

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE TRABAJO PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS DE LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS TRIDIMENSIONALES EN ÁREAS COMPLEJAS. CASO CAMPO SANTA BÁRBARA – NORTE DE MONAGAS.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sierralta G ; Luis A.
para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE TRABAJO PARA LA
ELABORACIÓN DE DISEÑOS DE LEVANTAMIENTOS
SÍSMICOS TRIDIMENSIONALES EN ÁREAS COMPLEJAS.
CASO CAMPO SANTA BÁRBARA – NORTE DE MONAGAS.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ing. Francisco Bolívar
TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Maxlyn Pérez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sierralta G; Luis A.
para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2010

Caracas, diciembre de 2010

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **LUIS ALBERTO SIERRALTA GONZÁLEZ**, titulado:

“OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE TRABAJO PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS DE LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS TRIDIMENSIONALES EN ÁREAS COMPLEJAS. CASO CAMPO SANTA BÁRBARA – NORTE DE MONAGAS”.

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

Prof. Ing. Vincenzo De Lisa
Jurado

Prof. Ing. Francisco Bolívar
Tutor Académico

Prof. MSc. Yaraixa Pérez
Jurado

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA


ACTA DE EVALUACIÓN DE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO


Los abajo firmantes, integrantes del jurado examinador designado por el consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado: **“OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE TRABAJO PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS DE LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS TRIDIMENSIONALES EN ÁREAS COMPLEJAS. CASO CAMPO SANTA BÁRBARA – NORTE DE MONAGAS”**, presentado por el Bachiller **LUIS ALBERTO SIERRALTA GONZALEZ**, cédula de identidad: V-18.778.238; para obtener el título de Ingeniero Geofísico, en el acto de defensa pública correspondiente considerando que:


1. El trabajo evaluado representa el esfuerzo personal del bachiller, quien meritoriamente culminó de esta manera el programa de formación que lo acredita como Ingeniero Geofísico de esta institución.
2. La metodología utilizada presenta técnicas innovadoras para la planificación y el diseño de adquisiciones sísmicas en áreas estructuralmente complejas considerando a su vez limitaciones operacionales y económicas presentes en la industria petrolera.
3. El resultado obtenido, y su respectivo análisis, enmarcan aspectos que involucran amplio conocimiento de, no sólo adquisición sísmica sino que, por el contrario, de procesamiento e interpretación sísmica lo que conlleva a que el trabajo realizado sea considerado de muy alta calidad.
4. El caso de estudio fue realizado sobre datos reales propios de la Cuenca Oriental de Venezuela. Por consiguiente, servirá de guía para próximos estudios regionales y locales a ser llevados a cabo en tal región, lo cual representa un aporte invaluable a nivel técnico para Petróleos de Venezuela S.A. y por consiguiente para la nación.

Acordamos por unanimidad otorgar la Mención de Honor al Bachiller: **LUIS ALBERTO SIERRALTA GONZALEZ**

Acto celebrado en la Ciudad Universitaria de Caracas, al primer día del mes de diciembre de dos mil diez.


Prof. Ing. Vincenzo De Lisa
Jurado


Prof. Ing. Francisco Bolívar
Tutor Académico


Prof. MSc. Yaraixa Pérez
Jurado

DEDICATORIA

A Dios, por ser la luz que guía cada uno de mis pasos

*A mi madre, por ser la eterna musa de inspiración
en cada frase del libro de mi vida*

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primeramente a la Universidad Central de Venezuela, por ser la casa de estudio que me dio la oportunidad de desarrollarme académica y profesionalmente dentro de sus gloriosas aulas. Cada experiencia vivida durante cinco (05) años de mi vida en este templo del saber, dejará un recuerdo imborrable en mi memoria, dejando en mi alma el orgulloso sentir Ucevista. Es y será siempre ¡La Casa que vence la sombra!.

Al Prof. Francisco Bolívar, por la excelente labor hecha como tutor académico de este trabajo. Además de un gran docente, eres un gran amigo y a partir de ahora un estimado colega.

A la Ing. Maxlyn Pérez por su esmero y entrega en el desarrollo de este trabajo en la cual figura como Tutora Industrial. Desde el primer día hasta el último estuve siempre dispuesta a ayudarme, y es algo que valoraré el resto de mi vida. Se te aprecia muchísimo.

A Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo especial de grado en sus instalaciones. Fueron meses enriquecedores para mí formación profesional gracias al apoyo y asesoría brindada por cada uno de los valuartes profesionales que laboran tanto para PDVSA Servicios como para PDVSA Exploración. Es por ello que quiero extender mi agradecimiento al Ing. Manuel Bolívar, Ing. Ernesto Vieira, Ing. Verónica Cordero, Ing. Yilmar Solano, Ing. Israel Roche, Ing. Natalia Adrián, Ing. Rafael Azuaje MSc. Daniel Salas, MSc. Hugo Cerquone, Ing. Tacio Da Silva, Lic. Jacinto Serrano, Dr. Gerardo Jaimes, Ing. Yormar Caraballo y a todos aquellos que colaboraron en la realización de este trabajo.

A mi madre, Koré González por su abnegado amor y apoyo en cada momento de mi vida. Tu esmero y sacrificio como madre hoy se materializan en este trabajo, que representa la culminación de mi etapa estudiantil y el comienzo de mi vida profesional. Siempre me inculcaste el hermoso hábito del estudio y la preparación

académica como garante de mi futuro, además de importantes valores humanos como el respeto, la responsabilidad, la humildad y la disciplina. Eres y serás el más grande amor de mi vida.

A mis abuela Leonor, mi abuelo Leopoldo, mi tía Hebe, Tío Stalin y Tía Zora. Siempre pude contar con ustedes desde muy temprana edad. No se imaginan cuanto valoro cada consejo dado, además de los innumerables momentos de apoyo brindados. Siempre creyeron en mí, y está de más decirles que prometo no defraudarlos jamás. Se les quiere infinitamente.

A mi hermana Yveliss, primos, familiares y amigos del colegio, por su amistad, solidaridad y por innumerables momentos de felicidad al lado de cada uno de ustedes.

A mis amigos y colegas universitarios : Abraham, Jesús, Verónica, Manuel, Yuniev, Giselle, Derik, César, Laura, Clemente, Juanpablo, Angelvis, Adriana, Gemma, Mariano, Iva, Daniel, Luis Fernando, Johan, Adrianita, Daviana, Patricia, Francis y a todos aquellos que escapan de mi memoria. Sus muestras de amistad y compañerismo han sido un pilar fundamental en mi vida.

A los Profesores : Yaraixa Pérez, Nuris Orihuela, Orlando Méndez, José Cavada, Freddy Pérez, Gustavo Malavé y Carla Da Silva cuyas enseñanzas trascendieron más allá del salón de clases, ya que enfocaron mi visión y misión de vida profesional.

A mi novia Daniela Villegas, por ser uno de mis grandes estímulos; por su apoyo, amor y comprensión.

A mis amigos y hermanos de Arfex : Bombillo, Luis, Oleandro, Argenis, Daniel y Castor. Se les quiere

A todos, Muchísimas gracias....

Sierralta G ; Luis A.

**OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE TRABAJO PARA LA
ELABORACIÓN DE DISEÑOS DE LEVANTAMIENTOS
SÍSMICOS TRIDIMENSIONALES EN ÁREAS COMPLEJAS.
CASO CAMPO SANTA BÁRBARA – NORTE DE MONAGAS**

Tutor Académico: Ing. Prof. Francisco Bolívar

Tutora Industrial : Ing. Maxlyn Pérez

Tesis. Caracas, U.C.V Facultad de Ingeniería

Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2010, 153 p.

Palabras Claves: Método sísmico, Adquisición sísmica, Modelado sísmico, Trazado de rayos, Cuenca Oriental de Venezuela.

Resumen. La presente investigación plantea el desarrollo de un flujo de trabajo en donde se optimiza el diseño de adquisición de levantamientos sísmicos 3D en campos de producción asociados a geología compleja. Para dicho fin se ha tomado como caso de estudio el campo Santa Bárbara, ubicado al norte del estado Monagas. El flujo de trabajo propuesto consta de cinco (05) fases de ejecución. Luego de una previa recopilación de información se estudiaron todos aquellos factores que intervienen en el cálculo de los parámetros de adquisición sísmica 3D. Una vez planteado un diseño teórico, fue realizado un trazado de rayos 3D sobre el modelo geológico de la zona, permitiendo cuantificar el grado de iluminación de los objetivos a través de la interpretación de diversos atributos (cobertura *CRP*, desplazamiento *CRP-CMP*, entre otros). Estos análisis hicieron posible la identificación de algunos problemas que podrían presentarse en el procesamiento sísmico de los datos adquiridos de acuerdo a las geometrías propuestas. Posteriormente se generó un análisis de decisión técnico- económica para seleccionar el diseño más adecuado, considerando los análisis realizados en las fases anteriores. Finalmente y de acuerdo a los diagnósticos realizados en el campo Santa Bárbara, se pudo concluir que el flujo de trabajo propuesto permite evaluar diversos diseños de adquisición sísmica en función de un análisis robusto, que reduce el riesgo técnico y económico en el mayor grado posible.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xix
CAPÍTULO I. INTROUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Ubicación del área de estudio.....	5
CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO.....	6
2.1 Cuenca oriental de Venezuela.....	6
2.2 Subcuenca de Maturín.....	8
2.3 Evolución tectono-estratigráfica de la subcuenca de Maturín.....	10
2.4 Formaciones geológicas asociadas a los campos Santa Bárbara y Pirital.....	12
2.5 Campo Santa Bárbara.....	13
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....	16
3.1 Métodos sísmicos – Ondas sísmicas y fundamentos.....	16
3.2 Teoría de rayos – Generalidades.....	18
3.3 Reflexión y transmisión sísmica.....	19
3.4 Ley de Snell.....	20
3.5 Ecuaciones de Zoeppritz.....	21
3.6 Resolución sísmica.....	22
3.6.1 Resolución horizontal.....	23
3.6.2 Resolución vertical.....	26

3.7 Atenuación sísmica.....	27
3.8 Modelado sísmico.....	30
3.8.1 Modelado sísmico por trazado de rayos.....	31
3.9 Fundamentos de adquisición sísmica tridimensional.....	34
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO.....	38
4.1 Fase I - Recopilación y validación de información y elaboración de base de datos.....	40
4.2 Fase II- Análisis de información.....	44
4.2.1 Estimación de la frecuencia máxima.....	45
4.2.2 Estimación del factor Q.....	50
4.2.3 Análisis de parámetros geológicos en función del diseño.....	63
4.2.4 Detección de propiedades petrofísicas usando gráficos cruzados.....	65
4.3 Fase III – Determinación de parámetros de adquisición.....	69
4.3.1 Cálculo de la resolución vertical y horizontal.....	69
4.3.2 Cálculo de la cobertura requerida.....	70
4.3.3 Cálculo del tamaño de <i>BIN</i>	74
4.3.4 Cálculo del intervalo entre líneas y elementos fuentes y receptores.....	76
4.3.5 Diseño del <i>Patch</i> de adquisición.....	78
4.4 Fase IV – Modelado sísmico tomando en cuenta los obstáculos culturales y ambientales.....	82
4.4.1 Modelado sísmico 3D por trazado de rayos.....	82
4.4.2 Elaboración de mapas CRP y otros atributos.....	87
4.4.3 Análisis de <i>migration apron</i>	88
4.4.4 Recuperación de cobertura en zonas con presencia de obstáculos culturales y ambientales.....	88
4.5 Fase V - Propuesta de diferentes Geometrías en función del análisis de costo y riesgo.....	96
CAPÍTULO V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	97

5.1 Información analizada y parámetros de adquisición calculados.....	97
5.1.1 Frecuencia máxima calculada, factor Q estimado y resolución vertical calculada.....	97
5.1.2 Parámetros geológicos analizados y tamaño de <i>BIN</i> calculado.....	112
5.1.3 Datos sísmicos analizados.....	114
5.1.4 Cobertura nominal calculada a partir del criterio de detección de propiedades petrofísicas.....	117
5.1.5 <i>Patches</i> de adquisición propuestos.....	120
5.2 Resultados del modelado sísmico.....	130
5.2.1 Mapas de cobertura <i>CRP</i> , desplazamiento <i>CMP-CRP</i> y tiempo doble de viaje (<i>TWT</i>).....	130
5.2.2 Recuperación de cobertura en zonas con presencia de obstáculos ambientales y culturales.....	139
5.3 Geometrías de adquisición definitivas y análisis de costo y riesgo.....	144
CONCLUSIONES.....	147
RECOMENDACIONES.....	150
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	151

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio (Modificado de <i>Schlumberger Oilfield Service</i> , 1997).....	5
Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela (Modificado de <i>Schlumberger Oilfield Services</i> , 1997).....	6
Figura 2.2. Corte geológico conceptual noreste-sureste desde la plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco (Yoris y Ostos, 1997).....	8
Figura 2.3. Mapa Estructural de la Serranía del Interior y el frente de corrimientos (Modificado de Bosset y Gou, 2004).....	9
Figura 2.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Petróleos de Venezuela, 2010).....	11
Figura 2.5. Corte geológico elaborado a partir de la interpretación sísmica, bloque Este (Bosset y Gou, 2004).....	13
Figura 2.6. Corte geológico elaborado a partir de la interpretación sísmica, bloque oeste. (Bosset y Gou, 2004).....	14
Figura 2.7. Desarrollo de la sísmica en el campo Santa Bárbara entre los años 1986 a 1999. (Parra M. 2006).....	15
Figura 2.8. Calidad de los datos sísmicos adquiridos en el campo Santa Bárbara – Grado de iluminación del tope del yacimiento (Bosset y Gou, 2004).....	15
Figura 3.1. Relación entre la trayectoria del rayo asociado a un frente de onda (Kearey, 2002).....	18
Figura 3.2. Representación gráfica de los parámetros considerados en las ecuaciones de Zoeppritz.....	22
Figura 3.3. Comparativa entre una capa resuelta por la sísmica (rectángulo izquierdo) y otra no resuelta (rectángulo derecho).....	23

Figura 3.4. El muestreo horizontal en un levantamiento de reflexión sísmica (Kearey, 2002).....	23
Figura 3.5. Zona de Fresnel (Kearey, 2002).....	24
Figura 3.6. Imagen de un VSP Walkaway adquirido en un campo en Algeria antes (a) y después (b) de la aplicación de un filtro Q- Inverso (Xin Quan, 2004).....	28
Figura 3.7. Elementos presentes en la generación de una traza sintética (Modificado de Kearey 2002).....	31
Figura 3.8. Ejemplo del trazado de rayos sobre un modelo geológico.....	32
Figura 3.9. Método de flexión <i>bending</i>	33
Figura 3.10. Método de disparo <i>shooting</i>	33
Figura 3.11. Parámetros Dentro de un Estudio Sísmico 3D Ortogonal. (Modificado de Cordsen <i>et al.</i> , 2000).....	35
Figura 3.12. Método CMP (<i>Common Midpoint</i>). (Modificado de Yilmaz, 1987).....	36
Figura 3.13: Parámetros Caja, Bin, Cobertura y Máximo Offset Mínimo. (Modificado de Cordsen <i>et al.</i> , 2000).....	37
Figura 4.1. Ubicación relativa entre levantamientos anteriores y el polígono de estudio seleccionado.....	42
Figura 4.2. Cubo 3D del modelo de velocidades interválicas del campo Santa Bárbaran (Modificado de Pérez, 2008).....	43
Figura 4.3. Ubicación relativa de los pozos seleccionados para el análisis de información.....	45
Figura 4.4. Ejemplo de registros sísmicos, densidad y las curvas de impedancia acústica y serie de reflectividad resultantes.....	46
Figura 4.5. Ejemplo de Registro Gamma Ray.....	47
Figura 4.6. Mapa de ubicación de los perfiles sísmicos verticales empleados para la estimación del factor Q.....	51
Figura 4.7. Identificación de los diferentes campos de onda registrados en tiros de verificación y perfiles sísmicos verticales (Modificado de	

Schlumberger Oilfield Services, 1997).....	51
Figura 4.8. Registro sísmico SEG Y resultante (Componentes X, Y, Z).....	52
Figura 4.9. Registro sísmico SEG Y resultante (componente vertical).....	53
Figura 4.10. Flujo de procesamiento para la preparación de los datos que serán analizados para la estimación del factor Q.....	53
Figura 4.11. Registro sísmico resultante después de la aplicación del proceso de aplanado o “flat”.....	54
Figura 4.12. Registro sísmico resultante después de la aplicación del filtro escalar de amplitud.....	55
Figura 4.13. Registro sísmico resultante después de la aplicación del filtro mediano.....	55
Figura 4.14. Ejemplo de la geometría cargada para los tiros de verificación y VSP.....	56
Figura 4.15. Visualización del panel usado en la estimación del factor Q.....	57
Figura 4.16. Ejemplo de curva de atenuación acumulada.....	59
Figura 4.17. Ejemplo del cálculo del factor Q por formación geológica.....	60
Figura 4.18. Flujo de procesamiento empleado para el modelado directo Q.....	61
Figura 4.19. Ejemplo de traza sintética generada en el pozo SBC-39 antes (a) y después (b) del modelado directo de Q.....	61
Figura 4.20. Ejemplo del análisis espectral hecho en el pozo SBC-39 en una ventana de 527.67 ms que corresponde al intervalo de la Formación La Pica (a). Los análisis vienen dados en escala lineal (b) y en decibelios (c) en donde la línea roja punteada indica la frecuencia dominante.....	62
Figura 4.21. Ejemplo de curva generada de frecuencia dominante en función del tiempo doble viaje (TWT) para el pozo SBC-39.....	63
Figura 4.22. Visualización 3D del tope de la Formación Naricual.....	64
Figura 4.23. Ejemplo del intervalo de estudio seleccionado para el estudio del criterio de detectabilidad en el Pozo PIC-25.....	66
Figura 4.24. Gráfico cruzado Impedancia Acústica - Porosidad en el Pozo PIC-25.....	67

Figura 4.25. Gráfico cruzado Impedancia Acústica – Volumen de Arcilla en el Pozo PIC-25.....	67
Figura 4.26. Localización de la sección sísmica analizada (S/N) dentro del área de estudio.....	71
Figura 4.27. <i>In-line</i> extraído del cubo sísmico Casupal 92 3D.....	72
Figura 4.28. <i>In-line</i> extraído del cubo sísmico Casupal 92 3D.....	72
Figura 4.29. Gráfico de cálculo de BIN – Escenario 1.....	74
Figura 4.30. Gráfico de cálculo de BIN – Escenario 2.....	75
Figura 4.31. Ejemplo del modelo de capas planas sujeto a los marcadores de los topes formacionales interpretados en el pozo PIC-1E.....	77
Figura 4.32. Ejemplo de registro sintético generado por el modelado de ecuación de onda para el pozo PIC-1E (capas planas).....	77
Figura 4.33. Tope de la F. Naricual: Zona 1 (3700-4700 m de profundidad)...	79
Figura 4.34. Tope de la F. Naricual: Zona 2 (4700-5800 m de profundidad)...	80
Figura 4.35. Tope de la F. Naricual: Zona 3 (5800-6600 m de profundidad)...	80
Figura 4.36. Vista del modelo 3D de capas generado.....	83
Figura 4.37. Ejemplo de histograma de velocidades (región somera) utilizado para la asignación de velocidades en el modelado.....	84
Figura 4.38. Ejemplo de histograma de velocidades (región somera) utilizado para la asignación de velocidades en el modelado.....	85
Figura 4.39. Ejemplo del corte geológico generado por la intersección de una de las secciones planas con el modelo 3D.....	85
Figura 4.40. Visualización del conjunto de rayos generados por una fuente disparada en el proceso de trazado de rayos 3D.....	87
Figura 4.41. Imagen satelital <i>Spot 5</i> del área de estudio.....	90
Figura 4.42. Obstáculos culturales y ambientales identificados en el área de estudio.....	91
Figura 4.43. Obstáculos culturales y ambientales identificados en el área de estudio y su relación espacial con el diseño de adquisición.....	92
Figura 4.44. Esquema general de recuperación de cobertura para los	

obstáculos ambientales y culturales.....	93
Figura 4.45. Diseño de adquisición después del movimiento de fuentes en presencia de obstáculos siguiendo la metodología de recuperación de cobertura propuesta.....	94
Figura 4.46. Diseño de adquisición después de la exclusión de fuentes en presencia de obstáculos (sin recuperaciones).....	95
Figura 5.1. Ubicación de los perfiles evaluados en el análisis de espesores....	100
Figura 5.2. Sismograma sintético generado para el pozo PIC-1E del perfil A-A' a nivel de objetivo.....	101
Figura 5.3 Sismograma sintético generado para el pozo PIC-16 del perfil B-B' a nivel de objetivo.....	101
Figura 5.4. Cálculo de resolución vertical de acuerdo al criterio de resolución de Vermeer.....	102
Figura 5.5. Evidencia de zonas anómalas en los análisis de atenuación acumulada para el cálculo del Factor Q (espectro azul: espectro de referencia, espectro azul: espectro dinámico).....	104
Figura 5.6. Análisis espectral a nivel de objetivo antes (izquierda) y después (derecha) del modelado directo de factor Q.....	106
Figura 5.7. Migrado post-apilado sin post-procesos Swath 11 – Casupal 92 3D (arriba) y su análisis espectral correspondiente (abajo). Ventana de análisis de 1000 ms a nivel de objetivo.....	107
Figura 5.8. Análisis espectral de los registros de disparo, ubicados al sur oeste del levantamiento Travi 04-3D entre 2020 y 4400 ms.....	108
Figura 5.9. Gráfica guía de la frecuencia máxima a recuperar al sur del área de estudio en función del tiempo doble de viaje de la onda sísmica.....	109
Figura 5.10 Gráfica guía de la frecuencia máxima a recuperar al norte del área de estudio en función del tiempo doble de viaje de la onda sísmica.....	110
Figura 5.11. Modelo de de impedancia acústica del área de estudio. Sección parcial SE-NO (Modificada de Bosset J. y Gou Y. 2004).....	112
Figura 5.12. Mapa de buzamientos del tope de la formación Naricual.....	113

Figura 5.13. Histograma de buzamientos del tope de la formación Naricual.....	113
Figura 5.14. Registros de disparos en la zona sur del levantamiento Travi 04-3D.....	115
Figura 5.15. Comparación de rampas de enmudecimiento conocidas con la rampa de enmudecimiento promedio aplicada a los registros <i>CMP</i> del levantamiento Travi 04-3D.....	117
Figura 5.16. Representación gráfica del <i>patch</i> de adquisición (propuesta 1)...	122
Figura 5.17. Representación gráfica del <i>patch</i> de adquisición (propuesta 2)...	123
Figura 5.18. Diagrama de roseta correspondiente al <i>patch</i> de adquisición (propuesta N°1).....	125
Figura 5.19. Diagrama de roseta correspondiente al <i>patch</i> de adquisición (propuesta N° 2).....	126
Figura 5.20. Diagrama de roseta resultante de la diferencia entre los dos <i>patches</i> de adquisición propuestos.....	127
Figura 5.21. Diagrama de <i>offset</i> para la propuesta 1 (arriba) y la propuesta 2 (abajo).....	128
Figura 5.22. Diagrama de <i>azimuts</i> de tipo “araña” para la propuesta 1 (arriba) y la propuesta 2 (abajo).....	129
Figura 5.23. Mapa de cobertura <i>CRP</i> para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (propuesta 1).....	131
Figura 5.24. Mapa de cobertura <i>CRP</i> para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (propuesta 2).....	132
Figura 5.25. Mapa de desplazamiento <i>CRP</i> para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2).....	133
Figura 5.26. Correlación de las anomalías de cobertura <i>CRP</i> (izquierda) con la zonas de máximo desplazamiento <i>CMP-CRP</i> (derecha) observadas al oeste del tope del yacimiento (para los 2 diseños propuestos).....	134
Figura 5.27. Mapa de desplazamiento <i>CRP</i> para el corrimiento de Pirital, generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2).....	135
Figura 5.28. Mapa de tiempo doble de viaje (<i>TWT</i>) para el corrimiento de	

Pirital generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2).....	136
Figura 5.29. Mapa de cobertura a <i>offsets</i> cercanos antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.....	140
Figura 5.30. Mapa de cobertura a <i>offsets</i> intermedios antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.....	141
Figura 5.31. Mapa de cobertura a <i>offsets</i> lejanos antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.....	142
Figura 5.32. Distribución porcentual de fuentes (sin recuperaciones).....	143
Figura 5.33. Distribución porcentual de fuentes (con recuperaciones).....	143

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 4.1. Ejemplo de cálculo de espesor promedio del objetivo en el pozo PIC-1E.....	48
Tabla 4.2. Cálculo de Espesor promedio del objetivo principal a partir de los espesores promedios calculados por pozo.....	48
Tabla 4.3. Cálculo de resolución vertical de acuerdo al criterio de resolución de Vermeer.....	49
Tabla 4.4. Ejemplo del cálculo de la relación señal – ruido óptima para cada par de variación Impedancia Acústica –Porosidad en el Pozo PIC-25.....	68
Tabla 4.5. Cálculo de la Cobertura nominal optimizada en función de la detectabilidad del cambio de porosidad en el yacimiento.....	73
Tabla 5.1. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo PIC-1E – Perfil A-A´.....	98
Tabla 5.2. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo SBC-15 – Perfil A-A´.....	98
Tabla 5.3. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo SBC-39 – Perfil A-A´.....	99
Tabla 5.4. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo PIC 16 – Perfil B-B´.....	99
Tabla 5.5. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman el la formación Naricual. Pozo PIC 25 – Perfil B-B´.....	99
Tabla 5.6. Factor Q calculado por cada región de estudio.....	103
Tabla 5.7. Cobertura nominal requerida en función de la detección del cambio de porosidad en el yacimiento.....	118
Tabla 5.8. Cobertura nominal requerida en función de la detección del cambio del volumen de arcilla en el yacimiento.....	119

Tabla 5.9. Características del patch de adquisición (propuesta N° 1).....	122
Tabla 5.10. Características del patch de adquisición (propuesta N° 2).....	123
Tabla 5.11. Propuesta 1 de diseño sísmico 3D para el campo Santa Bárbara.....	144
Tabla 5.12. Propuesta 2 de diseño sísmico 3D para el campo Santa Bárbara.....	145

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

El método sísmico de reflexión dentro de la industria petrolera tiene como principal objetivo definir la geometría, disposición y localización de las estructuras geológicas presentes en el subsuelo, las cuales dado un sistema petrolífero adecuado, puedan funcionar como trampas de hidrocarburos. Existen estructuras que brindan las condiciones necesarias para ser excelentes trampas, las cuales sin embargo podrían no estar asociadas a la presencia de hidrocarburos. Por tal razón se trata de extraer la mayor cantidad de información posible de los datos sísmicos, a fin de caracterizar las propiedades geológicas del área de estudio en función de los atributos sísmicos analizados (Telford, 1990). Como se dijo anteriormente, el método de reflexión sísmica representa una de las herramientas principales para la prospección de hidrocarburos, sin embargo, si la adquisición de los datos no es realizada tomando en cuenta las necesidades requeridas, se corre el riesgo de no alcanzar los objetivos propuestos.

En campos de producción, el desarrollo de metodologías de evaluación y diseño de parámetros de adquisición sísmica tridimensional es fundamental, ya que debido a la gran cantidad de información disponible, es posible realizar análisis basados en modelos que permiten prevenir los posibles riesgos tanto técnicos como económicos intrínsecos a la actividad. Galbraith (2004), establece la importancia de realizar un manejo adecuado de la señal sísmica en cuanto a la resolución y la atenuación de los ruidos asociados a la adquisición. Para alcanzar estos objetivos es necesario tomar en cuenta las experiencias previas, ya que esta información será utilizada para alimentar los modelos que serán analizados. Es por ello que la información sísmica de

levantamientos anteriores, los registros de pozos y la información de obstáculos ambientales y culturales en superficie, son fundamentales para el éxito.

Un caso de estudio que merece especial atención se ubica al norte del estado Monagas, en el marco de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se presenta una gran complejidad estructural en subsuelo, ya que dicha zona se sitúa en un margen activo de tipo transpresivo, propiciado por el contacto oblicuo entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana. En esta zona se encuentra el campo petrolero Santa Bárbara, vecino de otros importantes campos como Pirital, Carito y El Furrial, los cuales están ubicados a las adyacencias del frente de deformación, en un bloque estructural “gigante” constituido por un anticlinal de rampa asimétrica. Estos campos están separados por sistemas de fallas transcurrentes. La otra unidad estructural importante en el Norte de Monagas es el aloctóno de Pirital que se encuentra encima del anticlinal de rampa de El Furrial/Carito/Santa-Barbara. Debido al espesor del bloque alóctono (hasta 6000 m) y a las formaciones que le componen (en particular las calizas de las Formaciones Chimana y El Cantil del Cretáceo), la energía de las ondas sísmicas propagadas pierde intensidad, bien sea por absorción cruzando todo el bloque o por dispersión (dentro del bloque alóctono las ondas se reflejan debido a los contrastes de impedancia fuertes). En consecuencia, por debajo del bloque alóctono unas áreas pueden parecer sísmicamente transparentes.

De acuerdo a la información suministrada por la Gerencia de Exploración y Producción de Petróleos de Venezuela (E&P-PDVSA), hasta la fecha han sido ejecutados casi una decena de levantamientos sísmicos tridimensionales que involucran el campo Santa Bárbara. La calidad de los datos en tiempo asociados a estos levantamientos es regular y disminuye progresivamente con tendencia este – oeste. En este sentido el presente trabajo plantea el desarrollo de un flujo de trabajo optimizado para el diseño de levantamientos sísmicos 3D en zonas complejas, tomando como caso de estudio el campo Santa Bárbara, ya que además de ser un campo en producción, presenta un contexto geológico de alta complejidad que ha dificultado la iluminación sísmica del yacimiento.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Optimizar el flujo de trabajo requerido para la elaboración de diseños de levantamientos sísmicos tridimensionales en áreas complejas, tomando como caso de estudio el campo Santa Bárbara ubicado al norte del estado Monagas, Venezuela.

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar la señal sísmica asociada al objetivo principal a partir del modelado sísmico.
- Analizar el fenómeno de absorción sísmica a partir de la estimación del factor Q (factor de absorción) vinculado a las formaciones geológicas presentes en el área de estudio.
- Caracterizar la señal sísmica y los componentes de ruido coherente asociados al objetivo principal a partir del análisis de la información sísmica previa.
- Optimizar el cálculo de los parámetros de adquisición en función del modelado sísmico y la información real disponible.
- Estimar la respuesta sísmica y el grado de iluminación del objetivo principal mediante el modelado sísmico, considerando la información de obstáculos en superficie y los parámetros de adquisición optimizados.
- Proponer dos (2) o más geometrías de adquisición en el área de estudio.
- Evaluar las propuestas técnicas presentadas mediante un análisis de costos.

1.3 Justificación

El presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G) es de gran importancia en el área de geofísica de exploración y producción ya que su aplicación se hace específica y obligatoria a todas las tareas relacionadas con el diseño y evaluación de parámetros de adquisición sísmica tridimensional en campos de producción. En este sentido, permitirá disminuir la incertidumbre en la determinación de dichos parámetros, en función de los objetivos planteados.

Metodológicamente este trabajo permitirá desarrollar un flujo de trabajo cuya implementación será de gran utilidad en la realización de posteriores trabajos de investigación relacionados al diseño de levantamientos sísmicos tridimensionales.

De igual manera este proyecto permitirá plantear un criterio de evaluación económica dentro de los proyectos de adquisición sísmica a ser ejecutados por Petróleos de Venezuela (PDVSA), basado en el análisis del riesgo con el objetivo de calcular la expectativa de valor monetario para el objetivo de gas o petróleo usando la información obtenida.

1.4 Ubicación del área de estudio

El área de estudio se localiza al noreste del estado Monagas, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la sub-cuenca de Maturín. Operacionalmente incluye los campos Santa Bárbara y Pirital (ver figura 1.1).

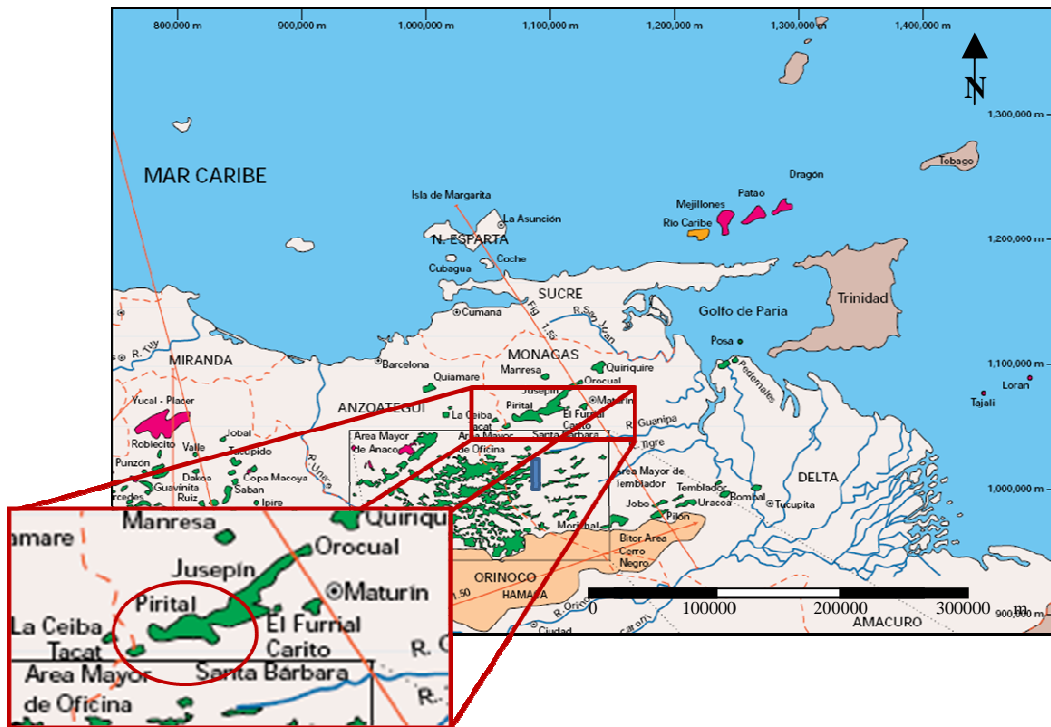


Figura 1.2. Ubicación geográfica del área de estudio (Modificado de *Schlumberger Oilfield Service*, 1997)

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental es considerada como la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Se trata de una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país, específicamente entre los 8° y 11° de latitud Norte y los 61° y 66° de longitud oeste (ver figura 2.1). La depresión topográfica y estructural que forma la cuenca oriental de Venezuela tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido este-oeste, una anchura promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 160.000 km² que cubre los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor del Estado Sucre, además de prolongarse por el Golfo de Paria hasta Trinidad. (Petróleos de Venezuela, 2010).

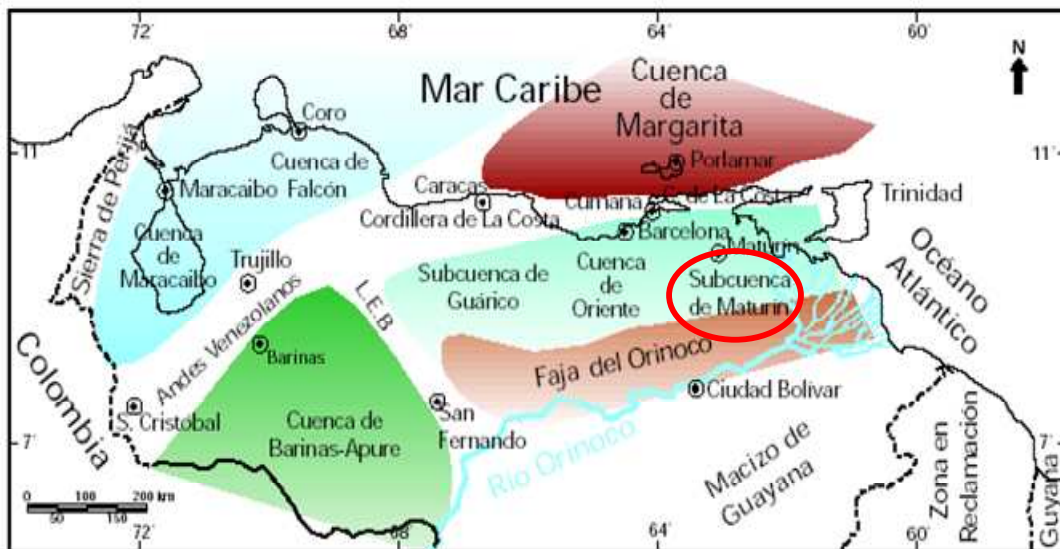


Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela (Modificado de Schlumberger Oilfield Services, 1997)

Operacionalmente la cuenca ha sido subdividida en dos subcuencas debido a características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas que pueden ser diferenciadas entre ambas zonas. Estas subcuencas son las de Guárico y Maturín (González de Juana et al., 1980). Los límites de la Cuenca Oriental de Venezuela son:

- Al norte, la Serranía del Interior Central y los cinturones ígneos y metamórficos de Araya y Paria.
- Al sur, el escudo de Guayana que está compuesto por diferentes litologías de rocas de edad pre-cámbrica, siendo éste la mayor fuente de sedimentos en la historia depositacional de la cuenca oriental.
- Al este, el límite no está bien definido, más sin embargo se considera que lo constituye la corteza oceánica del Atlántico Ecuatorial.
- Al oeste, el Arco del Baúl, compuesto por Rocas ígneas de edad Paleozoico.

Dados los esfuerzos en dirección norte-sur (aproximadamente) que actuaron durante el Terciario Inferior, el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela presenta plagamientos y fallamientos característicos de zonas compresivas. De igual manera, la cuenca está caracterizada por la presencia de corrimientos que buzan al norte con una dirección general N60°E y N90°E como lo son los corrimientos de Anaco y Pirital, el Furrial y las fallas de Onado, Guanaco y San Juan, fallas trascurrentes dextrales de rumbo general N80°O que desplazan a las primeras y están representadas por las fallas de Urica, San Francisco, Bohordal y los Bajos. En espesor la cuenca tiene aproximadamente 8 km de sedimentos terciarios. El flanco sur buza hacia el norte y el flanco norte está limitado por los cinturones de cabalgamientos y plegamientos de la Serranía del Interior, el Golfo de Paria y Trinidad. La continuación hacia el mar de esta cuenca es la plataforma costa afuera del Orinoco (Plataforma Deltana), la cual se une hacia el Sur con el Margen pasivo Atlántico de Guayana.

2.2 Subcuenca de Maturín

Ubicada al este de la Cuenca Oriental de Venezuela, la subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca. Desde 1930, ha sido objeto de la exploración y producción de hidrocarburos (Yoris y Ostos, 1997). Además podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Piritál y otro al sur.

Es una cuenca alargada de dirección N50°E paralela a la Serranía del Interior, asimétrica, que posee un flanco Sur pasivo apoyado en el escudo de Guayana y un flanco norte activo. Además la región ha recibido sedimentos casi de forma interrumpida desde el Cretácico Inferior al Reciente. La sub-cuenca se formó a partir del Eoceno, encima de una cuenca de margen pasivo, en ella se presentan cambios de facies y discordancias. La cuenca es de carácter marino dominante con algunas turbiditas en el flanco norte, depósitos sedimentarios sintectónicos y continentales (ver figura 2.2).

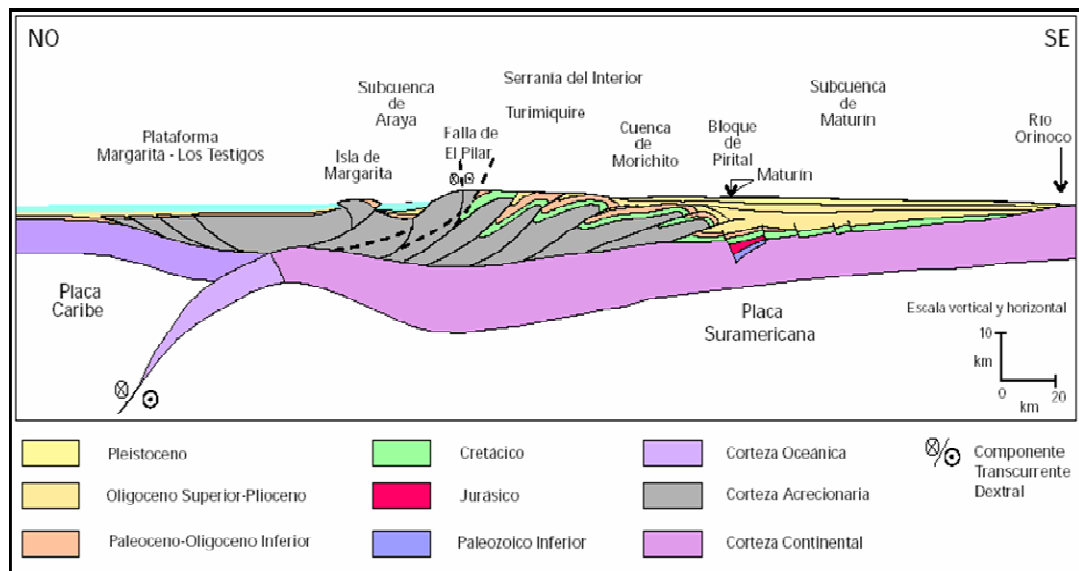


Figura 2.2. Corte geológico conceptual noreste-sureste desde la plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco (Schlumberger Oilfield Services, 1997).

La transcolisión de la placa Caribe con la Suramericana produjo tres familias de fallas principales en la Cuenca Oriental de Venezuela: fallas transcurrentes dextrales de rumbo Este-Oeste (falla de El Pilar), fallas transcurrentes dextrales de rumbo N60°O-N80°O (como las fallas principales de Urica y de San Francisco) y corrimientos de rumbo N60°E-N90°E (como los corrimientos de Furrial o de Pirital). Las fallas transcurrentes, de direcciones sub paralelas al esfuerzo principal constituyen los rieles y rampas laterales de los corrimientos que tienen direcciones sub perpendiculares al esfuerzo principal. (Bosset J. y Gou Y. 2004).

En el bloque de Bergantín, al Sur de la Serranía del Interior, y soterrado por los depósitos del Plio – Pleistoceno, se ubica el corrimiento de Pirital, cuyo rumbo es en general oblicuo con respecto a los otros corrimientos de la cordillera. Esta falla presenta un desplazamiento mayor hacia el Oeste, cerca de la falla de Urica (ver figura 2.3).

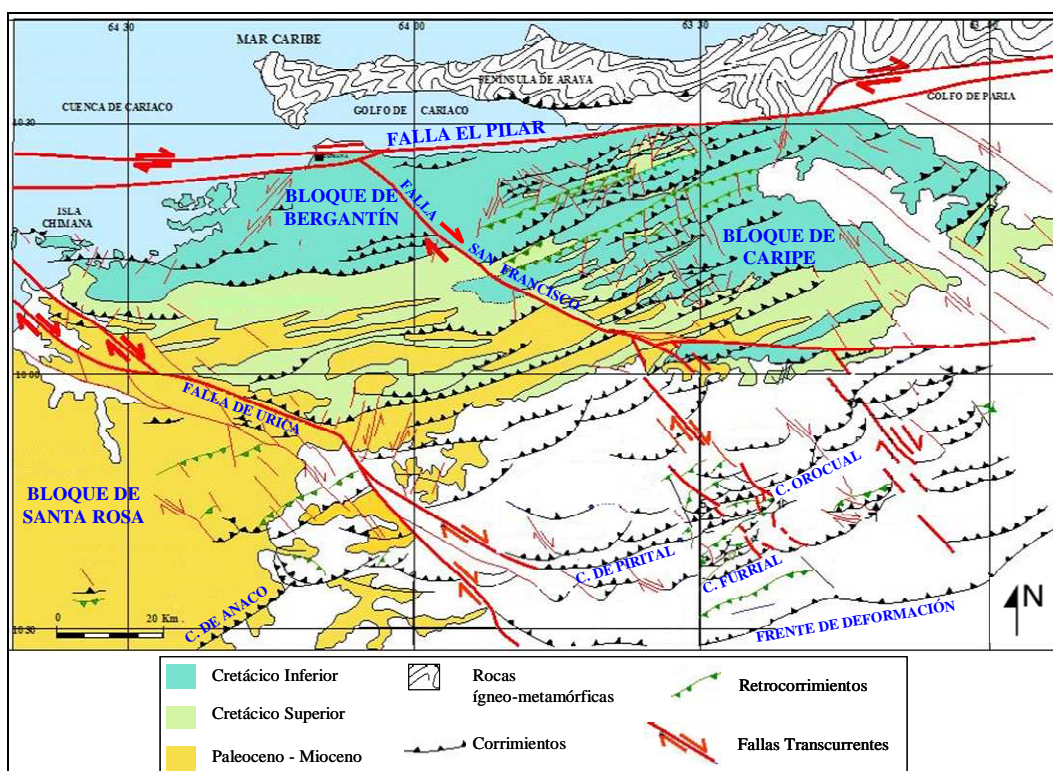


Figura 2.3. Mapa Estructural de la Serranía del Interior y el frente de corrimientos (Modificado de Bosset y Gou, 2004).

El corrimiento de Pirital involucra una sección sumamente espesa que parece incluir unidades Pre-Cretácicas, desconocidas en la Serranía (Parnaud et al., 1991).

Los corrimientos de Pirital, Orocuál y Furrial, representan el límite sur del dominio para-alóctono. Esta cuenca contiene entre 5 y 8 kilómetros de sedimentos neógenos y se extiende hacia el Sur hasta el Río Orinoco, lo que marca el límite entre los afloramientos de la Serranía y los afloramientos del basamento del Escudo de Guayana. (Roure et al., 1994).

El Rasgo estructural característico de esta provincia es el corrimiento de Pirital, el cual corre paralelo a la Serranía del Interior. En esta provincia de transición se observa también un alineamiento de volcanes y Diapiros de Barro, paralelos a los anticlinales presentes (Subieta et al., 1988).

2.3 Evolución Tectono-Estratigráfica de la Sub-Cuenca de Maturín

La evolución geodinámica de la Cuenca, a partir del Paleozoico, se puede dividir en 4 grandes episodios (Parnaud et al., 1995):

- Fase de pre ruptura en el paleozoico.
- Fase de ruptura y deriva durante el Jurásico y el Cretácico temprano, caracterizada por la generación grábenes.
- Período de margen pasivo o deriva continental durante el Cretácico y Paleógeno
- Fase final durante la colisión oblicua, en el Neógeno y Cuaternario, que resultó en la formación de la Serranía del Interior y en la transformación de cuenca de margen pasivo en una cuenca de antepaís. Esta colisión de la placa del Caribe con la placa de Suramérica fue diacrónica con el desplazamiento Oeste-Este.

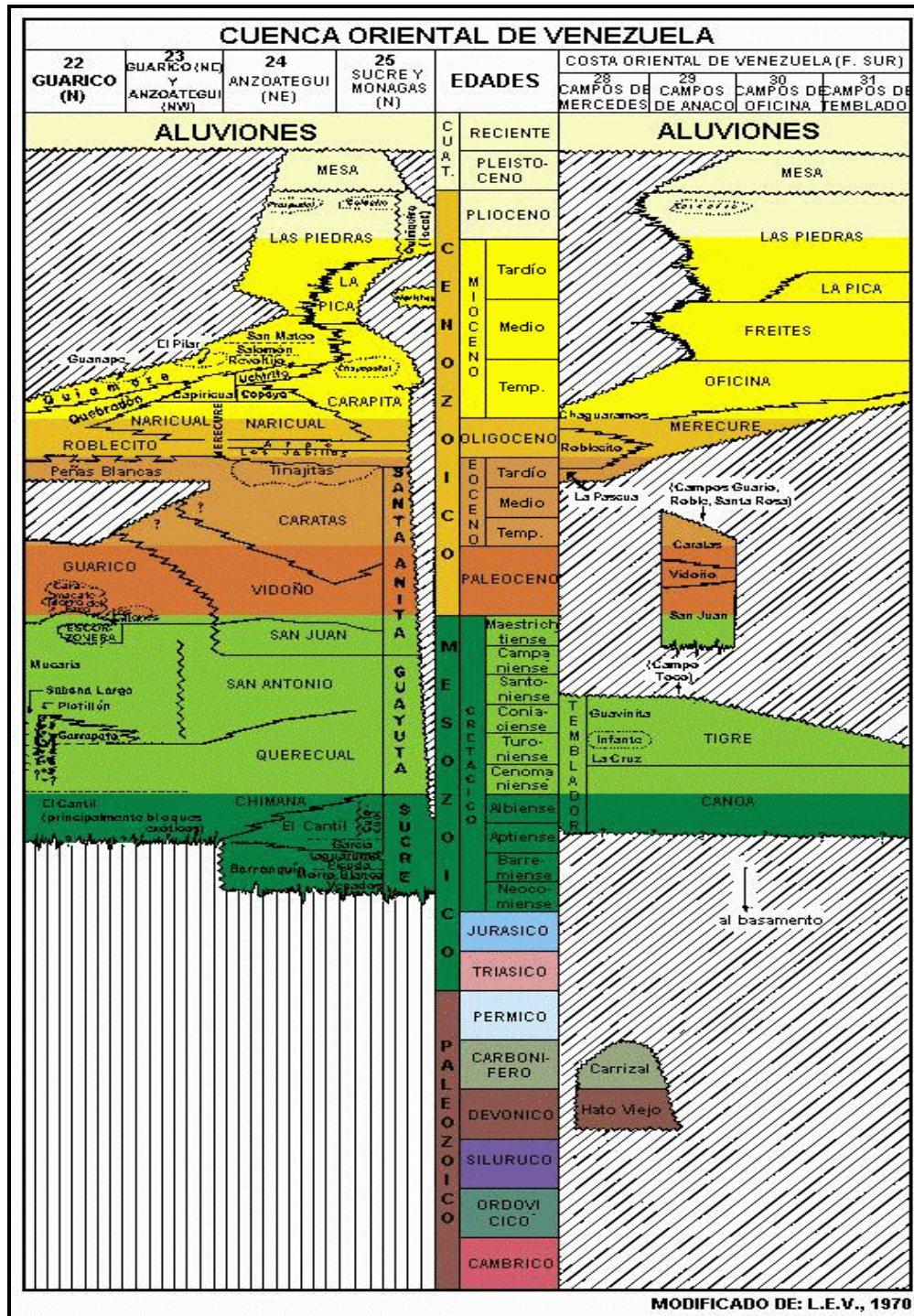


Figura 2.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Petróleos de Venezuela, 2010).

2.4. Formaciones geológicas asociadas a los campos Santa Bárbara y Pirital

A continuación se describen brevemente las edades y litología característica de las principales formaciones geológicas asociadas a los campos Santa Bárbara y Pirital (ver figura 2.4).

Formación La Mesa: Pleistoceno. Depósitos horizontales, deltaicos y palustres.

Formación Las Piedras: Mioceno Superior a Plioceno. Sedimentos finos mal consolidados, incluyen areniscas y limolitas carbonáceas, lutitas arcillosas

Formación La Pica: Mioceno Superior. Alternancia de lutitas y arenas interlaminaadas con arenas y limos finos.

Formación Carapita: Oligoceno al Mioceno. Lutitas marinas.

Formación El Cantil: Aptiense al Cenomaniense. Calizas fosilíferas macizas a cantidades apreciables de arenisca lutitas y caliza.

Formación Querecual: Cenomaniense al Santoniense. Carbonatos pelágicos en alternancia con calizas lutíticas.

Formación San Antonio: Santoniense al Maestrichtiense. Calizas y lutitas negras con numerosas capas de areniscas duras de color gris claro.

Formación San Juan: Maestrichtiense. Alternancia monótona de areniscas duras de grano fino, intercaladas con capas centimétricas de lutitas negras localmente calcaras y limolitas negras.

Formación Vidoño: Maestrichtiense Superior al Eoceno Inferior. Lutitas negras ricas en foraminíferos, capas menores de areniscas y limolitas calcáreas.

Formación Caratas: Eoceno Medio. Dos secuencias litológicas: pelítica arenosa que es la formación Caratas y carbonática, bioclástica llamada Miembro Tinajitas.

Formación Naricual Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. Areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no fosilíferas y algunos carbones.

2.5 Campo Santa-Bárbara

El campo consiste en un corrimiento que buza hacia el norte con un pliegue asociado de rumbo N75°E y se subdivide en dos bloques. El bloque este y el bloque oeste se encuentran separados por una zona de fallas transcurrentes dextrales. El bloque oeste está caracterizado por rampas laterales y retrocorrimientos y el bloque este está definido igualmente por el corrimiento y por fallas transcurrentes de rumbo N30°W. Ya hacia el oeste se presentan las rampas laterales de Urica y hacia el este el anticlinal de Carito lo cual suma complejidad a la zona en ambos extremos (ver figura 2.5 y figura 2.6). Las arenas más prospectivas en el Campo Santa Bárbara se ubican en los sedimentos de edad Crétacico – Paleoceno (Formación San Antonio y San Juan) y del Terciario (Formación Naricual y Carapita Basal), con un espesor promedio de 300 a 1200 m. La profundidad promedio de los pozos es de 5120 m..

