

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D, UBICADO EN UN BLOQUE DEL ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Balaguera T. Abraham
Para optar al Título de
Ingeniero Geofísico

Caracas, diciembre 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D, UBICADO EN UN BLOQUE DEL ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Yaraixa Pérez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Adriana Zambrano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Balaguera T. Abraham
Para optar al Título de
Ingeniero Geofísico

Caracas, diciembre 2010

Caracas, diciembre 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 Abraham. Balaguera. T, titulado:

“DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D, UBICADO EN UN BLOQUE DEL ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”.

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. José Cavada
Jurado


Prof. Vincenzo De Lisa
Jurado


Prof. Yaraixa Pérez
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios ante todo, por ser mi mayor ejemplo, mi inspiración y mi fortaleza.

A Patricia. S. Muñoz, aquella persona inolvidable en mi vida, dispuesta a apoyarme con todo su fervor en todas y cada unas de mis metas, por llenarme de ánimo y darme la mayor suma de felicidades a lo largo de este reto profesional. Por hacerme sentir lo más sublime de la vida, a través de esos tan bellos consejos, lecciones y recuerdos.

A mis padres, por confiar en mí, apoyarme y ayudarme en lo que fuese necesario para lograr la tan preciada meta de ser ingeniero Geofísico. Detrás de mis éxitos siempre estarán ellos.

Abraham Balaguera T

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen, por estar siempre en cada paso de mi vida, manteniéndome siempre fuerte, idealista, soñador, triunfador pero esencialmente humilde para levantarme con cada caída. Esas virtudes hoy me permiten alcanzar mi meta y mirar hacia un futuro prometedor

A la casa que vence las sombras, mi querido primer hogar, la Universidad Central de Venezuela, quien me dio abrigo en estos fabulosos cinco años de carrera, dejándome muchas enseñanzas humanas que hacen de mí lo que soy hoy. Nunca olvidare aquellos tantos esfuerzos y gritos de lucha socialista dados en tan libre hogar.

A mis tutora industrial, Ing. Adriana Zambrano, por darme la oportunidad y la confianza para asumir juntos este gran reto, así como también agradecer por ese invaluable apoyo y colaboración para la realización de este trabajo. Y la profesora Yaraixa Pérez, por atenderme en su tan apretada agenda. Siempre serán dignos de mi agradecimiento, mi gran respeto y mi muy alta estima.

A la Ing. Maxlyn Pérez, por su apoyo incondicional en este proyecto, por tan buenos consejos y tan sincera amistad que pudimos formar. Al Ing. Carlos Márquez, por su tan eficiente gestión a lo largo de esta tesis. Al Ing. Manuel Bolívar, por aclarar y responder concretamente aquellas preguntas engorrosas y a al profesor Pedro Martorano, quien me dio su apoyo ilimitado y me tendió su mano amiga

A mis padres, mi tía y mi hermano, por su apoyo, sus consejos y su incondicional ayuda, factores fundamentales para lograr la realización de este trabajo y culminar exitosamente mi carrera.

A mi novia Patricia (la gorda), por su apoyo, solidaridad eterna y por llenarme de dicha y felicidad en tan hermosa etapa en la U.C.V, por ayudarme en cada unas de mis locuras y retos profesionales, por llenar de tantas bendiciones mi vida, Siempre estaré agradecido por su incondicional compañía, sus consejos y su ayuda.

A todos mis profesores del ciclo básico de Ingeniería en Cagua y de la Escuela de geología minas y geofísica por contribuir en mi formación profesional y personal.

A la Gerencia de Evaluación y Desarrollo de Nuevos Negocios de PDVSA-CVP, PDVSA- Servicios y PDVSA-Exploración por permitirme realizar mi Trabajo Especial de Grado y a todo su personal por las colaboraciones prestadas.

Y por último y no menos importante, a mis amigos, Luis Sierralta, por su esfuerzo, disponibilidad, sabia ayuda y solidaridad, convirtiéndose en un muy importante tutor en este proyecto y por la gran hermandad que construimos en la U.CV. A Manuel Medina por su solidaridad, amistad incondicional y su apoyo. A Verónica T, Giselle Ramírez, Nelson Reyes, Yuniev Martínez, Derick Peralta, Jesús Pérez, Cesar Yépez y Mauro Casalena, por su compañerismo y por tan buenos consejos durante mi estadía en el Departamento de Geofísica. Finalmente a todos aquellos amigos que no puedo mencionar por razón de espacio (ya que a la señora Morella no le puede gustar mucho. Jajajaja), por hacer de estos años en la U.C.V un periodo de aprendizaje y de hermosos y gratos recuerdos.

A todos ¡Gracias!

Balaguera T., Abraham

DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN PARA UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D, UBICADO EN UN BLOQUE DEL ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Prof. Yaraixa Pérez. Tutor Industrial: Ing. Adriana Zambrano. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Geología, Minas y Geofísica. Año 2010, 190 p.

Palabras Claves: **Palabras Claves:** Sísmica 3D-diseño adquisición, modelaje sísmico-trazado de rayos y Faja Petrolífera del Orinoco-Área Junín.

Resumen. El siguiente trabajo se enfoca en la etapa de delineación de los yacimientos de hidrocarburos, específicamente, en el desarrollo de un diseño y optimización de parámetros de adquisición sísmica 3D, en un Bloque del área de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. El objetivo geológico que se busca caracterizar en este estudio, es de tipo estratigráfico, representado por la formación Oficina Inferior y las Discordancia del Oligoceno y Discordancia del Paleozoico. La metodología seguida para precisar dicho objetivo geológico se fundamentó en la recopilación y el control de calidad de los datos y parámetros existentes de los levantamientos sísmicos anteriores. Posteriormente se obtuvieron, las variables fundamentales, como funciones de velocidades, ángulo de buzamiento máximo de la estructura, los valores de frecuencia máxima y dominante y la determinación de *offsets*. Seguidamente, se obtuvieron los parámetros físicos del diseño para las distintas geometrías de adquisición sísmica 3D, los cuales se definieron en su totalidad para una geometría ortogonal de tipo línea recta. Los parámetros que variaron de un diseño a otro fueron: tamaño del *bin*, longitud de líneas fuente y receptoras y tamaño del *template*. Definiendo tres propuestas, los cuales fueron evaluados desde el punto de vista técnico, económico y ambiental. Técnicamente se realizó una revisión estadística para ver cuál de ellas presentaba mayores ventajas de distribución de offset y azimut, para finalmente someter a dichos diseños, en conjunto al modelo geológico, al trazado de rayo. Permitiendo evaluar los mapas de cobertura, distribución de amplitudes, *azimut*, mapas de *CRP* y de tiempo doble (TWT), en cada horizonte. Arrojando como resultados que el diseño óptimo desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, es la tercera propuesta (bin 15X15) ya que presenta una distribución de offset y azimut homogénea, y una buena cobertura CRP para cada uno de los horizontes de los objetivos.

ÍNDICE GENERAL

	Páginas
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vi
LISTAS DE TABLAS	xiii
LISTAS DE FIGURAS.....	xiv
LISTAS DE APÉNDICE.....	xxi
INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO I.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.4. UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	5
1.5. ANTECEDENTES.....	6
1.5.1 CAMPAÑA DE GEOLOGÍA DE SUPERFICIE EN EL ÁREA DE JUNÍN.....	6
1.5.2. CAMPAÑA SÍSMICA 2D.....	9
1.5.3 CAMPAÑA GRAVIMÉTRICA Y MAGNÉTICA.....	11
1.5.4 CAMPAÑA DE REFRACCIÓN.....	13
CAPÍTULO II.....	15
MARCO GEOLÓGICO	15
2.1. MARCO REGIONAL	15
2.1.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	17

	Páginas
2.1.2. EVOLUCIÓN TECTO-SEDIMENTARIA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	18
2.2. GEOLOGÍA LOCAL.....	19
2.2.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	19
2.2.3 ESTRATIGRAFÍA.....	20
2.2.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA	22
CAPÍTULO III.....	28
MARCO TEÓRICO.....	28
3.1 SÍSMICA DE REFLEXIÓN.....	28
3.2. ADQUISICIÓN SÍSMICA EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	30
3.3. DISEÑO SÍSMICO 2D.....	30
3.4 DISEÑO SÍSMICO 3D.....	32
3.5. DISEÑO SÍSMICO 4D.....	34
3.6. TÉRMINOS BÁSICOS EN LA ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D.....	35
3.6.1. FUNDAMENTO DE LA ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D.....	35
3.6.2. DIRECCIÓN CROSS-LINE.....	36
3.6.3. DIRECCIÓN IN-LINE.....	36
3.6.4. LÍNEA FUENTES.....	36
3.6.5 INTERVALO DE FUENTE.....	36
3.6.6. LÍNEAS RECEPTORAS.....	36
3.6.7. INTERVALO DE RECEPTORES.....	36

	Páginas
3.6.8 BOX.....	36
3.6.9 PATCH.....	37
3.6.10 TEMPLANTE.....	37
3.6.11 SWATH.....	37
3.6.12. BIN.....	38
3.6.13. CMP BIN.....	38
3.6.14. SUPER BIN.....	38
3.6.15. MIDPOINT.....	38
3.6.16. CDP.....	39
3.6.17. FOLD (COBERTURA).....	39
3.6.18. RELACIÓN SEÑAL RUIDO.....	39
3.6.19. DENSIDAD DE DISPARO.....	39
3.6.20. OFFSET MÍNIMO.....	39
3.6.21. OFFSET MÁXIMO.....	40
3.6.22. AZIMUT.....	40
3.6.23. APERTURA DE MIGRACIÓN.....	41
3.6.24 FOLD TAPER.....	41
3.6.25. RESOLUCIÓN VERTICAL.....	42
3.6.26. RESOLUCIÓN LATERAL.....	42
3.6.27. ZONA DE FRESNEL.....	42
3.6.28. ALIASING ESPACIAL.....	42
3.2.29. ALIASING TEMPORAL.....	42
3.6.30. DISTRIBUCIÓN DE OFFSET.....	42
3.6.31. DISTRIBUCIÓN DE AZIMUT.....	43

	Páginas
3.6.32. DIAGRAMA DE ROSA.....	43
3.7. TIPOS DE GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D.....	43
CAPÍTULO IV.....	52
METODOLOGÍA.....	52
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	52
4.2. ESTUDIOS DE LOS DATOS SÍSMICOS 2D.....	58
4.2.1. CALCULO DE FUNCIONES DE VELOCIDADES.....	58
4.2.2. CÁLCULO DE LA FRECUENCIA MÁXIMA Y DOMINANTE	60
4.2.3 CÁLCULO DE BUZAMIENTO.....	65
4.2.4 CÁLCULO DE OFFSET MÍNIMO Y MÁXIMO.....	67
4.2.5 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS FÍSICOS.....	73
4.3 LA PROPUESTA DE DISEÑO DE LA GEOMETRÍA DE ADQUISICIÓN.....	82
4.4 LOCALIZACIÓN DE LAS ÁREAS MÁS PROSPECTIVAS EN BLOQUE ESTUDIADO.....	83
4.5 CARGA DE DATOS DEL MODELO GEOLÓGICO.....	85
4.6 SELECCIÓN DEL ÁREA DEL MODELADO.....	86
4.7 TRAZADO DE RAYOS SÍSMICOS	87
CAPÍTULO V.....	89
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	89
5.1 VELOCIDADES.....	89
5.2. FRECUENCIA MÁXIMA Y DOMINANTE.....	91

	Páginas
5.3 BUZAMIENTO.....	94
5.4 DISTANCIA FUENTE-RECEPTOR (OFFSET).....	95
5.5. PARÁMETROS DE LOS DISEÑOS SÍSMICOS 3D.....	97
5.5.1 RESOLUCIÓN VERTICAL.....	98
5.5.2 TAMAÑO DEL BIN.....	98
5.5.3 ORIENTACIÓN DE LAS LÍNEAS.....	99
5.5.4 LONGITUD DE LAS LÍNEAS.....	100
5.5.5 NÚMERO DE ELEMENTOS POR LÍNEA.....	100
5.6.5 PARÁMETRO DE COBERTURA.....	101
5.7 ANÁLISIS DE LA COBERTURA OBTENIDA EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	104
5.8 ESTADÍSTICAS DE LOS DISEÑOS.....	107
5.8.1 HISTOGRAMAS DEL NUMERO DE TRAZAS VS EL NUMERO DE BIN.....	107
5.8.2 HISTOGRAMAS DEL NÚMERO DE TRAZAS VS OFFSET....	110
5.8.3 HISTOGRAMAS DEL NÚMERO DE TRAZAS VS EL AZIMUT DE BIN.....	113
5.8.4 DIAGRAMA DE ROSAS.....	115
5.9 ESTUDIO DE OFFSET Y AZIMUT EN ZONAS DE BAJA Y ALTA COBERTURA.....	119
5.9.1 ZONA DE MÁXIMA COBERTURA.....	119
5.9.2 ZONA DE MEDIA COBERTURA.....	119

	Páginas
5.9.3 ZONA DE BAJA COBERTURA.....	126
5.10 ÁREA TIPO PARA REALIZAR EL TRAZADO DE RAYOS.....	132
5.11 CREACIÓN DE REGISTROS Y SECCIONES SINTÉTICAS.....	138
5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	145
5.13 ANÁLISIS AMBIENTAL.....	152
CAPÍTULO VI	154
CONCLUSIONES.....	154
RECOMENDACIONES.....	157
BIBLIOGRAFÍA.....	159

LISTA DE CUADROS

	Páginas
Tabla 2.1.1 Evolución tecto-sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	17
Tabla 4.1.2 Parámetros de grabación y adquisición de los levantamientos sísmicos previos.....	54
Tabla 4.1.2 Secuencia del procesamiento de los levantamientos sísmicos previos.....	56
Tabla 4.1.3 Clasificación de los pozos según los registros petrofísicos...	56
Tabla 5.1.1 Comparación de las velocidades obtenidas por el método del registro sísmico y por las velocidades interválicas.....	91
Tabla 5.2.1 Cálculo del análisis espectral sobre la línea 27 Junín 06 E 2D.....	91
Tabla 5.4.1 Cálculo de los offset por medio de la función <i>Mute</i> utilizada en procesamiento.....	95
Tabla 5.4.2 Cálculo de los offset por medio de la simulación de la mejor función <i>mute</i>	96
Tabla 5.5.1 Longitud de las líneas receptoras y fuente para los distintos diseños	100
Tabla 5.6.1 Parámetros físicos de los tres diseños de adquisición planteado	102
Tabla 5.10.1 Ubicación en tiempo doble de viaje de los horizontes geológicos	144
Tabla 5.10.2: Ángulos máximo y promedio de AVO para cada uno de los horizontes geológicos en cada diseño.....	144
Tabla 5.13.1 Distancia reglamentaria de exclusión de explosivos.....	152

LISTAS DE FIGURAS

	Páginas
Figura 1.4.1 Ubicación del área Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco...	6
Figura 1.5.1 Mapa de anomalía de Bouguer del área de Junín.....	12
Figura 1.5.2 Mapa de anomalía de magnética del área de Junín.	12
Figura 1.5.3 Mapas del primer (a) y segundo espesor (b).....	14
Figura 2.1.1 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	16
Figura 2.2.1 Línea sísmica 2D, N-S interpretada.....	20
Figura 2.2.2 Línea sísmica 2D E-O interpretada.....	20
Figura 2.2.3 Columna estratigráfica de la zona de estudio.....	21
Figura 2.2.4 Registro de pozos interpretados del área de estudio.....	27
Figura 3.1.1 Objetivo básico de la sísmica de reflexión.....	28
Figura 3.1.2 Conversión de onda P incidente.....	29
Figura 3.3.1 Distintos tipo de geometría en la adquisición sísmica 2D.....	31
Figura 3.3.2 Pre-plot de líneas sísmica 2D sobre un mapa de curvas isócronas,...	32
Figura 3.4.1 Esquema de un mallado ortogonal sísmico 3D.....	33
Figura 3.4.2 Trazado de rayos de un diseño sísmico 3D, sobre un objetivo geológico.....	34
Figura 3.6.1. Representación de la disposición de las líneas receptoras con su intervalo entre líneas (RLI) y líneas fuentes con su intervalo de separación (SLI).	36
Figura 3.6.2 Representación del box.....	37
Figura 3.6.3 Esquema del templete y patch.....	37
Figura 3.6.4 Representación del swath.....	37
Figura 3.6.5 Esquema de la ubicación del midpoint y del CMP bin.....	38

	Páginas
Figura 3.6.6 Representación de la cobertura.....	39
Figura 3.6.7 Esquema y fórmula para obtener el offset mínimo máximo.....	40
Figura 3.6.7 offset máximo.....	40
Figura 3.6.8. Distribución de azimut.....	41
Figura 3.6.9 Esquema de la longitud de las zonas a considerar en una adquisición sísmica 3D.....	41
Figura 3.6.10 Diagrama de rosa.....	43
Figura 3.7.1 Geometría swath.....	45
Figura 3.7.2 Geometría línea recta.....	45
Figura 3.7.3 Geometría pared de ladrillos.....	46
Figura 3.7.4 Geometría patrón de botón.....	47
Figura 3.7.5 Geometría patrón de zig-zag.....	48
Figura 4.1.1 Esquema de la metodología a seguir en la presente investigación....	53
Figura 4.1.2 Ubicación espacial de los pozos utilizados en el presente estudio...	57
Figura 4.1.3. Visualización 3D en tiempo con un corte transversal Norte – Sur	57
Figura 4.2.1 Representación de las formaciones geológicas de interés en los registro de velocidades.....	59
Figura 4.2.2 Unión de cada una de las tendencias lineales por formación para el nuevo ajuste lineal.....	60
Figura 4.2.3 Ventana en tiempo de la línea pre-apilada Junín 27-06E-2D donde se realizó el análisis de velocidades.....	61
Figura 4.2.4 Espectro de frecuencia sobre el objetivo geológico prospectivo.....	62
Figura 4.2.5 Cálculo de sismogramas sintéticos a distintas frecuencias.....	63
Figura 4.2.6 Ecuación y curva de deriva del pozo P-269.....	65
Figura 4.2.7. Cálculo del buzamiento máximo.....	66

	Páginas
Figura 4.3.8 Esquema del cálculo de los offset mínimo-máximo y mínimo.....	67
Figura 4.3.9 Formado SEG-D, de los registros a procesar.....	69
Figura 4.3.10 Despliegue de los shotgather de la línea Junín 27 06E-2D.....	69
Figura 4.3.11. Ordenamiento de disparos por CMP.....	70
Figura 4.3.12. Identificación de las primeras llegadas.....	71
Figura 4.3.13 Ubicación a lo largo de la línea los cinco CMP gather (ventana izquierda), Análisis de semblanza para el cálculo de la corrección NMO del CMP gather 50 (ventana derecha).....	72
Figura 4.3.14 Efecto de estiramiento de las trazas por corrección NMO(A). Registro con función Mute del 20% (B).....	72
Figura 4.3.15 Identificación de los reflectores objetivos en el CMP gather 50, para la obtención de los offset.....	73
Figura 4.3.16 Representación del cálculo de la longitud de las líneas fuente y receptoras dentro del templete, a partir del valor de offset Máximo.....	75
Figura 4.3.17 Análisis de relación señal/ruido sobre el dato apilado de la línea 27 Junín 06E 2D.....	78
Figura 4.3.18 Los planos (rectas de colores) en los cuales se calculo el cambio máximo de porosidad en el bloque de estudio.....	80
Figura 4.3.19 Gráfico cruzado entre impedancia acústica y porosidad, para el pozo P-157.....	80
Figura 4.3.20. Esquema de exclusión y recuperación de fuente.....	83
Figura 4.3.21. Indicadores petrofísicos interpretados por pozo del área de estudio.....	84
Figura 4.3.22 Subdivisión del bloque de estudio en áreas con mejor prospecto petrolífero y condiciones de superficiales.....	85
Figura 4.3.24 Modelo geológico.....	86

	Páginas
Figura 4.3.25 Modelo geológico junto a los dos planos a los cuales se le asignaron las velocidades por cada formación.....	86
Figura 4.3.26 Área seleccionada para realizar las simulaciones.....	87
Figura 5.1.1. Funciones de velocidad para cada horizonte geológico.....	89
Figura 5.2.1 Simulación de sismogramas sintéticos de los Pozos P-271 y P-269	92
Figura 5.2.2 Esquema de la simulación del sismograma sintético del pozo P-271, tomando en cuenta el factor Q.....	93
Figura 5.3.1 Ángulo de buzamiento calculado en la interpretación sísmico.....	95
Figura 5.5.1 Cálculo de la resolución vertical.....	98
Figura 5.5.2: Frecuencia máxima recuperada vs tamaño del bin.....	99
Figura 5.5.3. Orientación de las líneas fuentes receptoras dentro del templete...	100
Figura 5.6.1 : Disposición de los patches para cada uno de los diseños propuestos.....	103
Figura 5.7.1. Cobertura estimada para el primer diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), Cobertura obtenida considerando en cuenta solo las exclusiones (b) y Mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).....	104
Figura 5.7.2. Cobertura estimada para el segundo diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), Cobertura obtenida considerando en cuenta solo las exclusiones (b) y Mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).....	105
Figura 5.7.3 Cobertura estimada para el tercer diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), Cobertura obtenida considerando en cuenta solo las exclusiones (b) y Mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).....	106
Figura 5.8.1 Gráfico del número de bins vs la cobertura, para el primer diseño (bin 10x10).....	108
Figura 5.8.2 Gráfico del número de bins vs la cobertura, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5).....	108
Figura 5.8.3 Gráfico del número de bins vs la cobertura, para el tercer diseño (bin 15x15).....	109

	Páginas
Figura 5.8.4 Gráfico del número de trazas vs offsets, para el primer diseño (bin 10x10).....	110
Figura 5.8.5 Gráfico del número de trazas vs offsets, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5).....	110
Figuras 5.8.6 Gráfico del número de trazas vs offsets, para el tercer diseño (bin 15x15).....	111
Figura 5.8.7 Gráfico del número de Trazas vs Azimut, para el primer diseño (bin 10x10).....	114
Figura 5.8.8 Gráfico del número de trazas vs azimut, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5).....	115
Figura 5.8.9 Gráfico del número de trazas vs Azimut, para el tercer diseño (bin 15x15).....	115
Figura 5.8.10 Diagrama de rosa del primer diseño, (bin 10x10).....	116
Figura 5.8.11 Diagrama de rosa del segundo diseño, (bin 12.5x12.5).....	117
Figura 5.8.10 Diagrama de Rosa del tercer diseño, (bin 15x15).....	118
Figura 5.9.1 Mapa de cobertura total que refleja las tres zonas a evaluar según su distribución de cobertura.....	119
Figura 5.9.2 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño.....	121
Figura 5.9.3 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño.....	121
Figura 5.9.4 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño.....	122
Figura 5.9.5 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño.....	122
Figura 5.9.6 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño.....	123
Figura 5.9.7 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño.....	123

	Páginas
Figura 5.9.8. Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño.....	124
Figura 5.9.9 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño.....	124
Figura 5.9.10 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño.....	125
Figura 5.9.11 Gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de máxima cobertura.....	126
Figura 5.9.12 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño, zona de media cobertura.....	127
Figura 5.9.13 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño, zona de media cobertura.....	128
Figura 5.9.14 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño, zona de media cobertura.....	128
Figura 5.9.15 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño, zona de media cobertura.....	129
Figura 5.9.16 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño, zona de media cobertura.....	129
Figura 5.9.17 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño, zona de media cobertura.....	130
Figura 5.9.18 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño, zona de media cobertura.....	130
Figura 5.9.19 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño, zona de media cobertura.....	131
Figura 5.9.20 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño, zona de media cobertura.....	131
Figura 5.9.22 Gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de media cobertura.....	132
Figura 5.9.23 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño, zona de baja cobertura.....	133

	Páginas
Figura 5.9.24 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño, zona de baja cobertura.....	134
Figura 5.9.25 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño, zona de baja cobertura.....	134
Figura 5.9.26 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño, zona de baja cobertura.....	135
Figura 5.9.27 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño, zona de baja cobertura.....	135
Figura 5.9.28 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño, zona de baja cobertura.....	136
Figura 5.9.29 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño, zona de baja cobertura.....	136
Figura 5.9.30 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño, zona de baja cobertura.....	137
Figura 5.9.31 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño, zona de baja cobertura.....	137
Figura 5.9.32 Gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de baja cobertura.....	138
Figura 5.10.1 Mapas de cobertura para la zona tipo a realizar el trazado de rayos, para la primera y segunda propuesta.....	139
Figura 5.10.2 Mapas de cobertura para la zona tipo a realizar el trazado de rayos, para la primera y segunda propuesta.....	139
Figura 5.10.12 Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del primer diseño.....	142
Figura 5.10.13 Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del segundo diseño.....	142
Figura 5.10.14 Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del tercer diseño.....	143
Figura 5.11.1 Registro sintético tipo que simula las reflexiones de los horizontes geológicos.....	146

	Páginas
Figura 5.11.2 Secciones sísmicas sintéticas en dirección este-oeste y norte-sur.....	147
Figura 5.12.1 Distribución de los costos según las etapas generales de la adquisición.....	148
Figura 5.12.2 Distribución de los costos según las fases generales de la perforación para cada levantamiento.....	149
Figura 5.12.3 Comparación de costos de perforación respecto al diseño de mayor inversión.....	149
Figura 5.12.4 Distribución de los costos según las fases generales de Grabación para cada levantamiento.....	150
Figura 5.12.5 Comparación de costos de grabación respecto al diseño de mayor inversión.....	150
Figura 5.12.6 Comparación de costos de las propuestas de diseños de adquisición sísmicas 3D, respecto al diseño de mayor inversión.....	151

LISTA DE APÉNDICE

	Páginas
Apéndice (1). Parámetros considerados en la fase de grabación.....	162
Apéndice (2). Parámetros considerados en la fase de perforación.....	165

INTRODUCCIÓN

La historia de Venezuela contemporánea es, en alto grado, la historia del petróleo. Las estadísticas y las cuentas nacionales de su administración pública indican que el país se dinamiza y hace fuerte (o débil) en tanto los negocios del “oro negro” marchen acertadamente. Bien se sabe que la economía y la sociedad venezolana dependen en más de un 66 % de lo que indique e informe el negocio petrolero interno e internacional.

La geología parece ser muy benevolente con los venezolanos al darles cantidades considerables de petróleo, lo cual hace que tan caro hidrocarburo se encuentre esparcido en los más disímiles lugares de la geografía, más el tiempo en que el mismo emanaba al ras de la superficie, al puro estilo de lo ocurrido con “La petrólea” o “Zumaque”, parece haber concluido (o estar concluyendo), de allí que su exploración y extracción son actividades cada vez menos simples y sí más exigentes.

De esta realidad no se escapa el extremo norte del río Orinoco, donde se encuentra la “Faja Petrolífera del Orinoco”, la cual ocupa el primer lugar, con un 30% de los recursos mundiales de hidrocarburo pesado. Dicho reservorio es el más grande del mundo con 235 000 millones de barriles de crudo pesado y extrapesado (cuantificadas y certificadas), teniendo el potencial para apuntalar la producción petrolera del país de su nivel actual a más de 4 millones de barriles por día en el año 2015, a más de 6 millones de barriles por día en el 2021 (según AVPG 2010).

En los últimos años se ha venido intensificando la exploración de hidrocarburos en la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales proporcionarían indicios de una gran cantidad de hidrocarburos contenidos en las formaciones Merecure y Oficina, planteando el reto de optar por una selección y precisión de métodos y técnicas geofísicas bien específicas, que en su aplicación puedan asegurar una mejor y óptima visualización de los yacimientos petrolíferos.

Las experiencias geofísicas llevadas a cabo en la visualización del subsuelo lleva a involucrar estudios de tipo sísmico, tanto 2D como 3D. Particularmente la sísmica 2D, es bastante útil, pues da una visual macro y de poco detalle, del comportamiento de los cuerpos geológicos de interés a lo largo de un plano de bidimensional (distancia- profundidad o tiempo). Dicho estudio resulta en algunas ocasiones (zona geológicamente simple) suficiente para entender el comportamiento estructural y estratigráfico de los horizontes de interés. En cambio, el entendimiento de un marco geológico o estratigráfico a mayor resolución requiere de un diseño sísmico que involucre todas las exigencias planteadas por la geología del área de estudio (modelo geológico). La técnica conocida capaz de asumir este reto es la sísmica 3D, la cual generalmente parte de alguna sísmica regional 2D, dicha técnica (3D) permite tener un mejor detalle y resolución del subsuelo de la zona a estudiar. Para obtener tales resultados hay que generar un diseño en superficie (geometría sísmica 3D), capaz de iluminar correctamente el objetivo (geológico) para obtener la máxima resolución posible.

CAPÍTULO I

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dentro de la política de aseguramiento y profundización de la soberanía nacional y el crecimiento económico sostenido, el Estado venezolano se encuentra avocado hoy día a la intensificación de los procesos de estudio y conocimiento, con la mayor precisión posible, de sus reservas petroleras, en tal sentido parte importante de sus estrategias y acciones se orientan hacia un mayor conocimiento tecnocientífico de las existencias de hidrocarburos localizadas, concretamente, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y más especialmente en el área conocida como la “Faja Petrolífera del Orinoco”.

Dicha faja ha sido dividida en cuatro grandes áreas, a través de los cuales se orientan los nuevos negocios de exploración y explotación de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). Tales áreas son: Ayacucho, Boyacá, Carabobo y Junín, siendo este último subdividido en once bloques.

El trabajo especial de grado (TEG) que se está procurando mostrar y desarrollar aquí, centrará su atención investigativa en uno de los bloques que conforman el área Junín, en tal sentido se ha de señalar que allí se han realizado ya tres campañas de adquisición sísmica 2D, y se han perforado, de modo exploratorio, catorce pozos, lo cual ha permitido obtener los primeros resultados sobre la geología estructural y estratigráfica del área.

Gracias al diseño de adquisición sísmica 2D y a la interpretación petrofísica de los pozos señalados, se ha logrado reconocer y vislumbrar tres horizontes prospectivos que hacen distinguir a tal sub bloque, sin embargo es notorio en dichos estudios la falta de información geológica mucho más precisa y pormenorizada, especialmente de estos tres horizontes prospectivos arriba señalados.

La anterior carencia informativa, vinculante a la sísmica 2D hasta ahora utilizada, aspira ser resuelta mediante el diseño y la optimización de una

geometría de adquisición sísmica 3D, tal cual es la intención fundamental de este trabajo especial de grado (TEG).

Se considera que con la realización de dicho diseño se pueda llegar a optimizar los parámetros de dicho levantamiento, tales como *bin*, *pacht*, *swath*, Apertura de migración, *fold*, *offset*, azimut, etc. Esto es, poder desarrollar, con máxima precisión, los cálculos de las variables geofísicas presentes en cada uno de estos elementos, fundamentales en la planificación del diseño de la geometría de adquisición sísmica 3D.

Con tal información (de calidad) y con la ayuda del software de diseño y simulación MESA 11.0, se espera, finalmente, poder iluminar y describir los objetivos prospectivos planteados en el modelo geológico del área.

El diseño y optimización de los parámetros de adquisición a elaborar en este trabajo especial de grado (TEG) está consciente que, para garantizar la viabilidad y pertinencia del mismo, debe involucrar tanto una excelente calidad en la elaboración de su diseño, como la minimización de costos e impacto ambiental.

1.2. OBJETIVOS

Objetivo general:

- Optimizar los parámetros de adquisición de un levantamiento sísmico 3D, ubicado en un bloque del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.

Objetivos específicos.

- Diseñar una geometría de adquisición sísmica 3D, ubicado en un bloque del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.
- Simular los parámetros definidos para los distintos diseños sísmicos 3D en un área representativa del área de estudio.
- Generar un número discreto de parámetros de adquisición sísmica 3D que cumplan con un mismo objetivo geológico y geofísico.
- Efectuar el estudio de factibilidad técnico-económico de los distintos diseños propuestos
- Determinar el impacto ambiental que puede producir la geometría de adquisición sísmica 3D planteada

1.3. JUSTIFICACIÓN

El siguiente trabajo especial de grado pretende contribuir dotando a la principal industria petrolera venezolana (PDVSA) de un diseño de adquisición sísmica altamente optimizado y confiable, respecto al área de Junín. Diseño que se aspira llegue a convertirse en una metodología de trabajo para inmediatos y futuros levantamientos, tanto en dicho bloque como en otros bloques adyacentes; en la misma dirección se desea posibilitar a la empresa indicada de información suficiente y confiable respecto al aumento de la resolución de los horizontes prospectivos. Se espera con ello poder contribuir a la disminución de la incertidumbre geofísica y geológica vinculante al subsuelo de la zona ya señalada.

Así mismo este T.E.G, tendrá un valioso aporte a futuras investigaciones que están relacionadas directamente con la adquisición y posterior interpretación sísmica 3D, a niveles de modelado estructural, estratigráfico, balanceo de secciones sísmicas, caracterización de yacimientos, entre otras.

Paralelamente, el trabajo que se está presentando encuentra justificación por cuanto va a permitir ampliar las capacidades de exploración y explotación petrolífera venezolana, en las diferentes zonas (áreas y sub bloques) que pertenecen al proyecto siembra petrolera, coadyuvando de tal modo al fortaleciendo de la economía y la soberanía nacional.

1.4. UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

El área de estudio se ubica en el oriente de Venezuela, en la Cuenca Oriental de Venezuela, concretamente en el área Junín en la parte central de la Faja Petrolífera del Orinoco, entre los estados Anzoátegui y Guarico. La zona cubre un área aproximada de 447,85 km² (figura 1.4.1).



Figura 1.4.1 Ubicación del área Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado y modificado del informe técnico de división Junín PDVSA 2008.

1.5. ANTECEDENTES

En el área de Junín entre los años 2007 a 2008, según los informes geológico y geofísico de PDVSA Exploración y Producción, se realizaron diversos estudios tanto geológicos como geofísicos, con la finalidad de obtener una caracterización general del comportamiento en superficie y en subsuelo de dicha zona. Vale destacar que dicha campaña geofísica y geológica, involucra los nueve bloques del área de Junín, por ende no se tiene una máxima visualización en la localidad de estudio. Los estudios realizados fueron los siguientes.

1.5.1 Campaña de geología de superficie en el Área de Junín

El estudio geológico de superficie, es fundamental para cualquier campaña geofísica de adquisición, pues esta va dar información relevante de cómo es el área a investigar, permitiendo planificar la logística y organización adecuada con la finalidad de desarrollar lo más rápido y óptimo posible la campaña de

adquisición. En el área de Junín, se pudo describir por lo menos tres paisajes relevantes, que están caracterizados por tener una geomorfología de tipo:

- (a) Paisaje de altiplanicie.
- (b) Paisaje de colinas.
- (c) Paisaje de valle

Paisaje de altiplanicie:

La altiplanicie está representada por superficies onduladas y quebradas, con pendientes que varían de 0,5 a 20%. Localmente, por efectos de procesos de basculamientos las pendientes oscilan entre 2 y 30%. Como tipo de relieve, se tiene la “mesa conservada”, conformadas por sedimentos de la Formación Mesa, los cuales consisten de materiales no consolidados como arenas y gravas; en menor proporción se identifican materiales finos como las arcillas y corazas ferruginosas.

Paisaje de colinas:

El paisaje colinas se localiza en la parte norte y noroeste del área estudiada, ocupando las zonas donde se erosionó la altiplanicie y comienza a aflorar el material del terciario, está conformado por una superficie de denudación, la cual a su vez se compone por formas de terreno menores como cima, laderas y depresiones. En este Paisaje predomina la topografía ondulada, con pendientes generales de 0,5 -4%. Localmente en zonas de antiguos ejes de explayamiento los perfiles son plano convexo y plano cóncavo. Se trata de una superficie de denudación en donde los procesos morfogenéticos han actuado con grados de intensidad variable desarrollando geoformas donde predominan las Lomas, como Sub Paisaje, estas formas son onduladas, y en ellas ha sido posible identificar los tipos de relieve siguientes: superficie de denudación ligeramente ondulada con corazas y superficie de denudación moderadamente ondulada con corazas.

Paisaje de valle:

Los valles son franjas alargadas que bordean los cauces de agua. En general, están limitados por las vertientes o taludes de las mesas, que constituyen el relieve encajante. En él se localizan diferentes formas como albardones de orilla, napas de desborde, bajíos o depresiones y complejo orillar. Esto es particular de los valles de los ríos más amplios de la zona como es el caso de los ríos: Zuata, Claro, La Iguana, Chivata, Chivatica y Muerto.

Estudio hidrológico

El sistema hidrográfico del Área Junín se inscribe en la vertiente norte de la cuenca del río Orinoco, en particular en su cuenca media. Específicamente, más de la mitad del área abarcada por Junín, aparece drenada por numerosos cursos de agua que pertenecen en su mayoría a la cuenca del río Zuata, afluente directo del Orinoco por su margen izquierda.

Características generales de las cuencas del Área Junín

La mayoría de los cauces que drenan esta zona y sus tributarios siguen una dirección predominantemente norte-sur. Esta conformada por una red de drenaje representada por 9 cuencas cuyos colectores principales drenan directamente hacia el río Orinoco. Los cursos de agua que conforman las cuencas de los ríos son: Ature, Cabrutica, Sariapo, Mapire, San Bartólo, Río Claro, Zuata, Río Iguana y Morichal del Diablo.

El régimen de los ríos es muy variable, ya que sus caudales dependen de la precipitación, encontrándose que los mayores volúmenes de agua suceden en el período lluvioso. En el período seco o de escasa precipitación, los aportes se ven reducidos. En forma general, en el área Junín, los mayores volúmenes de agua se producen en los meses de junio a noviembre, mientras que los menores ocurren de diciembre a mayo.

Su curso principal tiene dentro del área una longitud de 19 km, mostrando inicialmente una orientación norte-sur, para luego presentar una dirección predominantemente noroeste-sureste. Esta cuenca presenta un patrón de drenaje dendrítico, y drena un 4,8% del área total

1.5.2. Campaña sísmica 2D.

En el área de Junín se han realizados tres campañas sísmicas 2D en los años 1975, 1982 y 2007. En la siguiente descripción se hablarán de la última adquisición, pues es la que mejor datos tiene en el bloque estudiado. Dicha adquisición fue desarrollada desde julio del 2007 hasta diciembre del 2007. La cual constó de 47000 registros de PT teóricos distribuidos en 9 bloques del área de Junín. (entre estos bloques se encuentra el área de estudio).

La adquisición de datos fue realizada, con equipos SERCEL 408UL, versión 8.1, registrándose durante 8 segundos con un paso de muestreo de 1 milisegundo, 120 canales y como fuente principal de energía explosivo (un pozo de 12 metros de profundidad, cargado con 1 kg. de explosivo y un parámetro secundario de 15 metros de profundidad, cargado con 1 kg de explosivo sobre 358 puntos).

El listado de parámetros de grabación usados en el levantamiento sísmico del proyecto JUNIN, es el siguiente:

EQUIPO DE GRABACIÓN

Grabador	SERCEL / SN 408UL Versión 8.1.23
Tasa de muestreo	1 ms
Longitud de grabación	8 segundos.
Formato de grabación	SEG D 8058 secuencial.
Ganancia de pre-amplificación	12 dB
Cobertura	60.
Filtro de corte alto	200 Hz (0,8 FN) minimum phase.
Eliminación del ruido	Off.
Tipo de media	Disco externo NAS Minicooper de
250 Gb.	
Polaridad	Standard SEG.
Unidad de campo digital	(FDU), enlace de 1
Tipo de geófonos (frecuencia natural)	GS30CT (10 Hz frecuencia natural)
Número de geófonos /traza	12 (arreglo de 6x2)
Intervalo de receptor & patrón de regado.	50m
Intervalo de las fuentes 50m.	(PT Entre receptores)
Número de pozos perforados	1 pozo
Profundidad	15 m 1kg
	12 m 1kg
Número de detonadores por pozo	2

Los datos sísmicos del proyecto Junín, son de calidad aceptable en la parte somera, sin embargo, la relación señal-ruido en la parte profunda no es muy buena. Un detalle a destacar es que muchas de las líneas tienen falta de cobertura y “huecos” en su extensión, por lo que los datos al migrarlos pueden formar

imágenes falsas (huellas de adquisición sísmica) en los bordes del levantamiento sísmico.

Procesamientos de los datos sísmicos

El procesamiento digital de los datos sísmicos pertenecientes al levantamiento sísmico realizado en Junín, fue realizado para PDVSA Exploración y Producción, por Veritas Geoservices Ltd, C.A., (filial de CGGVERITAS) con sede en la ciudad de Caracas. El software de procesamiento utilizado fue “SAGE”, de la empresa CGGVeritas, y el cual contiene todos los algoritmos para el procesamiento y control de calidad de datos terrestres, marinos, de transición, multi-componentes, etc.

La adquisición lograda en base al procesamiento y reprocesamiento de datos del área, el gran número de pruebas que fueron realizadas en las líneas seleccionadas para tal fin, permitieron determinar la secuencia óptima de procesamiento, la cual se describe a continuación:

- 1.- Trascrición a formato interno (Sage)**
- 2.- Construcción de los archivos de geometría**
- 3.- Edición de trazas y registros**
- 4.- Eliminación de spikes.**
- 5.- Ordenamiento CDP**
- 6.- Corrección por divergencia geométrica.**
- 7.- Atenuación de ruido (blast).**
- 8.- Deconvolución spiking.**
- 9.- Escalamiento consistente con superficie**
- 10.- Corrección de estáticas de refracción (método tomografía)**
- 11.- Primer análisis de velocidades (cada 1 km)**
- 12.- Apilamiento bruto**
- 13.- Primer pase de estáticas residuales consistentes con superficie.**
- 14.- Primer apilamiento preliminar**
- 15.- Segundo análisis de velocidades (cada 0.5 km)**
- 16.- Segundo pase de estáticas residuales consistentes con superficie.**
- 17.- Segundo apilamiento preliminar**

- 18.- Cálculo y aplicación de estáticas “TRIM”**
- 19.- Tercer apilamiento preliminar**
- 20.- Salida de CDP gathers**
- 21.- Apilamiento final**
- 22.- Escalamiento de amplitudes**
- 23.- Migración final post apilamiento (en tiempo)**
- 24.- Atenuación de ruidos aleatorios antes de apilamiento**
- 25.- Análisis de velocidades para PSTM (cada 0.5 km)**
- 26.- Migración final pre apilamiento Kirchhof (en tiempo)**
- 27.- Presentación final de los datos**
- 28.- Corrección al plano de referencia**
- 29.- Generación de los productos finales**

Esta secuencia de procesamiento seleccionada permitió remover los efectos de la migración tanto pre como post apilamiento de los datos, para asegurar el correcto posicionamiento y enfoque de los diferentes eventos existentes en el volumen de datos. Es importante resaltar que la mejor resolución sísmica vertical que corresponde a los datos sísmicos, es de aproximadamente 46 pies para el tope del Oligoceno. Además que, con la información sísmica disponible para el presente estudio, cuya calidad y resolución es limitada, solo es posible realizar interpretaciones estructurales, con un buen grado de confianza.

1.5.3 Campaña gravimétrica y magnética

En el proyecto Junín las mediciones gravimétricas y magnéticas se iniciaron en 2007, durante un lapso aproximado de tres meses, estos levantamientos contaron con todos los controles de calidad requeridos por PDVSA (correcciones temporales y espaciales de los datos obtenidos), haciendo que dichos datos tengan una óptima calidad. Todos los datos se tomaron sobre las líneas sísmicas planteadas, esto produjo la irregularidad en la distribución de puntos, ya que las líneas no tenían un rumbo constante. Sin embargo la densidad de puntos establecidos en el proyecto fue suficiente para asegurar la realización de los mapas de AB (figura 1.5.1) y AM (figura 1.5.2) con calidad satisfactoria, en este proyecto las mediciones gravimétricas se realizaron cada 500 m, hasta completar 5000 puntos de medición.

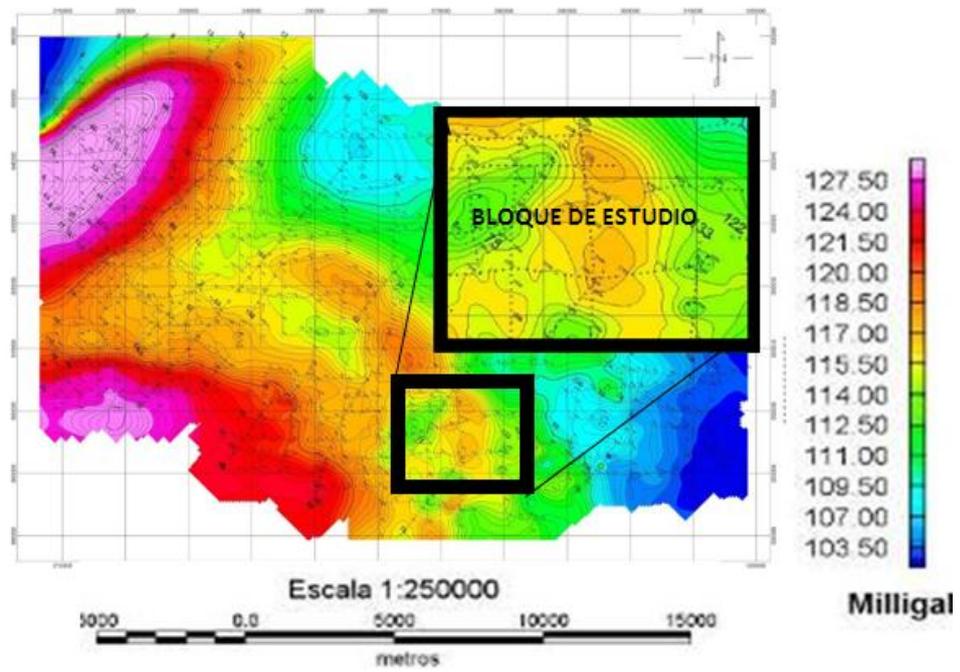


Figura 1.5.1 Mapa de anomalía de Bouguer del área de Junín. Tomado del informe de avance del proyecto Junín

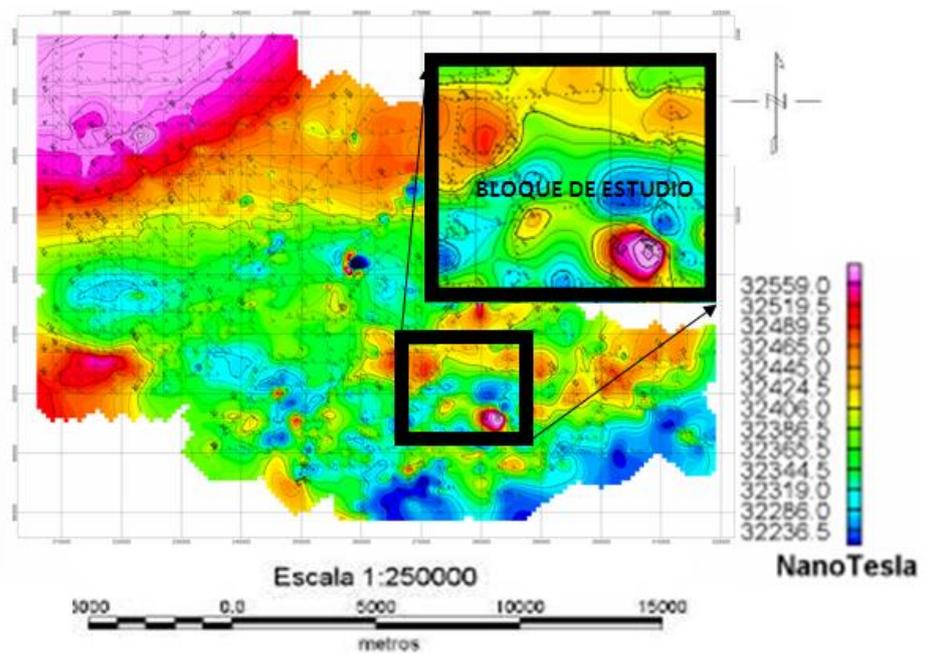


Figura 1.5.2 Mapa de anomalía magnética del área Junín. Tomado del informe de avance del proyecto Junín

1.5.4 Campaña de refracción

El levantamiento sísmico de refracción se llevó a cabo en toda el área de Junín con la finalidad de determinar de forma general el espesor de la capa meteorizada, ya que en esta zona por ser subcuenca del río Orinoco la cantidad de sedimento varía en distancias muy cortas. El estudio sísmico de refracción fue programado a una distancia de 500 metros cada perfil, con 48 canales, sobre cada línea teniendo en cuenta las zonas de exclusión por morichales cárcavas, según las distancias de margen de seguridad de PDVSA, pero en general tuvieron una distribución uniforme en el área del proyecto. El método usado para el cálculo de refracción corresponde a la evaluación comparativa de datos de espesor y velocidades de perfil y contraperfil.

Del mismo modo, con los valores obtenidos de la información directa e inversa (valores de primeros quiebres vs. distancias entre fuente y receptores), se obtuvieron los valores de espesor, velocidades y tiempos de intersección, siendo el resultado curvas dromocrónicas.

En general se puede notar en los mapas realizados el comportamiento de modelo de dos capas, mostrando tres capas en determinados sectores sobre todo cercanas a la cuenca del río Zuata, (figura 1.5.3).

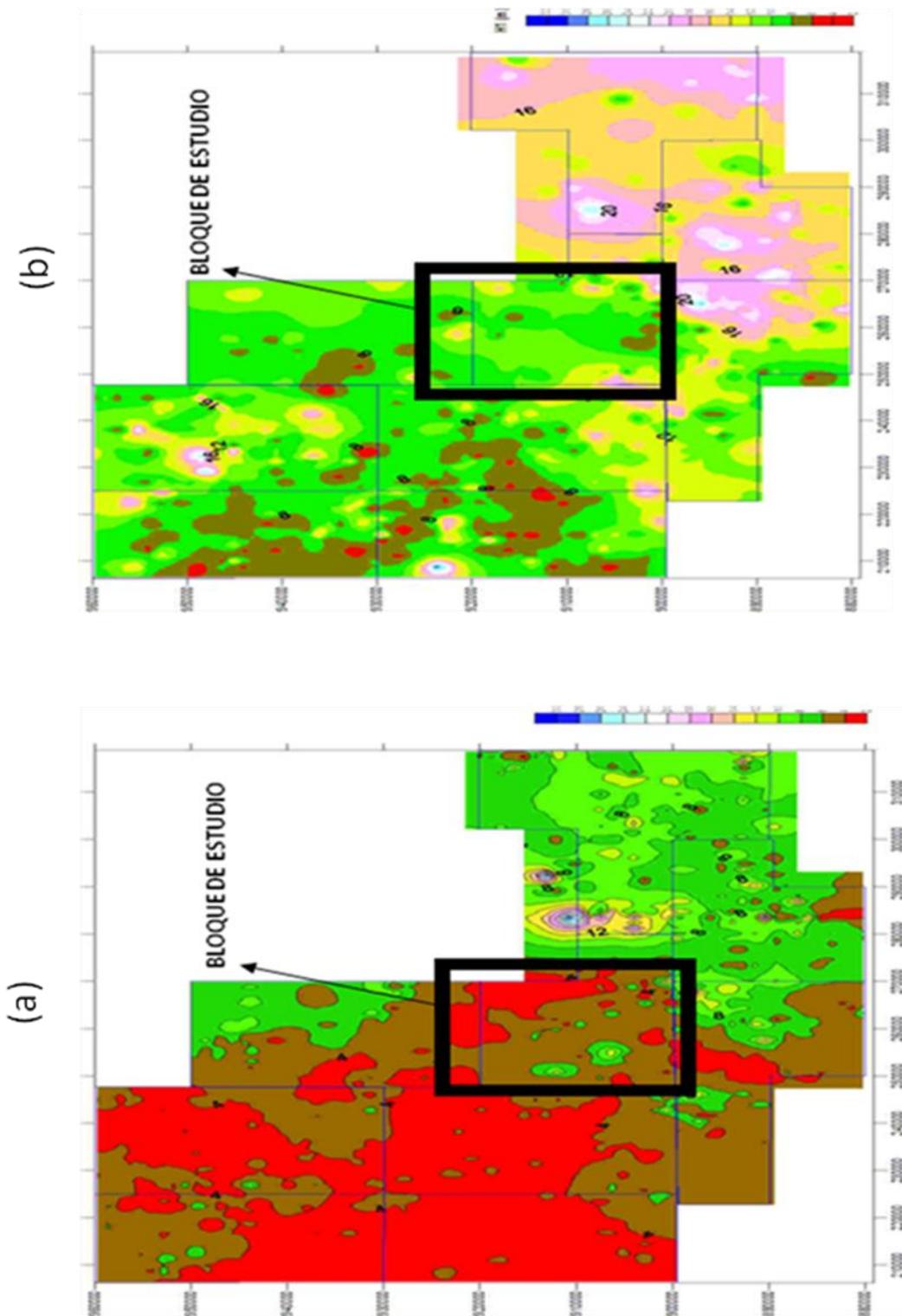


Figura 1.5.3 Mapas del primer (a) y segundo espesor (b). Tomado del informe de avance del proyecto Junín

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Marco regional

2.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela después de la cuenca del Maracaibo. 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 y se prolonga por el golfo de Paria hasta Trinidad, (Léxico estratigráfico de Venezuela, 1997). La cuenca es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte entre 0,5° a 5° aproximadamente. Mientras que el flanco norte presenta una tectónica más compleja y con mayores buzamientos conectados a una zona plegada y fallada que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte.

En la parte meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), al sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco (figura 2.1.1); abarca una extensión de 600 km de este a oeste y 70 km en dirección norte-sur, con un área aproximada de 56000 km². La exploración en Faja Petrolífera del Orinoco descubrió cuatro acumulaciones gigantescas de hidrocarburos, que yacen principalmente en arenas de origen deltaico cuya edad es de Mioceno Inferior. Éstas fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina durante la cual se sedimentó la Formación Oficina; esa secuencia arenosa basal descansa en contacto discordante sobre el Cretácico y sobre rocas ígneas y metamórficas del Macizo Guayanés.

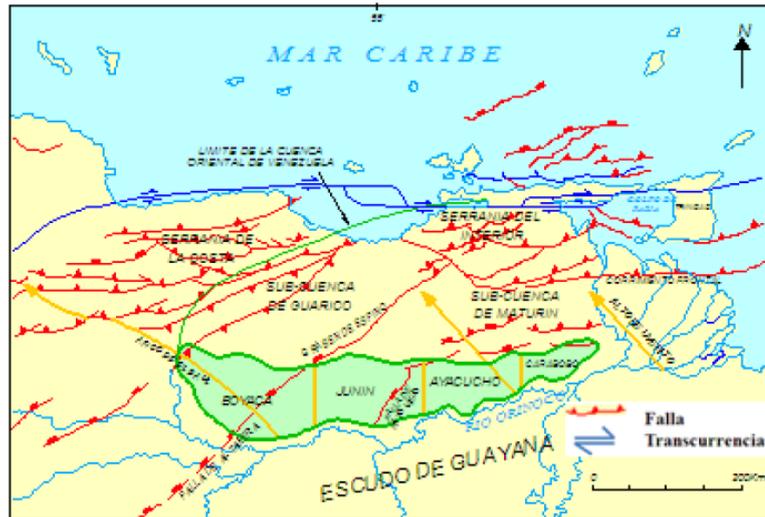


Figura 2.1.1 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. (Bochkarev, et al., 2007).

Debido a sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas la cuenca ha sido subdividida operativamente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín (González de Juana et al., 1980).

La subcuenca de Maturín está ubicada al este de la Cuenca Oriental y constituye la principal unidad petrolífera de dicha cuenca. Ella es 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 ininterrumpida 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.

La subcuenca de Guárico limita al norte con la faja piemontina de la Cordillera del Caribe, al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con el Arco de El Baúl y al este con la subcuenca de Maturín. El eje estructural actual de la subcuenca está cubierto por los corrimientos del norte del Estado Guárico y su rumbo varía de noroeste–sureste en el Cretácico y norte–sur en el Mioceno. Al igual que la Subcuenca de Maturín, también es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas

metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. La subcuenca de Guárico tiene 49895 km² de extensión y contiene un máximo de 7000 m de sedimentos del Cretácico y post-Cretácico (Zamora. J, 2008).

2.1.2. Evolución Tecto-sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La evolución tecto-sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela se puede resumir en la siguiente tabla

Tabla N ° 2.1.1 Evolución Tecto-sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela. (González de Juana, et al.,1980).

