

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE CARITO A NIVEL DEL TERCIARIO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Tutor Académico: Ing. Ovidio Suárez
Tutor Industrial: Ing. Miguel Ramírez
Cotutores: Ing. Carlos Márquez
Ing. Eduardo Rivas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por las Brs.
Zambrano Sánchez, Gabriela Enaíz
Martínez Matos, Martha Lisbeth

Caracas, mayo 2004

Caracas, 10 de mayo de 2004

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Martínez Martha y Zambrano Gabriela, titulado:

“Caracterización del área de Carito a nivel del terciario mediante la integración de atributos sísmicos y parámetros petrofísicos”

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. Franklin Ruiz
Jurado

Prof. Eduardo Garcia
Jurado

Ing. Ovidio Suárez
Tutor Académico

Ing. Miguel Ramírez
Tutor Industrial

Ing. Carlos Márquez
Cotutor

Ing. Eduardo Rivas
Cotutor

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de crecer en la familia que tengo, por darme vida y salud a mí y a todos mis seres queridos; por iluminar mi camino y ayudarme a lograr mis metas.

A mis padres, por apoyarme en todo momento y haberme dado las herramientas para crecer y salir adelante. Gracias por ser la constante guía en este largo camino recorrido. Papá, sabes que sin tu ayuda nada sería igual... Mamá, por el inmenso orgullo que me haces sentir cada día.

A mi abuelita, Carmen Ramona Caldera de Zambrano, con todo el amor del mundo. Yo sé que estés donde estés, estarás contenta por mi logro. Gracias a tí, abuela, por aconsejarme tanto y desearme lo mejor en la vida.....

A mi abuelita, Hercílica Matilde Sánchez Herrera, porque éste éxito también es suyo.

A mis hermanos, Gabriel Emilio y Laura Carolina, con quienes he crecido y he aprendido que a pesar de que somos tan diferentes, podemos encontrar puntos en común para crecer y ser mejores personas. Los quiero mucho!

A mi Lindo, por apoyarme, comprenderme y estar siempre conmigo. Te admiro mucho cielo.

A mi familia, por su estímulo y fortaleza. Me han brindado parte de su experiencia y sus conocimientos para madurar profesionalmente.

A todos aquellos, compañeros y amigos, por ser de una u otra manera participes en mi desarrollo personal y profesional.

A mí, por ser perseverante

Gabriela Enaíz Zambrano Sánchez

DEDICATORIA

A Dios nuestro Señor y a la Santísima Virgen, por permitirme caminar con ustedes en todo momento y por llenar de esperanza mi vida y darme las fuerzas y la inteligencia para crecer profesionalmente.

Especialmente a ti, Papi por ser mi razón de ser y existir, eres el gran ejemplo de mi vida, la persona a la que más amo y admiro. Gracias a ti, estoy culminando mi carrera con éxito, me enseñaste con amor a tener confianza en mi misma, a creer en mis capacidades y a esforzarme para alcanzar mis metas. Papi este éxito que estoy logrando en mi carrera es tuyo

A ti Mami, todo lo que soy te lo debo a ti, tengo que confesarte que no sólo eres mi madre sino que también mi amiga y confidente. Dios ha sido muy bueno conmigo en darme una madre tan entregada como tú, Gracias a ti, he podido soportar los momentos difíciles, con fortaleza, porque siempre has estado conmigo TE AMO. Mami este éxito que estoy logrando en mi carrera es tuyo y por eso te lo dedico con todo mi amor.

A mis Hermanitas Roxy y Chepy, ustedes son la alegría de mi vida, mi primera ilusión, Dios ha tocado mi vida regalándome dos hermanas tan dulces e inteligentes como ustedes. Roxy y Chepy mis lindas, a ustedes les dedico este éxito porque siempre me han aconsejado con madurez e inteligencia y por lo más importante por quererme, a las dos las amo.

Mami Sonia, Tío Astul y Gerardito, por quererme como a una hija y mil gracias por todo el amor que me han brindado, los quiero¡¡¡¡¡¡¡¡

A ti Mario, por ser mi gran amigo, mi apoyo durante la carrera y por llenarme de fortaleza cuando más te necesite, aunque ya no estés a mi lado siempre serás especial para mi te quiero.....!

Mi Clarita, eres como una hermana te adoro, a mi Linda Sarahy tu que has sido mi guía en todo momento te quiero muchísimo, a mi Negrita bella a quien quiero y a mis hermanitas Gaby y Joanny ustedes son únicas. A todos mis amigos, compañeros y a todas aquellas personas que en su momento representaron un apoyo.

Martha Martínez Matos

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por formarnos como profesionales. A todos los profesores por transmitirnos sus conocimientos, principios y experiencias, especialmente a los profesores: Orlando Méndez, Eugenio Gallovich y Argenis Rodríguez.

A los ingenieros: Carlos Márquez, Miguel Ramírez, Eduardo Rivas y Ovidio Suárez, por enseñarnos, por corregir lo malo y reconocer lo bueno, así como, por sus acertados consejos y sugerencias.

Expresamos nuestra gratitud a PDVSA Intevep por permitirnos cumplir el máximo requisito exigido por nuestra casa de estudios, así como por su apoyo científico, técnico y financiero. A cada una de las personas que laboran en esta empresa, por su ayuda, críticas constructivas y consejos durante la realización de este trabajo. Al personal que labora en la Unidad de Atención al Cliente (Schlumberger), especialmente a Marisela González, Walter Velázquez y Gustavo Montenegro, por sus oportunos consejos y orientación técnica.

A nuestros padres por enseñarnos a ser fuertes para enfrentar los retos y desafiar la incertidumbre. Gracias por su estímulo, esfuerzo y amor. Que Dios los bendiga.

A Joanny Gutierrez, José Suniaga, Kerly Sánchez, Mari Duque, Marle Alviarez, José Manuel Salazar, Jhonny Calderón y Rafaela Valdiviezo, por brindarnos una sonrisa y estar con nosotras en las buenas y en las malas, ayudándonos a seguir adelante.

RESUMEN

Zambrano S. Gabriela E., Martínez M. Martha L.

CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE CARITO CENTRAL A NIVEL DEL TERCIARIO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Tutor Académico: Ing. Ovidio Suárez. Tutor Industrial: Ing. Miguel Ramírez. Cotutores: Ing. Carlos Márquez, Ing. Eduardo Rivas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geofísica. 2004, n° pag. 168.

Palabras Claves: Cuenca Oriental de Venezuela, Campo Carito, Formación Naricual, Atributos sísmicos, Petrofísica.

La Subcuenca de Maturín, al oriente de Venezuela, es un área conocida por sus grandes campos petrolíferos y condiciones difíciles para el estudio sísmico.

Este trabajo forma parte del Proyecto Integral del Norte de Monagas, cuyo objetivo es la interpretación sísmica orientada a establecer un modelo estructural del campo Carito, a partir de un cubo de datos sísmicos migrados pre-apilamiento y un cubo sísmico HFI (High Frequency Imaging).

A partir de esta interpretación estructural se logró identificar el horizonte correspondiente al tope de la Formación Naricual, así como a tres horizontes adicionales (T6D1, T6C1, T6B), con el fin de caracterizar los niveles productores.

El campo Carito abarca un área de 284 Km² y produce 228000 barriles diarios, siendo este un anticlinal asimétrico de tipo “fault bend fold”, producto de una falla inversa de bajo ángulo (corrimiento El Furrial, Carito y Santa Bárbara). Se encuentra limitado lateralmente por sillas estructurales formadas por fallas normales transversas que lo separan de los campos vecinos, El Furrial y Santa Bárbara.

El estudio incluye la ubicación de una posible chimenea de gas que se extiende desde el yacimiento hasta zonas someras, y que origina una sísmica de baja calidad así como problemas durante la interpretación.

El análisis de atributos sísmicos permitió delimitar las zonas de anomalías de amplitud, frecuencia y fase sísmica, que pudiesen estar asociados a intervalos gasíferos dentro de la zona.

Los resultados obtenidos aportaron información importante para actualizar el modelo estructural, en términos de identificación de nuevas fallas geológicas y mejor definición con respecto a la posición, orientación y delineación de las estructuras principales en el campo Carito. Igualmente, permitió a través de los mapas de tendencia, extrapolar información de parámetros petrofísicos, como espesores de arena neta, porosidad y saturación de agua, basados en algunos atributos sísmicos, conducente a mejorar la caracterización del yacimiento y por ende la explotación óptima del mismo.

ÍNDICE

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	
DEDICATORIAS	
AGRADECIMIENTOS	
	Pág.
LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS	x
LISTA DE TABLAS	xvi
RESUMEN	xv
CAPÍTULO I	i
1.1 Introducción	16
1.2 Ubicación del área de estudio	18
1.3 Planteamiento del problema	19
1.3.1 Objetivo general	20
1.3.2 Objetivos específicos	20
1.4 Justificación	20
1.5 Información disponible	21
1.6 Trabajos Previos	21
CAPÍTULO II	24
MARCO GEOLÓGICO	24
2.1 Geología Regional	24
2.1.1 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela	25
2.1.2 Evolución estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.	26
2.1.3 Evolución Sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela	28
2.2 Subcuenca de Maturín	30
2.2.1 Sistema petrolífero en la Subcuenca de Maturín	33
2.3 Geología Local	34
2.3.1 Campo Carito	34
2.3.2 Formación Naricual	36
2.3.2.1 Estratigrafía y Sedimentación	36
2.4 Propiedades petrofísicas	36
CAPÍTULO III	39

MARCO TEÓRICO	39
3.1 Sísmica 3-D	39
3.2 Reflexión Sísmica	39
3.3 Velocidades sísmicas	39
3.4 Migración	41
3.4.1 Migración antes de apilamiento	44
3.5 Interpretación Sísmica 3-D	45
3.6 Calibración Sísmica Vertical	47
3.7 Tiros de Verificación (Check- Shots)	47
3.8 Resolución Sísmica Vertical	48
3.9 Sismogramas Sintéticos	49
3.10 Generación de Mapas Estructurales en Tiempo	51
3.11 Conversión Tiempo - Profundidad	51
3.12 Atributos Sísmicos	52
3.12.1 Atributos de Amplitud	55
3.12.2 Atributos Estructurales	55
3.13 Correlación Atributos sísmicos - Petrofísica.	57
Métodos Estadísticos.	57
3.13.1 Regresión Lineal Simple	58
3.13.2 Regresión Lineal Múltiple	60
3.14 Estudio Petrofísico	60
3.14.1 Propiedades físicas medidas	61
3.14.2 Propiedades Petrofísicas	62
3.14.2.1 Volumen de Arcilla (Vsh)	62
3.14.2.2 Saturación de Agua en Formaciones Arcillosas (Sw)	62
3.14.2.3 Saturación de Agua Irreducible (Swi)	63
3.14.2.4 Parámetros de Corte	63
3.14.2.5 Arena Neta Total (ANT)	64
3.14.2.6 Arena Neta Petrolífera (ANP)	64
3.14.2.7 Porosidad (ϕ)	65
3.14.2.8 Saturación de agua (Sw)	65
3.14.2.9 Permeabilidad	65
3.14.2.10 Resistividad	67
3.14.3 Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales	67
3.14.3.1 Potencial Espontáneo (SP)	70
3.14.3.2 Rayos Gamma (GR)	70
3.14.3.3 El Calibre	71
3.14.4 Registros de Resistividad	71
3.14.4.1 Perfil de Inducción (ILD)	72
3.14.4.2 Herramienta de Densidad Compensada (FDC)	72
3.14.4.3 Perfil Neutrónico (CNL)	73

3.14.4.4 Perfil de Litodensidad (LDT):	74
3.15 Estructuras asociadas a Cinturones de Plegamientos y Corrimientos	75
3.15.1 La Zona Interior y Exterior (“Internal and External Zone”)	75
3.15.2 Tipos de fallas de corrimientos	75
3.15.3 Bloques corridos y zonas de despegue	76
3.15.4 Reglas básicas para la identificación de la geometría en cinturones de plegamientos y corrimientos	77
3.15.5 Método de Suppe	77
3.15.6 Pliegues propagados por fallas (Fault Bend Fold)	77
3.15.7 Pliegues asociados a fallas no planas (Fault Propagation Fold)	78
CAPÍTULO IV	80
METODOLOGIA	80
4.1 Base de Datos	80
4.2 Calidad de los Datos Sísmicos	82
4.3 Selección de los Reflectores de Interés	83
4.4 Calibración sísmica - pozo	85
4.5 Sismogramas Sintéticos	86
4.6 Interpretación de Horizontes	90
4.7 Interpretación de Fallas	94
4.8 Conversión de Tiempo a Profundidad	95
4.9 Cálculo de Atributos Sísmicos	100
4.10 Evaluación Petrofísica	101
4.10.1 Inventario de Registros de Pozos.	102
4.11 Cálculo de Parámetros Petrofísicos Básicos	104
4.11.1 Determinación de m , n , a y densidad de matriz	104
4.12 Determinación de Modelos Petrofísicos a Emplear	104
4.12.1 Modelo de Saturación de Agua	104
4.12.2 Volumen de arcilla. Cálculo de porosidad	105
4.12.3 Parámetros de corte (Cut-Off)	105
4.13 Elaboración de mapas de isopropiedades	105
4.13.1 Definición de Intervalos Estratigráficos de Interés	105
4.13.2 Despliegue de Mapas	107
4.14 Correlación de Atributos Sísmicos con Petrofísica	107
CAPÍTULO V	110
RESULTADOS	110
5.1 Interpretación Estructural	110

5.2 Análisis de los Mapas de Atributos Sísmicos y Petrofísicos	119
5.2.1 Análisis estratigráfico	119
5.2.2 Análisis de atributos sísmicos - Zona A	123
5.2.2.1 Mapa de Amplitud Instantánea (Reflexion Stregth)	129
5.2.2.2 Mapa de Heterogeneidad del Coseno de la Fase	130
5.2.2.3 Mapa de Heterogeneidad de Fase Instantánea	131
5.2.2.4 Frecuencia Instantánea Integrada	132
5.2.2.5 Discusión Integrada	133
5.2.3 Análisis Petrofísico - Zona A	134
5.2.3.1 Mapas de Arena Neta y Arena Neta Petrolífera	134
5.2.3.2 Mapas de Porosidad y Saturación de Agua	135
5.2.4 Análisis Integrado. Zona A	142
5.2.5 Análisis de atributos sísmicos - Zona B	147
5.2.6 Análisis Petrofísico - Zona B	151
5.2.7 Análisis Integrado. Zona B	158
5.2.8 Análisis de atributos sísmicos - Zona C	161
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	157
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	162
GLOSARIO	168

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS

	Pág.
Figura 1.1 Diagrama generalizado de la secuencia de trabajo	17
Figura 1.2. Mapa de ubicación del campo Carito.	19
Figura 2.1. Cuencas petrolíferas de Venezuela	24
Figura 2.2. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita- Los Testigos hasta el Río Orinoco	25
Figura 2.3. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica	27
Figura 2.4. Columna estratigráfica del Norte del estado Monagas.	31
Figura 2.5. Dominios estructurales de la Subcuenca de Maturín	32
Figura 2.6. Mapa estructural de Naricual Superior en Carito Central.	35
Figura 2.7. Mapa de fallas en el área de Carito.	36
Figura 3.1. Representación de la Ley de Snell.	40
Figura 3.2. Esquema de migración	42
Figura 3.3a. Sección sísmica en profundidad con el trazado de rayos	43
Figura 3.3b. Sección migrada sobre la sección de incidencia normal.	43
Figura 3.4. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.	49
Figura 3.5. Generación de un sismograma sintético.	50
Figura 3.6 Diagrama de Atributos	53
Figura 3.7. Diagrama de Atributos	54
Figura 3.8 . Cálculo del atributo estructural de Segundas Derivadas (Edge).	57
Figura 3.9. Clasificación de las técnicas de correlación.	58
Figura 3.10. Aproximación a tres puntos.	59
Figura 3.11. Resistividad verdadera de formación vs Saturación de agua	64
Figura 3.12. Ley de Darcy y su representación esquemática.	66
Figura 3.13. Representación esquemática de los elementos principales presentes en un cinturón de plegamiento y corrimiento.	76
Figura 3.14. Cinemática de un “Fault Bend Fold”	78

Figura 3.15. Cinemática de un “Fault Propagation Fold”	79
Figura 4.1. Mapa base del área del Campo Carito y de la zona de trabajo	80
Figura 4.2. Mapa base mostrando los pozos existentes en el área de trabajo	81
Figura 4.3. Área migrada preapilamiento (tiempo).Campo Carito y Furrial	82
Figura 4.4. Complejo Muscar - Estado Monagas.	83
Figura 4.5. Línea sísmica donde se observan los efectos de la baja cobertura sísmica (Complejo Muscar) en el área de Carito Norte.	84
Figura 4.6. Mapa base de los pozos con “checkshot” existentes.	86
Figura 4.7. Sismograma sintético del pozo 24 en el área de Carito (Sísmica 1)	88
Figura 4.8. Sismograma sintético del pozo 24 en el área de Carito (Sísmica 2)	89
Figura 4.9. Diagrama de los horizontes de interés donde se puede observar la diferencia en tiempo entre capas.	91
Figura 4.10. Sección sísmica migrada pre-apilamiento	92
Figura 4.11. Sección sísmica de alta frecuencia (HFI)	93
Figura 4.12. Mapa de polígonos de falla para Naricual Superior.	95
Figura 4.13. Mapa estructural en tiempo de la superficie T6D.	96
Figura 4.14. Mapa de velocidades promedio del intervalo Tope Carapita-T6D.	97
Figura 4.15. Ley de velocidades obtenida de los pozos que tienen “checkshot”, mostrando los marcadores: La Pica, Carapita y T6D.	98
Figura 4.16. Diagrama de los horizontes de interés donde se puede observar los espesores entre capas.	99
Figura 4.17. Visualización 3D de Carito mostrando los dominios estructurales	100
Figura 4.18. Mapa de la fuerza de reflexión. Zona A	102
Figura 4.19. Correlación de información de pozos	106
Figura 4.20. Matriz de calidad	108
Figura 4.21. Gráfico de arena neta vs. heterogeneidad del coseno de la fase.	109
Figura 4.22. Mapa de espesor total de arena estimado de la fase instantánea.	109
Figura 5.1. Mapa estructural en profundidad de Naricual Superior	111
Figura 5.2. Mapa estructural en profundidad de Naricual superior	112
Figura 5.3. Sección sísmica en tiempo (Norte – Sur) mostrando los corrimientos principales	113
Figura 5.4. Sección sísmica en tiempo (Norte-Sur) al Oeste del área	115

Figura 5.5. Visualización 3D en profundidad de Naricual Superior	116
Figura 5.6. Sección tiempo (Norte-Sur) en el Centro del área de trabajo	117
Figura 5.7. Sección en tiempo (Norte-Sur) al Este del área de trabajo	118
Figura 5.8. Mapa de tendencias de sedimentación T6B	120
Figura 5.9. Mapa de tendencias de sedimentación T6C	121
Figura 5.10. Mapa de tendencias de sedimentación T6D1	122
Figura 5.11. Mapa de tendencias de sedimentación T6D	122
Figura 5.12. Zona A (Intervalo T6D1-T6B)	123
Figura 5.13. Matriz de calidad para el intervalo T6D1-T6B (Zona A)	124
Figura 5.14. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Zona A.	125
Figura 5.15. Mapa de ubicación de los pozos que se tomaron en cuenta para el análisis estadístico	126
Figura 5.16. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea. Zona A.	127
Figura 5.17. Gráfico de arena neta en función de la frecuencia instantánea.	127
Figura 5.18. Gráfico de arena neta del yacimiento en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Zona A.	128
Figura 5.19. Gráfico de la porosidad de arena neta del yacimiento en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Zona A.	128
Figura 5.20. Atributo de Amplitud Instantánea (Reflexion Stregth).	129
Figura 5.21. Atributo de heterogeneidad del coseno de la fase. Zona A.	131
Figura 5.22. Atributo de heterogeneidad de Fase Instantánea. Zona A	132
Figura 5.23. Atributo de la Frecuencia Instantánea. Zona A.	133
Figura 5.24. Mapa de arena neta petrolífera. Zona A	135
Figura 5.25. Mapa de arena neta total. Zona A	137
Figura 5.26. Mapa de porosidad arena neta petrolífera	138
Figura 5.27. Mapa de saturación de agua Zona A	139
Figura 5.28. Mapa de espesor total de arena estimado del coseno de la fase	141
Figura 5.29. Mapa de espesor total de arena estimado de la fase instantánea.	142
Figura 5.30. Mapa de espesor total de arena, estimado a partir de la frecuencia instantánea. Zona A.	143

Figura 5.31. Zona B (Intervalo T6D1-T6C1)	144
Figura 5.32. Matriz de calidad para la Zona B	144
Figura 5.33. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea. Zona B.	145
Figura 5.34. Gráfico de la porosidad de arena neta del yacimiento en función de la heterogeneidad de la fase instantánea. Zona B	146
Figura 5.35. Atributo de la heterogeneidad de la fase. Zona B	147
Figura 5.36. Mapa de arena neta total en el intervalo T6D1-T6C1	149
Figura 5.37. Mapa de arena neta petrolífera en el intervalo T6D1-T6C1	150
Figura 5.38. Mapa de porosidad arena neta petrolífera	151
Figura 5.39. Mapa de saturación de agua en el intervalo T6D1-T6B	152
Figura 5.40. Mapa de ubicación de pozos	153
Figura 5.41. Mapa de espesor total de arena estimado de la fase instantánea	155
Figura 5.42. Matriz de calidad para el intervalo T6C1-T6B	156

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Secuencias estratigráfico–sedimentológicas del Campo Carito	37
Tabla 2. Lista de perfiles comúnmente utilizados	67
Tabla 3. Pozos con “checkshot” en toda el área de trabajo	85
Tabla 4. Pozos con “checkshot” utilizados para generar sismogramas sintéticos	85
Tabla 5. Valores de frecuencia y resolución vertical (sísmica 1)	87
Tabla 6. Valores de frecuencia y resolución vertical (sísmica 2)	87
Tabla 7. Valores de Δt para los pseudohorizontes generados	90
Tabla 8. Pozos con “checkshot” utilizados para generar modelo de velocidades	97
Tabla 9. Atributos generados	101
Tabla 10. Inventario de registros de pozos	103
Tabla 11. Parámetros de corte para generar el modelo de velocidades	107
Tabla 12. Pozos que no se tomaron en cuenta durante el análisis estadístico	120

CAPÍTULO I

1.1 Introducción

La descripción espacial de la geometría y las propiedades petrofísicas de los yacimientos es de gran importancia durante la etapa de exploración y desarrollo de los campos con hidrocarburos. Diversos parámetros tales como, espesores y porosidades, pueden estimarse a partir de la interpretación de perfiles o núcleos de pozos. Es conocido que los datos de pozos proporcionan en general una buena resolución vertical, pero la información lateral que de ellos se deriva es muy escasa para obtener una descripción precisa de las propiedades del yacimiento en toda su extensión. La profundidad limitada de investigación y la distribución escasa y dispersa de los sitios de perforación, se puede compensar mediante la aplicación de métodos sísmicos.

Los métodos sísmicos pueden utilizarse para obtener una descripción espacial detallada de las propiedades acústicas del yacimiento. Sin embargo, los datos sísmicos se caracterizan por tener una pobre y variable resolución vertical comparada con los datos de pozos.

La integración de la información sísmica con los datos de pozos, surge entonces como una forma potencial de determinar los cambios laterales en las propiedades del yacimiento.

En el presente proyecto se realizó la interpretación sísmica estructural del Campo Carito, y se actualizó la evaluación petrofísica de los pozos ubicados en el área, para obtener un análisis integrado de atributos sísmicos con registros de pozos. Dicho estudio forma parte de un proyecto que tiene por objetivo principal obtener el modelo geológico integrado del Campo Carito.

Esta integración de información se llevó a cabo mediante el uso de técnicas geoestadísticas, que permitieron la predicción lateral de estos parámetros hacia zonas en las cuales no se disponía de información. Además, proporcionaron un intervalo de confianza para las estimaciones realizadas. El objetivo era correlacionar atributos sísmicos con información petrofísica, a objeto de generar mapas de las isopropiedades del yacimiento y determinar el potencial petrolífero

del área. En la figura 1.1 se muestra un diagrama generalizado de la secuencia de trabajo.

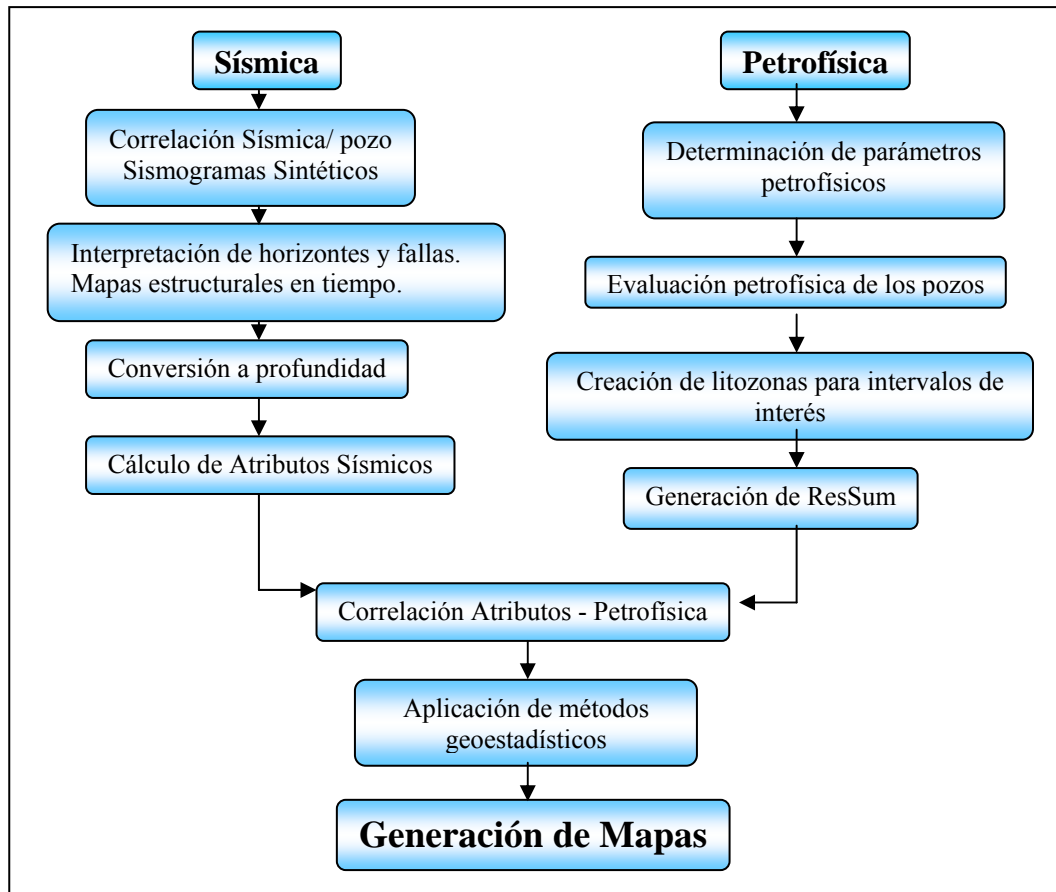


Figura 1.1 Diagrama generalizado de la secuencia de trabajo

El área en estudio está enmarcada dentro de los límites de la Subcuenca de Maturín, específicamente en el Campo Carito, al Norte del estado Monagas. Este proyecto de trabajo se realizó bajo la tutela de PDVSA Intevep, Gerencia de Exploración y Producción.

El Norte de Monagas tiene un importante potencial petrolífero debido a que posee diversos estilos estructurales y condiciones que facilitan el entrapamiento de hidrocarburos. Además, en esta zona se produce el 30% del total de la producción petrolera.

Es importante resaltar que esta zona del Norte de Monagas es la provincia geológica más compleja de Venezuela desde el punto de vista estructural, pues se caracteriza por una intensa deformación tectónica y difusa estratigrafía, además de

poseer los niveles más profundos de la cuenca antepaís. De allí que aún existan divergencias y frecuentes revisiones de los modelos geológicos, motivado por la pobre resolución vertical de la sísmica 3D. En este sentido, se comprende la necesidad de integrar información geológica y geofísica, con el fin de reducir la incertidumbre existente en la zona y facilitar las actividades exploratorias en la misma.

Carito Central y Carito Norte fueron descubiertos en 1988 con la perforación de los pozos MUC-1E y MUC-2, y el campo Carito Oeste en 1989 con el pozo MUC-3. En esta zona se encuentra el “Trend” de El Furrial, una de las estructuras geológicas más complejas de Venezuela, descubierta en 1986.

El intervalo estratigráfico de interés está limitado por la secuencia del tope de Naricual Superior y el tope del Cretácico.

Este proyecto se llevó a cabo entre los meses de agosto 2003 y abril 2004, usando el programa CHARISMA 3D (geofísica) y PetroviewPlus (petrofísica) de Geoquest, en la versión GeoFrame 4.0, de la empresa Schlumberger.

1.2 Ubicación del área de estudio

La zona de estudio está ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, al SE del frente de montañas de la Serranía del Interior en el oriente venezolano. Esta zona se encuentra en el estado Monagas, específicamente en el Campo Carito, cuyos vecinos son los campos El Furrial al Este y el campo Santa Bárbara al Oeste (Figura 1.2). El área de estudio se encuentra limitada por los corrimientos de Carito Norte, Carito Oeste y Carito Sur, abarcando un área de aproximadamente 66 Km².

El área de trabajo se encuentra dentro del denominado bloque alóctono de la Escama de El Furrial. El intervalo estratigráfico de interés abarca desde Naricual Superior hasta el tope del Cretácico.

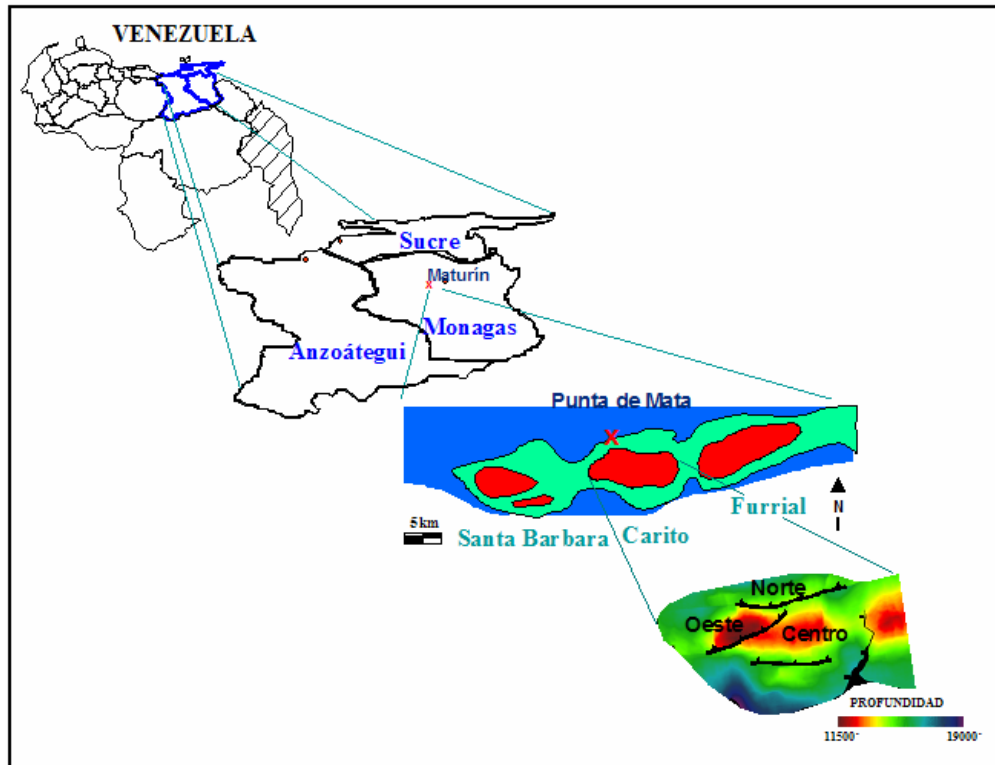


Figura 1.2. Mapa de ubicación del campo Carito.

1.3 Planteamiento del problema

Cuando se necesita caracterizar un yacimiento, en su fase exploratoria o productiva, generalmente se dispone de datos sísmicos de superficie y registros de pozos. Los datos sísmicos proporcionan la distribución areal de las propiedades elásticas del yacimiento. Los datos de pozos representan las propiedades petrofísicas limitadas a un entorno muy reducido alrededor del pozo. Esta limitación en la densidad areal de los datos petrofísicos, junto a cambios estructurales y estratigráficos entre pozos, reduce la efectividad en la estimación de las propiedades de los yacimientos en el área de estudio.

Para reducir dicha incertidumbre, existen técnicas de estimación basadas en el uso de datos sísmicos como agente extrapolador de dichas propiedades. Los Atributos Sísmicos se basan en la utilización de la información contenida en las secciones sísmicas para la detección de anomalías en el subsuelo y acumulaciones de hidrocarburos. Desde un punto de vista general, los atributos proporcionan información estructural, estratigráfica y de yacimiento (Brown, 1997).

En la Subcuenca de Maturín, Estado Monagas, se encuentra el Campo Carito. Este campo petrolífero está integrado por diferentes yacimientos de hidrocarburos. En el presente proyecto se propone utilizar atributos sísmicos y petrofísica, con el fin de realizar una interpretación integrada del Campo Carito. Además, se propone delimitar el área de una posible chimenea de gas en cada uno de los niveles productores dentro del intervalo estratigráfico de interés, definido por el tope de Naricual Superior y tope del Cretácico.

1.3.1 Objetivo general

Caracterizar el área de Carito mediante la integración de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas en la Subcuenca de Maturín, Estado Monagas, con el fin de contribuir a la explotación óptima del yacimiento.

1.3.2 Objetivos específicos

- ❖ Realizar la interpretación sísmica estructural del área de Carito.
- ❖ Obtener atributos sísmicos.
- ❖ Ubicar la posible chimenea de gas existente en el área.
- ❖ Realizar la evaluación petrofísica del área.
- ❖ Generar mapas de isopropiedades.
- ❖ Integrar atributos sísmicos con el análisis petrofísico de los pozos del área.

1.4 Justificación

Una razón importante para realizar este proyecto es que, dada la situación económica actual de Venezuela, es necesario reevaluar las zonas prospectivas que se encuentran a lo largo de las cuencas petrolíferas, con la finalidad de activar nuevos pozos productores, incrementando así la producción de hidrocarburos, lo cual traerá como consecuencia la generación de divisas así como la reactivación del aparato productivo.

El Norte de Monagas es una zona que ha sido y está siendo estudiada debido a su conocido potencial petrolero. Los estudios exploratorios se realizan con el fin de poder entender la gran complejidad geológica que existe en esta zona, minimizando el riesgo en la localización de nuevos pozos y reduciendo la

incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, para poder optimizar los planes de explotación de los yacimientos sometidos mayormente a procesos de recuperación secundaria.

1.5 Información disponible

Los datos disponibles para la ejecución de este proyecto fueron:

- ❖ 66 Km² de datos sísmicos 3D migrados en tiempo pre-apilamiento y datos sísmicos HFI (High Frequency Imaging).
- ❖ Topes estratigráficos del Terciario y Cretácico en 52 pozos.
- ❖ Perfiles eléctricos y/o radioactivos (densidad, neutrón, rayos gamma) y sónicos.
- ❖ Pozos con “Check Shot” (Tiros de verificación).
- ❖ Pozos con cortes de fallas definidos en estudios anteriores.
- ❖ Análisis litológicos y estratigráficos.

1.6 Trabajos Previos

El Campo Carito se ubica en el Norte de Monagas, específicamente en la Subcuenca de Maturín, y está conformado por las áreas: Carito Norte, Carito Central, Carito Oeste y Carito Sur. Carito fue descubierto en 1988 con la perforación del pozo MUC-1E. Desde su descubrimiento, el campo Carito ha sido explotado con datos de pozos y sísmica 2D y más recientemente con sísmica 3D, los cuales han ido mejorando la visualización de las estructuras. Existen áreas que todavía presentan alta incertidumbre asociada a la pobre calidad de la imagen sísmica, particularmente en los flancos Norte y Sur del anticlinal de Carito.

A lo largo de la evolución de los modelos desde 1988 hasta 1995 se aprecia un aumento en la densidad de fallas. Para el año 1998 se dispone de un modelo estructural, basado en sísmica 3D del año 1993, con evidencias de las estructuras de Carito Oeste, Carito Central y Carito Norte. Pero el área de Carito Sur no reflejaba la estructura real, evidenciada posteriormente con la perforación

de dos pozos en el área (SBC-107 y SBC-112), debido a la baja calidad de la imagen sísmica.

Posteriormente, se mejora el modelo estructural para el campo Carito con la nueva sísmica 3D del año 1998, la cual presenta una calidad regular. En el año 2001 se llevan a cabo dos proyectos de interpretación sísmica en tiempo. Uno de los objetivos era definir el marco estructural de los yacimientos del campo Carito-Mulata (Márquez et al. 2001a). Los corrimientos principales son el corrimiento El Furrial, corrimiento de Carito Oeste, Carito Norte y Carito Sur, y todos producen un anticlinal dependiendo de su magnitud y además, presenta una vergencia hacia el Sur.

La interpretación estructural del Norte de Monagas, se realizó bajo una perspectiva integrada con el resto de los campos del “trend” de El Furrial (Márquez et al. 2001b). Esta interpretación estructural se basó en la premisa de que el campo Carito presenta corrimientos o fallas inversas de bajo ángulo, las cuales separan este campo en áreas. Márquez et al. (2001b) afirman que de acuerdo con el modelo generado en el Norte de Monagas, la expulsión de los hidrocarburos se inicia durante la sedimentación de la Formación Carapita.

Entre otros trabajos efectuados en este campo se encuentra el proyecto realizado por Márquez et al. (2002) de PDVSA Intevep, que consistió en realizar un modelo estructural en profundidad del Norte de Monagas, mediante la interpretación de un cubo sísmico 3D y la integración con datos de pozos. El objetivo principal fue integrar los modelos geológicos de los campos El Furrial, Carito y Santa Bárbara, con la finalidad de optimar los planes de desarrollo, al conocer las diferencias y similitudes entre los diferentes yacimientos. Allí se concluye que el mega-anticlinal de Carito está conformado por una falla tipo “fault bend fold”, cuya evolución cinemática presenta dos fases: 1) ambos flancos crecen simultáneamente y 2) sólo el flanco posterior crece mientras que el flanco anterior no muestra crecimiento alguno. Por otra parte, define dos corrimientos mayores en el área de Carito, como son Carito Norte y Carito Oeste, los cuales presentan dirección paralela al corrimiento de Pirital. Otra conclusión de importancia se refiere a la oportunidad de hidrocarburos profundos a nivel del tope de las calizas del Cretácico.

Por otro lado, existe otra área localizada en Carito Central, donde los datos sísmicos originales, y derivado de las nuevas interpretaciones y análisis de sísmica 3D, muestran que la baja calidad de la sísmica está asociada al posible efecto de una chimenea de gas que se extiende desde el yacimiento hasta zonas someras. (Bolívar y Helwig, 2002). Muchos de los problemas de interpretación sísmica, artefactos, baja calidad, anomalías y reflectores discontinuos, están claramente asociados con esta capa de gas.

En el año 2003 se realizó la interpretación sísmica 3D en profundidad del campo Carito, la cual permitió definir el patrón estructural del área y las cuatro zonas del campo, como son Carito Norte, Carito Oeste, Carito Central y Carito Sur; las cuales presentan diferencias estructurales que conllevan a realizar modelos estáticos de yacimientos diferentes y por ende planes de explotación diferentes.

La cresta del anticlinal de Carito está segmentada por retrocorrimientos “backthrusts” menores en todas las áreas, y por imbricaciones en el flanco Norte de la estructura. Esto hace suponer que estas tres estructuras son posteriores a la formación del Corrimiento de El Furrial, lo que trae como consecuencia que el área de Carito Oeste sea la más somera del “trend” de El Furrial (12000 pies a nivel de Naricual Superior).

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Geología Regional

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país, limitada al Norte por el cinturón de plegamiento de la Serranía del Interior y la falla El Pilar, al Sur por las rocas precámbricas del Escudo de Guayana; al Oeste por el Arco de El Baúl y hacia el Este por la Plataforma Deltana. (Parnaud et al., 1995). Es una cuenca “foreland” (antepaís) que se desarrolló en el Neógeno sobre un margen pasivo Mesozóico, del cratón de Sudamérica.

Parnaud et al., (1995) indica que esta depresión tiene aproximadamente una longitud de 800 Km en sentido Oeste-Este y anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur, con un área total aproximada de 200000 Km² y comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (Figura 2.1).

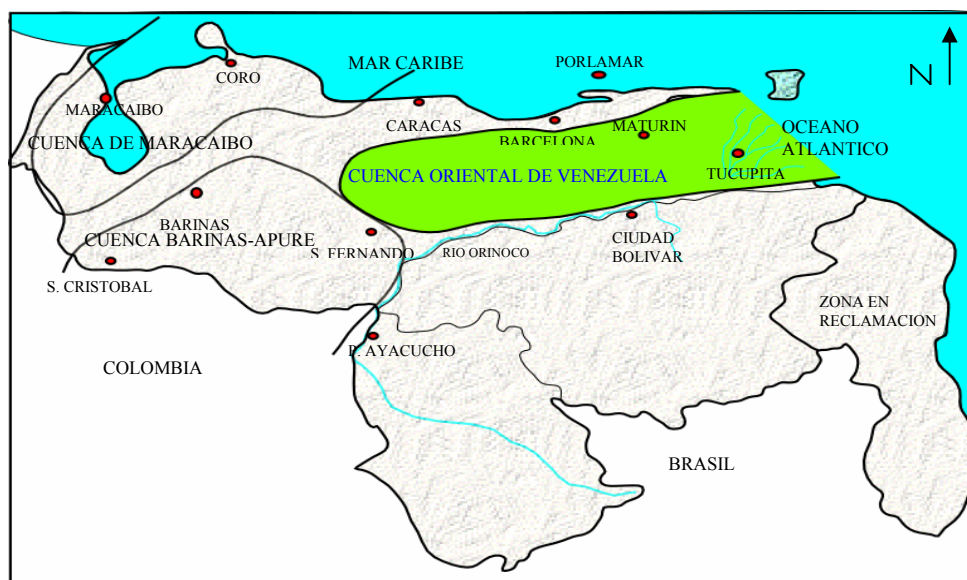


Figura 2.1. Cuencas petrolíferas de Venezuela (Modificado de Schlumberger en Méndez, 1985)

Estas dimensiones ubican a esta cuenca como la primera en extensión superficial de Venezuela, además, es la segunda en orden de importancia y magnitud en América del Sur en cuanto a reservas petrolíferas se refiere.

La cuenca es asimétrica con el flanco Sur buzando suavemente hacia el Norte. El flanco Norte ha sufrido mayores efectos de tectonismo y tiene mayores buzamientos que se hallan conectados a una zona plegada y fallada, que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la cuenca hacia el Norte. (Figura 2.2). La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en dos subcuencas: la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín; ambas con características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas bien diferenciadas.

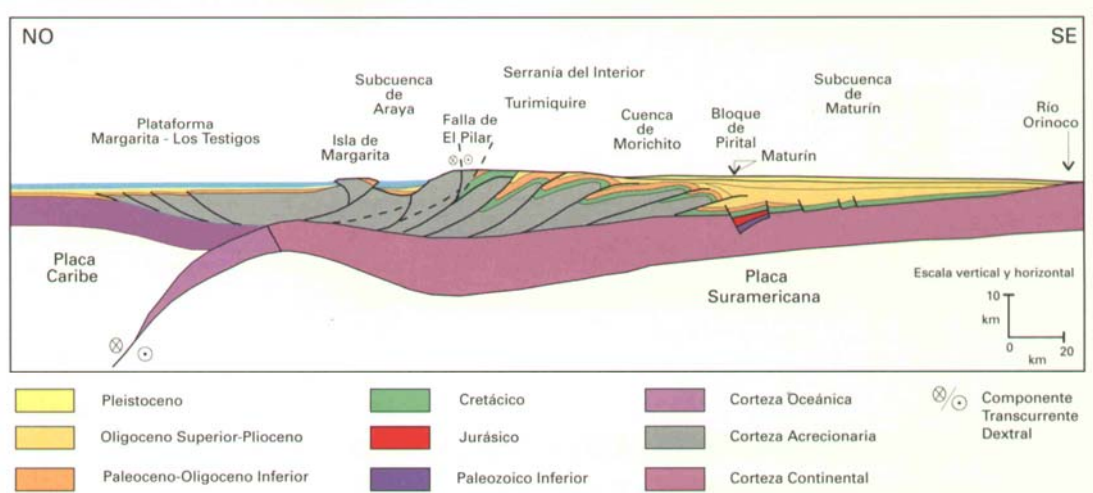


Figura 2.2. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco

El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la Subcuenca de Maturín es el sistema de fallas de Urica, es decir, la rampa lateral enterrada de la Serranía del Interior (Roure et al., 1994).

2.1.1 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

En un contexto de tectónica de placas, la Cuenca Oriental de Venezuela se formó como resultado de una compleja interacción entre las placas de Suramérica, Norteamérica y el Caribe.

Parnaud et al., (1995) divide en cuatro eventos principales la evolución geodinámica de la cuenca:

- a) Una fase “pre-rift” en el Paleozóico.
- b) Una fase de “rifting” y “drifting” durante el Jurásico y el Cretácico Temprano, caracterizado por la formación de grábenes.
- c) Un período de margen pasivo durante el Cretácico-Paleógeno.
- d) Una fase final de colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de una cuenca de margen pasivo en una cuenca antepaís. Esta colisión de la placa caribeña con la placa Suramericana fue diacrónica con un movimiento en dirección Oeste - Este.

2.1.2 Evolución estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela es el producto de la convergencia oblicua de la placa del Caribe, con un movimiento relativo hacia el Este, contra la placa Suramericana, la cual presenta un movimiento relativo hacia el Noroeste. (Di Croce et al., 1999).

Según Parnaud et al., (1995), la colisión oblicua entre las placas del Caribe y Suramérica produjo tres familias de fallas a escala regional (Figura 2.3):

- ❖ Fallas transcurrentes dextrales de rumbo Este - Oeste. Un ejemplo lo constituye la falla El Pilar, de 700 Km de longitud, activa desde el Mioceno con un desplazamiento lateral estimado entre 20 Km y 125 Km.
- ❖ Fallas transcurrentes dextrales de rumbo N60° - 80°W, como por ejemplo las fallas de Urica y San Francisco, con desplazamientos cercanos a los 40 Km y 25 Km, respectivamente. La falla de Urica parece estar inactiva en la actualidad y la falla de San Francisco fue activa hasta el Plioceno. La actividad de las fallas se relaciona con la migración de los esfuerzos hacia el Este a lo largo del límite de placas.
- ❖ Corrimientos: representados por las fallas de corrimiento de rumbo N60° - 90°E, tales como, el corrimiento de Pirital y de El Furrial; con un desplazamiento de 40 Km (Pirital) y 14 Km (El Furrial). (Márquez et al., 2002).

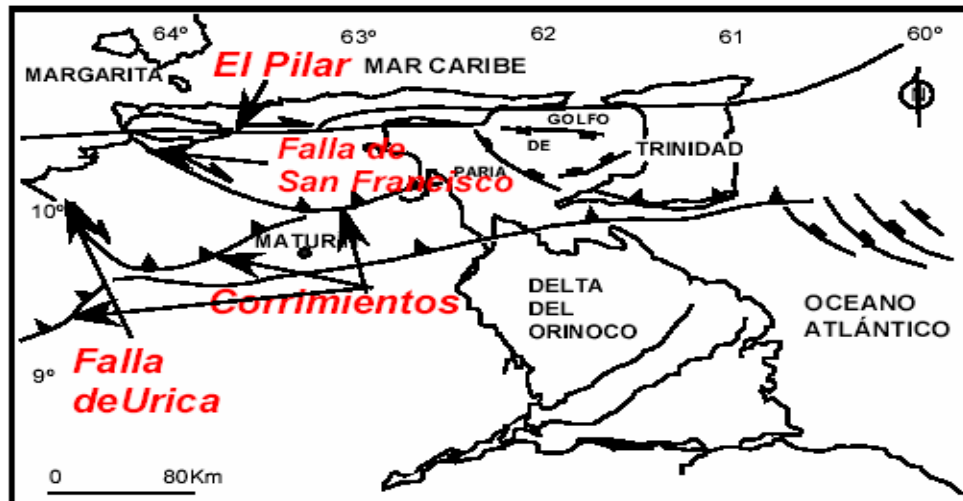


Figura 2.3. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica (Tomado de Parnaud et al. 1995)

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Paleozóico es poco conocida, sin embargo, lo que se conoce se deriva de estudios realizados cerca de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales indican una historia estructural menos compleja que la de otras áreas paleozóicas en Venezuela, debido a la estabilidad del Cratón de Guayana.

En el sector occidental de la Cuenca Oriental de Venezuela, un evento Permo-Triásico levantó el Macizo de El Baúl, el cual representa uno de los límites de la cuenca. En la parte septentrional de la cuenca, específicamente en la zona cercana al piedemonte de Monagas y Anzoátegui, las formaciones cretácicas presentan fallamientos, plegamientos e incluso se presentan volcadas. Según González de Juana et al., (1980), esta deformación no pertenece al evento orogénico ocurrido a finales del Cretácico, sino al período de deformación ocurrido durante el Terciario Superior.

Las masas en proceso de levantamiento al Norte fueron desplazándose hacia el Sur, comprimiendo progresivamente el substratum formado por sedimentación cretácica autóctona, el cual representa hoy los remanentes alóctonos en la Serranía del Interior.