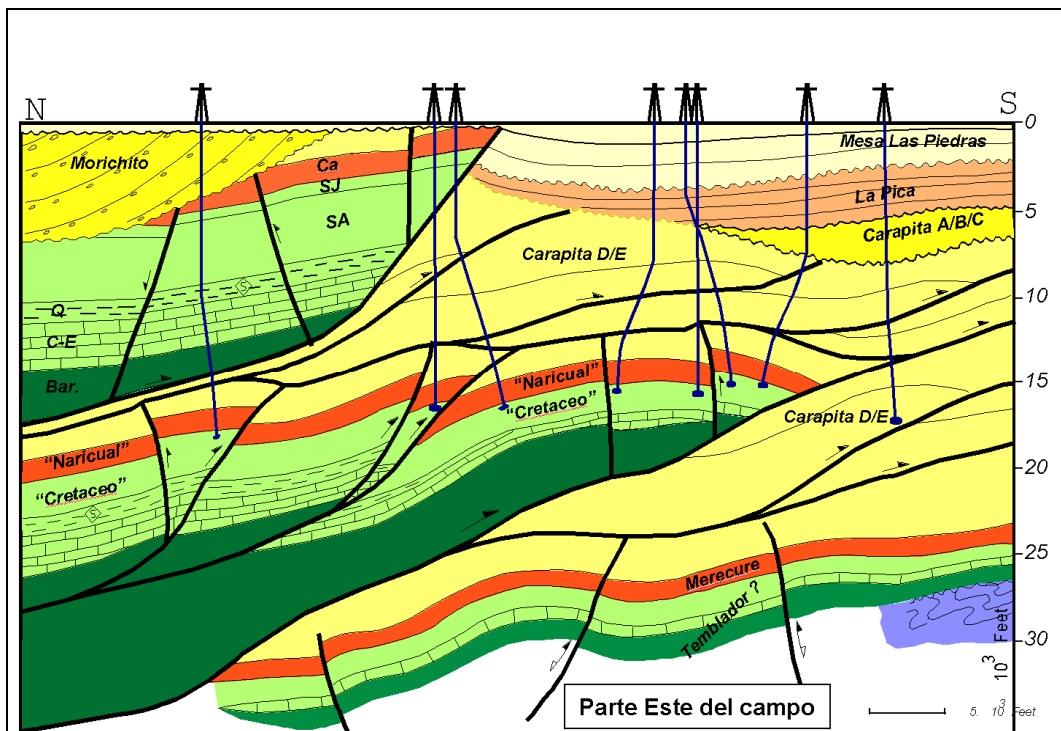


Figura 2.5. Corte geológico elaborado a partir de la interpretación sísmica, bloque Este (Bosset y Gou, 2004).

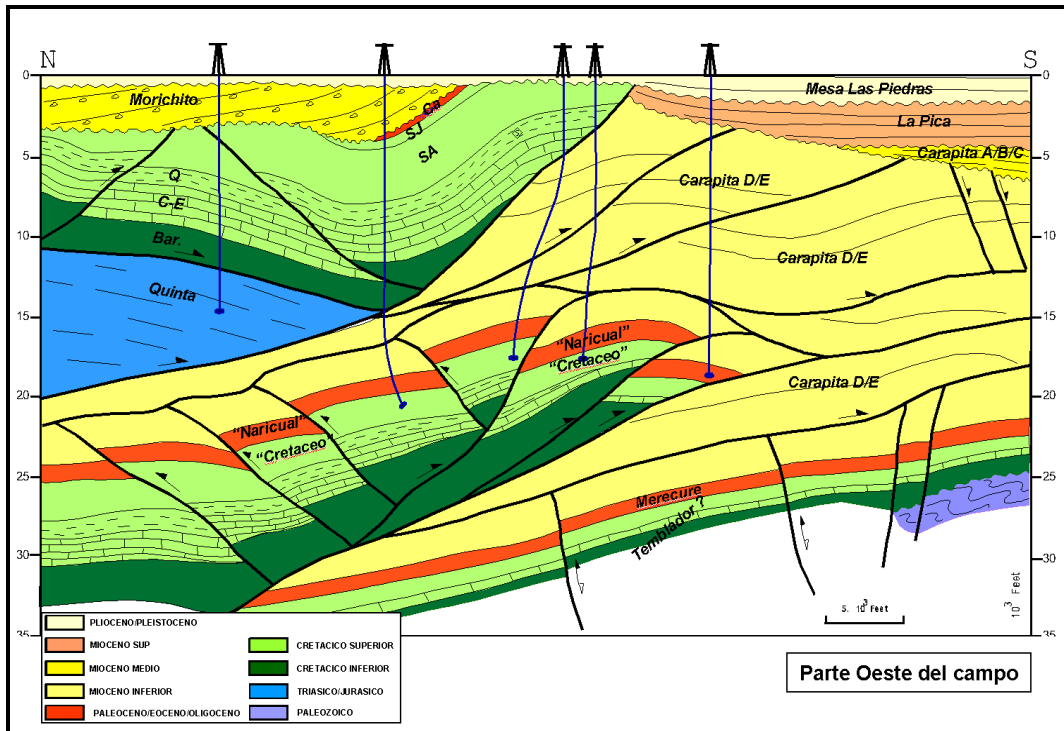


Figura 2.6. Corte geológico elaborado a partir de la interpretación sísmica, bloque oeste. (Bosset y Gou, 2004).

Los datos sísmicos 3D del campo Santa Bárbara son el producto de la unión de varios levantamientos independientes adquiridos en el Norte de Monagas (Figura 2.7). El cubo compilado (*merge*) resultante, utilizado en la interpretación y modelado estructural vigente del área, presenta un tamaño de malla (*bin*) de 20 x 20 metros, y una frecuencia predominante de 20 *hz*. La calidad de los datos en tiempo es en general de buena a regular (ver figura 2.8), y disminuye progresivamente en sentido Este – Oeste, de tal manera que el área correspondiente al campo Carito presenta mejor calidad que la correspondiente a los Campos Santa Bárbara, Pirital y Bosque (Parra, 2006).

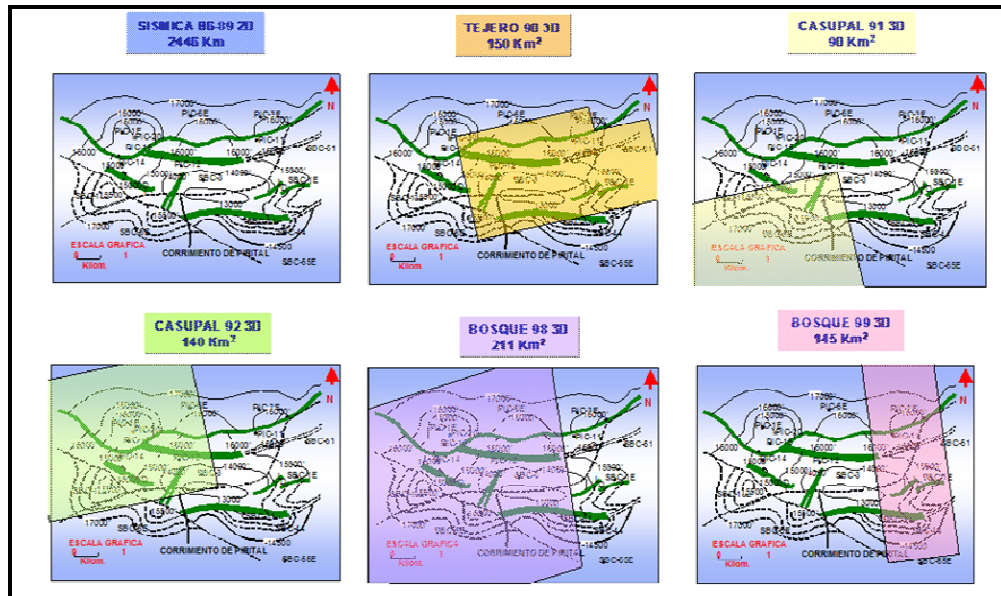


Figura 2.7. Desarrollo de la sísmica en el campo Santa Bárbara entre los años 1986 a 1999. (Parra M. 2006).

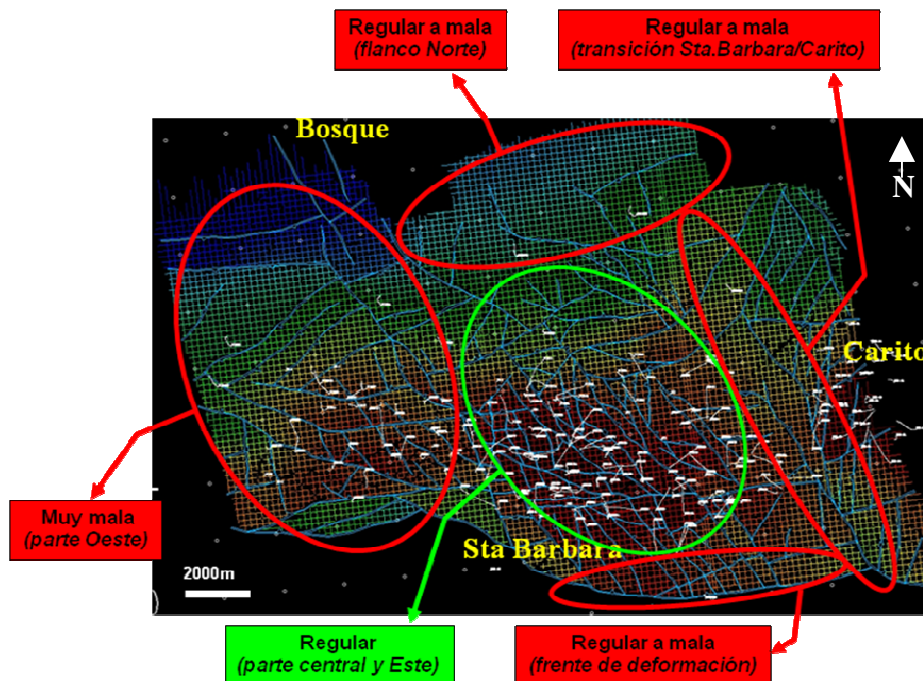


Figura 2.8. Calidad de los datos sísmicos adquiridos en el campo Santa Bárbara – Grado de iluminación del tope del yacimiento (Bossert y Gou, 2004).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Métodos sísmicos – Ondas Sísmicas y Fundamentos

Las ondas sísmicas se definen como perturbaciones temporales del campo de esfuerzos que generan movimientos en un medio, siendo consistentes de acuerdo a la teoría de propagación de Ondas. Artificialmente, las ondas sísmicas pueden ser generadas mediante el empleo de explosivos o camiones vibradores (*vibroscis*). Por lo general las fuentes sísmicas apropiadas para ser usadas en la prospección sísmica son aquellas que generan perturbaciones de período corto o pulsos, que típicamente contienen un amplio rango de frecuencias. Las deformaciones asociadas con la propagación de un pulso sísmico se consideran elásticas, excepto en la zona inmediata a la fuente. Partiendo del argumento anteriormente descrito, las velocidades de propagación de los pulsos sísmicos están determinadas por los módulos elásticos y las densidades de los materiales a través de los cuales se propagan (Dix, 1955). De manera general existen dos tipos fundamentales de ondas sísmicas: las ondas corpóreas y las ondas superficiales. La velocidad de propagación de las ondas corpóreas en cualquier material viene dada por la ecuación 3.1.

$$V = \sqrt{\frac{\text{módulo_elaástico_del_material}}{\text{densidad_del_material}}} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Las ondas de cuerpo, a su vez se distinguen de manera general como Ondas P y Ondas S. Las Ondas P también conocidas como ondas primarias, son ondas longitudinales o compresionales, lo cual significa que el material es alternadamente comprimido y dilatado en la dirección de la propagación. En un medio isótropo y

homogéneo la velocidad de propagación de las ondas P viene dada por la ecuación 3.2.

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

Donde K es el módulo de compresibilidad, μ el módulo de corte y ρ la densidad del medio. Por su parte las Ondas S son ondas en las cuales el desplazamiento es transversal a la dirección de propagación. Su velocidad es menor que la de las ondas primarias, por lo tanto éstas se registran (en tiempo) después que las primeras. Las ondas S sólo se propagan a través de elementos sólidos. La velocidad de propagación de las ondas S en medios isótropos y homogéneos depende del módulo de corte μ y de la densidad ρ del material, tal y como se indica en la ecuación 3.3.

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

La relación entre V_p y V_s en cualquier material puede expresarse en función del radio de Poisson (σ) para ese material según se muestra en la ecuación 3.4

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{2 \cdot (1 - \sigma)}{1 - 2\sigma}} \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

Gracias al estudio de la propagación de ondas mecánicas, ha sido desarrollada una expresión matemática a partir de la cual es posible describir el comportamiento de la onda sísmica, al propagarse dentro de un material en términos del desplazamiento y de la velocidad, como una función del espacio y el tiempo. En la ecuación 3.5 se muestra dicha expresión, en este caso aplicable a ondas compresionales considerando su propagación en tres dimensiones.

$$\frac{1}{V_p^2} \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} = \nabla^2 \psi \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

Donde V es la velocidad del medio, t es el tiempo y $\nabla^2 \psi = f(x,y,z)$ es el laplaciano de la función de desplazamiento de la onda en tres dimensiones (Telford, 1990).

3.2 Teoría de rayos – Generalidades

Cuando el pulso sísmico viaja a través de una roca homogénea e isotrópica (viajará a la misma velocidad en todas las direcciones desde la fuente), el frente de onda definido como el lugar geométrico de todos los puntos que ha alcanzado el pulso en un momento determinado, es una esfera. Entendido lo anterior, los rayos sísmicos se definen como finas líneas de la energía sísmica que viaja por trayectorias, que en medios isótropos, son perpendiculares a los frentes de onda (Ver figura 3.1). Estos rayos no tienen un significado físico real, sin embargo representan un concepto útil en el entendimiento y manejo de los patrones de viaje de la energía sísmica a través del suelo. (Kearey, 2002).

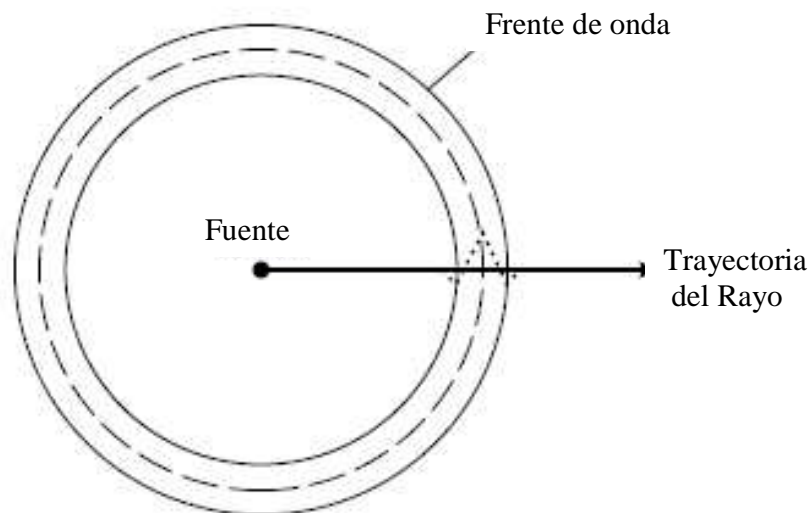


Figura 3.1. Relación entre la trayectoria del rayo asociado a un frente de onda (Kearey, 2002).

3.3 Reflexión y transmisión sísmica

En general, una onda sísmica al viajar por un determinado medio, se encuentra con una interfaz y genera a partir de ella tanto ondas reflejadas como transmitidas. En este proceso, la energía de la onda incidente es parcialmente reflejada y transmitida. Estas fracciones de energía son funciones de la dirección de la onda incidente y las propiedades de los materiales adyacentes a la interfaz (Slawinski, 2007). Dado que la energía transportada por una onda es directamente proporcional al cuadrado de la amplitud del desplazamiento que se puede medir por un receptor sísmico, es posible inferir algunas características de los medios por los cuales se ha propagado la onda sísmica a partir de la cuantificación de la amplitud de reflexión y de transmisión.

En teoría, la sumatoria de la energía transmitida y reflejada debe ser igual a la energía total del rayo incidente (en la realidad la atenuación sísmica es una variable que puede alterar esta aseveración). Las proporciones relativas de la energía transmitida y reflejada están determinadas por el contraste de la impedancia acústica entre los medios divididos por la interfaz reflectora. La impedancia acústica (Z) de una roca se define como el producto de su densidad (ρ) por su velocidad de la onda (V), es decir:

$$Z = \rho \cdot V \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

No es sencillo ni trivial relacionar la impedancia acústica a una propiedad tangible de la roca, más sin embargo se puede interpretar cualitativamente ya que mientras mayor es la dureza de la roca, mayor es su impedancia acústica. Intuitivamente, cuanto menor sea el contraste de impedancia acústica a través de una interfaz reflectora más grande es la proporción de energía transmitida a través de la misma. Por su parte el coeficiente de reflexión R es una medida numérica del efecto de reflectividad en una interfaz, y se calcula como el cociente entre la amplitud A_1 del rayo reflejado a la A_0 la amplitud del rayo incidente:

$$R = \frac{A_1}{A_0} \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

Relacionar la expresión anterior con las propiedades físicas de los materiales alrededor de la interfaz reflectora es un problema complejo. Como se dijo anteriormente, la propagación de una onda P depende de los módulos de compresibilidad y corte así como de la densidad del material. En el estudio de la interfaz deben ser considerados el estado de esfuerzos y la matriz de deformaciones en los dos materiales considerados, ya que partiendo que ambos son diferentes, las relaciones entre el esfuerzo y la deformación en cada uno será diferente. La solución formal a este problema físico se obtuvo a principios del siglo XX, y las ecuaciones resultantes se denominan ecuaciones de Zoeppritz, las cuales serán descritas posteriormente. Para un rayo de incidencia normal las relaciones derivadas de dichas ecuaciones (Sheriff, 1991) son bastante simples, como se indica a continuación:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

Dónde ρ_1 , V_1 , Z_1 y ρ_2 , V_2 , Z_2 son los valores de densidad, velocidad de onda P e impedancia acústica en la primera y la segunda capa respectivamente. R oscila entre -1 y 1.

3.4 Ley de Snell

La Ley de Snell es un enunciado que permite describir la trayectoria de los rayos que son transmitidos en un determinado medio a partir de consideraciones angulares y acústicas. Esta ley parte de la premisa teórica de que los frentes de ondas se suponen planos ya que son una porción local del frente de onda que es regionalmente esférico. Por tal razón, la distancia entre frentes de onda sucesivos es mayor a medida

que el medio se vuelve de mayor velocidad, lo cual quiere decir que la distancia de viaje es mayor al incrementarse el tiempo Δt .

El frente de ondas y la trayectoria de rayos, se doblan, o refractan, cuando se encuentran con medios de altas velocidades (Schmitt, 1966). Si se consideran dos medios caracterizados por índices de refracción n_1 y n_2 separados por una superficie, las ondas que atraviesen los dos medios se refractarán en la superficie variando su dirección de propagación dependiendo del ratio entre los índices de refracción n_1 y n_2 . Para un rayo con ángulo de incidencia θ_1 sobre el primer medio (el ángulo entre la normal a la superficie y la dirección de propagación del rayo), se tiene que el mismo se propaga en el segundo medio con un ángulo de refracción θ_2 cuyo valor se obtiene por medio de la ley de Snell enunciada en la ecuación 3.9. Cabe destacar que θ_1 será igual a θ_2 si se trata de una onda reflejada.

$$n_1 \text{sen} \theta_1 = n_2 \text{sen} \theta_2 \quad (\text{Ecuación 3.9})$$

3.5 Ecuaciones de Zoeppritz

Las ecuaciones de Zoeppritz describen el cambio de energía que experimenta una onda que se propaga a través de la tierra y que se refleja en el límite entre dos capas de diferente composición, densidad y/o velocidad. De manera más específica, las ecuaciones Zoeppritz proporcionan los coeficientes “ángulo-dependientes” de reflexión y transmisión de ondas elásticas planas en la interfaz entre dos medios elásticos, isotrópicos semi-infinitos (ver ecuación 3.10).

Los valores de los coeficientes de reflexión están determinados por el ángulo de incidencia (que determina los ángulos de reflexión y transmisión de acuerdo a los medios inmediatos a la interfaz), por la densidad (ρ) y la velocidad de las ondas P y S en cada capa (V_{p1} y V_{s1} para la capa 1, V_{p2} y V_{s2} para la capa 2).

$$\begin{bmatrix} \text{sen } \theta_r & \cos \phi_r & -\text{sen } \theta_t & \cos \phi_t \\ -\cos \theta_r & \text{sen } \phi_r & -\cos \theta_t & -\text{sen } \phi_t \\ \text{sen } 2\theta_r & a \cdot \cos 2\phi_r & c \cdot \text{sen } 2\theta_t & e \cdot \cos 2\phi_t \\ \cos 2\phi_r & b \cdot \text{sen } 2\phi_r & d \cdot \cos 2\phi_t & f \cdot \text{sen } 2\phi_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\text{sen } \theta_r \\ -\cos \theta_r \\ \text{sen } 2\theta_r \\ -\cos 2\phi_r \end{bmatrix} \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

Dónde:

$$a = V_{p1}/V_{s1} \quad b = -V_{s1}/V_{p1} \quad c = (\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}) / (\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}) \quad d = -(\rho_2 V_{p2}) / (\rho_1 V_{p1})$$

$$e = -(\rho_2 V_{s2} V_{p1}) / (\rho_1 V_{s1}) \quad f = -(\rho_2 V_{s2}) / (\rho_1 V_{p1})$$

θ_r = Ángulo de reflexión de la Onda PP θ_t = Ángulo de transmisión de la Onda PP

ϕ_r = Ángulo de reflexión de la Onda PS ϕ_t = Ángulo de transmisión de la Onda PS

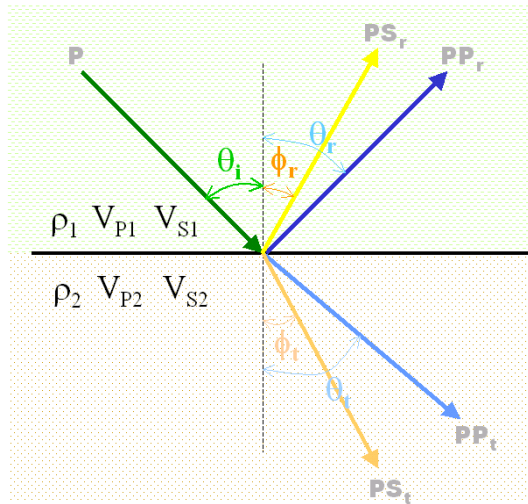


Figura 3.2. Representación gráfica de los parámetros considerados en las ecuaciones de Zoeppritz.

3.6 Resolución Sísmica

Los levantamientos de sísmica de reflexión son normalmente diseñados para definir un rango de profundidades de penetración y un grado particular de la resolución de la geología del subsuelo, tanto en las dimensiones verticales (ver figura 3.3) como horizontales.

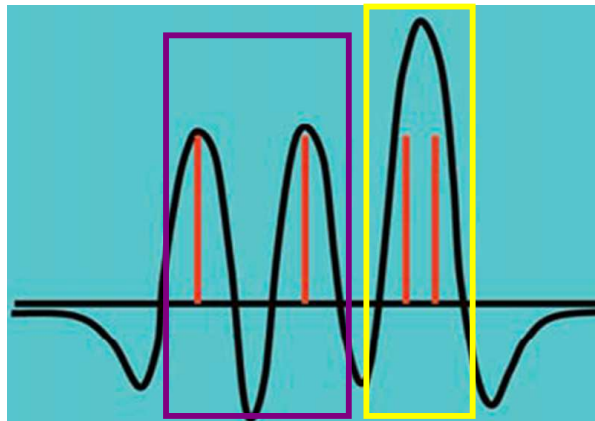


Figura 3.3. Comparativa entre una capa resuelta por la sísmica (rectángulo izquierdo) y otra no resuelta (rectángulo derecho).

3.6.1 Resolución Horizontal

La resolución horizontal está sujeta a dos parámetros principales, uno de ellos intrínseco al proceso físico de la reflexión y el otro es determinado por el espaciado entre los receptores. Para hacer frente a este último punto en primer lugar, la resolución horizontal está claramente determinada por el espaciamiento de los puntos de reflexión en profundidad a partir de los cuales la geometría del reflector es reconstruida.

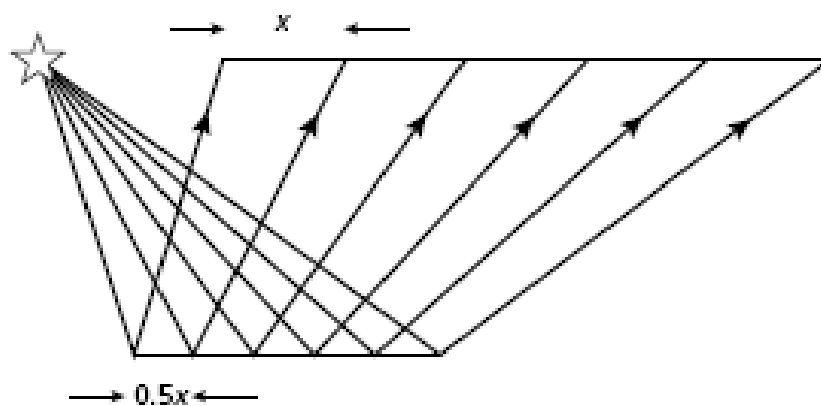


Figura 3.4. El muestreo horizontal en un levantamiento de reflexión sísmica (Kearey, 2002).

De la figura 3.4 se puede observar que para un reflector horizontal, el muestreo lateral es igual a la mitad la distancia entre los receptores. Cabe destacar también que la longitud del reflector muestreada en subsuelo es equivalente a la mitad del tendido de receptores en superficie. Por tal razón el espaciamiento de los receptores es un parámetro de gran importancia que debe asegurar que las reflexiones provenientes de la misma interfaz puedan definir correctamente la continuidad lateral de los reflectores, lo cual se hace un más crítico en las áreas de geología compleja.

Por otra lado, existe un límite absoluto de la resolución horizontal alcanzable como consecuencia del proceso real de la reflexión. El patrón a través del cual la energía proveniente de una fuente determinada es reflejada en subsuelo y posteriormente captada por un receptor en superficie puede ser expresado geoméricamente por una simple trayectoria de rayo. Sin embargo, esta simplificación es solo una abstracción geométrica (Kearey, 2002). En este sentido el proceso real de la reflexión se describe de una mejor manera si se considera un reflector compuesto de número infinito de puntos difractores, cada uno de los cuales aporta energía a la señal reflejada (ver figura 3.5).

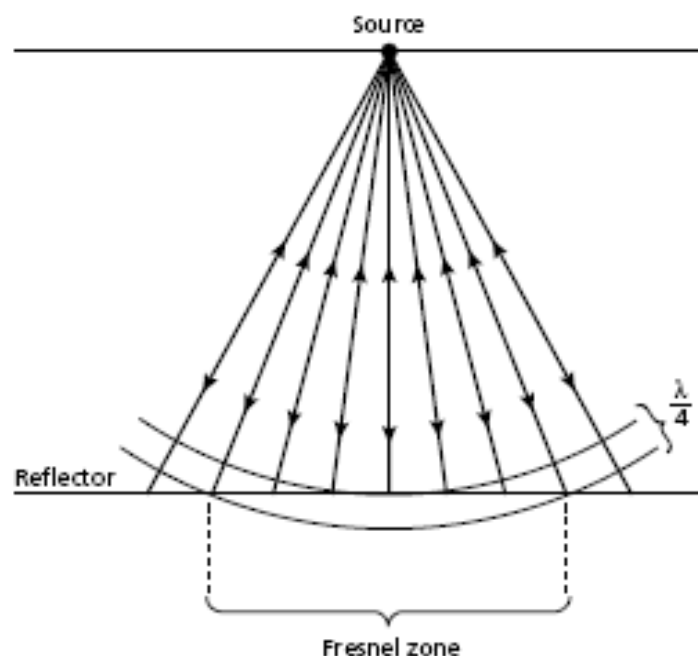


Figura 3.5. Zona de Fresnel (Kearey, 2002).

El pulso real que se refleja, resulta entonces de la interacción de un número infinito de rayos retrodispersados. La parte del reflector desde el cual la energía es reflejada (cuya longitud de onda es menor o igual a la mitad de la longitud de onda de las ondas reflejadas inicialmente) es conocida como la primera zona de Fresnel o simplemente la zona de Fresnel (ver figura 3.5). Fuera de la primera zona de Fresnel la energía total reflejada tiende a interferir destructivamente y cancelar o eliminar la señal. Por el contrario, dentro de dicha zona la señal reflejada interfiere constructivamente en la construcción de la señal. El ancho (en el espacio 3D estaría referido a una zona idealmente circunferencial y por tanto se define como radio o en su defecto diámetro) de la zona de Fresnel representa el límite absoluto de la resolución horizontal en un levantamiento sísmico de reflexión, y por tanto aquellos puntos reflectores separados a una distancia mas pequeña no pueden ser distinguidos individualmente. El ancho de la zona de Fresnel (w) está relacionado a la longitud de onda dominante (λ), a la fuente y a la profundidad del reflector (z) tal y como se muestra en la ecuación 3.11.

$$w = \sqrt{2 \cdot z \cdot \lambda} \quad \text{para } z \gg \lambda \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

El tamaño de la primera zona de Fresnel incrementa en función de la profundidad del reflector, debido a que al aumentar la profundidad la ondícula que viaja tiende a disminuir su frecuencia y por ende a aumentar su longitud de onda. Antes del proceso de migración, dos difracciones no son resueltas si están separadas a una distancia menor que el de diámetro de la primera zona de Fresnel. Este diámetro es usualmente un valor alto (500 m o mas) y significa que en un apilado de puntos medios comunes (*CMP stack*), separados a una corta distancia, no permitiría distinguir rasgos geológicos de interés tales como fallas. Después de la migración, la resolución depende de la máxima frecuencia que es reflejada desde el objetivo principal (Cordsen, 2000). En los últimos años, diferentes definiciones y fórmulas para la resolución lateral han sido publicadas. Vermeer (1999) propone en la ecuación 3.12

una relación que considera los diferentes criterios plantados en el pasado de manera optimizada.

$$R_{\alpha} = \frac{c \cdot V_{\text{int}}}{2 \cdot f_{\text{max}} \cdot \text{sen} \theta \cdot \cos i} \quad (\text{Ecuación 3.12})$$

Donde $c=0.715$ de acuerdo al criterio de resolución de Rayleigh, V_{int} es la velocidad interválica inmediatamente encima del objetivo principal, f_{max} es la máxima frecuencia recuperable a ese nivel, el $\text{sen} \theta$ es la máxima apertura de migración y el $\cos i$ es el coseno del ángulo entre la vertical y el segmento generado por la separación entre el punto de reflexión en subsuelo y la ubicación de la fuente o receptor en superficie. El $\cos i$ puede ser interpretado como el estiramiento NMO el cual reduce f_{max} a $f_{\text{max}} \cdot \cos i$ (Cordsen, 2000). Nótese que el subíndice α en R está referido a la componente horizontal para la cual se realice el cálculo (x ó y)

3.6.2 Resolución Vertical

La resolución vertical es una medida que cuantifica la capacidad de reconocer dos reflectores individuales muy próximos entre sí y está determinada por la longitud del pulso en la sección sísmica registrada. Para un pulso reflejado representado por una ondícula simple, la resolución máxima posible se ubica entre un cuarto y un octavo de la longitud de onda dominante del pulso (Sheriff y Geldart 1985). Por su parte Vermeer (1999) en la ecuación 3.13, propone una alternativa práctica y más optimista a partir de las consideraciones “zero-offset” y el criterio de Widess (un cuarto de la longitud onda).

$$R_z = \frac{c \cdot V}{2 \cdot f_{\text{max}} \cdot \cos i} \quad (\text{Ecuación 3.13})$$

Donde R_z es la resolución vertical dado en unidades espaciales, y el resto de las variables se definen de la misma manera que en la ecuación 3.12. Debido a que la tierra funciona como un filtro pasa-bajo en función del incremento de la profundidad, las ondas sísmicas que viajan a niveles más profundos, suelen presentar una menor frecuencia dominante en comparación a los niveles más someros trayendo como consecuencia la pérdida progresiva de las frecuencias más altas por efecto de la absorción. Adicionalmente, a medida que se profundiza, la velocidad presenta teóricamente un gradiente positivo, lo cual adicionado al fenómeno de absorción, complica los cálculos de resolución vertical en zonas de complejidad geológica en donde el objetivo principal puede estar fallado y ubicado a diferentes profundidades.

3.7 Atenuación Sísmica

La atenuación sísmica es un fenómeno que depende principalmente del medio (rocas) por el cual se propaga la onda sísmica, presentando un decaimiento progresivo de la amplitud a medida que se incrementa la profundidad y en consecuencia afectando el contenido de frecuencia de la señal. Las razones de esta atenuación en las rocas son numerosas, entre ellas la estructura poral, contenido de fluidos, la conectividad de los poros, la composición mineral y el fracturamiento. En este sentido, el estudio de la atenuación de las ondas sísmicas (ver ecuación 3.14) proporciona información sobre tipo de litología y los fluidos que componen el medio de propagación. La amplitud y la forma de onda sísmica no sólo se ven afectadas por la atenuación intrínseca debido a las rocas y las propiedades de los fluidos, sino también por muchos otros factores, como la estratificación, la reflexión y los modos de conversión de la onda, la transmisión, la fuente, el acoplamiento de los receptores y la divergencia esférica.

$$A(z, f) = \underbrace{S(z, f)R(z, f)}_{\text{Efectos Externos}} \underbrace{G(z)M(z, f)T(z, f)}_{\text{Efecto de la tierra}} e^{\frac{-\pi \cdot f \cdot z}{Qv}} \quad (\text{Ecuación 3.14})$$

Donde $A(z,f)$ es la amplitud de la onda sísmica, $S(z,f)$ es el efecto de la fuente y el factor de acople del receptor, $R(z,f)$ es la función de transferencia del sistema de grabación, $G(z)$ es el factor geométrico que regula la propagación, $M(z,f)$ es el efecto de los múltiples de período corto, $T(z,f)$ es el efecto de transmisión, f es la frecuencia, z es la profundidad, Q es el factor de calidad del medio y v es la velocidad.

Generalmente en la prospección sísmica la velocidad es considerada una variable independiente de la frecuencia, partiendo de la premisa ideal de que la tierra es un medio totalmente elástico. Sin embargo, las discrepancias entre los tiempos de viaje de los datos sísmicos y los tiempos de viaje de los registros sísmicos en pozo son evidencias de que la premisa anteriormente descrita no se ajusta a la realidad (Gretener, 1961). La dispersión de la velocidad es una de las principales causas de esta discrepancia y es causada por la anelasticidad de la tierra y su dependencia de la frecuencia, condición que puede ser cuantificada a través del factor de calidad Q (Kjartansson, 1979). El conocimiento del factor Q no sólo es útil para mejorar la resolución de los datos sísmicos afectados por el proceso de absorción (Ver figura 3.6), sino que también permite predisponer el diseño de adquisición de los levantamientos sísmicos en función de la frecuencia máxima recuperable a nivel del objetivo principal, debido al efecto de absorción de la litología allí predominante.

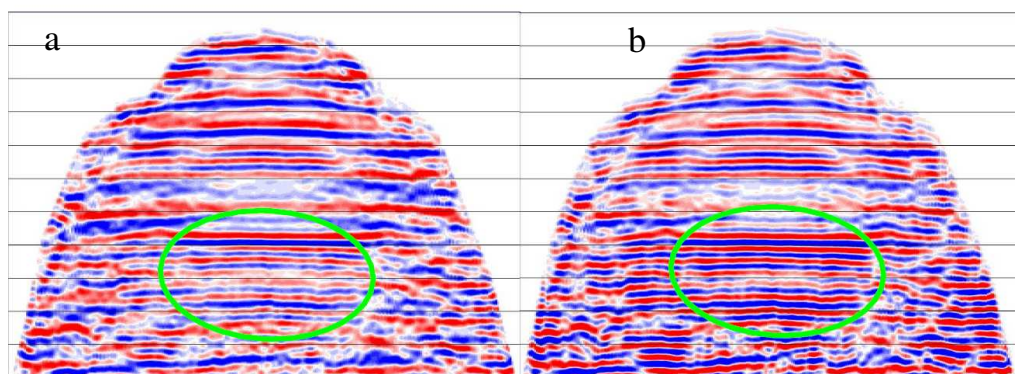


Figura 3.6. Imagen de un VSP Walkaway adquirido en un campo en Algeria antes (a) y después (b) de la aplicación de un filtro Q - Inverso (Xin Quan, 2004).

Son varias las maneras que se utilizan para la estimación del factor Q entre ellos el método del cociente espectral y el método de corrección por deriva. El método del cociente espectral emplea la relación entre el espectro de amplitud de las trazas sísmicas a diferentes profundidades (registradas a partir de un perfil sísmico vertical o VSP); utilizándose por lo general la traza más somera como traza de referencia, tal y como se indica en la ecuación 3.15.

$$\frac{A(\omega)_{z2}}{A(\omega)_{z1}} = e^{-\frac{|\omega|}{2Q} \left(\frac{z2}{v2} - \frac{z1}{v1} \right)} \quad (\text{Ecuación 3.15})$$

Donde A_{z2} y A_{z1} son los espectros de amplitud de la traza en profundidad y la traza de referencia respectivamente, ω es la frecuencia angular, Q es el factor de calidad, z la profundidad y v la velocidad (1 - nivel de referencia y 2- nivel de medición). Esta ecuación también puede ser reformulada en términos del tiempo simple al cual se ubican los dos eventos que se comparan ($t2$ y $t1$), tal y como se indica en la ecuación 3.16.

$$\frac{A(\omega)_{t2}}{A(\omega)_{t1}} = e^{-\frac{|\omega|}{2Q} \cdot (t2-t1)} \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

Por su parte, el método de la corrección por deriva propuesto por Stewart (1984) plantea que el factor Q puede ser determinado a partir del previo cálculo de la deferencia entre el tiempo de viaje del dato sísmico y el tiempo de viaje en el registro sísmico, relacionando de esta manera el efecto de anelasticidad de la tierra mencionado anteriormente (ver ecuación 3.17).

$$Q = \frac{z \cdot \ln(\omega_2 / \omega_1)}{V(\omega_2) \cdot \pi \cdot t_{\text{deriva}}} \quad (\text{Ecuación 3.17})$$

Donde Q es el factor de calidad, z es la profundidad de medición, ω_1 es la frecuencia máxima del ancho de banda de la sísmica y ω_2 es la frecuencia del registro sísmico (comúnmente alrededor de 12 kHz). Al igual que en el método del cociente espectral, la ecuación anterior también puede ser reformulada en términos del tiempo, en este caso referido al tiempo de medición del registro sísmico o t_p y al tiempo de deriva t_{deriva} entre el registro sísmico y el tiro de verificación sísmica (ver ecuación 3.18).

$$Q = \frac{t_p \cdot \ln(\omega_2 / \omega_1)}{\pi \cdot t_{deriva}} \quad (\text{Ecuación 3.18})$$

3.8 Modelado Sísmico

El modelado sísmico de manera global se puede definir como el proceso de comparación, simulación o representación de datos sísmicos que se realiza para definir los límites de la resolución sísmica, evaluar la ambigüedad de la interpretación o para predecir características de la señal sísmica asociada a un determinado modelo geológico. Los modelos pueden ser desarrollados para abordar problemas tanto estructurales como estratigráficos en el proceso de diseño de adquisición y durante la interpretación sísmica. Sheriff (1991) señala, que la concordancia entre los datos sísmicos reales y los obtenidos de un modelo no demuestra necesariamente que el modelo es correcto, ya que puede haber varios modelos que hagan concordancia con un determinado conjunto de datos sísmicos.

La generación de un sismograma sintético a partir de registros sísmicos y su comparación con los datos sísmicos es un procedimiento común del modelado directo. El modelado sísmico en el caso más simple implica la generación de sismogramas sintéticos para las secuencias de capas a investigar en función de los parámetros considerados para la creación del modelo, como las características de la ondícula fuente tales como amplitud, frecuencia y fase. En cada capa o tope formacional se reflejará una porción de energía a la superficie, siendo la amplitud y la polaridad de la reflexión determinadas por la diferencia de impedancia acústica

características para cada uno de los medios separados por el reflector. En su forma más simple, un sismograma sintético o traza sintética $x(t)$ puede ser considerada como la convolución de la función que representa la fuente de energía $s(t)$ con la serie de reflectividad $r(t)$ que representa los contrastes de impedancia acústica en el modelo de capas, tal y como se muestra en la figura 3.7.

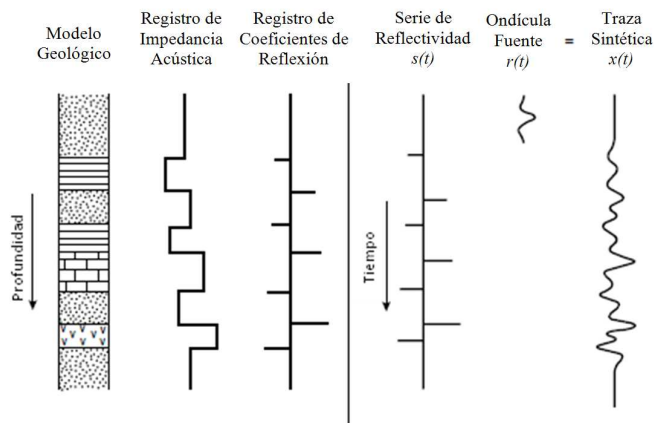


Figura 3.7. Elementos presentes en la generación de una traza sintética (Modificado de Kearey 2002).

3.8.1 Modelado sísmico por trazado de rayos

Este método consiste en la descomposición del campo de ondas en contribuciones independientes llamadas ondas primarias, que se propagan a lo largo de rayos (ver figura 3.8). Estas ondas pueden ser ondas corpóreas que se propagan a través de un cuerpo homogéneo isótropico o anisótropico, ondas directas, transmitidas, entre otras. Una gran ventaja del método es que cada onda puede ser tratada de forma independiente. Cada onda primaria es individualmente descrita por sus tiempos de viaje y amplitudes vectoriales, obtenidas a partir de la solución de un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias. Son varias las ecuaciones y modalidades a partir de la cual puede ser ejecutado este proceso; el trazado de rayos dinámico, por ejemplo, es una poderosa herramienta que puede ser usada para determinar los tiempos de viaje, cuantificar el grado de iluminación de los horizontes geológicos

presentes en el modelo utilizado y otras cantidades relevantes no solo a lo largo del rayo, sino también en sus proximidades (Červený, 2001).

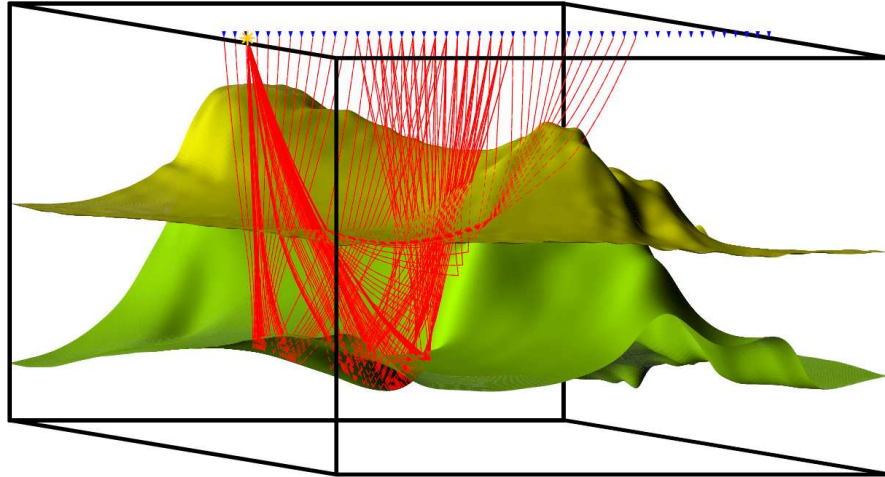


Figura 3.8. Ejemplo del trazado de rayos sobre un modelo geológico (Červený, 2001).

Para frecuencias finitas, el método del trazado de rayos es solo una aproximación, mas sin embargo esta es lo suficientemente aceptable para resolver importantes problemas asociados a la propagación de onda en tres dimensiones (3-D) en modelos geológicos de variada complejidad (Červený, 2001). En situaciones donde el método no es del todo aplicable, intervienen algunas extensiones matemáticas del trazado de rayos, que pudieran incrementar la precisión y por ende reducir el nivel de incertidumbre asociado a los resultados generados. Las soluciones a estas ecuaciones son relativamente complicadas si las condiciones de borde (dado un punto fuente y un punto receptor) son especificadas. Los métodos para resolver este problema pueden ser divididos en dos grupos: los métodos de flexión (*bending methods*) y los métodos de disparo (*shooting methods*).

En los métodos de flexión, la trayectoria inicial del rayo es inferida y perturbada iterativamente hasta resolver la trayectoria con el menor tiempo de viaje, considerando las condiciones de borde requeridas (punto fuente-receptor fijo), tal y como se muestra en la figura 3.9 La principal desventaja de este método es que

algunos rayos y sus correspondientes tiempos de viaje pueden ser omitidos, limitando la señal grabada a solo algunas llegadas de la onda primaria.

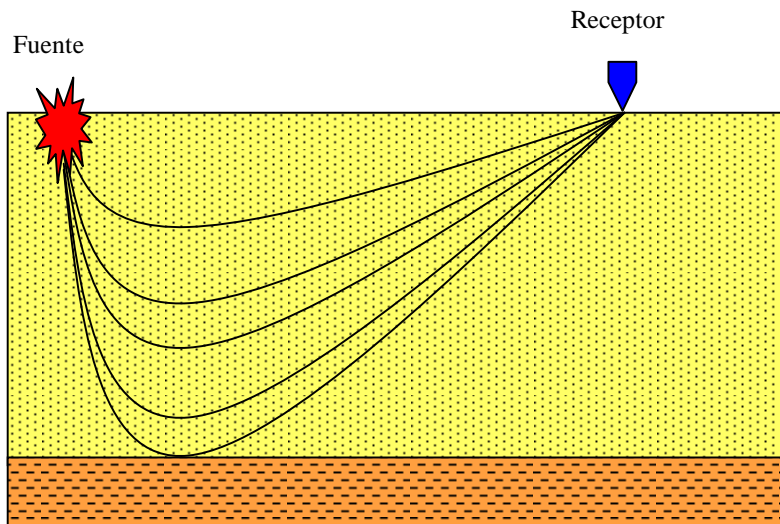


Figura 3.9. Método de flexión *bending*.

En el caso de los métodos de disparo o shooting (ver figura 3.10), se trata de un procedimiento interactivo en donde un abanico de rayos es emitido desde una fuente y la dirección de los mismos es ajustada hasta alcanzar la localización de algunos receptores.

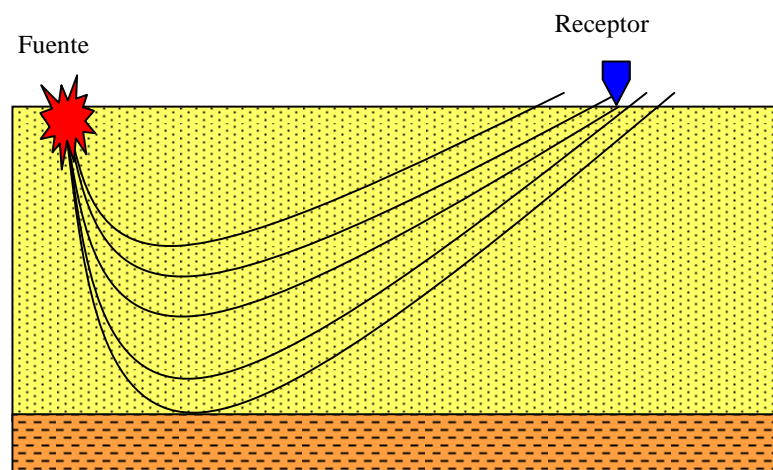


Figura 3.10. Método de disparo *shooting*.

3.9 Fundamentos de adquisición sísmica tridimensional

Los rasgos geológicos dentro del subsuelo que son de interés en la exploración de hidrocarburos (trampas estructurales y estratigráficas), presentan tres dimensiones al igual que la propagación de ondas dentro del mismo. Por tal razón, la mejor manera de obtener una imagen del subsuelo es realizar un levantamiento 3D para adquirir datos de sísmica de reflexión. En áreas terrestres es común llevar a cabo levantamientos sísmicos 3D ortogonales, donde las líneas receptoras son perpendiculares a las líneas de tiro. (Cordsen *et al.*, 2000).

Se debe establecer claramente las razones por las cuales se va a realizar un levantamiento sísmico 3D, pueden ser por motivos exploratorios como definición de estructuras, fallas y estratigrafía, o por razones de producción como caracterización y monitoreo de yacimientos, perforación horizontal, etc. Un estudio sísmico debe ser diseñado de acuerdo a la zona de interés; parámetros como cobertura, tamaño del bin y rangos de distancias fuente-receptor (*offsets*) necesitan ser relacionados con el objetivo principal. Por ejemplo, las direcciones de los principales rasgos geológicos, tales como canales o fallas, pueden influenciar la dirección de las líneas fuentes y receptoras; objetivos poco profundos requieren de *offsets* cercanos muy cortos. (Cordsen *et al.*, 2000).

En la figura 3.11 se muestra un estudio sísmico 3D ortogonal en planta que ilustra la mayor parte de los parámetros empleados. A lo largo de una línea receptora (*receiver line*) se encuentran estaciones receptoras (cada una compuesta por un grupo de geófonos o ristra) igualmente espaciadas; esta separación es igual al doble de la dimensión del *BIN* en la dirección *inline* (paralela a las líneas receptoras). La línea de tiro (*source line*) posee las estaciones fuentes (dinamita o camión vibrador) regularmente espaciadas; esta separación es igual al doble de la dimensión del *BIN* en la dirección *crossline* (perpendicular a las líneas receptoras). *SLI* significa intervalo entre líneas fuentes y *RLI* está referido al intervalo entre líneas receptoras. (Cordsen *et al.*, 2000).

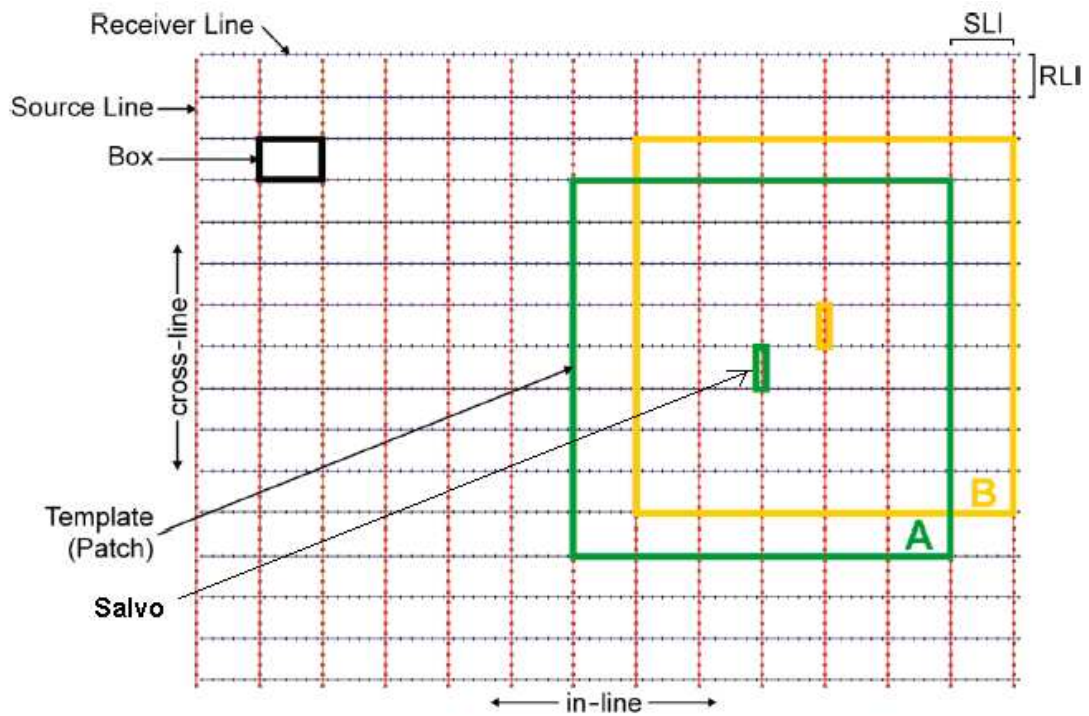


Figura 3.11. Parámetros Dentro de un Estudio Sísmico 3D Ortogonal. (Modificado de Cordsen *et al.*, 2000).

