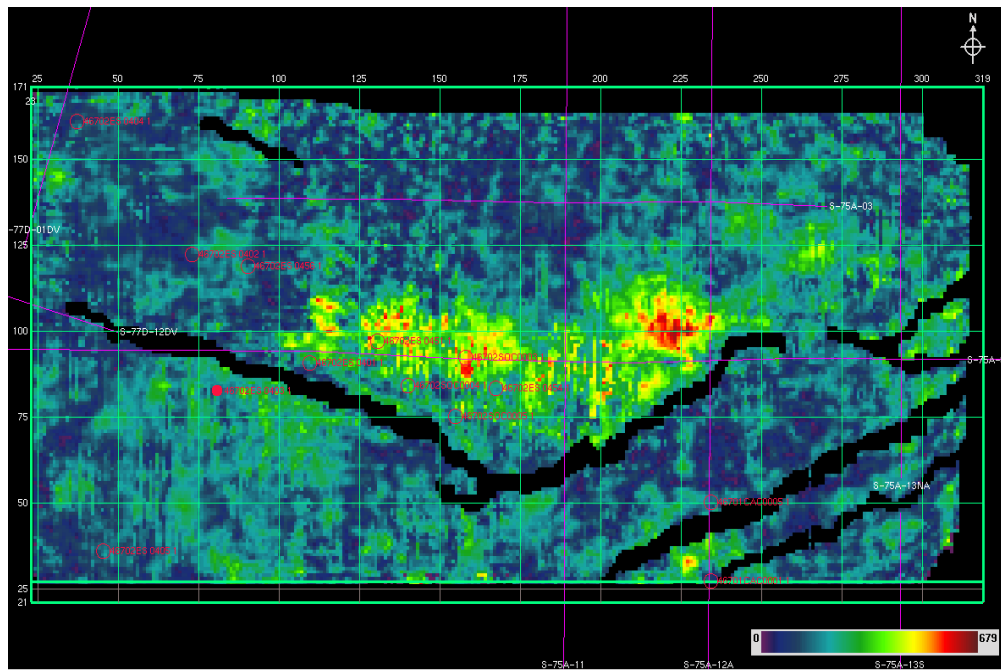
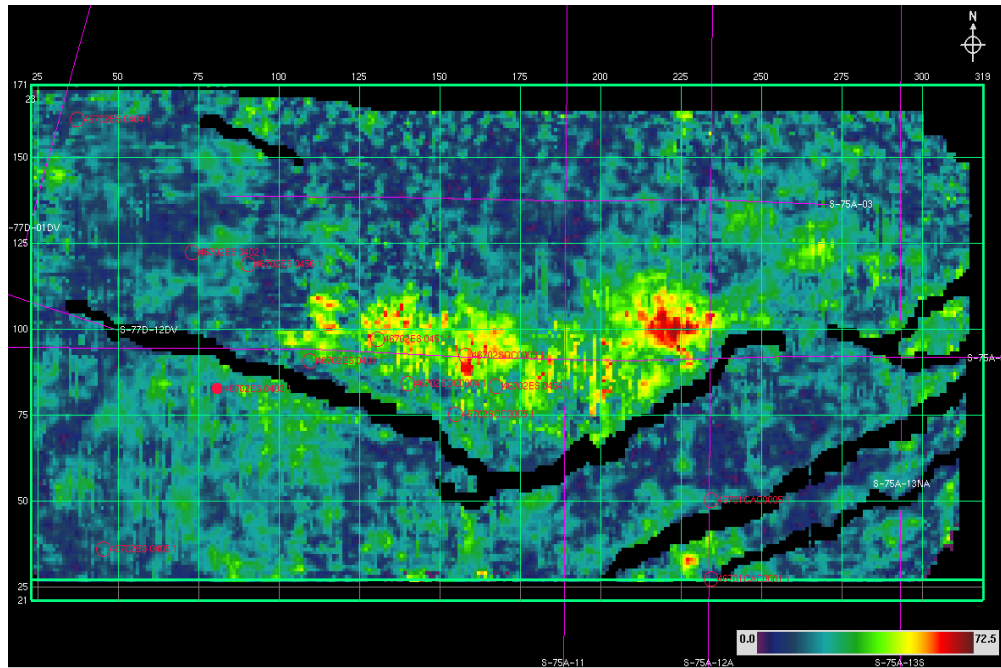