Al Noreste de la cuenca, la evolución estructural viene dada por el impulso orogénico del Eoceno Superior, el cual inició el levantamiento de la Serranía del Interior Oriental. Luego, durante el Mioceno, ocurrieron empujes renovados con

componente Norte - Sur que ocasionaron grandes corrimientos hacia el Sur, como lo son los corrimientos de Pirital, El Furril y Anaco. El flanco Sur de la cuenca apoyado sobre el borde cratónico, no sufrió deformaciones tectónicas importantes. Presenta homoclinales suavemente inclinados hacia el Nor-Noreste, los cuales están cortados por alineamientos de fallas normales con rumbo Este-Oeste y Este-Noreste.

2.1.3 Evolución Sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela

El proceso evolutivo de la Cuenca Oriental de Venezuela tiene sus orígenes en el Devónico-Carbonífero (González de Juana et al., 1980) hace aproximadamente unos 350-250 MA, tiempo durante el cual se produjeron tres ciclos sedimentarios bien diferenciados. La sedimentación comienza con las formaciones Carrizal y Hato Viejo en una depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana. Tiempo más tarde (250-200 MA) comienza la orogénesis Herciniana, de ahí que, se produce un levantamiento vertical del borde cratónico y como consecuencia la retirada general de los mares hacia el Norte, ocasionando un largo período de erosión y ausencia de actividad tectónica. Sin embargo, en el Triásico-Jurásico (220-160 MA) se producen actividades volcánicas en el Macizo de El Baúl.

Durante el Cretácico Inferior (120-115 MA) se inicia la transgresión marina en dirección Norte-Sur. Se sedimenta la Formación Barranquín compuesta de calizas y areniscas en el flanco Norte de la serranía actual y hacia el flanco Sur por la Formación El Cantil. El Cenomaniense - Coniacense (100-85 MA) es la época donde ocurre la máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el Norte (Formación Querecual), mientras que al Sur se extienden ambientes marinos costeros que gradualmente se hacen terrígenos. Más al Norte y Noroeste se encuentra la Formación El Tigre.

Durante el Santoniense-Maastrichtiense (85-65 MA) se produce la sedimentación de la Formación San Antonio, mientras que al Sureste comienza la regresión marina, marcada por las areniscas masivas de la Formación San Juan. Este tiempo representa el final de fenómenos tectotermales, que afectaron las rocas Mesozóicas en alguna parte del Mar Caribe al Norte de las Costas de

Venezuela Central y Oriental, produciendo metamorfismo regional e intrusiones ácidas.

El Paleoceno-Eoceno medio (65-45 MA) es un período donde comienza el movimiento de las masas metamórficas hacia el Sur, con el consiguiente empuje sobre la secuencia sedimentaria Cretácica (Grupo Sucre y Guayuta) en el borde cratónico y la sedimentación del Terciario Inferior. Hacia el Este, la sedimentación no estuvo influenciada por los frentes de deformación del Caribe, acumulándose los sedimentos finos del talud continental de la Formación Vidoño y los más arenosos de la Formación Caratas. Eoceno Superior - Oligoceno (45-25 MA) está caracterizado por el hiatus Post-Eoceno y el levantamiento de la parte Norte de la cuenca. La sedimentación transgresiva de la Formación La Pascua en Guárico, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito). La transgresión progresa hacia el Este con la sedimentación de las formaciones Jabillos, Areo y Naricual y en la región de Barcelona, el hiatus y transgresión mencionados, se encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio (L.E.V., 1987).

Durante el Mioceno (20 MA) se producen cambios importantes en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. Al Norte del estado Guárico la sedimentación es generalmente continental. Desde el flanco Norte de la cuenca hacia el Sur se observa gradaciones entre las formaciones Capiricual-Quiamare al Norte y la Formación Oficina al Sur. El ambiente deltáico de la Formación Oficina se extiende considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. De modo que hacia el Este, los ambientes se hacen más profundos definiendo la sedimentación de la Formación Carapita (L.E.V., 1987).

En cuanto al tectonismo se considera este período de especial importancia, debido a los procesos tectónicos producidos en el flanco Norte (Serranía del Interior), indicados por los largos pliegues, asimetría, fuertes volcamientos hacia el Sur y numerosas fallas de corrimiento. La parte nororiental de la cuenca continúa levantándose e inclinándose hacia el Este, mientras que en el flanco Sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero. En el borde Norte

los mares transgreden sobre la superficie erosionada de Carapita, depositándose la Formación La Pica.

En el Mioceno Superior-Plioceno (5 MA), los ambientes marinos continuaban retrocediendo hacia el Este. De allí que extensos ambientes fluvio-deltáicos se establecieron en gran parte de la cuenca, sedimentándose la Formación Las Piedras. El episodio final de esta evolución esta representada por la Formación Mesa de ambiente continental (L.E.V., 1987).

2.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Comprende aproximadamente 80000 Km², su ancho es aproximadamente de 200 Km en dirección Norte-Sur, y se extiende 400 Km en dirección Este-Oeste. Su forma es alargada, asimétrica y posee una dirección N50°E.

La subcuenca de Maturín está limitada al Sur por el Escudo de Guayana, al Oeste por la falla de Urica, al Norte por la Serranía del Interior y al Este por la Plataforma Deltana y el Golfo de Paria. Posee dos flancos: el flanco Norte que corresponde a un régimen compresivo, originado por la colisión oblicua de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, y el flanco Sur, de régimen extensivo (Subieta et al., 1988).

Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíferos de las unidades estratigráficas en la Subcuenca de Maturín, definen dos dominios operacionales, uno al Norte del Corrimiento de El Furrial y otro al Sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno (Figura 2.4).

ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACIONES NORTE DE MONAGAS	LITOLOGÍA	ESPESOR (PIES)	ACTIVIDAD TECTÓNICA			
CENOZOICO	CUATERNARIO		ALUVIONES				ANTEPAÍS Y PLEGAMIENTOS		
			RECIENTE						
	TERCIARIO		NEOGENO	PLEISTOCENO	MESA	Areniscas micáceas de grano fino, gravas, lutitas rojas y grises, lignitos		100-900	
				PLIOCENO	LAS PIEDRAS	Areniscas de grano grueso y gravas		1500-5000	
			MIOGENO	TARDIO	LA PICA	Areniscas con intercalaciones de lutitas		6500	
				MEDIO	MORICHITO	Conglomerados			
			TEMPRANO	CARAPITA	Arcilla gris oscuro, turbidíticas	15000 - 20000			
			PALEOGENO	OLIGOCENO	MERECURE	NARICUAL		Areniscas cuarzosas, arcilla oscura, limolitas	900-1100
						AREO		Areniscas masivas mal estratificadas	
						LOS JABILLOS		Lutitas grises, areniscas cuarzosas, limolitas	600
MESOZOICO	CRETÁCICO	SANTA ANITA	EOCENO	CARATAS	Limolitas y areniscas glauconíticas, dolomíticas o calcáreas.	400-2000	MARGEN PASIVO		
				PALEOCENO	VIDOÑO	Lutitas negras, silíceas y calcareoarenáceas		650-1000	
	TARDIO	GUAYUTA		MAASTRICHTIENSE	SAN JUAN	Areniscas intercaladas con capas centimétricas de lutitas negras			
				CAMPANASIENSE	SAN ANTONIO	Calizas, lutitas negras, areniscas calcáreas de grano fino		1200	
				SANTONIENSE	QUERECUAL	Calizas arcillosas con estratificación delgada, laminadas, carbonaceo-bituminosas y lutitas calcáreas		2300	
				CONIACIENSE					
				TURONIENSE					
				CENOMANIENSE					
	TEMPRANO			ALBIENSE	CHIMANA	Areniscas y calizas mal expuestas		270	
				APTIENSE	EL CANTIL	Calizas fosilíferas macizas separadas por areniscas y lutitas.		860	
BARREMIENSE				BARRANQUIN	Areniscas cuarcíticas intercaladas con lutitas	1300-1700			
PALEOZOICO	JURÁSICO		LA QUINTA	Capas rojas no fosilíferas interestratificadas con flujos basálticos		Apertura "RIFTING"			
	CARBONIFERO		CARRIZAL	Secuencia de arcillas verdosas, duras y compactas	Máximo 1827 m	BASAMENTO			
	DEVÓNICO		HATO VIEJO	Areniscas de grano fino a grueso	Máximo 91 m				

Figura 2.4. Columna estratigráfica generalizada del Norte del estado Monagas. (Modificado de Romero, 2002)

El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico. En su parte inferior se encuentran rocas del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno - Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio - deltáicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Subieta et al., 1988).

El proceso geodinámico asociado a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana dio paso a una cuenca de tipo antepaís “foreland” a partir de un margen pasivo, lo cual dividió a la Subcuenca de Maturín en tres dominios estructurales (Figura 2.5).

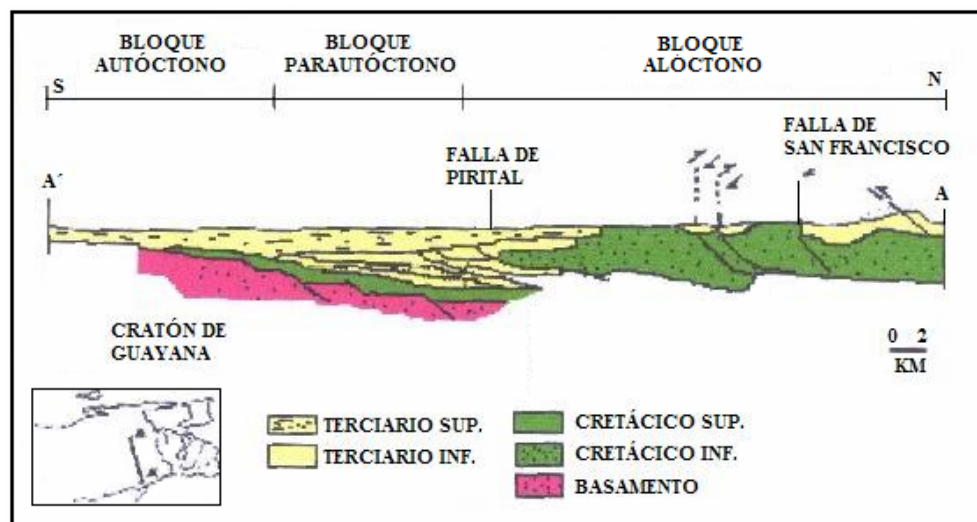


Figura 2.5. Dominios estructurales de la Subcuenca de Maturín (Tomado de Prieto y Valdés, 1992)

- ❖ Bloque Alóctono de Pirital, el cual está ubicado al Norte y aflora en la Serranía del Interior. Su límite Sur es el corrimiento de Pirital.
- ❖ Bloque Parautóctono o cuenca “foreland”, ubicado en la parte central, el cual está constituido por el área Norte de Monagas y limitado al Norte por el corrimiento de Pirital y al Sur por el corrimiento de El Furrial. Está compuesto por sedimentos terciarios de plataforma.

En este bloque predomina el régimen compresivo que está representado por una serie de corrimientos que se horizontalizan en profundidad.

- ❖ Bloque Autóctono, equivalente a un monoclinal no deformado ubicado al Sur y que está sobrecorrido por el frente de deformación (Prieto y Valdés, 1992). Representa una zona extensiva relacionada con la plataforma estable de la cuenca. Incluye un basamento Pre-Cámbrico ígneo - metamórfico y sedimentos cretácicos - terciarios de ambiente marino proximal. Tanto el basamento como la secuencia sedimentaria están afectados por un tectonismo distensivo.

2.2.1 Sistema petrolífero en la Subcuenca de Maturín

Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia es de edad Cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo). Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío) y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Mesa-Las Piedras (molasa Mio - Pliocena). Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico - Terciaria en el flanco Norte de la subcuenca, son las formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares.

Los campos principales del área son Jusepín, Santa Bárbara, Carito/Mulata y El Furrial, productores de crudos livianos; Orocuál y Manresa, de crudos medianos a pesados (Formación Las Piedras) y, hacia el Delta Amacuro, el campo de Pedernales (pesado/mediano, Formación La Pica). Los yacimientos de Pedernales y las “Arenas de Naricual” de los campos Carito Central y El Furrial, se diferencian por la capa de gas de gran magnitud presente en Carito Central.

2.3 Geología Local

2.3.1 Campo Carito

El campo Carito/Mulata se encuentra ubicado a unos 40 Km al Oeste de Maturín, capital del Estado de Monagas. El campo ha sido subdividido en cuatro áreas: Carito Norte, Carito Sur, Carito Oeste y Carito Central, con características diferentes de producción, porosidad, permeabilidad y presión. De estos yacimientos, Carito Central tiene mayor área, producción, número de pozos, volumen de petróleo y condensado original en sitio, acumulado en las areniscas desde el Cretácico Tardío hasta el Mioceno.

El anticlinal de Carito es producto del Corrimiento de El Furrial, Carito y Santa Bárbara, siendo esta una estructura de tipo “fault bend fold” (Márquez et al., 2002). Se presentan además, los corrimientos mayores de Carito Norte y Carito Oeste del tipo “fault propagation fold”, con rumbo paralelo al Corrimiento de Pirital.

El Corrimiento de Pirital se encuentra en una zona donde la cobertura sísmica es baja, debido a la presencia de la población de Punta de Mata. El Corrimiento de El Furrial, presenta un buzamiento de bajo ángulo, de aproximadamente 10°, siendo esta estructura de tipo “fault bend fold”, como fue mencionado anteriormente.

Carito Oeste es la zona más somera del Norte de Monagas, a una profundidad de 12000 pies al nivel de Naricual Superior, debido a una fase posterior al plegamiento principal asociada al corrimiento de Pirital. Seguidamente, los campos El Furrial y Carito Central son menos someros hasta llegar al anticlinal de El Furrial a niveles más soterrados en el área de Santa Bárbara, a una profundidad aproximadamente de 13000 pies. (Márquez et al., 2002).

El área de Carito Central está limitada al Norte por los Corrimientos de Carito Oeste y Carito Norte (Figura 2.6), al Este y Oeste por las sillas estructurales y al Sur por el Corrimiento de Carito Sur. El anticlinal de Carito Central está en todo el centro del mega anticlinal del “trend” de El Furrial, afectado por la fase compresiva del Corrimiento de El Furrial y posteriormente,

por los corrimientos de Carito Norte y Carito Oeste. Este anticlinal se encuentra entre 12300 a 17300 pies de profundidad.

El patrón estructural predominante de Carito Central está formado básicamente por fallas longitudinales cortadas por fallas transversales de mayor longitud y expresión y limitado por corrimientos mayores al Norte y al Sur. En comparación con el área anterior, Carito Central presenta menor expresión de fallas.

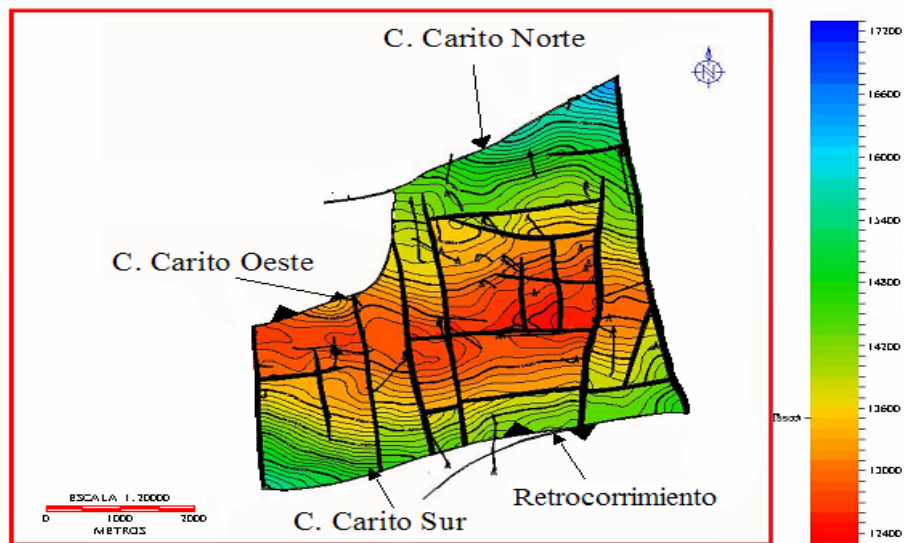


Figura 2.6. Mapa estructural de Narigual Superior en Carito Central. (Tomado de Márquez et al., 2003)

En la figura 2.7 se muestra el patrón estructural del anticlinal de Carito Central, con un predominio de fallas normales y limitado por corrimientos mayores al Norte y al Sur.

La producción del área de Carito Central se inició en el año 1988 con una presión inicial de 11500 lpc, abarcando un área de 50 km², con un total de 58 pozos, 49 de estos pozos son productores y 12 son inyectoras, obteniéndose porosidades entre 6 - 21 %, permeabilidades entre 3 - 2000 md y una presión actual de 7560 lpc, con una temperatura de yacimiento de 287 °F, una profundidad promedio dentro del objetivo de 14000 pies bnm, una producción de crudo de 157.6 MBD (31° API promedio) y gas de 397.8 MMPCND.

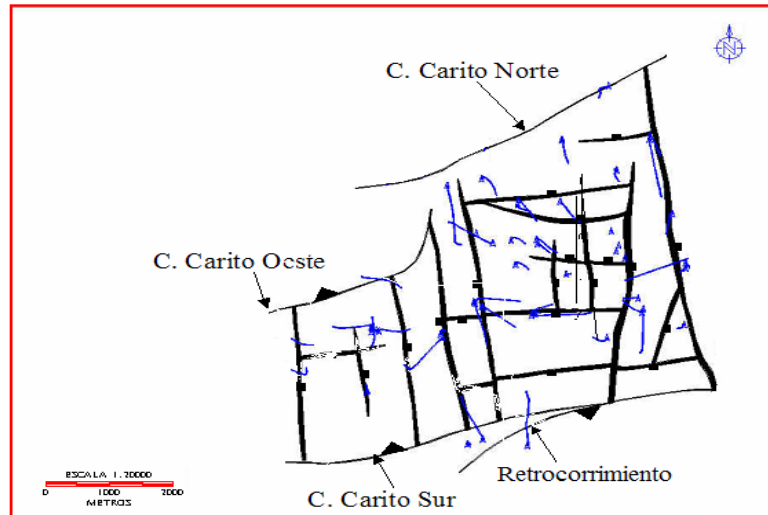


Figura 2.7. Mapa de fallas en el área de Carito. (Tomado de Márquez et al., 2003)

2.3.2 Formación Naricual

La Formación Naricual, tiene un espesor promedio de 1400 pies, se caracteriza por una capa de gas condensado y presenta la particularidad que, en la zona de petróleo, tanto la presión de rocío como la presión de burbujeo varían con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido.

2.3.2.1 Estratigrafía y Sedimentación

En la Tabla 1, se muestra una síntesis de la secuencia estratigráfica y sedimentológica del Campo Carito a nivel del Terciario.

2.4 Propiedades petrofísicas

La Formación Naricual es una secuencia de arenas y lutitas. Las facies de mayor producción tienen porosidades que oscilan entre 11 y 15%, permeabilidades entre 40 y 1000 md y saturación de agua irreducible baja, entre 10 y 15%, tienen un contenido relativamente pequeño de caolinita y cemento carbonático.

Sin embargo, las arenas con porosidad de 7% y volumen de arcilla de hasta 30% son consideradas también como productoras. Los parámetros de

interpretación típicos son: $m=n=1,8$. La salinidad del agua de formación es de 13.000 ppm equivalentes de NaCl.

Tabla 1. Secuencias Estratigráfico-Sedimentológicas del Campo Carito, Norte de Monagas. (Carrillo et al.,2003)

SECUENCIAS			Secuencias Estratigráfico-Sedimentológicas del Campo Carito, Norte de Monagas
Topo		Intervalo	
T7-B			Correponde con el topo de toda la secuencia Terciaria. Representa el máximo pulso transgresivo, generando condiciones marinas en toda el área.
	27	T7-B	
T7-A			Episodio progradante fluvial, en dirección norte -sur. La sedimentación de estas facies está controlada por los corrimientos de carito norte y carito oeste.
	26	T7-A	
T6-E			Alza relativa del nivel del mar, lo cual corresponde con un sistema transgresivo, lo cual generó una planicie deltaica que abarca toda el área.
	25	T6-E	
T6-E1			Progradación en toda el área, en un ambiente fluvial de canales anastomados cuya distribución al norte del área es controlada por la estructura.
	24	T6-E1	
T6-D			Marca una inundación marina en dirección noreste-suroeste.
	23	T6-D	
T6-D1			Anteplaya proximal se mantiene solo hacia el noreste del área. Hacia la parte central suroeste comienza la progradación fluvio-deltaica.
	22	T6-D1	
T6-D2			Inundación marina genera barras costeras de anteplaya proximal con sentido noroeste-sureste en casi la totalidad del área de estudio.
	21	T6-D2	
T6-C			Progradación deltaica en su parte más distal en el área central-oeste. Hacia el extremo norienta se interpretan condiciones de anteplaya proximal.
	20	T6-C	
T6-C1			Avanza la inundación hacia el centro, llegando a condiciones de anteplaya distal al norte. Al suroeste del área se tiene ambientes fluvio-deltaicos.
	19	T6-C1	
T6-C2			Agradación, que permite que se desarrollen canales de comunicación en la parte distal de la cuenca y prograda un delta de relleno en el resto del área.
	18	T6-C2	
T6-B			Continuación de la progradación de la secuencia T5, pero con mayor influencia de mareas, aumentando las zonas interdistributarias.
	17	T6-B	
T6-A			
	16	T6-A	
T5-C			Estas parasecuencias corresponden a un sistema de alto nivel de tercer orden y donde se pudo discriminar estos tres pulsos de progradación de cuarto orden del sistema fluvial. Es importante resaltar que durante la sedimentación de las parasecuencias T5 A y B la dirección principal de depósito es suroeste-noreste y en T5-C esta cambia a norte-sur.
	15	T5-C	
T5-B			
	14	T5-B	
T5-A			
	13	T5-A	
T4-B			Progradación deltaica. Generación de anteplaya proximal y barras costeras en el centro del área. Hacia el noreste desarrollo de anteplaya distal.
	12	T4-B	
T4-A			Sistema transgresivo con desarrollo de lagunas y deltas de relleno que varía al norte a un sistema de anteplaya proximal con desarrollo de islas de barrera.
	11	T4-A	

Tabla 1. Secuencias Estratigráfico-Sedimentológicas del Campo Carito, Norte de Monagas. (Carrillo et al., 2003)

SECUENCIAS			Secuencias Estratigráfico-Sedimentológicas del Campo Carito, Norte de Monagas
Tope		Intervalo	
T3-C			En esta secuencia se interpreta un ambiente fluvio-deltaico que progresa en dirección suroeste-noreste.
	10	T3-C	
T3-C1			Continuación de proceso transgresivo. Ambiente restringido con el desarrollo de deltas de relleno de laguna, en contacto con un sistema de islas de barrera.
	9	T3-C1	
T3-C2			Representa un sistema transgresivo donde se distingue un sistema deltaico. Lateralmente se contacta con un sistema de barras costeras
	8	T3-C2	
T3-B			Presenta la misma configuración que T3-B1 aunque el sistema de barras costeras se extiende más hacia el sur.
	7	T3-B	
T3-B1			Aumento de la progradación en dirección suroeste-noreste, evidenciado por el desarrollo de sistemas deltáicos hacia el sur-suroeste.
	6	T3-B1	
T3-B2			Alza relativa del nivel del mar. Generación de isla de barrera en el centro del área.
	5	T3-B2	
T3-A			Primer evento de progradación con un alza relativa del nivel del mar. Poco desarrollo de arenas al centro y noreste del área.
	4	T3-A	
T2-B			Caída relativa del nivel del mar. No hay registro sedimentario en el oeste y noroeste. En noreste y centro, hay superficies de inundación.
	3	T2-B	
T2-A			Progradación de ambientes fluvio-estuarinos con alta influencia continental.
	2	T2-A	
T1-B			Se depositó luego de un hiatus estratigráfico, del Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en la región norte del área.
	1	T1-B	
T1-A			
	1	T1-A	

La permeabilidad es muy sensible a la porosidad, así como a la arcillosidad, y es difícil de determinar con precisión. Se utiliza en forma habitual el lodo a base de petróleo para la perforación de los pozos, dependiendo en parte del tipo de registros que se corren en los mismos.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Sísmica 3-D

Los métodos sísmicos, dado su gran poder de resolución y penetración, son las técnicas geofísicas más utilizadas en el mundo y son métodos imprescindibles en la exploración y producción de hidrocarburos (Regueiro, 1996). El objetivo de los métodos sísmicos es el de reconstruir la disposición de las rocas en el subsuelo (estructura) y sus características físicas (litología, fluidos, etc.) a partir de la información obtenida.

El método de sísmica 3-D puede ser integrado con datos de yacimientos, de registros y, además, con propiedades de rocas, para crear una imagen mejorada del subsuelo.

3.2 Reflexión Sísmica

La reflexión sísmica se genera por las diferencias elásticas y acústicas existentes entre los estratos, y se rigen principalmente por las ecuaciones de Snell. La dirección de propagación se determina por:

$$\frac{\text{Sen } \theta_i}{V_i} = \frac{\text{Sen } \theta_o}{V_o}$$

donde θ_i y θ_o son los ángulos de incidencia y de salida entre el rayo y la normal al plano tangente de la interfase. V_i y V_o son las velocidades de las capas.

Esta fórmula es válida para las reflexiones y las transmisiones; también lo es para las ondas P, ondas S, y sus modos convertidos, como se muestra en la figura 3.1.

3.3 Velocidades sísmicas

Hay cuatro velocidades comúnmente usadas en procesamiento sísmico: velocidad promedio (average), velocidad interválica, velocidad RMS (root mean square) y velocidad NMO (normal move out). Cada una de ellas lleva un grado de información, por lo que es importante conocer en que situaciones usarlas.

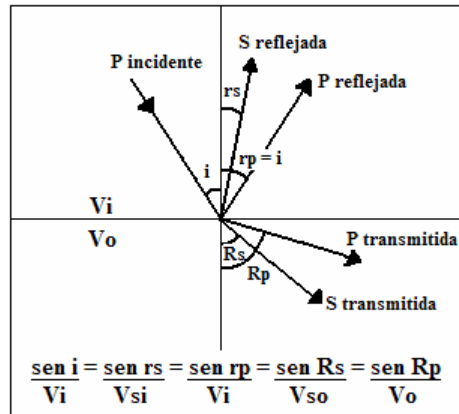


Figura 3.1. Representación de la Ley de Snell. (Tomado de Gómez, I., 2001)

La **Velocidad Sísmica “Average”**, V_a , es la relación entre distancia total recorrida por la onda sísmica dentro de la Tierra (desde su salida de la fuente hasta el receptor), y el tiempo de viaje total grabado. Entonces, la expresión para la velocidad “average” es:

$$V_a = \frac{d}{t} = \frac{2Z}{2t} = \frac{2Z}{T}$$

donde: t = tiempo de viaje en una dirección

T = tiempo doble de viaje

La **Velocidad Interválica**, (V_i), es la relación entre el espesor de una capa en particular (ΔZ) y el tiempo que tarda la onda en viajar desde el tope de la capa hasta su base (Δt). La ecuación para velocidad interválica es:

$$V_i = \frac{\Delta Z}{\Delta t} = \frac{2\Delta Z}{2\Delta t} = \frac{2\Delta Z}{\Delta T}$$

Es posible determinar las velocidades “average” promediando la suma de los pesos de las velocidades interválicas. Si sumamos las V_i para una serie de espesores de roca, así como sus tiempos doble de viaje, Δt , el valor promedio debe ser igual a la velocidad promedio. La ecuación de la velocidad “average”, V_a , en términos de velocidades interválicas es:

$$V_a = \frac{\sum V_i \Delta T}{\sum \Delta t} = \frac{2 \sum \Delta Z}{\sum \Delta t}$$

La **Velocidad RMS** (root mean square) es similar al promedio de los pesos. La diferencia es que ahora las velocidades interválicas están elevadas a la potencia de dos. Luego, la ecuación para la velocidad RMS es:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{\sum Vi^2 \Delta T}{\sum \Delta t}} = \sqrt{\frac{2 \sum Vi \Delta Z}{\sum \Delta t}}$$

Si comparamos esta ecuación con la anterior, se observa que la velocidad RMS es siempre mayor que la velocidad “average”.

La **Velocidad NMO** (normal move out), en contraste con la velocidad RMS, tiene una componente horizontal (x) en su ecuación. Entonces, depende del alejamiento y la profundidad, entre otros. Es por esto, que las grabaciones sísmicas realizadas a distancias fuente - receptor de 0, 2000 y 10000 pies, tienen diferentes valores de velocidad NMO. La ecuación de velocidad NMO es:

$$V_{nmo} = \frac{X}{\sqrt{T_x^2 - T_o^2}} = \frac{X}{\sqrt{2T_o \Delta T_{nmo}}}$$

donde: X = la distancia entre la fuente y el receptor.

T_x = el tiempo doble viaje de una onda sísmica reflejada en alguna interfase en particular y grabada en un receptor.

T_o = el tiempo doble viaje de una onda sísmica reflejada en alguna interfase en particular y grabada en un receptor situado a cero alejamiento.

3.4 Migración

Si se interpreta una sección sísmica sin migrar, se observa una imagen desenfocada del subsuelo. Este efecto de desenfoque se hace más crítico en la medida que exista mayor complejidad, esto puede ser debido a:

- ❖ Limitaciones del algoritmo de migración que se utilice.
- ❖ Escasa información del campo de velocidades del subsuelo.
- ❖ Limitaciones propias del método sísmico.

Según Gazdag (1984), la migración es un proceso que permite desplazar las reflexiones grabadas a la posición en la que se encuentran los puntos comunes en profundidad (CDP's), generando así, una imagen que representa geológicamente las estructuras del subsuelo (Figura 3.2).

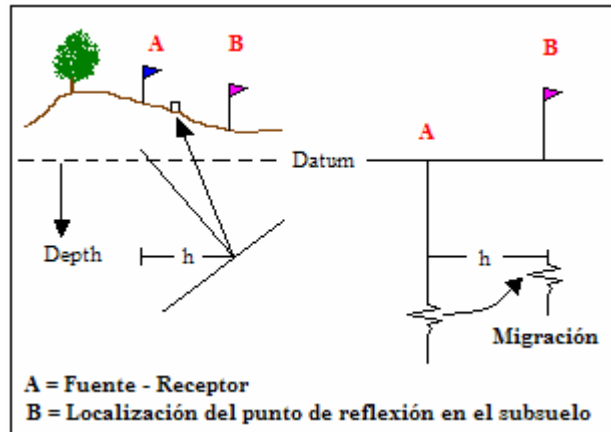


Figura 3.2. Esquema de migración

La migración puede ser realizada en tiempo o en profundidad; así como preapilamiento o postapilamiento. Para la migración en tiempo, es necesario variaciones laterales de velocidad entre suaves y moderadas. Cuando los gradientes de velocidad son significativos, la migración en tiempo no produce una imagen verdadera de subsuelo y es necesario entonces utilizar la migración en profundidad.

Yilmaz (1987) en un modelo sencillo en profundidad como el que se muestra en la figura 3.3a, expone la necesidad de la migración. Considere las reflexiones provenientes de un reflector CD con buzamiento θ , cuando la fuente (f) y el receptor (r) están ubicados en la misma posición en superficie (sección de distancia fuente-receptor nula). Dichas reflexiones tienen una trayectoria fuente – CDP - receptor perpendicular a la interface. Sin embargo, una sección de distancia f - r nula ubica estas trazas en la posición en la que está el par fuente - receptor, generando una imagen que no representa exactamente al reflector grabado.

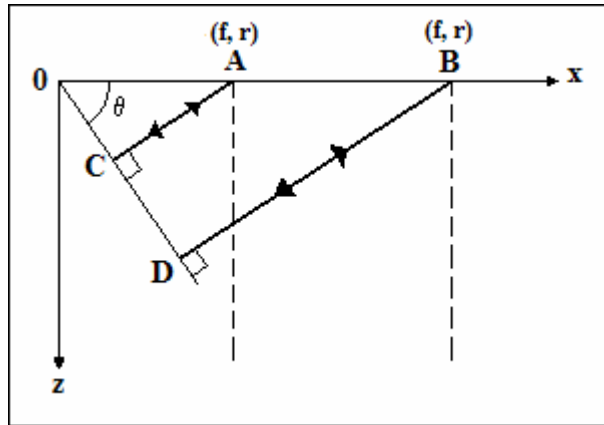


Figura 3.3a. Sección sísmica en profundidad con el trazado de rayos de incidencia normal (Adaptado de Yilmaz, 1987).

En la figura 3.3b se muestra que el primer arribo, en incidencia normal, del reflector buzante es grabado en A y es indicado en el punto C'. El último arribo es grabado en B, y se encuentra representado por el punto D'. Al comparar la sección geológica con la sección de incidencia normal, se observa que el reflector CD no tiene la misma posición que el evento C'D'. Este efecto es corregido por la migración.

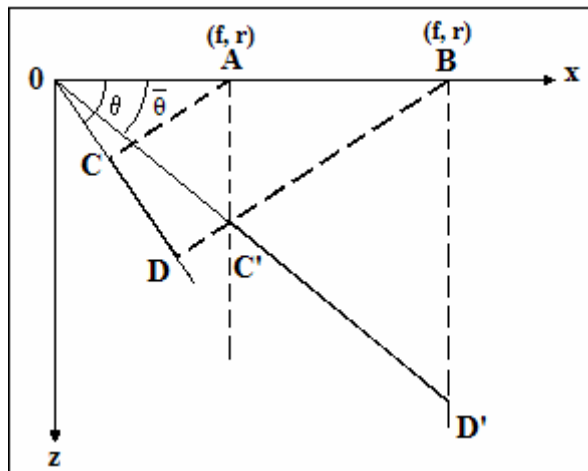


Figura 3.3b. Sección migrada superpuesta con la sección de incidencia normal. El segmento C'D' es llevado a su posición real CD (adaptado de Yilmaz, 1987).

De las características geométricas observadas en la figura anterior, se pueden destacar varios efectos de la migración sobre las secciones grabadas:

1. El ángulo de buzamiento del segmento CD, θ , es mayor que el buzamiento del segmento C'D', $\bar{\theta}$, implicando que la migración aumenta la inclinación de los receptores.

2. La longitud del segmento CD es menor que la del segmento C'D', por lo que la migración acorta el tamaño de los reflectores.

3. La migración produce un movimiento de los reflectores en dirección buzamiento arriba.

En este modelo, se asume un medio de velocidad constante $v = 1$, de forma tal que los ejes de tiempo y profundidad sean intercambiables. Sin embargo, en el caso de que la migración del reflector esté calibrada en tiempo, para obtener una imagen en profundidad, el eje del tiempo es transformado mediante la expresión:

$$Z = \frac{V \times tm}{2}$$

donde tm representa el tiempo de ida y vuelta medido verticalmente desde la superficie libre.

En esta sección se explicó el principio de migración, cuando la fuente (f) y el receptor (r) están ubicados en la misma posición en superficie (distancia f - r nula). Sin embargo, se puede obtener una sección migrada a partir de una sección de distancia fuente - receptor común ó también denominada migración antes de apilamiento.

3.4.1 Migración antes de apilamiento

El objetivo de este tipo de migración es generar una sección sísmica en profundidad a partir de secciones de distancia fuente (f) – receptor (r) común.

Cuando el subsuelo presenta altos gradientes laterales de velocidad debido a estructuras como fallas y domos, las reflexiones para un punto medio común se tornan no hiperbólicas, efecto conocido como buzamientos conflictivos. La velocidad para corregir por distancia f - r en un agrupamiento por punto medio común, bajo este efecto, varía para un mismo tiempo, por lo que la calidad de la sección apilada es pobre.

La migración de secciones de distancia $f - r$ nula, como se mencionó anteriormente, requiere de entrada una sección apilada, por lo que se espera que no sea resolutive cuando se está en presencia de buzamientos conflictivos con diferentes velocidades de apilamiento. De allí que tenga mucha importancia la aplicación de la migración antes de apilamiento, en la cual se obtiene una imagen en profundidad para cada sección de distancia $f - r$ común y al apilar se obtiene finalmente la sección migrada.

La migración antes de apilamiento representa el mejor método disponible para generar una buena imagen del subsuelo en un medio de velocidad variable (Gazdag, 1984). Sin embargo, este método es muy costoso en términos económicos, de tiempo de cómputo y requiere gran cantidad de datos.

3.5 Interpretación Sísmica 3-D

Se entiende por interpretación sísmica 3D el proceso mediante el cual se combinan datos sísmicos, geológicos y petrofísicos, con el objeto de establecer un modelo geológico del subsuelo para la búsqueda de hidrocarburos. La interpretación sísmica 3-D se diferencia de la convencional interpretación en 2-D, en el volumen de información manejada y en las posibilidades de visualización de pequeñas estructuras producto de su mayor resolución (Regueiro, 1996).

La utilización de sísmica 3D en profundidad es necesaria en áreas complejas, debido a los numerosos problemas de imagen y artefactos sísmicos que presentan los datos 3D en tiempo. Esto ofrece la oportunidad de hacer investigación, con el objetivo de mejorar la metodología para obtener una convergencia eficiente, oportuna y exacta del cubo sísmico 3D y del modelo de yacimiento. La mejora en el procesamiento de sísmica 3D, y metodología de la interpretación estructural en áreas complejas, agrega valor a los recursos técnicos de exploración y producción.

El trabajo de la interpretación sísmica se basa en dos aspectos principales:

- ❖ Continuidad, que es la propiedad por la cual un evento o pulso sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas. Estos pulsos repetidos crean

alineaciones que dan la característica de continuidad a lo largo de las secciones sísmicas.

❖ Correlación, el cual permite hacer un reconocimiento de patrones. El patrón puede ser un pulso simple, el cual se distingue por su longitud, amplitud o forma. La correlación se utiliza principalmente para relacionar un área de coincidencia con otra y depende de las características de las reflexiones.

Lo más importante es el proceso de integración de todos los datos validados disponibles para la interpretación 3D de la geología del subsuelo. En cualquiera y en todos los estudios, la interpretación final debe ser también consistente con el marco tectónico regional (Márquez et al., 2000).

La mayor dificultad es que las imágenes sísmicas están en tiempo doble, y no en profundidad, y por lo tanto, no son perfectas. Además, el intérprete debe tener un conocimiento sólido en geofísica, geología estructural y en programas de interpretación sísmica. También, cada área tiene su propia geología y parámetros únicos de adquisición y procesamiento. En áreas complejas, como Carito, es necesario considerar métodos prácticos que puedan usarse para mejorar la interpretación y evitar serios errores.

A continuación, se presentan algunos aspectos que se deben tomar en cuenta para la interpretación en áreas complejas:

1. Es muy importante seguir un sistema práctico para nombrar las fallas y los pliegues. La mejor práctica es nombrar los rasgos tan objetivamente y descriptivamente como sea posible en un sistema ordenado que sea comprensible. (Landaeta y Betancourt, 2000).

2. En áreas complejas, el buzamiento fuerte y las imágenes sísmicas pobres hacen más importante integrar todos los datos del pozo.

3. La interpretación debe reconocer esas partes del área donde ocurren las anomalías o las zonas de baja calidad en la imagen sísmica. Estas zonas problemáticas deben ser indicadas en las secciones sísmicas interpretadas y mapas. Es un principio básico de investigación y también de exploración petrolera que las anomalías necesitan ser reconocidas, descritas, e interpretadas.

4. Finalmente, el intérprete debe saber de los errores de interpretación. Error de interpretación es un término usado para describir una trampa que lleva a los errores en la interpretación. A continuación se enumeran cinco errores comunes en la interpretación sísmica:

1. Identificación errónea del horizonte.
2. Exageración vertical.
3. Omisión de los valores de resolución vertical.
4. Artefactos de la imagen sísmica.
5. Secciones no restaurables.

Una vez evaluada la información de los datos sísmicos en cuanto a resolución, calibración, información de pozos y alineación de estructuras principales, se definen líneas arbitrarias que permitan ver las estructuras en su verdadero tamaño y así definir la mejor dirección para la interpretación de los datos sísmicos 3-D.

3.6 Calibración Sísmica Vertical

Para comprobar la correspondencia entre los reflectores sísmicos a interpretar y la localización del tope respectivo para un horizonte, es necesario elaborar sismogramas sintéticos, los cuales se generan a partir de la convolución de una ondícula teórica, con el producto de los registros de densidad y sísmico, editados previamente y corregidos por los tiros de verificación (check-shots) (Parra, 1999). Este método da como resultado el ajuste en tiempo y profundidad para los diferentes reflectores y sus respectivos topes de pozos.

3.7 Tiros de Verificación (Check- Shots)

La utilización de tiros de verificación en la calibración de la información de pozos, es empleada para corregir el registro sísmico por deriva, a medida que este profundiza en el subsuelo (Parra, 1999). Los tiros de verificación son tomados con un equipo que mide el tiempo de tránsito de un pulso de onda sonora generado por una perturbación en la superficie (fuente) y un geófono anclado a una profundidad determinada en el pozo. Este proceso de lectura se repite para

distintas profundidades y con estos datos se construye una tabla de valores de tiempo vs profundidad, con la que se genera la curva TZ.

Posteriormente, con la ayuda de procesos matemáticos y estadísticos se obtiene la función de conversión de tiempo a profundidad para el pozo en estudio. Estos registros (check-shots), calibran los registros sísmicos del pozo, para su posterior utilización en la construcción de los sismogramas sintéticos.

3.8 Resolución Sísmica Vertical

La resolución sísmica es la menor distancia existente entre dos interfaces litológicas que producen reflexiones, permitiendo visualizarse de manera separada. Existen dos tipos de resolución: vertical y horizontal, las cuales están controlados por el ancho de banda de la señal. En este estudio nos enfocaremos en la resolución sísmica vertical.

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

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

La longitud de onda dominante de las ondas sísmicas está dada por la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{V}{f}$$

donde: v = velocidad

f = frecuencia dominante

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

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

restringido. El efecto de resolución se muestra en el modelo sintético de acuñaamiento de la figura 3.4.

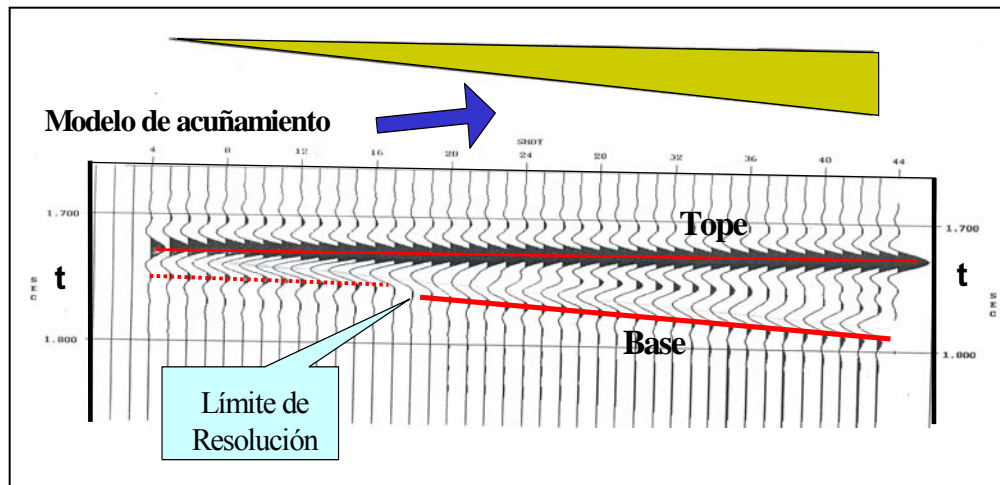


Figura 3.4. Modelo sísmico donde se observa el efecto de la disminución de espesores en el subsuelo.

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

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

3.9 Sismogramas Sintéticos

La calibración sísmica - pozo a través de sismogramas sintéticos es una herramienta fundamental para la integración de datos, ya que permite al interprete la correlación tanto en profundidad como en tiempo, además, de la extrapolación de la información del pozo lateralmente, obteniendo al final una escala continua de referencia tiempo – profundidad en dirección vertical y especialmente en dirección horizontal.

La generación de sismogramas sintéticos tiene como principio el obtener o simular una traza sísmica en base a los registros sónico y densidad, extrayendo los coeficientes de reflexión que son convolucionados con una ondícula teórica.

La reflexión sísmica ocurre debido a un cambio o contraste entre las propiedades acústicas de las diferentes capas del subsuelo. Dichos cambios se

encuentran relacionados con características litológicas medidas, en este caso en función de la diferencia de las velocidades y densidades para cada capa.

Existen registros de pozos que aportan información directa para el cálculo del coeficiente de reflexión (R), como es el registro sónico expresado en $\mu\text{seg}/\text{pie}$ (inverso de la velocidad) y el registro de densidad expresado en gr/cm^3 .

Sin embargo, existen diferencias importantes entre la información sísmica de superficie y los datos obtenidos del registro sónico del pozo, la cual influye de manera importante en el cálculo del sismograma sintético, por lo que se hace necesario corregir y calibrar la información de registros con esta información sísmica de superficie para obtener una correlación sísmica - pozo aceptable. La figura 3.5, muestra los pasos a seguir para generar un sismograma sintético.

Los registros sónicos se ven afectados en la mayoría de los casos por los derrumbes que ocurren en el hoyo del pozo, ocasionando lecturas anómalas que deben ser corregidas.

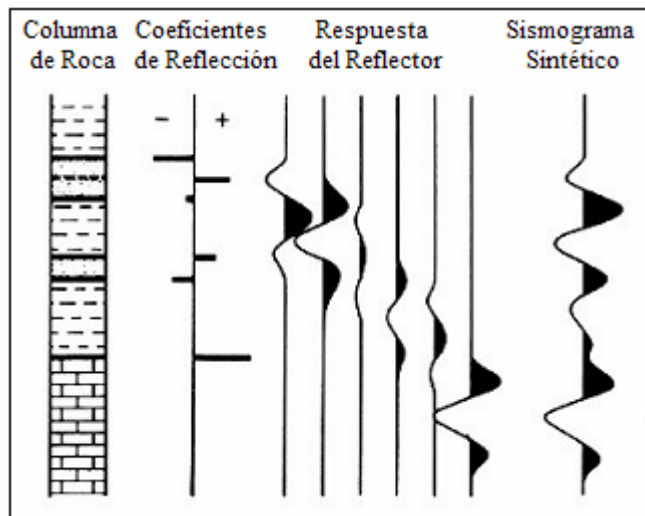


Figura 3.5. Generación de un sismograma sintético.

Uno de los problemas que se presenta en la generación del sismograma sintético es el de obtener la ondícula más adecuada, para que una vez convolucionada con los coeficientes de reflexión, permita obtener una respuesta similar a los datos sísmicos de cada levantamiento en particular; para ello existe en los paquetes de procesamiento convencionales la capacidad de generar diversos tipos de ondícula (Ricker, Klauder, Pasabanda, etc.) o también extraer la ondícula

a partir de los datos sísmicos. En cualquiera de los casos, son tomados en cuenta los valores de fase y frecuencia para obtener al final una respuesta semejante a la sísmica que facilite la correlación.

3.10 Generación de Mapas Estructurales en Tiempo

Las secciones sísmicas dado su origen, se grafican en tiempo. Por esta razón, los mapas generados directamente de la interpretación de eventos presentes en ellas, representan mapas estructurales en tiempo.

La obtención de estos mapas se basa en la generación de una malla a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y su posterior interpolación para la generación de contornos isócronos. Cualquier discontinuidad presente en los datos (fallas, etc.) debe ser ubicada e incorporada en la generación de los mapas finales.

3.11 Conversión Tiempo - Profundidad

Aún cuando los datos sísmicos se presentan en tiempo, tanto el geólogo como el ingeniero de yacimientos, prefieren estudiar los mapas estructurales en su dimensión real, en profundidad. Para esto, es necesario convertir el mapa de tiempo en un mapa en profundidad (Parra, 1999).

Los métodos tradicionales para convertir a profundidad necesitan conocer el campo de velocidades promedio hasta el evento de interés. Existen varios métodos para obtener estas velocidades:

a) Los tiros de verificación (checkshot) y los sismogramas sintéticos, los cuales nos proporcionan la relación tiempo - profundidad, de donde podemos obtener las velocidades promedio hasta la zona de estudio. La información obtenida por este método es puntual, por lo que se pueden generar mapas de velocidades si contamos con una buena distribución areal de pozos.

b) Otro método consiste en calcular velocidades interválicas, a partir de las velocidades de apilamiento y luego convertirlas a velocidades utilizando una relación matemática.

c) El tercer método permite a partir de una buena distribución de registros en pozos del área, crear un cubo de velocidades igual al volumen sísmico

interpretado. Luego, se obtiene de este cubo de velocidades los horizontes interpretados en tiempo con su correspondiente en profundidad. Este método se lleva a cabo utilizando los “checkshot” y los sismogramas sintéticos disponibles, así como las velocidades de apilamiento, siempre y cuando dichas velocidades muestren la misma tendencia.

3.12 Atributos Sísmicos

El atributo sísmico es toda derivación obtenida de la información básica contenida en la traza sísmica (tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación). Existe una gran cantidad de atributos sísmicos, los cuales permiten apoyar las interpretaciones estructurales y/o estratigráficas para la caracterización de yacimientos. Algunos revelan anomalías que son de difícil detección e incluso otros pueden ser utilizados como indicadores directos de hidrocarburos.

El primer paso importante para la predicción de las propiedades de un yacimiento, es realizar una acertada correlación entre el pozo y la sísmica. Es entonces cuando se escogen aquellos atributos sísmicos que puedan estar relacionados con una propiedad del yacimiento.