El *patch* se refiere a las estaciones receptoras encendidas que graban la información en el momento en que se detona (en el caso de explosivo) en una sola estación fuente. El *patch* usualmente forma un rectángulo de líneas receptoras paralelas que se mueve a lo largo del área de estudio y ocupa diferentes posiciones de la plantilla (*template*) a medida que se mueve el salvo, el cual es el número de fuentes tomadas antes que el *patch* sea movido. La plantilla o *template* es la suma del *patch* más el salvo. (Cordsen *et al.*, 2000).

Los datos son grabados en campo utilizando diferentes pares de fuente-receptor, con el fin de muestrear varias veces un mismo punto en el subsuelo. Este punto se denomina *CMP* (punto medio común) en superficie, y en el subsuelo se denomina *CDP* (punto común en profundidad). Esta técnica supone incidencia normal; para casos de buzamientos complejos, los *CMPs* no corresponden con los *CDPs*. La figura 3.12 muestra este proceso, a lo largo de una línea sobre una superficie; existen

diferentes pares de fuentes-receptores que tienen un mismo punto medio común. (Regueiro, 1997).

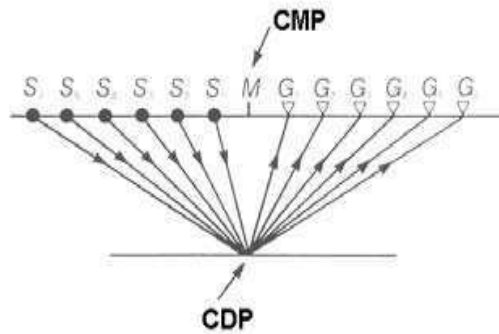


Figura 3.12. Método CMP (*Common Midpoint*). (Modificado de Yilmaz, 1987).

Un *BIN* es un área rectangular pequeña (ver figura 3.13) que usualmente tiene las dimensiones antes mencionadas (mitad del intervalo entre receptores por mitad del intervalo entre fuentes). Todos los puntos que caen dentro de esta área pertenecen a un mismo *CMP*. En otras palabras, todas las trazas agrupadas en un mismo bin pertenecen a un *CMP* y contribuirán a la cobertura de ese bin. (Cordson et al., 2000).

La cobertura (*fold*) es el número de veces que un punto es muestreado en el subsuelo. Es el número de puntos que son agrupados en un sólo *BIN* por *CMP*. La cobertura depende de la relación entre la separación de las estaciones receptoras, la separación entre las estaciones fuentes y el número de canales de grabación. Generalmente se trabaja con una cobertura promedio dentro de cualquier estudio; sin embargo la cobertura varía de *BIN* a *BIN* y para diferentes *offsets*. La máxima cobertura estará cerca del centro del proyecto. El *fold* cae a valores unitarios a lo largo de los bordes del diseño. En la figura 3.13 se observa el número de puntos o trazas que caen dentro de un bin. (Cordson et al., 2000).

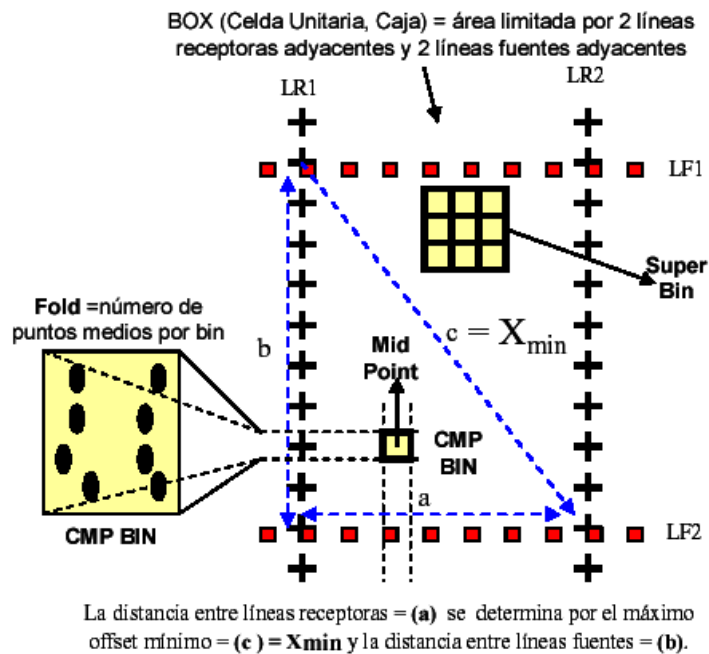


Figura 3.13. Parámetros: Caja, Bin, Cobertura y Máximo Offset Mínimo. (Modificado de Cordsen et al., 2000).

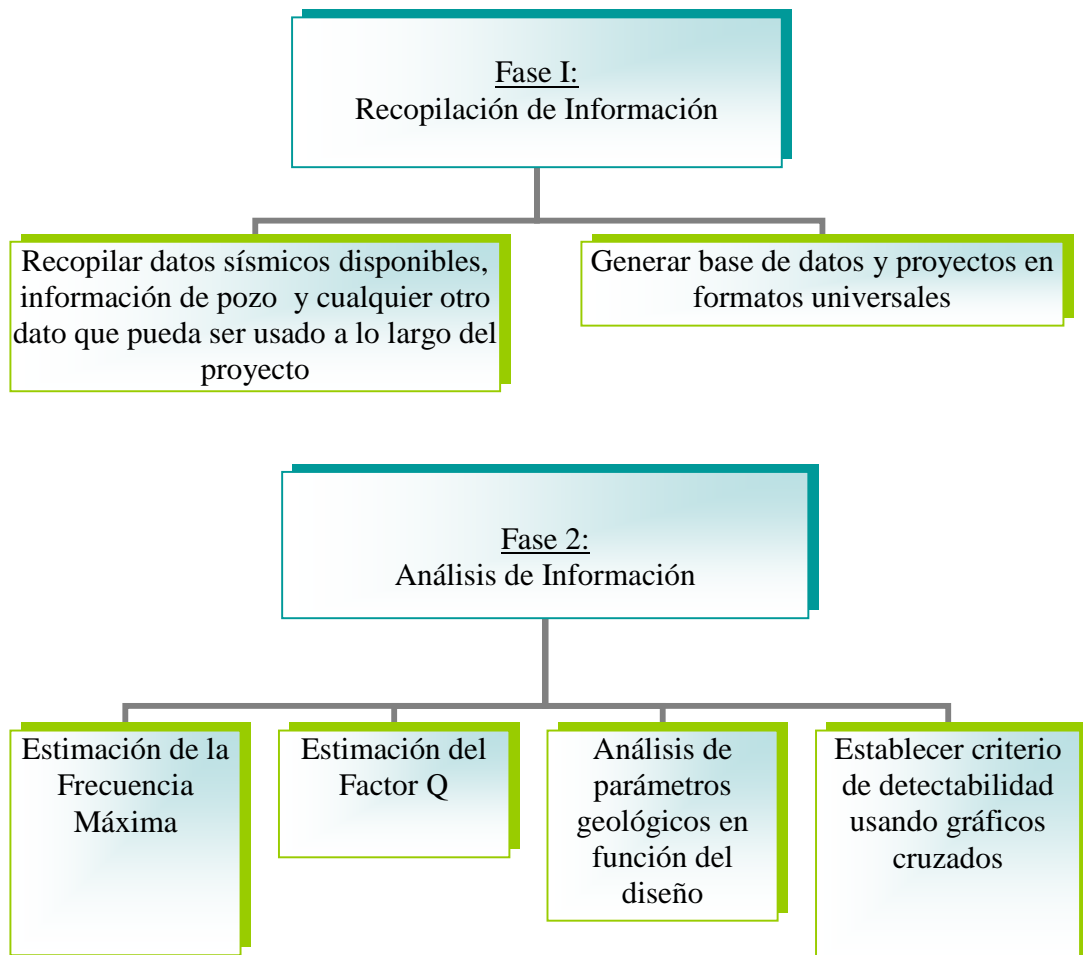
La celda unidad (*box* o *caja*) se refiere al área limitada por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes como se muestra en la figura 3.13. Esta celda usualmente representa las estadísticas del estudio (dentro de un área de máxima cobertura). El *BIN* que se encuentra exactamente en el centro de la caja tiene contribuciones de muchos pares de fuentes-receptores; la traza con el offset más corto perteneciente a ese bin tiene el offset mínimo más largo del estudio. Es decir, de todos los *offsets* mínimos, el que se encuentra en el *BIN* del centro de la caja tiene el mayor *offset* mínimo (X_{\min}). El *offset* máximo depende de la estrategia del disparo y del ancho del patch. Generalmente el *offset* máximo es la mitad de la diagonal del patch. (Cordsen et al., 2000).

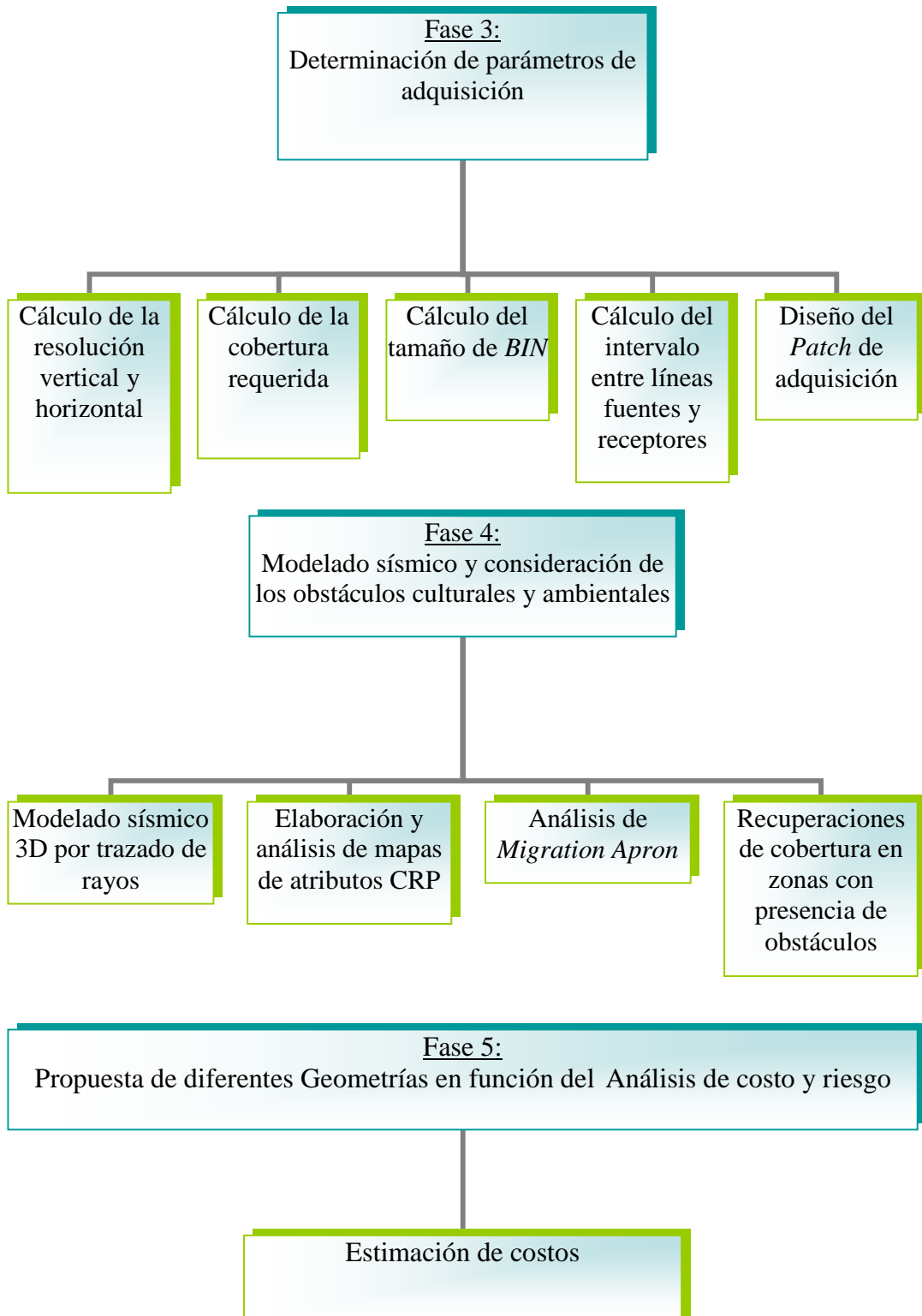
El *swath* se refiere al ancho del área sobre la cual las fuentes están siendo disparadas, según la configuración del template y sin avance *crossline* del patch. A menudo con muchos avances *inline* se hace un *swath*. Al final de éste se hace avance *crossline* para establecer el siguiente *swath*. (Cordsen et al., 2000).

CAPITULO IV

MARCO METODOLOGICO

El desarrollo de un flujo de trabajo que permitiera optimizar el diseño de adquisición sísmica en zonas complejas es el objetivo principal de esta investigación; por tal motivo, se tiene que la metodología aplicada para el desarrollo del mismo estuvo enmarcada bajo el siguiente flujo de trabajo:





Es importante destacar que el flujo de trabajo mostrado anteriormente, resulta de la combinación de la metodología empleada en el proceso de diseño convencional de sísmica 3D en zonas exploratorias y de la metodología propuesta por Galbraith (2004), a ser empleada en campos de producción. En este sentido, para el presente trabajo especial de grado se ha tomado como caso de estudio el campo Santa Bárbara ubicado al norte del estado Monagas, que además de ser un campo de producción, presenta en subsuelo un contexto geológico de gran complejidad, por lo que resulta adecuada la evaluación e implementación del flujo de trabajo propuesto en dicha zona. A continuación se describe detalladamente el desarrollo de cada una de las fases indicadas anteriormente, considerando el área de estudio seleccionada.

4.1 Fase I - Recopilación y validación de información y elaboración de base de datos

En principio se recopiló toda la información bibliográfica relacionada al área de estudio. Para dicho fin la búsqueda se sistematizó, recopilándose información que va desde el marco geológico de la zona (evolución tectónica de la Cuenca Oriental, estratigrafía y sedimentación, etc.) hasta información específica del yacimiento (mapas estructurales, informes de integración geocientífica y caracterización de yacimientos, etc.). La revisión de la literatura disponible, mayormente procedente de informes técnicos permitió madurar el entendimiento del contexto geológico regional y local del área de estudio, considerando las limitantes que puedan influenciar la aplicación del método sísmico de reflexión.

En cuanto a los datos de pozo y los datos sísmicos provenientes de levantamientos anteriores, estos fueron solicitados ante la Gerencia del Dato, unidad perteneciente a la Gerencia de Exploración y Producción de PDVSA, la cual está encargada del resguardo y manejo de los datos sísmicos, registros petrofísicos, y demás datos de uso relevante en las diferentes etapas del proceso de exploración y

producción. Los datos sísmicos suministrados estuvieron referidos a los siguientes levantamientos:

- Tejero 90 3D.
- Casupal 91 3D.
- Casupal 92 3D.
- Bosque 98 3D.
- Bosque 99 3D.
- Travi 2004 3D.

De estos levantamientos fueron entregados en su totalidad los informes tanto de adquisición como de procesamiento, así como también los archivos de la geometría de adquisición (sps, rps, xps – fuentes, receptores y relaciones de disparo respectivamente). Sin embargo, para los posteriores análisis solo se contó con la entrega de los datos migrados y post-apilados sin post-procesos del levantamiento Casupal 92-3D y Travi 2004-3D, además de un cubo *merge* resultante de la unión de los levantamientos anteriormente enumerados (todos en formato SEG Y).

La gerencia del dato argumentó que por tratarse de levantamientos que datan en promedio de 15 años (a excepción de Travi 04 3D) desde la fecha en que fueron adquiridos, por los momentos solo se preservan en los formatos de lectura vigente, aquellos datos sísmicos productos del procesamiento sísmico (pre-apilados y post-apilados migrados con y sin post-procesos). Esta situación limitó en cierto grado el desarrollo de algunas de las posteriores fases de trabajo, situación que fue solventada en la medida de lo posible, gracias a la información disponible en los informes de procesamiento con los que sí se contaron en su totalidad.

Los polígonos y la geometría de adquisición fueron cargados en un proyecto de trabajo en la plataforma Omni 3D Design 9.0, programa desarrollado por la *Geophysical Exploration and Development Corporation* (GEDCO) para el diseño y modelado sísmico. Una vez conocida la localización de los levantamientos previos se procedió a la determinación del polígono en el cual se planificaría el nuevo diseño de

adquisición sísmica 3D a ser propuesto en este trabajo. En la figura 4.1, se observa que el polígono de estudio (borde rojo) encierra casi el 100% del área cubierta por los levantamientos anteriores, con un total de 702.7 Km² extendiéndose al norte con la incorporación de parte del campo Pirital.

A partir de las coordenadas de los vértices del polígono de estudio, se requirió de la información de los pozos situados en dicha área, incluyendo los datos generales por pozo y registros petrofísicos disponibles. Una vez realizada esta búsqueda, se localizaron un total de ochocientos y un pozos (801), esparcidos irregularmente alrededor del área de estudio.

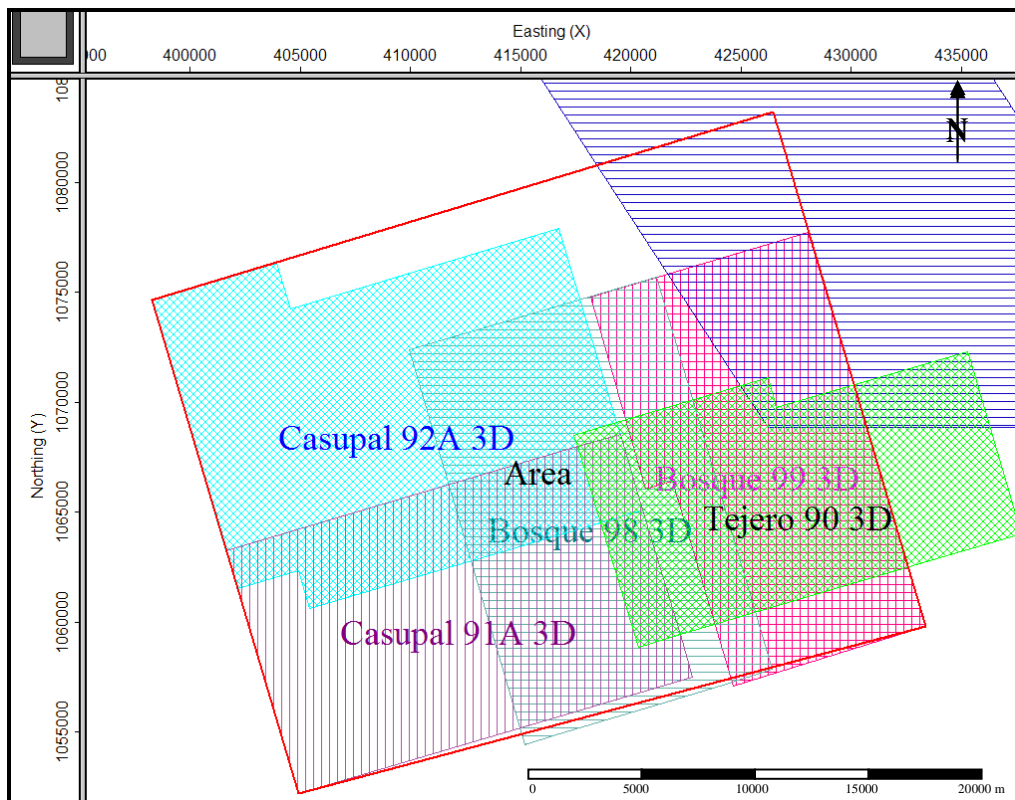


Figura 4.1. Ubicación relativa entre levantamientos anteriores y el polígono de estudio seleccionado.

Dada la gran cantidad de pozos encontrados, se procedió a la validación de los mismos, filtrando a aquellos que poseían registros sísmicos, densidad y rayos gamma a nivel de objetivo (Formación Naricual). Para ello se necesitó de los tops

formacionales por pozo para discriminar las profundidades de interés las cuales variaron entre los 4400 m y 5500 m aproximadamente. Dichos datos fueron suministrados por parte del equipo del Proyecto Norte de Monagas (Gerencia de Exploración y Producción).

Adicionalmente, se solicitó el modelo vigente de velocidades interválicas procedente del trabajo especial de grado presentado por Pérez (2008). Este modelo desarrollado en la plataforma *Paradigm GOCAD*, disponía de las superficies geológicas en profundidad y de importantes estadísticas sobre el comportamiento de las velocidades interválicas dentro de cada región de interés (ver figura 4.2), información que sería de gran utilidad en el desarrollo de las siguientes fases de trabajo.

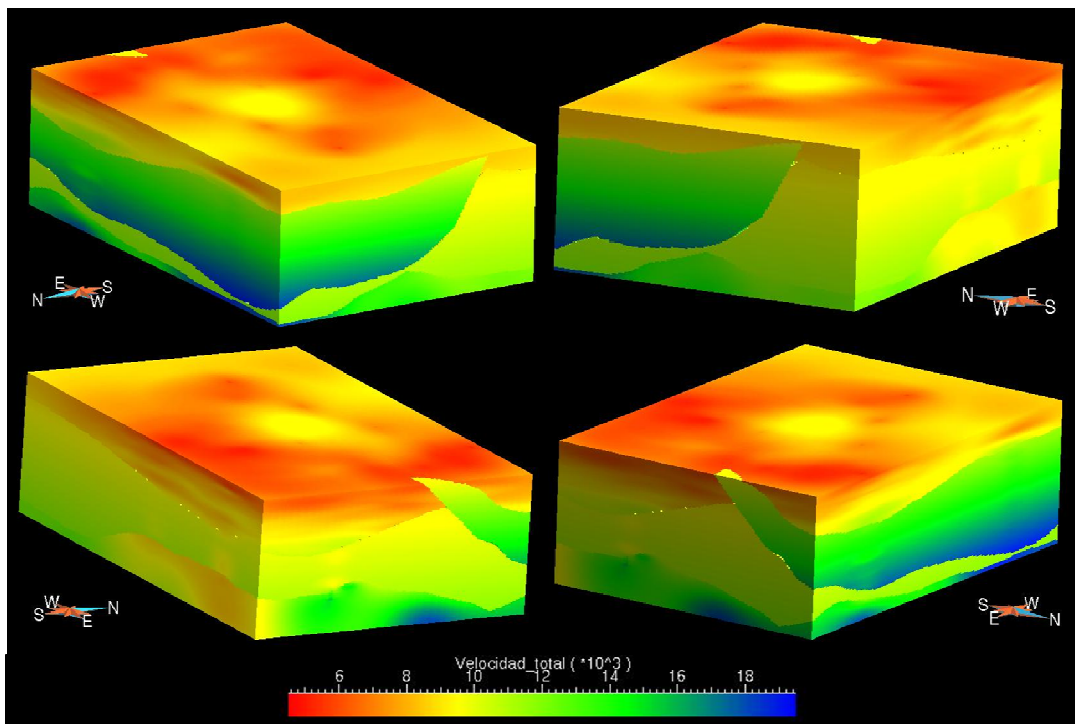


Figura 4.2. Cubo 3D del modelo de velocidades interválicas del campo Santa Bárbara – diferentes perspectivas (Modificado de Pérez, 2008)

En cuanto a la información referente a los obstáculos culturales y ambientales presentes en la zona de estudio, fueron entregados por parte de la Gerencia Corporativa de Geodesia el siguiente paquete de datos:

- Topografía (DEM-*Digital Earth Model*) con mallado de 30 x 30 m. Entregado en Formato ASCII.
- Imagen satelital no interpretada. Entregado en Formato PNG.
- Imagen satelital interpretada (se evidencian drenajes, cárcavas, farallones, morichales, entre otros obstáculos ambientales). Entregado en Formato ASCII y shp.
- Facilidades de superficie (plantas compresoras de gas, oleoductos, vialidad, entre otros obstáculos culturales). Entregado en Formato ASCII y shp.

Finalmente con la información suministrada, se crearon proyectos de trabajo en plataformas de visualización e interpretación como *Schlumberger Petrel* y *Paradigm GOCAD*, con la finalidad de hacer un manejo integral de los datos a ser utilizados posteriormente.

4.2 Fase II - Análisis de información

Esta es una de las fases de mayor importancia del flujo de trabajo, pues acá se analiza toda la información disponible a fin de identificar las principales variables geológicas de la zona de estudio y su influencia en la respuesta sísmica captada en superficie. La evaluación de esta información permitirá establecer un criterio consistente en el proceso de optimización de los parámetros de adquisición requeridos para el desarrollo del nuevo diseño sísmico 3-D. Vale la pena mencionar que una vez fueron validados y depurados los datos de pozos disponibles en el área de estudio, se procedió a la selección estratégica de aquellos pozos que formarían transectos representativos en donde la variación geológico-estructural pudiera ser correlacionada

con las secciones geológicas disponibles que fueron reconstruidas en profundidad a partir de la interpretación de datos sísmicos previos (ver figuras 2.5 y 2.6). A partir de este criterio, los pozos seleccionados se muestran en la figura 4.3. Todos los pasos a desarrollar en esta fase se amarran a los datos de estos pozos.



Figura 4.3. Ubicación relativa de los pozos seleccionados para el análisis de información.

4.2.1 Estimación de la Frecuencia Máxima

La finalidad de esta etapa es estimar la frecuencia requerida para resolver el objetivo propuesto y así, posteriormente, establecer su relación con la frecuencia real a recuperar considerando los efectos de atenuación sísmica. En tal sentido se procedió a la generación de sismogramas sintéticos por pozo (se consideraron solo aquellos que se alinearon en dirección Noroeste-Sureste, de mayor variación estructural - ver figura 4.3). Para ello se calculó la curva de impedancia acústica y seguidamente la serie de reflectividad, a partir del registro sísmico y de densidad (ver figura 4.4). La calibración del sísmico y conversión de la serie de reflectividad al dominio temporal se

llevó a cabo mediante el uso de tiros de verificación sísmica (*checkshots*) disponibles para cada pozo.

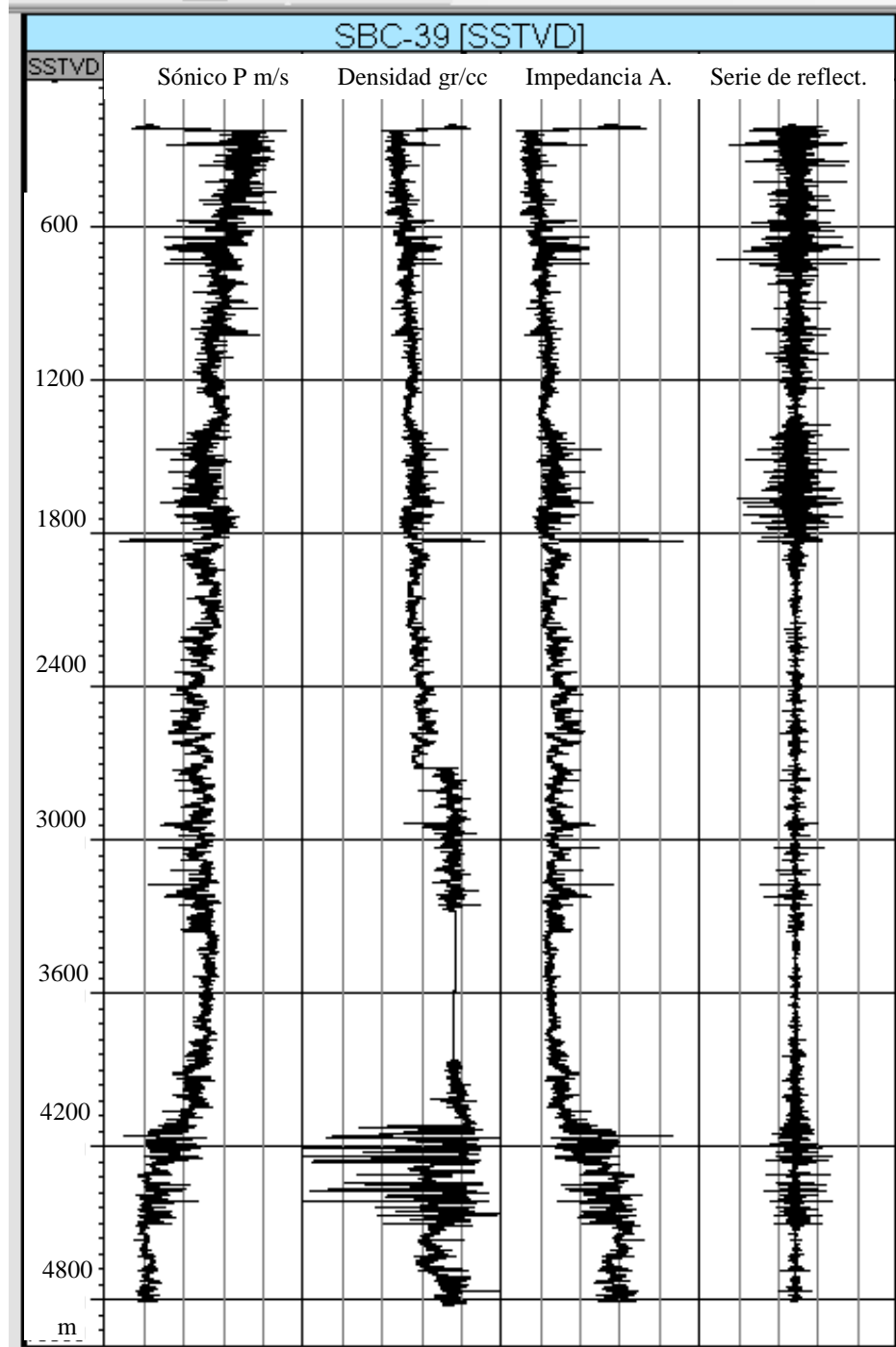


Figura 4.4. Ejemplo de registros sónicos, densidad y las curvas de impedancia acústica y serie de reflectividad resultantes para el pozo SBC-39.

La evaluación y visualización de espesores se logró gracias a la carga de los topes formacionales por cada pozo. En general los marcadores cargados corresponden al tope de la Formación Mesa-Las Piedras, Morichito y la Pica en la región somera, tope del bloque Alóctono, tope de Carapita, tope de Naricual y tope del Cretácico. Adicionalmente, el registro de rayos gamma permite diferenciar litologías (ver figura 4.5).

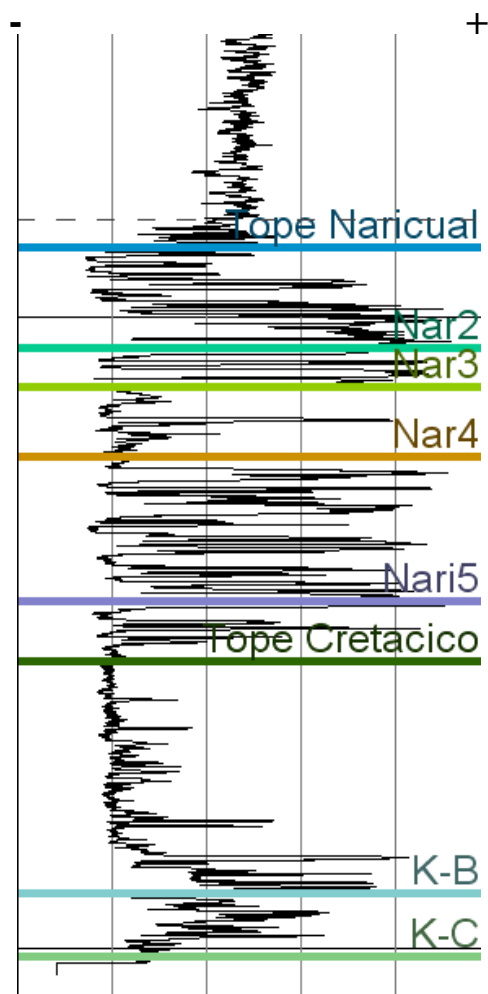


Figura 4.5. Ejemplo de registro Gamma Ray en el pozo PIC-1E.

Posteriormente, se convolucionó la serie de reflectividad calculada por pozo con ondículas Ricker fase cero a diferentes frecuencias (20, 30, 40, 60 y 80 Hz).

Se promediaron por cada pozo los espesores de los cinco (05) miembros de la formación Naricual (ver tabla 4.1), así como también se obtuvo un promedio general que representa el valor de resolución requerido (ver tabla 4.2). El tope y la base de cada miembro se referenciaron a la mesa rotatoria del pozo en profundidad medida *MD*.

Tabla 4.1. Ejemplo de cálculo de espesor promedio del objetivo en el pozo PIC-1E.

Nombre del estrato		Tope <i>MD</i> [m]	Base <i>MD</i> [m]	Espesor [m]
Naricual	NAR-1	4967,63	5047,49	79,86
	NAR-2	5047,49	5071,87	24,38
	NAR-3	5071,87	5196,84	124,97
	NAR-4	5196,84	5244,69	47,85
	NAR-5	5244,69	5318,15	73,46

Espesor Promedio	70,10
-------------------------	-------

Tabla 4.2. Cálculo de Espesor promedio del objetivo principal a partir de los espesores promedios calculados por pozo.

Nombre del estrato	Espesor Promedio [m]
PIC-1E	70,10
SBC-15	63,22
SBC-39	80,16
PIC-16	68,58
PIC-25	73,88

Promedio Final	71,19
-----------------------	-------

Seguidamente se procedió a la verificación del criterio de resolución vertical de Vermeer (1999), aunque visualmente menos explícito que la metodología de los sismogramas sintéticos, este criterio aporta un análisis cuantitativo de la resolución vertical más a detalle.

Tabla 4.3. Cálculo de resolución vertical de acuerdo al criterio de resolución de Vermeer.

Pozo	Prof. Objetivo [m]	Vel. Int. [m/s]	Resolución [m]				
			Frec. 20 Hz	Frec. 30 Hz	Frec. 40 Hz	Frec. 60 Hz	Frec. 75 Hz
PIC-1E	4967,63	4434,50	87,99	58,66	43,99	29,33	23,46
SBC-15	4801,51	3934,56	78,07	52,04	39,03	26,02	20,82
SBC-39	4581,14	3377,80	67,02	44,68	33,51	22,34	17,87
PIC-25	5977,13	4478,41	88,86	59,24	44,43	29,62	23,70
PIC-16	4913,38	3911,60	77,61	51,74	38,81	25,87	20,70
Promedio			80,46	53,64	40,23	26,82	21,46

La comparación entre el valor promedio final dado en la tabla 4.2 y los valores de resolución para cada frecuencia (ver tabla 4.3), permitió definir un rango de frecuencias dominantes para resolver el objetivo propuesto. Finalmente se generó una curva empírica donde es posible calcular la frecuencia requerida para resolver un espesor dado, en donde se considera implícita la velocidad interválica inmediatamente por encima del objetivo principal. Esta curva obtenida a partir de la tabla 4.3 se ajustó de acuerdo a una regresión polinómica de tercer grado.

4.2.2 Estimación del Factor Q

La estimación del factor Q en las formaciones geológicas, a través de las cuales la onda sísmica deberá propagarse hasta alcanzar el objetivo principal, es un punto de gran importancia en el desarrollo de este trabajo. Su conocimiento no sólo permitirá estimar la frecuencia máxima posible a nivel de objetivo (a recuperarse en superficie), tomando en cuenta la absorción del medio geológico, sino que también dará paso a la discusión sobre si realmente la absorción es causante principal de la baja iluminación del objetivo (Formación Naricual). Se empleó un (01) tiro de verificación sísmica (*checkshot*) en el pozo SBC-39 y un (01) perfil sísmico vertical *VSP-cero offset* adquirido en los pozos PIC-1E (ver figura 4.6).

Es importante destacar que los tiros de verificación sísmica y los perfiles sísmicos verticales registran tanto el campo de ondas descendentes (onda directa desde la fuente) como el campo de ondas ascendentes (ondas reflejadas debido a la discontinuidad litológica). En consecuencia, la estimación del factor Q para ondas compresionales, requiere sólo de la información del campo de ondas descendentes (primeras llegadas) de componente vertical, ya que son ellas quienes evidencian la atenuación de frecuencias por efecto de la absorción a medida que el registro se ubica a mayor profundidad (ver figura 4.7).

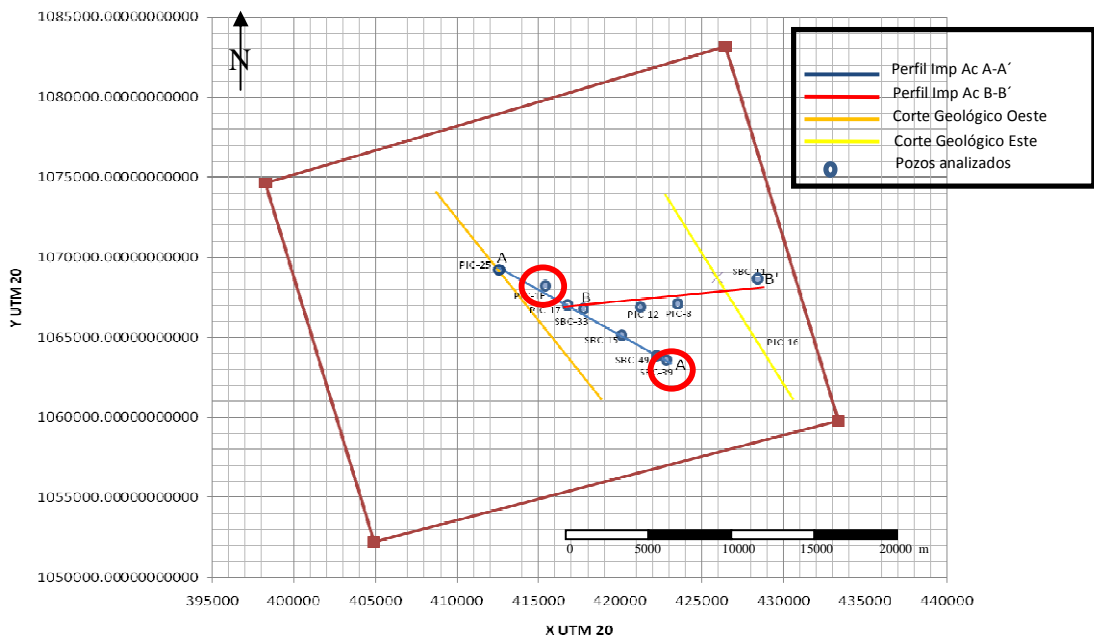


Figura 4.6. Mapa de ubicación de los perfiles sísmicos verticales empleados para la estimación del factor Q.

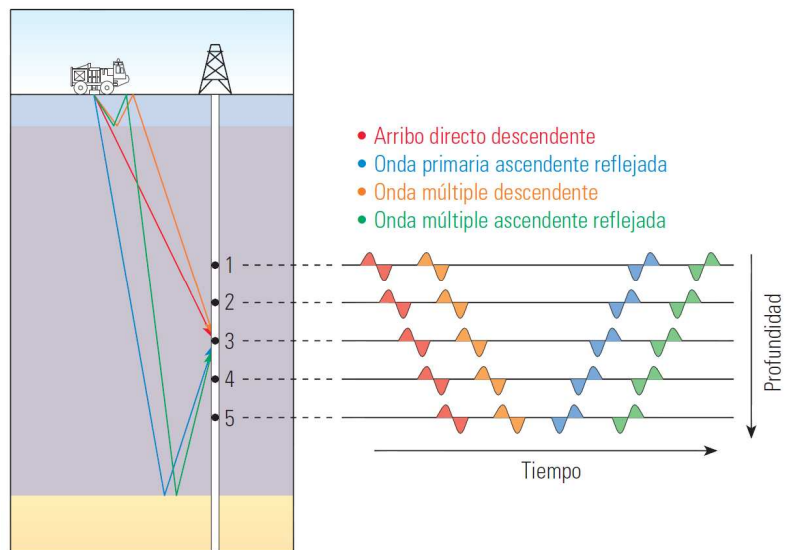


Figura 4.7. Identificación de los diferentes campos de onda registrados en tiros de verificación y perfiles sísmicos verticales (Modificado de Schlumberger Oilfield Services, 1997).

Considerando lo anteriormente descrito, se procedió inicialmente a la extracción de la componente vertical Z del archivo SEG-Y correspondiente a cada tiro de verificación sísmica y/o perfil sísmico vertical. En el caso del pozo PIC-1E los tiros de verificación fueron adquiridos en niveles someros y profundos, mientras que el perfil sísmico vertical a nivel del alóctono y de la Formación Naricual, quedando ambas metodologías registradas en un mismo SEG-Y diferenciadas solo por el intervalo entre los receptores fijados en la pared del pozo. Por lo tanto, los archivos SEG-Y por pozo fueron cargados en un proyecto en el software VISTA 9 desarrollado por la *Geophysical Exploration and Development Corporation* (GEDCO) para el procesamiento sísmico. Una vez cargados, se verificó el encabezado por cada pozo en donde uno de los campos de datos, mostraba que los valores 1, 2 y 3 estaban vinculados al registro de las componentes X, Y, Z respectivamente, razón por la cual el registro sísmico se restringió a que sólo leyera las trazas cuyo valor de componente era igual a 1, ya que solo la componente vertical será usada para el estudio.

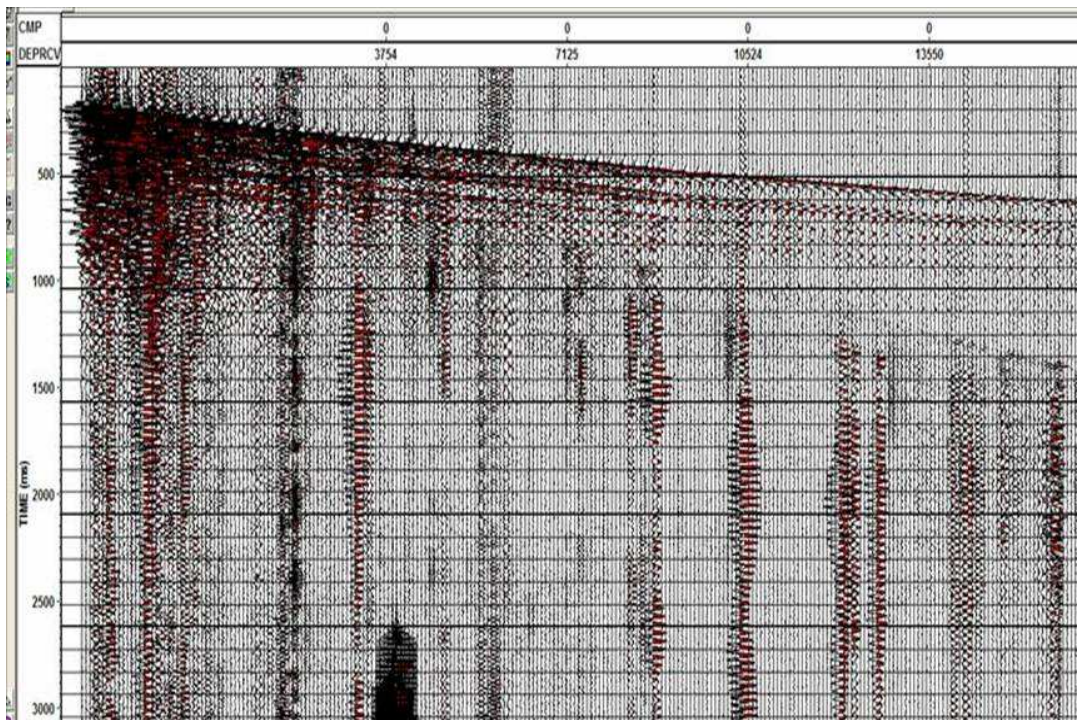


Figura 4.8. Registro sísmico resultante (Componentes X, Y, Z).

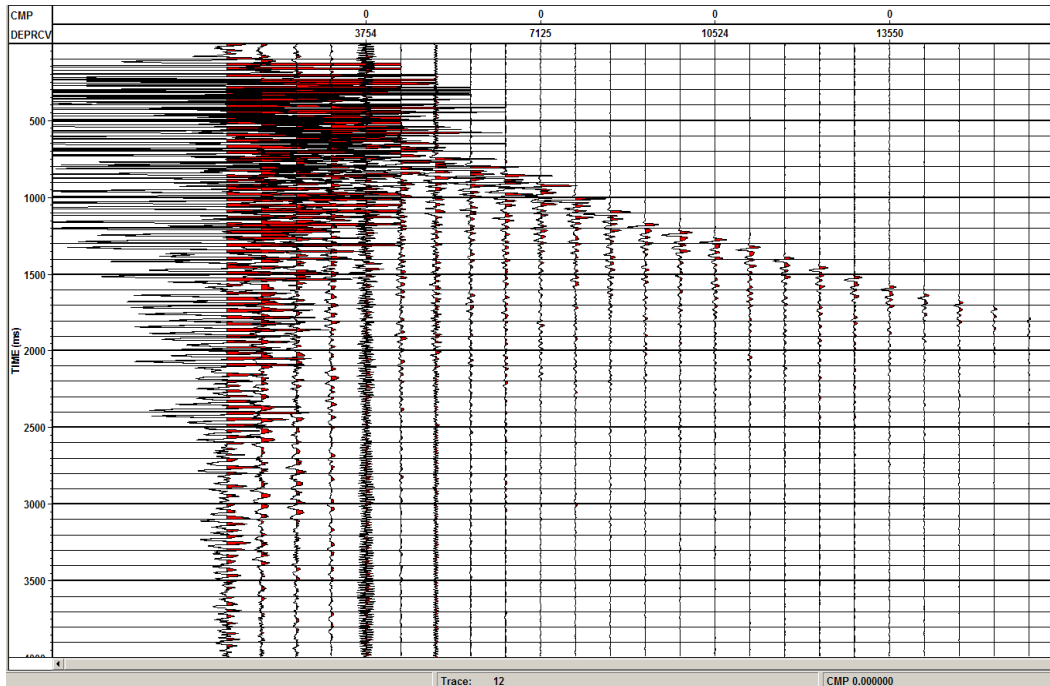


Figura 4.9. Registro sísmico resultante (componente vertical).

El archivo SEG-Y de salida (componente vertical) sería utilizado desde entonces en los siguientes subprocesos para la estimación del factor Q a través del método del cociente espectral. Antes de la estimación del factor Q es necesario realizar un pre acondicionamiento de los datos. El flujo de procesamiento aplicado para dicho fin es el siguiente:

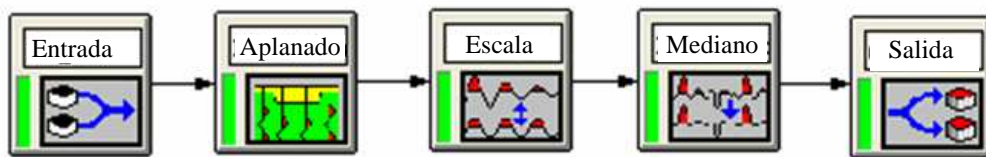


Figura 4.10. Flujo de procesamiento para la preparación de los datos que serán analizados para la estimación del factor Q.

Es importante resaltar que la aplicación de este flujo de procesamiento aplica de manera independiente para cada pozo analizado. A continuación se describirá cada fase del flujo tomando como ejemplo uno de los pozos analizados. Como archivo de

entrada fue utilizado el archivo SEGY del pozo de interés y se configuró para que el orden de trazas “*sort*” fuera ejecutado de acuerdo al número de traza. Seguidamente el proceso de aplanado o “*flat*” aplicó un desplazamiento o “*shift*” en tiempo para cada traza a fin de que todas las primeras llegadas fueran ubicadas a un mismo tiempo de referencia (0 ms) tal y como se muestra en la figura 4.11. Para ello se requirió previamente de una selección manual de las primeras llegadas.

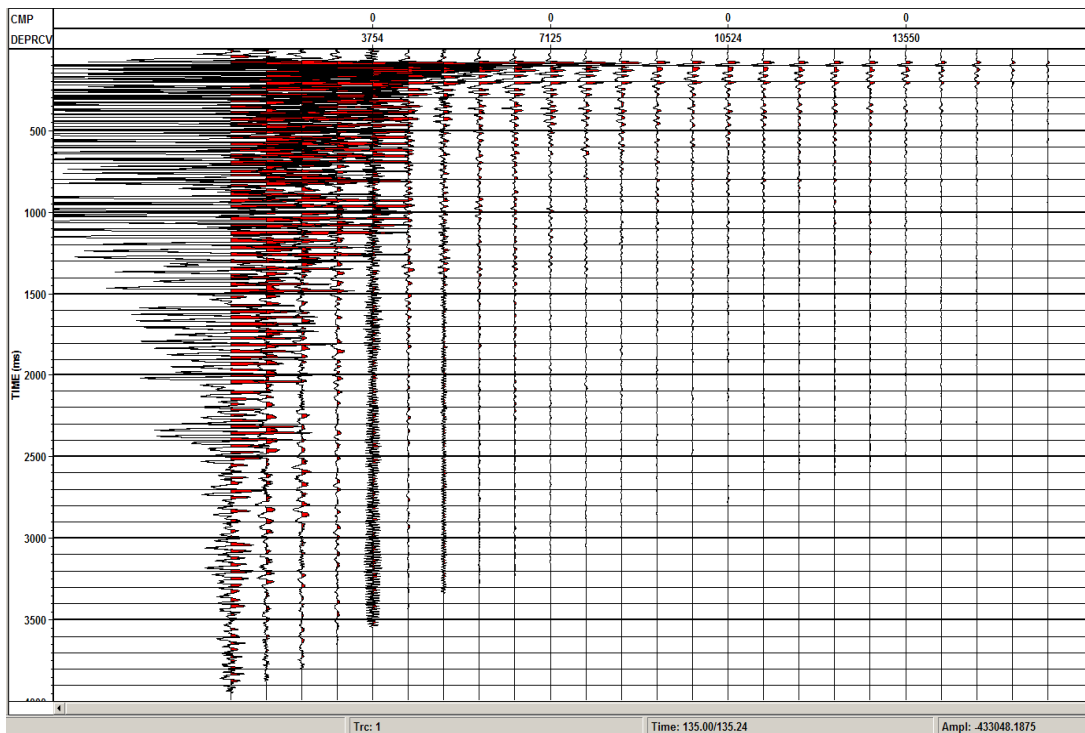


Figura 4.11. Registro sísmico resultante después de la aplicación del proceso de aplanado o “*flat*”.

Después de la aplicación del proceso anterior, fue ejecutado un filtro de escalar de amplitud. El resultado fue un registro ecualizado. (ver figura 4.12).

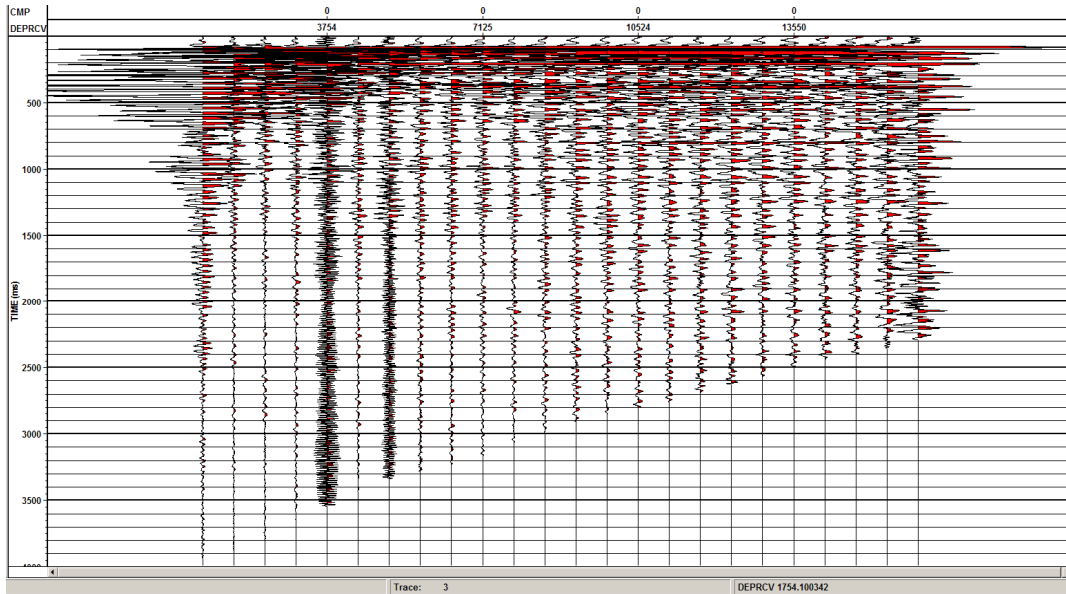


Figura 4.12. Registro sísmico resultante después de la aplicación del filtro escalar de amplitud.

