

**MANUAL PARA LA ADQUISICIÓN Y  
PROCESAMIENTO DE SÍSMICA TERRESTRE  
Y SU APLICACIÓN EN COLOMBIA**

**Autores:**

Yajaira Herrera  
Norman Cooper  
**Mustagh Resources Ltd.**

**Revisores:**

Luis Alberto Briceño  
Carlos Alberto Rey  
**Agencia Nacional de Hidrocarburos**

**Editor:**

Luis Alfredo Montes Vides  
**Universidad Nacional de Colombia**

**Publicado por:**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
Facultad de Ciencias  
Departamento de Geociencias

**Dirección de correo para envío:**

Universidad Nacional de Colombia  
Departamento de Geociencias  
Edificio Manuel Ancizar, of. 326

**Phone:** +57-1 3165000 Ext. 16514 – 16539

**Fax:** + 57-1 – 3165390

**e-mail:** esrj@unal.edu.co

**Lugar y Fecha de Edición:**

Enero 2010,  
Bogotá - Colombia

Manual de procedimientos sísmicos terrestres en Colombia / editado por Luis Alfredo Montes V.  
Incluye referencias bibliográficas e Índice  
ISBN 978-958-446026-4 (volumen)

@2010

Todos los derechos reservados. Este libro o partes no pueden ser reproducidos sin permiso del Editor.

Impreso y Diagramado por:  
Universidad Nacional de Colombia

Sin lugar a dudas, los métodos sísmicos de prospección constituyen la principal herramienta de exploración y caracterización de reservorios de hidrocarburos, en cualquier cuenca de nuestro planeta. Esta herramienta, que utiliza tecnología y ciencia de frontera, vive en permanente desarrollo y es importante, para quienes estamos involucrados con este quehacer de las Ciencias de la Tierra, conocer sus fundamentos y particularidades.

Para la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha sido un reto, propiciar la generación de este manual y es motivo de orgullo poner a disposición de la sociedad colombiana la presente publicación, que a parte del tema meramente técnico, aborda de manera responsable su manejo ante las exigencias ambientales y sociales de nuestro país.

Que el presente Manual de Procedimientos Sísmicos sirva de guía a quienes comienzan su acercamiento con los hidrocarburos y de compañero a quienes ya están vinculados al campo de la exploración.

**ARMANDO ZAMORA REYES**  
DIRECTOR  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



# CONTENIDO

---

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>EXPLORACIÓN PETROLERA.....</b>	<b>15</b>
2.1	HISTORIA DE LA EXPLORACIÓN SÍSMICA .....	15
2.2	HISTORIA PETROLERA EN COLOMBIA .....	16
<b>3</b>	<b>ADQUISICIÓN DE SÍSMICA TERRESTRE .....</b>	<b>18</b>
3.1	ASPECTOS GENERALES .....	18
3.1.1	Aplicación del método sísmico.....	18
3.1.2	La aplicación del método sísmico es muy similar en todo el mundo.....	19
3.1.3	Análisis de las variables del subsuelo.....	20
3.1.4	Recomendaciones para levantamientos sísmicos terrestres.....	25
3.1.5	Aspectos sobre software de diseño.....	25
3.1.6	Pre-diseño de un levantamiento sísmico 2D/3D.....	26
3.1.7	Evaluación de los resultados de pre-diseño.....	26
3.1.8	Reportes periódicos y finales del proyecto.....	27
3.1.9	Entrega de información al EPIS.....	27
3.1.10	Recomendaciones.....	27
3.2	DISEÑO FINAL DEL PROGRAMA SÍSMICO 2D/3D.....	28
3.2.1	Parámetros de adquisición .....	28
3.2.2	Teoría de muestreo.....	30
3.2.3	Resolución vertical y lateral.....	30
3.2.4	Relación señal/ruido.....	31
3.2.5	Aliasing espacial y temporal.....	31
3.2.6	Métodos de adquisición 2D.....	31
3.2.6.1	Efectos de márgenes.....	31
3.2.6.2	Método de franja ancha o Swath.....	32
3.2.6.3	Método de propagación cruzada.....	32
3.2.7	Métodos de adquisición 3D.....	32
3.2.7.1	Full range o de apertura ancha.....	32
3.2.7.2	Q-Land.....	32
3.2.7.3	Sparse.....	32
3.2.8	Avances en adquisición.....	33
3.2.8.1	Levantamientos terrestres.....	33
3.2.8.2	Control de calidad de los datos de campo.....	36
3.2.8.3	Grabados de alta densidad.....	36
3.2.9	Recomendaciones.....	36
3.3	LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO Y POSICIONAMIENTO.....	37
3.3.1	Sistema de coordenadas usado en Colombia.....	37
3.3.2	Cartografía base y temática.....	40
3.3.3	Metodología de corte y nivelación de líneas.....	40
3.3.4	Tolerancias.....	42
3.3.5	Nivelación y ajuste de las líneas sísmicas.....	43
3.3.5.1	Corte.....	43
3.3.5.2	Nivelación.....	43

3.3.5.3	Cálculo de cierres y ajustes .....	44
3.3.5.4	Reubicación de fuentes/receptoras .....	44
3.3.5.5	Dobleces de líneas .....	45
3.3.6	Entrega de información final para el procesamiento de líneas .....	49
3.3.7	Esquemas de ubicación .....	51
3.3.8	Recomendaciones .....	52
3.4	FUENTES DE ENERGÍA .....	55
3.4.1	Fuentes impulsivas .....	55
3.4.1.1	Diseño de pruebas para la profundidad de los pozos .....	56
3.4.1.2	Relación de la profundidad de los pozos con la geología .....	57
3.4.1.3	Manejos de los rípios de perforación .....	62
3.4.1.4	Utilización de equipos y métodos de perforación .....	62
3.4.1.5	Legislación, permisos, usos y restricciones en el país .....	63
3.4.1.6	Recomendaciones .....	63
3.4.2	Fuentes vibratorias .....	63
3.4.2.1	Distorsión armónica .....	65
3.4.2.2	Control de Vibradores .....	69
3.4.3	Cañones de aire .....	71
3.4.4	Fuentes de energía de percusión .....	72
3.4.5	Cargas superficiales .....	75
3.5	REGISTRO .....	77
3.5.1	Métodos de registro favorables a la topografía colombiana .....	77
3.5.2	Clases de equipos de registro .....	78
3.5.3	Especificaciones y pruebas de equipos .....	79
3.5.4	Tipo, número y configuración de sensores .....	79
3.5.4.1	Plantado de geófonos .....	80
3.5.4.2	Número de geófonos por grupo .....	82
3.5.4.3	Teoría de patrones .....	85
3.5.5	Método de registro con vibradores .....	91
3.5.6	Sincronización del inicio de la fuente y la recepción de la señal .....	92
3.5.7	Análisis de la relación señal/ruido .....	94
3.5.7.1	Análisis de la relación señal/ruido .....	96
3.5.8	Control de calidad de la información .....	97
3.6	PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS EN EL CAMPO .....	97
3.6.1	Equipo de procesamiento básico y software especializado .....	97
3.6.2	Secuencia básica .....	97
3.7	PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS EN EL CENTRO DE PROCESADO .....	98
3.7.1	Equipo de procesamiento básico y software especializado .....	98
3.7.2	Secuencia básica .....	99
3.7.3	Pruebas de deconvolución .....	101
3.7.4	Pruebas de aplicación de análisis de velocidades .....	101
3.7.5	Pruebas de aplicación de estáticas .....	101
3.7.6	Pruebas de aplicación de filtros .....	101
3.7.7	Atenuación de ruidos .....	102
3.7.8	Pruebas de DMO y migración .....	102
3.7.9	Análisis de azimut (3D) .....	102
3.7.10	Nivel de procesamiento en Colombia .....	103
3.7.11	Recomendaciones .....	103
3.8	CONTROL DE CALIDAD .....	103
3.8.1	Supervisión de las operaciones diarias (campo y centro de proceso) .....	103

3.8.2	Documentación y reportes .....	104
3.8.3	Procedimiento para el envío de la información .....	104
3.8.4	Recomendaciones .....	105
3.9	ADQUISICIÓN DE SÍSMICA MULTICOMPONENTE.....	105
3.9.1	Fundamentos de ondas convertidas .....	105
3.9.2	Adquisición de ondas convertidas .....	107
3.9.3	Aplicación de ondas convertidas .....	108
3.9.4	Mejoramiento de la calidad de imagen de las ondas P.....	108
3.9.5	Interpretación sísmica multicomponente .....	108
3.9.6	Recomendaciones .....	110
3.10	PROYECTOS ESPECIALES.....	110
3.10.1	Análisis AVO .....	110
3.10.2	Inversión sísmica.....	112
3.10.3	Sísmica 4D .....	114
3.10.4	Análisis con VSP.....	115
3.10.5	Tomografías .....	117
3.10.6	LiDAR.....	117
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>119</b>
<b>5</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>121</b>





## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1. Líneas 2d Tipo Sparse 1:4. La línea 2D de arriba tiene las fuentes centradas entre dos receptoras y la de abajo las tiene compartiendo la misma posición de las receptoras. ....	21
Figura 2. Líneas 2d Tipo Stack Array. La línea 2D de arriba tiene las fuentes centradas entre dos receptoras y la de abajo las tiene compartiendo la misma posición de las receptoras .....	21
Figura 3. Diseños Ortogonales. Izquierda: ortogonal regular, centro: ortogonal offset, derecha: ortogonal stagger.....	21
Figura 4. Diseños Diagonales. Izquierda: ladrillo doble, centro: ladrillo triple, derecha: diagonal.....	22
Figura 5. Diseños Menos Comunes. Izquierda: muestreo del campo de onda completo, centro: MegaBin, derecha: aleatorio.....	22
Figura 6. Diseño Ortogonal Abanico. Izquierda: reflector con diferentes profundidades, derecha: modelo abanico.....	24
Figura 7. Sistema sin Cable Firefly de ION.....	33
Figura 8. Configuración Ideal de un Levantamiento Sísmico Terrestre.....	34
Figura 9. “mulcher”. Izquierda: “mulcher” tumbando y triturando un árbol, derecha: línea preparada por “mulcher”.....	35
Figura 10. Taladro LIS de Bajo Impacto.....	35
Figura 11. Latitud y Longitud de los Orígenes.....	38
Figura 12. Cuál es el dobléz máximo permitido que no violará la asunción CDP? Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f) .....	45
Figura 13. Dispersión del punto medio Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f).45	45
Figura 14. Procesamiento de un dobléz de línea.....	46
Figura 15. Producción de una línea con dobleces.....	47
Figura 16. Producción de una línea con dobleces.....	47
Figura 17. Esparcimiento debido a una curva.....	48
Figura 18. Curva regular y distribuciones de offsets.....	49
Figura 19. Curva irregular y distribuciones de offsets.....	49
Figura 20. Diagrama de Ubicación.....	53
Figura 21. Expansión de gases.....	57
Figura 22. Brisance – Microfracturación y Zona Anaelástica.....	59
Figura 23. Carga Grande (Izquierda) y Pequeña (Derecha).....	59
Figura 24. Materiales Consolidados versus No Consolidados.....	60
Figura 25. Patrones de fuentes versus cargas unitarias.....	61
Figura 26. Ejemplo de Diferentes Tamaños de Carga.....	62
Figura 27. Diagrama Esquemático de la Estructura de la Plancha y Masa de Reacción.....	64
Figura 28. Señal de Fuerza de la Tierra y otra Retroalimentación.....	64
Figura 29. 10-100 Hz -3dB/Oct 90% Nivel de Potencia.....	65
Figura 30. 10-100 Hz -3dB/Oct 85% Nivel de Potencia.....	66
Figura 31. 10-100 Hz -3dB/Oct 75% Nivel de Potencia.....	66
Figura 32. 10-100 Hz -3dB/Oct 65% Nivel de Potencia.....	67
Figura 33. 10-100 Hz -3dB/Oct 55% Nivel de Potencia.....	67
Figura 34. 10-100 Hz -3dB/Oct 45% Nivel de Potencia.....	68

Figura 35. 10-100 Hz -3dB/Oct 35% Nivel de Potencia.....	68
Figura 36. Armónica Meecedora .....	69
Figura 37. Artefactos de distorsión en un barrido ascendente lineal .....	70
Figura 38. Estructura y Operación de un Cañón de Aire .....	72
Figura 39. Diámetro de la Burbuja versus Profundidad del Agua .....	73
Figura 40. Peso del Volumen de Agua Desplazado versus Profundidad del Agua .....	73
Figura 41. Cañón de Aire BOLT .....	74
Figura 42. Disparador P .....	74
Figura 43. AWD-1180 .....	75
Figura 44. Explorer 860 .....	75
Figura 45. Bolsa Poulter .....	76
Figura 46. Cargas superficiales versus enterradas .....	76
Figura 47. Patrón típico de fuente “Poulter” .....	77
Figura 48. Carga Enfocada C-30.....	77
Figura 49. Red Telemétrica .....	78
Figura 50. Efecto de una Buena Limpieza .....	81
Figura 51. Modo de Conversión de la Energía .....	82
Figura 52. Tipos de Geófonos.....	83
Figura 53. Efecto de las Estáticas en Grupo .....	84
Figura 54. Principio de Superposición.....	85
Figura 55. Ángulo de emergencia.....	86
Figura 56. Longitud de Ondas de Reflector Somero de Offset Cercanos (Izq.) y Profundo de Offsets Lejanos (Der). Tomado de: Teoría de patrones (Cooper, 2008e) .....	86
Figura 57. Interacción de los Números de Ondas de la Onda de Aire, Onda de Tierra y Señales.....	88
Figura 58. Números de Onda para las Señales Sísmicas.....	89
Figura 59. Respuesta del Patrón para un Grupo de 6 Geófonos Distribuidos.....	90
Figura 60. Respuesta del Patrón para un Grupo de 6 Geófonos Agrupados.....	91
Figura 61. Barridos Lineales, Logarítmicos de Alto y Bajo Énfasis .....	93
Figura 62. El Nivel de Ruido Limita el Ancho de Banda Recuperable .....	95
Figura 63. Punto Medio versus Punto de Conversión.....	106
Figura 64. Asíntota del Punto de Conversión .....	107
Figura 65. Sección PP (arriba) versus PS (abajo) .....	109
Figura 66 . CDP, Gradiente e Intersección .....	111
Figura 67. Gráfica de Atributos AVO para varios CDPs.....	111
Figura 68. Modelado Progresivo y Regresivo.....	113
Figura 69. Efecto de la absorción.....	114
Figura 70. Tipos de VSP.....	116
Figura 71. Tipos de VSP.....	116
Figura 72. Tomografía.....	117
Figura 73. LiDAR.....	118

## LISTA DE TABLAS

---

Tabla 1. Parámetros de Adquisición en Colombia.....	17
Tabla 2. Parámetros Requeridos para los Orígenes de Referencia. ....	37
Tabla 3. Cartografía Básica y Temática.....	40
Tabla 4. Esparcimiento versus ángulo del dobléz.....	46
Tabla 5. Formato archivo SegP1.....	50
Tabla 6. Formato archivo SPS.....	51
Tabla 7. Distancias reducidas de seguridad.....	53
Tabla 8. Distancias de seguridad.....	54
Tabla 9. Explosivos usados en el país.....	55
Tabla 10. Información de detonadores.....	55
Tabla 11. $\theta$ , $\lambda$ y K para un reflector somero.....	87
Tabla 12. $\theta$ , $\lambda$ y K para un reflector profundo.....	87
Tabla 13. $\theta$ , $\lambda$ y K para la onda de aire y de tierra.....	88
Tabla 14. Comportamiento AVO para varias Clases de Arenas y Gases.....	112



## 1 Introducción

Mustagh Resources Ltd. ha sido contratada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH para la elaboración del “Manual para la Adquisición y Procesamiento de Sísmica Terrestre y su Aplicación en Colombia”.

Mustagh Resources Ltd. es una compañía de consultoría de servicios geofísicos con sede en Canmore, Canadá. Entre los servicios que ofrece está el diseño de levantamientos 2D/3D/4D, la capacitación de personal en el área de adquisición sísmica terrestre y el desarrollo y venta de software de diseño 3D. La compañía tiene más de 40 años trabajando en diferentes áreas de la industria sísmica, diseñando más de 3000 programas 3D en más de 38 países. En los últimos 25 años, Mustagh ha participado en la investigación, desarrollo y aplicación de técnicas refinadas usadas en los diseños 3D modernos.

