

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**DELIMITACIÓN DE ARENAS GASÍFERAS SUPERIORES DEL  
ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE INTERPRETACIÓN  
SÍSMICA 3D. CAMPO GÜICO-GUARA, CUENCA ORIENTAL  
DE VENEZUELA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico  
Por los Brs. Fajardo R Atiria J.,  
Izarra D. Lorenzo A.

Caracas, mayo 2003

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **DELIMITACIÓN DE ARENAS GASÍFERAS SUPERIORES DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE INTERPRETACIÓN SÍSMICA 3D. CAMPO GÜICO-GUARA, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. José Luis Perdomo.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Héctor Silva

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico  
Por los Brs. Fajardo R Atiria J.,  
Izarra D. Lorenzo A.

Caracas, mayo 2003

Caracas, mayo de 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Fajardo Atiria e Izarra Lorenzo, titulado:

**“DELIMITACIÓN DE ARENAS GASÍFERAS SUPERIORES DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE INTERPRETACIÓN SÍSMICA 3D. CAMPO GÜICO-GUARA, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA, 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. Pedro León  
Jurado

---

Prof. Juan Di Croce  
Jurado

---

Prof. José Luis Perdomo  
Tutor Académico

---

Ing. Héctor Silva  
Tutor Industrial

## ***Dedicatoria***

***A Dios todopoderoso que siempre nos guía en cada paso que damos por este mundo, por ser ese refugio en las horas más difíciles, brindándonos la sabiduría y la fuerza necesaria para enfrentar nuestros retos y alcanzar nuestras metas.***

***A nuestros Padres y Hermanos que siempre nos han apoyado y aconsejado en todo momento, disfrutando y compartiendo nuestras alegrías y triunfos***

## AGRADECIMIENTOS

A nuestro Padre Dios, quien nunca nos ha desamparado.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, donde adquirimos la formación humana e intelectual que hoy nos hace profesionales y a todos esos profesores que nos impartieron sus conocimientos y consejos.

A Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, en especial a nuestro tutor industrial, Héctor Silva, por su colaboración y la confianza que depositó en nosotros para que este proyecto culminara con éxito. Al resto de las personas que laboran dentro de las instalaciones del edificio de PDVSA-Chuao.

A nuestro tutor académico José Luis Perdomo, por su valioso apoyo, observaciones y sabios consejos.

Al personal de soporte de Schlumberger, especialmente a Walter Velásquez por su dedicación y tiempo, a Giovanna, Amalfi y Jairo, que muy amablemente nos atendieron y apoyaron en todo momento.

Al personal de soporte de Landmark: Felipe e Hilda por ayudarnos y colaborar con nosotros en todo momento.

A nuestros amigos de siempre, los populares “Puente Roto”, Nanvir, Leonardo y Román; ustedes son de los amigos que quedan hasta el final, los incondicionales; con los que nos une el amor, la amistad y sobre todo la lealtad. Gracias por compartir tantos momentos con nosotros y por aquellos momentos que vendrán. Los amamos.

A nuestros compañeros tesistas que estuvieron día a día con nosotros: Leonardo, Juancho, José Francisco y Nicolás.

Al profesor Eugenio Gallovich, por enseñarnos que el sabio habla bajo y oportunamente, mientras los ignorantes vociferan y gritan para convencer a los demás de su talento. Profesor donde sea que esté queremos que sepa que no lo lograron, hoy y siempre todos estamos convencidos que su ecuanimidad era símbolo de sabiduría y experiencia.

Al profesor Marcos Figueroa, quién nos enseñó a mantener inquebrantables nuestros valores y la confianza en nosotros mismos, cuando “otros” por esconder su negligencia trataron de desquebrajar la firme convicción que tenemos ante nuestro talento y capacidad de hacer las cosas.

A todos aquellos amigos que se unen durante toda la carrera para regalarnos sonrisas y alegrías: Ana, Félix, Alvis, Gabriela, Marianela, Emgelbert, Pedro, Francisco, Luis Germán, Gerardo, Luis Villareal, Memo, Luis Subero, Lizcar, Roberto, Luis Mata, Ricardo, Arihanna, Josmat, Javier, Alex y Rogers

Y a todos aquellos que nos brindaron su apoyo y una mano amiga.

*¡Muchísimas Gracias!*

*\* Atiria \**

A ti Mami, por ese cafecito tan oportuno en las largas tardes de toda mi carrera, cuando el cansancio parecía apoderarse de mí. Gracias por mostrarme tu apoyo incondicional y ese amor infinito que me tienes.

A ti Papi, quien un día comenzando mi carrera me enseñaste que no importa cuanto tarde en alcanzar lo que deseo, que el camino para hacerlo también se debe disfrutar. Gracias por estar siempre allí.

A mis hermosas Hermanas: Alejandra, Aldemara y Alaymar, quienes me iluminan con sus tertulias los fines de semana, donde cada una a su manera son ejemplos a seguir, de constancia, alegría, energía, decisión y éxito, consolidando cada día más lo hermoso de formar parte de “Las Fajardo”.

A ti Lorenzo, mi compañero de tesis, a quién descubrí en los últimos años de carrera, para hacernos la promesa de ayudarnos y apoyarnos hasta alcanzar lo que hoy vemos hecho realidad “Nuestra Graduación”.

A ti Suay, mi gran amiga, hermana y doctora de cabecera, mi apoyo durante toda la carrera, quién me enseñó que cada tropiezo es una nueva oportunidad para hacer las cosas mejor. Bendita tu familia por hacer de ti esa amiga que todo el mundo desea tener.

A ti Leo, por llegar a mi vida en el momento justo, enseñándome que cada día que comienza está lleno de cosas por hacer. Gracias mi amor por ser ese descanso cuando las obligaciones y los compromisos parecieran agobiarme.

## ***Lorenzo***

A ti Marla, que siempre me has apoyado en mis momentos de flaqueza y compartido mis momentos de triunfo, a ti te agradezco con toda mi alma todas las cosas que has hecho por mi. La vida nos ha dado la oportunidad de disfrutar momentos de alegría y entre los dos, superar muchos momentos difíciles que nos han permitido crecer, por eso y más siempre te estaré eternamente agradecido.

También quiero agradecerte a ti Atiria, por todo el apoyo que me brindaste durante el desarrollo de este trabajo, tus sabios y oportunos consejos y observaciones me han permitido crecer como persona y como profesional, te conozco desde hace dos años y siempre ha existido una química especial que nos permite complementarnos y conocernos, para apoyarnos en los momentos más difíciles y crecernos en los momentos de triunfo.



Fajardo R., Atiria J.  
Izarra D., Lorenzo A.

**DELIMITACIÓN DE ARENAS GASÍFERAS SUPERIORES DEL  
ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE INTERPRETACIÓN  
SÍSMICA 3D. CAMPO GÜICO-GUARA, CUENCA ORIENTAL  
DE VENEZUELA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Tutor Académico: Prof. José Luis Perdomo. Tutor Industrial: Ing. Hector Silva.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de  
Geología, Minas y Geofísica. Año 2003, 144 p.

Palabras Claves: Interpretación sísmica 3D, Atributos Sísmicos, Campos Güico y  
Guara, Cuenca Oriental de Venezuela.

Resumen.

El presente trabajo especial de grado tiene por objeto delimitar reflexiones de alta amplitud como posibles indicadores de arenas gasíferas a nivel de la Formación Oficina, mediante la interpretación sísmica-estructural y la extracción de atributos sísmicos post-apilamiento estructurales y de amplitud, en el levantamiento Güico-Guara 3D, el cual ocupa un extensión de 250 km<sup>2</sup> y está ubicado en el Área Mayor de Oficina de la Cuenca Oriental de Venezuela, Estado Anzoátegui.

La metodología empleada incluyó la interpretación de seis (6) horizontes, de los cuales cuatro (4) se seleccionaron por presentar anomalías de amplitud (“bright spot”) y dos (2) como control estructural por ser continuos en todo el volumen del 3D. Posteriormente se realizó la interpretación sísmica de los horizontes y de las fallas, luego se realizó la extensión de esta interpretación a todo el cubo sísmico para obtener finalmente los mapas estructurales en tiempo. Se realizó la conversión de los

mapas estructurales en tiempo a profundidad, finalmente, se extrajeron los atributos sísmicos estructurales y de amplitud.

Como resultado del análisis e interpretación estructural de los datos, se concluye que el área está representada por un homoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento NE, afectado por un sistema de fallas normales con rumbo generalizado NO y E-O, produciendo estructuras tipo “horst” y “graben”.

La integración de los mapas estructurales con los mapas de amplitud sísmica permitió identificar cuatro (4) áreas caracterizadas por altas amplitudes (anomalías de amplitud). Las tres primeras, se asociaron a los horizontes arena\_3, arena\_4 y br\_4, respectivamente, a profundidades entre 3200 y 4500 pies, sobre un anticlinal que cierre contra el bloque levantado de las fallas ubicadas al sur y acompañado de altas amplitudes (anomalías de amplitud). La cuarta y última área se asoció al horizonte br\_4, en un alto estructural al suroeste del área de estudio y acompañado igualmente por anomalías de amplitud.

En virtud de lo anterior, se proponen éstas cuatro áreas como posibles prospectos gasíferos, cuya potencialidad y volúmenes de expectativas de recursos, deben ser evaluadas y estimadas en proyectos futuros.

## ÍNDICE

Contenido	<i>Pág</i>
Dedicatoria	iv
Agradecimientos	v
Resumen	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tablas	xxi
CAPÍTULO 1	
1. Introducción	1
1.1 Objetivos	3
1.1.1 Objetivos Generales	3
1.1.2 Objetivos Específicos	3
1.2 Ubicación Geográfica del área de estudio	4
1.3 Antecedentes	5
1.4 Información disponible	6
1.4.1 Adquisición de los datos sísmicos del levantamiento Güico-Guara 3D	6
1.4.2 Procesamiento de datos	8
1.5 Metodología	9
CAPÍTULO 2	
2. Geología Regional de la Cuenca Oriental de Venezuela	12
2.1 Evolución tectónica y sedimentaria de la Cuenca Oriental	13
2.2 Estructura de la Cuenca	21
2.2.1 Corrimiento de Anaco	23
2.2.2 Corrimiento Frontal de Guárico	23
2.2.3 Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Guárico	23
2.2.4 Corrimiento de Pirital	24

2.2.5 Falla de Urica	24
2.2.6 Falla de San Francisco	25
2.2.7 Fallas Normales en el Flanco Sur de la Cuenca	26
2.3 Subcuenca de Maturín	26
2.3.1 Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín	27
2.3.2 Flanco Sur de la Subcuenca de Maturín	28
<b>CAPÍTULO 3</b>	
3. Geología Local. Área Mayor de Oficina	30
3.1 Estratigrafía	31
3.1.1 Formación Hato Viejo (Paleozoico: Devónico)	33
3.1.2 Formación Carrizal (Paleozoico: Devónico Superior ó Carbonífero Inferior)	33
3.1.3 Grupo Temblador (Cretácico)	35
3.1.4 Formación Canoa (Aptiense-Albiense)	35
3.1.5 Formación Tigre (Cenomaniense-Campaniense)	35
3.1.6 Formación Merecure (Oligoceno-Mioceno Inferior)	35
3.1.7 Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio)	36
3.1.8 Formación Freites (Mioceno Medio)	36
3.1.9 Formación Las Piedras (Mioceno Superior - Plioceno)	37
3.1.10 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)	37
3.2 Aspectos estructurales del Área Mayor de Oficina	37
3.3 Petrofísica del Área Mayor de Oficina	39
3.4 Distribución de Arenas	39
3.5 Sistema Petrolífero y Áreas Productoras	40
<b>CAPÍTULO 4</b>	
4.1 Características generales de los campos comprendidos en el levantamiento Güico-Guara 3D	43
4.1.1 Campo Guara Norte	43
4.1.2 Campo Guara Oeste	45
4.1.3 Campo Güico Sur	46

4.2 Distribución espacial de los pozos con mayor producción acumulada en el levantamiento Güico-Guara 3D	47
4.3 Distribución espacial de los pozos mas profundos y someros en el levantamiento Güico-Guara 3D	50
CAPÍTULO 5	
5. Marco Teórico	53
5.1 Atributos Sísmicos	53
5.1.1 Atributo de Amplitud	56
5.1.2 Atributo de Amplitud Instantánea	57
5.1.3 Atributo de Fase Instantánea	58
5.1.4 Atributo de Frecuencia Instantánea	59
5.2 Atributos Estructurales	59
5.2.1 Atributo Buzamiento	60
5.2.2 Atributo Rumbo (Azimuth)	60
5.3 Indicadores directos de hidrocarburos en secciones sísmicas	61
5.3.1 “Bright Spot”	62
5.3.2 Polaridad Invertida ó Cambio de Fase	62
5.3.3 “Dim Spot”	63
5.3.4 “Flat Spot”	64
5.4 Parámetros Petrofísicos	64
5.4.1 Porosidad	65
5.4.2 Permeabilidad	66
5.4.3 Saturación de Fluido	68
5.4.4 Espesor de Arena Neta Total	68
5.4.5 Espesor de Arena Neta	69
CAPÍTULO 6	
6. Interpretación	70
6.1 Interpretación Sísmica	70
6.1.1 Revisión de la información sísmica, petrofísica y geológica	72

6.1.2 Elaboración de sismogramas sintéticos y calibración con los datos sísmicos	74
6.1.3 Calibración entre la sísmica 3D de Chimire y la sísmica 3D de Güico-Guara	77
6.1.4 Validación de la información sísmica a través del factor de entonación (Resolución Vertical)	78
6.1.5 Interpretación de horizontes	81
6.1.6 Interpretación de fallas	82
6.2 Mapas Estructurales en Tiempo	85
6.3 Mapas Estructurales en Profundidad	86
6.4 Atributos Sísmicos	86
6.4.1 Atributo Sísmico de Amplitud	86
6.4.2 Atributo Sísmico Estructural (Buzamiento)	87
<b>CAPÍTULO 7</b>	
7. Resultados	89
7.1 Análisis de secciones sísmicas interpretadas	89
7.2 Interpretación de los horizontes arena_3 y arena_4 en los levantamientos Chimire 3D y Güico-Guara 3D	89
7.3 Correlación entre las anomalías de amplitud observadas en los horizontes arena_3 y arena_4 del Levantamiento Chimire 3D y Güico-Guara 3D	92
7.4 Mapas Estructurales	94
7.4.1 Mapas Estructurales para el horizonte br_1	95
7.4.2 Mapas Estructurales para el horizonte arena_1	96
7.4.3 Mapas Estructurales para el horizonte arena_3	99
7.4.4 Mapas Estructurales para el horizonte arena_4	99
7.4.5 Mapas Estructurales para el horizonte br_4	101
7.4.6 Mapas Estructurales para el horizonte cont_2	104
7.5 Mapas de Amplitud	106
7.5.1 Mapa de Amplitud del horizonte arena_3	106
7.5.2 Mapa de Amplitud del horizonte arena_4	107

7.5.3 Mapa de Amplitud del horizonte br_4	108
7.6 Mapas de Buzamiento (Dip)	108
7.6.1 Mapa de Buzamiento del horizonte br_1	109
7.6.2 Mapa de Buzamiento del horizonte arena_3	110
7.6.3 Mapa de Buzamiento del horizonte cont_2	110
7.7 Áreas Prospectivas	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	119
APÉNDICE	
Tablas T-Z de los pozos utilizados	124

## LISTA DE FIGURAS

Figura N°	Pág
1. Localización del área de estudio	4
2. Línea 290 en dirección N-S. Proyecto Güico-Guara 3D, donde se observan las reflexiones brillantes	6
3. Secuencia del procesamiento aplicada a los datos del levantamiento sísmico Güico-Guara 3D	8
4. Diagrama esquemático de la metodología de trabajo	11
5. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela y sus respectivas subcuencas (Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín).	13
6. Mapa de distribución de los bloques alóctonos en el norte de Suramérica	15
7. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cenomaniense-Campaniense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana	17
8. Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno	19
9. Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela durante el Mio-Plioceno	20
10. Mapa de ubicación del perfil estructural A-B regional	22
11. Perfil estructural de dirección noroeste-sureste, pasando por el Campo Güico, donde se muestra su posición relativa con las estructuras tectónicas regionales	22
12. Mapa de las principales estructuras de la Cuenca Oriental	25
13. Modelo tectónico de la Subcuenca de Maturín	28
14. Mapa de ubicación de la zona de estudio dentro del Área Mayor de Oficina	31
15. Columna estratigráfica generalizada del oriente de Venezuela, destacando las formaciones atravesadas por los pozos del Campo Güico-Guara	32



Figura N°	Pág
16. Cuadro resumen de las características sedimentológicas y ambientales de las formaciones Merecure, Oficina, Freites y Mesa-Las Piedras, que afloran en el área de estudio	34
17. Estructuras de la Cuenca Oriental de Venezuela, destacando el Área Mayor de Oficina	38
18. Eventos para el sistema petrolífero Guayuta-Oficina, para la Subcuenca de Maturín	41
19. Cocina de hidrocarburos para la Serranía del Interior y la Subcuenca de Maturín	42
20. Ubicación de los campos petrolíferos dentro del levantamiento Güico Guara 3D	44
21. Ubicación de los pozos según su producción acumulada y su profundidad	52
22. Esquema de los atributos sísmicos más utilizados	55
23. “Bright Spot” observado en los sedimentos del Mioceno Superior de la Cuenca Vienne, (reservorio de gas), Australia	62
24. Polaridad Invertida o Cambio de Fase causada por gas en arena poco consolidada (Golfo de México)	63
25. “Flat Spot” observado en los sedimentos del Mioceno Superior de la Cuenca Vienne, (reservorio de gas), Australia	64
26. Elementos que influyen en la porosidad de la roca	66
27. Elementos que intervienen para determinar la permeabilidad	67
28. Mapa del levantamiento Chimire y el levantamiento Güico-Guara	70
29. Línea 290 en dirección N-S, mostrando la presencia de “bright spot” asociado al horizonte br_1	71
30. Línea 550 en dirección N-S, mostrando la presencia de “bright spot” asociado al horizonte br_4	71

Figura N°	Pág
31. Ubicación de los pozos seleccionados dentro del 3D	73
32. Correlación entre la sísmica en tiempo de la inline 375 y el sismograma sintético generado a partir en el pozo 117	75
33. Correlación del sismograma sintético con la sísmica desplazada 380 mseg	76
34. Desplazamiento entre los reflectores de la inline 375. Sísmica de Chimire y sísmica de Güico-Guara	77
35. Imagen de la sísmica luego de desplazar 380 mseg	78
36. Espectro de amplitud para la sísmica en el intervalo de interés, destacando el rango de frecuencias dominantes	80
37. Línea 290 dirección N-S. Mostrando los horizontes interpretados	82
38. Línea 290 dirección N-S. Nótese las discontinuidades ó saltos en los horizontes interpretados indicativos de las fallas presentes en la zona	83
39. Mapa del horizonte arena 3 mostrando la interpretación cada 10 líneas y cada 10 trazas	84
40. Polígonos de falla interpretados en el horizonte arena_3	84
41. Mapa estructural en tiempo obtenido para el horizonte br_1	85
42. Mapa estructural en profundidad obtenido para el horizonte br_1	87
43. Mapa de amplitudes máximas negativas obtenido para el horizonte arena_3	88
44. Mapa de buzamiento obtenido para el horizonte cont_2	88
45. Línea 290 dirección N-S. Sección sísmica interpretada y sección sísmica sin interpretar	90
46. Mapa estructural en profundidad del horizonte arena_3 interpretado en el levantamiento Chimire 3D y, mapa estructural del horizonte la arena_3 interpretado en el levantamiento Güico-Guara 3D	91

Figura N°	Pág
47. Mapa estructural en profundidad del horizonte arena_4 interpretado en el levantamiento Chimire 3D y, mapa estructural del horizonte arena_4 interpretado en el levantamiento Güico-Guara 3D	92
48. Mapa de amplitud del horizonte arena_3 obtenido para el levantamiento Chimire 3D y, mapa de amplitud del horizonte arena_3 obtenido para el levantamiento Güico-Guara 3D	93
49. Mapa de amplitud del horizonte arena_4 obtenido para el levantamiento Chimire 3D y, mapa de amplitud del horizonte arena_4 obtenido para el levantamiento Güico-Guara 3D	94
50. Mapa estructural en tiempo para el horizonte br_1	97
51. Mapa estructural en profundidad para el horizonte br_1	97
52. Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena_1	98
53. Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena_1	98
54. Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena_3	100
55. Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena_3	100
56. Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena_4	102
57. Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena_4	102
58. Mapa estructural en tiempo para el horizonte br_4	103
59. Mapa estructural en profundidad para el horizonte br_4	103
60. Mapa estructural en tiempo para el horizonte cont_2	105
61. Mapa estructural en profundidad para el horizonte cont_2	105
62. Mapa de amplitud del horizonte arena_3	106
63. Mapa de amplitud del horizonte arena_4	107

Figura N°	Pág
64. Mapa de amplitud del horizonte br_4	108
65. Mapa de buzamiento del horizonte br_1	109
66. Mapa de buzamiento del horizonte arena_3	110
67. Mapa de buzamiento del horizonte cont_2	111
68. Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena_3 y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa	112
69. Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena_4 y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa	113
70. Mapa estructural en profundidad para el horizonte br_4 y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa	114

## LISTA DE TABLAS

Tabla N°	Pág
1. Inventario sísmico y parámetros generales de adquisición. (Tomado de informes técnicos de PDVSA)	7
2. Principales pozos productores de petróleo dentro del área	48
3. Principales pozos productores de agua dentro del área	49
4. Principales pozos productores de gas dentro del área	49
5. Pozos más profundos en el área	50
6. Pozos más someros en el área	51
7. Pozos seleccionados con la información más completa de registros (Gamma Ray, Densidad , Sónico, Resistividad) en el área de estudio	73
8. Pozos con registro de “Check Shot” en el área de estudio	74
9. Resolución sísmica vertical estimada para el área de Güico-Guara entre 800 y 2000 mseg	80

## CAPÍTULO 1

### 1. INTRODUCCIÓN

Durante los años 2000 y 2001 en el área de Güico-Guara localizada en la Subcuenca de Maturín de la Cuenca Oriental de Venezuela, Estado Anzoátegui, se realizó la adquisición y procesamiento de un levantamiento sísmico 3D de aproximadamente 250 km<sup>2</sup>, ubicado en el Área Mayor de Oficina, considerada como una de las ocho áreas principales productoras de hidrocarburos. Las secciones sísmicas obtenidas en este levantamiento sísmico 3D muestran anomalías en las amplitudes de las arenas superiores de la Formación Oficina, las cuales son posibles indicadoras directas de gas, creando nuevas posibilidades de explotación y producción que aumentarían los beneficios económicos de la corporación.

Con base a esta premisa, se propuso realizar un proyecto enmarcado en el presente Trabajo Especial de Grado, para interpretar sísmica y estructuralmente los datos de este levantamiento, incluyendo la extracción y el análisis de atributos sísmicos post-apilamiento, para delimitar las posibles áreas de interés gasífero asociadas a las arenas de la Formación Oficina.

El trabajo está constituido por 7 capítulos, cuyos contenidos se describen brevemente a continuación:

Capítulo 1: Contiene la ubicación geográfica del área de estudio, los objetivos generales y específicos de la investigación, la información disponible al momento de comenzarse el estudio y un resumen de la metodología utilizada durante el desarrollo de este trabajo.

Capítulos 2 y 3: Describen el marco geológico regional y local de la Cuenca Oriental de Venezuela y del Área Mayor de Oficina, respectivamente.

Capítulo 4: Presenta una breve descripción de las características generales de los campos contenidos dentro del levantamiento sísmico Güico-Guara 3D.

Capítulo 5: Detalla los fundamentos teóricos utilizadas como guías en el desarrollo de este estudio.

Capítulo 6: Describe en detalle los métodos, técnicas y procedimientos utilizados para la interpretación sísmica 3D, la generación de mapas estructurales, la extracción y generación de mapas de atributos sísmicos, etc.

Capítulos 7: Muestra los resultados obtenidos y el análisis de los mismos, además presenta las áreas delimitadas como prospectos gasíferos dentro del levantamiento 3D.

Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones de la investigación y se citan las referencias bibliográficas consultadas.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 Objetivos Generales**

- Establecer mediante la interpretación de los datos sísmicos 3D del levantamiento Güico-Guara, la correlación lateral de las reflexiones de alta amplitud, asociadas a los horizontes arena\_3 y arena\_4, previamente identificados en el levantamiento Chimire 3D, para verificar su continuidad al sureste del área de estudio y definir su prospectividad.
- Delimitar reflexiones de alta amplitud como posibles indicadores de arenas gasíferas a nivel de la Formación Oficina, mediante la interpretación de datos sísmicos 3D y datos de pozos.
- Relacionar las reflexiones de alta amplitud con arenas identificadas en la Formación Oficina, a nivel del Mioceno Inferior a Medio.

### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Interpretar secciones sísmicas, utilizando herramientas computarizadas en estaciones de trabajo.
- Elaborar mapas estructurales en tiempo y su conversión a profundidad, a través de análisis de velocidad.
- Aplicar técnicas de extracción y análisis de atributos sísmicos.
- Elaborar mapas de atributos sísmicos.
- Identificar oportunidades exploratorias mediante la correlación de mapas estructurales y mapas de amplitud.

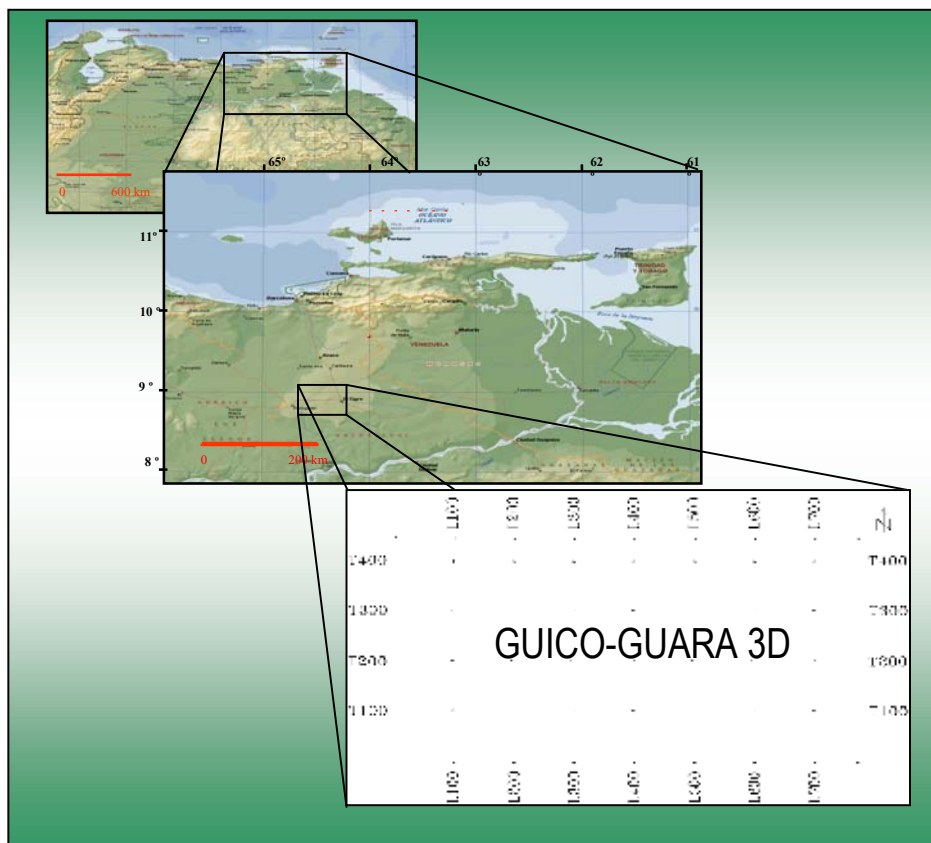


## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada al centro del Estado Anzoátegui, limitando al noroeste con el poblado de Chimire, al este con el poblado de Güico y al sur con la Ciudad de San Tomé y El Tigre (figura 1), entre las coordenadas:

Latitud (UTM)	Longitud (UTM)
992.000,00	361.000,00
1.006.000,00	385.000,00

*Referencia UTM La Canoa*

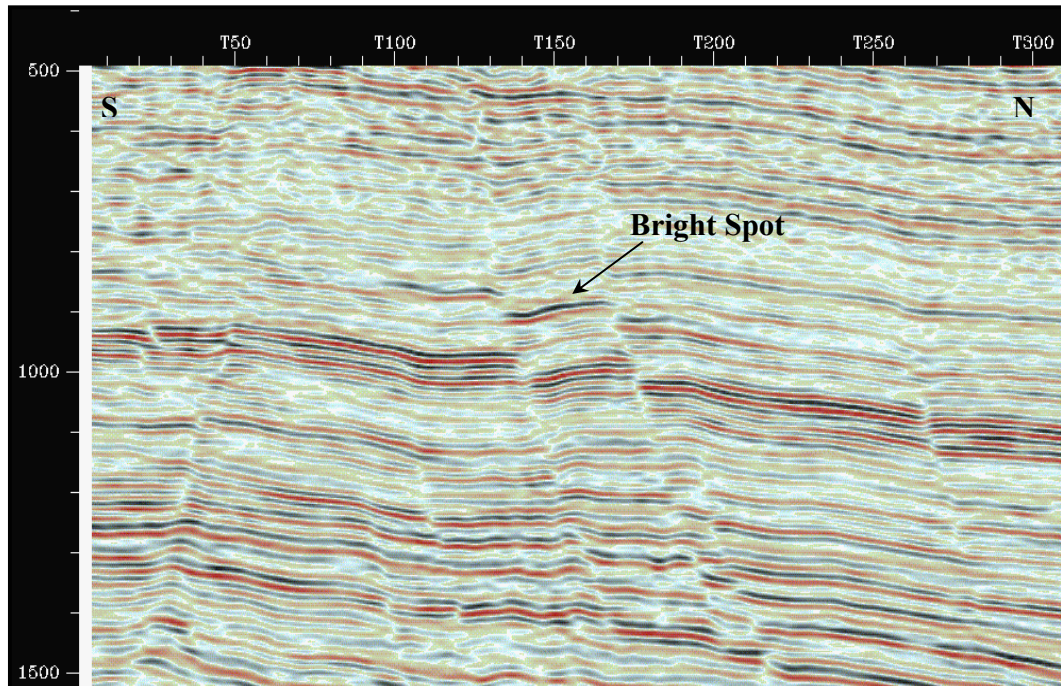


**Figura 1.** Localización del área de estudio

### 1.3 ANTECEDENTES

En el año 2000, se realizó la interpretación sísmica del levantamiento Chimire 3D (Larrañaga, 2000), motivado por la presencia de un comportamiento anómalo en los valores de amplitud para los horizontes correspondientes a las arenas superiores de la Formación Oficina, en secciones hacia el este y parte central del proyecto. Se identificaron los horizontes arena\_3 y arena\_4, por presentar intervalos con altos coeficientes de reflexión dentro de un rango de tiempo correspondiente a profundidades someras, acompañados de reflexiones planas conocidas como “*flat spots*”, ambos indicativos de presencia de gas dentro de una formación.

El área de estudio correspondiente a este trabajo especial de grado está cubierta por el levantamiento Güico-Guara 3D, el cual se solapa al sureste con el levantamiento Chimire 3D, por este motivo se decidió continuar la interpretación de las arenas y de esta forma conocer el comportamiento de las mismas al sur del área. Es importante destacar que en el levantamiento Güico-Guara 3D, se observó un comportamiento anómalo de las amplitudes (figura 2) asociadas a otros horizontes, razón por la cual, se decidió interpretarlos y de este modo aclarar un poco el origen de estas respuestas e identificar otras áreas de interés gasífero.



**Figura 2.** Línea 290 en dirección N-S. Proyecto Güico-Guara 3D. Obsérvense las reflexiones brillantes asociadas a un posible contenido de gas dentro de las areniscas en el área de estudio.

## 1.4 INFORMACIÓN DISPONIBLE

### 1.4.1 Adquisición de los datos sísmicos del Levantamiento Güico-Guara 3D

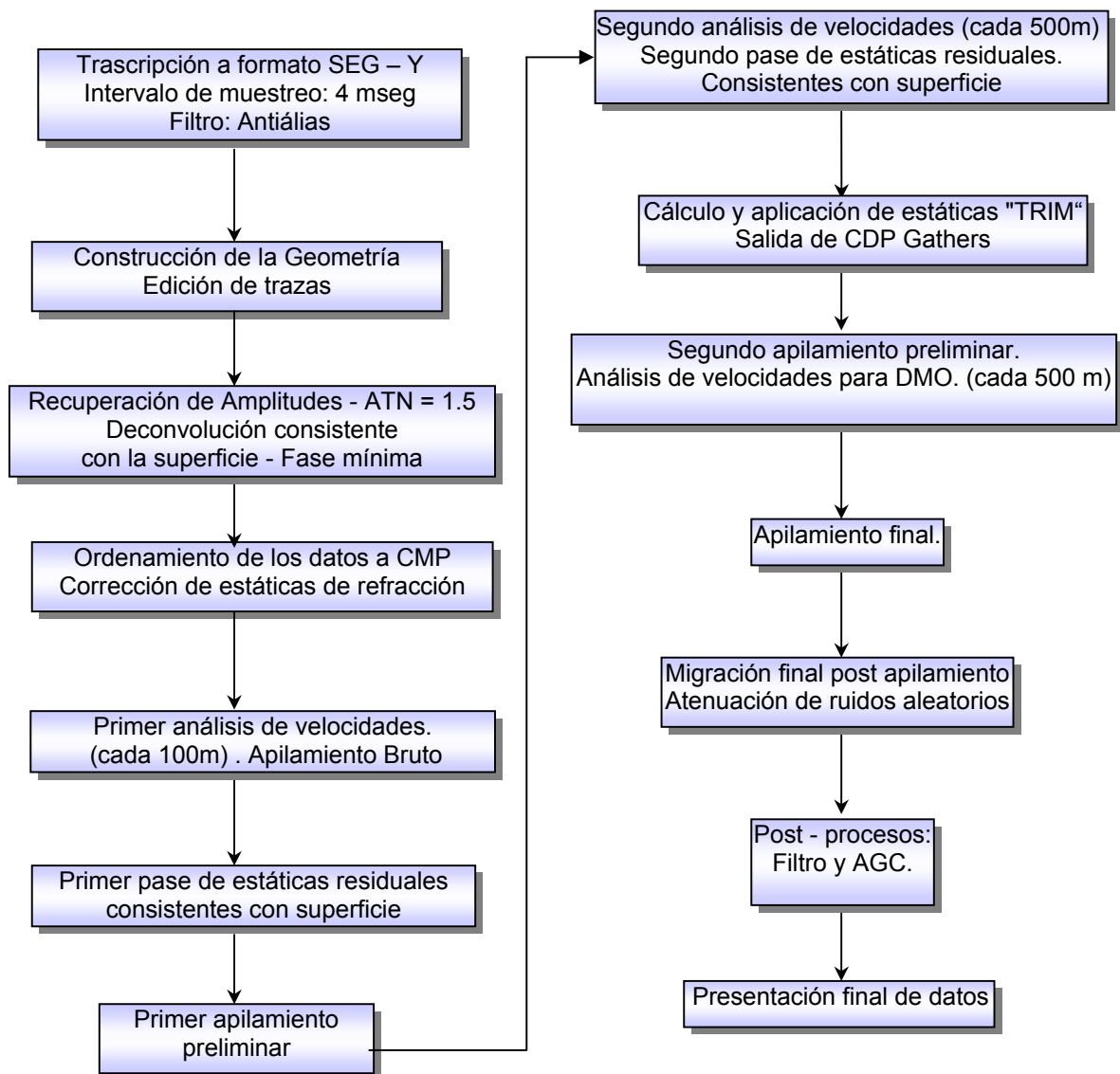
El levantamiento sísmico Güico-Guara 3D fue ejecutado durante la campaña llevada a cabo por la Gerencia de Producción de PDVSA y cubre un área aproximada de 250 km<sup>2</sup>. En la tabla 1 se resumen los parámetros de adquisición sísmica utilizados en este levantamiento:

<b>INVENTARIO SÍSMICO Y PARÁMETROS GENERALES DE ADQUISICIÓN</b>	
NOMBRE DEL LEVANTAMIENTO	<b>GUICO - GUARA</b>
ALCANCE	250 Km <sup>2</sup>
FECHA DE ADQUISICIÓN	ENERO 2001 - ABRIL 2001
CONTRATISTA	SUELOPETROL
INSTRUMENTO	I/O SYSTEM TWO
NÚMERO DE CANALES	960 + 5 AUXILIARES
FILTROS	BAJO: FUERA (OUT)
	ALTO: 207 Hz
	NOTCH: NO
FORMATO DE GRABACIÓN	SEG-D
TIPO DE GEOFONOS	SM-24 LUB
FUENTE DE ENERGÍA	EXPLOSIVOS
CARGA	1 Kg
NÚMERO DE HUECOS	
PROFUNDIDAD DE HUECOS	10 / v20 m
TIPO DE TENDIDO	SPLIT SPREAD, ROLL ON / ROLL OFF
INTERVALO / DISPAROS	60 m
INTERVALO / ESTACIONES	60 m
GEÓFONOS / GRUPO	12 ( 6 en serie y 2 paralelos)
SEPARACIÓN / GEÓFONOS	3 m
ARREGLO GEÓFONOS	LINEAL CENTRADO EN LA ESTACA
LONG. PATRÓN DE GEÓFONOS	33 m
LONGITUD REGISTRO	8,0 Seg
INTERVALO MUESTREO	2 mseg
COBERTURA	2400%

**Tabla 1.** Inventario sísmico y parámetros generales de adquisición. (Tomado de Informes técnicos de PDVSA)

### 1.4.2 Procesamiento de datos

El procesamiento digital de la información sísmica correspondiente al levantamiento Güico-Guara 3D, fue realizado por la compañía Veritas GeoServices Ltd, S.A., con sede en la ciudad de Caracas, entre los meses de abril a junio del año 2001. En la figura 3 se muestra en forma esquemática la secuencia de procesamiento aplicada a los datos.