Figura 122. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud sísmica (inferior) para la arena N2

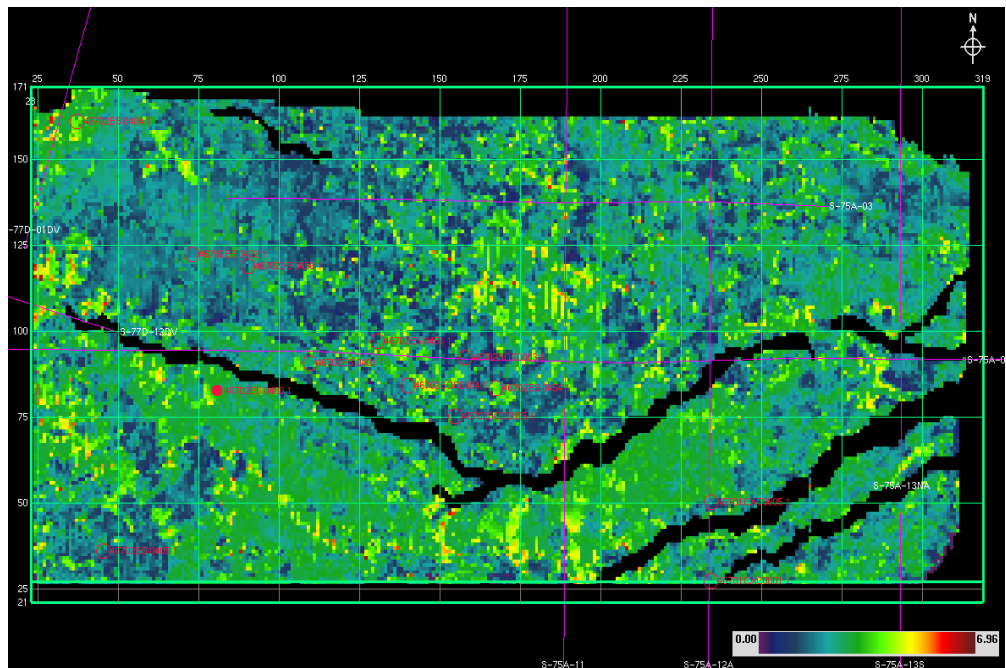
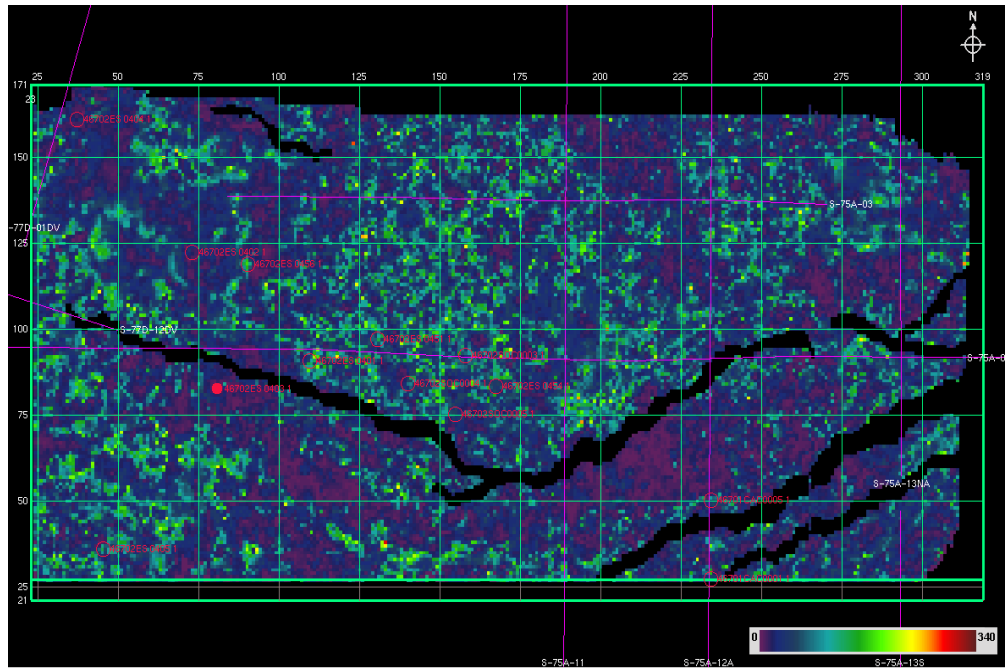