Periodo	Descripción
Cambrico 540 – 450 m.a.	Sedimentación de las formaciones transicionales Carrizal y Hato Viejo hacia el sur de la cuenca en posición discordante sobre complejos ígneo-metamórficos precámbricos
Orogénesis Herciniana 400– 280 m.a.	Retirada general de los mares hacia el norte debido al levantamiento vertical del borde cratónico. Comienzo de un extenso período de erosión.
Triásico-Jurásico 220 – 160 m.a	Período de erosión sobre la mayor parte de la cuenca. Actividad volcánica en el Macizo de El Baúl
Barremiense-Aptiense-Albiense 120 – 115 m.a	Transgresión cretácica donde los ambientes son más marino hacia el norte y más continentales hacia el sur. Sedimentación de la Formación Barranquín (calizas y areniscas), luego sedimentación de las Formaciones Borracha y Chimana (calizas y lutitas) en el flanco norte y la Formación El Cantil (intercalaciones de lutitas, arenas y calizas) en el flanco sur. Extensión de las aguas hacia el sur donde se sedimentó la Formación Canoa, predominantemente continental.
Cenomaniense-Coniaciense 100 – 85 m.a	Ambientes euxínicos en el norte debido a la máxima alza del nivel del mar, sedimentación de la Formación Querecual (roca madre). Hacia el sur se extienden ambientes marino-costeros, sedimentación de la Formación Tigre (calizas fosilíferas)
Santoniense-Maestrichtiense 85 – 65 m.a.	Sedimentación de la Formación San Antonio (lutitas marinas, arenas finas, ftanitas silíceas) al norte. Regresión marcada por la Formación San Juan (areniscas masivas) en el sureste.

Periodo	Descripción
Paleoceno- Eoceno Medio 65 – 45 m.a.	Extensa cuenca hacia el sur delimitada por las masas metamórficas, muestra sedimentación de plataforma y un surco turbidítico profundo al norte de la actual costa venezolana. Movimiento de las masas metamórficas hacia el sur, ocasionando gran parte de la sedimentación alóctona del surco de Guárico
Mioceno 20 m.a.	En el norte de Guárico la sedimentación es predominantemente continental. Existe gradación entre las formaciones Capiricual - Quiamare al norte y la formación Oficina al sur. El tectonismo compresivo afecta el flanco norte de la cuenca, generando el corrimiento de Pirital. El flanco sur muestra efectos tensionales, indicados por fallas normales
Mioceno ± 15 m.a.	La parte nor-oriental de la cuenca continúa levantándose. Hacia el sur se sedimenta la formación Freites de ambiente marino somero. Al norte se sedimenta la formación La Pica
Plioceno ± 5 m.a.	Se sedimentó la formación Las Piedras de ambiente fluvio-deltaico. Luego se sedimentó la formación Mesa de ambiente continental.

2.2. Geología local

Según el informe de geología de PDVSA Exploración y Producción (2009) La geología local de la zona de estudio esta muy marcada en forma general por el patrón tecto-sedimentario de la cuenca Oriental. En particular la Faja Petrolífera del Orinoco se caracteriza por poseer una tectónica asociada con la evolución de dicha cuenca; en lo que a esto se refiere, González de Juana et al. (1980) señalan que la evolución de la cuenca fue relativamente simple dado que desde el Paleozoico, ha estado apoyada en el borde estable del Cratón de Guayana. Los suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde originaron transgresiones y regresiones extensas que fueron de suma importancia para el desarrollo final de la Cuenca.

En ella se caracteriza el sistema de fallas Hato viejo, que pone en contacto dos áreas. Al oeste el área de Boyacá y Junín, y al este Ayacucho y Carabobo. Donde destaca en el área Junín., el terciario descansando discordantemente sobre espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozóicos. Las direcciones

predominantes de las fallas en esta provincia occidental se encuentran en dirección este–oeste y noreste-suroeste, acentuándose esta última orientación para el sistema de fallas de Altamira en la zona limítrofe de las áreas Boyacá y Junín.

2.2.2. Geología estructural

Estructuralmente el área Junín se caracteriza esencialmente porque consta de una porción sur elevada y una porción norte fuertemente deprimida. Donde el nivel de la formación Oficina y en el grupo Temblador, los yacimientos buzaban entre $0,5^\circ$ y 3° hacia el NE, formando un monoclinado cortado por un sistema de fallas normales escalonadas

La geología estructural del bloque se puede evidenciar en la interpretación de líneas sísmicas 2D, en las direcciones norte-sur y este-oeste. En la primera se puede notar una disposición de los horizontes sísmicos divergentes, con una separación entre los límites que decrece hacia el sur, así como también el solapamiento del límite del Cretácico y el Oligoceno contra el límite superior del Paleozoico, (figura 2.2.1).

En la segunda dirección se puede observar la disposición de cuatro horizontes sísmicos en sentido este –oeste; presentando casi paralelismo entre ellos (figura 2.2.2). En esta interpretación se pueden describir 3 fallas de tipo normal, derivadas del sistema de fallas de Hato Viejo. Dos de ellas en dirección este-oeste, con inclinación hacia el sur y la restante con un rumbo aproximado de $N 50^\circ O$ con buzamiento igual.

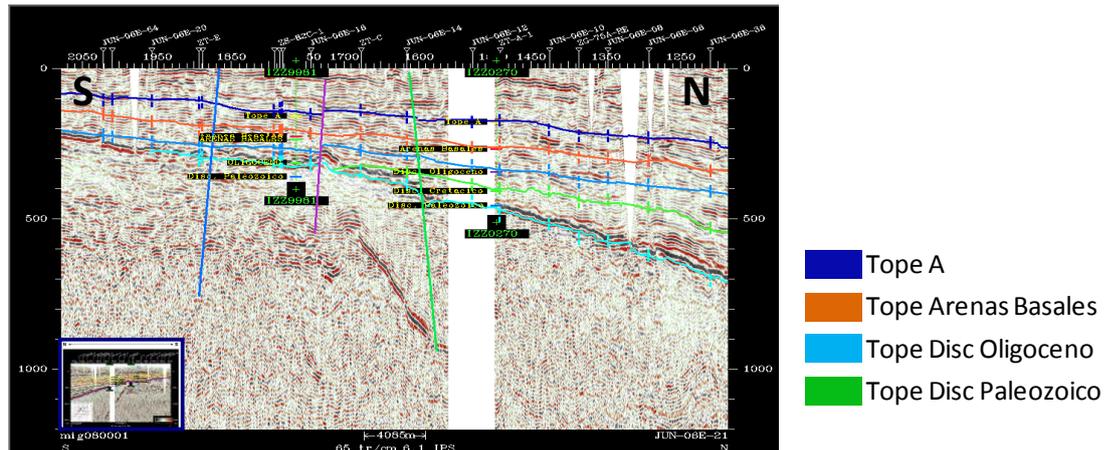


Figura 2.2.1 Línea sísmica 2D, N-S interpretada

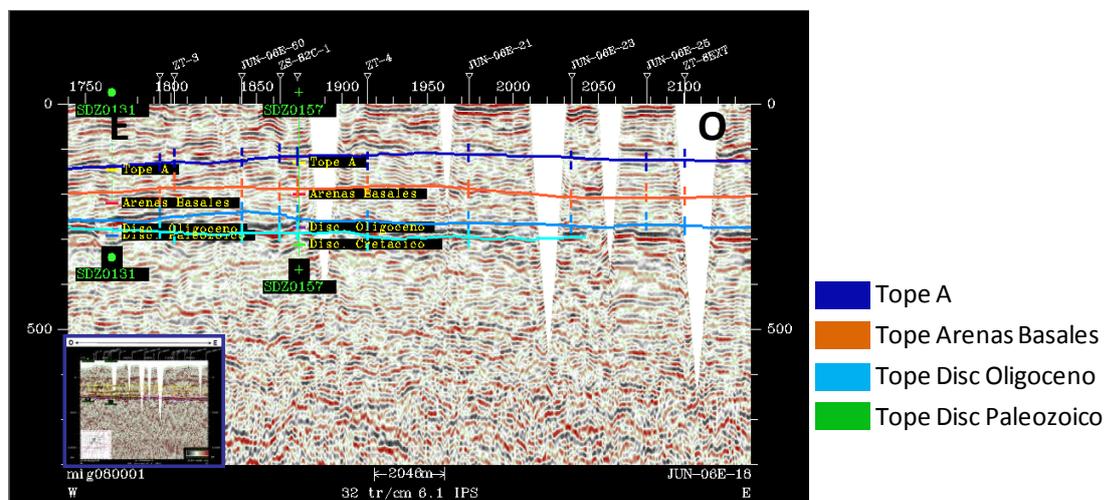


Figura 2.2.2 Línea sísmica 2D E-O interpretada

2.2.3 Estratigrafía.

La estratigrafía en la zona, posee una notable complejidad, pues según estudios recientes (PDVSA informe geofísica, 2009) dejan notar como la sección de edad cretácico (formaciones Tigre/Canoa sin diferenciar), sólo existe en una pequeña región de la zona de estudio y si se visualiza en los bloques adyacentes a dicha zona. Vale acotar que esta sección no fue observada en ninguno de los pozos del área y su existencia se justifica por la correlación del marcador Cretácico en secciones sísmicas. Por ende este estudio enfatiza en las formaciones Oficina y

Merecure; debido a que la sección cretácica no se representa con claridad en dicha área de estudio. Las formaciones Oficina y Merecure se encuentran suprayacente discordante con el basamento ígneo del escudo de Guayana en la parte sur de la zona estudiada. De la misma forma suprayace la formación Carrizal de edad Paleozoica (figura 2.2.3).

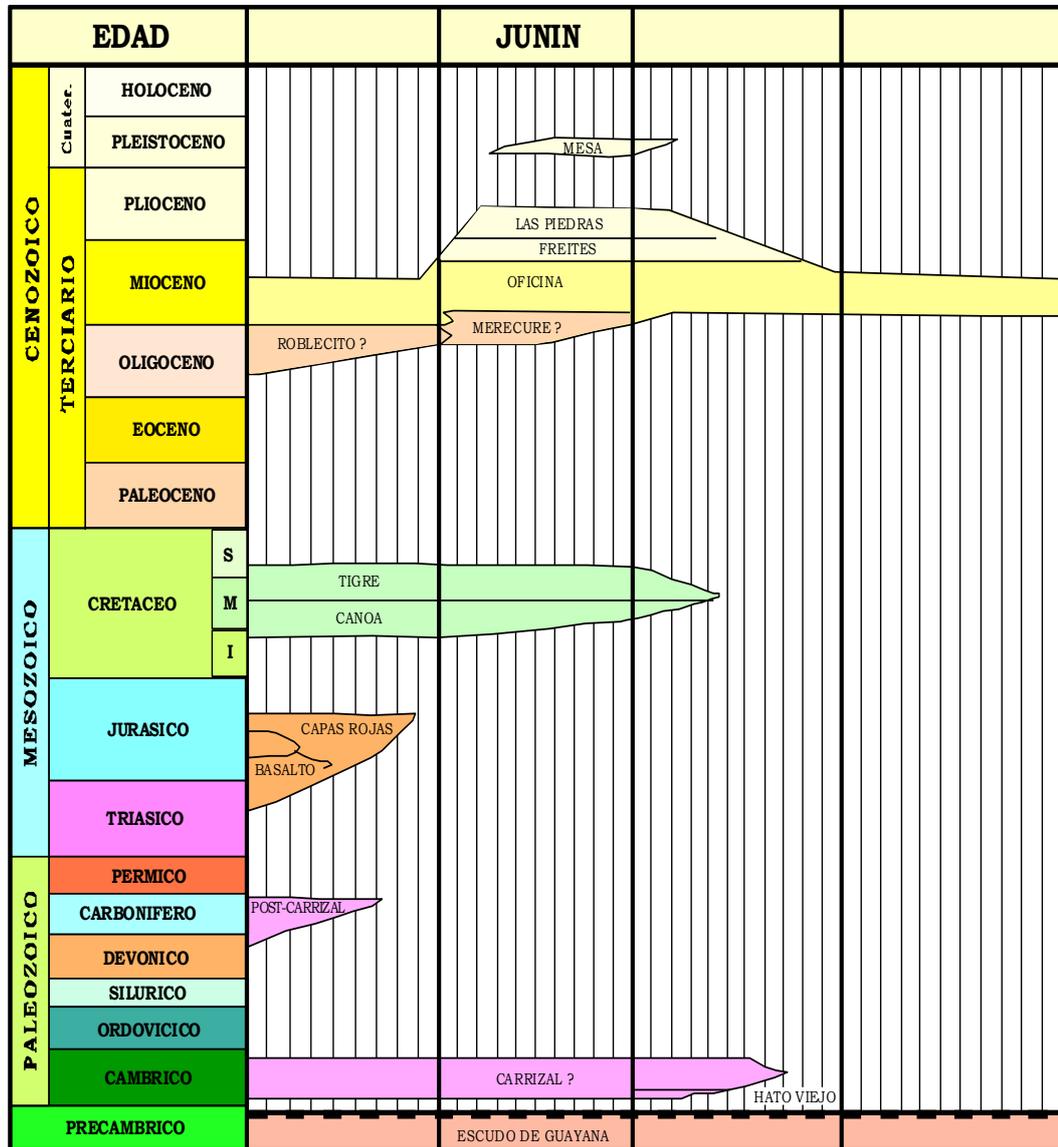


Figura 2.2.3 Columna estratigráfica de la zona de estudio (Informe geofísico de PDVSA Exploración y Producción 2009)

2.2.4 Descripción general de la estratigrafía del área (Léxico Estratigráfico PDVSA-INTEVEP 1997)

PRECÁMBRICO

Basamento

El basamento es ígneo metamórfico de edad Proterozoico. Estudios petrográficos realizados en este bloque, señalan anfibolitas de afinidad máfica, granitos potásicos intrusivos de afinidad intermedia (metatobas), rocas graníticas epi-mesozonales, porfídicas y pertíticas, caracterizado por granitos potásicos, orogénicos, anatecticos y peraluminicos, con presencia de biotita y desarrollo de muscovita, todas estas rocas pertenecen a la provincia Pastora del escudo de Guayana.

PALEOZOICO

Formación Carrizal

La formación está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se ha observado cuerpos de arena. Ocasionalmente, se presenta calcita como cemento en las capas de limolita y en diaclasas verticales. El espesor aproximado de dicha formación se han medido en 1.827 m (5.975 pies), pero se supone que el espesor sea mucho mayor. Carrizal esta presente en todos los pozos del área de estudio, a excepción de dos pozos, donde se observa la presencia del basamento ígneo metamórfico.

Formación Hato Viejo

La unidad es esencialmente una arenisca de grano fino a grueso, colores gris-rosado, gris y gris oscuro, friable, dura, maciza y áspera, ligeramente calcárea y en partes muy micácea y pirítica; los granos son redondeados y muy bien cementados. La arenisca contiene conglomerados y peñas de cuarcita a intervalos irregulares; localmente, se presentan vetas de calcita a lo largo de fracturas. Ciertas secciones de la arenisca muestran características cuarcíticas; otras son muy feldespáticas, verdes y glauconíticas. Hedberg (1947) añadió que la formación consiste principalmente en areniscas arcósica-cuarcíticas, de grano mediano a grueso, con algunas láminas de argilita verde. Esta formación de edad desconocida (Cámbrico Inferior) no ha sido alcanzada por ningún pozo en el área de estudio. Según informe de 1983, en algunos núcleos que fueron recobrados en algunos pozos perforados por MARAVEN. El espesor máximo penetrado es de unos 91 m (300 pies). La formación infrayace a la Formación Carrizal del Paleozoico (Cámbrico Temprano), con la cual guarda estrecha relación, y suprayace discordantemente a las rocas precámbricas del escudo de Guayana.

Sedimentos Post – Carrizal

Cabrera (1985) muestra la presencia de sedimentos Post–Carrizal en los Llanos venezolanos sugerida por Smith (1980); algunos pozos en el área de las Mercedes, Estado Guárico, han penetrado rocas Pre-Cretácicas, en su mayoría no metamorfizadas. La litología descrita a partir de núcleos incluyen limolitas, conglomerados, areniscas y lutitas piritizadas; calizas arcillosas, dolomíticas, metamorfizadas; areniscas, arcillitas con siderita, lignitos ocasionales y lutita gris oscuro a negro y dura.

Formación Ipire (Capas Rojas)

Secuencia muy irregularmente alternante de areniscas, arcosas, limolitas, lutitas y ocasionales intercalaciones conglomeráticas, de persistente color marrón rojizo en diferentes tonalidades, con ocasionales horizontes de color gris claro a verdoso. Los estratos arenáceos y arcósicos, frecuentemente presentan un cemento carbonático (esencialmente dolomítico). El detritus es fino a muy fino, y los

granos son angulosos a subangulares y moderadamente mal escogidos. La estratigrafía se caracteriza por su inhomogeneidad y variabilidad vertical y lateral, con estratificación cruzada, rizaduras, con laminaciones lenticulares onduladas, texturas subflaser y otras perturbaciones, debidas a regímenes de corrientes inconsistentes. EL pozo exploratorio NZZ-88X perforado por Maraven, a 7,5 km al suroeste del poblado de Santa María de Ipire, distrito Zaraza, estado Guárico, desde los 6370' hasta 11422' de profundidad, dicho pozo se perforó un espesor total de 1540 m de sedimentos rojos.

MEZOSOICO

Grupo Temblador

Formaciones Canoa

En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcilitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas (Patterson y Wilson, 1953). El conjunto de minerales pesados característicos de esta unidad, corresponden a una suite verde (magnetita-ilmenita-zircón-turmalina-epídoto-zoisita); y menores cantidades de estauroлита y anfíboles sin diferenciar (Escalona, 1985). Kiser (1987) describió a la Formación Canoa en el área de Machete como predominantemente arenas fluviales masivas, no consolidadas. El contacto inferior es marcadamente discordante sobre una superficie aparentemente peneplanada, constituida por rocas ígneas y metamórficas del basamento, o localmente con las formaciones Hato Viejo y Carrizal. El contacto superior es transicional y marca un cambio de facies predominantemente continental, a facies predominantemente marinas suprayacentes Formación Tigre (Patterson y Wilson, 1953).

Formación Tigre

La formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso, areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas (Hedberg *et al.* 1947). Hay intercaladas en la sección, calizas

dolomíticas y dolomias en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Esta formación se encuentra presente en la parte norte del área estudiada.

CENOZOICO- TERCIARIO

Formación Merecure

La formación se compone por más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la del afloramiento. Dicha formación aflora en la quebrada Merecure, afluente del río Querequal en el norte de Anzoátegui y que descansa discordantemente sobre los sedimentos de la formación Tigre y la formación Canoa según sea el caso en el área de estudio.

Formación Oficina

La formación oficina es de edad Mioceno Temprano – Medio. Hedberg *et al.* (*op. cit*) Describen la formación Oficina como "una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras como en cono. Desde el punto de vista ambiental, esta formación se caracteriza por presentar intervalos arenosos que corresponden a un ambiente de sedimentación asociado a un sistema retrogradante, con predominio de sistemas progradantes individuales

Formación Freites

La formación Freites es descrita por Hedberg *et al.* (*op. cit.*) como lutitas físis verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base. Dicha formación suprayace concordantemente a la formación Oficina. En el área de Junín no se ha reconocido la existencia de dichos sedimentos. La formación Freites se caracteriza por poseer hacia la base un intervalo rico en conchas que en algunos casos permite delimitar el contacto Freites-Oficina. (Informe Faja Petrolifera del Orinoco de 1984).

Formación Las Piedras y Mesa

Esta formación se encuentra en el tope de la columna estratigráfica del área de estudio. Su edad está definida como Plioceno-pleistoceno y las mismas no se han podido diferenciar entre sí por lo complejo de su correlación interna. Es por esta razón que dichos intervalos de roca se han manejado como una sola unidad sedimentaria. Se caracteriza por presentar una litología bastante homogénea, consistiendo principalmente en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso.

Todo lo antes expuesto se puede resumir en la interpretación de uno de los pozos tipo de la zona de estudio (figura 2.2.4)

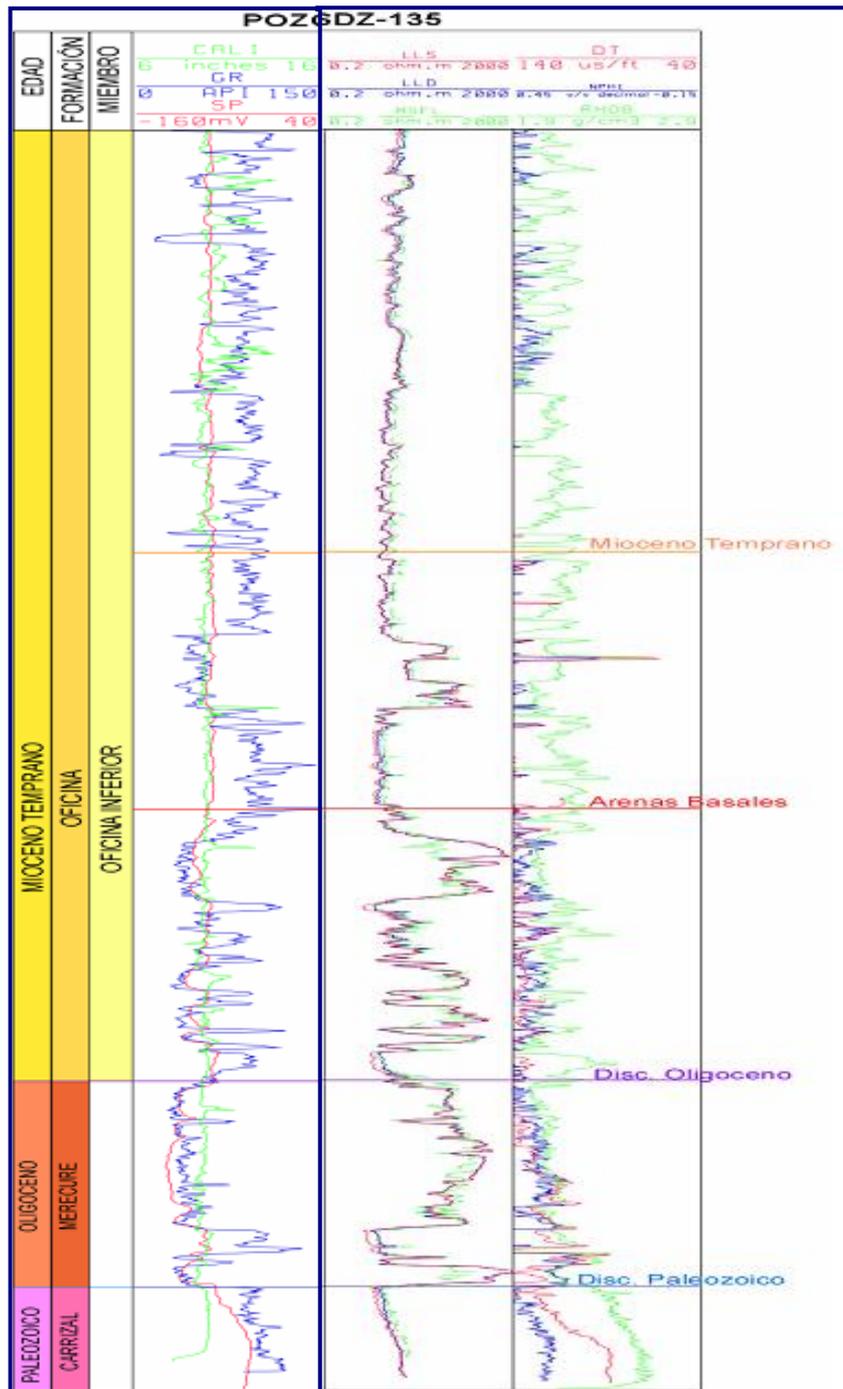


Figura 2.2.4 Registro de pozos interpretados del área de estudio (informe de exploración y producción 2009).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Sísmica de reflexión

La sísmica de reflexión es una técnica ampliamente utilizada en la exploración geofísica que permite obtener información del subsuelo controlando los tiempos de llegada de ondas elásticas (pulsos), generadas artificialmente mediante explosiones, impactos mecánicos, cañones de aire o vibraciones cerca de la superficie. El retorno de estas ondas elásticas a la superficie después de reflejarse en las distintas interfases, se registra en sensores, bien sean geófonos o hidrófonos (figura 3.1.1). Por tanto el objetivo básico de la sísmica de reflexión es obtener información sobre la arquitectura interna del subsuelo, deducir información acerca de las estructuras (rocas) en profundidad, especialmente de las distintas capas que lo constituyen y de sus características físicas (litología, fluidos, etc.), a partir de los tiempos de llegada de las ondas y extraer una imagen que sea lo más representativa al medio donde se está adquiriendo.

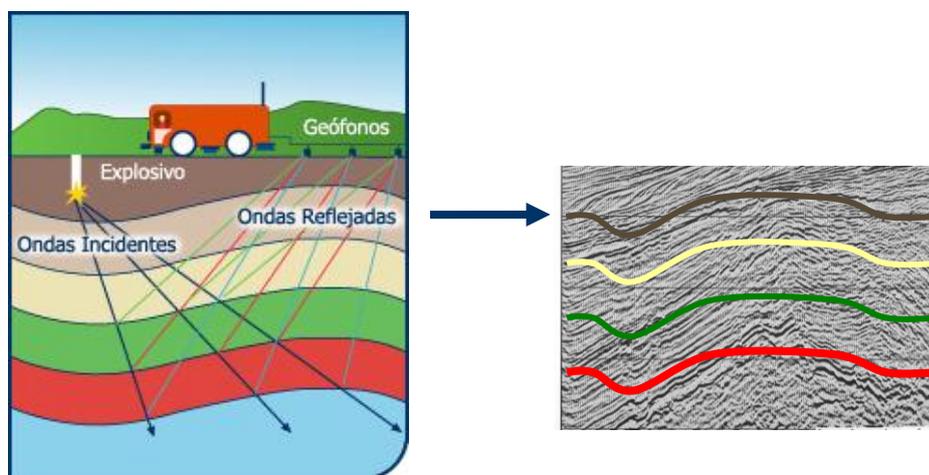


Figura 3.1.1 Objetivo básico de la sísmica de reflexión (tomado y modificado de la página Web de PDVSA)

El fenómeno de reflexión ocurre cuando una onda sísmica encuentra un cambio en las propiedades elásticas del material, como es el caso de una interfase entre dos estratos geológicos; parte de la energía continúa en el mismo medio (onda incidente), parte se refleja (ondas reflejadas) y el resto se transmite al otro medio (ondas refractadas) con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración (figura 3.1.2). El coeficiente de reflexión (el cociente entre las impedancias acústicas de los medios) depende principalmente del contraste de velocidades entre los medios, puesto que las variaciones de densidad en las diferentes rocas son por lo general pequeñas.

Las leyes que fundamentan la exploración sísmica (reflexión y refracción) se derivan por el principio de Huygens cuando se considera un frente de onda que incide sobre una interfase, todos los puntos de dicho frente son considerados como fuentes puntuales para la generación de de nuevos frentes de onda esféricos. El segundo principio fundamental es el de Fermat, el cual establece que de diversas trayectorias entre un punto A y B, los rayos sísmicos siguen la ruta que da el menor tiempo de viaje.

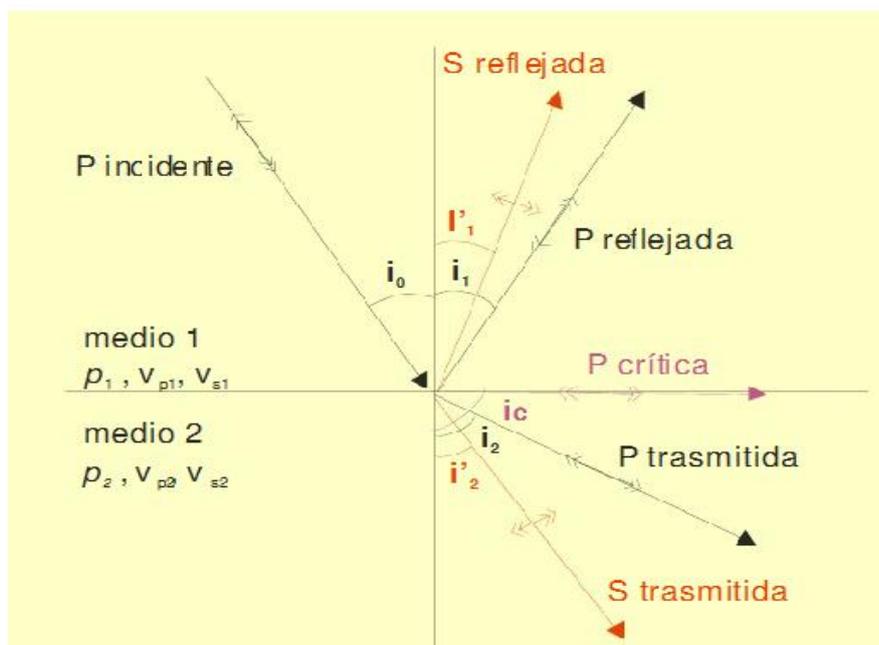


Figura 3.1.2 Conversión de onda P incidente (Sheriff, 2002).

3.2. Adquisición sísmica en la exploración de hidrocarburos.

La adquisición de datos sísmicos es una de las etapas más importantes de la exploración de hidrocarburos, ya que en ella se define el diseño a utilizar para la obtención de los datos sísmicos, posterior procesamiento e interpretación, la disposición de los cuerpos o estratos que contienen acumulaciones de hidrocarburos. Dicho diseño va a variar dependiendo principalmente de factores, tales como los objetivos geológicos, la accesibilidad a la zona de estudio, si el área está en tierra o mar, y de las obstrucciones topográficas. Así como también de los recursos económicos disponibles por la empresa a adquirir y del posible impacto ambiental producido por la geometría de adquisición a aplicar.

Cada campo a explorar tiene unas propiedades geofísicas distintas, es decir no todas las áreas a estudiar con sísmicas de reflexión responden de la misma manera al generar la propagación de las ondas sísmicas. Esto hace que para cada zona a prospectar se haga una particular configuración entre fuentes-receptores.

3.3. Diseño sísmico 2D

El diseño de adquisición sísmico 2D consiste esencialmente en una serie de líneas sísmicas ubicadas encima del área a prospectar, específicamente perpendicular al rumbo dominante de las estructuras geológicas y otras paralelas a dicho rumbo; de forma tal que estas sirvan para correlacionar y calibrar las líneas sísmicas tomadas en la primera dirección. Dichas líneas se caracterizan por poseer un arreglo de receptores y fuente colineales. Los registros sísmicos son tomados a lo largo de dicha línea sísmica, disparando tanto en los extremos (Off End Spreads), en el centro del tendido (Symmetric split Spreads) o en cualquier punto de él (Asymmetric split Spreads) Gadallah (2009) (figura 3.3.1).

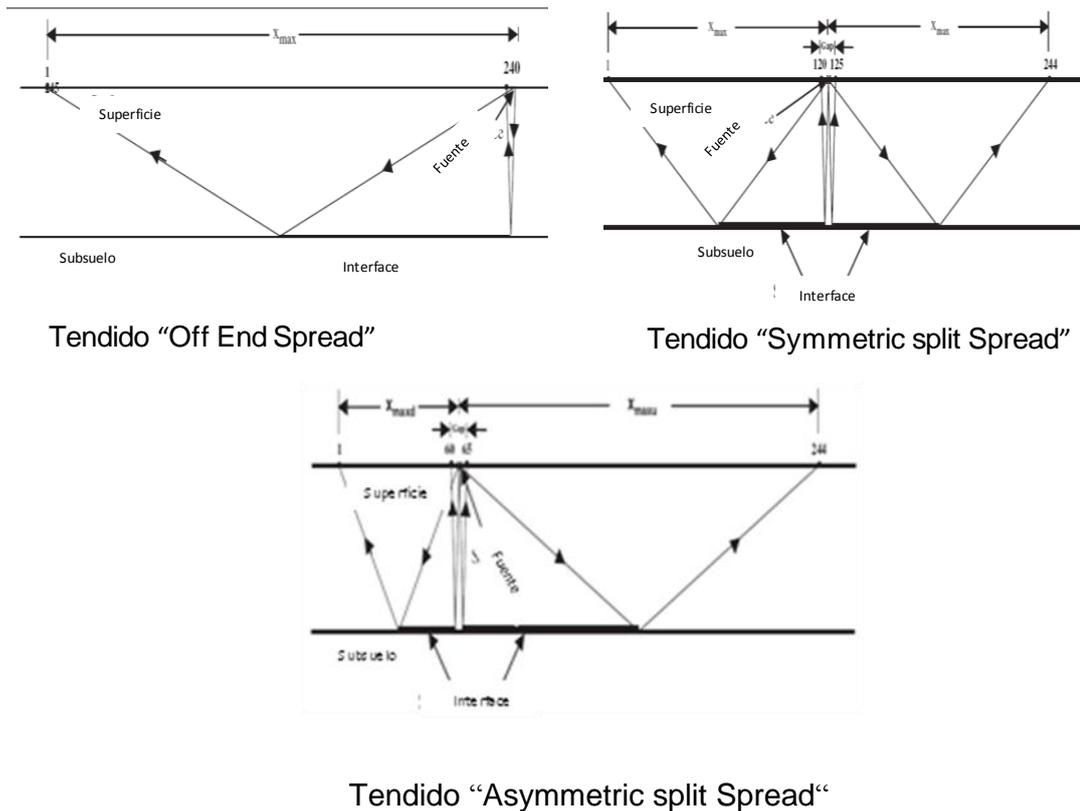


Figura 3.3.1 Distintos tipo de geometría en la adquisición sísmica 2D, (Gadallah 2009).

El distanciamiento entre líneas en la sísmica 2D está en función del objetivo geológico principal, clasificado generalmente según la resolución que se desea tener del mismo en subsuelo. Para mallas regionales o etapas iniciales de exploración se toma una distancia de 4 km, para etapas exploratorias intermedias a unos 2 km y cerca de 1 km para una etapa de exploración avanzada o para mayor detalle geológico (figura 3.3.2). Se hace relevante mencionar que en su mayoría los tendidos sísmicos terrestres no mantienen una linealidad puesto que casi siempre existen obstáculos naturales o antropicos que impiden la grabación de los registros a lo largo de la línea sísmica.

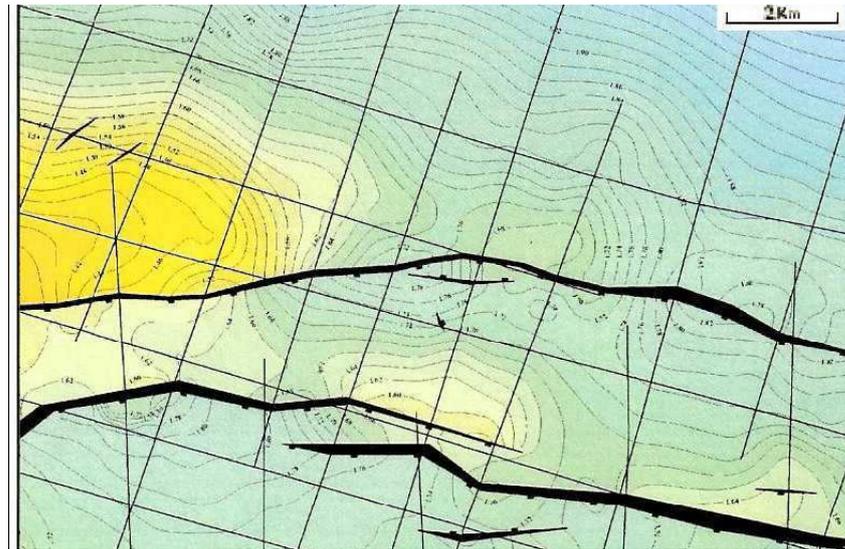


Figura 3.3.2 “Pre-Plot” de líneas sísmica 2D sobre un mapa de curvas isócronas.

La sísmica 2D es un método muy eficaz en la exploración de hidrocarburos para dilucidar a una escala regional las componentes geológicas estructurales de la zona, de modo tal que permita ver la disposición de las posibles estructuras y cuerpos portadores hidrocarburo. La limitaciones más relevantes de esta técnica está en la visualización de la sección sísmica pues dicho método no toma en cuenta las tres dimensiones en que se propaga el tren de onda sísmica, reduciéndolo a la sección de solo dos dimensiones, produciendo una imagen con poca exactitud del subsuelo, mostrando inclinación, dimensiones y algunos eventos (artificios sísmico) que no se ajustan con la realidad geológica de la zona. Por lo antes mencionado y tomando en cuenta que cada vez la complejidad geológica de los yacimientos petrolíferos es mayor, se hace necesario instrumentan un método geofísico que no tenga las anteriores desventajas y que posea la capacidad resolutive capaz de precisar los depósitos de hidrocarburos

3.4 Diseño sísmico 3D

El desarrollo conceptual del diseño sísmico 3D se comenzó a elaborar en la década de los 70 cuando los estadounidenses G. Walton y E. Tegland, plantearon una geometría de adquisición capaz de tomar un volumen de información, muestreada bajo un mallado mucho más detallado que en el valioso diseño 2D. En dicho diseño existen tanto líneas receptoras (in-line), como líneas fuente (cross-line), donde la distancia entre estas no llega ser mayor a 1 km, con la finalidad de

poder obtener un mayor detalle en cada uno de los registros sísmicos. De la misma forma que en la sísmica 2D, las líneas receptoras se encuentran perpendiculares al rumbo preferencial de las estructuras geológicas a estudiar, esto permite ver el cambio de las propiedades físicas de dicho cuerpo y del medio que lo rodea. El arreglo entre líneas receptoras y fuente casi siempre es ortogonal entre si, pues esto permite tener registrado de forma uniforme el volumen de espacio estudiado, obteniendo una cobertura más uniforme y una mayor resolución del objetivo prospectivo (figura 3.4.1). Vale la pena mencionar la existencia de por lo menos tres parámetros que ocasionan el cambio de ortogonalidad entre dichas líneas, ellos son las características naturales (topografía, vegetación, fauna, clima, hidrografía, etc), antropicas (vías de acceso, poblados próximos, industrias, permisología, etc.) y la suma de dinero disponible para invertir en el proyecto de adquisición. La convergencia de estos factores hicieron y sigue ocasionando que se propongan otras tantas geometrías de adquisición 3D, como por ejemplo, ladrillo, radial, Zig-Zag, botón, entre otras. Donde cada una de ellas se caracteriza por un mallado mucho más angosto, capaz de aumentar la resolución en el objetivo prospectivo

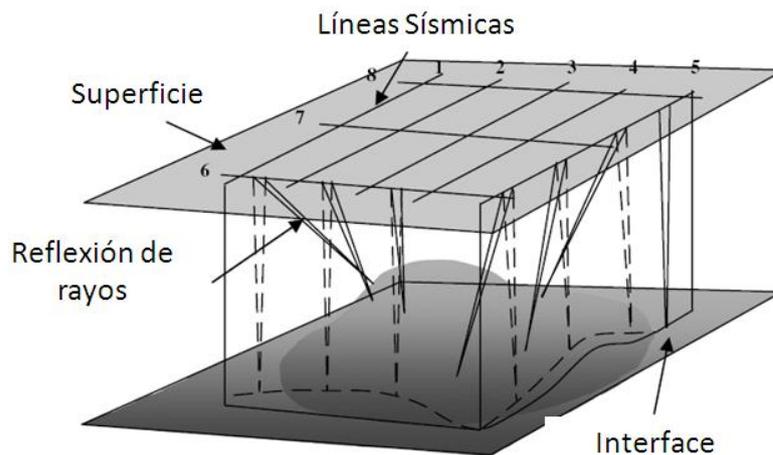


Figura 3.4.1 Esquema de un mallado ortogonal sísmico 3D Tomado de Gadallah. F (2009).

La ventaja evidente de la sísmica 3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con la cual se reducen las incertidumbres con respecto a la geometría y la posición de las capas en el

subsuelo, ya que este diseño si puede grabar todas las dimensiones en la propagación de ondas, aumentando así la cobertura en el objetivo geológico (figura 3.4.2). La desventaja de esta geometría sobre la 2D son los altos costos que produce su aplicación, así como también la logística y el tiempo en adquisición (el costo de un kilómetro de sísmica 3D es tres o cuatro veces superior al de un kilómetro lineal de sísmica 2D).

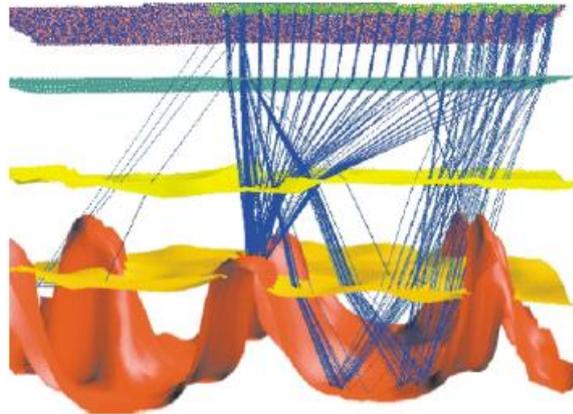


Figura 3.4.2 Trazado de rayos de un diseño sísmico 3D, sobre un objetivo geológico (Cordsen, et al 2000).

3.5. Diseño Sísmico 4D

Tanto el aumento de la demanda de hidrocarburos en todo el mundo, junto con la inestabilidad política en algunos países productores de petróleo y la complejidad geológica que han venido existiendo en los yacimientos de hidrocarburos explorado, ocasionan una evidente escalada en los precios del petróleo, haciendo que los geocientíficos, innoven y experimenten un nuevo método de exploración sísmica derivado del diseño 3D, el cual se basa en la adquisición, procesamiento e interpretación de una series de datos sísmicos registrados en un campo en producción con el objetivo de comprender los cambios en el yacimiento a través del tiempo, sobretodo su comportamiento durante la producción. Este novedoso estudio se puede implementar sólo si se cuenta con una sísmica 3D preexistente en un área determinada, pues la sísmica 4D consiste en repetir los mismos parámetros en la adquisición y en el procesamiento sísmico que

en las campañas anteriores, con el fin de obtener el mismo volumen de datos, sólo cambiando el valor del parámetro tiempo (Gadallah, 2009).

Dicha técnica permite a los ingenieros geofísicos y petroleros monitorear el comportamiento de un yacimiento durante su vida de producción, observando los cambios en el subsuelo por los métodos tradicionales de exploración. La sísmica 4D se ha convertido una herramienta cualitativa para identificar las zonas productoras de petróleo, así como también una técnica casi obligatoria para las sucesivas gestiones de la cuantificación de las reservas en cualquier yacimiento. Esta nueva técnica puede mejorar la eficiencia de la producción aumentando en más del 10%, la cantidad de hidrocarburos recuperables de un yacimiento.

3.6. Términos básicos en la adquisición sísmica 3D

La geometría sísmica 3D comprende una cantidad de términos de suma importancia para comprender los fundamentos de la planificación y del diseño de adquisición. Dichos términos se definirán a continuación

3.6.1. Fundamento de la adquisición sísmica 3D: un estudio de adquisición sísmico debe ser diseñado para la principal zona de interés prospectiva (objetivo geológico principal), esto va a determinar la gestión económica, afectando la selección de parámetros para el estudio 3D. Así mismo la cobertura, tamaño de bins y rango de offsets necesitan ser relacionados con el objetivo principal. La dirección de los principales rasgos geológicos, tales como fallas o canales, pueden influenciar en la dirección de las líneas fuentes y receptoras (Cordsen, et al, 2000).

3.6.2. Dirección cross-line: línea ortogonal a las líneas receptoras.

3.6.3. Dirección in-line: líneas paralelas a las líneas receptoras

3.6.4. Línea fuentes es la línea ubicada en superficie, generalmente perpendicular a las líneas receptoras, en la que se encuentran puntos de disparos. (figura 3.6.1)

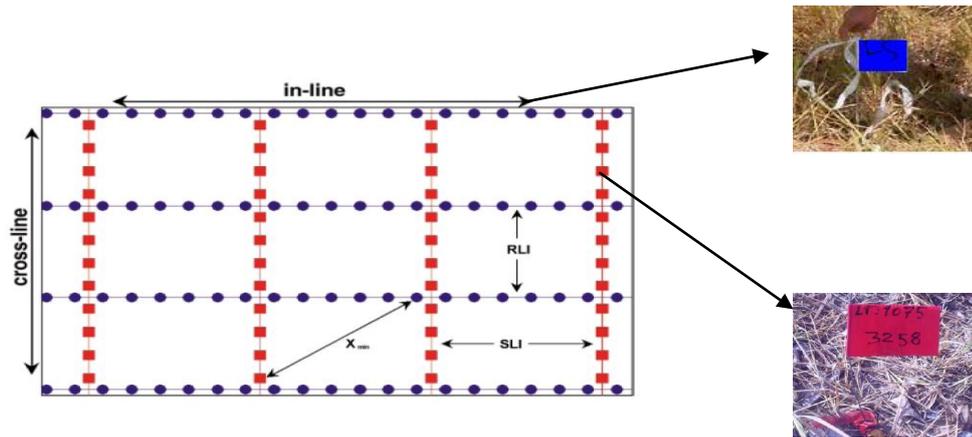


Figura 3.6.1 Representación de la disposición de las líneas receptoras con su intervalo entre líneas (RLI) y líneas fuentes con su intervalo de separación (SLI). (Cordsen, et al, 2000).

3.6.5 *Intervalo de fuente:* es la distancia mínima que existe entre puntos consecutivos de tiro. Esta distancia está relacionada con el objeto de estudio y la resolución deseada. (Cordsen, et al, 2000).

3.6.6. *Líneas receptoras:* línea a lo largo de la cual se tienden los geófonos a intervalos regulares (intervalo de receptores o RI) (Cordsen, et al, 2000).

3.6.7. *Intervalo de receptores:* es la distancia que existe entre grupo de receptores, relacionada directamente con el aliasing espacial. Pero se considera que mientras menor sea el intervalo entre las estaciones receptoras mayor será la resolución espacial, puesto que la frecuencia máxima adquirida será mayor. (Sheriff., 2002).

3.6.8 *Box:* Este nombre se aplica para áreas limitadas por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes. El box normalmente representa el área más pequeña de un estudio 3D que contiene las estadísticas del estudio completo (figura 3.6.2). (Cordsen, et al, 2000).

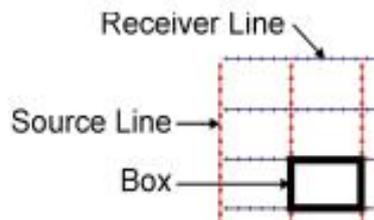


Figura 3.6.2 Representación del *Box*, (Cordsen, et al, 2000)

3.6.9 *Patch*: es el rectángulo de receptores que son regados (spread) sobre varias líneas receptoras. Varias fuentes pueden tener el mismo patch. El patch se mueve alrededor del estudio 3D para diferentes puntos de tiro (figura 3.6.3).

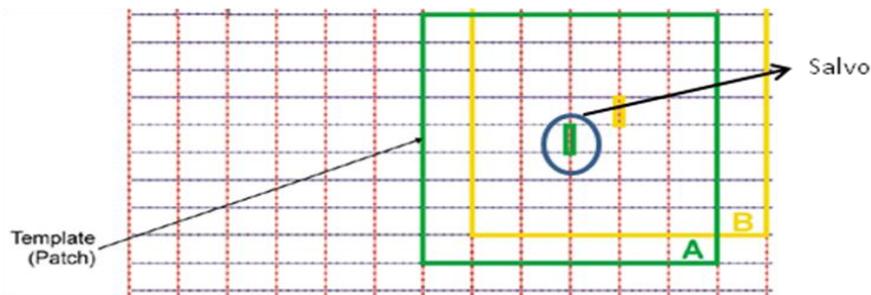


Figura 3.6.3 Esquema del *Template* y *Patch* (Cordsen, et al, 2000)

3.6.10 *Templante*: Es la colección de estaciones receptoras activas más las estaciones fuentes asociadas. (Templante = Patch + salvo) (figura 3.6.3).

3.6.11 *Swath*: Es el ancho del área sobre el cual las fuentes están siendo disparadas según la configuración de un template y sin avance cross-line del patch, a menudo con muchos avances in-line. Al final de un swath hay un avance cross-line para establecer (organizar, configurar, set up) el siguiente swath (figura 3.6.5).

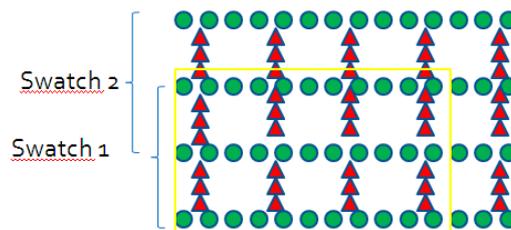


Figura 3.6.5 Representación del swath.

3.6.12. *Bin*: Es un área usada para reunir puntos medios que caen dentro de esta zona. Se puede determinar usualmente por:

$$\text{Bin} = (\text{SI} / 2) \times (\text{RI} / 2),$$

Donde:

SI = Intervalo entre fuentes,

RI = Intervalo entre receptores

Todos los puntos medios que caen dentro de esta área (bin), se supone que corresponde al mismo punto medio común, representado por el punto que cae en el centro de este bin. En otras palabras, todas las trazas que están dentro del mismo bin serán apiladas en el CMP (Punto Medio Común). (Cordsen, et al, 2000).

3.6.13. *Cmp Bin*: un grupo de trazas que comparten el mismo punto medio (CMP bin).

3.6.14. *Super bin*: Un super bin(macro bin, maxi bin), es un área lo suficientemente grande para incorporar un número suficiente de trazas con el fin de tener una buena representación de offsets para la determinación de las velocidades. No debería ser tan grande como para variar la geología dentro de estos límites. No hay un tamaño particular que pueda ser establecido, pero una opción común es 3 x 3 bins, (Cordsen, et al, 2000).

3.6.15. *Midpoint*: Es el punto localizado exactamente en la mitad entre la fuente y un receptor (figura 3.6.5).

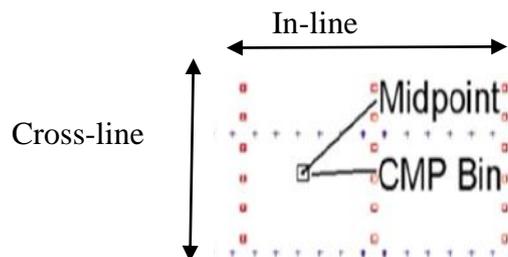


Figura 3.6.5 Esquema de la ubicación del midpoint y del CMP bin. (Cordsen, et al, 2000).

3.6.16. *CDP*: son las iniciales de punto medio en profundidad, se utiliza para obtener información redundante de la zona, de modo tal que permita mejorar la relación señal ruido en el procesamiento de los datos. (Parafraseando a Sheriff, R. 2002).

3.6.17. *Fold (cobertura)*: La cobertura es el número de trazas que se apilan dentro de un bin de CMP. Una buena cobertura persigue como fin una buena relación señal- ruido. Aunque normalmente se asigna un número promedio de cobertura para cualquier estudio, la cobertura varía de bin a bin y para offset diferentes (figura 3.6.6).

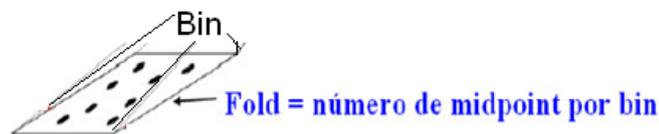


figura 3.6.6 Representación de la cobertura

3.6.18. *Relación señal ruido*: es la tasa de energía de la señal sobre el ruido, usualmente abreviada S/N y es directamente proporcional a los lados del bin. De esa manera, un incremento en la selección del tamaño del bin, tendrá un efecto inmediato en la cobertura y por ende en la relación S/N.

3.6.19. *Densidad de disparo*: es la relación que existe entre el número de tiros por unidad de área. La densidad de tiros (puntos fuentes/km²), junto con el número de canales (NC) y el tamaño del bin de CMP determinarán completamente la cobertura.

3.6.20. *Offset mínimo más largo*: es la distancia mínima existente entre par de fuentes-receptores, esta distancia está directamente influenciada por el objetivo somero del levantamiento sísmico, generalmente la distancia mínima (X_{min}) debe ser 1 o 1.2 veces menor a la profundidad del horizonte menos profundo. Se puede describir como la hipotenusa del box, (en un levantamiento sísmico ortogonal 3D) (figura 3.6.7). Así mismo la elección de dicha distancia también va a determinar

el muestreo que se tenga sobre la sísmica a adquirir, ya que si un marcador poco profundo no es muestreado adecuadamente (debido al mute demasiado forzado), la interpretación del grupo de datos 3D está adversamente afectada. (Cordsen, et al, 2000).

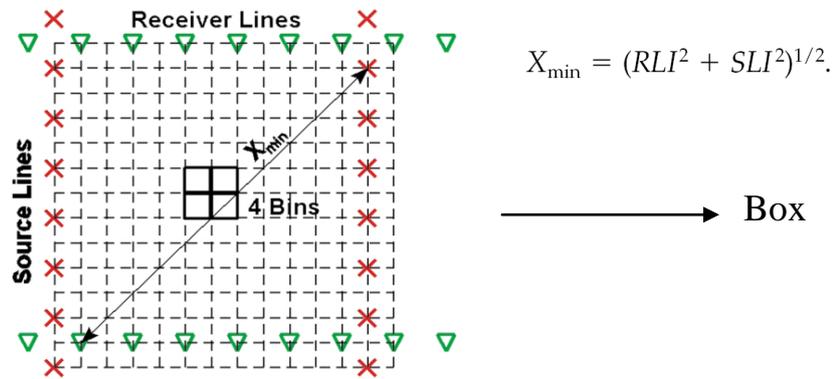


Figura 3.6.7 Esquema y fórmula para obtener el offset mínimo máximo (Cordsen, et al, 2000).

3.6.21. *Offset máximo*: se refiere a la distancia más larga entre par de fuente receptor, siendo aproximadamente igual o mayor a la distancia del objetivo más profundo de la adquisición. Otro factor que interviene en este parámetro, es que debe ser lo suficientemente corto para evitar las deformaciones ocasionadas por la corrección normal move out (stretch) que afecta la forma de la onda y reflexiones de ángulo crítico en el reflector profundo. (Cordsen., et al, 2000) (figura 3.6.7).

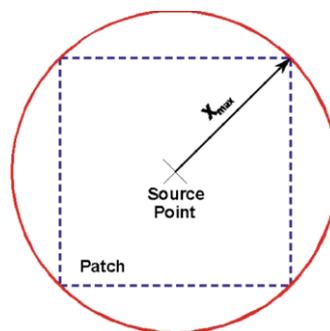


Figura 3.6.7 Offset máximo (Cordsen, et al, 2000).

3.6.22. *Azimuth*: se refiere al ángulo que forma cada par fuente receptor con respecto a la normal o norte franco del proyecto, este se mide desde el centro del bin, (figura 3.6.8).

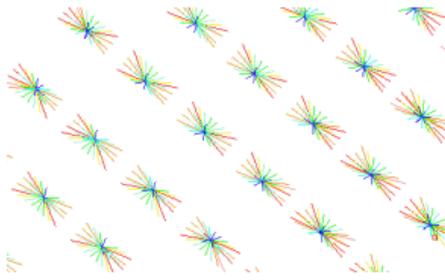


Figura 3.6.8 Distribución de azimut

3.6.23. *Apertura de migración*: es la distancia que hay que agregar, lateralmente, al área del estudio 3D para permitir la migración apropiada de cualquier evento buzante, es decir para garantizar la grabación total de la energía que se difracta y refleja desde los reflectores no horizontales. No necesariamente tiene el máximo ancho en todos los lados del estudio. La apertura será pequeña si hay buzamientos bajos en la frontera del área de estudio. Si no hay ningún buzamiento, se usa la ecuación de apertura de migración mínima. Parafraseando a Leal, 2000, (figura 3.6.9).

3.6.24 *Fold taper*: es el área adicional del estudio que se necesita para obtener la cobertura máxima dentro del area objeto. Esta zona a su vez tiene la cobertura menor y la mejor relación S/N de la adquisición. Parafraseando a Leal, 2000 (figura 3.6.9).



$$\text{in-line taper} = \left(\frac{\text{in-line fold}}{2} - 0.5 \right) \times SLL,$$

$$\text{cross-line taper} = \left(\frac{\text{cross-line fold}}{2} - 0.5 \right) \times RLL.$$

Figura 3.6.9 Esquema de la longitud de las zonas a considerar en una adquisición sísmica 3D. (Gadallah M., 2009)

3.6.25. *Resolución vertical*: es la mínima separación vertical que puede lograr un estudio sísmico, expresado ya sea en términos de tiempo de viaje o de profundidad. Una ecuación práctica para establecer la resolución vertical R_z es:

$$R_z = 0.4 V / f_{\max}$$

V = velocidad intervalica

f_{\max} = es la frecuencia máxima en el objetivo

3.6.26. *Resolución lateral*: la resolución lateral, de forma análoga a la resolución vertical, corresponde al grado de apreciación de la menor distancia posible entre dos puntos, ubicados en un plano horizontal, que se puede lograr en las secciones sísmicas. (Sheriff. 2002).

3.6.27. *Zona de Fresnel*: es el área que es iluminada por el frente de onda, que se expande a medida que profundiza, de manera que la reflexión no es puntual. Cuando se habla de incidencia normal del tren de onda la zona de kernel se puede resumir por la siguiente ecuación (Sheriff, R. 2002).