Ejemplos de la literatura muestran como en algunos casos, variaciones de la amplitud instantánea pueden estar asociados a cambios en la porosidad, contenido de fluidos o simplemente a cambios litológicos. Por otra parte, la frecuencia instantánea puede estar asociada a cambios litológicos verticales como es el caso de intercalaciones arena - lutita. La fase instantánea a su vez ayuda a definir la continuidad lateral de los eventos y los cambios en este atributo pueden estar relacionados con variaciones laterales de litología (Parra, 1999).

Desde el punto de vista estratigráfico, al trabajar con atributos sísmicos se persigue establecer relaciones con las características geológicas de las rocas del subsuelo, que permitan mediante técnicas geoestadísticas, modelar la variable sísmica y guiar la variable petrofísica en la generación de mapas de propiedades.

Las figuras 3.6 y 3.7 ilustran algunas de las docenas de atributos sísmicos disponibles actualmente, de los cuales se pueden seleccionar los atributos más apropiados basados en las características dinámicas o cinemáticas de la onda, así como en las características geológicas del yacimiento.

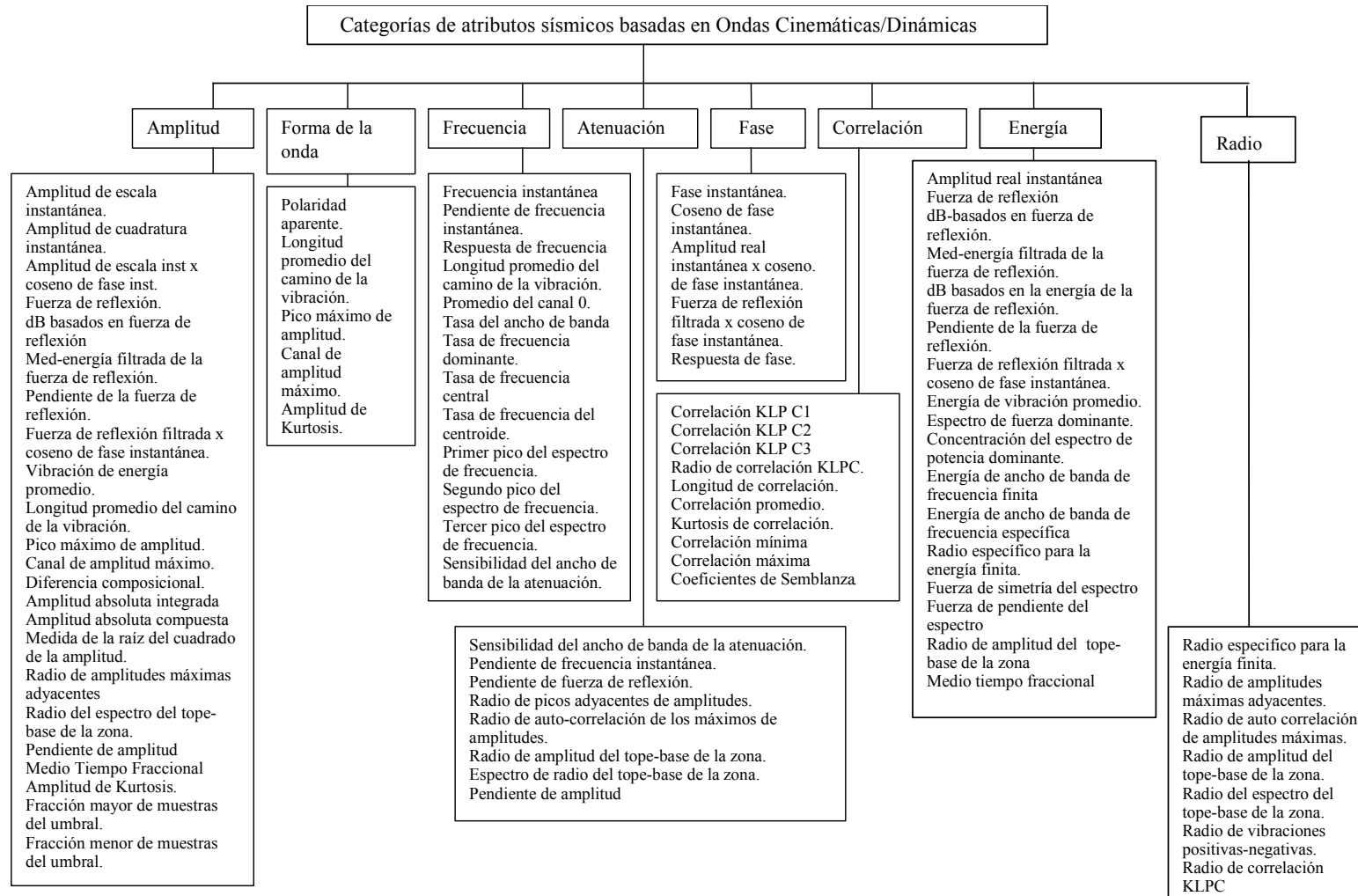


Figura 3.6. Categorías de atributos sísmicos basados en ondas Cinemáticas y Dinámicas.

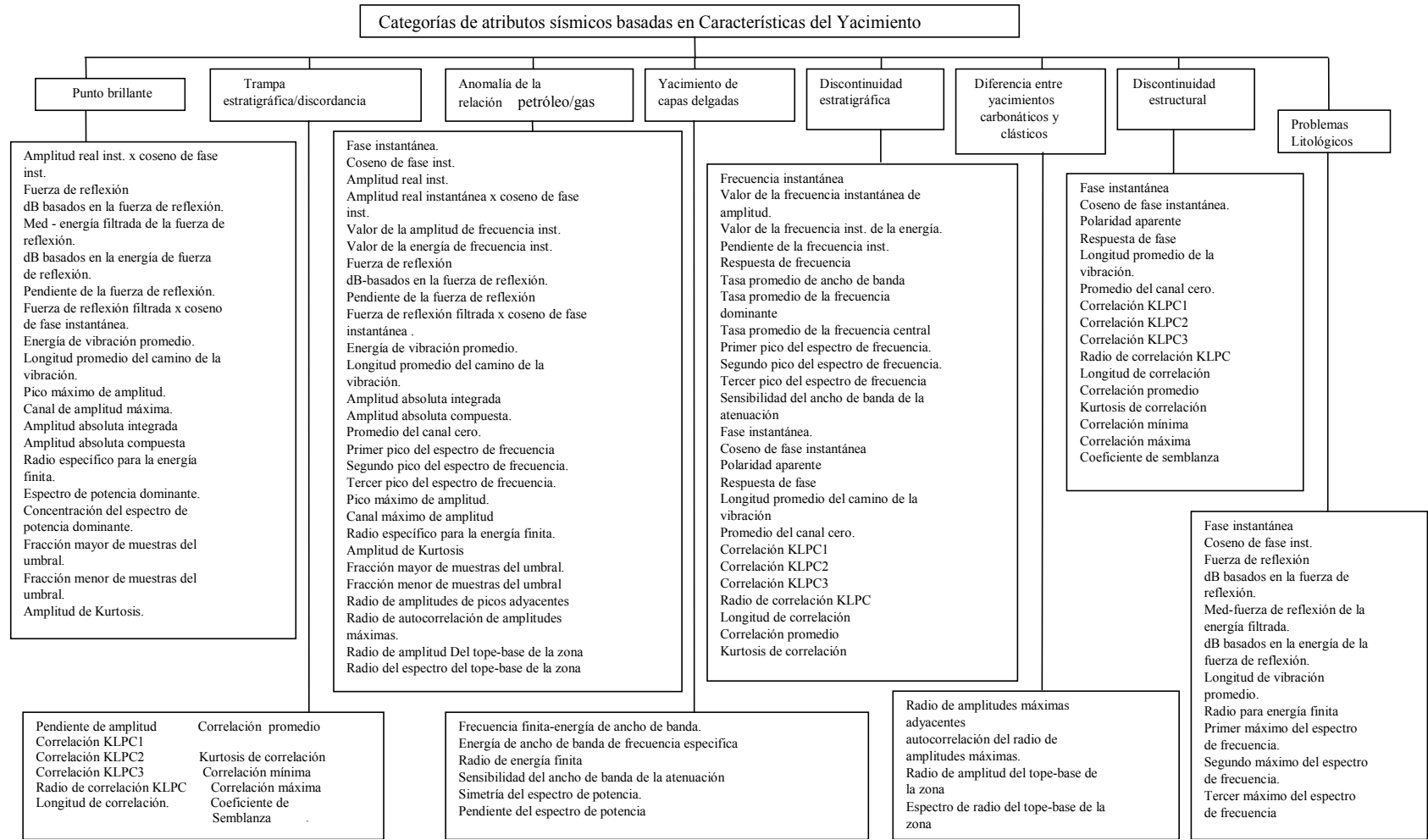


Figura 3.7. Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento

3.12.1 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 están relacionados con las características de las rocas y que pueden ocasionar variaciones de amplitud, entre los cuales se encuentran el acoplamiento y potencia de la fuente, el arreglo de los reflectores, la divergencia esférica, absorción y ruido. (Sheriff, 1975). Dichos factores ocasionan pérdidas de alta frecuencia que se traducen en pérdida de amplitud.

En general, los atributos derivados de la amplitud otorgan información estratigráfica y condiciones del yacimiento, mientras que los atributos de frecuencia, aunque no completamente entendidos, pueden proporcionar información adicional de yacimientos a pesar de ser inestables en presencia de ruido en los datos sísmicos (Henríquez, 2000). Los atributos de atenuación no se utilizan con tanta frecuencia, pero pueden generar información sobre el comportamiento de la permeabilidad (Brown, 1999).

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

Estas últimas varían lentamente sobre pequeñas distancias y afectan considerablemente la acumulación de reservas de hidrocarburos, para un yacimiento penetrado por un pequeño número de pozos.

3.12.2 Atributos Estructurales

Este tipo de atributos permite resaltar y visualizar rasgos estructurales, tendencias de fallas y alineaciones, que no son capaces de mostrar los mapas estructurales en tiempo por si solos (Manual de Aplicaciones de Seiswork, 1998).

A continuación se describen los diferentes tipos de atributos que se utilizan para el análisis de mapas (tomado del sistema interactivo Seiswork, Landmark)

Atributo Sísmico de Buzamiento: un mapa de buzamiento muestra la magnitud del gradiente temporal. Esto se logra comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales. Un plano se ajusta con tres puntos. Dicho plano tendrá una magnitud de buzamiento en milisegundos por unidad de distancia x 100, dada por la relación:

$$DIP = [(dt/dx)^2 + (dt/dy)^2] \times 100$$

donde dt/dx será la dirección del buzamiento en el eje X y dt/dy será la dirección del buzamiento en el eje Y.

Atributo Sísmico de Rumbo: el mapa de rumbo está muy relacionado con el mapa de buzamiento y muestra la dirección de la máxima pendiente en grados. El mapa de rumbo se construye comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales. Los valores de rumbo 0° son alineados con el norte verdadero. Su expresión es:

$$\text{Rumbo} = \arctg [(dt/dx) + (dt/dy)]$$

Atributo Sísmico de Segundas Derivadas: este atributo estructural detecta diferencias en el buzamiento de un horizonte mediante una comparación de las muestras en forma matricial 3x3. El resultado será un plano de comparación del punto inicial con muestras alrededor (Figura 3.8).

Las zonas A, B, C, D, F, G, H y I representan los puntos con que se compara el punto original E. Entonces:

$$EDGE = (X^2 + Y^2)^{1/2}$$

Atributo Sísmico de Buzamiento – Rumbo: es la combinación de ambos mapas, buzamiento y rumbo, y los resultados serán anomalías de cambios de buzamientos con orientaciones preferenciales. Su utilidad se basa en el hecho de, que cuando se grafica sobre mapas estándares (bien sea de rumbo o buzamiento), las fallas pueden o no aparecer, dependiendo de la relación de su rumbo y/o buzamiento con el del horizonte interpretado (Manual de Aplicaciones de Seisworks, 1998).

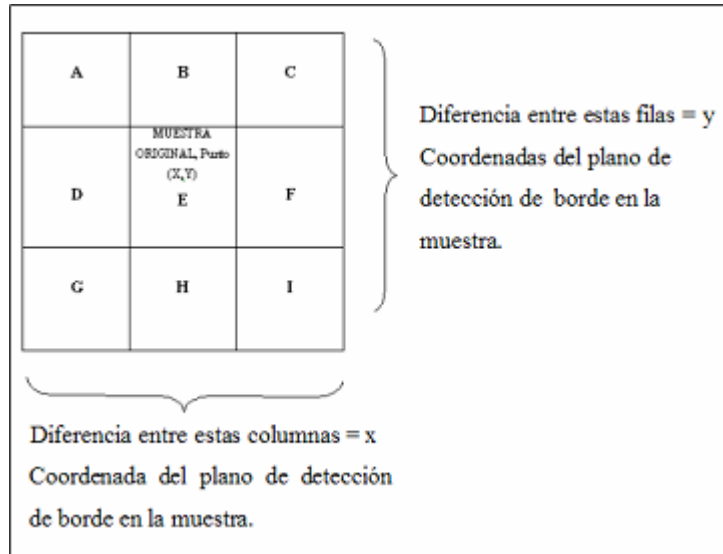


Figura 3.8. Cálculo del atributo estructural de Segundas Derivadas (Edge) (Manual de Aplicaciones de Seisworks, 1998).

3.13 Correlación Atributos sísmicos - Petrofísica.

Métodos Estadísticos.

La geoestadística es una rama de la estadística aplicada y las matemáticas que ofrece una colección de herramientas para cuantificar y modelar variables espaciales. Para esto se involucran diversas técnicas de interpolación y extrapolación usando medidas de correlación y conceptos de probabilidad. Estas técnicas basan su éxito en la habilidad de integrar información (geología, geofísica e ingeniería de yacimientos en un paquete único.

Estos métodos, definidos como geoestadísticos, hacen honor a los pozos y a su relación con el atributo sísmico en la zona donde ellos se ubican, otorgando mayor peso al atributo sísmico en aquellas áreas donde no existe control de pozos.

Las técnicas de estimación se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellos que utilizan una aproximación lineal y los que utilizan aproximaciones no lineales. Si bien es cierto, que los datos de sísmica y de pozos no tienen porque responder a una tendencia lineal, hasta los momentos esta técnica es la más usada y mejor conocida. Actualmente, las nuevas tendencias de estimación apuntan hacia el desarrollo de algoritmos basados en aproximaciones no lineales, tales como redes neurales. En la figura 3.9 se presenta una clasificación general de las técnicas de estimación.

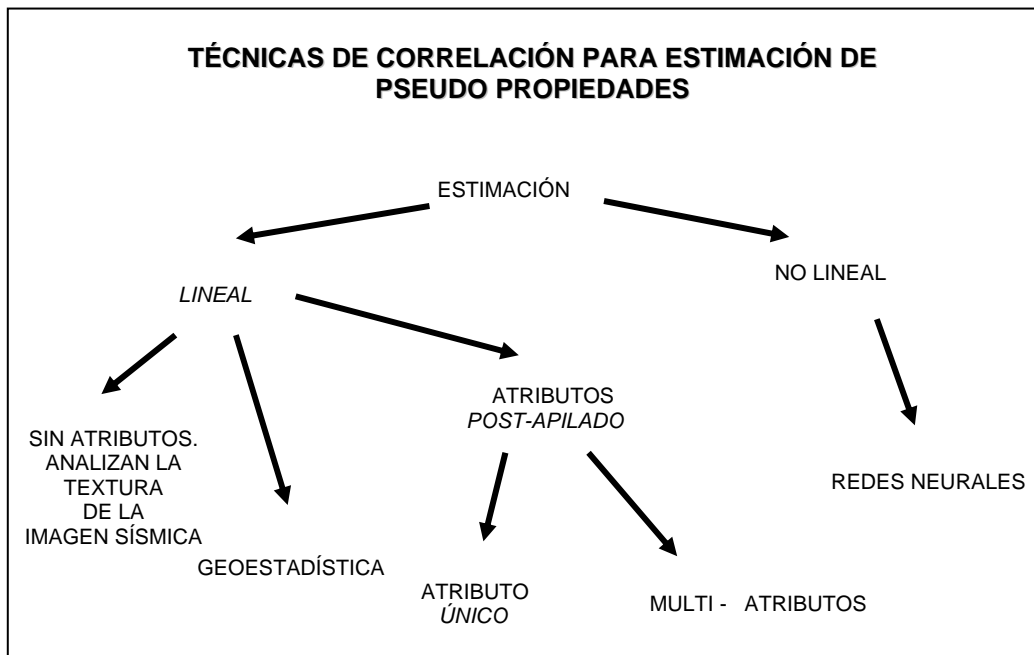


Figura 3.9. Clasificación de las técnicas de correlación (Henríquez, 2000).

3.13.1 Regresión Lineal Simple

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

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

donde m representa la pendiente y b el cruce con cero ($A = 0$) (Figura 3.10).

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

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

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

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

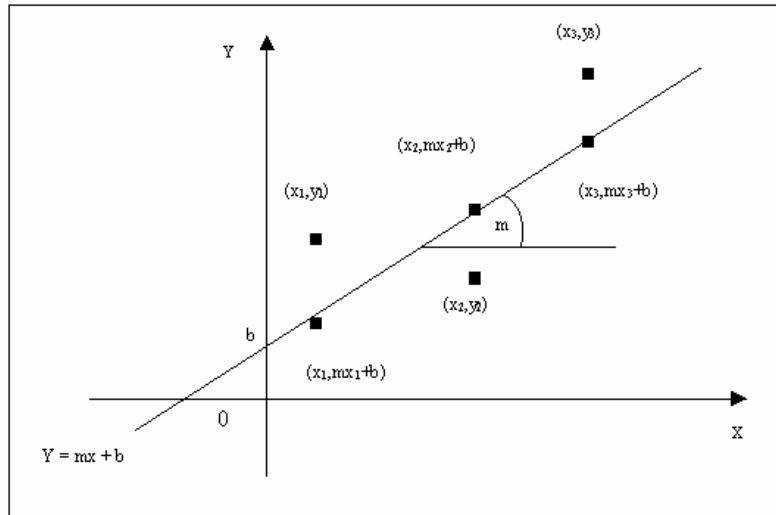


Figura 3.10. Aproximación a tres puntos. (Henríquez, 2000).

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

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

Otra situación que se puede presentar al realizar gráficos cruzados entre la propiedad a estimar y el atributo seleccionado, es que no se obtenga una tendencia definida debido a la presencia de alta dispersión. En este caso, si se selecciona un atributo que responde a un modelo físico específico, se puede tratar de buscar una justificación sobre la falla del modelo o reducir la dispersión, mediante la

eliminación de aquellos valores responsables de la dispersión, siempre y cuando el criterio de eliminación esté justificado (Cooke, et al., 1999).

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

3.13.2 Regresión Lineal Múltiple

En la práctica, existen factores que degradan la efectividad de la correlación atributo - propiedad. Para reducir este efecto se utilizan múltiples atributos sísmicos con el fin de obtener una mayor correlación entre atributos y la propiedad a estimar. La regresión lineal múltiple, asume el siguiente modelo:

Si se dispone de n atributos sísmicos, A_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$), m_i sus respectivos valores de peso y b una constante, se tiene que:

$$\hat{\phi} = m_1 A_1 + m_2 A_2 + \dots + m_i A_i + b .$$

El modelo representa el plano de regresión lineal que se obtendría al graficar los datos en un sistema rectangular tridimensional de coordenadas. (Henríquez, 2000).

3.14 Estudio Petrofísico

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

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

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

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

Un estudio petrofísico adecuado proporciona información de a) porosidad, b) saturación de fluidos, c) espesor de arena, d) ubicación de contactos de fluidos, e) interpretación de los fluidos contenidos en el yacimiento, f) determinación de profundidades de interés, g) arcillosidad, h) detección de intervalos permeables.

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

3.14.1 Propiedades físicas medidas

El conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de las formaciones.

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

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

Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología, pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y producción de un yacimiento.

3.14.2 Propiedades Petrofísicas

3.14.2.1 Volumen de Arcilla (Vsh)

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

3.14.2.2 Saturación de Agua en Formaciones Arcillosas (Sw)

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

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

Modelo de Simandoux

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

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

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

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

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

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

Ecuación de Simandoux para el cálculo de S_w

donde:

S_w : saturación de agua (adimensional)

n : exponente de saturación (adimensional)

a : factor de tortuosidad (adimensional)

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

ϕ : porosidad total de la formación (adimensional)

m : exponente de cementación (adimensional)

R_t : resistividad de la formación (ohm-m)

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

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

3.14.2.3 Saturación de Agua Irreducible (S_{wi})

La saturación de agua irreducible se calcula a partir del gráfico cruzado Resistividad total (R_t) vs. Saturación de agua (S_w). El corte de la tendencia asintótica con el eje de la abscisas va a representar el valor de S_{wi} (figura 3.11).

3.14.2.4 Parámetros de Corte

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

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

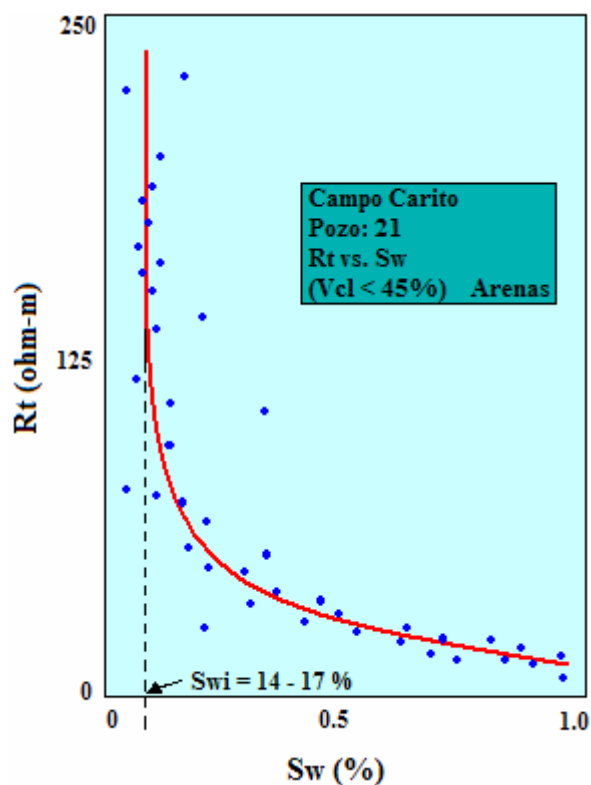


Figura 3.11. Resistividad verdadera de formación (R_t) vs Saturación de agua (S_w)

3.14.2.5 Arena Neta Total (ANT)

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

3.14.2.6 Arena Neta Petrolífera (ANP)

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

3.14.2.7 Porosidad (ϕ)

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

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

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

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

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

donde:

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

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

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

3.14.2.8 Saturación de agua (S_w)

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

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

Se determina a partir de perfiles eléctricos, específicamente a partir de una medición de resistividad profunda, utilizando las siguientes herramientas: inducción, doble inducción, laterolog o doble laterolog.

3.14.2.9 Permeabilidad

Es una medida de la capacidad del espacio poroso para permitir el paso de fluidos a través de él. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una

muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. Darcy determinó en 1856 que cuando se hace pasar un fluido de cierta viscosidad a través de un cilindro de arena con un área transversal A y una longitud L, y sobre cuyos extremos se ha aplicado una diferencia de presiones, la tasa de flujo Q, que pasa por el cilindro en un tiempo determinado, es directamente proporcional al área y a la diferencia de presiones e inversamente proporcional a la viscosidad y la longitud. La unidad de permeabilidad es el “Darcy” y se representa con el símbolo K.

La figura 3.12 muestra la esquematización de la Ley de Darcy para la determinación de la permeabilidad de un material.

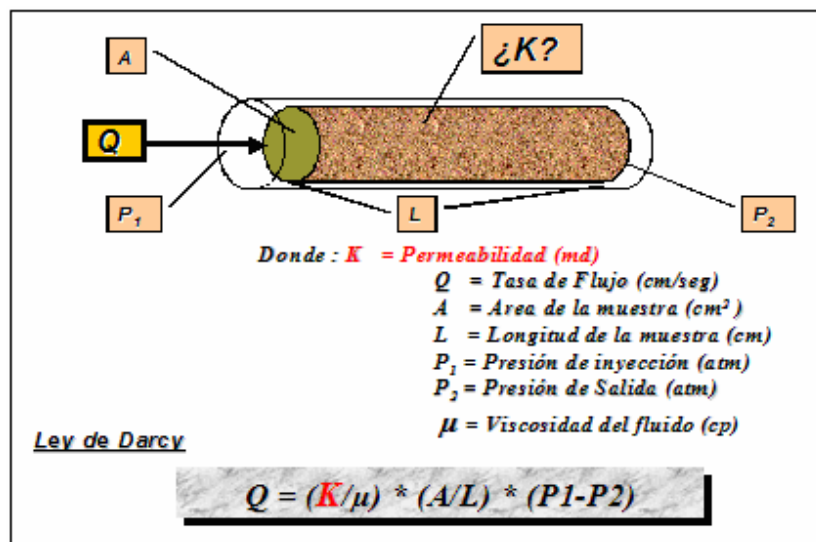


Figura 3.12. Ley de Darcy y su representación esquemática

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

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

donde: K = Permeabilidad (md)

ϕ = Porosidad (porcentaje)

Swi = Saturación de agua irreducible (fracción)

3.14.2.10 Resistividad

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

En la tabla 2 se muestra una lista de los perfiles más utilizados en la interpretación petrofísica. En la lista se destacan las propiedades físicas que miden, su profundidad de investigación, características petrofísicas que se pueden obtener y las limitaciones más importantes que existen para correr y analizar los perfiles.

3.14.3 Registros de potencial espontáneo y de rayos gamma naturales

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

Aunque son relativamente sencillos, los registros de la curva de SP y de GR son bastante útiles e informativos. Entre sus usos se encuentran los siguientes:

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

Tabla 2. Lista de perfiles Comúnmente Utilizados

Propiedades Físicas	Perfil	Profundidad	Característica Petrofísica Obtenible	Observaciones
Eléctrica (*)	Potencial Espontáneo (SP)	Profunda, mediana y baja.	Resistividad del agua (Rw) volumen de arcilla (Vsh), Identificar zonas porosas y permeables.	No se puede registrar en pozos con lodos no conductores. Útil para realizar correlaciones de las unidades litológicas.
	Inducción	Profunda Resolución vertical teórica: 4 pies.	Resistividad verdadera de la formación (Rt)	Alta resolución horizontal. Se recomienda en formaciones de bajas densidades y altas porosidades. Puede ser corrido en lodos no conductivos, especialmente lodos dulces. Existen dos versiones de este dispositivo, el tradicional Inducción (IEL) y el Doble Inducción (DIL).
	Lateroperfil	Profunda, mediana y baja.	Rt - Rxo	No se recomienda en lodos a base de petróleo Es preferible para lodos salados, capas finas y altas resistividades. Necesita lodo conductivo.
	Microesférico (MSFL)	Mediana y Baja.	Resistividad de la zona lavada (Rxo)	Combinable con otros dispositivos de perfilaje (DIL y DLL). Buena resolución en presencia de revoques de hasta 3/4 pulgadas.
	Microperfil	Mediana y Baja.	Resistividad de la zona lavada (Rxo)	Identifica zonas permeables. Es afectado por revoques de lodo más gruesos de 3/8 pulgadas.
	Micro-resistivo	Mediana y Baja.	Resistividad de la zona lavada (Rxo)	Determina Sg en zona invadida y zonas permeables. Indica Movilidad de hidrocarburos. Su precisión se reduce cuando el diámetro de la zona invadida (Di) < 4 "
Acústico (**)	Sónico	Profunda	Porosidad (ϕ)	Requiere de información acerca de la matriz, tipos de fluidos y Compactación de la formación. Identifica litología, fracturas, presiones anormales, etc.
Radioactivos (**)	Gamma Ray (GR)	Baja	Litología y volumen de arcilla (Vsh).	Útil para realizar correlaciones y análisis mineralógico.
	Neutrón	Baja	Porosidad (ϕ)	Detecta gas, arcilla y litología. Es afectado por el fluido del hueco. La porosidad (ϕ) es condicional a las características del revoque y a las condiciones del hueco.

(*) Perfiles que se corren en hoyo abierto. (**) Perfiles que se corren en hoyo abierto y en hoyo entubado

Tabla 2. Lista de perfiles Comúnmente Utilizados

Propiedades Físicas	Perfil	Profundidad	Característica Petrofísica Obtenible	Observaciones
Radioactivos (**)	Densidad	Baja	Porosidad (ϕ)	Junto con otros perfiles se emplea para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y detección de gas.
	Litodensidad	Mediana y Baja.	Litología y contenido de minerales de arcilla.	Proporciona una curva de absorción fotoeléctrica que indica el tipo de matriz de roca. Identificación de los minerales de arcilla mediante la combinación con las lecturas del GR.
Acústicos	Acústico dipolar cruzado orientado	Profunda	Magnitud y dirección de la anisotropía de la formación, permeabilidad relativa, velocidad de las formaciones, porosidad, identificar fluidos.	Este registro está basado en el tren de ondas completo, permite identificar y analizar los arribos de las ondas (compresional, de corte y stoneley). La velocidad de la onda de corte es útil para calcular las propiedades elásticas o inelásticas de las rocas.
Acústico y Resistivo combinado	Buzamiento de capas y Geometría del hoyo	Profunda	Permite obtener un perfil con la geometría del hoyo, identificar cambios en la dirección de buzamiento de las capas, reconocer estructuras sedimentarias.	Este perfil proporciona información de la desviación del pozo, permite controlar desviación de trayectorias. Se corre en Lodo a Base Aceite, dependiendo de las condiciones del hoyo.
Presión de la Formación	Registro de presión y Caracterización de yacimientos	Profunda	Presión de la formación, permeabilidad de la roca tanto horizontal como vertical, resistividad de los fluidos, pruebas de PVT, etc.	Este registro se tomará solo si hay arenas prospectivas. Lodo a Base Aceite. Depende de las condiciones del hoyo y de la interpretación de la primera corrida en la sección. Permite tomar 20 puntos de presión y 3 muestras de fluidos continuos.
Resonancia Magnética	Resonancia Magnética	Profunda	Valores de porosidad sin tomar en cuenta la matriz de la roca, permeabilidad, saturación de agua irreducible y litología.	Lodo a Base Agua, A Base Aceite y otros fluidos de perforación sintéticos. Identificación de fluidos y movilidad de los mismos. Distribución y tamaño de poros bajo ciertas condiciones.

(*) Perfiles que se corren en hueco abierto. (**) Perfiles que se corren en Hueco abierto y en hueco entubado.

3.14.3.1 Potencial Espontáneo (SP)

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

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

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

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

3.14.3.2 Rayos Gamma (GR)

Esta herramienta capta emisiones de radioactividad muy bajas que se producen en forma natural, como resultado del decaimiento de tres elementos radioactivos: Torio, Uranio y Potasio, los cuales se encuentran en las arenas y lutitas.

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

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

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

3.14.3.3 El Calibre o “Caliper”

Esta herramienta está diseñada para medir el diámetro del hoyo construido durante la perforación de un pozo. Las unidades de medición son pulgadas y proporciona información precisa acerca del estado en que se encuentra el hoyo en el momento del perfilaje.

El volumen del hoyo puede ser determinado de los datos del calibre. Esta información es muy útil, ya que sustrayendo el volumen de la tubería de revestimiento del volumen del hoyo calculado con el calibre, es posible determinar la cantidad de espacio anular que se dispone para la cementación.

3.14.4 Registros de Resistividad

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

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

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

M y N, donde se miden los voltajes. Las herramientas para medición de la resistividad varían dependiendo del arreglo de los electrodos.

3.14.4.1 Perfil de Inducción (ILD)

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

El perfil de Inducción mide las conductividades de las formaciones atravesadas por el pozo. El sistema de bobinas de la herramienta se acopla al terreno circundante por inducción electromagnética. Puede ser corrido en lodos no conductivos, como lodos a base de petróleo, emulsión invertida o aire. Para los demás dispositivos de resistividad, ser corridos en estos medios resulta imposible. Existen dos versiones de este dispositivo, el tradicional Inducción Eléctrico (IEL) y el Doble Inducción (DIL), que es la combinación de dos dispositivos de diferente profundidad de investigación, el IL_D de investigación profunda y el IL_M de investigación mediana.

El perfil de inducción es el sistema más seguro para determinar las resistividades de las regiones no perturbadas de los estratos rocosos perforados por pozos que contengan lodos dulces, debido a sus características de investigación profunda y de buena definición de capas. No es recomendable aplicar el perfil de Inducción en pozos que contengan lodos de resistividad 2,5 veces menores que la resistividad del agua de la formación, o sea, de $R_m < 2,5 R_w$.

3.14.4.2 Herramienta de Densidad Compensada (FDC)

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

Este registro de densidad compensada tiene una fuente y dos detectores de rayos gamma, dispuestos sobre una almohadilla que está adherida a la pared del pozo.

Los rayos gamma que la fuente emite de manera continua, penetran en la formación. Allí experimentan múltiples colisiones con los electrones, por lo cual pierden energía y se dispersan en todas las direcciones (Efecto Compton). Los detectores de este dispositivo captan estos rayos gamma de baja energía y por cada uno de estos rayos que choca con ellos, generan una pulsación eléctrica que se envía a la superficie. Como la dispersión de Compton depende sólo de la densidad de los electrones en la formación, la cual se relaciona estrechamente con la densidad total de la formación, ρ_b , entonces esta puede ser determinada a partir de las pulsaciones enviadas por los detectores.

En una formación limpia, cuya matriz tenga una densidad conocida ρ_{ma} y una porosidad ϕ saturada de un fluido de densidad promedio ρ_f será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

Resolviendo la ecuación por ϕ se tiene:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)}$$

de esta manera, la porosidad puede ser calculada cuando se mide la densidad total y cuando la densidad de la matriz y la densidad del fluido son conocidas. Para seleccionar la matriz apropiada se toma en cuenta la litología del intervalo registrado.

3.14.4.3 Perfil Neutrónico (CNL)

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

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones rápidos y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el número de neutrones lentos, contados por los detectores,

sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos en la vecindad del pozo. Al contar el número de neutrones lentos que llegan a los detectores, se puede determinar la porosidad de la formación. La relación dada por el cociente entre los índices de pulsaciones del detector cercano y lejano, N_n/N_f , es medida y relacionada con la porosidad de la formación.

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

3.14.4.4 Perfil de Litodensidad (LDT):

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

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

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

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

3.15 Estructuras asociadas a Cinturones de Plegamientos y Corrimientos

Es necesario reconocer y manejar la terminología asociada a cinturones de plegamientos y corrimientos, pues las características estructurales que definen el marco geológico del Norte de Monagas, evidencian la existencia de este tipo de estructuras.

3.15.1 La Zona Interior y Exterior (“Internal and External Zone”)

La zona interior, también denominada “hinterland”, es aquella zona en la que existe predominio de deformación plástica y se producen esfuerzos penetrantes y ocurre metamorfismo. Otra característica importante, es que en cinturones orogénicos activos en el “hinterland” presenta altas topografías.

La zona exterior, también llamada “foreland”, es la zona marginal del cinturón orogénico. Se caracteriza por no presentar deformación, no hay evidencias de metamorfismo y además, no se producen esfuerzos penetrantes. El proceso de deformación proviene siempre de la zona interior (“hinterland”) hasta la zona exterior (“foreland”).

3.15.2 Tipos de fallas de corrimientos

Existen dos tipos de fallas de corrimiento: corrimiento emergente y corrimiento ciego.

Según Romero (2002), las fallas de corrimientos emergentes o “emergent thrust” son aquellas que cortan a las superficies de erosión, mientras que las fallas de corrimiento ciego o “blind thrust” son aquellas que mueren en el subsuelo.

Para identificar estas estructuras se debe considerar que no necesariamente todas las fallas expuestas son corrimientos emergentes, sino que es posible que sean corrimientos ciegos que han sido afectados por la erosión.

Un “forethrust” es una falla de corrimiento en la cual el desplazamiento se dirige en la misma dirección en la que va el transporte regional, y un

retrocorrimiento “backthrusts,” es una falla de corrimiento en la cual el desplazamiento es opuesto a la dirección de transporte regional.

3.15.3 Bloques corridos y zonas de despegue

El volumen de roca que existe sobre una falla es llamado bloque de corrimiento. Este bloque tiene dos bordes, un borde oriental denominado “leading edge” y un borde occidental denominado “trailing edge” (Figura 3.13). Se caracteriza además por presentar un limbo anterior o “forelimb, y un limbo posterior o “backlimb” (Romero, 2002).

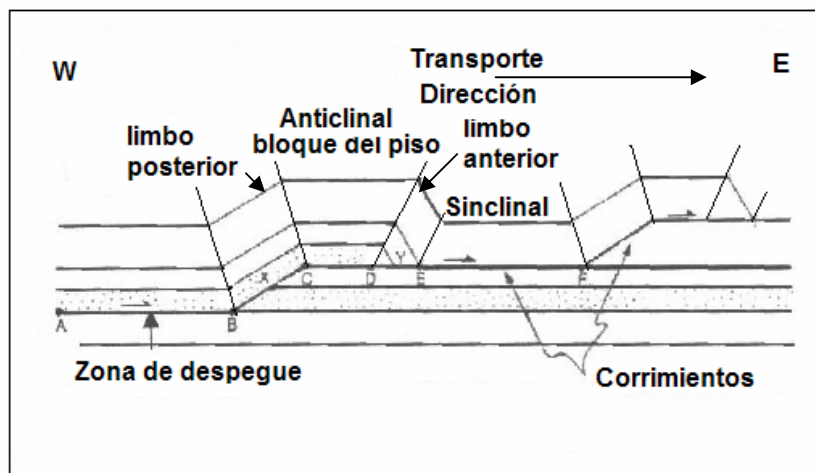


Figura 3.13. Representación esquemática de los elementos principales presentes en un cinturón de plegamiento y corrimiento. (Modificado de Romero, 2002)

Los bloques de corrimiento se clasifican en: a) *Bloque alóctono*, que está definido por aquellos volúmenes de roca, que han sido movidos lejos de su lugar original de depositación hacia otros sitios. b) *Bloque para-autóctono*, el cual está definido por el bloque de rocas, que ha sido movido no muy lejos de su lugar de depositación.

La zona de despegue (“detachment”) es una falla que posee un buzamiento somero o subhorizontal, y que separa las rocas deformadas, que se encuentran por encima de las rocas no deformadas, que yacen por debajo del “detachment” (Cooke et al., 1979).

3.15.4 Reglas básicas para la identificación de la geometría en cinturones de plegamientos y corrimientos (Dahlstrom, 1970).

- ❖ Los corrimientos tienden a cortar la secuencia en la dirección del transporte.
- ❖ Los corrimientos son paralelos a la estratificación en rocas incompetentes y cortan a través de la estratificación en rocas competentes.
- ❖ Los corrimientos jóvenes van en la dirección del transporte.

3.15.5 Método de Suppe

Numerosos estudios sísmicos alrededor del mundo, indican que existen dos tipos de pliegues dentro de los cinturones de pliegues y fallamientos. Estos tipos de pliegues son: el simétrico o tipo “fault bend fold” (Suppe, 1983), y el asimétrico o tipo “fault propagation fold” (Suppe, 1985). Son los tipos más comunes de pliegues y son conocidos por ser buenos productores de hidrocarburos.

3.15.6 Pliegues propagados por fallas “Fault Bend Fold”

Son pliegues asociados a fallas, los cuales se forman como consecuencia de los cambios de buzamiento existentes en el plano de falla; los cuales generan vacíos entre los bloques de las mismas. Como consecuencia de esto, al menos uno de los bloques de la falla se deforma a medida que uno se desliza sobre el otro. De tal forma, las rocas que presentan estratificación son deformadas como respuesta al corrimiento sobre un doblez de la falla, dando origen a un pliegue cuyo mecanismo de formación es denominado “Fault Bend Fold”.

Debe notarse que este plegamiento no es el resultado del arrastre del material, sino del encorvamiento del mismo. Este pliegue también se conoce como pliegue inverso de arrastre.

En la figura 3.14 se muestra el desarrollo cinemático de un pliegue relacionado al “*Fault Bend Fold*” con geometría denominada despegue – rampa – despegue.

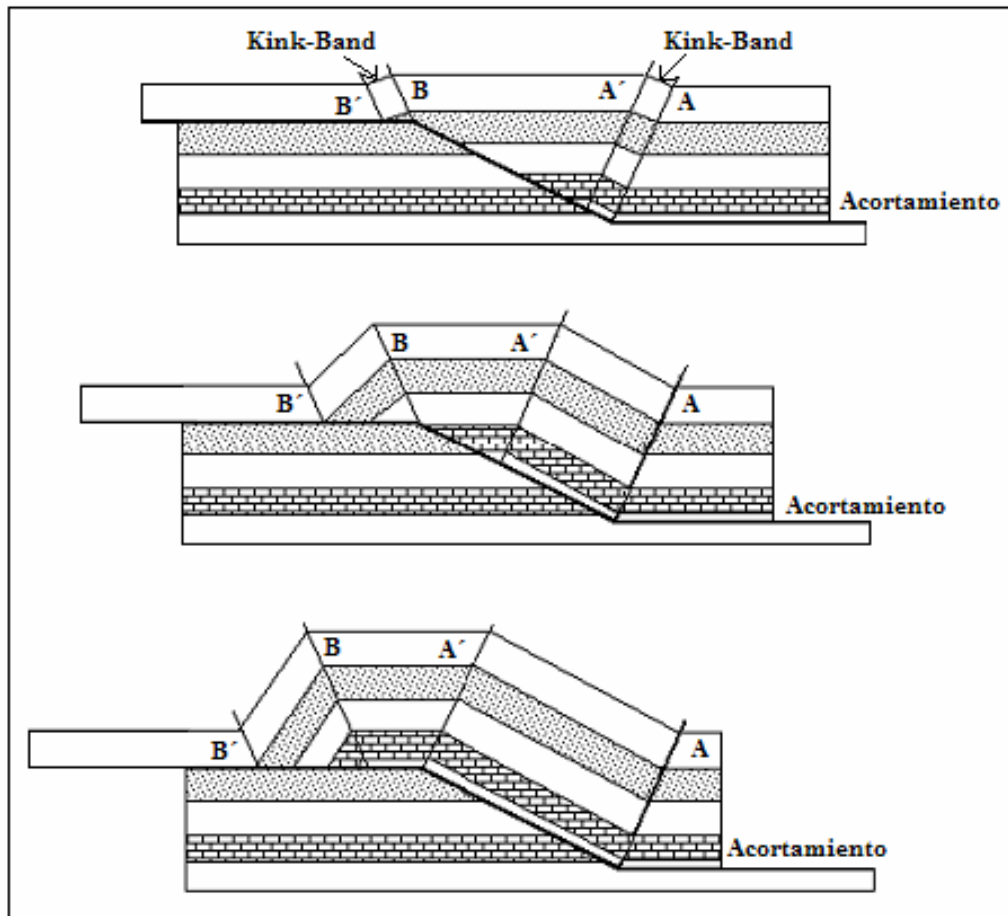


Figura 3.14. Cinemática de un “Fault Bend Fold” (Tomado de www.geosc.psu.edu/~engelder/geosc465/lect28.rtf)

3.15.7 Pliegues asociados a fallas no planas “Fault Propagation Fold”

Son deformaciones que tienen lugar justo frente a la superficie a través de la cual ocurre la falla, y que están asociadas a éstas (Suppe, 1985). Este tipo de estructuras normalmente presenta ángulos de corte más altos que los “Fault Bend Fold”, comprendidos en un rango de 20 a 40 grados aproximadamente.

Una evidencia muy importante encontrada en campo muestra que algunas fallas, así como los cabalgamientos, desaparecen en los núcleos de los pliegues.

Esta clase de pliegues se observan ocasionalmente en afloramientos. Se conocen también con el nombre de pliegues “cabeza de serpiente”.

La cinemática del Fault – Propagation Fold se muestra en la figura 3.15.

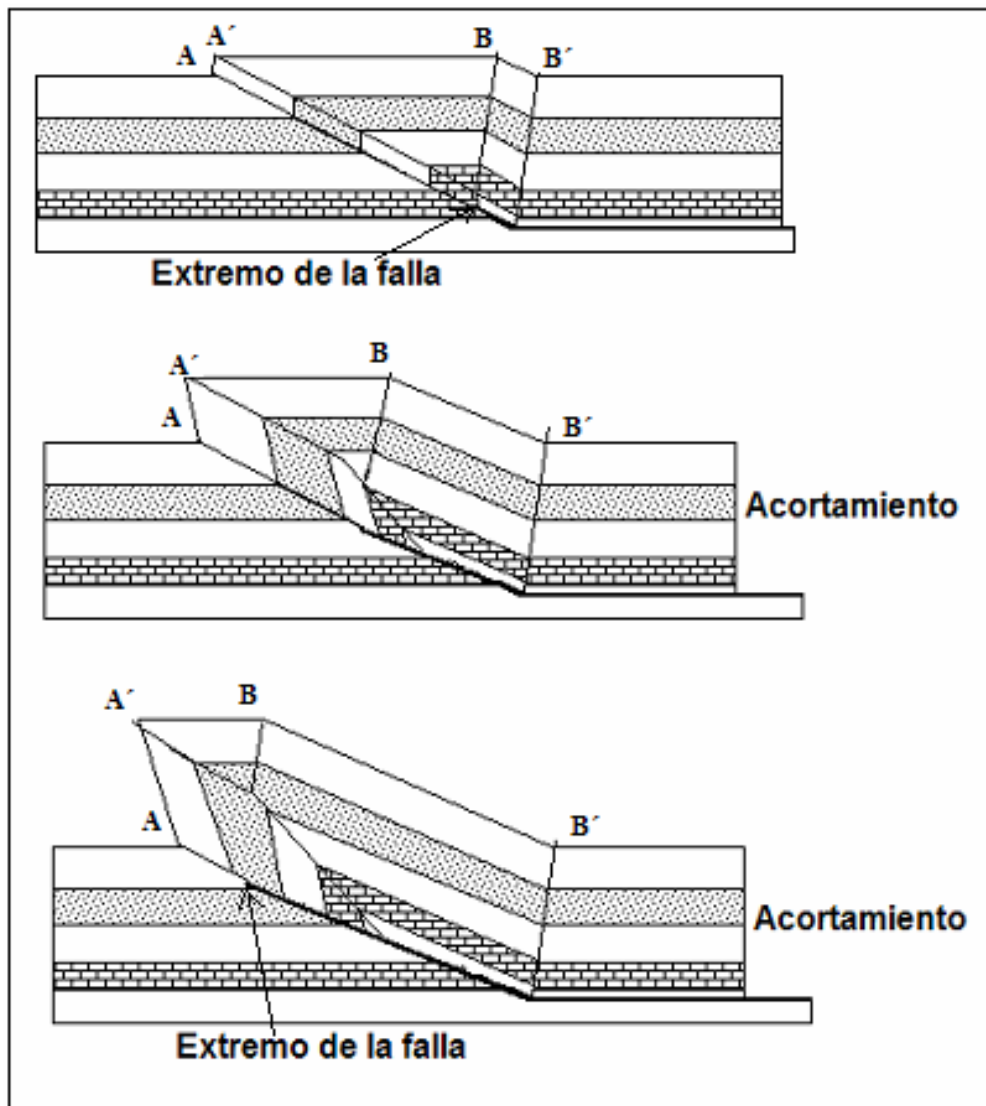


Figura 3.15. Cinemática de un "Fault Propagation Fold" (Tomado de www.geosc.psu.edu/~engelder/geosc465/lect2)

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA

4.1 Base de Datos

Una de las actividades iniciales para la caracterización sísmica-petrofísica del área, fue la recopilación, revisión, actualización y validación de toda la información disponible, con la finalidad de crear una base de datos confiable y consistente, tanto para la interpretación sísmica como para la evaluación petrofísica.

El Campo Carito tiene un área total de 200 Km² (Márquez et al., 2002), mientras que el área del proyecto abarca aproximadamente 88 Km². En la figura 4.1 se muestra un mapa base donde se pueden observar ambas áreas.

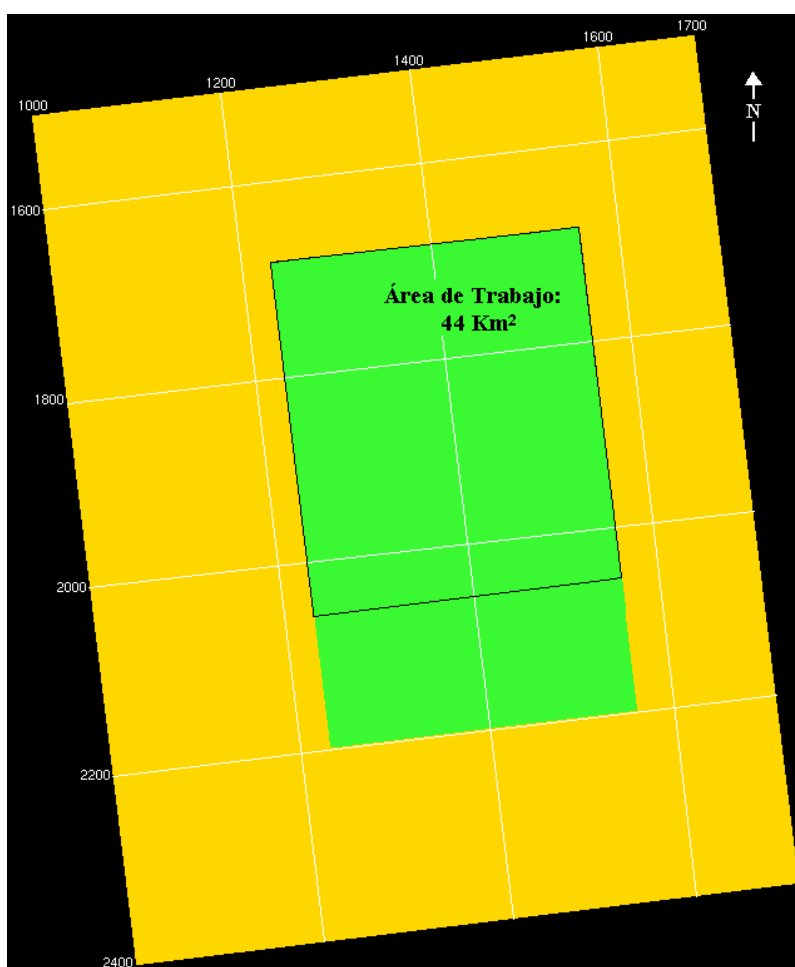


Figura 4.1. Mapa base del área del Campo Carito y de la zona de trabajo

En cuanto a número de pozos, la zona de trabajo está constituida por un total de 52 pozos, distribuidos uniformemente en toda el área (figura 4.2).