Figura 123. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena RUM

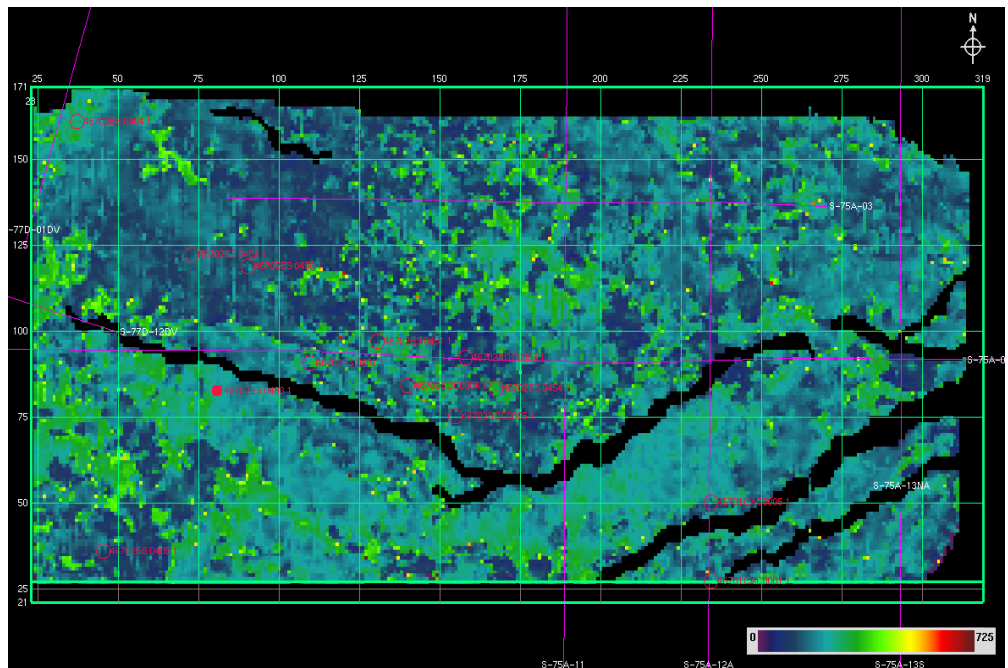
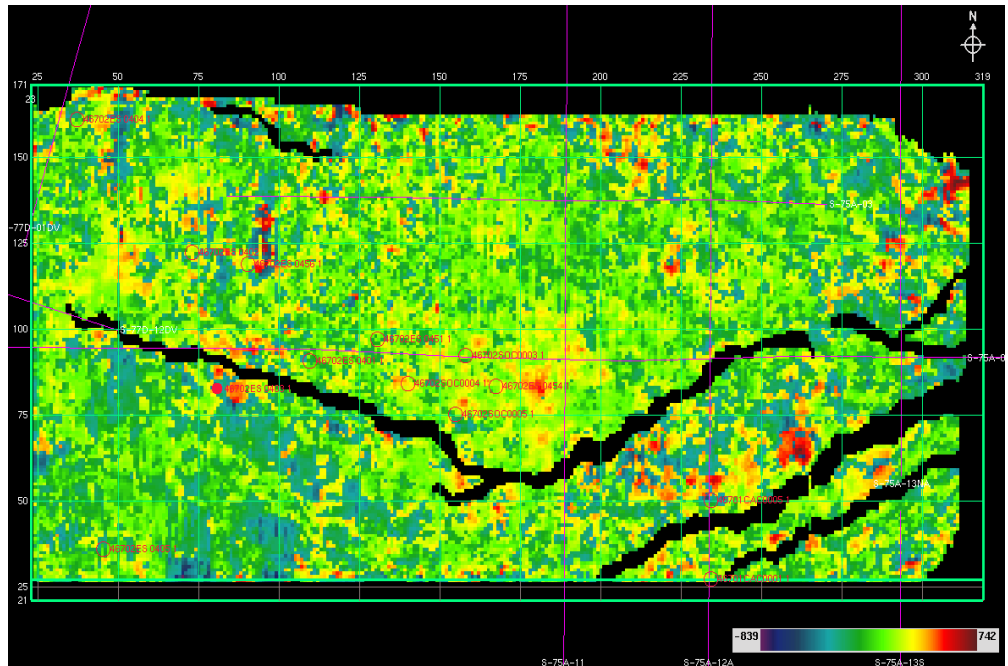