La información presentada en este manual ha sido recopilada con la gentil colaboración de muchas profesionales que trabajan en compañías de exploración, servicios de exploración, procesadores de datos e interventorías tanto en Colombia como en el exterior.

Para la elaboración de este manual se realizó un estudio de los procesos de adquisición y procesamiento sísmico usados en la actualidad en Colombia, luego se estudiaron los procedimientos a nivel internacional y finalmente, después de hacer comparaciones, se hicieron recomendaciones en las áreas en donde existe la posibilidad de actualización de los procedimientos y conocimientos sísmicos.

Este documento reúne los estándares y directrices para la adquisición de sísmica terrestre y el procesamiento de datos a ser usados hoy en día en el país. También se desarrolla la base teórica de muchas áreas para una fácil comprensión de todos los miembros de la industria de la exploración sísmica en Colombia. Se recomienda usar esta teoría como un punto inicial y se sugiere realizar más investigaciones en las áreas correspondientes, según su interés.

Se han incluido las últimas tecnologías a nivel mundial y la evolución que se espera alcanzar a corto y a mediano plazo. La sísmica es una ciencia muy emocionante que siempre está cambiando, tomando tecnologías de otras industrias y adaptándolas al área de exploración de hidrocarburos.



## 2 Exploración Petrolera

El uso del petróleo no es un descubrimiento reciente. Hace más de 4.000 años se utilizó en la construcción de paredes y torres en Babilonia y tenía usos medicinales y de combustible. El primer pozo petrolero se le asigna a los chinos quienes en 347 de la era actual, perforaban hasta profundidades de 240 m. En el siglo IX las calles de Bagdad las hacían de brea y existen registros de campos petroleros en esa época. A lo largo de la historia hubo descubrimientos en muchos países como Italia, Suiza, Estados Unidos, Francia, Rusia, etc.

La historia moderna del petróleo comienza en 1846, con el descubrimiento de procesos para la obtención de kerosén a partir de carbón, inventados por el canadiense Abraham Pineo Gesner. El primer pozo petrolero en América fue perforado en la ciudad de Oil Springs, en la provincia de Ontario en Canadá en 1858.

### 2.1 Historia de la Exploración Sísmica

A Aristóteles (383 – 322 BC) se le asigna el crédito de haber realizado la primera publicación geofísica. En 132 AD, Chang Heng utilizó su seismoscopio para indicar actividad sísmica y determinar la dirección y magnitud del temblor. Leonardo Da Vinci (1452 – 1519) identificó que las rocas de los Alpes estuvieron sumergidas alguna vez en el fondo marino, al conseguir fósiles de conchas marinas. Muchos científicos hicieron contribuciones importantes en las áreas de magnetismo, difracción y refracción de ondas, leyes de movimiento, movimiento de las placas tectónicas, etc. que son la fundamentación de la sísmica que se usa en la actualidad (Wren, 2005).

A finales del siglo XIX se realizaron los primeros registros académicos de temblores. La geofísica se dividió en 4 áreas de estudio de las propiedades de la Tierra: gravimetría, magnetismo, electroquímica y comportamiento acústico. El método sísmico es el más usado en la exploración de hidrocarburos.

En 1920 se utilizó por primera vez un terremoto artificial para retratar la geología del subsuelo. Durante la Primera Guerra Mundial, se utilizó la sísmica para avisar a los pobladores de París que pronto estarían bajo ataque. Los alemanes tenían un cañón muy grande de largo alcance llamado “Big Bertha”, el cual generaba una fuente de energía fuerte cada vez que disparaba su artillería. Dado que el sonido se propaga más rápido a través del subsuelo que a través del aire, la población de Paris contaba con cierto tiempo para protegerse (Gadallah & Fisher, 2005).

Mintropp desarrolló más la técnica sísmica después de la guerra, y en 1923 fue invitado por la compañía Gulf Oil a ir a Estados Unidos a realizar sus experimentos, los cuales produjeron la identificación del domo de sal “Orchard” en Texas y su subsecuente producción. Esta técnica tuvo mucha acogida y rápidamente se esparció por Estados Unidos y Canadá. La primera brigada sísmica llegó a Lethbridge, Canadá en el verano de 1926.

## 2.2 Historia Petrolera en Colombia

El petróleo fue descubierto en Colombia por las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada en 1537, cuando llegaron a la Tora, un caserío indígena del Valle del Magdalena, el cual es hoy en día Barrancabermeja. Sin embargo, los indígenas usaban este líquido viscoso, el cual manaba por sí solo del subsuelo, como un ungüento medicinal y como combustible para la fabricación de cerámicas, mucho antes de la llegada de los españoles (Griess, 2008).

En 1905, el gobierno otorgó a Roberto de Mares una concesión para la explotación de yacimientos de petróleo en el área descubierta por Gonzalo Jiménez de Quesada, en donde hubo descubrimientos cuantiosos. Después de varios traspasos, la Concesión de Mares pasó a manos de la Tropical Oil Company en 1921, la cual le pertenecía a la Standard Oil de New Jersey (Hernández, 2004). En 1951 el gobierno colombiano crea la Empresa Colombiana del Petróleo y revierte la Concesión de Mares el 25 de Agosto de 1951.

En 1921 se puso en producción el campo La Cira-Infantas. Colombia fue autosuficiente y exportadora hasta 1974. En 1975 se vio forzada a importar petróleo para satisfacer las necesidades internas. En 1983 se descubrió otro campo importante para el país, el Caño Limón. Este descubrimiento le permitió a Colombia en 1985 volver a ser un exportador de petróleo. En 1991 se descubre el campo Cusiana-Cupiagua, en el 2001 Guando, y en el 2002 Gibraltar y Niscota.

Inicialmente, el proceso de explotación se hacía a través de la otorgación de concesiones, en donde el gobierno le otorgaba los derechos de explotación a otras compañías a cambio de regalías sobre la producción, las cuales oscilaban entre 7% y 14%. En 1974 el gobierno abolió este sistema para recuperar el derecho de controlar sus recursos, surgiendo los contratos de asociación.

Durante los 70 y 80, en los contratos de asociación, Ecopetrol participa junto con el socio en la explotación de los recursos en un 50%, pero los riesgos y costos de la exploración corrían sólo por cuenta del socio. En 1989 cambió el sistema económico en donde Ecopetrol retenía un 50% hasta los primeros 60 millones de barriles, aumentando hasta un 70% con 150 millones de barriles. Este cambio fue negativo para el país y la inversión extranjera disminuyó drásticamente.

En 1999 se volvió a atraer a la inversión extranjera con un sistema flexible de regalías, la recuperación más rápida de la inversión, cambios en los modelos de depreciación de 22 a 5 años, la participación de Ecopetrol en un 30% de la inversión en la exploración (si se declara el descubrimiento económico) y explotación.



El 26 de Junio de 2003, Ecopetrol se convierte en una sociedad pública en donde se liberó de las funciones de administrador del recurso petrolero y la Agencia Nacional de Hidrocarburos fue creada para tal fin. Para darle un nuevo impulso a la producción en el país, se cambia el esquema de contratos, los cuales se asignan públicamente, y ahora la compañía interesada corre con todo el riesgo y los costos de exploración, pero retiene en un 100% los derechos de producción después de pagar regalías escalonadas.

En Colombia se han identificado un total de 23 cuencas sedimentarias (ANH, 2007): Amagá, Caguán Putumayo, Catatumbo, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería, Chocó, Chocó Offshore, Colombia, Pacífico Profundo Colombiano, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Guajira, Guajira Offshore, Los Cayos, Sinú San Jacinto, Tumaco, Tumaco offshore, Urabá, Vaupés –Amazonas. Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Valle Inferior del Magdalena, .

En la Tabla 1 se observan diferentes parámetros de adquisición usados en el país en el transcurso de los años. Se pueden ver los intervalos de las receptoras, Ri y de las fuentes, Si, patrones, tamaño de la carga, tipo de energía, instrumentos de registro, número de canales, fold y longitudes de los registros (LR). Esta información fue proporcionada por Paula Barbosa de Petrobras (Barbosa, 2008).

<b>Año</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Ri (m)</b>	<b>Si (m)</b>	<b>Patrón</b>	<b>Carga (gr)</b>	<b>Energía</b>	<b># Canales</b>	<b>Fold</b>	<b>LR (s)</b>
74	DFS III	75	300	1 x 72 ft	4500	Explosivos	24	6	5
78	DDS-777-SU-220	100	100			Vibroseis	48	24	7
82		100	200			Vibroseis	50	12.5	5
82	LRS-888 COBA	100	200			Vibroseis	48	12	14
83	DFS V	100	100				60	30	5
83	DFS V	100	200	1 x 55 ft	4500	Explosivos	60	15	5
84	DFS V	50	200	1 x 30 ft		Explosivos	120	15	6
85	DFS V	50	50			Vibroseis	120	30	10
85	DFS V	50	200	7 x 10 ft		Explosivos	48	12	5
85	DFS V	50	200	1 x 57 ft	3500	Explosivos	120	15	5
85	DFS V	50	200	7 x 10 ft	3500	Explosivos	57	15	5
88	DFS V	50	200	1 x 60 ft	5000	Explosivos	120	15	6
90	DFS V	50	50	5 x 6 ft	1250	Explosivos	120	60	6
90	Sercel 368	30	30	1 x 10 ft	450	Explosivos	120	60	5
92	MDS-16	40	40	1 x 15 ft	900	Explosivos	240	120	6
94	Sercel 368	25	25	1 x 30 ft	1800	Explosivos	240	120	7
95	I/O II	40	40				240	120	6
98	DFS V	30	60	2 x 10 ft		Explosivos	120	30	4
05		20	40	1 x 33 ft	2700	Sismigel	500	125	7

Tabla 1. Parámetros de Adquisición en Colombia

### **3 Adquisición de Sísmica Terrestre**

El proceso de adquisición sísmica es el método geofísico más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos. La sísmica de reflexión se puede adquirir en tres tipos de ambientes: marino, terrestre y zonas de transición. El presente análisis de las prácticas actuales a nivel mundial cubre solamente el aspecto terrestre.

#### **3.1 Aspectos Generales**

En el método sísmico se utiliza una fuente de energía impulsiva o vibratoria para generar las ondas elásticas que se propagan hacia el subsuelo pasando por capas de rocas que poseen propiedades físicas y litológicas de interés. Las ondas experimentan una partición de energía cada vez que encuentran a su paso una interfaz entre dos capas con velocidades y densidades diferentes; una parte de la energía se transmite y otra se refleja. La energía que se refleja forma el campo de ondas que contiene información de las amplitudes, longitudes de onda, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo. Cuando estos campos de onda llegan a la superficie son captados por instrumentos de escucha llamados en general geófonos y esta información se almacena en forma digital en cintas o discos duros en los equipos de registro del sísmógrafo o “casablanca”.

##### **3.1.1 Aplicación del método sísmico**

La aplicación del método sísmico cubre varias fases que se concatenan para optimizar los resultados. El proceso comienza con un grupo de geólogos y/o geofísicos que hacen un estudio del subsuelo y definen un área en donde la geología sugiere qué hidrocarburos podrían estar almacenados en esa área. Luego se determinan los parámetros de adquisición que iluminen la zona de interés apropiadamente creando un balance entre presupuestos, calidad de la imagen y preservación del medio ambiente. Luego se procede a obtener permisos de los propietarios de los terrenos para poder tener acceso a la superficie durante todas las etapas subsiguientes. Simultáneamente se desarrollan estudios y planes de manejo tanto social como ambiental. Después se realizan el levantamiento topográfico del proyecto, el corte y preparación de las líneas sísmicas.

Si se usan explosivos como fuente de energía, entonces se inicia la perforación de pozos. Si se usan vibratorios como fuente de energía, hay que esperar hasta que el registro comience. Al comienzo de las actividades de registro, los obreros de campo (linieros) se encargan de regar las ristras en las estacas correspondientes siguiendo las especificaciones del cliente. Cuando se tienen líneas suficientes en el tendido se comienza a registrar ya sea disparando los explosivos o vibrando. Durante el registro, la información procedente de los geófonos se almacena en cintas o discos duros dependiendo del sistema de registro y de los instrumentos disponibles. Estos datos son suministrados al procesador quien al final crea una sección sísmica (2D) o un volumen de datos (3D) para que el intérprete analice los resultados y determine si es viable la perforación de pozos de producción.

### 3.1.2 La aplicación del método sísmico es muy similar en todo el mundo.

Las diferencias principales entre el caso colombiano y el mundial radican en el tipo de topografía (desiertos, pantanos, llanos, pie de monte, zonas montañosas, etc.) en donde se trabaja, los instrumentos disponibles para la preparación de las líneas (p.e. machetes y moto sierras versus “mulchers” - sección 3.2.8.1), las fuentes de energía empleadas (explosivos versus vibrosismo), los sistemas de registros (tradicionales o sin cable), el control de calidad (con o sin interventores) y el procesamiento de los datos (flujo de proceso utilizado). El análisis de las variables superficiales que involucran al método sísmico es similar en todos los países. Para determinar si el levantamiento sísmico es viable o no, se estudia la topografía, la geología superficial, los aspectos climáticos, comunidades, líneas de flujo, etc.

Desde el punto de vista del aspecto climático, Colombia como país tropical cuenta con dos períodos: seco y lluvioso, no bien definidos. En los países del Norte, el invierno es la mejor época para adquirir sísmica pues todas las zonas pantanosas se congelan y se logra un mejor acoplamiento tanto de las fuentes como de las receptoras; durante la primavera se presentan inundaciones y es la época de menor actividad sísmica. En países desérticos, se hace sísmica todo el año independientemente de la temperatura exterior.

Es necesario saber cuando ocurren las épocas de sequía y de lluvias. En Colombia, la época de sequía es generalmente de Noviembre a Marzo y éste es el tiempo ideal para la adquisición sísmica en todo el país. En el caso particular de los Llanos colombianos, éstos se ven afectados durante la época de lluvia sufriendo inundaciones y esto hace que la sísmica sea más costosa desde el punto de vista operacional pues hay que utilizar avionetas y helicópteros para el transporte de los equipos y del personal..

El estudio de la geología superficial es fundamental, pues dependiendo de la dureza de las rocas en la capa meteorizada se han de usar diferentes equipos de perforación. A manera de ejemplo, las zonas aluviales demandan más esfuerzo para perforar, por la existencia de cantos rodados; así también, las zonas volcánicas son muy complicadas por su dureza y morfología. Si se trabaja en el desierto, la única fuente de energía a utilizar es el vibrador..

La topografía es uno de los aspectos que define la fuente de energía a emplear: El vibrador debería emplearse solamente en los llanos y la dinamita en cualquier zona. En zonas montañosas y/o rugosas se afecta la implementación de patrones de receptoras. La identificación previa de las vías de acceso, zonas pobladas, restricciones culturales, pozos, líneas de flujo, nacimientos de agua, etc. tienen una gran influencia en las operaciones. Hoy en día se usan fotos aéreas rectificadas u orto fotografías al igual que imágenes de satélite y LiDAR (sección 3.10.6). Estas imágenes representan una ventaja muy grande para la planificación del levantamiento con respecto a la topografía y la vegetación de la zona. Se pueden conocer de antemano los desvíos a usar, vegetación, accesos, poblaciones, cuerpos de agua; inclusive hacer los desplazamientos de fuentes y receptoras en estado preplot, minimizando el trabajo en el campo; además se puede determinar cómo se afectan las propiedades estadísticas de offsets, azimut y fold de las zonas de interés en un estado inicial.

### 3.1.3 Análisis de las variables del subsuelo.

Para el diseño de levantamientos sísmicos se utilizan tres modalidades. Las operadoras que tienen el personal capacitado hacen el diseño internamente, otras contratan a una compañía externa especializada en el diseño de parámetros 2D-3D-4D, y las restantes solicitan a las contratistas este servicio. En los casos en los cuales la operadora determina los parámetros a seguir, la contratista sugiere cambios para optimizar el levantamiento. Muchas veces las operadoras nuevas desconocen las condiciones de trabajo del bloque y son las contratistas las que tienen la experiencia en la zona.