3.6.28. *Aliasing espacial*: es el fenómeno que ocurre cuando el intervalo de grupo de receptores, se selecciona inadecuadamente, produciendo un mal muestreo de la señal. El aliasing espacial es especialmente crítico en áreas con buzamiento alto, puesto que las trazas que se suman en un bin se encuentran en desfase. Esto trae como efecto (en secciones no migradas) eventos con buzamiento falso y generaciones de ruidos no coherente (Sheriff. 2002).

3.2.29. *Aliasing temporal*: es aquel fenómeno que se produce cuando la señal sísmica está mal muestreada en tiempo, lo que impide la buena representación de la traza sísmica que a su vez trae como consecuencia la mala representación de los eventos existentes en subsuelo.

3.6.30. *Distribución de offset*: cada CMP bin usualmente contiene los puntos medios de muchos pares de fuente-receptor. Cada traza de contribución en un bin tiene un offset y un azimut desde la fuente al receptor. Una distribución de offset en un bin estará mayormente afectada por la cobertura. Incrementando la

cobertura mejorará dicha distribución. Una mala mezcla Offset puede causar aliasing, que esto a su vez causará ruido.

3.6.31. Distribución de azimut: una distribución de azimut en un stacking bin será más afectada por la cobertura, que la distribución de offset. Si la proporción del aspecto es menor a 0.5 puede esperarse una distribución de azimut pobre. Una mala mezcla de azimut usualmente indica problemas de estáticas y una capacidad para detectar la variación dependiente azimutal. Incrementando la proporción del aspecto entre 1.6 y 1 se resolverán problemas de este tipo. De una buena distribución de acimut resultará que la información desde todos los ángulos rodeando al stacking bin, esté incluida en el stack (figura 3.6.10).

3.6.32. Diagrama de rosa: El diagrama de rosa muestra un diagrama polar del *offset* contra acimut. Cada cuña en el diagrama representa el número de trazas en una gama dada de *offset* y del acimut. Cada círculo concéntrico representa una gama de *offsets*. Las gamas del acimut son marcadas por las líneas radiales, comenzando a partir de los 0 grados y incrementándose en sentido horario hasta 359 grados

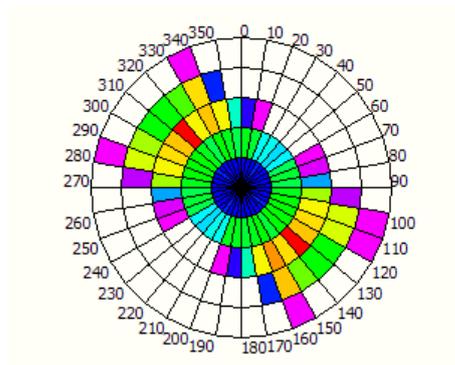


Figura 3.6.10 Diagrama de rosa

3.7. Tipos de geometría de adquisición sísmica 3D

El primer paso para diseñar una geometría de adquisición sísmica es puntualizar el objetivo de estudio, que seguramente se podrá lograr con varias geometrías alternativas. De todas las geometrías posibles se escoge aquella que permita tener:

- Cobertura del subsuelo uniforme y adecuada.
- Distribución uniforme de las distancias fuente-receptor de las trazas contribuyentes a cada bin.
- Distribución azimutal uniforme de las trazas contribuyentes a cada bin.

En cada bin caen un número de trazas igual a la multiplicidad correspondiente a ese bin. Lo que se persigue en la selección de la geometría de adquisición es que en los bin con cobertura total, ésta sea satisfactoria y que la distribución de distancias entre la fuente y el receptor sea lo más lineal posible a fin de crear las condiciones óptimas para los análisis de velocidad a ser efectuados en el procesamiento de los datos para derivar, posteriormente las funciones de velocidad a ser usadas en las correcciones dinámicas y la migración. Además, se busca que la distribución azimutal sea lo más real posible para asegurar el éxito de la migración 3D (Leal, 2000).

Entre las geometrías convencionales usadas en la adquisición de datos 3D terrestres podemos citar las siguientes:

- Swath
- Línea recta
- Pared de ladrillos
- Patrones de botón.
- Zig-Zag

Geometría swath: la técnica de adquisición 3D conocida como swath, consiste en el registro de señal en varias líneas paralelas con grupos de puntos de tiros orientados perpendicularmente a la línea de receptores, tal como se muestra en la figura 3.7.1. Una vez realizadas las detonaciones del primer grupo, se mueve el tendido de receptores al próximo grupo de tiro en un número de estaciones igual al existente entre grupos de tiros consecutivos.



Figura 3.7.1 Geometría swath. (Cordsen, et al, 2000).

La geometría swath presenta obvias ventajas sobre otras geometrías alternativas y también algunas limitaciones. Entre las ventajas se pueden citar: a) cobertura uniforme, b) distribución de distancias fuente-receptor en cada bin regular y c) distribución de azimut en cada bin generalmente más satisfactoria que en las otras geometrías, además de ser regular.

Entre las limitaciones de la geometría swath se incluye la necesidad de estar en el área a prospectar sobre un campo abierto, sin obstáculos que impidan detonar los puntos de tiro en caso de una fuente explosiva, o vibrar en ellos, en el caso de una fuente vibratoria, y además que no obstaculicen o impidan el tendido de cables y geófonos.

Línea recta: La geometría de straight o línea recta, mostrada en la figura 3.7.2 se considera como una de las variantes de la geometría swath. Esta configuración goza de mayor preferencia por sus ventajas en el producto final, y consta de una distribución de líneas fuentes y receptoras, ortogonales entre sí. Las ventajas de esta configuración sobre la de las líneas paralelas de fuente-receptor, radican en una mejor distribución de Offset cercanos, medios y lejanos, así como una distribución azimutal más homogénea y densa en todas las direcciones. Esta es una de las geometrías más usadas, no sólo por las ventajas mencionadas, sino también, por sus ventajas de tipo operativo para la ejecución de la adquisición.

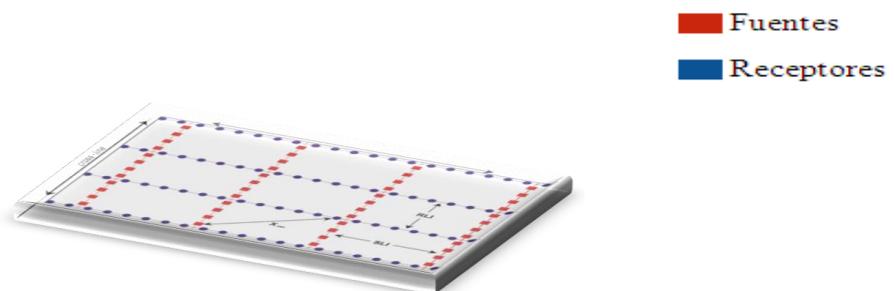


Figura 3.7.2. Geometría línea recta, (Cordsen, et al, 2000)

Geometría pared de ladrillos: El patrón del ladrillo fue desarrollado como una tentativa para mejorar la distribución de *offset* de los métodos ortogonales. En esta geometría las líneas de los puntos de disparos no son continuas, los receptores adyacentes se colocan escalonados, dando por resultado un patrón en forma de ladrillo. Con esta geometría se logra una mayor uniformidad en la cobertura y se reduce el X_{min} . El tener un valor bajo para el X_{min} significa que los acontecimientos que se encuentran a baja profundidad se reflejan mejor, sin embargo, requiere una mayor facilidad de acceso al terreno para su colocación, que no es siempre posible especialmente en áreas montañosas, (figura 3.7.3)

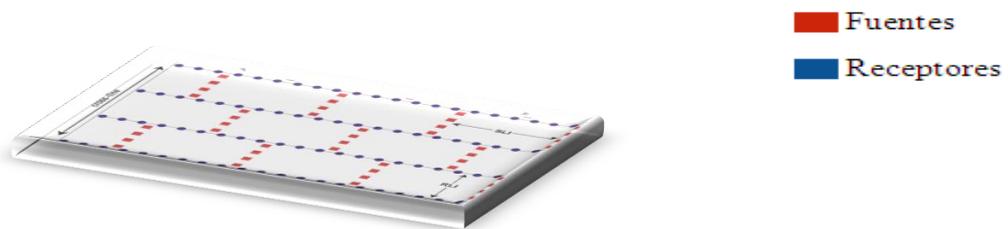


Figura 3.7.3 Geometría pared de ladrillos. (Cordsen, et al, 2000)

Geometría patrón de botón (Button Patch): Este método fue desarrollado y planteado por ARCO y se ha utilizado en muchos estudios ARCO 3-D. Cada botón contiene un patrón de receptores, típicamente 6 x 6, 6 x 8, o 8 x 8. La geometría del botón es determinada en gran parte por consideración del equipo y las restricciones del cable de conexión de los receptores. Varios botones se combinan en un patrón de tablero de damas para formar el *patch*. Múltiples puntos de fuentes se encienden en el *patch* de una manera exacta. El *patch* entonces se rueda a su localización siguiente, entonces un patrón similar de puntos fuentes se enciende en el nuevo *patch*. El repetir los puntos de la fuente para diversos botones proporcionar una mejora en la estática, mientras que los puntos escalonados de la fuente entre las localizaciones anteriores ofrecen una mejor distribución del punto medio. Con frecuencia, los botones del receptor y las localizaciones de los puntos de las fuentes se distribuyen de una forma irregular

debido a obstrucciones superficiales. Es necesaria gran capacidad de canales para reducir al mínimo los movimientos de los receptores. Los equipos de disparo, o los vibradores, deben viajar alrededor del *patch* para cada nueva disposición de receptores. Si están disponibles un número suficiente de receptores, entonces en el uso de esta geometría se puede eliminar los movimientos innecesarios de los equipos de disparo o de los vibradores (figura 3.7.4).

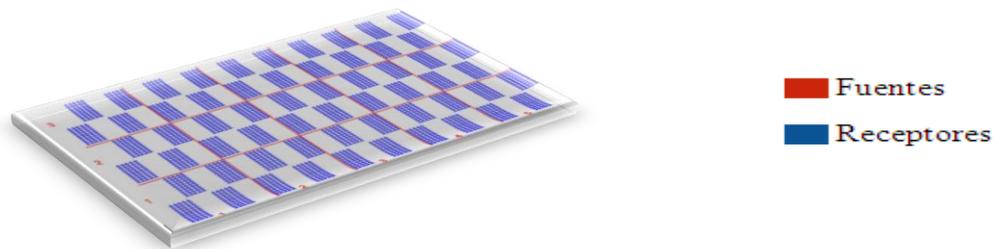


Figura 3.7.4 Geometría patrón de botón, (Cordsen, et al, 2000).

No ortogonal (Diagonal): El patrón de disparo diagonal es a menudo realizado con un ángulo de 45 grados entre las líneas receptoras y las líneas de disparo. Este tipo de diseño es usado para obtener los beneficios de las distribuciones de *offset* del ladrillo sin algunas de sus desventajas, tales como las líneas fuentes no continuas y los movimientos de 90 grados, asimismo es operacionalmente atractivo debido al patrón de fuentes y receptores (Musser, Bremner, Crews y Henderson, 1989). Las líneas fuentes pueden ser continuas permitiendo una fácil adquisición, pero la longitud total de las líneas de disparo y el intervalo de disparo entre las líneas de disparo, son mayores que para el patrón ladrillo y ortogonal. La ventaja que se logra con este tipo de patrón es la reducción del máximo *offset* cercano y el suavizado de la distribución de *offset* cercano. En muchos casos, el diseño diagonal permite al diseñador reducir la densidad de puntos de disparo, mantener la distribución de *offset* y compararla con la de los otros diseños considerados (Cordsen 1996).

Geometría zig-zag: La geometría zigzag es una variación de la geometría del ladrillo. Las fuentes individuales se escalonan entre las líneas de receptores, dando por resultado los patrones angulosos de disparo. Las posiciones de los puntos fuentes se deben situar en una rejilla para crear puntos medios centrales. Como en la geometría de línea recta, esta geometría requiere movimientos eficientes del equipo, por consiguiente requiere un área de grabación con áreas donde el equipo se puede mover fácilmente en cualquier dirección por esa razón esta geometría es popular en áreas desérticas, (figura 3.7.5).



Figura N° 3.7.5 Geometría Zig-Zag (Tomado Cordsen, A., et al, 2000).

3.4. Factores que influyen en el diseño de un proyecto sísmico 3D.

Parafraseando a Leal, 2000, los estudios 3D se diseñan para resolver una variedad de problemas relacionados con la geología del objetivo a prospectar. El primer factor a considerar es la geología en la cual se encuentra el objeto prospectivo, si es de tipo estructural, estratigráfico o posee ambas características (geológico-estructural), ya que el diseño de la geometría va a cambiar dependiendo de lo que se quiera observar a detalle.

En Venezuela la mayoría de las geometrías de adquisición sísmica fueron diseñadas para definir la componente estructural de la zona de estudio, ya que generalmente los campos petrolíferos venezolanos, tienen como objetivo principal las estructuras geológicas. En los últimos años, a raíz de la exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se han planteado nuevas geometrías de adquisición, con diseños distintos a los ya trazados en los demás campos, pues en dicha área (FPO), el objetivo geológico predominante es el de tipo estratigráfico.

Generalmente en el área a diseñar la sísmica 3D, se cuenta con algún estudio de tipo sísmico 2D, el cual es fundamental, ya que permite extraer algunos datos que generen una primera visual del subsuelo y en particular del objetivo a

prospectar. La información requerida de la sísmica 2D, para objetivos estratigráficos es la siguiente:

- Grado de resolución requerida.
- Efectos de difracción.
- Orientación de las anomalías

Cuando se dispone de un conocimiento profundo del área de estudio (sísmica 2D o 3D previas), y se quiere obtener un mejor detalle en dichos estudios, se debe recurrir a la simulación o modelado de la nueva adquisición con la geología planteada en el área. Es de suma importancia para el diseño de un proyecto sísmico 3D con fines estratigráficos poder analizar la resolución, las difracciones y el modelado, pues esto va a permitir obtener la mejor optimización de parámetros de adquisición.

La resolución: este concepto es fundamental en diseños sísmicos 3D, con objetivo estratigráfico, ya que esto va a permitir obtener en mayor o en menor grado la visualización y el detalle de la estratigrafía de la zona. Se recomienda obtener el mayor grado de resolución en subsuelo que se puede. Las anomalías estratigráficas pueden ser significativamente más pequeñas que una anomalía estructural. Un ejemplo de la importancia de la resolución, se puede dejar ver, cuando el geofísico pretende revelar una serie de canales enterrados o pequeños lentes de arenas asociados a algún tipo de hidrocarburos. Estos dos casos exigen tener la máxima resolución posible, para poder ver el detalle. Es por consiguiente de gran importancia diseñar una geometría sísmica 3D capaz de tener una densidad de muestreo bastante grande, que evite la pérdida de los datos que interesan adquirir.

En la mayoría de los objetivos estratigráficos, están presente valores muy pequeños de buzamiento que inducen a calcular una densidad de muestreo bajo, lo cual no es adecuado para resolver a detalle el objetivo prospectivo, por ende no puede ser el único criterio a tomar para calcular dicha densidad de muestreo.

Difracción: en algunos casos el objetivo estratigráfico, está inmerso en áreas de fuerte relieve y contraste acústico, y por ende dichas estructuras ocasionan fuertes difractares, por lo cual es importante considerar para la determinación del muestreo espacial.

Modelado: el modelado se utiliza para simular la exploración sísmica del mundo verdadero en un ambiente del laboratorio (Rana and Sekharan, 1990). El método de modelado ha sido utilizado por muchos geofísicos para investigar la propagación acústica con una variedad de modelos geológicos (Zimmerman, 1991). El modelado 3-D se ha utilizado para estudiar situaciones geológicas donde es de importancia los cambios estratigráficos perpendiculares al perfil sísmico (Pant and Walson, 1988). Existen estudios de modelado sísmicos como los de Hilterman (1970), que investigó la reflexión y la difracción de las ondas sísmicas en anticlinales y fallas y French (1974) que examinó perfiles sísmicos de modelos 2-D y 3-D

Trazados de rayos 3D: El trazado de rayos sísmicos es una técnica de modelado usada para la simulación de la propagación de ondas sísmicas en los modelos tridimensionales del subsuelo. Esta permite predecir o determinar los tiempos de llegada de las ondas a los receptores usando las trayectorias de los rayos. El trazado de rayos requiere un modelo de velocidades y supone que los rayos se comporten según la ley de Snell. El trazado de rayos proporciona los tiempos de viaje que se requieren para la aplicación de la migración de Kirchhoff.

Para realizar esta técnica es esencial utilizar los métodos numéricos convenientes, para la solución de ecuaciones diferenciales ordinarias. Entre las condiciones que influyen su eficacia están:

- La complejidad del medio.
- El tipo de ecuaciones diferenciales a resolver.

El sistema de ecuaciones diferenciales considerado son las ecuaciones cinemáticas del rayo, donde los tres componentes de los vectores de posición y de la lentitud constituyen las variables dependientes. El tiempo del recorrido es seleccionado como la variable independiente. Con este procedimiento se puede elegir el diseño que

proporcione la proyección de imagen de los datos sísmicos que se puede entender mejor por análisis previo de un modelo, para asegurar que se registren *offset* adecuados y la orientación óptima del estudio.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

A la hora de realizar un diseño de adquisición sísmica 3D, se deben tener en cuenta los parámetros de adquisición y procesamiento de los levantamientos sísmicos previos, bien sea en el área o en zonas aledañas (siempre y cuando la complejidad estructural lo permita), con la finalidad de tener un mejor análisis cualitativo y cuantitativo del área a intervenir con el diseño sísmico 3D.

La metodología empleada en esta investigación sigue el presente esquema (figura 4.1.1), el cual planteada a grandes rasgos la delimitación del área de estudio, seguida de la revisión bibliográfica, para luego proseguir a un estudio y análisis detallado de los datos sísmicos 2D antes adquiridos. Estos datos fueron necesarios para luego diseñar los distintos parámetros de adquisición sísmica 3D y así poder realizar la simulación de estos mismos por trazado de rayos junto al modelo geológico, finalmente, realizar los análisis técnicos, económicos y ambientales para realizar la propuesta de la mejor geometría de adquisición. A continuación se presenta de manera más detallada la metodología antes descrita

4.1 Revisión bibliográfica

En esta etapa se recopiló toda la información disponible en el área (información sísmica, registro de pozos, modelo geológico, etc.), con la finalidad de obtener una base de datos. Así mismo, se realizó un control de calidad riguroso sobre esta base de datos ya que, algunos de los parámetros recopilados fueron punto de apoyo para la presente investigación.

Se realizó un estudio de la información sísmica disponible en el área, considerando un total de tres campañas de adquisición sísmica (tabla 4.1.1 y tabla 4.1.2) que atraviesan al bloque de estudio. De estas tres campañas se recopiló información sobre: el año de adquisición, parámetros de grabación, secuencia de procesamiento y calidad de los datos obtenidos. Adicionalmente se lograron reunir los parámetros de adquisición de la última campaña sísmica bidimensional.

Del mismo modo se elaboró un inventario del número total de pozos estratigráficos en el área y sus proximidades (bloques aledaños), dando un resultado de 16 pozos, de los cuales 14 pozos son del bloque en estudio y 2 están a 1Km al sur-este del mismo, aproximadamente de dicho bloque (figura 4.1.2). Todos cuentan con interpretación geológica por secuencia del objetivo geológico principal y sus respectivos registros asociados. Los datos se clasificaron según el año de perforación, los registros petrofísicos y si poseían tiro de verificación sísmica (checkshot). (tabla 4.1.3)

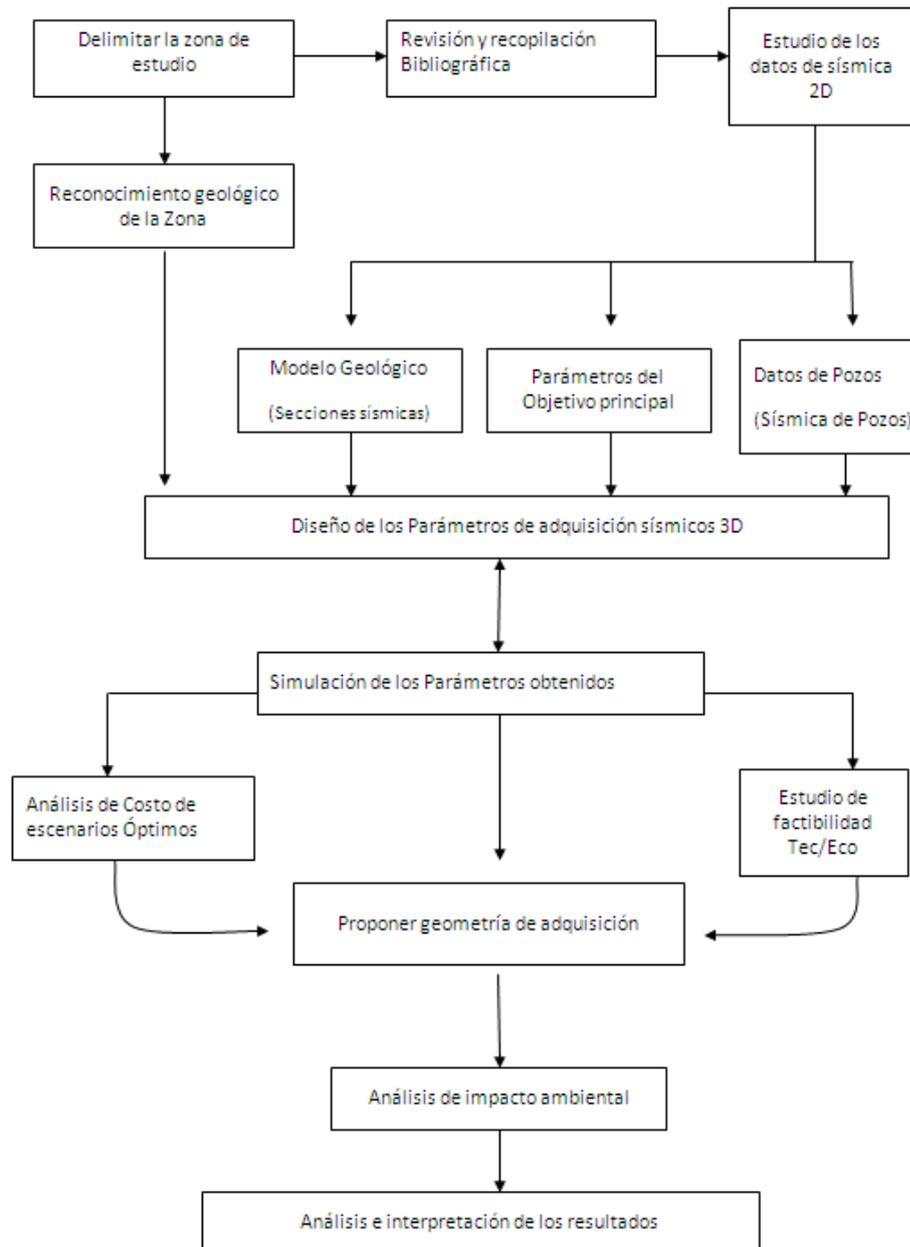


Figura 4.1.1 Esquema de la metodología a seguir en la presente investigación

Tabla 4.1.1 Parámetros de grabación y adquisición de los levantamientos sísmicos previos

Nombre del levantamiento	Faja Petrolífera			Zuata	Junín 06E 2D
	Zuata--- Barrancas	Zuata- Iguana	Zuata- Gorrín		
Año del levantamiento	1971-1975			1981-1982	2007
Parámetros de Grabación					
Intervalo de Muestreo	4 ms			4 ms	1 ms
Tiempo del registro (s)	5			5-6	8
Fuente de energía	Dinoseis			Vibroseis	Explosivos- Vibroseis
Numero de Canales	48			48	120
Cobertura	12			12	60
Intervalo punto de Tiro	100-50			100-50	50
Parámetros de Adquisición					
Profundidad de los Pozos	<i>No se dispone información</i>				12-15m
Cantidad de Carga					1Kg
Tipo de Geófonos					10 Hz
Número de Geófonos/Traza					12 (6x2)
Intervalo entre receptores					50m

Tabla 4.1.2. Secuencia del procesamiento de los levantamientos sísmicos previos

	Faja Petrolífera	Zuata	Junín 06E 2D
Pre-Procesos	Entrada analógica	Datum: 170 m	Geometría
	Estática de elevación	Demultiplex	Pre procesamiento
	Análisis de velocidad	Correlación Vibroseis	Estáticas elevación
	Estáticas automática neta	Filtro de fase	Edición de trazas y "spikes"
	Apilamiento CRP	Edit	Compensación de ganancia por divergencia esférica e inelástica
	Igualación de trazas	Ganancia	Eliminación de "Ground Roll" y/o ruido aleatorio
	Filtro de frecuencia digital	Estáticas de datum	Ordenamiento de los datos por CDP
Pre-Procesos	Deconvolución	Filtro de coherencia	Deconvolución y ganancia consistente con superficie
		Deconvolución antes de apilar	Análisis de velocidades 2D - paso 1
		Sort	NMO - Apilamiento Preliminar
		Análisis de velocidad inicial	*Cálculo y aplicación de estáticas residuales consistentes con superficie 2D
		Corrección NMO	Deconvolución Post-Apilamiento
		Enmudecimiento	FX – Decon/ Filtro Tau-P/ equivalente
		Estáticas residuales	Filtro pasa banda
		Análisis de velocidad final	Ganancia
		Control automático de ganancia	Interpolación o decimación de los datos
		Apilamiento	Construcción del campo de velocidades

Tabla 4.1.2 (continuación) Secuencia del procesamiento de los levantamientos sísmicos previos

Post-Procesos		Deconvolución después de apilar	Migración final
		Filtro variable en tiempo	FX – Decon/ Filtro Tau-P/ equivalente
			Filtro pasa banda
			Ganancia
			*Migración pre-apilamiento en tiempo (Kirchhoff)
			Aplicación de atenuadores de ruido
			Construcción del campo de velocidades
			Corrección por factor de anisotropía
			Aplicación de atenuadores de ruido. Migración Final (algoritmo Kirchhoff).

Tabla 4.1.3 Clasificación de los pozos según los registros petrofísicos.

Nombre	Año	Registros Petrofísicos	TVSS	Checkshot	
P-137	1981	Cal, Dt, Gr, NPIH,RHOB,SP	SI	✓	
P-135	1981	Cal, Dt, Gr, NPIH,RHOB,SP	SI		
P-157	1982	Cal, Dt, Gr, NPIH,RHOB,SP	SI		
P-269	2007	Cal,Dt,Gr,Rd,SP,Zden	SI	✓	
P-271	2007	Cal,Dt,Gr,Rd,SP,Zden	SI	✓	
P-126	1981	Cal,Zden,Dt,Gr,NPHI,RD,RHOB	SI		
P-123	1981	Cal,Dt,Gr,RD,RHOB,SP	SI		
P-138	1981	Cal,Dt,Gr,RD,RHOB,SP	SI		
P-976	1975	Sp,RD	SI		
P-978	1975	Sin registro	SI		
P-977	1975	Sin registro	SI		
P-981	1973	SP,RD	SI		
P-982	1973	SP,RD	SI		
P-983	1973	Sp,NPH,Gr,Dt,Cal	SI		
P-276	2007	Dt _{p-s} ,Gr,RD,Nphi,SP,RHOB	SI	✓	
P-275	2007	Dt _{p-s} ,Gr,RD,CAL,SP,RHOB	SI		

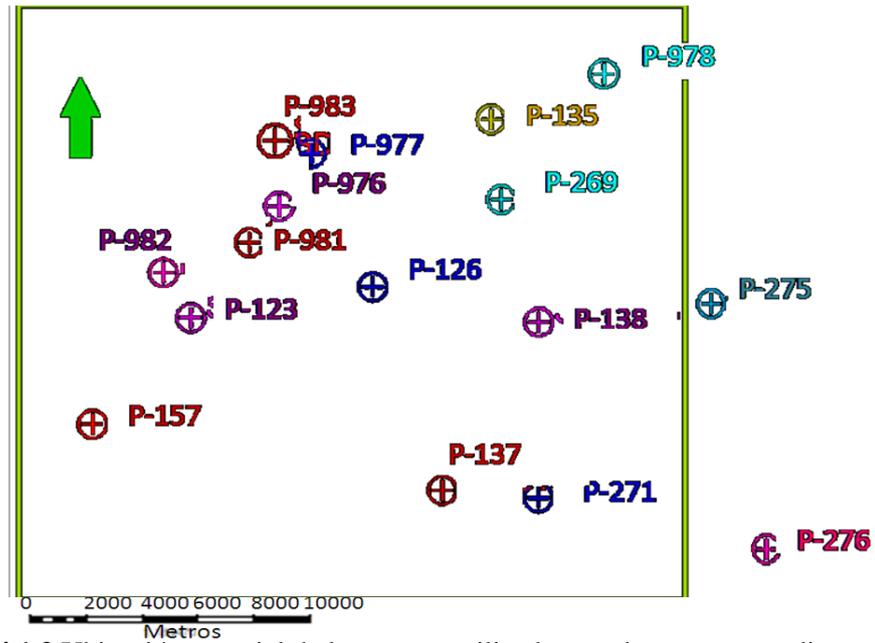


Figura 4.1.2 Ubicación espacial de los pozos utilizados en el presente estudio

El modelo geológico que se tiene del área, posee las superficies de los topes de cada formación que conforman el objetivo geológico principal, tanto en tiempo como en profundidad, en ellos se pudo observar rasgos estructurales del área interpretada (figura 4.1.3).

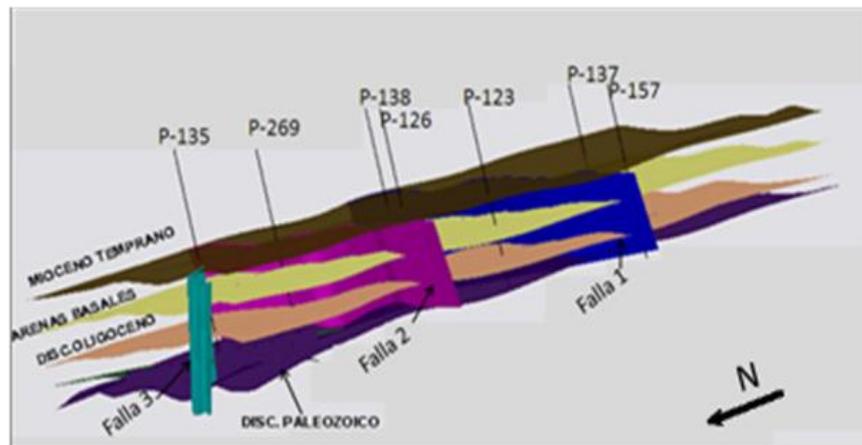


Figura 4.1.3 Visualización 3D en tiempo con un corte transversal norte – sur. De tope a base se muestran los horizontes interpretados Mioceno Temprano, Arenas Basales, Discordancia del Oligoceno y Discordancia del Paleozoico.

La información obtenida permitió establecer las siguientes secuencias metodológicas, con la finalidad de conseguir los primeros parámetros físicos del diseño buscado de adquisición sísmica 3D. La secuencia de trabajo que se estableció fue la siguiente:

4.2. Estudios de los datos sísmicos 2D

En esta sección presentada a continuación se analizará detalladamente los datos sísmicos y de pozos obtenidos en la interpretación petrofísica y sísmica de las capas Junín 2D 06 E, con la finalidad de obtener los valores básicos para calcular los parámetros de adquisición sísmica.

4.2.1. Cálculo de funciones de velocidades

Se procedió a identificar los pozos perforados dentro del polígono de estudio, para una posterior evaluación de los registros petrofísicos de cada uno (registros sísmicos, Gamma ray, densidad, checkshot, potencial espontáneo, etc.). Así también, se identificaron cuáles eran los pozos que espacialmente se encontraban mejor distribuidos, con la finalidad de obtener resultados representativos del área a estudiar. Los pozos elegidos fueron P-126, P-135, P-137, P-157, P-269 y P-271 (figura 4.2.1). De los pozos antes mencionados se tomaron los registros sísmicos con la finalidad de obtener de ellos las funciones de velocidades a lo largo de todo el objetivo prospectivo. Ésto se hizo de la siguiente forma:

Primero se remuestreó en profundidad todos los registros sísmicos de los pozos estudiados, de modo que quedaran muestreados a intervalos de un pie, luego se elaboró una tabla que reflejara el valor de las lentitudes de las formaciones por cada pie de profundidad, se calcularon las medianas de cada registro de modo que el mismo diera una tendencia más suavizada a lo largo de eje Z (se filtraron las altas frecuencias). Este cálculo se efectuó para distintas medianas (50, 100, 200 y 300) y se realizó para cada uno de los pozos elegidos. Luego de este procedimiento, se estableció que la mediana más adecuada para el posterior cálculo de velocidades fue la de 100, ya que ésta daba la tendencia más realista de la curva de velocidad. Posteriormente se determinó el inverso de cada uno de los valores de lentitud (referidos a la mediana 100), y de este modo, se obtuvo el nuevo registro de velocidad por cada pozo. Seguidamente a esto, se tomaron (de los

registros de pozos ya interpretados) las profundidades MD a las cuales se encontraban las formaciones prospectivas (objetivo geológico principal). Estas profundidades se ubicaron en los nuevos registros de velocidades (figura 4.2.1), y se calcularon las tendencias lineales por mínimos cuadrados por cada formación objetivo y a su vez por cada pozo. Vale destacar, que se realizó igualmente el ajuste lineal para las formaciones suprayacentes al objetivo geológico principal en los mismos pozos. Finalmente se logró una sola ecuación para cada formación en cada pozo (objetivo principal y formación suprayacente). Ya con las ecuaciones de velocidad en cada formación en por pozo, se agrupando cada una de las tendencias lineales por formación, en una sola grafica (Figura N° 4.2.2) a la cual se le realizó un nuevo ajuste por mínimos cuadrados, teniendo así tres ecuaciones de velocidad para el objetivo prospectivo y una para las formaciones supradayacente (esta última usada para el objetivo somero en el posterior calculo de velocidad en el modelo geológico)

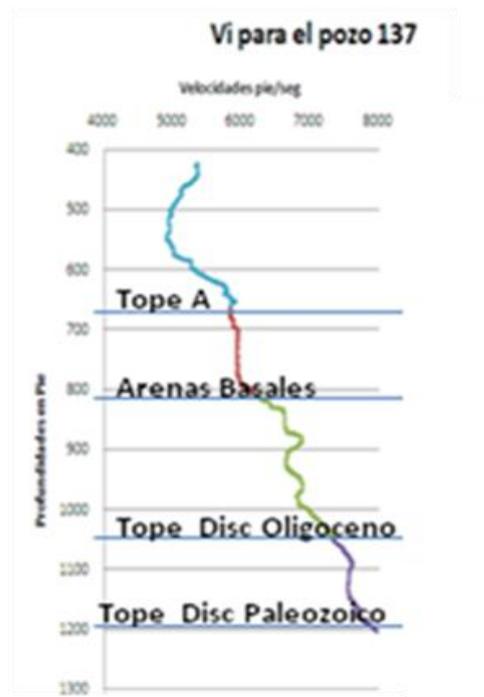


Figura 4.2.1 Representación de las formaciones geológicas de interés en los registro de velocidades.

Formación Arenas Basales

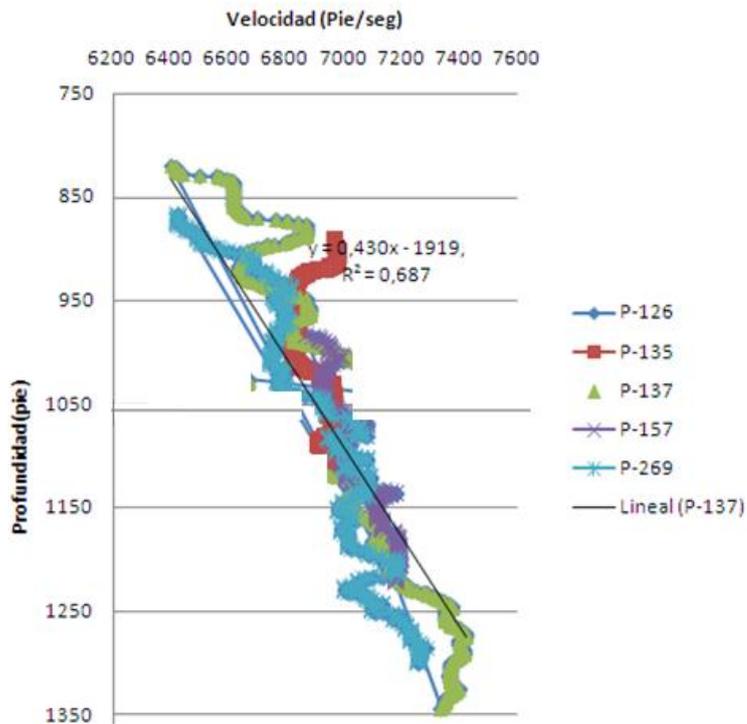


Figura 4.2.2 Unión de cada una de las tendencias lineales por formación para el nuevo ajuste lineal.

Una vez calculada cada una de las ecuaciones de velocidad en función de la profundidad por formación, se procedió a comparar las velocidades dadas por el registro checkshot de los pozos P-271 y P-269, con las velocidades calculadas anteriormente, esto permitió comparar que tanta dispersión presentan los datos de velocidad del registro checkshot respecto a las calculadas.

4.2.2. Cálculo de la frecuencia máxima y dominante

Para el diseño de los parámetros de adquisición sísmica 3D, es importante tener en cuenta la frecuencia máxima y dominante de la señal a introducir al medio (subsuelo), así como también, validar mediante la interpretación petrofísica, los espesores de cada uno de los horizontes geológicos a prospectar, ya que dichos espesores van a tender a ser resueltos o visualizados a partir de un rango de frecuencias determinadas; es decir, frecuencias más altas de la señal sísmica resolverán estratos geológicos de menor espesor, en cambio, a frecuencias más bajas, la señal podrá visualizar paquetes geológicos de mayor espesor. Por ello, muchos de los parámetros de adquisición sísmica (tamaño del *bin*, resolución

vertical, etc) toman en cuenta dicha variable a la hora de calcular cualquier geometría en superficie, pues el diseño a proponer tiene que ser capaz de visualizar el objetivo prospectivo en profundidad. Para obtener la frecuencia máxima y dominante, a la cual se resuelven los horizontes geológicos de interés, se realizaron tres procedimientos distintos, siendo éstos:

Cálculo de frecuencia mediante análisis espectral

Se procedió a elegir una línea sísmica tipo pre-apilada del levantamiento anterior (línea 27 de Junín 06-E 2D), ésta se eligió en dirección norte-sur (donde se encuentran las anomalías estructurales), considerando que debía interceptar a los pozos P-269 y P-271, los cuales son los pozos con estudios más recientes. A dicha línea se le calculó el espectro de frecuencia en una ventana que va desde los 625 a 980 mts., ya que en dicho intervalo de tiempo doble, se encuentra el objetivo prospectivo (figura 4.2.3). Vale destacar que este cálculo se realizó mediante el uso del software Vista 8 de la compañía GEODCO

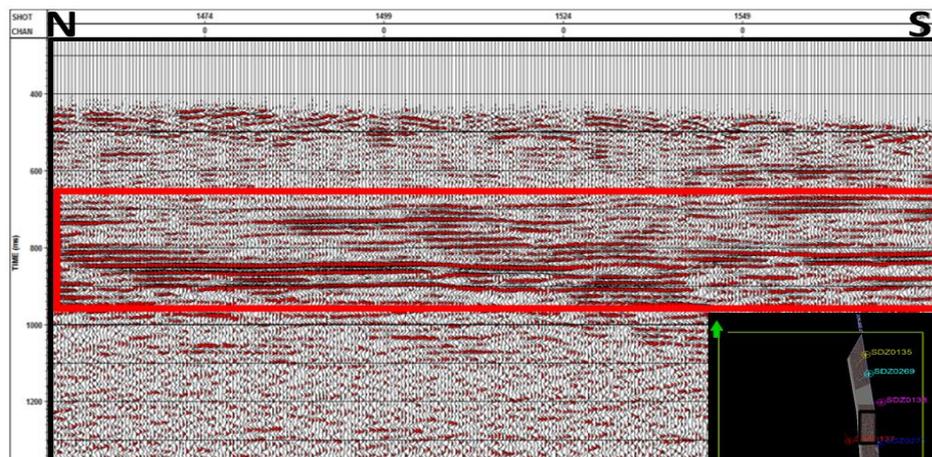


Figura 4.2.3 Ventana en tiempo de la línea apilada Junín 27-06E-2D donde se realizó el análisis de velocidades

Ya con el análisis espectral graficado se procedió a determinar el valor de la frecuencia dominante y el de la frecuencia máxima. Tomando en cuenta que la frecuencia máxima es aproximadamente el doble de la frecuencia dominante. (figura 4.2.4)

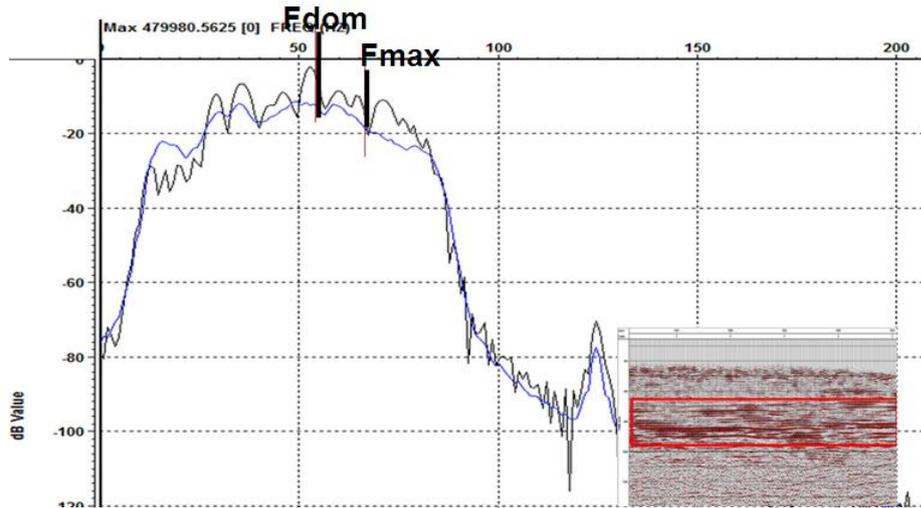


Figura 4.2.4 Espectro de frecuencia sobre el objetivo geológico prospectivo

Cálculo de la frecuencia mediante sismogramas sintéticos

Se procedió a elegir los pozos que contaran tanto con registro sísmico, registro de densidad y con interpretación petrofísica detallada. Estos pozos fueron P-269 y P-271.

Luego se corrigieron los registros sísmicos para llevarlos a velocidad, en ambos pozos tipo. Seguidamente se obtuvo por cada pozo un registro de impedancia acústica, que permitió el posterior cálculo del coeficiente de reflexión en toda la sección petrofísica interpretada.

Una vez calculado el coeficiente de reflexión en profundidad se procedió a elegir una ondícula tipo Ritker, de fase cero y de frecuencia variada, ya que para cada frecuencia establecida se creó un sismograma sintético (figura 4.2.5). Una vez calculados los sismogramas sintéticos a distintas frecuencias, se determinó que rango de frecuencia máxima será la más idónea para resolver mejor los paquetes litológicos representados en la interpretación petrofísica de dichos pozos de estudio (P-269 y P-271), siendo estos valores, las frecuencias máximas teóricas a las cuales se puede visualizar el objetivo geológico propuesto.

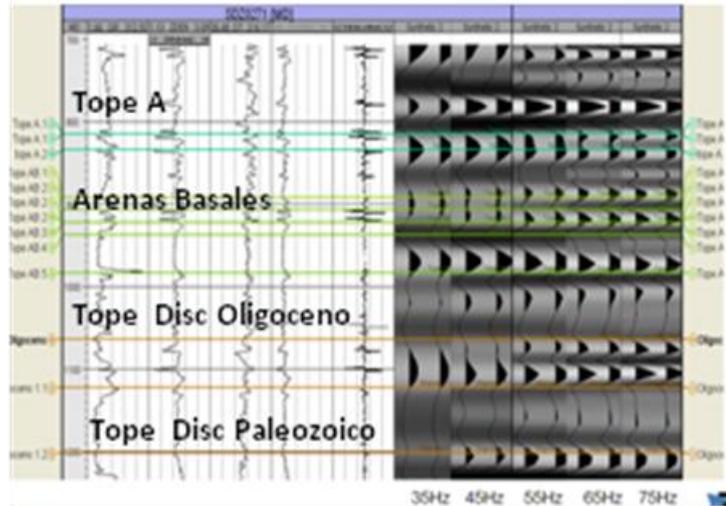


Figura 4.2.5. Cálculo de sismogramas sintéticos a distintas frecuencias.

Los cálculos de sismogramas sintéticos fueron realizados con la ayuda del software Petrel 2008 de la empresa Schlumberger.

Cálculo de frecuencia mediante sismogramas sintéticos y factor de absorción (Q)

Este proceso fue de gran importancia, ya que el rango de frecuencias máximas calculadas a raíz de los sismogramas sintéticos, no toma en cuenta varios parámetros intrínsecos del medio que hacen que la frecuencia no se mantenga a lo largo del subsuelo. Uno de estos parámetros que hacen que la frecuencia se atenue en profundidad es el factor Q o de absorción. Para simular los sismogramas sintéticos de forma más realista se propuso calcular el factor Q para esta área de estudio, de modo que se pueda estimar la absorción que presenta el medio a altas frecuencias. Este factor Q se calculó mediante la metodología de “curva de deriva”, la cual consistió en corregir el registro sísmico con el registro del Checkshot. Esto se logró siguiendo los siguientes procedimientos:

Se visualizan los registros de checkshot y sísmicos de los Pozos P-271 y P-269, mediante el software Petrel 2008 de la compañía Schlumberger. El registro sísmico se corrige respecto al registro checkshot para cada uno de los pozos, originando esto una curva de deriva o de “drift”.

Una vez elaboradas las curvas de deriva por cada pozo, se procedió a determinar las profundidades de las formaciones geológicas, que van a ser de

utilidad para el cálculo de dicho factor Q; es decir, los horizontes geológicos prospectivos.

Posterior a esto se tomaron dos puntos por cada horizonte interpretado y se calculó la siguiente fórmula (ecuación 4.1).

$$Q = \frac{t_{transito} \times \ln \left| \frac{w_2}{w_1} \right|}{\pi \times t_{deriva}} \quad \text{Ecuación. (4.1)}$$

Donde $t_{transito}$, no es más que la diferencia entre los espesores del tope y base donde se quiera calcular dicho factor (en este caso estos dos punto variaron por cada formación que conforma el objetivo geológico principal), este espesor fue dividido entre la velocidad promedio del registro sísmico corregido (pasado a velocidad) entre dichos puntos (tope y base). w_2 se refiere a la frecuencia máxima que puede registrar la herramienta del sísmico, para este caso se utilizó la frecuencia de 12000 Hz, que es el valor estándar usado en la herramienta de dicho registro. w_1 es la frecuencia máxima recuperada del objetivo geológico principal. t_{deriva} es la diferencia en milisegundo (mseg) que existe entre el tiempo que representa la curva de deriva entre el tope y la base de dicho espesor seleccionado para el cálculo, (figura 4.2.6).

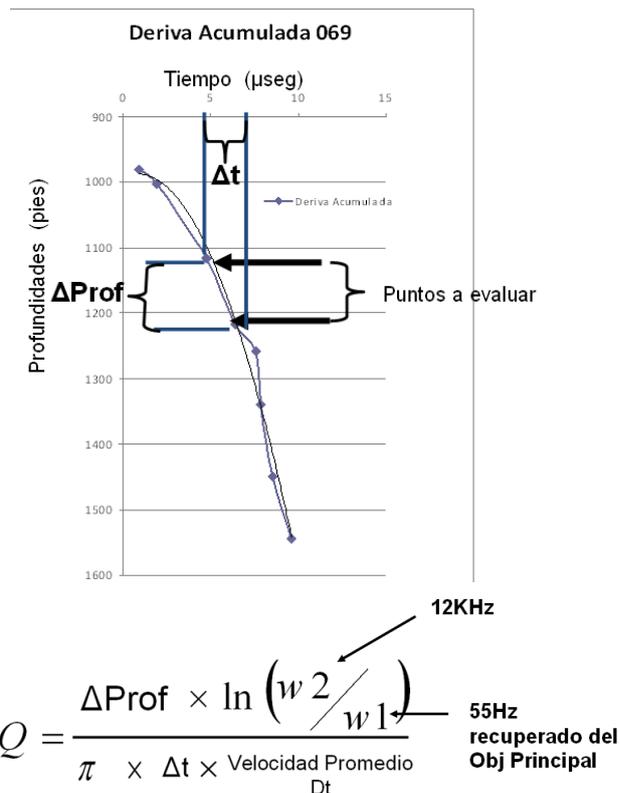


Figura4.2.6 Ecuación y curva de deriva del pozo P-269

Posterior al cálculo del factor Q por cada formación geológica de interés, se determinaron mediante la curva Tz de cada pozo, los tiempos doble(TWT) en el cual se encontraban cada formaciones, seguidamente se exportaron los sismogramas sintéticos elaborados en el procedimiento anterior con formato SEG-Y, con la finalidad de cargar, en el programa utilizado, este archivo junto a los “TWT” y factor Q calculado, de modo que el software simule la absorción de las altas frecuencias del sismograma sintético. Por último, se obtuvo el espectro de frecuencia de la señal en la zona principal de estudio, y del se determinó la frecuencia máxima y dominante esperada.

4.2.3 Cálculo de buzamiento

Al definir una estructura en subsuelo hay que tomar en cuenta varios factores, entre ellos se encuentra el buzamiento o inclinación del geocuerpo en subsuelo, ya que este valor va a indicar la disposición de dicho cuerpo geológico y a su vez va a permitir al geocientifico saber en qué dirección se pueden encontrar las

heterogeneidades a ser prospectadas o visualizadas. Lo antes planteado lleva a pensar que es de suma importancia en este proyecto de diseño de adquisición sísmica 3D, definir los valores y direcciones de buzamiento del objetivo de interés económico, para ello se ejecutaron los siguientes pasos:

Los estudios previos sobre geología estructural del área permiten una primera aproximación de la inclinación de los cuerpos y formaciones geológicas, menor a los 5° en dirección norte.

Con esta información, se procede a examinar tres líneas sísmicas en dirección norte-sur y la misma cantidad en dirección este-oeste, de modo que la interpretación de los horizontes prospectivos permita determinar el valor de buzamiento aproximado de la estructura.

Las líneas sísmicas se trabajaron en una misma escala horizontal y vertical, de modo que la imagen no tuviera ninguna distorsión en ninguno de sus ejes, que pudiese provocar una mala interpretación del ángulo de buzamiento.

Posterior a este ajuste de escala, se interpreta el ángulo de inclinación que poseían los horizontes prospectados a lo largo de las tres líneas interpretadas tanto en dirección norte-sur, como en este-oeste. (figura 4.2.7).

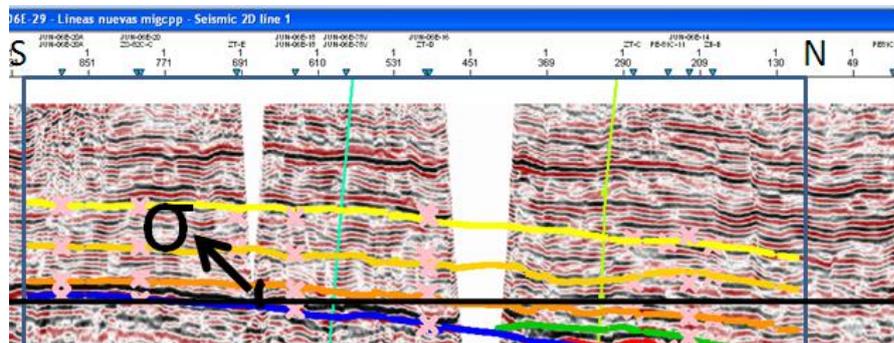


Figura 4.2.7 Cálculo de buzamiento máximo

Cuando se habla en términos del diseño de adquisición sísmica, se suelen distinguir, no sólo el objetivo prospectivo (principal) sino también los objetivos someros y profundos, los cuales se encuentran por encima y por debajo respectivamente de dicho objetivo principal. Los dos objetivos anteriores por ser menos interesantes desde el punto de vista económico no dejan de ser atractivos desde el sentido del diseño adquisición sísmica. Por ser estos tres objetivos

geológicos de notable importancia en el diseño sísmico 3D, es por lo cual a la hora de plantearse una geometría en superficie se tiene que asegurar la iluminación de dichos horizontes geológicos, y esto se logra estableciendo una buena relación entre offset cercano y offset lejano, siguiendo la premisa de que el offset mínimo tiene que ser menor o igual a la profundidad del objetivo somero, y el offset máximo debe ser mayor o igual al objetivo profundo, de modo tal que se asegure en el diseño de adquisición la iluminación de los tres objetivos geológicos. El cálculo de offset se realizó, para este estudio, de las siguientes maneras:

4.2.4 Cálculo de offset mínimo y máximo.

Cálculo de offset por la función *mute*

En la interpretación petrofísica suministrada para este estudio, no se incluyó la definición del objetivo u horizonte somero, por lo cual se tuvo que reinterpretar dicho estrato con la ayuda de los registros petrofísicos de cada pozo. Posteriormente se recopiló la función *mute*, la cual fue utilizada en la fase del procesamiento de los datos de Junín 06 E 2D y se graficó el offset vs TWT.

Consecutivamente, utilizando la curva TZ de cada uno de los pozos interpretados, se calculó el tiempo doble para el cual se visualizaba la interpretación de cada horizonte u objetivo: profundo, principal y somero; con la finalidad de obtener el valor de X o de offset que correspondía a dicho tiempo doble, (figura 4.3.8).

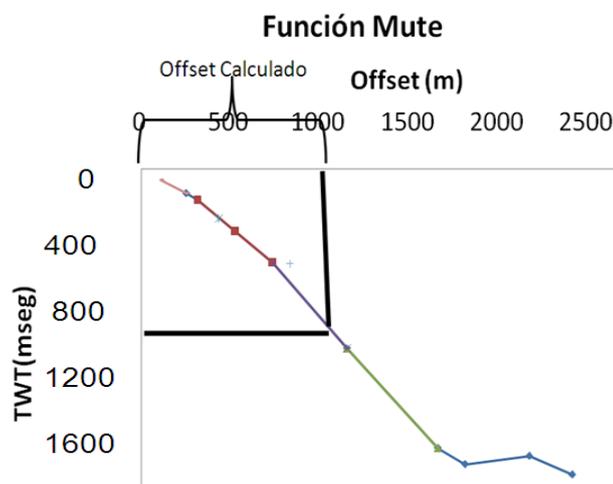


Figura 4.3.8 Esquema del cálculo de los offset mínimo-máximo y mínimo

Posteriormente, se elaboró una tabla que refleja cada uno de los pozos con el valor del offset por cada objetivo geológico planteado, esto permitió visualizar cual de todos los pozos reflejaba el offset máximo más largo y cual reflejaba el offset mínimo más corto

Cálculo de offset mediante simulación de funciones *mute*.

Para realizar este cálculo, se eligió la línea 27 de Junín 06 E-2D pre-apilada, de la campaña de adquisición del 2007, ya que la misma interceptaba los pozos P-269 y P-271 (los cuales poseían los mejores registros petrofísicos) y estaba orientada en la dirección norte-sur (en la dirección de las variaciones estructurales). De esta línea se seleccionaron todos los *shotgather*, con la finalidad de realizarle el procesamiento hasta llegar a determinar el análisis de velocidades en cada CMP *gather* y lograr obtener la corrección NMO y así relacionar cada evento geológico a un *offset* determinado por las respectivas funciones *mute* elegidas. Para obtener estas funciones de distancia (offset) vs tiempo (twt), se siguieron los siguientes pasos:

En primer lugar se identificó en cual versión del archivo SEG-D fueron grabados los datos sísmicos, una vez identificados se leyeron y se realizó un control de calidad para verificar que la información estuviese correctamente registrada en cada byte y así correspondiera a lo establecido por el estándar sísmico SEG-D; es decir, que cada espacio de grabación correspondiera con lo que en verdad fue grabado en campo, en dicho formato SEG-D, (figura 4.3.9).