Figura 124. Mapas de atributos sísmicos de Polaridad Aparente (superior) y de Fase Instantánea (inferior) para la arena R0UM

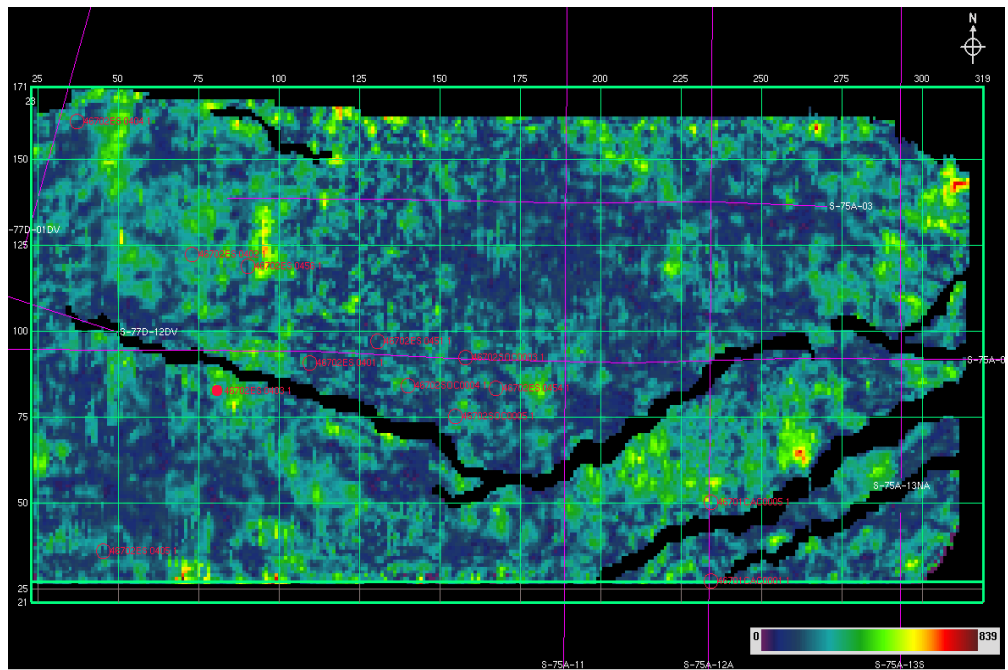
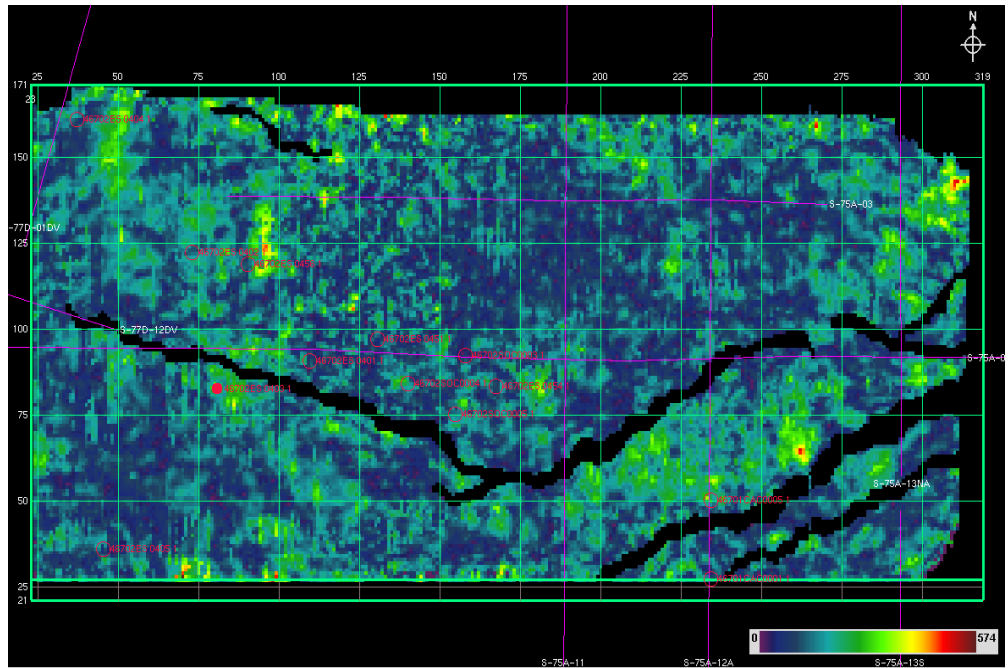