Antes de planificar un levantamiento se hace geología de superficie. En sitios en donde no exista sísmica previa, se buscan afloramientos y se miran los buzamientos para crear un modelo del subsuelo. Si existe sísmica regional previa, se estudia la sección, los parámetros empleados, etc. y se determina en que área se colocará la nueva línea 2D o grilla 3D. Se considera el tipo de estructuras geológicas del subsuelo, si hay cabalgamientos, profundidad de los reflectores, etc.

Es importante estudiar líneas existentes en el área del levantamiento. La información sísmica y de pozos existente en Colombia se consulta a través del mapa base del Banco de Información Petrolera EPIS - Exploration and Production Information Service (EPIS, 2008a), que es parte integral de la ANH y en el momento se encuentra administrado por la compañía Schlumberger.

En algunos países existen corredores de datos sísmicos, quienes representan a las operadoras dueñas de la sísmica y se encargan del mercadeo y venta de los datos. La compañía interesada consulta la base de datos de los corredores y compra las líneas de interés.

En Canadá, si la tierra pertenece al gobierno, los datos sísmicos se convierten en información pública que se puede comprar después de cierto tiempo, pero sólo se puede perforar si se tienen los derechos minerales del subsuelo. Esto es de beneficio para el país porque se puede hacer un estudio más completo de la geología y tener una mejor visión de conjunto. Cuando la tierra es privada o administrada por el gobierno provincial, el dueño de los datos sísmicos no está obligado a venderlos, si no lo desea. Cualquier otra operadora que esté interesada en conocer el subsuelo en esas tierras sólo necesita el permiso del dueño de la superficie para adquirir sísmica, es decir, que así sea por autorización de la operadora dueña de la sísmica o a través de un nuevo levantamiento en la zona de interés, siempre se pueden obtener datos sísmicos. En Estados Unidos es más complicado porque se necesita el permiso del dueño de la superficie y del dueño de los derechos minerales del subsuelo.

Tanto en Colombia como en el resto del mundo se usan dos tipos de líneas 2D: 2D Sparse y Stack Array. Las líneas 2D tipo Sparse son aquellas en donde existe una mayor densidad de receptoras que de fuentes y la relación puede variar entre 1:2, 1:3 hasta 1:5 (Figura 1). Las líneas con Stack Array son aquellas en las que el intervalo de las receptoras es igual al de las fuentes, es decir que se tienen las mismas densidades de receptoras que de fuentes (Figura 2). La opción Stack Array se hace posible con la utilización de vibradores debido a que se pueden seleccionar parámetros de barridos que no afecten los costos ni el tiempo de producción. Se recomienda colocar las fuentes a la mitad de la distancia entre dos grupos de receptoras para aumentar la diversidad de las distribuciones de offsets.

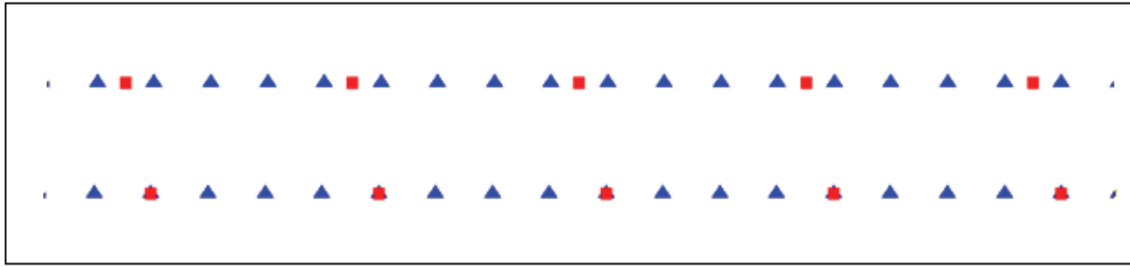


Figura 1. Líneas 2d Tipo Sparse 1:4. La línea 2D de arriba tiene las fuentes centradas entre dos receptoras y la de abajo las tiene compartiendo la misma posición de las receptoras.

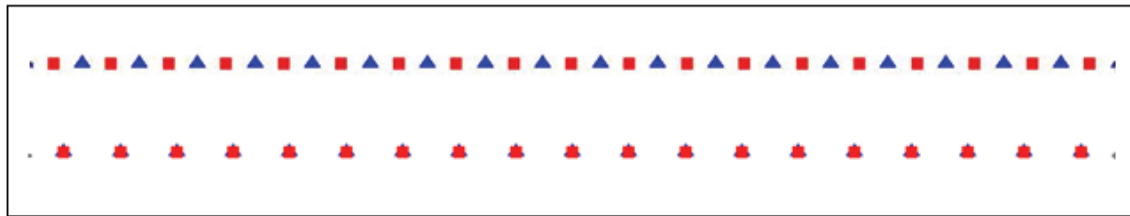


Figura 2. Líneas 2d Tipo Stack Array. La línea 2D de arriba tiene las fuentes centradas entre dos receptoras y la de abajo las tiene compartiendo la misma posición de las receptoras

Según Cooper (2004a, 2004b, 2008) los tipos de diseños o arreglos sísmicos 3D más usados en el mundo son los ortogonales en sus tres configuraciones: regular, offset y stagger (Figura 3); diagonales: ladrillo doble (brick), ladrillo triple, y diagonal (Figura 4) y los menos comunes: MegaBin, aleatorios y muestreo del campo de ondas completo (Figura 5). En zonas desérticas también se usa el tipo zigzag en donde se tienen dos familias de líneas fuentes formando ángulos de  $35^\circ$  y  $135^\circ$  con las líneas receptoras (Vermeer, 2008). Existen razones específicas para usar cada uno de estos diseños y el diseñador de los parámetros de adquisición debe estudiar los beneficios y desventajas de cada uno de ellos en la zona del levantamiento y escoger el que mejor resultados proporcionará, desde el punto de vista de producción, calidad de los datos, impacto al medio ambiente y presupuesto.

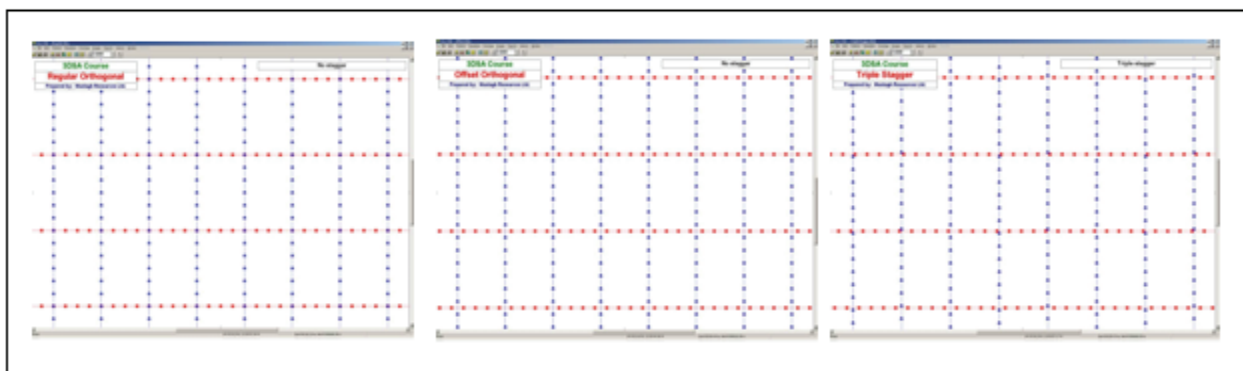


Figura 3. Diseños Ortogonales. Izquierda: ortogonal regular, centro: ortogonal offset, derecha: ortogonal stagger. Tomado de (Cooper, 2008h)

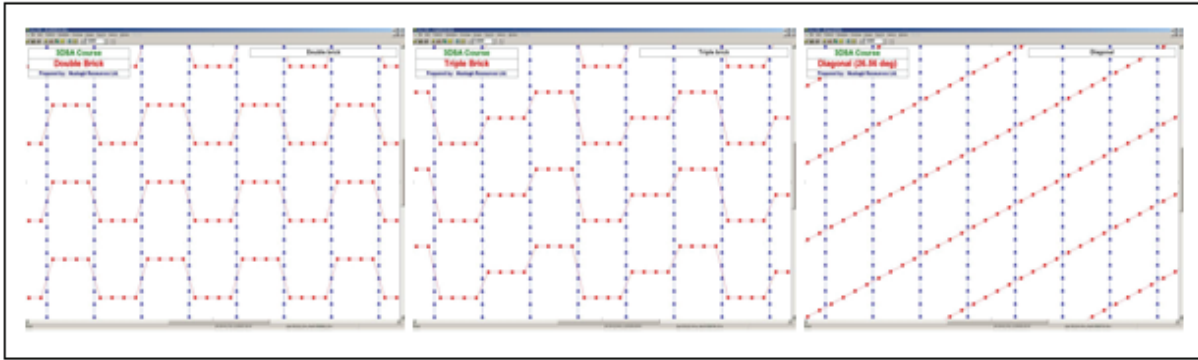


Figura 4. Diseños Diagonales. Izquierda: ladrillo doble, centro: ladrillo triple, derecha: diagonal.  
Tomado de (Cooper, 2008h)

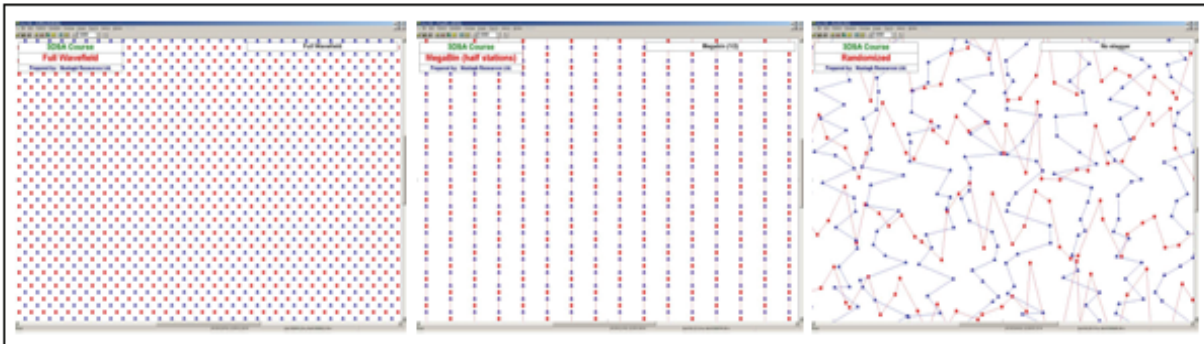


Figura 5. Diseños Menos Comunes. Izquierda: muestreo del campo de onda completo, centro: MegaBin, derecha: aleatorio.  
Tomado de (Cooper, 2008h)

En el ortogonal regular se observa que en cada intersección de líneas siempre hay una fuente y una receptora. En el ortogonal offset, las intersecciones de las líneas no tienen receptoras o fuentes; éstas están separadas de la intersección por una distancia igual a la mitad del intervalo de las receptoras y de las fuentes. La geometría del ortogonal stagger triple es tal que en una intersección, la distancia entre el grupo de receptoras y la intersección es igual a  $1/6$  del intervalo, en la siguiente es  $3/6$  y en la que le sigue es  $5/6$ , lo mismo ocurre para las fuentes y este patrón se repite en toda la grilla. La configuración descrita anteriormente forma el stagger tipo triple, pero también se puede generar un stagger doble, cuádruple, etc.

Los modelos ortogonales son los más usados. Las propiedades estadísticas (esparcimiento del punto medio, fold, distribución de offsets y distribución de azimuts) de las tres versiones varían significativamente aún cuando se usen exactamente los mismos parámetros de adquisición. Se desea tener un diseño que sea robusto cuando se someta a las perturbaciones en el campo. El ortogonal tipo stagger es el más robusto y el de mayor diversidad estadística. La razón está basada en la distribución de los puntos medios. En los dos primeros, los puntos medios están localizados en el centro del bin y la distancia entre un grupo de puntos medios y el siguiente es igual a las dimensiones del bin, mientras que en el stagger triple se genera un esparcimiento de los puntos medios dentro del bin tal que se forma una matriz de  $3 \times 3$  y las distancias entre los grupos de puntos medios es igual a  $1/3$  de las dimensiones del bin. Por ejemplo: si el intervalo de las receptoras es igual al de las fuentes e igual a 60 m, entonces en los ortogonales regular y offset los puntos medios están separados por  $30 \times 30$  m, y en el ortogonal stagger triple por  $10 \times 10$  m.

El esparcimiento del punto medio se puede introducir en la geometría de los modelos ortogonal, diagonal o ladrillo. Un modelo ortogonal con stagger triple es tan bueno o mejor que un modelo diagonal con stagger.

Las ventajas de usar un modelo tipo stagger son:

- Al distribuir las receptoras de un grupo sobre una distancia igual a  $1/3$  del intervalo se hace un sub-muestreo más continuo de puntos medios en el subsuelo (cada  $10 \times 10$ m en lugar de  $30 \times 30$ m en el ejemplo anterior), lo cual forma un patrón más efectivo en el momento del apilado.
- Se le puede indicar al operador de la migración que genere una traza migrada a intervalos diferentes del tamaño natural del bin, lo cual tiene el potencial de incrementar la resolución lateral de los datos (estas trazas contienen información única pues no son interpoladas).
- Al tener un sub-muestreo más continuo de puntos medios, se pueden recuperar frecuencias más altas y retratar buzamientos más pronunciados usando un operador de 2 dimensiones.
- Mejor diversidad estadística de los offsets y azimuts.
- El esparcimiento del punto medio es ideal para levantamientos de ondas convertidas pues las longitudes de ondas de las ondas S son más cortas que las de las ondas P y con un mismo set de parámetros se pueden usar bines más pequeños.

Existe una variante de los diseños ortogonales, llamada modelo tipo abanico. Este modelo es poco usado pero de gran beneficio cuando las condiciones de la geología lo ameritan y ha sido diseñado e implementado exitosamente en muchas ocasiones por Mustagh Resources Ltd. Considere el caso en el que se esté interesado en retratar a un reflector cuyas profundidades varíen considerablemente a lo largo del levantamiento (Figura 6 - Izquierda), entonces se presenta el dilema de la selección de los parámetros de adquisición. Si se diseña todo el levantamiento usando la cresta del reflector, se va a tener una densidad de trazas muy alta para todo el programa lo cual es muy costoso; por el contrario, si se usan parámetros para la parte profunda, entonces la cresta no se muestrearán adecuadamente. Para complicar más el problema, el tendido requerido para la cresta es más pequeño por lo que se necesitan offsets cortos y para la parte profunda mucho más grandes.

En el diseño abanico (Figura 6, Derecha) el intervalo de las fuentes y de las receptoras es el mismo en todo el programa; el área de la caja (espacio delimitado por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes) es pequeño en la cresta y se hace más grande gradualmente a medida que aumenta la profundidad de los flancos de la estructura. El tendido en la parte de la cresta requiere “X” número de líneas que satisfagan offsets cortos y con el mismo “X” número de líneas se tienen offsets gradualmente más largos para las zonas más profundas.