VISTA 2D/3D Version: 8.000(32-Bit) Project: C:\Documents and Settings\Balaguera T\Datos de programa\Vista800\juni6_Offset			
File Edit Project Dictionary Interactive Statics Velocity VSP Job Flow Utilities License Font Window Help			
Vista-Header Min/Max Values: datoedi			
ITEM #	NAME	MIN. VALUE	MAX. VALUE
0	TRACE_SEQ_NO	1	69845
1	TRACE_SEQ_REEL	0	0
2	FIELD_RECORD_NO	5	657
3	CHANNEL_NO	1	120
4	SHOT_POINT_NO	1000.5	1774.5
5	CMP_NO	1	1577
6	CMP_SEQ_NO	0	0
7	TRACE_ID_CODE	1	1
8	FOLD	0	0
9	TRACE_HSTACK	0	0
10	TEST_CODE	0	0
11	DEAD_TRACE	0	0
12	REVERSE_POLARITY	0	0
13	OFFSET_SH_REC	-2982.98	3475.03
14	ABSOFFSET_SH_REC	15.0207	3475.03
15	ELEV_REC	0	128.3
16	ELEV_SHOT	56.6	128.9
17	ELEV_CMP	0	128.9
18	ELEV_FLOATDATUM_REC	0	0
19	ELEV_FLOATDATUM_SHOT	0	0
20	FIXED_DATUM	0	0
21	FLOATING_DATUM	0	0
22	DEPTH_SHOT	0	0
23	DEPTH_RECV	0	0
24	WATER_DEPTH_SHOT	0	0
25	WATER_DEPTH_REC	0	0
26	ELEV_DEPTH_SCALER	0	0
27	COORD_SCALER	0	0

Figura 4.3.9 Formado SEG-D, de los registros a procesar

Posterior a la corrección de dicho formato SEG-D, se pasó a demultiplexar los datos de modo que cada muestra corresponda a una misma traza, y a su vez estén ordenadas dichas trazas como fueron grabadas. Con la finalidad de que el software pueda pasar de este formato al formato interno del programa desplegando de forma ordenada todos los registros o *shotgather*, (figura 4.3.10).

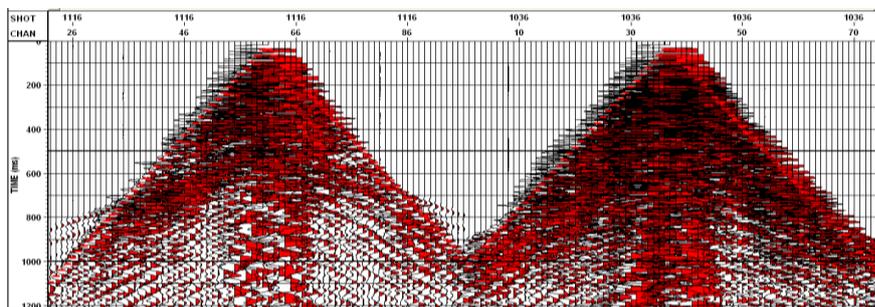


Figura 4.3.10 Despliegue de los *shotgather* de la línea Junín 27 06E-2D

Una vez leídos los registros por el programa de computación, se procedió a realizar un control de calidad de la geometría de cada receptor y de cada fuente, con ayuda del reporte del observador. Esto quiere decir, que se verificó la orientación de la línea y se comprobó que cada receptor y cada fuente estuvieran alineados a lo largo de ella.

Una vez realizado el control de calidad de las geometrías se procedió a ordenar los disparos por CMP. Se examinó el encabezado del archivo SEG-D y el correcto valor de los siguientes parámetros: el número de canales por cada registro, en qué estación se disparó, cada cuántas estaciones se realiza un disparo, cuáles son las estaciones receptoras por cada disparo y el primero y el último canal activo para cada registro. Esto permite ordenar los disparos por CMP, (figura 4.3.11). Posteriormente se procedió a la edición de trazas, la cual fue realizada con ayuda del reporte del observador, esto se efectuó eliminando todos los canales auxiliares, todos los registros de prueba de equipos y todos aquellos canales que en dicho reporte se mencionaban como dañados.

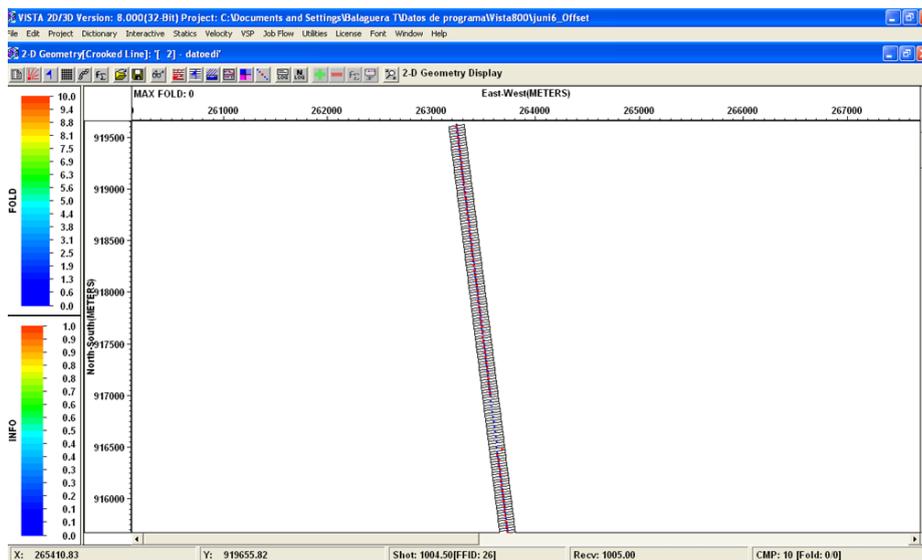


Figura 4.3.11 Ordenamiento de disparos por CMP

Con los registros ya editados, se prosiguió con el cálculo de las correcciones estáticas, en este caso se decidió aplicar estáticas por refracción, ya que la capa meteorizada varía lo suficiente en velocidad como en espesor en toda la zona de estudio. Este cálculo consistió en señalar las primeras llegadas de la onda refractada a lo largo de todos los registros (figura 4.3.12). Una vez señaladas las primeras llegadas en todos los registros de la línea 27 Junín 06 E 2-D, se procedió a tomar cinco puntos de control para construir el modelo geológico de la capa de baja velocidad.

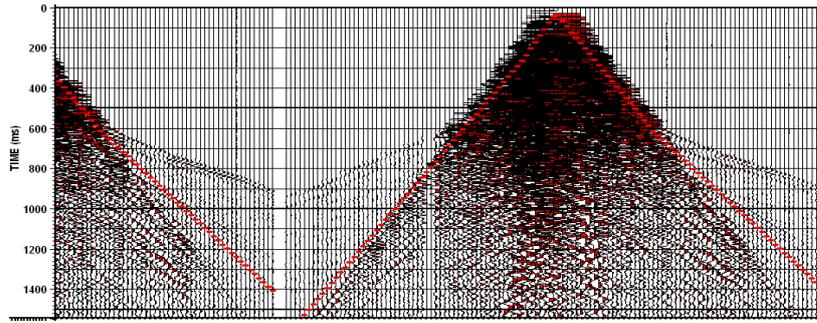


Figura 4.3.12 Identificación de las primeras llegadas (línea roja)

Para construir dicho modelo geológico se tienen que identificar las pendientes de las curvas dromocrónicas y éstas a su vez (con ayuda del software) van a señalar la velocidad de la capa y el espesor de las mismas por cada punto de control. Una vez que coincida con el modelo geológico dado al área, el programa calculará los valores de estáticas tanto para las fuentes como para los receptores. Estos valores son dados en unidades de tiempo (milisegundos), los cuales serán empleados para cada dominio posteriormente, corrigiendo por estática de refracción cada traza sísmica y ubicándola en el tiempo en la posición teórica equivalente de un modelo geológico ideal, donde no exista capa meteorizada y la superficie del terreno sea plana. Seguidamente se seleccionaron, a lo largo de la línea sísmica estudiada, cinco *CMP gather*, a los cuales se les hará la posterior corrección NMO (figura 4.3.13).

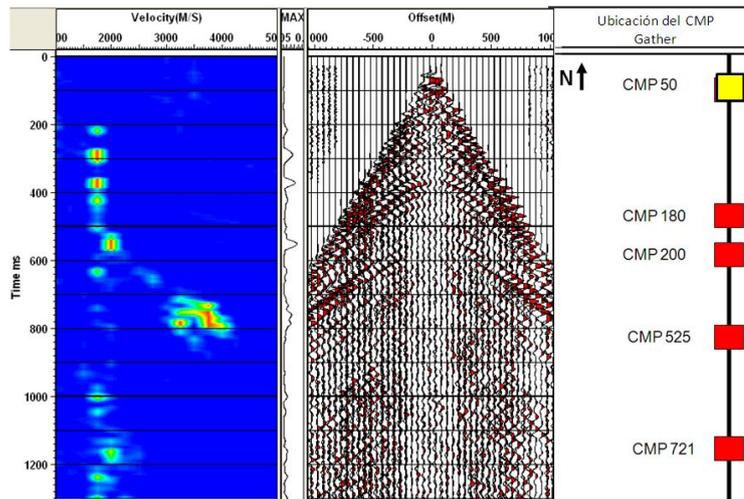


Figura 4.3.13 Ubicación a lo largo de la línea de los cinco CMP *gather* (ventana izquierda), análisis de semblanza para el cálculo de la corrección NMO del CMP *gather* 50 (ventana derecha)

Posterior a este procedimiento se recuperaron amplitudes por el método de la deconvolución impulsiva, por lo cual se tuvo que aplicar un filtro pasa banda que logró eliminar la mayor cantidad de ruido presente en cada registro. Posterior a esta ganancia de amplitudes se procedió a construir un flujo de trabajo que permitió obtener el análisis de semblanza y a su vez permitió estimar la velocidad a la cual los reflectores se aplanaron. Seguidamente se estimó la función *mute* que logrará visualizar mejor el objetivo geológico principal, eliminando el efecto de *estreching* ocasionado por dicha corrección NMO. Vale destacar que se probaron la 10%, 15%, 20%, 25% y 30% (figura 4.3.14).

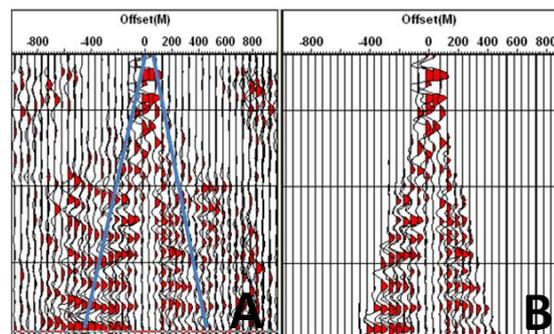


Figura 4.3.14 Efecto de estiramiento de las trazas por corrección NMO(A). Registro con función mute del 20% (B)

Una vez calculada la función *mute* más adecuada, se procedió a ubicar los reflectores de interés en cada uno de los cinco CMP *gather* elegidos, y con ellos

se identificaron los valores de offset necesario para poder grabar los tres distintos objetivos prospectivos (somero, principal y profundo) (figura 4.3.15).

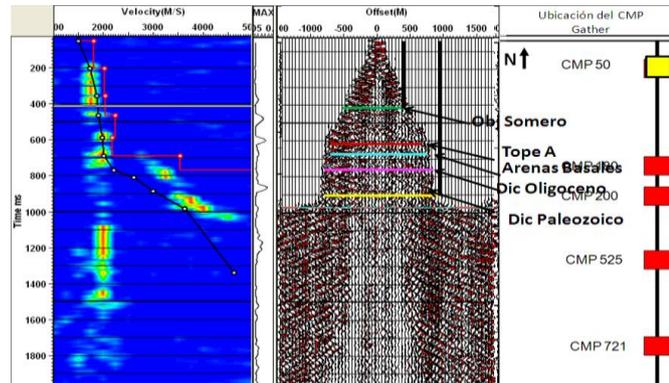


Figura 4.3.15 Identificación de los reflectores objetivos en el CMP gather 50, para la obtención de los offset.

4.2.5 Cálculo de los parámetros físicos

Los cálculos de los parámetros físicos para el diseño de adquisición sísmica 3D planteado, se fundamentaron en la iluminación del objetivo geológico principal planteado y delimitado en los estudios sísmicos anteriores. Vale destacar que cada una de las variables requeridas en los cálculos para la obtención de los parámetros físicos del diseño, fueron tomados de los resultados que arrojaron la metodología descrita anteriormente. Los parámetros obtenidos fueron:

Cálculo de la resolución vertical

Para la siguiente operación se consideró la fórmula planteada por Vermeer (1999), la cual involucra varios factores importantes a la hora de determinar y caracterizar a detalle el objetivo geológico planteado. La siguiente ecuación 4.1:

$$R_z = cV / (2f_{\max} \cos i), \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Donde la variable c es una constante que proviene del criterio de Rayling que es 0.751, este valor puede llegar a ser un cuarto de la longitud de onda dominante, es decir 0.25. Así mismo se supuso que el valor del $\cos(i)$ es 0.9, que corresponde aproximadamente con el "máximo desplazamiento (offset) es igual a criterio de

profundidad" Cordsen, et, al (2000). Y los valores de F_{\max} y V fueron las calculadas anteriormente para el objetivo principal

$$V = 2150 \text{ m/seg} \quad f_{\max} = 75 \text{ Hz} \quad R_z = 15\text{m}$$

Cálculo del tamaño del bin

Para obtener este parámetro físico se tomaron en cuenta las variables calculadas anteriormente, esto es buzamiento [por ser menor a 5° , se tomó 30° (Cordsen, et al 2000)], frecuencia máxima a recuperar del objetivo y velocidad interválica justamente por encima del objetivo geológico principal. Con dichos valores se obtuvieron los siguientes cálculos, (ecuaciones 4.2; 4.3 y 4.4).

Según la profundidad promedio del objetivo

$$\text{Tamaño del Bin} \leq \frac{\text{Profundidad del obj.}}{3} \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

Donde la profundidad del objetivo en promedio es de 250 m

Considerando el Aliasing

$$B = \frac{V}{4 * f * \sin \theta} \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

Donde la F_{\max} fue de 55 Hz y 75 Hz y la velocidad interválica sobre el objetivo es de 1861.8m/seg

Considerando la máxima resolución lateral (zona de Fresnel)

$$\text{Tamaño del Bin} = \frac{V_{\text{inter}}}{N * F_{\text{dom}}} \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

Donde la velocidad interválica es la velocidad con que se propaga la onda en el objetivo geológico principal, F_{dom} es la frecuencia dominante recuperada del objetivo y N es un valor que va desde 2 a 4 (Cordsen; et al, 2000)

Diseño de la plantilla (templante)

A la hora de realizar la optimización de los parámetros de adquisición sísmica 3D se suelen diseñar primero las componentes más básicas de las geometrías a proponer, hasta llegar a los dispositivos más complejos de dicho arreglo geométrico; es decir, comenzar a diseñar los parámetros más pequeños hasta completar a plenitud el diseño buscado, capaz de cubrir el área a prospectar. Es por ello que los cálculos expuestos a continuación están referidos a la unidad fundamental (templante). Vale destacar que las fórmulas están fundamentadas en una geometría de adquisición ortogonal de tipo línea recta.

Cálculo de la longitud de las líneas receptoras y fuentes

Basado en la simetría de un diseño ortogonal y en los cálculos del valor de offset máximo, se estimó el ángulo \emptyset del triángulo rectángulo que allí se forma (figura 4.3.16), pues con este ángulo calculado y con la ecuación 4.5 se podrán iterar distintos valores de distancia de longitud de líneas receptoras y fuente, tratando de mantener el valor offset máximo permitido según el cálculo anteriormente presentado. La ecuación utilizada fue la siguiente:



Figura 4.3.16 Representación del cálculo de la longitud de las líneas fuente y receptoras dentro del templante, a partir del valor de offset máximo

Intervalos entre receptores y fuentes

Esta distancia entre grupos de fuentes y receptores se dedujo del cálculo del bin, ya que ésta no es más que el doble de uno de los lados del bin (para bins cuadrados). Ecuación 4.6

$$IR = 2 \times L \text{ bin}$$

Donde

L bin = Un lado del Bin cuadrado

IR = Intervalo entre Receptores

$$IF = 2 \times L \text{ bin} \quad (\text{ecuación 4.6.})$$

Donde

L bin = Un lado del Bin cuadrado

IF = Intervalo entre fuente

Números de receptores por líneas

Una vez calculada la longitud de las líneas receptoras y el intervalo entre receptores, se puede saber cuántas estaciones se pueden tener a lo largo de una línea, (Ecuación 4.7).

$$\text{N}^\circ \text{ Recep / línea} = \frac{LR}{IR} + 1$$

(Ecuación 4.7.)

Donde:

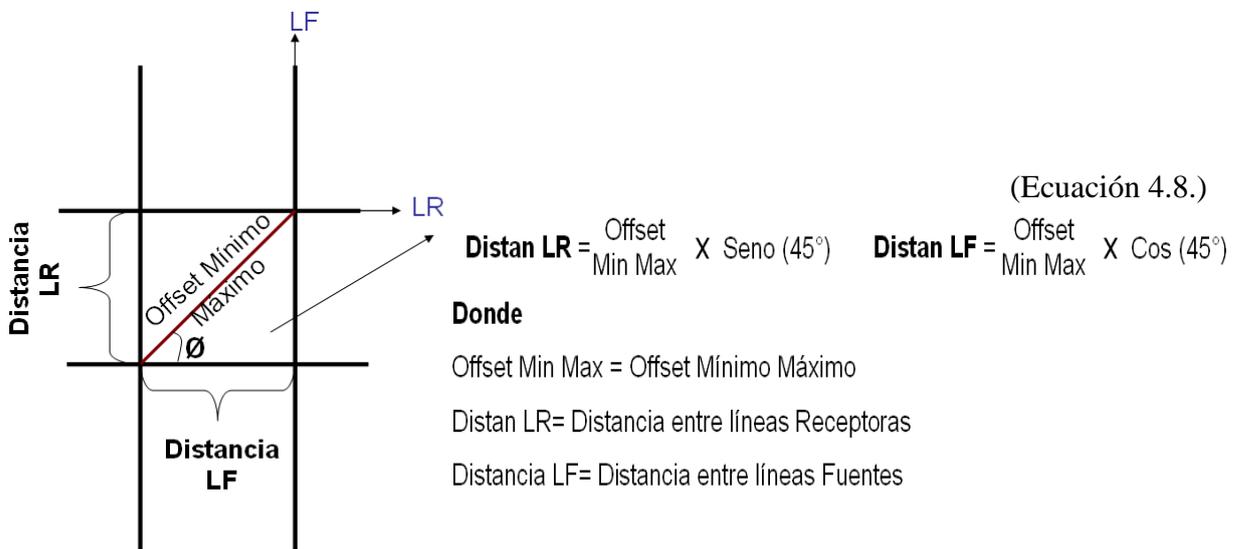
LR = Longitud de las líneas receptoras.

IR= Intervalo entre Receptores.

N° Recep / línea = Números de receptores por línea.

Intervalos entre líneas receptoras y líneas fuentes

La distancia entre las líneas receptoras y fuentes para un diseño de adquisición sísmica 3D ortogonal tipo línea recta, se puede obtener calculando la proyección horizontal (distancia entre LF) y vertical (distancia entre LR) del offset mínimo-máximo, calculado anteriormente (ecuación 4.8). Vale destacar que la forma de la caja (box) siempre es cuadrada



Calculo de la cobertura

Para obtener la cobertura se realizaron tres análisis preliminares, el primero de ellos fundamentado en la cobertura obtenida en levantamientos anteriores, el segundo basado en el cálculo predictivo de la cobertura deseada tomando en cuenta los parámetros del propio diseño (ecuación 4.9 y 4.10), y el tercero fundamentado en el estudio de la información petrofísica establecida (ecuación 4.11).

Partiendo de la cobertura que se obtuvo en los levantamientos anteriores, dicho valor fue sometido al cálculo práctico considerado, (Cordsen, et al 2000), el cual consiste en obtener la mitad o la tercera parte de la cobertura registrada en la sísmica 2D previa, siempre y cuando la relación señal-ruido sea alta. Es por ello que se realizó adicionalmente un análisis de S/N a una de las líneas tipo del campo (Junín 27 06E- 2D) (figura 4.3.17.), para establecer dicho valor y verificar la buena relación que se registraba en el informe de adquisición de dicha campaña.

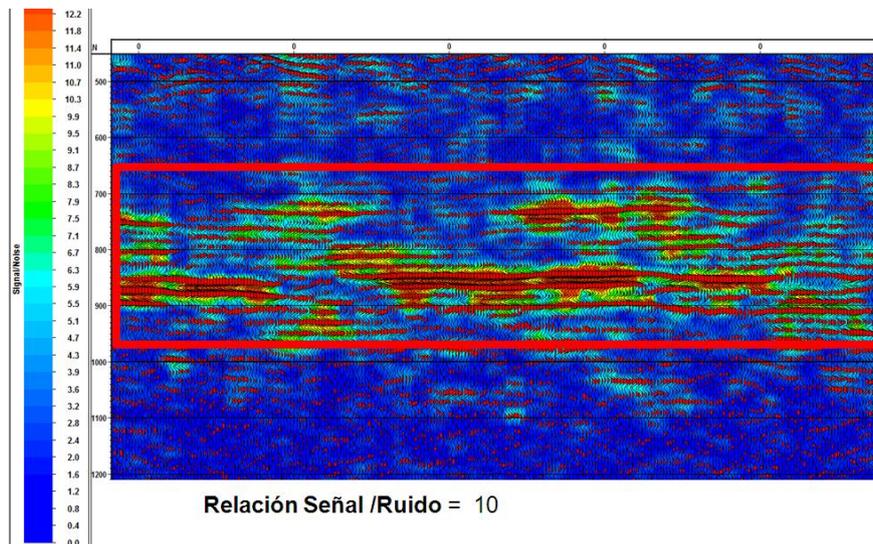


Figura 4.3.17 Análisis de relación señal/ruido sobre el dato apilado de la línea 27 Junín 06E 2D.

Seguidamente de la estimación de la cobertura por el paso anterior, se prosiguió al siguiente, fundamentado en el diseño propuesto. Esto se hizo adoptando los parámetros antes calculados, así como también considerando solo geometría en superficie ideal (sin exclusiones o obstáculos).

Cobertura en dirección in-line

$$\frac{N^{\circ} R / L \times IR}{2 \times ILR} \quad (\text{Ecuación 4.9})$$

Donde:

N° R/L= Número de receptores por líneas receptoras

IR= Intervalo entre fuente

ILR= Intervalo entre receptores

Cobertura en dirección Cross-line

$$\frac{LIF}{2 \times IR} \quad (\text{Ecuación 4.10})$$

Donde

LIF= longitud de líneas fuente

IR= Intervalo entre receptores

Cobertura Nominal

$$C_{\text{Inline}} \times C_{\text{crossline}} \quad (\text{Ecuación 4.11.})$$

Donde:

C_{inline} = cobertura en dirección In-line

$C_{\text{crossline}}$ = cobertura en dirección cross-line

Por último se realizó el cálculo de la cobertura nominal, por el tercer método, el cual considera los cambios del valor de porosidad en el bloque de estudio, pues se puede establecer una relación lineal entre el cambio de porosidad y la variación de impedancia acústica asociada, que a su vez traerá un cambio en la cobertura (Galbraith, 2004). Este procedimiento se fundamentó en la ecuación 4.12.

$$\text{Cobertura N} = \left(\frac{(S/N)_{\text{Requerida}}}{(S/N)_{\text{Bruto}}} \right)^2 \quad (\text{Ecuación 4.12.})$$

Donde :

Cobertura N = Cobertura Nominal

(S/N) Requerida = Relación Señal Ruido calculada a partir de los cambios de Impedancia Acústica en el yacimiento

(S/N) Bruto = Relación Señal Ruido Calculada a partir del análisis de la sísmica anterior

La cual plantea que para obtener el valor de la cobertura nominal, se tiene que calcular tanto la cobertura requerida, como la cobertura en bruto. Para calcular la cobertura requerida se tuvo que evaluar la variación de impedancia acústica, producto de la variación máxima de porosidad en la zona de estudio. Esto se hizo, evaluando la porosidad en cada uno de los pozos que contaban con interpretación petrofísica y posteriormente trazando tres planos en dirección norte-sur, este-oeste y norte 45° este, con la finalidad de evaluar el máximo cambio de porosidad en el objetivo geológico entre dichos planos conformados por pozos (figura 4.3.18).

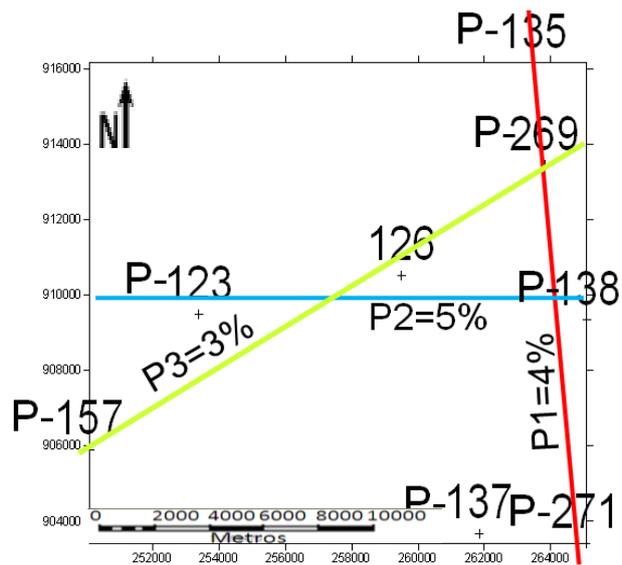


Figura 4.3.18 Los planos (rectas de colores) en los cuales se calculo el cambio máximo de porosidad en el bloque de estudio.

Una vez evaluados los cambios de porosidad a nivel del objetivo principal, en cada pozo y en cada dirección, se procedió a obtener los valores de impedancia acústica, por medio de la multiplicación de la conversión de los registros sínicos a velocidad con los registros de densidad. Este resultado se graficó vs la porosidad, y se realizó un ajuste lineal con la finalidad de obtener el cambio de impedancia acústica con respecto a un cambio máximo de porosidad de un 5% en el yacimiento, (figura4.3.19).

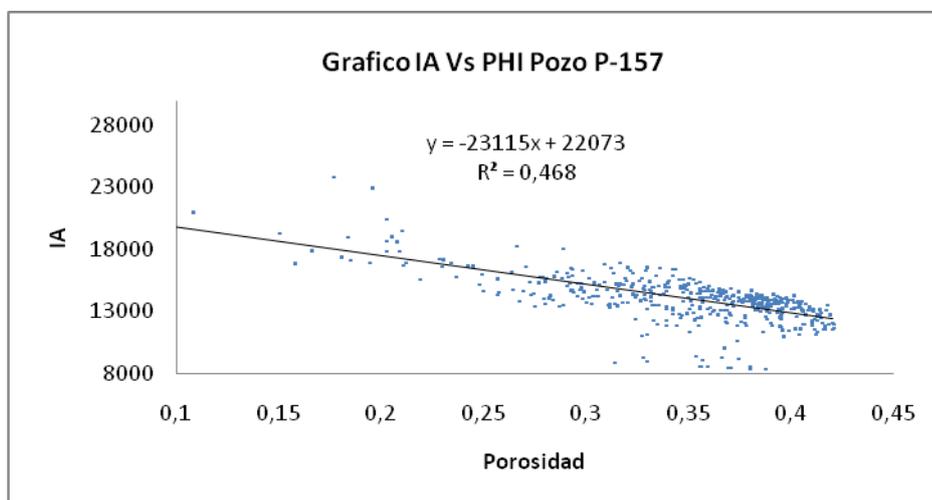


Figura 4.3.19 Gráfico cruzado entre impedancia acústica y porosidad, para el pozo P-157

Posteriormente se calculó la relación señal-ruido (S/N) requerida, empleando la ecuación 4.13. Una vez obtenida la relación señal-ruido requerida se procedió a calcular la relación señal-ruido cruda, para ello se realizó una verificación de la relación señal-ruido de la línea Junín 27 06E 2D pre-apilada (figura 4.3.17). Así mismo se realizó un estudio de cobertura a la misma línea con la finalidad de cumplir con la ecuación 4.14 y obtener la relación señal-ruido en “bruto”.

$$S/N_{\text{Requerida}} = \left(\frac{100\%}{\% \delta A} \right)$$

Donde :

(S/N) Requerida = Relación Señal Ruido calculada a partir de los cambio Impedancia Acústica del en el yacimiento
 $\% \delta A$ = La variación de Impedancia acústica producto del cambio máximo de porosidad (5%)

(ecuación 4.13)

$$S/N_{\text{Bruto}} = \frac{S/N_{\text{apilado}}}{\sqrt{\text{Cobertura Apilado}}}$$

Donde :

(S/N) Bruto = Relación Señal Ruido Calculada a partir del análisis de la sísmica anterior
 S/Napilado = análisis de relación señal ruido tomado de un dato apilado de una de las líneas de la sísmica anterior
 Cobertura Apilado = Cobertura registrada en los levantamientos anteriores

(ecuación 4.14)

Los valores de las ecuaciones 4.13 y 4.14, se introdujeron en la ecuación 4.12, con la finalidad de obtener la cobertura nominal por cada pozo, dependiendo principalmente de la máxima variación calculada de porosidad. Dicho cobertura se valido por medio de la comparación por los dos métodos anteriores

Relación del aspecto del patch

Permitió calcular la relación entre las dimensiones del patch en dirección de las líneas receptoras, y en la dirección de las líneas fuente; es decir, que tan cuadrado es el patch. Para lograr obtener este valor se utilizaron las siguientes ecuaciones

Apertura de migración

La apertura de migración se calculó empleando la ecuación 4.15, que supone que la apertura de migración es una multiplicación de la profundidad máxima del objetivo geológico principal por la tangente del ángulo de máximo buzamiento de la estructura

$$AM = Z_{max} \cdot Tg(\varnothing)$$

(ecuación 4.15)

Donde

AM= Apertura de Migración

Z_{max}= Profundidad Máxima

Tg(∅)= Tangente del máximo Angulo de buzamiento

4.3 La propuesta de diseño de la geometría de adquisición

Con la obtención de los parámetros físicos, se procedió a evaluar tres geometrías diferentes, variando básicamente el tamaño del *bin* y el diseño del *templante*, con la finalidad de obtener la mejor geometría, que cumpla con las exigencias técnicas, ambientales y económicas requeridas. Cada uno de las propuestas de diseño se desarrolló en todo el bloque de estudio de modo tal, que se pudiera realizar un análisis de cobertura, de azimut y de *offset* a lo largo de dicha área.

Con cada una de las propuestas de los parámetros físicos, se procedió a diseñar la primera geometría, esto se realizó gracias al uso del programa Omni 3D de la compañía GEDCO, los valores exigidos por el programa para generar el diseño fueron: intervalo entre líneas receptoras, intervalo entre líneas fuente, intervalo entre estaciones receptoras y fuentes, número de líneas por *patch*, número de estaciones por líneas fuente, coordenada del primer receptor y dimensiones del área de estudio.

Una vez creado el diseño, se renombraron las líneas fuente y las líneas receptoras, con la nomenclatura tipo, 1000 para las líneas fuente y 3000 para las líneas receptoras, en un avance de uno para ambas, posteriormente se cargaron al diseño los obstáculos de superficie (bosques de galería, morichales, lagunas, etc.), que impiden la colocación de las fuentes en dichas zonas. Vale destacar que la ubicación estos obstáculos fueron suministrados por el departamento de sensores remotos de PDVSA Servicios. Paralelamente se cargaron las coordenadas X,Y,Z tanto de los receptores como los de las fuentes. Seguidamente se procedió a calcular la exclusión de fuentes del diseño planteado, para finalmente realizar el análisis de bin, azimut y *offset*. Posteriormente se realizó el mismo análisis pero con la recuperación de algunas fuente, esto es, no se fue tan estricto en este otro

procedimiento con la exclusión de fuente, ya que algunas de estas se podían recuperar realizando un movimiento en dirección *cross-line* (figura 4.3.20). Permitiendo recalcular con la nueva configuración el análisis antes planteado (bin, azimut y *offset*). Una vez realizado el análisis para cada uno de los casos (con exclusión y recuperación de fuentes), se procedió a grabar en formatos SPS, RPS y XPS, para los archivo de geometría de las fuentes, receptores y el archivo relacional fuente-receptores, respectivamente. Vale destacar que este procedimiento se realizo cada uno de las tres propuesta.

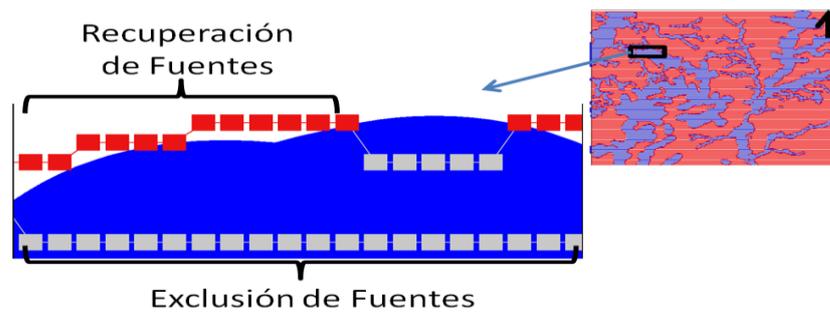


Figura 4.3.20. Esquema de exclusión y recuperación de fuente

4.4 Localización de las áreas más prospectivas en bloque estudiado

Paralelamente al diseño y evolución de las geometrías de adquisición planteadas se procedió a clasificar en el yacimiento las áreas del bloque que tenga mayor potencial y acumulación de hidrocarburos, basándose en los indicadores registrados en los pozos estratigráficos con algunas pruebas de producción (P-269, P-271.P-135, P-123, P-126, P-137.P-138 y P-157). Estos indicadores son: espesor de arenas, arena neta petrolífera y columna equivalente de petróleo (figura 4.3.21). Pudiendo dividir la zona en cuatro áreas De la misma manera se tomo en cuenta las condiciones en superficie, pues entre menos obstáculo se encuentre en alguna de las subáreas, mejor será el desarrollo de la campaña de adquisición propuesta, así como también los resultados de la misma. Vale destacar que el orden en que se clasifican las campañas de adquisición va a depender directamente del mayor potencial en acumulaciones de hidrocarburos, y las condiciones geográficas y antrópicas de superficie, (figura 4.3.22)

POZO	TOPE	AN	ANP	VSH	PHIE	SW	CEP
P. 1123	MIOCENO TEMPRANO	31	6	0,31	0,26	0,22	1,217
	ARENAS BASALES	66	23	0,10	0,32	0,27	5,373
	OLIGOCENO	152	116	0,08	0,33	0,17	31,772
	CRETACICO						
			145	0,16	0,30	0,22	34,31
P. 1126	MIOCENO TEMPRANO	65	56	0,14	0,33	0,18	15,154
	ARENAS BASALES	173	130	0,17	0,33	0,21	33,891
	OLIGOCENO	127	114	0,18	0,31	0,21	27,919
	CRETACICO						
			300	0,16	0,32	0,20	77,60
P. 1135	MIOCENO TEMPRANO	89	38	0,11	0,34	0,27	9,432
	ARENAS BASALES	166	125	0,17	0,31	0,22	30,225
	OLIGOCENO	167	143	0,13	0,31	0,21	35,021
	CRETACICO						
			306	0,14	0,32	0,23	75,07
P. 1137	MIOCENO TEMPRANO	28	13	0,28	0,31	0,24	3,063
	ARENAS BASALES	187	168	0,23	0,29	0,11	43,361
	OLIGOCENO	137	116	0,18	0,28	0,18	26,634
	CRETACICO						
			297	0,23	0,29	0,18	71,73
P. 1138	MIOCENO TEMPRANO	108	38	0,08	0,34	0,27	9,432
	ARENAS BASALES	129	105	0,15	0,32	0,20	26,880
	OLIGOCENO	150	144	0,20	0,31	0,17	37,051
	CRETACICO						
			287	0,14	0,32	0,21	73,00
P. 1157	MIOCENO TEMPRANO	119	89	0,14	0,36	0,15	27,234
	ARENAS BASALES	106	61	0,11	0,33	0,23	15,500
	OLIGOCENO	119	105	0,17	0,33	0,19	28,067
	CRETACICO						
			255	0,14	0,33	0,21	66,48
P. 1269	MIOCENO TEMPRANO	72	43	0,24	0,30	0,21	10,191
	ARENAS BASALES	122	93	0,13	0,32	0,19	24,106
	OLIGOCENO	132	128	0,10	0,32	0,14	35,226
	CRETACICO						
			264	0,16	0,31	0,18	67,83
P. 1271	MIOCENO TEMPRANO	60	0	0,00	0,00	0,00	0,000
	ARENAS BASALES	159	146	0,24	0,30	0,11	38,982
	OLIGOCENO	117	112	0,20	0,32	0,11	31,898
	CRETACICO						
			258	0,22	0,31	0,11	71,18

Leyenda

AN	ARENA NETA
ANP	ARENA NETA PETROLIFERA
VSH	VOLUMEN DE ARCILLA
PHIE	POROSIDAD EFECTIVA
SW	SATURACION DE AGUA
CEP	COLUMNA EQUIVALENTE DE PETROLEO

Figura 4.3.21. Indicadores petrofísicos interpretados por pozo del área de estudio

Los indicadores antes mostrados junto a la evaluación de los obstáculos en superficie permitieron clasificar las cuatro áreas de exploración en el bloque de estudio. Representadas a continuación

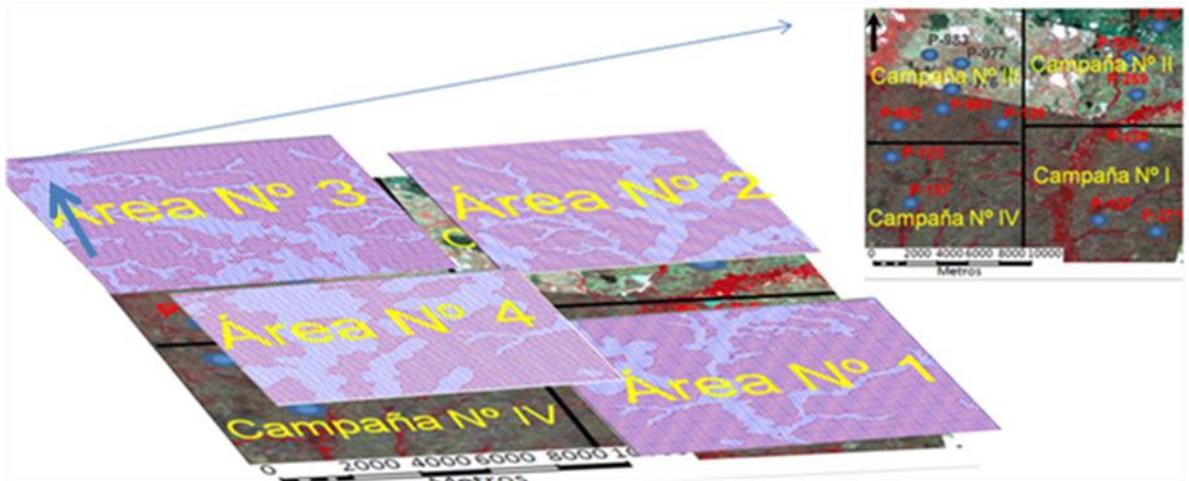


Figura N° 4.3.22 Subdivisión del bloque de estudio en áreas con mejor prospecto petrolífero y condiciones de superficiales

4.5 Carga de datos del modelo geológico

Luego de exportar las superficies geológicas, se procedió a ajustar su tamaño de acuerdo al área de estudio establecida. Este ajuste se logró definiendo las coordenadas del bloque y el intervalo de muestreo de los datos (el programa exigía que tenía que ser igual para ambas coordenadas), dicho cálculo se logró para cada uno de los cuatros horizontes propuesto (Objetivo Somero, Tope A, Arenas Basales, Disc Oligoceno y Disc Paleozoico) (figura 4.3.23 Modelo Geológico). Seguidamente se definieron dos planos transversales a dicho modelo en dirección norte-sur y este-oeste, en cada uno de estos planos se encontraban proyectados los estratos del modelo geológicos, permitiendo dar valor de velocidades promedio a cada uno de estos (figura 4.3.24). Este procedimiento se realizó para ambos planos

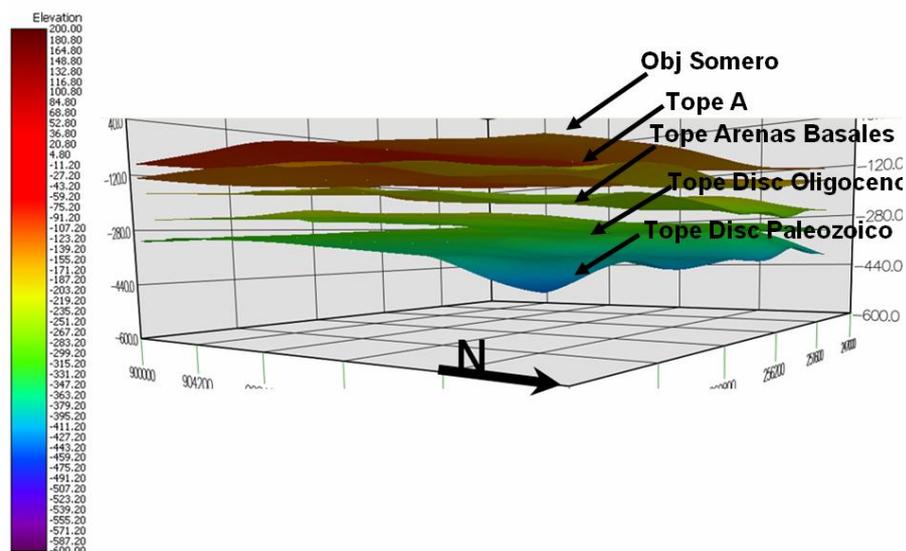


Figura N °4.3.23. Modelo geológico

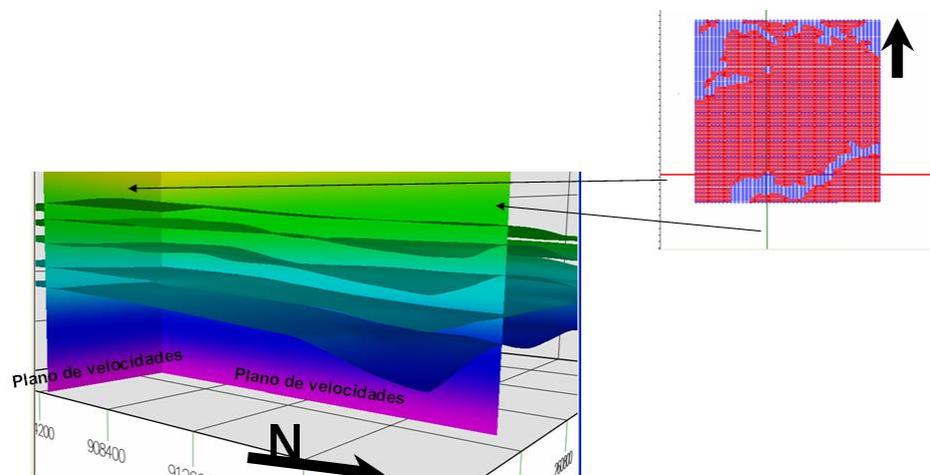


Figura N° 4.3.24 Modelo geológico junto a los dos planos a los cuales se le asignaron las velocidades por cada formación

4.6 Selección del área del modelado

Los avances de los últimos años han permitido disminuir el tiempo de cómputo del trazado de rayos. A pesar de esta notable ventaja, no es muy apropiado ejecutarlo para diseños sísmicos 3D muy densos y de grandes dimensiones, ya que el tiempo de cómputo se incrementará considerablemente.

Es esta la realidad de los diseños planteados en dicha investigación, es por ello que se hace necesario identificar un área tipo (zona representativa en la cual se

pueda probar las ventajas del diseño de adquisición planteado), donde se hagan las tres simulaciones. Esta zona fue definida en el área más prospectiva (área N°1), ya que en dicha zona era la que contaba con menores exclusiones de fuentes para los tres diseños, con un 10% aproximadamente (figura 4.3.25). Así mismo es importante señalar, que por no poseer una complejidad estructural marcada a lo largo del modelo geológico antes cargado, los resultados esperados van a tener mucha similitud (a pequeña escala) de la simulación del diseño completo.

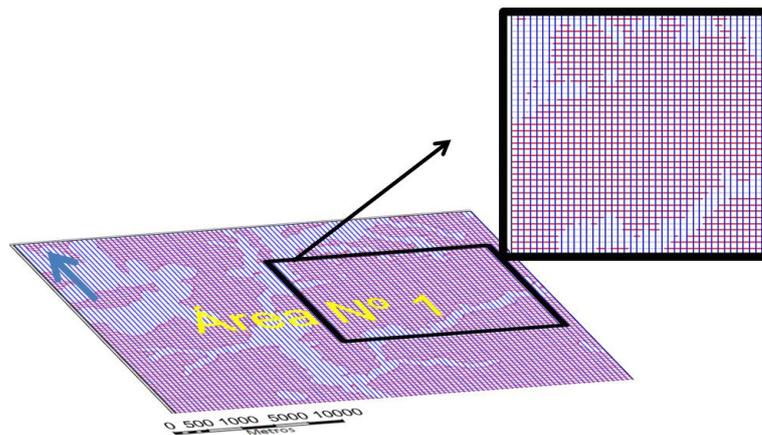


Figura 4.3.25 Área seleccionada para realizar las simulaciones

4.7 Trazado de Rayos sísmicos

Seguidamente de la carga de los datos del modelo geológico, y la definición del área en la cual se va a realizar el trazado de rayos se procedió a introducir los parámetros en el módulo del software utilizado. De esta manera se obtuvieron los archivos SEG-Y de *shot gather* y mapas de cobertura de punto común de reflexión (CRP), para las distintas geometrías de adquisición planteada.

Los parámetros que se eligieron para introducir en el programa fueron, tipo de trazado de rayos, el cual fue *offset*, los horizontes geológicos que van hacer iluminados y el tipo de rayo que se quiera simular, para este caso fue el tipo de rayo P-P. Así mismo este módulo del programa exige la selección del modelo geológicos antes cargado y el nombre del archivo de salida del mismo.

Creación de los *shoot gather* y de las secciones sintéticas.

Una vez obtenidos el trazados de rayos para cada geometría planteada, se procedió a calcular los registros sintéticos de las mismas, con ayuda del programa MESA 11.02 y el modulo Window Gather, a partir de los datos de la simulación. Se procedió a cargar los datos del trazado de rayos y el modelo geológico correspondiente, posteriormente se eligió el tipo de ondícula a utilizar para simular los registros, la cual fue Ricker de frecuencia 75 Hz (la recuperada del análisis espectral) y de fase cero, seguidamente se ajusto el intervalo de muestreo el cual fue de 1 ms (como en la sísmica anterior), y el tiempo de grabación de 4000 ms.

Ya con estos parámetros fijados se procedió a generar la simulación de los registros, para ellos se eligieron dos direcciones, una paralela a las líneas receptoras (norte-sur) y la otra perpendicular a esta (este-oeste), la primera se eligió con la finalidad que atravesara la mayor cantidad de morichales del área y la segunda que fuera lo más limpia posible, con la finalidad de comparar como se visualizan el posterior apilado con y sin morichales.

Una vez simulados los registros en las dos direcciones antes seleccionadas se procedió a realizar un apilado de todos estos CMP *gather* en esas direcciones, gracias a un modulo del programa utilizado, en dicho modulo se introdujo la función mute ante calculada (20%), para la aplicación de la corrección MNO y se realizó el apilado en ambas direcciones, logrando así tener un primera imagen con solo los reflectores del modelo en las dos líneas señaladas. Este procedimiento se realizó para cada una de las propuestas señaladas.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Velocidades

Las funciones de velocidad por cada formación objetivo, incluyendo la correspondiente a la capa subyacente al mismo, fueron las siguientes:

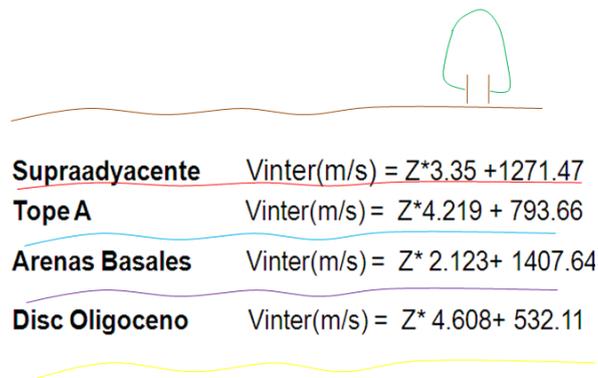


Figura 5.1.1 Funciones de velocidad para cada horizonte geológico

Por cada estrato se calculó el promedio de la profundidad de cada horizonte, y se obtuvieron las siguientes velocidades: a) entre la superficie y el objetivo somero la velocidad fue de 1400 m/s; b) entre el objetivo somero y el tope A fue de 1547,4 m/s; c) entre el tope A y el tope de Arenas Basales fue de 2075,5 m/s; d) entre el tope de Arenas Basales y el Tope de Disc Oligoceno fue de 2108,4 m/s; e) entre el tope de la Disc Oligoceno y el tope de la Disc Paleozoico fue de 2184,3 m/s y para todo lo infra adyacente a dichos estratos se le asignó una velocidad de 2900 m/s. Estos valores fueron los mismos que se utilizaron para el trazado de rayos en la fase posterior. En general, estas velocidades representan la litología descrita en el área, la cual se caracteriza por intercalaciones de arenas y arcillas.

Dado que los rangos de velocidad de los estratos antes señalados no informan de diferencias sustantivas entre ellos, y en virtud que los valores de velocidades entre las arenas y las arcillas no consolidadas tienen una proporción alta de solape,

es por lo que la discriminación de velocidad entre los mismos resulta francamente imposible.

Así mismo, al comparar las velocidades obtenidas por los métodos de los registros sínicos con los del registro checkshot (tabla 5.1.1), se determinó que los valores del registro checkshot tomados en el pozos P-271 presentan una buena aproximación, especialmente entre las formaciones Arenas Basales y Tope A, en cambio la velocidad del registro del pozo P-269 presenta valores que no tienen mucha correspondencia con los calculados por el primer método (sónico), especialmente en el segmento infra adyacente al tope de las Arenas Basales.

Vale destacar que entre el pozo P-269 y el pozo P-271 no existen grandes distancias (aproximadamente son de 15 km) que hagan cambiar bruscamente el comportamiento del modelo geológico establecido. La discrepancia entre ambos métodos se puede atribuir a la mala corrida del registro checkshot en el último tramo del pozo P-269, así como también ello se puede atribuir a la manipulación estadística que se le aplicaron a los datos de los registros sínicos, al llevarlo a velocidad, ya que no sólo se tomaron los datos de los registros sínicos de estos pozos sino también de otros cuatro pozos distribuidos en toda el área.

Es importante considerar que a los datos de la metodología del registro sínico se le observó las tendencias, a las cuales seguidamente se le hicieron los respectivos ajustes lineales. Vale destacar que aún hechos los ajustes, la correlación entre ellos nunca pudo llegar al 100%, pudiendo traer como consecuencia errores de precisión, lo cual pareciera también estar explicado en virtud del poco cambio de velocidad que se presenta de un estrato a otro.

Tabla 5.1.1 Comparación de las velocidades obtenidas por el método del registro sísmico y por las velocidades interválicas:

Velocidad (m/s) <u>Chekshoot</u>	Velocidad (m/s) Sónicos	Diferencia en %	Diferencia (m/s)	Nombre Pozos	
1639.535	1730.072	5.233	90.537	P-271	Tope A
1669.565	1812.394	7.881	142.829	P-271	
1826.087	1920.442	4.913	94.355	P-271	
1935.484	2013.472	3.873	77.988	P-271	Arenas Basales
2000.000	2053.602	2.610	53.602	P-271	
2145.078	2142.923	0.101	2.155	P-271	
2400.000	2279.778	5.273	120.222	P-271	Disc Oligoceno
1800.000	1997.207	9.874	197.207	P- 269	Tope A
2030.769	2053.803	1.122	23.034	P- 269	
1885.714	2082.101	9.432	196.387	P- 269	
2206.452	2228.737	1.000	22.286	P- 269	Arenas Basales
1912.500	2195.791	12.902	283.291	P- 269	
2400.000	2221.681	8.026	178.319	P- 269	
1822.222	2414.197	24.521	591.975	P- 269	Disc Oligoceno
2062.500	2568.734	19.708	506.234	P- 269	

5.2. Frecuencia máxima y dominante

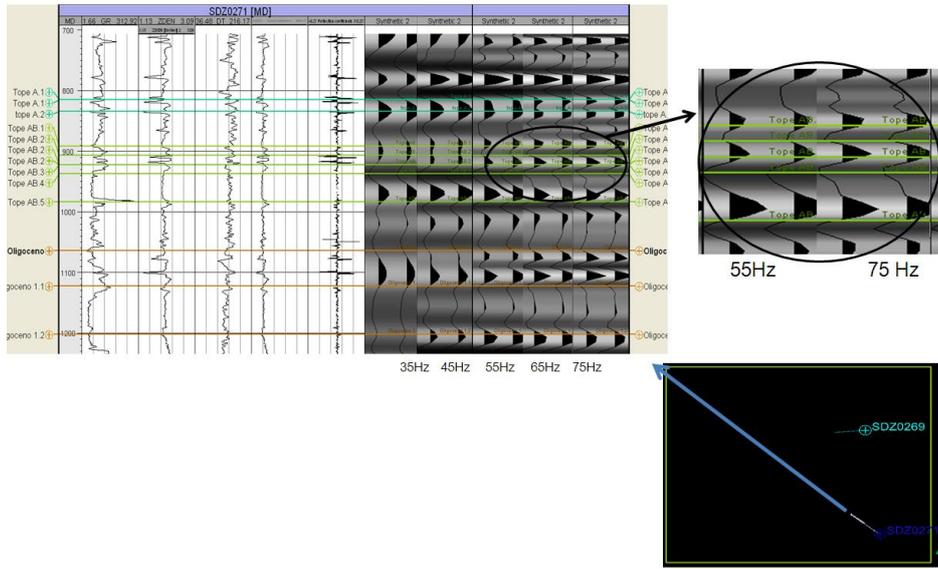
Las metodologías seguidas para el cálculo de las frecuencias permitieron obtener, comparar y aprobar los valores de frecuencia máxima y dominante.

Los resultados que seguidamente se presentan fueron producto del análisis de espectro de frecuencia de la línea 27 de Junín 06 E 2D (tabla 5.2.1), de la simulación de los sismogramas sintéticos junto a la interpretación petrofísica (figura 5.2.1.) y de la simulación de los sismogramas sintéticos tomando en cuenta el factor de atenuación (Q) del área (figura 5.2.2).

Tabla 5.2.1 Cálculo del análisis espectral sobre la línea 27 Junín 06 E 2D

Análisis espectral de la línea 27 Junín 06 E 2D	
Frecuencia máxima	75 Hz
Frecuencia dominante	55 Hz

P-271



P-269

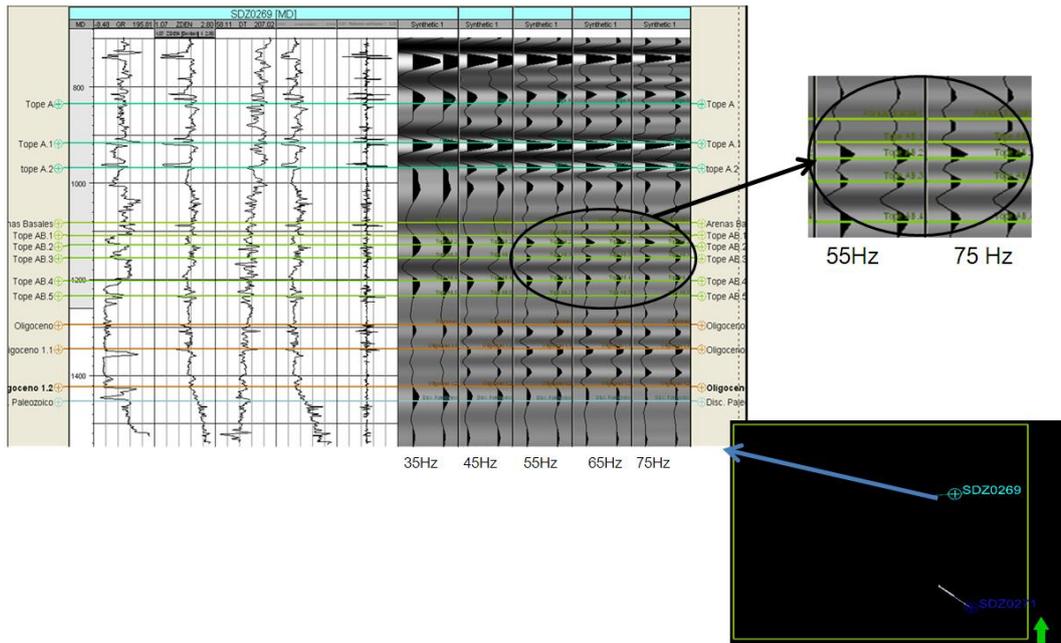


Figura 5.2.1 Simulación de sismograma sintéticos de los Pozos P-271 y P-269

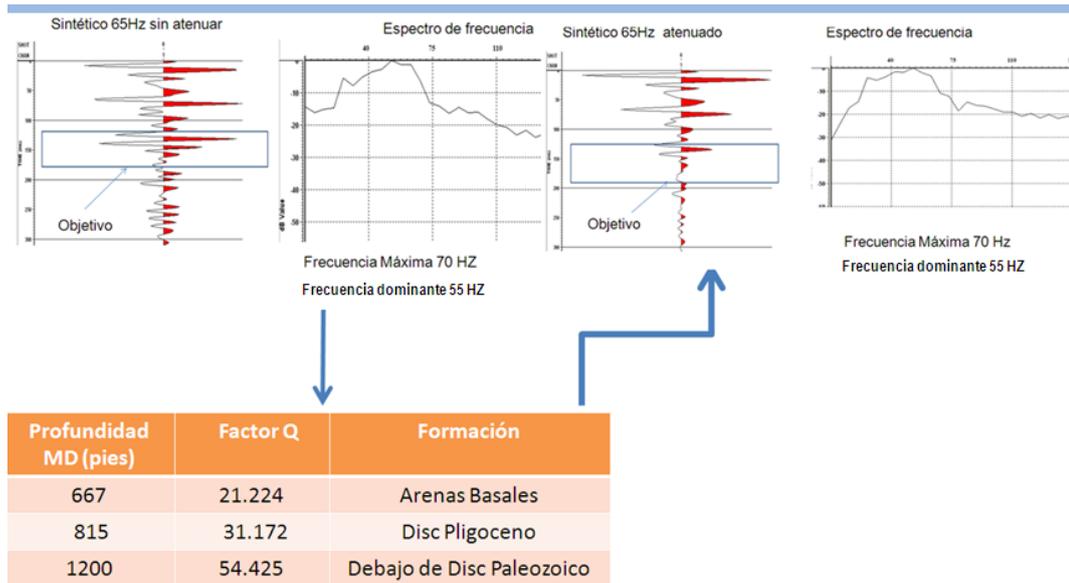


Figura 5.2.2 Esquema de la simulación del sismograma sintético del pozo P-271, tomando en cuenta el factor Q.