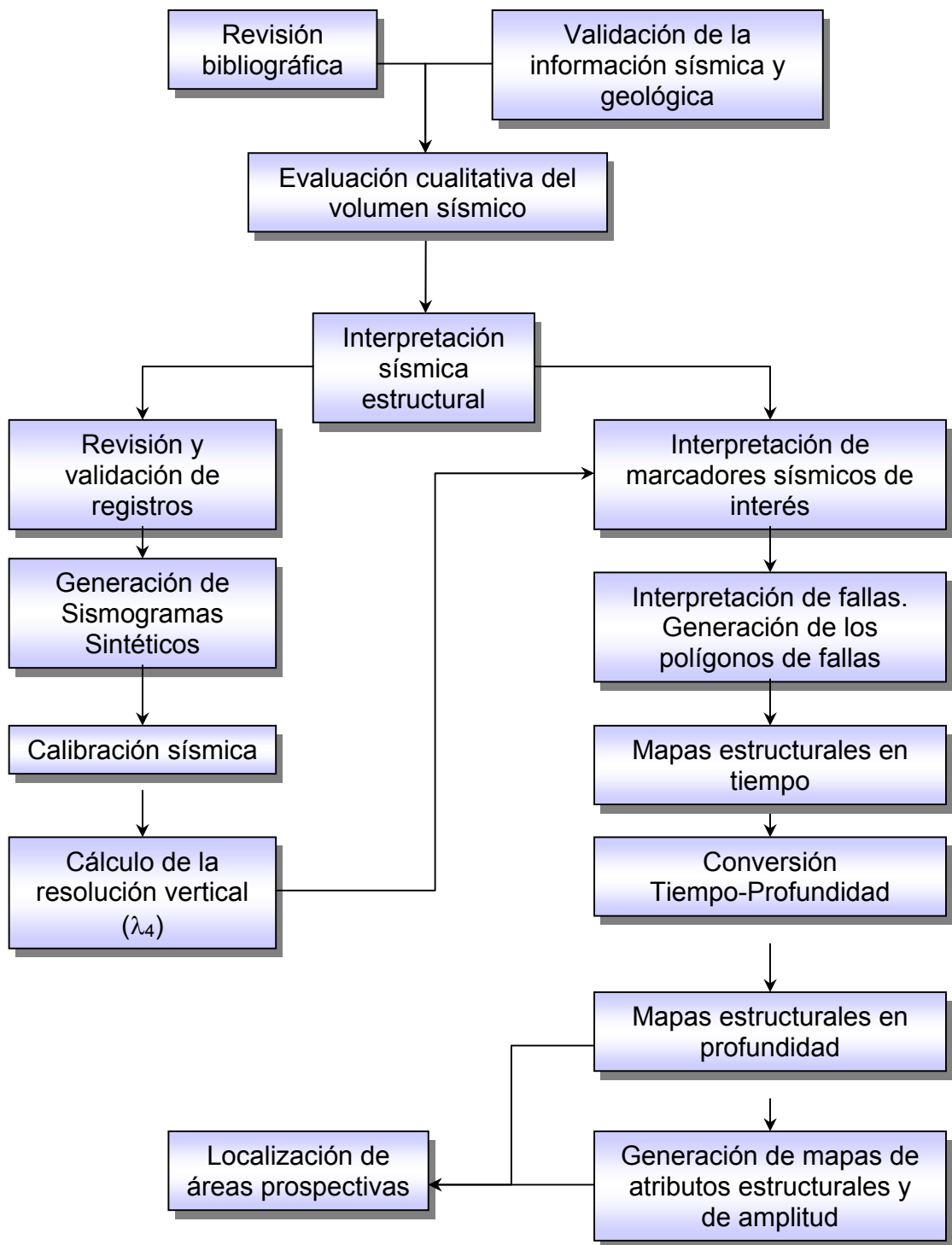
**Figura 3.** Secuencia de procesamiento aplicada a los datos del levantamiento sísmico Güico-Guara 3D.

## 1.5 METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos propuestos se ejecutaron diferentes actividades que se resumen en el esquema de la figura 4 y se describen en detalle a continuación:

- 1) Revisión bibliográfica para conocer el marco geológico y estructural del área de estudio.
- 2) Compilación, revisión y clasificación de información sísmica, registros de pozos y carga de datos, de esta forma conocer el marco geológico, estructural y estratigráfico del Campo Güico-Guara.
- 3) Organización de los datos.
  - Elaboración de listados de pozos para obtener información de producción acumulada, profundidad, registros, etc.
  - Selección y carga de los pozos con información más completa de registros (Gamma Ray, Densidad, Sónico, Resistividad, Check Shot, etc) en el área de estudio.
- 4) Entrenamiento en el manejo de herramientas de interpretación *Seisworks<sup>TM</sup>* en la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*, con la finalidad de adquirir conocimientos que permitan realizar la interpretación sísmica estructural 3D.
- 5) Elaboración de sismogramas sintéticos para calibrar la información sísmica con la información de pozos.
- 6) Control de calidad y validación de la información sísmica a través del cálculo del factor de entonación ( $\lambda_4$ ), el cual permite determinar el mínimo espesor que se puede observar con los datos sísmicos.
- 7) Amarre de los reflectores correspondientes a los horizontes arena\_3 y arena\_4, interpretados en el levantamiento Chimire 3D con los reflectores del levantamiento Güico-Guara 3D.

- 8) Interpretación estructural de la sísmica 3D de seis (6) reflectores de interés (arena\_1, arena\_3, arena\_4, br\_1, br\_4, cont\_2), utilizando herramientas computarizadas en estaciones de trabajo en la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*.
- Interpretación de los reflectores cada 10 líneas (orientación N-S) y cada 10 trazas (orientación E-O) bajo la aplicación *Seiswork<sup>TM</sup> 3D*, con la opción “*Interpret horizons*” y el modo de interpretación “*Auto track*” para las zonas donde el horizonte presenta buena continuidad, y “*Mode point*” en las cercanías de las fallas.
  - Definición de los polígonos de falla presentes en el área.
  - Interpolación de los horizontes en todo el volumen sísmico para completar la interpretación entre las líneas y las trazas restantes, por medio de la aplicación “*Zap!*”, la cual constituye la herramienta de digitalización de horizontes en la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>* para el manejo de proyectos sísmicos.
  - Generación de los mapas estructurales en tiempo para cada horizonte interpretado
  - Generación de un modelo de velocidades a través del uso de las tablas tiempo-profundidad (T-Z), utilizando el programa *TDQ<sup>TM</sup>*.
  - Generación de los mapas estructurales en profundidad.
- 9) Aplicación de técnicas de extracción y análisis de atributos sísmicos.
- Generación de mapas de amplitud para cada horizonte.
  - Generación de mapas de buzamiento (*Dip*) para cada horizonte.
- 10) Correlación de los mapas de atributos sísmicos y mapas estructurales, para la determinación de la relación entre las anomalías de amplitud y las estructuras geológicas presentes en el área.
- 11) Identificación de oportunidades exploratorias.



**Figura 4.** Esquema de la metodología empleada.



## CAPÍTULO 2

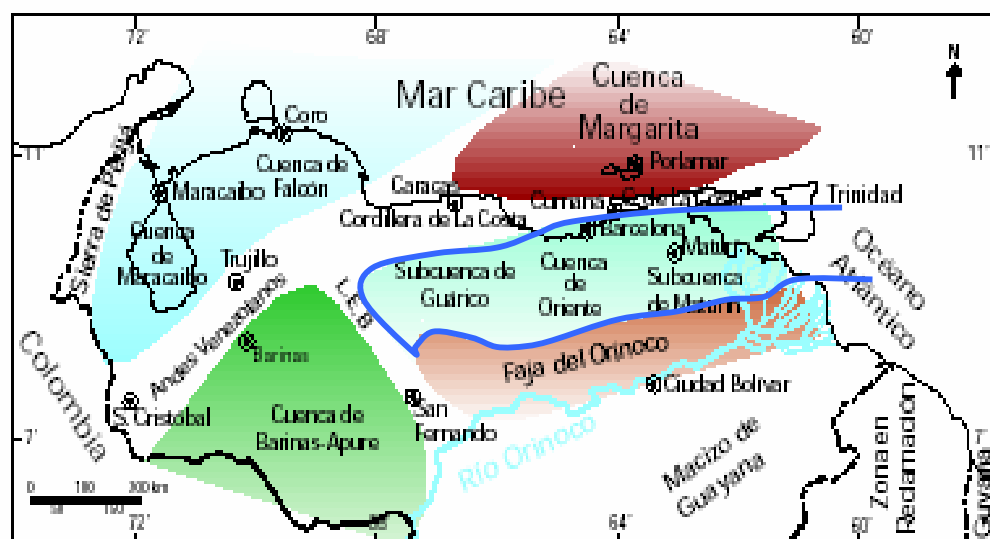
### 2. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental está situada en la zona centro-este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Está limitada al sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del ríos Arauca hacia el este, hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl y, su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue el curso de los ríos Portuguesa y Pao, al norte por la línea que marca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el este la cuenca continúa, por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco. (*González De Juana et al. 1980*).

Por sus características tectónicas y estratigráficas la Cuenca Oriental ha sido dividida en dos subcuencas, la Subcuenca de Guárico al oeste y la Subcuenca de Maturín al este (figura 5). *Dallmus (1965)* utiliza como elemento de separación entre ambas el llamado flanco de Urica, elemento puramente estructural, asociado al corrimiento de Anaco - San Joaquín - Santa Ana.

En Venezuela esta depresión, tiene una longitud aproximada de 800 km, en sentido oeste-este, una anchura promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 km<sup>2</sup> en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro y, una extensión menor en el Estado Sucre. *Martínez (1976)* calcula un área de 128.000 km<sup>2</sup> y un volumen total de sedimentos de 474.000 km<sup>3</sup>. La cuenca actual es asimétrica con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que la limitan hacia el norte.

Se ha obtenido producción de petróleo, en ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes (González de Juana et al. 1980). El espesor de la columna sedimentaria varía desde pocos centenares de metros, en los bordes meridionales y occidental, hasta 6 y 8 km en las partes más profundas de la cuenca.



**Figura 5.** Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela y sus respectivas subcuencas (Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín ). (Modificado de la Schlumberger, 1997).

## 2.1 EVOLUCIÓN TECTÓNICA Y SEDIMENTARIA DE LA CUENCA ORIENTAL

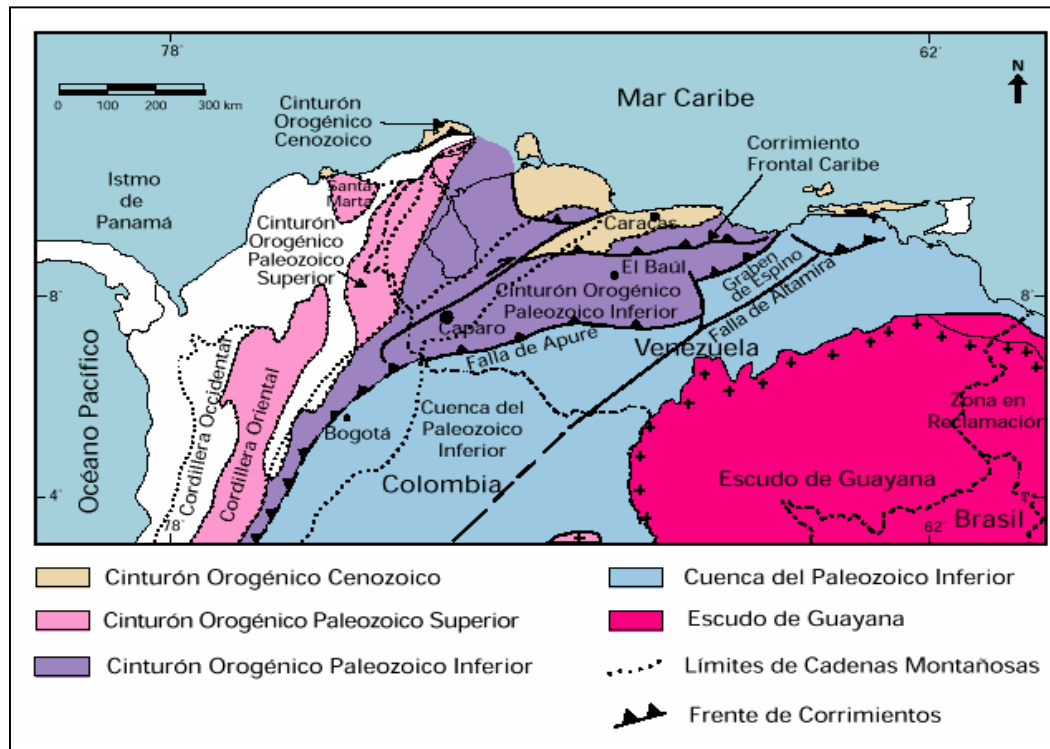
La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, es relativamente simple, por haber estado desde el Paleozoico, apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde, ocasionó transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia en el desarrollo final de la cuenca. Por consiguiente, aunque la Cuenca de Venezuela Oriental, no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno Superior, ni alcanzó su forma definitiva, hasta el Mioceno Inferior ( $\pm 20$  m.a.), su prehistoria se

sitúa en el Devono-Carbonífero, hace unos 350 millones de años. Durante este largo período se reconocen tres ciclos sedimentarios separados: el primero, corresponde al Paleozoico Medio Superior, el segundo comienza durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior; y, el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera. *González de Juana et al. (1980)* presenta un resumen de la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, el cual es descrito a continuación:

**Durante el Devono-Carbonífero (350-250 m.a.),** se produce la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal, que son las rocas más viejas conocidas en la cuenca y, fueron depositadas en una depresión pericratónica situada en el borde norte del Cratón de Guayana. Estas formaciones se consideran transicionales y sedimentarias en planicies costeras poco conocidas y deltas. Estas formaciones han sido perforadas en el sur-oeste de Anzoátegui y en Guárico.

**En el Permo-Triásico (250-200 m.a.),** se produce un evento tectotermal (Orogénesis Herciniana), que origina el levantamiento vertical del borde cratónico y el Macizo de El Baúl, con la consiguiente retirada general de los mares hacia el norte, iniciándose un largo período de erosión (figura 6). En este período no se conoce actividad tectónica compresiva de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Un período de actividad volcánica se produce en el **Triásico-Jurásico (220 -160 m.a.),** en la región del Macizo de El Baúl límite occidental de la cuenca, además de un largo período de erosión sobre la mayor parte de esta área.



**Figura 6.** Mapa de distribución de los bloques alóctonos en el norte de Suramérica. Dichos bloques fueron suturados secuencialmente al norte de Suramérica durante el Ordovícico Silúrico (Orogénesis Herciniana) y desde finales del Mesozoico hasta el presente. (Schlumberger, 1997)

Durante el período **Barremiense-Aptiniense-Albiense, (120-115 m.a.)**, se inicia la transgresión dirigida de norte a sur y desarrollada sobre la penillanura precretácica. La transgresión es típicamente oscilante y las oxidaciones alcanzan gran amplitud pero en todo caso se conservan ambientes marinos hacia el norte y más continentales hacia el sur. Se produce una sedimentación preferente de calizas y areniscas en el flanco norte de la actual serranía (Formación Barranquín); y, disminución de sedimentos marinos hacia el flanco sur de la misma. (González de Juana et al. 1980).

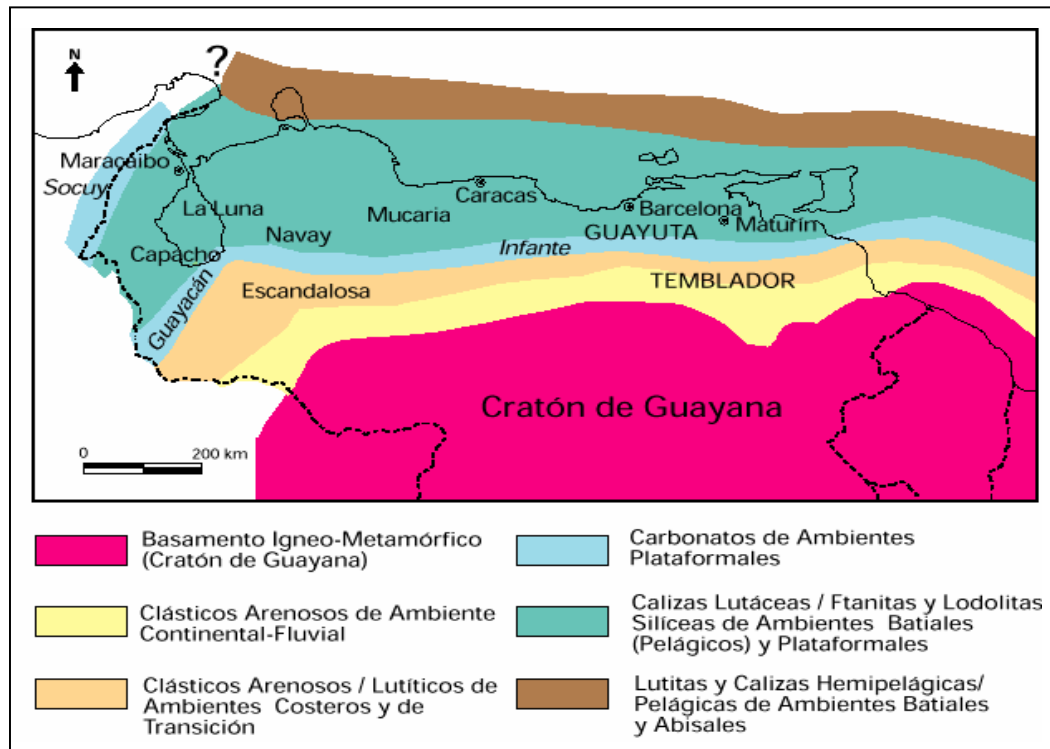
**En el Cenomaniense-Coniaciense (100 - 85 m.a.)**, se produce la máxima cobertura marina, desarrollándose en el norte una profundización de la cuenca, con la

consiguiente creación de ambientes euxínicos y la sedimentación del Grupo Guayuta, constituido por la Formación Querecual y San Antonio. Este Grupo alcanza su máximo desarrollo en Venezuela Nororiental, llegando a tener más de 1 kilómetro de espesor en su región tipo en el Estado Anzoátegui. En la Cuenca Oriental, esta misma unidad cambia lateralmente hacia el sur perdiendo su carácter de roca madre y pasando a las rocas de ambiente plataformal, hasta costero y continental, del Grupo Temblador (figura 7).

Hacia el sur se extienden ambientes marinos costeros, haciéndose más terrígenos hacia el extremo sur. Hacia el norte y noroeste se encuentra la Formación Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). Esta formación ha producido cantidades menores de petróleo en el área de Las Mercedes.

La sedimentación del **Santoniense-Maestrichtiense (85-65m.a.)**, consiste de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de fanitas silíceas, al norte de la Formación San Antonio. En la región sureste, comienza la regresión marcada por las areniscas masivas de la Formación San Juan, básicamente Maestrichtiense, probablemente extendidas al Paleoceno.

A finales del Cretácico, probablemente durante el **Campaniense (80-65 m.a.)**, fenómenos tectotermales de importancia, afectaron las rocas mesozoicas, en alguna parte del actual Mar Caribe, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas, y a finales del Cretácico, estas masas metamórficas fueron levantadas bien como arcos de islas o en forma de cordilleras.



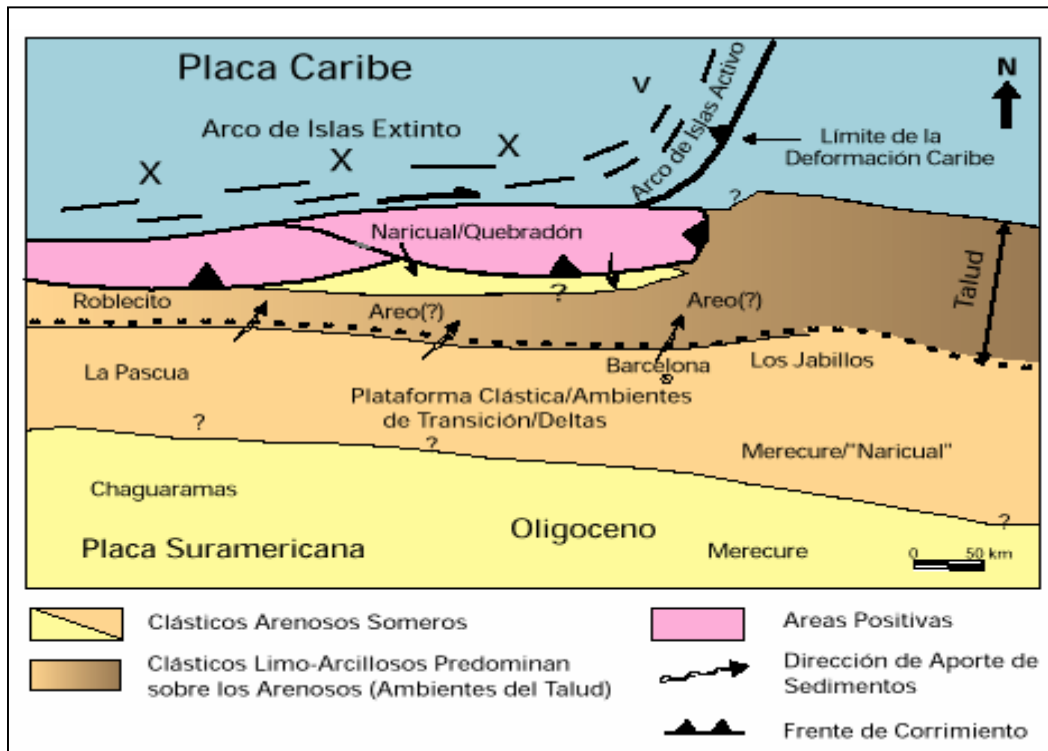
**Figura 7.** Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cenomaniense-Campaniense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican las unidades típicas de dichas asociaciones de facies. (Schlumberger, 1997)

El levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo terciario inferior (**Paleoceno-Eoceno Medio 65-45 m.a.**). Esta cuenca extendida de sur a norte desde una línea de playa, situada aproximadamente al sur de los campos de petróleo Mulata-Santa Barbara, hasta no menos de 175 km hacia el norte, en regiones del Mar Caribe actual hasta el borde meridional, durante el Paleoceno la sedimentación de plataforma y su talud continental llegó a más de 1000 m de profundidad cerca de Casanay (Estado Sucre) y, un surco turbidítico profundo más al norte de la actual costa venezolana. Durante este período comienza el empuje de las masas metamórficas, hacia el sur, sobre la secuencia depositada en el borde del Cratón (Grupos: Sucre y Guayuta y la sedimentación del Terciario Inferior), fue durante este período

que se produce gran parte de la sedimentación alóctona en el surco de Guárico, debido a este movimiento.

Después del **Eoceno Medio (Eoceno Superior-Oligoceno; 45-25 m.a.)**, se produce un hiatus y el levantamiento de la parte norte de la cuenca, iniciándose así, el geosinclinal terciario; produciéndose en Guárico la sedimentación transgresiva de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida por un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito).

La transgresión continua hacia el este y, en la región Barcelona el hiatus y la transgresión antes mencionadas se encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio. La falta de sedimentos Eoceno Medio, entre la cuenca de Guárico y los mares existentes en el extremo oriental de Venezuela, sugiere que probablemente entre ambos, existía una extensión de tierras pantanosas y bajas. Hacia el sur y oeste se extiende la sedimentación arenoso-parálca de la Formación La Pascua y hacia el este la de las Formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en la Formación Merecure, bajo la cual desaparece la lente de lutitas de Roblecito, por acuñamiento (figura 8). Hacia el este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de Carapita. Entre las grandes productoras de petróleo de este período, se encuentran; La Pascua y Merecure, en el flanco sur de la cuenca. (*González De Juana et al. 1980*).



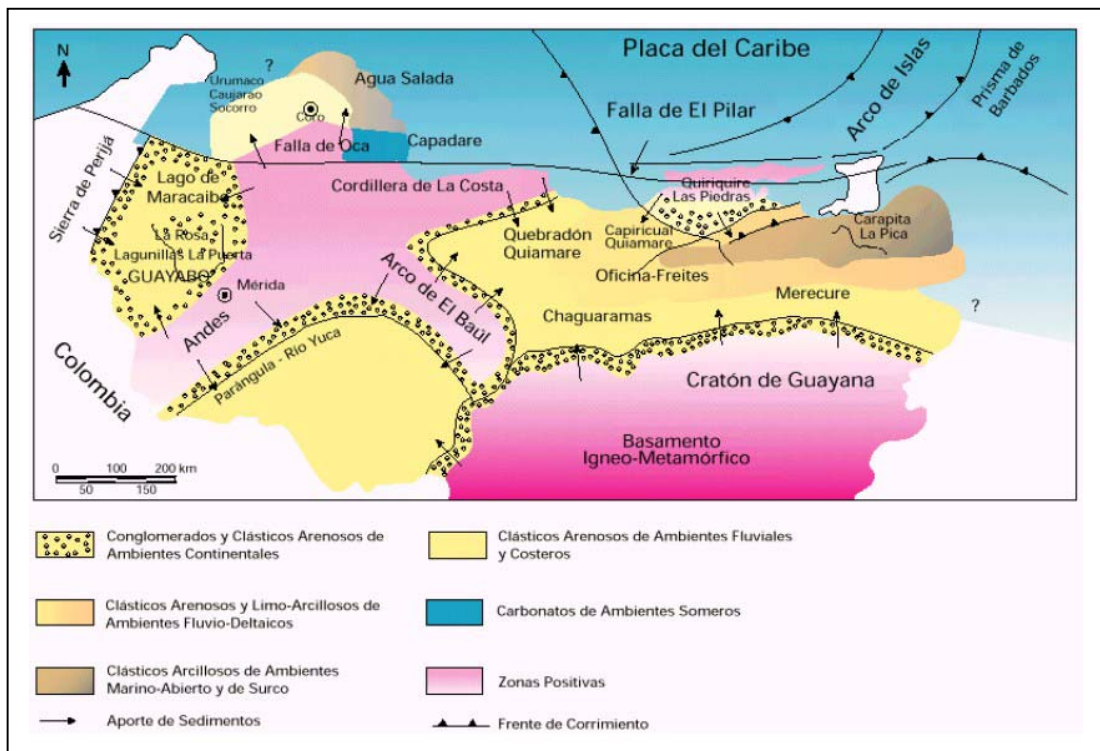
**Figura 8.** Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno. (Schlumberger, 1997).

**En el Mioceno ( $\pm 20$  m.a),** se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca y en la distribución de sedimentos en el norte de Guárico, la sedimentación se hace predominantemente continental. Desde el flanco norte de la cuenca hacia el sur, se observa la gradación de las Formaciones Capiricual-Quiamare, al norte y la Formación Oficina al sur. La Formación Oficina de origen deltáico, se extiende hacia el sur y suroeste, hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco; hacia el este continúa la profundización de la cuenca, determinando la sedimentación lutítica de Carapita. Es en este período que el tectonismo cobra mayor importancia y se manifiesta con mayor intensidad en el flanco norte de la cuenca (figura 9). Hacia el oeste el surco paleoceno sufre un desplazamiento tectónico hacia el sur producido por empujes norte-sur (González De Juana et al. 1980) y, como consecuencia de ello se observan numerosos subcorrimientos imbrincados



(Bell, 1968), que afecta la matriz turbidítica y grandes olistostromos cretácicos. La llamada Faja de Sobrecorrimientos, llega hasta el Corrimiento Frontal de Guárico, donde las cuñas falladas anteriores se incorporan a los elementos depositados en la cuenca eo-oligomiocena.

El levantamiento de la Serranía del Interior fue intensamente plegado y fallado por movimientos compresivos norte-sur, indicados por grandes pliegues, asimetría, volcamientos hacia el sur y, numerosas fallas de corrimiento; esto en cuanto al flanco norte. En lo que se refiere al flanco sur, éste refleja efectos tensionales indicados por fallas normales con desplazamientos hacia el Cratón y hacia la cuenca. La única excepción conocida es el Corrimiento de Anaco, que cruza de uno a otro flanco la cuenca y al parecer está genéticamente relacionado con otros corrimientos del flanco norte.



**Figura 9.** Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela durante el Mio-Plioceno. (Schlumberger, 1997).

Mientras tanto ( $\pm 15$  m.a.), la cuenca continúa levantándose en su parte nororiental, e inclinándose hacia el este. En el flanco sur se sedimenta la Formación Freites, de ambiente marino somero y compuesta de lutitas arcillosas de color verde y verde gris. Hacia el borde norte, los mares transgreden ligeramente sobre la superficie erosionada de Carapita, depositándose los sedimentos marginales de la Pica (lutitas y lutitas limosas grises, con desarrollos locales de arenas arcillosas). Cerca de la línea de playa norte se deposita una secuencia arenosa que es excelente productora de petróleo, en el área de Santa Bárbara, Mulata, Jusepín, etc.

**Durante el Plioceno ( $\pm 5$  m.a.),** los mares continúan retrocediendo hacia el este, donde grandes ambientes deltáicos se establecen en una gran parte de la cuenca, sedimentándose la Formación Las Piedras, (areniscas carbonáceas, finamente laminadas grises o verde-gris, areniscas arcillosas, friables y lignito), que hacia el oeste, en el Estado Anzoátegui y, en el sur, cubre la sedimentación marina de Freites. Hacia el noroeste se encuentra sobre la Formación La Pica y avanza por sobre ésta hasta el piedemonte actual, en forma discordante sobre la sedimentación del ciclo terciario inferior y localmente sobre el Cretácico erosionado.

## **2.2 ESTRUCTURA DE LA CUENCA**

La Cuenca Oriental de Venezuela se caracteriza por la complejidad de estilos estructurales, resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior.

La cuenca es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte, hasta que es interceptada por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos, que constituyen el flanco norte. (*Sánchez et al. 1990*).

Una sección transversal noroeste-sureste (figuras 10 y 11) muestra como varían las estructuras tectónicas asociadas a la cuenca; desde fallas inversas, corrimientos y pliegues, pertenecientes a un régimen compresivo en el norte, que afectan el margen profundo de la cuenca, hasta fallas normales en el sur, representantes de un régimen extensivo, ubicadas en el margen pasivo de la cuenca.



Figura 10. Mapa de ubicación del perfil estructural A-B regional. (Quijada, 2001)

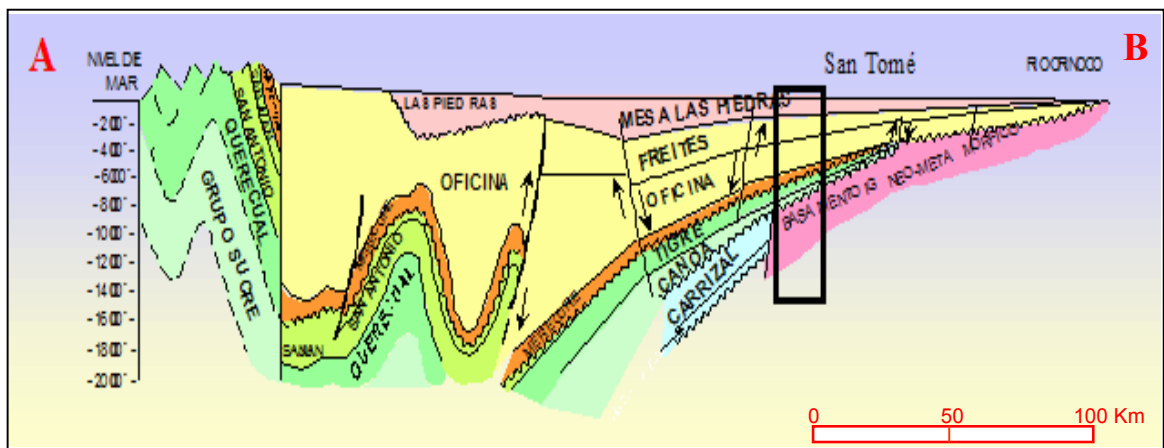


Figura 11. Perfil estructural de dirección noroeste-sureste, pasando por el Campo Güico (ubicación aproximada en el recuadro), donde se muestra su posición relativa con las estructuras tectónicas regionales. (Quijada, 2001).

Las estructuras más importantes a nivel regional se describen a continuación:

### **2.2.1 Corrimiento de Anaco**

Es una estructura relativamente joven, de dirección N50E y tiene un desplazamiento de unos 4.000 pies; localmente pone en contacto el Mioceno Inferior con el Mio-Plioceno. Se considera que esta estructura compresional es el resultado del campo de esfuerzos generados por la falla transcurrente de El Pilar. Se ha considerado la posibilidad de que esta falla fuese normal, y luego por los esfuerzos compresivos asociados con la colisión de la Placa Caribe con la Suramericana, invierten el movimiento transformándola en corrimiento. Algunos autores sugieren que el buzamiento del plano de falla decrece a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento.

### **2.2.2 Corrimiento Frontal de Guárico**

El Corrimiento Frontal de Guárico se encuentra en el piedemonte de Cojedes, Guárico y la parte noroccidental de Anzoátegui, tiene una longitud aproximada de 400 km formando el límite norte de la parte occidental de la cuenca, en sentido petrolífero. La línea de corrimiento está segmentada por fallas oblicuas de dirección noroeste – sureste, con movimiento transcurrente dextral, entre las cuales las más importantes son la Falla de Tiznados y la Falla de Camatagüita, situada más hacia el este.

### **2.2.3 Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Guárico**

Estos sistemas de corrimientos se extienden hacia el sur de la Serranía del Interior Oriental por debajo de las planicies con una longitud en rumbo que varía entre 15 y 40 km y una longitud, en dirección del buzamiento, de 150 km.

#### **2.2.4 Corrimiento de Pirital**

El Corrimiento de Pirital se encuentra en la parte meridional de la Serranía del Interior (*González de Juana et al. 1980*), de unos 150 km de largo en la superficie del piedemonte.

El corrimiento de Pirital no constituye el límite sur de las fallas de corrimiento en superficie, en base a datos sísmicos; esta zona afectada por tectónica compresiva se reconoce en el subsuelo más al sur, al suroeste de Maturín, en el Campo Orucual y hasta la zona de la Falla de Urica. Este corrimiento es producto del emplazamiento progresivo de varios compartimientos alóctonos de la serranía produciendo el principal acortamiento norte-sur.

#### **2.2.5 Falla de Urica**

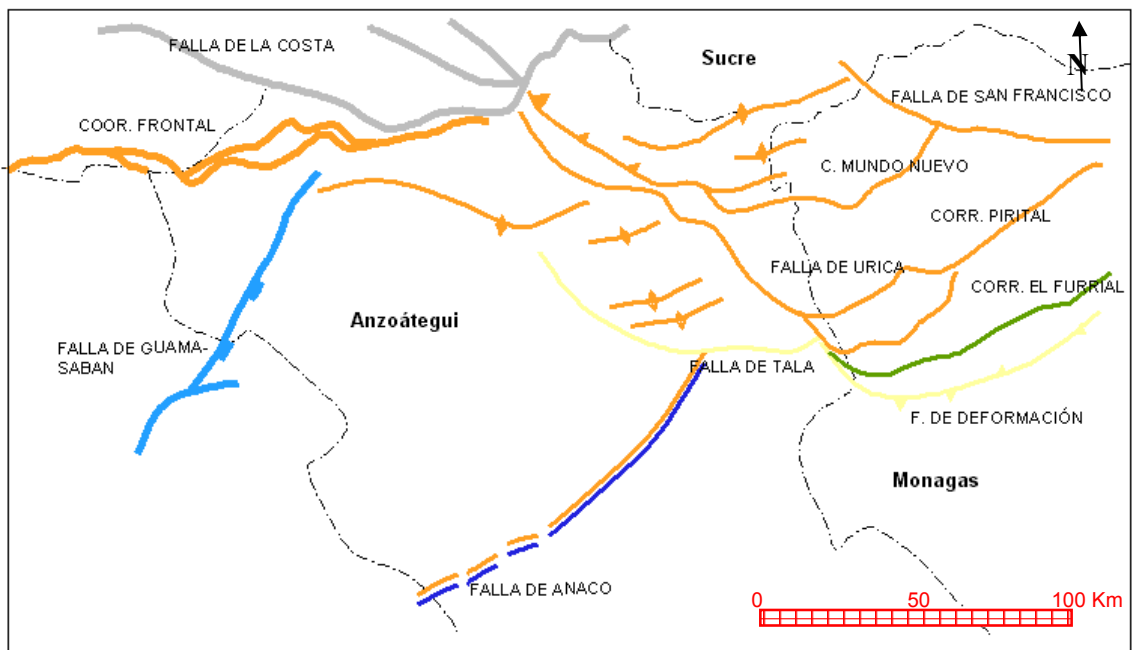
Es una zona de fallas que tiene aproximadamente 10 km de ancho y se extiende desde unos 100 km al noroeste de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita sobre una distancia de 400 km. Al suroeste de Maturín las estructuras compresionales del Bloque de Paria, del mismo origen pero previas al fallamiento transcurrente, terminan abruptamente contra la Falla de Urica, considerándola como el límite meridional del Bloque de Paria y límite a su vez de la provincia tensional del flanco sur de la Subcuenca de Maturín. Esta falla, conjuntamente con la Falla de San Francisco, separa la Serranía del Interior Oriental, en áreas de evolución estructural diacrónica, producto del emplazamiento progresivo de varios compartimientos alóctonos de la serranía.(figura 12).

*Vivas et al. (1991)* dividen a la falla en dos tramos, conocidos como el tramo occidental que aflora al sur de Barcelona y el Río Amana y el tramo oriental oculto por debajo del Cuaternario, con orientación aproximada de N60°W a N70°W. Además interpretan el sistema de fallas de Urica como un corredor transcurrente y

compresivo que acompaña el desplazamiento de la Serranía del Interior hacia el sur – sureste.

### 2.2.6 Falla de San Francisco

*Rosales (1972)* indica que la Falla de San Francisco comienza al norte de Cumanacoa, con rumbo promedio N65°W cambiando a N85°O entre Guamaguana y Río Chiquito. Él establece que el plano de falla es esencialmente vertical hasta el Campo de Quiriquire donde se confunde con el Corrimiento de Pirital. Además esta falla separa la Serranía del Interior Oriental, en área de evolución estructural diacrónica.



**Figura 12.** Mapa de las principales estructuras de la Cuenca Oriental  
(Modificado de Barrios, 2001)

### **2.2.7 Fallas Normales en el Flanco Sur de la Cuenca**

La característica estructural más destacada del flanco sur es un sistema de fallas normales de rumbo este-oeste aproximados que presentan buzamientos con inclinación y desplazamiento hacia el sur y a veces buzan hacia la cuenca. Se forma así un régimen extensional producto de la carga tectónica proveniente del NW que generó el levantamiento del margen cratónico al sur. Las fallas más importantes son: Tucupita, Pílon, Jobo, Temblador, Merey-Oritupano, Guara-Leona y Soto-Zapatos.