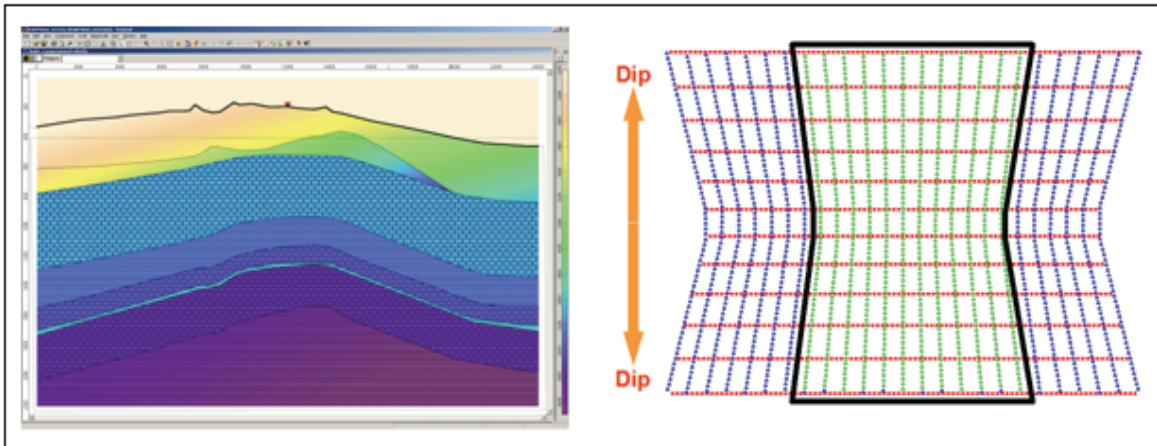


Figura 6. Diseño Ortogonal Abanico. Izquierda: reflector con diferentes profundidades, derecha: modelo abanico.  
Tomado de Cooper (2004b)

Para establecer la orientación de las líneas se determina la orientación de las anomalías en el subsuelo y se colocan las líneas receptoras (con mayor densidad de puntos) perpendicular a la dirección con mayor cambio por unidad de distancia. En la superficie la forma del programa va a estar determinada por el área en el subsuelo que se quiera iluminar; se selecciona un perímetro tal que cubra toda la anomalía y se le agrega un margen para levantar el fold. Algunas compañías agregan también un margen para la apertura de la migración.

Un buen diseño de un levantamiento 3D debe incluir la siguiente información:

1. Una descripción del escenario geológico a retratar y detalles de las zonas de interés.
2. Tabla de topes geológicos (profundidades desde la superficie y tiempos dobles) de todas las zonas importantes (por lo menos 7 formaciones) desde la más somera hasta la más profunda.
3. Sismogramas sintéticos con los topes anotados y/o archivos LAS de registros sínicos típicos del área.
4. Muestras de datos 2D y 3D del área cercana al proyecto con los reflectores importantes identificados.
5. Archivos en formato SEG-Y con muestras de registros de campo del área para entender los tipos de ruido presentes y la relación señal ruido esperada.
6. Archivos en formato SEG-Y de muestras de gathers de CDP del área de estudio. Se busca tener una traza representando a cada offset teórico disponible.
7. Mapas topográficos, fotos aéreas y/o imágenes de satélites.
8. Coordenadas del perímetro del proyecto representando el área de fold completo o el área total de estudio.



9. Una descripción de la topografía, aspectos culturales y regulaciones que afecten la naturaleza del diseño.
10. Datum a ser usado.
11. Archivos de vectores digitales que muestren tuberías, oleoductos y cualquier otro obstáculo que pueda existir.
12. Una descripción de las características más importantes del proceso de contratación, en particular, fuente de energía preferida y equipo de registro preferido.

En Colombia se utilizan modelos ortogonales en su mayoría y algunos diagonales. Los diagonales no tienen mucha preferencia debido a que requieren mayor cantidad de kilómetros lineales comparados con uno ortogonal y desde el punto de vista de calidad de los datos y diversidad de estadísticas son aproximadamente iguales.

#### **3.1.4 Recomendaciones para levantamientos sísmicos terrestres.**

Es indispensable tener personal competente en cada una de las etapas de la aplicación del método sísmico. Desafortunadamente, hay una gran rotación de personal entre empresas de servicios y empresas operadoras. Esta falta de personal capacitado es un fenómeno que se observa no sólo en Colombia sino en todo el mundo y que tiene que ser asumido entre el sector de servicios, las empresas operadoras y la academia que debe jugar un papel más protagonista en la formación de éstos profesionales.

El manual no describe los aspectos ambientales, sociales y jurídicos que están involucrados en el proceso de adquisición sísmica. Sin embargo se insta al lector a investigar estos aspectos en la fuente respectiva, pues es de gran importancia y obligatoriedad cumplir exactamente las reglamentaciones actuales en tales materias.

#### **3.1.5 Aspectos sobre software de diseño.**

No existe un software de diseño para determinar los parámetros a ser utilizados en la adquisición. Este es un proceso muy dinámico que requiere de una persona con experiencia, mucha interacción del operador, análisis de ruido, líneas sísmicas existentes, conocimiento de la geología, etc. Por lo general, se usan hojas de cálculo para determinar los parámetros y una vez se tengan los valores de los intervalos de las fuentes y receptoras, distancias entre líneas fuentes y receptoras y tamaño del tendido, se introducen estos valores a un software de modelado.

Los paquetes de software usados comúnmente para el modelado de programas son Omni, Mesa y DirectAid. Todos son paquetes similares que se emplean para colocar la grilla 3D o líneas 2D sobre la superficie y estudiar las bondades estadísticas (fold, densidad de trazas por Km<sup>2</sup>, esparcimiento del punto medio, offset, azimut, impresión geométrica, etc.) de los parámetros seleccionados. Estos paquetes son comparables en calidad y son los más usados a nivel mundial.

### **3.1.6 Pre-diseño de un levantamiento sísmico 2D/3D.**

El pre-diseño se realiza bajo la perspectiva de la operadora que contrata los servicios y las compañías que hacen el diseño.

Las empresas operadoras en general proporcionan los parámetros de adquisición y en algunos casos piden la opción de un diseño alternativo propuesto por la contratista. Muy pocas dejan a las empresas de servicios hacer el diseño.

Dependiendo de la operadora y de la envergadura del proyecto se cuenta con mayor o menor soporte de la casa matriz para trabajar en la parte de diseño. Se trabaja en la resolución de la imagen que se quiere obtener, estudio de programas anteriores: que tuvo o no éxito en esa área. Se analizan las condiciones geográficas, topográficas especiales que afectan al proyecto. Luego se trata de hacer un balance entre la calidad de la imagen y el presupuesto disponible.

En términos generales se determinan las profundidades y tiempos dobles de los objetivos, velocidades promedio, frecuencias máximas, rumbos y buzamientos. Se usan offsets iguales a las profundidades de los objetivos y se usa este valor para el margen de fold bajo. Cuando el diseño es más sofisticado, se determinan también las limitaciones de los offsets, aliasing espacial, resolución lateral y vertical, margen de estadísticas pobres, apertura de migración y se hace un análisis más complejo de los offsets disponibles, los cuales varían de 2D a 3D en una misma área en la superficie para un mismo reflector.

Desafortunadamente, también existen compañías que utilizan el método de ensayo y error para determinar los parámetros de adquisición. El cliente pide un diseño a la contratista y esta le pregunta qué separación entre líneas fuentes y receptoras quiere usar al igual que el valor del offset, luego genera una gráfica de fold y el cliente determina si es apropiado o no. Si no lo es, se seleccionan otras separaciones entre líneas fuentes y receptoras y se genera otra gráfica de fold. Este procedimiento se repite hasta que el cliente esté satisfecho. Este procedimiento no es recomendable para la determinación de los parámetros de adquisición.

### **3.1.7 Evaluación de los resultados de pre-diseño.**

Para analizar los parámetros seleccionados se generan gráficas de estadísticas para las diferentes zonas de interés: fold, distribución del offset, distribución del azimut, gráficas polares, esparcimiento del punto medio, homogeneidad del offset, homogeneidad del azimut, máximo mínimo offset, máximos offsets ausentes, máximos azimuts ausentes, análisis del tendido, etc.

De igual manera se realiza un estimado de los costos. Si el diseño es muy costoso comparado con el presupuesto que se tiene, entonces se procede a recortar el programa o a cambiar los parámetros (hacerlo menos denso) tratando de minimizar el impacto en la calidad de los datos.

### **3.1.8 Reportes periódicos y finales del proyecto.**

Cada compañía tiene especificaciones diferentes para la entrega de reportes periódicos. Por lo general, una vez a la semana la contratista le entrega a la operadora un reporte de avance de las actividades que conforman el levantamiento sísmico. Además, siempre hay comunicación diaria entre la operadora, interventor (cuando existe) y la contratista para resolver problemas que así lo requieran y esto queda debidamente documentado.

En Colombia se le entrega un avance periódico de topografía, perforación, registro y restauración a la ANH. Este reporte ejecutivo es para probar que se está cumpliendo con el contrato.

En Alberta, Canadá, por ejemplo, sólo se entrega el “Plan Final” dentro de 60 días posteriores a haber completado el programa sísmico, conteniendo solamente los archivos SegP1 y el mapa final proporcionado por la contratista. Este plan final sólo toma un par de días en prepararse. Las entidades del gobierno no piden reportes periódicos.

### **3.1.9 Entrega de información al EPIS.**

Una de las funciones de la ANH, es la de administrar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiera en el país, asegurando su preservación, integralidad y utilización como materia prima del proceso exploratorio de los hidrocarburos.

Para el logro de estos objetivos misionales la ANH cuenta con el Banco de Información Petrolera denominado EPIS (Exploration & Production Information Service) a través del cual maneja Información técnica de exploración y producción, que en la actualidad cuenta con más de 1.694.742 unidades de información digital representadas en aproximadamente 960.040 unidades físicas y 50 Terabites de información.

La labor del EPIS es la prestación de los servicios de recepción, verificación y carga de información técnica y geológica relacionada con hidrocarburos, así como el suministro de la misma a las compañías petroleras que actualmente están invirtiendo en el país y a los interesados en inversiones futuras.

En particular la entrega de información técnica que deben hacer las compañías del sector petrolero se rige por el acuerdo 024 de 2006. Allí se estipulan detalladamente los requisitos de entrega, así como los medios.

### **3.1.10 Recomendaciones.**

Se recomienda proporcionar tiempo suficiente a las operadoras para realizar adecuadamente la fase de la sísmica que se establece en los contratos. En 1 año para hacer sísmica, las operadoras se pueden enfrentar con los problemas de no tener información suficiente para hacer diseños apropiados, de apresurar la sísmica para evitar la época de lluvia, de seleccionar parámetros inadecuados para acelerar el proceso de licitación y asegurar una brigada sísmica, de no disponer de tiempo para hacer estudios dedicados tanto en el procesamiento de los datos como en la interpretación.

A toda nación le conviene la óptima extracción de hidrocarburos en el menor tiempo posible. Esto se logra con un estudio a fondo de los yacimientos y la sísmica es una herramienta imprescindible para este fin. Un buen diseño 2D/3D determina los mejores sitios de perforación en donde se pueden conseguir las mayores producciones y disminuir el número de pozos secos. Cuando se realiza una sísmica apresurada, desafortunadamente se pueden dejar muchos recursos en el subsuelo.

Se recomienda evitar el método de ensayo y error para la determinación de los parámetros de adquisición. Esto resulta en diseños precarios e improvisados desde el punto de vista del procesamiento que pueden no retratar adecuadamente las zonas de interés.

En la fase de determinación de parámetros del levantamiento, es importante introducir el esparcimiento del punto medio (stagger) a nivel de preplot. Este es un cambio sencillo de la geometría que no implica ningún costo adicional y los beneficios son muy importantes para ignorarlos.

## 3.2 Diseño Final del Programa Sísmico 2D/3D

En el pre-diseño se estudia donde se va a colocar el levantamiento, la forma y longitud, la topografía, aspectos climáticos, condiciones de la superficie, etc. Se recopilan los datos necesarios del subsuelo, líneas existentes, registros de campo, secciones sísmicas, información de pozos, etc. Toda esta información se analiza y aquí es donde comienza el diseño de los parámetros de adquisición.

### 3.2.1 Parámetros de adquisición

Cuando la operadora contrata los servicios de diseño, proporciona toda la información solicitada y pide 2-3 opciones. Se determinan los aspectos económicos, técnicos, el tiempo y la disponibilidad. Se estudia qué tan costoso va a salir el programa sin afectar el aspecto técnico. El comité de geofísicos junto con la casa matriz (cuando es aplicable) determina el diseño a seguir. Se hacen ajustes económicos sin perjudicar los objetivos.

Muchas veces se copian los mismos parámetros que se han usado en el pasado en el área del levantamiento. Otras veces se utilizan ecuaciones que están bien documentadas en textos geofísicos, por ejemplo se puede revisar Cooper, (2004a) y Biondi (2006) para determinar los intervalos de las receptoras ( $R_i$ ), intervalos de las fuentes ( $S_i$ ), separación entre líneas receptoras (RL), separación entre líneas fuentes (SL), offsets disponibles (X), apertura de migración, etc.

La ecuación (1) se usa para determinar el intervalo de las receptoras en 3D. Por lo general se usa  $S_i$  igual a  $R_i$ . En casos en donde los puntos de tiro son muy costosos, el intervalo de las fuentes puede ser más grande pero se recomienda no crear bins muy asimétricos en donde  $R_i/S_i = 1/2$ . Se selecciona la zona de interés y se analizan la velocidad promedio hasta ese reflector y las frecuencias máximas que se puedan recuperar (no las que se observan en los datos pues éstas son frecuencias dominantes)

$$R_i = \frac{\text{Velocidad}_{\text{promedio}}}{b \times \text{Sen}(\text{buzamiento}) \times \text{Frecuencia}_{\text{maxima}}}; \quad (1)$$

En donde  $b$  es igual a 2 para cumplir los requerimientos de Nyquist, pero se recomienda usar 3 en presencia de ruido, estáticas y como factor de seguridad.

La ecuación (2) es la más usada para definir el fold en una línea 2D y determina el cubrimiento usando todas las trazas generadas en el tendido. Sin embargo, no indica cuál es el fold para un reflector determinado. La mitad del número de trazas multiplicado por el intervalo de las receptoras es en realidad el offset. Se sabe que el número de trazas (fold) aumenta con la profundidad de la zona de interés, por lo tanto, se reemplazan estos valores por el offset máximo utilizable en la ecuación (3).

$$\text{Fold}_{2D} = \frac{\text{Numero de trazas}}{2} \times \frac{Ri}{Si}; \quad (2)$$

$$\text{Fold}_{2D} = \frac{\text{Offset}_{\text{max utilizable}}}{Si}; \quad (3)$$

La ecuación (4) define el fold para un programa 3D y asume un tamaño del bin natural.

$$\text{Fold}_{3D} = \frac{\pi \times \text{Offset}_{\text{Max utilizable}}^2}{4 \times Ri \times Si}; \quad (4)$$

En el diseño de una línea 2D, se determina cuál es el intervalo de las fuentes, dados el offset máximo utilizable para la zona de interés y el fold deseado. También se estudia el ruido presente en la zona, ver sección 3.2.4. Si se está en una zona de mucho ruido el intervalo de la fuente puede ser mayor o igual al intervalo de las receptoras (Stack Array). Esto quiere decir que el intervalo de las fuentes puede variar entre el intervalo de las receptoras y el offset máximo utilizable dividido por el fold como se muestra en la ecuación (5) y esta variación dependerá de la cantidad y del tipo de ruido presente.

$$Ri \leq Si \leq \frac{\text{Offset}_{\text{max utilizable}}}{\text{Fold}_{2D}}; \quad (5)$$

La misma analogía se aplica al caso 3D como se ve en la ecuación (6).

$$Si \times Ri \leq RL \times SL \leq \frac{\pi \times \text{Offset}_{\text{Max utilizable}}^2}{4 \times \text{Fold}_{3D}}; \quad (6)$$

Para un mismo reflector, mientras más fold se necesite, más cerca entre sí van a estar las líneas fuentes y líneas receptoras; esto significa que el levantamiento va a ser más denso y costoso. El fold no es constante y va a variar dependiendo de la profundidad del reflector y del tamaño del tendido usado. La limitante más importante para definir el fold a usar es el presupuesto disponible.

Una pregunta muy común es qué tanto fold se debe usar. Como mínimo se debe emplear un fold de 8 en un reflector más somero a la zona de interés para que los algoritmos consistentes con la superficie puedan converger a una solución, en 3D. Hay que preguntarse también qué uso se le dará a los datos, si se

van a usar estudios AVO (amplitud versus offset) se necesitan como mínimo un fold de 20 en 2D y 25-30 en 3D, si se usa AVA (amplitud versus azimuth) alrededor de 40, y si se va a realizar AVO-AVA alrededor de 60.

El número de canales a usar en el levantamiento depende del tamaño y forma del levantamiento, al igual que del número de líneas requeridas en el tendido. Para el diseño del tendido se estudian los offsets máximos utilizables en las diferentes zonas de interés, y se colocan tantas líneas y tantas receptoras por línea como sean necesarias para abarcar completamente los offsets utilizables para las zonas de interés más profundas, generando un tendido cuadrado. Algunas veces es necesario usar tendidos rectangulares por limitaciones en el número de canales disponibles, y la variable costos, teniendo la dirección más larga a lo largo de las líneas receptoras, (se hace un mayor esfuerzo en la dirección del buzamiento y menos en el rumbo).