Al evaluar los resultados de los sismogramas sintéticos con y sin factor de atenuación, se pudo establecer que el factor Q, a pesar de poseer un rango entre 20 y 55 (el cual es característico de una litología no consolidada), no afecta considerablemente el rango de altas frecuencia requeridas para el reconocimiento de los objetivos prospectivos, ello posiblemente debido a que el objetivo geológico se encuentra a poca profundidad, causando que las frecuencias necesarias no logren ser filtradas por el medio.

Así mismo se pudo analizar que la resolución lateral, la cual va de 40 m a 80 m, es bastante buena para resolver lateralmente la geología de la zona, la cual plantea principalmente puras acumulaciones de arenas causadas por canales entre lazados con un ancho no mayor a la resolución planteada. Al comparar los resultados obtenidos del análisis espectral con los de la simulación de los sismogramas sintéticos (con y sin factor Q), se puede notar que la frecuencia máxima recuperada del objetivo geológico, está en el rango preciso de la simulada por los sismogramas. Esta similitud permite decir que el mínimo espesor de la interpretación planteada podrá ser visualizado.

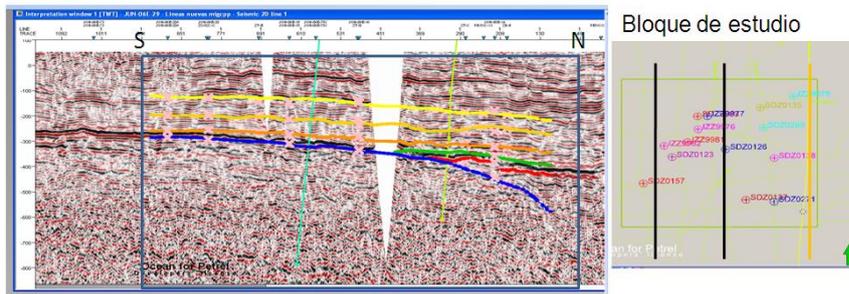
De la misma manera, los resultados obtenidos por el cálculo de los sismogramas sintéticos evaluados en los pozos P-269 y P-271, permitieron

considerar un rango de frecuencias que van desde 55 a 75 Hz, pudiendo sólo resolver las arenas interpretadas de los registros petrofísicos, las cuales variaban su espesor de 18 a 12 m, a pesar que en la interpretación geológica logra apreciarse un cambio de espesor para estratos menores a los 7 m. Esta diferencia probablemente se deba a que los mínimos contrastes de propiedades físicas, capaces de discriminar los estudios petrofísicos, sean de mayor tamaño, llegando a pensar que el espesor registrado en la información geológica disponible está inmerso en el estrato interpretado.

5.3 Buzamiento.

En el modelo geológico planteado como en la información disponible se evidenció que existe un acñamiento de estratos al sur del bloque, permitiendo observar un buzamiento leve en dirección norte. El buzamiento máximo calculado para el objetivo prospectivo fue de 5° norte. Este ángulo se obtuvo basado en la información geológica disponible.

En el análisis realizado a las líneas sísmicas ya interpretadas se estimó un ángulo de buzamiento máximo de 2° norte (figura 5.3.1). Siendo la primera propuesta (5° norte en ambas direcciones evaluadas), la de mayor relevancia, ya que para los posteriores cálculos de los parámetros físicos se prefirió sobreestimar el ángulo de buzamiento, pues no se contaba con algún estudio específico que proporcionara un valor certero de la inclinación de los estratos. La sobreestimación de 5° norte aplicada permite pensar que ella pareciera ser la más favorable para muestrear el subsuelo, puesto que si se considera un ángulo de inclinación mayor en la estructura geológica, cabría esperar que el tamaño del posterior *bin* a calcular sea más pequeño y ofrezca una mejor resolución del objetivo propuesto.



Buzamiento	
Máximo	1° -2°
Mínimo	0°

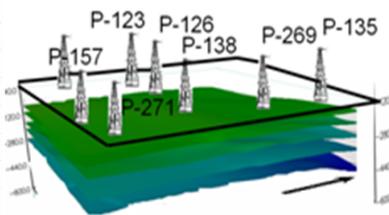
Figura 5.3.1 Ángulo de buzamiento calculado en la interpretación sísmica.

5.4 Distancia fuente-receptor (*offset*.)

La metodología seguida para el cálculo de la distancia *fuerza receptor* (offset mínimo-máximo), se realizó, tal como se señaló en el anterior momento, mediante la aplicación directa del método de la función *mute* de procesamiento y a través de una construcción propia de la función *mute*, obteniéndose con el primer método (tabla 5.4.1) los siguientes resultados:

Tabla 5.4.1 Cálculo de los Offset por medio de la función *Mute* utilizada en procesamiento.

Nombre de los Pozos Evaluados	Offset (m)
Pozo 271	
Objetivo Profundo	587.1851852
Objetivo Principal	436.5432099
Objetivo Somero	144.3816794
Pozo 269	
Objetivo Profundo	680.4555766
Objetivo Principal	548.1481481
Objetivo Somero	283.5496183
Pozo 135	
Objetivo Profundo	1000.9073724
Objetivo Principal	789.962963
Objetivo Somero	302.8167939
Pozo 157	
Objetivo Profundo	839.1304348
Objetivo Principal	400.5061728
Objetivo Somero	265.1984733
Pozo 123	
Objetivo Profundo	880.7183365
Objetivo Principal	448.8888889
Objetivo Somero	200.5648855
Pozo 137	
Objetivo Profundo	820.2268431
Objetivo Principal	384.691358
Objetivo Somero	169.3435115

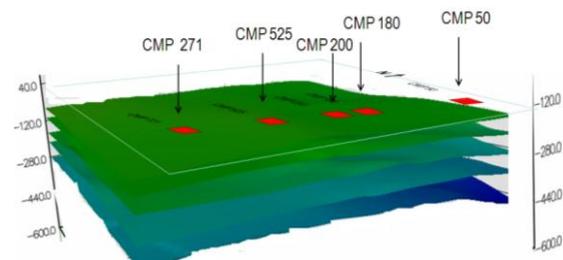


Offset mínimos permitidos para ver los Objetivo planteados

El segundo método utilizado para el cálculo del offset mínimo- máximo arrojó los siguientes resultados (tabla 5.4.2), la cual refleja los valores de offset necesarios para iluminar los objetivos geológicos de interés. Vale destacar que la mejor función mute que se aplicó fue la del 20 %, ya que con ella se logró eliminar la distorsión de las trazas provocada por la corrección NMO.

Tabla 5.4.2 Cálculo de los offset por medio de la simulación de la mejor función *mute*

Nombres de los CMP Gather Evaluados	Offset (m)
CMP 50	
Objetivo Somero	500
Objetivo Principal	1000
Objetivo Profundo	1460
CMP 180	
Objetivo Somero	400
Objetivo Principal	630
Objetivo Profundo	790
CMP 200	
Objetivo Somero	400
Objetivo Principal	630
Objetivo Profundo	780
CMP 525	
Objetivo Somero	300
Objetivo Principal	500
Objetivo Profundo	630
CMP 271	
Objetivo Somero	200
Objetivo Principal	400
Objetivo Profundo	600



■ Offset Máximo
 ■ Offset Mínimo

Se destaca que ambos métodos fueron calculados a lo largo del bloque de estudio. Para el primero se utilizaron los pozos representados en la tabla 5.4.2 y el segundo cinco *CMPgather* sobre la línea Junín 27 06 E 2D, con dirección norte-sur. Vale acotar que esta línea era la que mejor representaba la máxima variación de profundidad del modelo geológico, y que interceptaba la mayor cantidad de pozos, lo que permitió una buena correlación entre ambas técnicas.

De los cuadros anteriores se puede apreciar que los valores de las distancias *fuentes-receptor*, en general, son bastante pequeñas, lo que es totalmente coherente con la profundidad de los objetivos de interés, notándose valores mayores de *offset* (tanto mínimo como máximo) hacia el noreste del área. Tales valores finales están relacionados directamente con la disposición que ofrecen los horizontes dentro del modelo geológico considerado, los cuales se encuentran buzando al norte.

Analizando ambas tablas se puede notar que los valores de *offset* mínimo se aproximan bastante bien entre ambos métodos, pudiendo establecerse un rango de valor que va desde los 144 m hasta 200 m, lo cual asegura la iluminación del objetivo somero planteado. Vale decir que si se desea visualizar otro objetivo geológicos por encima del somero, el valor del *offset* mínimo no debería ser mayor a 200 m. Así mismo los valores permitidos de *offset* máximos considerados en ambos métodos, se ubican entre los 1000 m y los 1500 m para iluminar correctamente el objetivo profundo planteado. Pudiendo ser este valor mayor a 1500 m si se desea destacar algún horizonte geológico más profundo que la Discordancia del Paleozoico.

Al comparar ambas metodologías se puede verificar, la buena similitud existente entre sus resultados, destacando una máxima distancia fuente-receptores asociada a la máxima profundidad de los horizontes geológicos, hacia el noreste del bloque. En cambio, si se compara los CMP *gather* con los pozos más próximos a ellos, se puede evidenciar que existe una notoria diferencia, probablemente producida por la ejecución de las distintas funciones *mute*, dando una distancias mayor de *offset* con la función de un 20%.

5.5. Parámetros de los diseños sísmicos 3D.

A partir de los resultados y análisis de la sección anterior se procedió a determinar el valor de los parámetros físicos de las distintas propuestas de adquisición, siguiendo la metodología descrita en el capítulo IV. Vale destacar que los diseños de parámetros que se presentan a continuación tienen la finalidad de iluminar de forma óptima el objetivo geológico principal (tope A, Arenas Basales y Disc. Oligoceno).

5.5.1 Resolución vertical

Este parámetro se determinó a partir de la ecuación 4.1, la cual involucra los valores de frecuencia máxima recuperada del objetivo y de la velocidad calculada por encima del objetivo principal, permitiendo obtener los siguientes resultados:

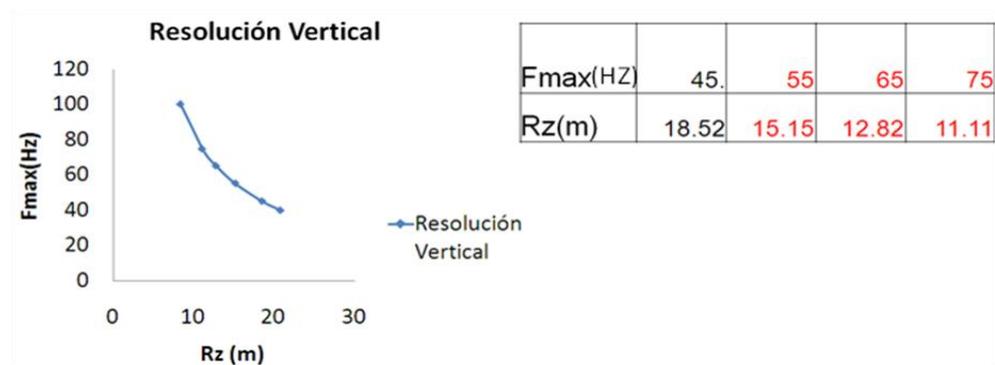


Figura 5.5.1 Cálculo de la resolución vertical

De los resultados mostrados se infiere que a una frecuencia máxima de 75 Hz recuperada del objetivo principal sólo se puede resolver un espesor de aproximadamente 11 m, el cual está por encima del espesor que presentan los estratos planteados por la interpretación geológica y petrofísica del área, pudiendo ser esto una limitante para conocer el grosor de estratos más pequeños. Pero a su vez se considera a estos resultados de resolución vertical bastante bajos, ya que van a permitir conocer perfectamente el objetivo principal planteado en el modelo geológico.

5.5.2 Tamaño del bin

La forma del *bin* diseñado en esta investigación fue de *geometría cuadrada*, el cual ofreció tanto una mejor distribución de la energía, de la relación de *offset* cercanos, de medios y lejanos, así como al presentar una densidad más homogénea de fuentes y receptores y ofrecer una mejor distribución de azimut y una cobertura mucho más uniforme. Vale destacar que se plantearon tres propuestas de *bin* para cada frecuencia máxima estimada (55 Hz, 65 Hz y 75 Hz), llegando finalmente a obtener los siguientes resultados parciales, basados en la ecuación 4.3 y 4.4.

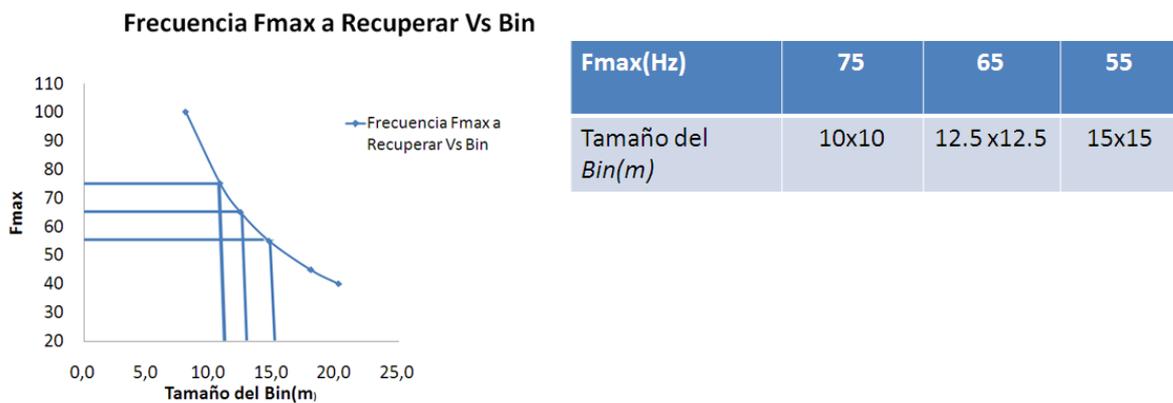


Figura 5.5.2 Frecuencia máxima recuperada vs tamaño del *bin*

Como puede observarse, los tamaño de *bin* son relativamente pequeños, ya que la frecuencia máxima recuperada del objetivo principal está entre 55 Hz y 75 Hz, aunado a que la velocidad interválica del objetivo no es muy alta. Tales tamaños permitieron realizar un muestreo de los horizontes geológicos a detalle, logrando obtener una caracterización estratigráfica pormenorizada, cumpliendo así el objetivo geológico planteado en esta investigación.

Finalmente se puede decir que estos valores garantizan no caer en aliasing espacial. Cada uno de estos *bin* fueron sometidos a tres diferentes diseños de adquisición sísmica.

5.5.3 Orientación de las líneas

La orientación de las líneas receptoras y fuentes se diseñaron paralela y perpendiculares al rumbo de la estructura para las tres geometrías propuestas (figura 5.5.3). Tal hecho se decidió en virtud que no se contaba con información detallada sobre la dirección depositacional de los sedimentos ubicados en dicho bloque. Así mismo se consideró que tal carencia informativa se podía disminuir haciendo uso del tipo de geometría planteada, la cual se caracteriza por ofrecer una gran densidad de fuentes receptoras.

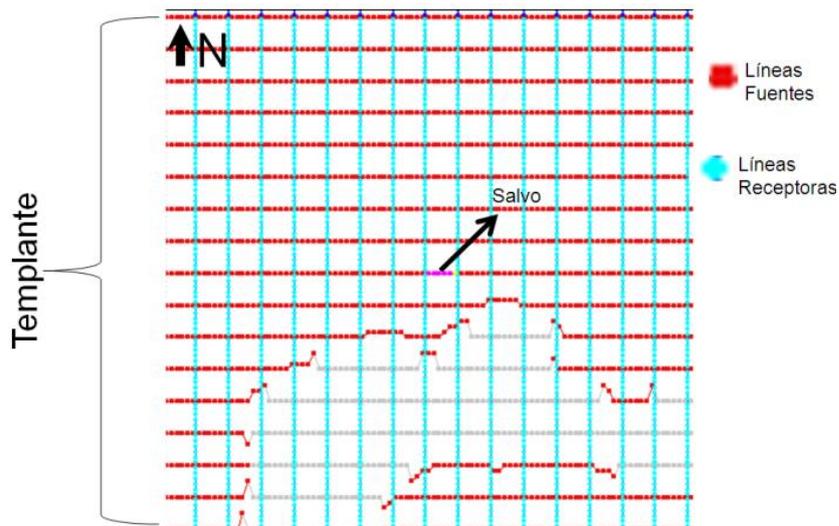


Figura 5.5.3: Orientación de las líneas fuentes receptoras dentro del *templante*

5.5.4 Longitud de las líneas

La metodología empleada permitió obtener para los tres diseños planteados distintas longitudes de líneas fuentes y receptoras, ya que para cada propuesta se varió el offset máximo estableciendo. En la tabla 5.5.1 se muestra las longitudes de las líneas con sus respectivo offset máximo.

Tabla 5.5.1: Longitud de las líneas receptoras y fuente para los distintos diseños

Diseño	Longitud línea Receptoras (m)	Longitud Líneas Fuentes (m)	Offset Máximo(m)
Bin 10x10	2240	2240	1527.93
Bin 12.5x12.5	2315	2315	1635.78
Bin 15x15	2400	2400	1644.33

5.5.5 Número de elementos por línea

El número de elementos por línea se calculó dividiendo la longitud total de la línea entre el intervalo de grupos, para las respectivas líneas fuentes y receptoras,

dando como resultados para los tres diseño los a valores reflejados en la tabla 5.6.4.

5..6.5 Parámetro de cobertura.

La cobertura lograda en la última campaña de adquisición sísmica 2D realizada en el área de Junín dio un valor de 60 trazas por CDP. Adoptando esto y basándose en la primera metodología empleada para estimar la cobertura, proporcionó un valor que va entre 20 y 30 trazas por CMP para el diseño 3D .

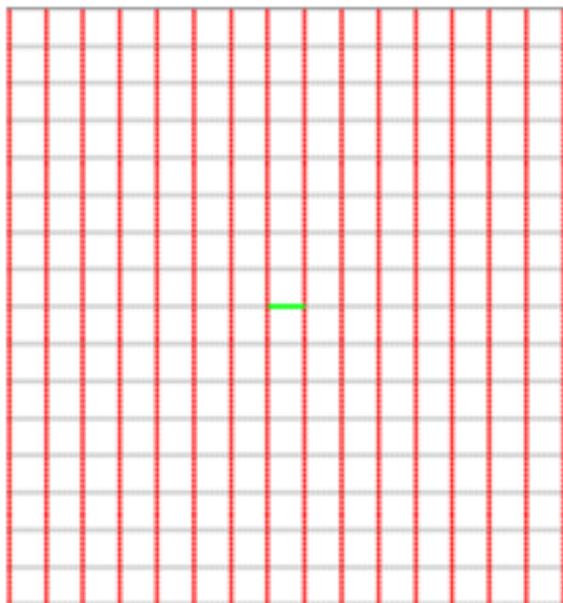
Empleando la segunda metodología para el cálculo de la cobertura, arrojó los resultados mostrados en las tablas 5.6.4, donde sugieren que la cobertura nominal va a variar dependiendo del diseño a evaluar. Vale destacar que dichos valores fueron uno de los más relevantes dentro de la optimización del diseño, pues se quiso aumentar la cobertura para resaltar aquellos espacios donde las sísmicas anteriores no habían obtenido resolución. Estos diseños permitieron en forma general un mayor número de trazas por bin, aumentando la relación Señal/Ruido en los futuros datos procesados y muestreando con una buena resolución los horizontes geológicos planteados.

La tercera metodología para la estimación de la cobertura, la cual está referida al valor de cobertura necesario para poder observar un cambio máximo de porosidad de un 5%. Este valor de cobertura evaluado para los pozos P-157,P-125,-P-135 y P-137 dio la necesidad de un valor de cobertura nominal entre 50 y 60 trazas por CMP bin. Comparando este resultado con los esperados por los diseños propuestos, se puede decir que todos podrán evidenciar los cambios máximos de porosidad en el área de estudio, siempre y cuando no existan obstáculos en superficie que impida la cobertura máxima.

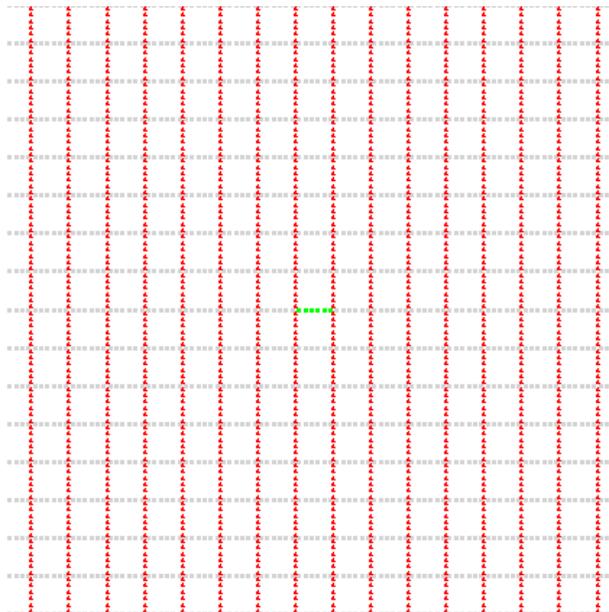
En las siguientes tablas 5.5.4 y5.6.4 se muestra el resumen de los parámetros físicos calculados para cada uno de los tres levantamientos y la geometría de los patches.

Tabla 5.6.1 Parámetros físicos de los tres diseños de adquisición planteado

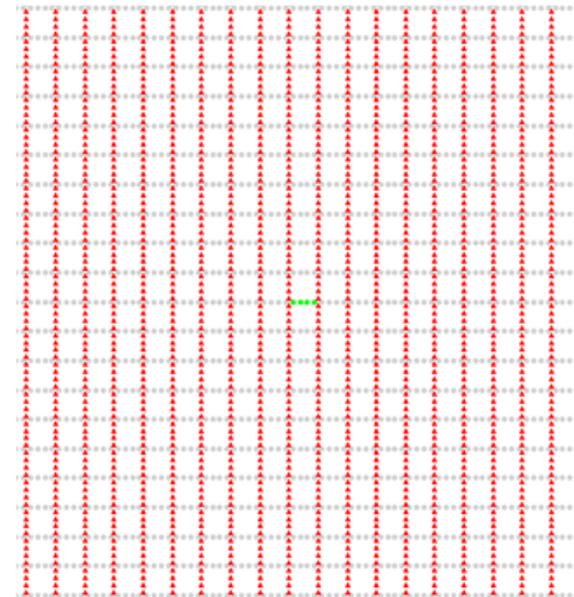
PARÁMETROS	TAMAÑO DEL BIN 10X10	TAMAÑO DEL BIN 12.5X12.5	TAMAÑO DEL BIN 15X15
ÁREA (Km ²)	445	445	445
COBERTURA TOTAL	64	64	100
OFFSET MÁXIMO (m)	1528	1635	1644
NÚMERO DE LÍNEAS RECEPTORAS POR PATCH	16	16	20
NÚMERO DE CANALES POR LÍNEA DEL PATCH	112	96	80
NÚMERO DE CANALES TOTAL POR PATCH	1792	1536	1600
NÚMERO DE DISPAROS/PATCH	6	4	4
SOLAPAMIENTO DE LÍNEAS RECEPTORAS	1	1	1
RELACIÓN DE ASPECTO DEL PATCH	1	1	1
NÚMERO DE LÍNEAS RECEPTORAS (N-S)	158	147	184
DIST. ENTRE LÍNEAS RECEPTORAS (m)	140	150	120
DIST. ENTRE ELEMENTOS RECEPTORES (m)	20	25	30
NÚMERO TOTAL DE PUNTOS RECEPTORES	160272	118992	105992
DENSIDAD DE RECEPTORES POR Km ²	367.38	367	285.55
NÚMERO DE LÍNEAS FUENTES (E-O)	142	142	167
DIST. ENTRE LÍNEAS FUENTES (m)	140	150	120
DIST. ENTRE ELEMENTOS FUENTES (m)	20	25	30
NÚMERO TOTAL DE REGISTROS	106275	82150	79215
DENSIDAD DE PUNTOS FUENTES POR Km ²	392.26	392	307.55
NÚMERO DE FUENTES RECUPERADAS	3823	6560	2660
NÚMERO DE FUENTES EXCLUIDAS	54095	36840	32445
Mínimo Offset (m)	183.86	194.45	148.49
Máximo Offset (m)	1527.93	1635.78	1644.31



Primer Diseño (16x112)



Segundo Diseño (16x96)



Tercer Diseño (20x80)

Figuras 5.5.4 Disposición de los patches para cada uno de los diseños propuestos

5.7 Análisis de la cobertura obtenida en la zona de estudio.

Considerando la gran cantidad de morichales (aproximadamente un 35%) presentes en el área de estudio, se puede decir que la cobertura deseada para cada diseño fue reducida considerablemente, puesto que bajo las leyes ambientales se deben desplazar los explosivos (fuentes) 150 m de cada lado del río, ocasionando una disminución de trazas por cada CMP bin bastante notoria. (figuras 5.7.1, 5.7.2 y 5.7.3)

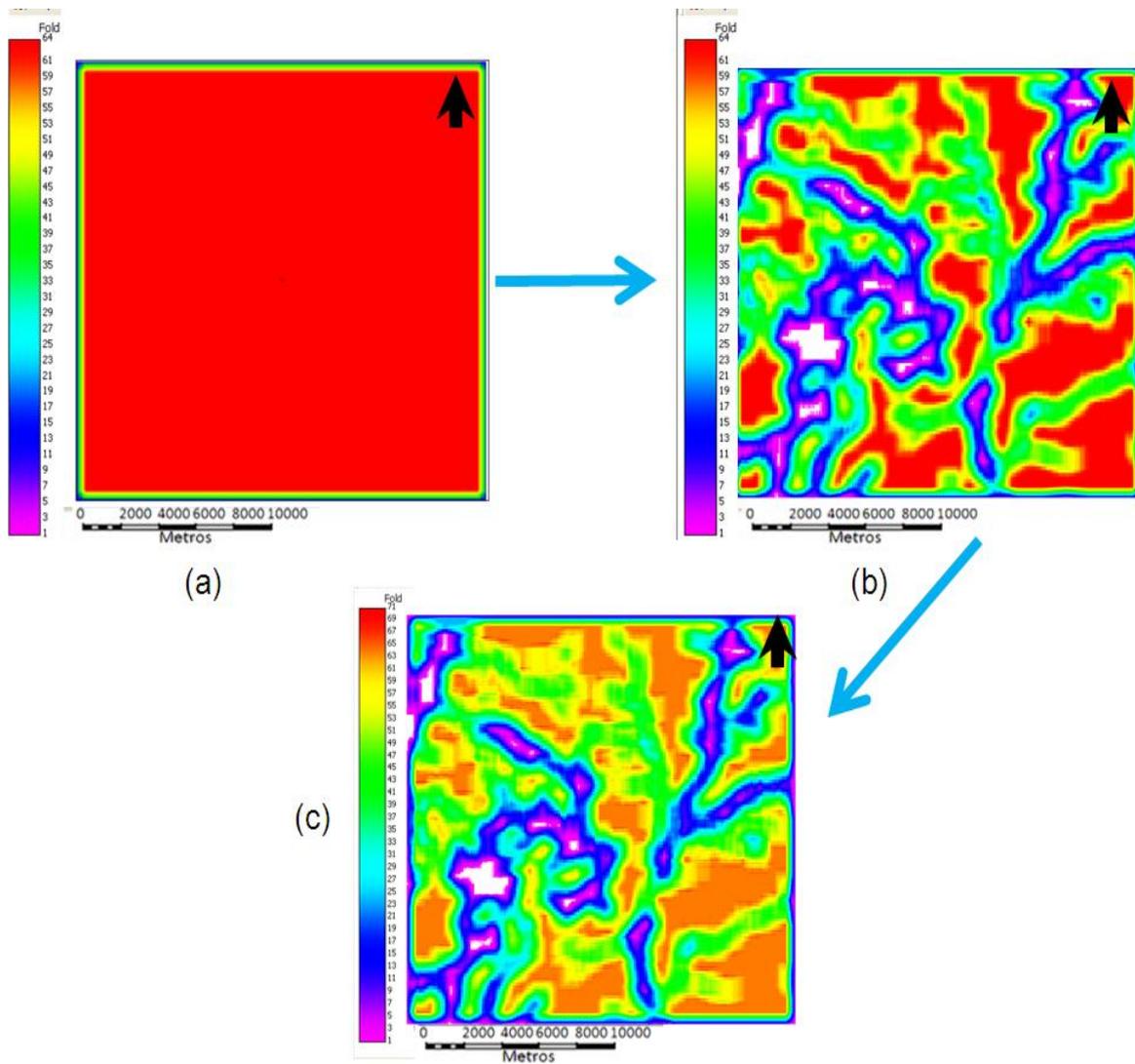


Figura 5.7.1 Cobertura estimada para el primer diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), cobertura obtenida considerando en cuenta sólo las exclusiones (b) y mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).

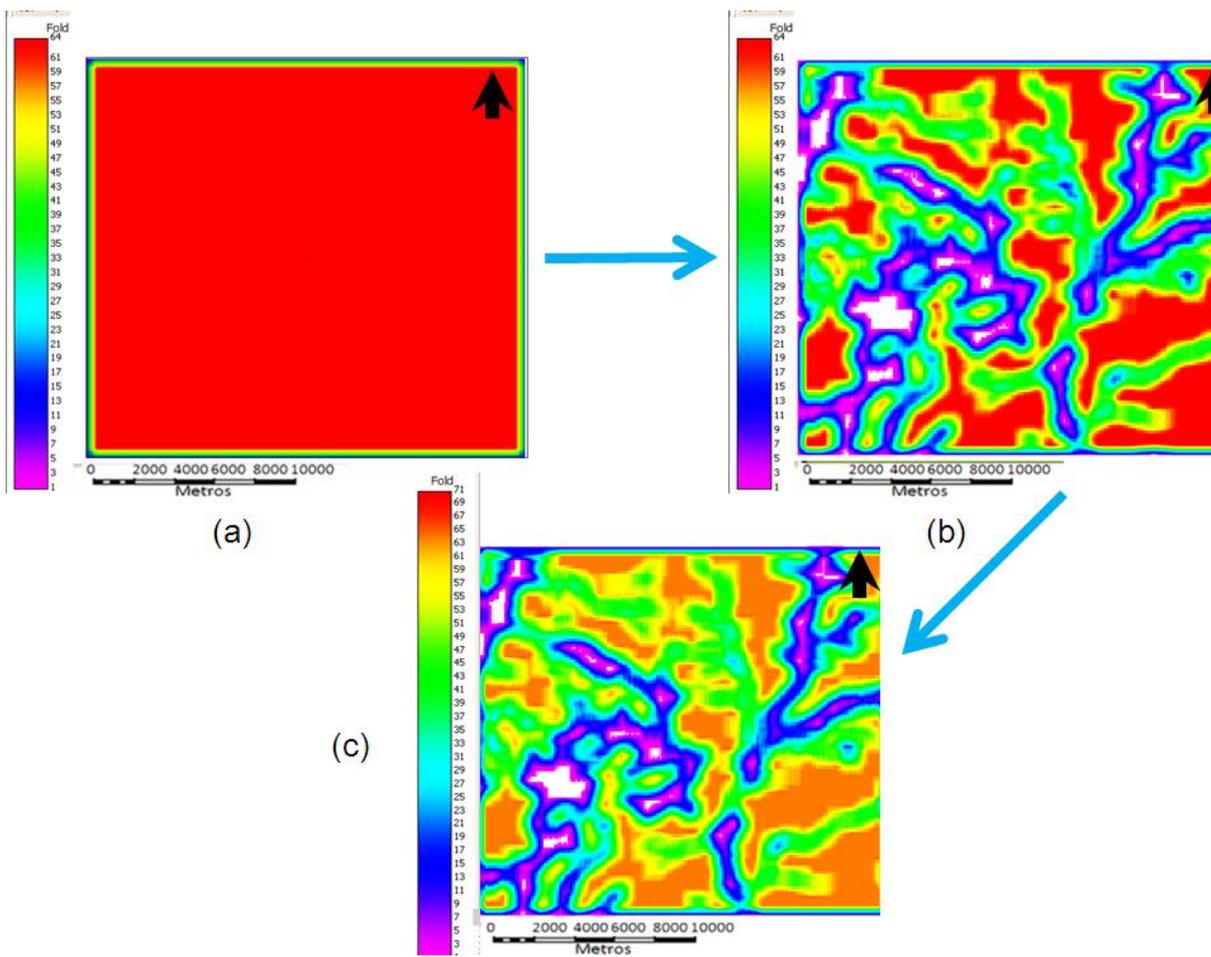


Figura 5.7.2 Cobertura estimada para el segundo diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), cobertura obtenida considerando en cuenta sólo las exclusiones (b) y mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).

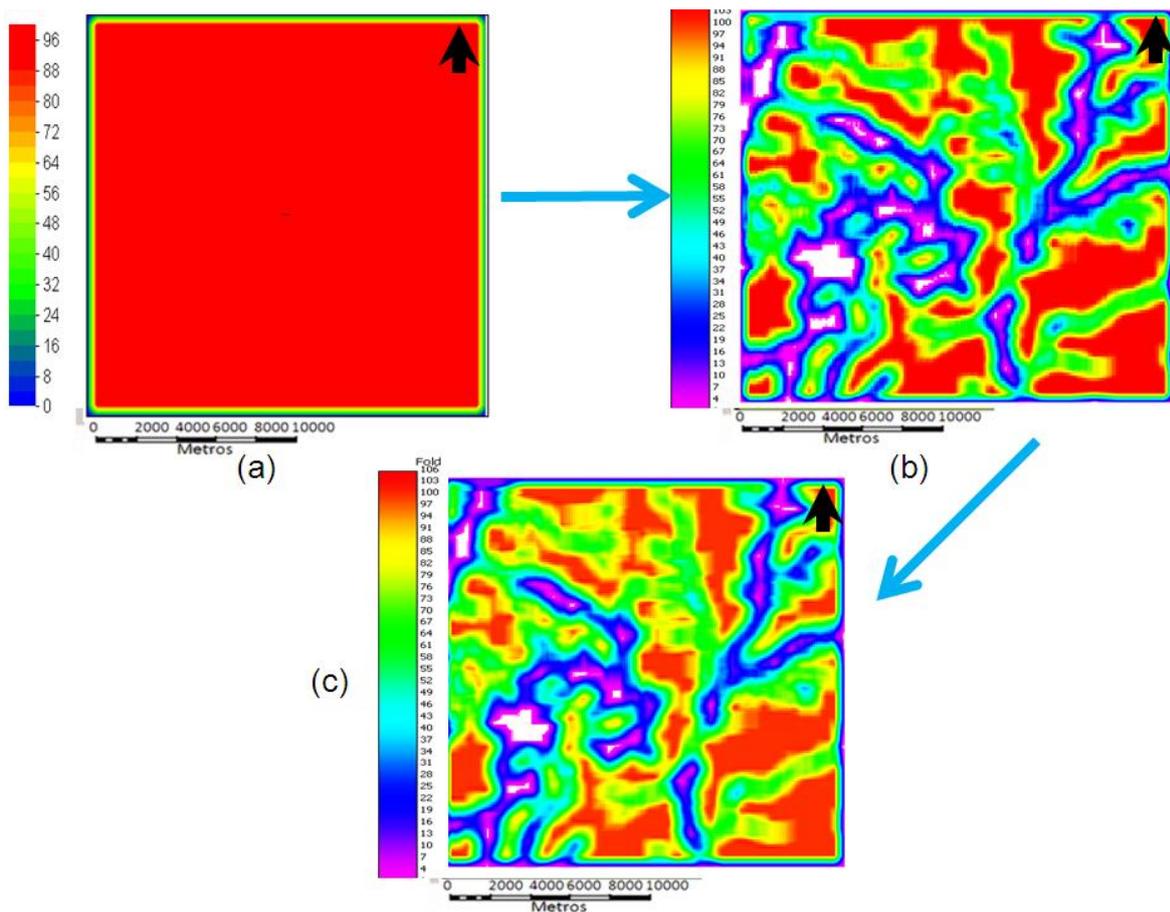


Figura 5.7.3 cobertura estimada para el tercer diseño, sin exclusiones, ni recuperaciones (a), Cobertura obtenida considerando en cuenta solo las exclusiones (b) y mapa de cobertura considerando las fuentes excluidas y recuperadas (c).

Los valores máximos de cobertura para los distintos diseños optimizados son: 71 trazas por CMP bin para el primer y segundo diseño (a pesar de que la cobertura estimada en los cálculos fue de 64 trazas por CMP bin, debido a zonas en las cuales se aumentó la cobertura gracias a la recuperación de fuentes), y de 100 trazas por CMP bin para el tercer diseño, estos valores máximos de cobertura sólo se encuentran en las localidades del bloque más distantes de los ríos.

Los valores mínimos de cobertura en los tres diseños, van de 0 a 27 trazas por CMP bin, para el primer y segundo, y de 0 a 43 trazas por CMP bin para el tercer diseño, estos valores van decreciendo desde los límites de la seguridad exigidos para la protección de los morichales, hasta el centro de los mismos. Los valores promedio de cobertura que se pueden apreciar en las figuras anteriores son: de 56 trazas por CMP bin

para el primer diseño, 60 trazas por CMP bin para el segundo y para el último, 89 trazas por CMP bin. Vale destacar que dichos valores abarcan la mayor área del bloque, asegurando que la cobertura optimizada en los tres diseños sea de media a alta, a pesar de los obstáculos. Así también, dichos valores promedio de cobertura van a permitir detectar cambios en las propiedades petrofísicas del medio (parámetro de cobertura punto 5.6.6).

Como se puede observar en las figuras anteriores 5.7.1, 5.7.2 y 5.7.3 en las áreas mayoritarias de los mapas de cobertura, existen contrastes de cobertura, los cuales son de aproximadamente de 10 a 15 trazas por CMP bin, lo cual evidencia una heterogeneidad en la cobertura, lo que dificulta la visual de los datos en la etapa del procesamiento e interpretación de las líneas sísmicas, ya que existirán zonas en la cuales la imagen será mucho más clara y coherente que en otras, lo que pudiera llevar una mala interpretación.

Analizando individualmente cada propuesta de acuerdo a los mapas de cobertura se puede notar que el tercer diseño presenta una mejor distribución de cobertura que las otras dos propuestas, estas mejorías se pueden apreciar en zonas donde los morichales no son de tan gran tamaño, ya que por ser mayor el tamaño del bin, se tiene una alta densidad de fuente y gran número de estaciones vivas (tabla 5.6.4) dentro del patch, por ende, el número de trazas que caerán dentro de este CMP bin serán mayores, logrando unas coberturas mas homogéneas en las zonas sin morichales.

Relacionando la clasificación de las áreas más prospectivas con la mayor cobertura se puede decir que el área N° I es la que cuenta con la mejor distribución de trazas por CMP bin, ya que en ella existe la poca presencia de morichales. Seguidamente se puede señalar el Área N° II como la segunda mejor zona, pues ella es la segunda zona menos afectada por la presencia de los mismos. Las áreas N° III y IV son la que presenta menos cobertura por presencia de más pasos de morichales.

5.8 Estadísticas de los diseños.

5.8.1 Histogramas del número de trazas vs el número de bin.

El análisis de cobertura para cada uno de los diseños permitió obtener y estudiar las estadísticas generales de cada uno de los tres diseños planteados. Esto es, gráficos del total de bins vs la cobertura, cobertura vs offset absoluto, cobertura vs azimut y los diagramas de rosas.

Los primeros gráficos de barra a ser analizados son los siguientes, los cuales representan el número total de bins vs la cobertura. Dichos gráficos se analizaron para cada uno de los tres diseños.

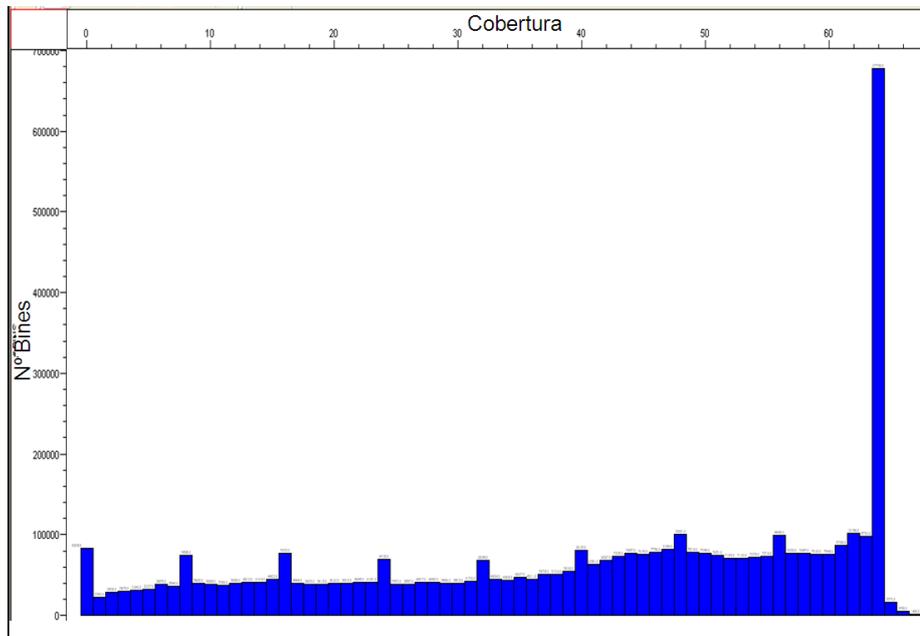


Figura 5.8.1 Gráfico del número de bins vs la cobertura, para el primer diseño (bin 10x10).

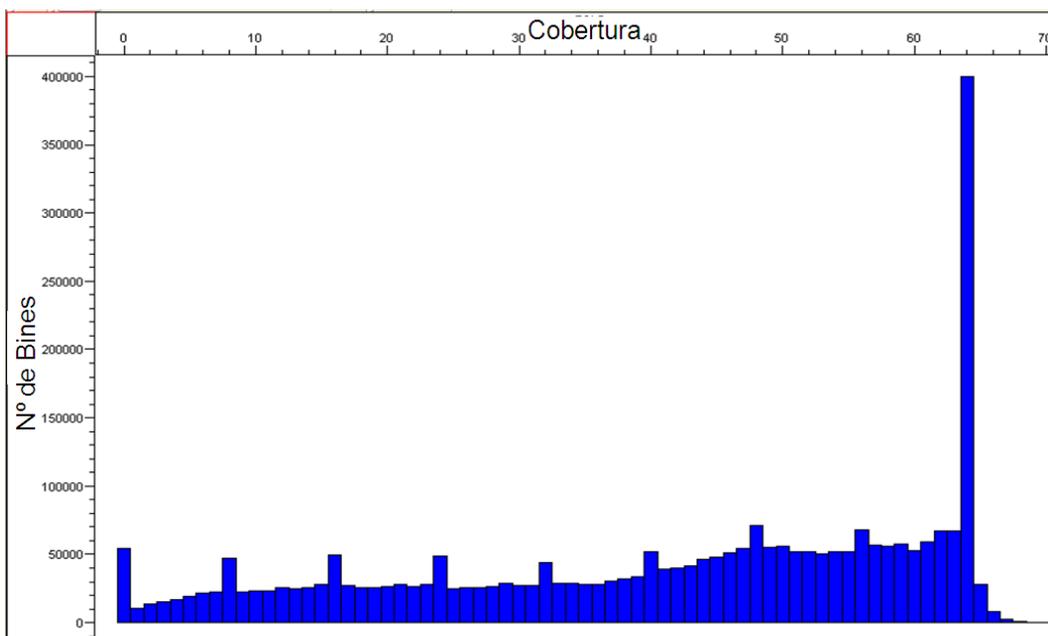


Figura 5.8.2 Gráfico del número de bins vs la cobertura, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5).

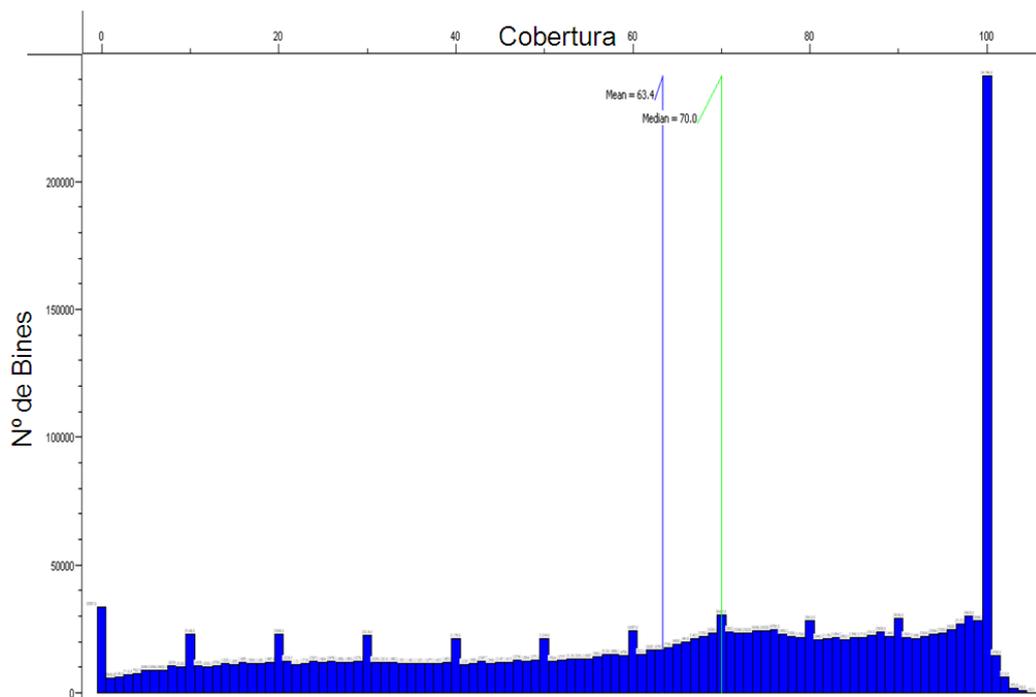


Figura 5.8.3 Gráfico del número de bins Vs la cobertura, para el tercer diseño (bin 15x15).

De la figura 5.8.1, se puede observar que, para el primer diseño de un total de 4.371.612 bins existentes, sólo 677.748 bins, lo que representa casi un 16 %, poseen la cobertura óptima planificada. De forma similar para el segundo diseño (figura 5.8.2), de un total de 2.855.639 bins sólo existen 399.988 con cobertura óptima, lo que representa un 14%. Y finalmente el tercer diseño representado en la figura 5.8.3, se puede apreciar que de un total de 1.944.055 bins, sólo existen 241.408, lo que representa un 12% de bins que cumplen con la cobertura óptima. Lo que permite decir que menos de la cuarta parte de los bins planificados para estos diseños cuenta con la máxima cobertura, lo cual es poco favorable para iluminar el objetivo geológico propuesto como se planificó, principalmente por causa de los obstáculos ambientales. Dicha cobertura para estos bins no posee una buena distribución espacial como se puede apreciar en las figuras N° 5.7.3, pudiendo notar áreas en la cuales la cobertura cambia notablemente en pocos km^2 , provocando una poca uniformidad en los datos, pudiendo traer problemas de huella de adquisición en los datos posteriormente procesados e interpretados.

Vale destacar que para la primera propuesta se pueden apreciar aproximadamente 42% de bins que poseen una cobertura entre 40 y 60 trazas por bin. Para la segunda propuesta un porcentaje aproximado 43% para el mismo rango de cobertura y para la

tercera propuesta 39% de los bins poseen una cobertura entre 70 y 100 trazas por bin. Todos estos bins se encuentran distribuidos en el bloque de estudio entre los márgenes de las zonas de seguridad de los morichales y las áreas de máxima cobertura. Dicha proporción de bins para las tres propuestas de diseño de adquisición es bastante favorable, ya que la mayoría de bins se encuentran de media a alta cobertura para los tres diseños. Así mismo, se puede decir que la cobertura alcanzada por los porcentajes anteriores de bins no es la planificada teóricamente, pero es bastante buena para poder detallar el modelo geológico planteado.

Vale destacar que en cada uno de los diseños planteados existen bins en los cuales no existe ninguna contribución de traza, ubicados espacialmente en el centro de los morichales, donde no hay presencia de fuentes. Para el primer, segundo y tercer diseño respectivamente existen un 1,8%; 1,8% y 1,7% de bins sin contribución.

5.8.2 Histogramas del número de trazas vs offset

A continuación se presenta para cada una de las propuestas de diseño, las gráficas del número de trazas vs las distancias fuentes–receptores (offsets) calculados a partir de la cobertura obtenida en el bloque de estudio (figura 5.8.4, 5.8.5 y 5.8.6)

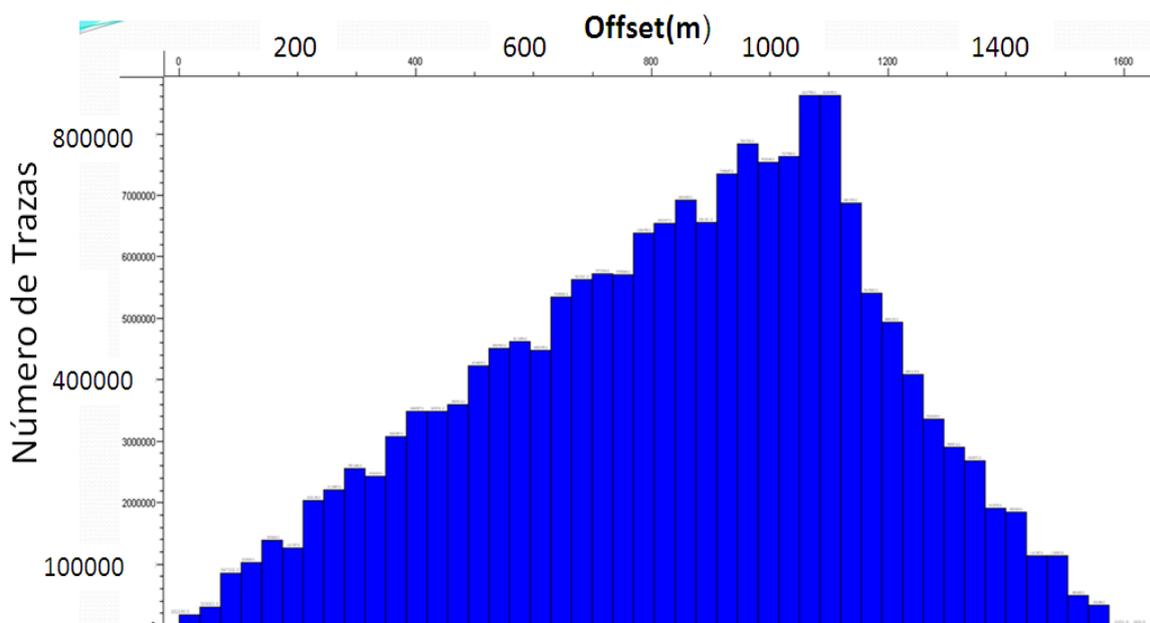


Figura 5.8.4 Gráfico del número de trazas vs offsets, para el primer diseño (bin 10x10)

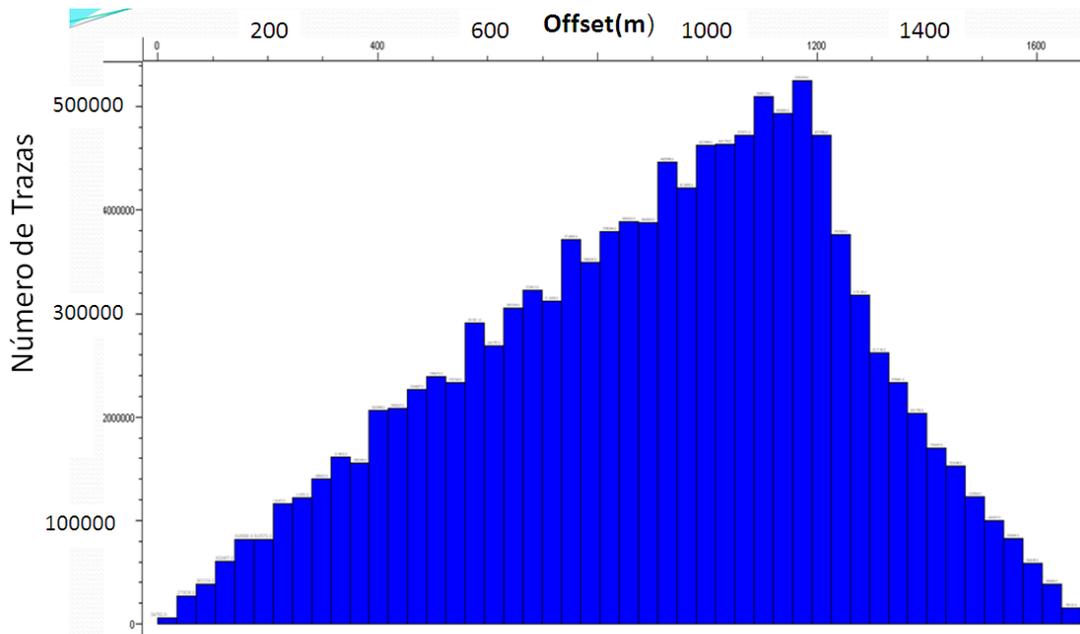


Figura 5.8.5 Gráfico del número de trazas vs offsets, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5)

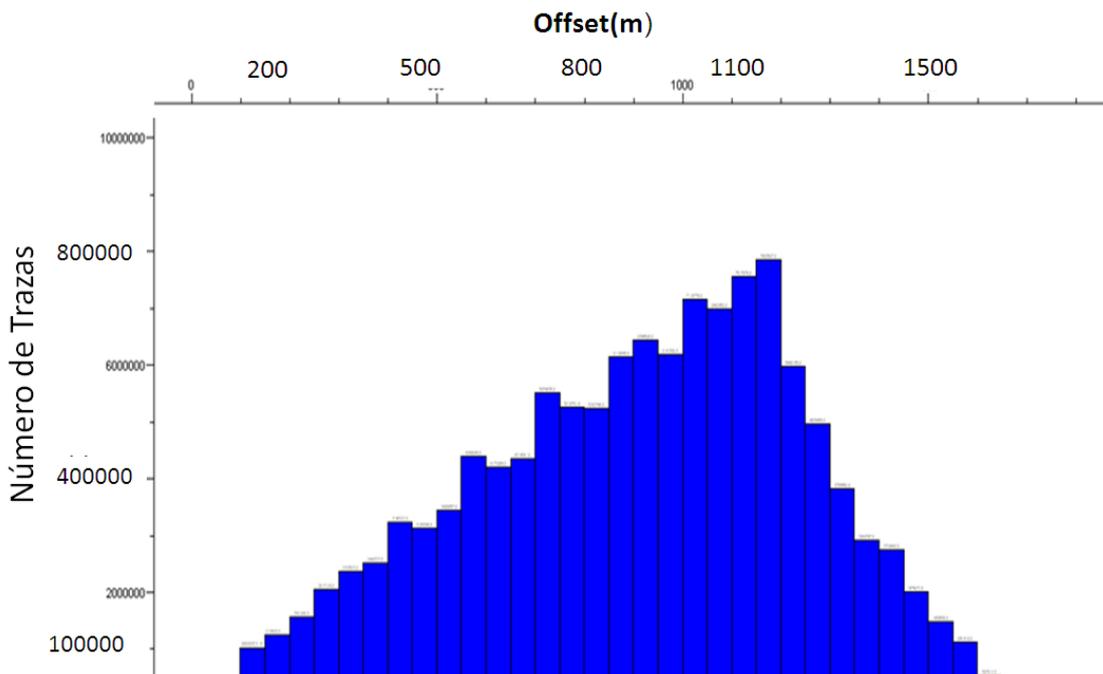


Figura 5.8.6 Gráfico del número de trazas Vs offsets, para el tercer diseño (bin 15x15).