Es importante destacar la presencia de estructuras tipo “*horst*” y “*graben*” dentro de estos sistemas de fallas normales producto de la compresión desarrollada al norte durante el desarrollo de la cuenca “*foreland*” de la Subcuenca de Maturín, lo cual produce la extensión local por flexión de la litósfera del flanco sur de esta subcuenca.

### **2.3 SUBCUENCA DE MATURÍN**

La Subcuenca de Maturín es una cuenca alargada en la dirección N 50° E y paralela a la Serranía del Interior, asimétrica, que presenta un flanco norte (activo) correspondiente a un régimen compresivo.

Esta región ha recibido sedimentos de forma casi ininterrumpida desde el Cretácico Inferior al Reciente. Presenta un espesor variable, la parte más profunda se ubica en el frente de montaña, que sobrepasa los 10.000 m de espesor por encima del basamento (*Subieta et al. 1988*).

La subcuenca propiamente dicha se formó a partir del Oligoceno, encima de una cuenca de margen pasivo. En ella se presentan cambios de facies y discordancias. La cuenca tiene un carácter marino dominante con algunas turbiditas en el flanco norte, depósitos sedimentarios sintectónicos y sedimentos continentales. También

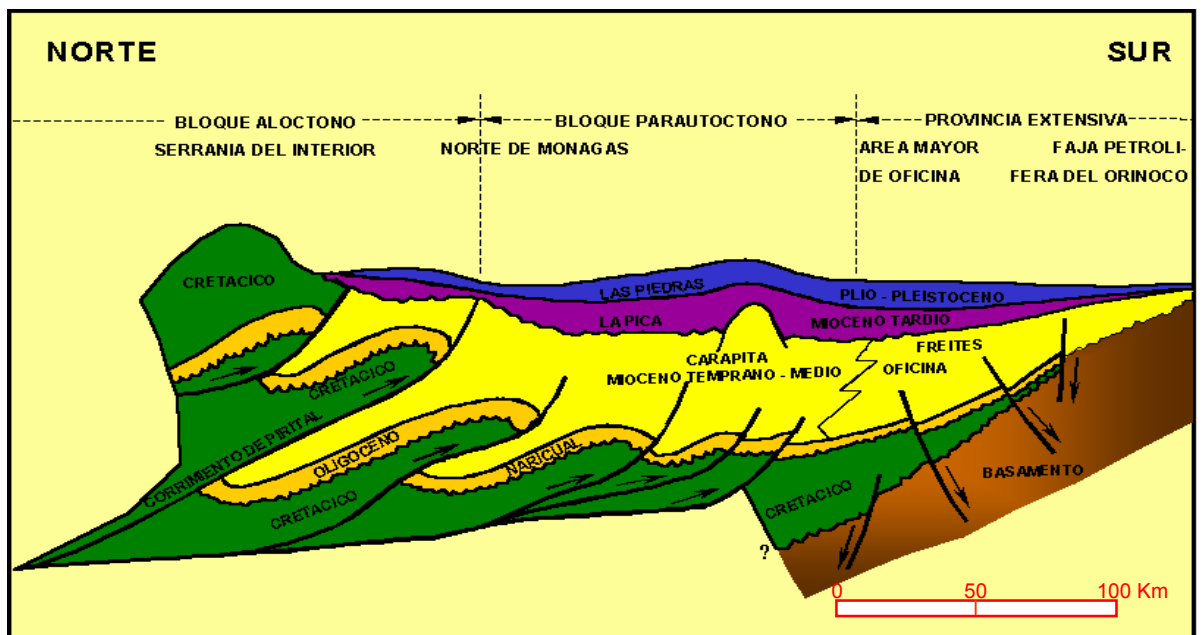
presenta flanglomerados (Formaciones Morichito, Quiriquire) que revelan etapas de erosión del relieve topográfico que fue desarrollándose hacia el norte hasta constituir la actual Serranía del Interior (figura 13). Esta subcuenca está comprendida por dos secuencias diferentes y separadas por el Corrimiento de Pirital, las cuales están representadas: al norte por el bloque alóctono de Pirital y al sur por el área norte de Monagas (*Subieta et al. 1998*).

### **2.3.1 Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín**

Este flanco se denomina también provincia compresiva de la Subcuenca de Maturín. Está conformado por una cuenca “foreland” de unos 50 km de ancho, que se extiende desde el corrimiento de Pirital hasta el frente de deformación y que posee vergencia hacia el sur. Comprende una secuencia de capas solapadas que son más jóvenes dentro del frente de deformación. Los pliegues son paralelos a los corrimientos y muestran longitud de ondas largas, con un buzamiento uniforme en el flanco norte y escarpado en el flanco sur. Se extiende por decenas de kilómetros; en particular, la estructura El Furrial tiene aproximadamente 60 km de largo (*Carnevalli, 1988*). Este flanco está dominado por un régimen compresivo, asociado al movimiento dextral de la Placa del Caribe con respecto a la Placa Suramericana.

El frente de deformación representa una zona triangular, la cual está formada por una cuña de las Formaciones Oficina y Carapita, sobrecorridas por el Miembro Carapita superior del Mioceno Medio. Los bloques del techo y del piso muestran reflexiones de “downlaps” que se encuentran a favor del buzamiento hacia el norte de la plataforma y en contra de la dirección con respecto al actual buzamiento de ambos bloques hacia el sur. La edad postulada para la zona triangular es posterior a la Formación La Pica (*González De Juana et al. 1980*).





**Figura 13.** Modelo tectónico de la subcuenca de Maturín.  
(Modificado de Daal, 1991)

### 2.3.2 Flanco Sur de la Subcuenca de Maturín

A este flanco se le denomina también provincia extensiva de la Subcuenca de Maturín. El flanco sur constituye un monoclinal no deformado de la plataforma del margen pasivo que buza aproximadamente 5° al norte y se extiende hacia el sur, desde el frente de deformación hasta el río Orinoco. Este flanco se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, el cual es conocido como basamento de la plataforma. Es notoria la presencia de numerosas fallas normales las cuales cortan el basamento ígneo-metamórfico pre-Cámbrico, así como la cobertura de sedimentos cretácicos y terciarios.

Este flanco se caracteriza por la predominancia de un régimen distensivo que fue activo desde el pre-Cretácico hasta el Plioceno. Esto puede ser heredado de viejos sistemas de “rift”, probablemente de edad jurásica (González De Juana et al. 1980).

Su límite norte es el Corrimiento de Pirital, el cual lo separa de la Serranía del Interior.

Este flanco ha sido ampliamente perforado en el área de Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco, y en los Estados Anzoátegui y Monagas Central (*Arnstein et al. 1982; Feo Codecido et al. 1984*).

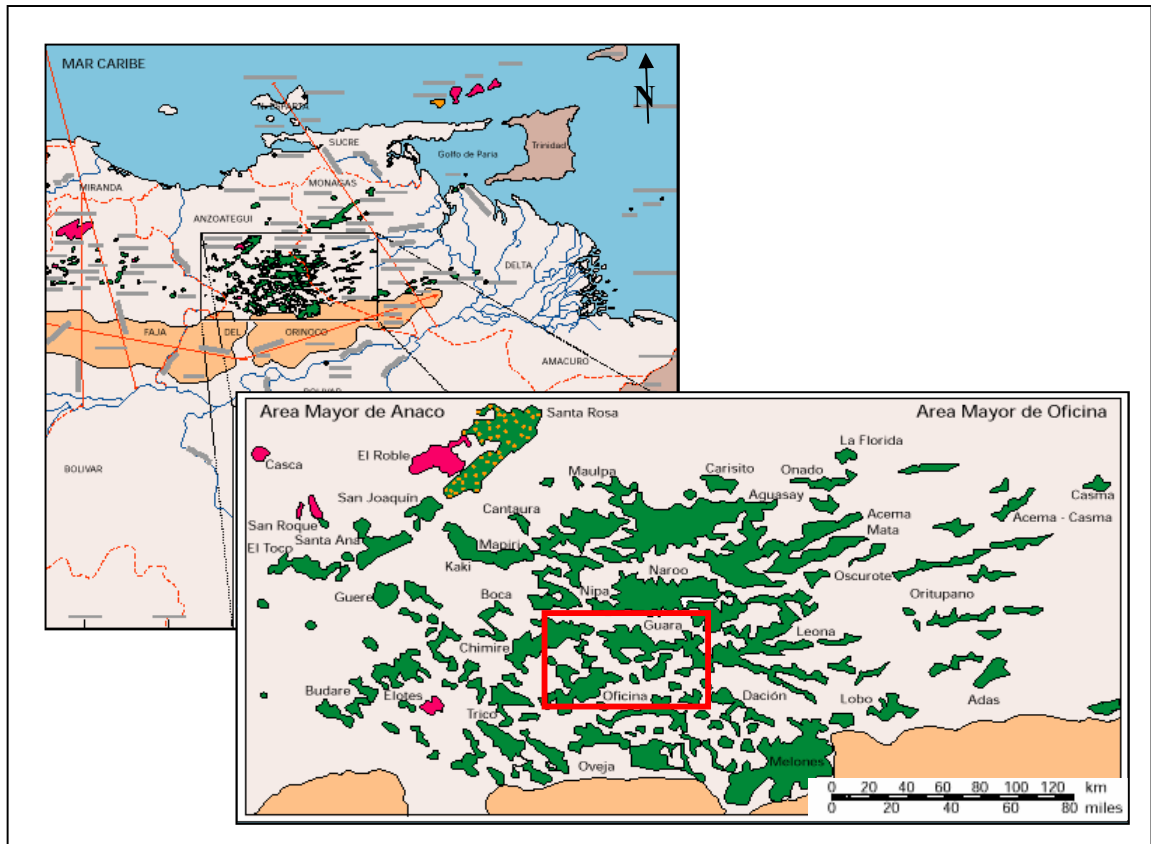
## CAPÍTULO 3

### 3. GEOLOGÍA LOCAL. AREA MAYOR DE OFICINA

Los campos Güico y Guara que conforman el área de estudio de este trabajo, se ubican en el Área Mayor de Oficina como se muestra en la figura 14. Esta área se distingue como una de las principales áreas productoras de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela, las cuales no son necesariamente unidades geológicas separadas. Las principales formaciones productoras de esta área son Merecure y Oficina. Ambas fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca (*González de Juana et al. 1980*), la cual presentaba muy bajo relieve, en ambientes de llanura deltáica con extensas áreas pantanosas tranquilas, con abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres y sistemas de caños de dirección generalizada al norte y ocasionales incursiones marinas. Se presenta un engrosamiento de las formaciones de sur a norte y desaparición de las arenas hacia el noreste.

La Formación Merecure se depositó sobre la superficie cretácica peniplana. Esta unidad fue recubierta posteriormente por la Formación Oficina, la cual en el Área Mayor de Oficina, no presentaba grandes cambios en los ambientes poco profundos. Continuó la retrogradación hacia el sur con muchas o pocas oscilaciones norte-sur hasta la trasgresión de la Formación Freites.

El área de Oficina tiene casi 100 arenas diferentes con espesores variables entre 20 y 150 pies (*Renz et al. 1963, en González De Juana et al., op cit.*). Algunas de ellas se extienden por muchos kilómetros cuadrados; otras son arenas de canal de longitud considerables, según un rumbo aproximadamente norte, pero lateralmente no sobrepasan los centenares de metros.



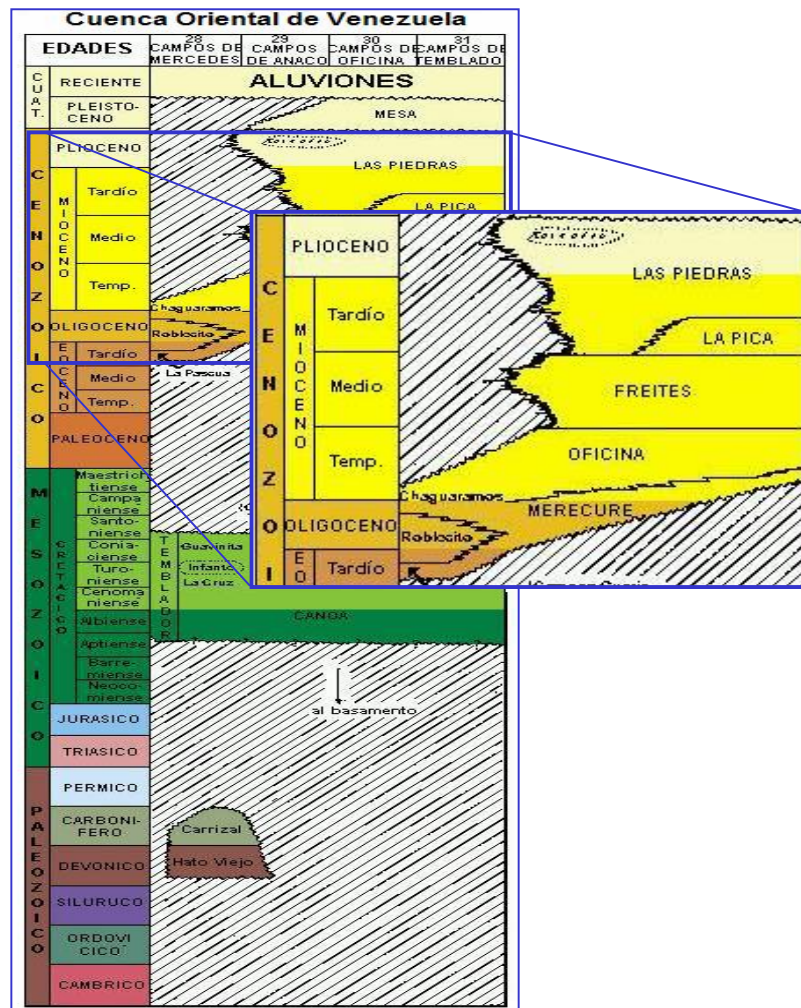
**Figura 14.** Mapa de ubicación de la zona de estudio dentro del Área Mayor de Oficina. Ubicación aproximada en el recuadro. (Modificado de Schlumberger, 1997).

La anchura de las arenas de canal indican que los tributarios no divagaron en gran escala por la planicie y tuvieron poca pendiente y poca energía, pudiendo haber existido varios deltas coalescentes formados por ríos subparalelos originados en Guayana, que no desembocan en mar abierto, sino en el golfo del Orinoco ancestral (Hedberg et al. 1947, en González de Juana et al., op cit.).

### 3.1 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía en la Cuenca Oriental de Venezuela (figura 12) se iniciaría en el Paleozoico, con la Formación Hato Viejo de edad Devónico, depositada en discordancia sobre el basamento Precámbrico; y la Formación Carrizal, suprayacente,

de edad Carbonífero. Discordante a ésta se encuentra el Grupo Temblador del Cretácico Medio con las Formaciones Canoa y Tigre de edad Aptiense-Santonienne. Una nueva discordancia en el Cretácico Superior al Eoceno Medio. Sobre la discordancia del Eoceno se deposita la secuencia transgresiva representada por las formaciones Merecure, Oficina y Freites de Cenozoico Medio, de edad Oligo-Mioceno Medio y en concordancia con ellas termina la sedimentación con la depositación de los sedimentos continentales de Las Piedras y Mesa de edad Mio-Pleistoceno.



**Figura 15.** Columna estratigráfica generalizada del oriente de Venezuela, destacando las formaciones atravesadas por los pozos del Campo Güico-Guara.

Según esta columna estratigráfica en el Área Mayor de Oficina no aflorarían las formaciones del Mesozoico ni del Paleozoico, ésto basado en información de los pozos que no han penetrado estas formaciones.

La figura 16 muestra una breve descripción de las características sedimentológicas y ambientales de las formaciones Merecure, Oficina, Freites y Mesa-Las Piedras, que afloran en el área de estudio.

Las formaciones presentes en el Oriente de Venezuela se describen a continuación:

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

La Formación Hato Viejo se presenta en el subsuelo de Guárico y en la parte suroccidental de Anzoátegui, ocupando depresiones asiladas en el basamento cristalino (por ejemplo el Graben de Espino). Consiste esencialmente de areniscas de grano fino a grueso, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, pirítica y ligeramente calcárea. El color varía desde gris rosado a gris oscuro. Los clásticos son de origen continental y su espesor es variable, contando con 110 pies en la sección tipo. La unidad descansa discordantemente sobre el basamento y yace en forma concordante debajo de la Formación Carrizal.

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

La extensión geográfica de esta formación es similar a la de la Formación Hato Viejo, y litológicamente consta de una arcilita gris verdosa, marrón o roja, maciza, parcialmente glauconítica y no calcárea ocasionalmente contiene limolitas, areniscas y conglomerados hacia la base. Se han encontrado escamas, dientes y huesos de peces, así como algunos foraminíferos arenáceos mal conservados y no

ERA	EDAD	FORMAC.	ARENA	COLUMNA	DESCRIPCION	AMBIENTE			
C E N O Z O I C O	CUAT	PLEISTOCENO	LAS PIEDRAS		ARENISCAS CONGLOMERATICAS INTERCALADAS CON LIGNITOS Y ARCILLAS ARENISCAS DE GRANOS GRUESOS A MEDIOS INTERCALAS CON ARCILLAS Y LUTITAS DE COLOR VERDE CLARO, LIGNITOS	FLUVIO DELTAICO			
	T E N O C I A R I O	PLIOCENO				FREITES			LLANURA DELTAICA
		MEDIO							OFICINA
	O L I G O C E N O	I N F E R I O R	A8-A13						
			B - C - D						
			E						
			F0 - F8						
			G						
			H - I - J K						
	L - M	FACIES ARENOSAS DE LA FORMACION OFICINA PRODUCTORA DE HIDROCARBURO. ARENISCAS DE COLOR AMARILLENTO DE GRANOS MEDIOS A FINOS EN OCACIONES. GRUESOS CARACTERISTICOS DE CANALES.	FLUVIO DELTAICO						
N - O - P									
			R - S - T U 1	ARENISCAS MASIVAS DE GRANOS GRUESOS A MEDIOS. PROD. DE HIDROCARBURO.	FLUVIO DELTAICO A TRANSG				
	OLIGOCENO	MERECURE	U-2						

**Figura 16.** Cuadro resumen de las características sedimentológicas y ambientales de las formaciones Merecure, Oficina, Freites y Mesa-Las Piedras, que afloran en el área de estudio.

diagnósticos. La presencia de glauconita indica origen marino, al menos para una parte de la formación, el contacto con las unidades cretácicas suprayacentes es discordante y su espesor es muy variable, estimándose que puede alcanzar los 2000 pies. Al igual que la Formación Hato Viejo solo se preservó en depresiones aisladas del basamento.

### **3.1.3 Grupo Temblador (Cretácico)**

El Grupo Temblador aparece en el subsuelo de la parte meridional de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Su espesor es mayor hacia el norte y disminuye hacia el sur, desapareciendo en esa dirección, en la parte meridional del flanco sur de la Cuenca. Este grupo está compuesto por las Formaciones Canoa y Tigre.

### **3.1.4 Formación Canoa (Aptiense-Albiense)**

Esta formación consiste de areniscas de grano grueso arcósicas de color blanco, y limolitas y arcillas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. La secuencia es de origen continental y su espesor alcanza unos 1200 pies. El contacto inferior es discordante sobre la Formación Carrizal o Hato Viejo. El contacto con la Formación Tigre suprayacente, es de tipo transicional.

### **3.1.5 Formación Tigre (Cenomaniense-Campaniense)**

La Formación Tigre consiste de areniscas masivas, glauconíticas de grano fino, de color verde a gris, limolitas, lutitas carbonáceas, fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas y glauconíticas de color gris.

### **3.1.6 Formación Merecure (Oligoceno-Mioceno Inferior)**

Esta formación se presenta en Anzoátegui y Monagas en las áreas de Anaco, Oficina y Temblador y se caracteriza por una secuencia de areniscas masivas a mal



estratificadas, con intercalaciones delgadas de lutitas carbonáceas, arcilitas y limolitas. Su contacto inferior es discordante con el Grupo Temblador. El contacto superior es concordante con la Formación Oficina. El ambiente sedimentario es de aguas dulces a salobres el cual es sugerido por los foraminíferos arenáceos y restos de plantas que contiene la unidad.

### **3.1.7 Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio)**

Se presenta en el subsuelo del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y consiste de una alternancia de arenas y lutitas con intercalaciones de horizontes de lignitos. Los cuerpos de arena son lenticulares, pero algunos pueden ser correlacionables por distancias considerables. Los horizontes ligníticos son de amplia extensión. El contacto de la Formación Oficina con la Formación Merecure, infrayacente, se considera concordante. El superior con la Formación Freites es concordante. Se han hecho diversas zonaciones en base a fauna de foraminíferos, determinándose así, una edad Mioceno Inferior a Medio, el ambiente sedimentario se considera fluvio-deltáico a marino somero.

### **3.1.8 Formación Freites (Mioceno Medio)**

La Formación Freites se presenta en el Flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y consiste esencialmente de lutitas marinas de color gris verdoso. En las secciones inferior y superior de la secuencia se presentan areniscas, siendo algunas de ellas muy persistentes lateralmente. El espesor varía entre 825 y 3000 pies. Contiene fósiles como moluscos, foraminíferos y algunas especies de ostrácodos. Esta formación tiene carácter predominantemente lutítico.

### **3.1.9 Formación Las Piedras (Mioceno Superior - Plioceno)**

Aflora en la mayor parte de Anzoátegui y Monagas, encontrándose también en todo el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela. Consiste principalmente de areniscas, limolitas, lutitas, arcilitas y lignitos. Son frecuentes las discordancias intraformacionales de extensión local. Su espesor máximo ha sido calculado en unos 500 pies. En la mayor parte del área es concordante sobre la Formación Freites. La unidad es fosilífera y los géneros de moluscos sugieren un ambiente sedimentario de tipo fluvial.

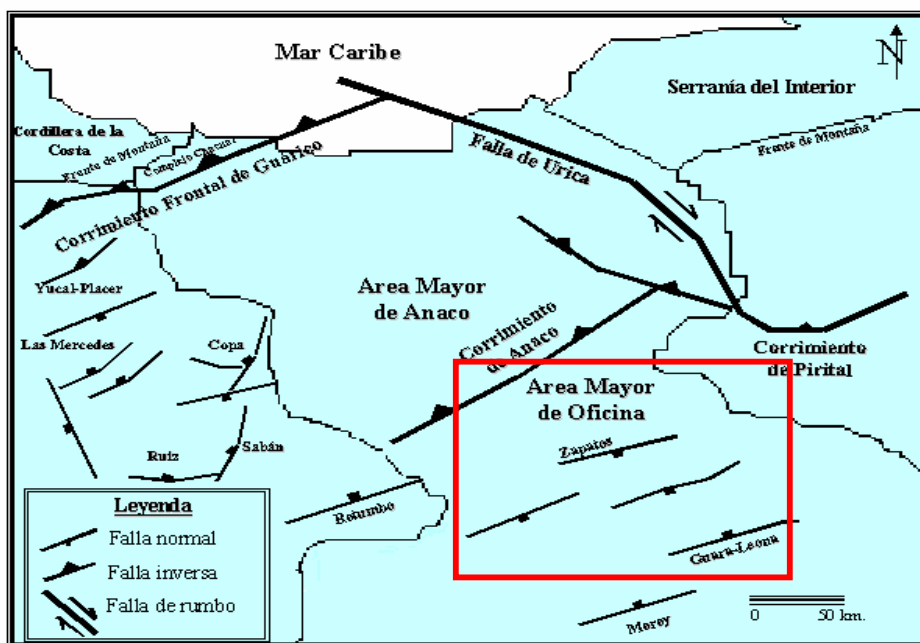
### **3.1.10 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)**

Esta formación constituye las mesas de cima plana que caracteriza al relieve de la Cuenca Oriental Venezolana, tal como la Mesa de Guanipa en el Estado Anzoátegui y la de Tonoro en Monagas. Consiste de estratos horizontales o subhorizontales de areniscas y conglomerados ferruginosos poco coherentes, de colores rojizos y amarillentos. Es muy común un casquete de gravas o areniscas ferruginosas endurecidas en la parte superior de las Mesas y colinas de baja altura. Como fósiles presenta trozos de madera silicificada y su edad es Pleistoceno, pudiendo extenderse probablemente hasta el Plioceno. Su espesor puede estimarse en unos 300 pies y se depositó en un ambiente de sedimentación que varía de fluvio-deltáico a continental.

## **3.2 ASPECTOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA**

El Área Mayor de Oficina se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, la misma presenta una estructura tipo homoclinal con suave buzamiento hacia el norte y es cruzada por tres sistemas de fallas normales, el más conspicuo de ellos es uno de rumbo NE-SW, en el cual se destacan, por su extensión regional, las fallas de Guara-Leona, las cuales atraviesan los campos petrolíferos

Guara Este y Guara Central, así como la Falla del Merey, ambas con buzamiento hacia el norte. La falla Guara-Leona puede ser trazada 60 km y alcanza desplazamientos verticales de hasta 1400 pies en el Campo Leona. Sigue en importancia un sistema con rumbo NW-SE, más notable en la región suroeste del Área Mayor de Oficina donde ocurre la Falla Matapalo con una traza de aproximadamente 30 km de longitud.(figura 17).



**Figura 17.** Estructuras de la Cuenca Oriental de Venezuela, destacando el Área Mayor de Oficina (ubicación aproximada en el recuadro). (Larrañaga, 2000).

El Área Mayor de Oficina está limitada al este por una línea de rumbo NO. Entre el extremo occidental del Campo Oritupano hasta el Campo Onado; al sur, por el meridiano que pasa por el Campo Budare, y al norte-noreste, por El Corrimiento de Anaco entre los campos del Toco y Guarío y desde este último campo, por una línea aproximadamente oeste-este hasta el Campo Onado.

En esta área la unidad productora por excelencia es la Formación Oficina, a la cual le sigue en importancia La Formación Merecure y, por último las areniscas basales de la Formación Freites que son productoras en el Campo Melones.

### **3.3 PETROFÍSICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA**

Todos los intervalos productores cuyos ambientes de sedimentación van desde próximo costero hasta fluvio-deltáicos, tienen arenas con porosidades exclusivamente primaria. En el Area Mayor de Oficina se presenta una reducción de la permeabilidad por el contenido de arcilla y limoarcilla. Cerca del eje de la cuenca existe una disminución de la porosidad y de la permeabilidad debido a la compactación de las arenas. Otros factores que afectan la distribución de las características petrofísicas de las arenas de la cuenca, es que algunas de éstas van de limpias a sucias, mientras que otras muestran compactación y recementación. A esto también se le une la distribución en el tamaño de grano según la geometría de los canales, particularmente cuando se trata de una forma cóncava (relleno de canal) o convexa (espolones o barras de desembocadura).

### **3.4 DISTRIBUCIÓN DE ARENAS**

El comportamiento individual de las arenas es muy variable, sin embargo, en el Área Mayor de Oficina, existen tres direcciones predominantes en la distribución de éstas. Estas tres direcciones son:

- Disminución de espesor de norte a sur, como consecuencia del acuñaamiento de la Formación Oficina buzamiento arriba contra el borde sur de la cuenca.
- Desde el Campo Ostra al sur, hasta Cantaura al norte, los cuerpos de arenas tienen rumbo norte-sur; sus máximos espesores se presentan en los Campos Soto E, Nipa W, Guara, Nieblas y Lido. A partir de Cantaura toman una dirección noroeste hasta el área de San Joaquín donde las arenas son reemplazadas por lutitas y limolitas.

- Hacia el este del Área Mayor de Oficina, las arenas van en dirección noroeste-sureste decreciendo hacia el noreste y desde una línea que va desde el Campo Oritupano hasta el Campo Tucupita, las arenas llevan una dirección noreste-suroeste, disminuyendo hacia el sur y sureste, debido al acuñaamiento de las arenas de la Formación Oficina y el reemplazo por lutitas, como consecuencia del cambio hacia un ambiente marino más distal hacia el eje de la cuenca.

### **3.5 SISTEMA PETROLÍFERO Y ÁREAS PRODUCTORAS**

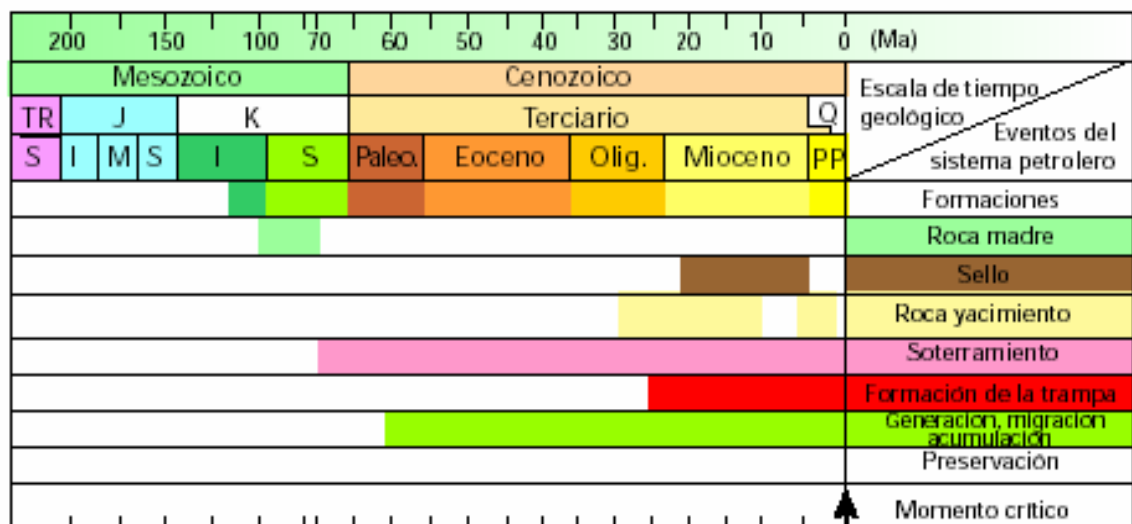
En la Cuenca Oriental de Venezuela la generación de hidrocarburos comenzó a partir del Oligoceno-Mioceno en rocas madres predominantemente cretácicas, gran parte de este petróleo migró hacia el sur a lo largo del monoclinal que sube al escudo de Guayana. Por falta de condiciones favorables para entrapamiento, estos hidrocarburos llegaron hasta el borde del cratón, formando las acumulaciones de la Faja Petrolífera de Orinoco. Durante fases posteriores de generación de hidrocarburos, al definirse la configuración estructural actual de la cuenca, los hidrocarburos fueron detenidos por estas estructuras para formar los campos petroleros de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Todos los intervalos petrolíferos de la Cuenca Oriental de Venezuela, se producen de arenas cuya porosidad es exclusivamente primaria, cuyos ambientes de sedimentación variaron desde pantanos deltáicos a canales, delta bajo, playero y marino costero.

El área de interés la cual incluye los campos Güico y Guara está ubicada en la Subcuenca de Maturín, en donde las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del Terciario, principalmente a las del Oligoceno (Formación Merecure) y del Mioceno (Formación Oficina y Merecure). Se estima que hay más de diez mil yacimientos probados, dentro de los cuales predomina el tipo de yacimiento

pequeño, con características de rocas y fluidos muy variadas y donde se observan todos los tipos de mecanismos naturales de producción.

Los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son: Guayuta-Oficina y Guayuta-Carapita. El primero de ellos se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las Formaciones Querecual y San Antonio del Cretácico Tardío pertenecientes al Grupo Guayuta, como rocas madres principales, las cuales son cargadas litostáticamente (estratigráfica y tectónicamente) hasta nuestros días. El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites; el sello principal son las Formaciones Oficina y Freites, con formación de la trampa durante la deformación del Oligoceno Tardío hasta el presente (figura 18). La generación, migración y entrapamiento alcanza su momento crítico en nuestros días, habiéndose iniciado la generación desde los inicios del emplazamiento de las Napas Caribe contra la Placa Suramericana, mucho más al oeste y noroeste respecto de su posición actual, a partir de Paleoceno Tardío.

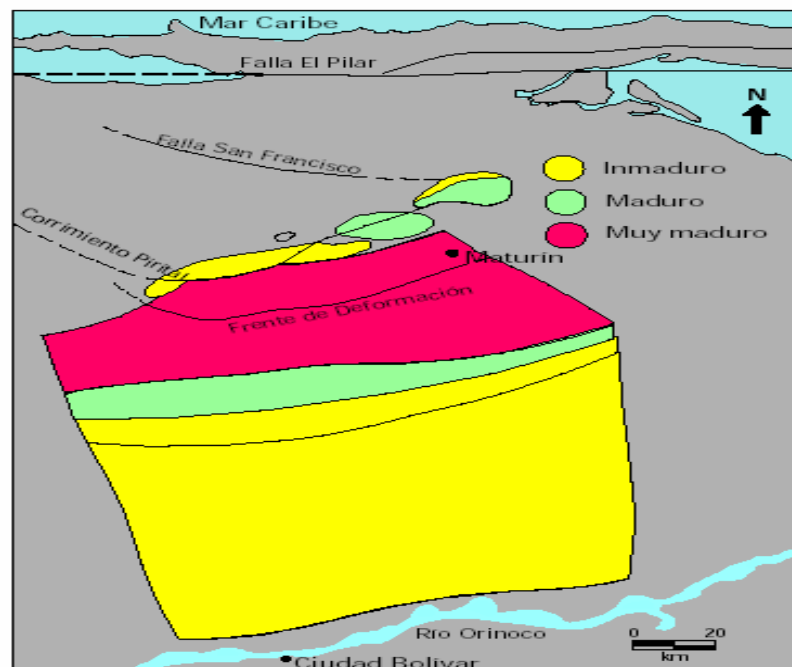


**Figura 18.** Eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina, para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital. (Yoris y Ostos, 1997).

Tanto la generación y migración como la formación de la trampa son Oligoceno Tardío-Presente, con un momento crítico actual. Los sellos importantes son las Formaciones Vidoño, Areo y Carapita, con menor importancia para las unidades molásicas, como Morochito, Las Piedras y Quiriquire. Los yacimientos se encuentran en las Formaciones San Juan, Oficina, Caratas, Los Jabillos, Merecure (“Naricual” del subsuelo), Carapita, La Pica, Las Piedras y Quiriquire.

El tipo de materia orgánica en el grupo Guayuta es amorfo marino, mientras que en las formaciones terciarias es predominantemente de tipo húmico. El contenido de carbono total varía entre 0.25 – 6.60 % (Méndez *et al.* 1989).

La cocina actual de la roca madre para la Subcuenca de Maturín tal y como se muestra en la figura 19, indica que la roca madre se encuentra en ventana de gas bajo el frente de deformación y su zona de madurez (ventana de petróleo) se encuentra alimentando el flanco sur de la Subcuenca en el momento actual.



**Figura 19.** Cocina de hidrocarburos para la Serranía del Interior y la Subcuenca de Maturín. (Modificado de Parnaud *et al.* 1995).

## **CAPÍTULO 4**

### **4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CAMPOS COMPRENDIDOS EN EL LEVANTAMIENTO GÜICO-GUARA 3D**

El levantamiento Güico-Guara 3D comprende en mayor extensión los campos Guara Norte, Guara Oeste y Güico Sur, al centro del Estado Anzoátegui, como se muestra en el mapa de la figura 20.

El total de los pozos que conforman este levantamiento es de 3126, que representan el 100%, solo el 4% (132 pozos) corresponden a pozos secos (no producen ningún tipo de fluidos), y el 96% (2994 pozos) son productores (producen petróleo, agua y/o gas), por lo que el área en forma general es altamente productora.

Los campos Guara Norte, Guara Oeste y Güico Sur presentan varias limitaciones en sus yacimientos las cuales se pueden resumir en:

- Alto nivel de agotamiento en los yacimientos mayores.
- Existencias de un número significativo de yacimientos de poca extensión.
- Lenticularidad en las arenas.
- Producción de arena y baja presión de fondo de los yacimientos.

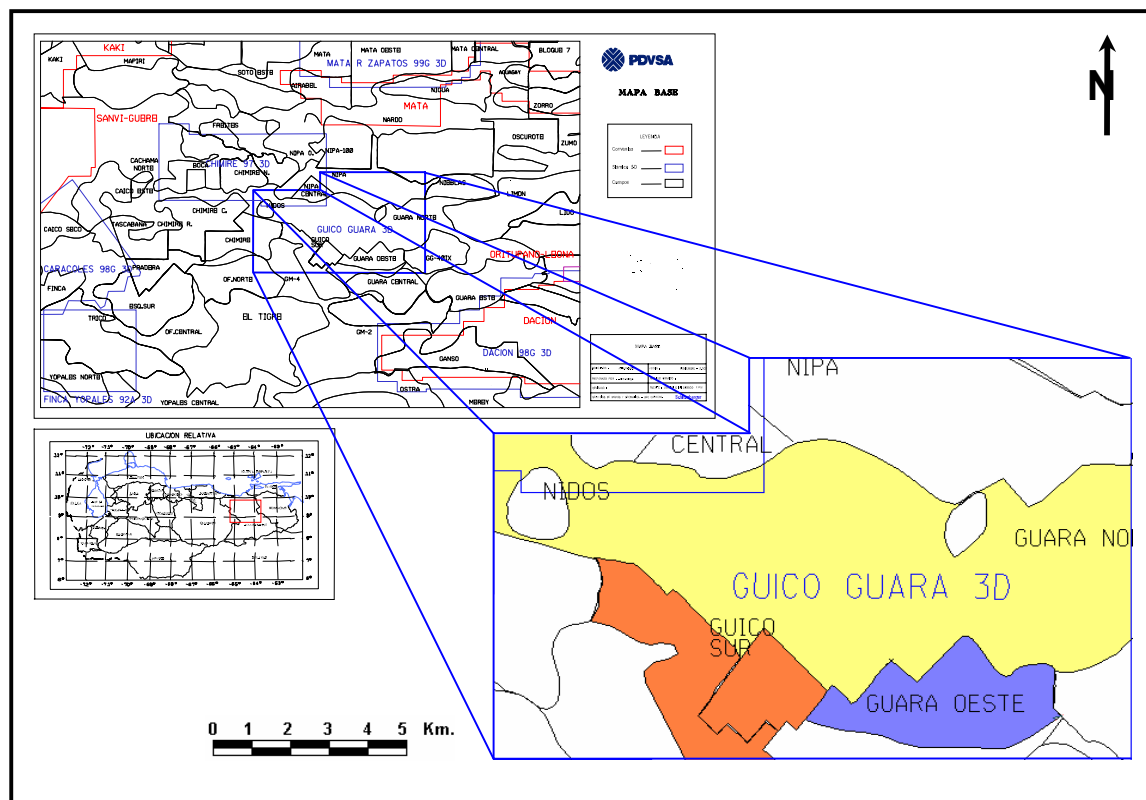
A continuación se describen las características generales de los campos comprendidos en el levantamiento Güico-Guara 3D:

#### **4.1.1 Campo Guara Norte**

El Campo Guara Norte está ubicado a unos 22 kilómetros al noreste de la ciudad de El Tigre. Tiene un área aproximada de 54.4 km<sup>2</sup>, fue descubierto en 1957 con la perforación del pozo GS-750.