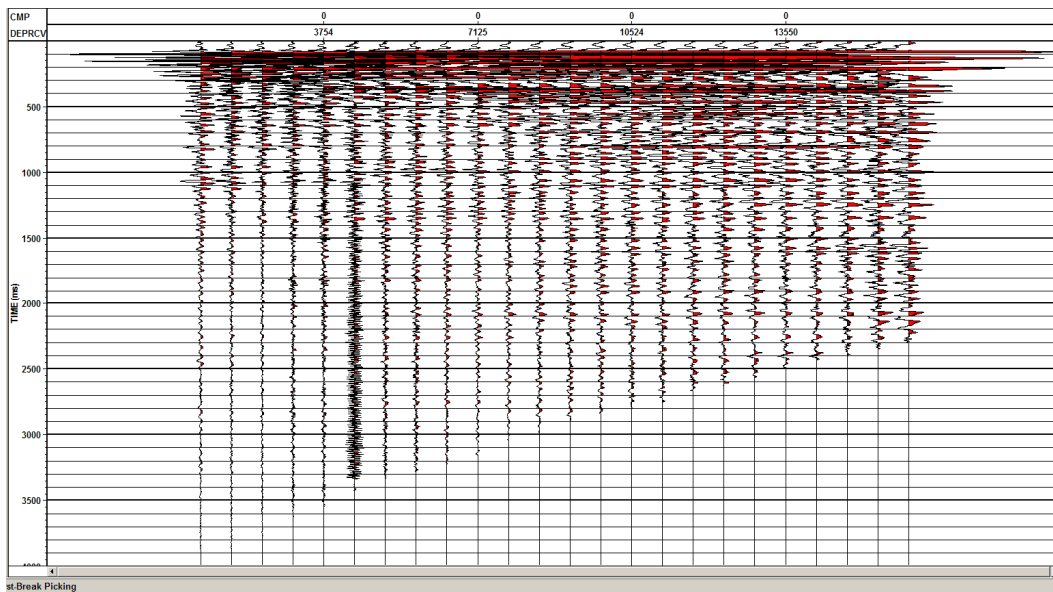


Figura 4.13. Registro sísmico resultante después de la aplicación del filtro mediano.

Finalmente, en lo que concierne a la preparación del registro para la estimación del factor Q , fue aplicado un filtro mediano de rechazo cuyo análisis fue configurado para ser ejecutado cada 4 trazas. Este proceso permite separar el campo

de ondas descendentes del campo ascendente, obteniéndose de esta manera un registro donde solo se distinguen las primeras llegadas de la onda directa (ver figura 4.13). Ya culminada la preparación del registro sísmico, se dio inicio a la estimación del factor Q . Para ello se realizó en primera instancia la verificación de la geometría de adquisición de la sísmica de pozo, de acuerdo a lo indicado en el encabezado del registro, para así proceder al correcto análisis de velocidades (ver figura 4.14).

De este análisis se obtendría un archivo de salida que sería requerido como parámetro de entrada para la ejecución del método del cociente espectral.

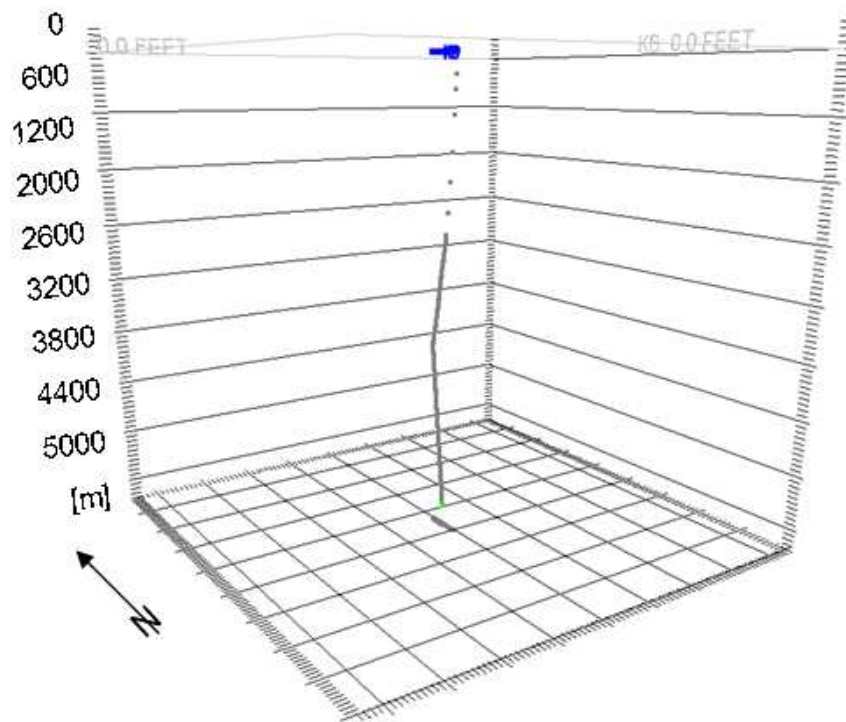


Figura 4.14. Ejemplo de la geometría cargada para los tiros de verificación y VSP.

Del menú VSP de VISTA 9, se seleccionó la opción Q attenuation en donde se debió especificar cual de los archivos SEGYY cargados en el proyecto iba a ser procesado, así como también se especificó la ruta en la cual se encontraba guardado el archivo procedente del análisis de velocidades. Una vez configurados los

parámetros de entrada, el programa desplegó una ventana como la mostrada en la figura 4.15.

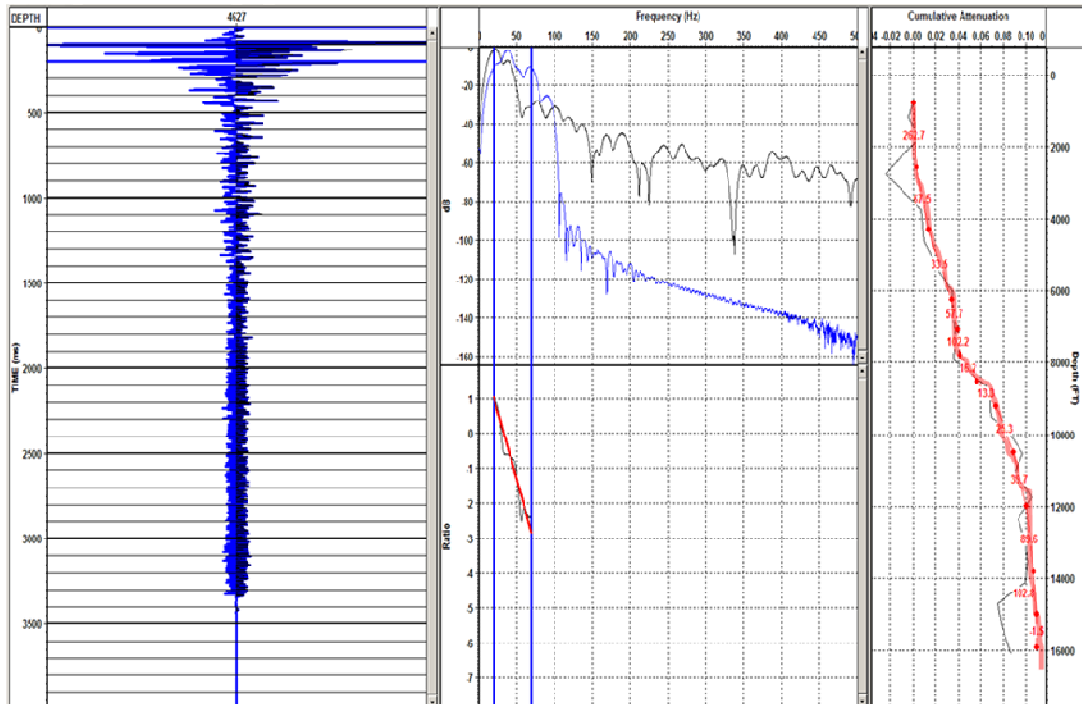


Figura 4.15. Visualización del panel usado en la estimación del factor Q.

En la figura 4.15, se observa una ventana dividida en tres (03) paneles principales. La primera (izquierda) muestra el registro preparado anteriormente, resaltando la traza en análisis. El segundo panel, subdivido en superior e inferior, muestra los principales procesos del método del cociente espectral.

En la parte superior se muestra un análisis espectral en donde la curva de color negro corresponde al espectro de amplitud de referencia, en este caso vinculado a la traza más somera, la cual en teoría es la menos atenuada del registro. Por su parte la línea azul representa el espectro de amplitud de la traza en análisis, registrada por un receptor ubicado a una determinada profundidad.

Nótese que en la parte inferior del segundo panel, se presenta una gráfica donde el eje vertical representa el cociente espectral resultante de la división entre el espectro de amplitud de la traza en análisis y el espectro de amplitud de la traza de referencia

para una frecuencia dada en el eje horizontal. La recta que allí se genera (recta roja) es producto de la regresión lineal de los puntos graficados para cada frecuencia, donde el inverso de su pendiente es teóricamente igual al valor de Q en el intervalo de profundidad comprendido entre la traza de referencia y la traza en análisis.

En este paso es importante destacar que fue necesario restringir el análisis para un rango de frecuencias estimado a partir de las observaciones que mostraban que para ciertas frecuencias la respuesta del cociente espectral mostraba un comportamiento irregular y poco lineal. En promedio el rango de frecuencia utilizado para todos los análisis estuvo entre 10 y 70 Hz.

El cociente espectral fue calculado para cada par “traza de referencia – traza en análisis”, hasta cubrir toda la profundidad disponible en el registro. Esto permitió al algoritmo generar un gráfico de atenuación acumulada (en db/m) en función de la profundidad tal y como se muestra en el panel derecho de la figura 4.15. En teoría la curva allí presentada debe responder a un gradiente positivo de atenuación acumulada, sin embargo, las irregularidades negativas que allí se observan son causadas por anomalías que no responden a la absorción intrínseca de la roca, tema que será analizado en posteriores apartados de este trabajo.

Debido a esta situación la curva allí mostrada fue suavizada respetando su tendencia “natural” y considerándose un gradiente positivo de la atenuación acumulada por efecto de absorción, en las zonas anómalas (ver figura 4.16).

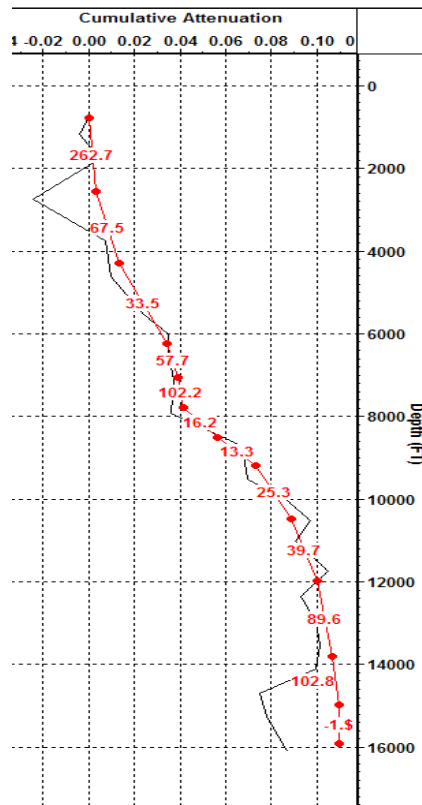


Figura 4.16. Ejemplo de curva de atenuación acumulada corregida.

Sobre la curva suavizada debieron ser seleccionados los puntos que corresponden a las profundidades en las cuales se localizan los topos formacionales del pozo en análisis. Nótese que al lado de cada punto seleccionado se muestra un valor numérico, el cual corresponde al valor del Factor Q en el intervalo entre ese punto y aquel inmediatamente anterior. Una vez seleccionados los puntos correspondientes a cada marcador geológico, entre ellos se seleccionaron tantos puntos fueron necesarios para que la trayectoria que ellos describen coincidiera con la curva suavizada.

Finalmente el factor Q por formación geológica resultó del promedio ponderado de los valores de Q interválicos en cada formación (ver figura 4.17). La relación tiempo-profundidad fue asignada a partir de la curva tiempo profanidad T-Z generada en el análisis de velocidades.

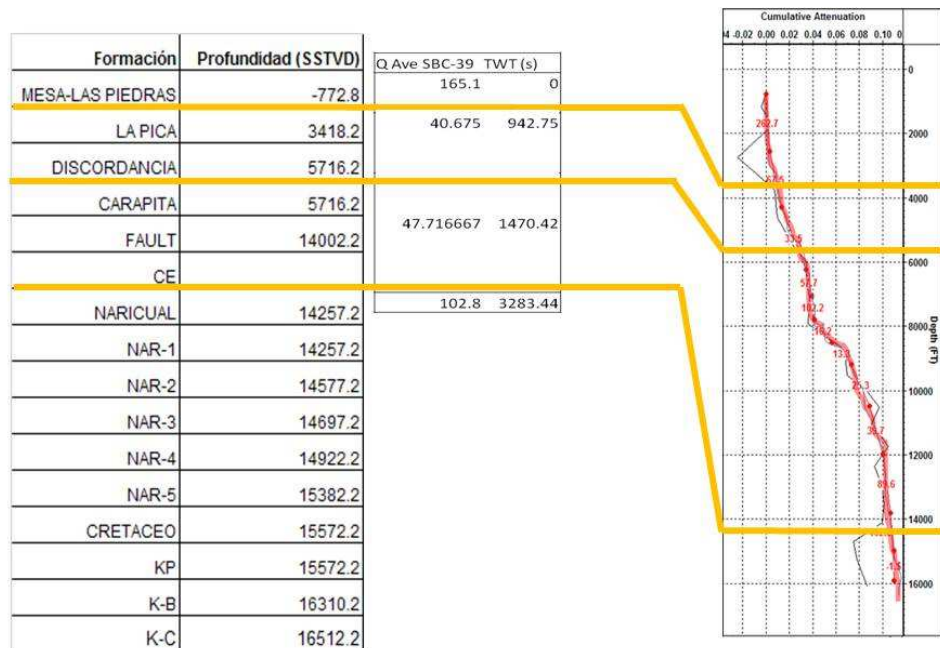


Figura 4.17. Ejemplo del cálculo del factor Q por formación geológica.

El procedimiento anteriormente descrito fue realizado para cada uno de los pozos analizados con perfiles sísmicos verticales y tiros de verificación. Los valores obtenidos de factor Q para los pozos PIC-1E y SBC-39 fueron promediados de manera ponderada para las formaciones afines. Ahora bien, para corroborar que los factores de absorción calculados realmente producen una atenuación sísmica marcada a nivel de objetivo, se procedió al modelado directo con factor Q, utilizándose para ello los sismogramas sintéticos generados anteriormente para cada pozo, esta vez generados a partir de la convolución de la serie de reflectividad con ondículas Ricker fase cero de frecuencia dominante igual a 100 Hz.

El algoritmo que acá se utiliza, cuyo flujo de trabajo viene dado por la figura 4.18 básicamente simula el efecto de absorción que experimenta una traza sísmica para pares “tiempo – Factor Q” dados.

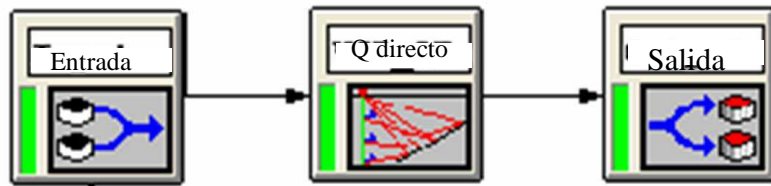


Figura 4.18. Flujo de procesamiento empleado para el modelado directo Q.

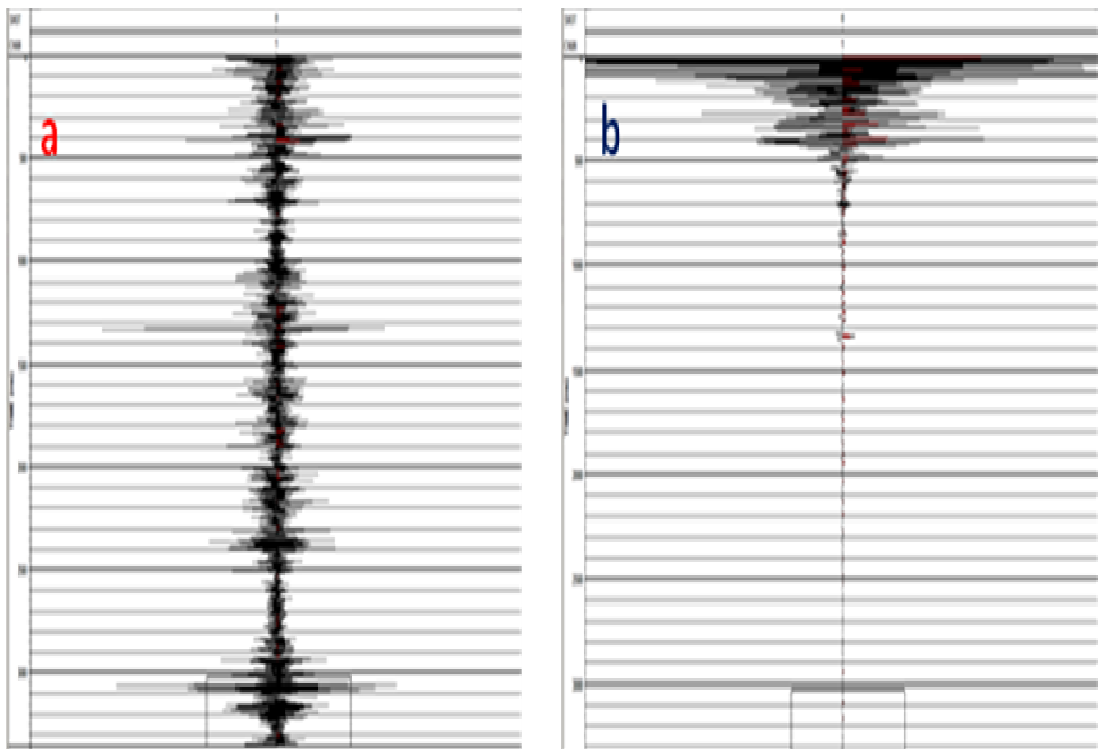


Figura 4.19. Ejemplo de traza sintética generada en el pozo SBC-39 antes (a) y después (b) del modelado directo de Q.

Una vez ejecutado el modelado directo, se crearon ventanas de tiempo cuya longitud estuvo determinada por el intervalo entre cada tope formacional, y sobre las cuales fueron hechos los análisis espectrales que permitieron determinar la frecuencia dominante para cada nivel de análisis (ver figura 4.19 y figura 4.20).

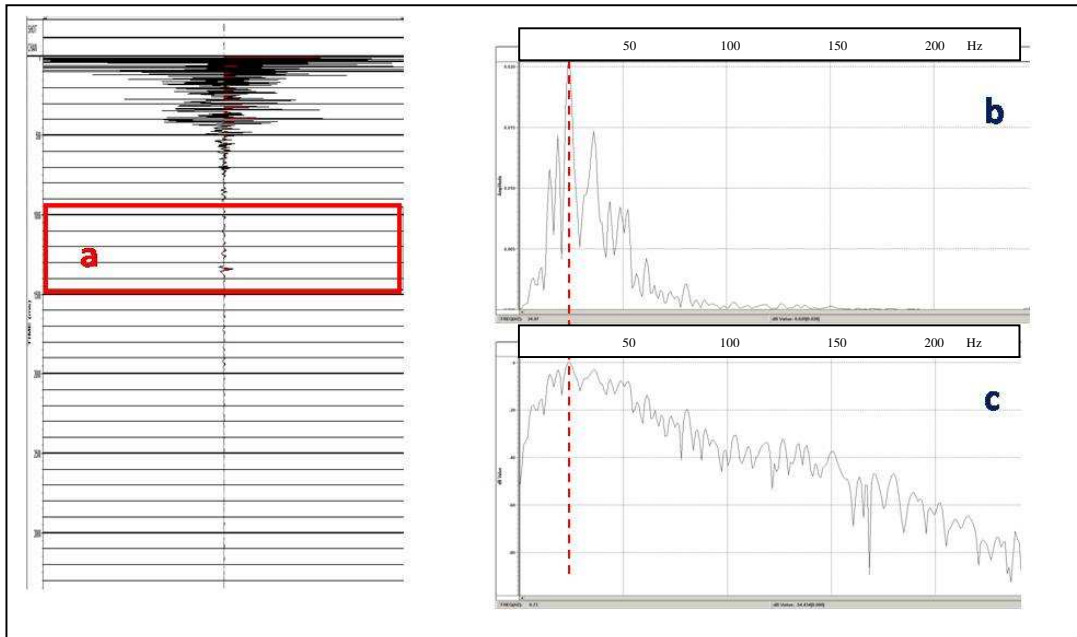


Figura 4.20. Ejemplo del análisis espectral hecho en el pozo SBC-39 en una ventana de 527.67 ms que corresponde al intervalo de la Formación La Pica (a). Los análisis vienen dados en escala lineal (b) y en decibelios (c) en donde la línea roja punteada indica la frecuencia dominante.

Como producto final, se construyó para cada pozo una gráfica de la variación de la frecuencia dominante con respecto al tiempo de viaje doble (TWT), con la finalidad de describir el impacto de los factores Q calculados en el contenido de frecuencias de la traza sísmica (ver figura 4.21). Para ello se emplearon los valores de frecuencia dominante obtenidos en cada intervalo de tiempo analizado en el procedimiento anterior. Estas frecuencias fueron asignadas puntualmente a un valor medio entre el mínimo y máximo de cada intervalo de tiempo. Adicionalmente se generó una gráfica similar a la anterior pero esta vez mostrando la variación de la frecuencia máxima, la cual fue estimada a partir de la relación empírica que enuncia que la frecuencia máxima es aproximadamente 1.5 veces la frecuencia dominante.

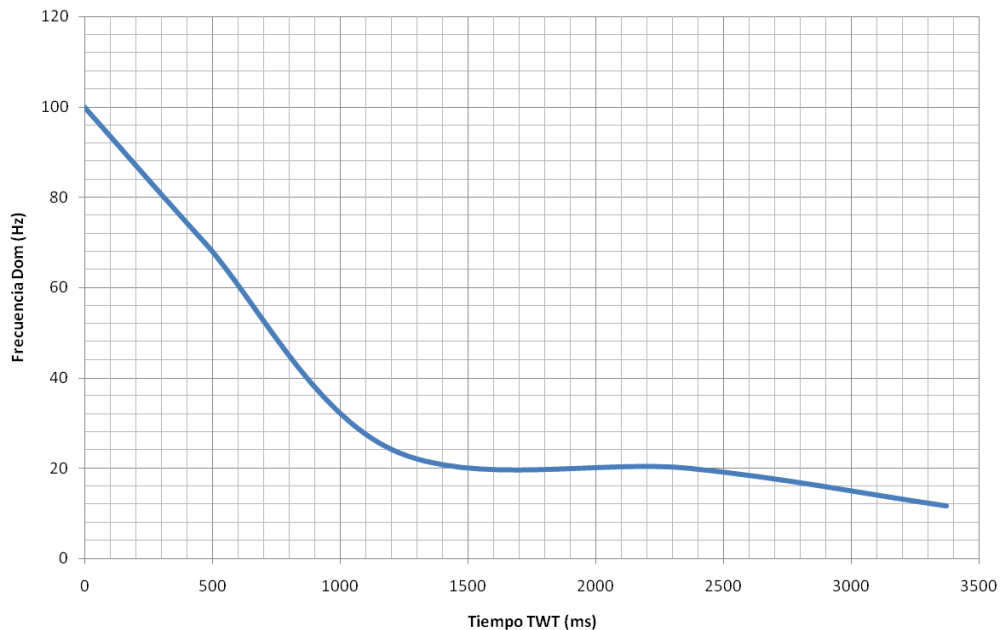


Figura 4.21. Ejemplo de curva generada de frecuencia dominante en función del tiempo doble viaje (TWT) para el pozo SBC-39.

4.2.3 Análisis de parámetros geológicos en función del diseño

En este paso, se consideraron la profundidad y el buzamiento del yacimiento, los cuales afectan el cálculo de los parámetros utilizados en el diseño de la adquisición sísmica 3D.

Inicialmente se procedió a la carga de la superficie en profundidad correspondiente al tope de la Formación Naricual (ver figura 4.22) en el software *GMG Model Builder*, aplicación desarrollada para la generación de modelos geológicos que puede ser invocada desde MESA 11, que es uno de los programas que será utilizado para el diseño de adquisición y modelado sísmico, al igual que Omni 9.0. Una vez que el modelo estuvo disponible para ser utilizado desde Mesa 11, se calculó el atributo de buzamiento para el tope del yacimiento, a fin de visualizar las variaciones de esta propiedad en toda el área de estudio.

Adicionalmente el archivo de entrada utilizado para el mapeo de la superficie cargada, fue analizado estadísticamente mediante el uso de la aplicación SPSS statistics, esto con la finalidad de tener un respaldo cuantitativo general del mapa anterior, facilitando su posterior análisis.

A pesar de que el objetivo principal para el diseño que en este trabajo se propone está referido a la Formación Naricual, es de interés interpretativo la definición del corrimiento de Pirital, el cual ha presentado serios problemas de iluminación sísmica. Esta situación se evidencia en los datos sísmicos tridimensionales procedentes de anteriores levantamientos adquiridos en la zona de estudio. Por tal motivo, el análisis de buzamientos también fue llevado a cabo considerando el corrimiento como objetivo secundario.

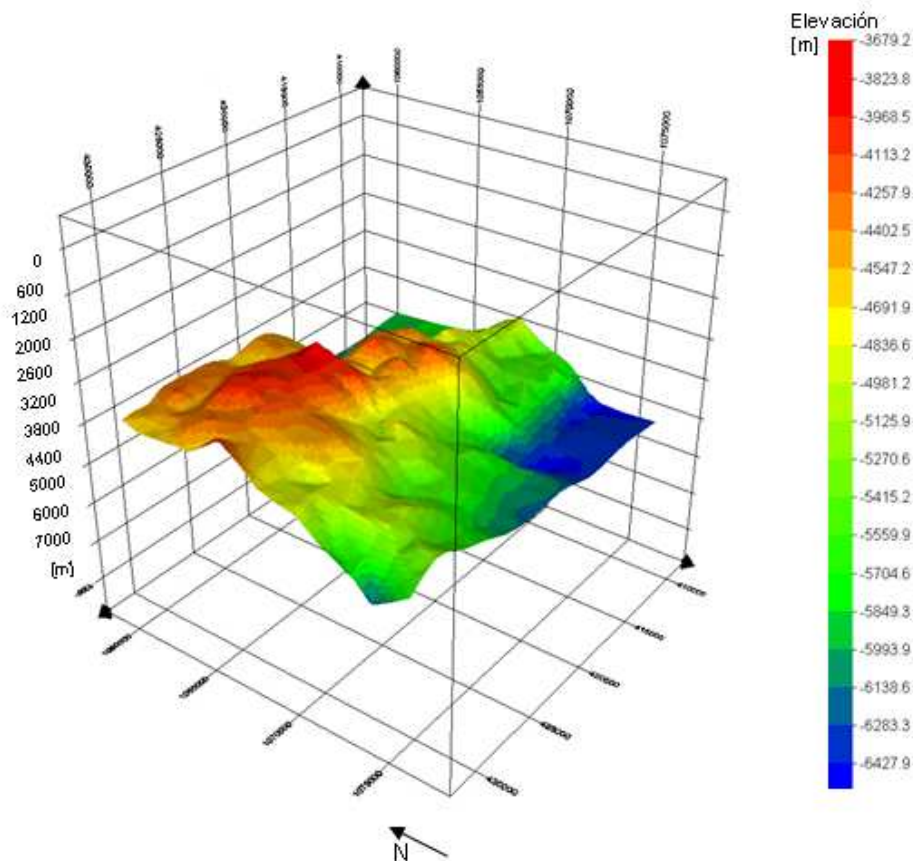


Figura 4.22. Visualización 3D del tope de la Formación Naricual.

4.2.4 Detección de propiedades petrofísicas usando gráficos cruzados

La variación de la impedancia acústica (producto de la velocidad de ondas P y la densidad de determinado cuerpo de roca) estimada a partir de cubos sísmicos tridimensionales (luego de un previo proceso de inversión sísmica), se asocia directamente a la variación de propiedades de la física de rocas como lo es la porosidad (ϕ) y el volumen de arcilla (V_{sh}) y presencia de fluidos. Sin embargo para que la aseveración anterior sea del todo factible, debe garantizarse que el dato sísmico cumpla con una relación señal - ruido (S/N) tal que sea posible enunciar un criterio de detectabilidad, condición que en el diseño de adquisición sísmica depende en gran medida de la Cobertura o *Fold*. De esta manera el relacionar la variación de una propiedad de la física de rocas al cálculo de la cobertura, permite predisponer el diseño de adquisición en función de un criterio de detección de propiedades petrofísicas que haga posible el futuro manejo de los datos sísmicos en el campo de la caracterización de yacimientos. Para ello se requirió de la elaboración de gráficos cruzados por pozo, a fin de verificar la existencia de las relaciones Impedancia Acústica – Porosidad, Impedancia Acústica-Volumen de arcilla.

Inicialmente se exportaron a Microsoft Excel los valores de impedancia acústica calculados para los pozos que fueron utilizados en la generación del modelo de impedancia acústica mostrado en la fase anterior. De igual manera fueron exportados a dicha plataforma los valores de porosidad y volumen de arcilla resultantes de la interpretación e integración petrofísica suministrada por la Gerencia del Proyecto Norte de Monagas (PDVSA-E&P). Cabe destacar que los valores utilizados para el análisis (muestreados a cada 0,5 pies o 0,1524 m) correspondieron al intervalo de profundidad comprendido entre el tope de la formación Naricual y el Tope del Cretácico (ver figura 4.23).

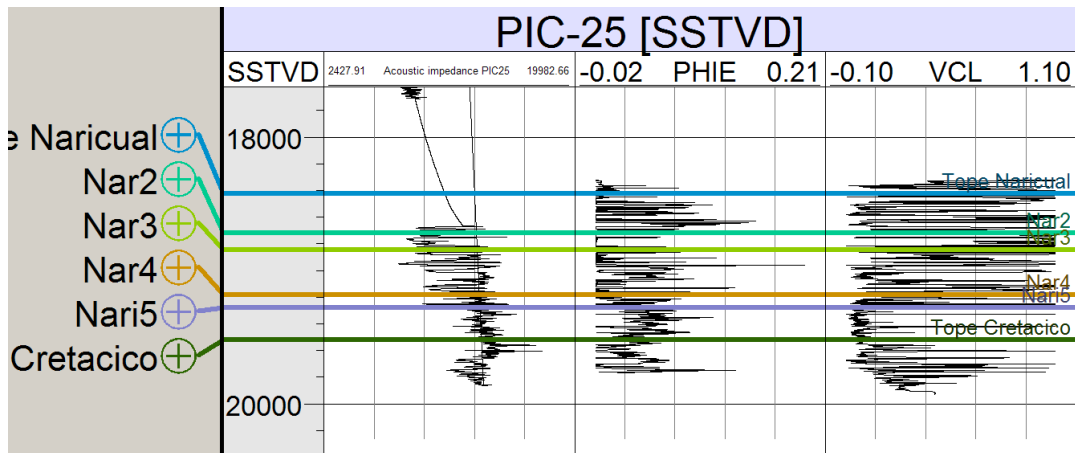


Figura 4.23. Ejemplo del intervalo de estudio seleccionado para el estudio del criterio de detectabilidad en el Pozo PIC-25.

Una vez cargados los valores en Microsoft Excel, los gráficos cruzados fueron elaborados asignándose los valores de impedancia acústica al eje vertical y los valores de porosidad o volumen de arcillas al eje horizontal. Adicionalmente se calculó por regresión lineal una recta que representa la tendencia general de los datos (ver figura 4.24 y 4.25).

Posteriormente y a partir de la ecuación obtenida se verificó la variación del porcentaje de impedancia acústica para una variación del 1% de porosidad y volumen de arcilla.

A partir de este resultado y considerando que se trata de una relación lineal, se calculó la variación de impedancia acústica para variaciones de porosidad y volumen de arcilla de hasta 17 % y 40% respectivamente. En este punto se utilizó la ecuación 4.1 (Galbraith, 2004) para calcular la relación señal – ruido óptima requerida por cada par impedancia acústica – porosidad, impedancia acústica – volumen de arcilla (ver tabla 4.4).

$$S / N_{required} = \left(\frac{100\%}{\% \Delta IA} \right) \quad (4.1)$$

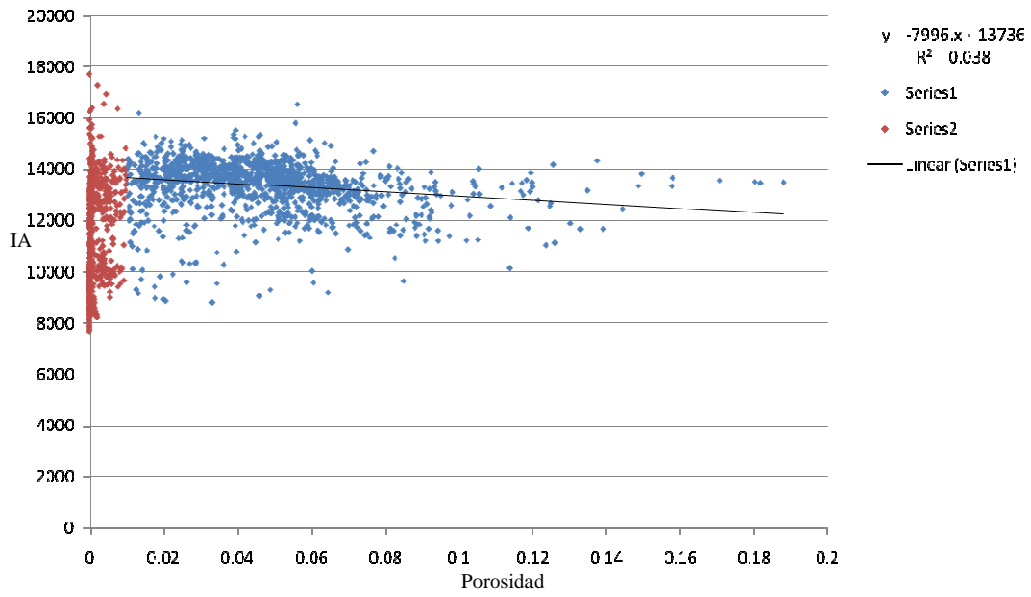


Figura 4.24. Gráfico cruzado Impedancia Acústica - Porosidad en el Pozo PIC-25.

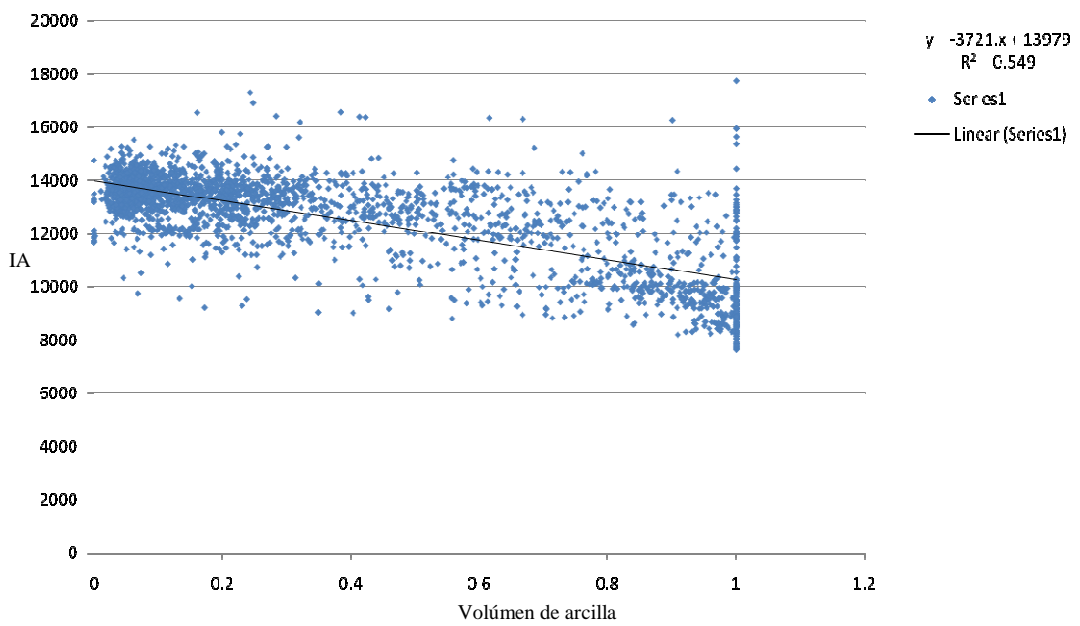


Figura 4.25. Gráfico cruzado Impedancia Acústica – Volumen de Arcilla en el Pozo PIC-25.

Tabla 4.4. Ejemplo del cálculo de la relación señal – ruido óptima para cada par de variación Impedancia Acústica – Porosidad en el Pozo PIC-25.

Var % IA	Variación % Porosidad	S/N requerida
0.599571092	1	166.7858929
1.199142184	2	83.39294647
1.798713277	3	55.59529765
2.398284369	4	41.69647324
2.997855461	5	33.35717859
3.597426553	6	27.79764882
4.196997646	7	23.82655614
4.796568738	8	20.84823662
5.39613983	9	18.53176588
5.995710922	10	16.67858929
6.595282014	11	15.1623539
7.194853107	12	13.89882441
7.794424199	13	12.82968407
8.393995291	14	11.91327807
8.993566383	15	11.11905953
9.593137475	16	10.42411831
10.19270857	17	9.810934879

Finalmente los valores de S/N requerida por pozo fueron promediados tanto para la porosidad como para el volumen de arcilla, a fin de caracterizar de manera global la variación de impedancia acústica requerida para detectar un cambio en la propiedad física de la roca a distintas medidas porcentuales. Los valores de relación señal – ruido (S/N) calculados en esta fase serán utilizados posteriormente para el cálculo de la cobertura requerida en el diseño de adquisición sísmica a ser propuesto en este trabajo.

4.3 Fase III – Determinación de parámetros de adquisición

En esta fase son determinados los parámetros de adquisición a ser utilizados en el nuevo diseño considerando los análisis realizados en la fase anterior como controles en el proceso de optimización. Se presentan a continuación los parámetros calculados.

4.3.1 Cálculo de la resolución vertical y horizontal

El cálculo de la resolución vertical y horizontal se fundamentó en el planteamiento de Vermeer (1999) quien considera que esta es función de la velocidad interválica, la frecuencia máxima, el ángulo de buzamiento del objetivo principal y el factor de estiramiento de las trazas corregidas por Normal Move Out o NMO. Ahora bien, tomando en cuenta el hecho de que la resolución no solo depende de la geometría de adquisición en superficie y los parámetros de grabación, sino también de la limitante física que impone el medio por el cual debe propagarse y reflejarse la onda sísmica (absorción y zona de Fresnel), los resultados obtenidos en la fase anterior son cruciales en el cálculo de la resolución.

Para ello, inicialmente se promediaron las frecuencias máximas obtenidas a nivel de objetivo por cada pozo analizado en la estimación del factor Q, con la finalidad de que el cálculo de la resolución estuviera sujeto a una frecuencia representativa que puede ser recuperada a las diferentes profundidades a la cual se ubica el objetivo principal, en este caso el tope de la Formación Naricual. De igual manera, la velocidad interválica estuvo sujeta a las profundidades inmediatamente por encima del objetivo principal de acuerdo a la información brindada por el modelo de velocidades interválicas del campo Santa Bárbara propuesto por Pérez (2009). Por su parte, el factor de estiramiento empleado para el cálculo tanto de la resolución vertical como horizontal fue del 20%, de acuerdo a la función de enmudecimiento utilizada en el procesamiento de Travi 04-3D y Casupal 92.

Las ecuaciones 4.2 y 4.3 (resolución vertical y horizontal respectivamente) enuncian que la resolución es función de la velocidad interválica, la frecuencia máxima, el ángulo medio fuente receptor (i) y la apertura de migración (θ):

$$R_z = \frac{0715 \cdot V_{\text{int}}}{2 \cdot f_{\text{max}} \cdot \cos i} \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

$$R_\alpha = \frac{c \cdot V_{\text{int}}}{2 \cdot f_{\text{max}} \cdot \text{sen} \theta \cdot \cos i} \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

4.3.2 Cálculo de la Cobertura requerida

El cálculo de la cobertura se dividió en dos etapas. La primera de ellas se basó en el análisis de ruido de los datos apilados existentes, y la segunda en correlacionar este análisis con el obtenido en los gráficos cruzados generados en la fase anterior. La metodología que acá se propone permite optimizar el cálculo de la cobertura nominal en función de la cobertura requerida para que sea posible detectar la variación de propiedades petrofísicas de la formación geológica de interés, a partir de la variación de impedancia acústica; considerando la relación señal ruido (S/N) requerida para dicho fin. De acuerdo al planteamiento formulado por Galbraith (2004) la cobertura nominal óptima resulta de la siguiente manera:

$$Cobertura_{\text{requerida}} = \left(\frac{(S/N)_{\text{requerida}}}{(S/N)_{\text{crudo}}} \right)^2 \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

Donde el numerador representa la relación señal ruido requerida de acuerdo a los resultados obtenidos en los gráficos cruzados (ver tabla 4.4) y el denominador es la relación señal ruido de los registros de campo, crudos sin el efecto del procesamiento.

Es importante destacar que tal y como se mencionó en la primera fase del flujo de trabajo, que debido a que no se contó con los registros de campo crudos fue necesario inferir la S/N de los mismos a partir de la S/N de datos apilados. Para ello se utilizó la ecuación 4.5 planteada por Galbraith (2004).

$$S / N_{crudo} = \frac{S / N_{apilado}}{\sqrt{Cobertura_{apilado}}} \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Dónde el numerador corresponde a la relación señal ruido del dato apilado mientras que el denominador representa la cobertura nominal bajo la cual dichos datos fueron apilados. Esta última información fue obtenida a partir de los informes de procesamiento recopilados en la primera fase de trabajo.

Por la tanto se procede inicialmente al análisis S/N de los datos apilados suministrados (Casupal 92 3D) para el *In-line* que se muestra en la figura 4.26 y 4.27.

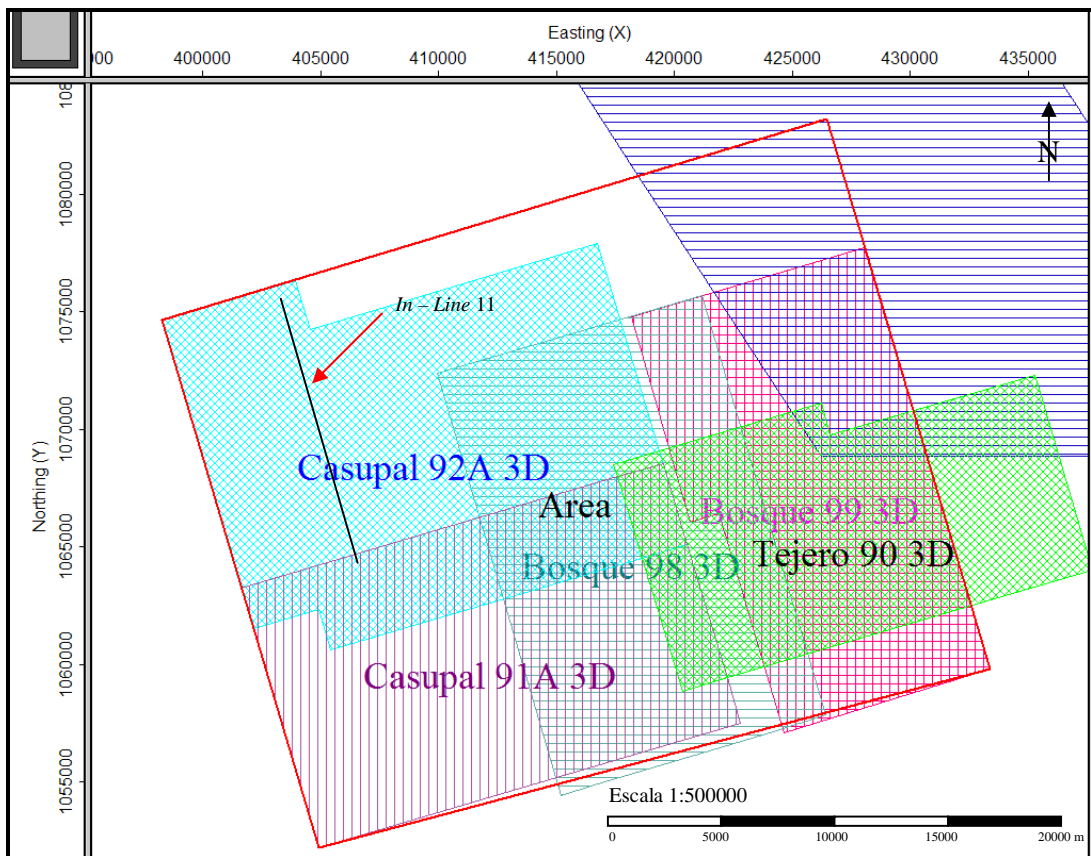


Figura 4.26. Localización de la sección sísmica analizada (S/N) dentro del área de estudio.

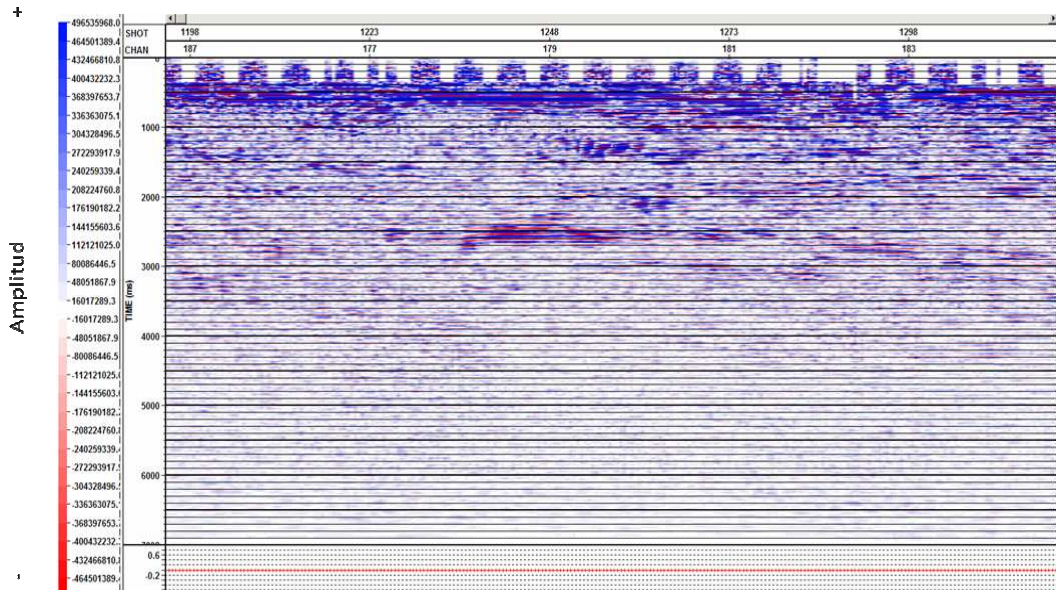


Figura 4.27. In-line extraído del cubo sísmico Casupal 92 3D.

El análisis de relación señal-ruido se llevó a cabo mediante la utilización del software de procesamiento sísmico Vista 9.0. La ventana de análisis sugerida es de 100 ms y se parametriza un solape entre ventanas de 50 ms. El producto resultante se muestra en la figura 4.28.

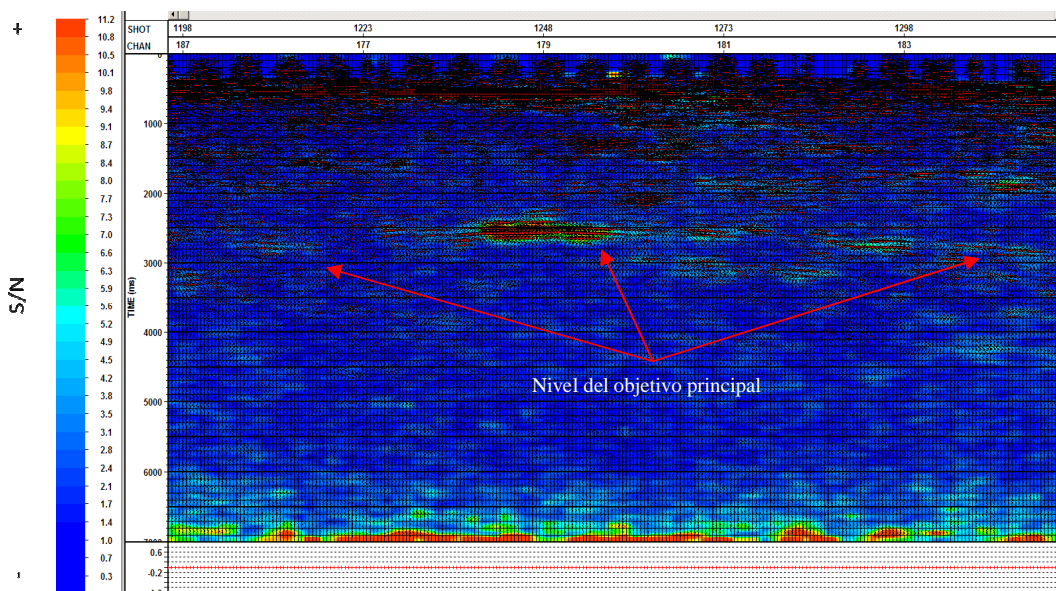


Figura 4.28. In-line extraído del cubo sísmico Casupal 92 3D.

Una vez identificado el nivel correspondiente al objetivo principal, se estimó un valor promedio de S/N para los datos apilados, que para este estudio fue igual a 8. Posteriormente, se estimó la relación señal ruido de los datos crudos (según la ecuación 4.5) tomándose una cobertura nominal para el apilamiento de los datos analizados igual a 64 (información extraída del informe de procesamiento Casupal 92 3D).

Finalmente, la cobertura nominal optimizada fue calculada para un valor constante de S/N de los datos crudos y para diversos valores de S/N requerida de acuerdo los diferentes grados de detectabilidad petrofísica resultantes del análisis de los gráficos cruzados (ver tabla 4.5).

Tabla 4.5. Cálculo de la Cobertura nominal optimizada en función de la detectabilidad del cambio de porosidad en el yacimiento.

Var % Porosidad	S/N	S/N dato apilado	S/N crudo estimado	Cobertura Nominal
1	176.7174232	64	8	31229.04767
2	88.35871161	64	8	7807.261917
3	58.90580774	64	8	3469.894185
4	44.1793558	64	8	1951.815479
5	35.34348464	64	8	1249.161907
6	29.45290387	64	8	867.4735463
7	25.24534617	64	8	637.3275034
8	22.0896779	64	8	487.9538698
9	19.63526925	64	8	385.5437984
10	17.67174232	64	8	312.2904767
11	16.06522029	64	8	258.091303
12	14.72645193	64	8	216.8683866
13	13.59364794	64	8	184.7872643
14	12.62267309	64	8	159.3318759
15	11.78116155	64	8	138.7957674
16	11.04483895	64	8	121.9884674
17	10.39514254	64	8	108.0589885

4.3.3 Cálculo del tamaño de BIN

A diferencia del cálculo tradicional de este importante parámetro en el proceso de diseño, acá fueron consideradas cada una de las variables que intervienen en el cálculo de BIN dado que el objetivo principal no se ubica a una profundidad constante, por lo que la velocidad interválica no se resume a un solo valor. De igual manera se presentan variaciones importantes en el buzamiento del tope del yacimiento (F. Naricual). Para este cálculo también fue considerado como objetivo (secundario) la superficie que corresponde al corrimiento de Pirital, ya que a pesar de no ser un objetivo de interés a nivel de producción, si lo es a nivel de interpretación geológica. En este sentido se procedió a la elaboración de gráficos en donde el cálculo del tamaño de BIN contemplara los siguientes escenarios:

Escenario 1: Velocidad interválica y buzamiento variables. Frecuencia Máxima Constante.