De los gráficos anteriores se puede decir que de forma general todos presentan una distribución triangular, ya que muestran los valores de offset absoluto, de cada uno de los tres levantamientos diseñados, resultantes de la suma de las distribuciones uniformes tanto en dirección in-line como cross-line de los offset de todo el levantamiento. Se puede notar en dichos gráficos que la frecuencia de los histogramas es mayor del lado izquierdo de los datos que del derecho, debido a que en el lado izquierdo de las gráficas

existe un aumento sostenido de la cobertura en relación con el aumento de offset (aproximadamente de 0 m a 1000 m en cada uno de los gráficos), y una disminución bastante brusca o falta de frecuencia en el otro segmento (1000 m a 1600 m), provocando una alta frecuencia del histograma entre los 600 m y 1200 m aproximadamente.

Relacionando estas tendencias con lo esperado en los distintos diseños optimizados se puede decir lo siguiente: a) al comparar el primer diseño, el cual plantea una apertura de offset que va desde 180 m a 1530 m aproximadamente para la iluminación de los tres objetivos de la adquisición, con lo obtenido en la figura 5.8.4, se deja notar que para la distancia entre los 180 m y 400 m (según los cálculos de offset anteriores, los cuales aseguran la iluminación del objetivo somero) existe un porcentaje del 9% del total de trazas del levantamiento, lo que va permitir visualizar correctamente dicho objetivo somero. Así mismo, se puede apreciar que el mayor número de trazas, con un 57% se encuentra entre la distancia de 400 m a 1200 m de offset asegurando la iluminación de los objetivos somero y profundo del modelo geológico. A partir del offset de 1200 m se ve una disminución del número de trazas a medida que se aumenta el offset, lo cual no es relevante para iluminar los objetivos propuestos. b) En el segundo diseño, el cual fue planificado para una apertura de offset que va desde 200 m a 1630 m aproximadamente, se puede apreciar en la figura 5.8.5, que el objetivo somero es cubierto a cabalidad con un porcentaje de trazas aproximado de 11.2% del total de trazas en el diseño. De la misma manera para los offset entre los 400 m y 1150 m, lo cuales abarcan los objetivos principal y profundo tienen un aporte de trazas de aproximadamente 57% del total de trazas, asegurando la iluminación de dichos objetivos, y c) los offset del tercer diseño optimizado van desde los 150 m hasta los 1640 m aproximadamente, que al ser analizados con los de la figura 5.8.6 permiten decir que existe una disminución notable que arroja un 10.7% de trazas para los offset que van desde los 200 m hasta los 400 m, lo cual representa la cobertura del objetivo más somero. Para offset entre 400 m y 1200 m se tiene un porcentaje de un 54% de trazas, lo que llega a iluminar tanto el objetivo principal como el profundo sin mayor inconveniente.

Es importante destacar que la no uniformidad en la distribución de los datos en los histogramas presentados, son producto de la presencia de los morichales en el bloque de estudio, ya que si estos no estuviesen en el área, la gráfica tuviera una distribución de offset más homogénea.

5.8.3 Histogramas del número de trazas vs el azimut de *bin*

Al observar de forma general los tres histogramas (figura 5.8.7; figura 5.8.8; figuras 5.8.9) los cuales representan el número de trazas vs azimut, en el patch promedio (el cual toma en cuenta las recuperaciones y exclusiones), se tiene que para cada levantamiento tienen el mismo comportamiento en los 360°, únicamente variando el número de trazas por cada azimut. Para simplificar el análisis se decidió referirse sólo al primer cuadrante (entre 0° y 90°), ya que para los otros tres se repite el mismo comportamiento.

Para los ángulos entre 0° y 30° se tiene la menor cantidad de trazas del todo el diseño, con una cantidad para la primera propuesta entre 290000 y 390000 trazas lo que representa un 19,8%, para el segundo diseño (el cual tiene la misma cobertura teórica que el primero) se tiene un número de trazas van desde las 190000 hasta 250000 trazas lo que representa un 20.1 % del total y para la tercera propuesta la cual tiene un aumento en la cobertura se tienen una variación de trazas que va desde 1500000 hasta 2000000, lo que representa 20,1 %.

Entre los ángulos 30° a 50° se puede notar un aumento progresivo del número de trazas, hasta llegar a un máximo resaltante justo en los 45°. Específicamente para el primer diseño las trazas están entre 4000000 y 4500000 (con un máximo en los 45° de 5000000), lo que representa un porcentaje de 34,8 % y 8.4 % respectivamente. Para la segunda propuesta se tiene en estos mismos ángulos (30° a 50°) una variación de trazas por azimut de 2500000 hasta 3900000 los que constituye un 27,6% y para el ángulo de 45° un valor de 3500000 trazas un 8,6 %. Y para el último diseño, en este referido rango de ángulos, se tiene una cantidad de trazas que van desde 2000000 hasta 2250000, lo que representa 27,6 % y para el ángulo de 45°, 2800000 trazas, lo que constituye 8,4%. Para los ángulos entre 60° y 90°, se puede apreciar en las tres gráficas (figuras 5.8.7; figuras 5.8.8; figuras 5.8.9) un comportamiento especular en la cantidad de trazas representadas en los entre los ángulos 0° y 30°.

Todo este comportamiento, al relacionarlo de forma general con el diseño del patch wide azimut, con un aspecto de 1, es totalmente coherente ya que en dicho diseño existen una menor cantidad de trazas en los primeros ángulos del círculo polar, que va aumentando hasta llegar a los 45°, ya que en dicho ángulo se suma la mayor cantidad de trazas de todo el Patch, repitiéndose este máximo cada 90°, hasta cumplir los 360°. Luego de este máximo empieza a disminuir la cantidad de trazas por azimut en la misma proporción que en los primeros ángulos, hasta llegar a los 90° (ó 0° del segundo

cuadrante), donde comienza nuevamente el ciclo. Pudiendo decir que según estas distribuciones de azimut la propuesta que involucran el mayor número de trazas para la totalidad de los ángulos está representada por el tercer diseño, pues posiblemente se deba a que por tener unas dimensiones mayores exista una mejor irradiación de ángulos en dichos *bin* de 15x15, considerando los grandes obstáculos de superficie. Vale destacar que la no uniformidad de los datos (las altas frecuencias o picos) que se observa en la gráfica es producto de la heterogeneidad de los obstáculos en superficie, ya que si estos no estuviesen el histograma tendría tendencias más suavizadas.

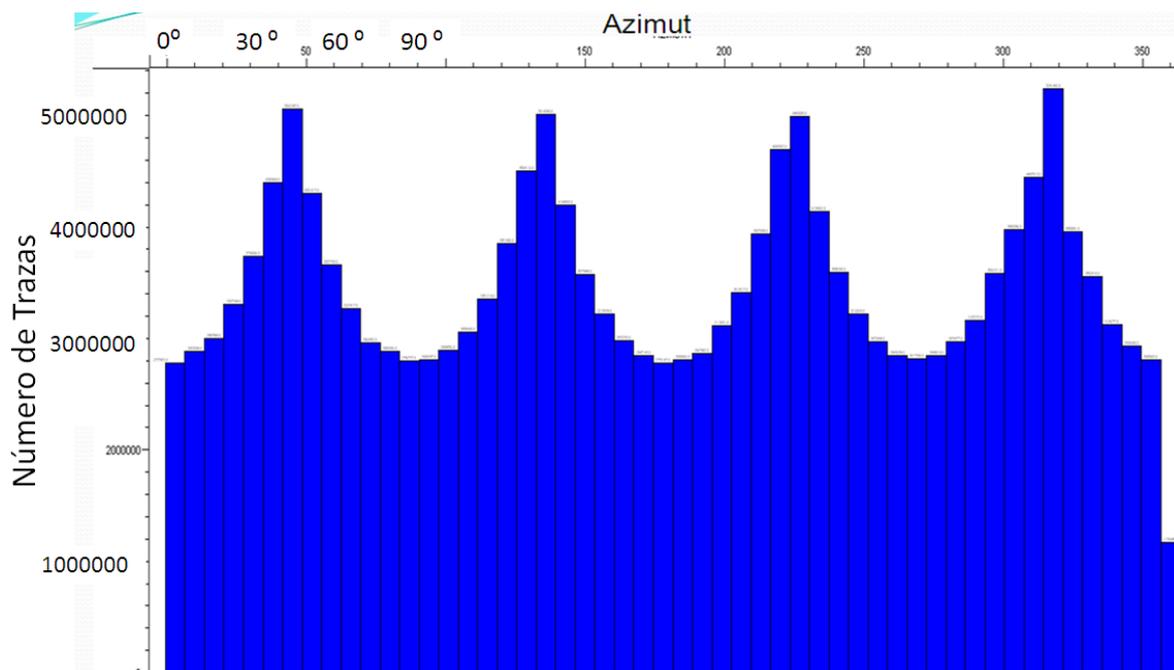


Figura 5.8.7 Gráfico del número de trazas vs azimut, para el primer diseño (bin 10x10)

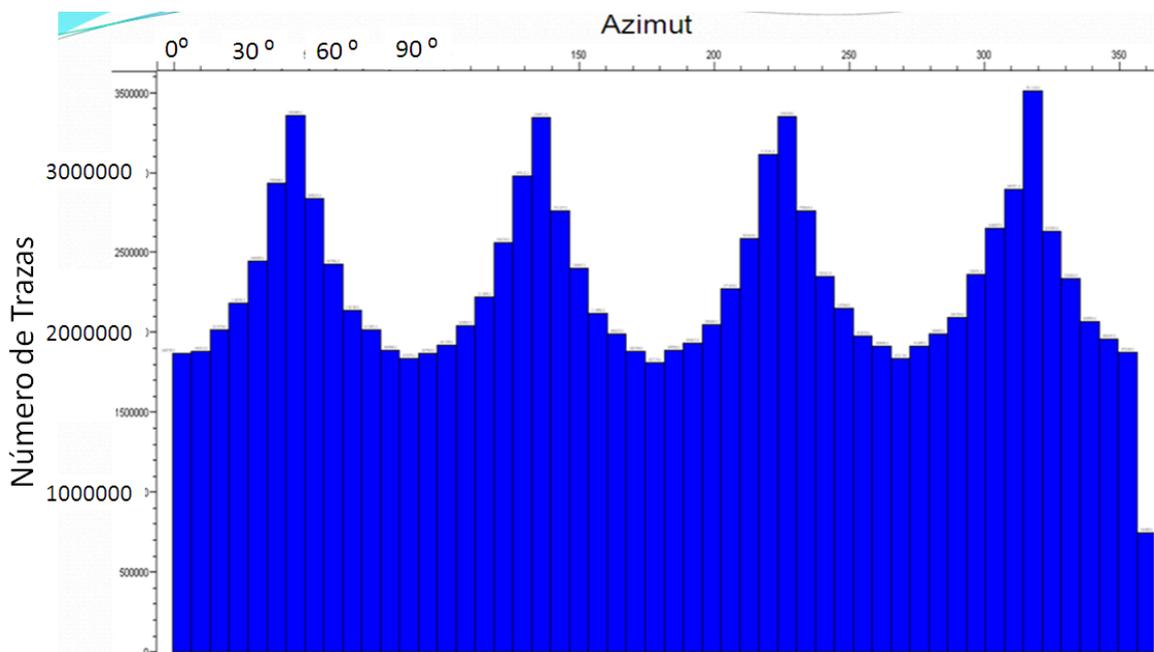


Figura 5.8.8 Gráfico del número de trazas vs azimut, para el segundo diseño (bin 12.5x12.5).

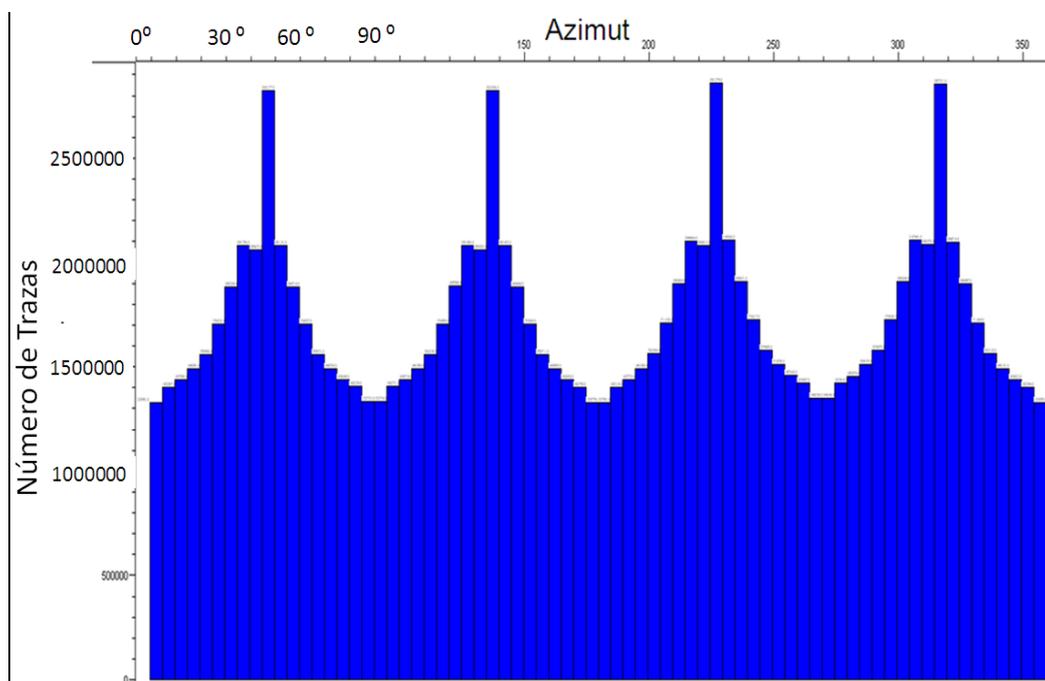


Figura 5.8.9 Gráfico del número de trazas vs azimut, para el tercer diseño (bin 15x15).

5.8.4 Diagrama de rosas

En los siguientes diagramas de rosas se puede apreciar la distribución del número de trazas en un determinado offset y azimut, del promedio de los patches obtenidos en el diseño (tomando en cuenta las exclusiones y recuperaciones de fuente). De forma general se puede apreciar que para los offset que van aproximadamente de 0 m a 400 m la cantidad de trazas va de baja a media, para los offset medios de 400 m a 800 m se

puede estimar una mayor cantidad de trazas excepto entre los ángulos 340° - 20° y 160° - 200° que existe una pérdida de trazas considerable, y para los offset lejanos entre 800 m y 1200 m se evidencia una disminución en el número de trazas.

En el primer diseño (bin 10×10) se puede apreciar el siguiente diagrama de rosa (figura 3.8.10), representando que para offset cercanos (0m-400m), los cuales van a permitir la iluminación del objetivo somero, existe un número de trazas de 499583, lo que representa un 25%. Pudiendo decir que el objetivo somero va ser iluminado por este diseño, con aporte bastante regular tanto en el número de trazas y como en las direcciones. Para offset medios (400 m y 800m) los cuales aseguran la iluminación del objetivo principal, existe el mayor número de trazas aproximadamente 1025297 (40 %), con un aumento favorable del número de trazas en los 360° en los offset 800m, lo que permite decir que el objetivo principal también van hacer cubierto adecuadamente tanto en ángulo como en offset. Finalmente para los offset lejanos (800m y 1500m), los cuales permiten iluminar el objetivo más profundo, se evidencia una merma en el número de trazas, destacando las direcciones entre 40° - 320° y 140° - 220° donde hay presencia de 112214 (10%) trazas, lo que permite reafirmar la idea de que se pierden trazas para los primeros y los últimos ángulos de los cuadrante el diseño en si, al igual que existe una ganancia de trazas en los ángulos 45° de los mismos cuadrantes.

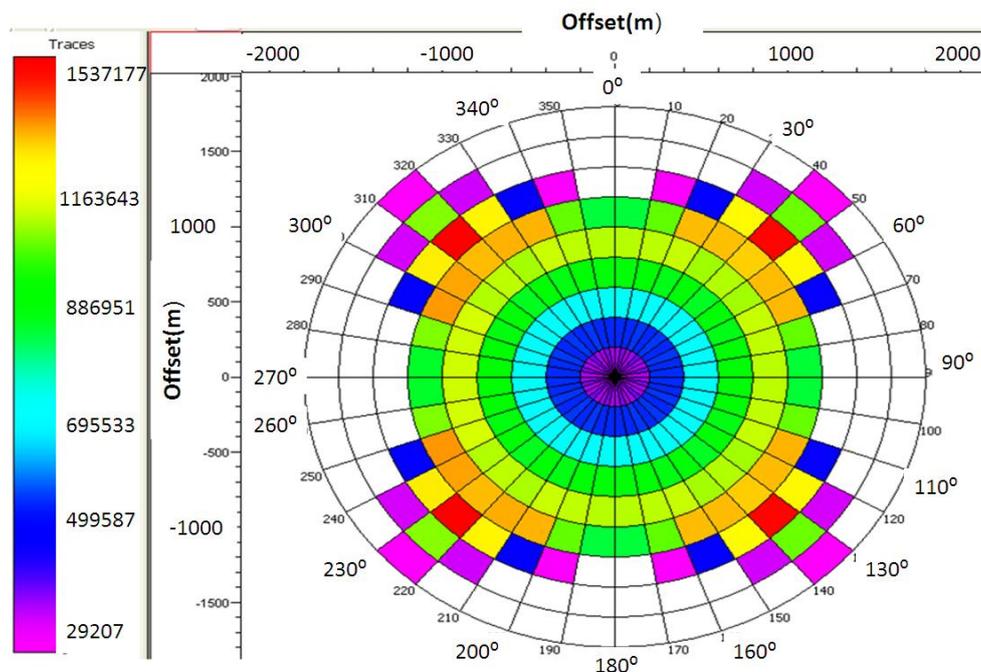


Figura 5.8.10 Diagrama de rosa del primer diseño, (bin 10×10).

Para la segunda propuesta (bin 12.5x12.5), se observa en la figura 5.8.11, la cual representa el diagrama de rosa para dicho diseño, en ella se nota que para los offset cercanos (0 m-400 m) existe una uniformidad y buena cantidad de trazas en todos los ángulos, con aproximadamente de 387512 (41%) trazas, lo que puede asegurar que el objetivo somero se cubra a cabalidad.

Para los offset medios (400 m a 800 m) se tiene una cantidad mayor del número de traza por dirección, donde el aporte de trazas va de 683815 hasta 829215 (38%) para los todos los ángulos en general, sugiriendo una buena y uniforme cobertura del objetivo principal. Para el tercer anillo o offset lejano (800 m a 1500 m) se tiene una disminución de la cantidad de trazas 847619 (5%) aproximadamente, con poca uniformidad en casi todas las direcciones, pudiendo decir que el objetivo profundo va a ser iluminado no tan preciso como el principal pero con una cantidad relevante de trazas, en la mayoría de los ángulos.

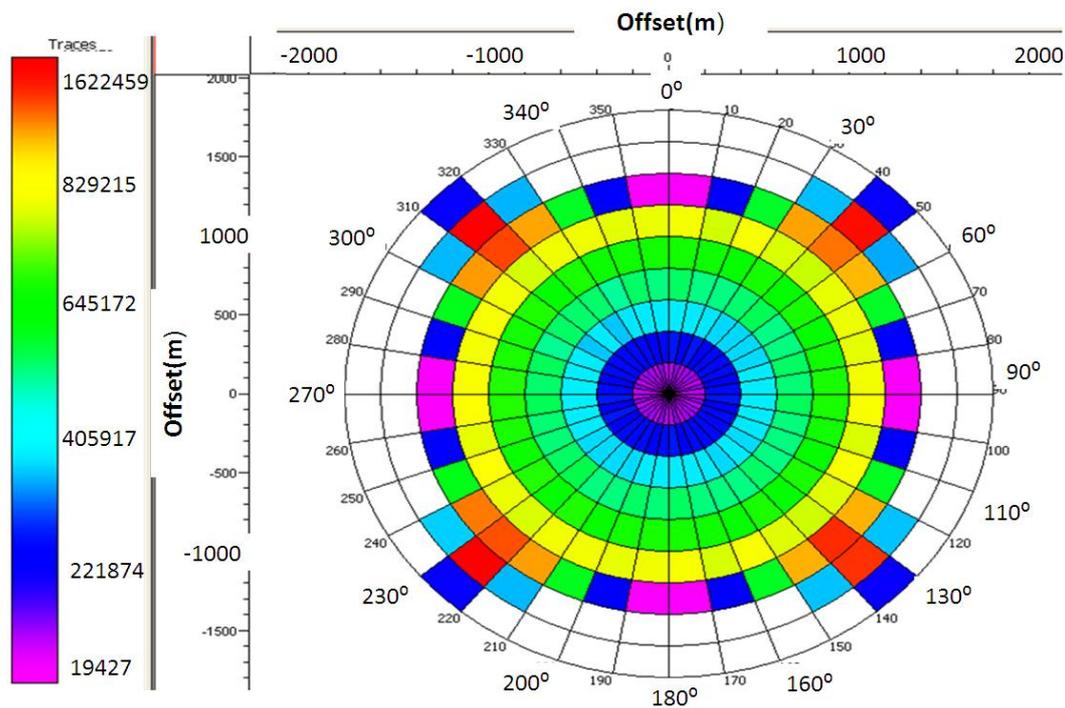


Figura 5.8.11 Diagrama de rosa del segundo diseño, (bin 12.5x12.5).

El diagrama de rosa presentado para última propuesta, representado en la figura 5.8.12, se puede observar que para los offset cercanos (0 m a 400 m) existe una uniformidad en la distribución en todas las direcciones aproximadamente 446886 (41%) traza, lo que asegura una buena iluminación del objetivo somero. Para los offset medios (400 m-800 m) se puede apreciar una buena distribución de trazas en todas las

direcciones que va en aumento a medida que va llegando al límite de los 800 m, aproximadamente 791337 trazas (10%), lo que puede representar una muy buena iluminación del objetivo principal. Para los offset lejanos (800 m a 1500 m) se puede apreciar una distribución no tan regular del número de trazas, permitiendo decir que el objetivo profundo con dicha geometría no va hacer tan regularmente muestreado como los otros dos objetivos.

Al comparar este diagrama con los dos anteriores, se puede decir que la ganancia de trazas con respecto a los ángulos, es debido al incremento del tamaño del bin, ya que a un mayor tamaño del bin, va a permitir que caigan mayor número de rayos en más direcciones, superando los obstáculos de superficie existentes, lo cual es bastante favorable cubrir uniformemente estos espacios. Pero con la limitante que entre mayor sea el tamaño del bin, se tendrá más pérdida de resolución lateral y vertical, lo que hará tener menos detalle en el objetivo geológico planteado.

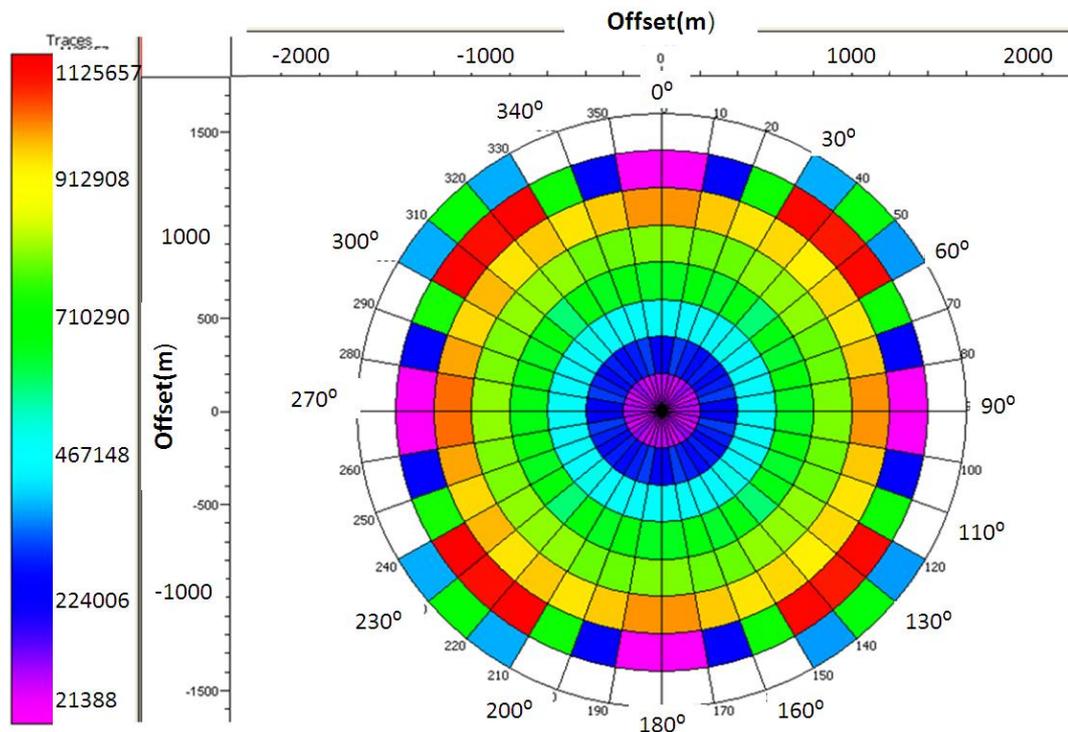


Figura 5.8.12 Diagrama de rosa del tercer diseño, (bin 15x15).

5.9 Estudio de offset y azimut en zonas de baja y alta cobertura.

Se decidió en este trabajo especial de grado, realizar un estudio en las áreas con mayor, media y menor cobertura. Con la finalidad de analizar estos tres escenarios y así poder evaluar cual de las tres propuestas de diseño de adquisición sísmica 3D es la más adecuado técnicamente, se decidió dividir el siguiente análisis de offset y azimut en estas tres áreas, de modo que se pudiese detallar cual es el comportamiento y la relación del números de trazas con las distancias fuente receptor y los ángulos.

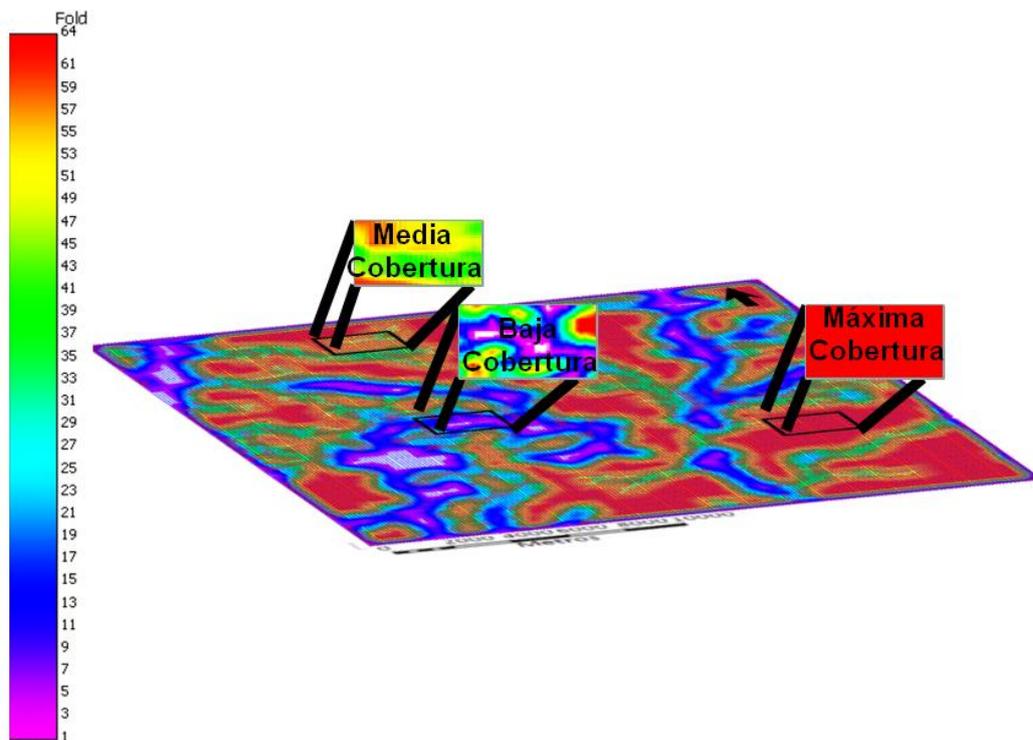


Figura 5.9.1 Mapa de cobertura total que refleja las tres zonas a evaluar según su distribución de cobertura.

5.9.1 Zona de máxima cobertura

Se puede apreciar en la figura 5.9.2 que existe una homogeneidad en la distribución de offset cercanos aproximadamente en un rango de 60 m, excepto en los cuatro bins del centro del box, donde la distancia aumenta, llegando las trazas más cercanas aproximadamente a 160 m. Esto se debe a que estos puntos son los más distantes entre la fuente y los receptores del *box* planificado. Para el segundo diseño figura 5.9.3, se puede apreciar un comportamiento muy similar y una distribución de offset bastante uniforme, con valores cercanos a los 100 m para la mayoría de bins, en cambio en los

bines centrales la distancia aumenta a valores 170 m para este offset. Para el tercer diseño (figura 5.9.4) se tiene que existe la misma uniformidad en la distribución de offset cercanos, con valores de 100 m para las trazas más cercanas y en el centro del box de 166 m, en síntesis, se puede decir, que en los tres diseños se logra teóricamente iluminar sin ningún problema el objetivo más somero. Con respecto a los histogramas de offset y diagramas de rosa analizados anteriormente se puede añadir que en esta distancia existe una buena acumulación de trazas que afirma un buen muestreo en subsuelo.

Al analizar los offset medios(figuras 5.9.5, 5.9.6 y 5.9.7) en la zona de máxima cobertura, en todos los diseños se puede apreciar un comportamiento uniforme de los mismos, teniendo 800 m para el primer diseño, segundo diseño 820 m y 860 m para el tercer diseño. Al correlacionar esto con los histogramas antes observados, se puede decir en forma general que existe la mayor acumulación de trazas justo en esta apertura, asegurando la iluminación correcta del objetivo principal.

Observando los mapas de offset lejanos(figuras 5.9.8, figura 5.9.9 y figura N° 5.9.10) se puede analizar que ellos poseen una similitud de valores en la mayoría de los bines, para el primer diseño 1320 m, segundo 1380 m y tercero 1400 m, excepto los bines ubicados en el centro del box, los cuales tienen una menor distribución, con valores para el primer 1222 m, segundo 1300 m y para el tercer 1280 m, perdiendo trazas lejanas debido a que por ser las zonas más distantes de las fuentes y receptores, van a tener menos cobertura que las demás, no obstante, dichos valores son bastante favorables para la iluminación del objetivo profundo.

De forma general, los histogramas representados en cada uno de los bines de las zonas de buena cobertura, muestran una excelente distribución, asegurando toda la gama de offsets que permitirá facilitar los cálculos y correcciones en la posterior etapa del procesamiento, por medio de la determinación de un campo estable de velocidad, mejoramiento de la relación señal/ruido y atenuación de múltiples

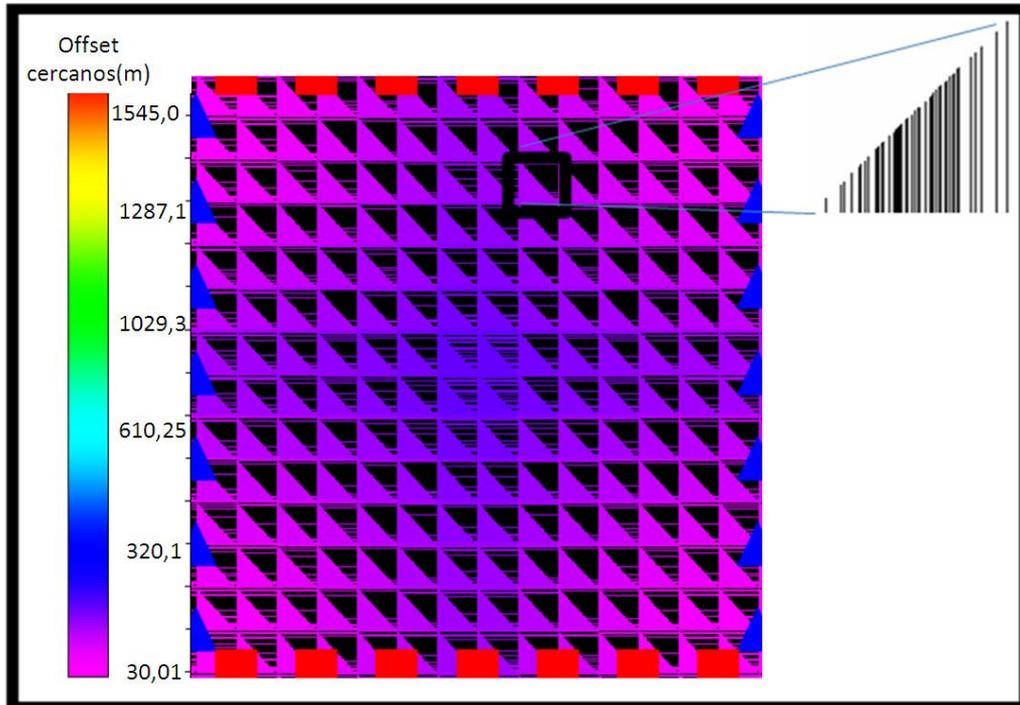


Figura 5.9.2 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño.

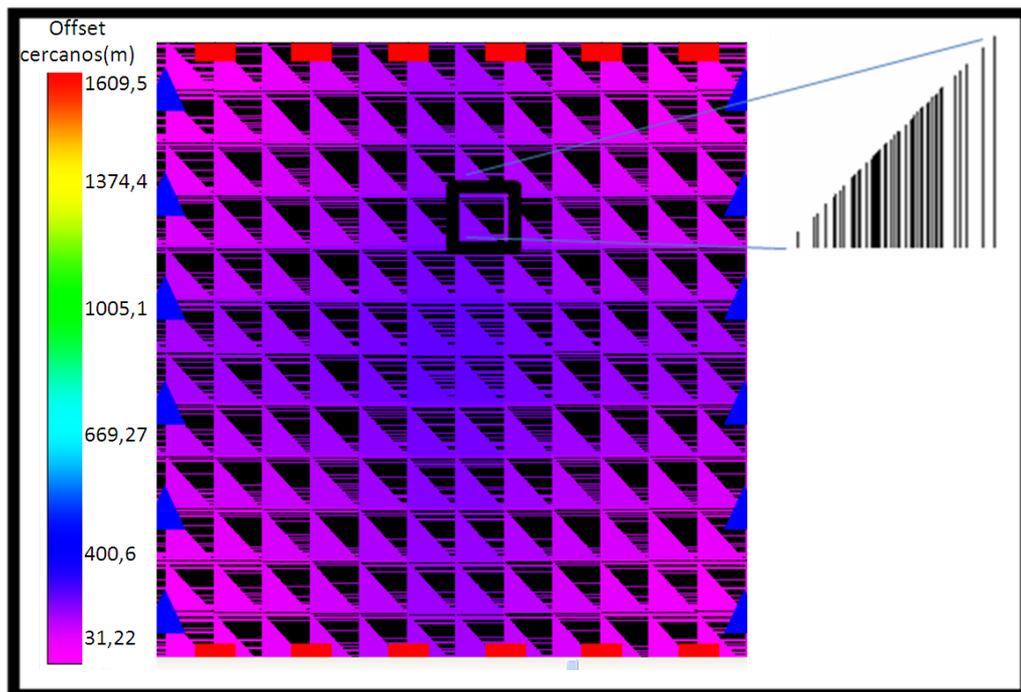


Figura 5.9.3 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño.

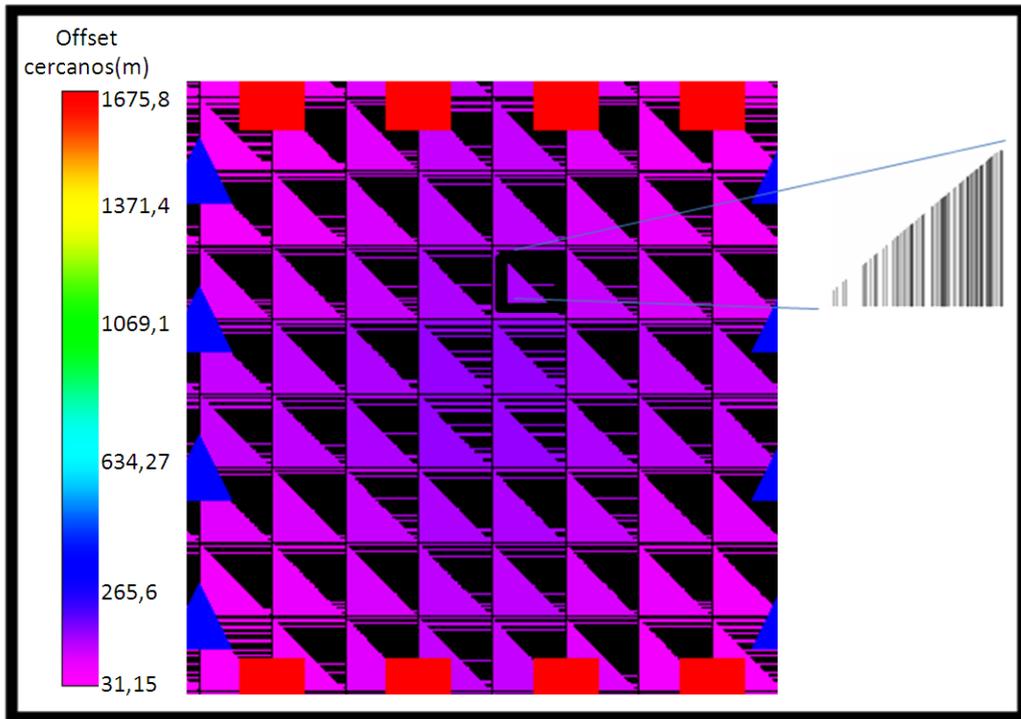


Figura 5.9.4 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño.

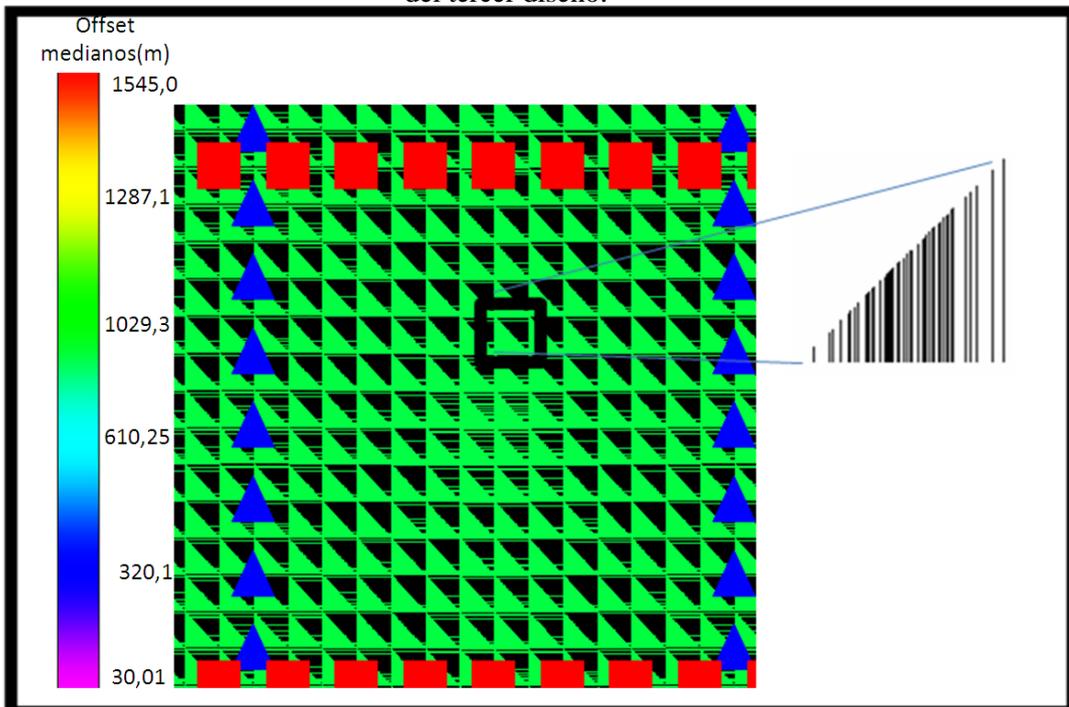


Figura 5.9.5 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño.

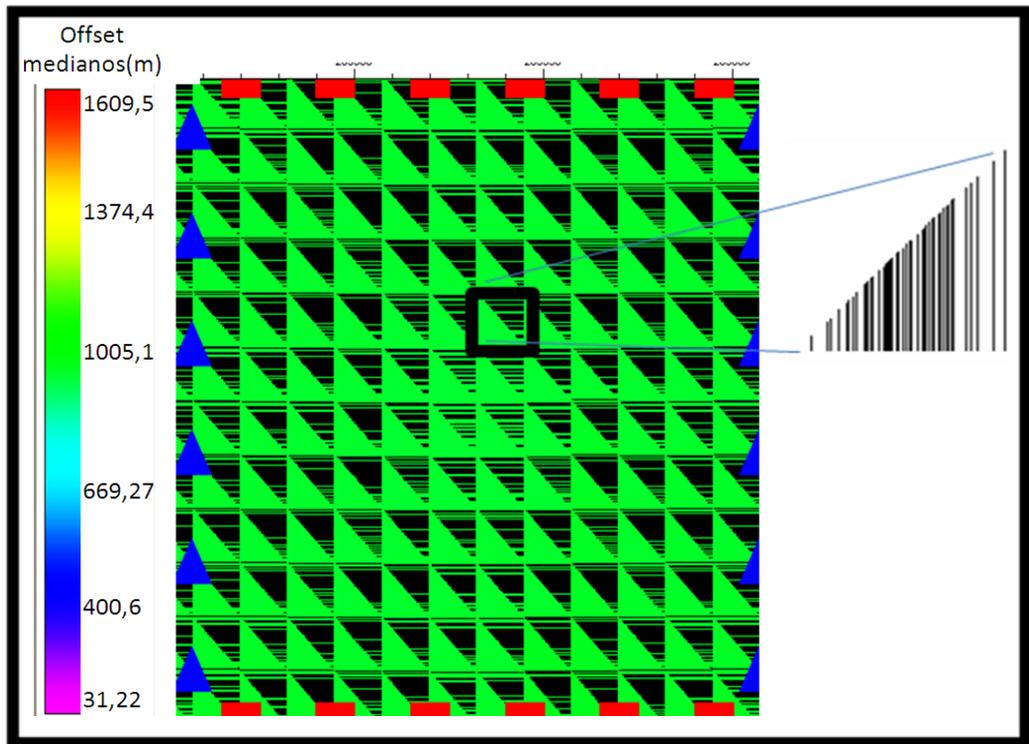


Figura 5.9.6 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño.

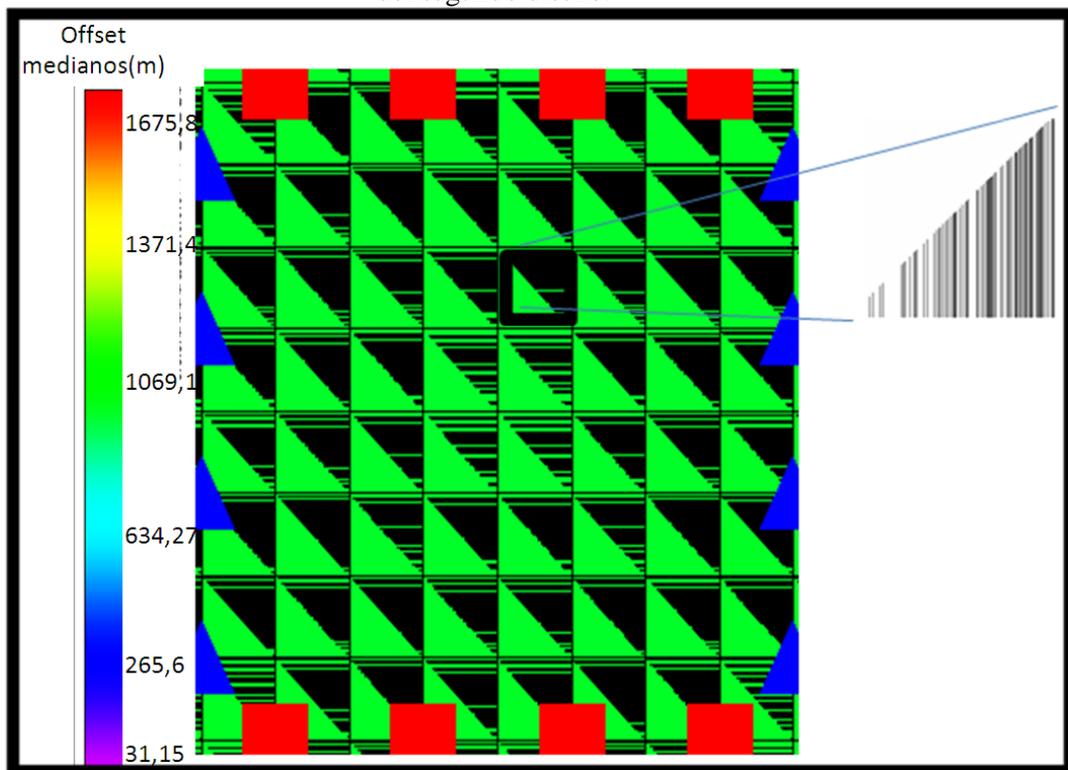


Figura 5.9.7 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño.

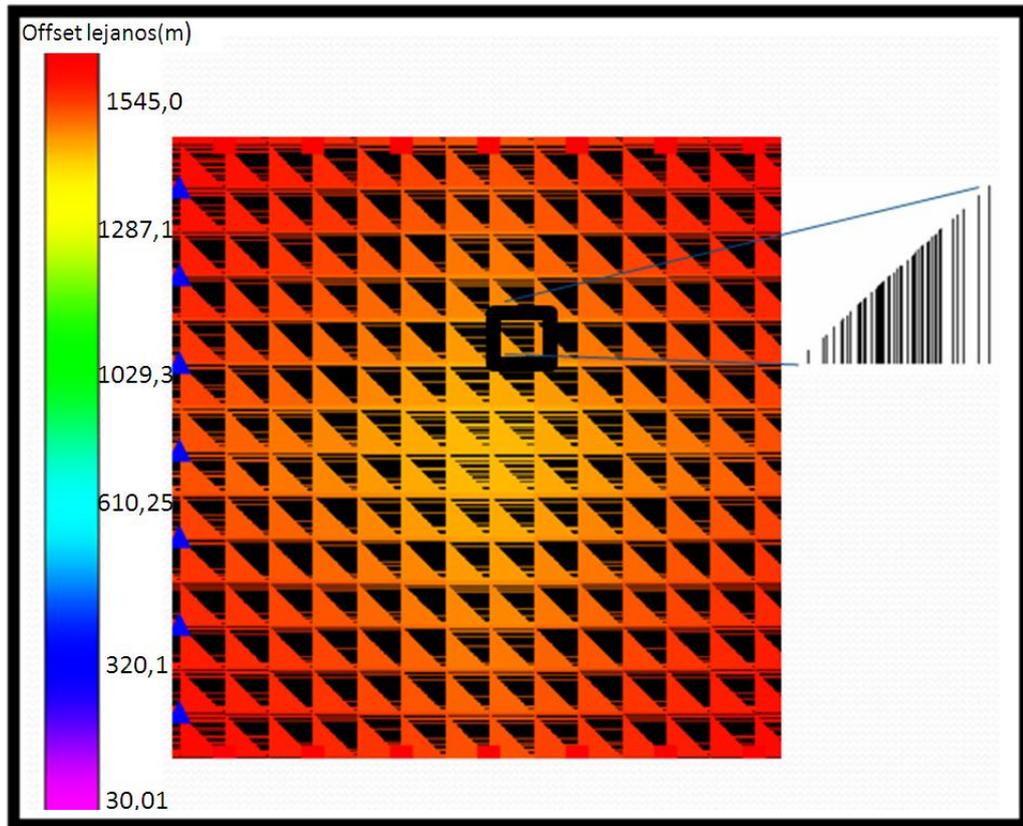


Figura 5.9.8 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño.

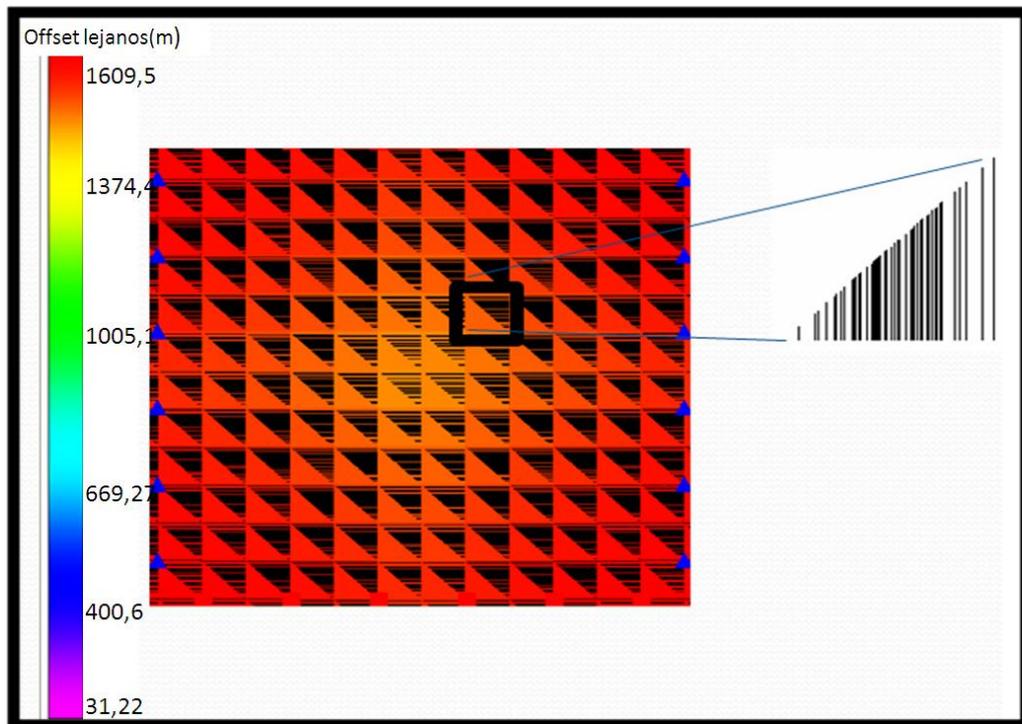


Figura 5.9.9 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño.

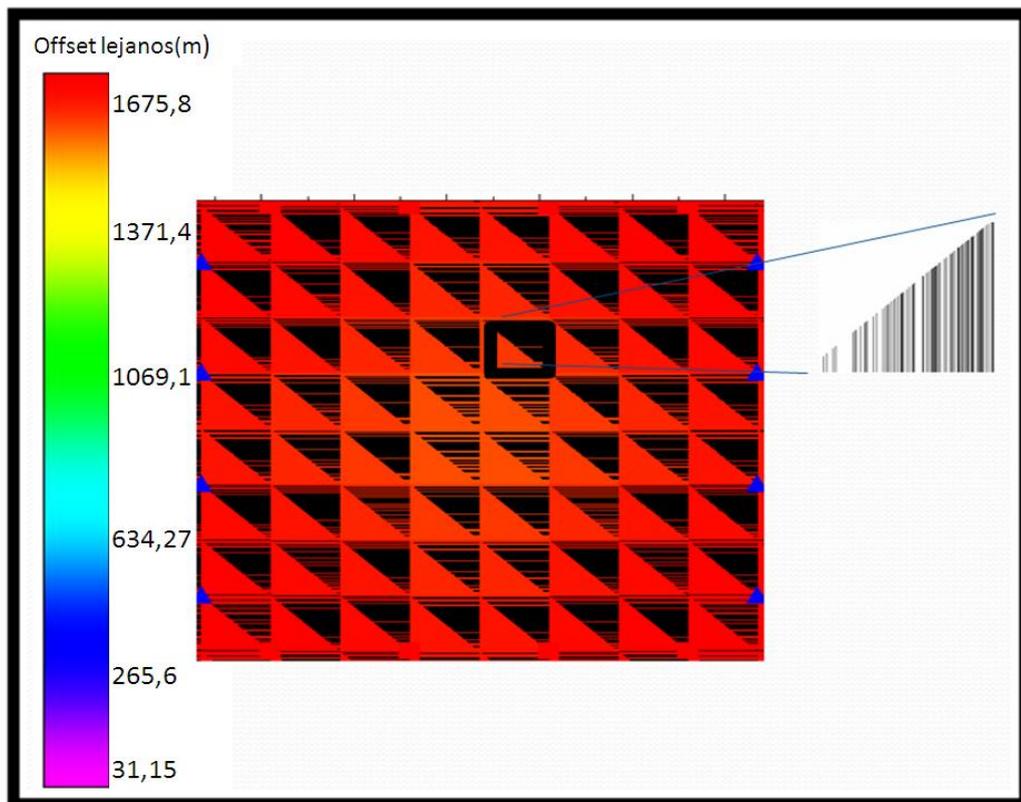


Figura 5.9.10 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño.

Analizando la distribución acimutal en todos los bins, de la zona de máxima cobertura representada en la figura 5.9.11, se puede analizar principalmente, que varía dependiendo del diseño. Para el primer diseño se puede evaluar una regular distribución de trazas en todos los ángulos que disminuye entre los primeros (0° - 20°) y los últimos (70° - 90°) ángulos de cada cuadrante, producto del diseño y de la geometría planificada (ortogonal línea recta). Correlacionando estos gráficos de patas de araña con los histogramas de azimut antes analizados (sección 5.8.3) de todo el levantamiento, se puede notar que existe una relación estrecha entre ambos gráficos, ya que presenta las mismas distribución acimutal, pudiendo decir que a pesar de la presencia de morichales y otros obstáculos de superficie, las tendencia general se mantiene, lo que asegura el buen muestreo del objetivo geológico en las diversas direcciones. Para el segundo diseño se puede observar que la distribución de las trazas es mucho menor, en los primeros ángulos (0° - 90°) de cada cuadrante, que en el de diseño anterior, permitiendo decir que en dirección norte-sur no existirá una buena redundancia de información. Para las demás direcciones se tiene una buena distribución.

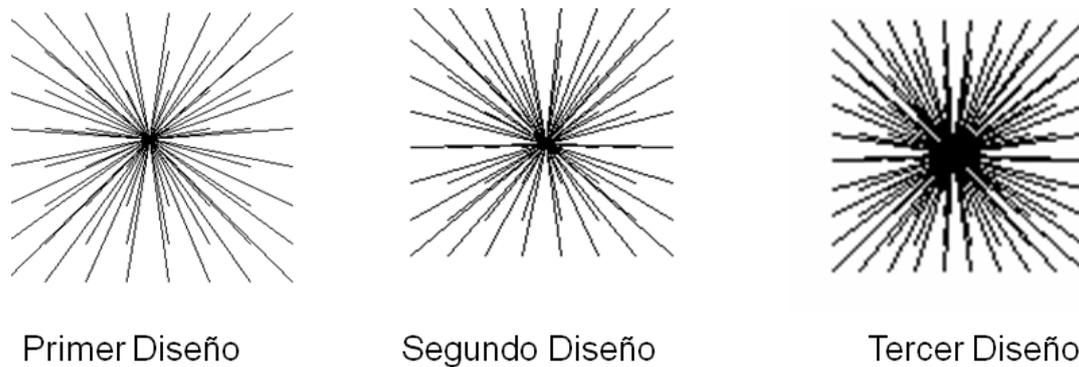


Figura 5.9.11 gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de máxima cobertura

Se puede decir que el último diseño representa la mejor distribución de azimut de las tres propuestas, ya que se puede notar una mayor redundancia en el azimut para los valores de offset medios y lejanos en todos los ángulos, lo que puede asegurar en la posterior etapa del procesamiento, mejores análisis de velocidades, corrección de múltiples, corrección de estáticas y un muestreo direccional del subsuelo más uniforme.

5.9.2 Zona de media cobertura

Las zonas de media cobertura abarcan aproximadamente un 40% de toda la superficie del área de estudio, siendo interesante analizar el comportamiento en la distribución de offset y azimut de dichas zonas.

La distribución de offset cercanos (figuras 5.9.12, figura 5.9.13 y figura 5.9.14) para los tres levantamientos va de media a baja, lo que permite decir, contrastándola con la zona de máxima cobertura, que existe una notable disminución de dichos offset, logrando posiblemente que el objetivo somero no se encuentre muy bien muestreado. La propuesta que posee la mejor distribución de offset cercanos es la tercera propuesta (bin 15x15), debido posiblemente, a que el parámetro de offset mínimo fue tomado mucho más pequeño comparado con las otras dos propuestas para lograr que los obstáculos ambientales no afectaran tan marcadamente dichos valores.