Figura 125. Mapas de atributos sísmicos Magnitud Sísmica (superior) y de Reflección Strength (inferior) para la arena R0UM

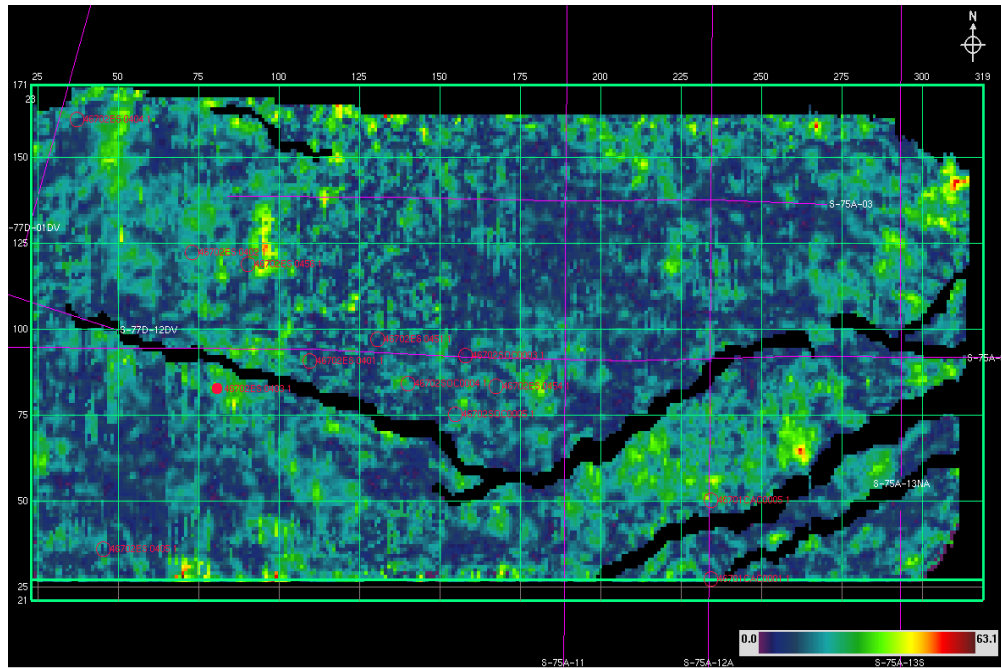


Figura 126. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS para la arena R0UM