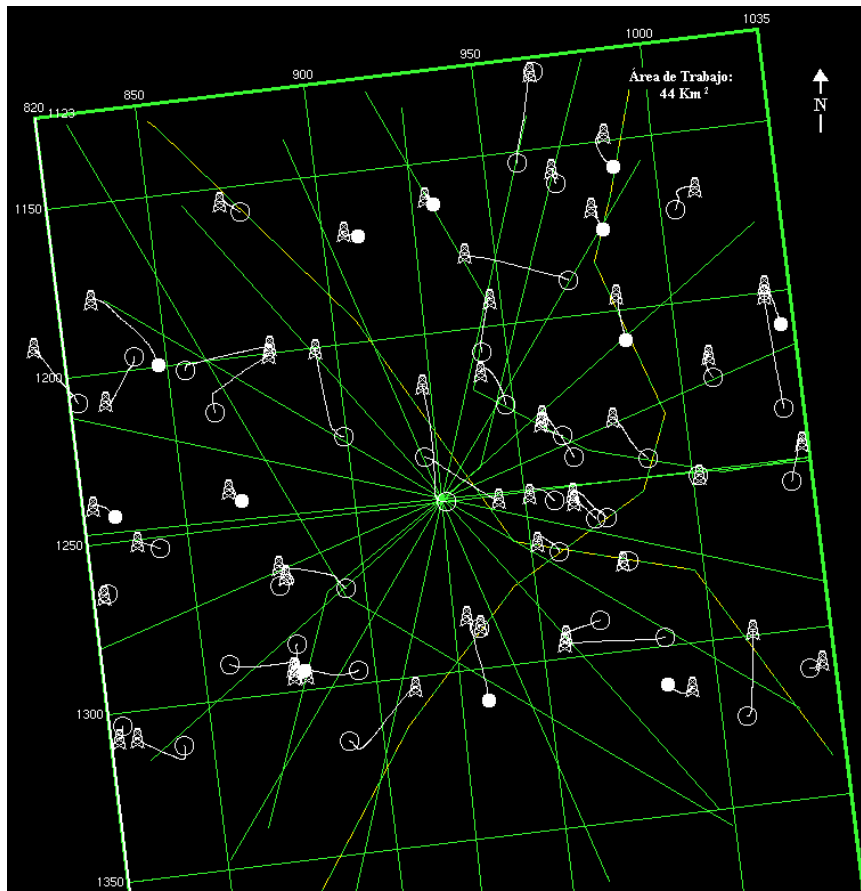


Figura 4.2. Mapa base mostrando los pozos existentes en el área de trabajo

Los datos sísmicos a interpretar provienen de secciones migradas en tiempo preapilamiento (Pre Stack Time Migration) y sísmica HFI (High Frequency Imaging) procesadas por GeoTrace en el año 2003 (figura 4.3). A efectos de facilitar la lectura, se llamará “Sísmica 1” a las secciones migradas en tiempo preapilamiento; y “Sísmica 2” a la sísmica HFI.

Estos datos fueron cargados al programa de interpretación sísmica CHARISMA, donde se realizó la interpretación y visualización 3D de los horizontes y del sistema de fallas.

Los registros de los pozos claves para la interpretación estructural fueron revisados y editados, como requisitos indispensables para la generación de los sismogramas sintéticos para la calibración sísmica con el pozo. Dichos pozos contienen la información base y el modelo estratigráfico representadas por los

marcadores geológicos y datos de saltos de fallas, indispensables para un buen amarre de la interpretación estructural con los datos geológicos.

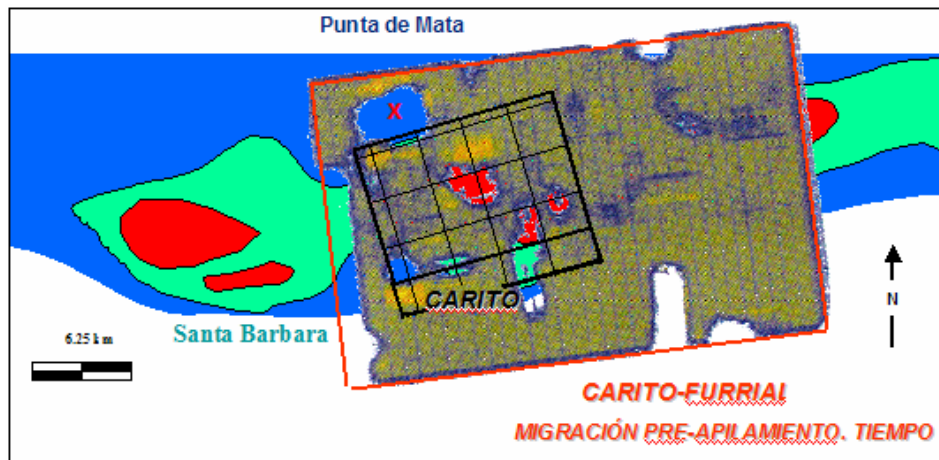


Figura 4.3. Área migrada preapilamiento (tiempo). Campo Carito y Furrial (modificado de Bolívar, 2002)

Adicionalmente, los marcadores asociados a los topes y bases de las secuencias utilizadas para el estudio, fueron obtenidos de un estudio estratigráfico a nivel del Terciario y Cretácico realizado en Intevep (Carrillo et al., 2003). Dichos marcadores incluyen desde la Formación Naricual, objetivo de la investigación, hasta el Cretácico.

Por otra parte, se utilizaron para la interpretación, los horizontes y fallas definidos en un estudio anterior (Márquez et al., 2001), lo que permitió identificar el objetivo con mayor facilidad. Estos horizontes incluyen La Pica, tope de Carapita y el tope de Naricual.

En la etapa del análisis estructural se reinterpretó la traza de las fallas obtenidas de los registros del estudio de 2001, debido a que se tienen unos datos sísmicos de mejor calidad que en el estudio anterior.

4.2 Calidad de los Datos Sísmicos

La calidad de los datos sísmicos en el área de trabajo es de regular a buena. El cubo de datos sísmicos migrados pre-apilamiento (Sísmica 1), presenta una resolución vertical promedio de 87 pies y una frecuencia predominante de 20 Hertz, aumentando la calidad de los datos sísmicos hacia el Este; mostrando una

buena calidad, continuidad y alta amplitud para el análisis estructural de los reflectores de interés, así como también, de las estructuras. Cabe destacar por otra parte, que la sísmica 2 tiene una frecuencia promedio de 34 Hertz y una resolución vertical de 54 pies.

En el área de Carito Central, se encuentra localizado el Complejo Muscar (figura 4.4), donde se observa una sísmica de baja calidad, presentando reflexiones caóticas asociadas en un principio a la baja cobertura sísmica producto de la presencia del mencionado complejo y actualmente, al posible efecto de chimenea de gas (Bolivar et al., 2002).



Figura 4.4. Complejo Muscar - Estado Monagas. (Foto tomada por Márquez Carlos.)

En la “Inline” (N–S) (Figura 4.5), donde se puede observar la ubicación del Complejo Muscar y los efectos producidos en la sísmica.

4.3 Selección de los Reflectores de Interés

Se establecieron los reflectores sísmicos para los topes de las formaciones La Pica y Carapita, con la finalidad de tener un control somero para la realización del modelo de velocidad. Para esto se utilizó como guía la interpretación realizada en un estudio previo (Márquez et al., 2001).

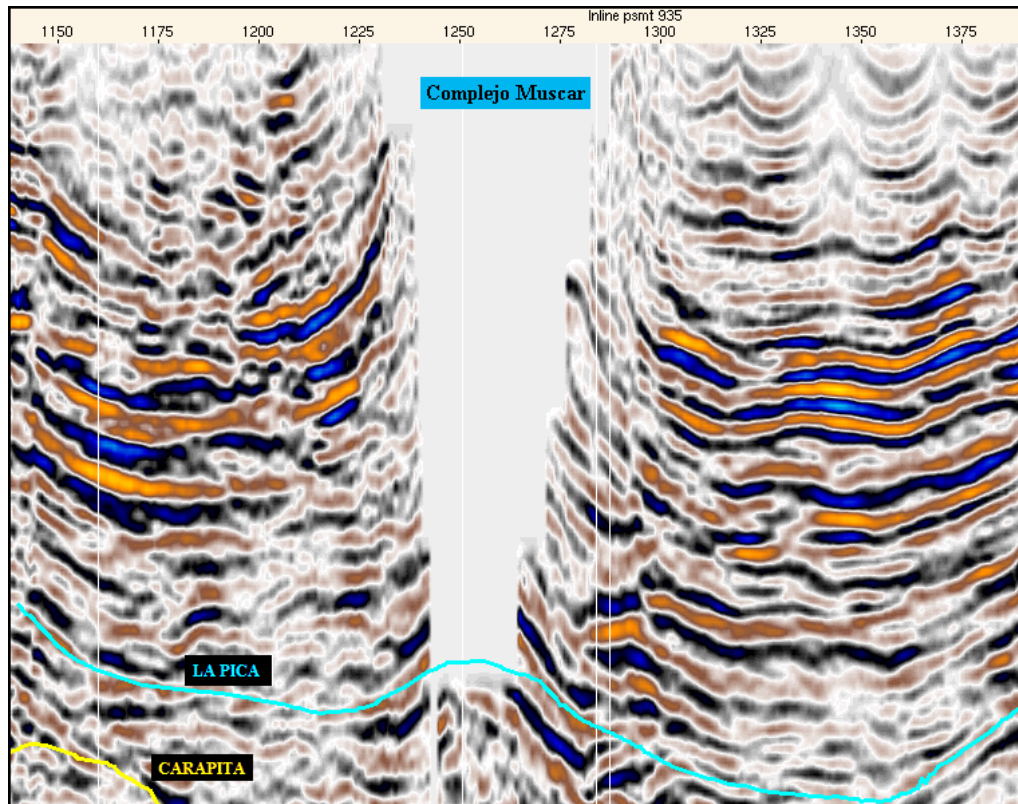


Figura 4.5. Línea sísmica donde se observan los efectos de la baja cobertura sísmica producto de problema cultural (Complejo Muscar) en el área de Carito Norte.

Cabe considerar en este orden de ideas, que la interpretación sísmica se realizó sólo en la sísmica 1, y posteriormente se realizó una copia de dicha interpretación a la sísmica 2; esto con la finalidad de determinar si los atributos extraídos con esta última, eran más resolutivos y ayudaban en el análisis estructural y estratigráfico del intervalo en estudio.

Como ya se mencionó anteriormente, la zona de interés es la Formación Naricual, cuyo tope formacional es el T6-D de acuerdo con la nueva nomenclatura estratigráfica del Campo Carito (Carrillo et al., 2003). En el caso de la base, constituida por el tope del Cretácico, no existe una buena imagen sísmica para realizar la interpretación. Tomando en cuenta los marcadores estratigráficos disponibles para estas superficies, se realizó una correlación primaria entre los reflectores sísmicos y los marcadores.

4.4 Calibración sísmica - pozo

Para la calibración sísmica se escogieron inicialmente los registros de “checkshot” de 17 pozos (Tabla 3) dentro del área de estudio. La selección de los pozos se realizó tomando en consideración a todos aquellos que tuviesen el marcador de Naricual Superior (T6-D), ley de velocidad o “checkshot”, registros sísmicos (DT), densidad (RHOB), marcadores geológicos interpretados y que estuviesen cubiertos por los datos sísmicos 3D.

Tabla 3. Pozos con "checkshot" en toda el área de trabajo.

2	22
8	24
11	32
12	35
14	38
16	39
19	47
20	72
	76

Con estos parámetros se depuró la lista de pozos, quedando siete (7) pozos confiables para la construcción de los sismogramas sintéticos (Tabla 4).

Tabla 4. Pozos con "check shot" utilizados para generar los sismogramas sintéticos.

11
22
24
32
39
47
72

Estos pozos presentaron una correspondencia considerable con respecto al marcador principal (T6-D), que es un reflector fuerte y continuo, clave para el amarre. Los pozos seleccionados con “checkshot” presentan una buena distribución espacial, para obtener el modelo de velocidad en el área de estudio con la finalidad de hacer la conversión de los mapas estructurales de tiempo a profundidad.

En la figura 4.6 se muestra la ubicación de los pozos con checkshot así como aquellos pozos utilizados para la generación de sismogramas sintéticos.

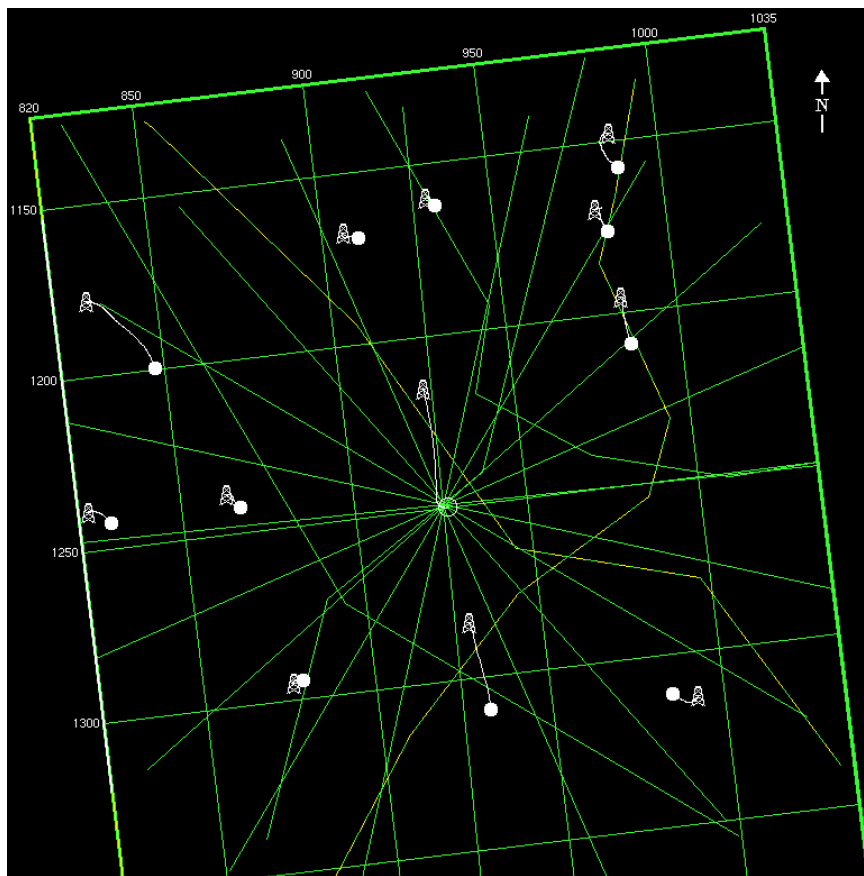


Figura 4.6. Mapa base de los pozos con “checkshot” existentes en el área de trabajo.

Para tener un mayor control en la interpretación sísmica estructural, se utilizó la información de los cortes de falla obtenidos de la correlación estratigráfica de los registros de pozos (Carrillo et al., 2003). Dichas fallas tienen saltos que abarcan desde 50 a 1840 pies, tomando en cuenta aquellas mayores al límite de resolución de la sísmica 1, que es de 87 pies.

4.5 Sismogramas Sintéticos

En las figuras 4.7 y 4.8 se muestran los sismogramas sintéticos para el pozo 24 ubicado, con la sísmica 1 y 2 respectivamente. Se pueden observar además, la curva del registro sísmico calibrado con el “check shot” y el registro de densidad, así como el de impedancia acústica. Este último presenta un cambio

fuerte al pasar de las lutitas de Carapita a las arenas de T6-D (Tope de Naricual Superior), evidenciándose también en el GR.

Para el caso de la sísmica 1, el sismograma sintético se generó a partir de una ondícula de tipo Ricker, cuya frecuencia predominante dentro del yacimiento es de 20 Hertz, a una velocidad de 7215 pies/s, presentando para este pozo una resolución vertical de 90 pies. El sismograma sintético nos indica que tanto el tope de T6-D como el tope del Cretácico, están asociados a un reflector positivo. Asimismo, el sismograma sintético obtenido de la sísmica 2 presenta una frecuencia de 40 hertz y una resolución vertical de 45 pies. El resto de los pozos a los que se les realizó sismogramas sintéticos, para los dos cubos sísmicos, presentan una tendencia similar.

En las Tablas 5 y 6 se muestra la frecuencia predominante extraída dentro del objetivo y la resolución vertical para los pozos con los sismogramas sintéticos realizados, tanto para la sísmica 1, como para la sísmica 2. Adicionalmente, se muestran los valores promedio.

Tabla 5. Valores de frecuencia y resolución vertical predominantes, obtenidos de los pozos con sismogramas sintéticos a nivel del objetivo (Sísmica 1).

Pozo	Frecuencia (Hz)	Veloc. Interv. (ft/seg)	Res. Vert. (ft)
11	20	7005	88
22	18	6731	93
24	20	7215	90
39	18	7309	102
32	20	6926	87
47	19	6287	83
72	22	6106	69
	Prom= 20	Prom= 6797	Prom= 87

Tabla 6. Valores de frecuencia y resolución vertical predominantes, obtenidos de los pozos con sismogramas sintéticos a nivel del objetivo (Sísmica 2).

Pozo	Frecuencia (Hz)	Veloc. Interv. (ft/seg)	Res. Vert. (ft)
11	30	7005	58
22	30	6731	56
24	40	7215	45
39	30	7309	61
32	30	6926	58
47	30	6287	52
72	35	6106	44
	Prom= 32	Prom= 6797	Prom= 53

4.6 Interpretación de Horizontes

Para la interpretación estructural del yacimiento, se escogieron inicialmente tres reflectores sísmicos con buen contraste de impedancia acústica, por presentar cambios visibles en las velocidades interválicas obtenidas de los registros sísmicos. Fueron dos horizontes someros asociados a los topes de La Pica y Carapita y uno profundo, asociado al marcador geológico T6-D. Posteriormente a la interpretación de T6-D, se generaron cuatro pseudohorizontes (T6-D1, T6-C, T6-C1 y T6-B) ubicados a determinado Δt por debajo de T6-D (Tabla 7).

Tabla 7. Valores de Δt para los pseudohorizontes generados

Pseudohorizontes	Δt (ms) *
T6-D1	6.1
T6-C	16.1
T6-C1	24.4
T6-B	48.7

(*) Este Δt se obtuvo del promedio de la diferencia en tiempo existente entre los marcadores estratigráficos correspondientes a estos pseudohorizontes y T6-D.

T6D1 está asociado a un reflector en fase cero, T6C a un reflector positivo y tanto, T6C1 como T6B a un reflector negativo.

En la figura 4.9 se muestra un diagrama con los intervalos de interés, la diferencia en tiempo entre ellos, así como un típico registro GR para estos intervalos.

La buena distribución y cantidad de pozos disponibles (52), facilitó la interpretación, especialmente en zonas donde existe ruido sísmico y de poca calidad en la imagen sísmica.

La interpretación de los horizontes se comenzó creando líneas arbitrarias que conectaran a pozos claves. Estas líneas fueron utilizadas posteriormente para el análisis estratigráfico con la finalidad de obtener un buen amarre de los marcadores geológicos con los horizontes interpretados.

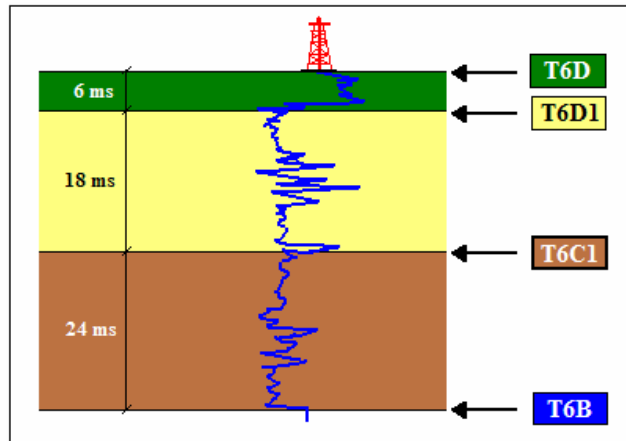


Figura 4.9. Diagrama de los horizontes de interés donde se puede observar la diferencia en tiempo entre capas.

Se revisó la correlación entre el marcador T6-D y el horizonte interpretado con la finalidad de llevar un mejor control de la calidad de los datos sísmicos con los datos de pozos.

Los horizontes fueron interpretados en forma sistemática cada 5 líneas en dirección “Inline” (dirección NO) y cada 5 líneas en dirección “Crossline” (dirección NE), obteniéndose un mallado de 150 m x 150 m. Todos estos horizontes interpretados fueron culminados usando “autotracking” e interpolación.

Ahora bien, luego de culminada la interpretación del tope de Narical Superior (T6D), se procedió a crear los pseudohorizontes de acuerdo a las diferencias en tiempo calculadas (Δt), para ser usado en el cubo sísmico HFI. En la figura 4.10 y 4.11 se muestra una sección de orientación Norte - Sur en la sísmica 1 y 2 con los horizontes ya mencionados.

La sísmica HFI tiene mejor resolución vertical comparada con la sísmica migrada preapilamiento, sin embargo, la correspondencia entre los marcadores estratigráficos y el horizonte interpretado es deficiente, con diferencias de hasta 4 ms. Estas diferencias no permiten utilizar estos datos (sísmica HFI) para obtener un mapa en profundidad confiable.

Por otro lado, las altas frecuencias, características de esta sísmica, pudiesen reportar buenos resultados al hacer atributos superficiales y de este modo ayudar en el análisis de los resultados.

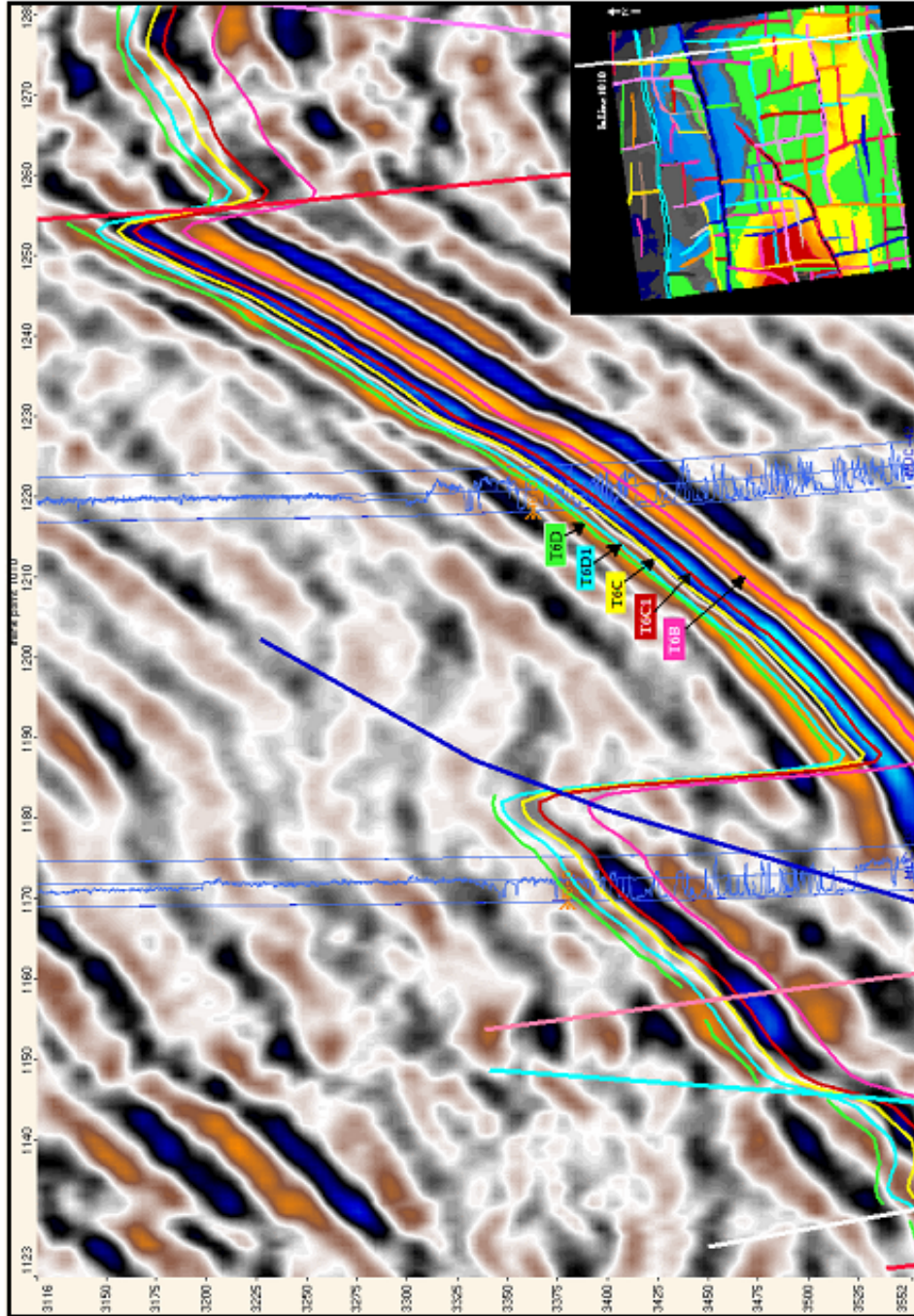


Figura 4.10. Sección sísmica migrada preapilamiento (Inline 1010) donde se muestra el horizonte T6D y los pseudo horizontes generados

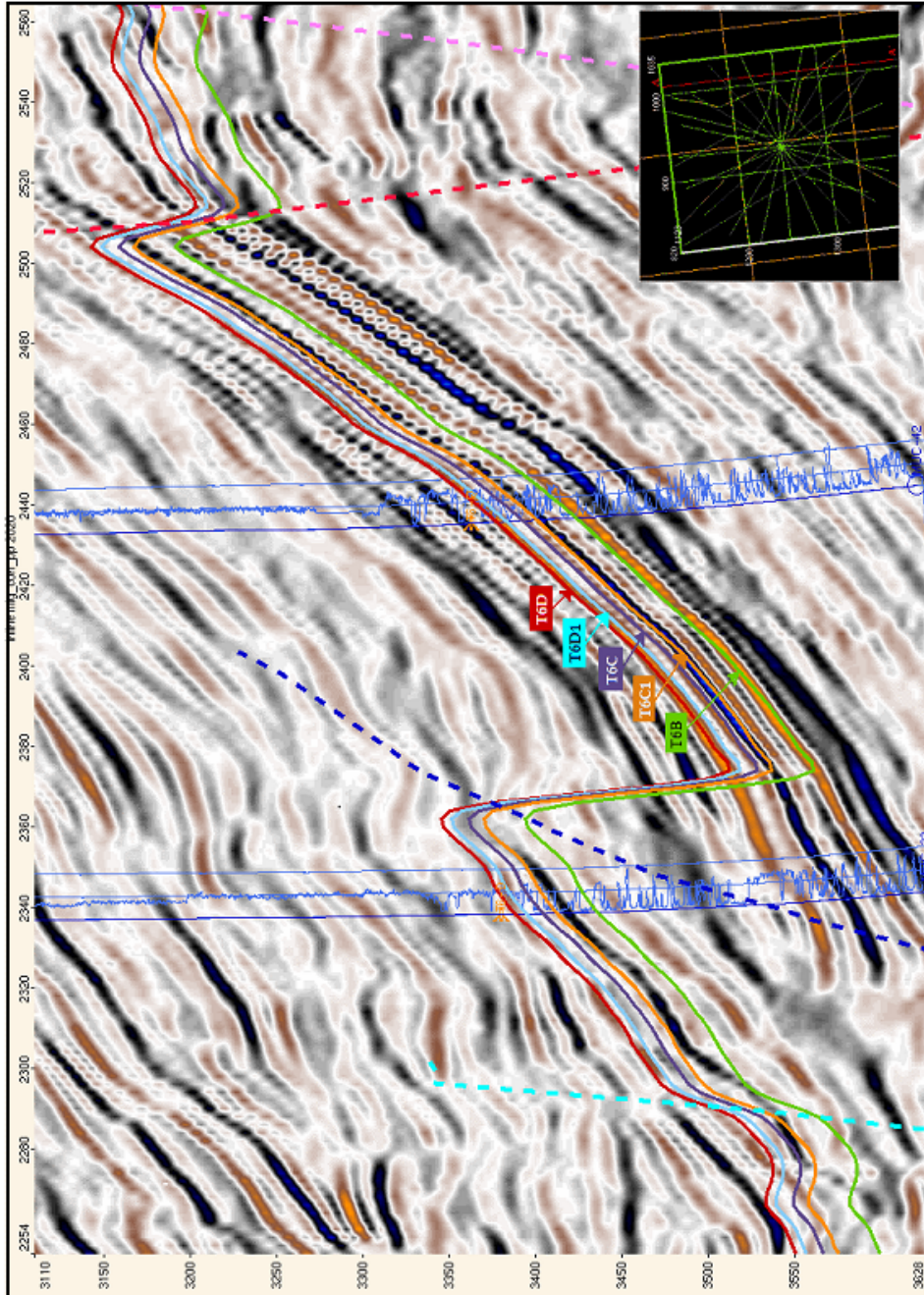


Figura 4.11. Sección sísmica HFI (Inline 2020) donde se muestra el horizonte T6D y los pseudo horizontes generados

4.7 Interpretación de Fallas

El campo Carito está dividido en producción por cuatro áreas, como son: Carito Norte, Carito Central, Carito Oeste y Carito Sur. El cubo sísmico en estudio cubre parte de dichas áreas, pero debido a la baja imagen sísmica en Carito Sur, se hará referencia al resto de las tres áreas.

En este estudio se correlacionaron las fallas más relevantes, interpretando un total de 98 fallas. A los horizontes y las fallas interpretadas que conforman el modelo estructural, se les realizó una visualización 3D, como control de calidad y para entender el patrón estructural. La interpretación de las fallas se realizó cada 5 líneas (150 x 150 metros) en dirección “Inline” y “Crossline”.

Culminado el proceso de identificación de las fallas, se procedió a calcular los contactos entre las fallas y el horizonte T6-D, generando una visión en planta de la trayectoria de las mismas. Posteriormente, se unieron los contactos, obteniéndose los polígonos de fallas, los cuales representan el corte de las fallas sobre el horizonte de interés (trazas de las fallas). En la etapa de edición, se mejoró el buzamiento y la correlación de las fallas.

Otra parte importante de la interpretación se refiere a la calibración de los planos de falla con el marcador de corte de falla, que representa el corte de falla obtenido de los registros, esto con el fin de establecer los límites espaciales de las fallas en toda el área.

A continuación, se procedió al ajuste de los polígonos de fallas sobre la superficie de cada horizonte interpretado. En la figura 4.12 se muestra los polígonos de fallas finales para el caso del horizonte Naricual Superior, mostrando el buzamiento de las mismas.

En la figura 4.13 se muestra el mapa estructural en tiempo para el caso del horizonte T6-D, en cada una de las áreas de producción de Carito, mostrando los polígonos de fallas y sus respectivos buzamientos.

El rango de profundidades a nivel del objetivo es entre 12000 y 15000 pies, iniciando en el tope de T6D hasta el pseudohorizonte T6B.

Entre las fallas inversas y de mayor ángulo de buzamiento, se incluye a los corrimientos de Carito Norte y Carito Oeste. Estas fallas son el resultado de una larga y compleja historia geológica ocurrida en la zona.

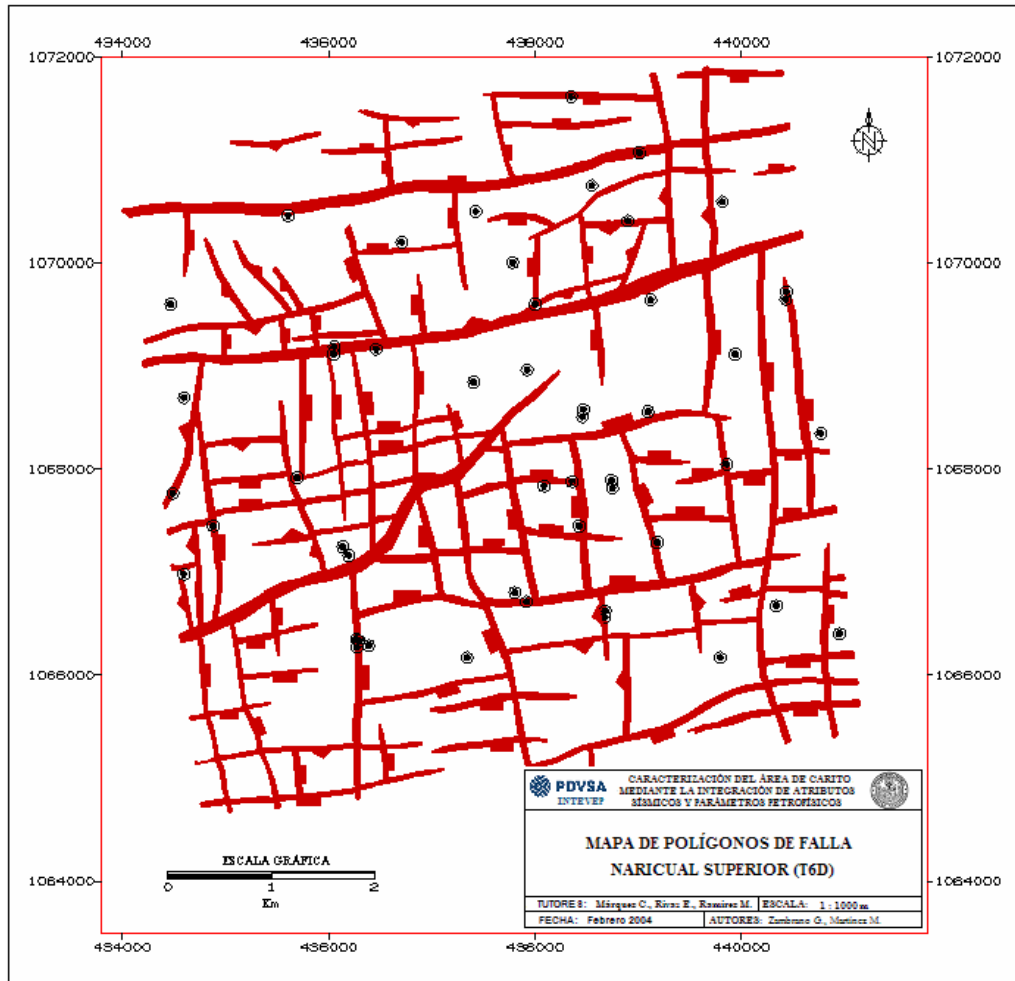


Figura 4.12. Mapa de polígonos de falla para Naricual Superior en el área de trabajo.

Al Oeste existe una zona de menor tiempo de viaje (color rojo) que representa al anticlinal de Carito Oeste, por ser la zona más somera de toda esta área. El área más profunda está representada por el color azul oscuro.

4.8 Conversión de Tiempo a Profundidad

La superficie en tiempo seleccionada para la conversión a profundidad fue Naricual Superior (T6D). Este horizonte interpretado en tiempo fue convertido a profundidad, utilizando el modelo de velocidades obtenido de los pozos validados

con “checkshot” (Tabla 8) para cada uno de los horizontes, combinando las funciones de velocidad con las tablas tiempo - profundidad correspondiente a los pozos de la zona.

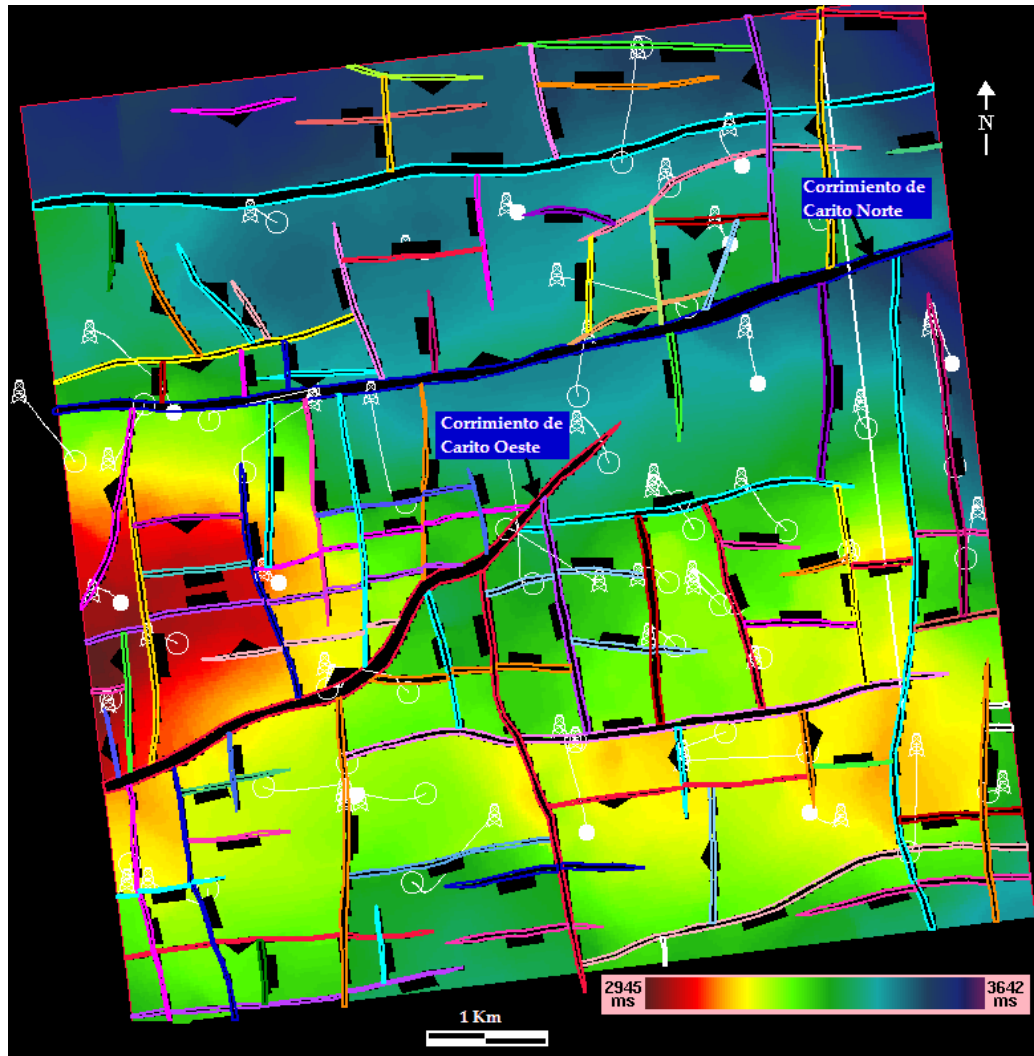


Figura 4.13. Mapa estructural en tiempo de la superficie T6D, mostrando los polígonos de falla.

Con estos datos de velocidad se calcularon variogramas, presentando para el caso de las velocidades interválicas una pobre correlación espacial.

En cambio, las velocidades promedio presentan una alta correlación espacial. Por lo tanto, las velocidades promedio fueron usadas en la construcción del modelo de velocidad. En la figura 4.14 se muestra el mapa de velocidades promedio extraído del horizonte T6-D.

Tabla 8. Pozos con "checkshot" utilizados para generar modelo de velocidades.

6	16
9	23
10	25
11	26
13	32
14	51

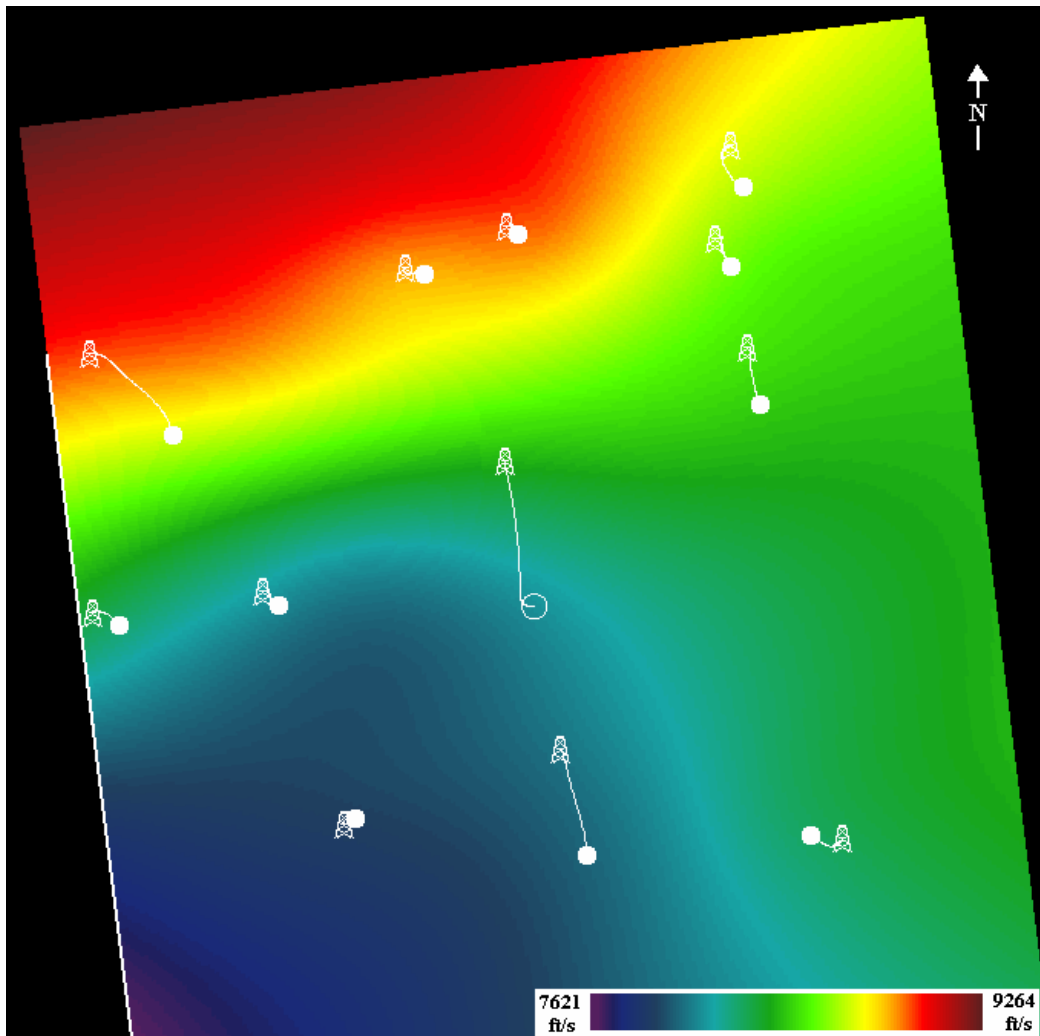


Figura 4.14. Mapa de velocidades promedio extraído del horizonte T6D con los pozos con "checkshot".

Las velocidades van aumentando hacia el Norte, variando entre 7621 y 9264 pies / s. Se observan tres zonas bien diferenciadas. Hacia el Noroeste están las velocidades más elevadas, asociadas a las estructuras más profundas del tope

de Naricual; es decir, al bloque levantado del corrimiento de Carito Norte. Seguidamente se observa una zona de velocidades medias (alrededor de 8400 pies / s), cuyo límite Norte es el anticlinal de Carito Oeste y Carito Norte, y que se extiende hasta el flanco Norte del anticlinal de Carito Central.

La zona de interés de producción se encuentra representada por velocidades que varían entre 8200 y 8600 pies /s con una tendencia clara y definida hacia el NO, sin ninguna anomalía de velocidad (figura 4.14).

Para la conversión a profundidad se usó el programa INDEPTH de Geoquest, el cual usa la ecuación simple de: Profundidad = tiempo x velocidad.

En la figura 4.15 se muestra una gráfica tiempo vs profundidad para los pozos con registro original de tiros de verificación, presentando una velocidad promedio de 8451 pies/s aproximadamente.

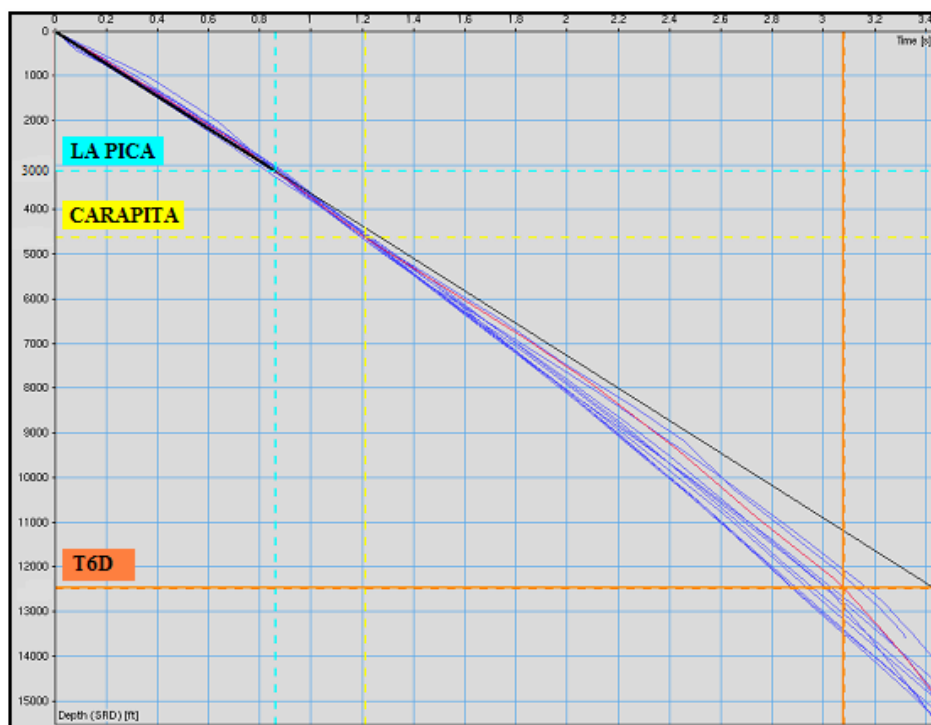


Figura 4.15. Ley de velocidades obtenida de los pozos que tienen “checkshot”, mostrando los marcadores asociados a La Pica, Carapita y el tope de Naricual Superior (T6D).

El mapa estructural en profundidad calibrado del tope de Naricual fue obtenido usando el método geostatístico llamado co-kriging con deriva externa, utilizando la aplicación LPM (Log Properting Mapping), donde el mapa en profundidad fue usado como deriva (datos blandos) y los marcadores geológicos

como datos duros, para obtener los mapas calibrados en profundidad. Estos marcadores fueron interpretados en todos los pozos dentro del área de estudio.

Los espesores de los intervalos bajo estudio, fueron obtenidos de un proyecto anterior (Carrillo et al., 2003), y son producto del promedio de espesores estimado para todos los pozos del área de Carito (355 Km² aproximadamente). Dichos espesores se ilustran en la figura 4.16.

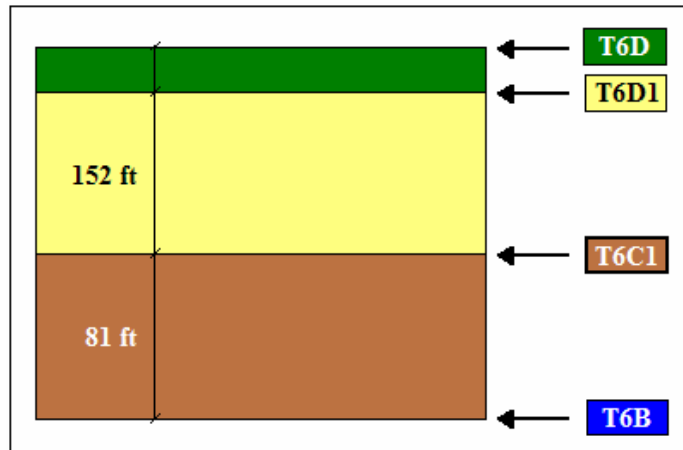


Figura 4.16. Diagrama de los horizontes de interés donde se puede observar los espesores entre capas.

Con la finalidad de entender la geometría estructural, se aplicaron técnicas de visualización 3D al mapa en profundidad. En estas se muestran las áreas de producción de Carito con todos los pozos que fueron seleccionados para el modelo en profundidad.

Los dominios estructurales observados en el campo Carito son parte de una misma unidad estructural a gran escala, formada por el corrimiento de El Furrial. El campo Carito está limitado por sillas estructurales formadas por fallas normales transversas, las cuales son: la Silla El Furrial-Carito al Este y la Silla Carito – Santa Bárbara al Oeste. En la figura 4.17 se muestra una visualización 3D de Carito donde se pueden observar los dominios estructurales existentes a nivel de Naricual Superior (Márquez et al., 2001).