### 3.2.2 Teoría de muestreo.

El teorema de muestreo de Nyquist determina que se necesitan por lo menos dos muestras por ciclo para poder reconstruir una señal digital adecuadamente sin que experimente aliasing. La ecuación (7) determina cuál es la frecuencia de Nyquist (máxima frecuencia a reconstruir) para un intervalo dado de la muestra.

$$F_{\text{Nyquist}} = \frac{1}{2 \times \text{Intervalo de la muestra}}; \quad (7)$$

Si se usan 2 ms de intervalo de la muestra, entonces las máximas frecuencias que se pueden recuperar son 250 Hz. Esta es la razón por la cual casi siempre se utilizan 2 ms para el registro de datos sísmicos a nivel mundial. Se usa 1 ms sólo cuando la zona de interés es muy somera y se espera recuperar frecuencias muy altas (>250 Hz).

### 3.2.3 Resolución vertical y lateral.

La resolución vertical es igual a un cuarto de la longitud de onda y la lateral a la mitad de la longitud de onda. Por lo tanto, dependen de la velocidad promedio del reflector y de las frecuencias máximas recuperables para ese reflector.

La resolución vertical está definida por la ecuación (8):

$$\text{Resolucion vertical} = \frac{\lambda}{4} = \frac{\text{Velocidad}_{\text{promedio}}}{4 \times \text{Frecuencia}_{\text{maxima}}}; \quad (8)$$

La resolución lateral está definida por la ecuación (9)

$$\text{Resolucion lateral} = \frac{\lambda}{2} = \frac{\text{Velocidad}_{\text{promedio}}}{2 \times \text{Frecuencia}_{\text{maxima}}}; \quad (9)$$

### **3.2.4 Relación señal/ruido.**

. Existe la tendencia a creer que el ruido en su mayoría es aleatorio y que un buen apilado es suficiente para eliminarlo., lo cual no es estrictamente cierto.

Parte del proceso de diseño es el estudio del ruido en la zona del levantamiento. El ruido depende de 5 variables (Cooper, 2008f): tiempo, offset, posición de las fuentes, posición de las receptoras y del azimut. Sólo cuando el ruido es aleatorio (varía con el tiempo) el apilado es la herramienta utilizada para mejorar la relación señal/ruido. El peor tipo de ruido es el ruido generado por puntos de esparcimiento en el subsuelo (varía con el offset y es generado por la fuente de energía); este ruido es desorganizado y caótico y puede ser tan dominante que puede enmascarar completamente la energía de reflexión. En este caso la mejor herramienta para mejorar la relación señal/ruido es usar Stack Array en 2D o aumentar la densidad de líneas fuentes y líneas receptoras por Km<sup>2</sup> en el diseño 3D.

### **3.2.5 Aliasing espacial y temporal.**

Para evitar el aliasing espacial se aplica la teoría de Nyquist y se asegura de que se muestreen por lo menos dos trazas por longitud de onda aparente que regresa a la superficie. Esta longitud de onda representa los eventos más pequeños en los que se está interesado en la zona de interés (Yilmaz, 2001).

La disposición física de las receptoras dentro del grupo forma un patrón que actúa como un filtro anti-alias espacial. En 2D se recomienda que las receptoras, en un grupo, estén distribuidas uniformemente a lo largo del intervalo de receptoras. En 3D, siempre y cuando se use el modelo stagger triple, las receptoras deben estar distribuidas uniformemente en 1/3 del intervalo del grupo.

Para el aliasing temporal se debe asegurar que se use el intervalo adecuado de muestra según las frecuencias que se esperen recuperar (Ecuación 7) y que el filtro de aliasing de los instrumentos esté activado.

## **3.2.6 Métodos de adquisición 2D**

### **3.2.6.1 Efectos de márgenes.**

En ambos extremos de una línea 2D se experimenta el efecto de márgenes. Estas son unas zonas en donde tanto el cubrimiento como las estadísticas son pobres. Si el tendido está centrado en la fuente, el margen es igual a la mitad del offset utilizable para la zona de interés. Algunas compañías piden colocar disparos extras en los extremos de las líneas, en posiciones únicas, con la finalidad de aumentar el fold y aminorar estos márgenes. Sin embargo, esta técnica solo recupera un poco el cubrimiento más no las distribuciones de offsets.

### 3.2.6.2 Método de franja ancha o Swath.

Se refiere al registro simultáneo de varias líneas de receptoras colocadas a cierta distancia de una línea 2D que tiene tanto fuentes como receptoras. El principio reside en la generación de puntos medios en el subsuelo, no solo verticalmente por debajo de la línea 2D, sino también a la mitad de la distancia entre las líneas receptoras y la línea 2D. El objetivo es tener un mayor cubrimiento del subsuelo. Sin embargo, con la cantidad de canales disponibles, hoy en día las operadoras prefieren hacer levantamientos 3D. En países en donde no se disponen de muchos canales, entonces el método swath es muy utilizado.

### 3.2.6.3 Método de propagación cruzada.

Se refiere al caso en el cual las receptoras siguen una trayectoria diferente a las fuentes, por ejemplo: se colocan las fuentes a un lado de un río y las receptoras al otro extremo. Este método no es muy popular en países en donde se tiene una gran cantidad de canales.

## 3.2.7 Métodos de adquisición 3D

### 3.2.7.1 Full range o de apertura ancha.

En los diseños de apertura ancha se diseña el tendido de manera que abarque todos los offsets máximos utilizables para los objetivos. La forma del tendido es cuadrada. Es un método muy común dada la disponibilidad de canales en el mercado. Con este tipo de tendidos se registran una mayor cantidad de offsets lejanos los cuales son muy importantes para los análisis de velocidades y supresión de múltiples.

Al implementarse en el campo cualquier tipo de arreglo 3D, éste va a sufrir perturbaciones. Las líneas no serán paralelas entre sí, seguirán el contorno del terreno y de los obstáculos superficiales, minimizando el daño al medio ambiente. Como consecuencia los puntos medios estarán distribuidos en todo el bin y no posicionados en el centro del bin.

Para cualquier tipo de arreglo 3D se recomienda perturbar las líneas para aumentar la distribución de los puntos medios, esto va a mejorar la calidad de los datos, porque se mejora la diversidad estadística.

### 3.2.7.2 Q-Land.

El sistema Q-Land fue diseñado por WesternGeco para la adquisición y procesamiento de datos de alta densidad. Este sistema emplea en la actualidad 30.000 canales individuales los cuales usan acelerómetros para el registro de datos digitales. Utiliza un sistema combinado de paneles solares y baterías para proporcionar la potencia a los equipos. Q-Land usa receptores individuales a intervalos muy cortos, no forma patrones en el campo sino en procesamiento. Tiene la ventaja de crear patrones digitales sumando los datos de X número de geófonos en el sistema de procesamiento (WesternGeco, 2008).

### 3.2.7.3 Sparse

El método Sparse fue desarrollado por Jack Bouska en los 90 (Bouska, 199; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Este tipo de diseño 3D tiene un fold extremadamente bajo y la separación entre líneas fuentes y receptoras es muy grande. La idea principal es poder generar ahorros significativos en la adquisición de programas 3D reduciendo el número de fuentes y receptoras por línea al igual que el número de líneas fuentes y líneas receptoras por Km<sup>2</sup>. Dada la pobre densidad de trazas, las interpretaciones que se realizan con estos datos no son confiables. Hoy en día se ha aprendido más de la técnica 3D y se sabe que los algoritmos de procesamiento consistentes con la superficie, requieren de un fold mínimo para poder converger a soluciones.



### 3.2.8 Avances en adquisición.

La industria sísmica ha evolucionado considerablemente en los últimos 30 años. Estos cambios se han manifestado en todas las actividades que conforman un levantamiento sísmico (Cooper, 2007), teniendo más canales disponibles, tecnología Delta Sigma, sistemas sin cables, "mulchers", GPS, maquinaria de bajo impacto, etc.

#### 3.2.8.1 Levantamientos terrestres

Un gran avance en los levantamientos terrestres desde el punto de vista del registro de datos fue posible con la incorporación de la tecnología Delta-Sigma en los 90, la cual fue desarrollada inicialmente por la industria del sonido. La tecnología Delta-Sigma permitió, en el campo, el uso de cajas más pequeñas que requieren menor energía, a un menor costo en los sistemas de telemetría distribuida, teniendo como beneficio el uso de un mayor número de canales, que se pueden mantener más fácilmente por un mismo costo (Cooper, 2008g).

Hoy en día es común hacer un levantamiento con 6000 canales, cuando en el pasado era una utopía. El sistema Q-Land de WesternGeco permite usar en la actualidad 30.000 canales individuales, y el sistema Uni-Q (salió al mercado en la convención de la SEG en noviembre de 2008) promete hasta 150.000 canales (WesternGeco, 2008). Aún más, Dennis Freed de Fairfield, estima que en el año 2025 la brigada sísmica típica va a manejar 250.000 canales (Freed, 2008).

La industria avanza hacia los sistemas sin cables, los cuales han evolucionado y mejorado enormemente comparado con los sistemas usados inicialmente. El sistema Firefly de ION visto en la Figura 7 por ejemplo, transmite los datos sísmicos por radio al camión de registro. Las cuadrillas de topografía y los linieros trabajan juntos, al colocar las cajas en el campo y hacer la lectura de las coordenadas usando GPS, las cajas pueden registrar datos continuamente por un mes con la misma batería (ION, 2008a). En la Figura 8, Hollis propone la configuración ideal de un levantamiento sísmico terrestre (Hollis et al., 2005). Steffano Savazzi expande aún más el concepto y lo aplica a grupos de geófonos sin cables (Savazzi & Spagnolini, 2008).



Figura 7. Sistema sin Cable Firefly de ION.

Tomado de: [http://www.iongeo.com/firefly/content/released/AOGR\\_-\\_Shaking\\_up\\_land\\_seismic\\_JUL\\_2007.pdf](http://www.iongeo.com/firefly/content/released/AOGR_-_Shaking_up_land_seismic_JUL_2007.pdf)

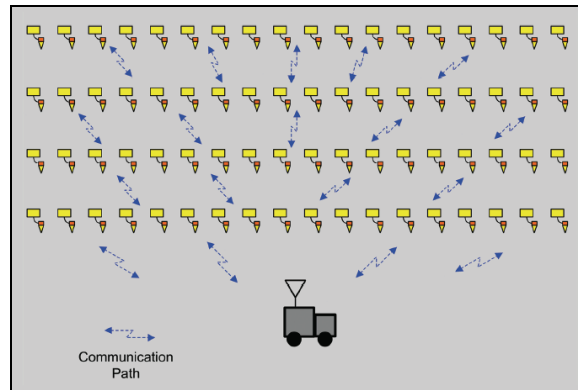


Figura 8. Configuración Ideal de un Levantamiento Sísmico Terrestre.

Tomado de: [http://www.iongeo.com/firefly/content/released/Hart\\_Seismic\\_Nov2005.pdf](http://www.iongeo.com/firefly/content/released/Hart_Seismic_Nov2005.pdf)

En el momento de la elaboración de este manual, existen en desarrollo varios sistemas nodales autónomos. Estos sistemas eliminarán hasta cierto punto, la necesidad de cables y conectores. Se espera que hagan posible un número muy grande de canales de registro. Estos sistemas registrarán datos sísmicos de una manera continua en periodos de tiempo largos, haciendo posible el uso de sísmica convencional así como también sísmica pasiva.

Existen dos escuelas de pensamiento con respecto a estos sistemas. En una, se prefiere la habilidad de obtener muestras de los datos para el control de calidad. Sin embargo, esto requiere algún método de comunicación (radio) entre el nodo autónomo y la casa blanca. Esto requiere más componentes electrónicos, más consumo de energía, más peso por canal y más costos, por lo tanto se limita el número de canales utilizables. En la otra escuela de pensamiento, se construyen las cajas tan pequeñas y sencillas como sea posible para que se pueda distribuir una cantidad copiosa de canales. De esta manera, canales con ruido y fallas individuales se pudieran considerar insignificantes. En este caso el control de calidad se logra con un sobre diseño y redundancia de canales.

En Colombia, las contratistas utilizan la tecnología de punta disponible en el mercado en cuanto a los equipos de registro utilizados (Sercel 408, 428, ION Scorpion, etc.). También se está comenzando a adquirir programas multicomponentes y se tienen más de 4000 sensores digitales. Se usan 6 geófonos por grupo lo cual facilita la interpretación de las pruebas de impulso y la detección de plantas inadecuados.

Los equipos de topografía empleados en Colombia son los más nuevos en el mercado a nivel mundial. GPS se utiliza en áreas en donde se tenga buena comunicación con los satélites. Este uso se puede extender a través de métodos como:

- El uso de antenas Rover montadas en varas de extensión,
- Combinación con navegación inercial,
- Combinación con otros métodos en zonas con vegetación (“under canopy”),
- El uso de LiDAR (sección 3.10.6) para suplementar las lecturas verticales que pueden ser difíciles

Para la preparación de líneas se usan "mulchers" en muchas partes del mundo. Los "mulchers" son máquinas que tienen un tambor frontal con dientes de carburo que rota a 2500 RPM (Figura 9). Este tambor tumba y tritura los árboles dejando detrás un abono ideal para la capa vegetal. Se ha visto que en una estación de crecimiento vegetal, la vegetación se recupera en las líneas en donde se utiliza el "mulcher". A diferencia de los bulldóceres, la capa vegetal queda intacta y hasta mejorada por el abono que se le agrega, el sistema de raíces queda intacto acelerando el proceso de crecimiento y el ancho de las líneas es más pequeño (What is Mulching?, 2008). Estas máquinas vienen en diferentes tamaños, las más pequeñas con un ancho entre 1.3 y 1.7 m.

Desde el punto de vista de seguridad del personal de trabajo, las líneas preparadas con estas máquinas presentan menos peligros para los trabajadores, pues no se dejan troncos ni puntas salientes. Esta técnica debe ser evaluada cuidadosamente y aplicarla solamente en zonas muy intervenidas y con el aval de las entidades ambientales.



Figura 9. Izquierda: "mulcher" tumbando y triturando un árbol, derecha: línea preparada por "mulcher".  
Tomado de: [www.emv.gov.yk.ca/oilandgas/pdf/bmp\\_seismic.pdf](http://www.emv.gov.yk.ca/oilandgas/pdf/bmp_seismic.pdf)

En perforación se tienen martillos aluviales que facilitan este proceso en zonas en donde la capa meteorizada está formada por cantos rodados. En algunos países se usan taladros L.I.S. (Low Impact Seismic – Sísmica de Bajo I

mpacto) que son más pequeños, requieren de líneas más angostas, fáciles de maniobrar y operar, y causan un menor impacto al medio ambiente (Figura 10).



Figura 10. Taladro LIS de Bajo Impacto.  
Tomado de: <http://www.gricharddrilling.com/gallery.html>

Los levantamientos en donde las líneas tienen perturbaciones (culebrean) para evitar obstáculos naturales y artificiales son ideales, pues reducen la impresión geométrica de los datos, introducen un esparcimiento natural de los puntos medios y minimizan el daño al medio ambiente. También se recomienda introducir en el diseño 3D el esparcimiento de los puntos medios, a nivel de preplot, de modo tal que estos no queden centrados en la mitad del bin, sino distribuidos uniformemente formando matrices de 2x2, 3x3 ó 4x4 según el tipo de stagger utilizado.

Se incentiva a la industria sísmica colombiana a adoptar tecnologías nuevas que se estén empleando en otros países.

### **3.2.8.2 Control de calidad de los datos de campo**

No siempre se requiere de un interventor en el campo para el control de calidad. Las operadoras contratan a compañías de servicios en las que confían y están en comunicación constante con el campo para resolver cualquier problema que se presente.