El Campo Guara Norte abarca un sólo yacimiento y estructuralmente está compuesto por un monoclinal que presenta una orientación noreste-suroeste, con un buzamiento suave hacia el noreste. Este campo posee un POES mayor de 1.000 MBN de petróleo de 20°API.



**Figura 20.** Ubicación de los Campos Petrolíferos dentro del levantamiento Güico-Guara 3D.

### *Reseña Histórica.*

En el Campo Guara Norte se encuentra un sólo pozo, el GS-750, el cual se perforó en septiembre de 1957 y fue completado en la arena L4 con la siguiente prueba: 110 BNPD, choque 1/4", 20.4°API, presión 160 Lbs., RGP 200 y 0.2 A&S. El pozo acumuló 212.458 Bls de petróleo, 139.840 MPCG y 2.509 Bls de agua. Se probaron otras arenas con resultados inconclusivos (R2) por mal cemento, por lo cual existen arenas prospectivas sin evaluar (A3, A9, B3, E1, F3, I5, U1 y U2). Existen muestras de pared indicativas de presencia de hidrocarburo. Todo esto vislumbra a esta área como una zona prospectiva a

evaluar y desarrollar. La limitante fundamental del campo es la poca información con que se cuenta. El único pozo del Campo Guara Norte fluye a GEF-11; actualmente está inactivo y está completado con equipo de levantamiento artificial por gas.

#### **4.1.2 Campo Guara Oeste**

El Campo Guara Oeste está ubicado a unos 15 kilómetros al NE de la ciudad de El Tigre. Tiene un área aproximada de 22 km<sup>2</sup>, fue descubierto en 1942 con la perforación del pozo GG-1X. Este campo posee un POES por encima de 1.000.000 MBN de petróleo con gravedades que oscilan entre 10 y 40 °API y hasta septiembre de 2001 se habían producido mas de 200.000 MBN de petróleo. Se estima que aún quedan en el subsuelo un volumen mayor de 50.000 MBN de petróleo como reservas remanentes.

El Campo Guara Oeste corresponde a un monoclinal de buzamiento suave al norte de 2° a 3°. La mayoría de los yacimientos se limitan al sur por la Falla de Guara-Leona de buzamiento sur, rumbo noroeste / sureste y desplazamiento vertical máximo de 480 pies. Existen otros sistemas de fallas normales de buzamiento sur las cuales constituyen sellos locales en los diferentes yacimientos.

#### *Producción.*

Como resultado del plan de desarrollo del campo se han perforado 203 pozos. De estos pozos están activos 39, actualmente. Además este plan permitió descubrir 158 yacimientos, estando activos 59 de ellos.

Con el propósito de optimizar el recobro de las reservas remanentes del campo se ha implementado un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la arena M1 ( yacimiento GG-1).

Las facilidades de producción incluyen 03 estaciones: 02 estaciones de descarga, GED-03 y GED-14, y la estación de flujo GUF-01; actualmente el campo maneja mas de

2.000 BNPD con una declinación energética aproximada de 25 %. Además cuenta con 02 plantas de inyección de agua y una de gas con capacidad de 26.0 MMPCD.

#### **4.1.3 Campo Güico Sur**

El campo Güico Sur está ubicado a unos 5 kilómetros al NE de la ciudad de El Tigre. Tiene un área aproximada de 8.8 km<sup>2</sup>, fue descubierto con la perforación del pozo SGV-35. Este campo posee un POES por encima de 70.000 MMBN de petróleo con gravedades que oscilan entre 22 y 52 °API y hasta diciembre del 2000 se habían producido más de 5.000 MMBN de petróleo. Se estima que aún quedan en el subsuelo un volumen importante de petróleo como reservas remanentes.

El Campo Güico Sur es un área estructuralmente compuesta por fallas de rumbo noroeste-sureste de buzamiento al suroeste. Existen algunas estructuras y fallas pequeñas, estas últimas de rumbo noreste con buzamiento al sureste, y que controlan parcialmente las acumulaciones

##### *Producción.*

Como resultado del plan de desarrollo del campo se han perforado 20 pozos. De estos pozos 02 están activos actualmente. Además este plan permitió descubrir 34 yacimientos, estando activos 2 de ellos. Este campo inició su producción con 3200 BNPD en 1947, asociados a 12 pozos activos, declinando hasta 800 BNPD en tres años. Los últimos 30 años ha mostrado una tasa de petróleo inferior a los 600 BNPD con un máximo de pozos activos de 03, un % A&S ascendente producto del gran drenaje y avanzado estado de agotamiento de los yacimientos.

Desde el punto de vista de facilidades de producción, se cuenta con una estación de flujo: G4F6, la cual maneja por encima de 80 BNPD de este campo, con una declinación energética aproximada de 26 %. Además cuenta con una planta de inyección de agua y una de gas.

## **4.2 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LOS POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA EN EL LEVANTAMIENTO GÜICO GUARA 3D**

A partir de los análisis realizados se observa que los pozos con mayor producción acumulada de petróleo (por encima de 3.0 MMBLS), se ubican en su mayoría en el Campo Nipa, al norte del levantamiento y en el Campo Guara Este, al este del mismo (tabla 3).

El pozo de mayor producción acumulada de petróleo corresponde al 0310 con una producción mayor de 5.0 MMBLS y con una profundidad máxima de 7377 pies, ubicado en el Campo Chimire al oeste del levantamiento 3D.

Los pozos mayores productores de agua (por encima de 3 MMBLS) se encuentran ubicados en su mayoría al sur del 3D, específicamente en el Campo Guara Oeste (tabla 4).

El pozo mayor productor de agua es el 112, con una producción por encima de 3.0 MMBLS y una profundidad de 7754 pies, perteneciente al Campo Guara Oeste ubicado al sur del levantamiento 3D.

En cuanto a la producción acumulada de gas, los pozos con mayor producción (por encima de 15.5 MMPC) se encuentran en su mayoría al noroeste del 3D, específicamente en los Campos Chimire y Nipa (tabla 5).

El pozo de mayor producción acumulada de gas es el 0014, cuya producción es mayor de 15.8 MMPC y una profundidad máxima de 9225 pies. Este pozo está ubicado en el Campo Chimire al noroeste del levantamiento 3D.

En las siguientes tablas se muestran los pozos mayores productores de petróleo, gas y agua.

Pozo	Campo
0310	CHIMIRE
0308	CHIMIRE
0118	NIPA 100
0113	NIPA 100
0106	NIPA 100
0341	CHIMIRE
0411	GG 401
0410	GG 401
0101	NIPA 100
0105	NIPA 100
0014	CHIMIRE NORTE
0412	GG 401

**Tabla 2.** Principales pozos productores de petróleo dentro del área.

Pozo	Campo
0112	GUARA OESTE
0018	GUARA OESTE
0082	GUARA OESTE
0304	GUARA CENTRAL
0185	GUARA OESTE
0010	GUARA OESTE
0357	CHIMIRE
0001	GUICO

Pozo	Campo
0310	CHIMIRE
0028	GUARA OESTE
0005	NIPA CENTRAL
0101	GUICO
0036	GUARA OESTE
0011	NIPA
0021	GUICO

**Tabla 3.** Principales pozos productores de agua dentro del área.

Pozo	Campo
0014	CHIMIRE NORTE
0007	NIPA
0011	NIPA
0013	NIPA CENTRAL
0710	NARDO
0014	GUARA OESTE
0310	CHIMIRE
0410	GG 401

**Tabla 4.** Principales pozos productores de gas dentro del área.

### 4.3 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LOS POZOS MAS PROFUNDOS Y SOMEROS EN EL LEVANTAMIENTO GÜICO GUARA 3D

Se realizó un estudio para determinar la ubicación de los pozos más profundos en el área de estudio. El pozo con mayor profundidad de perforación es el NZ0135 con 10.060 pies de profundidad máxima, ubicado al noreste del levantamiento 3D, específicamente en el Campo Nipa. Los pozos más profundos, comprendidos entre 10.060 pies y 9.700 pies se encuentran ubicados en su mayoría al noreste del levantamiento 3D, específicamente en el Campo Nardo.

El pozo más somero es el GS0018 con 4817 pies de profundidad, ubicado al centro sur del levantamiento 3D, específicamente en el Campo Guara Oeste. En general los pozos más someros comprendidos entre 4.800 pies y 5.400 pies se encuentran ubicados en su mayoría al centro sur del levantamiento 3D, específicamente dentro del Campo Guara Oeste.

A continuación se presentan las tablas con las distribuciones de los pozos más profundos y más someros del área:

Pozo	Profundidad final (pies)	Campo
0135	10060	NIPA
0737	9959	NARDO
0853	9806	GUARA EXPLOR
0741	9783	NARDO
0734	9769	NARDO
0711	9758	NARDO
0136	9758	NIPA
0029	9750	NIPA OESTE
0001A	9703	GUICO OESTE

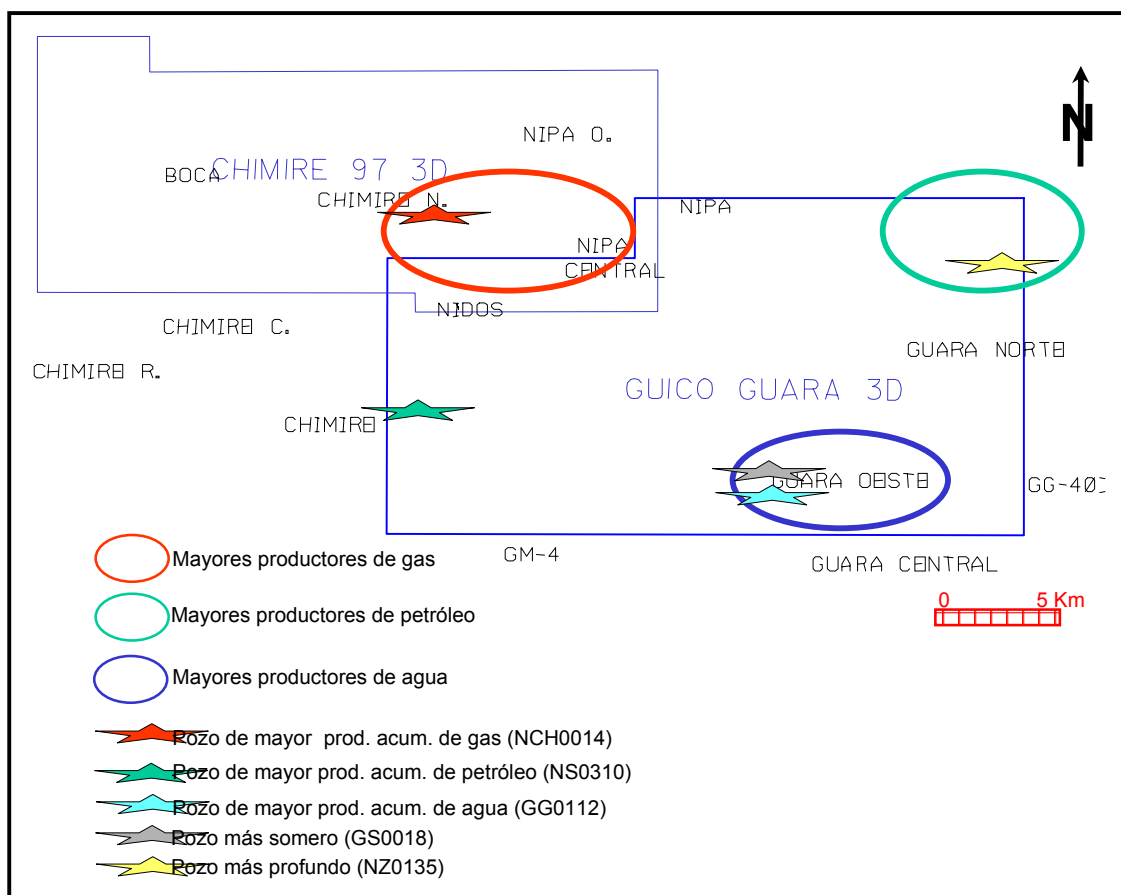
**Tabla 5.** Pozos más profundos en el área

Pozo	Profundidad Final (pies)	Campo
0018	4817	GUARA OESTE
0071	4976	GUICO SUR
0150	5018	GUARA OESTE
0075	5172	GUARA OESTE
0061	5318	GUARA OESTE
0063	5330	GUARA OESTE
0086	5360	GUARA OESTE
0062	5360	GUARA OESTE
0082	5362	GUARA OESTE
0044	5362	GUARA OESTE
0070	5363	GUARA OESTE
0068	5370	GUARA OESTE
0060	5375	GUARA OESTE
0079	5381	GUARA OESTE
0078	5382	GUARA OESTE
0072	5385	GUARA OESTE
0031	5386	GUICO

**Tabla 6.** Pozos más someros en el área.



La figura 21 muestra la ubicación de los pozos con mayor producción acumulada de gas, petróleo, agua y los pozos someros y más profundos dentro del área de estudio.



**Figura 21.** Ubicación de los pozos según su producción acumulada y su profundidad.

## **CAPÍTULO 5**

### **5. MARCO TEÓRICO**

#### **5.1 ATRIBUTOS SÍSMICOS**

En la última década, los altos costos de los programas de exploración y el énfasis que se ha hecho en los esquemas avanzados de explotación, han requerido de niveles de exigencia más precisos para caracterizar los yacimientos en forma más eficiente, en tal sentido, la industria se ha dado la tarea de buscar herramientas alternas en campos de las ciencias básicas como la matemática y estadística.

Existe una gran cantidad de información contenida en los datos sísmicos de reflexión, estas reflexiones son causadas por el contraste de impedancias acústicas entre capas adyacentes. La amplitud de la reflexión de la onda sísmica queda afectada principalmente por dichos contrastes, que responden, ya sea a cambios en las propiedades de la roca (densidad, velocidad y litología), cambios en las propiedades del yacimiento (porosidad, mineralogía y contenido de fluidos) o cambios en la geometría de la interfase entre las capas (fuertes buzamientos, fallamientos y fracturas). Esta información aparece reflejada en los atributos sísmicos. Estadísticamente puede reconocerse cuales atributos tienen correlación con las propiedades petrofísicas de interés y potencialmente pueden ser utilizados para determinar las distribuciones espaciales de estas propiedades.

El objetivo principal de la integración de los datos sísmicos con los datos petrofísicos es el de establecer una relación entre las anomalías sísmicas reflejadas en los mapas de atributos y las propiedades de la roca y conseguir extrapolar éstas últimas hacia áreas con poca información a través de métodos geoestadísticos.

Desde un punto de vista estratigráfico, el objetivo de usar atributos sísmicos es establecer relaciones con las características geológicas de las rocas del subsuelo y

guiar la variable petrofísica en la generación de mapas de propiedades. Más aún, los atributos pueden combinarse entre ellos para darle mayor peso a la elaboración de estos mapas y así mejorar la delineación de cuerpos sedimentarios presentes en el subsuelo. Además de utilizar los atributos sísmicos en el estudio de elementos estratigráficos (calibrándolos con registros de pozo e información del yacimiento), los cuales pueden ser utilizados como herramienta de soporte dentro de la elaboración del marco estructural de un área.

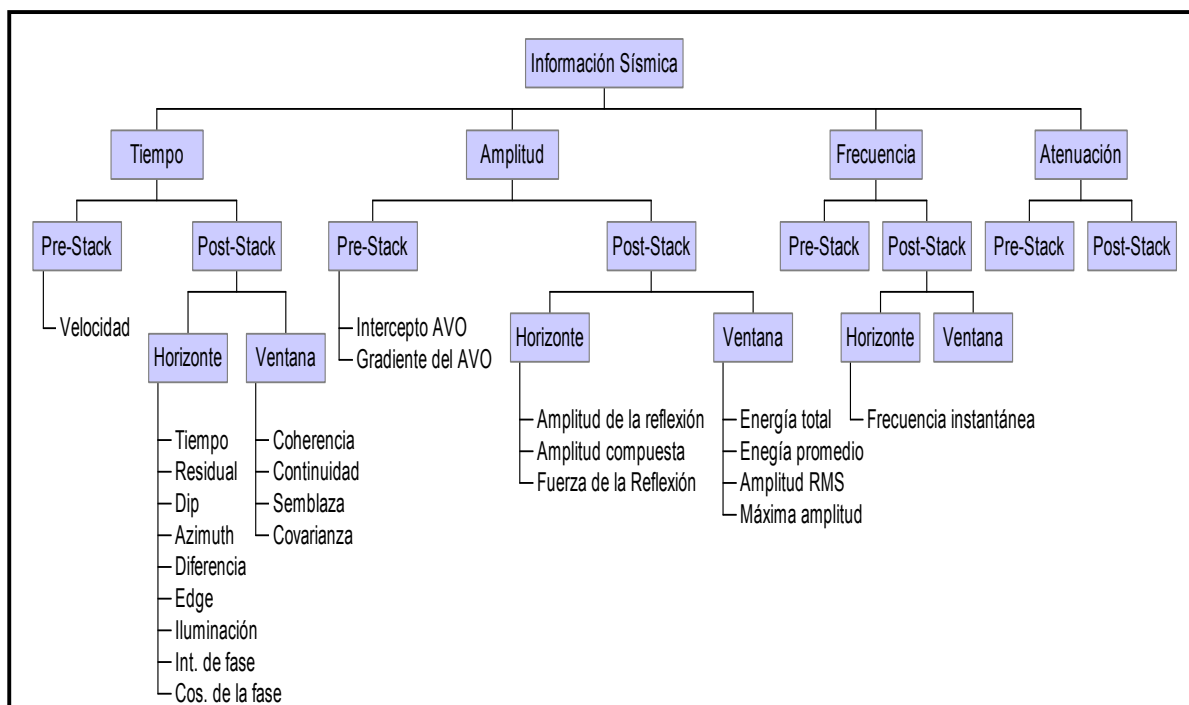
Los atributos sísmicos son el resultado de la aplicación de diversas operaciones matemáticas y estadísticas a las trazas sísmicas. Después de muchos años de haber ignorado la capacidad interpretativa de los atributos más allá de la aplicación tradicional estructural de los atributos de amplitud, los intérpretes han verificado que existe una infinidad de información adicional dentro de la traza sísmica. Una vez extraídos, los atributos pueden ayudar al intérprete a seguir eventos débiles, delinear fallas, caracterizar yacimientos y predecir las propiedades del mismo entre pozo y pozo (*Sheriff et al. 1995*).

Durante la década de los 70 y 80 los atributos sísmicos más utilizados en la exploración petrolera eran los basados en cálculos de amplitud instantánea; sin embargo, durante la presente década la tecnología de atributos ha avanzado enormemente, actualmente existe una diversidad inmensa de atributos que van desde atributos de fase hasta buzamiento entre traza y traza y coherencia sísmica. Los atributos sísmicos pueden ser generados para un volumen completo de datos 3D o bien para un evento en particular interpretado, pueden ser extraídos a lo largo de una ventana en tiempo o profundidad o para una sección o parte de ella. Lo más importante de esta tecnología es que extrae información de los datos sísmicos que, de otra forma, estaría limitada a las herramientas convencionales.

El resultado de estos procesos genera una herramienta adicional de interpretación que representa una ayuda para reducir la incertidumbre del explorador.

El uso de estudios de atributos sísmicos en la exploración petrolera le da una importancia de primer orden al geofísico como herramienta principal para lograr los objetivos dentro de cualquier área exploratoria o de desarrollo: La caracterización y monitoreo de yacimientos de hidrocarburos.

En el siguiente esquema *Brown (1999)* resume los principales atributos sísmicos derivados o relacionados a partir de la información sísmica básica, (figura 22) para tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación:



**Figura 22.** Esquema de los atributos sísmicos más utilizados.  
(Modificado de Brown, 1999)

Uno de los problemas que se presentan cuando se trabajan con estos elementos es determinar cual atributo es el más útil para predecir cierta propiedad petrofísica, ya que a medida que la tecnología se desarrolla se tiene una lista más larga de atributos disponibles, con lo cual aumenta a su vez la incertidumbre y la confusión para la selección de los mismos. La única forma de saber qué atributo es

mejor para una situación determinada es a través de un mayor entendimiento de las propiedades físicas de las rocas del subsuelo y de sus posibles respuestas en forma de anomalías de distintos atributos sísmicos. Una forma de escoger qué atributo describe mejor cierta propiedad física es haciendo un análisis de gráficos cruzados para ver si existe algún tipo de relación entre una propiedad en particular y un atributo sísmico (Sheriff, 1995). Un factor de interés en el análisis de atributos sísmicos de ciertos datos, es el procesamiento sísmico, al cual dichos datos fueron sometidos. El procesamiento juega un papel muy importante, ya que puede acentuar o destruir anomalías de atributos, puede crear respuestas falsas que el intérprete puede asociar a propiedades ficticias.

### **5.1.1 Atributo de Amplitud**

La amplitud de la reflexión de la onda sísmica es una función de la impedancia acústica y puede correlacionarse directamente con la geología. Sin embargo, son muchos los factores que aún no estando relacionados con las características de las rocas, pueden ocasionar variaciones de amplitud, entre los cuales se encuentran el acoplamiento y potencia de la fuente, la sensibilidad y arreglo de los reflectores, la divergencia esférica, absorción y ruido entre otros (Sheriff, 1977). Dichos factores ocasionan pérdidas de alta frecuencia que se traducen en pérdida de información. A pesar de estas dificultades, el procesamiento sísmico trata de recobrar las amplitudes reales permitiendo utilizar la información sísmica como herramienta básica para la localización de hidrocarburos.

Las propiedades de las rocas que afectan la amplitud sísmica, pueden ser divididas en dos grupos (Brown, 1991): En el primer grupo se encuentran la naturaleza del fluido, el espesor litológico, la presión y la temperatura. Estas propiedades afectan al yacimiento como un todo, ya que presentan muy poca variación dentro del mismo. En el segundo grupo, se mencionan la porosidad, el espesor de arena neta productora (ANP), la litología en detalle y la saturación de

hidrocarburos. Estas últimas varían lateralmente sobre pequeñas distancias y afectan considerablemente la estimación de reservas de hidrocarburos para un yacimiento penetrado por un número pequeño de pozos. Uno de los objetivos de la geofísica de producción y desarrollo es poder estimar las distribuciones espaciales de las propiedades del yacimiento.

Por otra parte, *la amplitud instantánea* es una función del tiempo independiente de la fase, esto es, el valor máximo de la amplitud puede ser alcanzado en un punto en el cual la fase no necesariamente corresponde a un pico o valle de la traza real. Este hecho ocurre especialmente cuando un evento reflector está compuesto por varias reflexiones. Las magnitudes altas de la amplitud instantánea están asociadas con grandes variaciones entre rocas de capas adyacentes, tales como discordancias o áreas asociadas a cambios relativos en el nivel del mar o en el proceso de depositación. Este atributo sísmico puede ser utilizado en la detección de cambios litológicos.

Las variaciones laterales en el espesor de los canales suelen producir un cambio en la superficie de reflexión. En general, estos cambios ocurren en distancias apreciables y traen como consecuencia una variación gradual en la magnitud de la reflexión. Cambios locales rápidos pueden indicar una zona de fallas, por esta razón son utilizados para detectar fallas sutiles o algunas acumulaciones de hidrocarburos cuando las condiciones de entrapamiento son favorables.

### **5.1.2 Atributo de Amplitud Instantánea**

Se define como el total de la envolvente de la energía  $R(t)$ , donde  $R(t)$  representa la raíz cuadrada de la energía total de la onda sísmica para cualquier instante de tiempo a través de una traza sísmica. Si se consideran las dos componentes de la traza sísmica, real e imaginaria, el máximo de la amplitud instantánea puede o no coincidir con la máxima reflexión de la traza grabada. Es

decir, la amplitud instantánea puede ser indicativa de otras interferencias, como saturación de fluidos o cambios litológicos, entre otros (Sheriff et al.1995).

La aplicación más directa de este atributo consiste en el reconocimiento de puntos brillantes y de reflexiones planas, así como para detectar variaciones laterales de facies y cambios estratigráficos. Es importante precisar que este atributo pierde resolución vertical con respecto a la sección convencional de amplitud real, por tratarse del valor absoluto de la traza compleja.

### **5.1.3 Atributo de Fase Instantánea**

La fase instantánea está definida como la fase de la traza compleja. Es independiente de la intensidad de la reflexión y por lo tanto puede resaltar la continuidad de un evento, si la señal es muy ruidosa. Se usa para mostrar patrones depositacionales: acuñamientos, discordancias angulares, zonas de engrosamiento y afinamiento, terminaciones de estratos inclinados contra superficies suprayacentes menos inclinadas (“Toplap”), terminaciones de estratos inicialmente inclinados hacia la cuenca que terminan contra capas inicialmente horizontales o de menor inclinación (“Downlap”), geometría de unidades sedimentarias progradantes hacia la cuenca (“Offlap”), terminaciones sucesivas de estratos inicialmente horizontales que se acuñan contra una superficie inclinada (“Onlap”), (Audemard, F. et al. 1993). De igual manera, el uso de este atributo ayuda a identificar difracciones y la interferencia de eventos con diferente buzamiento.

La fase instantánea también es la descripción del ángulo de fase en cualquier instante a lo largo de la traza. Este atributo es completamente independiente de la amplitud de la traza. El análisis de la fase se utiliza para mostrar continuidad a lo largo de los reflectores débiles así como para la identificación de fallas y eventos buzantes. El problema con este atributo es que al acentuar eventos débiles también acentúa el ruido.

#### **5.1.4 Atributo de Frecuencia Instantánea**

Es definida como la tasa de cambio de la fase instantánea. Se calcula como la derivada de la función arco-tangente y es un número que describe que tan rápidamente la fase de la traza compleja cambia. Es usada para resaltar eventos débiles y en la estimación del factor de atenuación sísmica, cuando los yacimientos de hidrocarburos causan una caída de las componentes de alta frecuencia. También representa la derivada temporal de la fase. Las variaciones de la frecuencia instantánea pueden ser abruptas y rápidas, lo que muchas veces representa una ayuda para identificar cambios repentinos en el carácter y comportamiento de un yacimiento. El valor interpretativo de este atributo es que las frecuencias altas se ven atenuadas en la presencia de yacimientos de gas y condensado. El resultado es que directamente por debajo de un yacimiento de este tipo puede que se encuentre una anomalía de baja frecuencia.

Este atributo es ampliamente utilizado para estimar la atenuación sísmica, además sirve para estimar los ciclos de eventos geológicos.

#### **5.2 ATRIBUTOS ESTRUCTURALES**

Los atributos calculados a partir de la configuración y continuidad de la reflexión también son definidos como atributos sísmicos estructurales. La extracción de estos atributos ayuda a revelar tendencias de fallas, alineaciones y de anomalías estructurales que no son fáciles de observar o no son bien definidas por los mapas estructurales en tiempo. Los mapas de dichos atributos son basados en el mallado (grid), dentro de éstos se pueden definir los siguientes:



### 5.2.1 Atributo Buzamiento

Este atributo mide los cambios en tiempo o profundidad entre traza y traza a través de un mallado refinado del orden de los microsegundos. Este atributo se usa para precisar la ubicación (rumbo y buzamiento) de las fallas y para delinear mejor los patrones estructurales de una zona. Este atributo muestra la magnitud del gradiente tiempo. Se construye comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales (*Landmark, 1999*). El algoritmo matemático (ecuación 1) utilizado para el cálculo de este tipo de mapa es el siguiente:

$$Dip = \sqrt{\left(\frac{dt}{dy}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dx}\right)^2} 100 \quad (1)$$

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

### 5.2.2 Atributo Rumbo (Azimuth)

Este atributo 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. Se establece un plano entre tres puntos, este plano tiene una dirección de buzamiento en grados (*Landmark, 1999*). El algoritmo matemático (ecuación 2) utilizado para el cálculo de este tipo de mapa es el siguiente:

$$Azimut = \arctg\left(\frac{dt/dy}{dt/dx}\right) \quad (2)$$

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

### **5.3 INDICADORES DIRECTOS DE HIDROCARBUROS EN SECCIONES SÍSMICAS**

En las secciones sísmicas se pueden identificar anomalías en las velocidades, amplitudes, frecuencias, etc; las cuales pueden indicar la presencia de hidrocarburos, es importante destacar que estos comportamientos anómalos observados en la sísmica deben ser corroborados y apoyados por registros y otras herramientas que puedan verificar la presencia de los mismos. A continuación se mencionan los indicadores de hidrocarburos más utilizados en la observación de secciones sísmicas:

#### ***Cambios de amplitud***

Amplitudes brillantes (“bright spot”).

Dimming (“dim out”).

Cambio en el patrón de los múltiples.

Amplitudes oscuras debajo de la zona de hidrocarburos.

#### ***Cambios de Velocidades***

Disminución de velocidad en zonas de hidrocarburos.

“Time sag” debajo de las acumulaciones.

Variación de velocidades apilándose el borde del reservorio.

#### ***Cambio en la ondícula***

Cambio de polaridad (cambio de fase).

#### ***Cambio de frecuencia***

Disminución de la frecuencia debajo del reservorio por atenuación.

#### ***“Gas Chimney Effects”***

Deterioro en la calidad de la data.

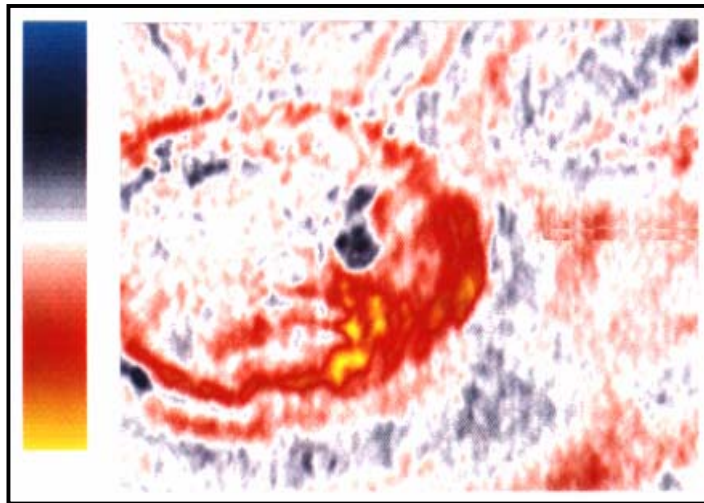
“Time sag.”

Distorsión de reflectores.

*Hilterman (2001)* define los principales indicadores de hidrocarburos de la siguiente manera:

### 5.3.1 “Bright Spot”

Indicador directo de hidrocarburo que se produce por un importante contraste de impedancia acústica entre la arena, saturada con gas, y la lutita que la suprayace, generando una anomalía sísmica de muy alta amplitud. Aunque la polaridad es generalmente negativa, esto va a depender del área y la profundidad a la que se encuentra la arena con gas (figura 23).

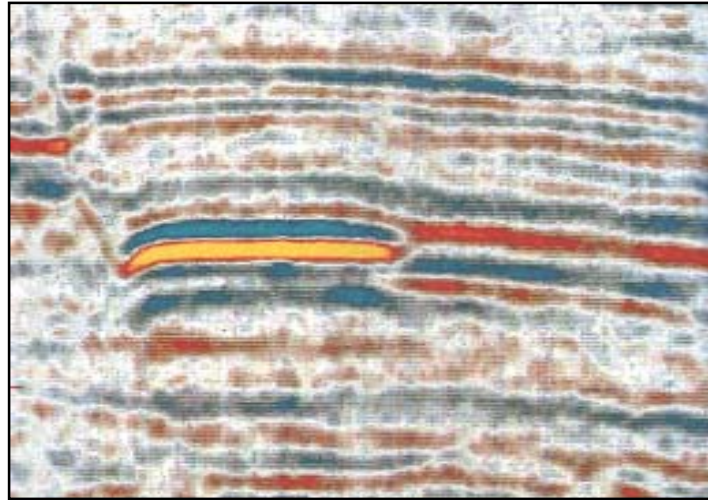


**Figura 23.** “Bright Spot” observado en los sedimentos del Mioceno Superior de la Cuenca Vienne, (reservorio de gas), Australia. (*Brown, 1999*).

### 5.3.2 Polaridad Invertida ó Cambio de Fase

Indicador directo de hidrocarburo que se produce cuando la lutita suprayacente tiene impedancia acústica ligeramente menor que la arena saturada de

agua produciendo un pequeño valor positivo de amplitud. La inserción de hidrocarburo reduce la impedancia de la arena por debajo de la de la lutita. El resultado es un pequeño valor de amplitud negativa. En algunos casos la polaridad invertida indica contactos hidrocarburos / agua. Esto ocurre normalmente en las arenas y lutitas con un rango de velocidades de 8500 ft/s a 12500 ft/s. (figura 24).



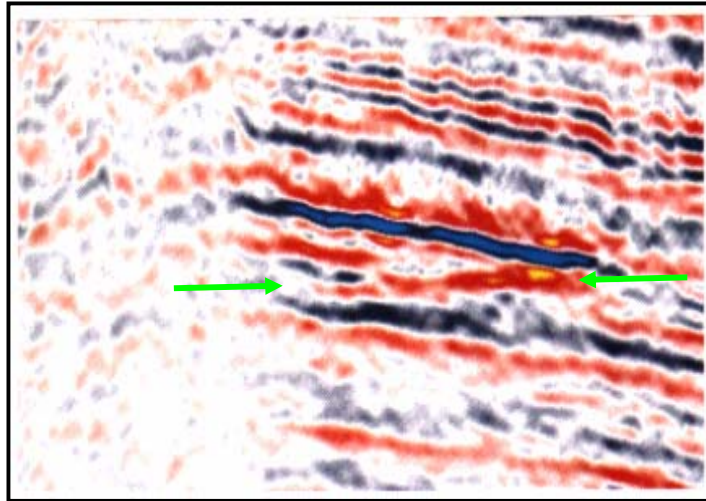
**Figura 24.** Polaridad Invertida o Cambio de Fase causada por gas en arena poco consolidada. Golfo de México. (Brown, 1999).

### 5.3.3 “Dim Spot”

Indicador directo de hidrocarburo, contrario al “bright spot”, que se produce cuando la lutita  $\square$ elocidades $\square$  tiene impedancia acústica  $\square$ elocidades $\square$ amente menor que la arena saturada de agua  $\square$ elocidades un largo valor positivo de baja  $\square$ elocida y baja frecuencia. La  $\square$ elocidad de hidrocarburo reduce la impedancia acústica de la arena pero ésta es aún más grande que la de la lutita, el resultado es aún positivo pero menos que cuando la arena estaba saturada de agua. Esto ocurre normalmente en las arenas que tienen  $\square$ elocidades mayores de 12500 ft/s.

### 5.3.4 “Flat Spot”

Reflector horizontal donde los otros reflectores son buzantes, causado por el contacto entre dos fluidos.



**Figura 25.** “Flat Spot” observado en los sedimentos del Mioceno Superior de la Cuenca Vienne, (reservorio de gas), Australia. (Brown, 1999).

## 5.4 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Cuando se habla del modelo petrofísico de la roca-yacimiento, se refiere a un modelo el cual permita estimar cuantitativamente, ciertas propiedades de estas rocas asociadas con su potencial como productores comerciales de hidrocarburos, principalmente, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, a través de las mediciones físicas realizadas sobre ellas.

Los hidrocarburos, cuando se encuentran en el espacio poroso, pueden ser líquidos o gaseosos. De acuerdo a su composición, los hidrocarburos se clasifican en: extra-pesado, como la Faja Petrolífera del Orinoco, mediano como en el Área Mayor de Oficina, livianos como en el Cretácico del Lago de Maracaibo y condensados como en el Norte de Monagas. El gas puede ser seco, prácticamente puro metano,

como en el campo de Yucal-Placer en el Estado Guárico, hasta rico o húmedo, como posee moléculas más pesadas, como en el Norte de Monagas.

#### 5.4.1 Porosidad

*García (2002)* define a la porosidad como una de las características petrofísicas más importantes de la roca-yacimiento, ya que ésta determina la capacidad de almacenamiento de fluidos. La porosidad, por definición, es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, y el volumen total de la roca, expresada mediante la ecuación 3.

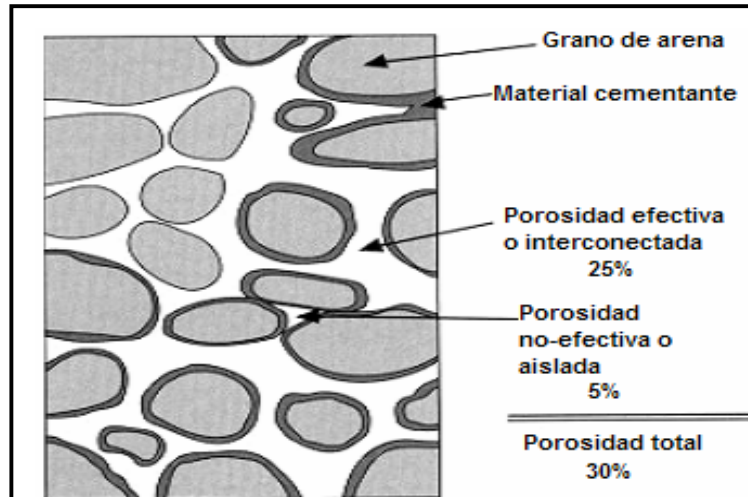
$$\phi = \frac{V_{Poroso}}{V_{Total}} \quad (3)$$

Esta definición corresponde a lo que se llama porosidad total ( $\phi_T$ ). La porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) de la arena o de cualquiera sea la formación que consideremos, es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total, siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser producidos.

Existen muchos tipos de porosidad, los más comunes son: porosidad intergranular, intragranular, intercristalina y móldica, los cuales son dependientes de la fabrica de la roca, y por fractura, por canales, vacuolar y cavernosa, las cuales no son dependientes de su textura original.

La porosidad es, en teoría, independiente del tamaño de grano, pero si del arreglo. Por otro lado, la porosidad depende del escogimiento de los granos que conforman la roca, mientras mejor escogidos estén los granos de una arena, mayor tenderá a ser la porosidad, de hecho, en una arena pobremente, escogida, los granos más pequeños (matriz) se colocarán en los intersticios dejados por los más grandes, así, la matriz invadirá los poros grandes rellenando los canales grandes.