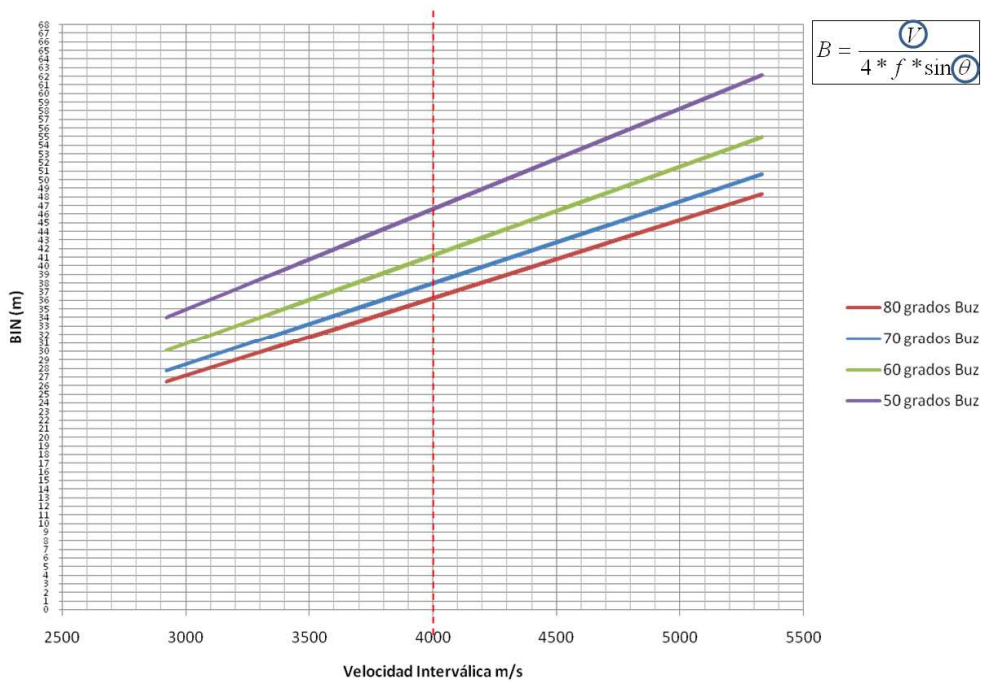


Figura 4.29. Gráfico de cálculo de BIN – Escenario 1.

Escenario 2: Frecuencia y buzamiento variables. Velocidad interválica constante.

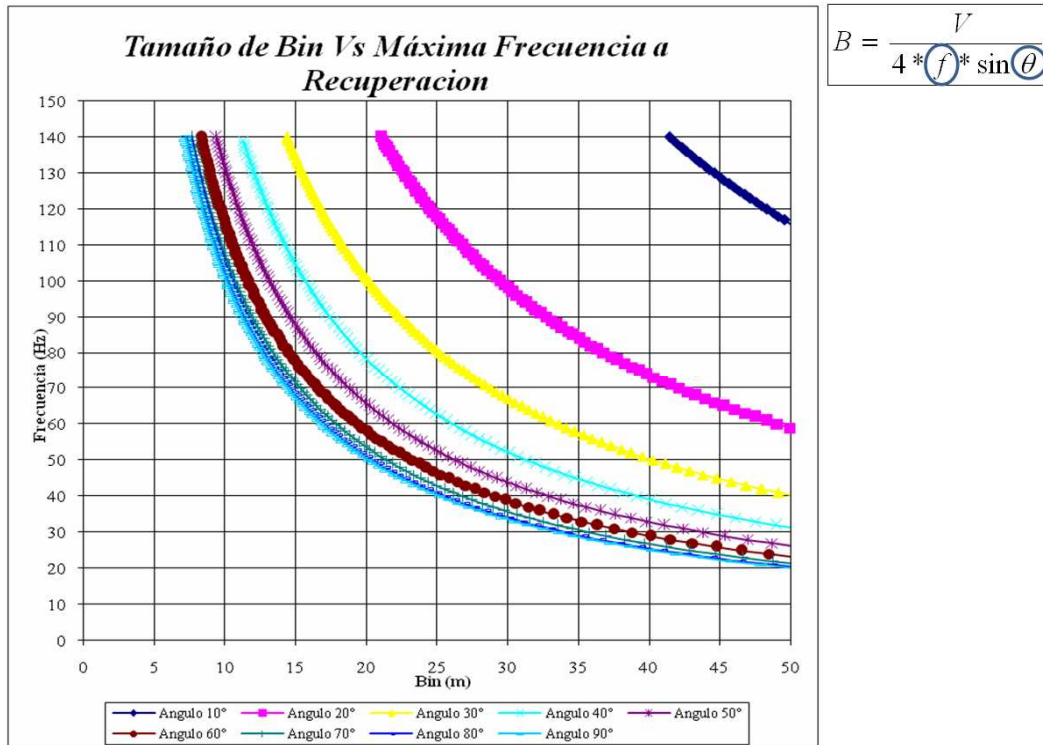


Figura 4.30. Gráfico de cálculo de BIN – Escenario 2

Para el escenario 1, la velocidad interválica inmediatamente por encima del yacimiento varía dependiendo de la profundidad a la cual se localice su tope. Por ejemplo, al sur del área de estudio, el tope de la formación Naricual se ubica a una menor profundidad que en el norte. Esta situación justifica la necesidad de considerar la variación de este parámetro en el cálculo del tamaño de BIN.

Por otra parte la variación del buzamiento se basa en el histograma generado a partir del mapa estructural del tope del yacimiento. Es por ello que para una velocidad interválica dada se tiene un tamaño de BIN sobre cada una de las líneas de isobuzamiento (ver figura 4.29) cuya pendiente y posición están regulados en función de una frecuencia máxima constante (estimada en la fase anterior).

Para el escenario 2 (ver figura 4.30), la frecuencia máxima varía en función de la profundidad del tope del yacimiento, y el buzamiento cambia de acuerdo al histograma de buzamientos ya referido con anterioridad. Por lo tanto es posible ubicar en el gráfico un valor de tamaño de BIN para una frecuencia máxima dada sobre una de las curvas de iso-buzamiento. El peso que regula la posición de estas curvas depende directamente de un valor constante de velocidad interválica. Todos estos análisis fueron realizados a través del manejo de hojas de cálculo programadas en el software Microsoft Excel. El poner en manifiesto estos dos escenarios permite evaluar todos y cada uno de los factores que regulan el cálculo del tamaño de BIN. La elección final del tamaño de BIN se hizo dentro de los rangos de valores sugeridos por ambos escenarios, considerando además que por facilidades operativas el valor escogido debe ser un número entero.

4.3.4 Cálculo del intervalo entre líneas y elementos fuentes y receptores

Con el tamaño de BIN definido, el cálculo de la distancia entre elementos fuentes y receptores se determinó a partir de las siguientes ecuaciones:

$$Dist_{receptores} = 2 \cdot BIN \text{ (Ecuación 4.5)} \quad Dist_{fuentes} = 2 \cdot BIN \text{ (Ecuación 4.6)}$$

En cuanto a la separación de líneas fuentes fue necesaria la identificación del reflector asociado al objetivo somero (en este caso referido al tope de la formación Morichito) a partir de los registros sintéticos 2D generados mediante el modelado de capas planas por ecuación de onda (ver figura 4.31 y figura 4.32). Una vez identificado el reflector somero fue necesario cargar en el eje X, los valores correspondientes a la distancia fuente – receptor (disponibles gracias a la geometría de adquisición utilizada en el modelado), por tratarse de un registro en el dominio de disparo. También se requirió de la identificación de la onda directa ya que su intersección con el reflector de interés representaría el límite de evaluación de la distancia fuente receptor mínima – máxima (X_{min}).

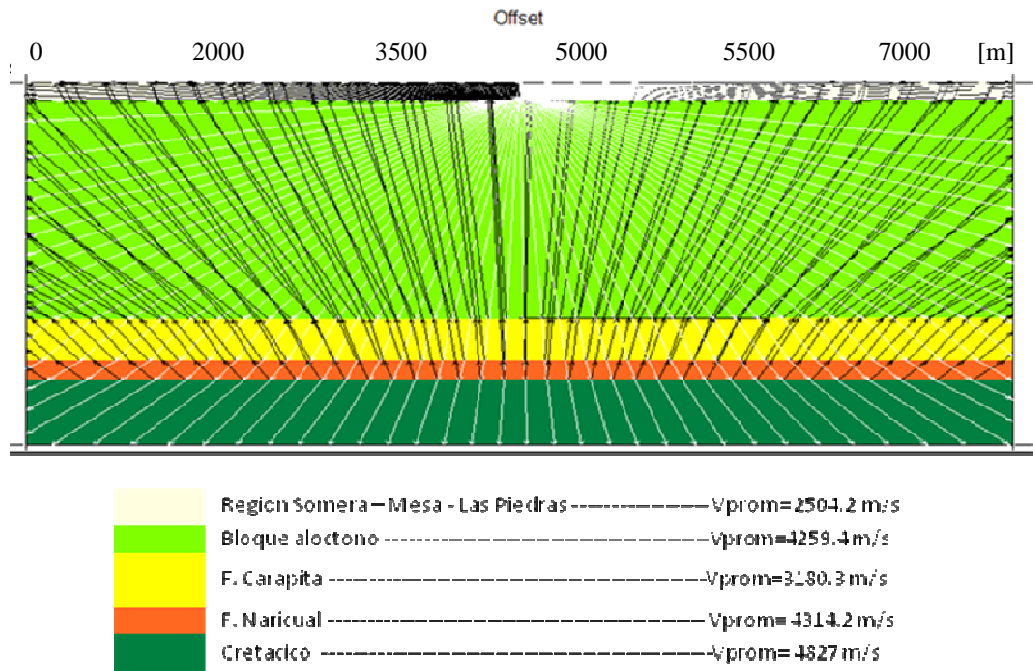


Figura 4.31. Ejemplo del modelo de capas planas sujeto a los marcadores de los topes formacionales interpretados en el pozo PIC-1E.

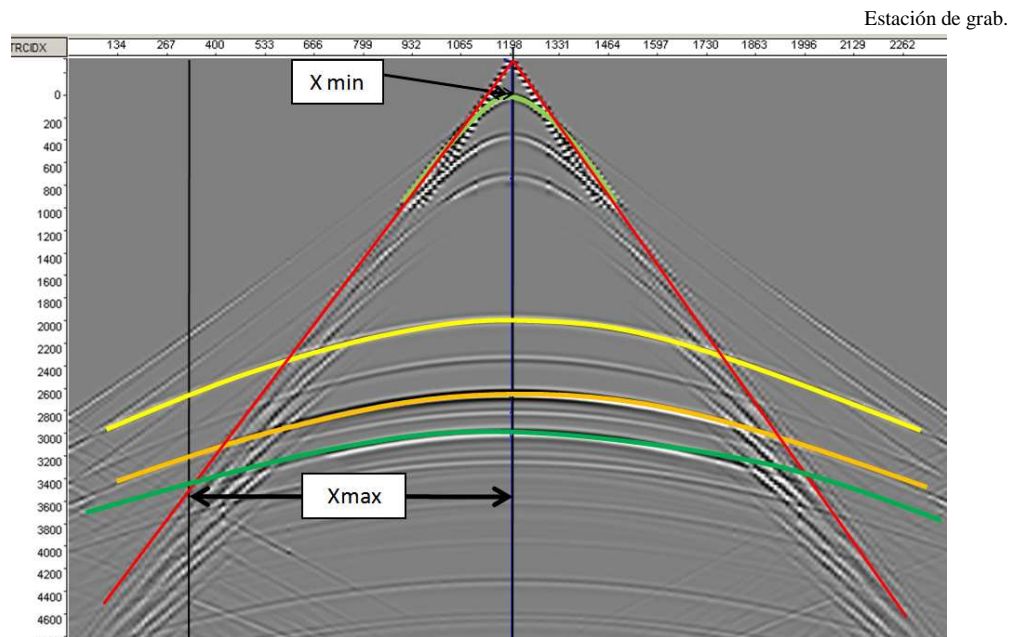


Figura 4.32. Ejemplo de registro sintético generado por el modelado de ecuación de onda para el pozo PIC-1E (capas planas).

Este procedimiento fue evaluado de igual manera para los pozos vecinos, más sin embargo dada la pseudo-horizontalidad del tope del objetivo somero, no se evidenciaron diferencias apreciables en las distancias fuente receptor. Una vez definido el valor de la distancia mínima fuente – receptor, el intervalo de separación entre líneas receptoras y el intervalo de separación entre líneas fuentes esta dado de acuerdo a las ecuaciones 4.7 y 4.8 respectivamente.

$$Interv_{recept} = \frac{Dist_{recept} \cdot (X \min)^2 \cdot \sqrt{2}}{2} \text{ (Ecuación 4.7)}$$

$$Interv_{fuentes} = \frac{Dist_{fuentes} \cdot (X \min)^2 \cdot \sqrt{2}}{2} \text{ (Ecuación 4.8)}$$

Como se verifica en las formulaciones anteriores el diseño a ser propuesto considera de antemano una caja y un bin totalmente cuadrado.

4.3.5 Diseño del Patch de adquisición.

En este paso fue necesario definir dos importantes parámetros: la distancia máxima fuente – receptor (X_{max}), y la relación de aspecto del *patch* de adquisición (de tipo *narrow azimuth* o *wide azimuth*). Para la determinación de la distancia máxima fuente –receptor u *offset máximo*, fueron usadas tres metodologías distintas. La primera se fundamentó al igual que en el paso anterior, en la apertura máxima fuente receptor para el reflector asociado al objetivo principal, mediante el modelado por ecuación de onda para un modelo de capas planas (ver figura 4.31 y 4.32). La segunda metodología planteada requirió de las superficies usadas en la elaboración del modelo de velocidades generado por Pérez (2009), específicamente del tope de la formación Naricual. Para ello y en función de la profundidad máxima de la superficie, la distancia máxima fuente receptor estuvo determinada de acuerdo a la ecuación 4.9:

$$X \max = Z \max + 0.1 \cdot Z \max \text{ (Ecuación 4.9)}$$

El 10% de distancia adicional expresado en la fórmula anterior, garantiza que en la etapa del procesamiento sísmico los datos al ser enmudecidos de acuerdo a una función dada, no se verán sacrificados desde profundidades menores a la profundidad máxima del tope del yacimiento.

La tercera metodología introduce implicaciones operativas en la optimización del diseño del *patch*. Dado que para el caso de estudio el objetivo principal se ubica a una profundidad considerable, el mantener la cobertura y a la vez una relación de aspecto óptima para un *patch* con una distancia máxima fuente – receptor tan amplia, resulta un reto operativo de gran envergadura, ya que se requeriría de una gran cantidad líneas receptoras de gran longitud para dicho fin. Por tal razón se procedió a la elección de un valor de distancia máxima fuente – receptor que permitiera la iluminación sísmica de al menos el 80% del tope del yacimiento. Para ello se generaron mapas del tope de la estructura en donde se identificaron 3 zonas principales diferenciadas en rangos de profundidades (Ver figuras 4.33, 4.34 y 4.35).

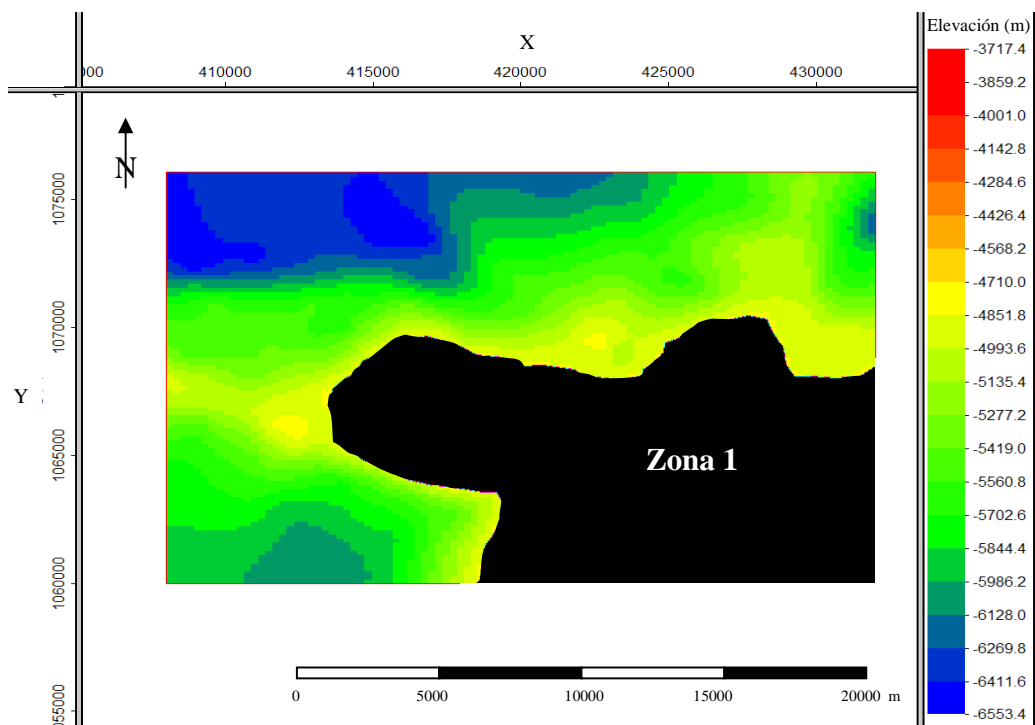


Figura 4.33. Tope de la F. Naricual: Zona 1 (3700-4700 m de profundidad).

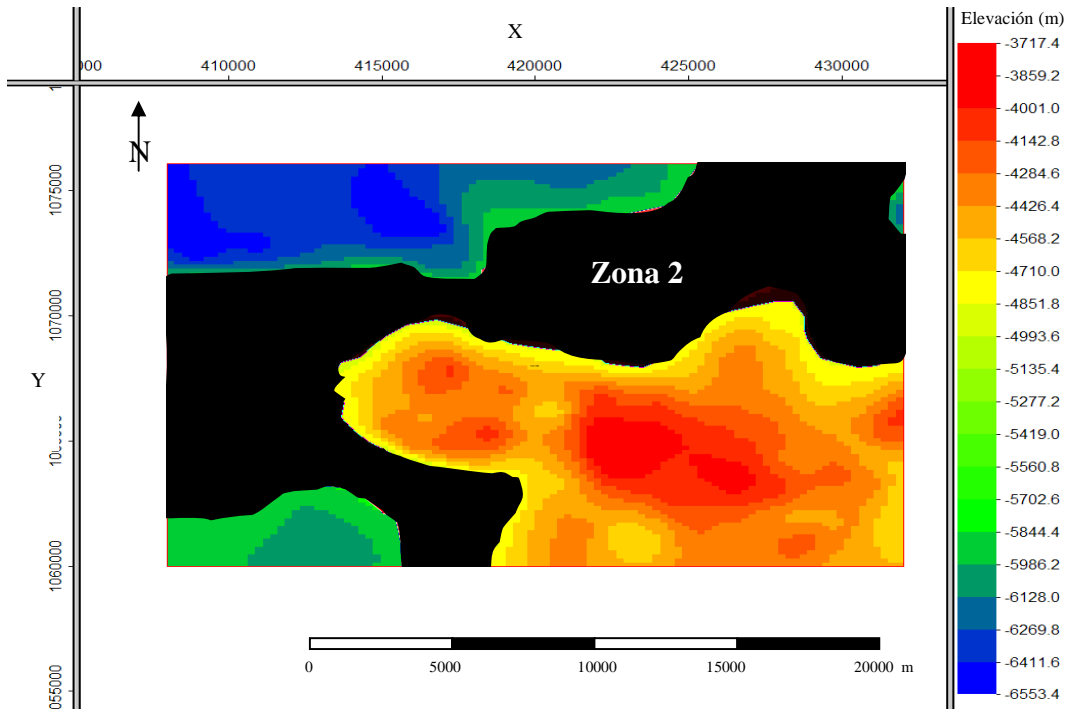


Figura 4.34. Tope de la F. Naricual: Zona 1 (4700-5800 m de profundidad).

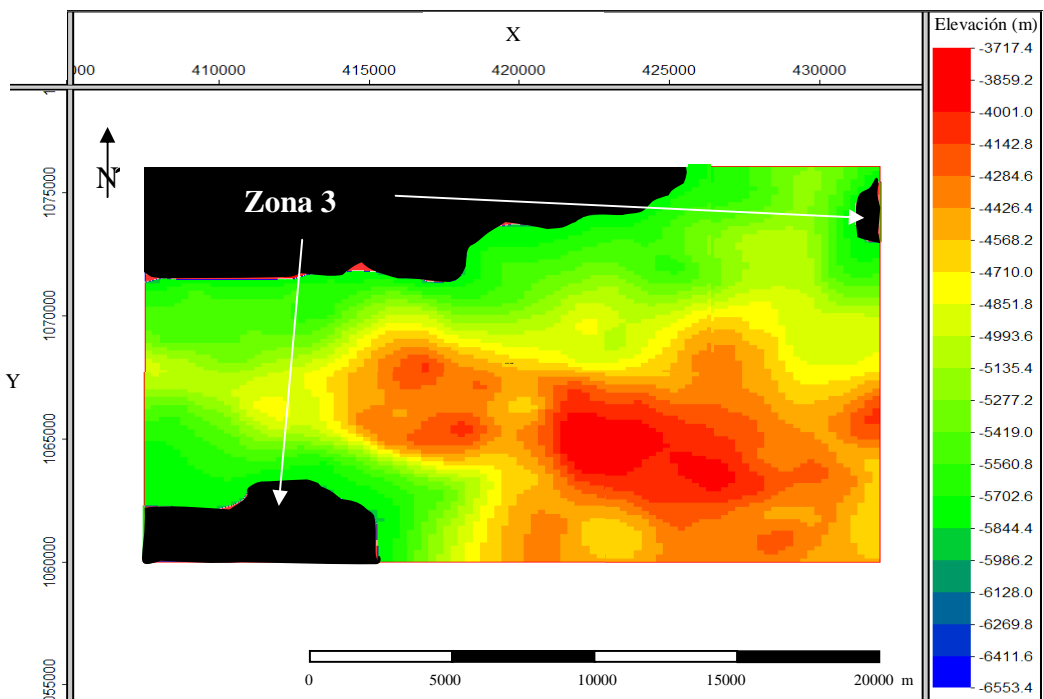


Figura 4.35. Tope de la F. Naricual: Zona 1 (5800-6600 m de profundidad).

Estas zonas fueron identificadas y cuantificadas en el software Omni 9.0 mediante el uso de la herramienta de medición de área. La zona 1 y 2 suman entre sí un 82 % de las muestras de la superficie y presentan un valor de máxima profundidad igual a 5800 m. Por lo tanto al combinar esta metodología con la metodología anterior, un valor óptimo para la elección de la distancia máxima fuente-receptor estaría dado por la siguiente fórmula:

$$X_{\max} = 5800 + 0.1 \cdot 5800 \text{ (Ecuación 4.10)}$$

En consecuencia el valor de distancia máxima fuente - receptor óptimo resulto ser igual a 6380 m. En referencia a la relación de aspecto del *patch*, para la zona de estudio tradicionalmente habían sido ejecutados *patches* de disparo tipo *narrow azimuth*, es decir con una relación de aspecto menor a 0.5. Sin embargo, la distribución de azimut se ve sacrificada en una zona con heterogeneidades laterales importantes. Por tal motivo fue necesario establecer un balance entre la distribución de azimut y *offset* en un *patch* que no excediera las capacidades técnicas y operativas en cuanto al número de líneas receptoras.

Adicionalmente el avance o roll del *patch* es igual al número de salvos propuestos por *patch* de disparo. Sin embargo algunas observaciones empíricas sugieren que el número de avance o roll debe ser divisible entre 2, es decir que debe resultar en un número entero. En caso contrario la cobertura resulta alterada o “rallada” (ver ecuación 4.11).

$$\text{Avance} = \frac{n}{2} \text{ (Ecuación 4.11)}$$

Dónde n es un número positivo y par menor o igual que el número de líneas receptoras del *patch*.

4.4 Fase IV – Modelado sísmico tomando en cuenta los obstáculos culturales y ambientales

En esta fase son empleados los modelos geológicos disponibles para así predecir y estimar la respuesta sísmica que se obtendría en superficie en función de las geometrías propuestas, considerando los obstáculos en superficie, los cuales modifican la idealidad de los diseños originalmente propuestos. A continuación se describen cada una de las actividades que conforman esta fase de trabajo:

4.4.1 Modelado sísmico 3D por trazado de rayos

Debido a que la geología asociada al área de estudio presenta una gran complejidad, resulta conveniente la evaluación de los diseños propuestos sobre modelos geológicos generados con anterioridad. Para ello se construyó inicialmente un modelo de capas con los principales topes y/o bases geológicas de interés. En este caso fueron utilizados la base de la Formación Morichito, base de la Formación La Pica, Corrimiento de Pirital y el tope de la Formación Naricual. Estas superficies fueron importadas de la plataforma Paradigm Gocad 2.5 al programa *Model Builder* 11 (parte de la suite de Mesa 11), ya que las mismas fueron utilizadas durante el desarrollo del modelo de velocidades interválicas del campo Santa Bárbara elaborado por Pérez (2009).

Cabe destacar que las superficies disponibles no abarcan el 100% del área de estudio mas sin embargo expresan de manera representativa la situación geológico - estructural de la zona. Ya en el programa *Model Builder* 11.0, se procedió a la construcción de una caja donde sería construido el modelo. Para este caso de estudio las dimensiones de la caja estuvieron limitadas de acuerdo a los siguientes datos:

Xmin= 408000 m Ymin= 1060000 m Zmin= -6300 m
Xmax= 432000 m Ymax=1076080 m Zmax= 500 m

El mallado se programó para que fuera el mismo en todas las superficies cargadas, respetando el espaciado entre muestras de acuerdo a los datos entregados originalmente (100 m). Una visualización general del modelo construido puede ser observada en la figura 4.36.

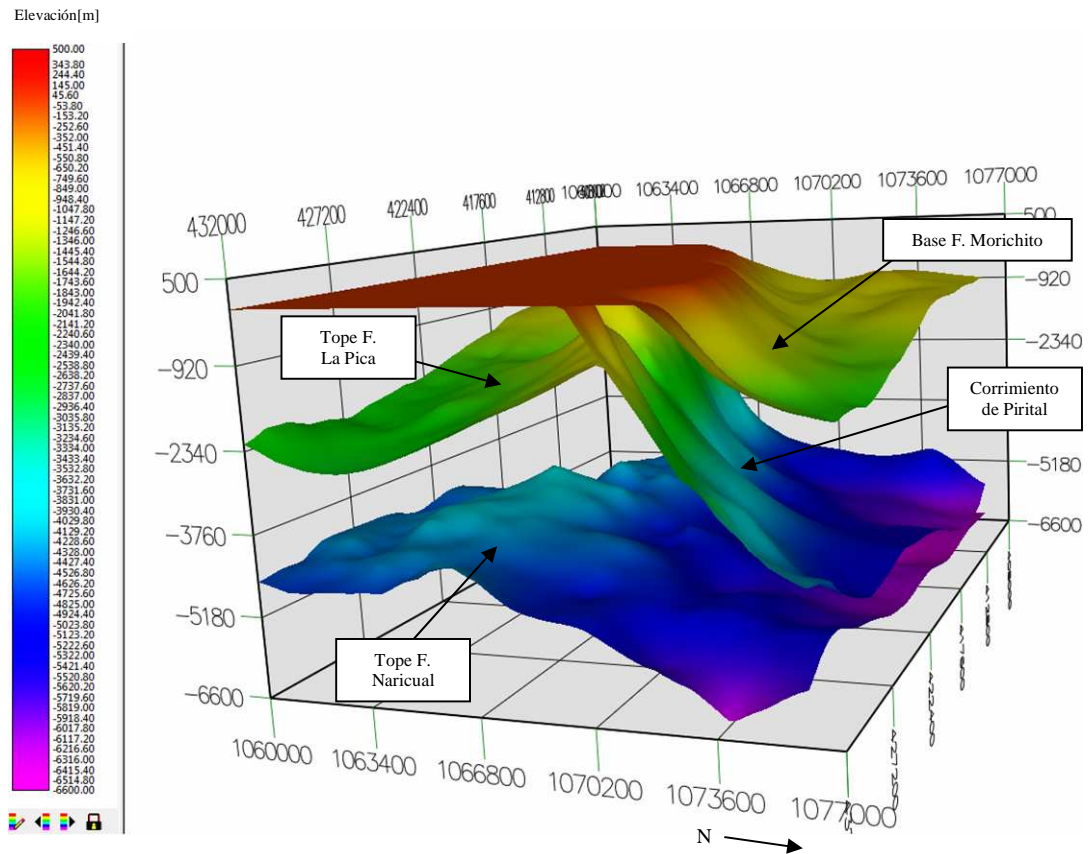


Figura 4.36. Vista del modelo 3D de capas generado.

Otro punto importante que debe ser destacado es que para efectos del modelo, las regiones comprendidas entre cada una de las superficies cargadas quedaron catalogadas de la siguiente manera:

- Región somera: Comprendida entre la superficie tope (topografía) y la base de la Formación Morichito y la Formación La Pica, por lo tanto esta región esta conformada por ambas formaciones geológicas.

- Región bloque alóctono: Compreendida entre la base de la Formación Morichito y la superficie que representa el corrimiento de Pirital.
- Región Carapita: limitada en la parte superior por la base de la Formación la Pica y el Corrimiento de Pirital, y en la parte inferior por el tope del yacimiento (Formación Naricual).

Una vez construido el modelo de capas, se procedió a la asignación de velocidades para cada una de las formaciones geológicas allí presentes. Por tal motivo se elaboraron histogramas de velocidades por cada región a partir del modelo de velocidades disponibles (ver figura 4.37). Estos histogramas además de presentar la distribución de velocidades de una manera cualitativa, proporcionan importantes medidas estadísticas como la media y la mediana, las cuales fueron tomadas para la asignación de velocidades en el modelo.

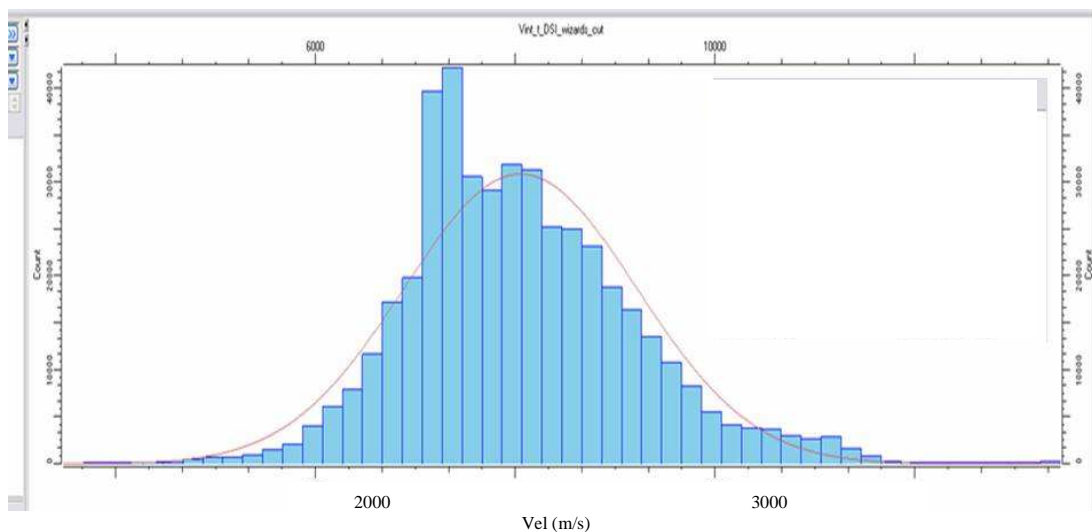


Figura 4.37. Ejemplo de histograma de velocidades (región somera) utilizado para la asignación de velocidades en el modelado.

Al concluir con la definición de velocidades para cada región, se construyeron dos secciones planas que atraviesan el modelo en dos direcciones preferenciales (ver

figura 4.38) ya que la asignación de las velocidades se hace desde las secciones 2D generadas en dichos cortes.

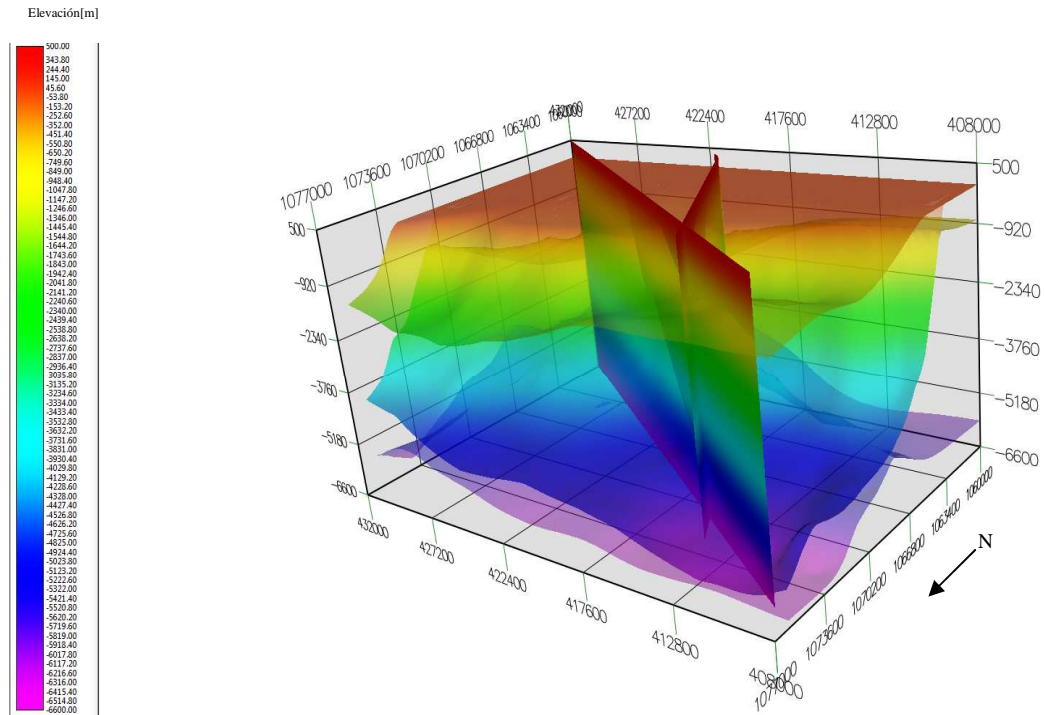


Figura 4.38. Ejemplo de histograma de velocidades (región somera) utilizado para la asignación de velocidades en el modelado.

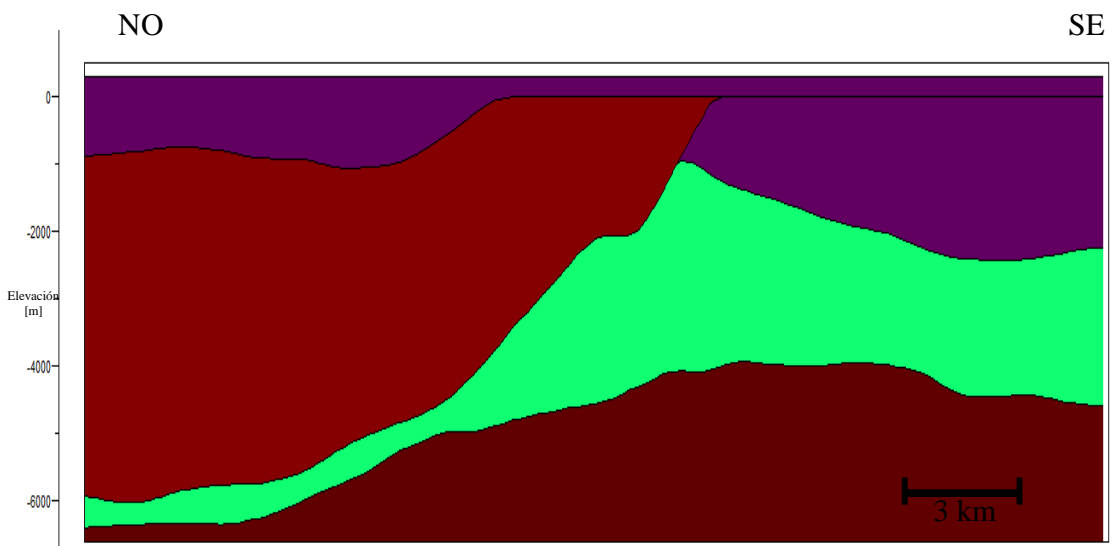


Figura 4.39. Ejemplo del corte geológico generado por la intersección de una de las secciones planas con el modelo 3D.

Posteriormente las dos geometrías diseñadas en la fase anterior fueron cargadas en una sesión del programa Mesa 11.0. Allí también fue cargada la topografía de la zona (a partir del DEM-*Digital Earth Model*) como un atributo tanto para las estaciones fuentes como receptoras. En este punto fue invocado el programa *Enhanced Raytracer* 11.0 (suite de Mesa 11.0) que es el programa desde el cual se realizaría el trazado de rayos 3D. El algoritmo empleado por esta plataforma se fundamenta en el método de flexión o *bending methods*, explicado anteriormente.

Al iniciar el programa a partir de la invocación del mismo desde Mesa 11.0, la geometría de disparo se encuentra cargada por defecto. Luego es necesario cargar el modelo de capas anteriormente ensamblado.

En principio son descartados automáticamente todas aquellas fuentes y receptores ubicados fuera del modelo (como se dijo anteriormente, el modelo acá utilizado no ocupa el 100% del área total de estudio) y además exige que sean revisados y regulados algunos parámetros importantes como la identificación de cuales son las superficies reflectoras (para este caso fueron seleccionadas todas), el tipo de onda a ser registrada por los receptoras (onda PP reflejada para este estudio), nombre del archivo de salida una vez finalice el proceso, entre otros.

Este procedimiento fue llevado a cabo para las dos geometrías propuestas. Ambos procesos fueron ejecutados en paralelo y debido a la gran demanda de cómputo requerida, culminaron exitosamente en aproximadamente 9 días y 3 horas. El archivo de salida resultante es cargado posteriormente desde la sesión que contiene el diseño (para cada uno de las propuestas) en Mesa 11.0. Desde allí es posible visualizar el conjunto de rayos generados por cada fuente disparada (ver figura 4.40) y también puede darse inicio a la generación de mapas y atributos CRP.

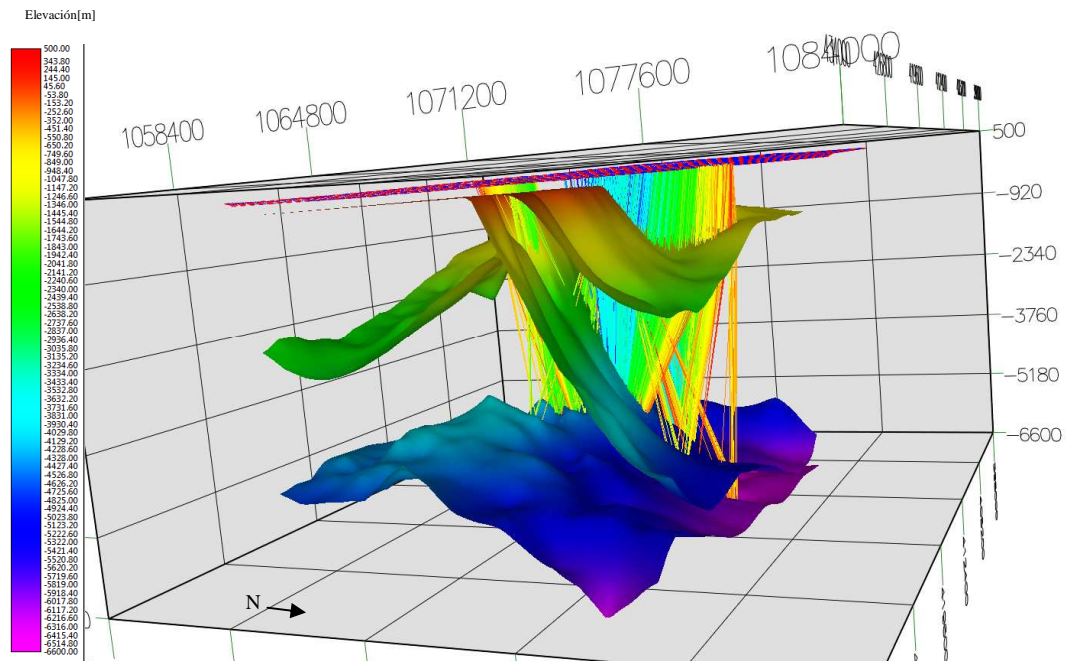


Figura 4.40. Visualización del conjunto de rayos generados por una fuente disparada en el proceso de trazado de rayos 3D.

4.4.2 Elaboración de mapas CRP y otros atributos

Tomando en cuenta que al tratarse de un área compleja, la teoría del punto medio común (CMP) como fundamento de iluminación sísmica de cada reflector, se torna cuestionable, considerando las variaciones de buzamiento y otras complicaciones estructurales como las que aquí se presentan. Por esa razón el análisis de la cobertura del punto de reflexión común (CRP) en conjunto con la cobertura CMP, permite tener una mejor comprensión sobre el comportamiento real del frente de onda propagado en el subsuelo, en este caso aproximado de acuerdo a la teoría de rayo, y por ende es posible analizar y cuestionar la iluminación de los objetivos dada una geometría de adquisición sísmica en superficie. Por esta razón se procedió desde el programa Mesa 11.0 a la elaboración de mapas CRP y otros atributos, con el uso de la herramienta “*Expert Attributes*”. Se trata de un procedimiento sencillo donde simplemente son seleccionados los mapas que se desea sean generados y se les da un nombre de

identificación para que al ser manipulados no se lleguen a confundir entre sí. Los mapas elaborados fueron los siguientes:

- Mapa de Cobertura *CRP*.
- Mapa de desplazamiento *CMP-CRP*.
- Mapa de tiempo doble de viaje *TWT*.

Los mapas mencionados anteriormente fueron elaborados tanto para el objetivo principal (Formación Naricual) como para el objetivo secundario (Corrimiento de Pirital).

4.4.3 Análisis de *migration apron*

El cálculo del *migration apron* se llevó a cabo mediante el uso de la ecuación 4.12, la cual considera la profundidad (Z) del objetivo (tope de la formación Naricual y la tangente del ángulo de buzamiento).

$$M_{apron} = Z \cdot \tan \theta \text{ (Ecuación 4.12)}$$

Los valores utilizados para el cálculo estuvieron ajustados al análisis de los parámetros geológicos, descrito anteriormente.

4.4.4 Recuperación de cobertura en zonas con presencia de obstáculos culturales y ambientales.

En las zonas donde son adquiridos los levantamientos sísmicos, por lo general obstáculos culturales como poblados, plantas de producción, instalaciones petroleras, carreteras y autopistas, entre otros, suelen dificultar la ubicación ideal de las fuentes y los receptores planificados idealmente para cumplir con determinados requerimientos de cobertura. De igual forma obstáculos ambientales como ríos, lagunas, farallones,

cárcavas, bosques, morichales, entre otros, se adicionan a este problema. Debido a regulaciones impuestas por diversos organismos del estado (no solo en Venezuela sino en la mayoría de los países donde se realiza la actividad sísmica), en presencia de los mencionados obstáculos se descarta la ubicación de fuentes sísmicas que de una u otra forma pueden atentar contra la integridad de los mismos. Por lo general no existen restricciones para la ubicación de receptores ya que se consideran de uso pasivo. Sin embargo estos elementos no podrán ser colocados en aquellos lugares donde quede estrictamente prohibido (plantas de refinación y otros obstáculos culturales principalmente). De igual forma deben ser respetadas distancias de seguridad alrededor del obstáculo.

Por tal razón se requirió de la utilización de imágenes satelitales del área de estudio (ver figura 4.41) a fin de identificar los principales obstáculos allí presentes y de esta manera proponer una metodología de recuperación de fuentes en los puntos donde la cobertura del diseño se vea afectada.

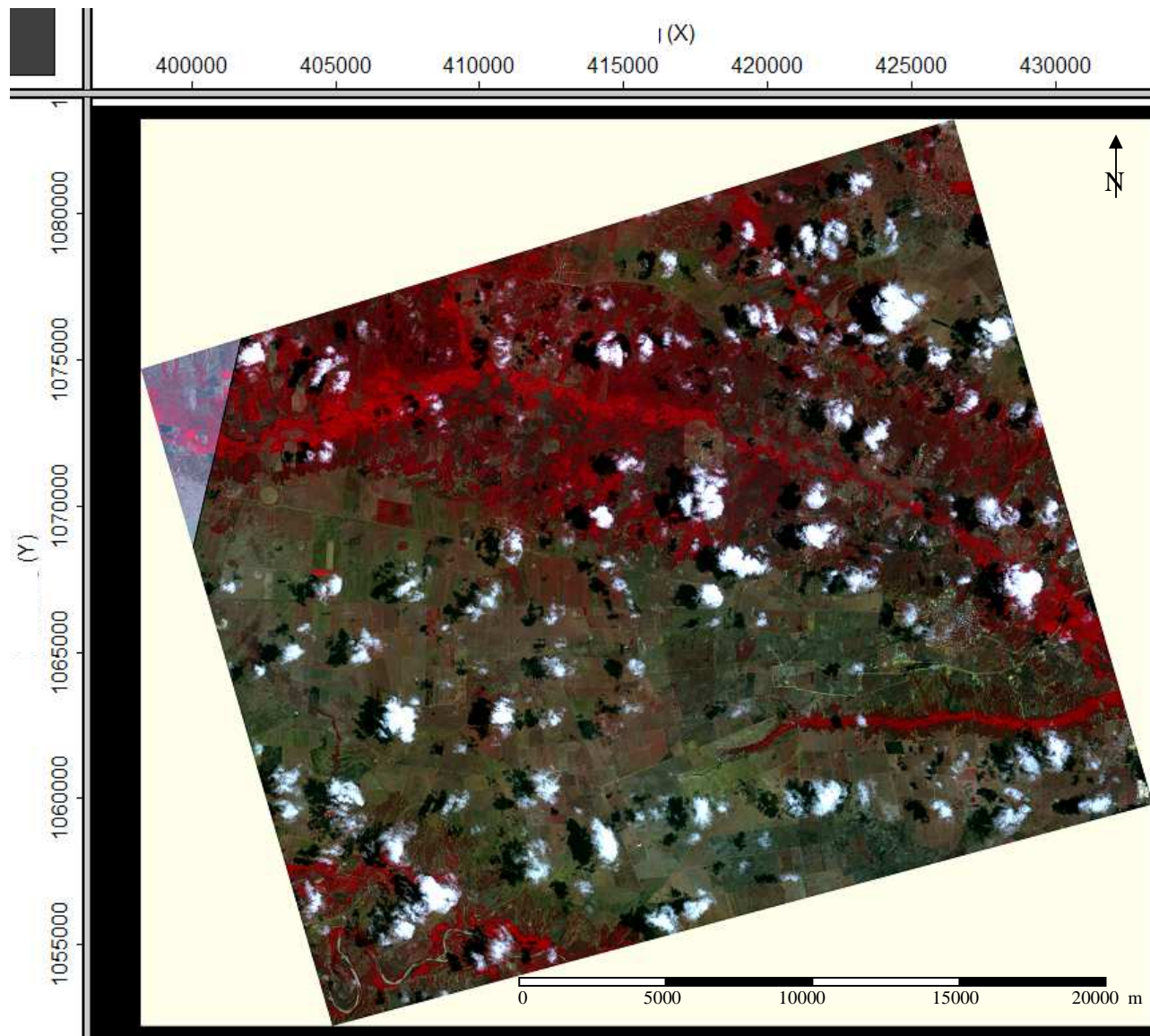


Figura 4.41. Imagen satelital *Spot 5* del área de estudio.

2. Cárcavas y farallones – Dist. de seguridad desde la periferia interna y externa: 300 m.
3. Ríos y otros cursos hidrográficos activos – Dist. de seguridad desde la periferia externa: 100 m.
4. Pozos y otras instalaciones petroleras – Dist. de seguridad desde la periferia externa: 100 m.

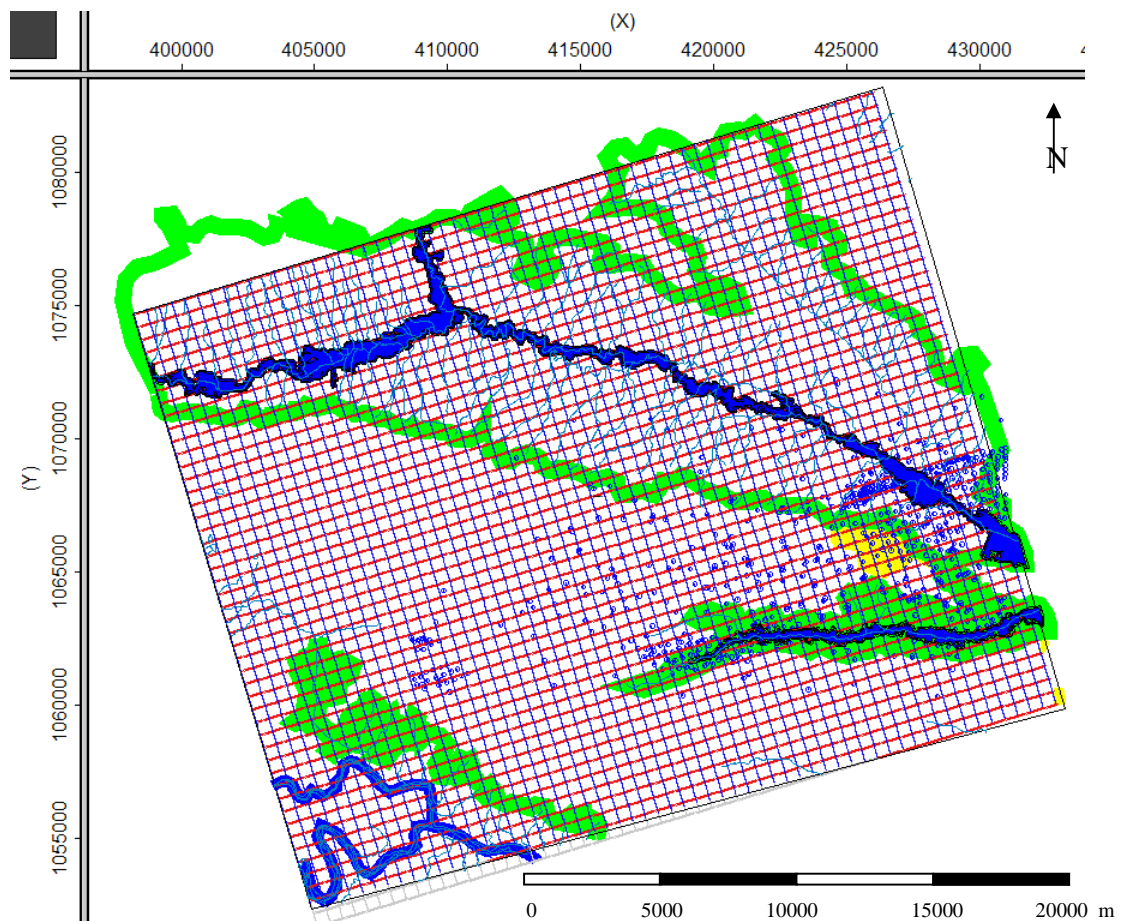


Figura 4.43. Obstáculos culturales y ambientales identificados en el área de estudio y su relación espacial con el diseño de adquisición.

Para los fines de este estudio las carreteras, cursos hidrográficos intermitentes o inactivos, entre otros obstáculos no fueron considerados ya que no representaron un factor de peso en el movimiento de las fuentes dada las limitadas o despreciables

dimensiones que presentaron. La metodología del movimiento de fuentes se fundamentó en el trabajo de Donze (2000), quien al hacer un estudio sobre la afectación de la cobertura dada por el movimiento de fuentes en presencia de obstáculos, publicó una serie de recomendaciones que en este trabajo se aplican. De manera general el movimiento de las fuentes siempre fue hecho en la dirección *In-line*, en donde el movimiento máximo desde la posición original no excedió la mitad de la distancia entre líneas fuentes. Los grados de libertad se parametrizaron a pasos de distancia igual al intervalo entre elementos fuentes y se permitieron movimientos tanto en la dirección positiva como negativa. En la figura 4.44 se muestra el procedimiento aplicado para algunos obstáculos.