Al observar la distribución de offset medios (figuras 5.9.15, figura 5.9.16 y figuras 5.9.17) en los tres diseños aquí presentados, se puede notar que la misma se mantiene bastante uniforme y regular en comparación a la zona de máxima cobertura, debido a que los diseños se realizaron asegurando la mejor distribución de offset medios, con la

finalidad de asegurar la mejor distribución de trazas en el objetivo geológico principal de la adquisición. Así mismo, se puede apreciar que la mejor distribución de offset medios se encuentra en el tercer diseño, como lo es reflejado en los histogramas de offset y en el diagrama de rosa de dicha propuesta.

Finalmente, al referirse a la distribución de offset lejanos (figuras 5.9.18 ,figuras 5.9.19 y figura 5.9.20) en los tres diseños propuestos, se puede apreciar una no tan uniforme distribución de trazas para las distancias lejanas de fuente receptor, siendo la propuesta dos y tres la que mejor distribución presenta, debido posiblemente al aumento del tamaño del bin con respecto a los obstáculos ambientales, ya que a medida que se aumente el tamaño del bin para obstáculos de medios a grandes se asegura una mejor distribución de trazas para disparos lejanos. En cambio para bins más pequeños, las trazas más lejanas no van a caer con una distribución homogénea en el mismo, debido a que dichos obstáculos impiden el paso de las trazas de offset lejano.

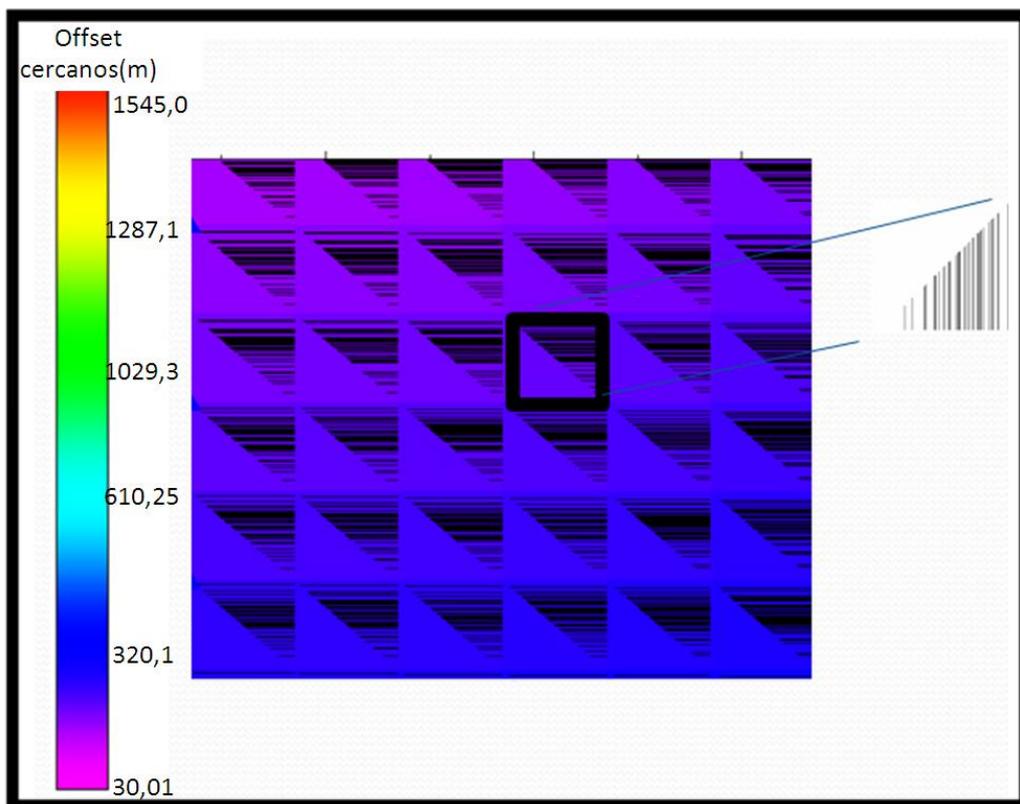


Figura 5.9.12 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño, zona de media cobertura.

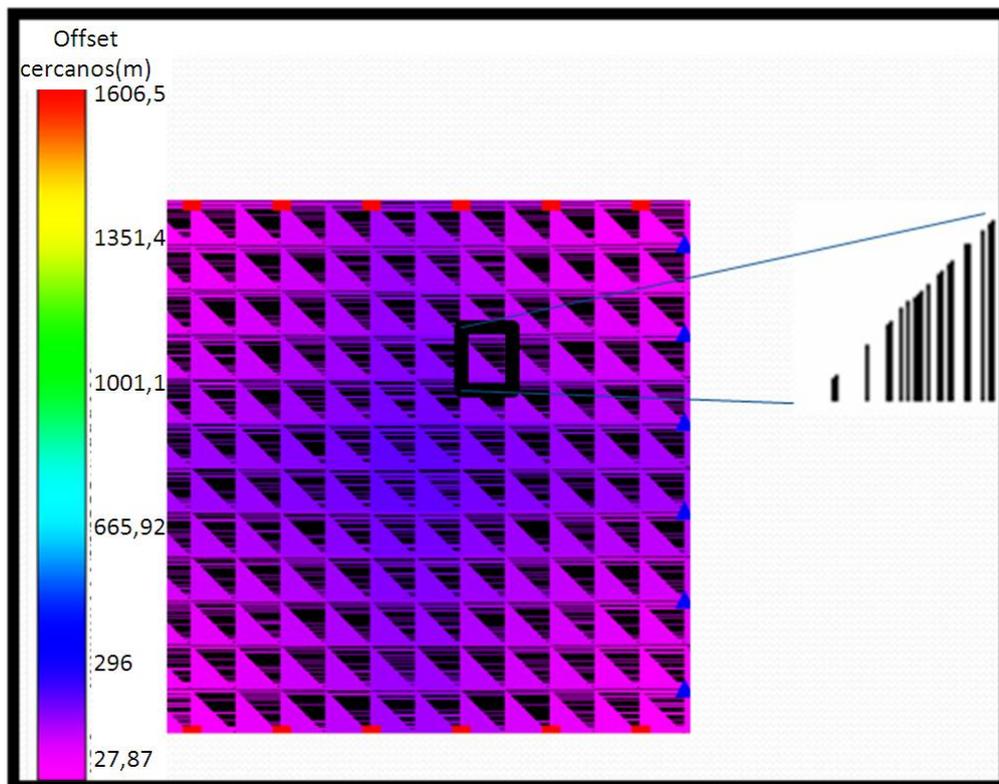


Figura 5.9.13 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño, zona de media cobertura.

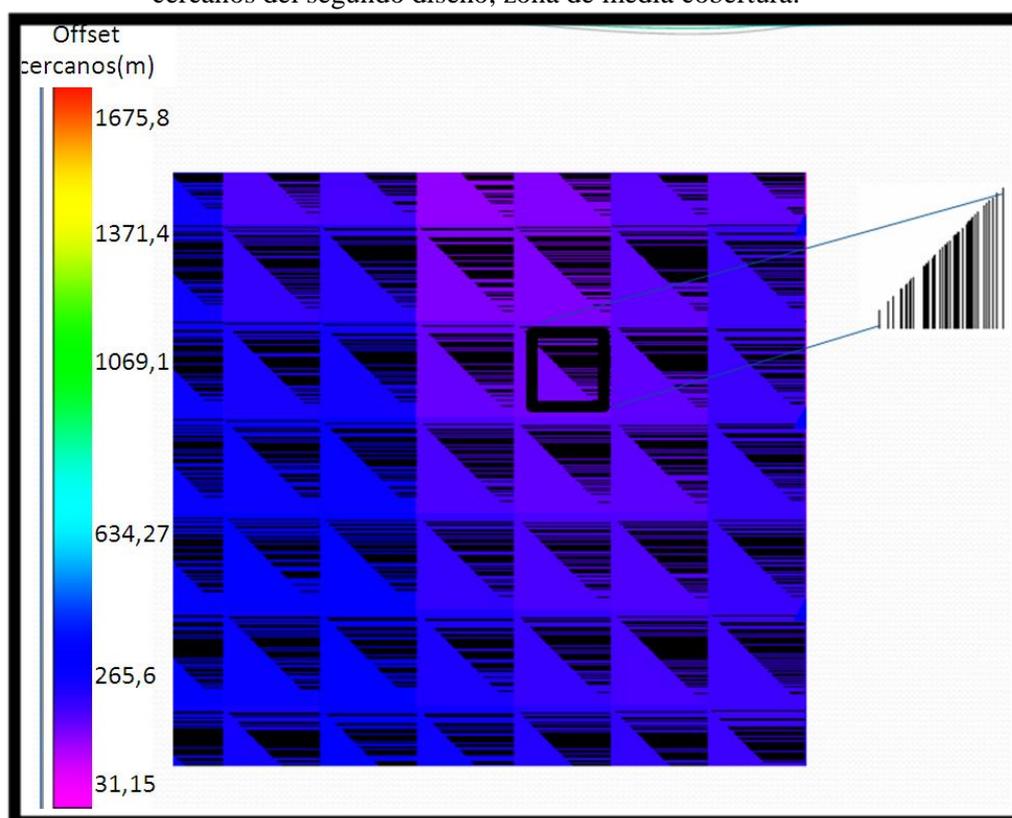


Figura 5.9.14 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño, zona de media cobertura.

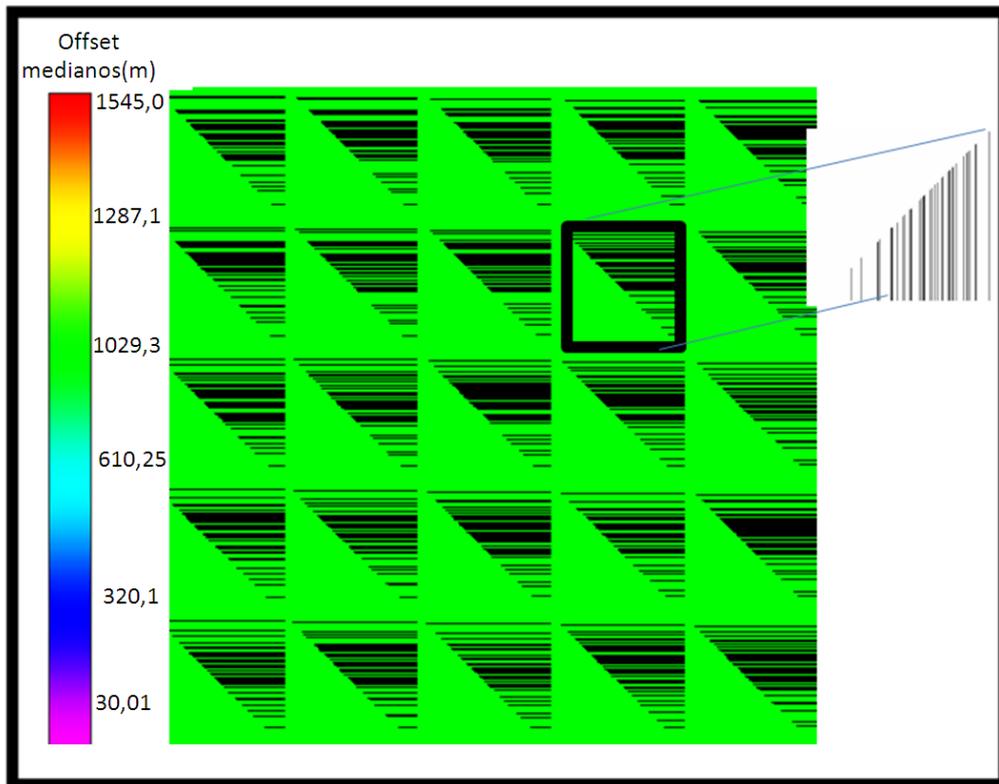


Figura 5.9.15 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño, zona de media cobertura.

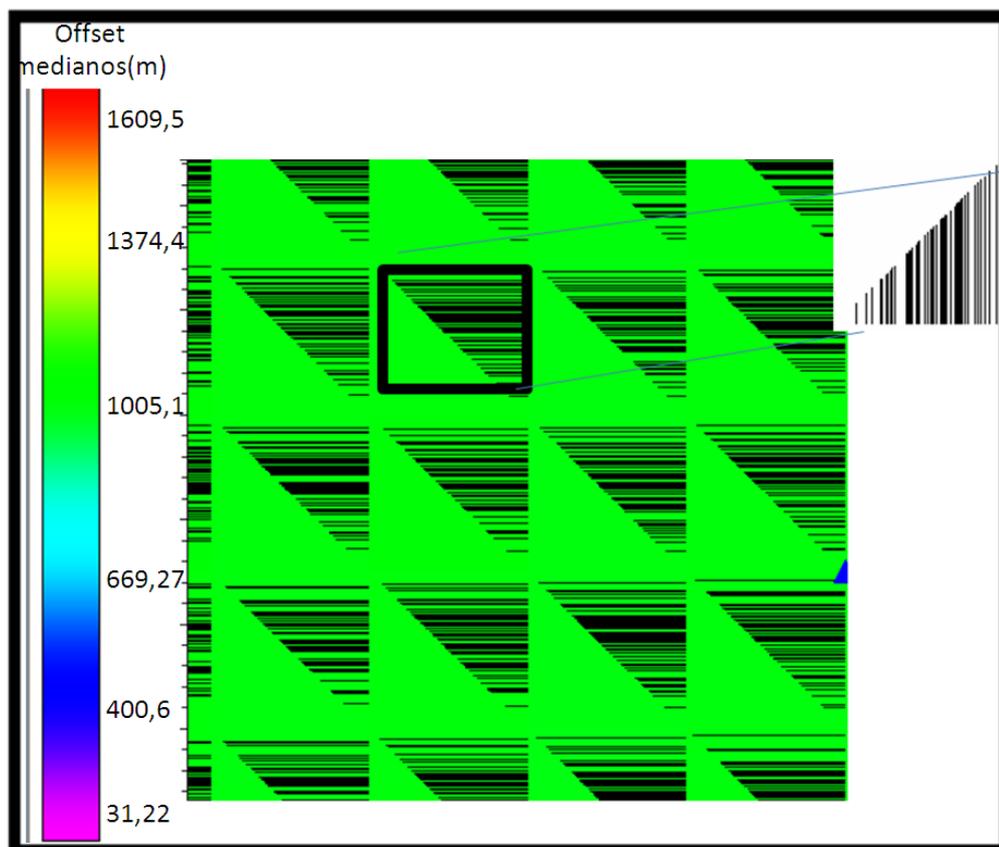


Figura 5.9.16 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño, zona de media cobertura.

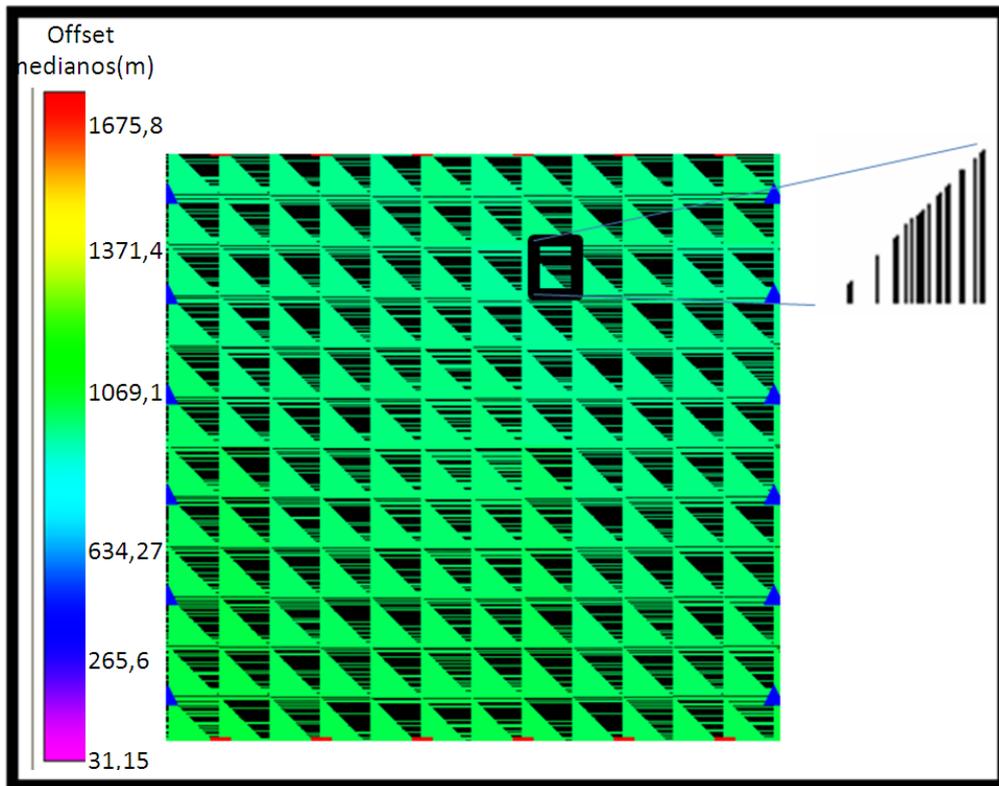


Figura 5.9.17 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño, zona de media cobertura.

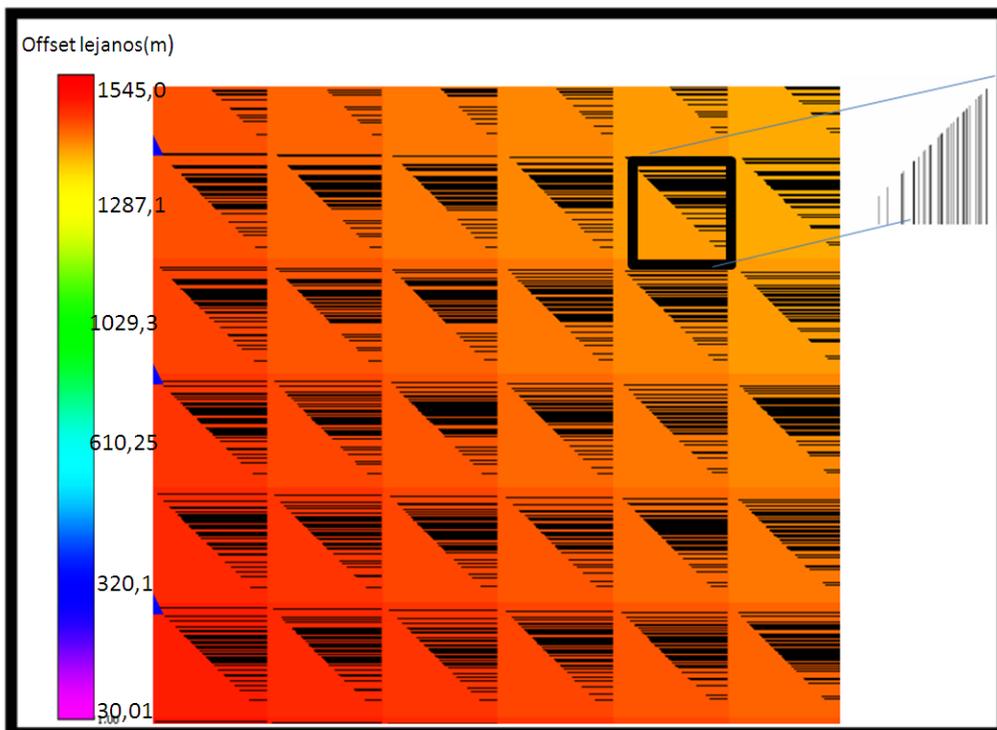


Figura 5.9.18 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño, zona de media cobertura.

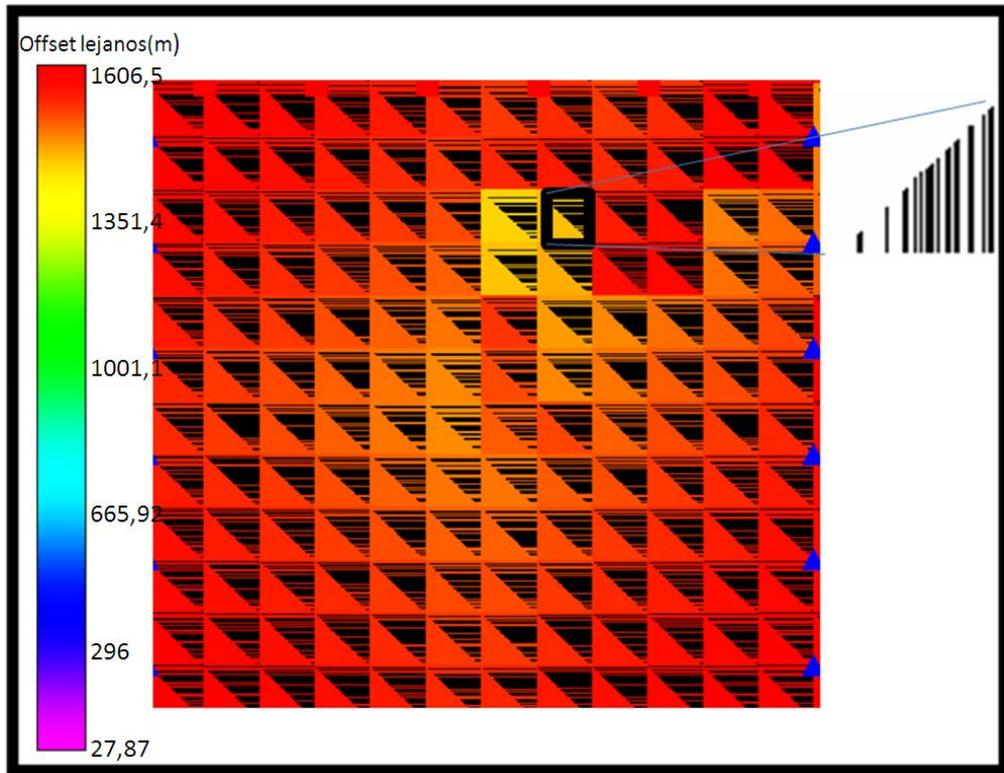


Figura 5.9.19 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño, zona de media cobertura.

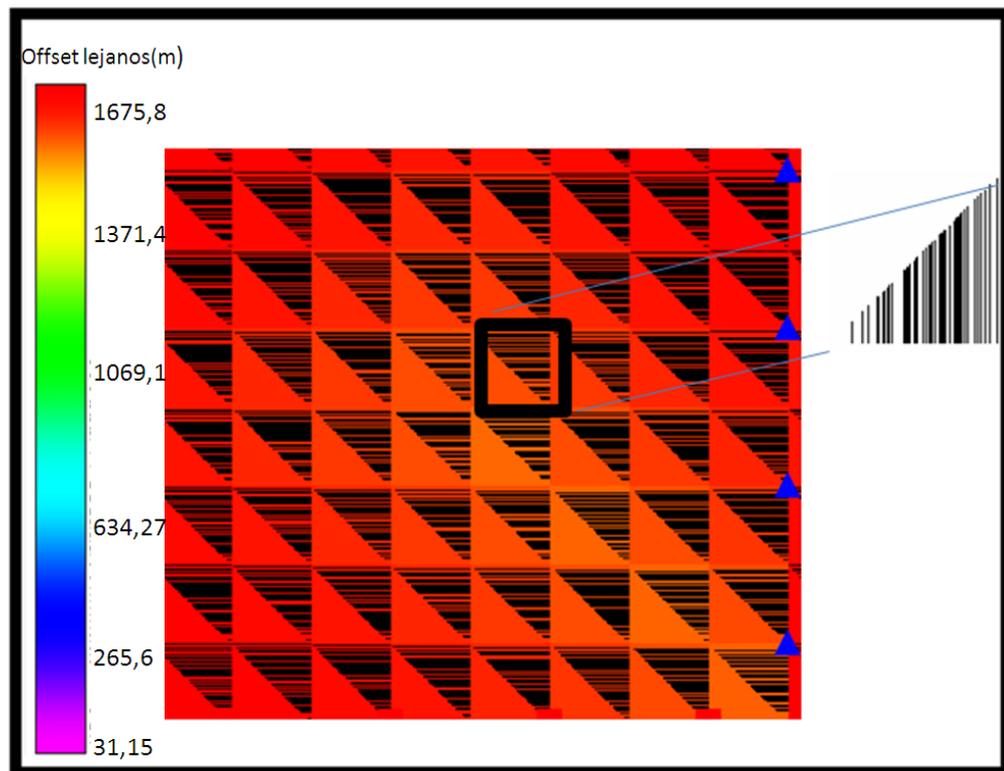


Figura 5.9.20 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño, zona de media cobertura.

Al observar el diagrama de patas de araña (figura 5.9.21) se tiene que en la zona de media cobertura para los tres diseños se puede apreciar que la mejor distribución de azimut está referida a la tercera propuesta, con una buena distribución de trazas en la mayoría de los ángulos, menos en aquellos donde se encuentran dispuestos los morichales, los cuales impiden colocar fuentes en sus proximidades. Las otras dos propuestas de diseño no son tan favorables, debido a lo antes mencionado, pues a tamaños de bins más pequeños y presencia de obstáculos de gran tamaño, la iluminación de estos será menos regular en azimut, por la exclusión de fuentes, viéndose más afectados aquellos que abarquen menor área.

Se puede decir en forma general que esta zona de media cobertura posee una regular a buena distribución de offset y de azimut, sobre todo para el tercer diseño, asegurando en la etapa de procesamiento un buen cálculo de múltiple, estáticas, análisis de velocidades y un regular muestreo de los horizontes en subsuelo.



Figura 5.9.21 gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de media cobertura.

5.9.3 Zona de baja cobertura

Las zonas de baja cobertura representan aproximadamente un 15% del área total de todo el bloque de estudio, siendo este porcentaje relevante para analizar los gráficos de distribución de *offset* y azimut, necesarios para determinar cuál es el comportamiento de estas zonas con respecto a la iluminación de los horizontes geológicos.

En general, la distribución de *offset* cercanos, medios y lejanos en esta zona, va de nula a pobre, ya que dicho análisis fue tomado justo en la zona más crítica, donde no se cuenta con ningún punto de fuentes. Para los *offset* cercanos se puede apreciar (figuras 5.9.23, figura 5.9.24 y figura 9.5.25) que en los tres diseños no se cuentan con trazas cercanas, debido posiblemente a la falta de fuentes cercanas que producen la nula

distribución de trazas para estas distancias tan próximas. Vale destacar que en dichas zonas no se va a contar con una iluminación apropiada del objetivo geológico somero.

Para los *offset* medios (figuras 5.9.26, 5.9.27 y 5.9.28), se puede apreciar una distribución no homogénea, destacando que la mayoría de las trazas pertenecen a distancias fuente-receptor de medias a lejanas, gracias a que en estas distancias se comienzan a contar con puntos de fuente. De las tres propuestas, destaca el diseño de bin 12.5x12.5, con una mejor distribución de *offset* medios, seguida del tercer diseño de bin 15x15. Pudiendo decir en forma general que las propuestas debido a la exclusión de fuente no cumplen con la exigencia requerida para la iluminación del objetivo principal.

La distribución de *offset* lejanos (figuras 5.9.29, 5.9.30 y 5.9.31), en el tres diseños es la mejor en comparación con los otros dos, lo cual es bastante coherente, ya que a estas distancias son irradiadas los receptores por fuentes que se encuentran más distantes de los bins afectados por las exclusiones de fuentes, lo cual permite decir que para estas zonas el objetivo geológico profundo va a ser mejor cubierto que otras.

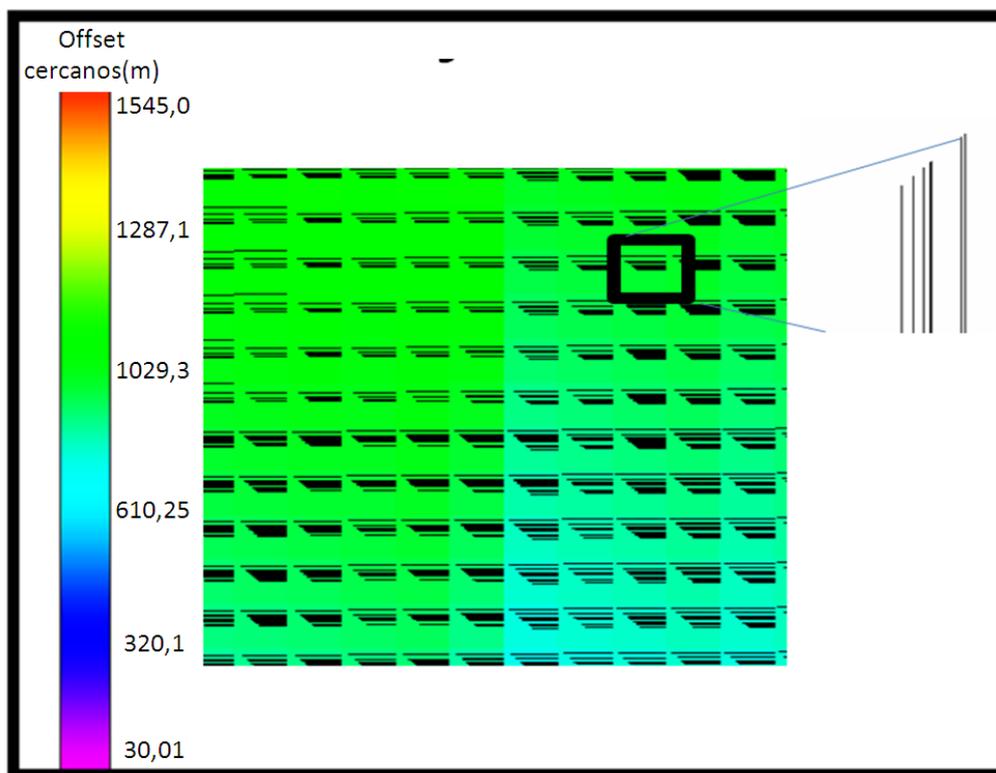


Figura 5.9.23 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del primer diseño, zona de baja cobertura

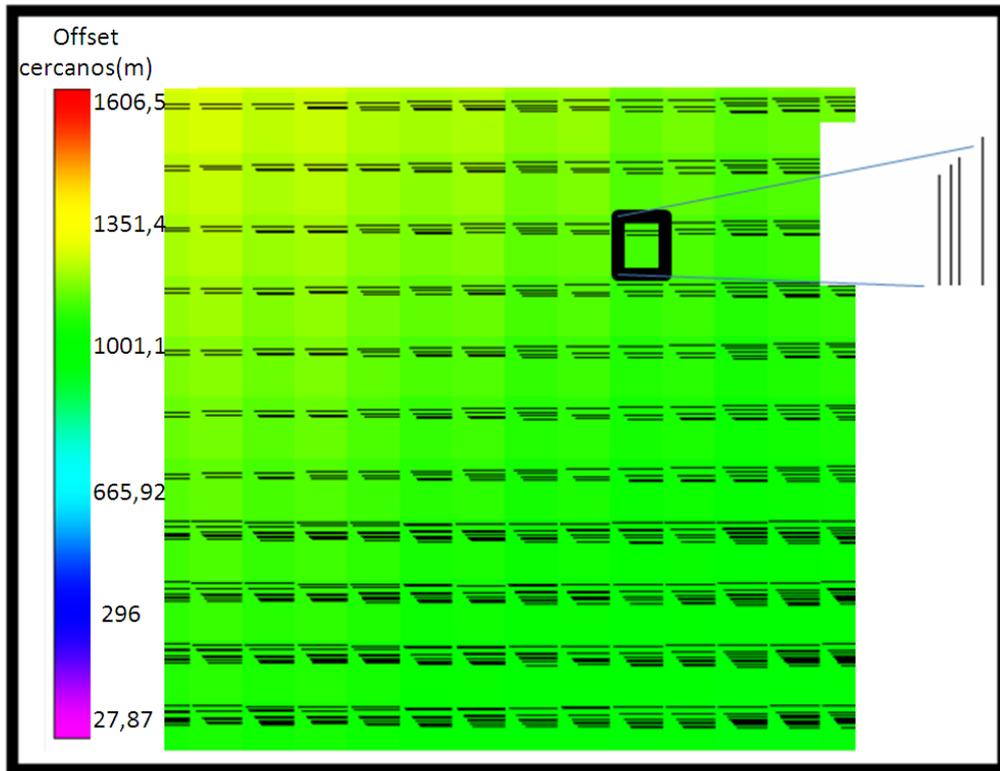


Figura 5.9.24 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del segundo diseño, zona de baja cobertura.

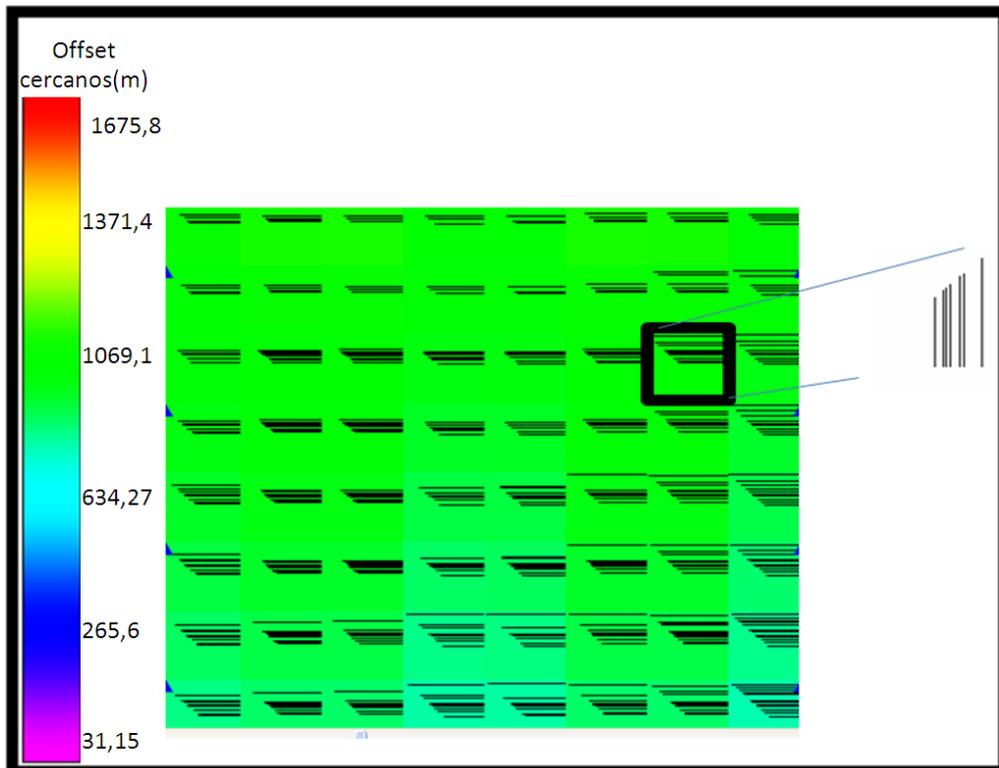


Figura 5.9.25 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset cercanos del tercer diseño, zona de baja cobertura.

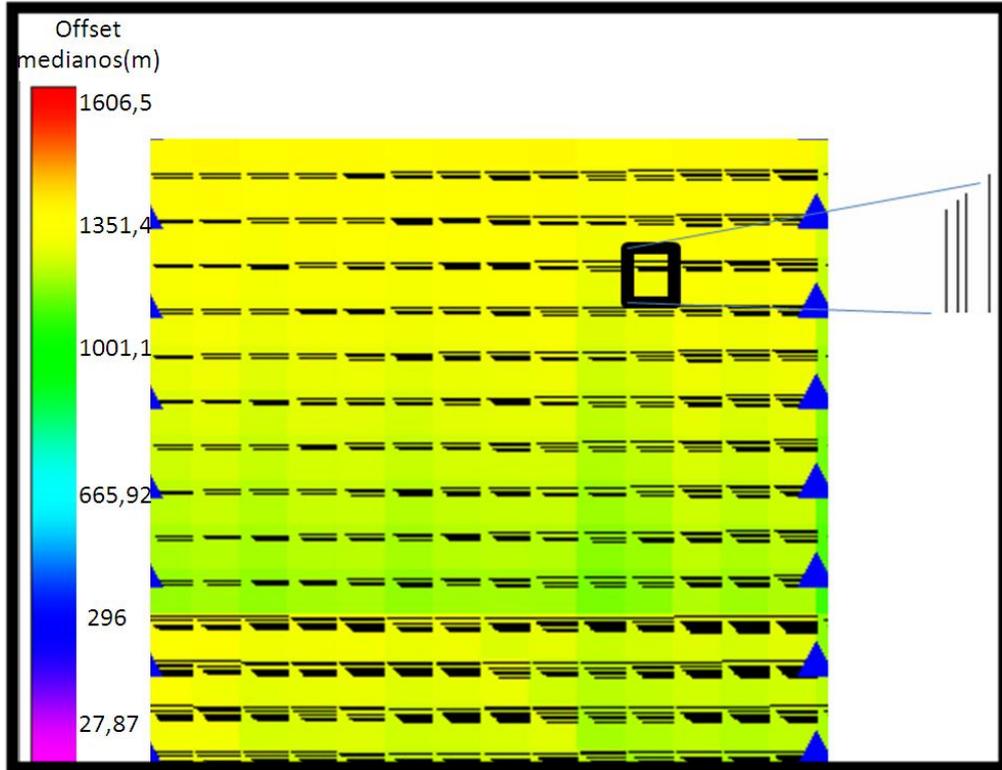


Figura 5.9.26 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del primer diseño, zona de baja cobertura.

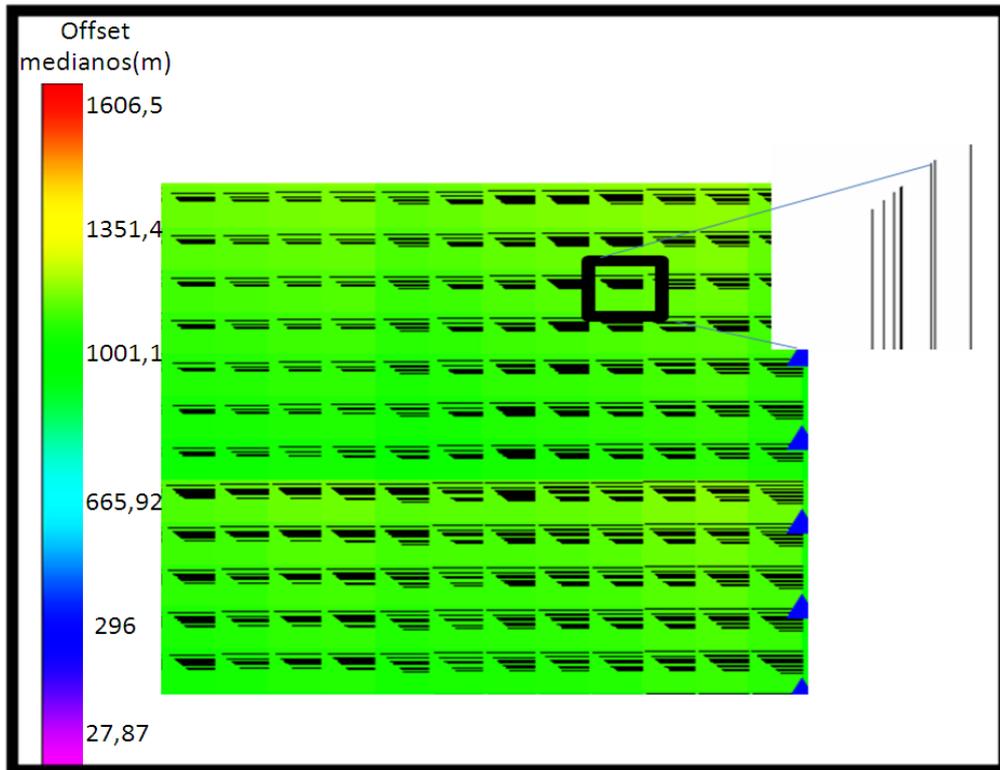


Figura 5.9.27 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del segundo diseño, zona de baja cobertura.

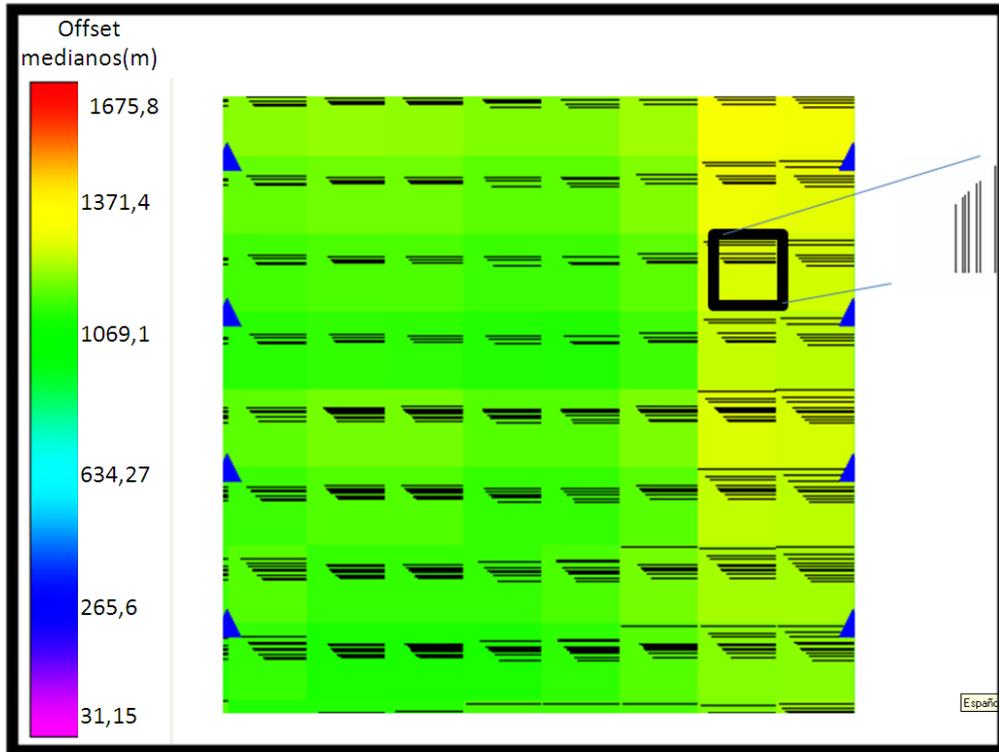


Figura 5.9.28 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset medios del tercer diseño, zona de baja cobertura.

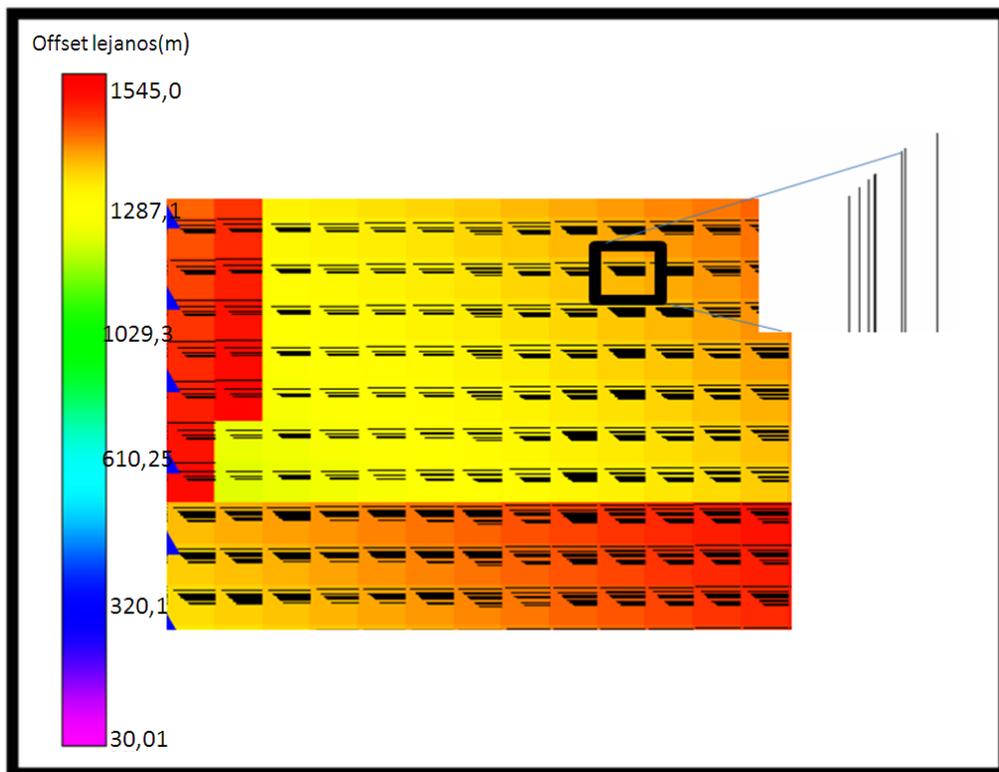


Figura 5.9.29 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del primer diseño, zona de baja cobertura.

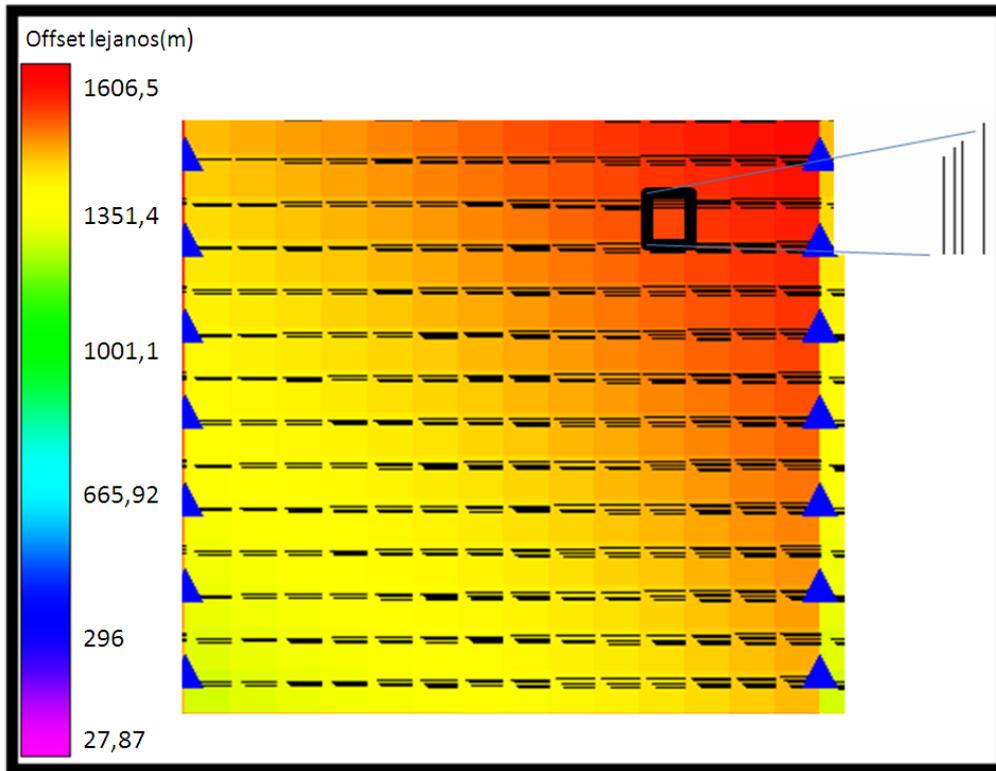


Figura 5.9.30 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del segundo diseño, zona de baja cobertura

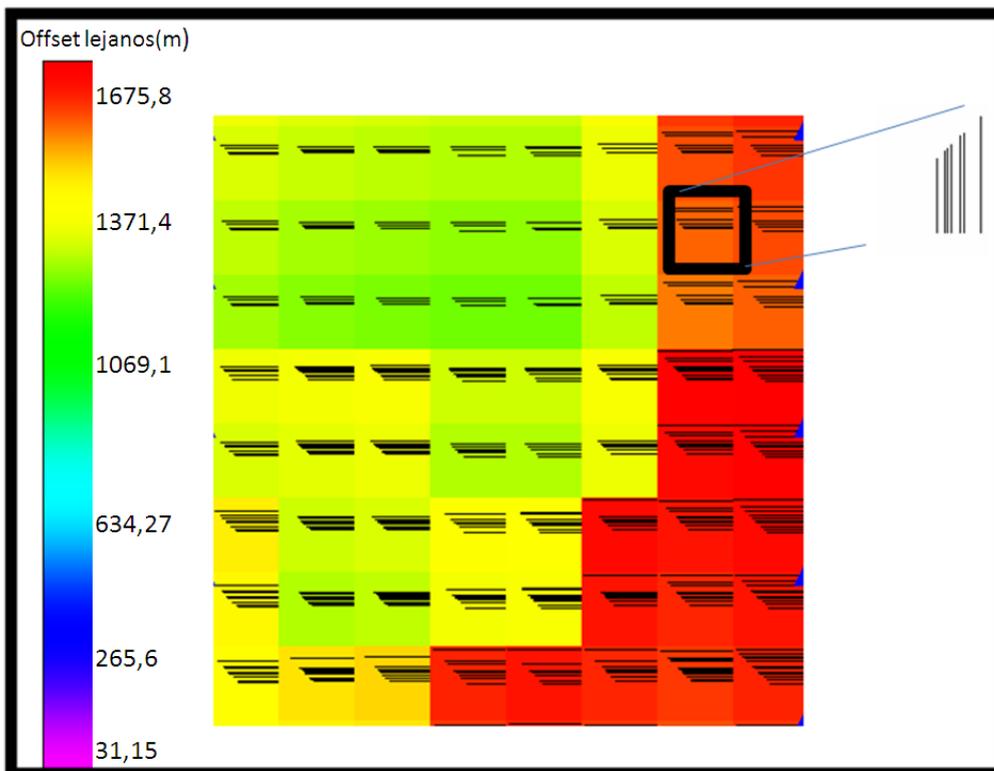


Figura 5.9.31 Histogramas de offset superpuesto sobre la distribución de offset lejanos del tercer diseño, zona de baja cobertura

Observando las figuras 5.9.32, se puede apreciar que existe una mala distribución acimutal de las trazas para los bins que se encuentran en la zona de mala cobertura, producto de la falta de puntos fuentes en las proximidades de esta zona. Las pocas trazas que se pueden apreciar en esta gráfica representan los ángulos y las grandes distancias en los cuales se encuentran las fuentes más próximas que iluminan los bins considerado, logrando decir que para esta zona la imagen que se va a tener del subsuelo seguramente no va a cumplir con las exigencias requeridas por el objetivo estratigráfico perseguidas en estos diseños.



Figura 5.9.32 gráficos de patas de araña para identificar distribución acimutal en los tres diseños en la zona de baja cobertura

5.10 Área tipo para realizar el trazado de rayos

Por razones de tiempo y capacidad de cómputo se tuvo que determinar un área en la cual se pudiera simular el trazado de rayos. Para dicho fin se tomaron en cuenta los tres diseños antes planteados, esto dio como resultado los siguientes mapas de cobertura, permitiendo la evaluación y comparación de cada uno de ellos con los nuevos mapas de cobertura obtenidos para cada horizonte geológico.

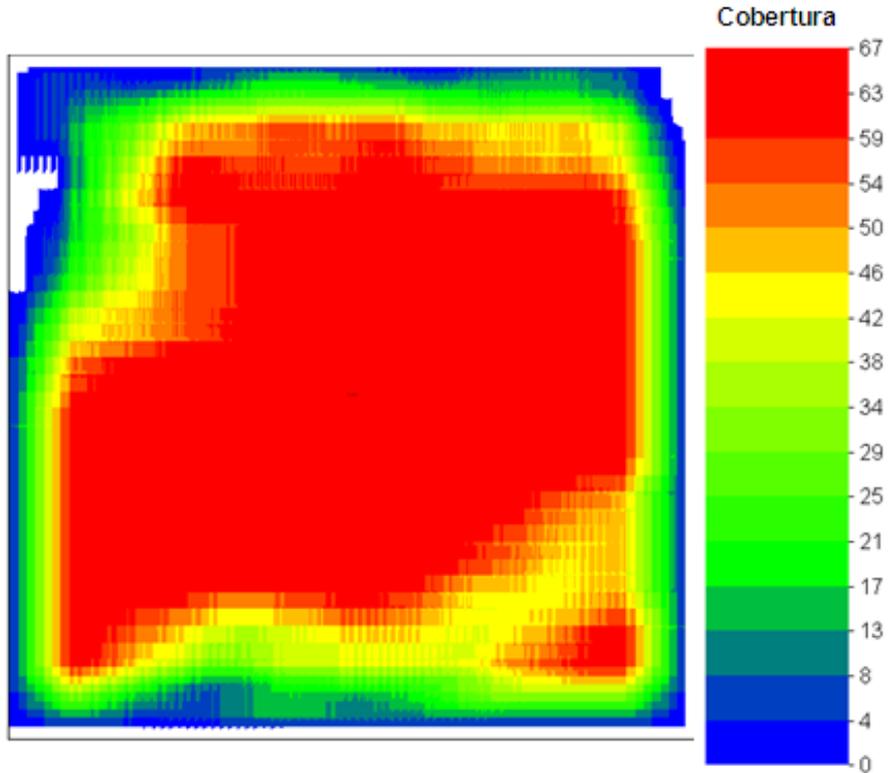


Figura 5.10.1 Mapas de cobertura para la zona tipo a realizar el trazado de rayos, para las primera y segunda propuesta.

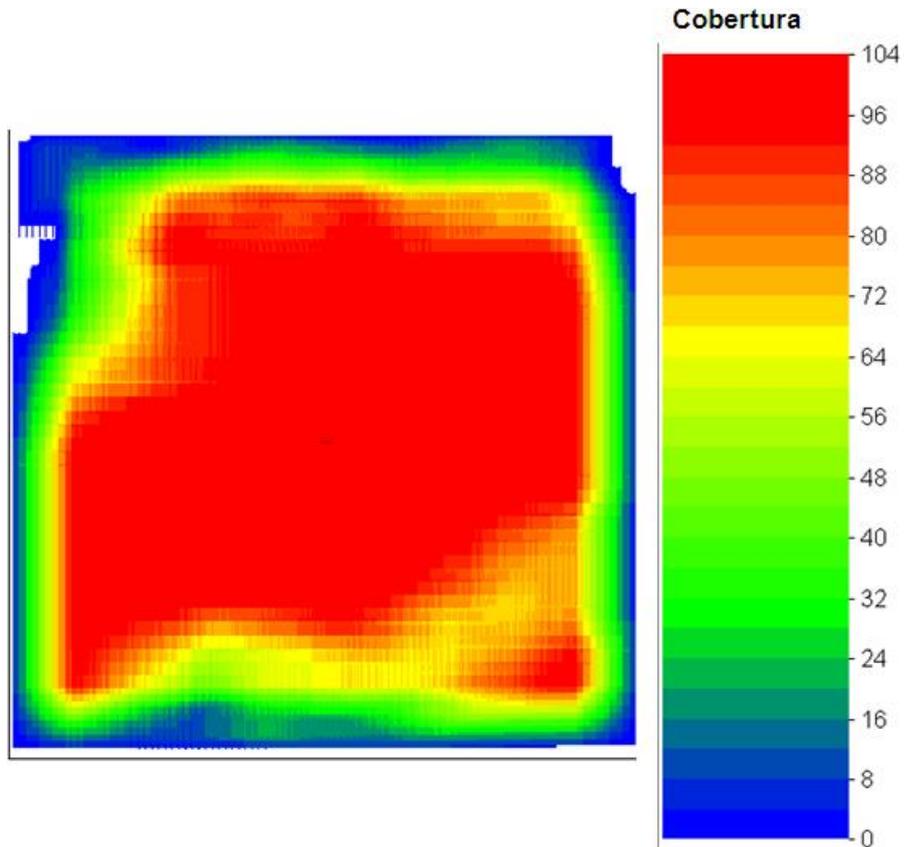


Figura 5.10.2 Mapas de cobertura para la zona tipo a realizar el trazado de rayos, para las primera y segunda propuesta

Trazado de rayos

Una vez realizado el trazado de rayos para cada una de las geometrías propuestas, en la zona tipo más prospectiva (Área N° 1), se obtuvieron los gráficos que representan algunos atributos de adquisición sísmica, para cada uno de los horizontes geológicos planteados. Específicamente los mapas de punto común de reflexión (CRP), mapas de amplitud, mapas de tiempo doble y de máximo y promedio de los ángulos de AVO. Estos atributos se calcularon para cada horizonte geológico, aplicando las tres propuestas de adquisición.

Mapas de punto común de reflexión (CRP) en cada horizonte.