Otros factores importantes que influyen en la porosidad son la cementación y compactación, la disolución y fracturamiento. En la figura 26 se observa la distribución de los elementos que influyen en la porosidad de la roca.



**Figura 26.** Elementos que influyen en la porosidad de la roca.  
(Modificado de García, 2002)

#### 5.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la cual un fluido se mueve a través de un sistema conectado de espacios porosos, es decir, a través de la roca-yacimiento.

La permeabilidad es una propiedad intrínseca de los materiales. La permeabilidad horizontal, o paralela a la estratificación de las formaciones geológicas es generalmente mayor que la vertical, medida perpendicularmente a la horizontal, debido a las laminaciones de arcilla, granos aplanados, etc. Altas permeabilidades verticales ocurren en arenas gruesas, limpias y no-consolidadas o donde fracturas verticales, fisuras o diaclasas están bien desarrolladas (García, 2002).

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 y de su forma y grado de interconexión.

Por otro lado, la permeabilidad tiende a disminuir a medida que el grano se hace más fino. Esto debido a que el tamaño de los poros y los canales que se interconectan, son gobernados por el tamaño del grano: mientras más pequeños los granos, más pequeños los poros y los canales que se conectan, así, la atracción capilar será mayor y permeabilidad menor.

El fracturamiento, a pesar de no contribuir significativamente a la porosidad global de la roca-yacimiento, en muchas ocasiones llega a ser la única vía posible para la producción de los hidrocarburos, ya que aumenta considerablemente la permeabilidad de las rocas. En la figura 27 se observan los elementos que intervienen en la permeabilidad.

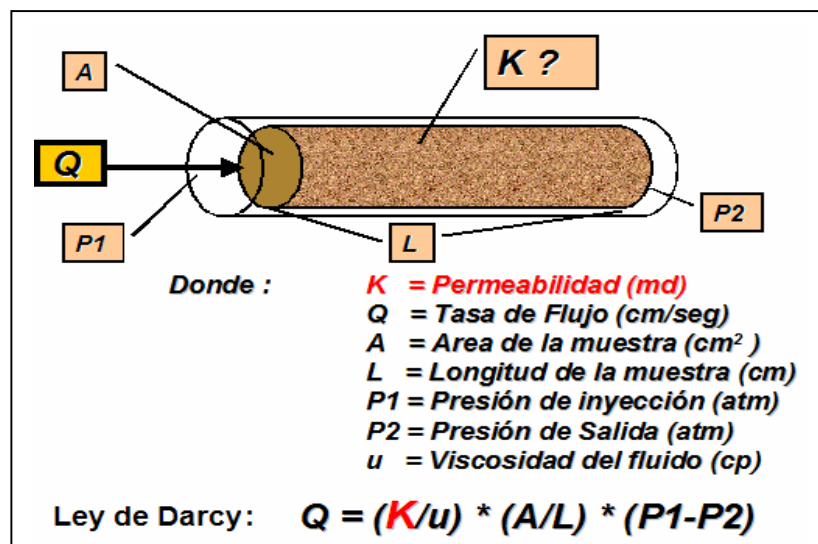


Figura 27. Elementos que intervienen para determinar la permeabilidad.  
(Modificado de García, 2002)

### 5.4.3 Saturación de Fluido



Los fluidos en un yacimiento se encuentran llenando el espacio poroso de la roca y son su constituyente más importante, ya que son lo tienen un fin práctico. En principio, se asume que el yacimiento se encontraba originalmente saturado de agua y que a través del tiempo geológico, petróleo o gas fueron generados en otro lugar, migrando hacia la formación porosa y desplazando el agua de sus poros más grandes, sin embargo, al ocurrir la migración de hidrocarburos, nunca desplazan toda el agua intersticial, quedando una saturación de agua irreducible, la cual representa el agua retenida por tensión superficial, en la superficie de los granos, en sus contactos y en los intersticios más finos (García, 2002).

A la fracción del espacio poroso que contiene agua se le llama *saturación de agua* ( $S_w$ ). A la fracción restante contenido de petróleo o gas se le denomina *saturación de hidrocarburos* ( $S_h$ ), la cual será igual a  $(1-S_w)$ . Cuando el hidrocarburo presente es petróleo, a la saturación de hidrocarburo se le llama *saturación de petróleo* ( $S_o$ ) y para gas se le llama *saturación de gas* ( $S_g$ ).

A condiciones iniciales, un yacimiento generalmente contiene gas y agua o petróleo y gas, estando el gas, en el segundo caso, disuelto en el petróleo. La cantidad de gas disuelto en el petróleo depende de la composición de los hidrocarburos presentes y de la presión y temperatura a las cuales se encuentra el yacimiento.

#### **5.4.4 Espesor de Arena Neta Total**

El espesor de arena neta total se define como la diferencia entre la profundidad definida por el marcador en el tope de la arena y la correspondiente al marcador definido para la base.

#### **5.4.5 Espesor de Arena Neta**

El espesor neto de arena se define como aquella parte del espesor total de arena que cumple con las condiciones exigidas por la función de corte aplicada. La función de corte se define como una serie de parámetros que deben estar dentro de un rango determinado, de no ser así la muestra no es tomada en cuenta para el cálculo de la propiedad (en este caso espesor de arena neta).

## CAPÍTULO 6

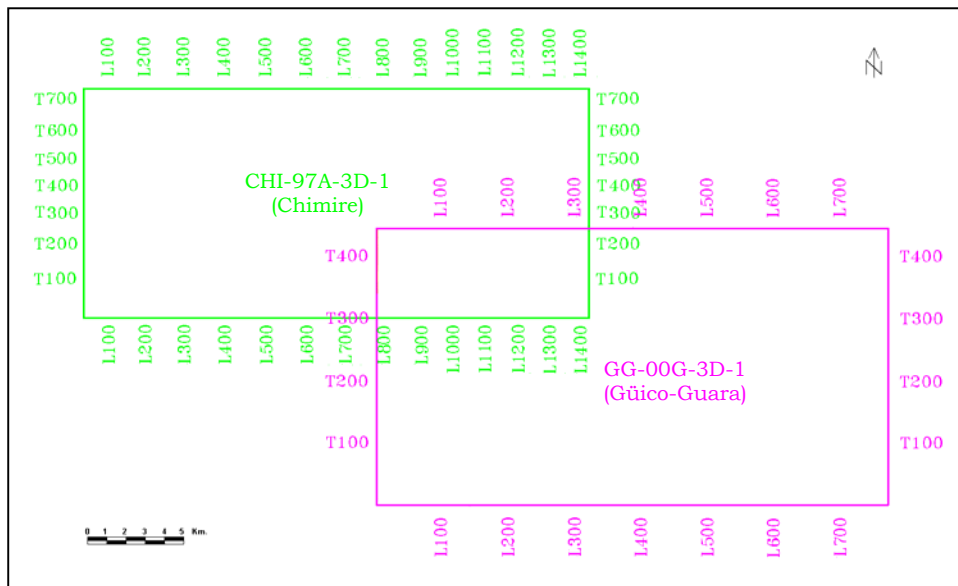
### 6. INTERPRETACIÓN

#### 6.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL

Se interpretaron 250 km<sup>2</sup> de sísmica 3D del levantamiento Güico-Guara 3D, el cual comprende un total de 1720 “inlines” (líneas N-S) y 410 “crosslines” (líneas E-O).

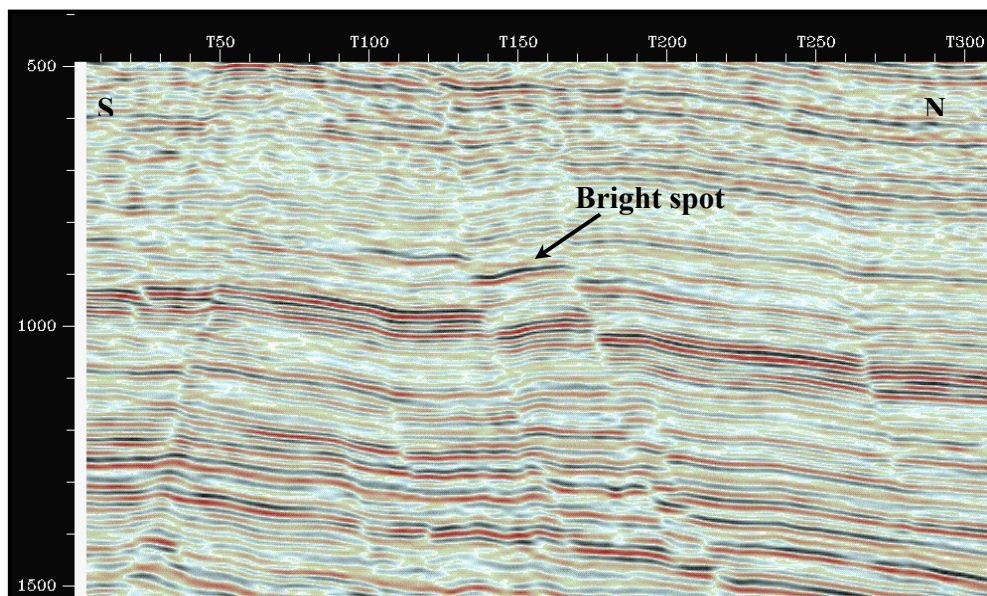
Para definir el marco estructural del área de Güico-Guara, se procedió a interpretar seis (6) reflectores sísmicos que se denominaron: br\_1, arena\_1, arena\_3, arena\_4, br\_4 y cont\_2, todos pertenecientes a la Formación Oficina.

Los horizontes arena\_1, arena\_3 y arena\_4, fueron previamente identificadas e interpretadas en el levantamiento Chimire 3D y se escogieron con el fin de observar su continuidad y comportamiento en el levantamiento Güico-Guara 3D, ya que ambos levantamientos se solapan (figura 28). La arena\_1 corresponde al tope de la Formación Oficina mostrando una amplia continuidad en el área. Los horizontes arena\_3, arena\_4 se escogieron por presentar anomalías de amplitud como “bright spot”, las cuales son indicadores directos de gas.

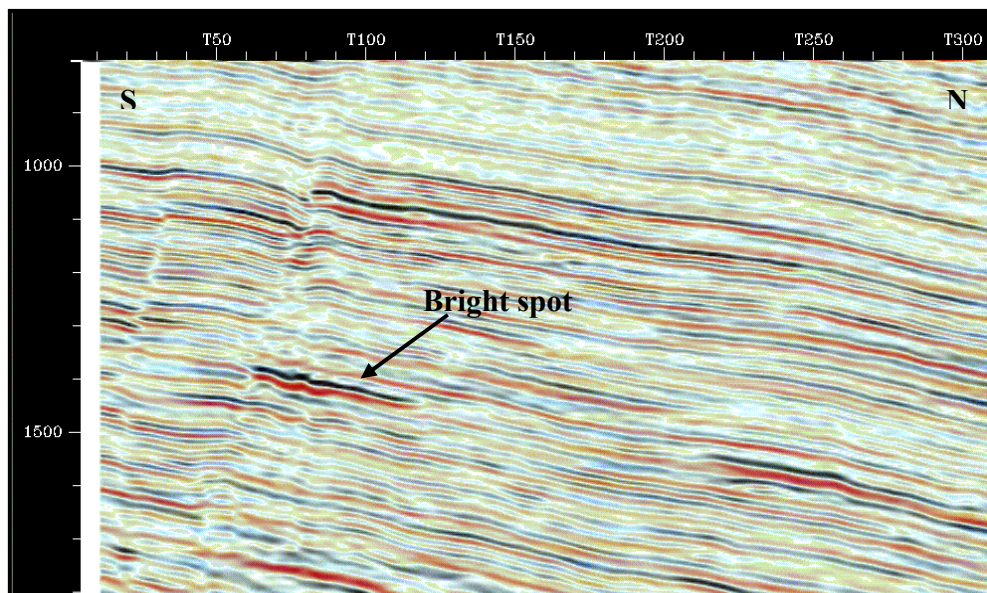


**Figura 28.** A la izquierda el levantamiento Chimire 3D y a la derecha el levantamiento Güico-Guara 3D.

Además se interpretaron los horizontes: br\_1, br\_4 y cont\_2; de los cuales los dos (2) primeros se escogieron por presentar anomalías de amplitud (“bright spot”) a lo largo del levantamiento (figuras 29 y 30), mientras que el último corresponde a un control estructural regional.



**Figura 29.** Línea 290 en dirección S-N. Obsérvese la presencia de “bright spot” asociado al horizonte br\_1



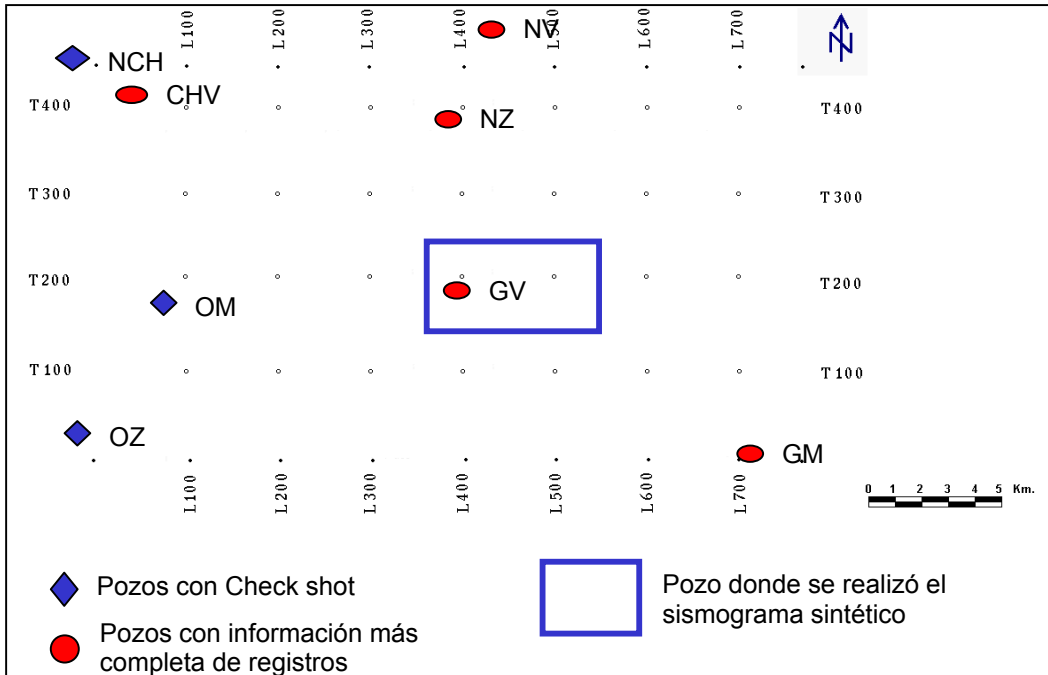
**Figura 30.** Línea 550 en dirección S-N. Obsérvese la presencia de “bright spot” asociado al horizonte br\_4

### **6.1.1 REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA, PETROFÍSICA Y GEOLÓGICA**

En esta primera etapa de la interpretación se procedió a verificar la carga de información de pozos (registros, topes oficiales, etc.) con la finalidad de garantizar su calidad e integridad. Posteriormente se revisó el levantamiento 3D para conocer las características generales de las estructuras presentes en el área, además de revisar la calidad de la sísmica, la cual resultó ser bastante buena, observándose abundantes reflectores en diferentes intervalos. Esta revisión se realizó en la estación de trabajo en la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*.

Se revisaron los registros contenidos en los 3126 pozos presentes en el área y se seleccionaron aquellos con la información más completa de registros (Gamma Ray, Sónico, Densidad, Resistividad, “Check Shot”) y que estuviesen contenidos en el intervalo de interés de 2500 a 8500 pies (tablas 7 y 8), con el fin de elaborar sismogramas sintéticos, estudiar la litología y conocer los tipos de fluidos contenidos en las arenas escogidas para la interpretación. En la figura 31 se muestra la localización de estos pozos en el levantamiento 3D, el nombre asignado a cada uno corresponde a la sigla inicial, con el cual fue designado originalmente.

Del total de los pozos, sólo tres contienen tiros de verificación (“check shot”), por lo que se hizo necesario asignar, a aquellos pozos desprovistos de este tipo de registro, funciones de tiempo-profundidad (tablas T-Z) de otros, utilizando los criterios de: proximidad entre los pozos, manteniendo aproximadamente la misma elevación entre ellos y evitando cambios estructurales importantes entre los mismos.



**Figura 31.** Ubicación de los pozos seleccionados dentro del 3D

Pozos	Campo	Profundidad final (pies)
NZ	NIPA	8175
GV	GUICO	8326
GM	GUARA CENTRAL	8020
CHV	CHIMIRE NORTE	8905
NV	NIPA 100	9500

**Tabla 7.** Pozos seleccionados con la información más completa de registros (Gamma Ray, Densidad, Sónico, Resistividad) en el área de estudio.

Pozos	Campo	Profundidad final (pies)
OM	CHIMIRE	Sin Informac.
OZ	OFICINA NORTE	7165
NCH	NIPA 100	9475

**Tabla 8.** Pozos con registro de “Check Shot” en el área de estudio

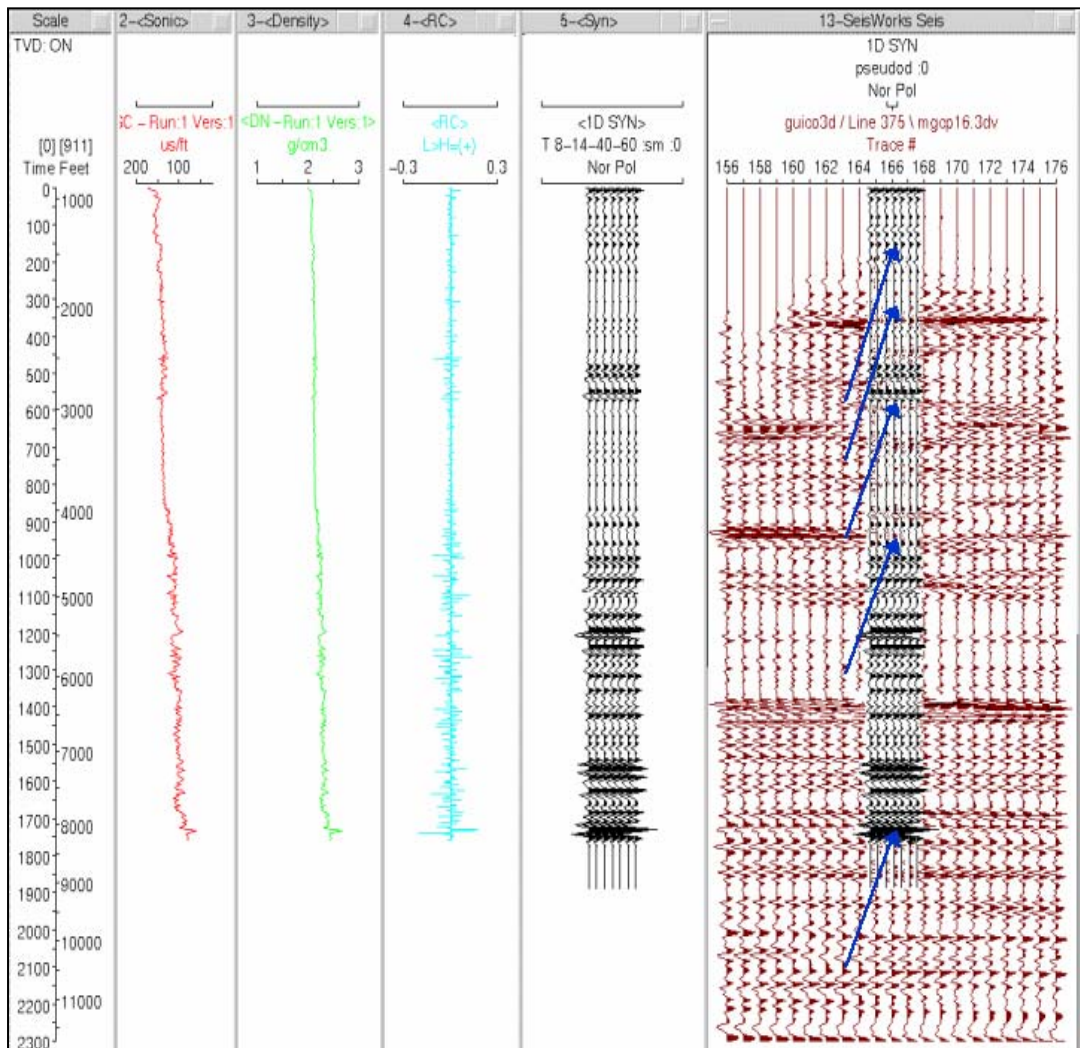
### 6.1.2 ELABORACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS Y CALIBRACIÓN CON LOS DATOS SÍSMICOS

Con el propósito de calibrar los reflectores seleccionados con los topes geológicos, se generaron los sismogramas sintéticos de aquellos pozos que disponen de la información de registros: sónico, densidad y “check shot”. Esto se logró mediante la aplicación *Syntool<sup>TM</sup>* del programa *Openworks<sup>TM</sup>* bajo la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*. Este programa calcula automáticamente la función de reflectividad; multiplicando los valores de velocidad obtenidas del registro sónico del pozo, por los valores de densidad obtenidos del registro de densidad. La función de reflectividad convolucionada con una ondícula teórica (Ricker) o una ondícula extraída de la sección sísmica en tiempo en la ventana de interés, la cual se importa a la aplicación *Syntool<sup>TM</sup>* desde *Seisworks<sup>TM</sup>*, obteniendo de esta manera el sismograma sintético.

Para este trabajo se seleccionó el pozo GV, por contener todos los registros necesarios para la generación del sismograma sintético en el intervalo de interés, además de ubicarse en el centro del 3D como se muestra en la figura 31.

En este pozo se usaron los registros densidad y sónico, éste último previamente corregido por el registro “check shot”. Se estimó una ondícula sobre la ventana de interés (800 a 2000 msec) y otra ondícula teórica (Ricker), con la finalidad de comparar las respuestas obtenidas y seleccionar aquella que más se ajustara a los

horizontes de la sísmica. Posteriormente la traza seleccionada se despliega en la sección sísmica, para correlacionar y amarrar los horizontes presentes en ésta con los horizontes generados en el sintético (figura 32). Se observó que para las dos ondulitas utilizadas las trazas sintéticas generadas son similares.



**Figura 32.** Muestra la correlación entre la sísmica en tiempo de la inline 375 y el sismograma sintético generado a partir en el pozo GV-117. Obsérvese el desplazamiento entre los datos sísmicos y el sismograma sintético.

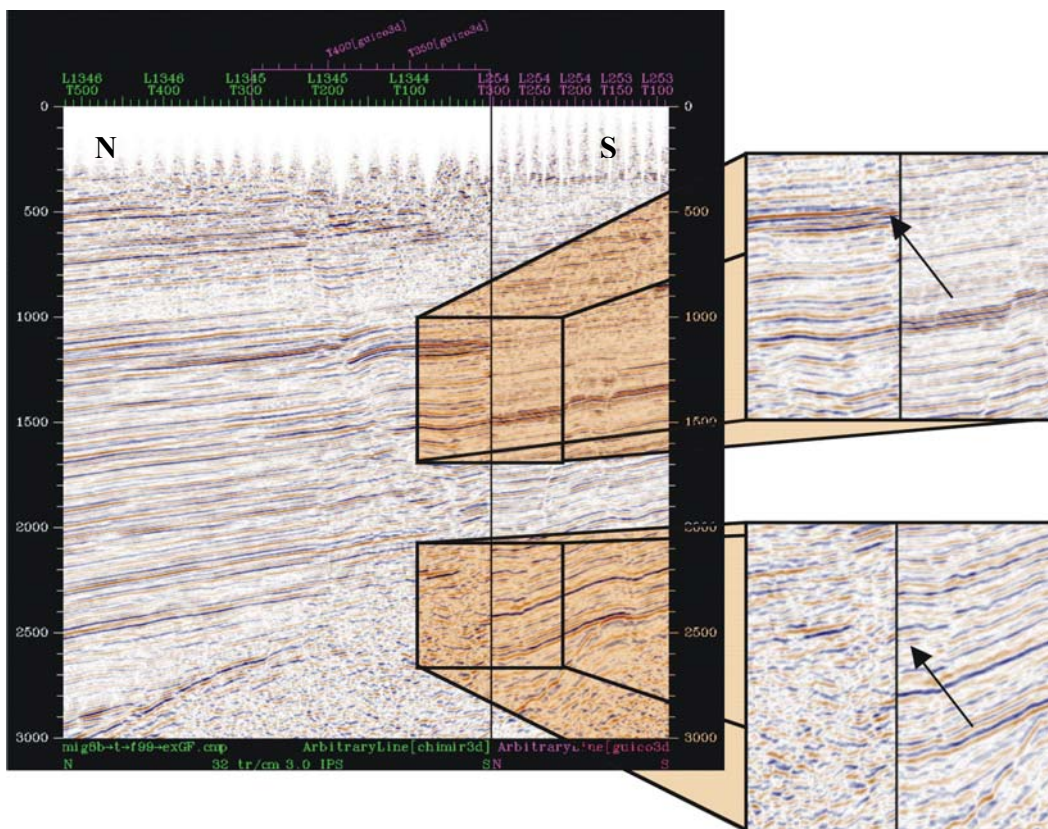
Debido a los problemas de correlación entre la sísmica y el sismograma sintético fue necesario revisar los parámetros de procesamiento del levantamiento



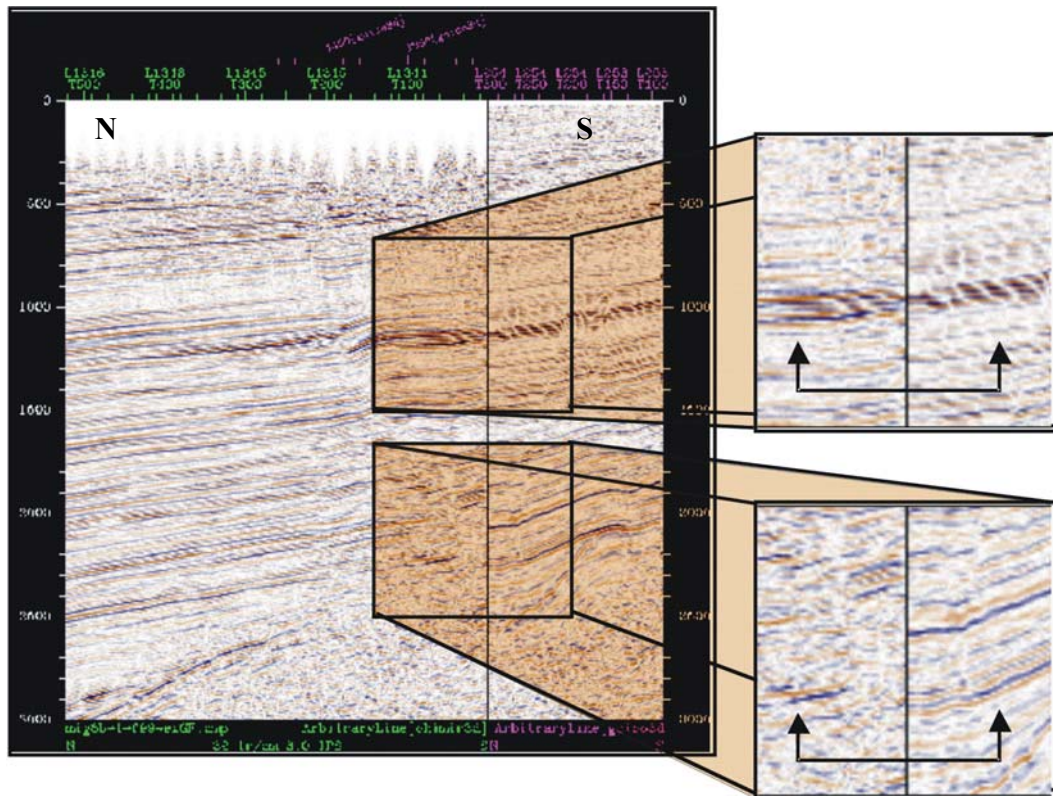


### 6.1.3 CALIBRACIÓN ENTRE LA SÍSMICA 3D DE CHIMIRE Y LA SÍSMICA 3D DE GÜICO GUARA

Para continuar la interpretación de los horizontes arenas\_1, arena\_3 y arena\_4 realizada en el levantamiento Chimire 3D en el levantamiento Güico-Guara 3D, fue necesario comparar líneas comunes a ambos levantamientos, de esta forma se observó un notorio desplazamiento entre los reflectores de los mismos (figura 34) notándose que la diferencia en tiempo entre ambos levantamientos era igualmente de 380 mseg aproximadamente; lo que corroboró el desplazamiento anteriormente observado entre el sismograma sintético y la sísmica de Güico-Guara; por tal motivo se decidió desplazar la sísmica 380 mseg para hacer coincidir los eventos (figura 35).



**Figura 34.** Muestra el desplazamiento entre los reflectores de la inline 375. A la derecha la sísmica de Chimire y a la izquierda la sísmica de Güico-Guara.



**Figura 35.** Imagen de la sísmica luego de desplazar 380 mseg.  
Obsérvese la coincidencia de los reflectores

#### 6.1.4 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA A TRAVÉS DEL FACTOR DE ENTONACIÓN (RESOLUCIÓN VERTICAL)

La resolución sísmica vertical se define como el mínimo espesor en el cual puede diferenciarse por reflectores distintos, el tope y la base de un estrato. Para espesores por debajo de este valor los reflectores se unirán en uno solo (efecto “tunning”), y la amplitud del reflector resultante será más grande que la amplitud de los reflectores de otros horizontes en el área.

La finalidad de calcular el factor de entonación en la sísmica de Güicogua, es conocer si las arenas de interés pueden ser identificadas como topes o bases dentro de las formaciones presentes en el área.

La resolución vertical depende de la longitud de onda, la velocidad y la frecuencia de una unidad estratigráfica en particular, la cual se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\lambda_4 = \frac{V_{\text{int}}}{4f_{\text{DOM}}} \quad (1)$$

Donde:

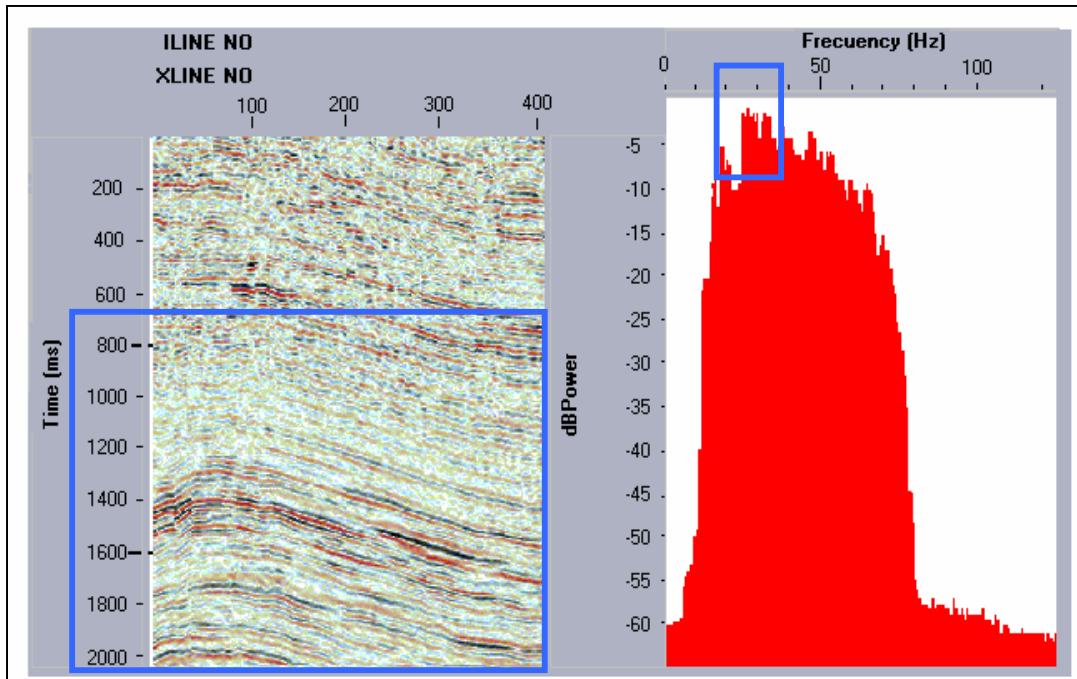
$\lambda_4$ : valor mínimo de espesor entre dos estratos, capaz de ser observado mediante la información sísmica (pies ó m).

$V_{\text{int}}$ : velocidad intervállica (pies/s ó m/s).

$f_{\text{DOM}}$ : frecuencia dominante de la información sísmica (Hz).

Para el cálculo de la resolución vertical en el área de estudio, se realizó el análisis del espectro de amplitud en la ventana de interés (800 a 2000 msec) generado por la aplicación “*Poststack*” de la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>* (figura 36). De este gráfico se extrajo la media del rango de frecuencias dominantes entre 27 y 30 Hz con el cual se calculó posteriormente la resolución sísmica vertical.

La velocidad intervállica fue calculada a través de los tiros de verificación de los pozos N, NV y NS, por éstos contener el tiempo de tránsito entre la generación de la onda en superficie y su llegada a los detectores para una profundidad determinada y de esta forma calcular la velocidad intervállica en los niveles de interés, para este caso de 800 a 2000 msec. Las velocidades oscilan entre 8300 pies/s y 11500 pies/s con una media de 9800 pies/s aproximadamente.



**Figura 36.** Espectro de amplitud para la sísmica en el intervalo de interés, destacando el rango de frecuencias dominantes. Los recuadros azules indican la ventana de trabajo para la sísmica entre 800 y 2000 mseg (izquierda) y el rango de la frecuencia dominante (derecha)

Con los valores de frecuencia dominante extraídos de la sísmica (27-30 Hz) y la velocidad interválica media en los horizontes de interés (9800 pies), se calculó la resolución vertical mediante la ecuación (1). A continuación se muestra el cálculo realizado:

$$\lambda_4 = \frac{V_{INT}}{4f_{DOM}} = \frac{9800 \text{pies/seg}}{4(27-30\text{Hz})} = 91 - 82 \text{pies}$$

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos:

Intervalo de interés (mseg)	Prof. (pies)	Vel. Media (pies/s)	Frecuencia Dominante (Hz)		Resolución Vertical (pies)	
800	2880,90	9800	27	30	91	82
2000	8246,50					

**Tabla 9.** Resolución sísmica vertical estimada para el área de Güico-Guara entre 800 y 2000 mseg

La resolución vertical para la sísmica 3D de Güico-Guara, indica que arenas dentro del intervalo de interés menores de 82 pies de espesor tendrán reflexiones únicas para cada paquete, es decir, no se podrá distinguir mediante dos reflectores distintos dentro de la sísmica el tope y la base de cada paquete de arenas.

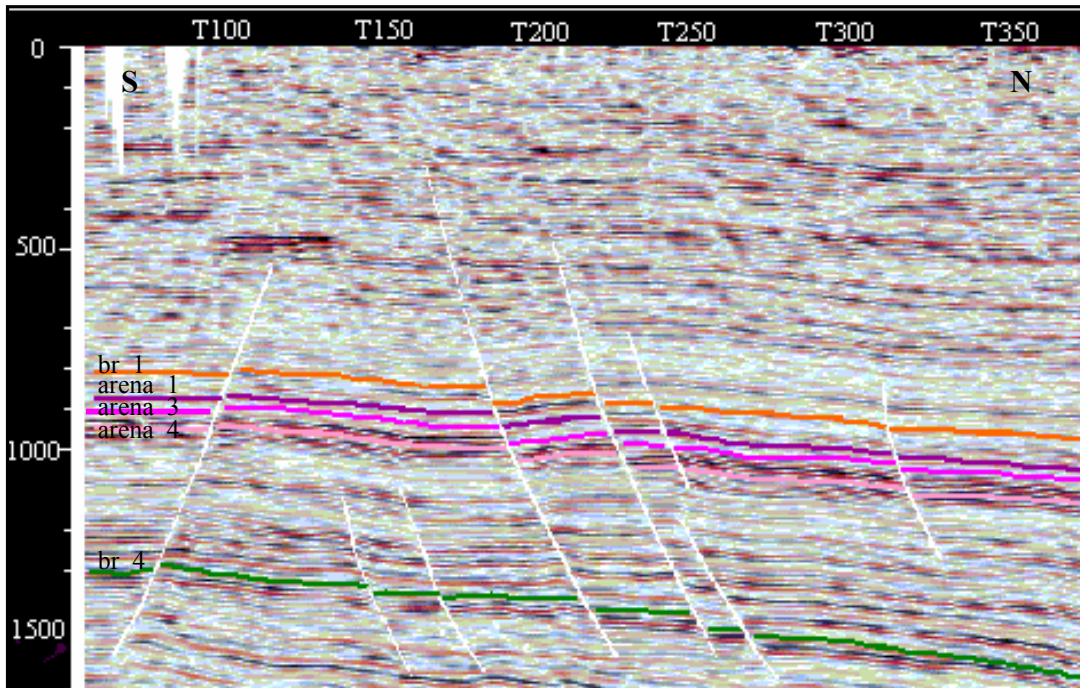
Los paquetes de arenas dentro del intervalo de interés son, en general, de menor espesor que la resolución vertical de la sísmica en la mayoría de los pozos, por lo que, se esperan tener reflexiones únicas para cada paquete de arenas. El promedio de espesor de las arenas analizadas es de alrededor de 70 a 80 pies variando desde 0 pies hasta 112 pies en pozos cercanos a las fallas.

#### **6.1.5 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES**

Una vez realizada la calibración de los reflectores sísmicos con los topes geológicos, se procedió a interpretar el tope de la Formación Oficina (arena\_1) y los horizontes arena\_3, arena\_4, br\_1, br\_4 y cont\_2, con el fin de elaborar el marco geológico estructural del área (figura 37). Esta interpretación se efectuó cada diez (10) líneas (orientación N-S) y cada diez (10) trazas (orientación E-O) para de esta forma garantizar luego una interpolación entre líneas y trazas más precisa.

La interpretación se realizó bajo la aplicación *Seiswork<sup>TM</sup> 3D* de *Landmark<sup>TM</sup>* con la opción “*Interpret horizons*”. Esta opción contiene dos modos de interpretación: “*Auto track*” que permite la interpretación automática mediante la ayuda del software, el cual se utilizó en las zonas donde los reflectores presentan buena continuidad, y “*Mode Point*” que permite la interpretación manual de los horizontes y se utilizó en las cercanías de las fallas donde se interrumpe la continuidad del reflector.