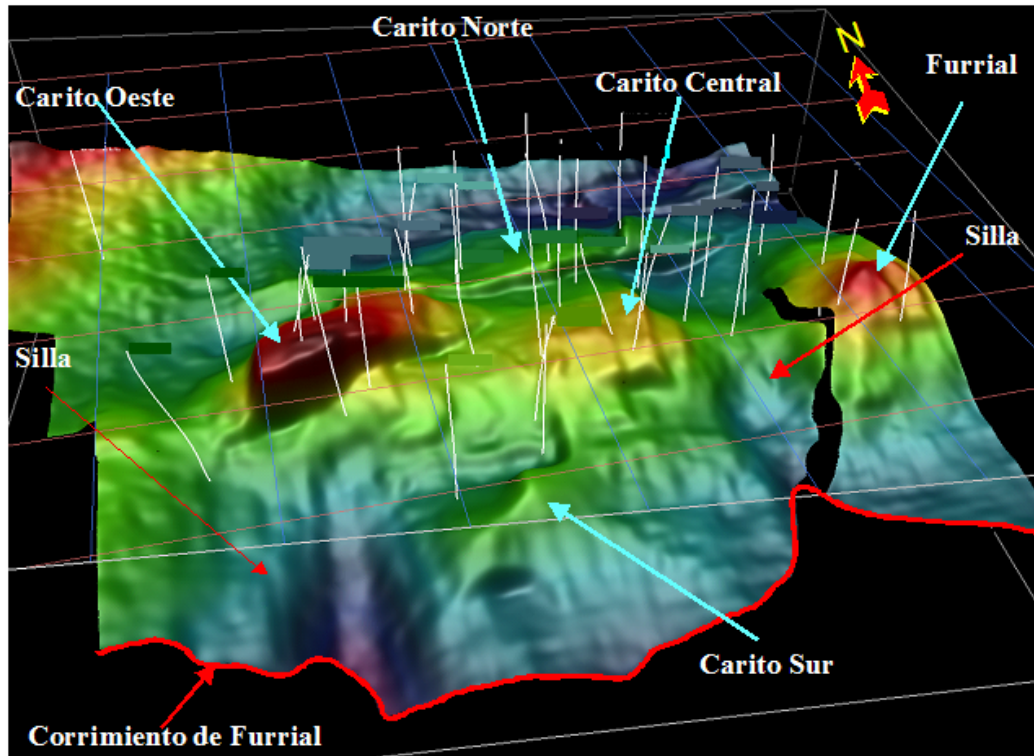


Figura 4.17. Visualización 3D de Carito mostrando los dominios estructurales mayores de la Formación Naricual (Márquez et al., 2001).

4.9 Cálculo de Atributos Sísmicos

El cálculo de atributos sísmicos se realizó para el horizonte T6D y los pseudohorizontes generados, utilizando la sísmica 1 y 2. Se generaron atributos superficiales y volumétricos. En el caso de los atributos volumétricos, inicialmente se definieron como capas de interés las siguientes: T6D-T6D1, T6D1-T6C, T6D1-T6C1, T6C-T6C1 y T6C1-T6B. Sin embargo, el espesor entre las superficies T6D1 y T6C era inferior a la resolución vertical, por lo que este intervalo no se tomó en consideración en la interpretación y análisis de los resultados. En la Tabla 9 se resumen los atributos generados.

Tabla 9. Atributos Sísmicos Generados

ATRIBUTOS SÍSMICOS
Amplitud Sísmica Integrada
Polaridad Aparente Integrada
Frecuencia Instantánea Integrada
Fuerza de Reflexión Integrada
Coseno de la Fase Integrada
Magnitud de la Amplitud Sísmica Integrada
Número de Intersecciones con cero
Amplitud Sísmica
Heterogeneidad de Amplitud Sísmica
Heterogeneidad de Frecuencia Instantánea
Heterogeneidad de Fuerza de Reflexión
Heterogeneidad del Coseno de la Fase
Mínimo valor de Amplitud Sísmica
Mínimo valor de Frecuencia Instantánea
Máximo valor de Amplitud Sísmica
Máximo valor de Magnitud de Amplitud Sísmica
Máximo valor de Frecuencia Instantánea
Máximo valor de Fuerza de Reflexión
Amplitud Sísmica RMS
Desviación Estándar de la Amplitud Sísmica

En la figura 4.18 se muestra un mapa de atributos. En este mapa esta representada la fuerza de reflexión “Reflexion Stregth” en el intervalo T6D1-T6B, donde se observan zonas anómalas de medio a fuerte alrededor de una zona débil de forma elipsoidal. Las zonas de mayor valor están al SE y SO del área y en los alrededores del corrimiento de Carito Norte.

4.10 Evaluación Petrofísica

En esta etapa del estudio se realizó la evaluación petrofísica a 52 pozos del área, en los cuales se determinó los valores de arcillosidad (Vcl), porosidad efectiva (ϕ_e), saturación de agua (S_w), permeabilidad (K), espesores de arena neta (ANT) y de arena neta petrolífera (ANP).

Adicionalmente se definieron los intervalos estratigráficos de interés y un resumen de todas las propiedades petrofísicas obtenidas.

Una vez obtenidos estos resultados, se elaboraron los mapas de propiedades petrofísicas que tuviesen correlación aceptable con los mapas de atributos sísmicos.

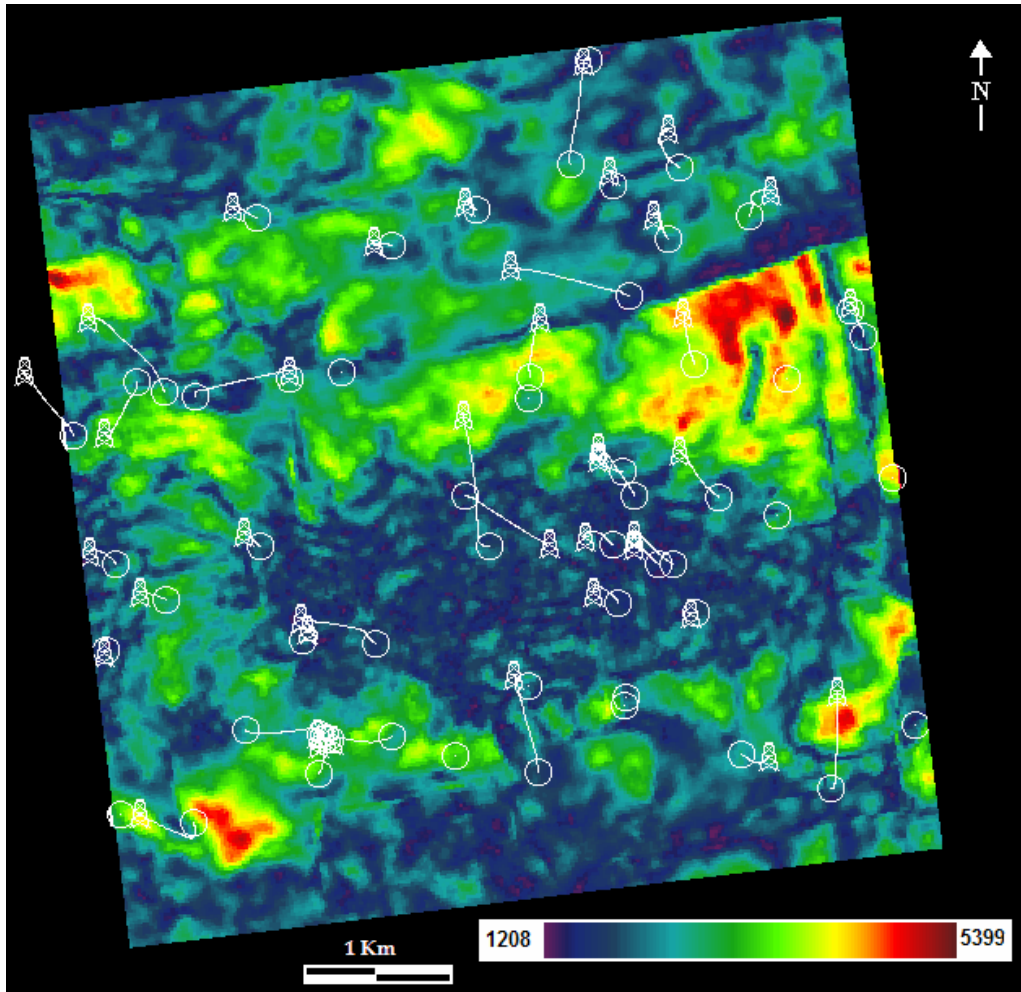


Figura 4.18. Mapa de la fuerza de reflexión "Reflexion Stregth", en el intervalo T6D1-T6B.

4.10.1 Inventario de Registros de Pozos.

Los pozos evaluados en el área contienen perfiles eléctricos y radioactivos esenciales para obtener los parámetros básicos de toda evaluación petrofísica. En la Tabla 10 se muestran los registros básicos disponibles para cada uno de los pozos. Estos perfiles fueron validados y editados en el programa de evaluación petrofísica PetroviewPlus.

Tabla 10. Inventario de registros de pozos.

POZOS	REGÍSTROS DE POZOS									
	GR	SP	ILD	RHOB	PIGN	ILM	K	NPHI	DT	RD
1	x		x	x	x	x	x	x	x	
2	x		x	x	x	x	x	x	x	
3	x		x	x	x	x	x	x	x	
4	x		x	x	x	x	x	x	x	
5	x		x	x	x	x	x	x	x	
6	x		x	x	x		x	x		
7	x		x	x	x		x	x	x	
8	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
9	x		x	x	x	x	x	x	x	
10	x		x	x	x		x	x		
11	x		x	x	x	x	x	x		
12	x		x	x	x	x	x	x	x	
13	x		x	x	x	x	x	x		
14	x		x	x	x	x	x	x	x	
15	x	x	x	x	x	x	x	x		
16	x		x	x	x		x	x	x	
17			x	x	x		x	x	x	
18	x		x	x	x		x	x		
19	x		x	x	x	x	x	x	x	
20	x		x	x	x	x	x	x	x	
21	x		x	x	x		x	x	x	
22	x		x	x	x	x	x	x	x	
23	x		x	x	x	x	x	x	x	
24	x		x	x	x		x	x		
25	x		x	x	x	x	x	x	x	
26	x		x	x	x		x	x	x	
27	x		x	x	x	x	x	x	x	
28	x		x	x	x	x	x	x	x	
29	x		x	x	x		x	x	x	
30	x		x	x	x	x	x	x	x	
31	x		x	x	x	x	x	x	x	
32	x		x	x	x	x	x	x	x	
33	x			x	x	x	x	x	x	
34	x		x	x	x	x	x	x		
35	x		x	x	x	x	x	x	x	
36	x		x	x	x	x	x	x	x	
37	x		x	x	x	x	x	x		
38	x		x	x	x		x	x		
39	x		x	x	x	x	x	x	x	
40	x		x	x	x	x	x	x	x	
41	x		x	x	x	x	x	x	x	
42	x		x	x	x	x	x	x	x	
43	x		x	x	x	x	x	x	x	
44	x	x	x		x	x			x	
45	x				x	x	x			x
46	x			x		x	x	x		x
47	x			x	x	x	x	x		
48	x			x	x	x	x	x	x	
49	x		x	x	x	x	x	x	x	
50	x		x	x	x	x	x	x	x	
51	x		x	x	x	x	x	x	x	
52	x	x			x				x	x

4.11 Cálculo de Parámetros Petrofísicos Básicos

4.11.1 Determinación de m, n, a y densidad de matriz

Los parámetros petrofísicos básicos, como exponente de cementación, m, exponente de saturación, n, factor de tortuosidad o constante de Archie, a, y la densidad de matriz, ρ_m , fueron obtenidos de un estudio previo (Rivas, 2003). Estos valores fueron tomados como constantes para toda el área en estudio.

4.12 Determinación de Modelos Petrofísicos

4.12.1 Modelo de Saturación de Agua

Uno de los principales problemas encontrados al evaluar arenas arcillosas, como las existentes en los yacimientos petrolíferos del Campo Carito, es determinar el efecto de la arcillosidad sobre la resistividad verdadera de la formación (R_t).

Entre los modelos utilizados para obtener la saturación de agua (S_w) en arenas arcillosas, está el de Indonesia, pero los valores obtenidos a través de su aplicación, en algunos pozos escogidos aleatoriamente, resultaron pesimistas en comparación con los obtenidos por el modelo de Simandoux (S_w hasta 10 unidades porcentuales por encima de la obtenida por Simandoux).

También existen los modelos de Archie, Waxman-Smits y Doble Agua (Rivas, 2003). Los niveles medios a bajos de arcillosidad existentes en el área, no permiten usar el modelo de Archie para el cálculo de S_w , ya que este método se utiliza sólo en arenas limpias ($V_{cl} < 5\%$). Por otro lado, Waxman-Smits y Doble Agua requieren de valores de capacidad de intercambio catiónico, de los que no se dispone en este estudio.

Dentro de esta perspectiva, se concluyó que el modelo para el cálculo de S_w más adecuado para el área, es el de Simandoux, el cual es aplicable para arenas con niveles bajos a medios de arcillosidad, condición presente en el área de Carito.

4.12.2 Volumen de arcilla. Cálculo de porosidad

El volumen de arcilla se calculó para cada pozo utilizando la ecuación lineal:

$$V_{cl} = \frac{GR_{log} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}}$$

donde: GR_{log}= valor de rayos gamma medido del registro

GR_{máx}= valor de rayos gamma máximo

GR_{mín}= valor de rayos gamma mínimo

Para el cálculo de porosidad se utilizó una densidad de fluido igual a 1 gr/cc y una densidad de matriz de 2,65 gr/cc, aplicando la siguiente fórmula:

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

4.12.3 Parámetros de corte (Cut-Off)

Una vez finalizadas las evaluaciones petrofísicas, se determinaron los parámetros de corte, cuya aplicación determinan los intervalos más prospectivos en cada pozo. Estos parámetros son derivados de los resultados obtenidos de las pruebas de producción efectuadas a los pozos a nivel del Terciario y de la gravedad API del crudo en el área. Del análisis anterior se obtuvieron los valores que se muestran en la Tabla 11.

4.13 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES

4.13.1 Definición de Intervalos Estratigráficos de Interés

Antes de la generación de los mapas de isopropiedades, es muy importante definir los intervalos estratigráficos de interés. Por consiguiente, se generaron en la aplicación “Wellpix” litozonas correspondientes a los intervalos T6D-T6D1, T6D1-T6C1, T6C1-T6B, y T6D1-T6B, con los topes ajustados según las secciones estratigráficas de este estudio. En la figura 4.19 se muestra para seis pozos escogidos aleatoriamente, el intervalo T6D1-T6B.

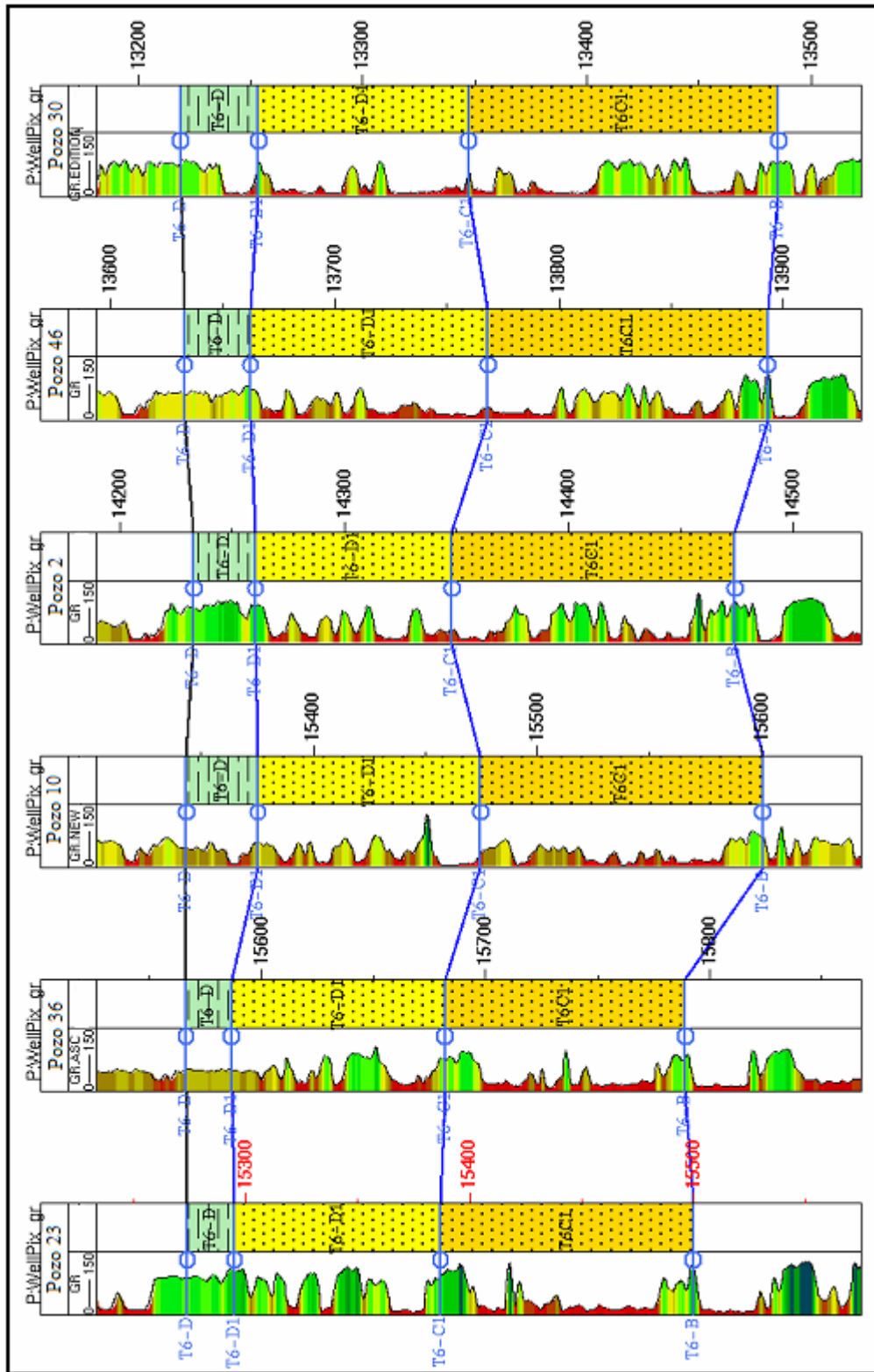


Figura 4.19. Correlación de información de pozos para los intervalos: T6D-T6D1, T6D1-T6C1, T6C1-T6B. Campo Carito

Tabla 11. Parámetros de corte utilizados en el análisis petrofísico, Campo Carito

Parámetro Petrofísico	Cut-Off
Volumen de Arcilla (Vcl)	< 45 %
Porosidad	> 5 - 6 %
Saturación de agua (Sw)	< 50 %
Espesor	> 10 pies
Permeabilidad (k)	> 200 md

Por otra parte, se calcularon los promedios de las propiedades petrofísicas obtenidas en esas capas, a través de la aplicación “ResSum”, discriminado todos aquellos valores que no estuviesen dentro de los parámetros de corte establecidos con anterioridad. Como resultado, se obtuvieron los valores promedios por pozo, de las principales propiedades petrofísicas: arena neta total (ANT), arena neta petrolífera (ANP), porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua, entre otros.

4.13.2 Despliegue de Mapas

Los mapas de propiedades petrofísicas fueron creados en el programa CPS-3, en la aplicación de visualizaciones de la plataforma Geoquest de Schlumberger.

4.14 Correlación de Atributos Sísmicos con Petrofísica

En esta etapa se calcularon los coeficientes de correlación entre los atributos sísmicos y las variables petrofísicas para los intervalos T6D1-T6B, T6D1-T6C1 y T6C1-T6B, utilizando el método de regresión lineal, disponible en la aplicación LPM (Log Property Mapping) del módulo Petrophysics, de Geoframe 4.

El proceso consistió en construir gráficos cruzados de cada propiedad en función de cada uno de los atributos sísmicos, generando pares de datos de tal forma que el conjunto de la información produzca una respuesta coherente y cuantificable mediante alguna función de correlación.

El análisis se realizó a través de la matriz de calidad, en cuyas filas se muestran los atributos sísmicos y en las columnas las propiedades petrofísicas. Cada elemento de la matriz corresponde al valor del coeficiente de regresión del

gráfico de una propiedad en función de un atributo sísmico. En la figura 4.20 se muestra el ejemplo de una matriz de calidad.

MATRIZ DE CALIDAD (COEFICIENTE DE CORRELACIÓN)

	Net_Reservoir_Porosity	Net_Reservoir_Porosity_Thickness	Net_Reservoir_Thickness	Net_Reservoir_Water_Saturation	Net_Shale_Thickness	Net_Thickness	Sand_Volume_Fraction
Integrated_Seismic_Amplitude (AA - Grid)	49.5415	56.1474	59.9006	35.1455	24.5671	48.4893	34.5674
Amplitude_Standard_Deviation (AT - Grid)	7.70785	1.4445	2.93417	1.17657	16.5538	13.4226	12.0409
RMS_Amplitude (AS - Grid)	19.0328	11.39	9.73991	19.9281	18.6351	6.66548	16.5984
Integrated_Apparent_Seismic_Polarity (AB - Grid)	18.3088	10.8875	8.41802	1.93847	3.1794	4.12842	3.05392
Integrated_Instantaneous_Frequency (AC - Grid)	54.756	61.0909	58.5471	19.2387	11.4242	59.3561	22.3408
Integrated_Reflection_Strength (AD - Grid)	4.96168	2.94538	1.12853	5.01751	15.4239	17.0734	10.6276
Integrated_Cosine_Of_Phase (AE - Grid)	43.9772	56.8962	63.3696	31.8208	19.3183	61.8572	32.0775
Integrated_Seismic_Magnitude (AF - Grid)	20.6998	12.7699	10.781	23.3653	20.4904	5.77055	18.4118
Zero_Crossing_Count (AG - Grid)	6.97729	10.5345	18.7428	33.9492	3.77146	16.0866	2.58181
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (AH - Grid)	17.1835	12.9911	17.0067	6.66942	18.2797	1.28924	18.1404
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (AI - Grid)	60.1678	69.1647	67.0654	32.7206	11.341	71.9651	28.8368
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (AJ - Grid)	9.70918	12.7216	5.87508	16.3151	0.462438	16.371	6.68544
Heterogeneity_Reflection_Strength (AK - Grid)	0.894178	6.93369	8.37191	5.65382	16.0055	13.4951	20.6179
Heterogeneity_Cosine_Of_Phase (AL - Grid)	41.37	50.0612	53.482	1.29658	1.16518	58.5946	13.349
Min_Amplitude (AM - Grid)	27.7249	24.9726	26.0064	16.9219	18.5636	9.72732	20.3303
Instantaneous_Frequency (AN - Grid)	32.2338	32.7578	33.3142	2.11855	13.113	26.7253	14.4278
Max_Amplitude (AO - Grid)	27.9357	37.3644	35.1155	27.1786	3.06947	45.5521	9.21299
Max_Magnitude (AP - Grid)	11.3096	4.66947	4.36619	10.2507	12.5586	10.6146	10.4042
Instantaneous_Frequency (AQ - Grid)	52.232	60.8193	54.8377	29.5173	1.79727	61.887	17.0271
Reflection_Strength (AR - Grid)	3.06233	9.21627	5.31675	4.23302	13.533	20.89	8.43716

Color Scale: < 20 (light blue), 20 to 40 (light green), 40 to 60 (yellow), 60 to 80 (orange), > 80 (red)

Figura 4.20. Matriz de calidad

Una vez identificado, a través de la matriz de calidad, cual atributo es el que mejor correlaciona con la propiedad estudiada, se procedió a realizar los gráficos cruzados. En la figura 4.21 se muestra un gráfico cruzado de la Arena Neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea con un 72% de correlación, obtenido de la matriz mostrada anteriormente. En estos gráficos se puede observar la tendencia lineal de la nube de puntos y permite calcular la función de correlación mediante un ajuste de mínimos cuadrados.

Dicha ecuación permitió estimar el valor de la propiedad donde no existen pozos, y construir los mapas a lo largo de todo el mallado correspondiente al horizonte cuyo atributo sísmico fue calculado.

En la figura 4.22 se ilustra un mapa de espesor total de arena neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea.

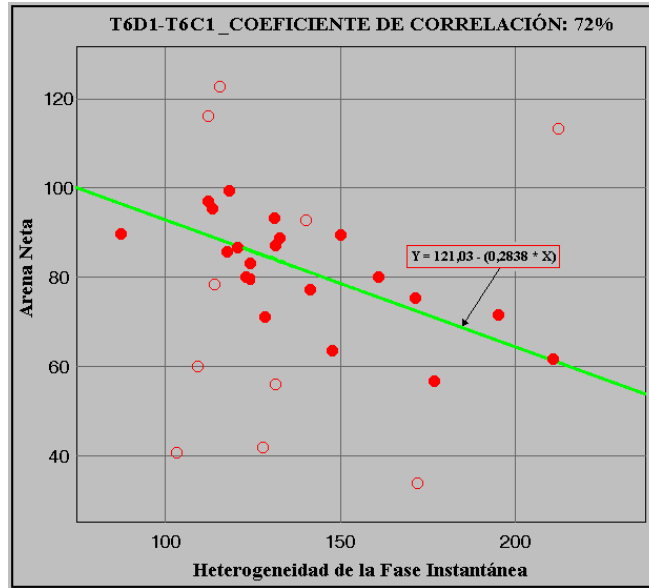


Figura 4.21. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad del coseno de la fase.

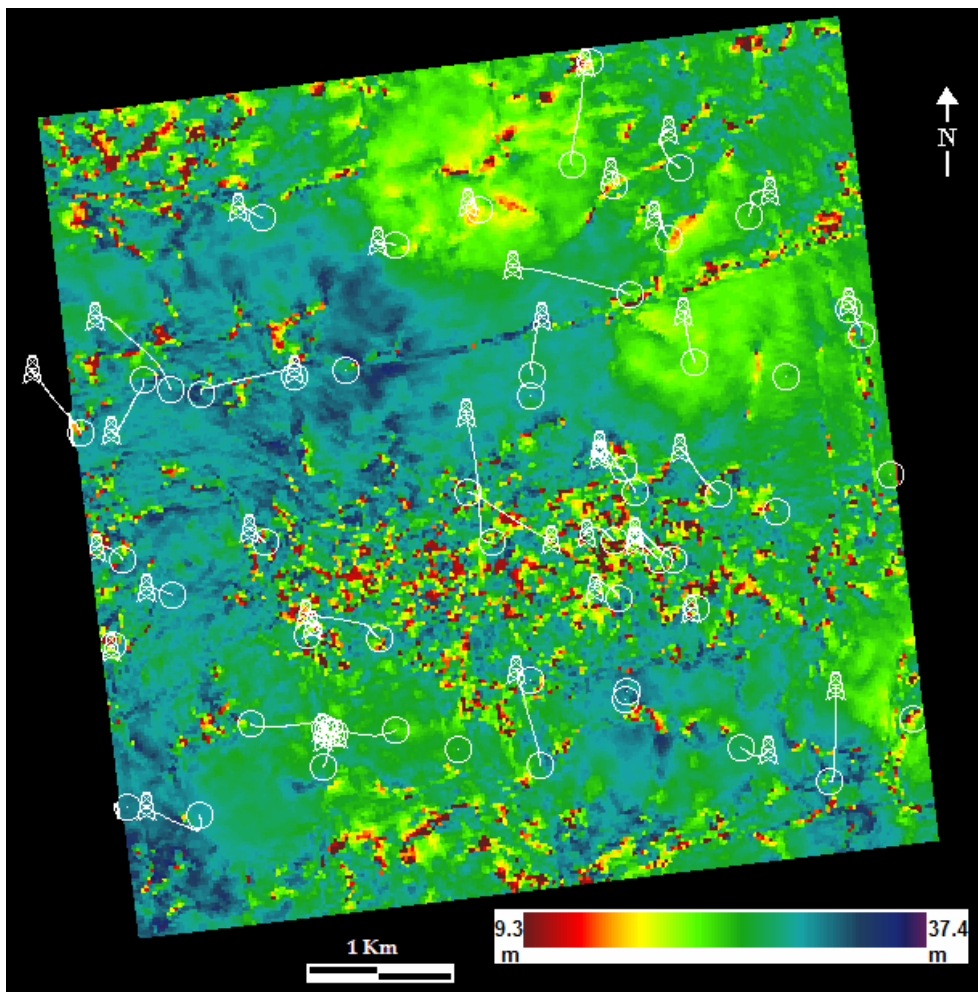


Figura 4.22. Mapa de espesor total de arena estimado a partir de la fase instantánea.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 Interpretación Estructural

Para poder realizar esta fase, correspondiente al análisis estructural, se utilizó como base los resultados de la interpretación sísmica de Carito (Márquez et al., 2000) y se integró con los nuevos datos sísmicos, con la finalidad de ser analizados con más detalle dentro de lo correspondiente al Terciario.

Los campos Corozo / El Furrial, Carito y Santa Bárbara / Bosque, forman parte de una estructura conformada por un mega-anticlinal asimétrico de rumbo preferencial ENE - OSO en su rampa frontal (figura 5.1), de tipo “fault bend fold”, que ha sido transportada tectónicamente hacia el Sur alrededor de 14 km, mediante una falla inversa de bajo ángulo o corrimiento (10 grados de buzamiento), constituyendo la superficie de despegue de las lutitas de la Formación Carapita (Márquez et al., 2002).

Este mega-anticlinal asimétrico está segmentado transversalmente por fallas normales, mayormente de crecimiento, que conforman las “sillas estructurales”, que no son más que sinclinales menores dentro de la mega-estructura anticlinal. Estos sinclinales menores y sus fallas normales de crecimiento son contemporáneos con la deposición de la Formación Carapita, así como el emplazamiento y plegamiento asimétrico formado por el Corrimiento de El Furrial (Márquez et al., 2002)

Esta mega-estructura anticlinal, tiende a ser más profunda hacia el Oeste, hacia los campos Carito y Santa Bárbara, lo cual pudiera ser debido a la presencia del alóctono de Pirital por encima. Del mismo modo, se presentan fallas normales longitudinales a la estructura que son más antiguas y fueron transportadas durante la formación de la estructura mega-anticlinal. Además, están las fallas inversas de alto ángulo y buzamiento al Sur, de rumbo longitudinal a la estructura, asociadas mayormente al flanco posterior, formando el retrocorrimiento ó “backthrust”.

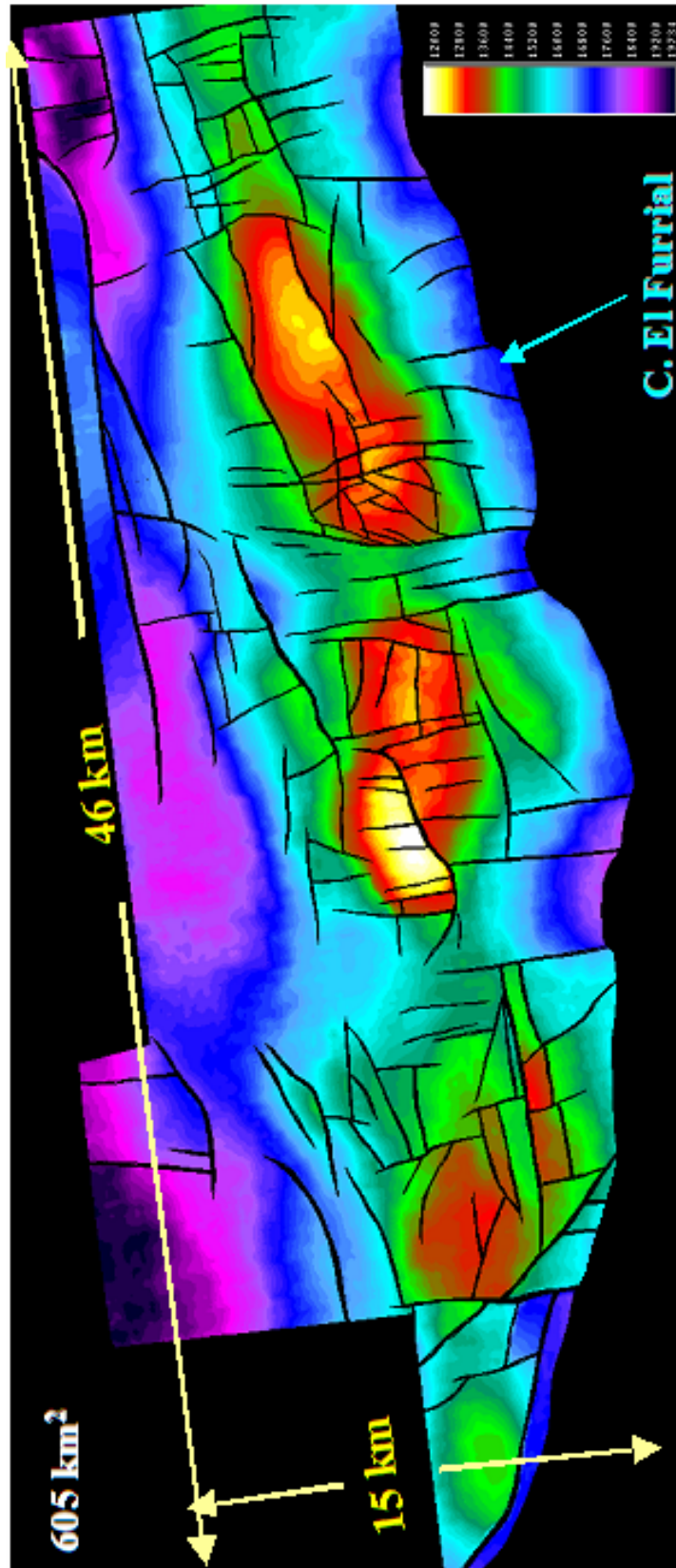


Figura 5.1. Mapa estructural en profundidad de Narical Superior (Márquez, C., et al., 2002)

En el campo de El Furrial existe un desplazamiento sinistral entre las áreas Furrial Este y Furrial Oeste. En esta última área se generó un mayor grado de fallamiento y fracturamiento asociado a un movimiento lateral transcurrente hacia el Sur (Márquez et al., 2002).

En la figura 5.2 se muestra el mapa estructural de Narical Superior calibrado al marcador geológico T6D. En el campo Carito existen tres estructuras asociadas a corrimientos de tipo “fault propagation fold”, con rumbo NE - SO y buzamiento hacia el NO, que forman las áreas de Carito Norte, Carito Oeste, Carito Central y Carito Sur. El rumbo de estos corrimientos y el eje del anticlinal parecieran estar relacionadas con el Corrimiento de Pirital, ya que tienen rumbos subparalelos (figura 5.1), indicando que estas fallas están fuera de secuencia o son más recientes que el Corrimiento de El Furrial. (Márquez et al., 2002).

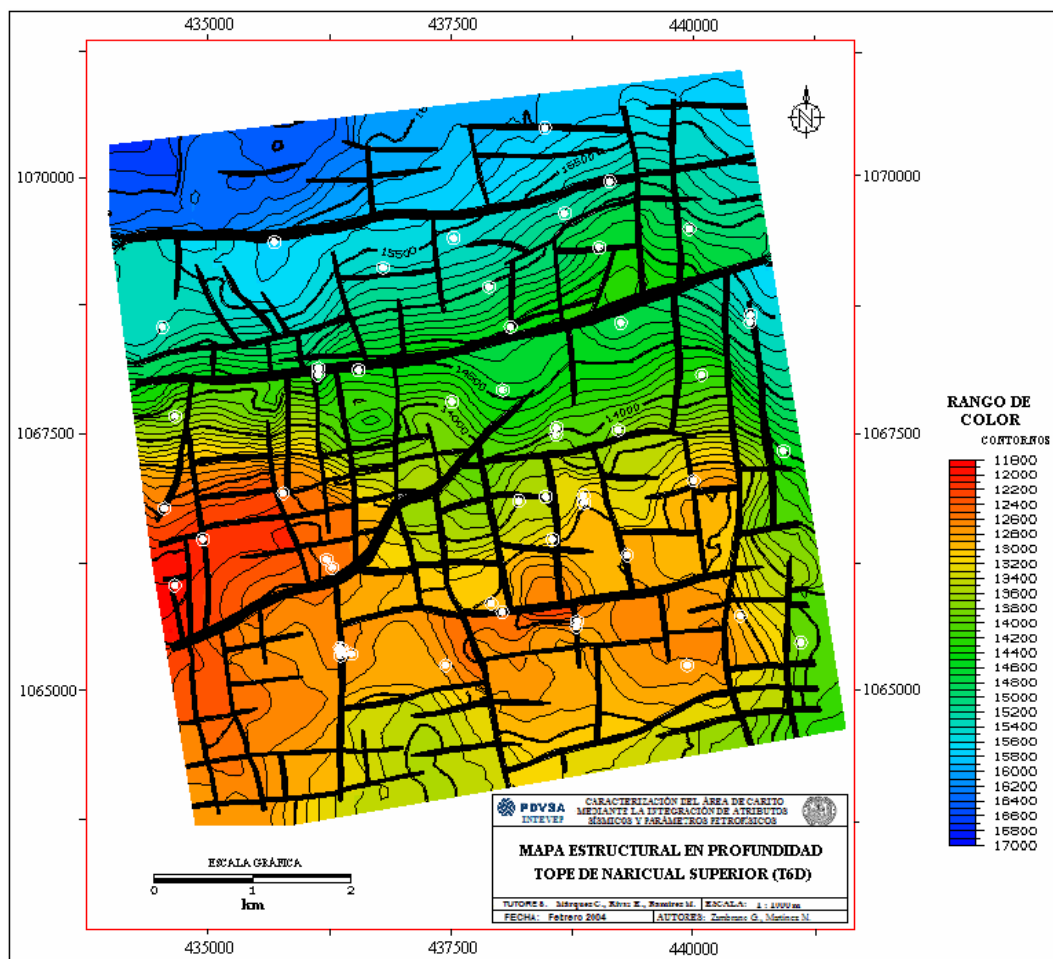


Figura 5.2. Mapa estructural en profundidad de Narical superior

Este campo, así como los campos vecinos, presenta un patrón estructural formado por fallas longitudinales de alto buzamiento de tipo inverso y/o normal de dirección NO formada en diferentes tiempos, siendo más viejas las fallas normales. Seguidamente, con el proceso de compresión en la Cuenca Oriental, se formaron las fallas inversas y se depositó simultáneamente la Formación Carapita. Durante este proceso, se formaron las fallas transversas de tipo normal transcurrente sinistral, que por ser más jóvenes que las anteriores, cortan a las mismas como se muestra en la figura 5.2

En la figura 5.3 se muestra una sección sísmica en dirección Oeste-Este mostrando el cambio entre las dos áreas productoras.

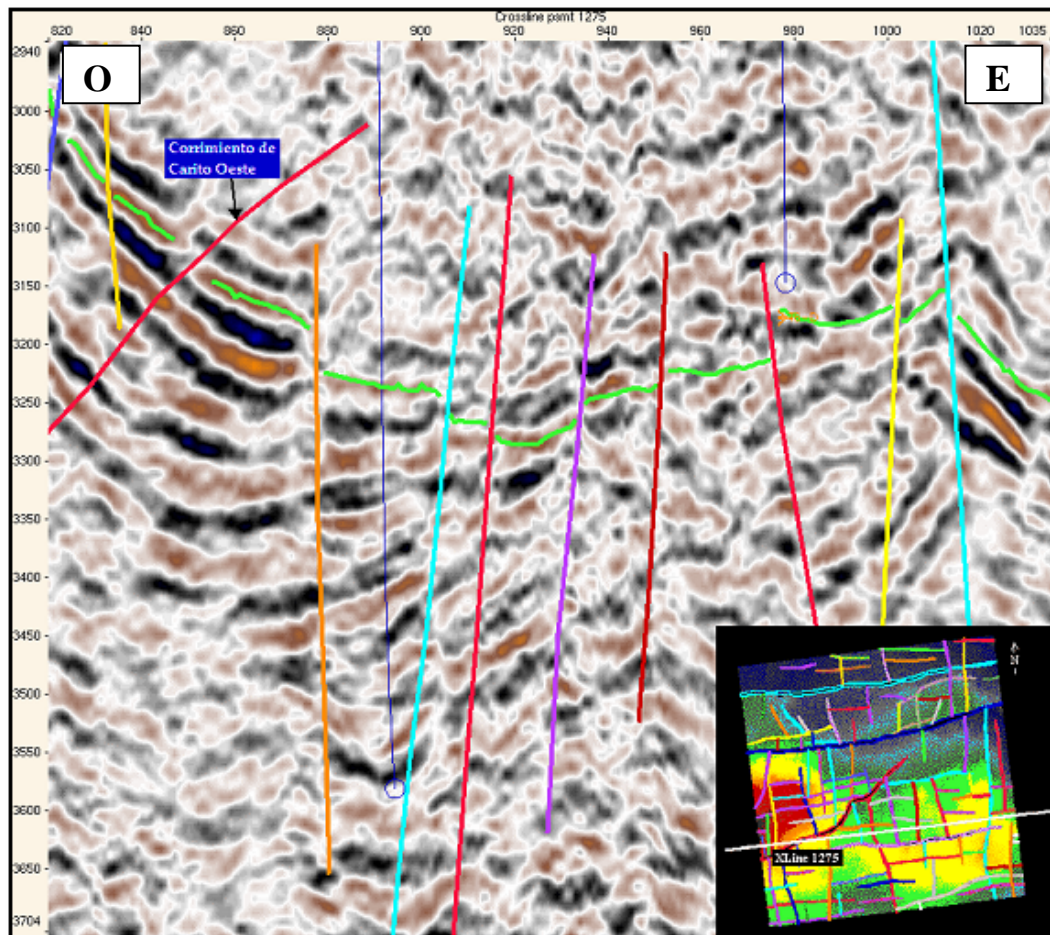


Figura 5.3. Sección sísmica en tiempo (Norte – Sur) mostrando los corrimientos principales así como la geometría estructural hacia el Este del área de trabajo.

El área Carito Oeste es la zona más somera del campo Carito, a una profundidad de 12000 pies a nivel de Naricual Superior (Figura 5.4) producto de la formación de una estructura de tipo “pop up” formado por el corrimiento de Carito Oeste y el retrocorrimiento “backthrust”.

En la visualización de la superficie de Naricual (figura 5.5) se puede observar la complejidad estructural del área, debido a la gran cantidad de fallas que se presenta en el anticlinal de Carito, donde la zona más profunda está localizada en el flanco Norte del anticlinal de Carito Norte y la zona más somera en Carito Oeste. En Carito Central se aprecia mejor el anticlinal, presentando mayor extensión que las mencionadas anteriormente. En las figuras 5.6 y 5.7 se muestran dos secciones sísmicas atravesando la cresta del anticlinal, donde se puede observar una zona de incoherencia sísmica entre reflectores coherentes asociados a las chimeneas de gas (Bolívar et al., 2002).