En las figuras 5.10.3 , figura 5.9.4 y figura 5.10.5, se observan los mapas de CRP para el primer horizonte geológico (Objetivo Somero), el cual presenta, en forma general, una buena cobertura, distribuida en la parte central del área, siendo posible su correlación con la cobertura CMP mostrada en las figuras N 5.10.1 y Figura 5.10.2, ya que poseen las mismas tendencias, con valores mayores de cobertura CRP en la parte noreste de dicho mapa, debido a que allí justamente se encuentran las zonas más elevadas de todos los horizontes (a partir de este punto se comienza a ver la suave inclinación de los estratos al sur, como se puede ver en el modelo geológico a escala vertical exagerada).

También se puede notar una pérdida de cobertura hacia los bordes de los mapas lo cual es producto de la geometría en sí. Las áreas que se encuentran al sur de los mapas, son zonas en la cuales existen problemas en superficie, motivado a la presencia de morichales que impiden la colocación de puntos de tiro, provocando una disminución tanto en superficie como en este horizonte somero, con la salvedad que dicha zona cuenta con una buena cobertura CRP, para el primer y segundo diseño de 180 y para el ultimo de 260 (el cual tiene una mayor cobertura CMP). Vale acotar que el mayor contraste de cobertura CRP lo posee el tercer diseño pudiendo producir algunas incoherencias en la calidad de la imagen sísmica.

Para la segunda superficie geológica, Tope A (Mioceno temprano), se puede apreciar (figura 5.10.3) como existe justo en el área del trazado de rayos un bajo hacia la parte sur y un leve alto hacia el norte de dicha zona, lo que ocasionan en los trazados de rayos, específicamente en los mapas de CRP de los tres diseños, que se iluminen con mayor número de rayos la zona norte (el alto) que en la sur (el bajo), ya que al haber un

pequeño alto estructural mayores serán los puntos comunes de reflexión que caerán en él, con menor tiempo de recorrido. Estos mapas de cobertura CRP tienen el mismo comportamiento que los mapas de CRP del Objetivo Somero y de cobertura CMP, siendo la zona de mayor cobertura la del centro y disminuyendo hacia los bordes, destacando las zonas de presencia de morichales con una cobertura CRP de media a alta, apreciando una mejoría en la cobertura en comparación al tope anterior en dichos puntos, lo cual sugiere que estos diseños cumplen con lo propuesto.

Analizando la superficie del tope de las arenas basales, (la cual se encuentra dentro del objetivo principal), para cada una de las propuestas de diseño, se puede notar una baja cobertura CRP en el centro del mapa para cada una de las propuestas, debido probablemente a las condiciones de la superficie geológica, ya que esta presenta menos distorsión en la superficie con respecto a la supradyacente, causando que las leves irregularidades de la capa superior desvíen los rayos, teniendo una distribución distinta de estos con respecto a las anteriores capas, provocando zonas de menor cobertura y otras de mayor cobertura CRP.

Considerando el cuarto tope, *Discordancia del Oligoceno*, para cada uno de los diseños, se puede observar la misma tendencia de cobertura CRP de las superficies anteriores donde la mayor cobertura se encuentra en el centro de los mapas (figuras 5.10.3) y la menor va disminuyendo hacia los bordes, con cobertura media en las zonas donde los morichales se encuentran en superficie, permitiendo decir que también para este horizonte se encuentran bien muestreados. Así mismo, es importante recalcar que el objetivo principal de los diseños se encuentra con excelente cobertura, (de Tope a Base), lo que permite confiar en los tres diseños antes mostrados. Para el Objetivo profundo *Discordancia del Paleozoico*, se puede evidenciar como en los demás horizontes, que existe un máximo de cobertura obtenido en la parte central del mapa con una disminución hacia los bordes del mismo, producto del diseño, sugiriendo una buena iluminación de dicho objetivo profundo por parte de los tres diseños propuestos.

Se puede decir que todos los diseños cumplen en forma general con la iluminación de todos los horizontes geológicos planteados como los objetivos de adquisición (somero, principal y profundo), evidenciando comportamientos similares en la cobertura CRP y CMP, pudiendo decir que en el resto de toda el área de estudio seguramente se cumple dicho comportamiento, lo cual es un dato muy importante para predecir cuales serán las áreas con mayor información y cuáles no. Así mismo se puede apreciar en los mapas de CRP como se mejora dicha cobertura en las zonas donde

existente exclusión de fuentes como en los morichales, obteniendo una cobertura de media a alta, lo cual es de gran importancia, considerando la gran cantidad de obstáculos ambientales existentes en el bloque de estudio.

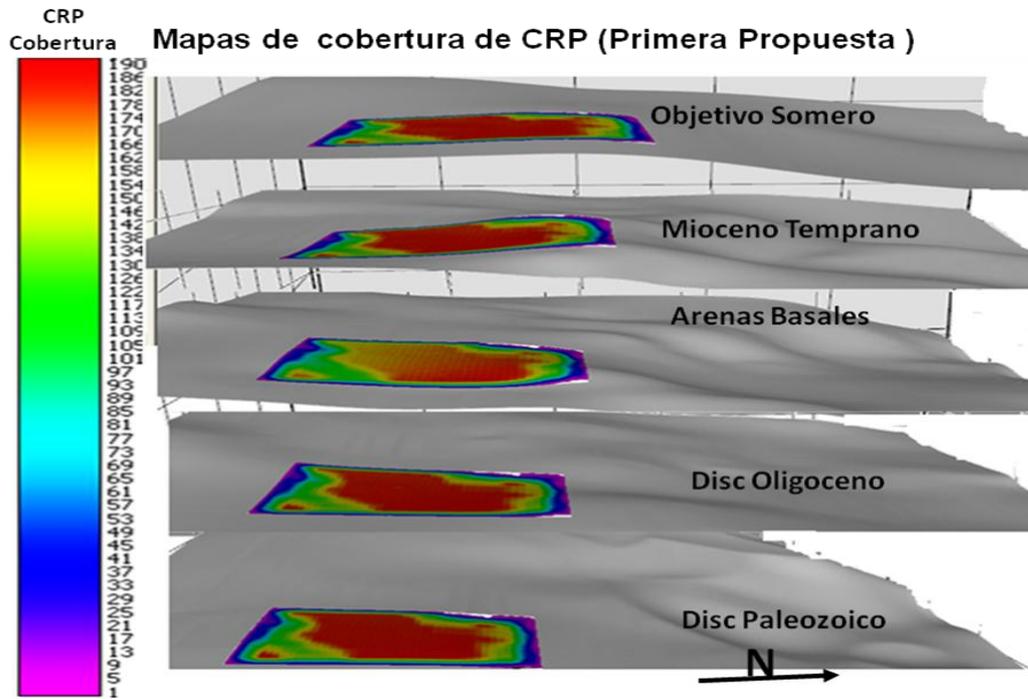


Figura 5.10.3: Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del primer diseño.

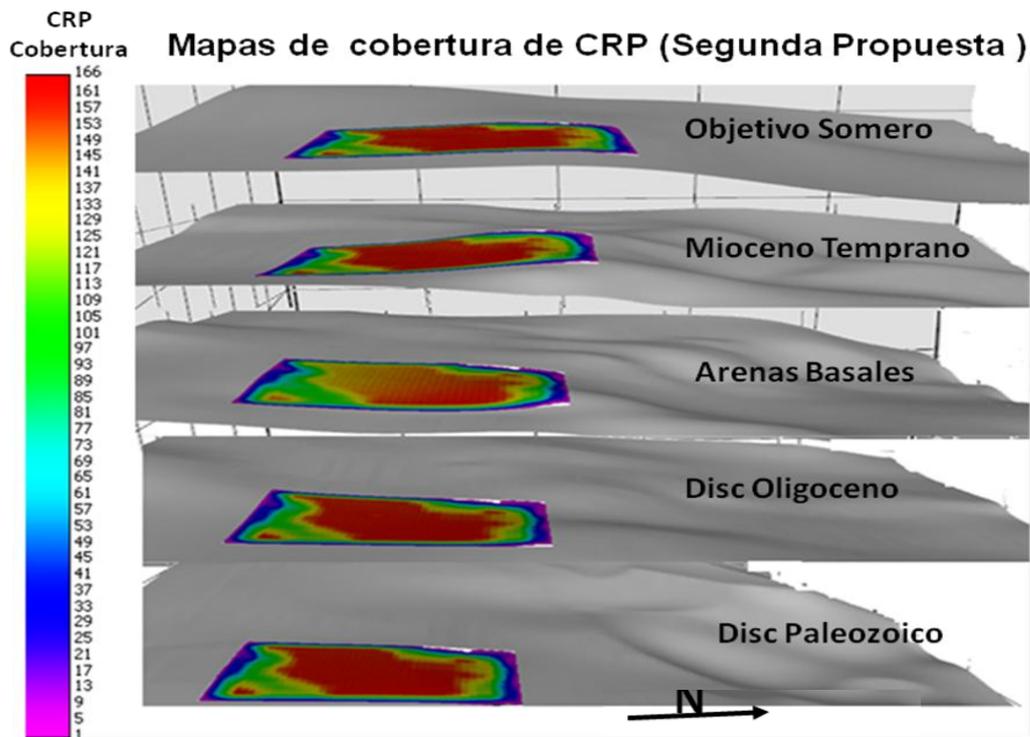


Figura 5.10.4: Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del segundo diseño.

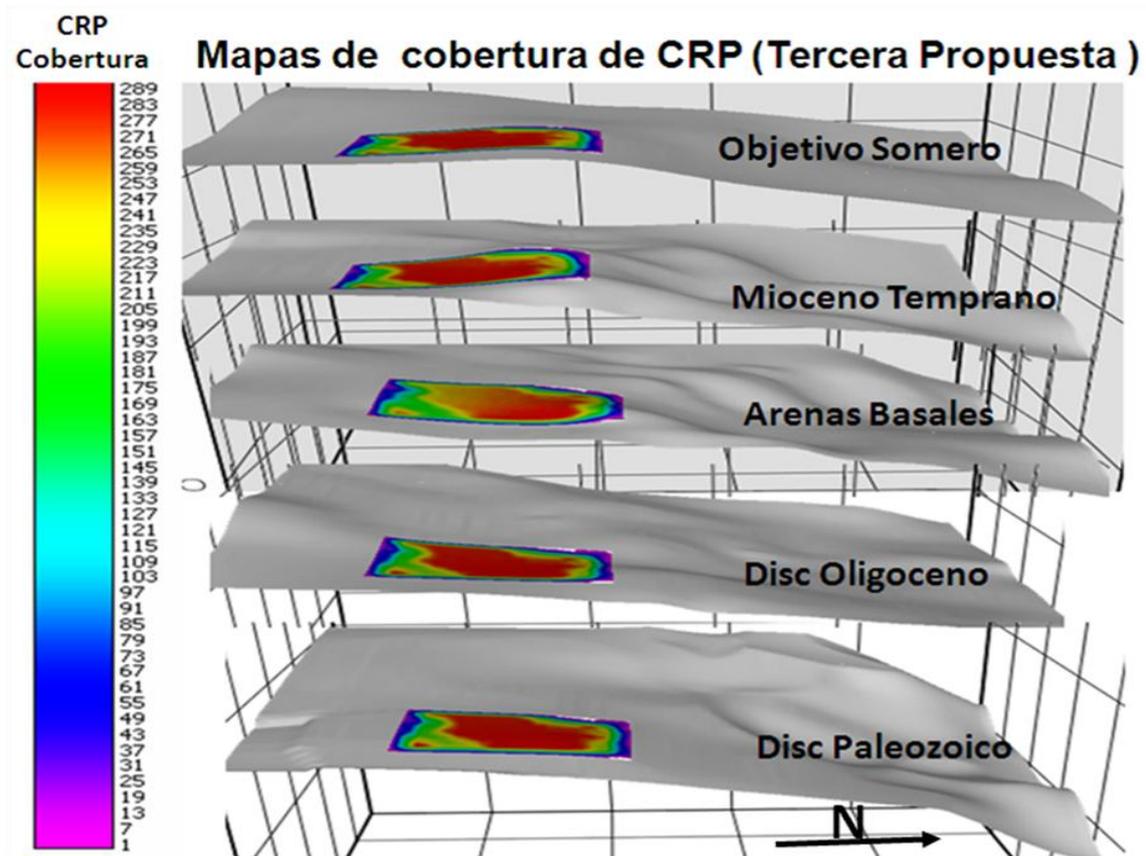


Figura 5.10.5: Mapas de cobertura CRP para cada uno de los horizontes geológicos del tercer diseño.

Mapas de tiempo doble de viaje y de amplitud.

Al observar los mapas de tiempo doble para cada uno de los horizontes iluminados por el trazado de rayos, se pudo verificar las buenas aproximaciones que arrojaron cada uno de estos, con los topes de horizontes en las sísmicas anteriores, siendo el error entre ellos, (horizontes interpretados en la sísmica anterior y los obtenidos en la dicha simulación), menor a un 3 %, lo que hace pensar que la estimación de las funciones de velocidad son muy buenas, al igual que la interpretación a profundidad que se hizo para los horizontes geológicos de interés, ya que si estos dos parámetros no hubiesen sido coherente, los horizontes en tiempo no correspondieran. Así mismo se puede decir que la irregularidad de las superficies tienen una muy buena correspondencia con los mapas de tiempo doble de viaje y CRP, ya que en las zonas más elevadas donde el tiempo doble es menor (respecto al valor de fondo de esta superficie) se encuentran una mejor cobertura que en las zonas deprimidas de cada uno de estos horizontes geológicos iluminados.

Los cálculos de amplitud arrojado por la simulación en cada uno de los horizontes geológicos iluminados por los tres diseños propuestos se pueden observar las mismas tendencias de distribuciones de amplitud, aumentando en forma general en el centro de la zona irradiada y disminuyendo hacia los bordes .Se puede apreciar en los mapas de amplitudes que los mayores son los de los horizontes Tope Somero y Discordancia del Paleozoico, debido al contraste de impedancia que existe entre las formaciones supradacente e infradyacente a estas. En cambio las amplitudes en los demás horizontes no son tan contrastantes entre ellas, pues el cambio de impedancia acústica no está muy marcado.

Tabla 5.10.1 Ubicación en tiempo doble de viaje de los horizontes geológicos

	Primer diseño	Segundo diseño	Tercer diseño
Objetivo Somero	277 ms	280 ms	280 ms
Tope A	334 ms	340 ms	340 ms
Arenas Basales	395 ms	400 ms	400 ms
Disc Oligoceno	460 ms	460 ms	460 ms
Disc Paleozoico	510 ms	510 ms	510 ms

Mapas de atributos de ángulos máximo y promedio para atributos AVO.

Los mapas de ángulos máximos y promedio de AVO obtenidos por la técnica de trazado de rayos para cada uno de los horizontes geológicos, tienen el mismo comportamiento en la distribución de los ángulos máximo y promedio de iluminación para los tres diseños, evidenciado en la tabla 5.10.2

Tabla 5.10.2 Ángulos máximo y promedio de AVO para cada uno de los horizontes geológicos en cada diseño.

Horizontes Geológicos	Primer diseño (bin 10x10)		Segundo diseño (bin 12.5x12.5)		Tercer diseño (bin 15x15)	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
Tope A	75°	80°	70°	80°	66°	85°
Arenas Basales	70°	81°	67°	83°	64 ^a	83°
Disc Oligoceno	65°	79°	60	77°	55°	78°
Disc Paleozoico	62°	76°	59°	76°	53°	76°

Se observa en la tabla anterior que existe una disminución en la distribución de los ángulos a medida que se profundiza en el modelo geológico, lo cual es bastante coherente con lo esperado, ya que a medida que en superficie se va abriendo distancia de *offset* para irradiar al objetivo más profundo, la apertura del ángulo de incidencia sobre el horizonte va ser menor. Destacando que los valores antes mostrados tienen un incremento a medida que se profundiza, pero por estar tan próximos los objetivos geológicos de interés entre sí, no es tan contrastante dicho aumento. Estos valores de los ángulos máximo y promedio de AVO para cada horizonte permiten asegurar la aplicación en una posterior etapa de procesamiento e interpretación de volúmenes parciales de propiedades de la traza (amplitud, impedancia P , relación V_p/V_s), así como también tener la posibilidad de aplicar atributos que estén referidos directamente a esta propiedad, permitiendo así tener una visual mucho más precisa y a detalle de la estratigrafía de la zona.

Finalmente se puede decir que cada uno de estos atributos evaluados mediante la técnica de trazado de rayos (cobertura CRP, amplitud y tiempo doble de viaje y ángulo máximo y promedio AVO) cumple con el objetivo estratigráfico perseguido, en los tres diseños, ya que asegura en profundidad la buena distribución de los rayos en cada uno de los horizontes evaluados, reafirmando la utilidad de los diseños para el cálculo una vez generado el volumen sísmico de atributos y volúmenes parciales de propiedades de la traza.

5.11 Creación de registros y secciones sintéticas

Los resultados en esta etapa permitieron tener una simulación ideal de cómo se pudieron ver en los registros de disparo, al igual que las secciones sísmicas con un apilado en bruto. En la figura 5.11.1 se muestra un registro tipo sintético que simula las reflexiones de la onda P en los horizontes geológicos propuestos en el modelo.

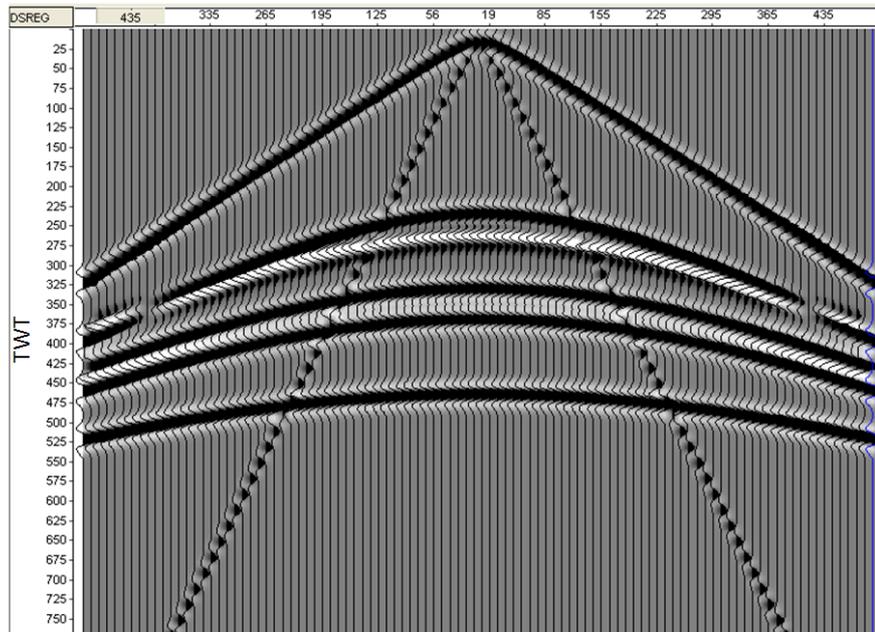


Figura 5.11.1 Registro sintético tipo que simula las reflexiones de los horizontes geológicos.

En la figura anterior se puede apreciar la ubicación en tiempo doble de los reflectores, la cual es bastante precisa en comparación con los registros reales de las campañas sísmicas anteriores, lo cual evidencia, como se dijo en la sección anterior, el buen cálculo de las funciones de velocidad para cada horizonte, así como también se puede verificar la correcta elección de los *offset* mínimo y máximo para la iluminación de los objetivos somero y profundo. Seguidamente el programa utilizado permitió obtener secciones con un apilado en bruto con la finalidad de observar cómo se disponen los horizontes a lo largo de las direcciones norte-sur y este-oeste, estos resultados se obtuvieron de la simulación del tercer diseño bin 15x15 y se pueden apreciar en las siguientes figuras:

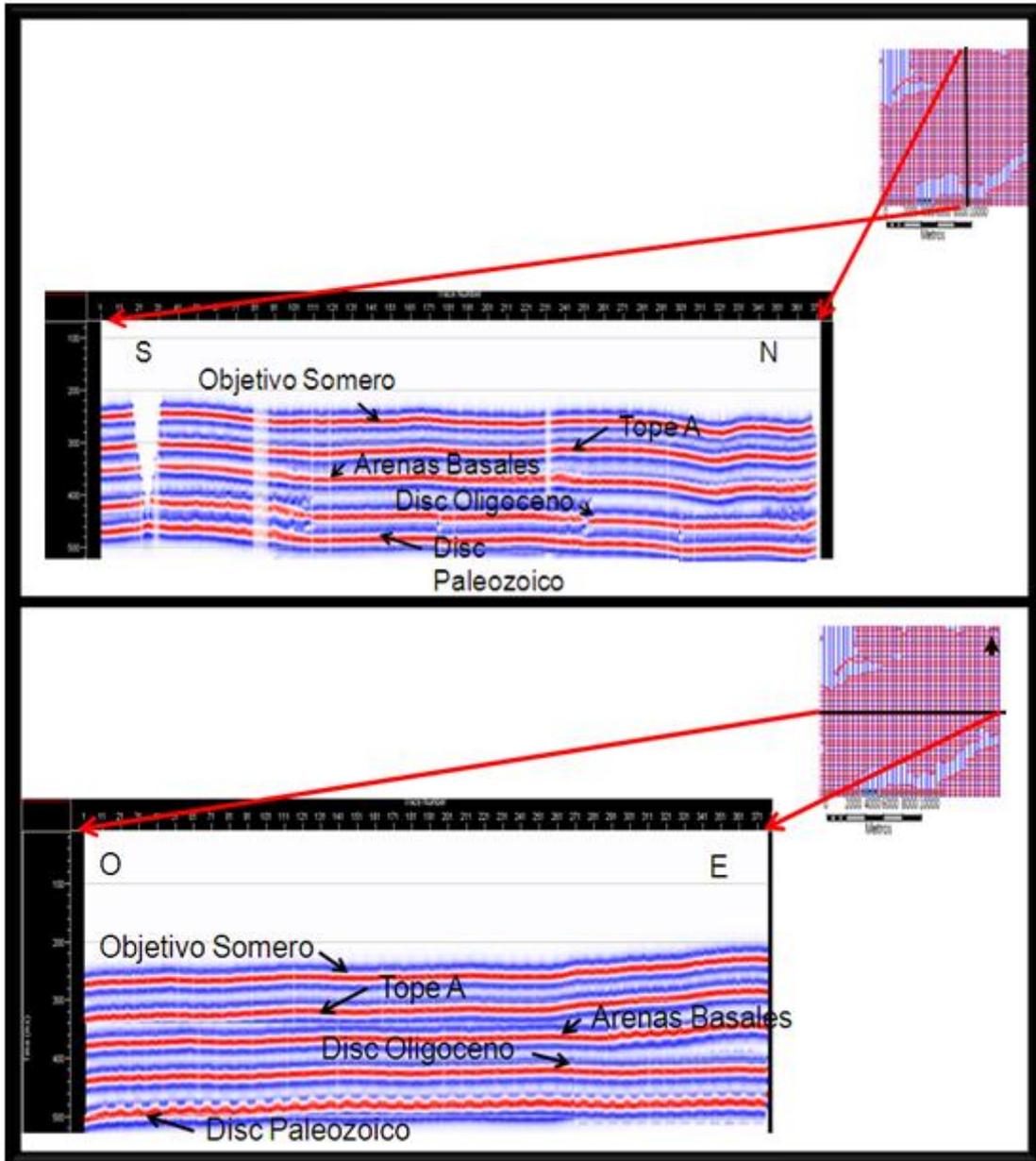


Figura 5.11.2 Secciones sísmicas sintéticas en dirección este-oeste y Norte-sur.

En la sección sintética obtenida en la dirección norte-sur se atravesaron obstáculos de superficie, con la finalidad de tener una primera idea como se comportaban las secciones sintéticas con respecto a dichos obstáculos. Como se puede apreciar en la figura N° 5.11,2, los reflectores se ven completamente continuos a lo largo de toda la sección, lo cual es un buen indicativo de que la técnica del trazado de rayos se corrió adecuadamente. Lo resaltante de esta sección son los espacios en blanco que se encuentran en la primera parte de la sección producto de los obstáculos en superficie que impiden la colocación de fuentes, y esto a su vez trae como consecuencia que se

tengan trazas cercanas que iluminen el objetivo somero. Se puede observar, que para obstáculos de gran tamaño va ser muy difícil obtener información del objetivo geológico ya que el mismo se encuentra poco profundo y la apertura de offset no llega a recuperar información del mismo teniendo espacios en blanco en la sección. Para obstáculos de menor tamaño se puede evidenciar que existe una pérdida de información menor que es recuperada para offset medios y lejanos, iluminando correctamente lo cual es bastante favorable, ya que existe un considerable número de obstáculos con dimensiones moderadas. En la sección sintética este-oeste, la cual no atravesó ningún obstáculo en superficie, se puede observar una continuidad de los reflectores bastante buena logrando la máxima cobertura sobre el objetivo propuesto, consiguiendo así en estas secciones sin obstáculo la mejor visualización de todas las secciones.

5.12 Análisis económico

En esta etapa se pretende realizar un estudio económico basado en las etapas más costosas de la adquisición, las cuales son la perforación y la grabación, ya que estas involucran la mayor cantidad de equipos, materiales y de personal, lo que hace aumentar los precios considerablemente. En la figura 5.12.1 se puede apreciar cómo se encuentran distribuidos los costos por etapa, resaltando las dos antes mencionadas, las cuales serán analizadas sin detallar los precios reales, debido a políticas confidenciales de la empresa que aportó la información.

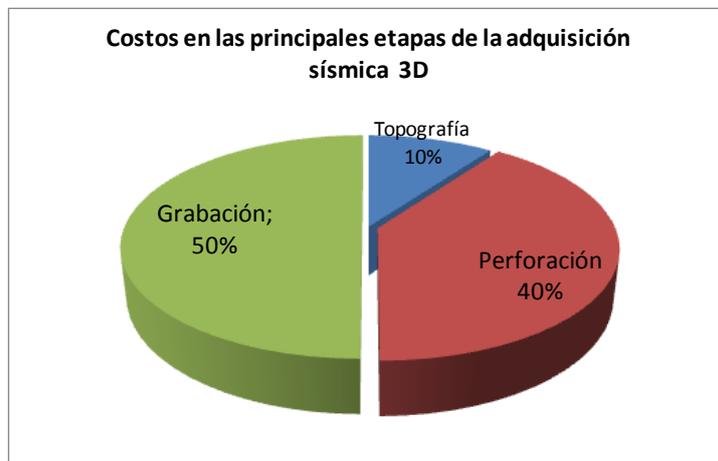


Figura 5.12.1 Distribución de los costos según las etapas generales de la adquisición.

Al realizar el análisis de costos de perforación para cada uno de los diseños en todo el bloque de estudio se tuvieron que considerar tres etapas, las cuales a su vez toman

en cuenta una series de factores que se muestran en el apéndice 1 y 2 estas fases son equipo, materiales y labor de trabajos, la distribución de los costos para cada diseño en esta etapa, es como se muestra en los siguientes gráficos (figura 5.12.2), los cuales muestran que los costos mayores están referidos a los materiales (software de procesamiento, de QC, repuesto de equipos de grabación, etc.) que pudiesen utilizarse en cada uno de los levantamientos propuestos, con un aproximado del 95 %, seguidos de los equipos (instrumentos directamente con las operaciones en campo como vehículos, moto-sierra, ambulancias, etc.) Con un 3% y finalmente el costo por el pago del personal técnico necesario para esta etapa, el cual corresponde aproximadamente a un 1%. Vale resaltar que el diseño que arrojó menor costo en la etapa de perforación como se puede apreciar en la figura 5.12.3, fue el tercero, ya que en el mismo se planteó un mayor número de personal laborando, aumentando el redimiendo diario de las cuadrillas, aunado a la propuesta de un menor número de puntos de tiro.

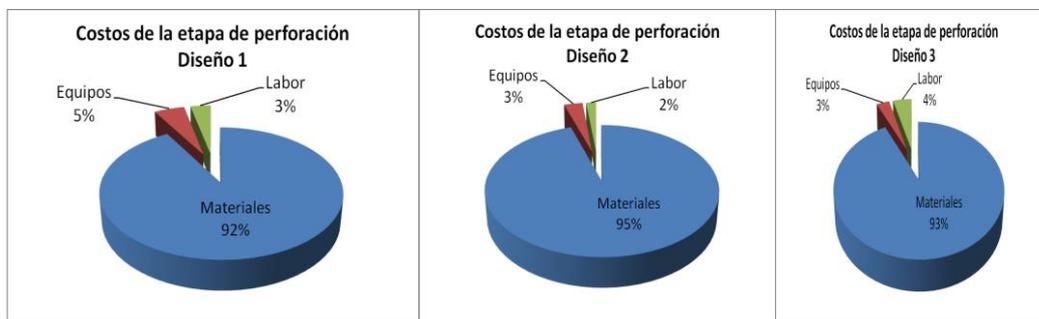


Figura 5.12.2 Distribución de los costos según las fases generales de la perforación para cada levantamiento.

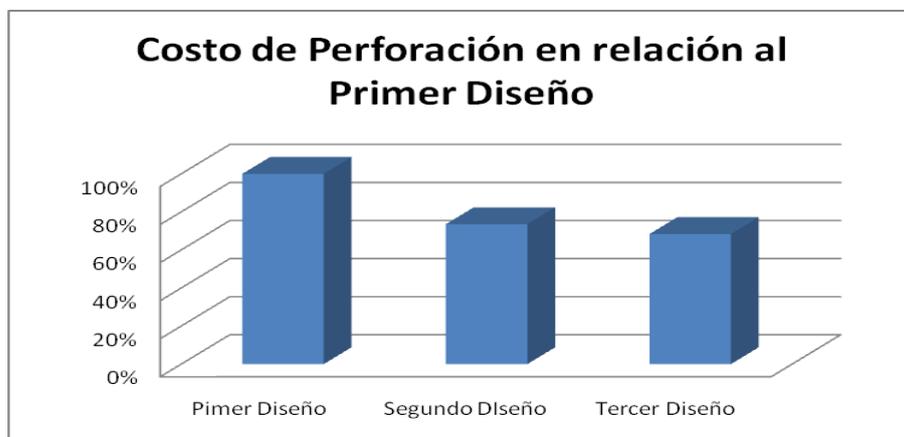


Figura 5.12.3 Comparación de costos de perforación respecto al diseño de mayor inversión.

Al analizar la etapa de grabación, la cual representa casi un 40% de total de costos del levantamiento, se puede decir que al igual que la de perforación, lo más costoso son los materiales que están relacionados directamente con las operaciones geofísicas, con un 94% del total, seguido de los equipos relacionados con las operaciones propias de campo, con un 4% y, finalmente, el menor porcentaje está referido al pago del personal técnico, con un 1% aproximadamente. Las tres propuestas de diseños evaluadas económicamente son bastante similares, teniendo un menor precio la tercera propuesta, tal como se puede apreciar en el figura 5.12.5, pues ésta al considerar menos cantidad de fuentes receptores conlleva a una utilización de menos materiales, tales como estaciones de trabajo, repuestos de cables, repuestos de geófonos, equipos de grabación.

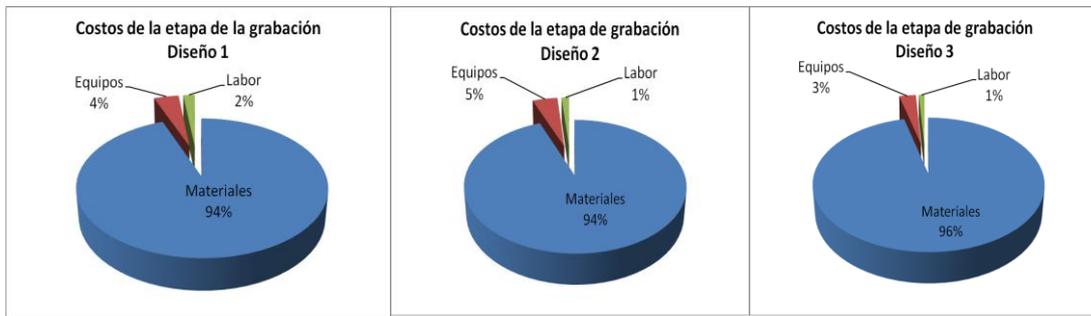


Figura 5.12.4 Distribución de los costos según las fases generales de Grabación para cada levantamiento.

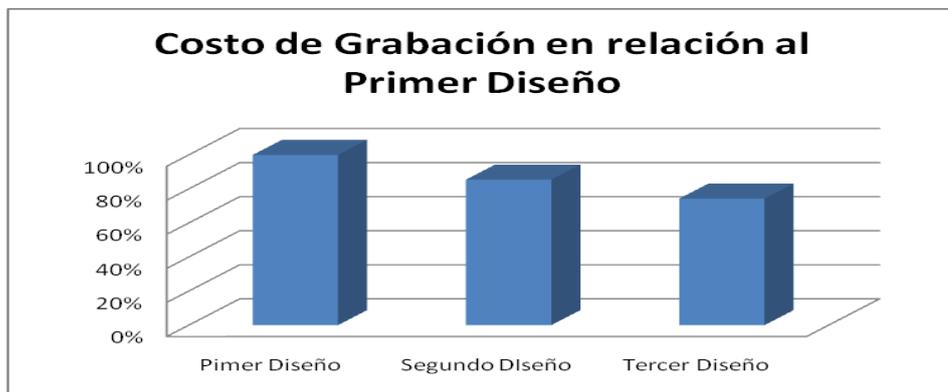


Figura N° 5.12.5: Comparación de costos de Grabación respecto al diseño de mayor inversión.

Tomando en cuenta lo expuesto y observando en la figura N° 5.12.6, la cual considera como punto de comparación de precios el diseño más costoso llevado a porcentaje, lo que hace que las demás propuestas se reflejen lo más económicas que, porcentualmente, resultan respecto a la primera.

En la precitada gráfica se puede apreciar que el diseño con mayores gastos es el que corresponde a la primera propuesta, ello debido principalmente a que la misma exige un mayor número de fuentes y receptores, lo cual ocasiona una mayor logística y un equipamiento técnico-laboral. Seguidamente se posiciona, con casi un 23% de mayores costos, la segunda propuesta, debido a la menor cantidad de fuentes receptores necesarios en este levantamiento y la existencia de una mayor proporción de labor técnica, logrando un mayor rendimiento diario y haciendo que el levantamiento dure menor tiempo en su ejecución y por consiguiente sea más económico.

El tercer diseño refleja un valor más económico con respecto al primero y al segundo diseño, con casi un 26% y un 3% respectivamente del valor real, de lo cual se puede decir que es el más favorable monetariamente, debido a un aumento proporcionalmente de la fuerza de trabajo y una disminución con respecto a los demás de los materiales y equipos, y gracias a la menor cantidad de puntos de tiro y receptores planificados en la etapa de optimización de parámetros físicos utilizados por el mencionado diseño.

Vale destacar que el factor más influyente en este análisis es el número de puntos de tiro y receptores, por lo cual se puede decir de forma general que las proporciones de los costos se mantienen de acuerdo con la proporción de disminución de puntos de tiro.

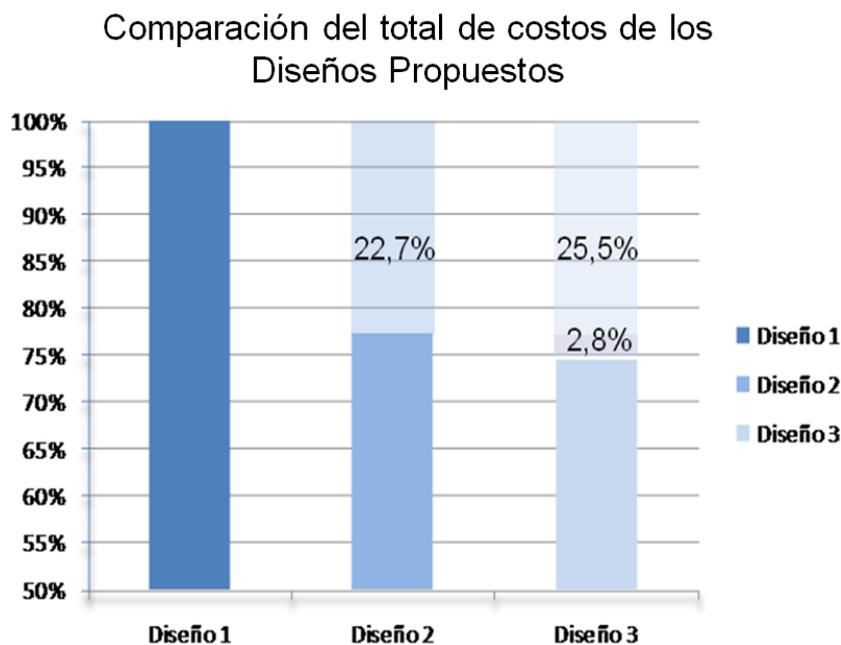


Figura 5.12.6 Comparación de costos de las propuestas de diseños de adquisición sísmicas 3D, respecto al diseño de mayor inversión

5.13 Análisis ambiental

Al referirse al impacto ambiental que trae las actividades relacionadas a la exploración petrolera, tales como lo son la exploración geofísica, la perforación de pozos, la exploración geológicas, entre otras, distinguimos que una de las que tienen menor impacto es la exploración sísmica, bien sea la 2D o 3D, ya que en ellas no afectan, de forma irreversible, al ambiente.

Al analizar generalmente el impacto ambiental que pudiera traer las geometrías aquí planteados se puede decir que dichas propuestas fueron diseñadas respetando las leyes ambientales actuales, las cuales hacen énfasis en la ubicación de los puntos de fuentes, lo cual representa la mayor peligrosidad ambiental y ciudadana debido a los agentes químicos y físicos del material utilizado. Vale destacar que para disminuir este impacto se plantea aquí usar explosivos biodegradables y sin agentes químicos, que sean nocivo al contacto el hombre. Las distancias a las cuales se colocaron los explosivos en el diseño para no traer riesgo al medio ambiente están referidas en siguiente tabla:

Tabla 5.13.1 distancia de reglamentaria de exclusión de explosivos (tomado de informe técnico ambiental de PDVSA-Servicio)

FUENTE EXPLOSIVO	
OBSTACULO	DISTANCIA
Morichales	300 m.
Manantiales y Nacientes	200 m.
Lagunas Naturales	120 m.
Pozos de Agua	180 m.
Tanques y Cisternas	180 m.
Pozos Petroleros	50 m.
Líneas de Alta Tensión	80 m.
Líneas Eléctricas	20 m.
Plantas y Estaciones	120 m.
Casas de Bloques y/o Madera	160 m.
Casas de Barro	120 m.
Tuberías Enterradas	60 m.
Tuberías Superficiales	30 m.
Carreteras Asfaltadas	40 m.
Puentes	30 m.
Ríos Navegables	50 m.
Bordes de Cárcavas, Mesas o Farallones	300 m.
Quebradas	25 m.
Lagunas Artificiales / Tapones	180 m.

Como ya se ha señalado anteriormente, la exclusión de fuente representa una desventaja técnicamente para la adquisición sísmica 3D, pero a su vez representa una ventaja desde el punto de vista ambiental, ya que plantea salvaguardar el medio ambiente con el fin de su perdurabilidad en el tiempo, lo cual desde el punto de vista de sustentable es totalmente beneficioso. Así mismo al referirse a la colocación de los explosivos en el terreno, se planificó que se enterraran los mismos a una profundidad entre los 15 m y 20 m, con una carga entre 0,5 kg y 1 kg, lo cual es favorable tanto técnicamente como ambientalmente, ya que al detonar el explosivo no quedarán huecos en la superficie que ocasionen daños al paso de la fauna. Así como también se plantea ambientalmente que se tapen los orificios resultantes de la colocación de los receptores en tierra, ya que podría traer como inconvenientes a las animales terrestres por el paso en estas áreas.

Con el fin de minimizar el impacto ambiental se plantea en este estudio que se utilicen para la etapa de perforación camiones livianos y pequeños, los cuales evitan la tala y desforestación de la flora de la zona de estudio, por causa del paso de grandes vehículos. Considerando lo antes analizado se puede decir que todos los diseños cumplen con las reglas ambientales, por lo cual las tres propuestas de adquisición son factibles, pero si se considera el esfuerzo y el tiempo a invertir(el cual trae implícito un factor económico) con la finalidad de llevar a cabo el resarcimiento del mínimo impacto ambiental, se ve que resulta favorecido aquel diseño que involucre menos logística y menor tiempo en su fase de ejecución, lo que lleva a pensar que el mejor diseño es el tercero.

Finalmente se puede decir que la propuesta de diseño elegida técnicamente en su fase de ejecución, deberá planificar una estrategia de saneamiento general en las áreas del campamento que involucre la recolección y el reciclaje de aguas servidas.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

Al realizar una síntesis global del presente trabajo y especialmente de los resultados obtenidos y análisis realizados en el apartado anterior se puede llegar a concluir lo siguiente:

- La optimización de los parámetros de adquisición sísmica para las zonas ubicados en el área de Junín, deben estar consciente de la alta resolución necesariar para poder resolver los objetivos estatigraficos planteados, la alta homegenidad que esto representa, en la distribución de offset y azimut, la poca profundidad en la cual se encuentra el objetivo geológico los problemas de cobertura existentes por causa de exclusión de fuentes y los altos costos que representa este tipo de adquisición. Considerando estos factores se propone que la mejor optimización es la de la tercera propuesta de *bin* 15 m x 15 m , la cual cumple con la mayoría de las exigencias planteadas.
- La optimización de todos los parámetros calculados para las tres propuestas planteadas, se estimaron en función de la precisa iluminación de los objetivos geológicos planteados, pero al ser sometidos estos diseños teóricos a los efectos de los obstáculos de superficie, se puede notar un considerable cambio en el resultado, favoreciendo esto a una geometría en particular.
- Evaluando la factibilidad técnica-económica de las propuesta de diseños se puede decir, que la mas favorable desde el punto de vista técnico, económico y ambiental es la tercera propuesta. Con casi un 26 % y un 8% de menor inversión que la primera y segunda propuesta respectivamente
- Que las metodologías utilizadas para el cálculo de las funciones de velocidad son bastante certeras, pues al correlacionar los resultados de estas funciones con los valores de checkshot y mapas de velocidades, se puede notar un muy buena acoplamiento de éstas, con un porcentaje de error máximo del 10%, a pesar de tener un rango de valores muy similares en el objetivo geológico.
- Es de gran importancia comparar por diversas metodologías el cálculo de los valores de frecuencia máxima y dominante, ya que estos valores son

fundamentales para definir los parámetros físicos del diseño, por ello es preciso simular los sismogramas sintéticos con factores que involucren la absorción del subsuelo, como lo es el factor Q, y así poder estimar si las frecuencias necesarias para visualizar al objetivo geológico se pueden recuperar del medio geológico.

- El factor Q registrado en el área de estudio corresponde muy bien a litologías pocas consolidadas, las cuales a medida que se profundizan se van haciendo más compactas. Y ello a pesar de ser los valores de Q bastante altos, los cuales no filtran las altas frecuencias requeridas para iluminar adecuadamente el objetivo propuesto, ya que este tiene la ventaja de estar poco profundo, manteniéndose los valores de frecuencia máxima necesarios.
- La consideración del máximo buzamiento para este proyecto no es una variable que se asuma con la máxima precisión, ya que el buzamiento máximo es menor a los 5° Norte, lo cual es casi irrelevante para las ecuaciones propuestas por Cordsen, A, et al 2000 para los diseños ortogonales de línea recta, ya que estas tienen la salvedad que para inclinaciones menores a los 30° se debe tomar el valor de 30°, es decir, sea 5° o 2° igual se debe considerar 30°.
- Se puede decir que los cálculos de los offset es una variable muy importante para cualquier diseño en el área de Junín, sobre todo los bloques que se encuentran más al sur, ya que los objetivos geológicos se encuentran muy próximos entre sí, y si no hay una buena elección de éstas distancias se corre el riesgo de no iluminar los objetivos propuestos.
- De igual forma es importante considerar el cálculo de las funciones *mute* para la toma de los offset, ya que esta elección va a variar dependiendo si el objetivo de adquisición perseguido, bien sea estructural o estratigráfico, pues si es estratigráfico se tendrá que ser mucho más preciso que si fuese estructural en la selección de la función *mute*, debido a que se quiere tener lo más limpios los datos de ruido causados por la distorsión de la traza en el procesamiento.
- Al comparar los valores de resolución vertical obtenidos mediante los parámetros calculados con los deseados, bajo los criterios geológicos, se puede decir que para poder discriminar geofísicamente la litología de los estratos geológicos deseados, tienen que poseer contrastes de impedancia acústica

resaltante, pues si no los poseen no se van a poder distinguir uno de otro bajos las técnicas conocidas.

- En los cálculos de los tamaños de *bin*, según los valores de frecuencias a recuperar del objetivo geológico principal, se puede expresar que a pesar de presentar un tamaño para las tres propuestas bastante reducido, la resolución planteada con ello no llega a ser menor de 11 m., lo cual es un poco más de lo exigido por la interpretación geológica de las arenas, permitiendo decir que las exigencias deseadas bajo esta visión de alta resolución no van a poder ser cubiertas en esta etapa, por lo cual se plantea realizar otro tipo de técnicas en las posteriores etapas (procesamiento e interpretación) que permitan realzar dichas arenas de tal exigencia.
- La existencia de obstáculos ambientales exige la exclusión de fuente, lo cual ocasiona que los diseños propuestos cambien las propiedades antes planificadas, logrando que se ubiquen zonas de alta, media y baja cobertura, donde cada una de ellas se caracterizan según sus distribuciones de offset y azimut, lo cual permite iluminar el objetivo geológico propuesto de manera distinta en cada área.
- La baja cobertura obtenida en los diseños que son producto de los obstáculos en superficies (morichales), hace que se considere a fondo una metodología de recuperación de fuente, capaz de mejorar la cobertura.
- Analizando los diagramas de rosa de las tres propuestas consideradas se puede concluir que la mejor distribución de offset azimut está representado por la del tercer diseño, ello debido a que la disposición del Patch y el tamaño del *bin* están dispuestos de tal manera que las zonas de media a baja cobertura se encuentran muestreadas tanto en offset como azimut, mucho mejor que en los otros dos diseños.

RECOMENDACIONES

- Viendo los problemas que existen en superficie por causa de los obstáculos ambientales, se sugiere por parte de la empresa operadora, solicitar ante el Ministerio del Poder Popular para el Hábitat y el Ambiente, que se reconsideren las normativas respecto a las zonas de exclusión de fuentes, ya que hoy día existen fuentes de tipo explosivos menos nocivas para el ambiente que las utilizadas cuando se consideraron dichas reglas.
- Estudiando los informes hidrológicos del área a intervenir, se puede notar que en épocas de lluvias el área de Junín se tiende a anegar y se forman pantanos y lagunas intermitentes, por lo que se recomienda a la empresa de servicios plantearse las campañas de adquisición en épocas de sequía.
- Por no poseer un punto de discriminación notorio entre las arenas y las lutitas, se propone programar un diseño de 3D 3C, con la finalidad de poder discriminar en las posteriores etapas de procesamiento dichas litologías.
- Se plantea en este trabajo, en virtud a la poca profundidad del objetivo geológico planteado, que se ejecuten algunas pruebas donde se utilicen otras fuentes de energías como camiones de pulso, en las zonas donde las fuentes convencionales (explosivos) no pueden ser colocadas, por protección al ambiente. Con la finalidad de poder mejorar la relación señal ruido de las zonas de baja a media cobertura, que representa casi un 35% de toda el área.
- Basado en los planes de desarrollo de este bloque de estudio se recomienda, realizar las campañas de perforación de pozos estratigráficos en aquellas zonas donde la relación señal ruido sea pobre, como por ejemplo en el Área N° 4, donde estos nuevos datos estratigráficos permitirán calibrar y amarrar horizontes geológico de poca visual en la sísmica adquirida, y así tener un mejor control de los eventos estratigráfico en el subsuelo.
- Se recomienda realizar el trazado de rayos para todo el bloque de estudio, tomando en cuenta cada una de las geometrías aquí descritas, con la finalidad de

evaluar el comportamiento de los mapas de CRP en los horizontes geológicos, para la zona de media y baja cobertura.

- Por presentar, la zona de estudio, una relación favorable entre las zonas en subsuelo de mayores espesores de arena neta petrolífera y la facilidad de acceso en superficie, apalancándose en la buena relación señal/ruido (sección 4.4), se recomienda a la empresa mixta que se plantee la subdivisión del bloque de estudio en por lo menos cuatro campañas de adquisición sísmica 3D.
- Se recomienda que se implemente un reconocimiento de campo para evaluar la zona de estudio, y así poder planificar la disposición de las primeras líneas de prueba con los parámetros recomendados anteriormente. Así también se sugiere que se planteen arreglos de geófonos para el filtrado de ruido no coherente, basándose en los arreglos implementados en las anteriores campañas sísmicas.

Bibliografía.

Bochkarev. V., C. Guerra., E. Solorzano y E.Morales. (2007) Estudio Geológico en área de Junín PDVSA y Lukoil. Oil Company. 176 pp.

Bremner, D., L. G. Crews and A. Musser. (1990) Method for conducting three-dimensional subsurface seismic surveys: United States. 110 pp.

Cabrera, E., F. Russomanno y H., Sánchez, (1985) Revisión estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Mem, VI Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos. 69 pp.

Comité Interfiliar de Estratigrafía y Nomenclatura. (1997) Léxico Estratigráfico de Venezuela (LEV). PDVSA – INTEVEP. Recuperado el 23 de febrero, 2007, de: <http://www.pdv.com/lexico>

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

French. W. (1974) Two-Dimensional and Three-Dimensional migration of modele experimet reflection Profiles Geophysics. USA. 576 pp.

Gadallah M., R., Fisher. (2009).Exploration Geophysics. Ed Springer .Houston. USA. 274 pp.

Galbraith., M. (1994) 3D-Survey design by Computer Course: Notes, Seismic imagen Software Ltd.176 pp.

González de Juana C., J. Iturralde de Arozena y X. Picard. (1980) Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ed. Foninves, 2 tomos, 1021 pp.

Hedberg. H., L. Sass, and H. Funkhouser, (1947) Oil fields of the Greater Oficina área, central Anzoátegui. Venezuela. Bul., American Assoc. petr. Geol., 31(12). 2169 pp.

Kiser, G. (1987) Exploration results: Machete area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. Jour. Petr. Geol., Londo, 10(2). 162pp.

Leal, T, (2000) Diseño de Parámetros de Adquisición Para un Levantamiento Sísmico 3D Ubicado en la Sierra de Perijá. En las Zonas Adyacente al Pozo Guaraní 1x. Trabajo especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela.

Milsom J. (1991) Fied Geophysiscs. Tercera edición. Ed Wiley. USA. 108 pp.

Nieto., C. (1999) Optimización del diseño de Parámetros de levantamiento sísmico 3D Terrestre . Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela.

Pant and Walton. (1988) Three-dimensional seismic method: Geophysics, 37, 417–430 pp.

Pant D and S. Watson. (1988) Seismic Reflection Scale Model Facility. Exploration Geophysics.

Patterson . J. y J. Wilson. (1953) Oil fields of Mercedes region, Venezuela, *Amer. Assoc. Petról. Geol.*, 37(12). 2733 pp.

PDVSA- CVP. (2009) Informe final de geología y geofísica de Junín 06E-2D

PDVSA-CVP División Junín (2008). Informe técnico final de división Junín.

PDVSA- EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. (2007) Informe final de Operaciones en Junín 06E-2D.

PDVSA- EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. (2007) Informe final de Procesamiento de Junín 06E-2D

Pérez, F.(2008) Modelado 3D de velocidades intervalicas de onda p a partir de registros de pozo campo Santa Barbará. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Geofísico. Departamento de Ciencias de la Tierra, Coordinación de Ingeniería Geofísica, Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Rizzo. N. (2010) Faja Petrolifera del Orinoco. Asociación Venezolana de procesos de gas. Boletín N° 17. 9 pp.

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

Sheriff, R. (2002) Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. 4th edition, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa. 376 pp

Vermeer, G. (1999) Seismic wavefield sampling: Soc. Expl. Geophysics, 64, 942–953 pp.

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

Zamora. M. (2009) Interpretación sismoestatigráfica y estructural de la secuencia sedimentaria (cretácico-terciario) del bloque 5 y 6 del área de Boyacá y bloque 1 y 2 del área de Junín, Faja Petrolífera Del Orinoco. Tesis de Grado. 94 pp.

APÉNDICE (1)

Parámetros considerados en la fase de grabación

Materiales De Grabación

Alq de Toyotas

Baterias de 750 Amp

Cintas Magneticas 3590

Cintas Magneticas LTO3

Combustibles

Comedor

Comida Camp Vol

Consumibles

Daños a Terceros

Disco Duro

Dotación Camp

Dotación Pers

Dotacion trab

Gastos Varios

Kms de carretera x reparar

Laboratorio de electrónica

Lubricantes

Material Rehab & Tapa Hueco

Material Rep Geof & Cables

Papel de Plotter

Papel térmico

Repuestos de Cables

Repuestos de Geofonos

Repuestos de Radios

Repuestos equipo de Grab

Software Procesamiento

Software QC

Equipos De Grabación

AEROBOTE

CAJAS LAUL 428

CAJAS LAUX 428

CAMION 4X4 IVECO MOVIL LABORATORIO

CARGADOR DE BATERIAS

CHEQUEADOR DE GEOFONOS

ESTACIONES DE TRABAJO

ESTRUCTURA VOLANTES

EXTENSIONES TRANSVERSAS 250 metros

FORD 350 4X2 CISTERNA RENTADO

FORD 350 4X2 PLATAFORMA RENTADO

FUENTES DE PODER

HELICOPTERO BELL 206 RENTA DIARIA

LINK DE 02 FDU's (equivalente a 1000 FDU's)

MICROWAVE LINK

MINI SOLDADOR

PROBADOR DE LINEA LT428

RADIO FIJO

RADIO PORTATIL

RISTRAS ANALOGICAS DE 6 GEOFONOS

SINCRONIZADOR DE DISPARO

UNIDAD DE ALMACENAMIENTO LTO3

UNIDAD DE ALMACENAMIENTO NASSTOR

UNIDAD DE GRABACION 428L y ACCESORIOS
(CAMARA+SOFTWARES+LCI+SERVER+SGA+SQC PRO+PRINTER+ ETC...)

UNIDAD DISPARADORA

VEHICULO 4 x 4 PROPIO

VEHICULO 4 x 4 RENTADO

VULCANIZADOR

Labor De Grabación

Personal Nacional Dir.:

COORDINADOR REGISTRO

OBSERVADOR SENIOR

JEFE TALLER CABLE

OBSERVADOR JUNIOR

Personal Extranjero Ind.:

COORDINADOR LABORATORIO

OBSERVADOR

Nómina CCP

AYUDANTE COCINERO

DISPARADOR

AYUDANTE DISPARADOR

CAPORALES

COCINERO

CHEQUEADORES

CHOFERES

ENTRENADOR DE CHEQUEADORES

ENTRENADOR DISPARADORES

LOGISTICO

MAYERO

OBREROS

OPERADOR DE AEROBOTE

PARAMEDICO

REPARADORES DE CABLE

SUPERVISOR DE CAMPO

TAQUEADOR

OBRERO MANTENIMIENTO VOLANTE

APÉNDICE (2)

Parámetros considerados en la fase de Perforación

Materiales De Perforación

Anclas

Brocas 2 alas

Brocas 3 alas

Mecha triconicas

Caja antiestatica

Combustibles

Comedor

Comida Campamento Volante

Consumibles

Detonadores de 18 m

Dotación EPP

Dotacion trab

Explosivos de 1 Kg

Gastos Varios

Grava

Herramientas varias

Llaves de 24"

Lodos de perf

Lubricantes

Mangueras de perforacion

Morrales para traslado de explosivos

Puntas

Rep para Compresor

Rep Eq. Portátiles

Rep Sedidril

Rep Tractores

Repuestos para Bombas de lodo

Trajes antiabejas

Tuberia de espiral de 1,5 mts

Tuberia de perf de 1,3 mts

Tuberia de perf de 1,5 mts

Varas de taqueo

Equipos De Perforación

Aerobote

Alquiler camión Comb

Alquiler Cisternas 350

Alquiler de cisternas 750

Alquiler de toyotas para supervisión

Alquiler de vehículo para GN

Alquiler toyotas de pasajeros

Alquiler vehículo para custodia

Alquiler vehículo para transporte de explosivos

Botes

Compresores

Equipo de perforación mecanizado Oruga Sedidrill 100S

Equipo de perforación portátil hidraulico

Equipo de perforación portátil vertical

Equipos de perforación mecanizado Tractor Emci Explo
750T

Estructura volante

Helicoptero

Motobombas Gorman Rupp

Motobombas Nacionales

Multímetros de seguridad

Radios móviles

Radios portátiles

Trailer para aerobotes

Trailer para taladros mecanizados

Labor De Perforación

Personal Nacional Dir.:

Jefe de Perforación

Supervisores de Perforación

Supervisores de mecánicos de campo

Coordinador de Explosivos

Nómina CCP

Auxiliar III (Adecuación)

Ayudante de Cocinero

Caporal

Chofer de cisterna

Chofer de personal

Choferes de explosivos

Cocinero

Mecánico de Campo

Obrero

Obrero Mantenimiento Volante

Operador de Aerobote

Perforador

Taqueador