Se interpretaron los reflectores con máxima amplitud negativa, basados en el principio que indica que si un cuerpo de arena se encuentra saturado de hidrocarburo, la fase de la ondícula se invierte debido al cambio de velocidad que experimenta la onda sísmica, haciéndose ésta más lenta y produciendo la anomalía de amplitud conocida como “*bright spot*”.



**Figura 37.** Línea 290 en dirección S-N, mostrando los horizontes interpretados

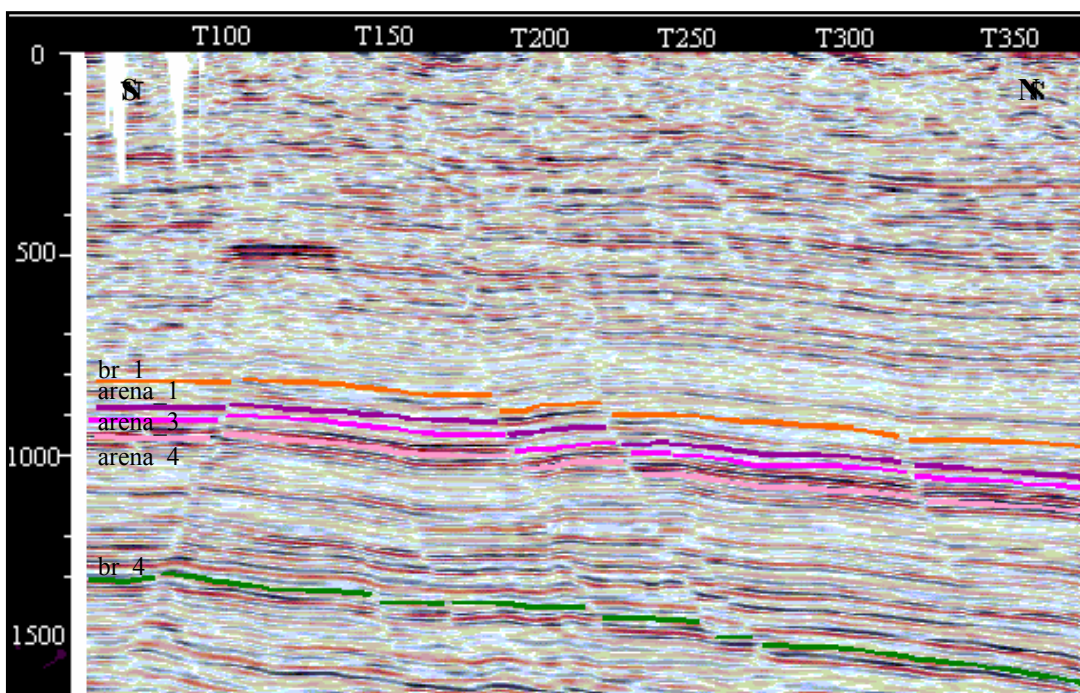
### 6.1.6 INTERPRETACIÓN DE FALLAS

La interpretación de las fallas presentes en el levantamiento se realizó a partir de las diferentes secciones sísmicas, en donde, al encontrarse una discontinuidad en un horizonte en particular, se realizó el correspondiente salto, interrumpiendo el horizonte y continuando la interpretación al otro lado del aparente plano de falla, a fin de respetar esta discontinuidad (figura 38). Luego en el mapa del levantamiento, para cada línea interpretada, se tomó en cuenta el salto en el trazado

(figura 39), para identificar y correlacionar de esta forma, las fallas en diferentes líneas.

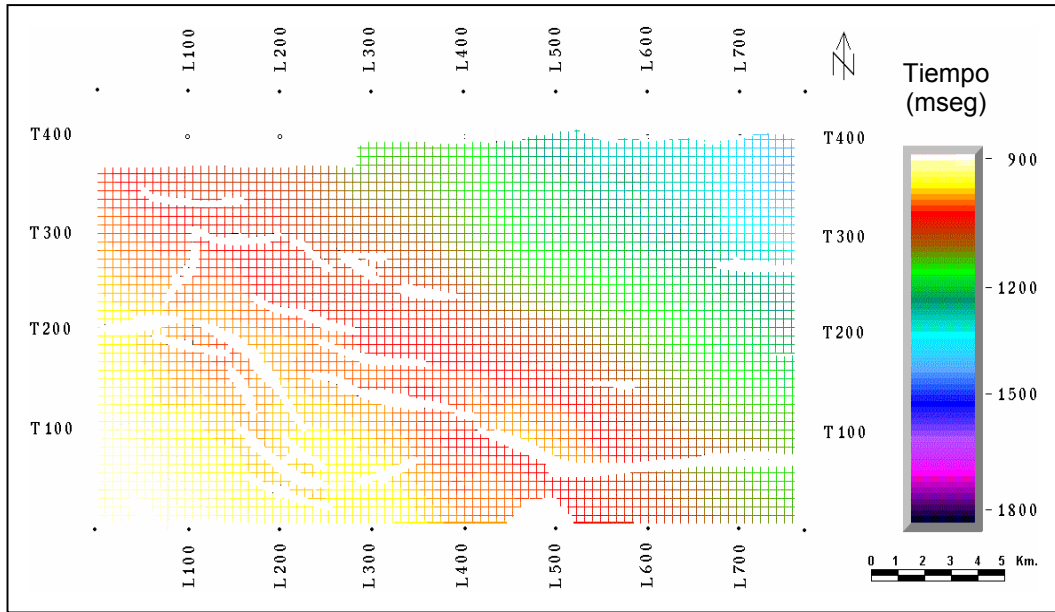
Finalmente los puntos de corte de los horizontes producen un contacto en cada uno de los lados del mismo, atravesado por la aparente falla. Estos contactos se unen a través de un contorno que sugiere la extensión o límite de las fallas, definiéndose de esta manera los polígonos de fallas, en la opción “*Edit polygons*” de la aplicación “*Faults*” dentro del menú principal (figura 40).

Para correlacionar las fallas, se verificó que en líneas paralelas éstas fuesen iguales en buzamiento, profundidad y salto de falla a lo largo de todas las secciones sísmicas. Con estos criterios se realizó la correlación de las diferentes fallas interpretadas y se cartografiaron en un mapa, para determinar así su extensión areal, este procedimiento se llevó a cabo para cada uno de los horizontes interpretados.

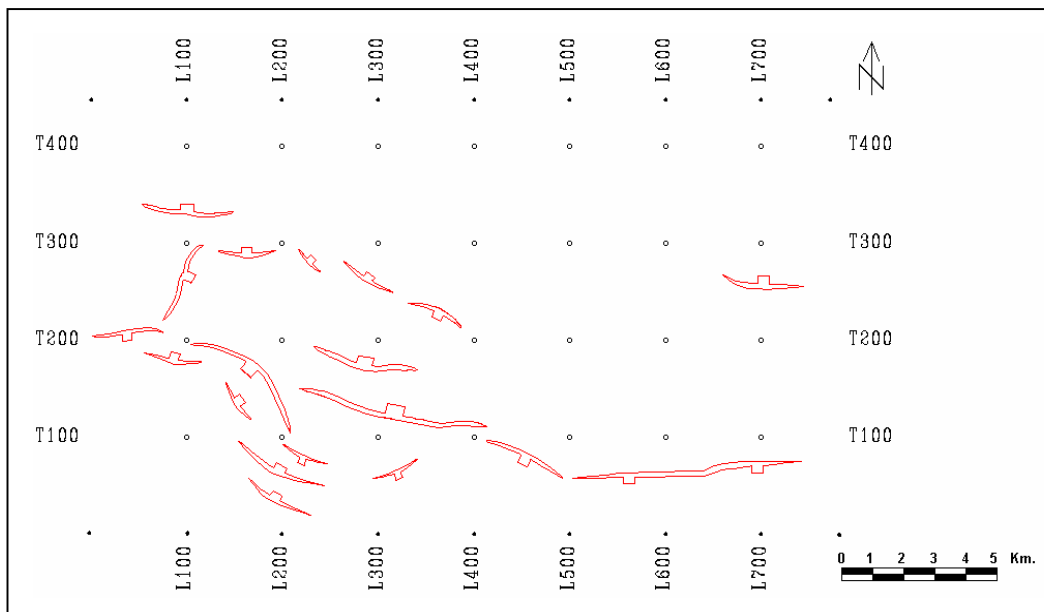


**Figura 38.** Línea 290 en dirección N-S. Nótese las discontinuidades ó saltos en los horizontes interpretados indicativos de las fallas presentes en la zona.





**Figura 39.** Mapa del horizonte arena 3. Nótese la interpretación cada 10 líneas y cada 10 trazas, dejando los espacios indicativos de las fallas

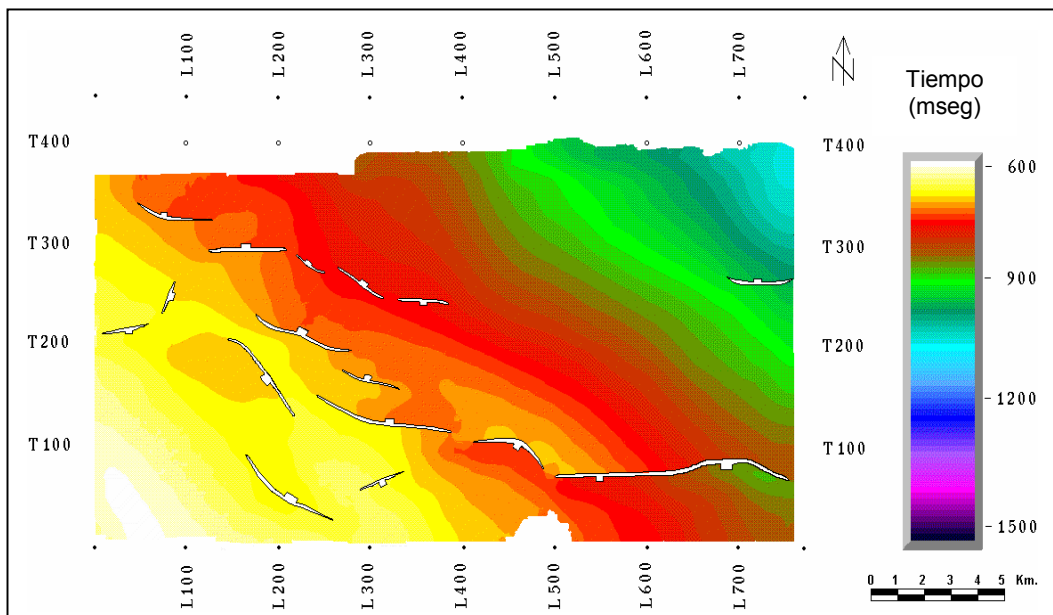


**Figura 40.** Muestra los polígonos de falla interpretados en el horizonte arena\_3

## 6.2 MAPAS ESTRUCTURALES EN TIEMPO

Posterior a la definición de los polígonos de fallas, se realizó la interpolación en todo el volumen sísmico para completar la interpretación entre las líneas y trazas restantes para cada uno de los horizontes, por medio de la aplicación “Zap!”, la cual constituye la herramienta de correlación automática de horizontes en la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*, para el manejo de proyectos sísmicos. Con esta herramienta se generaron los mapas y finalmente se suavizaron, dando como resultado final los mapas estructurales en tiempo para cada horizonte interpretado.

En la figura 41 se muestra como ejemplo el mapa estructural en tiempo obtenido para la arena br\_1 interpretada. La escala de colores indica el tiempo en milisegundos.



**Figura 41.** Mapa estructural en tiempo obtenido para el horizonte arena br\_1.

### **6.3 MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD**

Para convertir los mapas estructurales en tiempo a profundidad, se debe obtener un modelo de velocidad a través del programa utilitario *TDQ<sup>TM</sup>* de la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>*. Este programa permite diseñar modelos tridimensionales de velocidad, en los cuales se observan las variaciones tanto verticales como laterales de la misma. Estos modelos permiten convertir datos en tiempo a profundidad y viceversa en un 3D, proporcionando el vínculo esencial entre la interpretación geológica y la interpretación geofísica.

Como base para la construcción del modelo de velocidad, el programa *TDQ<sup>TM</sup>* utiliza la información de las curvas tiempo - profundidad (“check shot”) que contienen algunos pozos en el área de estudio.

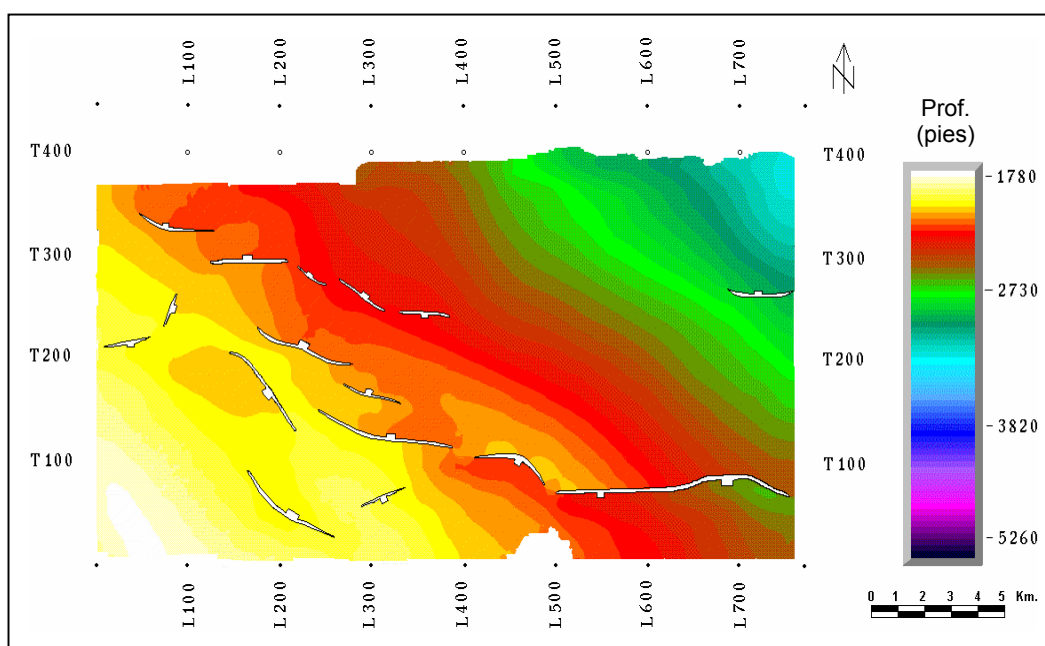
Una vez obtenido el modelo, se realiza la conversión de cada horizonte en tiempo a profundidad. *TDQ<sup>TM</sup>* opera por triangulación efectuando una interpolación lineal entre los pozos para calcular la profundidad que le corresponde a un punto determinado. Esta operación la realiza ponderando los tres valores de profundidad que se conocen en los vértices del triángulo, siguiendo un criterio de proximidad al dato puntual. En la figura 42 se muestra el mapa estructural en profundidad obtenido para la arena br\_1 interpretada.

### **6.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS**

#### **6.4.1 Atributo Sísmico de Amplitud**

Para la extracción del atributo sísmico de amplitud se utilizó la aplicación de “*StratAmp*” en *SeisWorks<sup>TM</sup>*, donde se extraen las amplitudes de un horizonte entre una ventana de tiempo. En este trabajo se extrajo la amplitud máxima negativa a todos los horizontes interpretados en una ventana de tiempo de 10 mseg por encima y 10 mseg por debajo. La aplicación “*StratAmp*” toma como entrada el mapa del

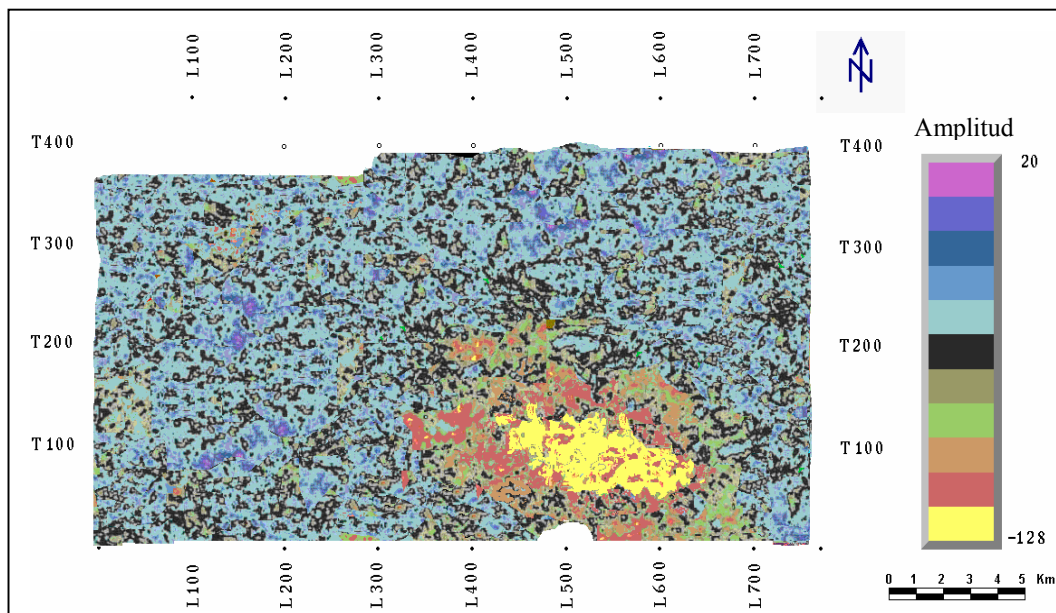
horizonte interpretado en tiempo, adicionalmente se le indica la ventana de tiempo para el cálculo de la amplitud, seguidamente se indica el tipo de análisis de amplitud a realizar y finalmente se le asigna el nombre de salida del mapa de amplitud generado (figura 43), el cual podrá ser visualizado dentro del “*SeisWorks/Map View*” de la aplicación *SeisWorks<sup>TM</sup>*.



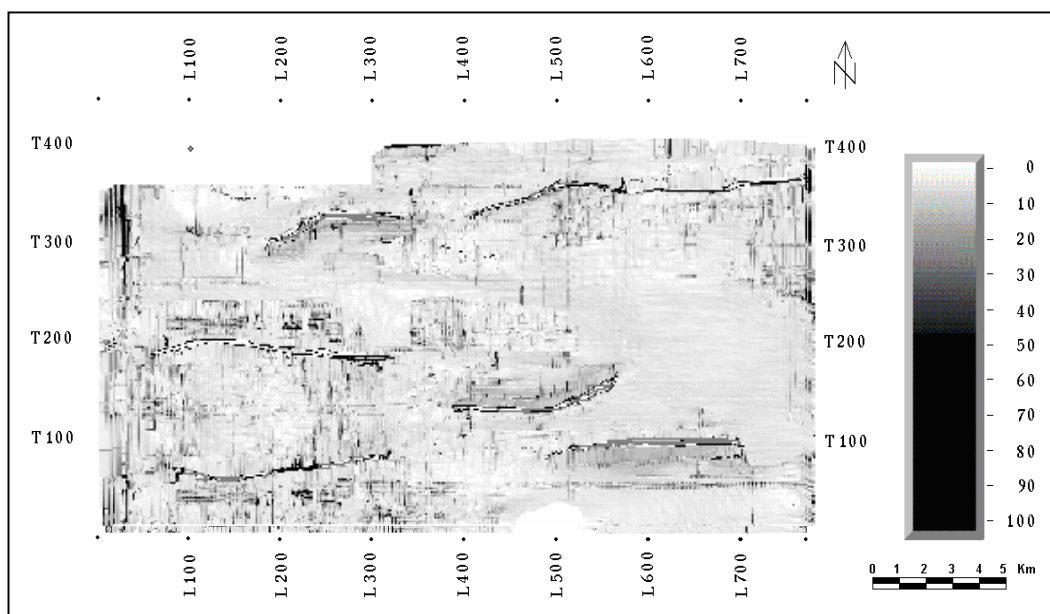
**Figura 42.** Mapa estructural en profundidad obtenido para el horizonte br\_1

#### 6.4.2 Atributo Sísmico Estructural (Buzamiento)

Para la extracción del atributo sísmico estructural de buzamiento (*Dip*), se realizó por la opción “*Utilities*” en *SeisWorks<sup>TM</sup>*, para conocer los rumbos de las fallas existentes en el área interpretada. Este atributo se extrajo para todos los horizontes interpretados (figura 44).



**Figura 43.** Mapa de amplitudes máximas negativas obtenido para el horizonte arena\_3



**Figura 44.** Mapa de buzamiento obtenido para el horizonte cont\_2

## **CAPITULO 7**

### **7. RESULTADOS**

#### **7.1 ANÁLISIS DE SECCIONES SÍSMICAS INTERPRETADAS**

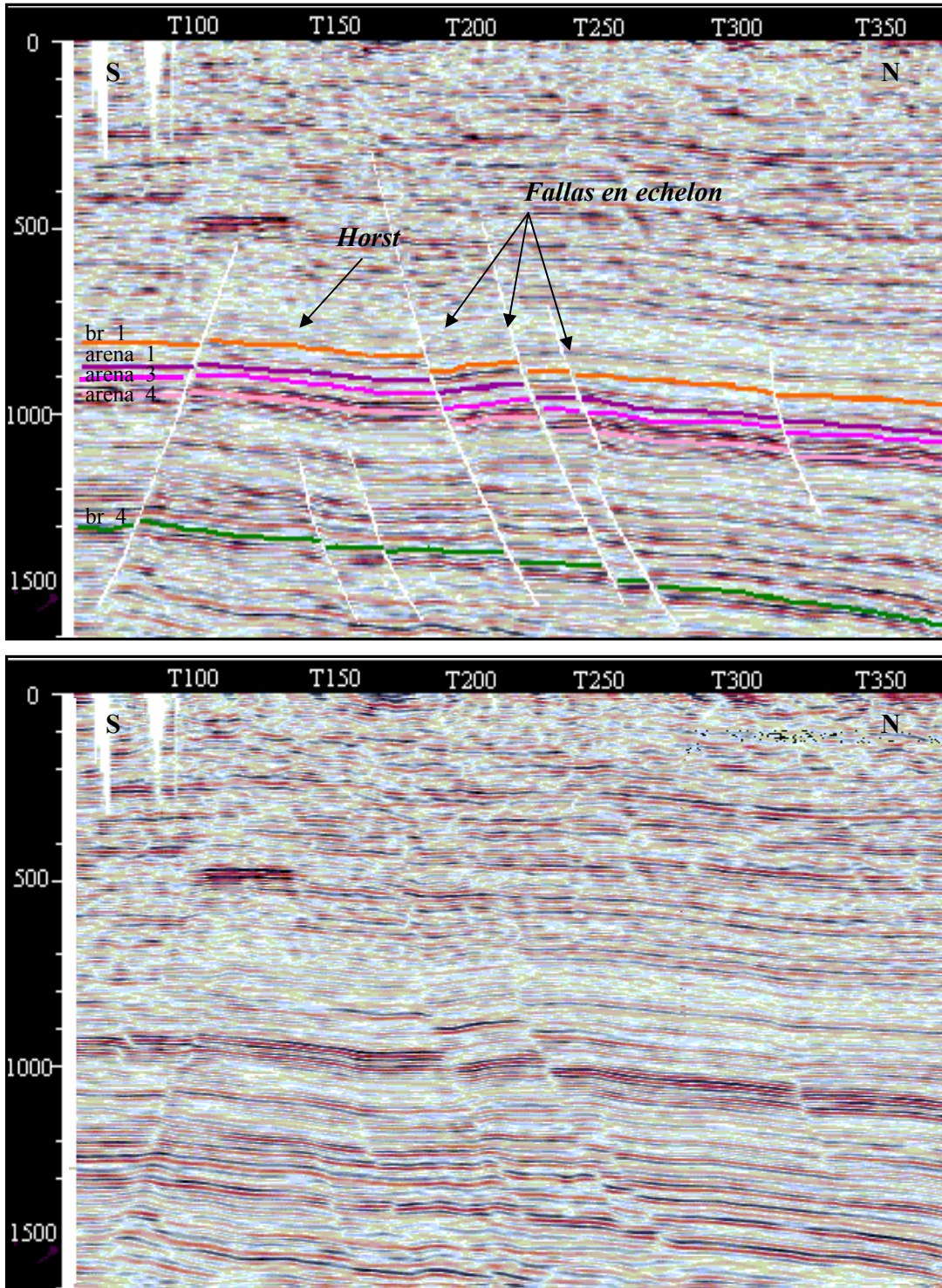
En las secciones sísmicas que conforman el levantamiento Guico-Guara 3D, se observan fallas normales que atraviesan a los horizontes interpretados, producidas por un régimen extensivo. Este sistema de fallas produce estructuras tipo “horst” y “graben” producto de la compresión ocurrida al norte durante 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 subcuenca.

En la figura 45 se muestra la línea 290 donde se observa un sistema de fallas normales en “echelon” y las estructuras tipo “horst” generadas dentro de ellas.

Es importante mencionar que por la interrupción repentina de las actividades en PDVSA y el cierre parcial de las instalaciones en las cuales se estaba realizando este proyecto, fue imposible obtener más imágenes de secciones sísmicas que sustenten las afirmaciones antes expuestas.

#### **7.2 INTERPRETACIÓN DE LOS HORIZONTES ARENA\_3 Y ARENA\_4 EN LOS LEVANTAMIENTOS CHIMIRE 3D Y GÜICO-GUARA 3D**

Las horizontes arenas\_3 y arena\_4 fueron interpretadas en el levantamiento Chimire 3D por mostrar anomalías de amplitud (“bright spot”) en algunas secciones sísmicas; por este motivo se decide continuar su interpretación hacia el levantamiento Güico-Guara 3D ubicado al sureste del área, con el fin de observar la continuidad y los alineamientos de estas arenas.

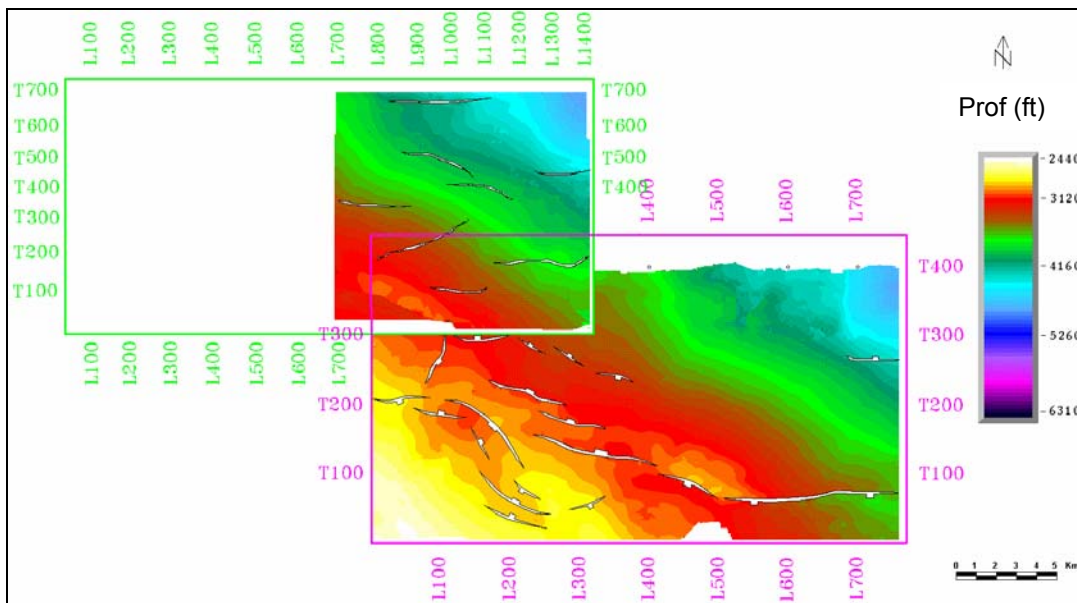


**Figura 45.** Línea 290 en dirección S-N. Sección sísmica interpretada (arriba).  
Sección sísmica sin interpretar (abajo)

En las figuras 46 y 47 se muestran los mapas estructurales en profundidad de los horizontes arena\_3 y arena\_4 interpretados en el levantamiento de Chimire y, los mapas estructurales de estas mismas arenas interpretadas en el levantamiento Güico-Guara. En estos mapas se observa la continuidad de las arenas al sureste del área, representada por una estructura tipo homoclinal de rumbo NO-SE y buzamiento NE.

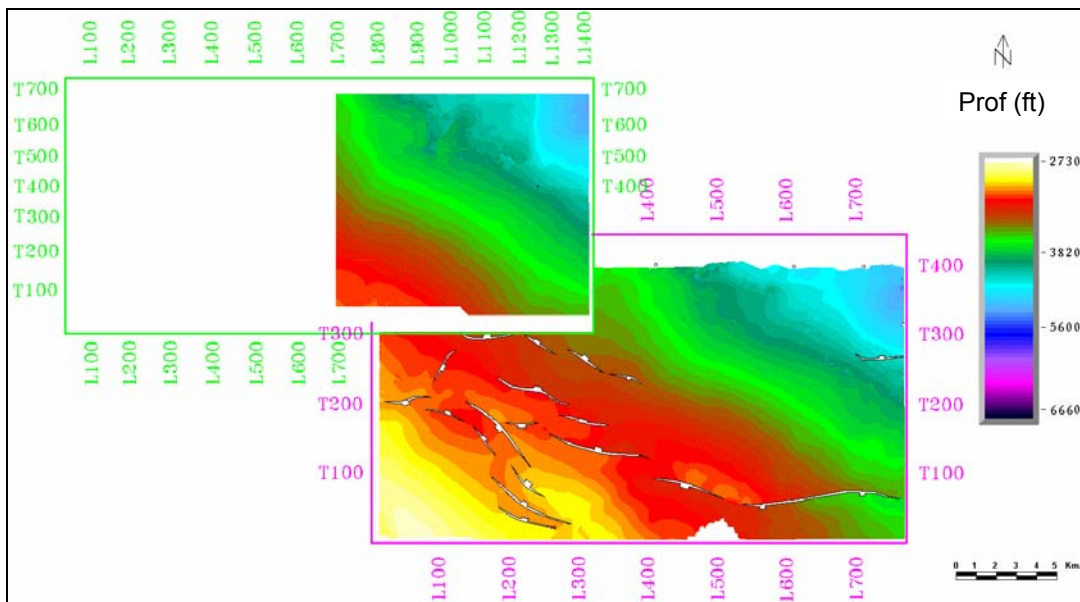
En ambos mapas se observa el sistema de fallas normales característico en las arenas del flanco sur de la cuenca, principalmente de rumbos EO y NO, con buzamientos variables y generadoras de estructuras tipo “horst” y “graben”.

Es importante destacar que las fallas presentes en el levantamiento Chimire 3D tienen rumbo generalizado E-O, luego hacia el sureste del área (levantamiento Güico-Guara 3D) este sistema de fallas presenta un rumbo generalizado predominantemente NO-SE.



**Figura 46.** A la izquierda el mapa estructural en profundidad del horizonte arena\_3 interpretado en el levantamiento Chimire 3D, a la derecha el mapa estructural del horizonte arena\_3 interpretado en el levantamiento Güico-Guara 3D. La escala de colores indica los contornos de profundidad en pies.





**Figura 47.** A la izquierda el mapa estructural en profundidad del horizonte arena\_4 interpretado en el levantamiento Chimire 3D, a la derecha el mapa estructural del horizonte arena\_4 interpretado en el levantamiento Güico-Guara 3D.

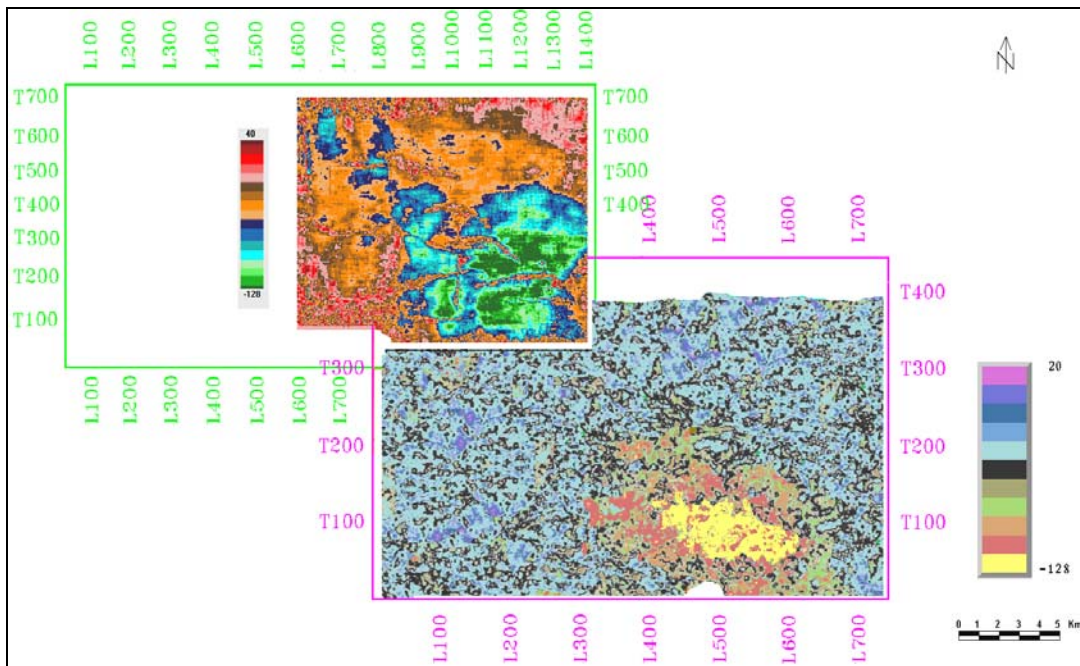
### 7.3 CORRELACIÓN ENTRE LAS ANOMALÍAS DE AMPLITUD OBSERVADAS EN LOS HORIZONTES ARENA\_3 Y ARENA\_4 DEL LEVANTAMIENTO CHIMIRE 3D Y GÜICO-GUARA 3D

Previo a este trabajo, en el levantamiento Chimire 3D se observaron anomalías de amplitud (altas amplitudes negativas) en los horizontes arena\_3 y arena\_4, las cuales fueron interpretadas y analizadas. Estos horizontes fueron igualmente interpretados en el levantamiento Güico-Guara 3D (área de estudio de este proyecto) con la finalidad de observar la continuidad de las anomalías al sureste del área.

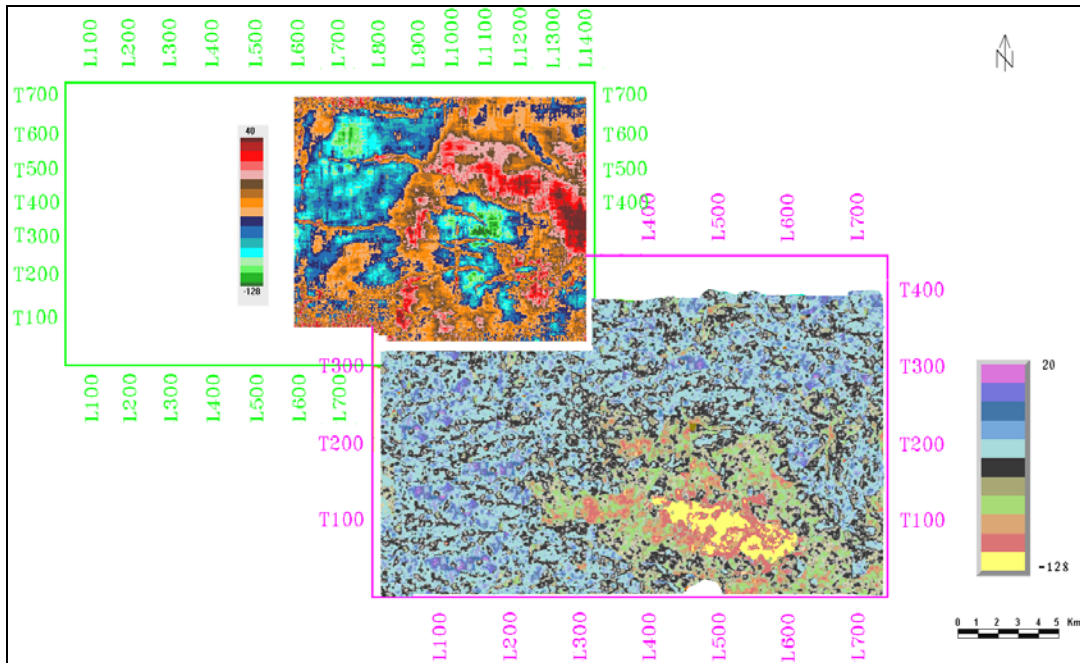
En la figura 48 se muestran los mapas de amplitud obtenidos en el levantamiento Chimire 3D y Güico-Guara 3D para el horizonte arena\_3. Al sur del mapa de amplitud de Chimire se puede observar una anomalía que ocupa un área de

50 km<sup>2</sup>, esta anomalía no tiene continuidad en Güico-Guara, sin embargo, en este levantamiento se observa otra anomalía al sur con un área aproximada de 54 km<sup>2</sup>.

En la figura 49 se muestran los mapas de amplitud obtenidos en los levantamientos Chimire 3D y Güico-Guara 3D para el horizonte arena\_4. En Chimire se observa la anomalía de amplitud al noroeste del levantamiento, mientras que en Güico-Guara se mantiene la anomalía de amplitud al sur, ésta última más extensa que la observada en la arena\_3. De igual forma que la arena\_3, la anomalía de amplitud presente en Chimire no tiene continuidad en Güico-Guara y las anomalías observadas en ambos levantamientos son independientes.



**Figura 48.** A la izquierda el mapa de amplitud del horizonte arena\_3 obtenido para el levantamiento Chimire 3D, a la derecha el mapa de amplitud del horizonte arena\_3 obtenido para el levantamiento Güico-Guara 3D



**Figura 49.** A la izquierda el mapa de amplitud del horizonte arena\_4 obtenido para el levantamiento Chimire 3D, a la derecha el mapa de amplitud del horizonte arena\_4 obtenido para el levantamiento Güico-Guara 3D

#### 7.4 MAPAS ESTRUCTURALES

Se realizaron los mapas estructurales en tiempo para cada uno de los horizontes de interés (br\_1, arena\_1, arena\_3, arena\_4, br\_4 y cont\_2) y posteriormente se convirtieron estos mapas a profundidad. En este subcapítulo serán presentados y analizados los mapas obtenidos para cada horizonte interpretado dentro del levantamiento Güico-Guara 3D.

Los mapas estructurales obtenidos, revelan que el área de estudio está representada por un homoclinal de rumbo NO-SE buzando hacia el NE. Las profundidades de las arenas aumentan de sur a norte y de este a oeste.