En otros casos, como en Colombia, se pide en la licitación que se especifiquen las personas y el equipo para el control de calidad. El interventor es el representante del cliente en el campo, se dedica al aspecto técnico, y es su responsabilidad asegurarse de que las actividades de campo se desarrollen de una manera segura, eficiente y con altos estándares. Hoy en día se dispone en el campo de personal, equipos y software para el control de calidad que permiten la toma de decisiones y correcciones necesarias en tiempo real.

### **3.2.8.3 Grabados de alta densidad**

Dado el alto volumen de información que se registra en la actualidad, el uso de cintas forma parte de la tecnología del pasado. Se usan formatos LTO, discos duros y cualquier tipo de medio digital de gran capacidad para el registro de los datos SEG Y.

### **3.2.9 Recomendaciones.**

Se recomienda que los términos de referencia sean diseñados para cada levantamiento considerando no sólo los parámetros de adquisición sino también las condiciones del terreno, problemas culturales, etc. Se recomienda que las especificaciones sean lógicas, se apliquen a la realidad del campo y que no afecten la producción. Por ejemplo, el comenzar a registrar datos sólo al inicio del programa con cero trazas ruidosas es impráctico y no va a deteriorar la calidad de los datos. El número de trazas muertas permitidas en el tendido debe depender de que tan grande sea el tendido que se esté usando, expresado como un porcentaje del número total de receptoras activas.

Los términos de referencia en los contratos deben ser flexibles y dinámicos, es decir, si en el campo surge la oportunidad de mejorar la calidad de los datos violando algún término de referencia, se deben tomar las medidas necesarias para lograr este objetivo final con la previa autorización de la operadora.

También se recomienda que la operadora se apersona con más frecuencia en el campo y que no sea sólo el interventor su representación, de esta manera las operaciones fluyen sin tantos tropiezos.

Que las operadoras, contratistas y agencias del gobierno se mantengan actualizadas con la evolución de la tecnología.

Si se puede adquirir sísmica de buena calidad, el resultado final debe reducir significativamente el impacto al medio ambiente a mediano y largo plazo cuando se perforan sólo los pozos óptimos y se construyan menos vías de acceso.

### 3.3 Levantamiento Topográfico y Posicionamiento

#### 3.3.1 Sistema de coordenadas usado en Colombia

Según estipulaciones del EPIS (2008a) todo dato georreferenciado se debe expresar en el único Datum oficial de Colombia, el Marco Geocéntrico Nacional de Referencia: Magna-Sirgas, teniendo en cuenta los orígenes correspondientes al sistema establecidos por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi - IGAC. En la Tabla 2 se muestran los parámetros requeridos para cada uno de los Orígenes de referencia establecidos y en la Figura 11 se puede observar la latitud y las longitudes de los Orígenes.

PARÁMETROS	ORIGEN BOGOTÁ	3 GRADOS ESTE	6 GRADOS ESTE	3 GRADOS OESTE	6 GRADOS OESTE
Nombre de la Proyección	Transversa de Mercator				
Falso Este	1'000.000				
Falso Norte	1'000.000				
Longitud del Meridiano Central	-74°04'39,0285"	-71°04'39,0285"	-68°04'39,0285"	-77°04'39,0285"	-80°04'39,0285"
Latitud de Origen	04°35'46,3215"				
Factor de Escala	1				
Elipsoide (1)	GRS80 ó WGS84				
Unidades Lineales de la Proyección	Metros				
Dátum Horizontal (1):	MAGNA-SIRGAS (Marco Geocéntrico Nacional-Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas)				

Tabla 2. Parámetros Requeridos para los Orígenes de Referencia.

Tomado de: [www.epis.com.co](http://www.epis.com.co)

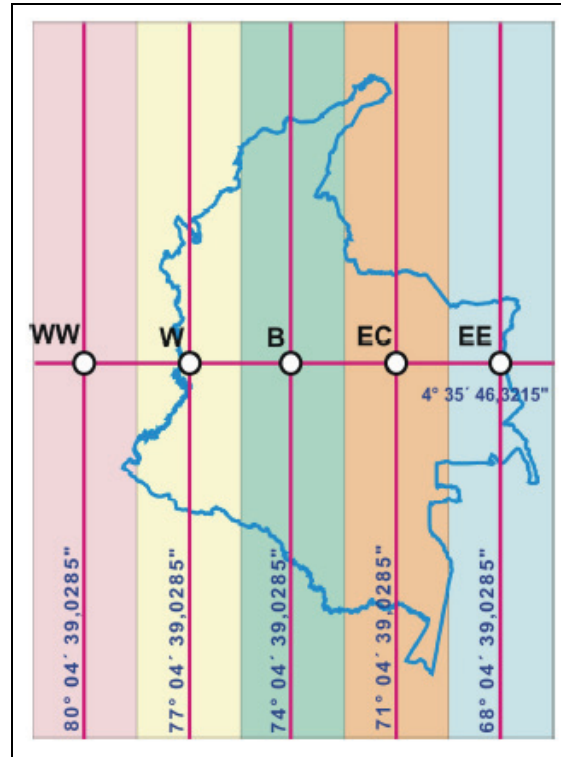


Figura 11. Latitud y Longitud de los Orígenes.  
Tomado de: <http://www.epis.com.co>

El Instituto Geográfico Agustín Codazzi, organismo nacional encargado de determinar, establecer, mantener y proporcionar los sistemas de referencia geodésico, gravimétrico y magnético (Decretos No. 2113/1992 y 208/2004), inició a partir de las estaciones SIRGAS, la determinación de la Red Básica GPS, denominada MAGNA (Marco Geocéntrico Nacional de Referencia), que por estar referida a SIRGAS, se denomina convencionalmente MAGNA-SIRGAS. Ésta se halla conformada por 60 estaciones GPS de cubrimiento nacional de las cuales, 8 son vértices SIRGAS y 16 corresponden con la red geodinámica CASA (Central and South American Geodynamics Network). Éstos fueron determinados durante los años 1994, 1995 y 1997 con el propósito de suministrar una plataforma confiable a los productores y usuarios de información georreferenciada en el país. Dentro de este marco, uno de los objetivos principales en el procesamiento de los datos GPS fue su integración al Sistema de Referencia Geocéntrico, definido por el Marco Internacional.

Teniendo presente que Colombia está ubicada sobre la zona de choque de tres placas tectónicas y que las coordenadas sobre la superficie de la Tierra varían en función del tiempo como consecuencia de los movimientos de estas placas y de las deformaciones de la corteza terrestre, es necesario mencionar que dichos movimientos afectan en forma diferente las posiciones estimadas de los puntos geodésicos. Así, mientras que la dinámica de las placas es homogénea (continua) sobre cada una de ellas y sus variaciones pueden modelarse y predecirse fácilmente, los cambios que se presentan sobre las áreas de deformación cortical son irregulares y difíciles de estimar. A éstos pueden adicionarse los movimientos abruptos causados por terremotos que influyen sobre las coordenadas en forma aleatoria, dejando como única alternativa para su conocimiento la ocupación permanente o periódica de los puntos de control geodésico. Como consecuencia de estos fenómenos, en Colombia, la posición de los vértices geodésicos puede variar de 1 a 2 cm por año.

La determinación de coordenadas mediante sistemas satelitales, entre ellos el GPS (Global Positioning System), ofrece niveles de precisión lo suficientemente altos como para determinar el cambio de la posición de un mismo punto a través del tiempo. Dicho cambio se ha denominado convencionalmente velocidad de las coordenadas. Estas velocidades son resultado de la dinámica terrestre (movimientos tectónicos, variación de la orientación de la Tierra en el espacio, etc.) y sus magnitudes pueden alcanzar varios centímetros en un año. Por tal razón, en los sistemas de referencia modernos un punto geodésico se describe mediante cuatro coordenadas: las geocéntricas  $[X, Y, Z]$  o curvilíneas  $[\phi, \lambda, h]$  junto con la época de referencia  $t_0$  (tiempo para el cual estos tres valores son válidos).

El sistema de referencia tridimensional en Colombia es MAGNA-SIRGAS (Marco Geocéntrico Nacional de Referencia, densificación en Colombia del Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas), el cual es una densificación del marco global ITRF94 (International Terrestrial Reference Frame 1994). Las coordenadas de los vértices MAGNA-SIRGAS y de todas aquellas estaciones que han sido determinadas a partir de ellos están definidas en el ITRF94, época 1995.4. Es decir, las coordenadas tridimensionales que la División de Geodesia del Instituto Geográfico Agustín Codazzi certifica a sus usuarios, son válidas para el mes de mayo de 1995. Su traslado en el tiempo se adelanta mediante la aplicación de un modelo de velocidades calculado por el proyecto SIRGAS a partir de mediciones geodésicas de alta precisión por más de 15 años.

Hoy en día se utiliza el sistema oficial Magna Sirgas y el anterior, Arenas. La migración de datos de la red Arenas a Magna Sirgas está en proceso y es lento pues toda la información de secciones, líneas, software de interpretación está en el anterior sistema de coordenadas.

### 3.3.2 Cartografía base y temática

El instituto Geográfico Agustín Codazzi también es la entidad encargada de producir el mapa oficial y la cartografía básica de Colombia (IGAC, 2008). En la Tabla 3 se ven las clasificaciones de la información geográfica de la superficie y del subsuelo.

CLASIFICACIÓN		TEMA		
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DE SUPERFICIE	CARTOGRAFÍA BÁSICA	División Política		
		Municipios y Centros Poblados		
		Vías y Estructuras de Transporte		
		Cartografías Integradas (Contiene los temas anteriores)		
		Hidrografía, Ríos, Quebradas y Cuerpos de Agua		
		Mapas Topográficos, Curvas de Nivel		
	SENSORES REMOTOS	Fotografías Aéreas		
		Imágenes de Radar y Satélite		
	MAPAS TEMATICOS	Mapas Geológicos	Geología de Superficie (Formaciones, Fallas, Pliegues, Buzamientos)	
			Mapas Paleogeográficos	
			Mapas Paleogeológicos	
		Mapas Ambientales	Mapas Geomorfológicos	
			Mapas Paleambientales	
			Estudios de Suelos	
			Mapas Climáticos	
			Zonas Forestales	
			Pendientes de Suelos	
Parques Naturales				
Zonas de Negritudes				
Reservas Forestales y Ambientales				
Licencias				
INFRAESTRUCTURA PETROLERA	Localización de Pozos			
	Mapas de Puntos (Sísmica)			
	Cuencas y Campos Petrolíferos			
	Ductos, Oleoductos, Gasoductos, Poliductos y Estaciones de Bombeo			
	Mapa de Tierras			
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DE SUBSUELO	Mapas de Litofacies			
	Mapas Litológicos			
	Mapas Estructurales			
	Mapas Petrofísicos			
	Mapas Geoquímicos			
	Mapas Geofísicos			
	Mapas Gravimétricos			
	Mapas Magnetométricos			
	Gradientes Geotérmicos			
	Mapas Paleoestructurales			
	Mapas de Producción			
Mapas Isobáricos				

Tabla 3. Cartografía Básica y Temática.

Tomado de: [www.epis.com.co](http://www.epis.com.co)

### 3.3.3 Metodología de corte y nivelación de líneas.

Antes del inicio de las actividades de topografía:

- Se identifica el datum geodésico y se localizan estaciones dentro del levantamiento que pertenezcan a la red nacional. Se identifican los controles horizontales y verticales los cuales se deben originar y estar amarrados al sistema geodésico nacional.



- Se definen las tolerancias horizontales y verticales las cuales son especificadas por las operadoras y varían entre operadoras y países.
- Se establece una base de calibración de equipos determinada con GPS. Se chequea y calibra antes del inicio de las operaciones de campo cada una de las estaciones totales de topografía convencionales para asegurar su consistencia en los datos observados. Se calibran las partes por millón (ppm) y las constantes de los prismas a utilizar.
- Se revisan las plomadas ópticas y se revisan y ajustan en los casos en que es necesaria la verticalidad de los bastones.
- Se realizan inducciones dictadas al personal de topógrafos, capataces y porta prismas y se hace énfasis en los parámetros ambientales y técnicos establecidos para el desarrollo del proyecto.
- Se deben identificar tuberías, pozos de agua, canales de irrigación, edificaciones, etc. que van a introducir cambios de las coordenadas preplot, al igual que zonas ambientales de interés en el programa. Las distancias de separación deber estar bien definidas para estar dentro de las especificaciones de los permisos.
- En programas 2D y 3D todos los puntos fuentes se deben medir sin interpolaciones, al igual que todos los puntos que requieran reubicación.

Para la calibración final se tienen en cuenta la temperatura promedio, las constantes de prisma y PPM preestablecidos según el equipo utilizado, la presión atmosférica y la distancia patrón de la base de calibración.

Para establecer la red de GPS se hace una exploración preliminar con un navegador GPS. Luego se procede a efectuar las observaciones astronómicas por sol para determinar los azimut de inicio de líneas y poligonales.

El trabajo de corte y nivelación se puede realizar aplicando un sistema convencional y/o un sistema RTK (Real Time Kinematics). El sistema convencional consiste en nivelación trigonométrica recíproca con dos orígenes en Medición de ángulo horizontal y vertical en posición directa e inversa respectivamente. El sistema RTK utiliza equipos de GPS, conectados entre sí a un punto base fijo que mediante un radio y antena se encarga de transmitir simultáneamente valores en tiempo real a los equipos receptores (Rover).

Las poligonales de línea se pueden realizar con el método de nivelación trigonométrica recíproca de ángulos horizontales y verticales, los arranques de líneas se pueden hacer a partir de la red de GPS. Las correcciones acimutales de las poligonales se pueden realizar con base en observaciones solares.

El topógrafo controla el rumbo de la línea mediante observaciones astronómicas para determinar el azimut de la línea. Al final del día el topógrafo lleva a la base la producción diaria, el desplazamiento de puntos de disparo y las compensaciones. El jefe de topografía revisa diariamente la información de campo que se baja diariamente.

Las compensaciones y offsets requeridos en el campo debido a las distancias mínimas establecidas por las guías ambientales se realizan usando el sistema convencional o el RTK empleado en la nivelación de las líneas sísmicas.

### 3.3.4 Tolerancias.

Generalmente, la obtención de las coordenadas X y Y es rápida comparado con el tiempo que se necesita para la vertical cuando se usa GPS. En métodos convencionales esto no es un problema siempre y cuando se cierren las líneas.

Mientras más estricta sea la precisión exigida en la vertical, más tiempo se necesita para la obtención de este número lo cual demora considerablemente la producción. En Estados Unidos y Canadá se utiliza la tecnología LiDAR para la obtención de los valores verticales. Esta tecnología se está expandiendo a nivel mundial y para su uso en cualquier país se tiene que hacer una solicitud al gobierno Estadounidense pues es una tecnología militar.

Si los instrumentos que se emplean tienen la capacidad de proporcionar una alta precisión, entonces se aprovecha esta ventaja. Es común usar tolerancias con una precisión sub-métrica para la horizontal (1:10000= 1 cm de error por cada 100 m) como para la vertical (1:5000= 1 cm de error por cada 50 m). En realidad 3 m es todo lo que se necesita para la vertical como se puede ver en las siguientes ecuaciones (Cooper, 2008i):

$$\frac{\Delta E_{\text{Receptora}}}{V_{\text{Reempl}}} + \frac{\Delta E_{\text{Fuente}}}{V_{\text{Reempl}}} \leq \Delta t \quad (10)$$

En donde :

$\Delta E_{\text{Receptora}}$  : cambio de elevación en la posición de la receptora

$\Delta E_{\text{Fuente}}$  : cambio de elevación en la posición de la fuente

$V_{\text{Reempl}}$  : velocidad de reemplazo

$$\text{si se asume } \Delta E_R = \Delta E_F \quad (11)$$

$$\text{entonces la ecuación (10) queda } \frac{2 \Delta E}{V_{\text{Reempl}}} \leq \Delta t \quad (12)$$

$$\text{y si se despeja } \Delta E, \text{ entonces : } \Delta E \leq \frac{\Delta t \times V_{\text{Reempl}}}{2} \quad (13)$$

Si se usa un  $\Delta t$  de 5 ms (el cual es un valor razonable para una variación estática permisible) y una velocidad de reemplazo de 2500 m/s, la variación de elevación correspondiente es de 6.25 m. Mientras más pequeña sea la velocidad, más pequeña será la tolerancia vertical. Aún si se usa 1700 m/s para la velocidad, se obtiene una tolerancia de 4.25 m. Por esta razón se sugiere usar como máximo 3 m.