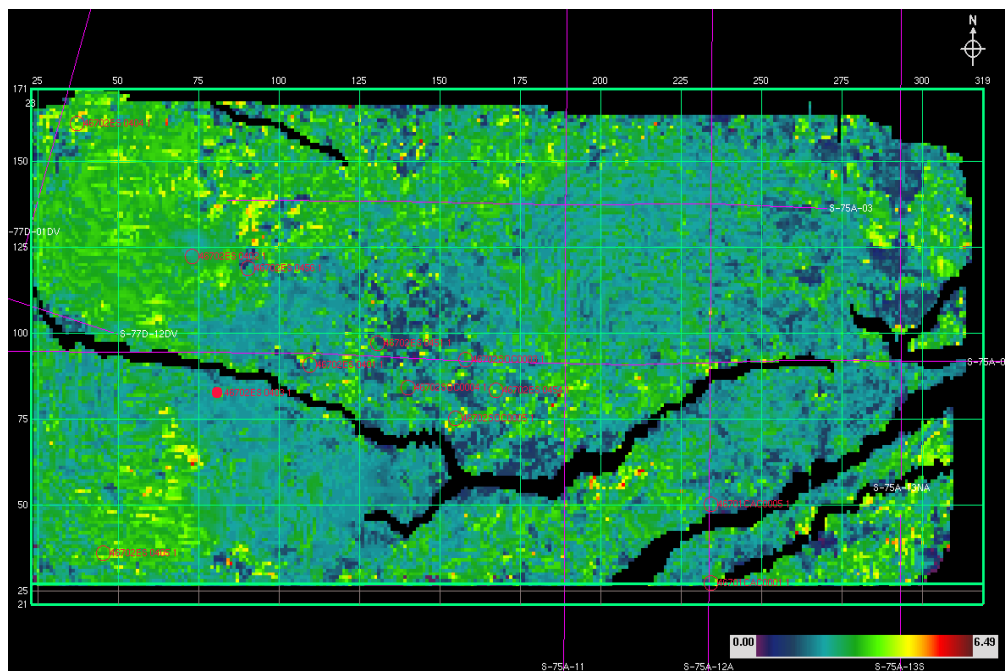
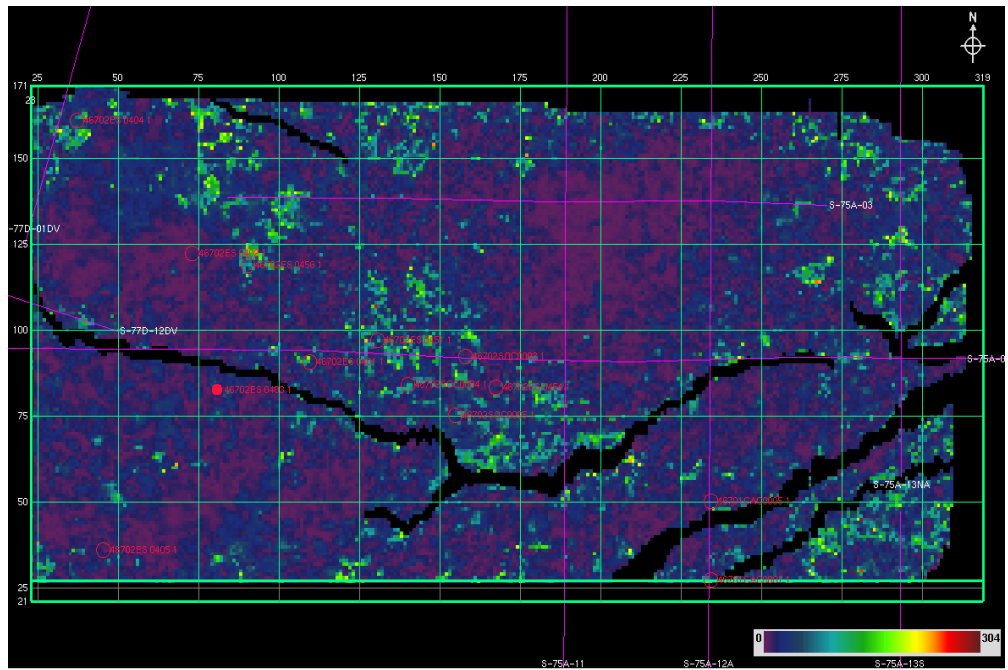


Figura 127. Mapas de atributos sísmicos de Frecuencia Instantánea (superior) y de Coseno de la Fase (inferior) para la arena R4L