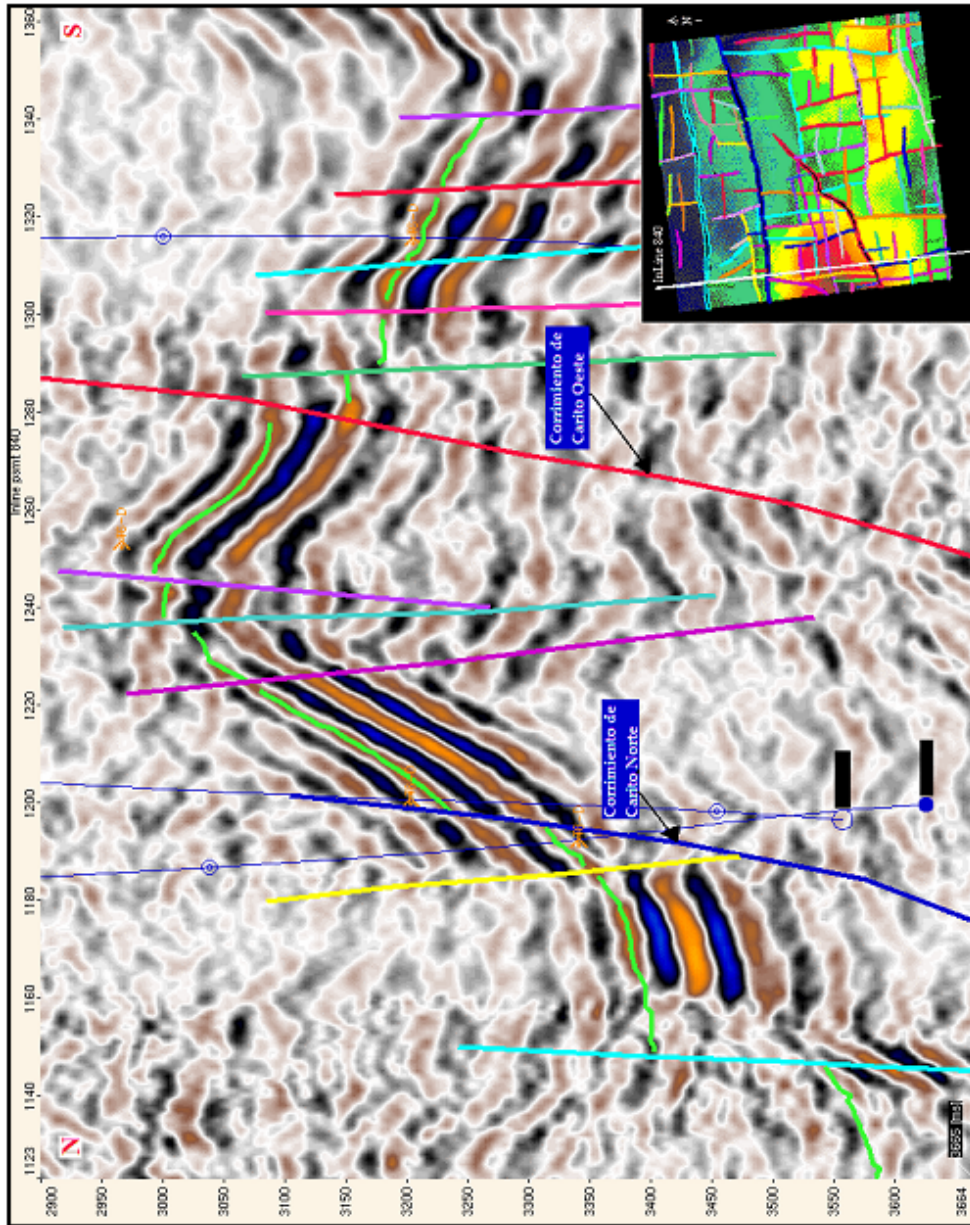


Figura 5.4. Sección sísmica en tiempo (Norte-Sur) mostrando los corrimientos principales así como la geometría estructural, hacia el Oeste del área de trabajo

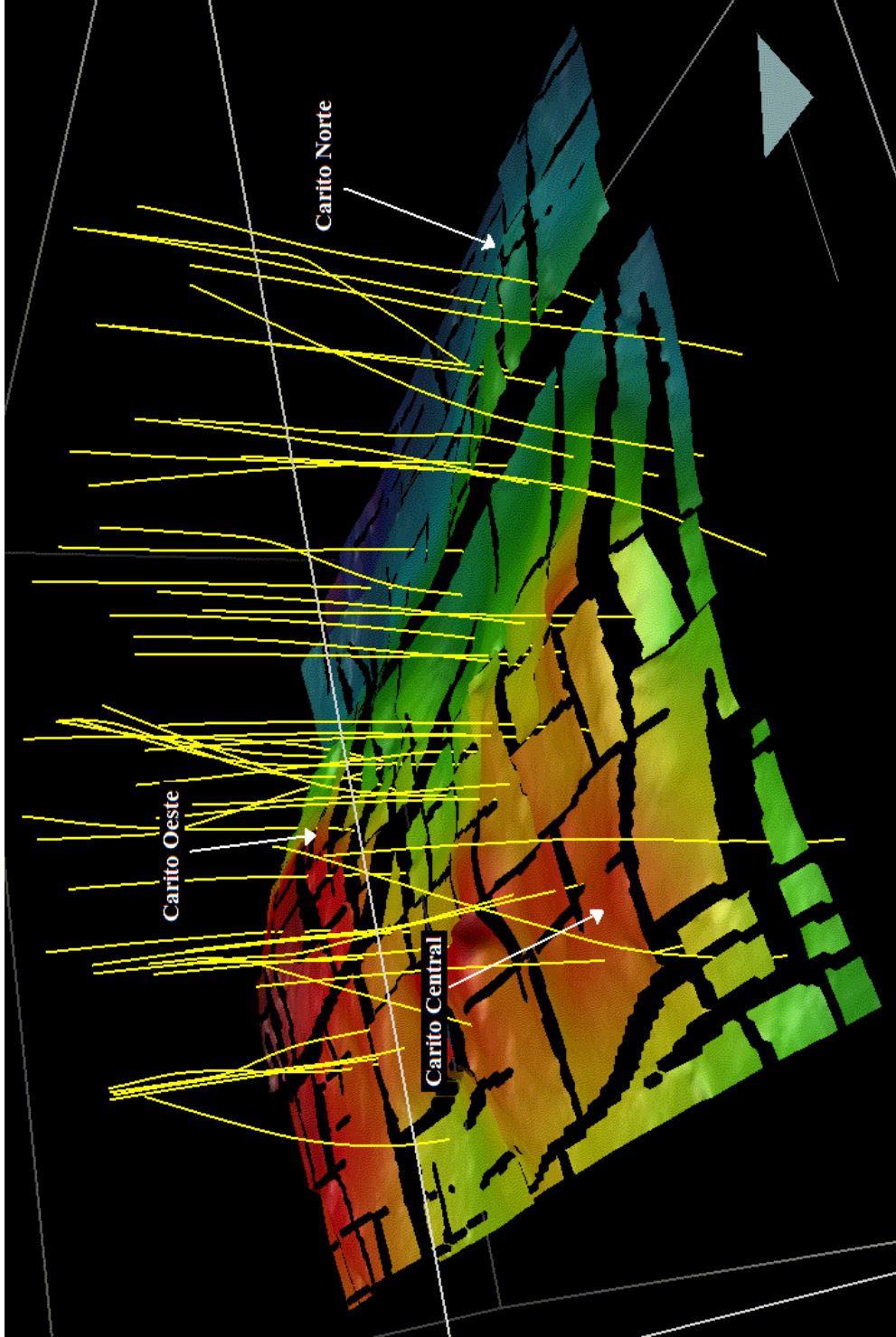


Figura 5.5. Visualización 3D en profundidad de la superficie de Narictual Superior en el área de Carito

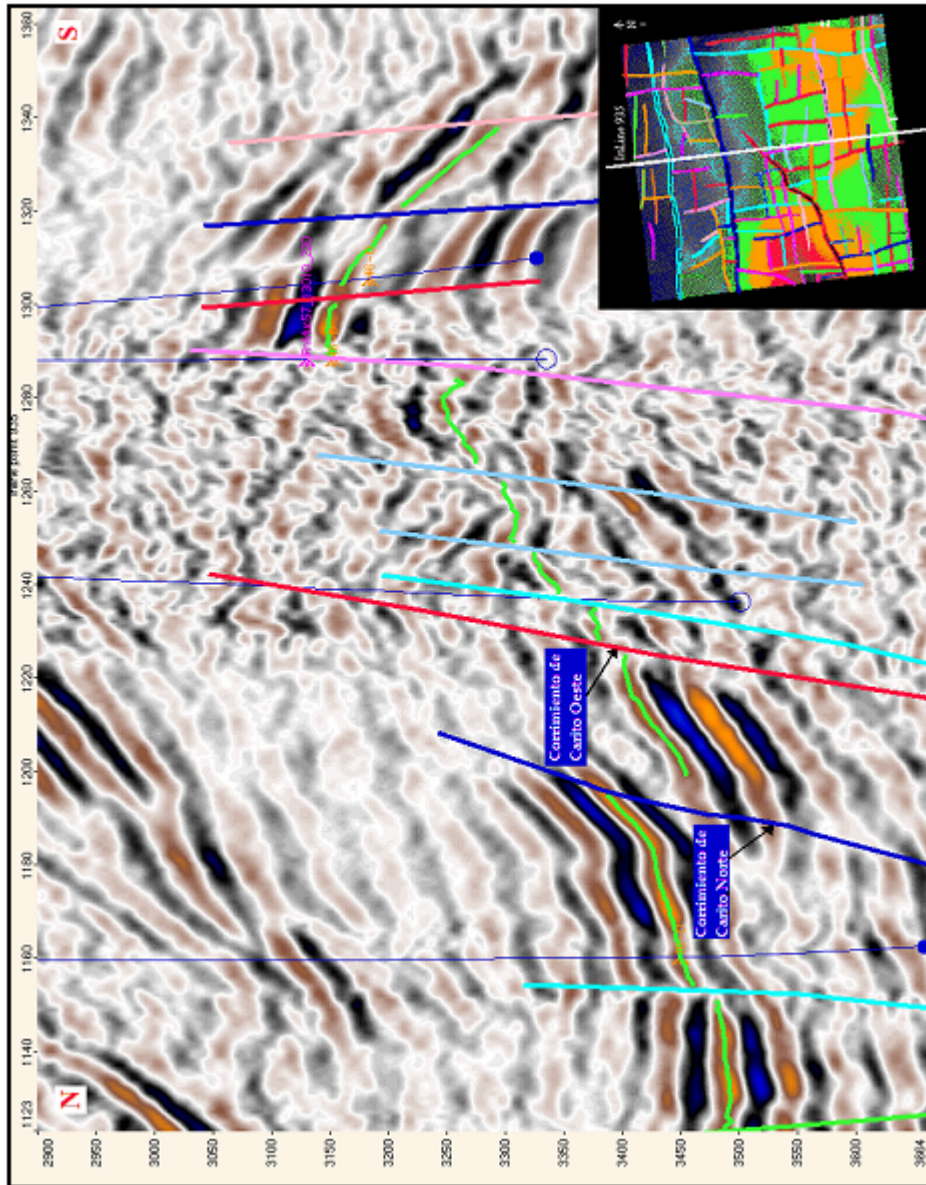


Figura 5.6. Sección sísmica en tiempo (Norte-Sur) mostrando los corrimientos principales así como la geometría estructural, hacia el Centro del área de trabajo

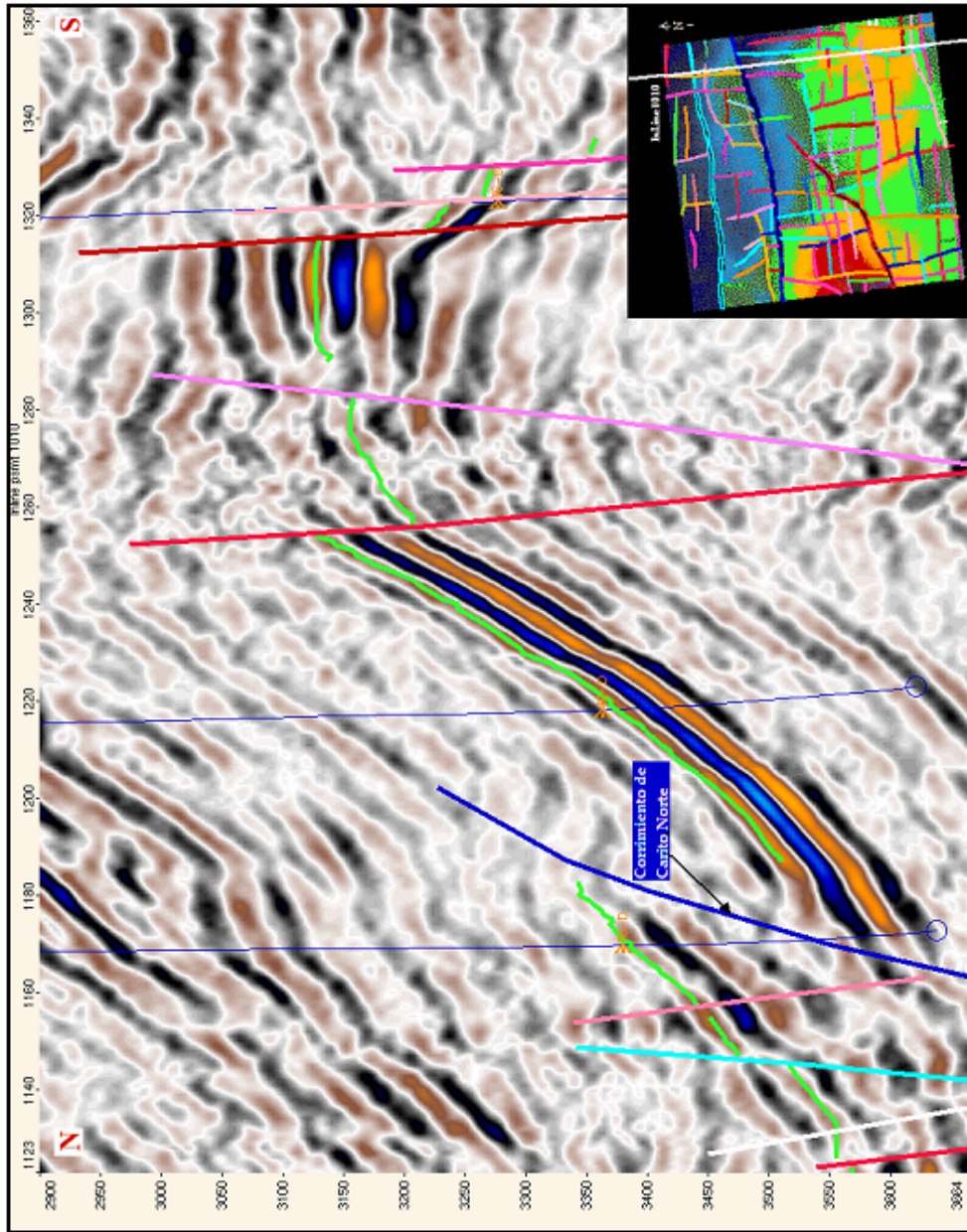


Figura 5.7. Sección sísmica en tiempo (Norte-Sur) mostrando los corrimientos principales así como la geometría estructural, hacia el Este del área de trabajo

5.2 Análisis de los Mapas de Atributos Sísmicos y Petrofísicos

Los atributos sísmicos derivados de los cubos en tiempo, tienen una resolución pobre y en su mayoría, no permiten hacer ninguna predicción acerca de estructuras sedimentarias existentes, ni definir con precisión el área de la chimenea de gas.

Por otro lado, al comparar los resultados obtenidos a partir de la sísmica 1 y la sísmica 2, en sólo 4 % de los casos la sísmica 2 reportó resultados concluyentes en el área; mientras que la sísmica 1 es más resolutive, obteniéndose un 14 % de mapas que reflejan con mayor certidumbre las características del área de trabajo. Es por esta razón, que los resultados obtenidos a partir de la sísmica 2 no se utilizaron en el proceso de correlación con las propiedades petrofísicas.

Como el objetivo es obtener mapas estimados de las propiedades petrofísicas a partir de correlaciones con los atributos sísmicos, se analizaron las relaciones existentes entre cada propiedad y cada atributo a través de una matriz de calidad, para cada uno de los intervalos de estudio.

Los atributos sísmicos derivados del cubo sísmico en tiempo, reflejan principalmente las características estructurales del área, así como comportamientos típicos asociados a yacimientos de interés; tal es el caso de las posibles acumulaciones de gas al Sur del área de estudio.

5.2.1 Análisis Estratigráfico

La unidad T6D1-T6B, se encuentra constituida por cinco (5) secuencias, denominadas de base a tope: T6B, T6C2, T6C1, T6D2, T6D1.

El sistema dominante en la zona de estudio dentro de la unidad T6D1-T6B es de alto nivel (progradante). La Zona A corresponde con rocas de edad Terciario – Oligoceno Tardío, con profundidades entre 12000 y 18000 pies, y un espesor promedio de 230 pies.

Los análisis de núcleos y descripción de litofacies realizados en el pozo 13 reflejan que hacia el Suroeste la secuencia litológica está compuesta por areniscas de grano grueso consolidadas, propias de un ambiente fluvio – deltáico. Estos datos coinciden con los valores de porosidad obtenidos en esta zona. Por otro

lado, al Noreste (pozo 6), la litología cambia a arenas de grano fino consolidadas, típicas de un ambiente de sedimentación marino y cuyas porosidades son bajas.

acia el extremo nororiental se interpretan condiciones de anteplaya proximal (ambiente marino) como se observa en el mapa de tendencias de sedimentación para T6B, mostrado en la figura 5.8.

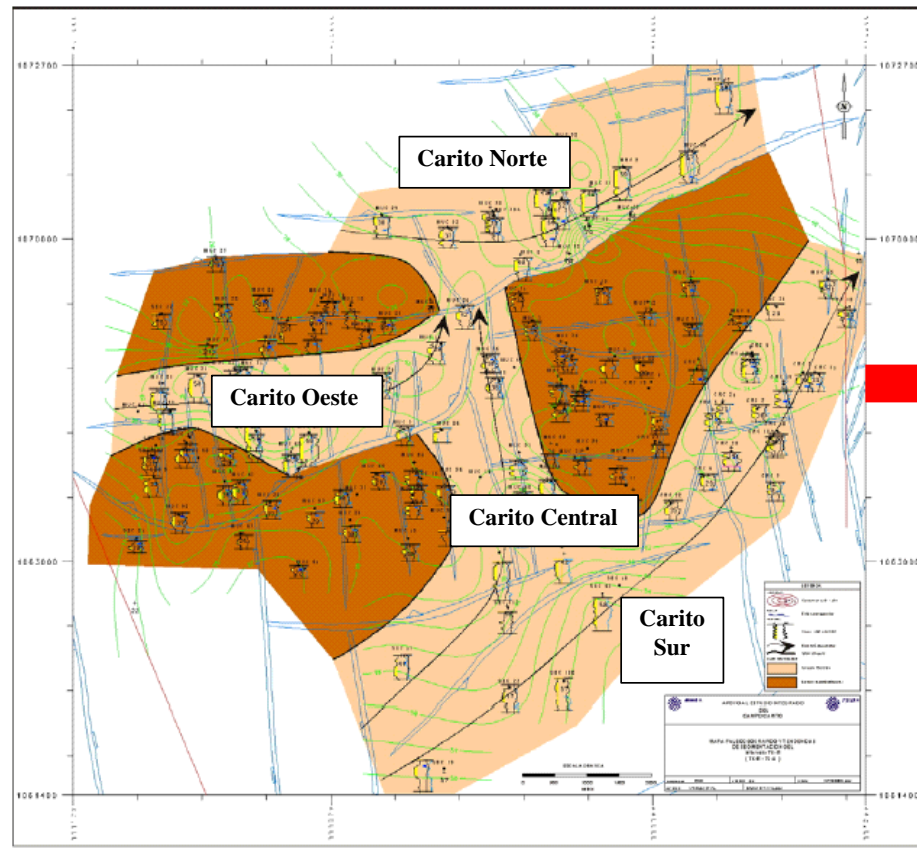


Figura 5.8. Mapa de tendencias de sedimentación T6B. (Tomado de Carrillo et al., 2002)

T6B pertenece a un sistema de alto nivel, con mayor influencia de mareas, aumentando las zonas interdistributarias y la dirección del eje central de sedimentación hacia el Suroeste – Noreste. (Carrillo et al., 2002).

En la secuencia T6C (T6C1-T6C2, T6C) se distinguen tres pulsos dentro de un sistema transgresivo. Durante su sedimentación ocurre una progradación deltáica (plano deltáico bajo) en el área central, según se observa en el mapa de tendencia de sedimentación correspondiente (figura 5.9) (Carrillo et al., 2002).

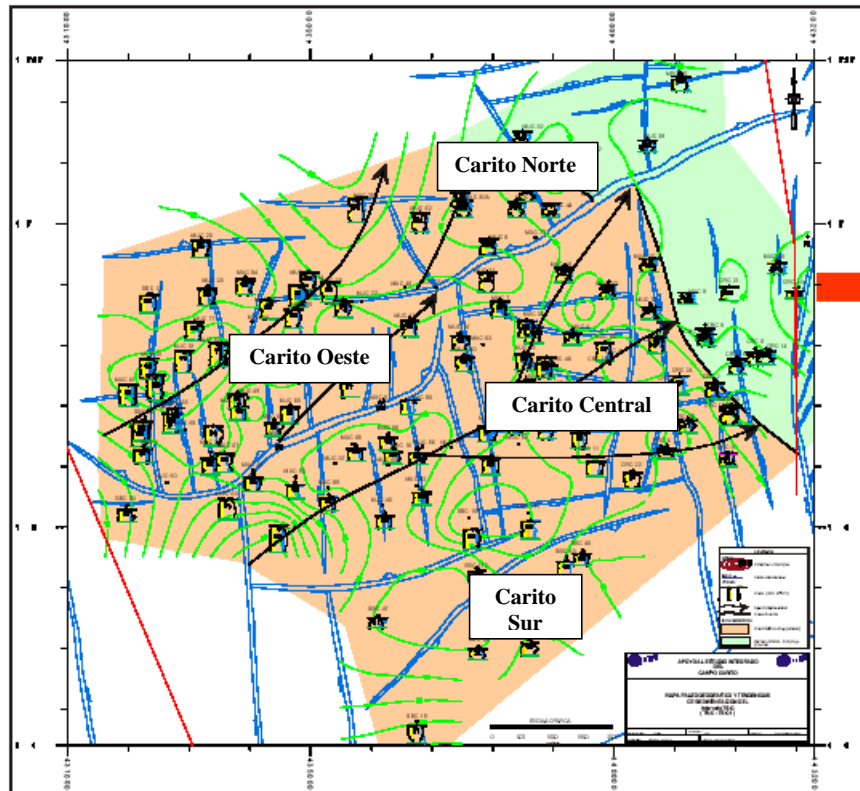


Figura 5.9. Mapa de tendencias de sedimentación T6C. (Tomado de Carrillo et al., 2002)

Durante la sedimentación de la parasecuencia T6D1, hacia la parte central Suroeste, comienza la progradación fluvio-deltáica (figura 5.10) (Carrillo et al., 2002).

La secuencia T6D (T6D1-T6D2) en su base es un sistema transgresivo, que alcanza su máximo en la parasecuencia T6D (figura 5.11). Dentro de este orden de ideas el tope de Naricual Superior T6D es interpretado como una superficie de máxima inundación (Carrillo et al., 2002).

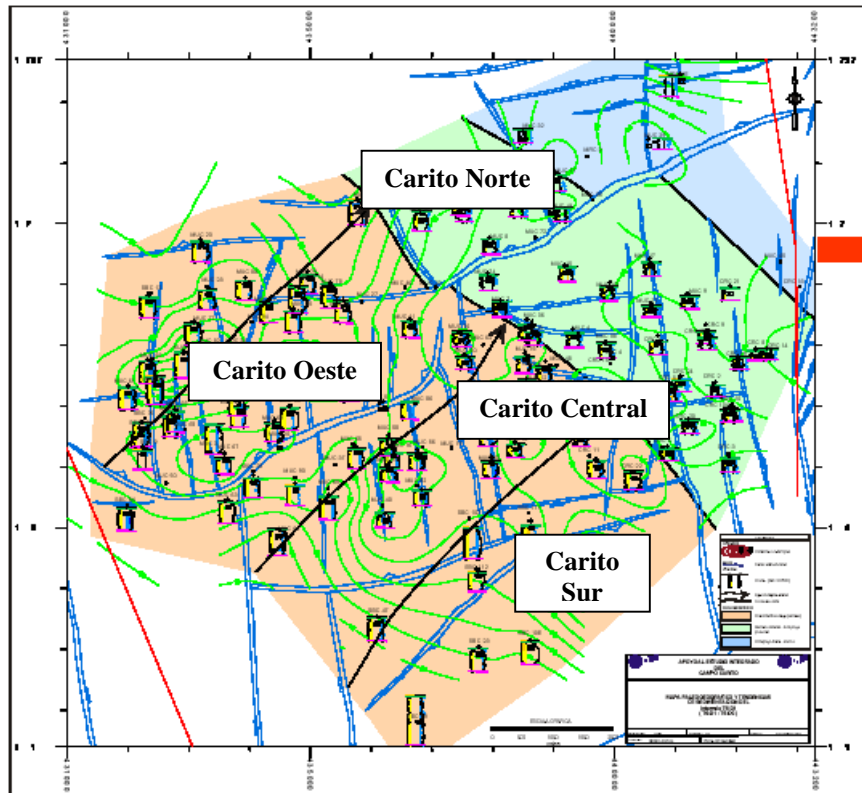


Figura 5.10. Mapa de tendencias de sedimentación T6D1. (Tomado de Carrillo et al., 2002)

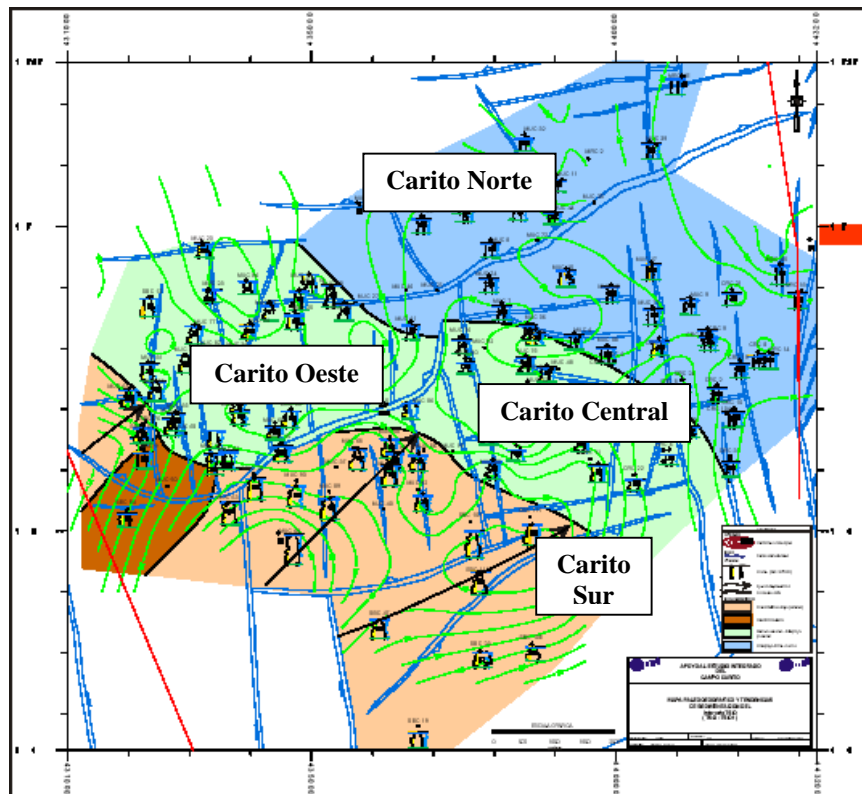


Figura 5.11. Mapa de tendencias de sedimentación T6D. (Tomado de Carrillo et al., 2002)

5.2.2 Análisis de atributos sísmicos - Zona A: Intervalo T6D1 – T6B

Para facilitar el análisis, el intervalo de estudio definido por los marcadores estratigráficos T6D1 – T6B será llamado en adelante Zona A (figura 5.12).

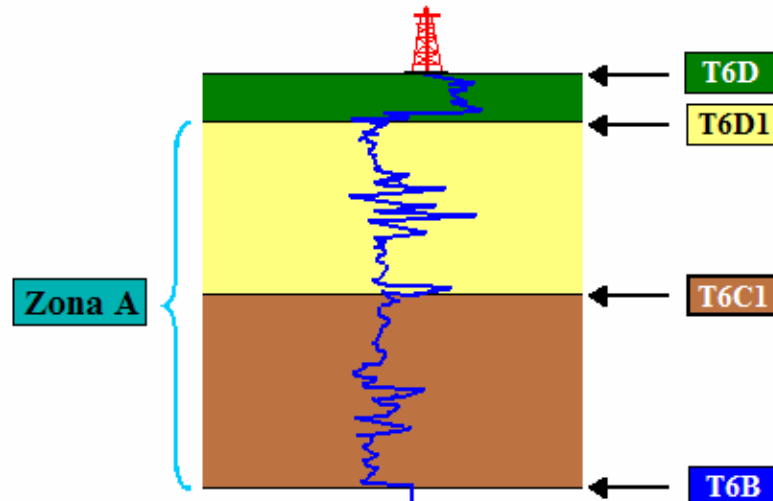


Figura 5.12. Zona A (Intervalo T6D1 – T6B)

En la figura 5.13 se muestra la matriz de calidad obtenida para la zona A. Una vez identificados, luego de un análisis primario de la matriz de calidad, cuales atributos tienen mejores correlaciones con las propiedades petrofísicas calculadas, se procedió a realizar los gráficos cruzados. En estos se puede apreciar la tendencia lineal de la nube de datos para luego calcular la función de correlación.

Se tomaron en cuenta para el análisis estadístico un total de 40 pozos (Tabla 12), ya que muestran una elevada desviación de la tendencia lineal.

Para la Zona A, los coeficientes de correlación en ningún caso fueron superiores al 83%. Se seleccionaron aquellos pares atributo - petrofísica con un coeficiente de correlación superior a 70.

Se generaron los siguientes mapas de atributos sísmicos: fuerza de reflexión integrada (Amplitud Instantánea), heterogeneidad de fase del coseno, heterogeneidad de fase instantánea y frecuencia instantánea.

Resulta claro que la estimación de pseudopropiedades, utilizando los coeficientes de correlación obtenidos a partir de los gráficos cruzados, Atributos vs. Petrofísica en esta zona, presentan una elevada certidumbre.

MATRIZ DE CALIDAD (COEFICIENTE DE CORRELACIÓN)

	Net_Reservoir_Porosity	Net_Reservoir_Porosity_Thickness	Net_Reservoir_Thickness	Net_Shale_Thickness	Net_Thickness	Sand_Volume_Fract
Integrated_Seismic_Amplitude (BH - Grid)	11.4902	0.378162	8.3699	32.4506	45.9718	48.9185
Integrated_Apparent_Seismic_Polarity (BI - Grid)	35.0977	16.6709	1.82091	39.7814	41.3258	52.9303
Integrated_Instantaneous_Frequency (BJ - Grid)	46.1921	60.5491	62.9838	18.4001	74.1363	26.0664
Integrated_Reflection_Strength (BK - Grid)	19.9809	9.2891	2.04184	38.2374	23.8012	42.4056
Integrated_Cosine_Of_Phase (BL - Grid)	6.61821	12.7817	16.7692	9.1191	30.6394	27.3691
Integrated_Seismic_Magnitude (BM - Grid)	19.1303	9.18909	2.24113	37.8406	21.2959	40.831
Zero_Crossing_Count (BN - Grid)	51.1469	62.7499	63.6519	19.0973	59.4611	17.596
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (BO - Grid)	33.4696	28.0458	21.7218	39.7232	0.296519	30.702
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (BP - Grid)	49.1467	63.724	62.8959	10.3986	79.1943	35.5178
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (BQ - Grid)	0.2491	3.55002	0.99613	17.7603	13.9162	22.2277
Heterogeneity_Reflection_Strength (BR - Grid)	3.2724	3.47339	1.281	26.4746	4.03099	21.3589
Heterogeneity_Cosine_Of_Phase (BS - Grid)	55.0946	70.6737	72.905	16.0471	82.6651	33.0457
Min_Amplitude (BT - Grid)	25.5081	14.3388	5.47392	41.9256	23.0893	44.6285
Min_Amplitude (BU - Grid)	25.5081	14.3388	5.47392	41.9256	23.0893	44.6285
Instantaneous_Frequency (BV - Grid)	22.1628	23.2262	24.0545	29.2594	15.7541	14.7786
Max_Amplitude (BW - Grid)	10.1966	3.38484	0.463055	24.1185	13.6218	26.1744
Max_Magnitude (BX - Grid)	20.7679	10.2738	2.04985	37.8362	22.0624	40.7839
Instantaneous_Frequency (BY - Grid)	33.4779	51.9961	55.9802	4.73134	71.187	35.724
Reflection_Strength (BZ - Grid)	11.5839	0.962015	8.58623	31.4442	32.5071	41.6211
RMS_Amplitude (CA - Grid)	19.5216	9.57798	2.54308	37.8328	21.2943	40.7482
Amplitude_Standard_Deviation (CB - Grid)	21.3764	13.7213	7.98848	36.411	13.0929	35.3786

Color Scale: < 20 (light blue), 20 to 40 (light green), 40 to 60 (yellow), 60 to 80 (orange), > 80 (red)

Figura 5.13 Matriz de calidad para la zona A (Intervalo T6D1-T6B)

Se consideró que la función lineal que tuviese un coeficiente de regresión asociado mayor a 70% representaba un buen ajuste estadístico

De lo anteriormente expuesto, se generaron las siguientes relaciones (funciones de correlación), para generar los mapas de pseudo propiedades:

- ❖ Heterogeneidad del coseno de la fase vs ANT: $y = 233,99 - 22,76 x$
- ❖ Heterogeneidad del coseno de la fase vs ANY: $y = 240,71 - 32,44 x$
- ❖ Heterogeneidad del coseno de la fase vs Porosidad ANY: $y = 43,03 - 7,05 x$
- ❖ Heterogeneidad de la fase instantánea vs ANT: $y = 230.87 - 0.272 x$
- ❖ Frecuencia instantánea integrada vs ANT: $y = 234,67 - 0.115 x$

donde: ANT: espesor de arena neta total

ANY: espesor de arena neta del yacimiento

Tabla 12. Pozos que se tomaron en cuenta para el análisis estadístico

1	27
2	28
3	29
4	30
5	31
6	32
7	34
8	37
9	38
10	39
12	40
13	42
14	43
16	44
17	46
18	47
20	48
21	49
24	51
25	52
26	54

La mayor correlación (82%) se obtuvo entre la heterogeneidad del coseno de la fase y el espesor de arena neta. En la figura 5.14 se muestra el gráfico cruzado entre estas dos propiedades, donde el comportamiento de la nube de datos refleja que el espesor de arena neta disminuye a medida que la heterogeneidad del coseno de la fase aumenta.

Al observar los pozos incluidos dentro de esta tenencia lineal (figura 5.15), se puede inferir que posiblemente los espesores de arena neta disminuyen de SO a NE, la misma dirección en la que el horizonte interpretado se hace más profundo.

Los espesores son mayores hacia el Sur y van disminuyendo hacia el Norte. Esto coincide con los valores de porosidad, cuyos valores más altos se encuentran hacia el Norte del área. Cabe considerar que dichos valores de porosidad alcanzan un máximo de 30%.

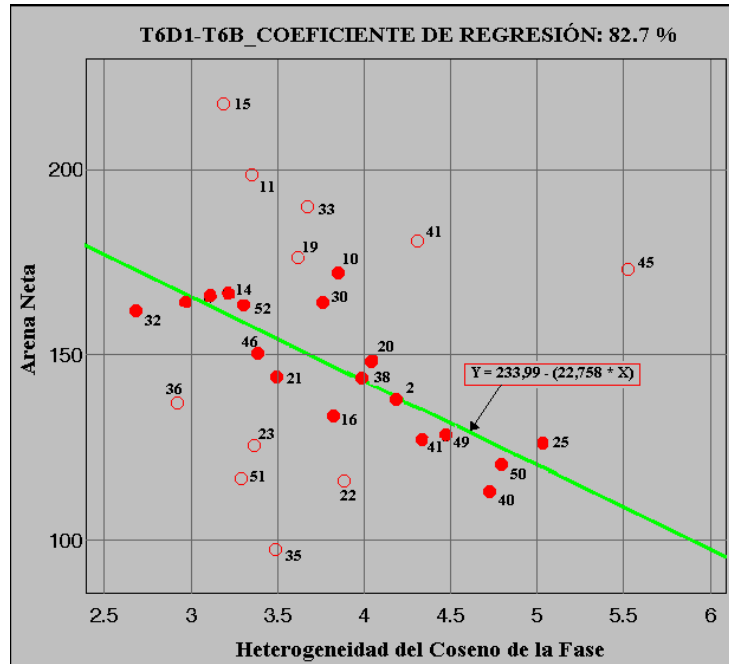


Figura 5.14. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Intervalo T6D1-T6B

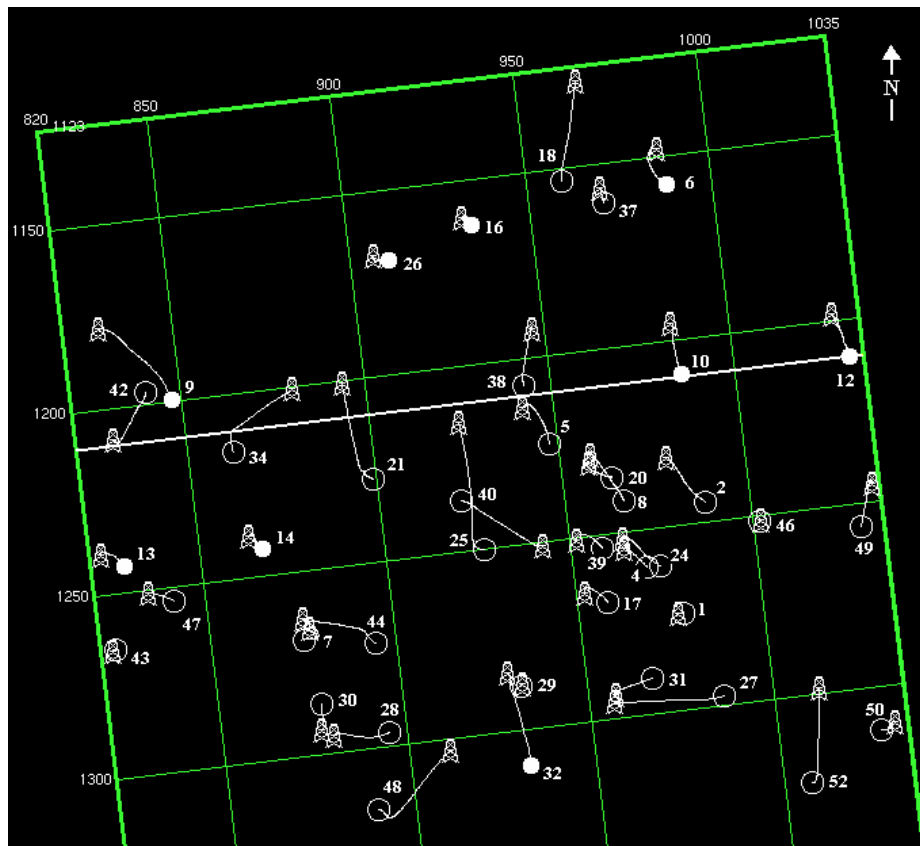


Figura 5.15. Mapa de ubicación de los pozos que se tomaron en cuenta para el análisis estadístico

En las figuras 5.16, 5.17, 5.18 y 5.19 se muestran los gráficos cruzados de las restantes cuatro (4) relaciones Atributo - Petrofísica, observándose la ecuación lineal de ajuste y el porcentaje de correlación calculado.

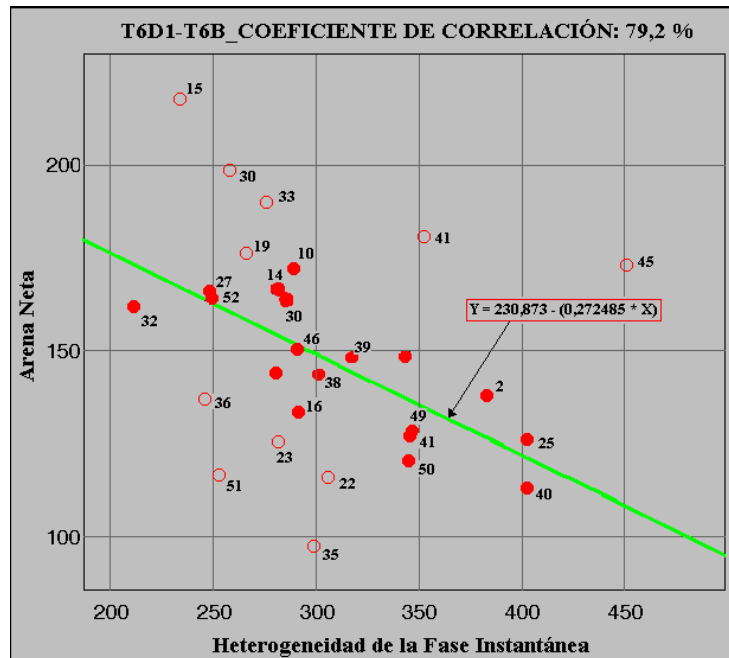


Figura 5.16. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea. Intervalo T6D1-T6B.

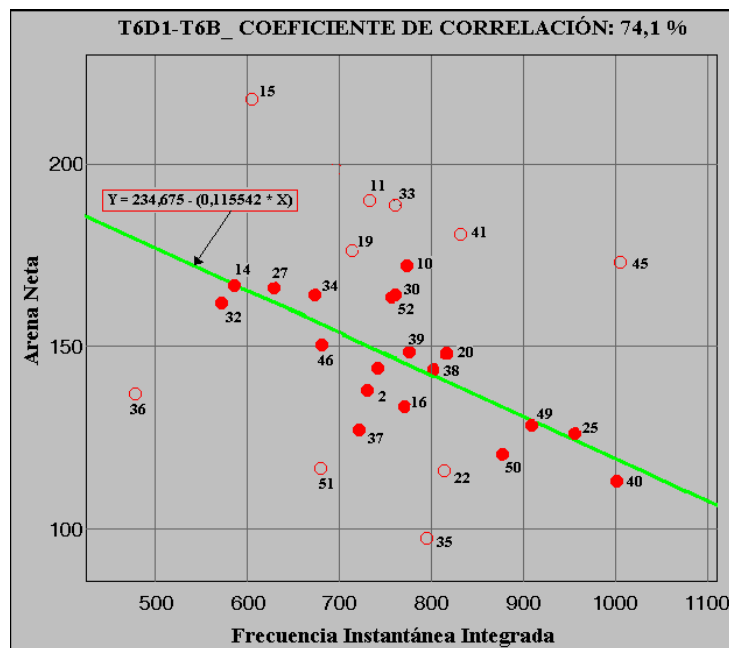


Figura 5.17. Gráfico de arena neta en función de la frecuencia instantánea. Intervalo T6D1-T6B.

En los gráficos de correlación de atributos sísmicos con el espesor de arena neta, la tendencia de los datos estimada a partir de la fase y la frecuencia instantánea muestra un comportamiento similar.

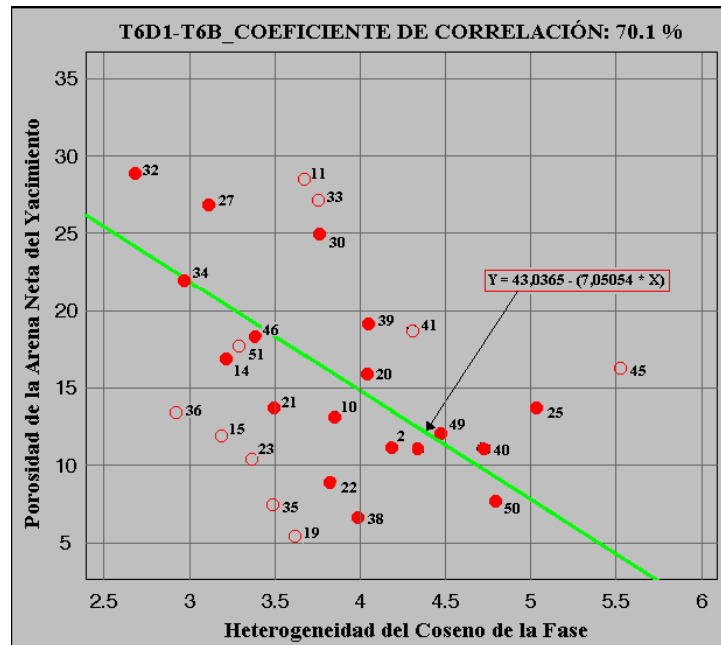


Figura 5.18. Gráfico de la porosidad de arena neta del yacimiento en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Intervalo T6D1-T6B.

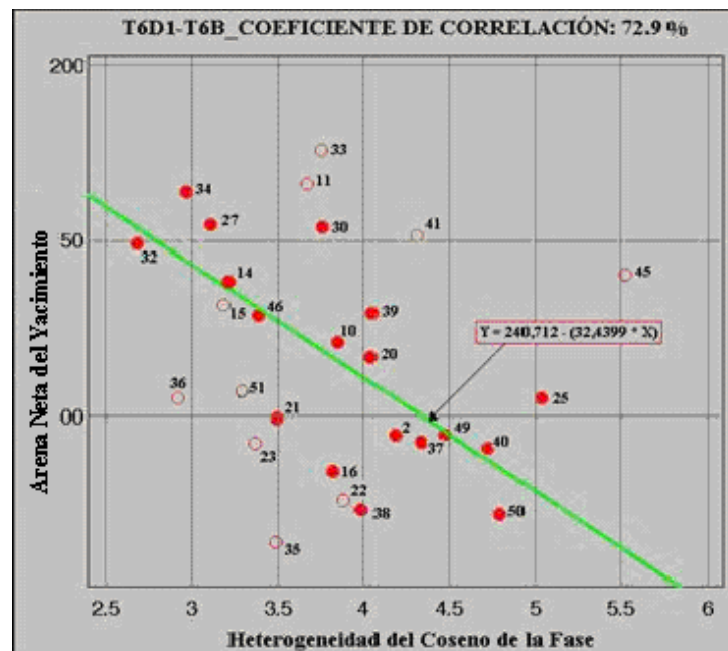


Figura 5.19. Gráfico de arena neta del yacimiento en función de la heterogeneidad del coseno de la fase. Intervalo T6D1-T6B.

5.2.2.1 Mapa de Amplitud Instantánea (Reflexion Stregth)

El mapa de atributo de amplitud instantánea (figura 5.20) muestra variaciones de amplitud de medias a bajas en la mayor parte del área de trabajo. Existen focos locales bien definidos donde ocurre un aumento significativo de los valores de amplitud.

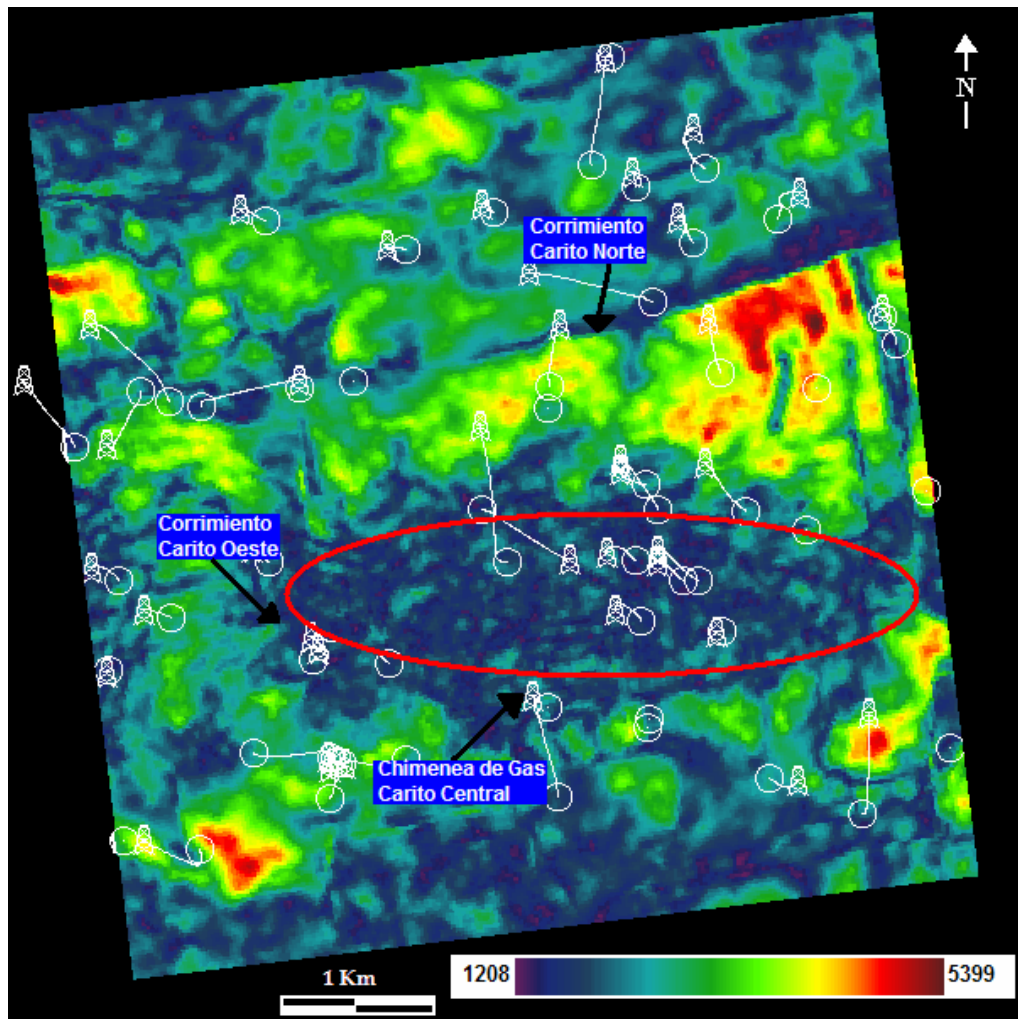


Figura 5.20. Atributo de la Amplitud Instantánea (Reflexion Stregth) en la Zona A. Campo Carito

La variación de la amplitud instantánea se ubica entre 1208 y 5399, representados en color azul oscuro los valores más bajos y en color rojo los valores más altos.

Otras localizaciones caracterizadas por elevadas amplitudes tienen poca extensión lateral y se encuentran al Norte y Sur del eje del anticlinal de Carito

Central. Estas pudiesen estar definiendo disconformidades en el área, generadas por las fallas existentes y que delimitan posibles acumulaciones de agua.

Entre las zonas de baja amplitud destaca un área cuyos límites forman una figura de forma aproximadamente elipsoidal con dirección Este - Oeste. Las pequeñas variaciones de las amplitudes en esta zona son producto de las fallas, y coinciden con la ubicación de las reflexiones caóticas observadas en la sísmica y que se asocian con la posible existencia de chimenea de gas.

Cabe considerar que la mayor parte de los pozos ubicados en la posible zona con chimenea de gas, están incluidos en la recta de ajuste utilizada para la correlación de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas. Esto quiere decir, que los resultados obtenidos están altamente influenciados por las características estratigráficas, litológicas y petrofísicas de esta zona.

Hacia el Norte se aprecia una alineación con sentido y orientación similar al corrimiento de Carito Norte, caracterizado por amplitudes bajas que se extienden con ligera variaciones en todo el bloque levantado de dicho corrimiento.

5.2.2.2 Mapa de Heterogeneidad del Coseno de la Fase

El mapa de heterogeneidad del coseno de la fase presentado en la figura 5.21, muestra cambios de fase ubicados entre 1.1 y 11.8. El rango de colores es igual que el obtenido para el mapa de amplitudes, representando los valores más bajos en color azul oscuro y los mas altos en color rojo.

Este atributo permite delinear la continuidad de algún evento interpretado. Se puede observar claramente, la zona donde se ubica la posible chimenea de gas, encontrándose las mayores variaciones de la fase del coseno, los cuales oscilan desde aproximadamente 4.8 hasta 11.8. Adicionalmente, si observamos los gráficos de tendencia lineal, este comportamiento está asociado a espesores entre 100 y 150 pies (figuras 5.16, 5.17 y 5.18).

A escala regional, los valores del coseno de la fase son bajos en la mayor parte del área de estudio, observándose incrementos de los valores en zonas puntuales que ciertamente están asociados a las fallas y a los corrimientos principales, siendo mas o menos visibles en la medida en que varían los ángulos de buzamiento. En otros casos, esta tendencia a aumentar la fase se debe a la

delimitación de bordes de secuencias geológicas, como por ejemplo la traza de los flancos de los pequeños anticlinales que forman al campo Carito.

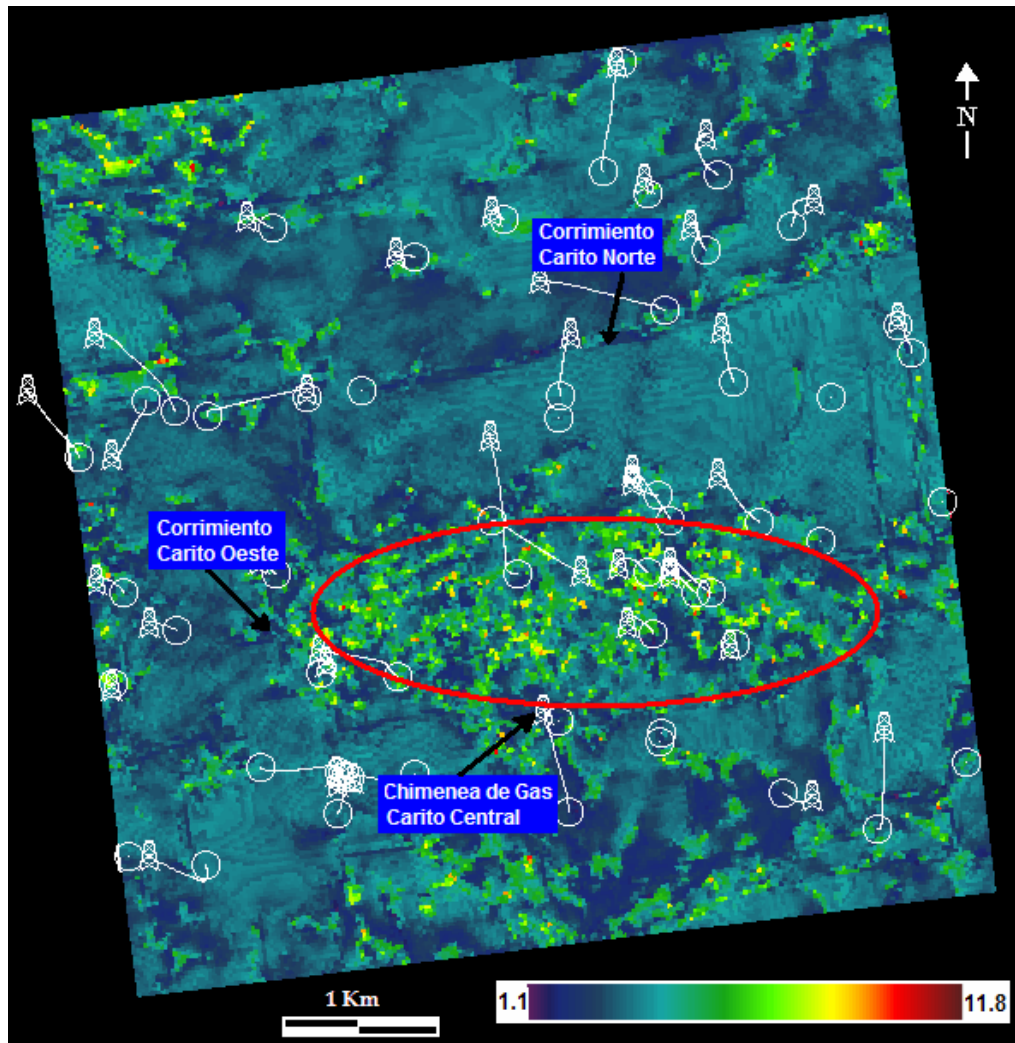


Figura 5.21. Atributo de la heterogeneidad del Coseno de la Fase en la Zona A. Campo Carito

5.2.2.3 Mapa de Heterogeneidad de Fase Instantánea

En la figura 5.22 se puede observar el mapa de la heterogeneidad de la fase instantánea, representado por valores de fase que oscilan entre 105 y 996 grados. Comparando al atributo de heterogeneidad del coseno de la fase (figura 5.21) con el atributo de heterogeneidad de fase instantánea (figura 5.22) se puede observar que en ellos, se resaltan y definen las mismas características estructurales del área

de estudio. Obviamente, esto se debe a que en ambos atributos se utiliza, aunque de modo diferente, la fase de los datos sísmicos.