Si se puede emplear una técnica que sea más económica, más rápida, con un menor impacto al medio ambiente y sin deteriorar la calidad de los datos sísmicos, entonces 3 m como tolerancia vertical es suficiente.

Para las tolerancias horizontales, los valores sub-métricos son empleados a nivel mundial, no porque sean necesarios sino porque los instrumentos que se usan pueden generarlos.

### **3.3.5 Nivelación y ajuste de las líneas sísmicas.**

#### **3.3.5.1 Corte**

Para iniciar el corte de la línea, el capataz de trocha o un ayudante sostiene un jalón a una distancia de la estación que permita su visualización. El topógrafo se comunica con la persona que sostiene el jalón y le indica el destino de la trocha. Se repite la operación con un segundo jalón ubicado a una mayor distancia visual de la estación y con estos dos puntos de referencia el capataz de trocha inicia sus labores de corte usando machetes, tratando de minimizar el daño al medio ambiente y siguiendo las normas estipuladas en las guías ambientales. Se usa también el amarre de ramas y arbustos en donde sea posible. No se cortan árboles que tengan un grosor mayor a 10 cm, las trochas tienen un ancho de 1.20 m y son hechas a machete.

#### **3.3.5.2 Nivelación**

El jefe de topografía solicita la información de los vértices de primer orden más cerca del proyecto al IGAC, se traslada a la zona y localiza el sitio exacto del vértice. Si es un punto confiable elabora el diseño de la red de GPS para localizar los puntos de arranque del proyecto.

El diseño de la red consiste en realizar triángulos equiláteros sobre tres puntos, el primero de ellos es el vértice de primer orden, luego un nivel de precisión (conocido como NP y tiene elevaciones conocidas) y después el punto que se desea referenciar (la distancia base entre los puntos no debe ser menor a 20 Km). Se debe tomar en cuenta el tiempo de rastreo, tipo de observación, intervalo de grabación, mínimo de elevación, mínimo de satélites (5 preferiblemente) y la clase de ocupación. Se repite el procedimiento hasta ocupar todos los puntos de referencia del proyecto.

Se ubica el punto de interés, se arma el trípode, se centra y nivela la estación con base en el mojón o base de referencia, se le coloca la antena al equipo. Se configura el equipo asignándole nombre, hora de inicio y duración de la sesión, fecha, número mínimo de satélites y cualquier otro parámetro estipulado por el cliente.

Se hace el registro de sesión de GPS y se repiten las operaciones con los dos equipos restantes. Se verifica constantemente que los equipos estén trabajando adecuadamente. Se transfieren los datos a la computadora. Se verifica el estado de la información, la altura de las antenas, el cumplimiento de los parámetros del cliente. Se realiza el proceso de los datos. Se hacen las transformaciones en los orígenes que establece el cliente, se obtienen las coordenadas y se insertan en las líneas para los ajustes.

Para el inicio de la línea se establece si existe alguna línea nivelada previamente para amarre o referencia. Si no existen líneas previas, el jefe de topografía le proporciona al topógrafo las coordenadas y azimut del sitio de referencia establecido y la distancia del mismo con respecto al punto en el cual se iniciarán los trabajos en la línea. La cuadrilla conformada por el topógrafo, el ayudante de topografía, porta prisma, capataz de trocha y ayudantes de trocha se desplazan al sitio establecido. El topógrafo arma, nivela la estación y envía al porta prisma al punto de referencia.

Se deben hacer amarres a todos los puntos de control pertinentes a la línea en levantamiento, por ejemplo: pozos en producción, pozos secos, intersecciones de carreteras, linderos de propiedades, etc. Las intersecciones de líneas deben tener un amarre a un punto medido en la línea antigua. Cualquier pozo dentro de 300 m de la línea debe ser levantado.

El topógrafo define ángulo de arranque y programa la estación para que ubique el ángulo y/o la posición proporcionada. El porta prisma va al inicio de la línea para establecer distancia respecto al punto de referencia. El porta prisma o el ayudante coloca un taco de armada en el punto establecido y el topógrafo realiza lecturas directas e inversas. Para el corte de la línea se siguen los procedimientos señalados en el punto 3.3.5.1. Se marcan los accesos a las líneas y se toma la altura de la estación.

El topógrafo realiza la lectura del taco de armada anterior para determinar el ángulo horizontal de la línea, marca el azimut y el destino de la línea y le indica al porta prisma la ubicación por delante de la estación de cada estaca sobre la línea. Si no es necesario desplazar la estación se hace la respectiva anotación en la cartera de campo, de lo contrario, se aplica el procedimiento de desplazamiento de pozos. Se marcan las estacas y/o puntos de disparo. Se ubica el máximo número de estacas o pozos por armada de estación, luego le indica al porta prisma la posición del próximo cambio. Realiza lecturas directas e inversas y promedia las lecturas de los ángulos luego hace sus anotaciones en la cartera de campo. Con el ángulo obtenido y la distancia determinada establece las coordenadas para el taco de armada posterior. El porta prisma coloca el taco de armada en el sitio respectivo.

El topógrafo desarma la estación y se moviliza al nuevo taco de armada en donde realiza lecturas solares y hace anotaciones en la cartera de campo. Se hacen dibujos de los accesos y esquemas de línea. Se continúa con las actividades de nivelación y se elaboran esquemas de acceso y líneas finales. La cartera de campo se le entrega al jefe de topografía y éste ingresa la información al software.

Se procesa la información y se define la veracidad con respecto al modelo teórico. Si hay errores se comunica con el topógrafo para que haga las correcciones. Si no hay errores, obtiene las coordenadas y elevaciones de los puntos sobre la línea. El jefe de topografía ubica un BM al final de la línea, se ajusta la línea a un punto de coordenadas y elevaciones conocidas.

Al finalizar la línea el jefe de topografía procesa toda la información y establece los errores de cierre. Se elaboran los mojones según las especificaciones del cliente. El topógrafo de campo toma una impronta a cada mojón, elabora un mapa de cierres y se elabora el mapa final.

### **3.3.5.3 Cálculo de cierres y ajustes**

Los cálculos de cierres se hacen de dos maneras: usando una nivelación cerrada o una nivelación de enlace (con puntos de control). El error va a depender de la precisión de los instrumentos utilizados, del número de lecturas y precisión de estas lecturas. Las operadoras determinan cual es el error permitido y cuando el error de cálculo excede a las tolerancias permitidas, entonces se amortiza el error a lo largo de los puntos levantados.

### **3.3.5.4 Reubicación de fuentes/receptoras**

Se detecta la necesidad de realizar un desplazamiento de acuerdo a los parámetros establecidos en el contrato para offsets y radiación de pozos. El topógrafo se coloca sobre la línea y arma su estación sobre el taco de armada próximo al pozo en Offset. Los porta prismas se ubican de acuerdo a las indicaciones del topógrafo, uno sobre la línea y el otro sobre el sitio tentativo. El topógrafo realiza la lectura del taco de armada en el cual se ha ubicado uno de los porta prismas, marca el azimut y calcula el destino del offset de acuerdo a los parámetros ambientales o coordenadas previamente proporcionadas. Marca el Offset sobre la línea con una estaca de otro color indicando el número del pozo y diligencia la cartera de campo.

### 3.3.5.5 Dobleces de líneas

No se deben realizar cambios en la dirección de la línea sin el consentimiento del interventor a menos que sean aquellos requeridos normalmente para evitar el corte de vegetación y operaciones de bajo impacto sísmico.

El método del Punto Profundo Común (CDP) asume que todas las trazas que caen en el mismo CDP contienen la misma información del subsuelo. Estas trazas son registradas en diferentes momentos, generadas por fuentes diferentes, captadas por grupos diferentes y con distribuciones de offsets diferentes. Cada vez que se introduce un doblez en una línea (Figura 12), se va a generar una dispersión del punto medio en el CDP en 2D y en el bin en 3D.

El par fuente-receptor más cercano al doblez tiene un punto medio en el doblez. Pero al moverse simétricamente fuera del doblez, otros pares no comparten el mismo punto medio. La pregunta a responder es si esos CDPs todavía retratan las características geológicas del subsuelo, como se muestra en la Figura 13.

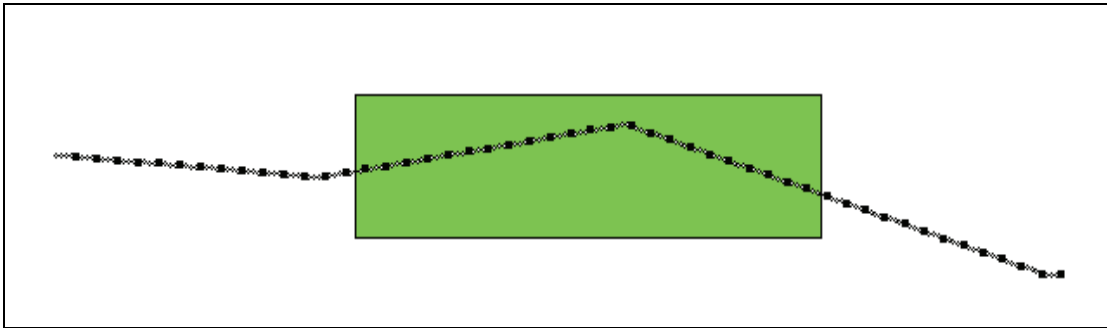


Figura 12. Cuál es el doblez máximo permitido que no violará la asunción CDP?

Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

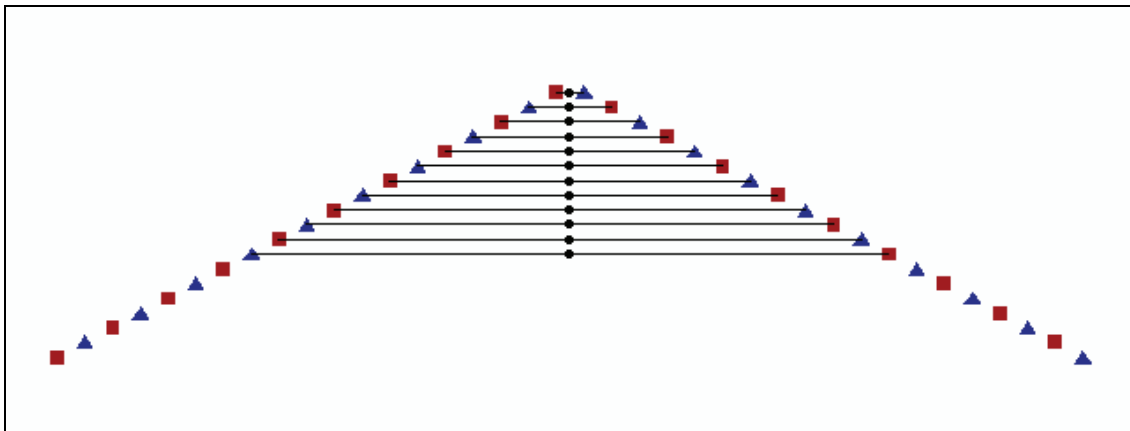


Figura 13. Dispersión del punto medio

Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

En la Figura 14 se puede observar el centroide de todos los puntos medios que forman una banda de “esparcimiento permisible” centrada alrededor de la línea 2D. Sólo las trazas que estén dentro de esta banda serán incluidas en los datos apilados. Los offsets muy cercanos y lejanos alrededor de un quiebre agudo serán sacrificados durante el procesamiento.

Es necesario definir qué tan severo puede ser el doblez alfa para que el esparcimiento permitido contenga todas las trazas registradas (para que no se excluya nada). La ecuación 14 se deduce de principios trigonométricos. En una línea 2D se puede asumir que el offset máximo utilizable para un reflector de interés es igual a la profundidad del objetivo; esta igualdad se aplica en la ecuación 15 para definir el doblez.

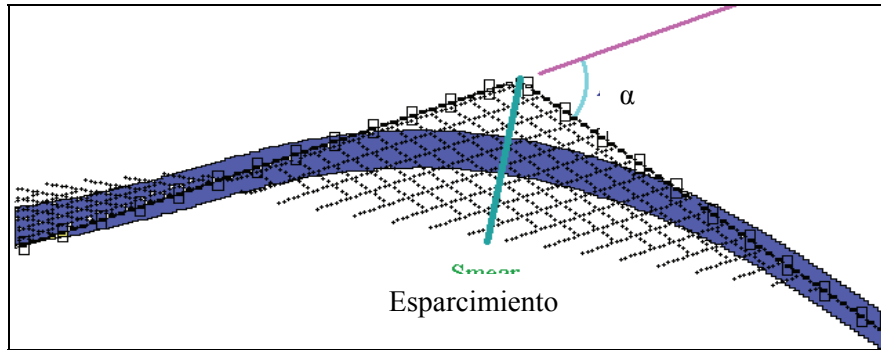


Figura 14. Procesamiento de un doblez de línea  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

$$\text{Esparcimiento} = \frac{\text{Offset}_{\text{max}}}{2} \times \text{Sen} \left( \frac{\alpha}{2} \right) \tag{14}$$

$$\alpha = 2 \times \text{Sen}^{-1} \left( \frac{\text{Esparcimiento} \times 2}{\text{Profundidad}} \right) \tag{15}$$

En la Tabla 4 se pueden observar 2 ejemplos para determinar el ángulo de doblez permisible en función del esparcimiento del punto medio. Se utilizaron 2 y 3 intervalos de grupo permisibles para el esparcimiento, cuatro reflectores con profundidades diferentes e intervalos de grupo apropiados para dichas profundidades dando como resultado un ángulo alfa entre 7 y 11 grados, los cuales son los valores más comunes a nivel mundial.

Esparcimiento en intervalos de grupo	Nombre del reflector	Profundidad (m)	Intervalo de Grupo (m)	Angulo (α)
2	A	1000	17	7.80
2	B	1200	20	7.65
2	C	1600	25	7.17
2	D	1800	30	7.65
3	A	1000	17	11.71
3	B	1200	20	11.48
3	C	1600	25	10.76
3	D	1800	30	11.48

Tabla 4. Esparcimiento versus ángulo del doblez.

Los topógrafos durante la producción de una línea 2D, se encuentran con el problema de que al encontrar un obstáculo tienen que introducir el doblez con una distancia mínima igual a la mitad del offset máximo utilizable de anticipación (Figura 15). Muchas veces habrá que introducir varios segmentos igual a esta distancia para evitar obstáculos consecutivos. Este principio nos induce a decir que es factible introducir una curva continua en lugar de segmentos de líneas rectas (Figura 16).