Se observa un sistema de fallas normales común en todas las arenas interpretadas. Las fallas presentes al sur del área tienen dirección E-O; y las fallas al oeste del área tienen en su mayoría dirección NO. Este sistema de fallas produce estructuras tipo “horst” y “graben” que son excelentes trampas de hidrocarburos.

#### **7.4.1 Mapas Estructurales para el horizonte br\_1**

Los mapas estructurales en tiempo y profundidad obtenidos para el horizonte br\_1 (figuras 50 y 51), muestran una estructura de tipo homoclinal de rumbo NO-SE, con un claro buzamiento hacia el NE. Se observa que esta arena es más somera al suroeste del área, con una profundidad mínima de 1780 pies y se va haciendo más profunda al noreste y al sur, alcanzando una profundidad máxima de 3650 pies.

Se observa un sistema de fallas normales al oeste y sur del levantamiento. La mayoría de las fallas ubicadas al oeste tienen la dirección del rumbo del homoclinal, con buzamientos sur, norte, NE y SO. Además se destaca al sur del mapa una falla de mayor extensión que las demás, con buzamiento al sur. Esta falla tiene una extensión de 8 kilómetros aproximadamente y contra ella cierra estructuralmente un anticlinal que tiene una extensión areal de 21 km<sup>2</sup>.

Al noreste del mapa, a una profundidad de 1300 pies, se observa una falla de rumbo E-O con buzamiento al norte, ésta se encuentra aislada del sistema de fallas presente en el área, se presume forme parte de otro sistema de fallas que se extendería a los campos cercanos ubicados al este del levantamiento.

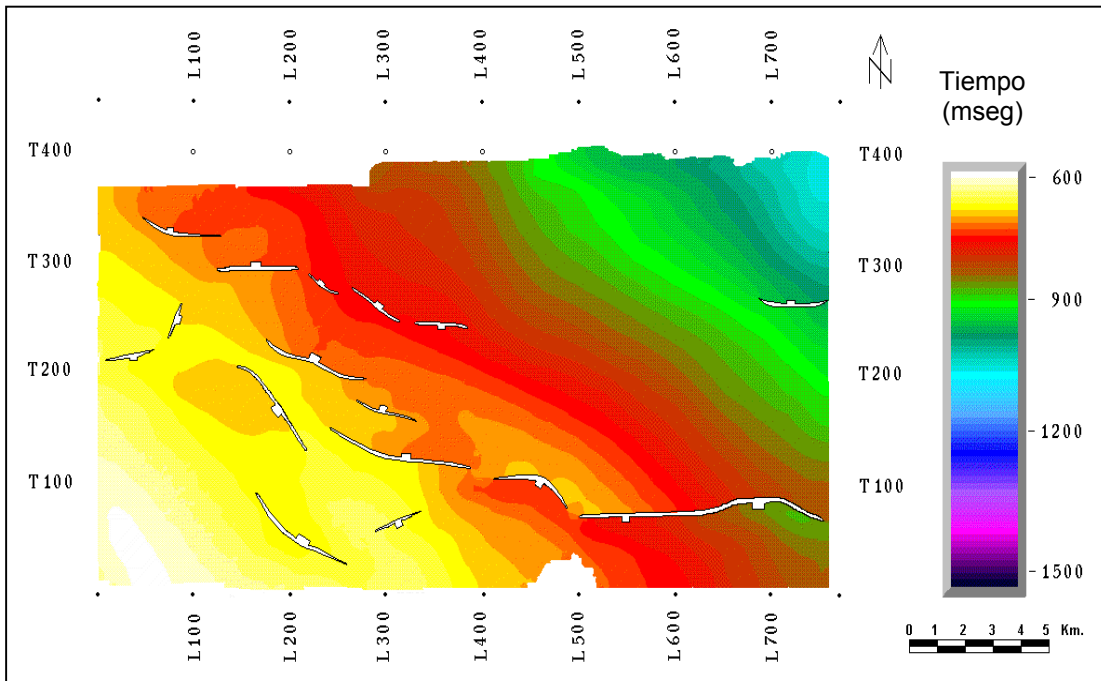
#### **7.4.2 Mapas Estructurales para el horizonte arena\_1**

Los mapas estructurales en tiempo y profundidad correspondientes al horizonte arena\_1 (figuras 52 y 53) presentan semejanzas con los mapas del horizonte suprayacente (br\_1), mostrado anteriormente. La profundidad más somera es de aproximadamente 2100 pies al suroeste del mapa y va profundizándose al noreste alcanzando una máxima de 4530 pies; de igual forma este horizonte se presenta como una estructura de tipo homoclinal de rumbo NO-SE buzando al NE.

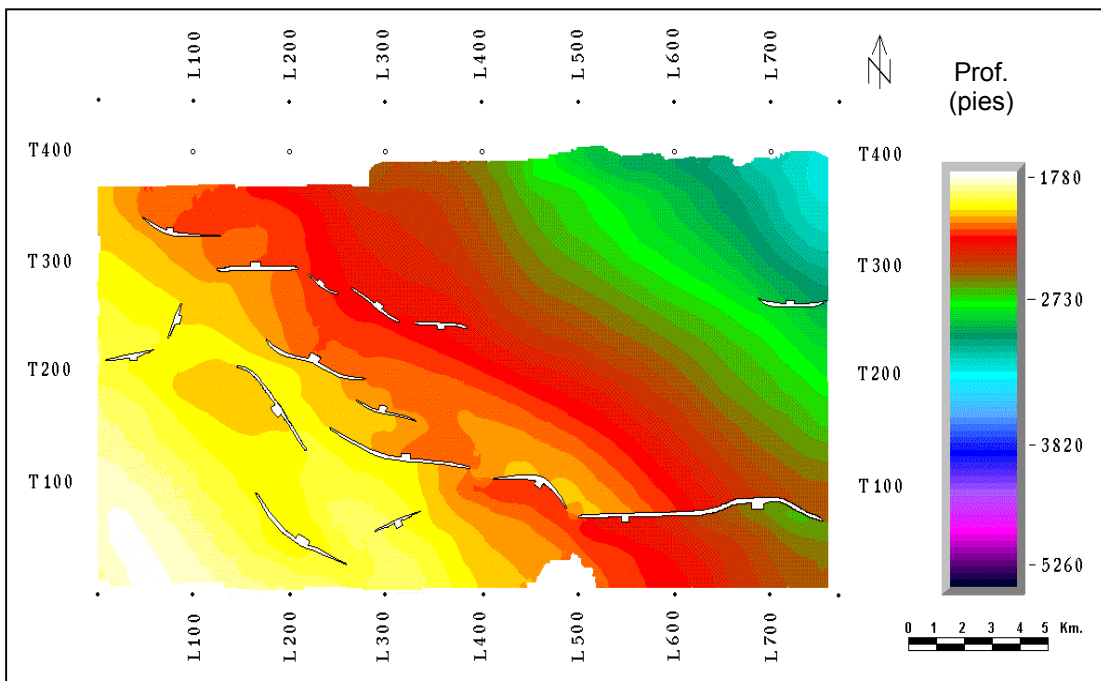
El sistema de fallas normales coincide con el observado en el horizonte br\_1, sin embargo, el horizonte arena\_1 muestra mayor cantidad de fallas al oeste y éstas a su vez son de mayor extensión.

Entre la traza 200 y la línea 130 del 3D, a 2500 pies de profundidad, se observa una estructura tipo “graben” producto de las fallas normales presentes en el área con una extensión areal de 10 km<sup>2</sup> aproximadamente.

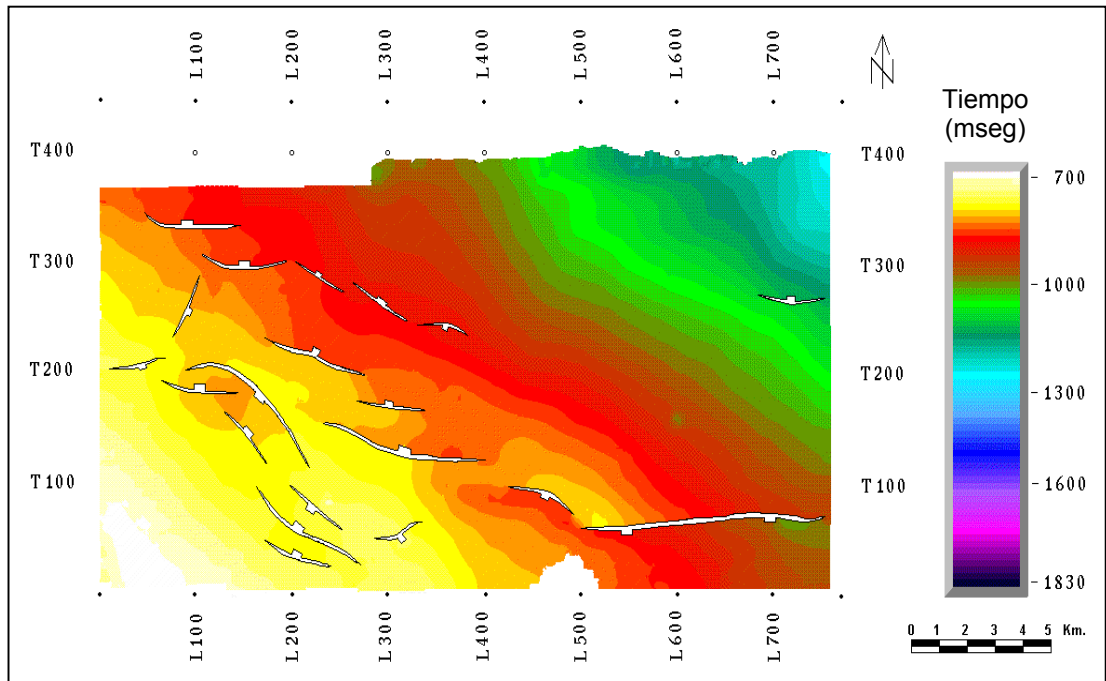
En este horizonte se observa nuevamente la falla de rumbo E-O ubicada al este y aislada del sistema de fallas normales presente en el área.



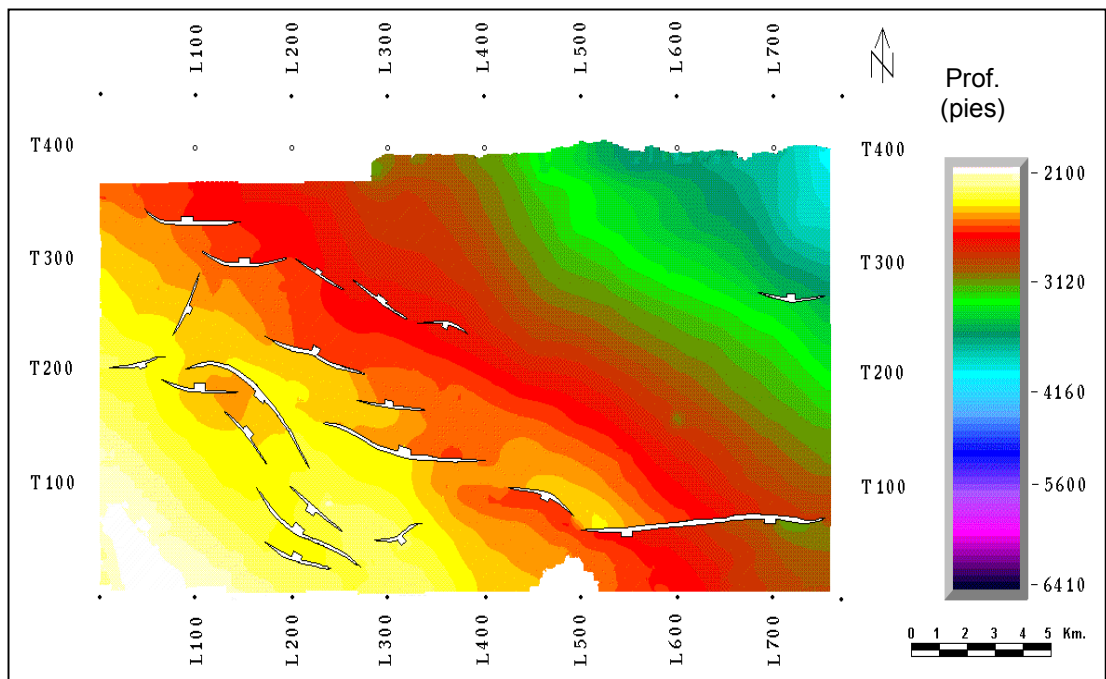
**Figura 50.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte br\_1



**Figura 51.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte br\_1



**Figura 52.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena\_1



**Figura 53.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena\_1

### **7.4.3 Mapas Estructurales para el horizonte arena\_3**

Los mapas estructurales en tiempo y profundidad obtenidos para el horizonte arena\_3 (figuras 54 y 55) muestran semejanza con los mapas presentados anteriormente, en los cuales está presente un sistema de fallas normales al oeste y sur del área.

Para este horizonte las profundidades varían entre los 2440 y 5250 pies del suroeste al noreste, respectivamente.

La mayoría de las fallas tienen rumbo generalizado paralelo a la estructura (homoclinal de rumbo NO-SE) y buzamientos sur, norte, NO y SO.

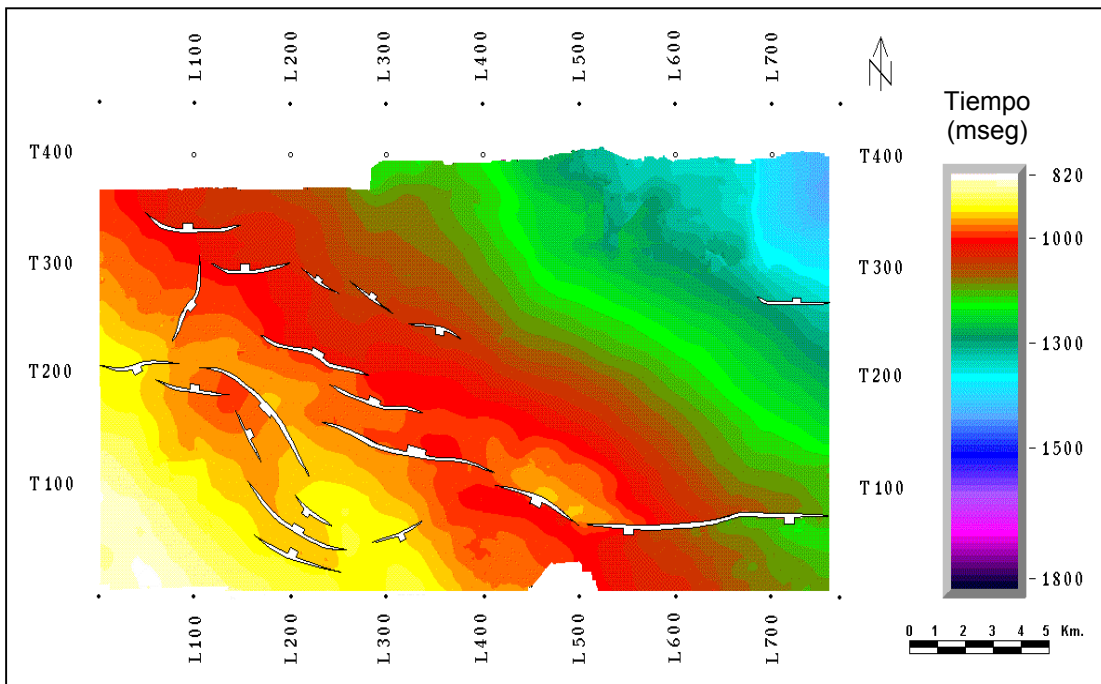
Entre las líneas 400 y 580, y las trazas 80 y 150, se resalta nuevamente el anticlinal que cierra contra el bloque levantado de las fallas del sur, ocupando un área de 12 km<sup>2</sup> aproximadamente y a 3200 pies de profundidad.

El “graben” observado en el horizonte arena\_1 entre la traza 200 y la línea 130 aproximadamente, se muestra más acentuado en el mapa estructural de este horizonte.

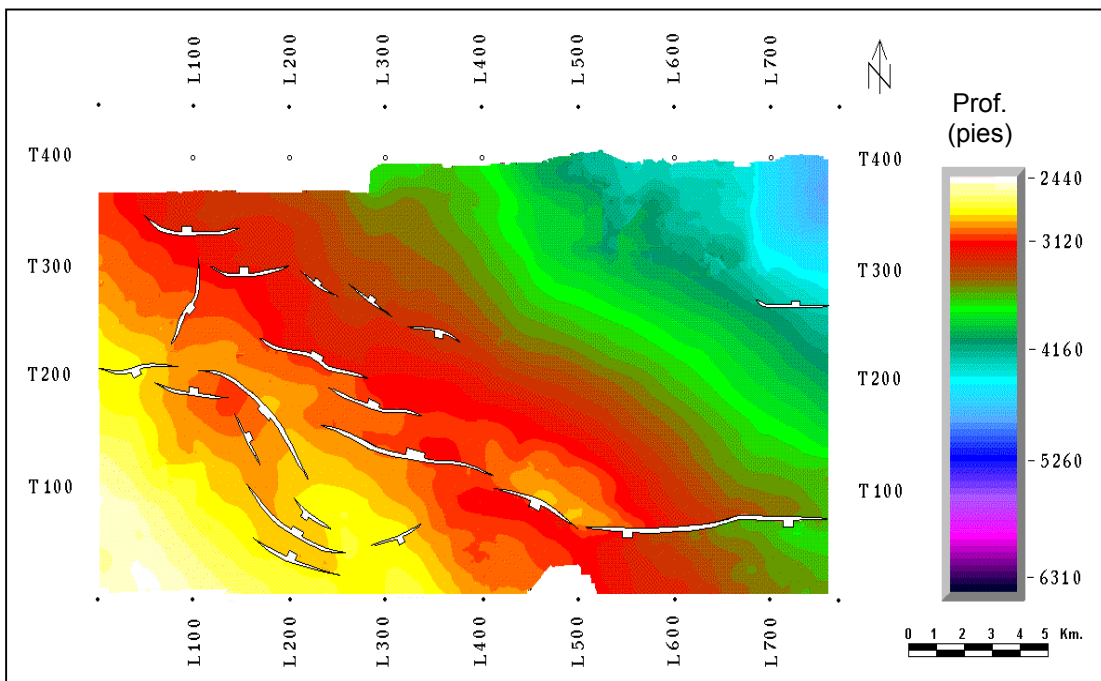
### **7.4.4 Mapas Estructurales para el horizonte arena\_4**

Para este mapa nuevamente se mantienen los alineamientos de las fallas normales observadas en los mapas analizados anteriormente (figuras 56 y 57). Este sistema de fallas igualmente tiene rumbo NO, a excepción de algunas fallas de rumbo E-O, como la que se observa al sur del área, a una profundidad de 3200 a 3800 pies aproximadamente.





**Figura 54.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena\_3



**Figura 55.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena\_3

En este horizonte la profundidad mínima encontrada es de 2730 pies y la máxima de 5540 pies, de igual forma que en los demás mapas, el horizonte arena\_4 buza hacia el NE.

Se observa nuevamente el anticlinal que cierra contra la falla de rumbo E-O ubicada al sur, presente en los mapas anteriores.

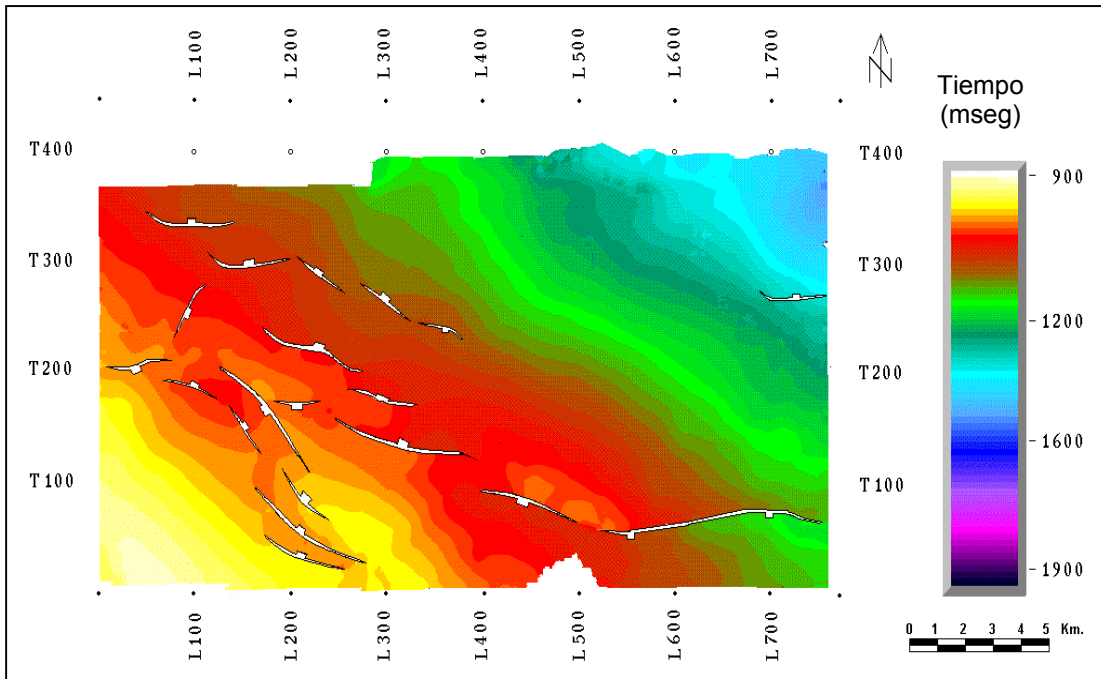
#### **7.4.5 Mapas Estructurales para el horizonte br\_4.**

Este horizonte tiene profundidades mayores que los mostrados anteriormente. Estas oscilan entre 3830 y 6650 pies, alcanzando su máxima profundidad al noreste del área.

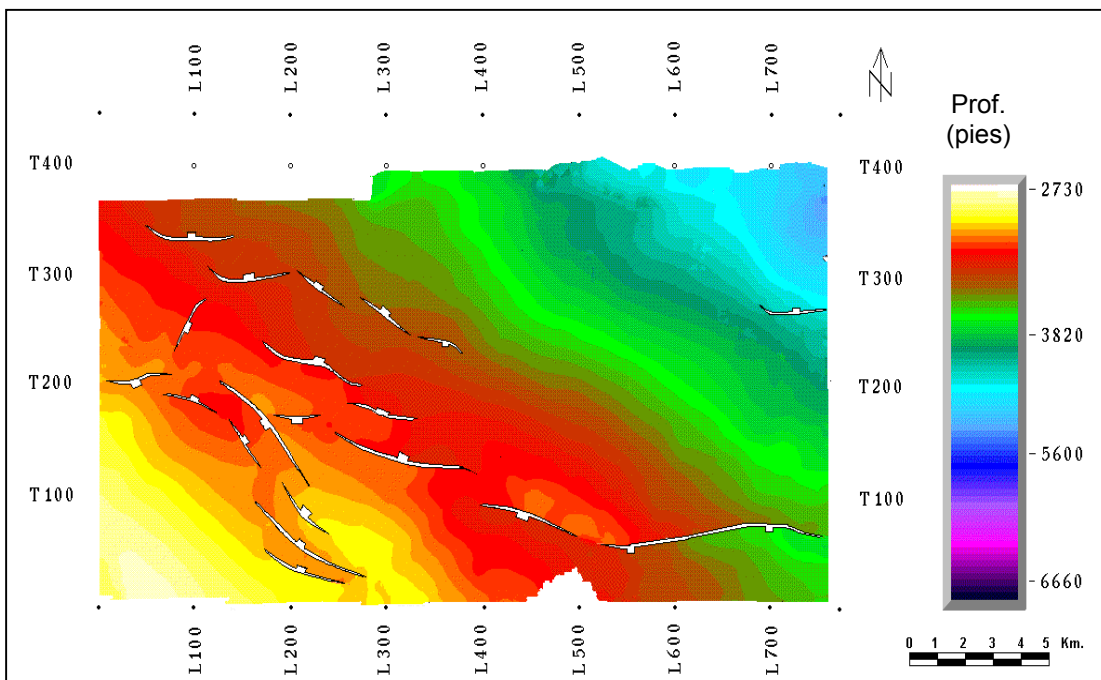
Se observa igualmente el sistema de fallas normales, las cuales en su mayoría tienen rumbo NO, ubicadas al noroeste y al suroeste del levantamiento. Se mantiene la presencia de estructuras tipo “horst” y “graben” observadas al oeste del área (figuras 58 y 59).

Al suroeste del mapa, entre las líneas 200 y 300, se destaca un alto estructural a una profundidad de 4200 pies, ocupando un área de 10 km<sup>2</sup> aproximadamente.

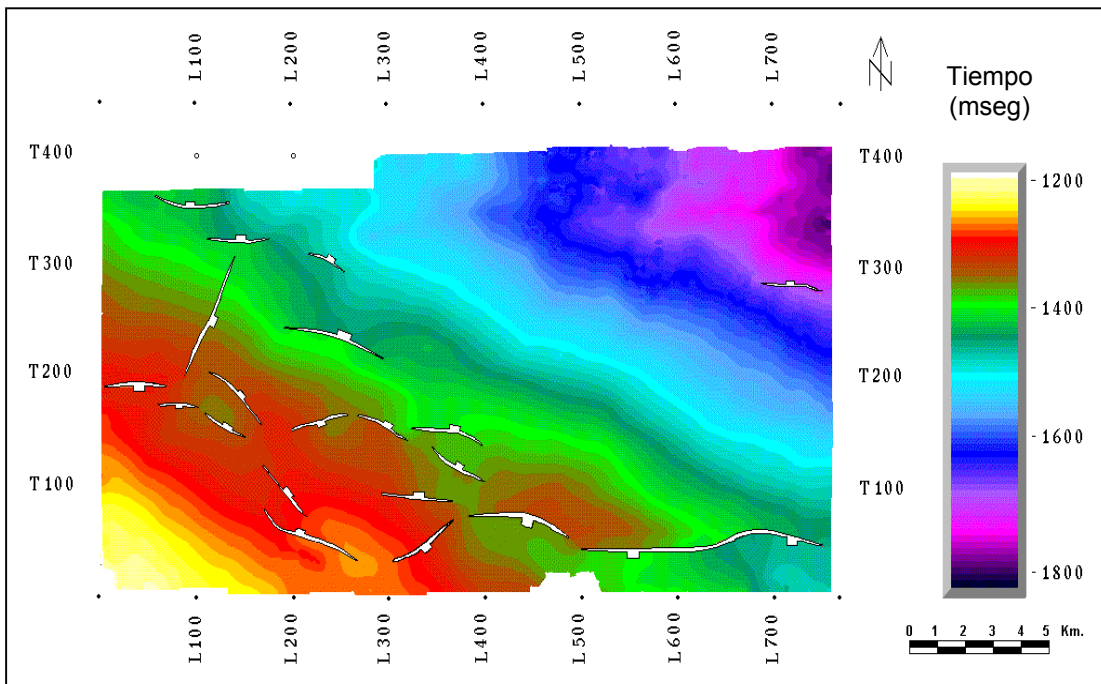
Se continua observando el anticlinal ubicado al sur, a una profundidad de 4500 pies aproximadamente. Al noreste se mantiene la falla de rumbo E-O, la cual se encuentra aislada del sistema de fallas presente en el área.



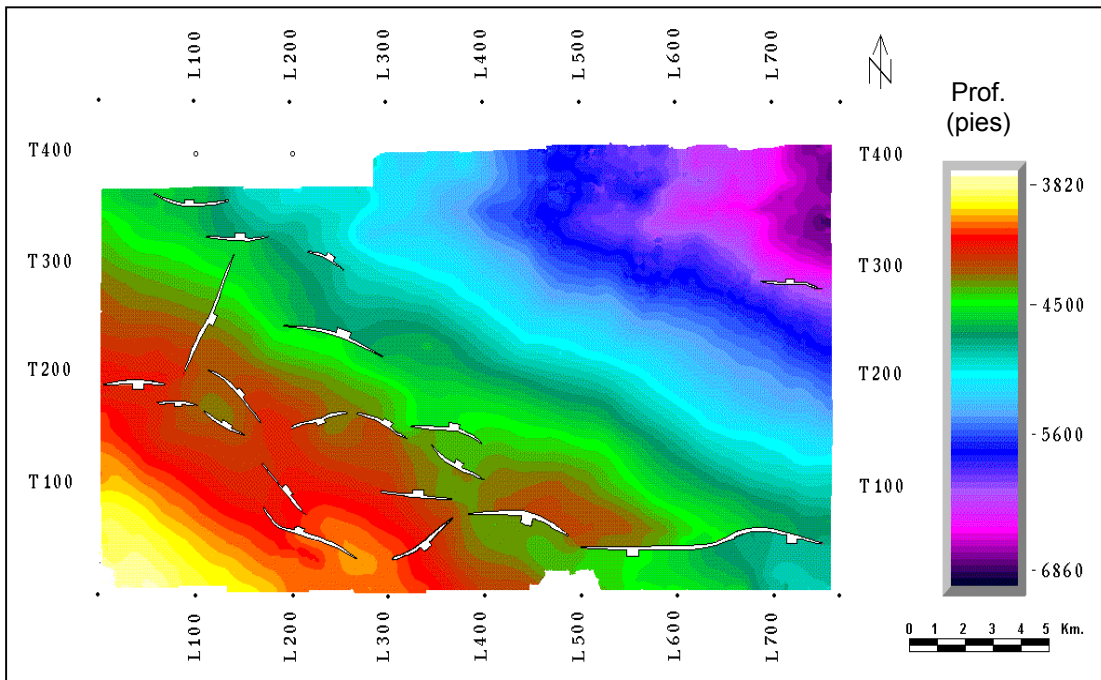
**Figura 56.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte arena\_4



**Figura 57.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena\_4



**Figura 58.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte br\_4



**Figura 59.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte br\_4

#### **7.4.6 Mapas Estructurales para el horizonte cont\_2.**

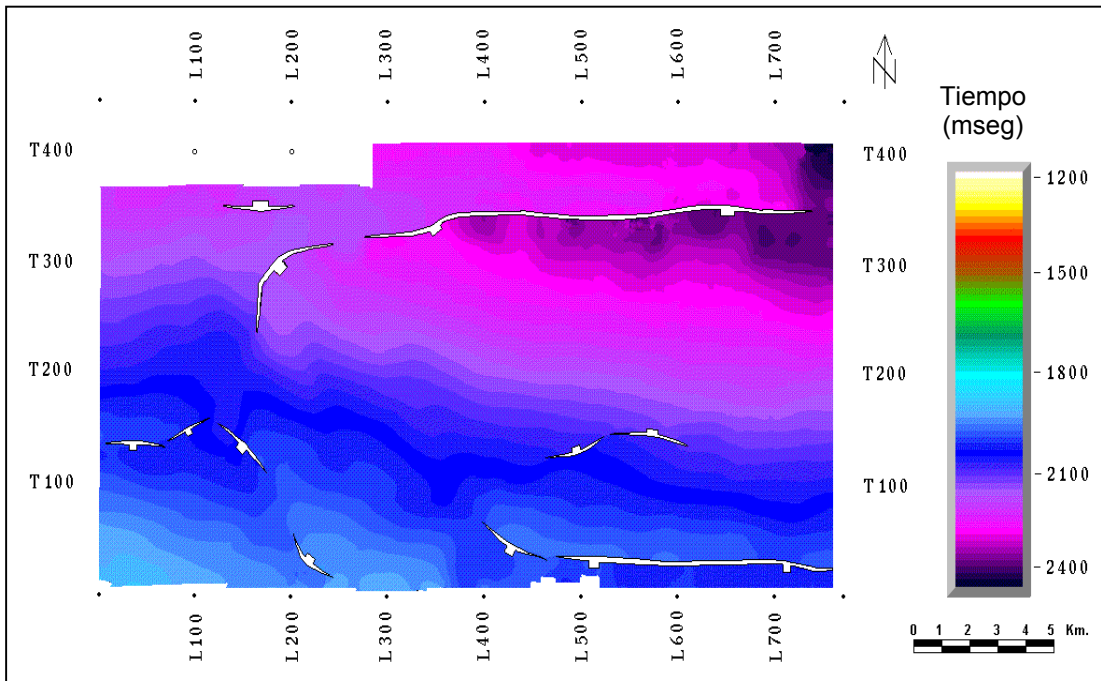
El horizonte cont\_2 es el más profundo de todos los horizontes interpretados, es por esto que los mapas estructurales son completamente diferentes a los mapas anteriormente analizados (figuras 60 y 61).

La estructura representativa del horizonte es un homoclinal que muestra un rumbo ONO-ESE, con buzamiento NNE. La profundidad mínima se observa al suroeste del mapa y es de aproximadamente 7280 pies, y la profundidad máxima es de 9140 pies al noreste.

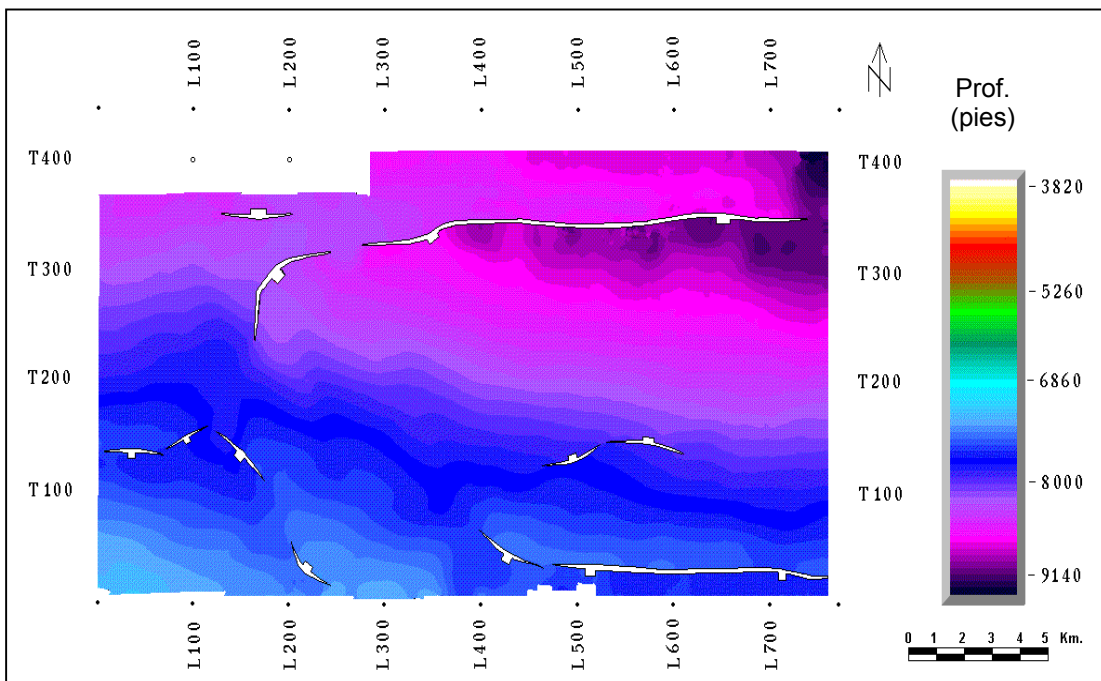
El mapa muestra fallas normales dispersas y en menor cantidad que en los mapas anteriores. Estas fallas se ubican al sur, oeste y norte del área, con rumbo generalizado E-O y buzamientos hacia el norte y hacia el sur.

Al norte del mapa se observa una falla normal de gran extensión de aproximadamente 18 kilómetros y rumbo E-O, buzando al sur. Las otras fallas presentes son de menor extensión, de 2 a 3 kilómetros aproximadamente, como las observadas en los mapas de los horizontes suprayacentes.

En este horizonte (cont\_2) desaparece el anticlinal del sur que cerraba estructuralmente contra las fallas, igualmente no se observa la estructura tipo “graben” presente en los mapas de los horizontes antes analizados.



**Figura 60.** Mapa estructural en tiempo para el horizonte cont\_2



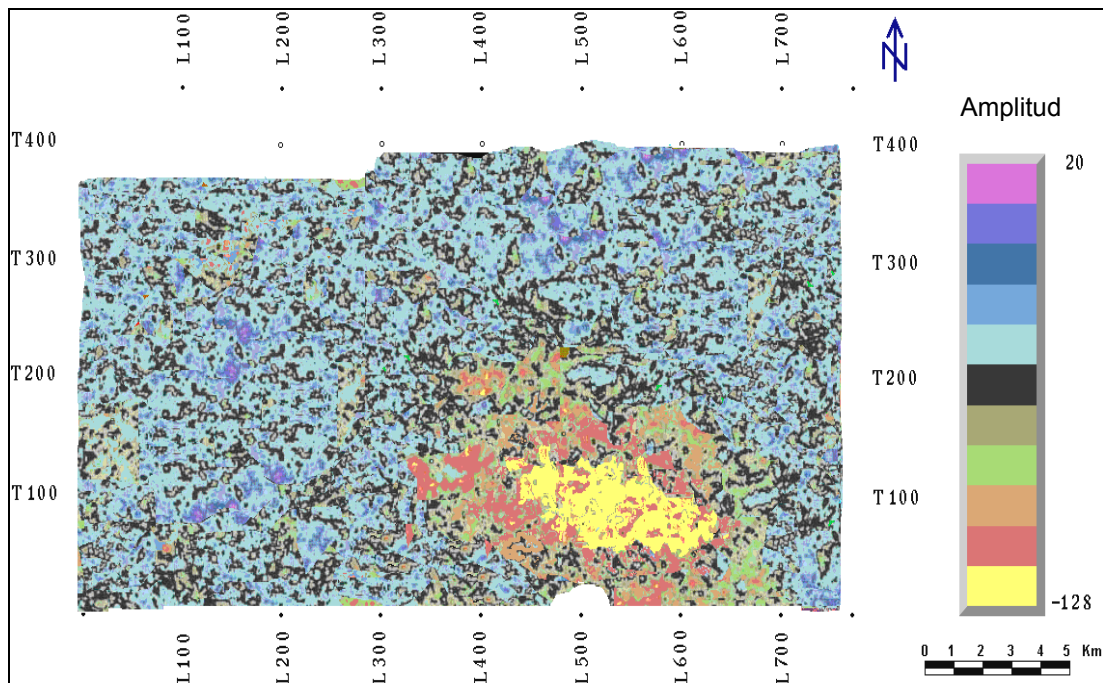
**Figura 61.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte cont\_2

## 7.5 Mapas de Amplitud

En los mapas de amplitud extraídos de la sísmica, se observan zonas hacia el sur que presentan anomalías de amplitud (máximos negativos), con valores que oscilan entre -77 y -128. Esta anomalía se extiende al noroeste en horizontes más profundos, como es el caso del horizonte br\_4. Este comportamiento anómalo es asociado a la posible presencia de hidrocarburos, por lo tanto será un indicador importante para la definición de áreas prospectivas.