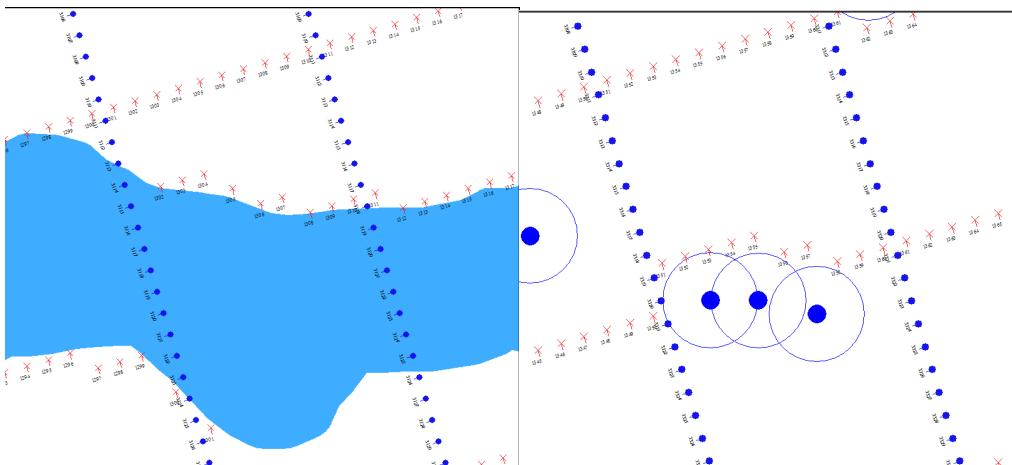


Figura 4.44. Esquema general de recuperación de cobertura para los obstáculos ambientales y culturales.

Es importante destacar que los obstáculos (archivos *.shp) y el diseño de adquisición fueron cargados en el programa Omni 9.0 ya que brinda al usuario una herramienta automatizada de movimiento de fuentes con regulaciones manuales que facilitan enormemente el trabajo. En este sentido se programó el movimiento automático de fuentes dentro de los obstáculos mencionados siguiendo de manera estricta las regulaciones descritas en el párrafo anterior. También fue posible indicar las distancias de seguridad alrededor de cada obstáculo, para que la nueva posición de

las fuentes fuera correcta. Posteriormente se realizaron movimientos a detalle en aquellas fuentes que quedaron muy cercanas a la periferia del obstáculo, en donde las reglas postuladas anteriormente fueron ligeramente omitidas. Aquellas fuentes que no pudieron moverse satisfactoriamente, fueron seleccionadas manualmente y excluidas del levantamiento. Una visualización general del diseño una vez realizadas las recuperaciones puede apreciarse en la figura 4.45.

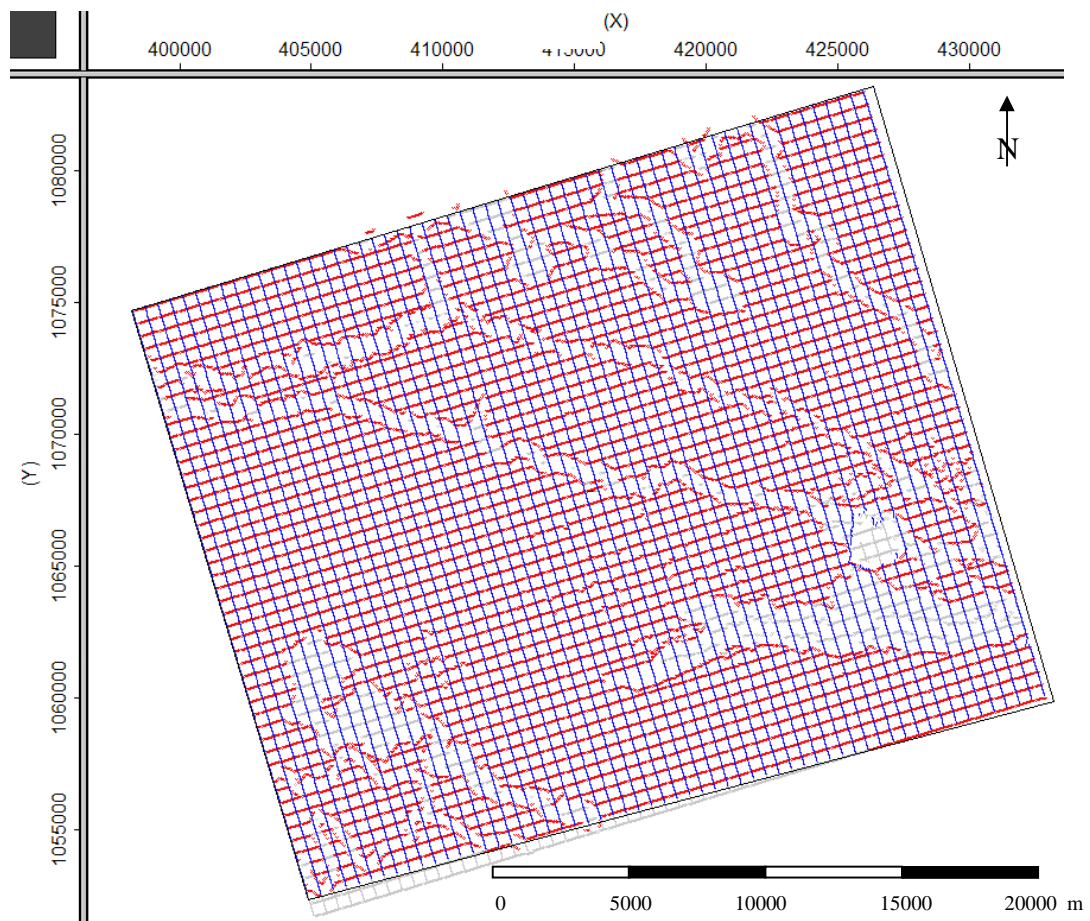


Figura 4.45. Diseño de adquisición después del movimiento de fuentes en presencia de obstáculos siguiendo la metodología de recuperación de cobertura propuesta.

Paralelamente en otro proyecto, fueron excluidas todas las fuentes ubicadas dentro de los obstáculos sin las recuperaciones propuestas en la parte anterior (ver figura 4.46), con la finalidad de establecer una comparativa entre la cobertura

nominal CMP de este caso (a diferentes aperturas fuente – receptor) con el caso de las recuperaciones. A partir de estos mapas sería posible justificar económicamente (en caso de serlo) las fuentes recuperadas en función de las implicaciones técnicas que esto conlleva (mejora de la cobertura en zonas con obstáculos).

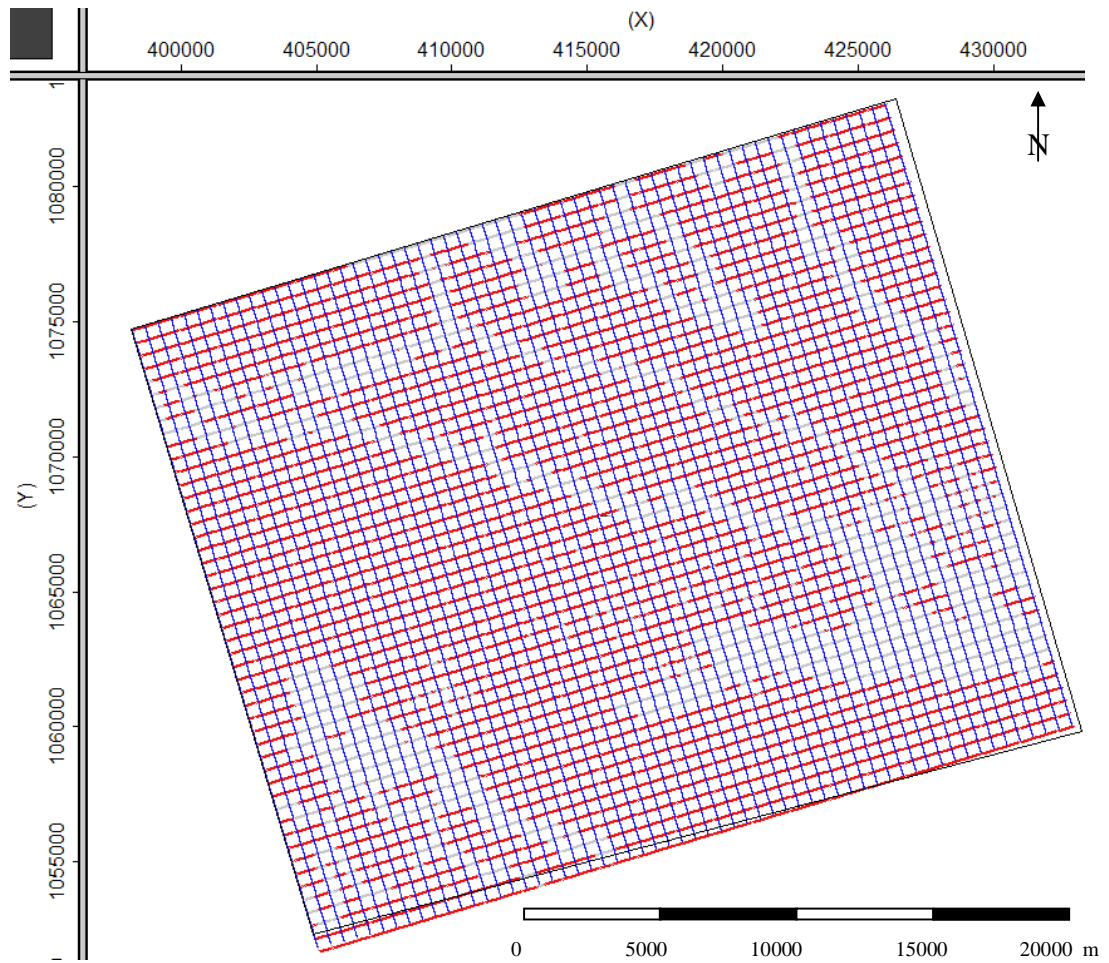


Figura 4.46. Diseño de adquisición después de la exclusión de fuentes en presencia de obstáculos (sin recuperaciones).

4.5 Fase 5: Propuesta de diferentes geometrías en función del análisis de costo y riesgo

Una vez analizados todos los parámetros técnicos concernientes a la geometría de adquisición sísmica en el área de estudio, se establecieron dos (02) propuestas de diseño. Ahora bien, la optimización técnica debe estar balanceada con el correspondiente impacto económico que implica cada una de las geometrías propuestas.

La estimación de los costos vinculados a la ejecución de un levantamiento sísmico 3D es por lo general un proceso complejo que requiere del conocimiento de numerosas variables económicas. La metodología planteada en este trabajo, considera las dos fases de mayor importancia en la adquisición de un proyecto sísmico: perforación y grabación. Debido a políticas de confidencialidad establecidas por PDVSA, los costos a detalle no pueden ser mostrados en este trabajo, mas sin embargo se explican a continuación, las generalidades consideradas en el análisis económico. Para cada fase fueron analizados los siguientes puntos: materiales, equipos y personal. Cada punto se manejó en términos de precios unitarios diarios, considerando la depreciación y mantenimiento de equipos como porcentajes adicionales, al igual que todo lo referido a los beneficios laborales del personal involucrado en el desarrollo del levantamiento sísmico. Finalmente y en función de los precios unitarios calculados para cada fase, se determinó el costo total de referencia para cada levantamiento.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A partir de la metodología detallada en el capítulo anterior, fueron generados diferentes productos que deben ser analizados con detenimiento a fin de responder a los objetivos planteados en el desarrollo de este trabajo. Por tal razón, se presentan acá los resultados obtenidos luego de la aplicación del flujo de trabajo propuesto en el campo Santa Bárbara, desde la fase de análisis de información hasta la elección final de las geometrías de adquisición propuestas.

5.1 Información analizada y parámetros de adquisición calculados

El desarrollo de la fase de análisis de información representó un punto clave en el posterior cálculo de los parámetros de adquisición, ya que permitió predisponer el diseño en función de los diagnósticos realizados. En tal sentido, resultó conveniente analizar los resultados obtenidos en las primeras fases del flujo de trabajo propuesto, para así vincular los diagnósticos realizados en la fase II con sus aplicaciones directas en la fase III.

5.1.1 Frecuencia máxima calculada, factor Q estimado y resolución vertical calculada.

Dado que la unidad productora del campo Santa Bárbara / Pirital es la formación Naricual, se tiene como punto de partida que el espesor promedio de la formación corresponde a lo que se quiere resolver. Sin embargo, estratigráficamente hablando, la formación Naricual está dividida en cinco (5) miembros estratigráficos entre sí con espesores promedio desde 22 hasta 125 metros por cada miembro.

Esta división estratigráfica es distinta en campos ubicados al norte de Piritál en donde las unidades Naricual Superior y Naricual Inferior simplifican la división de la formación. Por lo tanto, la evaluación del espesor de la formación Naricual a partir de los datos de pozo disponibles, permitió estimar la resolución vertical requerida para resolver el objetivo en condiciones óptimas (ver tabla 5.1).

Tabla 5.1. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo PIC-1E – Perfil A-A´.

Nombre del estrato (miembros)	Profundidad del tope (m)	Profundidad de la base (m)	Espesor (m)
NAR-1	4967,63	5047,49	79,86
NAR-2	5047,49	5071,87	24,38
NAR-3	5071,87	5196,84	124,97
NAR-4	5196,84	5244,69	47,85
NAR-5	5244,69	5318,15	73,46

Espesor Promedio	70,10
-------------------------	--------------

Tabla 5.2. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo SBC-15 – Perfil A-A´.

Nombre del estrato (miembros)	Profundidad del tope (m)	Profundidad de la base (m)	Espesor (m)
NAR-1	4801,51	4907,28	105,77
NAR-2	4907,28	4939,59	32,31
NAR-3	4939,59	5037,43	97,84
NAR-4	5037,43	5079,49	42,06
NAR-5	5079,49	5117,59	38,10

Espesor Promedio	63,22
-------------------------	--------------

Tabla 5.3. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo SBC-39 – Perfil A-A´.

Nombre del estrato (miembros)	Profundidad del tope (m)	Profundidad de la base (m)	Espesor (m)
NAR-1	4581,144	4678,68	97,536
NAR-2	4678,68	4715,256	36,576
NAR-3	4715,256	4783,836	68,58
NAR-4	4783,836	4924,044	140,208
NAR-5	4924,044	4981,956	57,912

Espesor Promedio	80,1624
------------------	---------

Tabla 5.4. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman la formación Naricual. Pozo PIC 16 – Perfil B-B´.

Nombre del estrato (miembros)	Profundidad del tope (m)	Profundidad de la base (m)	Espesor (m)
NAR-1	4913,38	5013,96	100,58
NAR-2	5013,96	5036,52	22,56
NAR-3	5036,52	5153,56	117,04
NAR-4	5153,56	5205,07	51,51
NAR-5	5205,07	5256,28	51,21

Espesor Promedio	68,58
------------------	-------

Tabla 5.5. Análisis de espesores para los miembros geológicos que conforman el la formación Naricual. Pozo PIC 25 – Perfil B-B´.

Nombre del estrato (miembros)	Profundidad del tope (m)	Profundidad de la base (m)	Espesor (m)
NAR-1	5977,13	6078,63	101,50
NAR-2	6078,63	6121,91	43,28
NAR-3	6121,91	6233,77	111,86
NAR-4	6233,77	6266,69	32,92
NAR-5	6266,69	6346,55	79,86

Espesor Promedio	73,88
------------------	-------

Al comparar entre si las tablas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5, se observa que los miembros de la formación presentan espesores muy variables, para lo cual los valores calculados de espesor promedio son una mejor referencia a la hora de determinar un valor de resolución vertical requerido.

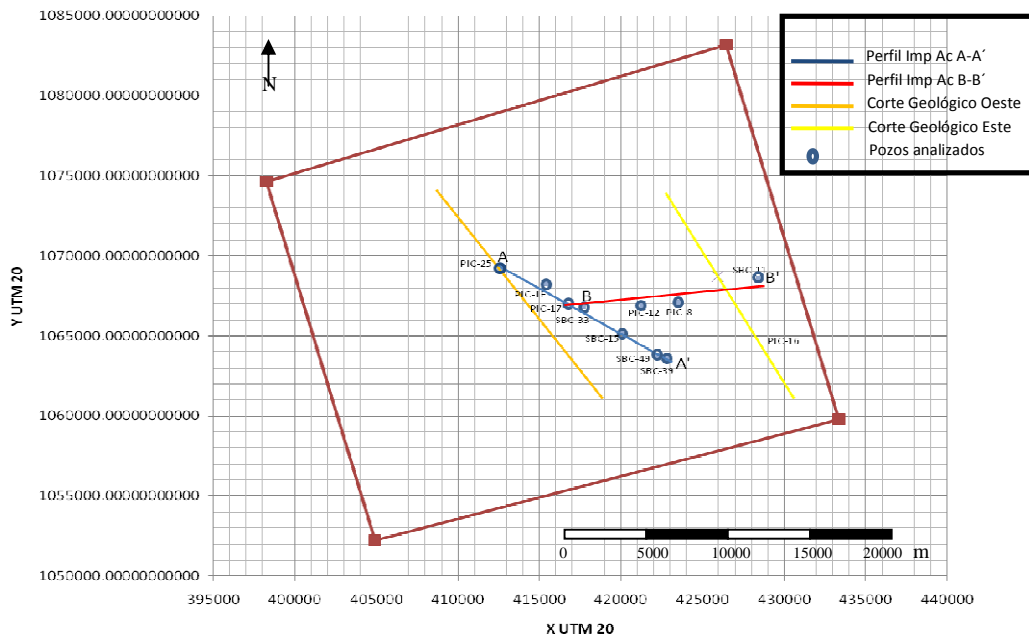


Figura 5.1. Ubicación de los perfiles evaluados en el análisis de espesores.

Para el perfil A-A' donde se evidencia la mayor variación estructural, se muestra que el espesor promedio de la formación Naricual varía aproximadamente entre 60 y 80 m, mientras que en el perfil B-B', de tendencia este-oeste, el espesor de la formación no presenta grandes variaciones, con un promedio de 70 m. En este sentido, al promediar los espesores calculados para los perfiles evaluados, se tiene que un valor representativo de la resolución vertical requerida para resolver el objetivo, puede manejarse alrededor de los 71.19 m. Por otro lado al observar los sismogramas sintéticos generados para los pozos del perfil A-A' y el perfil B-B' (ver figuras 5.2 y 5.3) se muestra que para una frecuencia dominante entre los 20 y 30 Hz es posible resolver parcialmente la base y el tope de la formación Naricual.

Sin embargo no todos los miembros son resueltos, ya que para ello la frecuencia dominante de la sísmica debería estar por encima de los 40 hz.

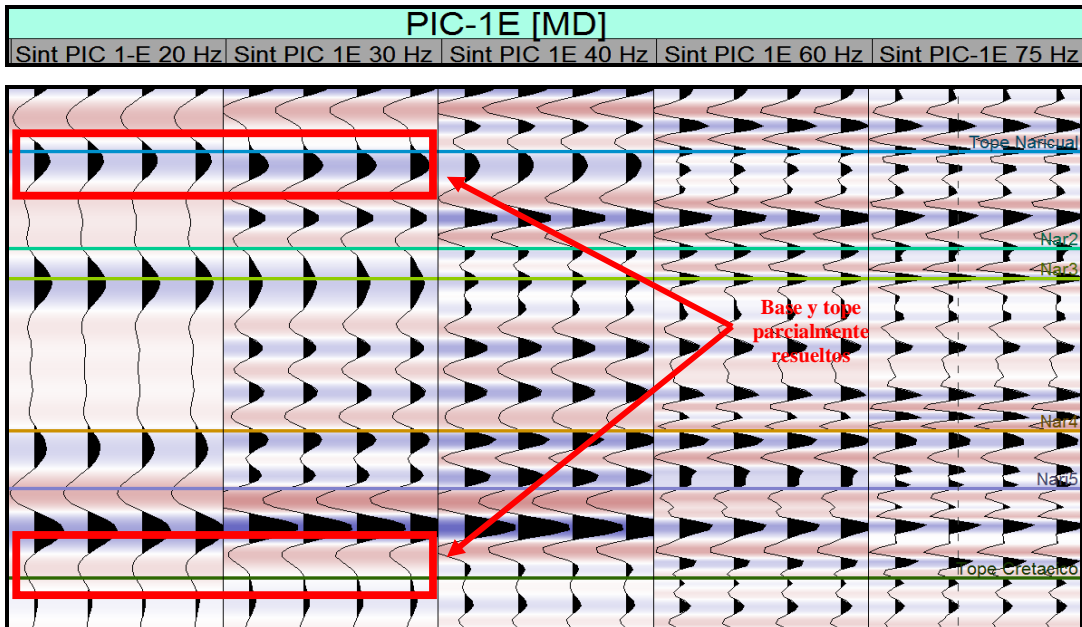


Figura 5.2. Sismograma sintético generado para el pozo PIC-1E del perfil A-A a nivel de objetivo.

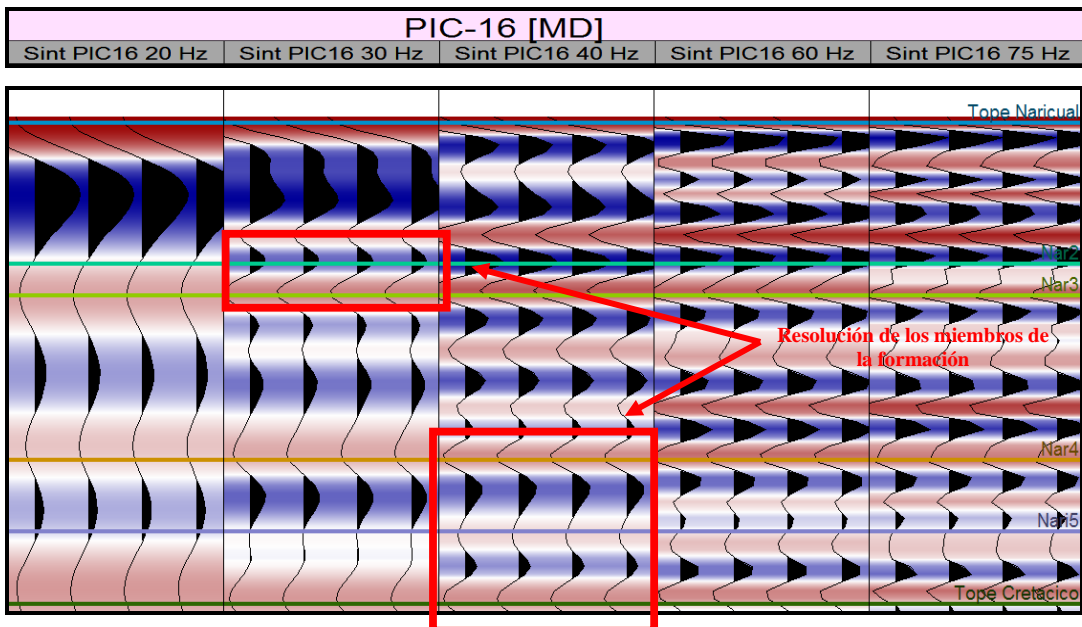


Figura 5.3 Sismograma sintético generado para el pozo PIC-16 del perfil B-B a nivel de objetivo.

Los sismogramas sintéticos elaborados, constituyen una importante referencia visual para el análisis cualitativo de la resolución vertical. Sin embargo, la aplicación del criterio de resolución vertical de Vermeer, reflejó de manera detallada los valores de resolución vertical, dado un conjunto de frecuencias dominantes (frecuencia de la onícula fuente), indicando que para un espesor promedio igual a 71,19 m, la frecuencia que lo resuelve se ubica alrededor de los 27 Hz (ver figura 5.4).

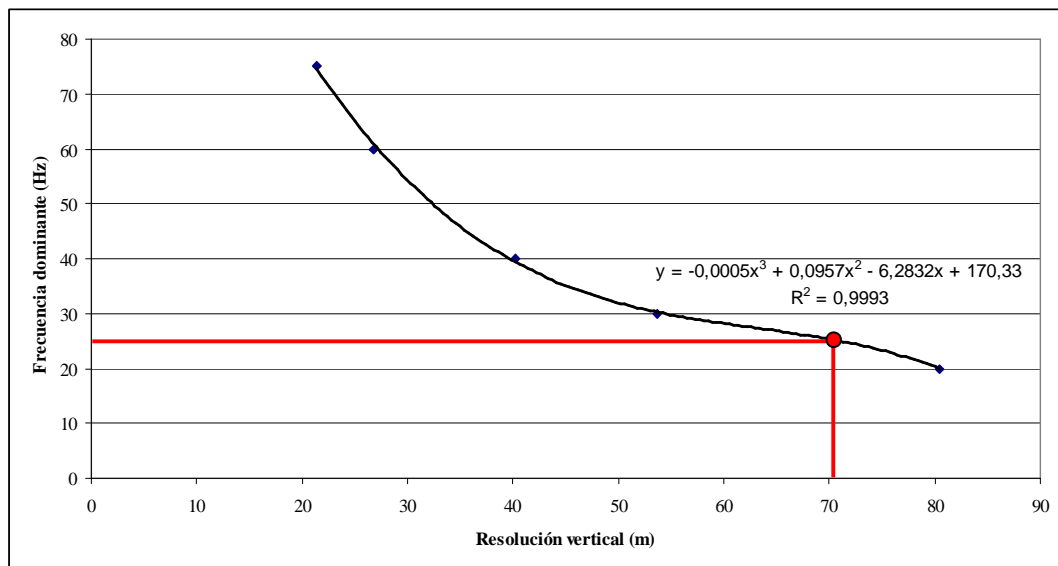


Figura 5.4. Cálculo de resolución vertical de acuerdo al criterio de resolución de Vermeer.

Ahora bien, la frecuencia calculada destaca como un parámetro óptimo para resolver el objetivo propuesto. Sin embargo las consideraciones relacionadas a la atenuación de la onda sísmica por efecto de absorción, resultan cruciales en la estimación de una frecuencia máxima real, que pueda ser usada en el proceso de diseño de adquisición sísmica. Es por esto, que la estimación del Factor Q a partir de los datos sísmicos adquiridos en pozo, representan un paso fundamental para la caracterización de la señal sísmica que será registrada en superficie, durante la ejecución del levantamiento sísmico que se diseña.

De los resultados obtenidos (ver tabla 5.6) se verifica que a medida que la profundidad aumenta el factor Q también se ve incrementado, lo cual se justifica

debido a que a mayor compactación de la roca menor es el efecto de absorción que ella produce en la onda sísmica propagada. Sin embargo, es importante destacar que en las curvas no suavizadas de atenuación acumulada (a partir de las cuales fueron calculados los valores de Q) se evidenciaron algunas zonas anómalas que añadieron cierto grado de incertidumbre en el cálculo del factor Q para algunos de los niveles de interés.

Tabla 5.6. Factor Q calculado por cada región de estudio.

Región	Factor Q promedio
Somera	39
Bloque Alóctono	54,025 a 80
Carapita	47 a 85,283
Naricual	110

Como es de esperarse, las curvas de atenuación acumulada deberían presentar una tendencia positiva, considerando que la señal se atenúa progresivamente a medida que aumenta la profundidad de la propagación. Sin embargo como se observa en la figura 5.5, en los pozos analizados estas curvas presentan zonas anómalas en donde pareciera que la señal sísmica en vez de atenuarse, experimentara el proceso inverso. Esto puede ser debido a reflexiones intra- capas que enmascaran las primeras llegadas con amplitudes asociadas a la onda ascendente. Un mal acople de los receptores en pozo también pudiera contribuir a la aparición de este fenómeno.

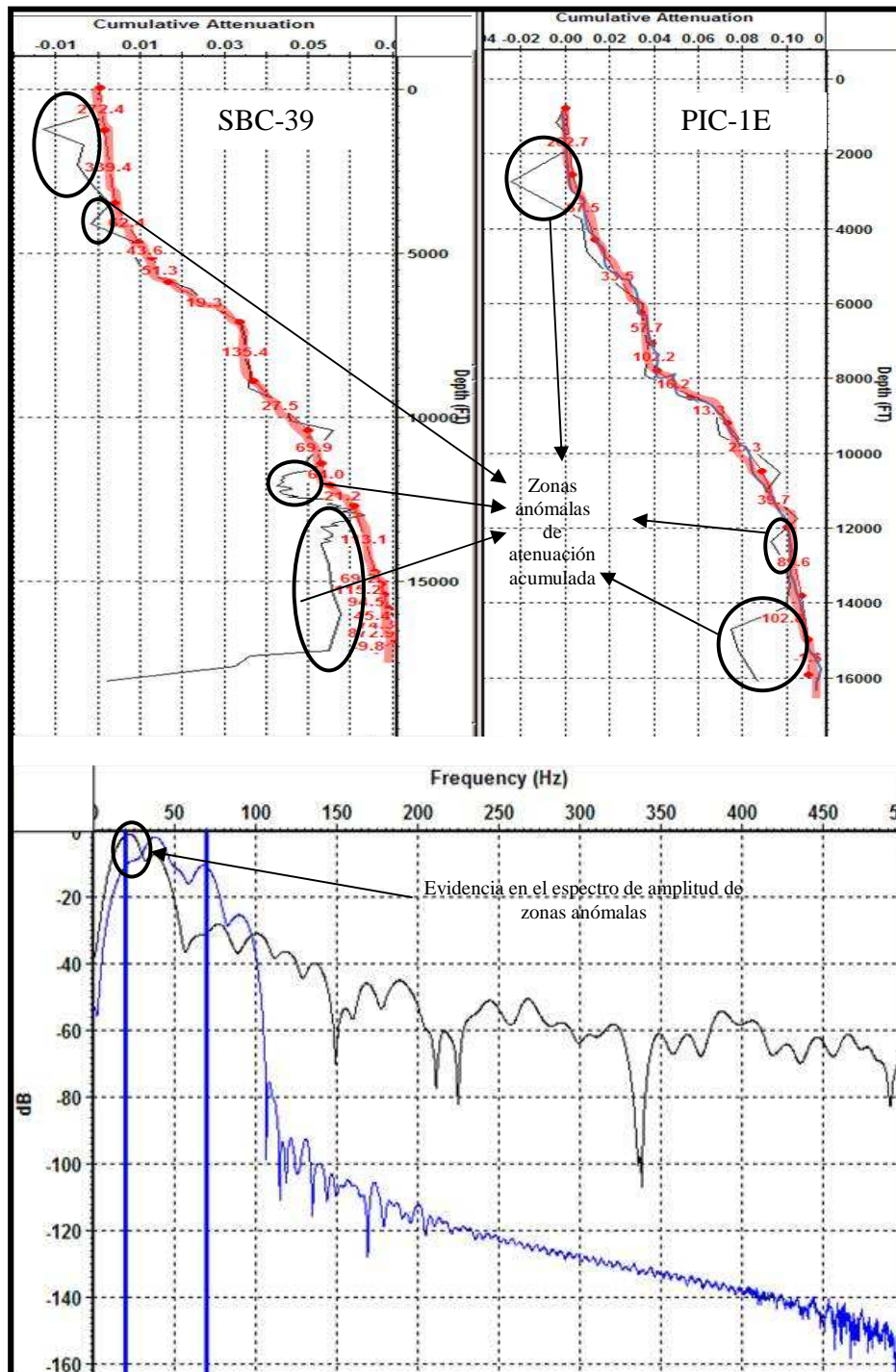


Figura 5.5. Evidencia de zonas anómalas en los análisis de atenuación acumulada para el cálculo del Factor Q (espectro negro: espectro de referencia, espectro azul: espectro dinámico).

En tanto, se observa que los niveles someros y profundos son los más afectados por estas zonas anómalas, mientras que los niveles intermedios respetan en mayor grado, la tendencia positiva de la curva. Adicionalmente para la región somera, se tiene una ausencia de datos por encima de la ubicación del primer receptor en pozo, lo cual dificultó el cálculo preciso de Q para ese nivel; considerando que en los primeros metros de profundidad, se ubican las rocas de menor consolidación (alta absorción).

Es por ello, que en el modelado directo realizado sobre los sismogramas sintéticos generados por pozo (en donde se simuló el efecto de absorción), se utilizó una fuente cuya ondícula presentó una frecuencia dominante igual a 100 Hz, siendo una frecuencia relativamente más baja que las que realmente figuran en el impulso transmitido a la tierra, mediante la detonación de explosivos. Por lo tanto se preconditionó la señal de entrada a una aparente atenuación en los niveles más someros para compensar las irregularidades descritas anteriormente.

Los Análisis espectrales realizados en los sismogramas sintéticos por pozo, antes y después del modelado directo de factor Q, indican que existe una fuerte atenuación a nivel del objetivo principal, tal y como se muestra en la figura 5.6.

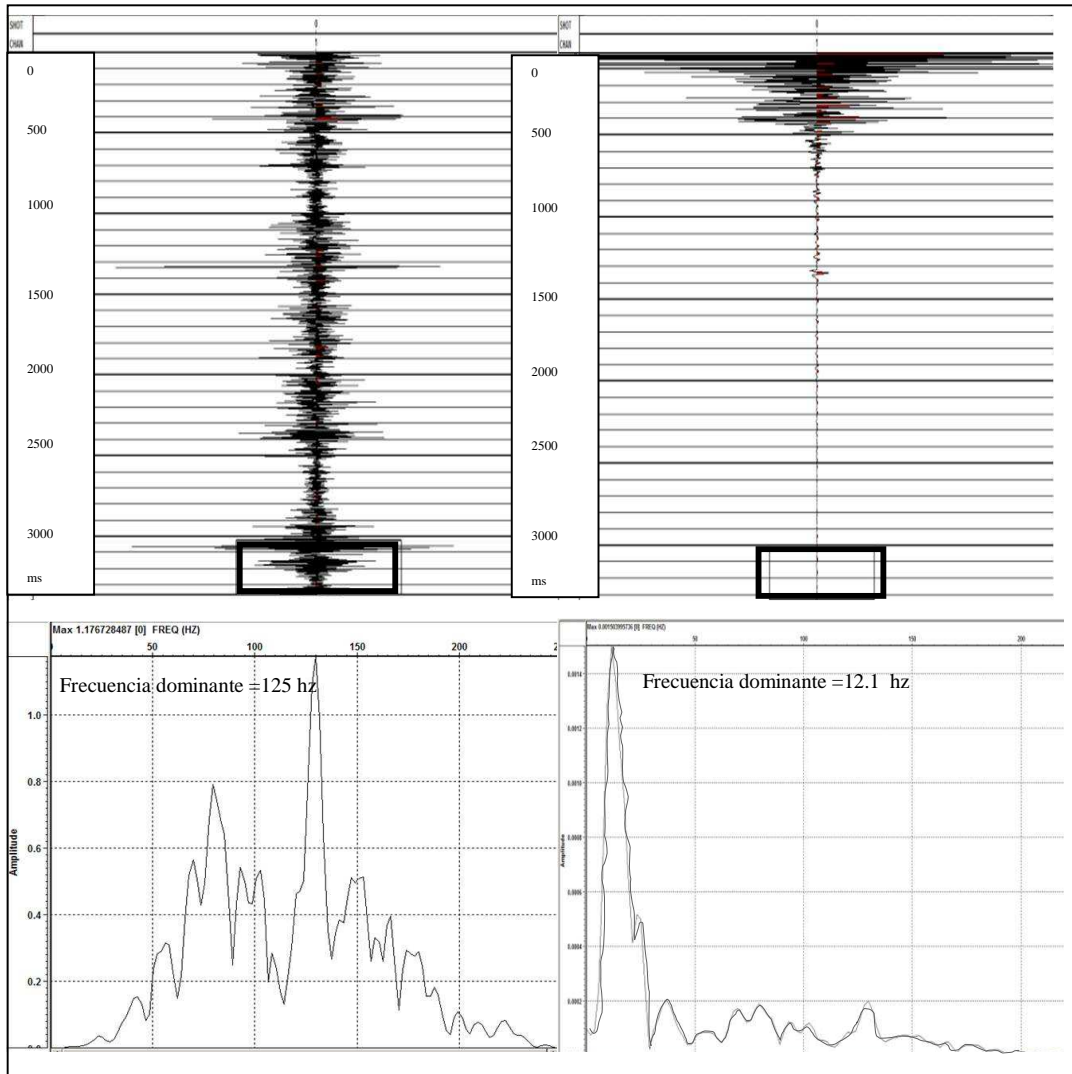


Figura 5.6. Análisis espectral a nivel de objetivo antes (izquierda) y después (derecha) del modelado directo de factor Q.

Estos análisis muestran que para los factores Q asignados por formación geológica, la frecuencia dominante a recuperar a nivel de objetivo es de 12.1 Hz a

aproximadamente 3000 ms de grabación. Al comparar este resultado con los análisis espectrales de los registros de campo adquiridos en levantamientos anteriores, se observa una importante concordancia entre los valores de frecuencia dominante a nivel de objetivo para los dos casos (ver figura 5.7 y 5.8).

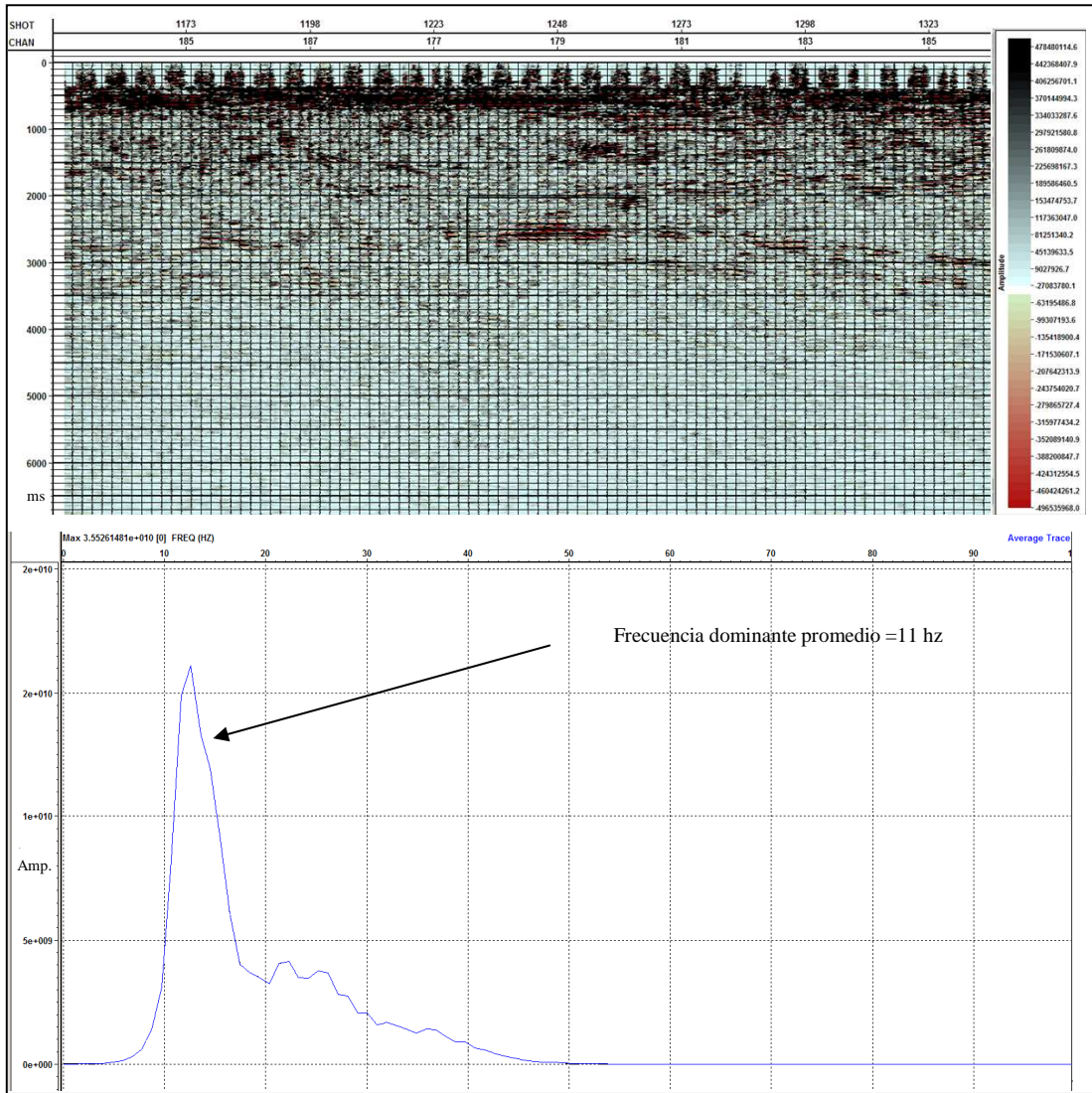


Figura 5.7. Migrado post-apilado sin post-procesos Swath 11 – Casupal 92 3D (arriba) y su análisis espectral correspondiente (abajo). Ventana de análisis de 1000 ms a nivel de objetivo.

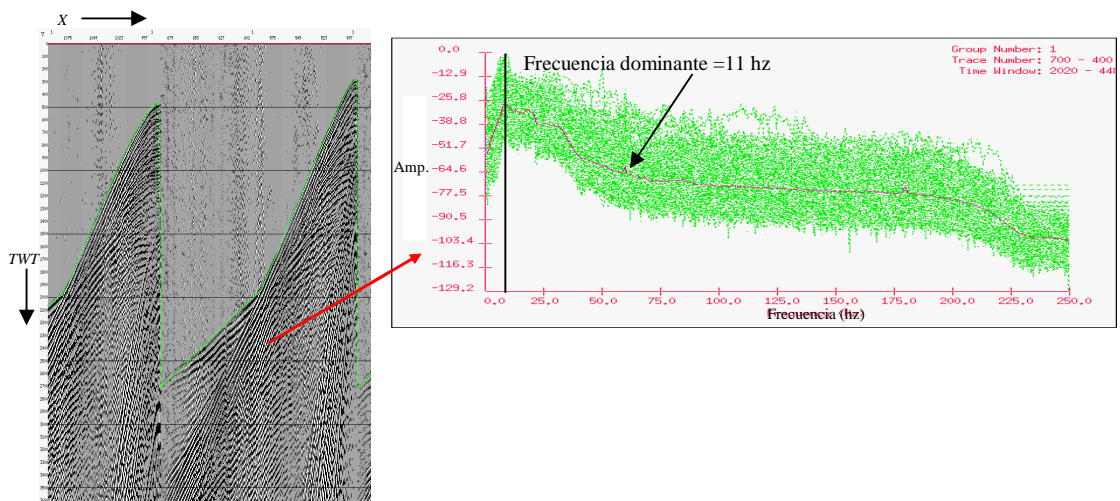


Figura 5.8. Análisis espectral de los registros de disparo, ubicados al sur oeste del levantamiento Travi 04-3D entre 2020 y 4400 ms.

Esta situación otorga un aceptable nivel de confianza a los resultados obtenidos en la estimación del factor Q por formación, tanto para la determinación de la frecuencia máxima a ser recuperada en la sísmica (en el nivel de interés), como para la construcción de filtros de recuperación de las frecuencias atenuadas; ya en la etapa del procesamiento sísmico. Cabe mencionar, que para el cálculo de la frecuencia máxima, el criterio de que ésta es igual a 1.5 veces el valor de la frecuencia dominante, resulta un poco más pesimista que el enunciado tradicional que establece la relación anterior igual a 2 (Galbraith, 2004). Lo que se propone, está fundamentado en la observación de los espectros de amplitud de los registros sintéticos y los espectros de los datos reales analizados (ver figura 5.8), en donde éste límite condiciona la frecuencia máxima, a un decaimiento de la amplitud de hasta diez decibelios (10 db) con respecto a la frecuencia dominante.

Ahora bien, la necesidad de generar dos (2) curvas de frecuencia máxima-tiempo doble de viaje, a partir de los análisis espectrales en los datos sintéticos (atenuados de acuerdo a los valores de factor Q estimados), responde al hecho de que para los dos (2) pozos analizados la caracterización litológica en cada uno es ciertamente distintiva.

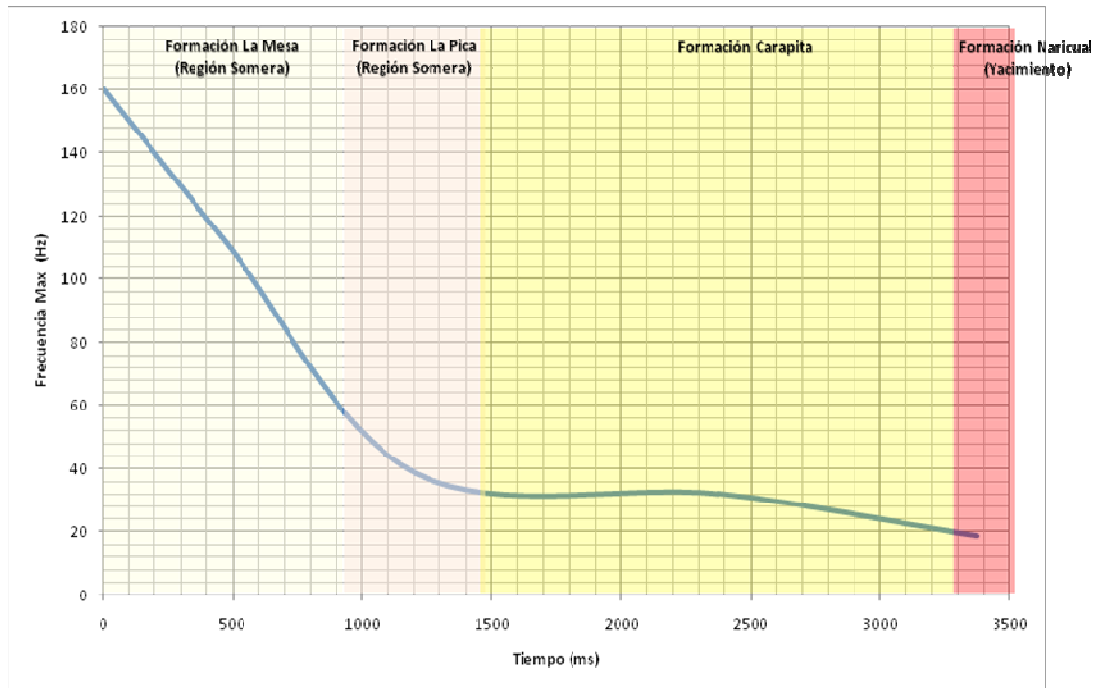


Figura 5.9. Gráfica guía de la frecuencia máxima a recuperar al sur del área de estudio en función del tiempo doble de viaje de la onda sísmica.

La figura 5.9 muestra la curva que aplicaría al sur del campo Santa Bárbara (generada de acuerdo al análisis de absorción en el pozo SBC-39), en donde no está presente el bloque Alóctono, más sin embargo, la formación Carapita presenta un espesor de 2603 m; dominando el contexto litológico al sur del área de estudio. De igual manera se observa que la mayor atenuación de la onda sísmica ocurre en la región somera aproximadamente entre 0 y 1470 ms. Por su parte la formación Carapita es responsable de una atenuación sísmica menos agresiva que en los niveles someros, debido a que se trata de una formación lutítica bien compactada a las profundidades en la que se ubica. Sin embargo, es de notar que a causa del gran espesor de esta formación, la atenuación sísmica no deja de ser relevante, observándose a nivel del yacimiento una frecuencia máxima por debajo de los 20 hz.

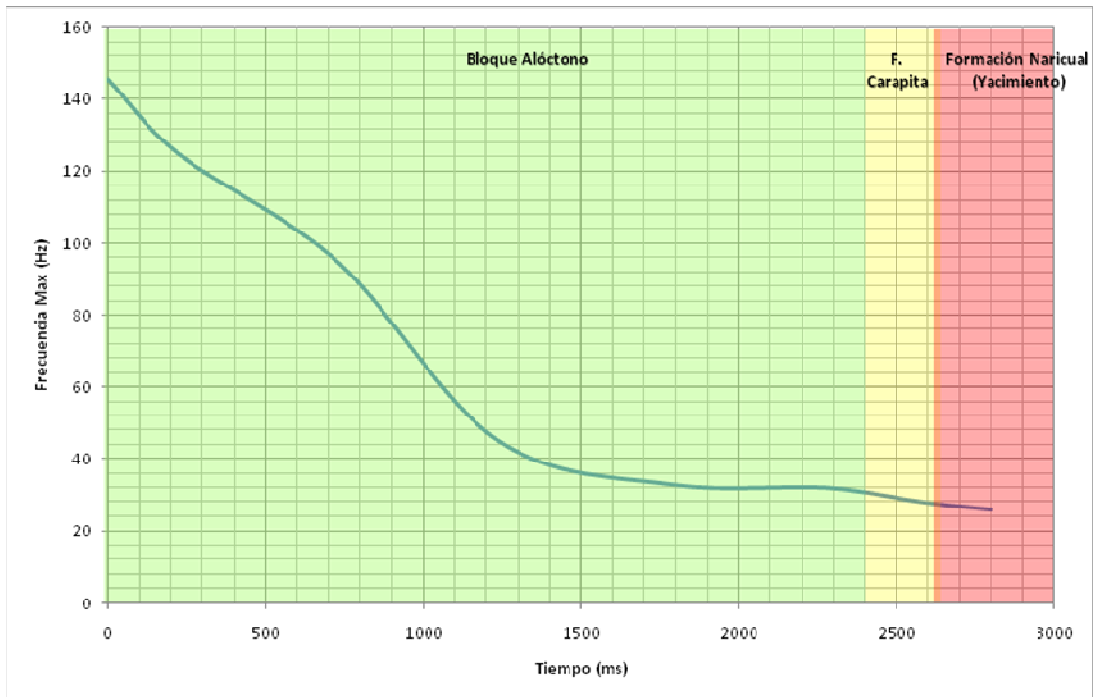


Figura 5.10 Gráfica guía de la frecuencia máxima a recuperar al norte del área de estudio en función del tiempo doble de viaje de la onda sísmica.

Por su parte, la figura 5.10 muestra la curva de frecuencia máxima, asociada al norte del área de estudio, observándose que para el gran espesor del bloque alóctono (referenciado a partir de los topes formacionales del pozo PIC-1E) se observan dos regiones de diferentes grados de atenuación. La primera región comprendida entre 0 y 1200 ms, se caracteriza por presentar una pendiente de atenuación menos agresiva que en la parte sur del campo. Al tratarse de un bloque que en la parte superior presenta una alternancia de arenas y lutitas bastante compactadas (formación San Juan) seguidas de areniscas duras, calizas y otras rocas carbonáticas (formación San Antonio y formación Querecual), la absorción sísmica tiende a ser relativamente menor que en la parte sur del área de estudio, donde a esos niveles domina una litología de menor consolidación, contribuyendo a una mayor atenuación de la onda sísmica. Una segunda región localizada aproximadamente entre los 1200 y 2400 ms presenta una atenuación mucho más leve que en la primera región debido a que se trata de rocas de gran compactación principalmente carbonáticas. Ya para la

formación Carapita, se muestra un comportamiento en la atenuación sísmica muy similar al que se presenta al sur del campo a profundidades superiores a los 3900 m.

A nivel de yacimiento la frecuencia máxima a recuperar se ubica alrededor de los 28 Hz. Por lo tanto, al analizar los dos (2) escenarios (norte y sur del área de estudio) se tiene que a nivel de objetivo es posible recuperar en superficie, una frecuencia máxima comprendida entre 18 y 28 Hz; lo cual indica que se puede cumplir parcialmente con los requerimientos de resolución vertical anteriormente propuestos, principalmente para las zonas menos profundas del yacimiento, donde sería posible recuperar frecuencias cercanas a los 27 Hz (ver figura 5.4).

Con base a los resultados obtenidos en estos diagnósticos, es viable replantear una de las interrogantes presentadas hasta ahora en relación al área de estudio, acerca de si realmente el alóctono de Pirital es el principal causante de la mala iluminación del yacimiento en términos de la absorción sísmica. Respondiendo parcialmente a esta interrogante, es posible decir que el alóctono al ser un bloque cretácico caracterizado por presentar rocas de gran consolidación, no representa un agente determinante en la fuerte atenuación sísmica al nivel del objetivo; más si es importante considerar, que la onda sísmica presenta una atenuación considerable al viajar desde la superficie hasta el tope de un yacimiento tan profundo como lo es la formación Naricual.

Posiblemente, uno de los factores que influye en la atenuación de la onda sísmica propagada en el bloque alóctono, es la marcada variación de impedancia acústica dentro del mismo (ver figura 5.11), debido a las fuertes variaciones litológicas que allí se presentan; lo cual contribuye a la acelerada pérdida de energía por transmisión, ya que la energía de las reflexiones en estas interfases es mucho mayor que la energía transmitida a los niveles más profundos. Por tal razón, tanto la absorción sísmica debido a la profundidad del yacimiento, como las fuertes variaciones de impedancia acústica dentro del bloque alóctono, pueden ser considerados como algunos de los factores responsables de los problemas de resolución vertical a nivel del objetivo principal.