Los valores de fase instantánea son más altos debido a que están asociados a un punto en tiempo, mientras que como su nombre lo indica, los valores del coseno de la fase están asociados al coseno del valor de la fase obtenidos en cada punto.

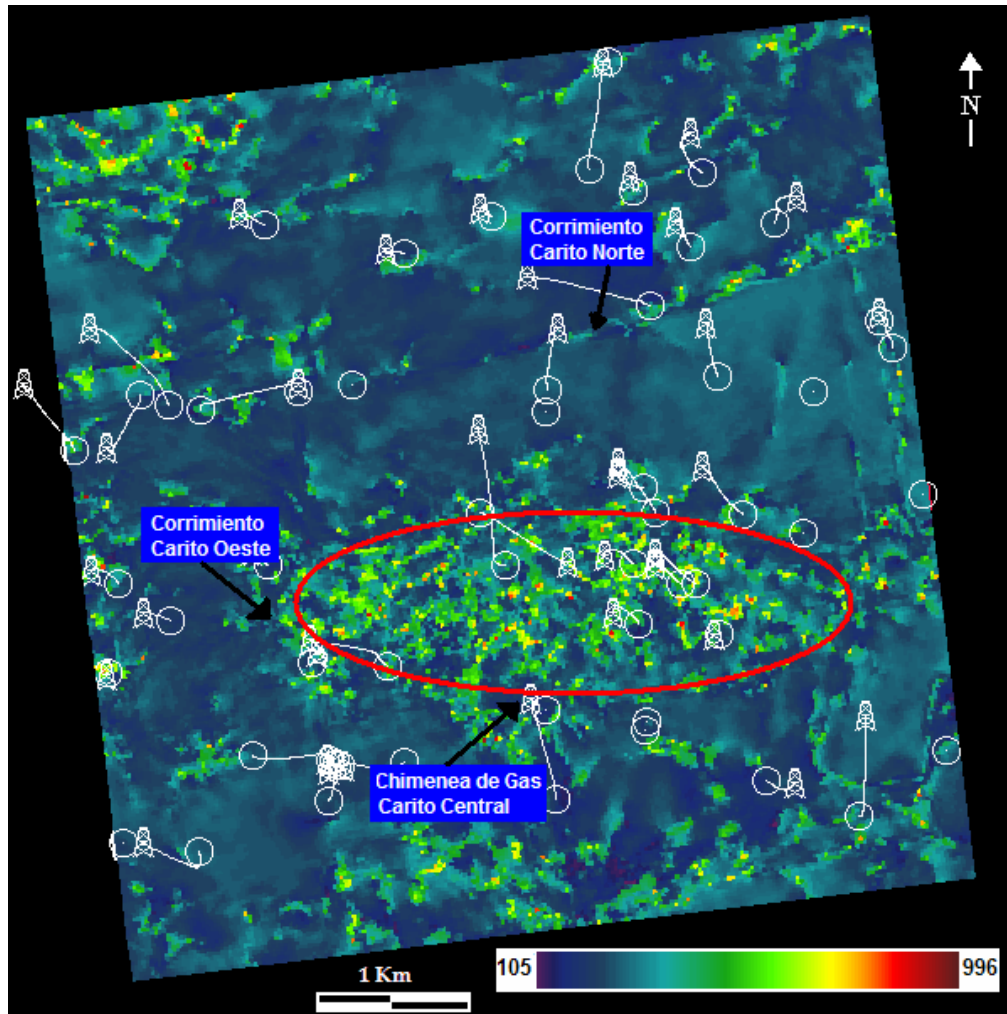


Figura 5.22. Atributo de la Heterogeneidad de la Fase Instantánea en la Zona A. Campo Carito

5.2.2.4 Frecuencia Instantánea Integrada

El mapa de frecuencia instantánea (figura 5.23) muestra las frecuencias características del intervalo objetivo, las cuales oscilan entre 102 y 1623 Hz con frecuencias predominantes de 300 a 1000 Hz.

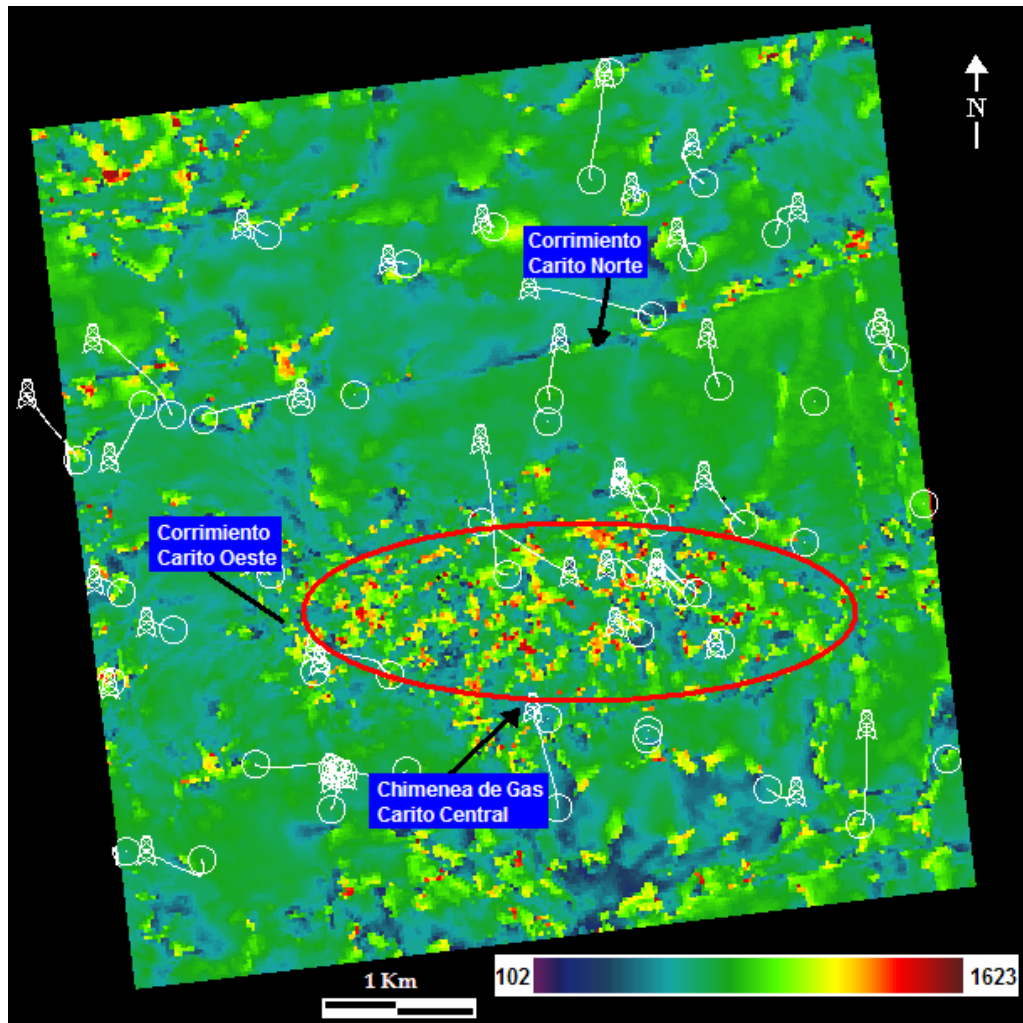


Figura 5.23. Atributo de la Frecuencia Instantánea en el intervalo T6D1-T6B. Campo Carito

En el borde del bloque levantado del corrimiento de Carito Norte se observan frecuencias medias a bajas.

En la posible zona gasífera, converge todo el rango de valores de frecuencia, delimitando un área de igual magnitud que la definida por los atributos anteriormente analizados.

5.2.2.5 Discusión Integrada

El área de estudio a nivel del objetivo, está muy afectada por la presencia de fallas, tanto longitudinales como transversales, que pueden constituir límites sellantes de yacimientos importantes. Esta intensa actividad tectónica que afectó a la Formación Naricual, se evidencia en los mapas estructurales en tiempo y en

profundidad. Dichos mapas son similares debido a que los gradientes de velocidades en la zona varían muy poco, a pesar de las estructuras presentes en el área. De igual modo, los atributos extraídos a partir de los horizontes interpretados, reflejan los complejos patrones estructurales característicos del campo Carito.

La continuidad de los eventos se ve afectada por las fallas, generando como consecuencia cambios importantes y generalizados en la fase de los datos sísmicos, alcanzando valores máximos en zonas donde la continuidad del evento no está muy afectada, tal es el caso del corrimiento de Carito Norte, sobretodo en su extremo Este.

Los valores de frecuencia obtenidas de los datos sísmicos a nivel del intervalo interpretado, pareciesen alinearse con las fallas, sin embargo, esto no se evidencia claramente. Esto es causado por la baja resolución vertical existente en la sísmica, lo cual demuestra que el estudio de intervalos de poco espesor como el que presenta este estudio, no permite alcanzar resultados de alta confiabilidad desde el punto de vista de atributos sísmicos.

El yacimiento de gas cuya ubicación es claramente definida por todos los atributos calculados, genera respuesta de bajas amplitudes y frecuencias entre 300 y 1000 Hz. Asimismo, esta zona está afectada por las fallas existentes, causando pequeños focos de altas frecuencias.

Estos resultados representan un modelo a gran escala del subsuelo, especialmente en las zonas donde no se dispone de información que muestre las características del mismo. Sin embargo, es importante considerar los problemas derivados de la complejidad estructural de la zona.

5.2.3 Análisis Petrofísico - Zona A: Intervalo T6D1 – T6B

5.2.3.1 Mapas de Arena Neta y Arena Neta Petrolífera

En los mapas de arena neta petrolífera (figura 5.24) se observa una tendencia de engrosamiento de las arenas hacia el Suroeste (buzamiento arriba), con valores máximos de espesores de 170 pies, mientras que al Noreste se observan espesores más delgados alcanzando un valor mínimo de hasta 20 pies.

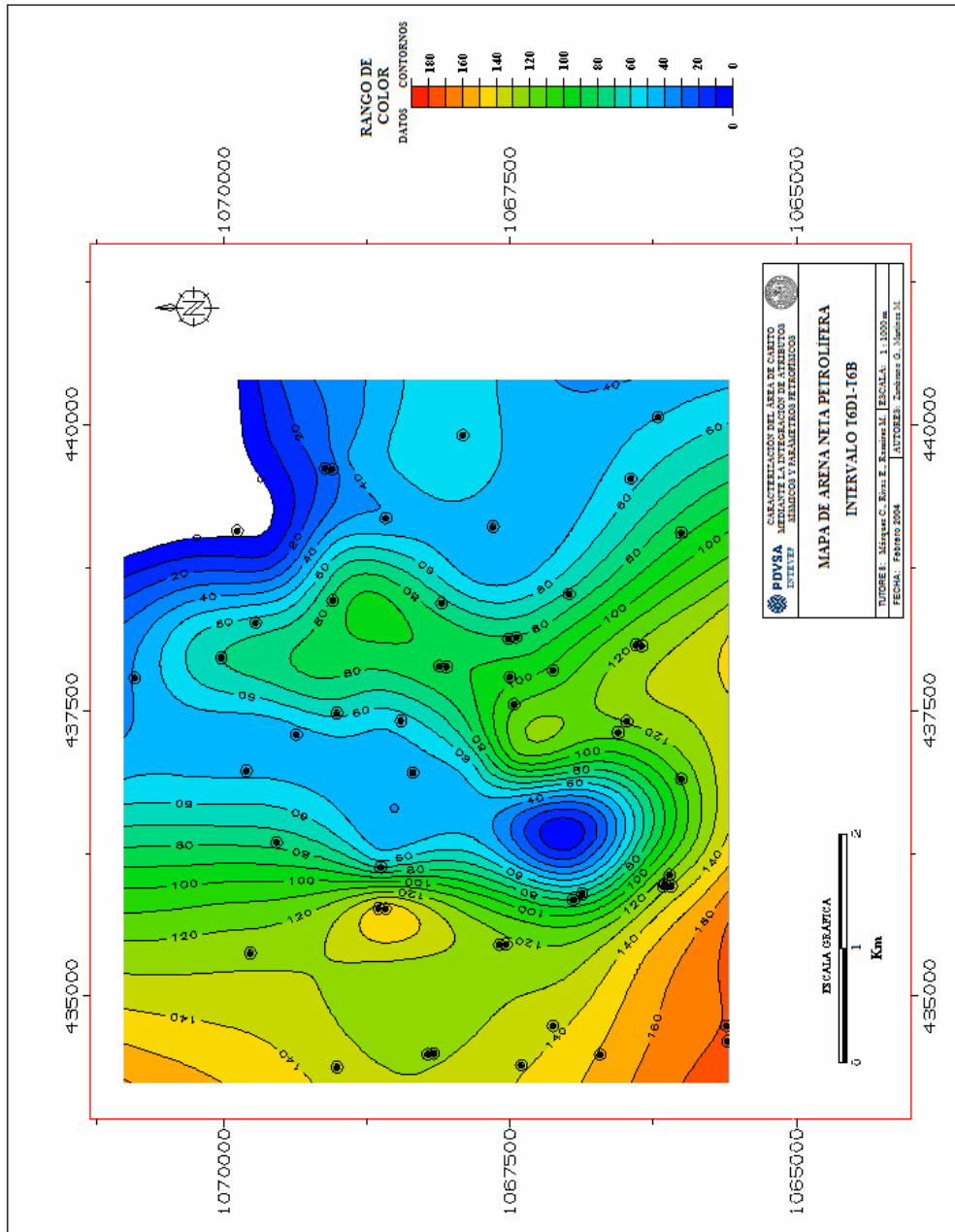


Figura 5.24. Mapa de arena neta petrolifera en la Zona A

De igual forma, el mapa de arena neta total (figura 5.25), refleja zonas con buenos espesores, observándose valores de hasta 210 pies hacia el Suroeste (buzamiento arriba), esto indica que esta zona es la que presenta un mejor desarrollo de los cuerpos de arena dentro de la secuencia T6D1-T6B. La secuencia T6D es que presenta mayor espesor dentro de la columna sedimentaria (Carrillo et al, 2002).

5.2.3.2 Mapas de Porosidad y Saturación de Agua

El mapa de porosidad de arena neta petrolífera (figura 5.26) correspondiente al intervalo arenoso T6D1-T6B, muestra la distribución de los valores de porosidad en un rango comprendido entre 6 y 25 %.

Desde una perspectiva muy general, se observan en la zona de estudio porosidades altas hacia el Sur con un valor máximo de 25% y una zona de porosidades bajas al Norte, con una orientación aproximada Noreste-Suroeste.

Los mayores porcentajes de saturación de agua (figura 5.27) se ubican hacia la zona Norte y específicamente al Noreste del área de estudio, alcanzando valores de hasta 30%, obviamente en dirección buzamiento abajo. Precisamente en este sector, se registran las porosidades más bajas del área.

Hacia el Suroeste en el mapa de saturación de agua (figura 5.27), se observan porcentajes bajos de hasta 10%. Esta es la zona más somera del área de estudio con profundidades de 15000 pies. Además, es aquí donde se observan los mejores espesores de arenas y adicionalmente, las porosidades más altas están en esta área y estos resultados coinciden con la dirección de sedimentación de las secuencias T6D1 y T6B en sentido Suroeste – Noreste.

Finalmente, considerando el análisis sedimentario y las características geométricas del área bajo estudio, se concluye que las zonas en donde se observan los mejores espesores de arena y porosidades, dentro de la unidad T6D1-T6B, se podrían considerar de interés comercial en vista de su prospectividad, puesto que en estas zonas, se encuentra acumulada la mayor producción de hidrocarburos, y las mismas coinciden con los yacimientos en Carito Central (Norte de Monagas).

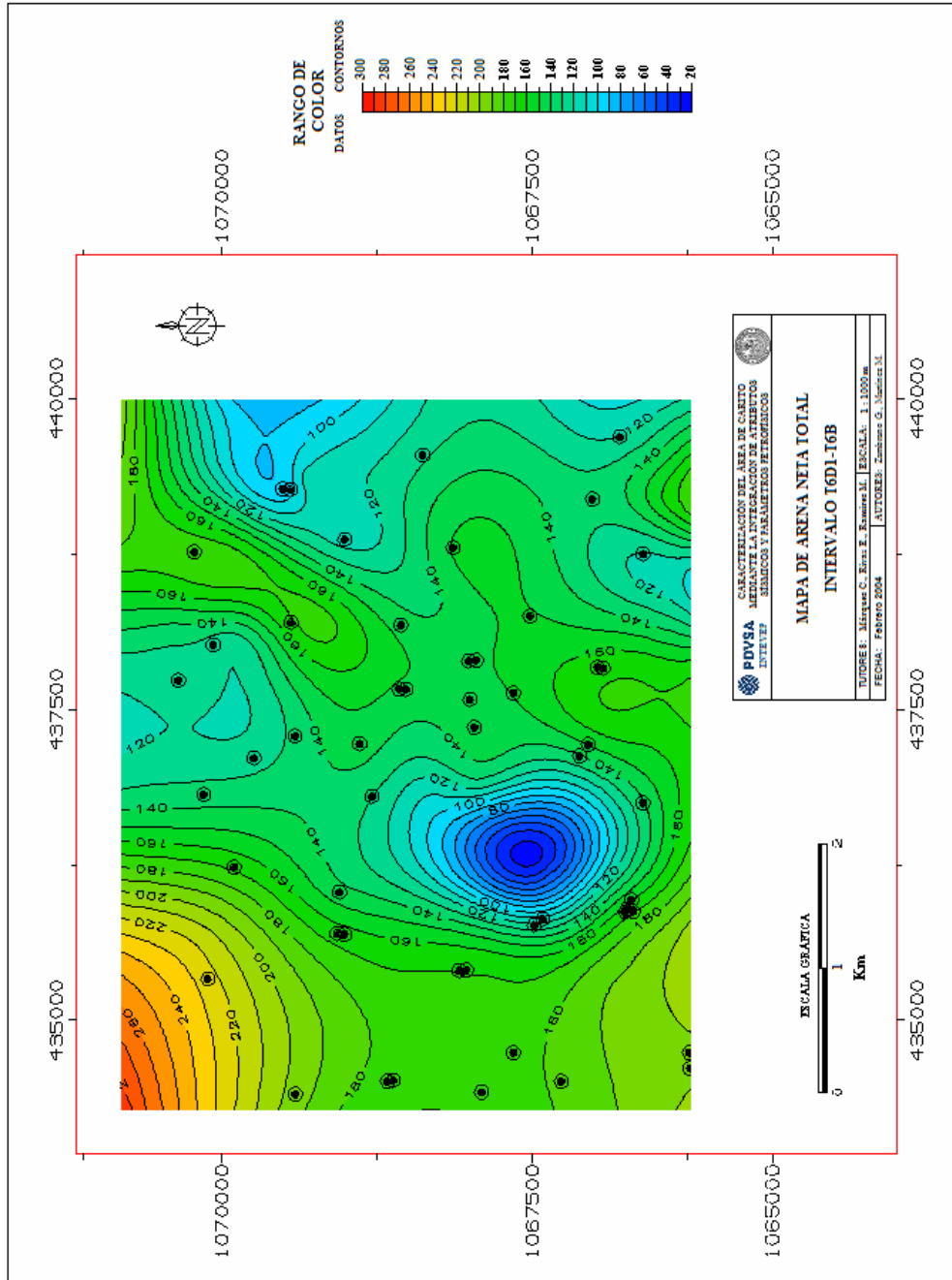


Figura 5.25. Mapa de arena neta total en la Zona A

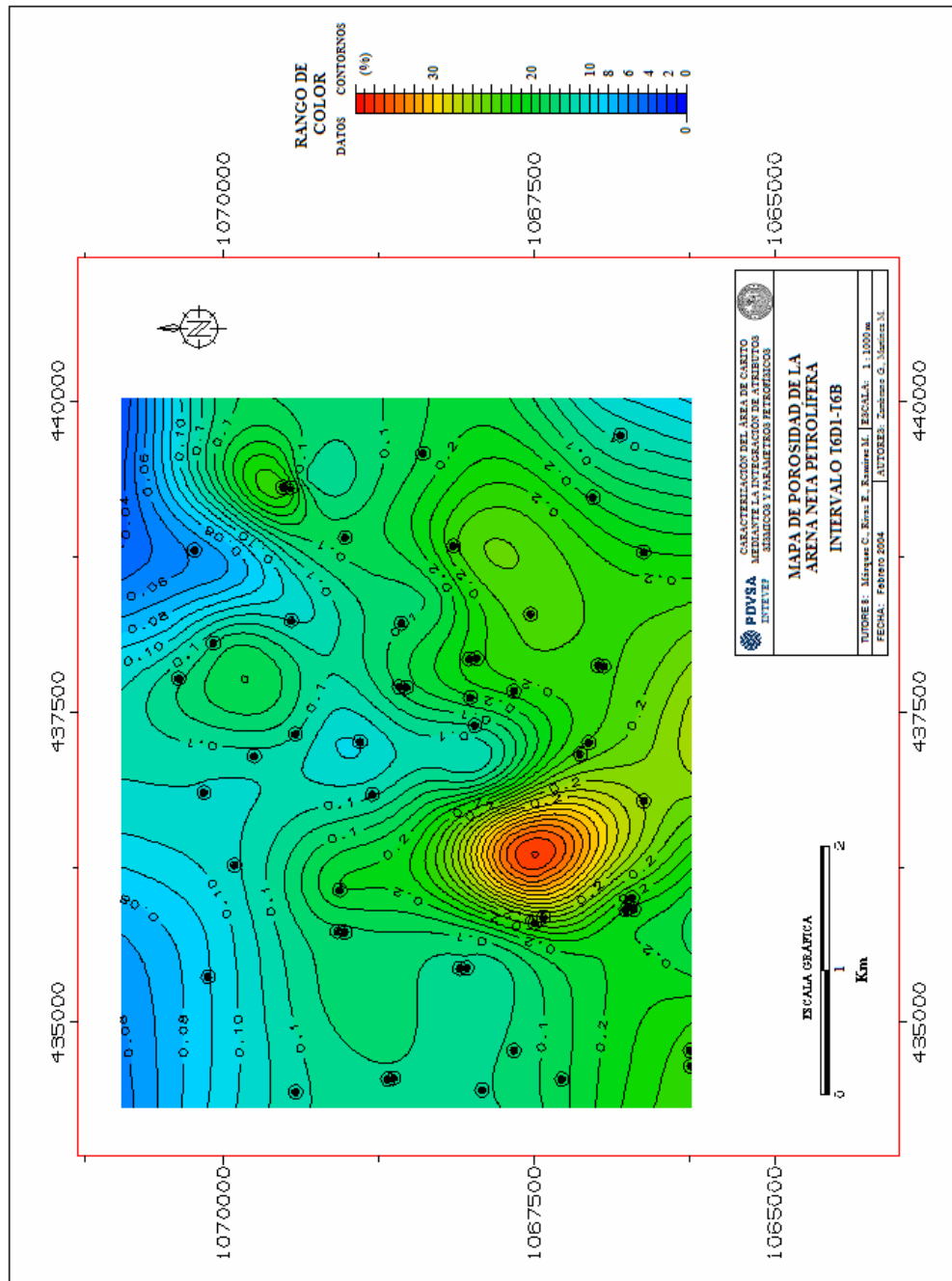


Figura 5.26. Mapa de porosidad de arena neta petrolífera en la zona A

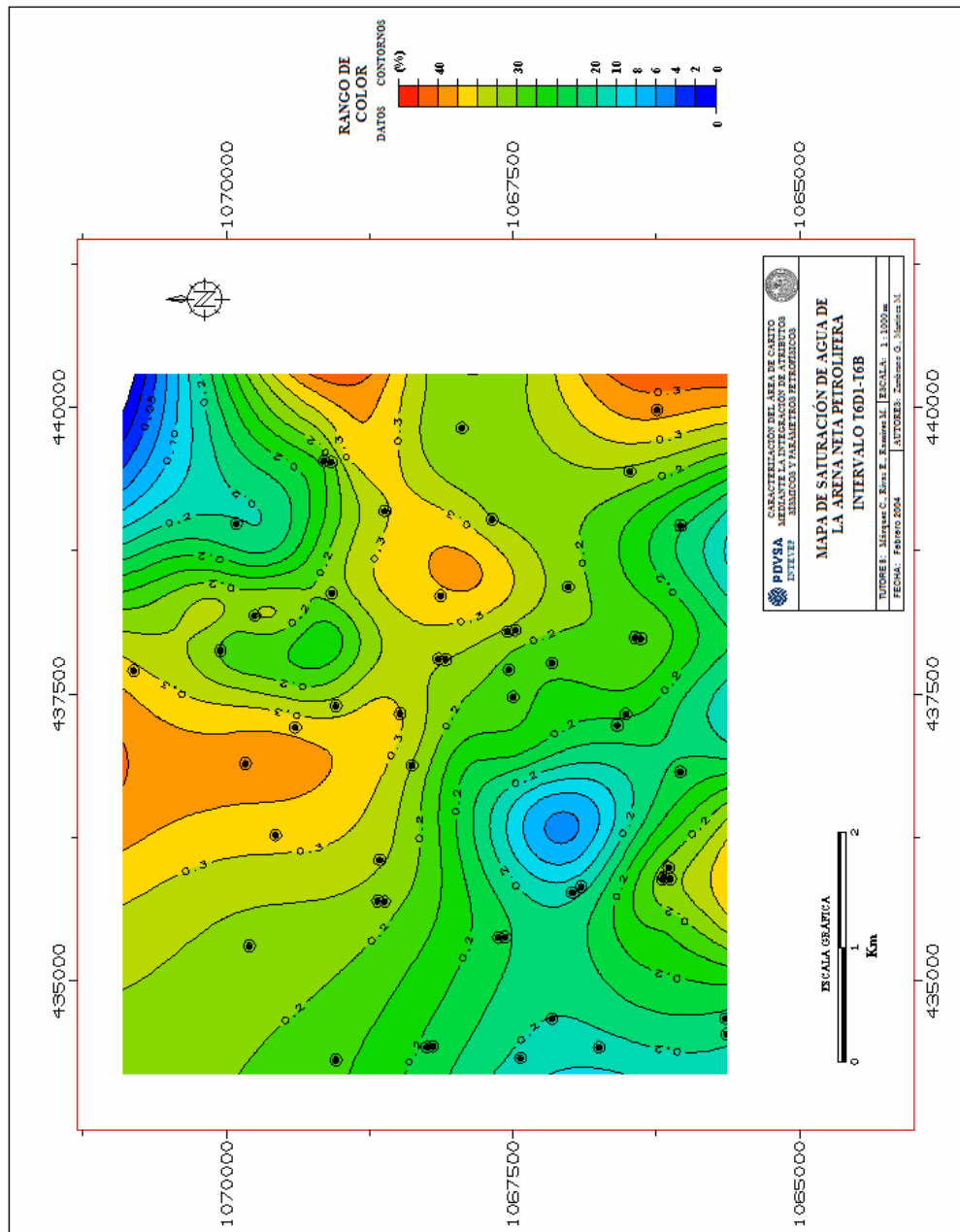


Figura 5.27. Mapa de saturación de agua en la zona A

5.2.4 Análisis Integrado. Zona A: Intervalo T6D1 – T6B

A partir del análisis de la matriz de calidad, resulta claro que los porcentajes de correlación Atributos – Petrofísica más altos en la zona de estudio, son aquellos relacionados con los espesores totales de arena.

El atributo que presentó mayor correspondencia con los resultados petrofísicos y a partir del cual se obtuvieron los mapas de espesores de arena, fue el de fase sísmica instantánea.

El intervalo T6D1-T6B de la Formación Naricual tiene características típicas de un ambiente transicional, donde el volumen de sedimentos depositados fue controlado por los cambios del nivel del mar, generando una secuencia cíclica de lutitas y arenas lenticulares (Carrillo et al., 2002).

De acuerdo con los análisis paleogeográficos y de tendencias de sedimentación (figuras 5.8 – 5.11), se interpretó que en esta zona, especialmente al Suroeste, predomina un ambiente deltáico con dominio fluvial, visualizándose zonas interdistributarias y dirección del eje de sedimentación en sentido Suroeste – Noreste. Los espesores de arena varían entre 82 y 230 pies, observándose los mayores valores al Suroeste, incluyendo a los yacimientos de Carito Oeste y Carito Central.

Las propiedades petrofísicas muestran valores de interés hacia el Sur del área, representado por porosidades que alcanzan un 25% y saturación de agua de apenas 10%, lo cual califica a esta zona como altamente prospectiva debido a las acumulaciones de hidrocarburos. Las porosidades en el área (figura 5.27) fueron interpretadas utilizando la estimación directa, tomando en cuenta que la litología no es el parámetro controlador de dichas propiedades. La saturación de fluido, por otro lado, se considera como un parámetro espacial debido a que su dependencia con la profundidad no es lineal.

La zona con posibles acumulaciones de gas está caracterizada por grandes cambios en los espesores de arena, observándose variaciones desde 82 pies hasta 197 pies. Esta zona tiene un área de aproximadamente 8 Km² a nivel de Naricual Superior.

Las figuras 5.28, 5.29 y 5.30 son mapas de espesores totales de arena, estimados a partir del coseno de la fase, la fase instantánea y la frecuencia instantánea, respectivamente.

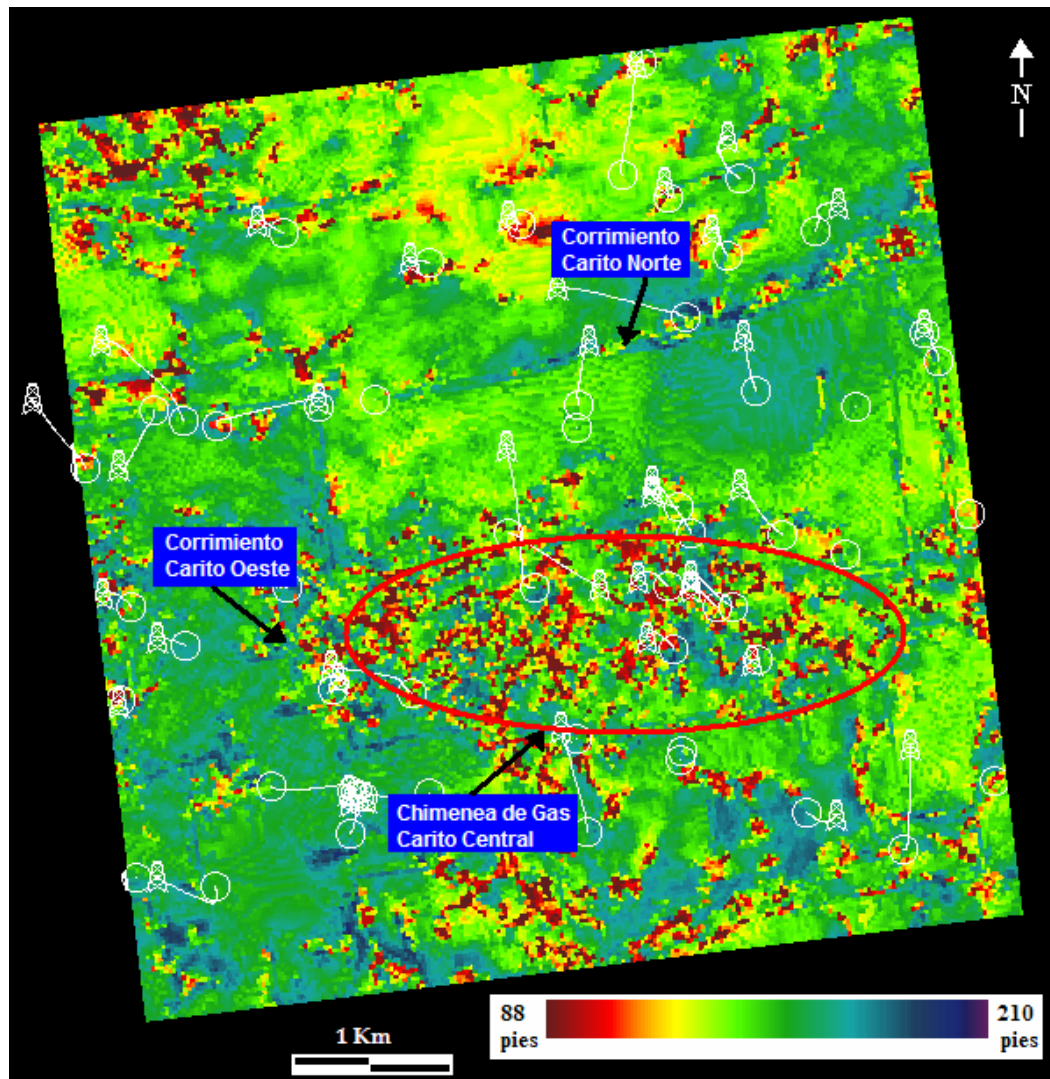


Figura 5.28. Mapa de espesor total de arena estimado a partir del coseno de la fase. Intervalo T6D1-T6B.

Hacia el Norte se observa cierta discrepancia respecto a los espesores. El atributo de frecuencia instantánea limita un área con espesores entre 82 y 97 pies, mucho mayor que la obtenida a partir de la fase sísmica. Es conocido, que la frecuencia permite delinear yacimientos así como interfaces agua-hidrocarburo. Por esto, esta área pudiese estar asociada a los niveles productores del campo Carito Norte. De igual manera, al Norte y Sur del corrimiento de Carito Norte, el

atributo de fase muestra espesores altos (230 pies) mientras que la frecuencia reporta valores de hasta 164 pies

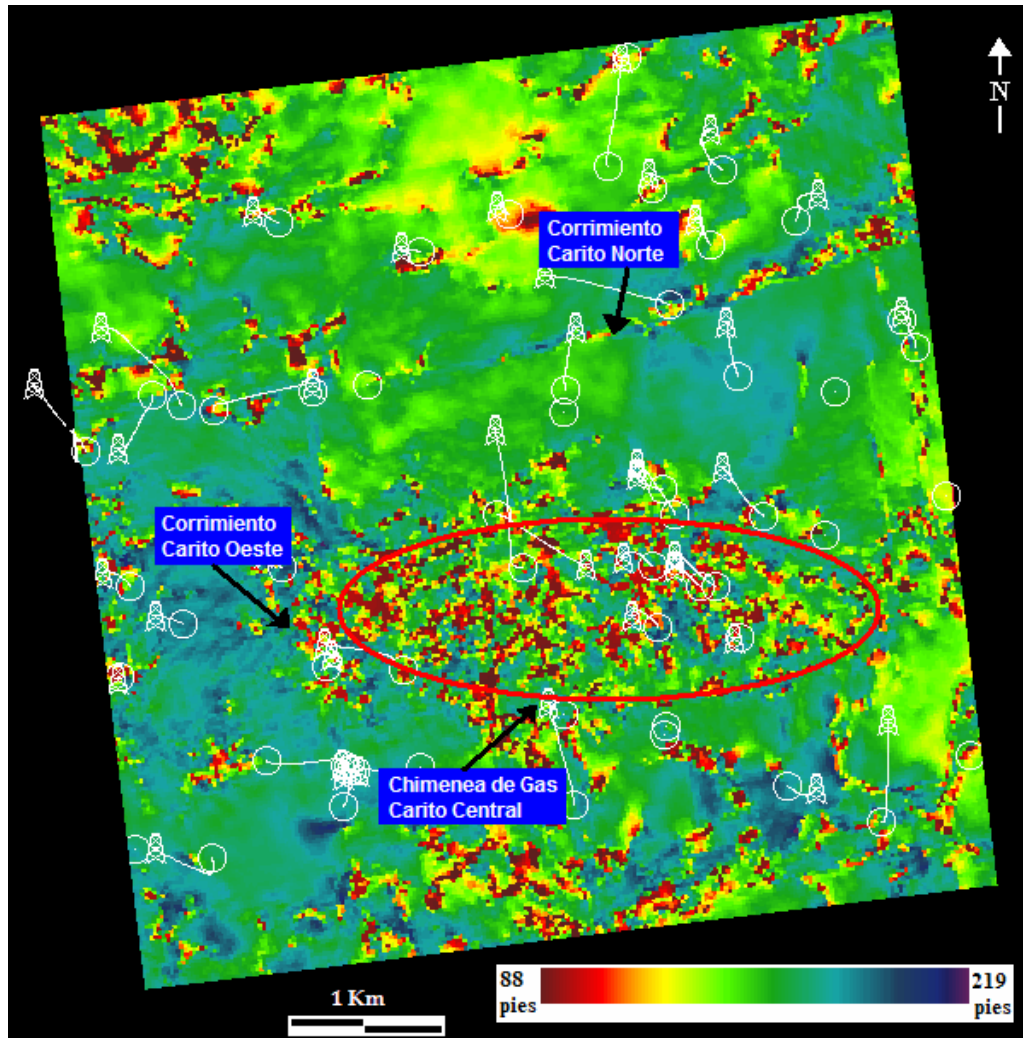


Figura 5.29. Mapa de espesor total de arena estimado a partir de la fase instantánea. Intervalo T6D1-T6B.

En conclusión, los mapas de isopropiedades acompañados de los mapas de arena neta, demuestran que la zona más prospectiva se encuentra al Sur del área en estudio. Dichas propiedades presentan variaciones entre 50 y 100 % para la saturación de hidrocarburos en arenas con espesores ubicados entre 164 y 230 pies, con porosidades que alcanzan un 25 %.

El mapa estructural en profundidad ubica a las zonas interpretadas como de mayores posibilidades de acumulación de hidrocarburos, tanto en el tope del anticlinal de Carito Oeste como al Norte del corrimiento de Carito Norte.

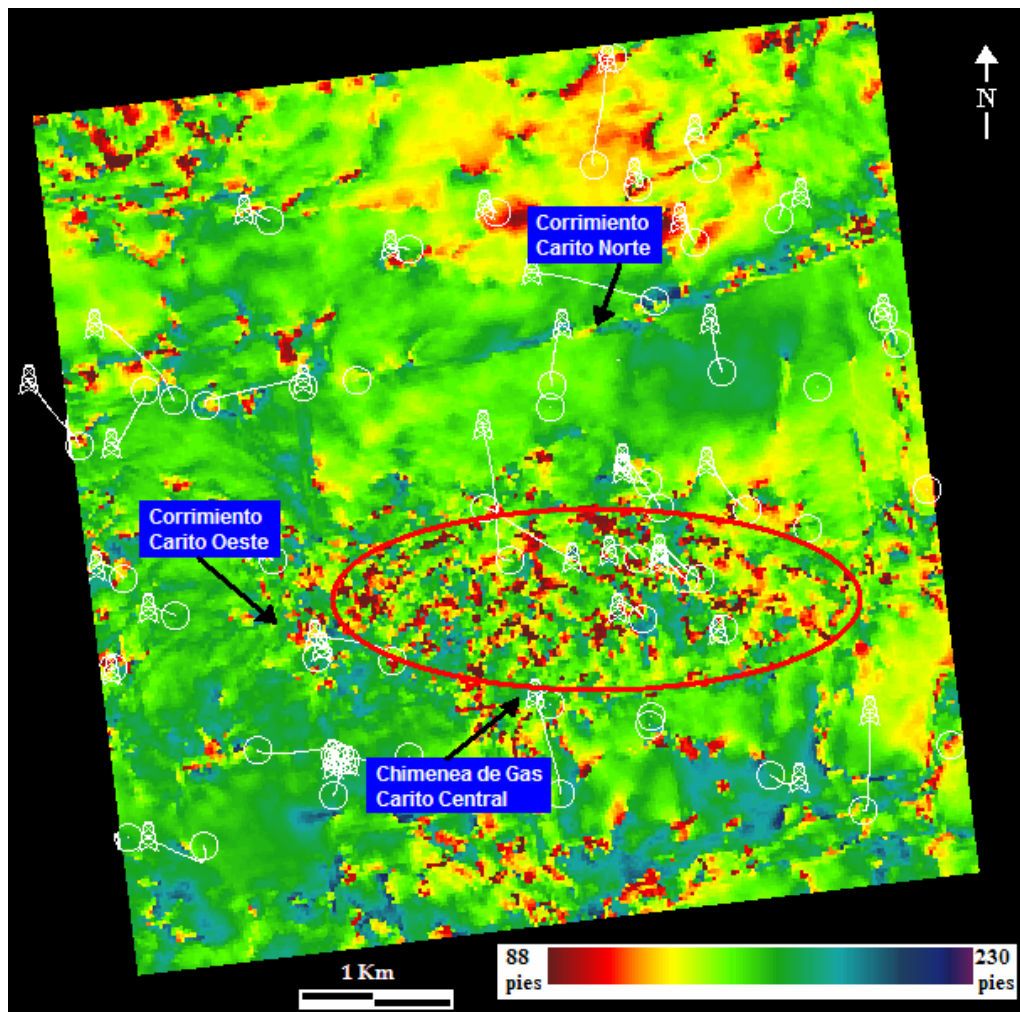


Figura 5.30. Mapa de espesor total de arena, estimado a partir de la frecuencia instantánea. Intervalo T6D1-T6B.

5.2.5 Análisis de atributos sísmicos - Zona B: Intervalo T6D1 – T6C1

Este intervalo de estudio, definido por los marcadores estratigráficos T6D1 – T6C1 será llamado en adelante Zona B (figura 5.31).

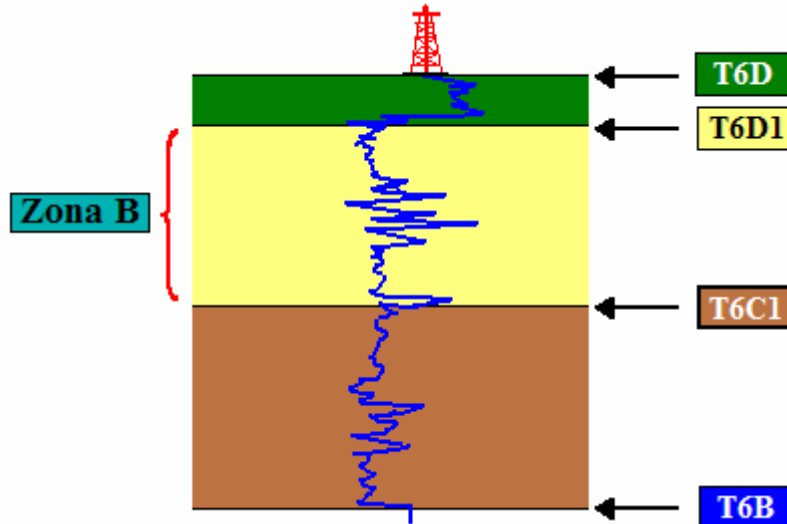


Figura 5.31. Zona B. (Intervalo T6D1-T6C1)

En la figura 5.32 se muestra la matriz de calidad para la Zona B.

MATRIZ DE CALIDAD (COEFICIENTE DE CORRELACIÓN)

	Net_Reservoir_Porosity	Net_Reservoir_Porosity_Thickness	Net_Reservoir_Thickness	Net_Reservoir_Water_Saturation	Net_Shale_Thickness	Net_Thickness	Sand_Volume_Fraction
Integrated_Seismic_Amplitude (AA - Grid)	49.5415	56.1474	59.9006	35.1455	24.5671	48.4893	34.5674
Amplitude_Standard_Deviation (AT - Grid)	7.70785	1.4445	2.93417	1.17657	16.5538	13.4226	12.0409
RMS_Amplitude (AS - Grid)	19.0328	11.39	9.73991	19.9281	18.6351	6.66548	16.5984
Integrated_Apparent_Seismic_Polarity (AB - Grid)	18.3088	10.8875	8.41802	1.93847	3.1794	4.12842	3.05392
Integrated_Instantaneous_Frequency (AC - Grid)	54.756	61.0909	58.5471	19.2387	11.4242	59.3561	22.3408
Integrated_Reflection_Strength (AD - Grid)	4.96168	2.94538	1.12853	5.01751	15.4239	17.0734	10.6276
Integrated_Cosine_Of_Phase (AE - Grid)	43.9772	56.8962	63.3696	31.8208	19.3183	61.8572	32.0775
Integrated_Seismic_Magnitude (AF - Grid)	20.6998	12.7699	10.781	23.3653	20.4904	5.77055	18.4118
Zero_Crossing_Count (AG - Grid)	6.97729	10.5345	18.7428	33.9492	3.77146	16.0866	2.58181
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (AH - Grid)	17.1835	12.9911	17.0067	6.66942	18.2797	1.28924	18.1404
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (AI - Grid)	60.1678	69.1647	67.0654	32.7206	11.341	71.9651	28.8368
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (AJ - Grid)	9.70918	12.7216	5.87508	16.3151	0.462438	16.371	6.68544
Heterogeneity_Reflection_Strength (AK - Grid)	0.894178	6.39369	8.37191	5.65382	16.0055	13.4951	20.6179
Heterogeneity_Cosine_Of_Phase (AL - Grid)	41.37	50.0612	53.482	1.29658	1.16518	58.5946	13.349
Min_Amplitude (AM - Grid)	27.7249	24.9726	26.0064	16.9219	18.5636	9.72732	20.3303
Instantaneous_Frequency (AN - Grid)	32.2338	32.7578	33.3142	2.11855	13.113	26.7253	14.4278
Max_Amplitude (AO - Grid)	27.9357	37.3644	35.1155	27.1786	3.06947	45.5521	9.21299
Max_Magnitude (AP - Grid)	11.3096	4.66947	4.36619	10.2507	12.5586	10.6146	10.4042
Instantaneous_Frequency (AQ - Grid)	52.232	60.8139	54.8377	29.5173	1.79727	61.887	17.0271
Reflection_Strength (AR - Grid)	3.06233	9.21627	5.31675	4.23302	13.533	20.89	8.43716

Color Scale: < 20 (azul), 20 to 40 (verde), 40 to 60 (amarillo), 60 to 80 (naranja), > 80 (rojo)

Figura 5.32. Matriz de calidad para la zona B (Intervalo T6D1-T6C1)

En este intervalo, el máximo porcentaje de correlación obtenido es del 72%. Aunque las correlaciones obtenidas en este intervalo son inferiores a los valores generalmente establecidos para que una correlación sea buena (superior a 80%), se escogieron los dos pares atributo - petrofísica con los coeficientes de correlación más altos.

Debe señalarse, que la estimación de pseudopropiedades haciendo uso del estimador obtenido a partir de los gráficos cruzados Atributos vs. Petrofísica, presentan una gran incertidumbre debido a la baja correlación entre los datos. En las figuras 5.33 y 5.34 se muestra el gráfico cruzado para ambas relaciones respectivamente.

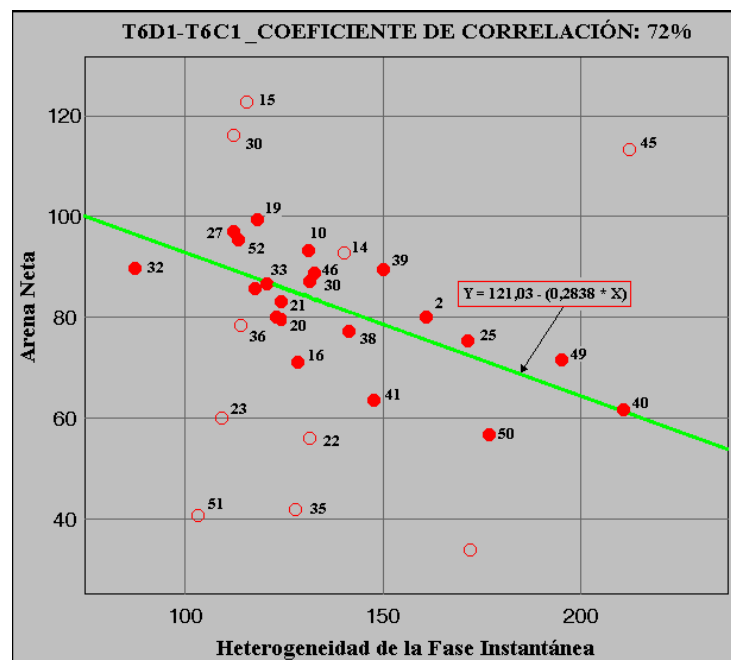


Figura 5.33. Gráfico de arena neta en función de la heterogeneidad de la fase instantánea. Zona A.