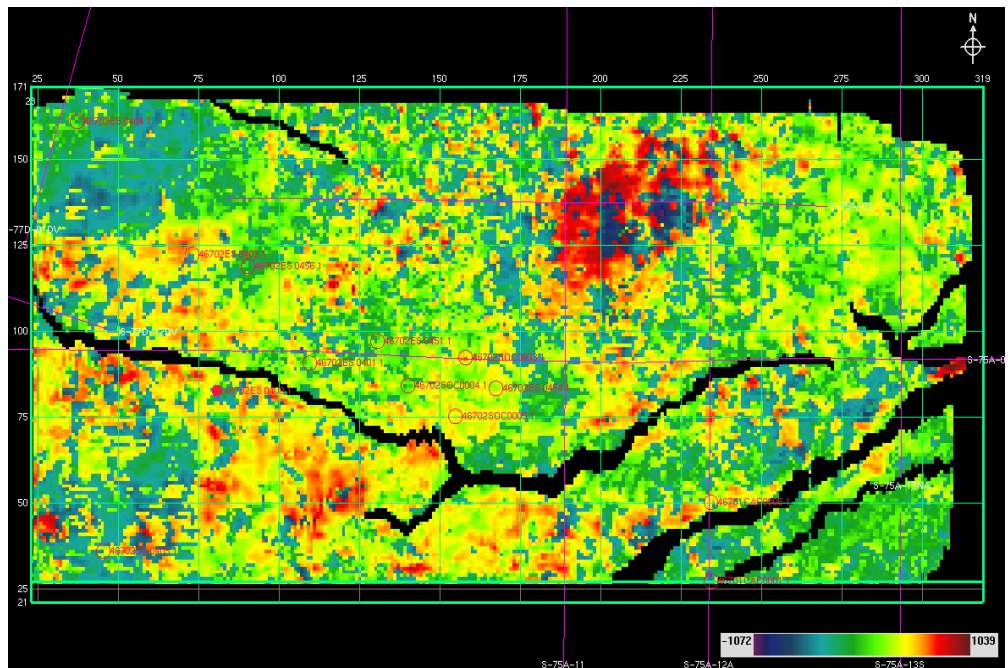
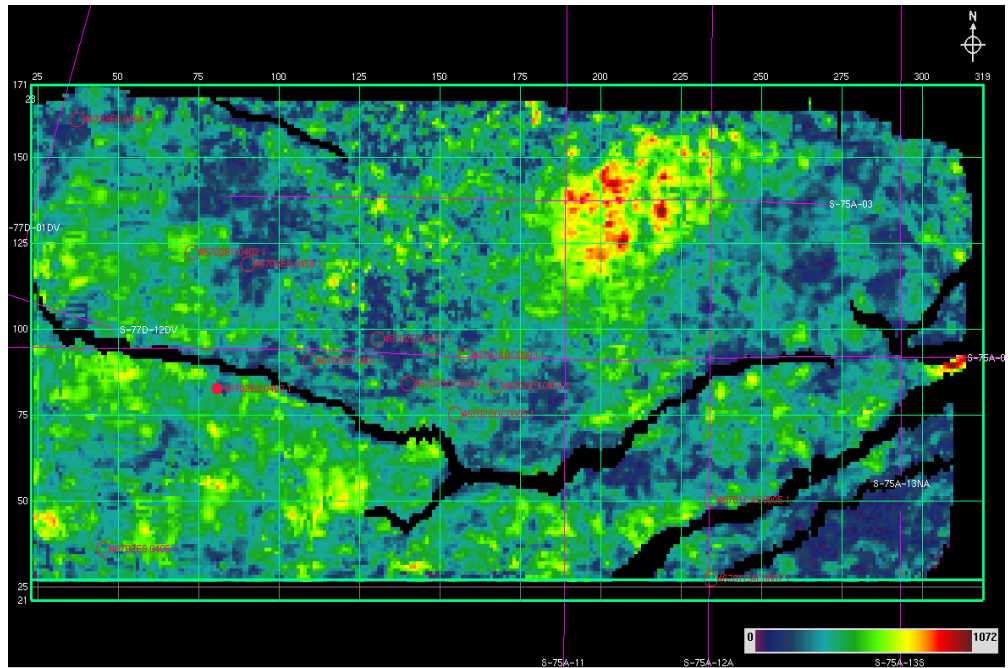


Figura 128. Mapas de atributos sísmicos de Reflection Strength (superior) y de Polaridad Aparente (inferior) para la arena R4L