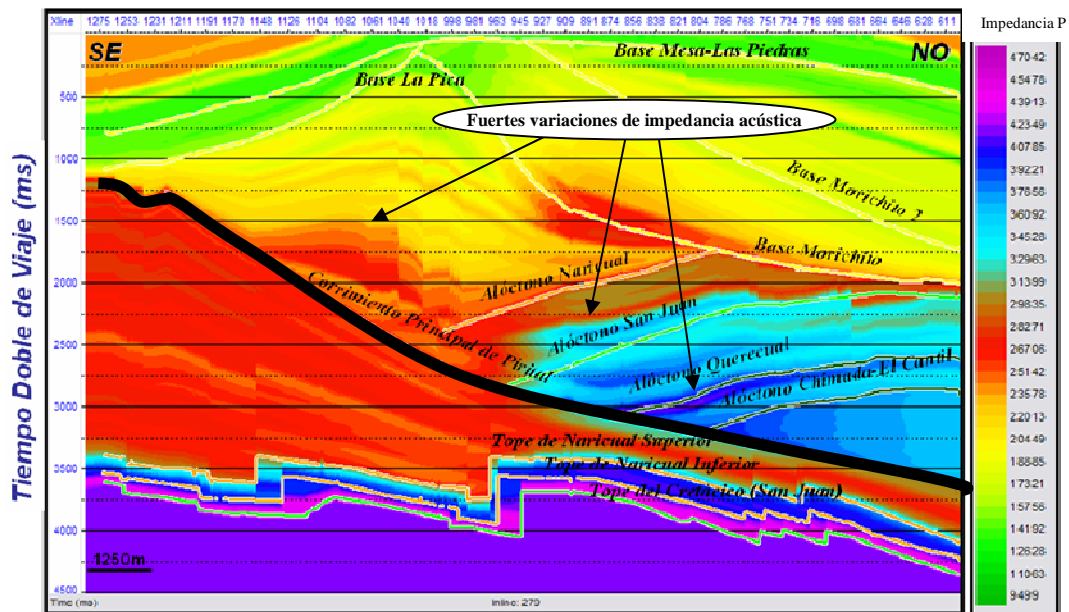


Figura 5.11. Modelo de de impedancia acústica del área de estudio. Sección parcial SE-NO (Modificada de Bosset J. y Gou Y. 2004).

5.1.2 Parámetros geológicos analizados y tamaño de *BIN* calculado

En relación al análisis de los parámetros geológicos en función del diseño de adquisición, se tiene que la formación Naricual, al tratarse de una formación fallada por efectos compresivos, propios del marco estructural dominante de la zona; presenta un tope con variaciones de profundidad entre los 4000 y 6600 m, además de un buzamiento irregular. Esta situación trae como consecuencia que la velocidad y la frecuencia máxima varíen a diferentes profundidades, de manera que el tamaño de *BIN* se convierte en una variable importante.

Al analizar el mapa de buzamientos del tope del objetivo (ver figura 5.12), generado a partir del modelo geológico vigente, se observa una distribución irregular de los valores de buzamiento, donde los máximos valores se ubican principalmente en la parte oeste del área de estudio, mientras que los menores valores se distribuyen en los extremos del mapa.

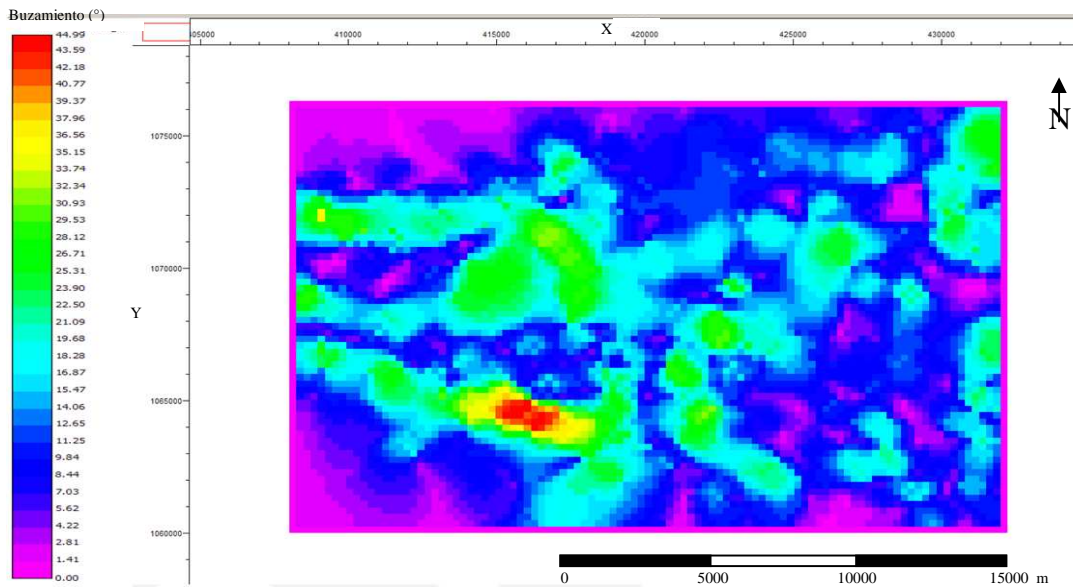


Figura 5.12. Mapa de buzamientos del tope de la formación Naricual.

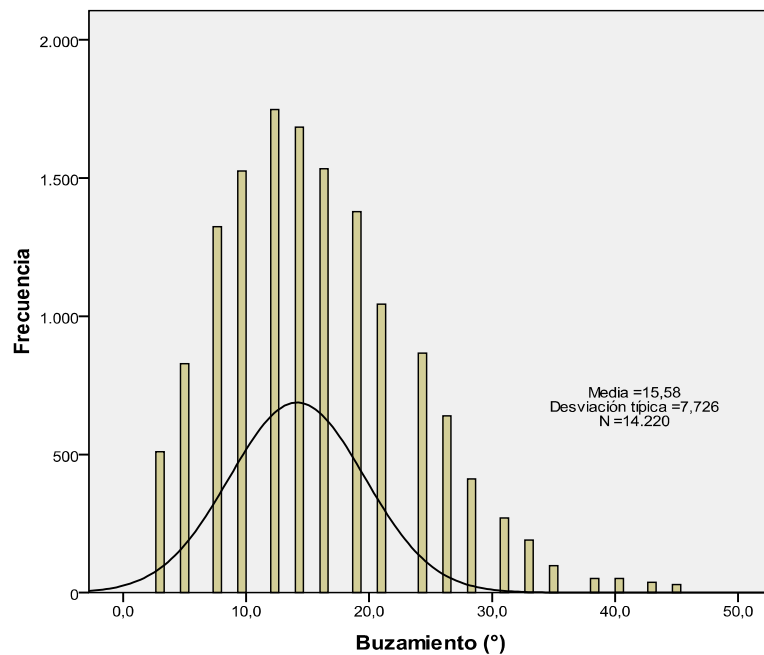


Figura 5.13. Histograma de buzamientos del tope de la formación Naricual.

También es posible realizar un análisis más cuantitativo a partir de la figura 5.13, donde el histograma muestra que el tope del yacimiento presenta un buzamiento

promedio de $15,58^\circ$, pero con muestras que evidencian grandes zonas entre este valor y los 30° . Para objetivos con buzamientos entre 0 y 30° , Vermeer (1998) recomienda utilizar como valor de referencia, para el cálculo del tamaño de *BIN*, 30° de buzamiento; considerando que las formulaciones matemáticas para su cálculo están fundamentadas en modelos de capas que buzanan a partir de este valor. De esta manera se evita la sobrestimación del cálculo del tamaño de *BIN*. Sin embargo, como se observa en el histograma, el yacimiento presenta un buzamiento máximo alrededor de los 40° , y es éste valor el que es considerado para el cálculo de los parámetros de adquisición.

El cálculo del tamaño de *BIN* de acuerdo a la metodología expuesta en el capítulo anterior, sugiere un valor cercano a los 40 m. Sin embargo, considerando que la máxima frecuencia y la velocidad interválica que se manejan en el cálculo, están asociadas al objetivo principal, se tiene que para los objetivos someros e intermedios (base de formación la Pica, base de la formación Morichito, corrimiento de Pirital) un valor tan grande puede conllevar a la aparición de *aliasing* espacial a esos niveles. Es por ello, que se decidió optimizar el valor de la resolución horizontal a nivel de objetivo en función de los parámetros utilizados en levantamientos tridimensionales, anteriormente ejecutados en la zona de estudio, donde el tamaño de *BIN* se manejó entre 20 y 30 m. Para este caso el valor escogido es igual a 25 m, satisfaciendo totalmente los requerimientos de resolución horizontal del objetivo y de manera parcial a los objetivos someros e intermedios en términos de evitar el *aliasing* espacial.

5.1.3 Datos sísmicos analizados

Además de los análisis espectrales usados para determinar la frecuencia máxima recuperada en los datos sísmicos (adquiridos en levantamientos anteriores), las observaciones hechas a los registros de campo disponibles, permitieron describir de manera cualitativa los componentes de señal y ruido coherente a esperar en los datos que serán adquiridos con la ejecución del levantamiento diseñado en este trabajo.

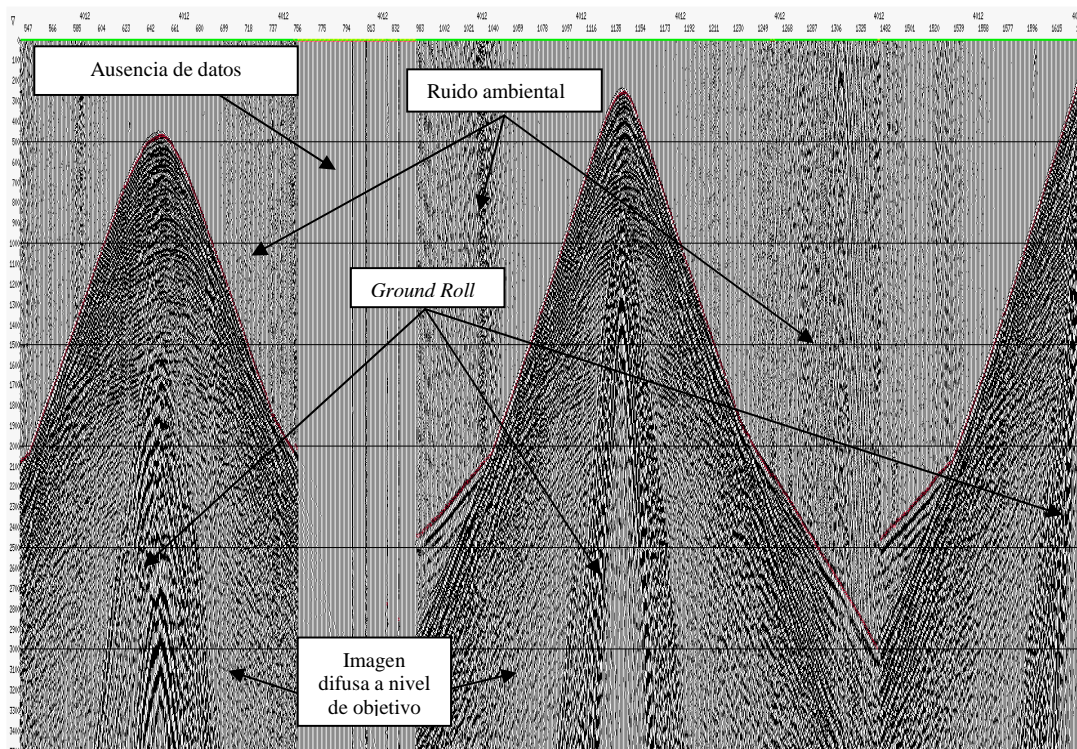


Figura 5.14. Registros de disparos en la zona sur del levantamiento Travi 04-3D.

Cualitativamente hablando, y de acuerdo a lo que se observa en la figura 5.14; se tienen las siguientes observaciones:

- Relación señal - ruido de regular (parte somera-intermedia) a mala (parte profunda).
- Ruido coherente identificado: *ground roll* (que afecta en mayor grado a las reflexiones profundas, asociadas al yacimiento),
- Ruido incoherente – ambiental principalmente a *offsets* lejanos.
- Como se verificó anteriormente, los análisis espectrales de los datos indican fuerte atenuación de altas frecuencias (imagen difusa a nivel de objetivo).
- Ausencia de datos en algunas zonas del registro (obstáculos en superficie).

En lo referido a la baja relación señal – ruido en los niveles profundos, se justifica la necesidad de que el nuevo diseño presente un valor de cobertura nominal

que permita registrar un mayor número de trazas por *CMP*, para que después del apilado, aumente la amplitud de la señal grabada y disminuya el ruido aleatorio presente en cada traza. Sin embargo, se tiene que parte del área sur correspondiente al levantamiento Travi 04-3D, presenta una cobertura nominal igual a 120, y a pesar de mostrar mejoras en la relación señal – ruido en referencia a los levantamientos 3D ejecutados anteriormente, no presentó la calidad esperada en los datos grabados.

Como era de esperarse, el *ground roll* identificado entorpece la señal de los reflectores asociados al yacimiento, principalmente a *offsets* cercanos e intermedios; por lo tanto es requerida en el procesamiento, la aplicación de filtros que remuevan parcial o totalmente el efecto de este ruido coherente, evitando comprometer en lo posible la señal de los reflectores. Es por ello que resulta vital la información grabada a *offsets* lejanos, a fin de responder a los requerimientos ideales de cobertura dada esta problemática. En este sentido, aquellas zonas que presentaron obstáculos en superficie (que dificultan la correcta ubicación de fuentes y receptores), debieron ser consideradas en las posteriores recuperaciones de cobertura en el proceso de diseño que en este trabajo se propone.

Por otro lado, el análisis hecho para la rampa de enmudecimiento promedio aplicada a los registros *CMP* (previamente corregidos por *NMO*), indica que ésta se asocia a un factor de estiramiento de la traza cercano al 20%, una vez que fue comparada con curvas conocidas para los valores de velocidad propios de la geología de la zona (ver figura 5.15). También se observa que en los niveles someros, la rampa presenta un comportamiento anómalo con respecto a las curvas de referencia, donde son consideradas las trazas con más del 25 % de estiramiento; probablemente con la finalidad de aumentar la cobertura a estos niveles, a pesar del sacrificio de la resolución vertical que esto conlleva. Es importante destacar que el proceso de corte de los registros corregidos por *NMO*, no respeta un patrón exacto en todos los casos, dada las variaciones laterales de velocidad presente en el área de estudio, además de la presencia de posibles artefactos sísmicos (*foot print*, ruidos aleatorios) particulares a cada registro, que pueden obligar a la persona que procesa a realizar algún corte

abrupto que no necesariamente se asocia al factor de estiramiento considerado para el resto de la rampa. Sin embargo de manera general se observa que en parte de la zona de estudio, el patrón de enmudecimiento no es tan agresivo, ya que considera las bajas frecuencias de las trazas estiradas hasta un 20% para el mejor delineación de las estructuras, escenario que no sería favorable si se tratara de un objetivo estratigráfico. De igual manera se verifica que para un *offset* máximo entre 5000 y 7600 m aproximadamente es posible grabar eventos de reflexión asociados al objetivo principal (2600-3500 ms aproximadamente).

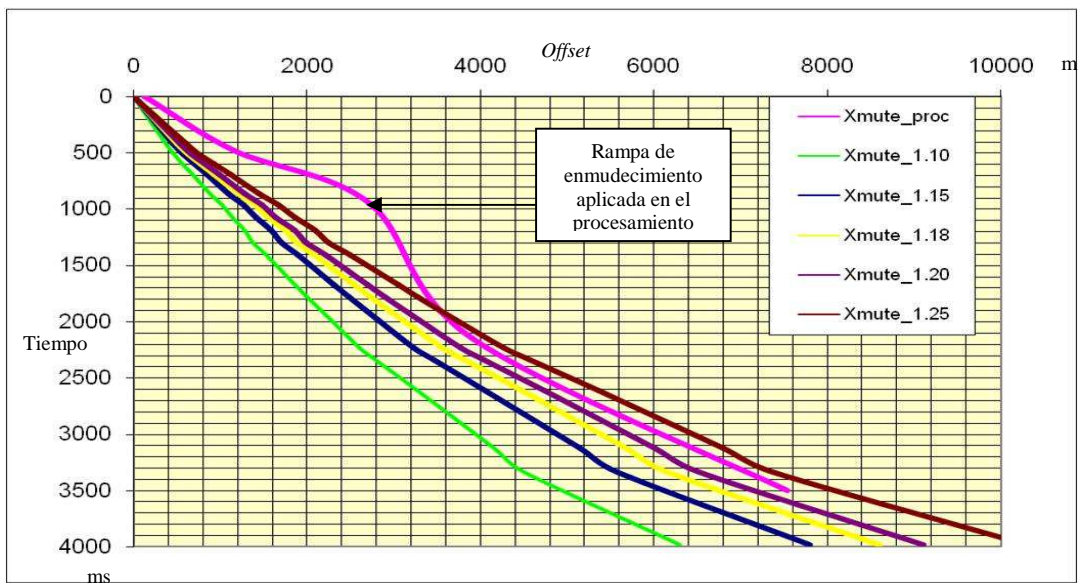


Figura 5.15. Comparación de rampas de enmudecimiento conocidas con la rampa de enmudecimiento promedio aplicada a los registros *CMP* del levantamiento Travi 04-3D.

5.1.4 Cobertura nominal calculada a partir del criterio de detección de propiedades petrofísicas.

Como se mencionó anteriormente en el apartado metodológico de este trabajo, la intención de evaluar la relación existente entre la impedancia acústica y las propiedades: porosidad y volumen de arcilla; es determinar la relación señal ruido (S/N) óptima para que las variaciones de estas propiedades, puedan ser detectadas en

posteriores procesos de inversión sísmica y otros vinculados a la caracterización del yacimiento. A partir de esta evaluación, fue posible calcular un valor de cobertura nominal óptima que toma en cuenta tanto la información de los datos sísmicos anteriormente adquiridos en la zona (en términos de relación señal ruido), como las consideraciones de las propiedades petrofísicas descritas.

Tabla 5.7. Cobertura nominal requerida en función de la detección del cambio de porosidad en el yacimiento.

Var. % Porosidad	S/N requerida	Cobertura Casupal 92	S/N Casupal 92	Cobertura Nominal
1	192.52	64	8	37065
2	96.26	64	8	9266
3	64.17	64	8	4118
4	48.13	64	8	2316
5	38.50	64	8	1482
6	32.08	64	8	1029
7	27.50	64	8	756
8	24.06	64	8	579
9	21.39	64	8	457
10	19.25	64	8	370
11	17.50	64	8	306
12	16.04	64	8	257
13	14.80	64	8	219
14	13.75	64	8	189
15	12.83	64	8	164

En la tabla 5.7 se observan los valores de cobertura nominal requeridos para detectar la variación de porosidad en el yacimiento, dada en porcentaje. Tomando en cuenta que el yacimiento considerado en este estudio, presenta valores máximos de porosidad alrededor de 14%, es posible concluir que para detectar variaciones relevantes de esta propiedad (menos de 10%), se requieren valores de cobertura operativamente imposibles. Los valores de cobertura que quizás se ajustan de manera más realista, contemplan una variación de porosidad mayor a 14%, muy por encima

de la porosidad real del yacimiento. Es por ello que la detección de porosidad para este campo, por medio de estudios de inversión sísmica, no sería factible debido a la existencia de una baja relación impedancia acústica–porosidad en la formación Naricual. En este sentido, no fue adecuado sujetar la cobertura nominal del diseño de adquisición en función de esperar variaciones relevantes en la porosidad del yacimiento.

Tabla 5.8. Cobertura nominal requerida en función de la detección del cambio del volumen de arcilla en el yacimiento.

Var. % V. Arcilla	S/N requerida	Cobertura Casupal 92	S/N Casupal 92	Cobertura Nominal
4	78.70	64	8	6193
6	52.46	64	8	2752
8	39.35	64	8	1548
10	31.48	64	8	991
12	26.23	64	8	688
14	22.48	64	8	505
16	19.67	64	8	387
18	17.48	64	8	305
20	15.74	64	8	247
22	14.30	64	8	204
24	13.11	64	8	172
26	12.10	64	8	146
28	11.24	64	8	126
30	10.49	64	8	110
32	9.83	64	8	96
34	9.25	64	8	85
36	8.74	64	8	76
38	8.28	64	8	68
40	7.87	64	8	61

Por su parte, el diagnóstico hecho para los gráficos cruzados de impedancia acústica – volumen de arcilla, muestra resultados positivos en relación a los valores de cobertura requerida (ver tabla 5.8). Partiendo del hecho de que el volumen de

arcilla de la roca es cuantificada de manera porcentual de 0 a 100%, se tiene por ejemplo, que para una cobertura nominal entre 96 y 126 es posible determinar una variación del volumen de arcilla en la roca entre 28 y 32%. Esta variación permitiría a rasgos generales distinguir una arena limpia (hasta 30% de volumen de arcilla) de una arena sucia (de 30 % hasta 60% de volumen de arcilla) o también de una lutita (más del 60% de volumen de arcilla). La relación señal-ruido requerida para que dicha discriminación sea posible, se ubica entre 9.83 y 10.49, los cuales son valores coherentes con respecto a la relación señal-ruido asociada al levantamiento Casupal 92 -3D (levantamiento de referencia usado en este diagnóstico).

Un caso no tan óptimo, más sin embargo razonable, resulta al plantear una cobertura nominal entre 68 y 61 que permite verificar una variación del volumen de arcilla del yacimiento entre un 38 y 40%. Por lo tanto, para el primer caso prevalece la optimización técnica aún a pesar de las exigencias operativas (*patch* de adquisición a usar), mientras que en el segundo caso, una menor cobertura sacrifica en cierto grado la optimización técnica, a la vez que facilita los requerimientos operacionales.

Finalmente para las dos geometrías de adquisición presentadas en este trabajo, se plantearon valores de cobertura nominal igual a 104 para la primera propuesta y 66 para la segunda.

5.1.5 Patches de adquisición propuestos

Los levantamientos sísmicos 3D ejecutados anteriormente en la zona de estudio, utilizaron un *patch* de adquisición de tipo *narrow* azimut, es decir, con una relación de aspecto menor a 0.5. Para zonas estructuralmente complejas como la estudiada en este trabajo, las variaciones laterales de velocidad, evidencian la condición anisotrópica del medio geológico y obliga al diseño de un *patch* de adquisición *wide* azimut, con una relación de aspecto mayor a 0.5, que haga posible contar con

registros sísmicos a partir de los cuales pueden ser estimadas satisfactoriamente las velocidades que serán usadas a lo largo del procesamiento sísmico.

De acuerdo al informe de procesamiento del levantamiento Casupal 92-3D, se registraron importantes cambios laterales de velocidad, cuya estimación constituyó un gran problema para el óptimo procesamiento de los datos. Los análisis de velocidades, en algunos casos debieron ser reinterpretados hasta cinco (05) veces a fin de obtener los diferentes modelos de velocidades que serían utilizados en las correcciones dinámicas (*NMO*), previas al apilado y la posterior migración.

En vista de tal situación, no fue posible estimar un campo de velocidades que resultara satisfactorio, lo cual adicionó un grado de incertidumbre a las imágenes generadas, una vez fueron procesados totalmente los datos adquiridos. Es por ello que para el desarrollo de este trabajo se planteó la necesidad de que el diseño del *patch* de adquisición, tomara en cuenta las complicaciones anteriormente descritas.

Debido a que el offset máximo calculado de acuerdo a la metodología propuesta, se maneja en un rango que va desde los 6300 m hasta aproximadamente 7100 m, el diseño de un *patch* de adquisición con una relación de aspecto óptima (*wide azimuth*, 0.8-1), implica la utilización de un gran número de líneas receptoras de amplia longitud; superando, la actual capacidad operativa de la mayoría de las compañías de servicios de adquisición sísmica (más de 6000 receptores, sin considerar el inventario de repuesto).

Por tal razón haciendo un balance entre el offset máximo requerido, la utilización de una relación de aspecto *wide* azimut, y una operatividad factible; se establecieron las propuestas descritas en las tablas 5.9 y 5.10.

Tabla 5.9. Características del *patch* de adquisición (propuesta N° 1).

N° de líneas receptoras	16 líneas
N° receptores/ línea	208
N° receptores totales	3840
Longitud de línea receptora	12000 m
Longitud de <i>patch</i>	6000 m
Relación de aspecto	0,53
<i>Offset</i> Mínimo	565,6 m
<i>Offset</i> Máximo	7067,8 m
Cobertura <i>In-line</i>	13
Cobertura <i>X-line</i>	8
Cobertura <i>nominal</i>	104

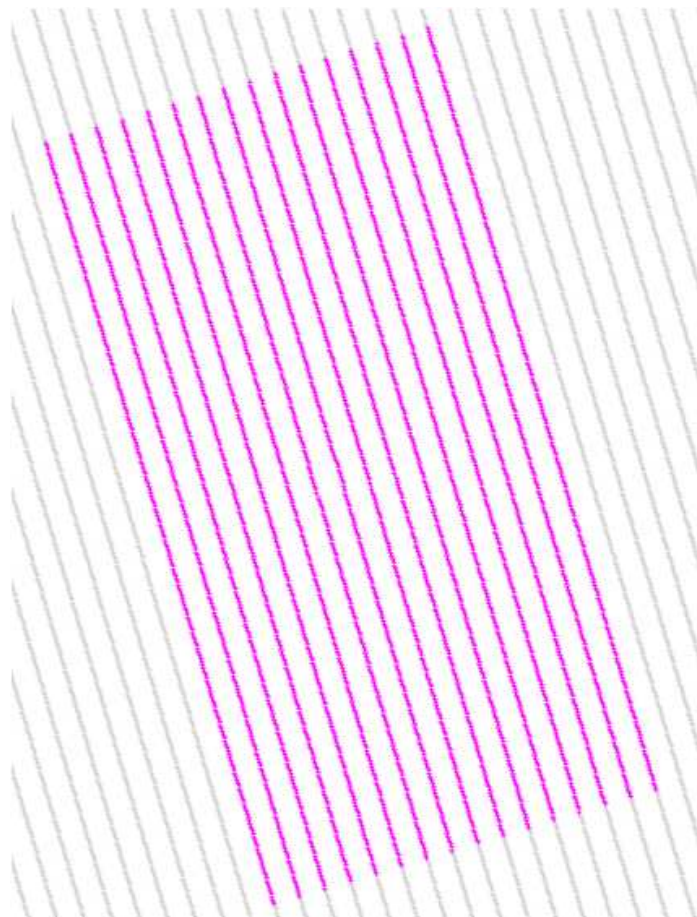


Figura 5.16. Representación gráfica del *patch* de adquisición (propuesta 1).

Tabla 5.10. Características del *patch* de adquisición (propuesta N° 2).

N° de líneas receptoras	12 líneas
N° receptores/ línea	220
N° receptores totales	2640
Longitud de línea receptora	11000 m
Longitud del <i>patch</i>	5830 m
Relación de aspecto	0,53
<i>Offset</i> Mínimo	707,1 m
<i>Offset</i> Máximo	6489,9 m
Cobertura <i>In-line</i>	11
Cobertura <i>X-line</i>	6
Cobertura <i>nominal</i>	66

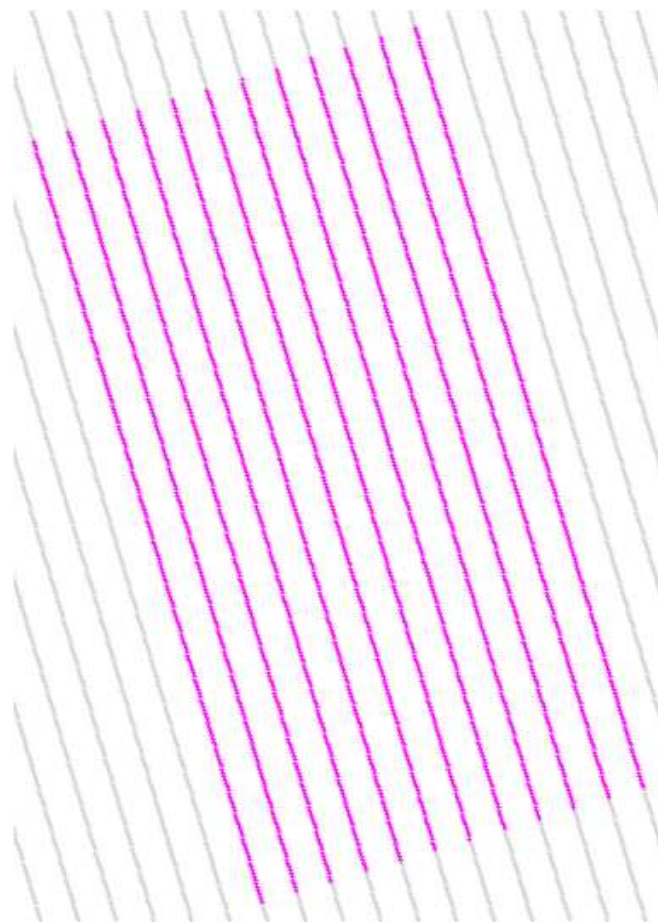


Figura 5.17. Representación gráfica del *patch* de adquisición (propuesta 2).

El primer *patch* (ver tabla 5.9) presenta características optimizadas en función de la cobertura calculada, de acuerdo al criterio de detección de propiedades físicas del yacimiento. En cuanto a la relación de aspecto, se logró plantear un *patch* de tipo *wide* azimut aproximadamente igual a 0.53, que sugiere mejoras en la distribución de azimut en relación a los levantamientos ejecutados anteriormente en el campo Santa Bárbara, los cuales presentaban una relación de aspecto menor a 0.4. La cobertura nominal es de 104, para unos valores de *offset* mínimo y *offset* máximo (565.6 m y 7067.8 m respectivamente) optimizados según el modelado de *offset* hecho para cada pozo analizado.

Adicionalmente el valor de *offset* máximo utilizado contempla el escenario metodológico que suma un 10% del valor de *offset* máximo calculado a partir del modelado por pozo. La estrategia de disparo propuesta, considera cuatro (04) salvos de ocho (08) puntos de disparo cada uno, con un avance o *roll* igual a 4. La ventaja de utilizar varios salvos es que se optimiza en tiempo las actividades operativas y además permite mejorar en cierto grado la distribución de *offsets*.

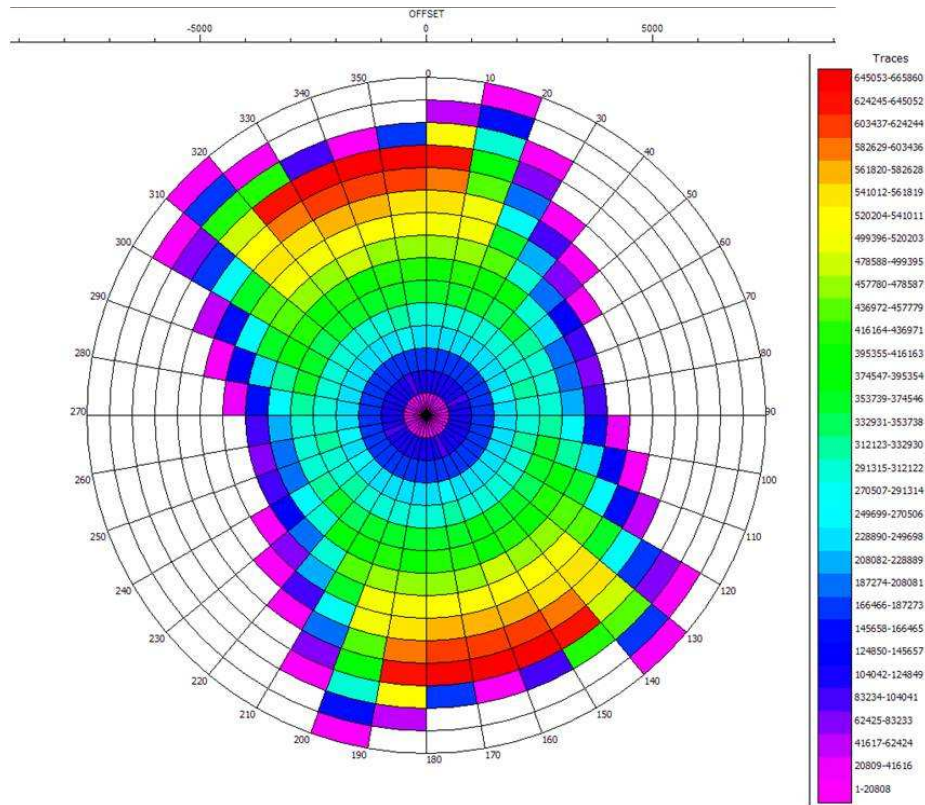


Figura 5.18. Diagrama de roseta correspondiente al *patch* de adquisición (propuesta N°1).

El diagrama de roseta mostrado en la figura 5.18, indica que para *offsets* cercanos se tienen zonas con un promedio de 250000 trazas, mientras que a *offsets* intermedios aproximadamente se presentan unas 450000 trazas. Es importante destacar, que la distribución de *offsets* y azimuth ciertamente regular a *offsets* cercanos e intermedios, mientras que para las trazas lejanas (580000 en promedio) la distribución tiende a hacerse irregular y difusa, ya que se trata de zonas ubicadas al borde externo del *patch*, donde se hace notar la ausencia de trazas a *offsets* y azimuth fuera de la región diseñada.

Por su parte, el segundo *patch* propuesto (ver tabla 5.9), se fundamenta en el hecho de que con un *offset* máximo igual a 6380, es posible cubrir en profundidad un 82% del tope de yacimiento a la vez que se considera una distancia adicional para el

corte o *mute* en el procesamiento. Debido a que la estrategia de disparo planteada consta de tres (03) salvos de diez (10) puntos de disparo cada uno, el *offset* máximo para el diseño con un solo salvo, aumentó en un 1.72% (de 6380 m a 6489,9 m). Sin embargo, para el diseño de esta segunda propuesta, se utilizó un *offset* mínimo igual a 701,1 m, siendo mayor al usado en la primera propuesta; esto con la finalidad de aumentar el intervalo entre líneas receptoras y el intervalo entre líneas fuentes (a pesar de la baja cobertura resultante a nivel del objetivo somero), reduciendo a 12, la cantidad de líneas receptoras usadas en el *patch*.

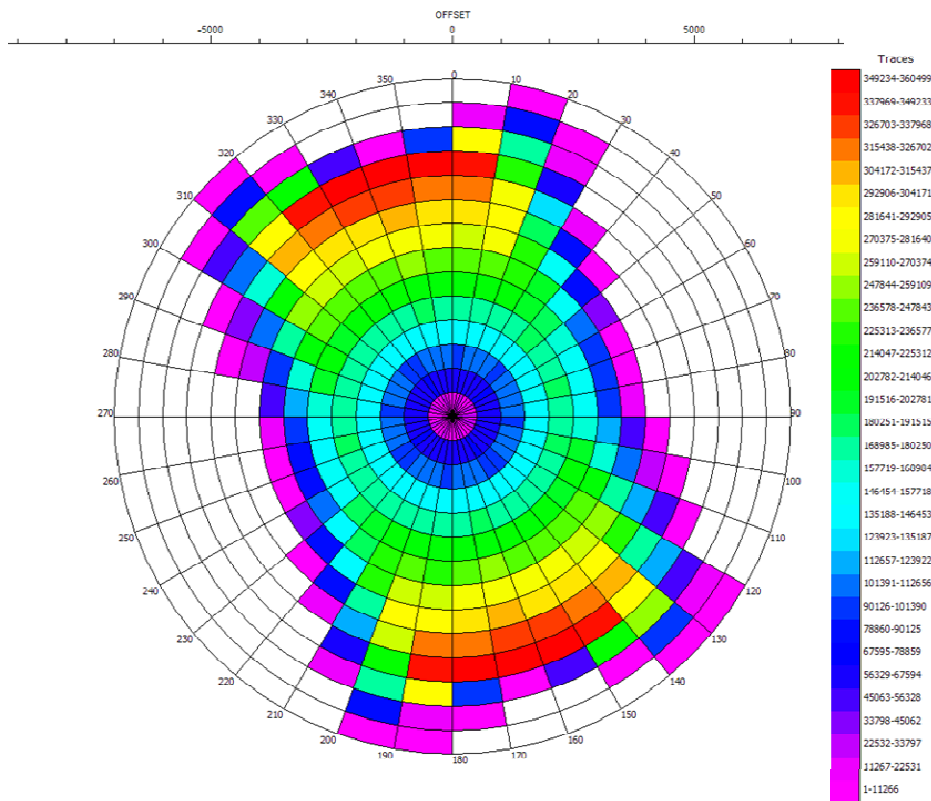


Figura 5.19. Diagrama de roseta correspondiente al *patch* de adquisición (propuesta N° 2).

Debido a que ambos *patches* propuestos, presentan despreciables diferencias entre sí, en cuanto a la relación de aspecto; el diagrama de roseta del *patch* 2, presentado en la figura 5.19, resulta visiblemente igual que el mostrado en la figura 5.16. Sin

embargo, en términos de cobertura, se observa una menor cantidad de trazas por offset, en relación a la primera propuesta (la cobertura calculada para el *patch 1* es 104, mientras que la del *patch 2* es 66).

En la figura 5.20 se observa que para un conjunto de *offsets* y azimut dados, la diferencia entre ambas propuestas para *offsets* intermedios y lejanos, muestra que el *patch 1* presenta zonas de mayor cobertura (mas de 350000 trazas por región); lo que permitiría mejorar la relación señal-ruido *S/N* al ser apiladas una mayor cantidad de trazas por *CMP*.

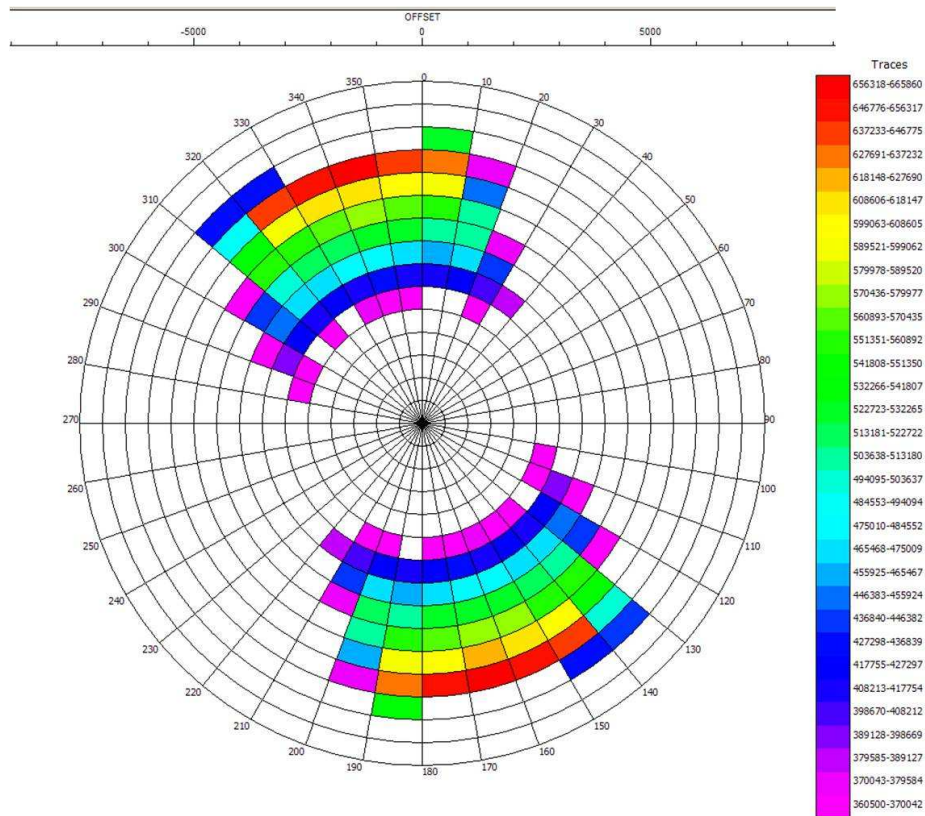


Figura 5.20. Diagrama de roseta resultante de la diferencia entre los dos *patches* de adquisición propuestos.

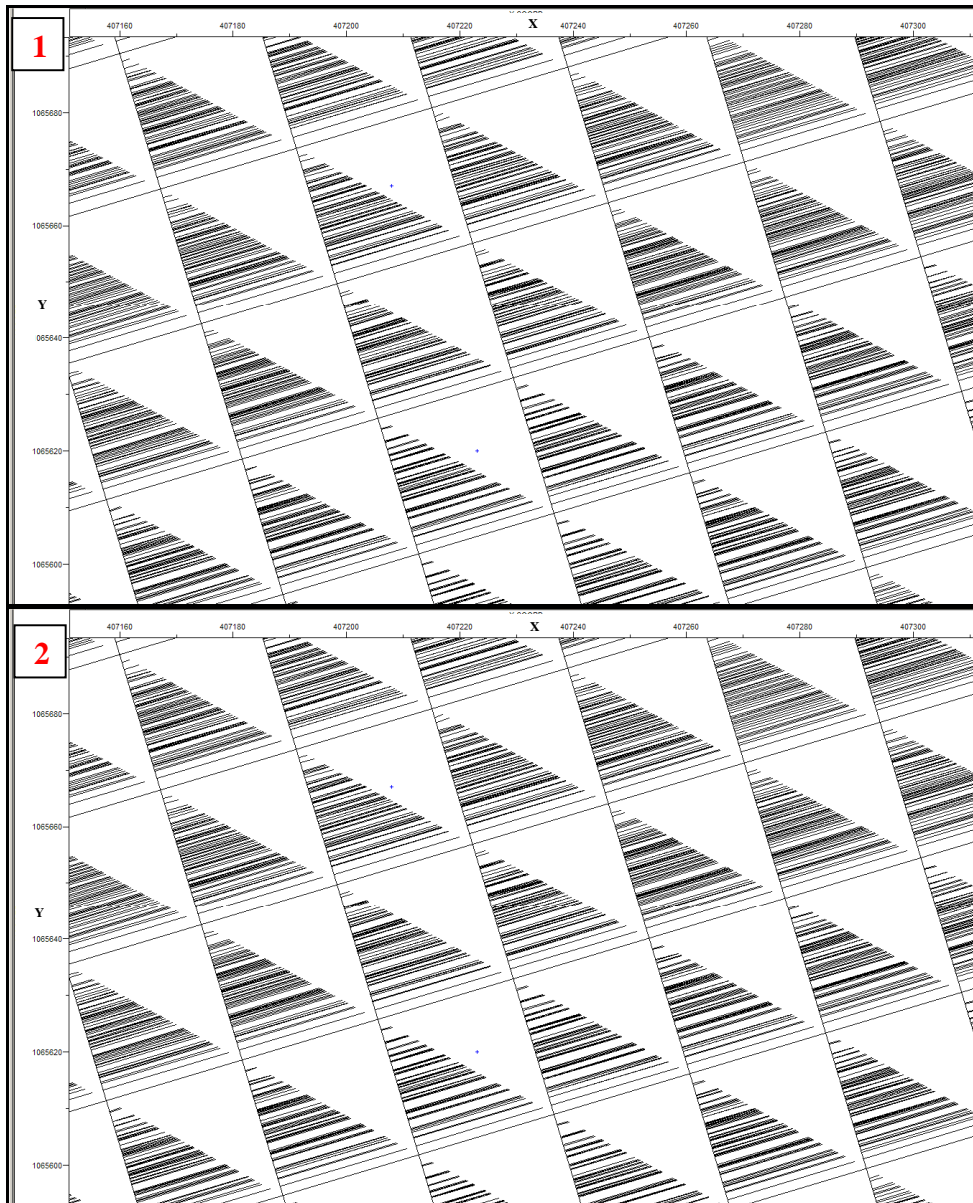


Figura 5.21. Diagrama de *offset* para la propuesta 1 (arriba) y la propuesta 2 (abajo).

El diagrama de *offset* presentado en la figura 5.21, muestra una distribución no lineal para ambas propuestas, lo cual es típico de la configuración de *patches* de tipo *wide azimuth*. Para la propuesta 1, la aglomeración gráfica de *offsets* cercanos e intermedios, confirma la distribución regular a esas distancias, caso contrario a lo que

se observa en los *offsets* más lejanos, afectados por las limitaciones de la relación de aspecto del *patch*. La menor cobertura de la segunda propuesta con respecto a la primera, se evidencia en una distribución de *offsets* menos densa que desfavorece principalmente a los *offsets* intermedios y lejanos.

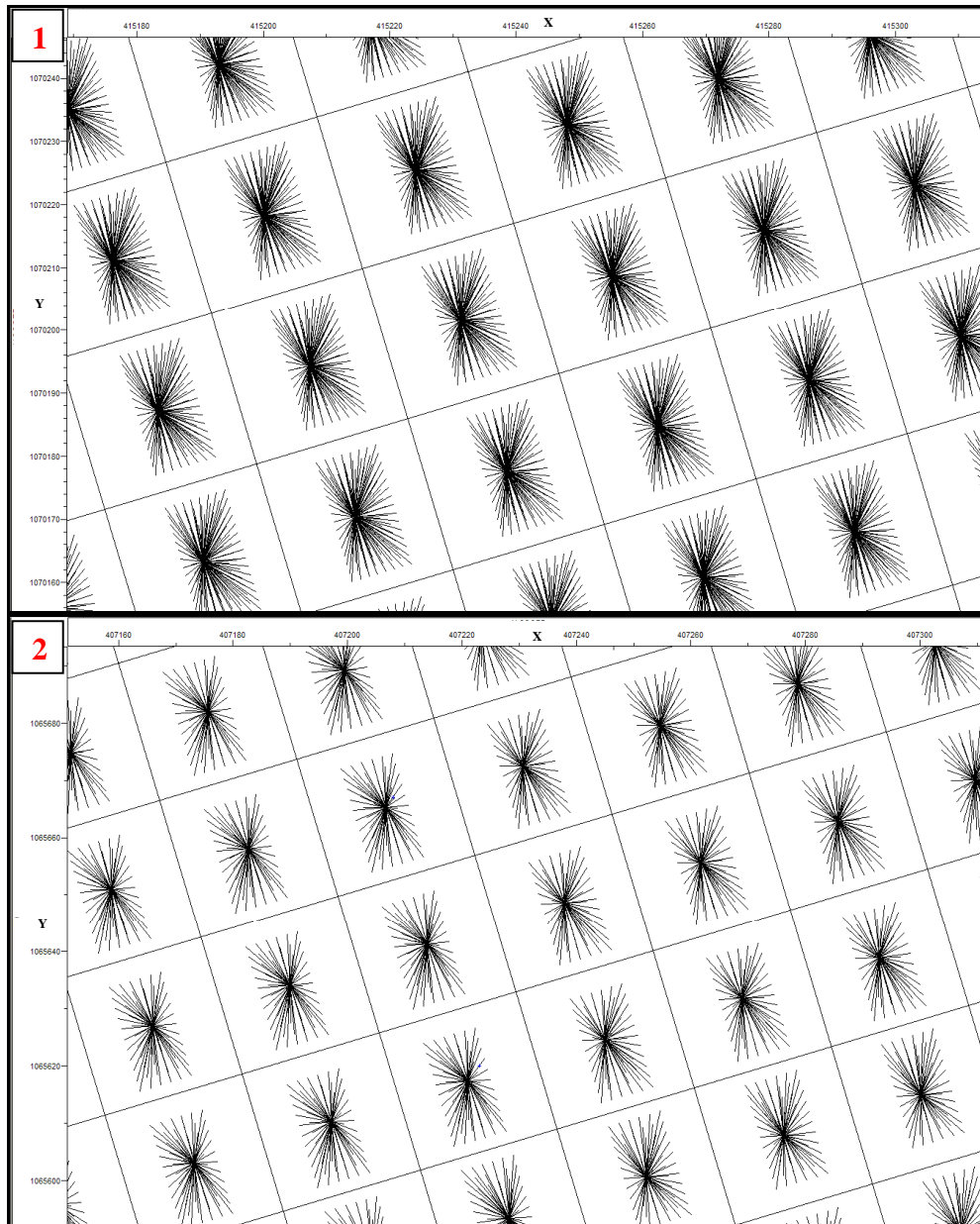


Figura 5.22. Diagrama de *azimuts* de tipo “araña” para la propuesta 1 (arriba) y la propuesta 2 (abajo).

La figura 5.22 muestra el diagrama de *azimut* de tipo “araña” para cada uno de los *patches* propuestos, indicando que para el primer caso se tiene una mejor distribución que en el segundo, debido a la diferencia de cobertura nominal entre ambos casos. Esta ventaja asegura parcialmente que la información de una variada colección de ángulos fuente - receptor, serán consideradas en el apilado *CMP*. La menor cantidad de líneas concéntricas, visibles en el diagrama de la segunda propuesta, podría comprometer la detección de variaciones de las propiedades físicas del medio que dependen del *azimut* (para medios anisotrópicos como es el caso de este estudio), como por ejemplo la velocidad. Una pobre distribución de *azimut*, puede traer como consecuencia, la aparición de problemas en las correcciones estáticas hechas en el procesamiento sísmico; por tal motivo la primera propuesta resulta técnicamente más conveniente.

5.2 Resultados del modelado sísmico

El modelado sísmico por trazado de rayos 3D, permitió analizar la iluminación sísmica de los objetivos, a partir de los atributos generados, los cuales permitieron complementar la información técnica de los diseños de adquisición propuestos. Por esta razón, los resultados y los análisis que se presentan a continuación, fueron cruciales en la evaluación técnica de los diseños de adquisición, a partir de la implementación del flujo de trabajo propuesto.

5.2.1 Mapas de cobertura *CRP*, desplazamiento *CMP-CRP* y tiempo doble de viaje (*TWT*)

Los productos obtenidos a partir de esta fase, permitieron establecer un enfoque realista sobre el fenómeno de propagación de la onda sísmica en medios geológicos estructuralmente complejos, como es el caso del campo Santa Bárbara.

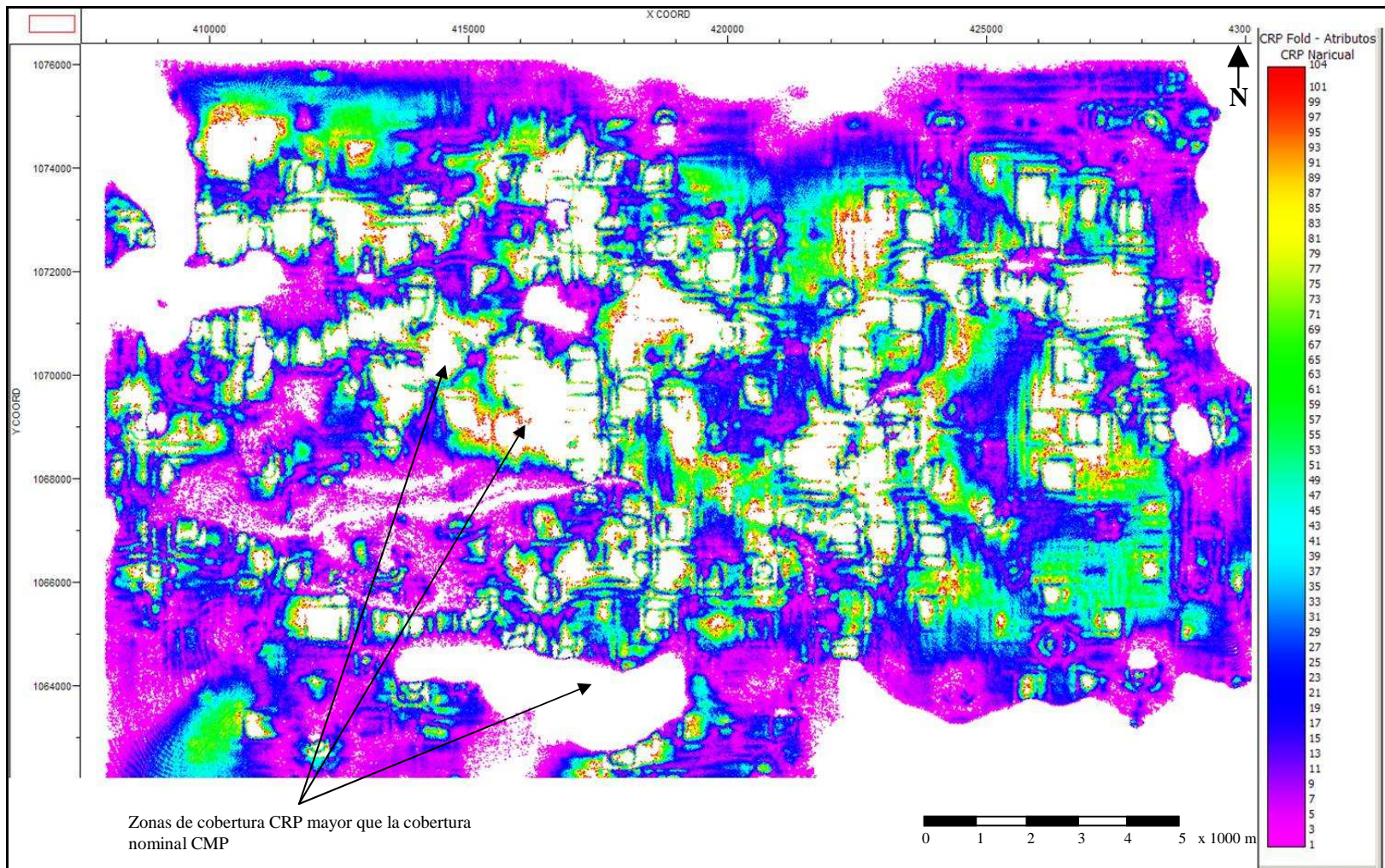


Figura 5.23. Mapa de cobertura *CRP* para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (propuesta 1).