Seguidamente, se generaron las siguientes relaciones para generar los mapas de pseudo propiedades:

- ❖ Heterogeneidad de la fase instantánea vs ANT: $y = 121.03 - 0.2838 x$
- ❖ Heterogeneidad de la fase instantánea vs Porosidad ANY: $y = 24.32 - 0.104 x$

donde: ANT: espesor de arena neta total

ANY: espesor de arena neta del yacimiento

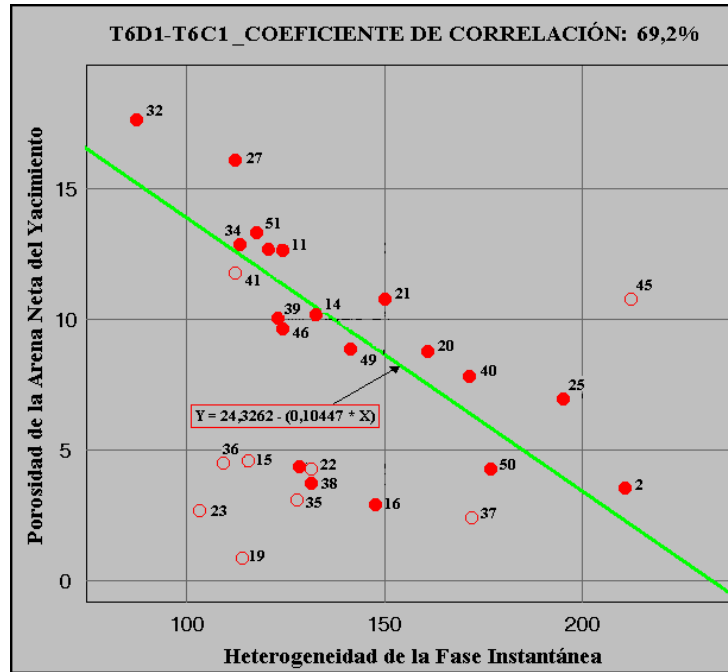


Figura 5.34. Atributo de la heterogeneidad de la fase instantánea en la Zona A. Campo Carito

Al observar la ubicación de los pozos (figura 5.15) y analizarlos en función de los resultados obtenidos de los gráficos cruzados (figuras 5.33 y 5.34), se infiere que los espesores aumentan hacia el Sur con orientación SO – NE.

La heterogeneidad de la fase instantánea (figura 5.35) es el atributo sísmico que presenta mayor porcentaje de correlación con las propiedades petrofísicas en la Zona B.

La tendencia general en este intervalo es similar a la de la Zona A. A medida en que la fase instantánea aumenta (figura 5.35), menor es el espesor de arena neta y menores son las porosidades estimadas en dichas arenas.

Es evidente que al reducir el espesor, los resultados son afectados mucho más por la escasa resolución vertical. Es por esto que al analizar este atributo, no se pueden hacer conclusiones acerca de características estructurales y/o estratigráficas de la zona de estudio. Los cambios de continuidad no se pueden apreciar a través de la sísmica en la mayor parte del área.

Sin embargo, aunque de manera difusa y con un área mucho menor, se puede observar la zona donde se considera existe la acumulación de gas, con valores que oscilan entre 16 y 350 grados.

Resulta claro el hecho, que los atributos sísmicos producen resultados poco resolutivos en zonas que han sido afectadas por intensos procesos tectónicos, los cuales truncan generalmente la continuidad de eventos de tipo estructural que existan en la zona. Adicionalmente, para lograr resultados satisfactorios es importante que los intervalos en estudio superen considerablemente la resolución vertical de la sísmica.

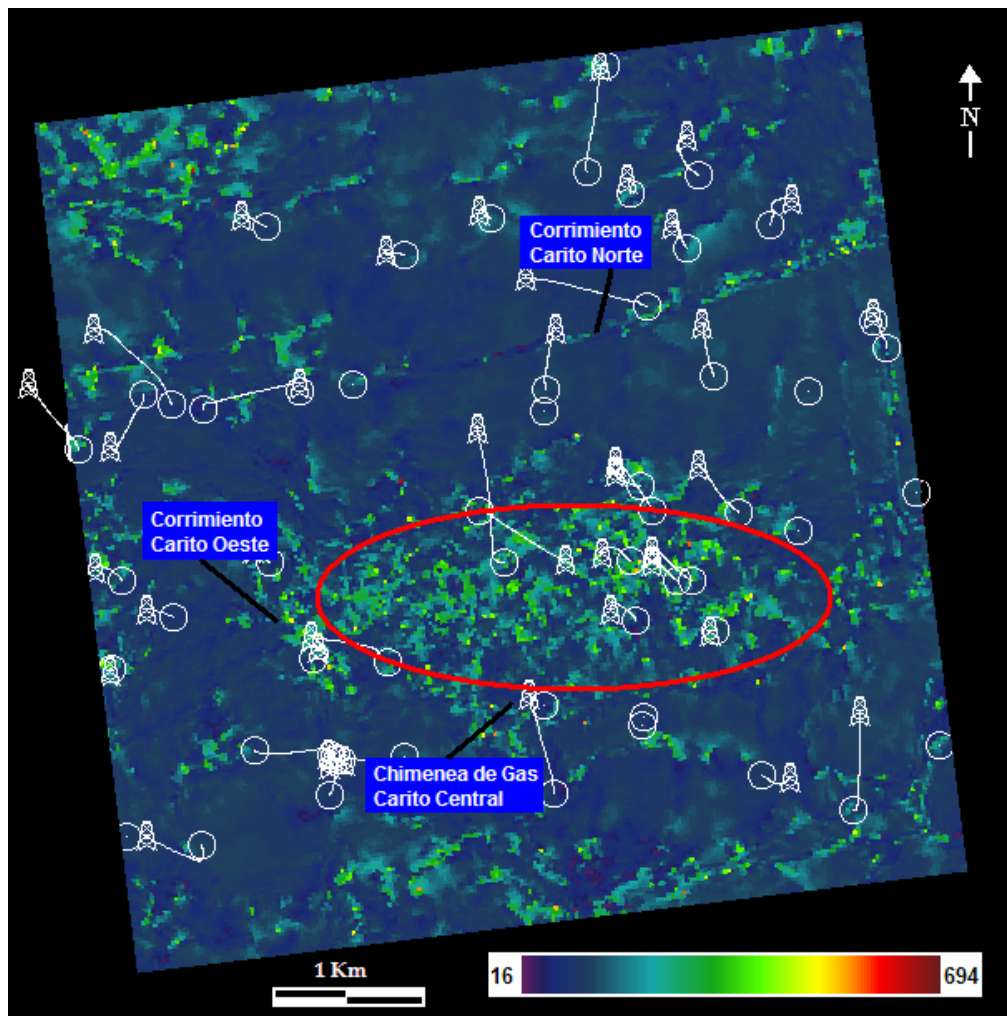


Figura 5.35. Atributo de la heterogeneidad de la fase instantánea. Zona B.

5.2.6 Análisis Petrofísico - Zona B: Intervalo T6D1 – T6C1

El mapa de arena neta (Figura 5.36) asociado al intervalo arenoso T6D1-T6C1 (Zona B), refleja una tendencia en sentido aproximado Noreste - Suroeste.

Hacia el Suroeste del área de estudio, se observa un comportamiento de engrosamiento de las arenas, debido a que en esta área se aprecian los valores máximos de espesores, alcanzando valores que llegan a 90 pies en el mapa de arena neta petrolífera, mientras que en el mapa de arena neta total se obtienen valores de hasta 160 pies. Por lo que se piensa, que esta zona es la que presenta un mejor desarrollo de los cuerpos de arena dentro de la secuencia T6D1-T6C1. En el extremo Noreste el mapa de arena neta petrolífera (Figura 5.37) presenta un adelgazamiento de los cuerpos de arenas, reflejando valores de espesor de 10 pies.

También se observa que la dirección del eje de sedimentación de la unidad T6D1-T6C1 coincide con la tendencia reflejada en los mapas de arena neta y arena neta petrolífera respectivamente. Esta observación se puede corroborar ya que de acuerdo con el modelo sedimentológico, hacia la parte central Suroeste comienza la progradación fluvio-deltaica, durante el depósito de la parasecuencia T6D1-T6C1.

De lo expuesto anteriormente se tiene, que dentro de la unidad T6D1-T6C1, la zona ubicada al Suroeste del área bajo estudio, presenta condiciones de interés favorable para la búsqueda de hidrocarburos, debido a que posee el mayor contenido de cuerpos de arenas y las mejores porosidades están ubicadas hacia esta zona. Cabe destacar, que esta última coincide con los yacimientos de Carito Central, el cual presenta la mayor producción de hidrocarburos del área de estudio.

El mapa de porosidad mostrado en la figura 5.38 correspondiente al intervalo arenoso T6D1-T6C1, refleja una tendencia con una orientación aproximada Noreste-Suroeste, presentando valores bajos de porosidad, ubicados entre 10-20%. Hacia el Suroeste se observan porosidades medianamente altas, con un valor máximo de 20% y una zona de porosidades más bajas al Noreste con valores de hasta 10%.

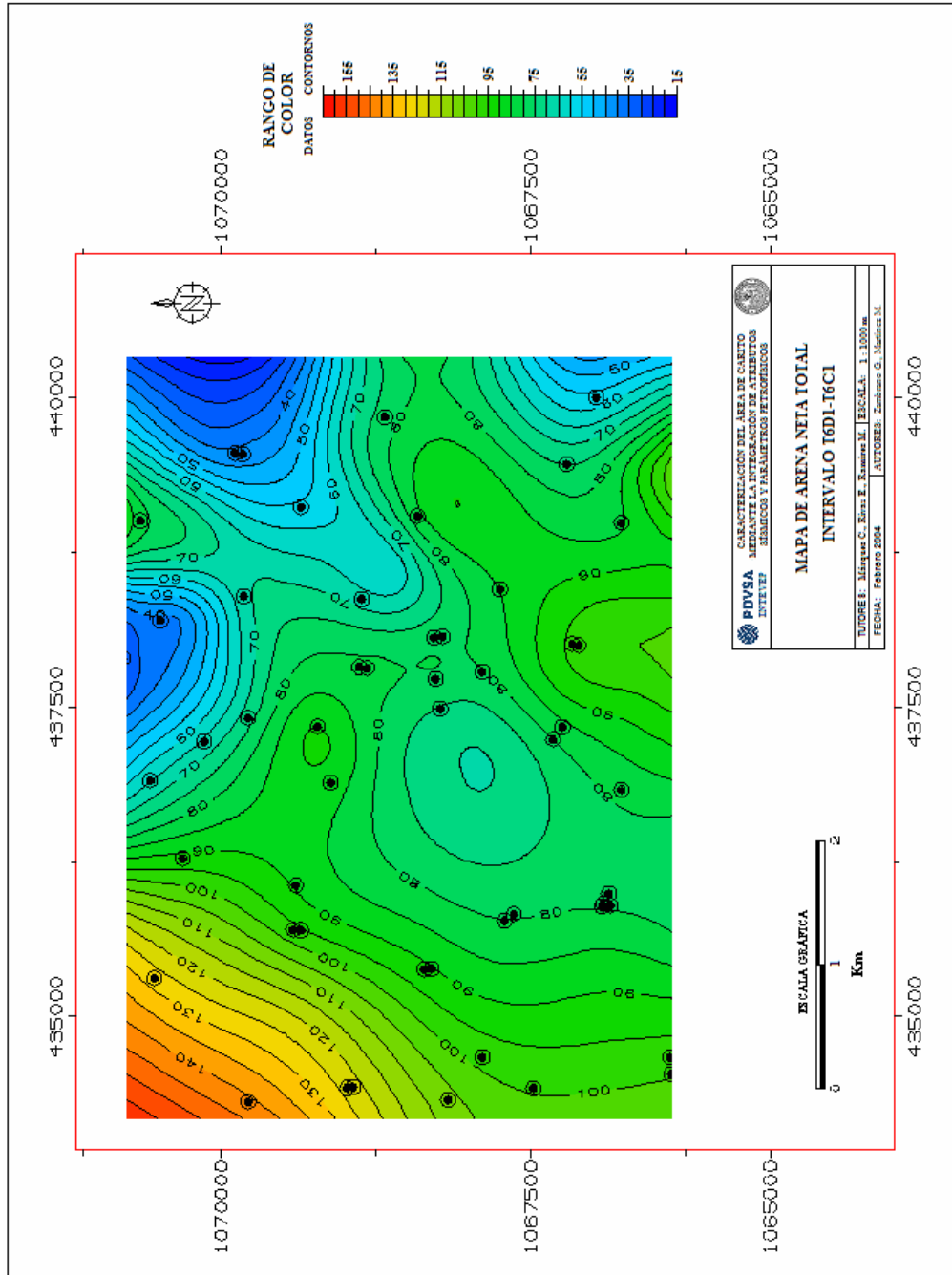


Figura 5.36. Mapa de arena neta total en la zona B

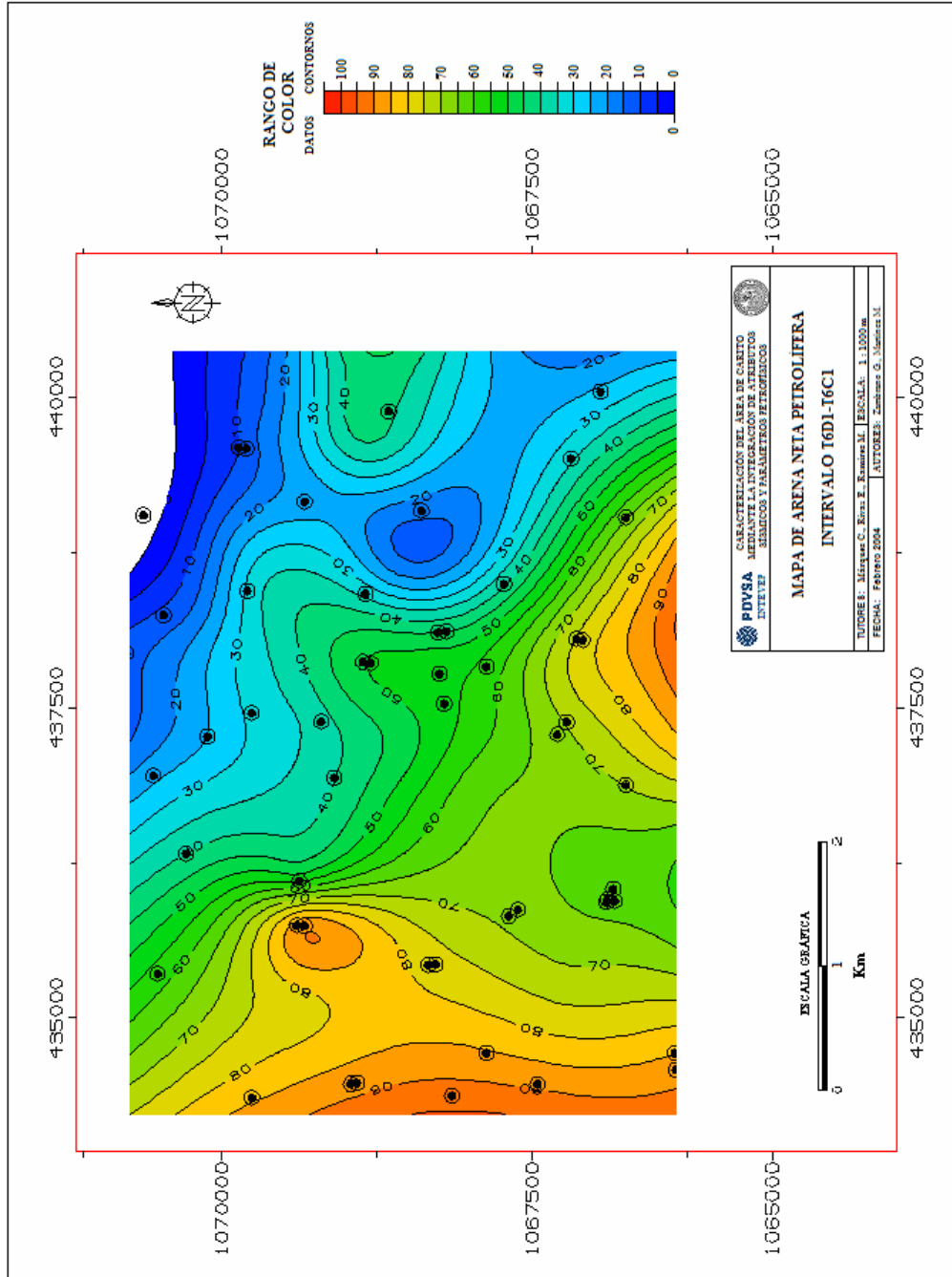


Figura 5.37. Mapa de arena neta petrolifera en la zona B

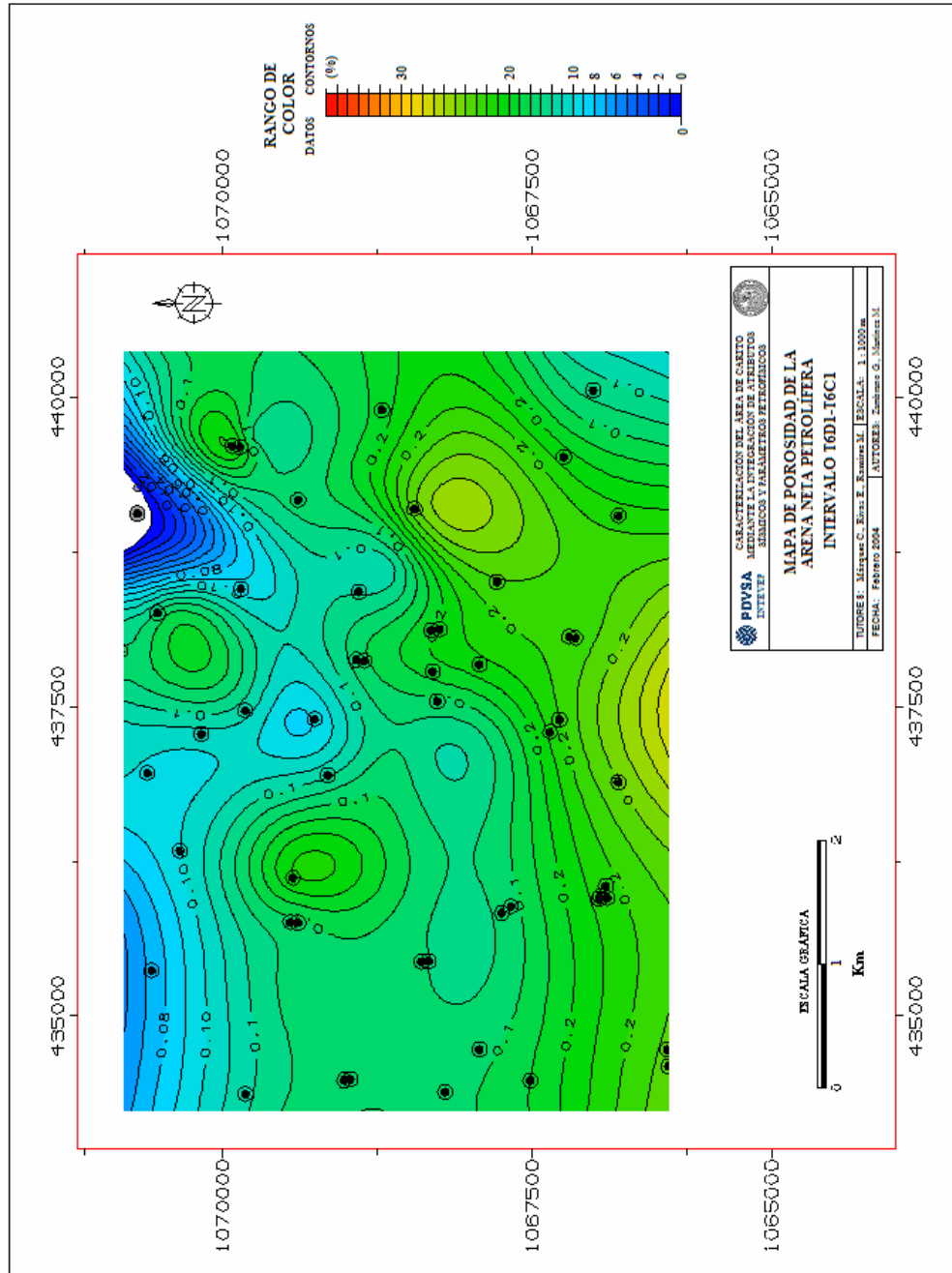


Figura 5.38. Mapa de porosidad de la arena neta petrolifera en la zona B

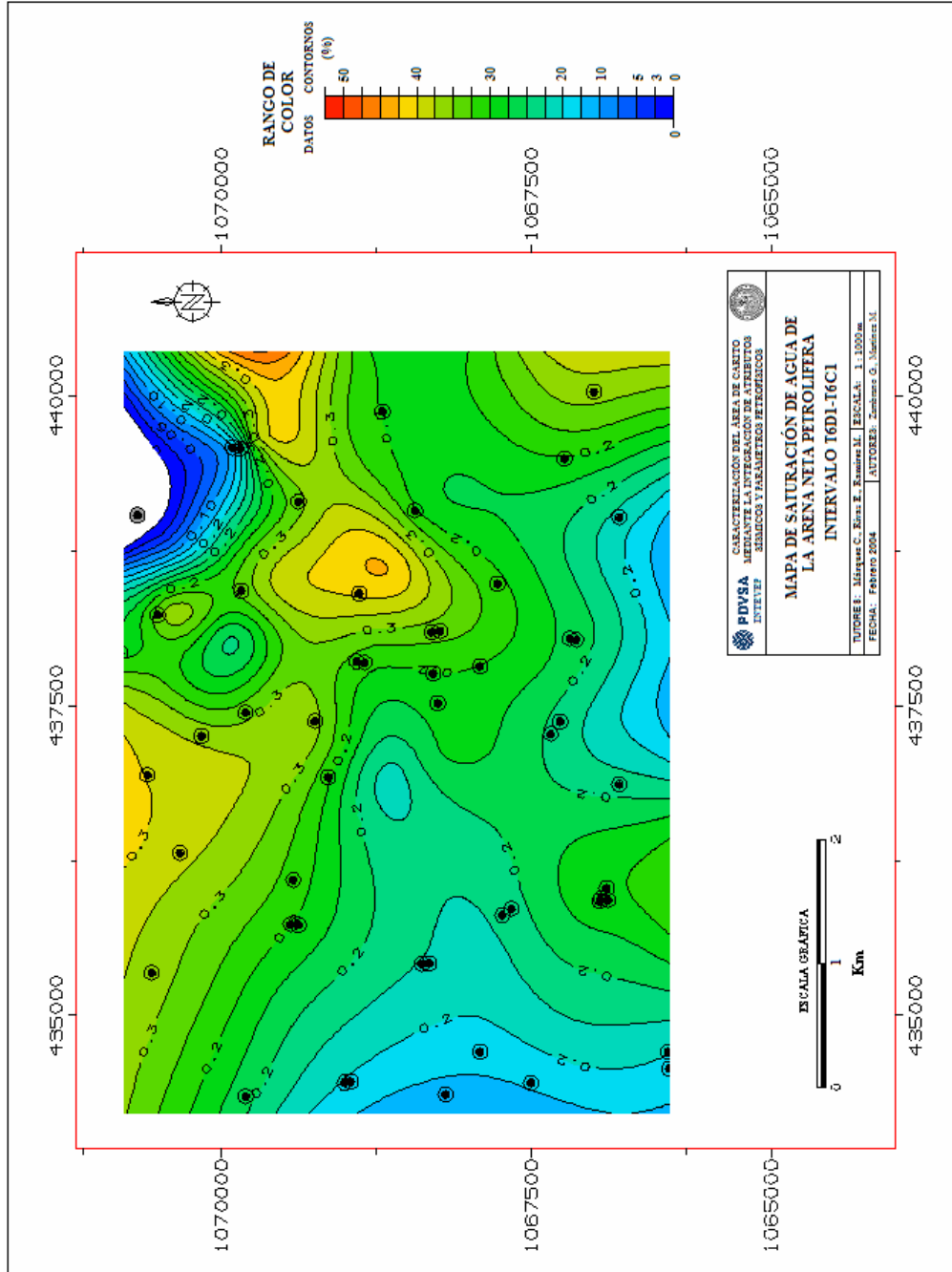


Figura 5.39. Mapa de saturación de agua en la zona B

Hacia el Sur del mapa de saturación de agua (Figura 5.39) se observan porcentajes bajos de hasta 10%. Desde el punto de vista de calidad de roca-yacimiento la zona presenta condiciones adecuadas para ser un yacimiento económicamente rentable, debido a que es en esta área donde se observan los mejores espesores de arenas, adicionando también que las mejores porosidades se ubican hacia el Suroeste.

De acuerdo con la información obtenida a partir de análisis de núcleos y descripción de litofacies, se interpretó que hacia el Noreste, en la zona cercana al pozo 6 (figura 5.40), la geometría de las arenas en la Zona B corresponde a un ambiente de sedimentación marina.

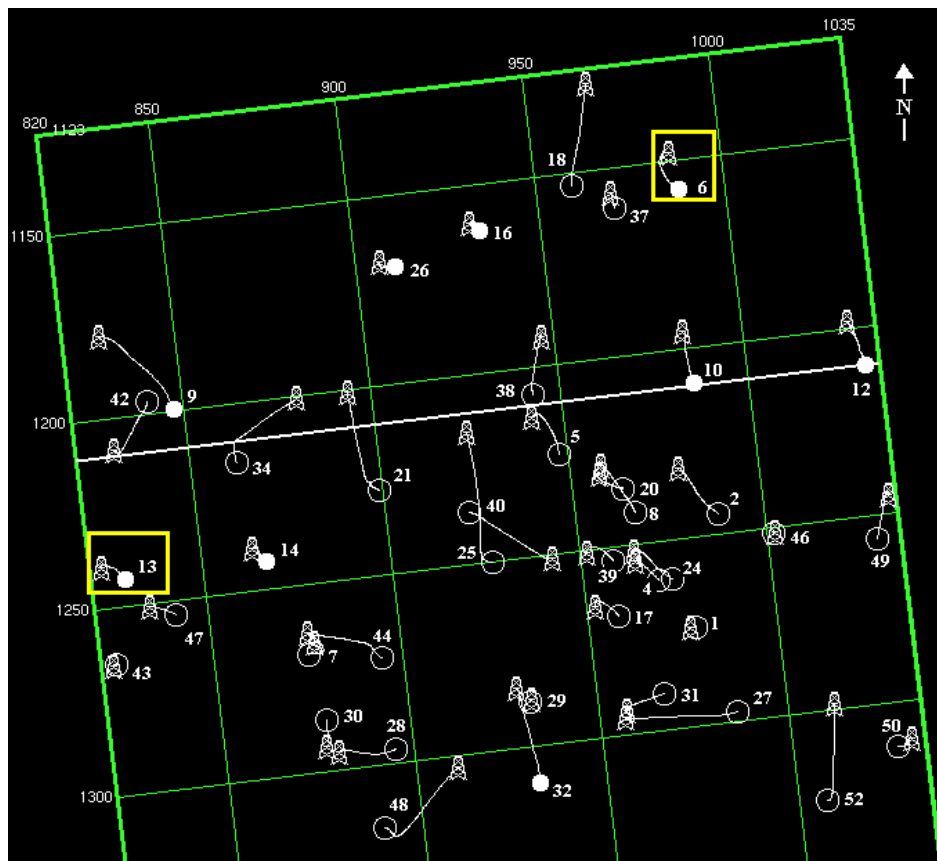


Figura 5.40. Mapa de ubicación de pozos. Con el cuadro amarillo se señalan los pozos a los que se les han realizado análisis de núcleos

Desde de el punto de vista litológico, se está en presencia de arenas de grano fino consolidadas, lo cual implica que en esta zona las porosidades y

permeabilidades son bajas, debido a un menor grado de escogimiento de los granos, lo que impide una buena interconexión entre los poros, disminuyendo en consecuencia la capacidad de producción y almacenamiento de hidrocarburos.

Por otro lado, más al Suroeste, en los alrededores del pozo 13 (figura 5.40), el ambiente de sedimentación está definido como fluvio – deltáico. La secuencia T6D1 – T6C1, está caracterizada por arenas de grano grueso consolidadas asociadas a valores altos de porosidad y permeabilidad, por lo que se pudiese inferir que en esta zona es mayor la calidad de la roca yacimiento.

5.2.7 Análisis Integrado. Zona B: Intervalo T6D1 – T6C1

De manera similar a la Zona A, y como resultado del análisis de la matriz de calidad, resulta claro que los porcentajes de correlación Atributos – Petrofísica más altos en la Zona B, son aquellos relacionados con los espesores totales de arena.

El atributo que presentó mayor correspondencia con los resultados petrofísicos y a partir del cual se obtuvo el mapa de espesor de arena y porosidad, fue el de fase sísmica instantánea. Este es el atributo que también tiene la más alta correspondencia en la Zona A. En la figura 5.41 se muestra el mapa de espesor total de arena, estimados a partir de la fase instantánea.

El intervalo T6D1-T6C1 de la Formación Naricual tiene características típicas de un ambiente transicional, constituida por una secuencia cíclica de lutitas y arenas lenticulares. De acuerdo con los análisis paleogeográficos y de tendencias de sedimentación (Carrillo et al., 2002), se interpretó que en esta zona, especialmente al Suroeste, predomina un ambiente fluvio – deltáico cuya dirección del eje de sedimentación es en sentido Suroeste – Noreste.

Los espesores de arena alcanzan valores de hasta 160 pies al Suroeste, zona donde se encuentran los yacimientos de Carito Oeste y Carito Central.

Las propiedades petrofísicas muestran valores de interés hacia el Sur del área, representado por porosidades que alcanzan un 20% (figura 5.38) y saturación de agua de apenas 10% (figura 5.39), lo cual califica a esta zona como altamente prospectiva debido a las posibles acumulaciones de hidrocarburos.

Al comparar la Zona A con la Zona B, podemos observar que entre ambas zonas, cuyo espesor es de 81 pies, existe una diferencia de 5% de porosidad.

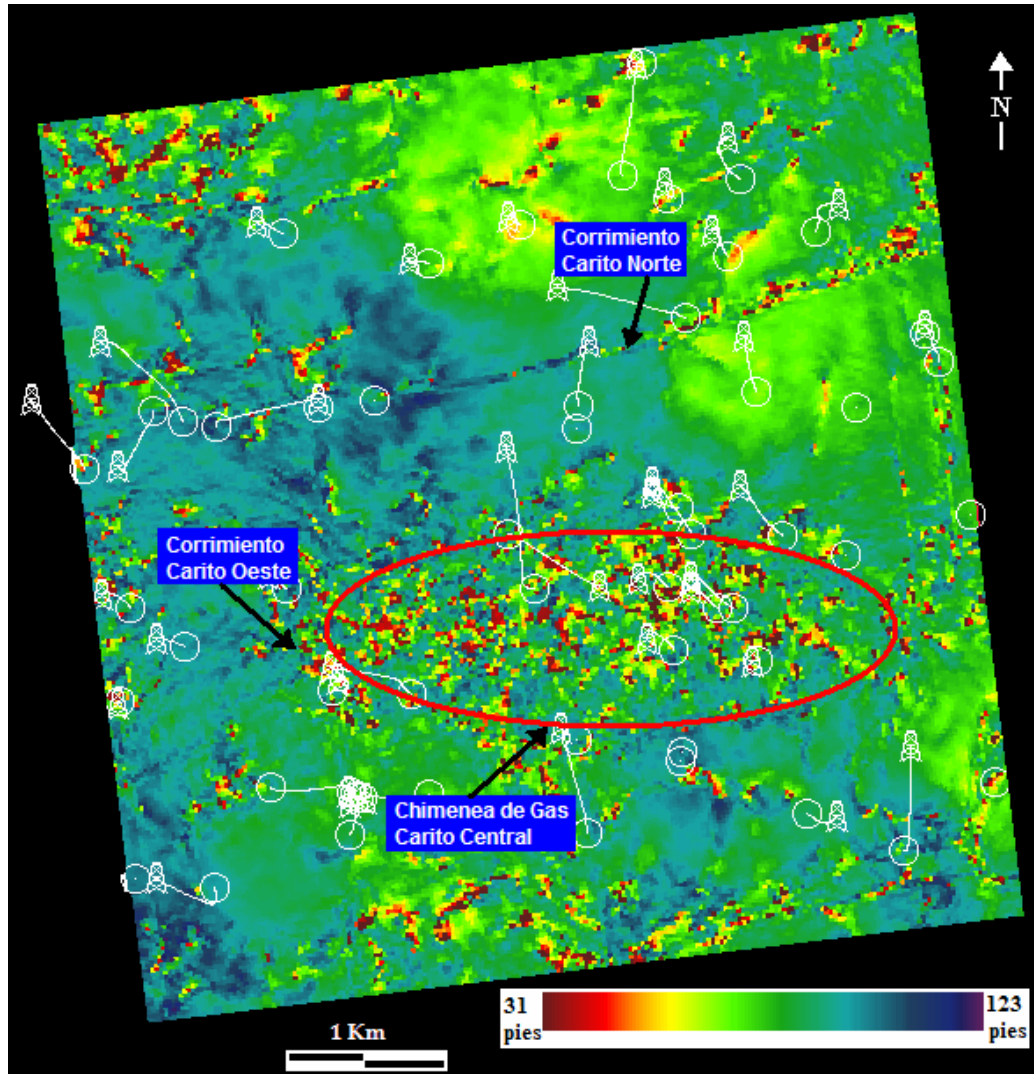


Figura 5.41. Mapa de espesor total de arena estimado a partir de la fase instantánea. Zona B (Intervalo T6D1-T6C1).

5.2.8 Análisis de atributos sísmicos - Zona C: Intervalo T6C1 – T6B

Los coeficientes de correlación obtenidos en la Zona C, son muy bajos y por lo tanto no son representativos de las condiciones estructurales o estratigráficas del intervalo en estudio. En la figura 5.42 se muestra la matriz de calidad obtenida para la Zona C.

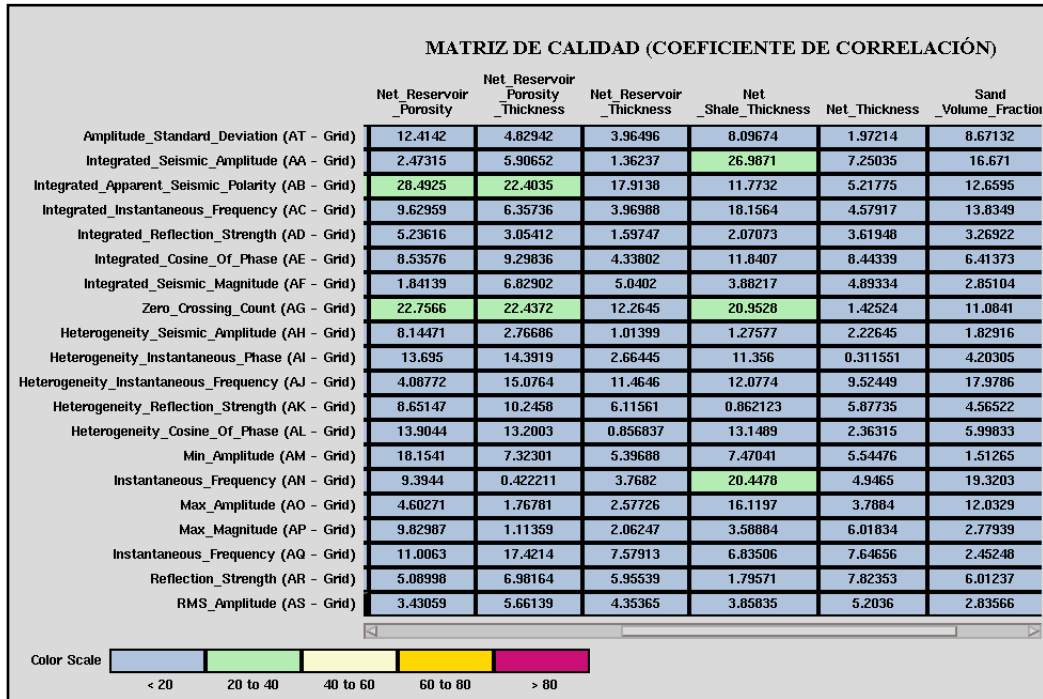


Figura 5.42. Matriz de calidad para el intervalo T6C1-T6B

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo sísmico en profundidad del campo Carito, permitió definir el patrón estructural que lo caracteriza, específicamente del campo Carito Norte, Carito Oeste y Carito Central, los cuales presentan diferencias estructurales que requieren diferentes modelos estáticos de yacimientos y por lo tanto, mecanismos de producción diferentes.

Las conclusiones estructurales obtenidas de interpretaciones anteriores y apoyadas por el presente estudio son:

1. La estructura general del área de Carito es un anticlinal fallado de tipo “fault bend fold” que se desarrolló en el bloque levantado del corrimiento de El Furrial. Este anticlinal, está limitado al Este y al Oeste por sillas estructurales que separan al campo Carito de los campos El Furrial y Santa Bárbara/Bosque, siendo estas sillas estructurales de tipo extensional, transversales a la estructura y formadas por fallas normales de crecimiento.
2. Sobre la base de esta nueva interpretación, se reafirma la existencia de dos niveles estructurales diferentes, como son los corrimientos de Carito Norte y Carito Oeste. Las fallas secundarias tienen dos tendencias, longitudinal (paralelo) y transversal (perpendicular) a la estructura principal.
3. En el campo Carito, el área de Carito Oeste es la zona más somera del Norte de Monagas, con una profundidad de 12000 pies a nivel de Naricual Superior, debido a una fase posterior al plegamiento principal.

Luego del análisis e interpretación realizado en el campo Carito, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. La migración en tiempo pre-apilamiento, es la herramienta más adecuada para la interpretación sísmica en zonas estructuralmente complejas, como es el caso del campo Carito, ya que se observa una mejor calidad de la imagen sísmica, lo cual se traduce en una mejor interpretación de los objetivos.

2. Las áreas principales, con imagen sísmica de baja calidad, son el límite Sur del bloque levantado del corrimiento de El Furrial, el flanco Norte del corrimiento de Carito Oeste y toda el área que coincide con la capa y la posible chimenea de gas, que se extiende desde el yacimiento (Naricual) hasta zonas someras.

La calidad de la imagen sísmica mejora hacia el Este, obteniéndose altas amplitudes, una mejor resolución vertical, más detalle de las estructuras principales y mayor continuidad, que facilitan la interpretación de los reflectores.

3. El modelo estructural en profundidad del tope de Naricual Superior, refleja un aumento en el número de fallas y una mejor definición con respecto a la posición, orientación y delineación de las estructuras principales, que las obtenidas en proyectos anteriores.
4. Los valores más altos obtenidos del modelo de velocidades para T6D se registraron al Norte del área, lo cual obedece a que la estructura anticlinal tiende a ser más profunda hacia el flanco Norte. Esto corresponde con las velocidades bajas obtenidas en Carito Oeste. Cabe destacar la importancia que tienen las fallas en los cambios de velocidad, sobretodo en los topes de las estructuras.
5. La sísmica de alta frecuencia (HFI) mejora considerablemente la resolución vertical. Sin embargo, produce exageraciones en los buzamientos de las estructuras y las fallas; así como, variaciones significativas entre los marcadores estratigráficos y el horizonte o reflector sísmico correspondiente.
6. Para la resolución sísmica vertical dominante a una profundidad igual a la que se encuentran los intervalos en estudio (87 pies), la Zona B y C no generan resultados del todo satisfactorios desde el punto de vista de los atributos sísmicos. Adicionalmente, la continuidad de los eventos está afectada por las fallas, generando como consecuencia cambios importantes de fase sísmica,

alcanzando su máximo valor en zonas donde existe una continuidad significativa del evento.

7. La calidad de los yacimientos fue evaluada por medio de los resultados de la evaluación petrofísica, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla. Estas propiedades muestran los valores máximos hacia el Sur del área, representados por porosidades que llegan a 25 % y saturación de agua de hasta 10 %, lo cual califica esta zona como económicamente productiva.

8. La correlación de las propiedades petrofísicas con la respuesta sísmica, mediante la herramienta de análisis estadístico de gráficos cruzados, permitió extrapolar la información puntual proveniente de los parámetros petrofísicos de los pozos a toda el área de estudio, mediante la obtención de mapas asociados a las anomalías de los atributos sísmicos.

Los mapas de atributos sísmicos, específicamente los de frecuencia instantánea y fase instantánea, se correlacionan con las propiedades petrofísicas de interés (arena neta total, arena neta petrolífera, saturación de agua, entre otros) con valores de coeficiente de correlación cercanos a 83 %, en la Zona A. Sin embargo, en la Zona B y C, dichos coeficientes tienen valores máximos de 70 % y 28 % respectivamente. Estos resultados demuestran que en la zona B y C, los atributos obtenidos del volumen sísmico 3D del campo Carito presentan una alta incertidumbre al estudiar las pseudopropiedades.

9. Yacimientos de gas al Sur del área, generan respuestas de amplitudes bajas y de medias a bajas frecuencias. La presencia de fallas, sobretodo en los bordes de la anomalía, podría explicar el movimiento del gas hacia niveles someros. Bajo esta perspectiva, el campo Carito, representa una buena oportunidad de entender el efecto del gas sobre la imagen sísmica, al incorporar información de ingeniería de yacimientos en futuros estudios.

La generación de un modelo del subsuelo pretende reconstruir la arquitectura de un yacimiento de hidrocarburos. Sin embargo, se deben reducir las incertidumbres que se generan durante la interpretación, considerando los problemas que se presentaron durante la adquisición y procesamiento de los datos sísmicos y los objetivos que se perseguían inicialmente. Por esto es importante tomar en consideración, como un mejor aporte de este estudio, las siguientes recomendaciones:

1. En este estudio, sólo el yacimiento de Naricual ha sido interpretado, así como sólo se ha estudiado el bloque levantado del corrimiento de El Furril. Sería interesante interpretar la Formación Carapita y los horizontes más jóvenes en detalle, para completar la información acerca de la geometría de las estructuras.
2. En las zonas de gran complejidad y variabilidad estructural, donde la imagen sísmica es de baja calidad, se recomienda el uso de herramientas estructurales como: secciones balanceadas y restauradas y mapas que representen líneas de corte entre horizontes y fallas. Estas técnicas junto con la elaboración de modelos estructurales tridimensionales son fundamentales para integrar e interpretar todos los datos disponibles, para así obtener modelos coherentes y suficientemente robustos que soporten cualquier toma de decisiones.
3. Se requiere estudiar los yacimientos en forma periódica. La frecuencia de revisión depende de la complejidad del yacimiento, estado de agotamiento, incertidumbre del modelo y del avance de las tecnologías para la interpretación.
4. Se recomienda que los datos sísmicos de alta frecuencia sean interpretados directamente, de lo cual se podrían obtener resultados satisfactorios, ya que como se mencionó anteriormente, existe una mejora importante en la resolución vertical.

5. Adquisición de nueva información sísmica y de pozos para la actualización de los estudios realizados en el área.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Angulo S., J. Rodríguez (2001). Estudio sedimentológico de la Formación Naricual de los campos Carito Norte y Carito Oeste al norte del Estado Monagas. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geología. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 270 p.

Barberii, E. (1985). El pozo ilustrado. 3era ed. Caracas: PDVSA Lagoven. 372 p.

Bolivar M., J. Helwig (2002). Efectos del gas en la imagen sísmica y posible chimenea de gas. Campo Carito, Punta de Mata, Venezuela. XI Congreso Venezolano de Geofísica. SOVG, PDVSA E&P, and Subsurface Consultants

Brown, A. (1991). Interpretation of three - dimensional seismic data. SEG Investigation in Geophysics, (9), 36 – 41

Brown, A. (1997).

Brown, A. (1999).

Carrillo, M., J. Solanguren y H. Oropeza (2003). Modelo Estratigráfico - Sedimentológico del Campo Carito, Norte de Monagas, INT-10038, 2003. PDVSA Intevep

Coffeen, J. (1986) Seismic Exploration Fundamentals. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Company. 367 p.

Comité Interfiliar de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN), (1997). Petróleos de Venezuela, S. A., Léxico Estratigráfico de Venezuela.

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

Dahlstrom, C. (1970). Structural geology in the eastern margin of the Canadian Rocky Mountains. Bull. Canadian Petroleum Geology, 18: 332-406

Di Croce, J., A. Bally y P. Vail (1999). Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. En: MANN, P. (Editores). Elsevier Science B.V., Amsterdam, 419 –476 p.

Di Luca V., M. (2001). Caracterización del Yacimiento C-70 mediante interpretación sísmica 3D en el área VLA 31 Campo Lama, región norcentral del Lago de Maracaibo. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 145 p.

Dresser Atlas (1974). Introducción al perfilaje. 87 p.

Fernández Da S., J. (2002). Análisis y modelaje de atributos sísmicos en la región de Monagas, utilizando datos sísmicos 2D. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 98 p.

Gazdag, Sguazzero (1984)

Gómez, L. (2001). Simulación petrofísica de registros de porosidad y litología en campos maduros. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 150 p.

González de Juana, C., J. Iturralde de Arozena y X. Picard (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas, Ed. Foninves. 2 tomos, 1031 p.

Guo, N. (2002). Becoming effective velocity-model builders and imagers, Part 1- The basics of prestack depth migration. *The leading edge*, 21 (12), 24-28

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

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

Landmark, 1998. Manual para Siesworks. Pp. 23-56

Manual de Aplicaciones de Siesworks (1998)

Márquez, C., J. Helwig y J. Salazar (2001). Interpretación sísmica estructural en áreas complejas, Campo Carito – Mulata, Norte de Monagas. INT-8422, 2001. Los Teques. PDVSA Intevep

Márquez, C., J. Helwig, V. Carneiro, Y. Gou, J. Salazar, M. Nalsen, D. Guerra, I. Gyorfí, M. Rueda, S. Olave, J. De Mena, Y. Chattelier, G. González, E. Sifontes, H. Betancourt, D. Octavio, y L. Benkovics (2001). Interpretación sísmica estructural en tiempo del Norte de Monagas, INT-8542, 2001. PDVSA Intevep

Márquez, C., L. Benkovics, J. De Mena, J. Reverón, C. Fintina, y E. Novoa (2002). Modelo estructural regional en profundidad del Norte de Monagas, INT-9559, 2002. PDVSA Intevep

Márquez, C., L. Benkovics, E. Sifontes, J. Reverón, A. Octavio, y M. Bolívar (2003). Interpretación estructural en profundidad del Campo Carito, Norte de Monagas, INT-10031, 2003. PDVSA Intevep

Martínez S., H. (1986). Procesamiento de imágenes aplicado a secciones sísmicas migradas. Trabajo especial de grado. Inédito. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 154 p.

Marshak S. y N. Woodward (1988). Introduction to cross-section balancing. Basic methods of structural geology. Eds. S. Marshak y G. Mitra. Prentice may. pp. 303-332

Méndez, J.; Marcano, F.; Valera, R.; González, C.; Kiser, D.; Martínez, A.; Osuna, S.; Russomano, F.; Jam, P.; Jiménez, C.; Pérez de Mejía, D.; Gaete, C.P. de; Boesi, T.; White, C. (1989) Exploración. En: Barberii, E.E. (Editor Técnico) La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Ediciones del CEPET, Caracas: 1-157

Oropeza, E. (2002). Transformación a distancia fuente - receptor nula 2D en medios de velocidad variables. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 145 p.

Parra, O. (1999). Estudio integrado de los yacimientos presentes en la formación Misoa (Eoceno inferior) en el área VLA 243-245, Bloque I, Campo Lama. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geología. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 137 p.

Prieto R. y G. Valdés (1992) El Furrial oil field, A new giant in an old basin. En, Halbouty M. (ed.), Giant oil and gas fields of the decade 1978 to 1988. AAPG, Memoir 54: 155-161

Regueiro, J. y J. Flores (1996). Atributos AVO Instantaneous: una manera diferente de ver AVO. Universidad Simón Bolívar. pp. 325-329

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

Rohlf, J. y R. Sokal (1965). Statistical Tables

Romero S., L. (2002). Interpretación estructural del Alto de Pirital, Norte de Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela, utilizando datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 176 p.

Sheriff, R. (1975). Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. American Association of Petroleum Geologists. Memoir 26. Seismic Stratigraphy. 301-327

Suppe, J. (1983). Geometry and kinematics of fault bend folding. American Journal of Science, Vol. 283: pp. 684-721.

Suppe, J. (1985). Principles of Structural Geology. New Jersey, Ed. Prentice-Hall, Inc., 537 p.

Swallow, J. (1993). Seismic Interpretation Report of the Norte de Monagas Area Eastern Venezuela Basin. Reporte Técnico Corpoven No. 002266 (vol. 1), 35 p.

Taner, . y . Sheriff. (1977)

Urbano, J. (1991). Evaluación de formaciones. Actualización en ingeniería de yacimientos. Centro de formación y adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales. Modulo II, 142 p.

Uzcategui, O. (1988). Predicción de porosidad y espesores mediante el uso de inversión sísmica y técnicas geoestadísticas. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 191 p.

Yilmaz, O. (1987). Seismic Data Processing. Soc. Expl. Geophysicists, S.E.G., 2: 9-36

WEC (1997). Schlumberger. Evaluación de pozos, Venezuela.

GLOSARIO

Anticlinal: Pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más antiguas.

Alóctono: Venido de otra parte. Antónimo: autóctono.

Corrimiento: Conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.

Cuenca antepaís (Foreland basin): Cuenca sedimentaria subsidente localizada entre el frente de una cordillera plegada y el cratón adyacente, originada con posterioridad a la formación de la cadena orogénica. Algunos autores utilizan este término con un sentido más amplio incluyendo, además, la cuenca remanente.

Diacrónico: Fenómeno por el cual una capa que presenta una misma facies tiene edades diferentes.

Falla: Fractura del terreno con desplazamiento relativo de las partes separadas.

Orogénico: Sistema montañoso edificado sobre una porción inestable de la corteza terrestre, que ha sufrido importante acortamiento y presenta pliegues y mantos de corrimiento.

Rift: 1. Rift continental o fosa de hundimiento (graben), limitado por bordes elevados, con actividad volcánica o menos intensa. 2. Rift oceánico o fosa de hundimiento en medio de las dorsales.

Rifting: Formación de rifts en el estadio precoz de una apertura oceánica.

Sinclinal: Pliegue en el que los elementos situados en el interior de la curvatura son los más modernos.

Somero(a): Relativo a zonas, aguas, medios, condiciones, etc. cerca de la superficie.

Vergencia: Sentido hacia el que se dirige o vuelca un pliegue no recto. Por extensión, designa también hacia donde se producen los cabalgamientos (pliegue acostado, falla inversa, escama, manto).