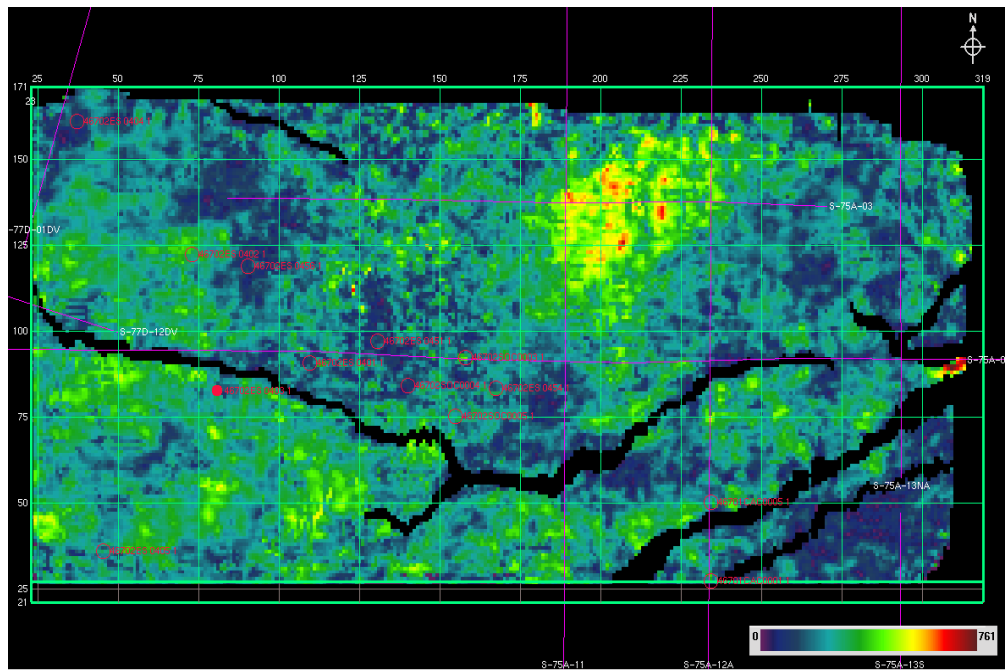
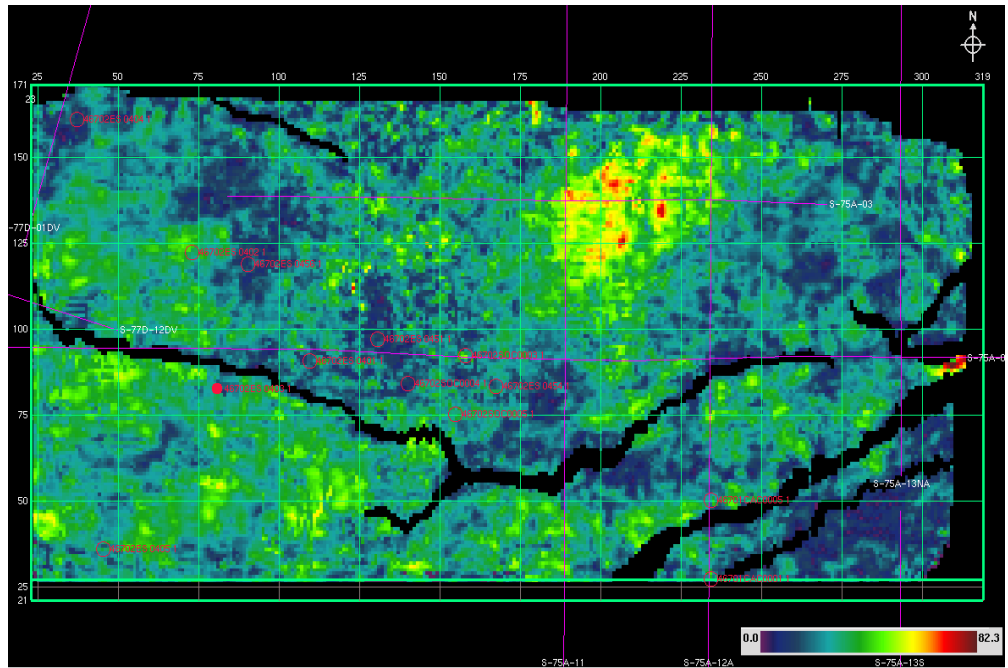


Figura 129. Mapas de atributos sísmicos de Amplitud RMS (superior) y de Magnitud Sísmica (inferior) para la arena R4L