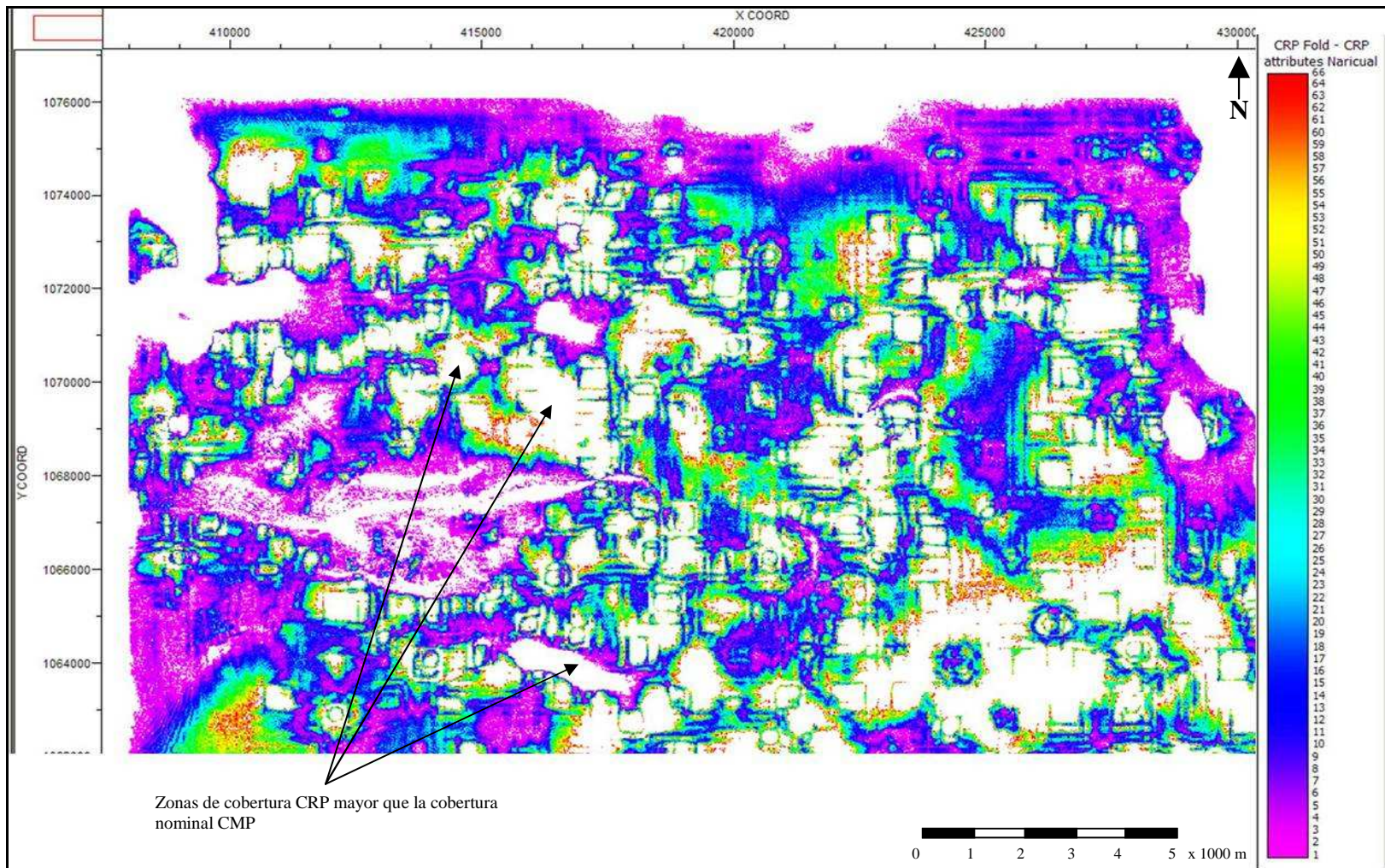


Figura 5.24. Mapa de cobertura *CRP* para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (propuesta 2).

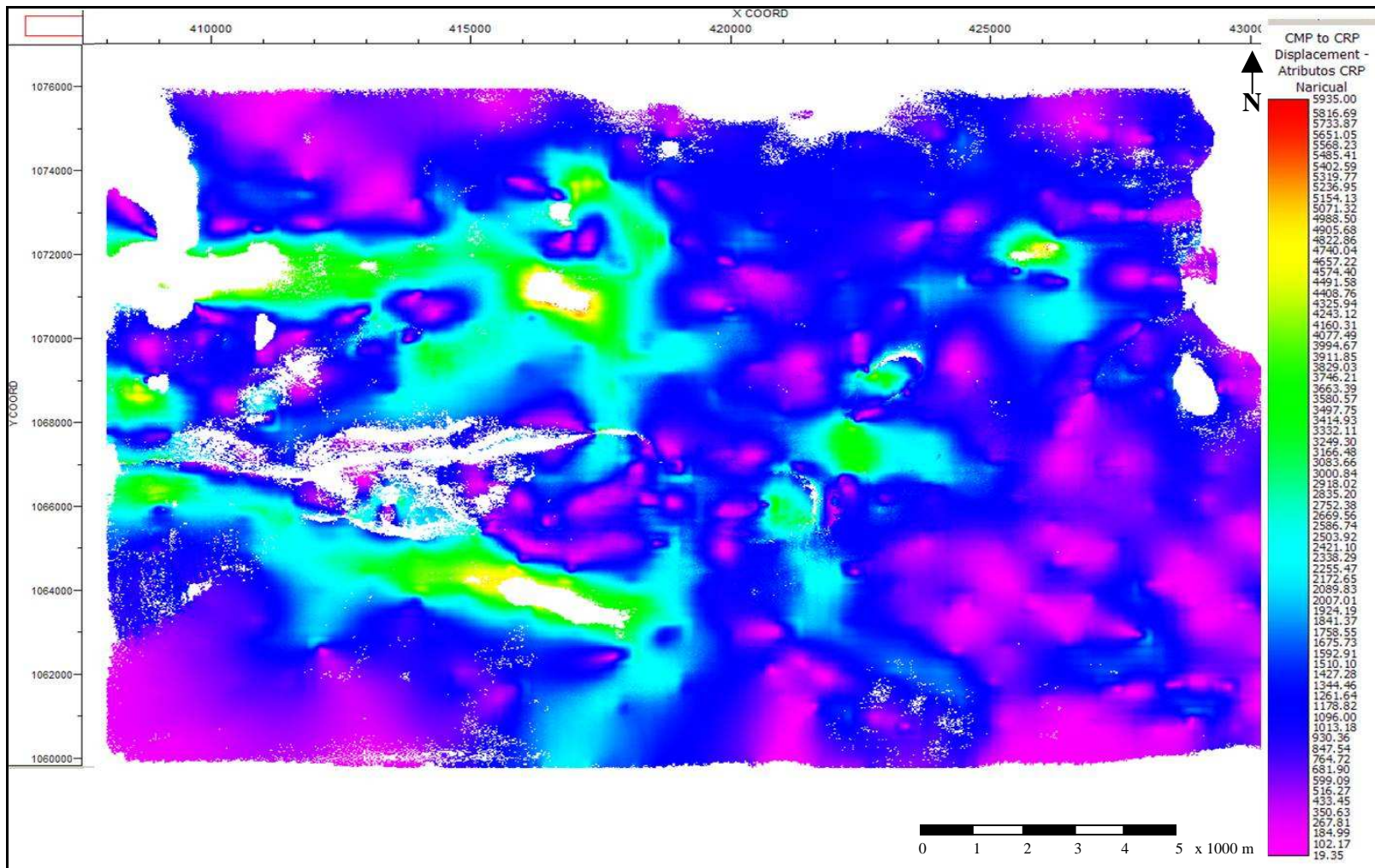


Figura 5.25. Mapa de desplazamiento *CRP* para el tope de la formación Naricual generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2).

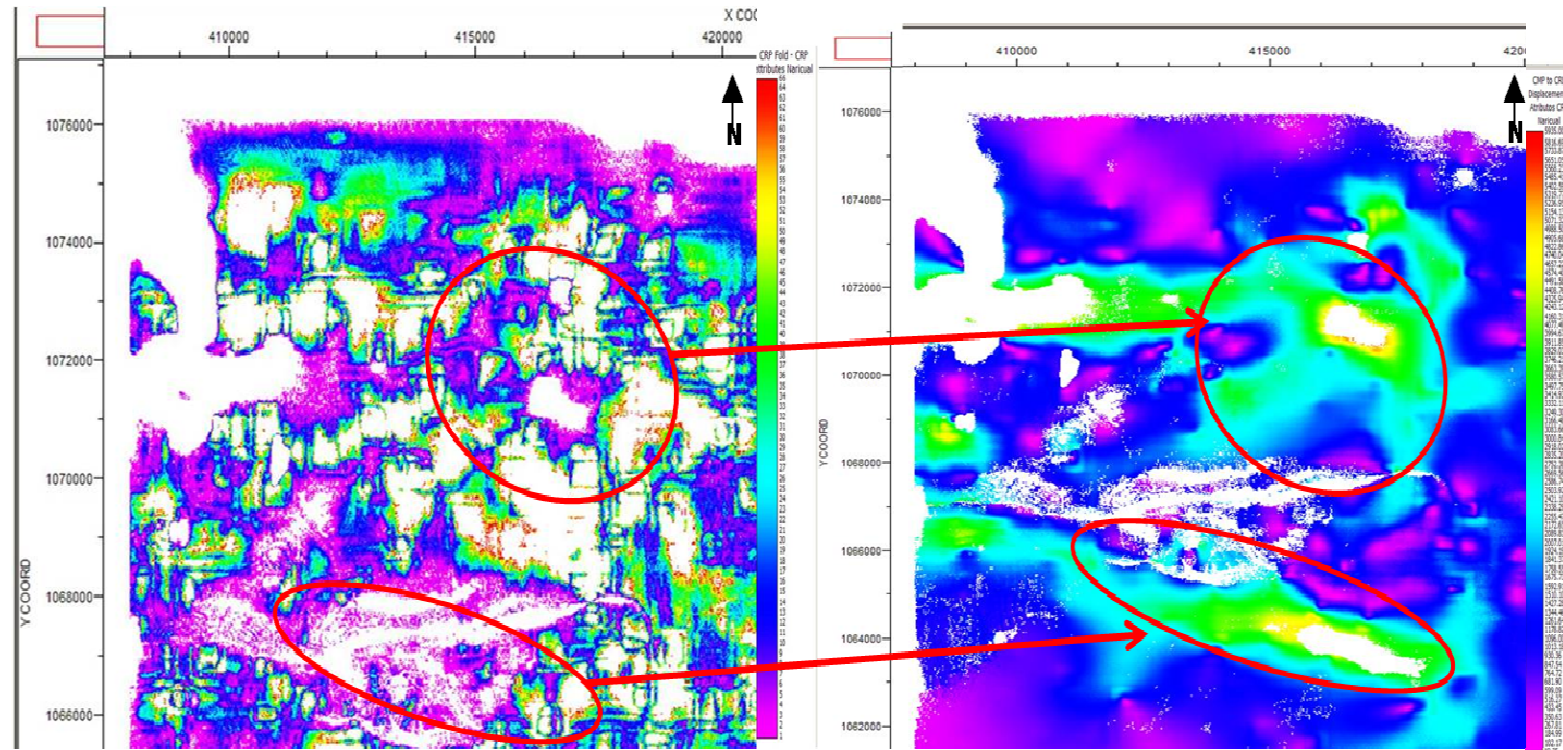


Figura 5.26. Correlación de las anomalías de cobertura *CRP* (izquierda) con la zonas de máximo desplazamiento *CMP-CRP* (derecha) observadas al oeste del tope del yacimiento (para los 2 diseños propuestos).

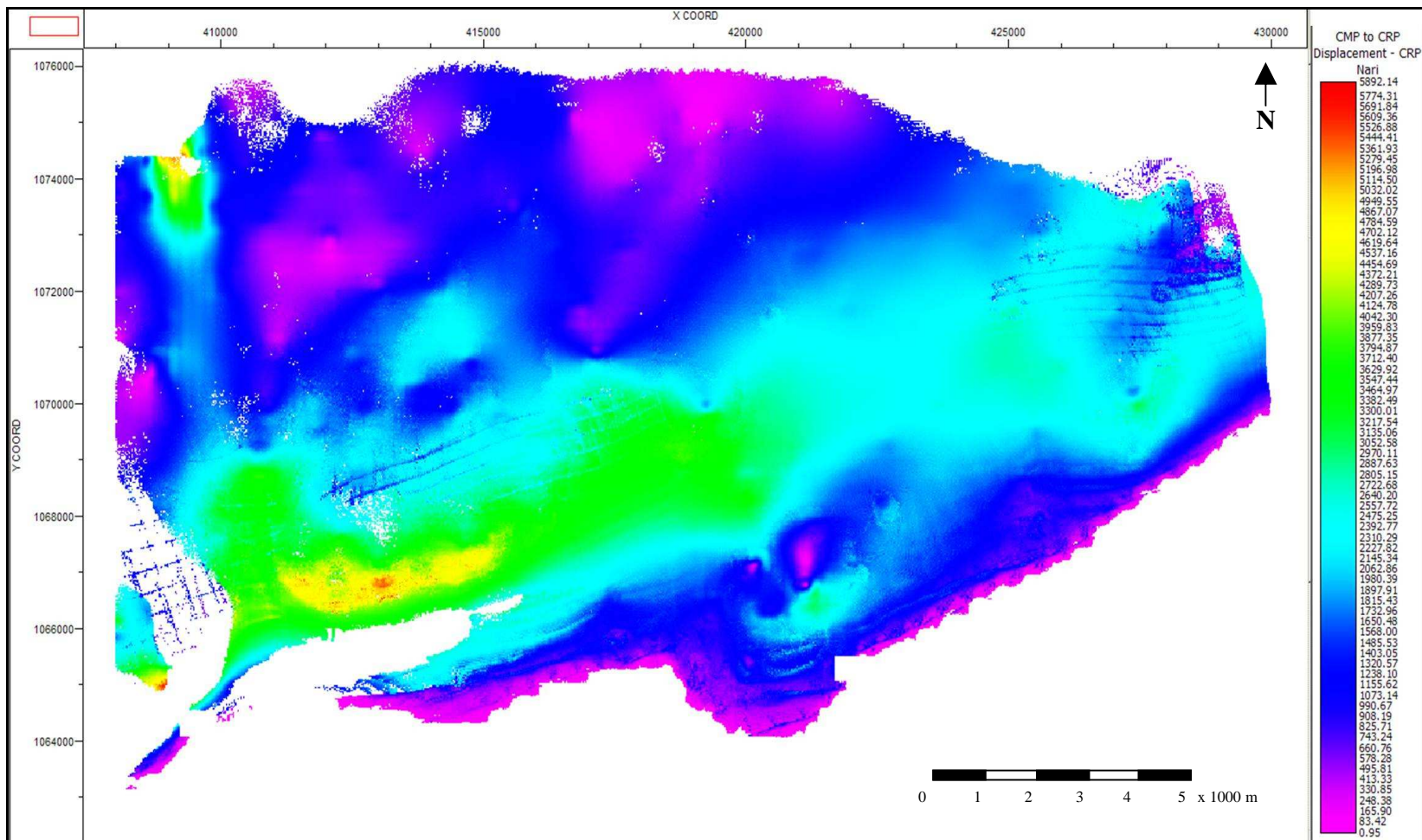


Figura 5.27. Mapa de desplazamiento *CRP* para el corrimiento de Pirital, generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2)

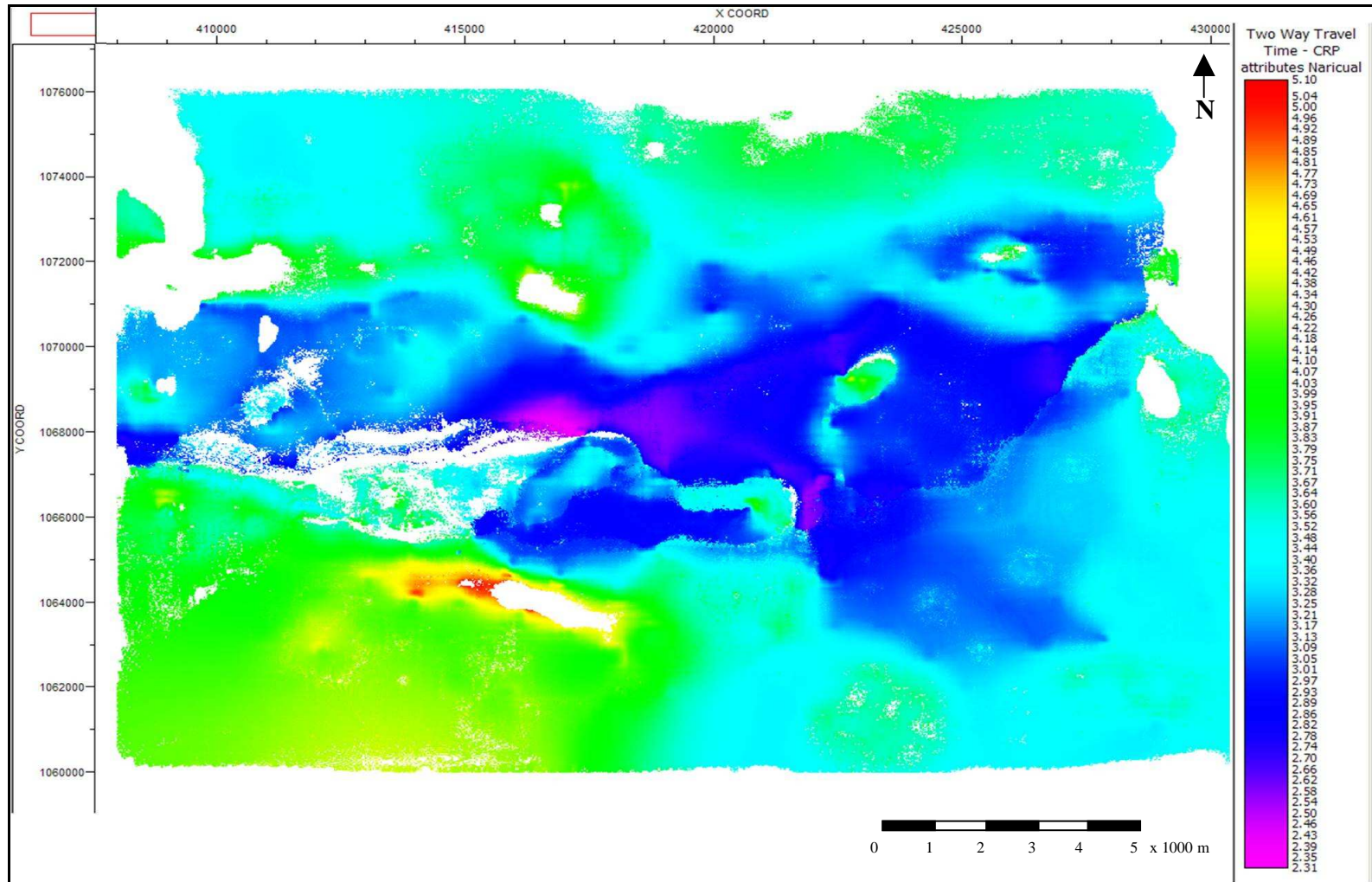


Figura 5.28. Mapa de tiempo doble de viaje (*TWT*) para el corrimiento de Pirital generado como producto del trazado de rayos 3D (caso 1 y 2).

La figuras 5.23 y 5.24 muestran los mapas de cobertura *CRP* para el tope de la formación Naricual, generados como producto del trazado de rayos 3D para las dos geometrías propuestas. Obsérvese que para ambos casos, la cobertura *CMP* característica de los diseños originales (104 y 66 para el diseño 1 y 2 respectivamente), no se cumple de manera uniforme sobre la superficie reflectora, ya que ésta presenta una geometría irregular, con zonas buzantes en donde la proyección en superficie del punto común de reflexión *CRP* no coincide con la ubicación del punto medio común *CMP* para un determinado par fuente - receptor.

Sin embargo, nótese que para el primer caso (figura 5.23) existe una mayor cantidad de puntos comunes de reflexión por cada *CRP BIN* que en los resultados mostrados en la figura 5.24, debido a que la propuesta 1 presenta una cobertura *CMP* numéricamente superior que el caso 2 .

También es importante destacar, que las zonas blancas o vacías en ambos mapas, están asociadas a una cobertura *CRP* mayor que la cobertura *CMP* originalmente planeada, posiblemente debido a la existencia de buzamientos conflictivos en dichas regiones. En estas zonas problemáticas coinciden los puntos de reflexión provenientes de una gran variedad de *offsets*, que de acuerdo a la teoría *CMP* no necesariamente están asociados a un mismo punto en profundidad o *CDP*. Esta situación se confirma al observar el mapa de desplazamiento *CMP-CRP* (ver figura 5.25) donde las zonas correspondientes a los máximos valores, indican que es allí donde la cobertura *CRP* se hace más intensa. La figura 5.26 muestra una de las regiones donde se evidencia la situación que se acaba de describir.

Este desplazamiento se traduce en un problema y un reto importante en la fase del procesamiento sísmico, ya que la geometría hiperbólica de los reflectores posiblemente estaría distorsionada para estas zonas conflictivas, trayendo como consecuencia una difícil corrección dinámica NMO y por ende, un dudoso apilado de los datos (procesos realizados sobre los registros en el dominio *CMP*). Por lo tanto la aplicación del *Dip Move Out 3D (DMO)* es requerida en el procesamiento sísmico, ya que este es un proceso que transforman los datos organizados en puntos comunes en profundidad *CDP*, a datos organizados por puntos comunes de reflexión *CRP*,

resultando ser una migración parcial ejecutada sobre el plano fuente – receptor. Este proceso permitiría compensar a los datos corregidos por *NMO* del efecto de dispersión del punto de reflexión que ocurre sobre eventos buzantes, como los descritos anteriormente. Así mismo el *DMO*, al tratarse de una corrección dinámica que depende del buzamiento, permitiría realzar las reflexiones provenientes de eventos con buzamientos conflictivos, como los analizados en la figura 5.25, debido a que estos pueden ser apilados con la misma velocidad *NMO*. Por esta razón, se requiere del cálculo preciso de las velocidades de apilado, a fin de garantizar el correcto realce de los reflectores asociados a estas zonas conflictivas.

A partir de este análisis, es posible sugerir algunas modificaciones en los diseños de adquisición originalmente propuestos. Un incremento en la relación de aspecto del patch de adquisición (*wide azimuth* mayor 0,75) en zonas de mala iluminación sísmica como las mostradas en los mapas *CRP* analizados hasta ahora, podría implicar serias mejoras en la determinación de las velocidades usadas en el procesamiento, ya que se trata de una propiedad que varía lateralmente a lo largo del área de estudio. Sin embargo las exigencias operativas requeridas en campo, podrían limitar la implementación de esta modificación.

Además del análisis *CMP-CRP* hecho para el objetivo principal, resultó conveniente considerar el corrimiento de Pirital dentro este proceso de diagnóstico presentado en el flujo de trabajo; ya que es un elemento estructural de interés interpretativo que además regula en gran parte la iluminación del yacimiento en la zona norte del área de estudio. En la figura 5.27 se observa que para las zonas de mayor buzamiento en el corrimiento de Pirital, se tiene un desplazamiento *CMP-CRP* de hasta 4000 m. Esto indica que los diseños originalmente propuestos deben considerar un ancho de *fold taper* y *apron migration* no menor a este valor de desplazamiento, a fin de que las difracciones asociadas a estos puntos de gran buzamiento, puedan ser adecuadamente grabadas para luego ser colapsadas en la migración como proceso de consolidación de la imagen sísmica en el procesamiento.

Finalmente, la figura 5.28, es una excelente referencia para la determinación del tiempo de grabación necesario para poder registrar las reflexiones provenientes

del objetivo principal. Se tiene que para la parte más profunda del tope del yacimiento, el tiempo doble de viaje (*TWT*) para el cual se registrarían las reflexiones, es de aproximadamente 4,4 segundos. Sin embargo para asegurar que la contribución de todos los *offsets* esté presente en las reflexiones grabadas, el tiempo de grabación total debería ser aproximadamente el doble del valor calculado. Por lo tanto el tiempo de grabación sugerido debe estar entre los 9 y 10 segundos.

5.2.2 Recuperación de cobertura en zona con presencia de obstáculos ambientales y culturales

La recuperación de cobertura mediante el movimiento estratégico de fuentes sísmicas ubicadas en zonas con presencia de obstáculos ambientales y culturales, evidenció importantes mejoras en la cobertura nominal a partir de los diagnósticos realizados. La mayoría de los obstáculos en el área de estudio no presentaron un ancho considerable; en consecuencia, las fuentes recuperadas fueron desplazadas a cortas distancias (según el criterio descrito en la metodología de este trabajo) lo cual hizo suponer que la mayor afectación de la cobertura nominal sería visible principalmente para *offsets* cercanos e intermedios.

En la parte superior de la figura 5.29 se observan zonas de muy baja cobertura asociadas a la exclusión total de fuentes en presencia de los obstáculos en superficie. Las cárcavas y farallones al norte y al suroeste del área de estudio fueron los principales obstáculos encontrados, al igual que bosque de galería al sureste. Los pozos petroleros no resultaron ser un obstáculo relevante en la afectación de la cobertura a *offsets* cercanos. Sin embargo como se observa en la parte inferior de la figura, la metodología de recuperaciones utilizada mostró mejoras significativas. Para *offsets* medianos y lejanos, la cobertura fue mejorada principalmente en el centro y la parte norte del área de estudio, lo cual no fue tan satisfactorio, en la zona sur debido a la gran extensión de área de los obstáculos allí localizados (ver figura 5.30 y figura 5.31).

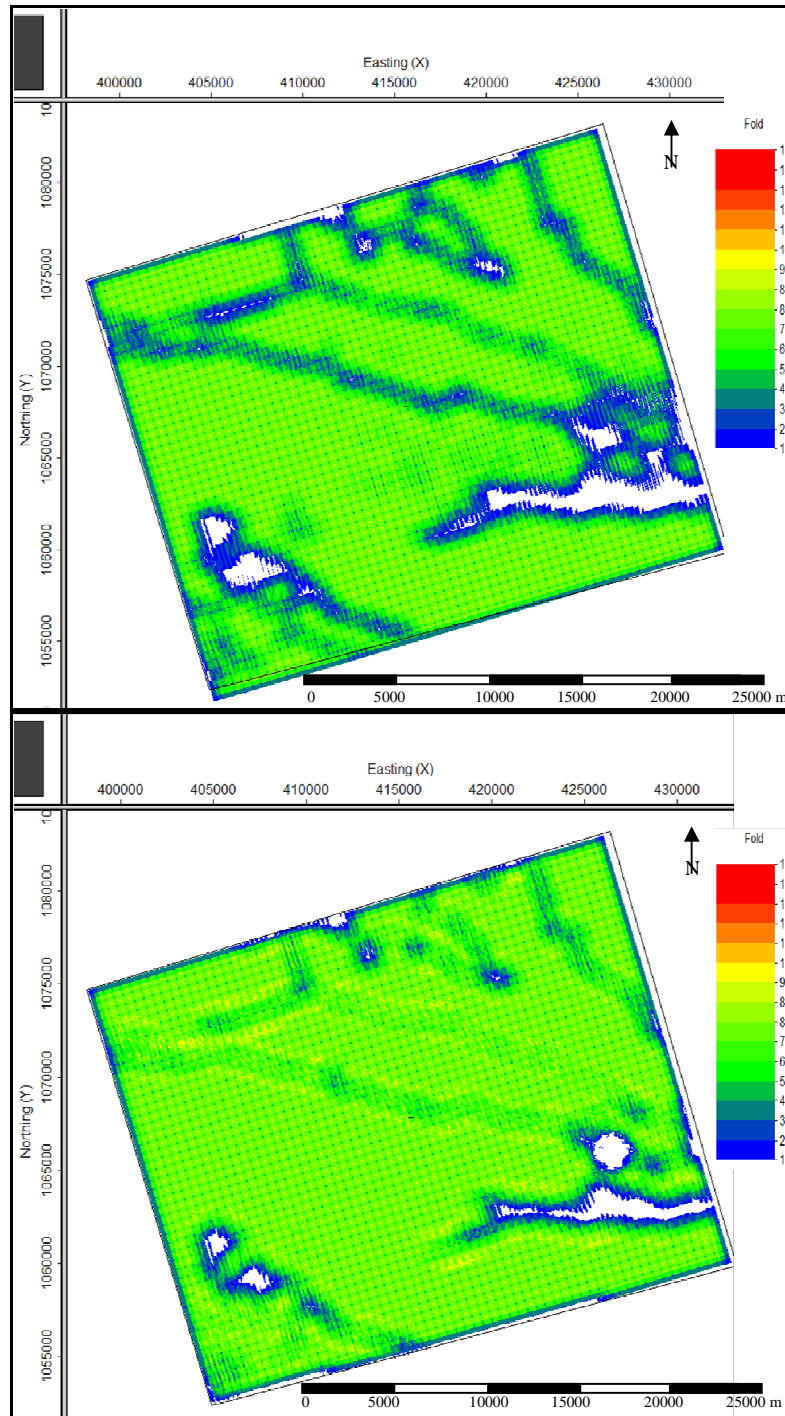


Figura 5.29. Mapa de cobertura a *offsets* cercanos antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.

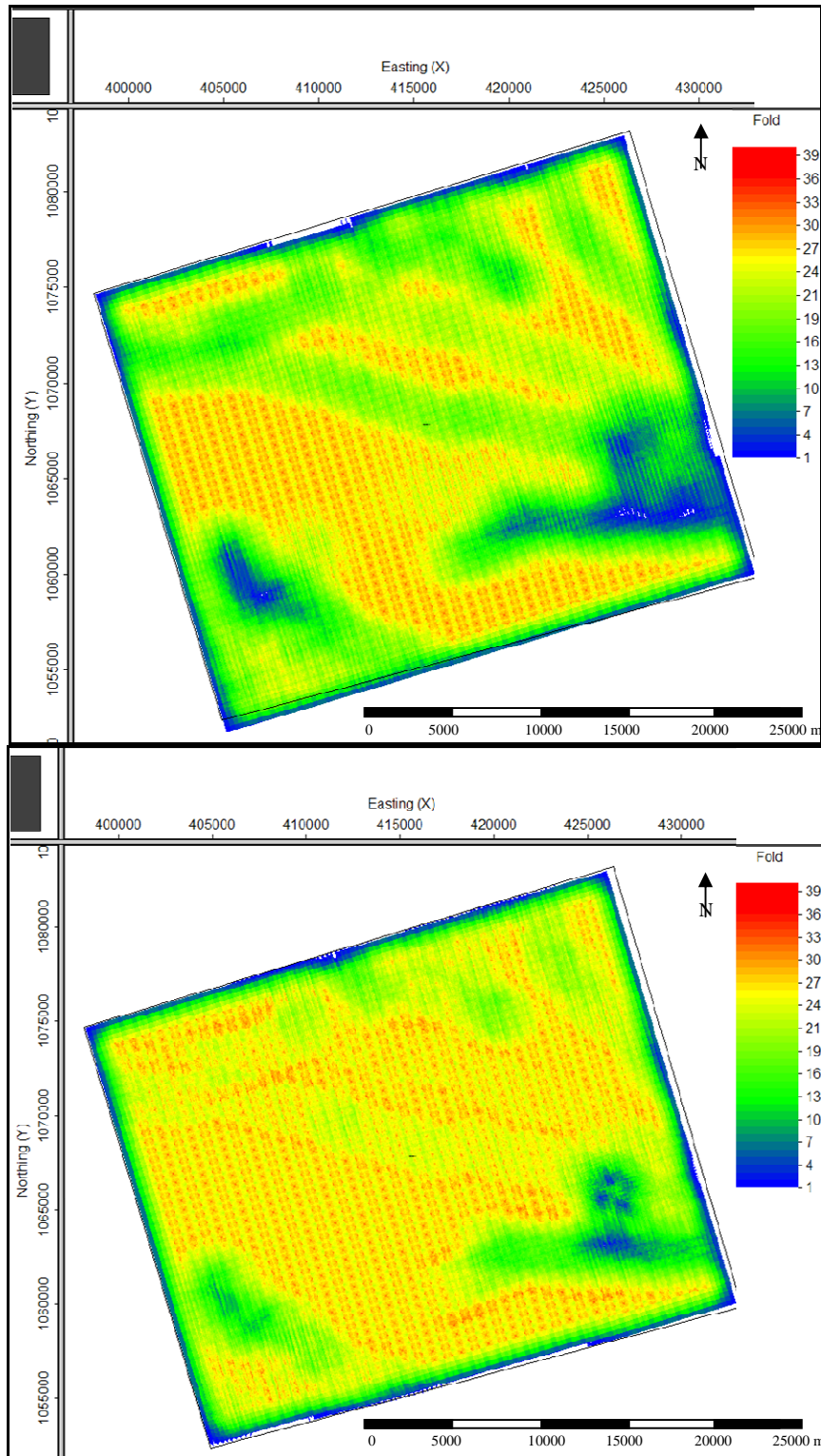


Figura 5.30. Mapa de cobertura a *offsets* intermedios antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.

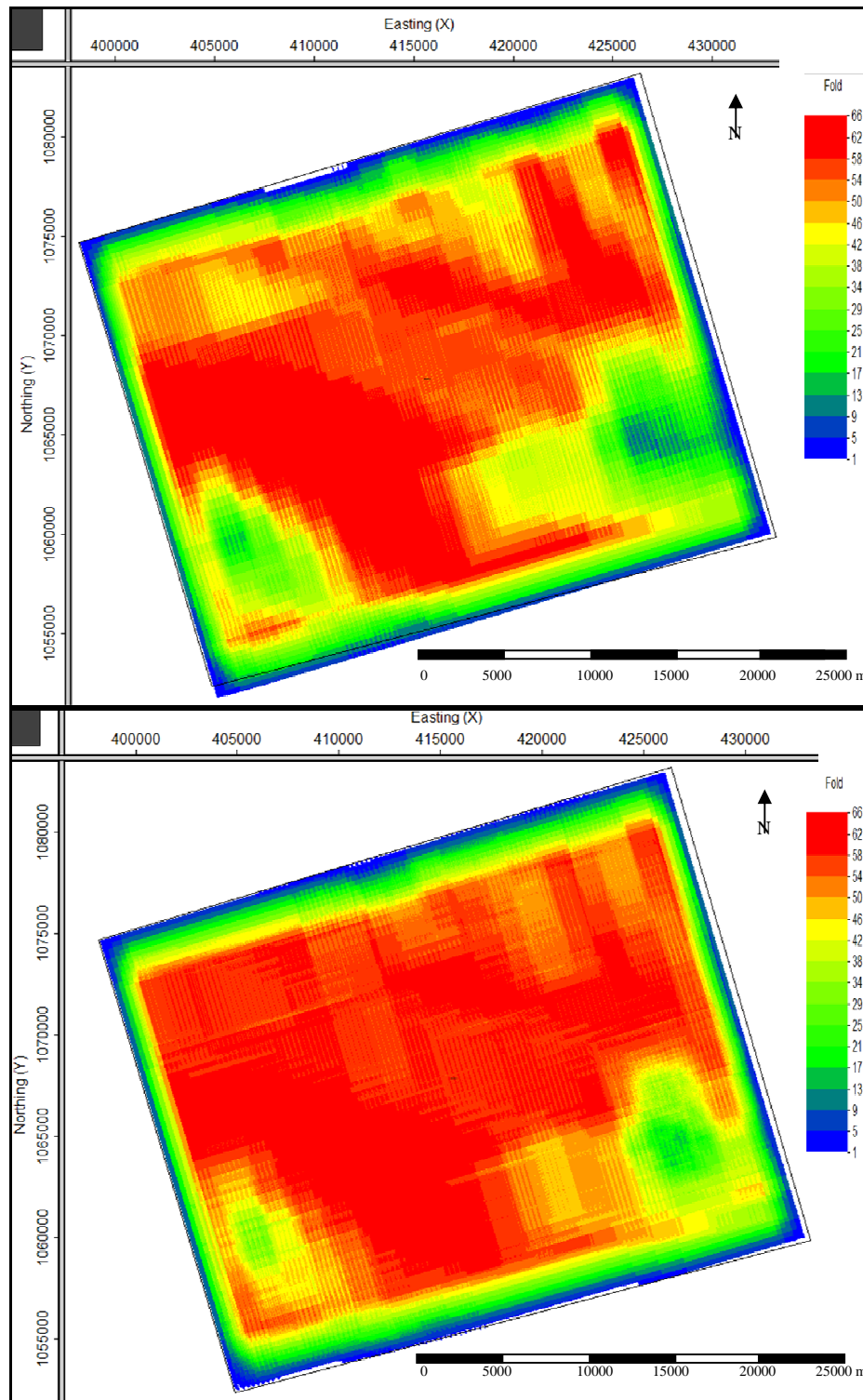


Figura 5.31. Mapa de cobertura a *offsets* lejanos antes (arriba) y después (abajo) de la recuperación.

Cuantitativamente hablando, la aplicación de esta metodología supuso una recuperación de fuentes de aproximadamente 50% con respecto a la cantidad de fuentes excluidas originalmente y de un 11% del total de las fuentes para cada levantamiento sísmico propuesto (ver figura 5.32 y figura 5.33). Esta distribución fue relativamente similar para ambas propuesta de diseño en términos porcentuales.

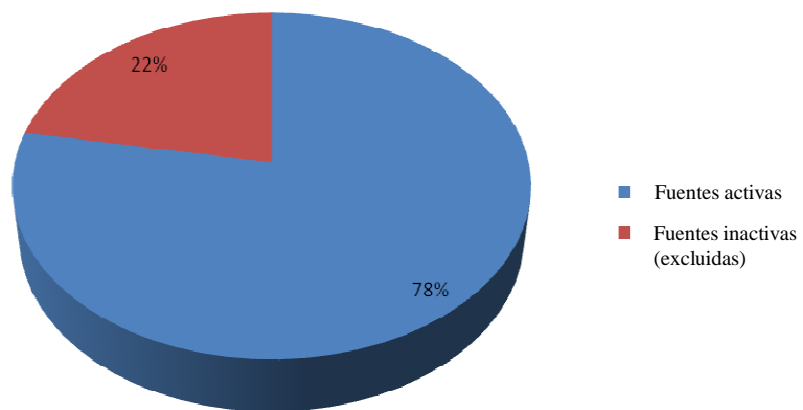


Figura 5.32. Distribución porcentual de fuentes (sin recuperaciones).

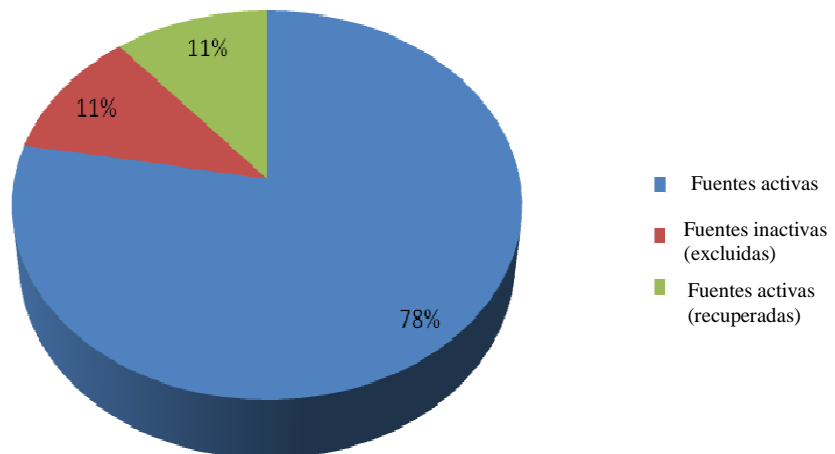


Figura 5.33. Distribución porcentual de fuentes (con recuperaciones).

5.3 Geometrías de adquisición definitivas y análisis de costo y riesgo

Una vez analizados los resultados obtenidos en cada una de las fases del flujo de trabajo, se tienen dos (02) geometrías de adquisición sísmica con las siguientes características técnicas:

Tabla 5.11. Propuesta 1 de diseño sísmico 3D para el campo Santa Bárbara.

Tamaño de <i>BIN</i>	25 m X 25m
Intervalo de líneas. fuentes	500 m
Intervalo de líneas receptoras	500 m
Cobertura <i>In-line</i>	13
Cobertura <i>X-line</i>	8
Cobertura nominal	104
<i>Patch</i>	16 líneas recep.
Número de receptores por línea	208
Número total de receptores por <i>patch</i>	3840
Longitud de líneas receptoras por <i>patch</i>	12000 m
Nº de Fuentes por <i>Template</i>	32 fuentes (4 salvos de 8 fuentes cada uno)
<i>Avance (Roll)</i>	4
Longitud del <i>Patch</i>	6000 m
Relación de Aspecto	0,53
Offset Mínimo	565,6 m
Offset Máximo	7067,8 m
Nº Puntos de disparo para todo el levantamiento	30788
<i>Apron Migration</i>	4200 m

Costo del punto de tiro equivalente (referencial): \$ 1820,38

Costo total del levantamiento (referencial): \$ 56.046.001,54

Tabla 5.12. Propuesta 2 de diseño sísmico 3D para el campo Santa Bárbara.

Tamaño de <i>BIN</i>	25 m X 25m
Intervalo de líneas. fuentes	400 m
Intervalo de líneas receptoras	400 m
Cobertura <i>In-line</i>	11
Cobertura <i>X-line</i>	6
Cobertura nominal	66
<i>Patch</i>	12 líneas recep.
Número de receptores por línea	220
Número total de receptores por <i>patch</i>	2640
Longitud de líneas receptoras por <i>patch</i>	11000 m
Nº de Fuentes por <i>Template</i>	30 fuentes (3 salvos de 10 fuentes cada uno)
<i>Avance (Roll)</i>	3
Longitud del <i>Patch</i>	5830 m
Relación de Aspecto	0,53
Offset Mínimo	707,1 m
Offset Máximo	6489,9 m
Nº Puntos de disparo para todo el levantamiento	25302
<i>Apron Migration</i>	4200 m

Costo del punto de tiro equivalente (referencial): \$ 1886,53

Costo total del levantamiento (referencial): \$ 47.733.196,17

A pesar de que ambas propuestas fueron diseñadas para ser ejecutadas sobre la misma extensión en superficie, y que los resultados de iluminación sísmica obtenidos con los análisis *CRP* sugirieron algunas posibles modificaciones comunes, se observa que presentan importantes diferencias tanto técnica como económicamente. La primera propuesta, de acuerdo a los diagnósticos realizados resulta técnicamente más óptima que la segunda, ya que proporciona una mayor cobertura nominal y una

mejor distribución de *offset* y *azimut*. Por otro lado, era de esperarse que la propuesta 1, al considerar una mayor cantidad de puntos de disparo, resultaría más costosa que la segunda, por lo que la elección más adecuada, ya dependería del presupuesto de la empresa operadora poseedora del campo.

En términos económicos, la metodología de cálculo empleada, considera muchos de los factores reales que son considerados en el proceso de estimación de costos a nivel mundial. Sin embargo en el caso de estudio analizado, conviene priorizar significativamente los requerimientos técnicos, a fin de mejorar la calidad de los datos sísmicos hasta ahora adquiridos en la zona, los cuales permitirán mejorar la definición de los modelos estructurales vigentes en el campo. Es importante tomar en cuenta que la fase de procesamiento sísmico, también requiere de una inversión de capital relevante, y su optimización económica dependerá principalmente de la calidad de los datos adquiridos. Por lo tanto, la evaluación aquí realizada suministra una importante herramienta de decisión técnico- económica para el elección del levantamiento más óptimo.

CONCLUSIONES

De todo lo expuesto anteriormente se pudo concluir lo siguiente:

- El flujo de trabajo propuesto permite plantear diversos escenarios en el cálculo de los parámetros de adquisición sísmica 3D en áreas complejas, optimizándose de esta manera, el proceso de diseño tradicional aplicado generalmente por las empresas operadoras en cualquier zona de estudio.
- El diseño de nuevos levantamientos sísmicos en campos de producción, mediante la implementación del flujo de trabajo propuesto, podría permitir el mejoramiento de los modelos geológicos vigentes de la zona.
- El modelado sísmico por trazado de rayos 3D, permitió analizar la iluminación sísmica de los objetivos, a partir de los atributos generados, los cuales permitieron complementar la información técnica de los diseños de adquisición propuestos.
- La recuperación de cobertura mediante el movimiento estratégico de fuentes sísmicas ubicadas en zonas con presencia de obstáculos ambientales y culturales, evidenció importantes mejoras en la cobertura nominal a partir de los diagnósticos realizados.

Las conclusiones anteriores se fundamentan en el caso de estudio del campo Santa Bárbara. De este análisis se pudo concluir lo siguiente:

- A nivel de objetivo es posible recuperar en superficie, un rango de frecuencia máxima entre 18 y 28 Hz, lo cual indica que es posible resolver un espesor óptimo de 71 m, principalmente para las zonas menos profundas del yacimiento, donde sería posible recuperar frecuencias cercanas a los 27 Hz.
- Los principales factores responsables de los problemas de resolución vertical a nivel de objetivo principal son: la absorción sísmica debido a la profundidad del

yacimiento y las fuertes variaciones de impedancia acústica dentro del bloque alóctono.

- La baja relación señal ruido con los niveles profundos, justifica la necesidad de que el nuevo diseño presente un valor de cobertura nominal que permita registrar un mayor número de trazas por CMP, para que después del apilado, aumente la amplitud de la señal grabada y disminuya el ruido aleatorio presente en cada traza.
- No resultó adecuado sujetar la cobertura nominal del diseño de adquisición, en función de la detección de porosidad para este campo, ya que por medio de estudios de caracterización de yacimiento, no sería factible debido a la existencia de una baja relación impedancia acústica – porosidad en la formación Naricual. Sin embargo, la detección del volumen de arcilla del yacimiento, si resultó factible.
- Para zonas estructuralmente complejas como la estudiada en este trabajo las variaciones laterales de velocidad, evidencian la condición anisotrópica del medio geológico y obliga al diseño de un *patch* de adquisición *wide azimuth*, con una relación de aspecto mayor a 0,5, que haga posible contar con registros sísmicos a partir de los cuales pueden ser estimadas las velocidades que serán usadas a lo largo del procesamiento sísmico.
- Un incremento en la relación de aspecto del *patch* de adquisición (*wide azimuth* mayor 0,75) en zonas de mala iluminación sísmica como las mostradas en los mapas *CRP* analizados hasta ahora, podría implicar serias mejoras en la determinación de las velocidades usadas en el procesamiento, ya que se trata de una propiedad que varía lateralmente a lo largo del área de estudio. Sin embargo las exigencias operativas requeridas en campo, dada la gran cantidad de líneas receptoras por *patch* (requeridas para mantener una cobertura óptima), podrían limitar la implementación de esta modificación.
- Los diseños originalmente propuestos deben considerar un ancho de *fold taper* y *apron migration* no menor a 4000 m de desplazamiento, a fin de que las difracciones asociadas a estos puntos de gran buzamiento, puedan ser

adecuadamente grabadas para luego ser colapsadas en la migración como proceso de consolidación de la imagen sísmica en el procesamiento.

- La primera propuesta de diseño, de acuerdo a los diagnósticos realizados resulta técnicamente más óptima que la segunda, ya que proporciona una mayor cobertura nominal y una mejor distribución de *offset* y *azimut*, sin embargo y como era de esperarse, la propuesta 1 al considerar una mayor cantidad de puntos de disparo, resulta mas costosa que la segunda.
- Conviene priorizar significativamente los requerimientos técnicos del diseño mas optimo, a fin de mejorar la calidad de los datos sísmicos hasta ahora adquiridos en la zona, los cuales permitirán mejorar la definición de los modelos estructurales vigentes en el campo.

RECOMENDACIONES

- La ejecución de diferentes pruebas de campo durante el desarrollo del flujo de trabajo propuesto, resulta un complemento importante dentro del proceso de optimización, sobre todo en lo referido a la caracterización de los componentes de ruido coherente e incoherente. Entre ellas destacarían pruebas de diferentes arreglos de geófonos por punto receptor, en función de obtener la mejor respuesta de apilado.
- Es recomendado el modelado por diferencias finitas, a fin de reproducir de una manera realista, el fenómeno de propagación de la onda sísmica en medios geológicos estructuralmente complejos. Esto permitiría un procesamiento detallado de los registros generados, en función de las geometrías de adquisición propuestas.
- La adquisición de levantamientos sísmicos multi-componentes en zonas estructuralmente complejas, podría mejorar de manera relevante la iluminación sísmica a partir de un estudio de onda convertida. Es por ello que resultaría un añadido importante en la mejora y evolución del flujo de trabajo que aquí se propone.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bosset J. y Gou Y. (2004). Campo Santa Bárbara – Pirital. Revisión Modelo Estructural. Exploración y Producción PDVSA, Estudios Integrados Norte de Monagas. Puerto La Cruz, Venezuela.

Červený V., (2001). Seismic Ray Theory. Cambridge University Press, Cambridge.

Cordsen, A., Galbraith, M. y Peirse. J. (2000). Planning Land 3-D Seismic Surveys. Geophysical Developments Series No. 9. Society of Exploration Geophysicists. USA.

Dix, C., (1955). Seismic velocities from surface measurements. Geophysics, 20; 68-86.

Donze, T. (2000). Moving shots on a 3-D seismic survey. The Leading Edge. Soc. Expl. Geophysics.

Galbraith, M., (2004) A new methodology for 3D survey design. Soc. Expl. Geophysics.

González de Juana, C; J. Iturralde, y X. Picard, (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas, Tomo II, Ediciones FONINDES, Caracas-Venezuela.

Gretener, P. (1961). An analysis of the observed time discrepancies between continuous and conventional well velocity surveys. Geophysics, Vol.26; 1-11

Kearey, P. (2002). An Introduction to Geophysical Exploration. Oxford: Blackwell Science.

Kjartansson, E. (1979). Constant Q-wave propagation and attenuation. *J. Geophys. Res.*, 84, 4737-4748.

Parnaud, F., I. Truskowski, Y. Gou, O. Gallango, J. Pascual, F. Roure, J Di Croce, y H. Passalacqua, (1991). Modelo geológico integrado del transecto Chacopata – Uverito. Cuenca Oriental de Venezuela. INT-02337,91. Los Teques. PDVSA Intevep.

Parra, M. (2006). Modelado Estructural y Restauración de la Región Noroccidental de la Subcuenca de Maturín. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Magíster en Ciencias de la Tierra. Departamento de Ciencias de la Tierra, Coordinación de Ingeniería Geofísica, Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Petróleos de Venezuela (2010). Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/oriente.htm>. Consultada en Junio de 2010.

Pérez, G. (2008). Modelado 3D de velocidades interválicas de Onda P a partir de registros de pozo. Campo Santa Bárbara. Tesis de Pregrado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Regueiro, J. (1997). Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimientos. Caracas, Venezuela.

Roure F. (2003). Petroleum Systems and Reservoir Appraisal in the Sub-Andean Basins (Eastern Venezuela and Eastern Colombian Foothills). Memoria 79 AAPG, p. 750–775.

Schmitt, A. (1966). Propagation of elastic waves in layered media: Master's Thesis, Department of Electrical Engineering, The University of Texas.

Schlumberger Oilfield Services (1997). WEC - Evaluación de pozos. Caracas. Schlumberger Oilfield Services.

Sheriff, R. (1991). Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, Third Edition. Society of Exploration Geophysicists, 384 p.

Sheriff, R. y Geldart, L. (1985). Exploration seismology Volume 1. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Slawinski, M. (2007). Waves and rays in elastic continua. Memorial University. Canada.

Stewart, R. (1984). Seismic versus sonic velocities: A VSP study: Geophysics, 49, 1153-1168.

Subieta, T. (1988). Evolución tectonoestratigráfica de la Serranía del Interior y de la Subcuenca de Maturín. Simposio Bolivariano: Sociedad Venezolana de Geólogos. Caracas, Venezuela.

Telford, W., Geldart, L. y Sheriff, R. (1990). Applied Geophysics. Cambridge University Press. Segunda Edición. USA.

Vermeer (1999). Factors affecting spatial resolution: Geophysics, 64, 942-953.

Xin-Quan M. (2004). Q estimation from VSP and surface seismic and its application to improve seismic resolution. EAGE 66th Conference and Exhibition, Paris, 2004.

Yilmaz, O. (1987). Seismic Data Processing. Society of Exploration Geophysicists. USA. 526pp.