### 7.5.1 Mapa de Amplitud del horizonte arena\_3

En el mapa de amplitud del horizonte arena\_3 se observa una zona anómala (valores máximos negativos) ubicada al sur, con un área aproximada de 54 km<sup>2</sup> y valores de amplitud que oscilan entre -77 y -128, según la escala de colores del mapa (figura 62). En el resto del área los valores de amplitud oscilan entre 0 y -64.

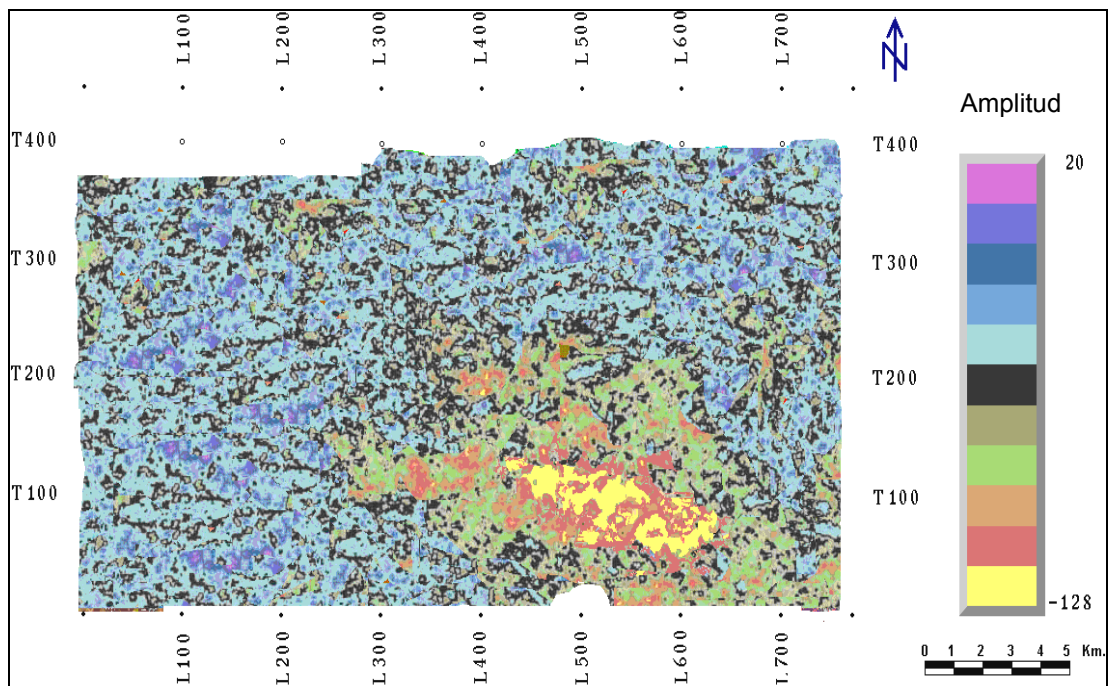


**Figura 62.** Mapa de amplitud del horizonte arena\_3

### 7.5.2 Mapa de Amplitud del horizonte arena\_4.

En el mapa de amplitud del horizonte arena\_4 resalta la misma anomalía de amplitud del mapa anterior, ubicada al sur del área, sin embargo, ésta se muestra más extensa hacia el norte y el oeste, alcanzando un área aproximada de 82 km<sup>2</sup> (figura 63).

Igualmente en el resto del área los valores de amplitud varían entre 0 y -64 según la escala de colores del mapa.



**Figura 63.** Mapa de amplitud del horizonte arena\_4



### 7.5.3 Mapa de Amplitud del horizonte br\_4.

El mapa de amplitud del horizonte br\_4 muestra el mismo comportamiento de los dos mapas analizados anteriormente; una anomalía al sur del mapa que se extiende al oeste y centro del mismo. En este horizonte la anomalía alcanza a cubrir gran parte del área, como se aprecia en la figura 64.

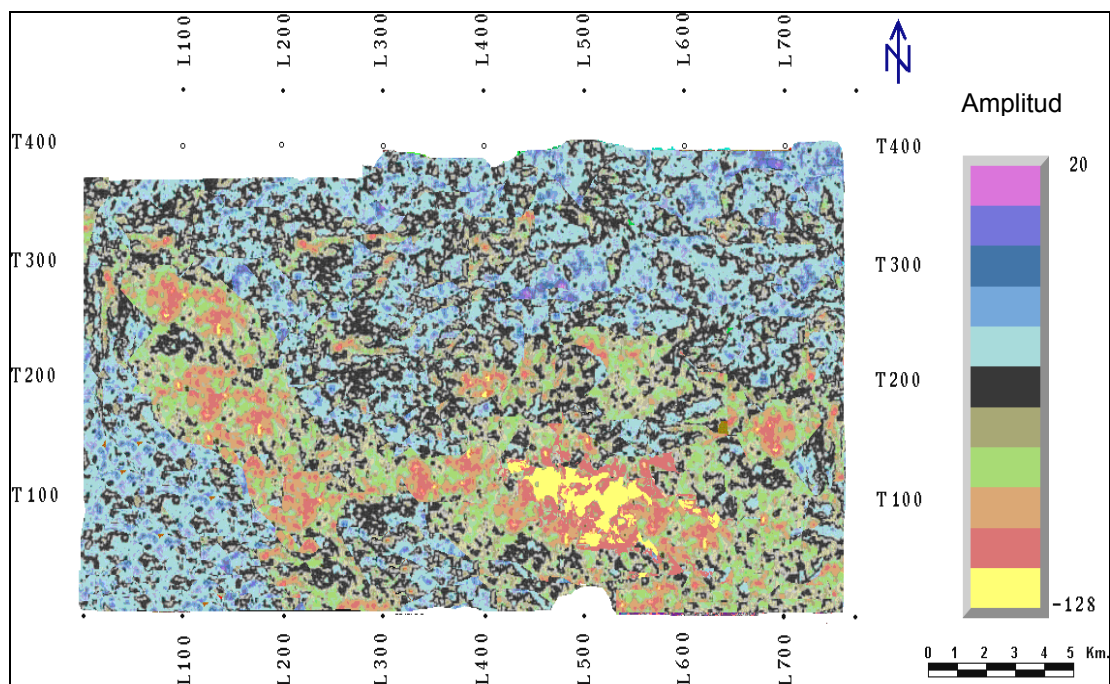


Figura 64. Mapa de amplitud del horizonte br\_4.

### 7.6 Mapas de Buzamiento (Dip)

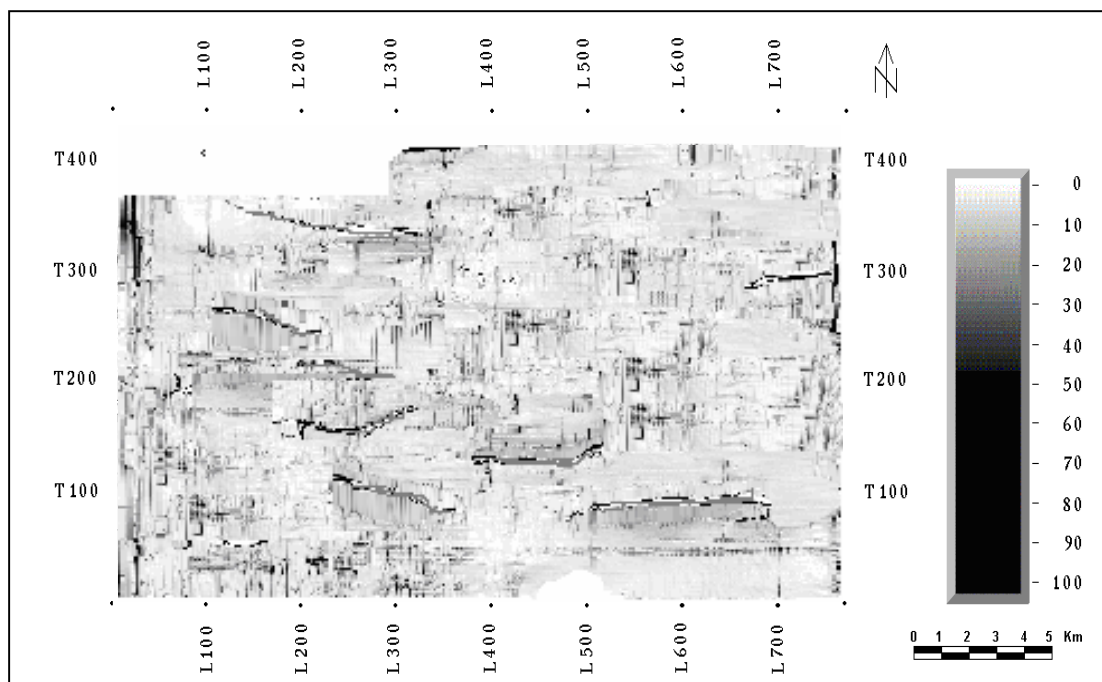
Los mapas de buzamiento “Dip”, se generaron como soporte para realizar el modelo estructural del área. Estos mapas corroboraron las direcciones de las posibles fallas indicadas por los saltos realizados al observarse discontinuidad en los horizontes interpretados, complementando de esta forma los criterios para realizar la

interpretación de las fallas, además los mapas de buzamiento permitieron descubrir otras fallas menores que no habían sido interpretadas.

### 7.6.1 Mapa de Buzamiento del horizonte br\_1

El mapa de buzamiento del horizonte br\_1 muestra fallas en dirección NO y fallas en dirección E-O ubicadas al sur y al oeste del área (figura 65).

Este mapa fue una herramienta muy útil para complementar los criterios para la interpretación de fallas (observar buzamiento, profundidad y salto de falla a lo largo de todo el levantamiento). Finalmente en la opción *Edit Poligons<sup>TM</sup>* de la plataforma *Landmark<sup>TM</sup>* se definieron los polígonos de fallas que se observan en los mapas estructurales de cada horizonte.



**Figura 65.** Mapa de buzamiento del horizonte br\_1

### 7.6.2 Mapa de Buzamiento del horizonte arena\_3

Este mapa muestra nuevamente los lineamientos de las fallas observadas en el horizonte br\_1, las cuales tienen rumbo E-O y NO, ubicadas en su mayoría al sur y oeste del área, como se muestra en la figura 66.

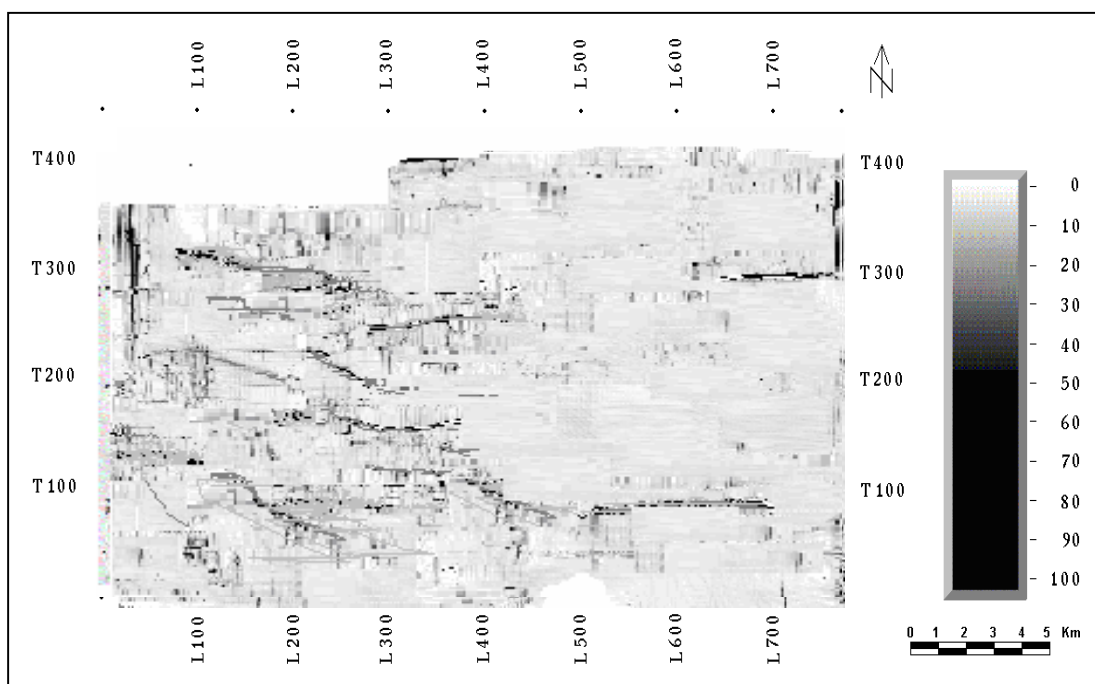
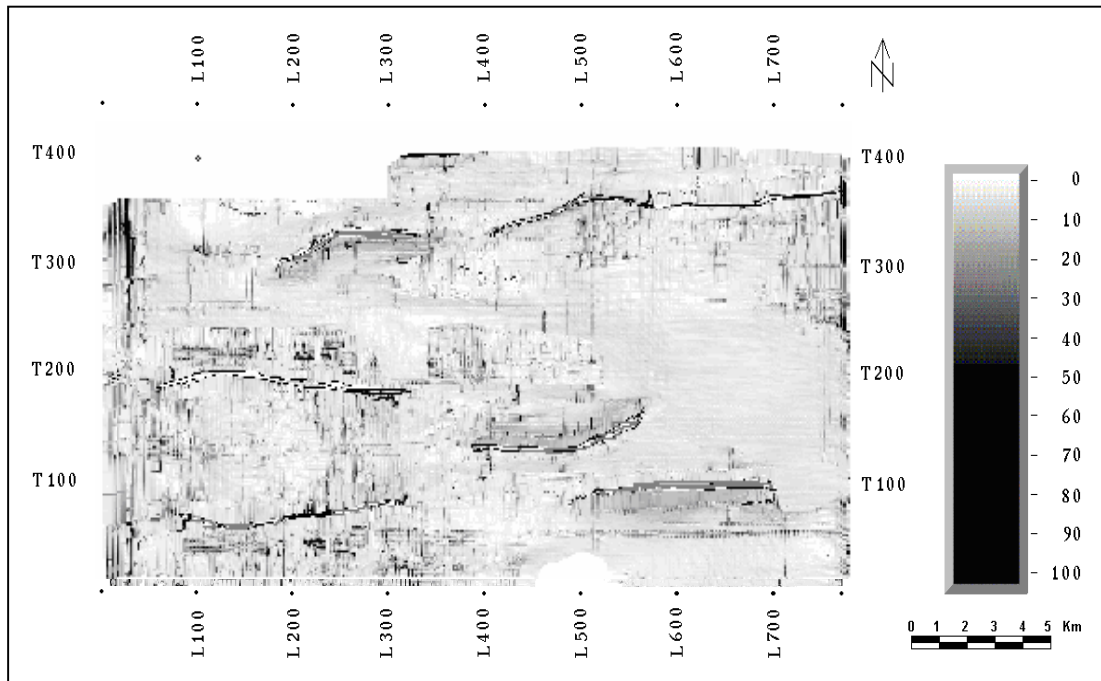


Figura 66. Mapa de buzamiento del horizonte arena\_3.

### 7.6.3 Mapa de Buzamiento del horizonte cont\_2.

En el mapa de buzamiento del horizonte cont\_2 se observa claramente una falla ubicada al norte del mapa de dirección E-O con una extensión aproximada de 18 km<sup>2</sup>, la cual reafirma la posible falla que se observa por los saltos o espacios dejados en las líneas interpretadas, además de otras fallas ubicadas al oeste y al sur del área (figura 67).



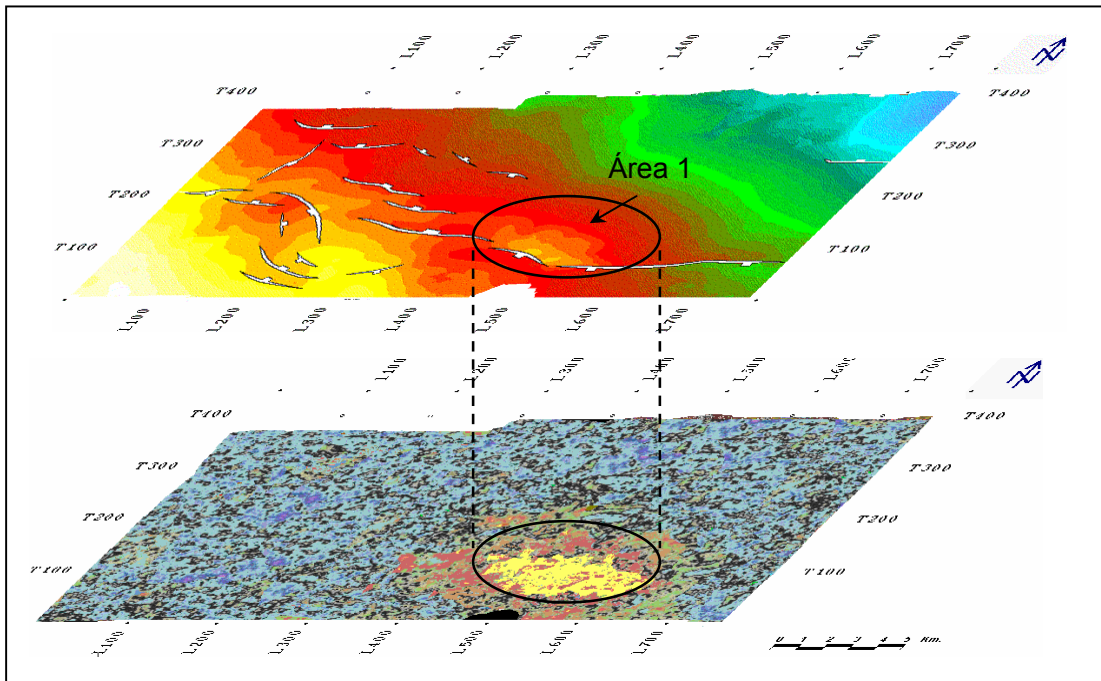
**Figura 67.** Mapa de buzamiento del horizonte cont\_2.

## 7.7 Áreas Prospectivas

La definición del marco estructural del área y la correlación de los mapas estructurales con los mapas de amplitud, permitieron definir 4 áreas prospectivas que se describen a continuación:

- El mapa estructural de la arena\_3, muestra al sur un anticlinal que cierra contra las fallas normales que buzando al sur, además de otras fallas menores que producen algunos altos estructurales. El mapa de amplitud muestra en esa misma zona una anomalía asociada a la posible presencia de gas. Ambas condiciones son favorables para presumir la presencia de un posible yacimiento de gas en esta arena (Área 1).

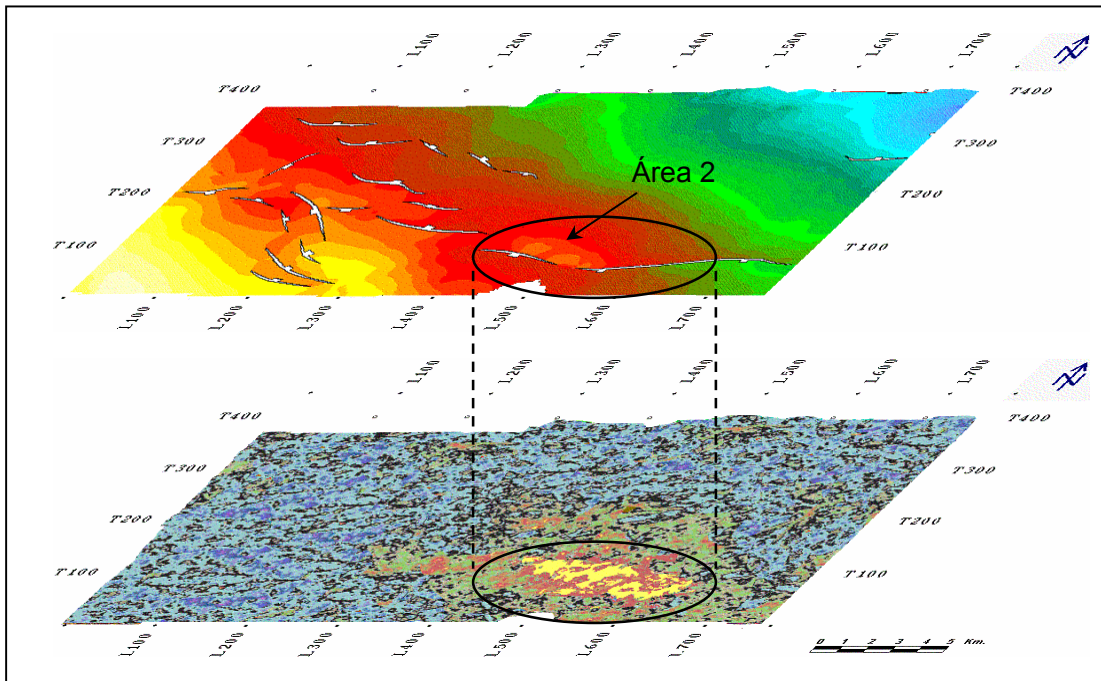
La figura 68 muestra la superposición, en perspectiva, del mapa estructural en profundidad y el mapa de amplitud para esta arena, donde se observa la correspondencia entre el anticlinal que cierra contra las fallas y las máximas amplitudes negativas que también se ubican en esta zona.



**Figura 68.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena\_3 (arriba) y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa (abajo).

- El mapa estructural de la arena\_4 presenta las mismas características observadas para la arena\_3; un anticlinal ubicado al sur del área con cierre contra el bloque levantado de las fallas que buzcan al sur. Además se observa nuevamente en el mapa de amplitud para esta arena una anomalía asociada a la posible presencia de gas, por lo cual también se propone esta área como prospecto para un posible yacimiento de gas (Área 2).

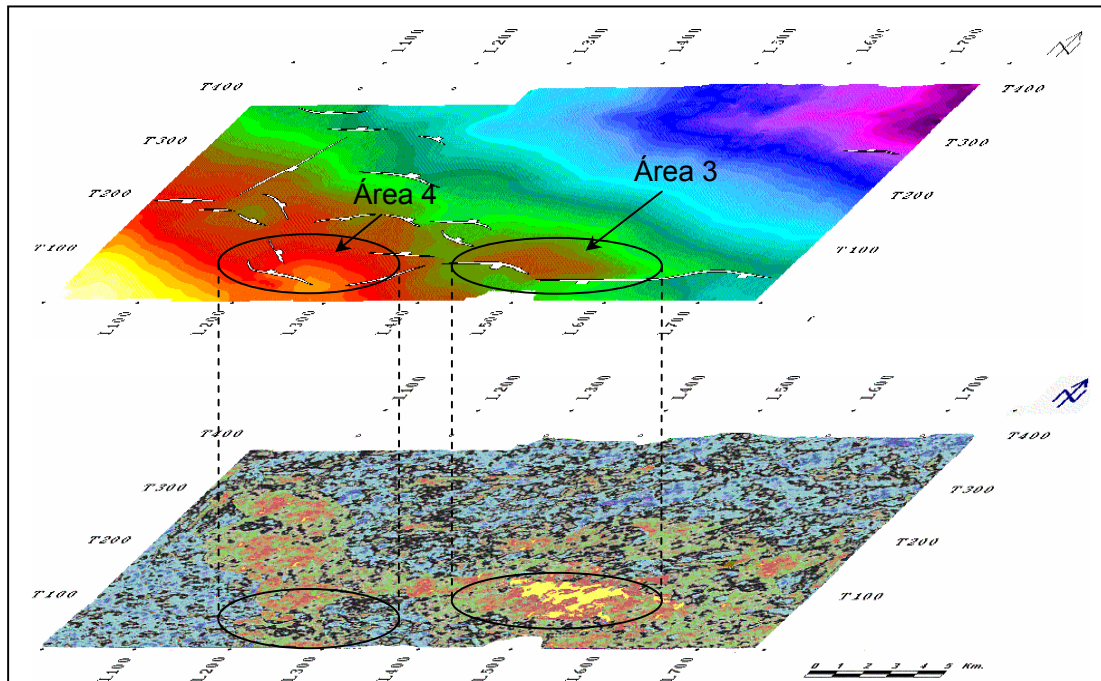
La figura 69 muestra la superposición, en perspectiva, entre el mapa estructural en profundidad y el mapa de amplitud para la arena\_4, donde se observa la correspondencia entre el anticlinal que cierra contra las fallas del sur y la anomalía de amplitud que también se ubica en esta zona.



**Figura 69.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte arena\_4 (arriba) y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa (abajo).

- La arena br\_4 se encuentra ubicada a 4000 pies de profundidad aproximadamente. En esta arena se observan las características estructurales (anticlinal) mostrada en los dos arenas propuestas anteriormente, igualmente, se observa la anomalía de amplitud, la cual en este mapa es mucho más extensa hacia el oeste y norte, ocupando gran parte del área, por lo cual se propone en esa zona una posible área prospectiva (Área 3).

- Al suroeste de este horizonte, la anomalía de amplitud corresponde con un alto estructural que ocupa un área de 10 km<sup>2</sup> aproximadamente, lo que permite proponer otro posible yacimiento de gas (Área 4) en esta arena, como se muestra en la figura 70.



**Figura 70.** Mapa estructural en profundidad para el horizonte br\_1 (arriba) y su respectivo mapa de amplitud máxima negativa (abajo). Obsérvense en proyección las posibles áreas prospectivas como yacimientos de gas.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- 1) La interpretación sísmica estructural del levantamiento Güico-Guara 3D de aproximadamente 250 km<sup>2</sup>, permitió corroborar el marco estructural propuesto por varios autores para esta área.
- 2) Los mapas estructurales obtenidos para cada uno de los horizontes interpretados revelaron las características estructurales del área, las cuales se resumen a continuación:
  - El área está representada estructuralmente por un homoclinal de rumbo generalizado NO-SE que buza hacia el NE.
  - En general, el área se encuentra afectada por un sistema de fallas normales con rumbo este-oeste y noroeste, buzantes hacia al norte y sur de la cuenca, generando estructuras tipo “horst” y “graben”, productos del desarrollo de la cuenca antepaís de la Subcuenca de Maturín.
- 3) Los mapas de atributos sísmicos estructurales (buzamiento) constituyeron una herramienta importante que complementó los criterios para la interpretación de las fallas (buzamiento, profundidad y salto de falla) y definir con más precisión los alineamientos de las mismas para su interpretación final.
- 4) La interpretación en el levantamiento Güico-Guara 3D de las arenas interpretadas en el levantamiento Chimire 3D (arena\_3 y arena\_4) permitió corroborar que las mismas se extienden al sureste de la cuenca, manteniendo su rumbo NO y buzamiento hacia el NE.



- 5) Las anomalías de amplitud observadas en el levantamiento Chimire 3D en los horizontes arena\_3 y arena\_4, no continúan en el levantamiento Güico-Guara 3D.
- 6) En los mapas de amplitud obtenidos para cada horizonte, se identificó una anomalía (reflexiones de alta amplitud negativa) al sureste del área de estudio. Esta anomalía ocupa una extensión aproximada de 54 km<sup>2</sup> en el horizonte arena\_3 haciéndose más extensa hacia el noreste del horizonte br\_4, llegando a ocupar gran parte del área.
- 7) La integración de los mapas estructurales y los mapas de amplitud permitieron asociar estructuras tipo “horst” y anticlinales a las anomalías de amplitud, identificando de esta forma cuatro (4) áreas de posibles yacimientos de gas en los horizontes arena\_3, arena\_4 y br\_4.

Se verificó que las arenas propuestas no han sido probadas por los pozos presentes en el área, convirtiéndose en un nuevo prospecto gasífero de importante interés económico. Debido a esto se proponen cuatro (4) localizaciones de pozos en los diferentes horizontes, las cuales se describen a continuación:

- La primera localización se ubica en el horizonte arena\_3, en la intercepción de la línea 470 con la traza 100 del levantamiento 3D, donde se pudo observar un anticlinal con cierra contra el bloque levantado de las fallas ubicadas al sur, observándose en esa misma área valores de alta amplitud (anomalía de amplitud), a una profundidad de 3200 pies aproximadamente.
- La segunda localización se ubica en el horizonte arena\_4, a una profundidad de 3500 pies, en la intercepción de la línea 500 con la traza 80 del levantamiento 3D, donde se pudo identificar nuevamente el anticlinal

observado en el horizonte arena\_3, presentando también una anomalía de amplitud en esta área.

- La tercera localización se ubica igualmente al sur del área en el horizonte br\_4, en el anticlinal con cierre contra el bloque levantado de las fallas del sur y asociado a una anomalía de amplitud. Esta localización se ubica entre la línea 510 y la traza 100 a una profundidad de 4500 pies aproximadamente.
- La cuarta y última localización se ubica también en el horizonte br\_4, al suroeste del área, en la intercepción de la línea 270 con la traza 30 del levantamiento 3D, a una profundidad de 4200 pies; donde se pudo observar un alto estructural acompañado de altos valores de amplitud.

### **Recomendaciones**

Para completar este estudio y reducir la incertidumbre de encontrar yacimientos gasíferos dentro de las arenas que comprenden el área de interés se recomienda:

- La realización de un estudio A.V.O, para obtener respuestas de amplitud en función del offset, de esta forma corroborar la posible presencia de gas en las anomalías observadas en los mapas de amplitud.
- Realizar una correlación estratigráfica de las arenas estudiadas, para conocer así su extensión areal y a su vez ayudar a la exploración de trampas estratigráficas que aumenten las probabilidades de posibles yacimientos gasíferos en el área.

- Correlacionar los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos que permitan determinar si los cambios de amplitud son generados por las variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento.
  
- Confirmar la potencialidad de los posibles prospectos, evaluando cada uno de los elementos del sistema petrolífero del área y los efectos asociados a cada oportunidad exploratoria.
  
- Estimar los volúmenes de reservas en las zonas delimitadas, que permitan jerarquizar los posibles prospectos gasíferos.

## BIBLIOGRAFÍAS Y REFERENCIAS CITADAS

- ARNSTEIN, R. (1982). **Geología Petrolera de Venezuela Oriental**. Informe Interno, Corpoven,
- AUDEMARD, F. (1993). **Glosario de Estratigrafía Secuencial**. PDVSA, Caracas, Venezuela, 30 p.
- BARRIOS, Y. (2001) **Interpretación sísmica y modelaje gravimétrico del área La Vieja- Cerro Corazón al Norte del estado Anzoátegui**. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas. Inédito.
- BELL, J.S. (1968). **Geología del área de Camatagua, Estado Aragua, Venezuela** . Bol. Geol. (Caracas); 9 (18): 291-440.
- BERNARDO, L. (1988). **Síntesis geoquímica de crudos del Este y Sur de la Subcuenca de Maturín**. Informe Interno de PDVSA.
- BROWN, A. (1991). **Interpretation of 3-Dimensional Seismic Data** , AAPG Memoir 42, American Association of Petroleum Geologists, Third Edition, Tulsa-Oklahoma.
- BROWN, A. (1999). **Interpretation of 3-Dimensional Seismic Data** , AAPG Memoir 42, American Association of Petroleum Geologists, 5<sup>th</sup> Edition, Tulsa-Oklahoma.
- CARNEVALLI, J. (1988). **Geology of new giant oil fields in mountain front of northeastern Venezuela**. Proceedings, 28th International Geological Congress, Washington, 9-19 July, v.1.

CIED, (2002). **Evaluación de Formaciones**. Instructor: García, Eduardo.

DAAL, A.; A. GONZÁLEZ; V. HERNÁNDEZ; M. UZCÁTEGUI; H. RODRÍGUEZ; J. PIZÓN; H. CHOPPIN (1989). **Evolución geológica de la región occidental de la cuenca oriental de Venezuela** VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 2: 389-402.

FEO CODECIDO, G., F.D SMITH y N. ABOUT (1984). **Basement and Paleozoic rocks of the Venezuelan Llanos basin**. En: Bonini, W.E., R.V Hargraves y R. Shagan eds. The Caribbean-South American plate boundary and regional tectonics. Geological Society of America, Memoria 62:175-187

GEOPROS S.A. (1999) **Informe final de procesamiento del levantamiento sísmico Chimire 1997 3D**.

GONZÁLEZ DE JUANA, C.; J.M. ITURRALDE; X. PICARD (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas** . Ediciones Foninves, (Caracas) 1031 p.

HILTERMAN, F. (2001). **Seismic Amplitude Interpretation**. SEG, EAGE. Houston, USA.

KISER, G. (1991). **Geología de la Sub-Cuenca de Maturín, Venezuela Oriental**. Informe Interno, Corpoven. Caracas.

LANDMARK GRAPHIC CORPORATION (1999). **Seiswork 3D / User Guide**

LANDMARK GRAPHIC CORPORATION (1999). **Syntool / User Guide**

- LARRAÑAGA, D. (2000). **Delimitación de áreas de interés gasífero, arenas superiores de la Formación Oficina, Campos Boca y Chimire, Edo Anzoátegui.** Tesis de Grado, Universidad Simón Bolívar. Caracas. Inedito
- LEON, F. (1995). **Trampas Estratigráficas en el Área Mayor de Oficina y Anaco.** Informe Interno Intevep.
- MARTÍNEZ, A.R. (1976). **Cronología del Petróleo Venezolano.** Colección Ciencia y Petróleo 1 , Ediciones Foninves, Caracas: 349 p.
- MARTÍNEZ, A.R. (2000). **Cronología del Petróleo Venezolano.** 8va. Edición. Fondo Editorial del CIED,
- MÉNDEZ, J.; F. MARCANO; R. VALERA; C. GONZÁLEZ; D. KISER; A. MARTÍNEZ; S. OSUNA; F. RUSSOMANO; P. JAM; C. JIMÉNEZ; D. PÉREZ DE MEJÍA; C.P. DE GAETE,; T. BOESI; C. WHITE (1989). **Exploración. En: Barberii, E.E.(Editor Técnico) La Industria Venezolana de los Hidrocarburos .** Ediciones del CEPET, Caracas: 1-157.
- PARNAUD, F.; Y. GOU; J.C. PASCUAL; M. A. CAPELLO; I. TRUSKOWSKI; H. PASSALACQUA; F. ROURE (1995A). **Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela. En : Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America . AAPG Mem. 62: 681-698.**
- PEREIRA, J. (1990). **Resumen de Información Geoquímica de la Cuenca Oriental de Venezuela.** Informe Interno, Lagoven.

- QUIJADA, C.; C. BELTRÁN (2001). **Interpretación Sísmica del Campo Chimire, Arenas “A” y arenas “G”, Formación Oficina**. Informe interno, PDVSA Exploración y Producción, Gerencia de Desarrollo y Mantenimiento de Competencias
- ROMERO, L. (2002). **Interpretación estructural del Alto de Pirital, norte de Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela, utilizando datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos**. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas. Inédito.
- SHERIFF, R.E. (1977). **Limitations on resolution of seismic reflections and geologic detail derivable from them** , en C.E., Payton ed., Seismic Stratigraphy application to hydrocarbon exploration: AAPG, Memoria 26, pg. 213-248.
- SHERIFF, R.E.; Geldart (1995). **Exploration Seismology** , Universidad de Cambridge, Nueva York, Estados Unidos
- SUBIETA, T., J. CARNEVALLI y V. HUNTER (1988). **Evolución tectonoestratigráfica de la Serranía del Interior y 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.
- SCHLUMBERGER SURENCO C.A (1997). **WEC 1997 Evaluación de Pozos**. Caracas, Venezuela
- SUELOPETROL S.A. 2000, **Levantamiento sismográfico Güico-Guara 3D 2000, Informe Final de Operaciones**
- VERITAS GEOSERVICES Ltd S.A. (2001). **Informe final de procesamiento del levantamiento sísmico Güico-Guara 3D 2000**

- VIDLLEGAS, L. (1985). **Geología regional de la Cuenca Oriental**. VI. Congreso Geológico Venezolano.
- VIERMA, L (1979). **Estudio geoquímico de aguas de formación, Área Mayor de Oficina, Edo. Anzoátegui**. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas. Inédito.
- VIVAS, V.; O. MACSOTAY (1989). **Miembro El Pilar de la Formación Quiamare. Ejemplo de molasa orogénica neogena de Venezuela nororiental**. Escuela de Geología Minas y Geofísica, UCV (Caracas); Geos 29: 108-125.
- YILMAZ, O (1989). **Seismic Data Processing** , S.E.G., Volumen 2. Tulsa, U.S.A.
- YORIS F.; M. OSTOS (1997). **Petroleum Geology of Venezuela** , publicado en el W.E.C. de Schlumberger Surencó C.A., Caracas-Venezuela, páginas 1:41



## APÉNDICE

### TABLAS T-Z DE LOS POZOS UTILIZADOS

#### POZO OZ

<b>PROFUNDIDAD (pies)</b>	<b>TIEMPO SIMPLE DE VIAJE (ms)</b>
0.00	0.00
169.5	27.40
480.0	77.60
680.0	107.99
860.0	134.26
1270.0	187.72
3235.0	449.55
4225.0	559.73
4940.0	634.82
5554.0	696.88
6049.0	744.79
6130.0	751.93

**POZO OM**

<b>PROFUNDIDAD (pies)</b>	<b>TIEMPO SIMPLE DE VIAJE (ms)</b>
0.00	0.00
303.0	54.9
903.0	142.1
1503.0	226.6
2103.0	311.0
2703.0	393.2
3303.0	468.3
3903.0	536.4
4103.0	558.5
4353.0	585.5
4603.0	613.5
4803.0	634.5
5053.0	661.6
5303.0	687.6
5553.0	713.6
5803.0	738.6
6053.0	763.7
6303.0	789.7
6553.0	813.7

### POZO NCH

<b>PROFUNDIDAD (pies)</b>	<b>TIEMPO DOBLE DE VIAJE (ms)</b>
0	0
303.8	86
621.7	186
953.5	286
1299.3	386
1659.2	486
2033	586
2420.8	686
2822.6	786
3238.5	886
3668.3	986
4112.1	1086
4570	1186
5041.8	1286
5527.6	1398
6027.5	1492
6541.3	1591
7069.1	1681
7610.9	1786

<b>PROFUNDIDAD (pies)</b>	<b>TIEMPO DOBLE DE VIAJE (ms)</b>
8736.6	1986
9320.4	2086
9918.3	2186
10530.1	2286
11155.9	2386
11795.8	2486
12449.6	2586
13117.4	2686
13799.2	2786
14495.1	2886
15204.9	2986