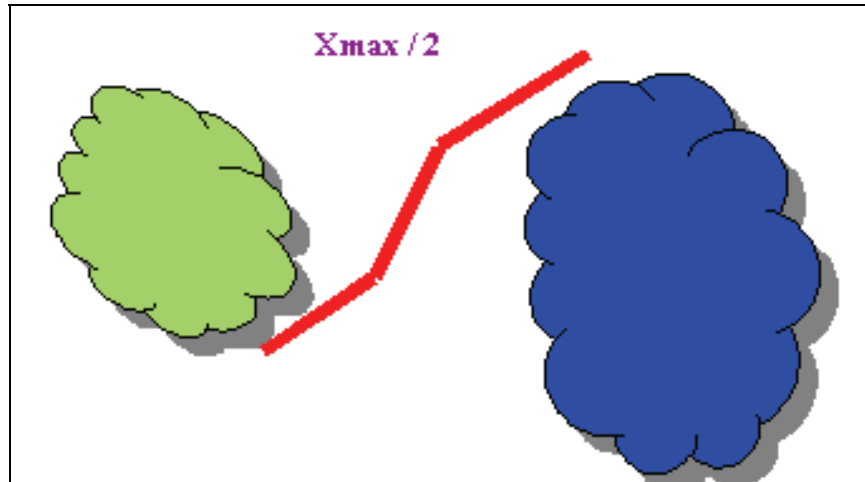


Figura 15. Producción de una línea con dobleces  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

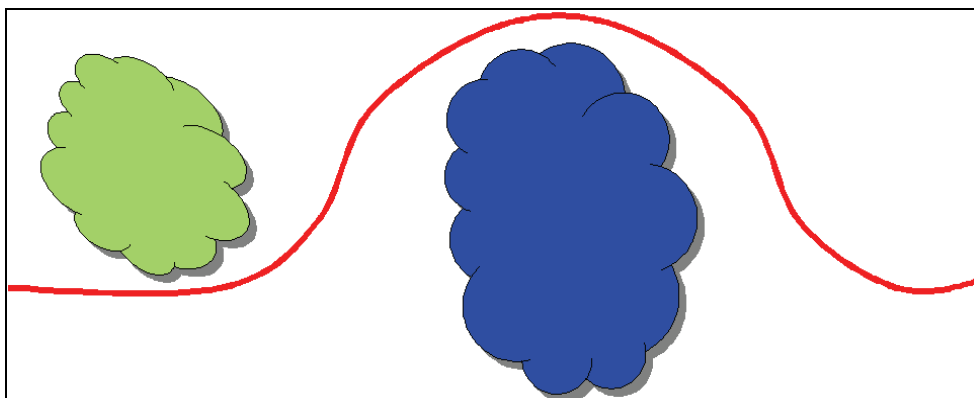


Figura 16. Producción de una línea con dobleces  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

En la Figura 17 se ve la geometría aplicada para la deducción del esparcimiento en el caso de curvas, el cual está deducido en las ecuaciones 16-19. Si se usa un offset máximo utilizable (Xmax) de 4000 m y un esparcimiento permisible de 100 m, entonces el radio de curvatura es de 20050 m. En la Figura 18 se observa una curva regular (izquierda) y el esparcimiento de los puntos medio representados por la distribución de los offsets (derecha) para un radio de 20 Km y un esparcimiento permisible de 100 m.

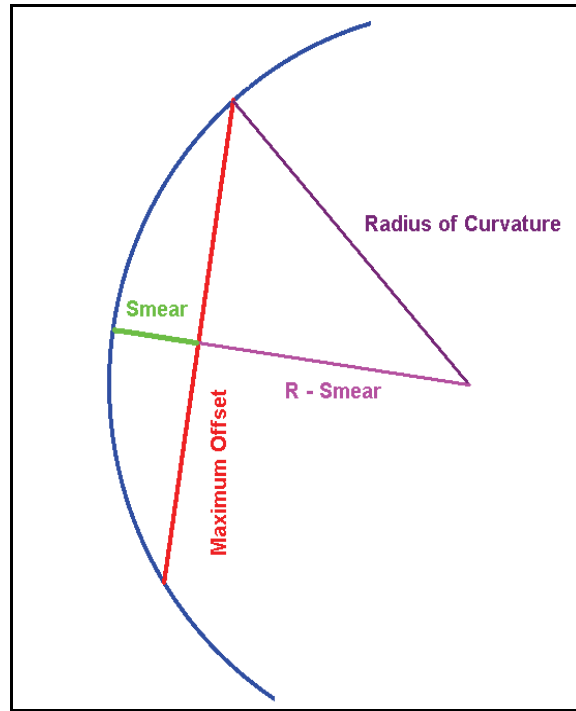


Figura 17. Esparcimiento debido a una curva.  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

$$R^2 = (R - \text{Esparc})^2 + \left(\frac{X_{\text{Max}}}{2}\right)^2 \quad (16)$$

$$R^2 = R^2 - 2R \times \text{Esparc} + \text{Esparc}^2 + \frac{X_{\text{Max}}^2}{4} \quad (17)$$

$$2R \times \text{Esparc} = \text{Esparc}^2 + \frac{X_{\text{Max}}^2}{4} \quad (18)$$

$$R = \frac{\text{Esparc}}{2} + \frac{X_{\text{Max}}^2}{8 \times \text{Esparc}} \quad (19)$$

En la Figura 19 se han introducido muchos dobleces a la curva (izquierda) pero todos están contenidos dentro del esparcimiento y radio de curvatura permisibles. Esta modificación o irregularidad introducida es de beneficio para la calidad del programa pues se mejora la distribución de los offsets y se aumenta la diversidad de las estadísticas (derecha).



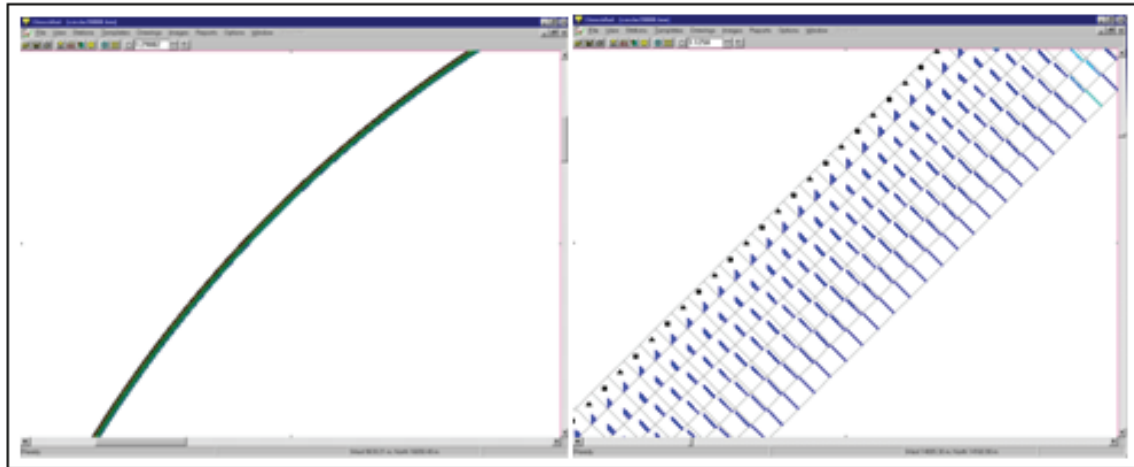


Figura 18. Curva regular y distribuciones de offsets  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

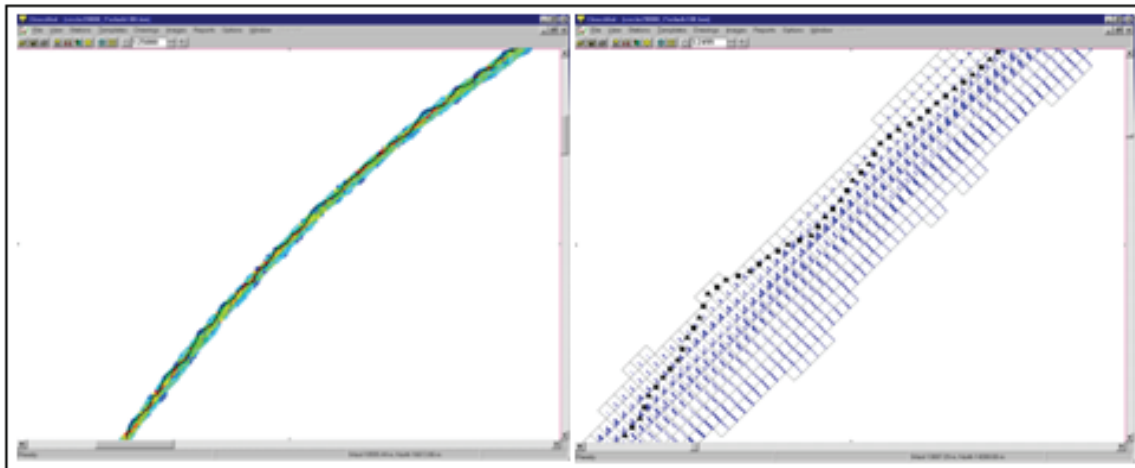


Figura 19. Curva irregular y distribuciones de offsets  
Tomado de: CDP Method and Stacking Charts (Cooper, 2008f)

### 3.3.6 Entrega de información final para el procesamiento de líneas.

En muchos países es común enviar los datos del levantamiento topográfico a un centro de procesamiento para realizar una auditoría/control de calidad antes del procesamiento de los datos. La información a entregar varía según el método de levantamiento, ya sea convencional o GPS.

Para un programa GPS se requiere el mapa del programa, archivos SegP1 preplot y postplot, datos del colector, reportes de reubicación de estaciones, hojas de registro GPS, descripción de la estación base y puntos de control con sus coordenadas, observaciones de las líneas base y coordenadas finales con datums horizontales y verticales, monumentos, método de ajuste, Geoide usado.

Para un programa convencional se debe proporcionar mapa del programa, hoja de parámetros, datos de la cartera manual o electrónica, notas de las mediciones con cadena (guaya pisada), reportes de reubicación de estaciones, diagrama de amarres, controles verticales, horizontales y de azimut, monumentos, método de ajuste y geoide usado.

La auditora encargada verifica los datums y se estudian las elevaciones. Se genera el preplot del programa y se hacen comparaciones con imágenes, mapas y sets de datos anteriores, se verifican las coordenadas de los puntos base, se leen las coordenadas de todas las estacas, se grafican en dos datums (Magna Sirgas y Arenas) en las zonas correspondientes, se generan los postplots y el reporte final. La clave está en asegurarse de que el datum apropiado se use en todo el programa. El trabajo entregado al centro de procesamiento es de la más alta calidad.

Los formatos empleados para el suministro de las coordenadas de los puntos fuentes y receptoras se llaman SegP1, SPS y RPS. Los dos últimos son exactamente iguales con la diferencia de que se usa el SPS para las fuentes y el RPS para las receptoras. En la Tabla 5 se aprecia el formato usado para los archivos SegP1 (los números a color se agregaron para facilitar la explicación). El encabezado tiene 20 líneas, a partir de la línea 21 se coloca la información que describe a cada estación según las columnas correspondientes. Los caracteres 2 al 17 se usan para colocar el número de línea fuente/receptora, del 18 al 26 el número de punto fuente/receptor, del 27 al 35 la latitud, del 36 al 45 la longitud, del 46 al 53 el valor del Este, del 54 al 61 el Norte y del 62 al 66 la elevación.

En la Tabla 6 se muestra el formato de los archivos SPS. Todas las líneas que comienzan con “H” pertenecen al encabezado. La última línea de color rojo es un ejemplo de cómo se coloca la información del número de línea, número de la estación, Este, Norte y elevación. Tanto los archivos SegP1 como los SPS tienen la opción de agregar más columnas para información extra como por ejemplo: tiempo de pozo, profundidad del pozo, pozo perforado o por perforar, línea nueva, línea existente, etc.

1	H-SEISMIC SURVEY DATA-SEG P1-
2	CLIENT :
3	PROSPECT :
4	DATE :
5	GROUP :
6	COORD. SYS. :
7	DATUM :
8	GEOGRAPHICS :
9	COORD. :
10	ELEV. :
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	[ LINE ][ POINT ][ LAT ][ LONG ][ EAST ][ NORTH ][ ELE ]
2	1718 2627 3536 4546 5354 6162 66

Tabla 5. Formato archivo SegP1.

H00	SPS format version num.	SPS001,01.10.90;							
H01	Description of survey area	N/A;							
H02	Date of survey	N/A;							
H021	Postplot date of issue	N/A;							
H022	Tape/disk identifier	N/A;							
H03	Client	N/A;							
H04	Geophysical contractor	N/A;							
H05	Positioning contractor	N/A;							
H06	Pos. proc. contractor	N/A;							
H07	Field computer system(s)	N/A;							
H08	Coordinate location	Center of source and receiver pattern;							
H09	Offset from coord. location	N/A;							
H10	Clock time w.r.t GMT	N/A;							
H11	Spare								
H12	Geodetic datum,-spheroid	BOGOTA CENTR WGS 1984 6378137.000 298.2572236;							
H13	Spare								
H14	Geodetic datum parameters	0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000;							
H15	Spare								
H16	Spare								
H17	Vertical datum description	N/A;							
H18	Projection type	Transverse Mercator/Gauss-Kruger;							
H19	Projection zone	N/A;							
H20	Description of grid units	Meter;							
H201	Factor to metre	1.00000000;							
H220	Long. of central meridian	0740439.029W;							
H231	Grid origin	0043546.322N0740439.029W;							
H232	Grid coord. at origin	1000000.00E1000000.00N;							
H241	Scale factor	1.0000000000;							
H242	Lat., Long. scale factor	0043546.322N0740439.029W;							
H26	1	2	3	4	5	6	7	8	
H26	5678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
S116	1161391	1137500.5	978909.2	177.1					

Tabla 6. Formato archivo SPS.

### 3.3.7 Esquemas de ubicación.

Para la reubicación de fuentes se sugiere usar el esquema de la Figura 20. El objetivo es que los puntos fuentes sean posicionados en bins de la superficie únicos (que no estén ocupados por otras fuentes). Se minimizan las alteraciones de las estadísticas del fold, offset y azimuth cuando los puntos fuentes se reubican lo más cerca posible de la posición original. Estas directrices están diseñadas para preservar la diversidad estadística y proteger al máximo a los ófsets cercanos, los cuales son los más vulnerables.

El procedimiento sugerido a usar es:

- Cada punto fuente en el modelo debe tener su equivalente en el campo.

- Considere que al área del programa se le coloque una grilla de bins de la superficie igual a un intervalo de la fuente por un intervalo de receptoras ( $R_i$  m x  $S_i$  m). Se debe tratar de colocar todos los puntos fuentes cerca del centro de estos bins de la superficie.
- Cualquier punto que no pueda ser posicionado en el centro de su bin de la superficie, puede ser movido dentro de un círculo de radio de hasta un 35% del  $R_i$ .
- Si se requiere un desplazamiento más grande, se prefieren offsets laterales en múltiplos del intervalo de las receptoras como se indica en el diagrama de la Figura 20.
- Si un offset lateral es impráctico, se permitirá una combinación de offset lateral y desplazamiento en línea (en múltiplos del intervalo de la fuente) como se muestra en la Figura 20.
- Si varios puntos fuentes adyacentes deben ser desplazados y offsets laterales no están disponibles, considere crear “stub lines”. Estas líneas stub consisten en el desplazamiento del salvo de fuentes completo a una posición con un offset lateral igual a la mitad de la distancia entre líneas fuentes redondeado a un múltiple del intervalo de las receptoras con un desplazamiento en línea igual a un múltiple de la distancia entre líneas receptoras.
- Evite desplazamientos en línea y offsets que produzcan varios puntos fuentes alineados paralelos a las líneas receptoras.
- No se permiten desplazamientos en línea igual a la mitad del intervalo de las receptoras y sus múltiplos, de modo tal que el punto fuente quede a la mitad de la distancia entre dos grupos de receptoras adyacentes.
- Cualquier punto fuente que no pueda ser re-posicionado según estas directrices debe ser discutido con el representante del cliente.

En la tabla 7 y la tabla 8 se observan las distancias de seguridad empleadas en Alberta, Canadá y han sido desarrolladas por Sustainable Resources Development (SRD). Para determinar estas distancias, se realizan pruebas en el campo, se estudia el desplazamiento pico de las partículas (PPV), se hacen observaciones cualitativas y se agrega un valor de seguridad.

El valor de seguridad varía de país a país y de estado a estado, en los sitios en donde se emplean tablas de distancias. En los lugares en donde no existen regulaciones, se debe obtener el permiso del propietario según sus distancias personales.

Dado que estos valores de seguridad son muy altos, SRD ha hecho una excepción y siempre y cuando el propietario esté de acuerdo, se usan las distancias reducidas mostradas en la tabla 7

### **3.3.8 Recomendaciones.**

Durante el levantamiento topográfico, se pueden reducir las tolerancias verticales a 3 m para aumentar la producción GPS, dado que no se deterioran la calidad de los datos.

Para aumentar la diversidad de los offsets, azimuts y puntos medios en un levantamiento, se recomienda introducir perturbaciones a las líneas. Los mejores resultados se observan cuando las líneas

no son rectas, sino que ondulan planificadamente. Mientras más diversas sean las estadísticas, mejor será la calidad de los datos sísmicos.

Los factores de seguridad empleados en la determinación de las distancias a las edificaciones, pozos, etc., son demasiado grandes. Se recomienda usar las distancias reducidas (Tabla 7).

El posicionamiento de fuentes cuando las coordenadas preplot no son factibles, se deben aplicar siguiendo las directrices en este manual y buscando siempre la preservación de los offsets cercanos, los cuales son los más susceptibles y de menor cantidad.

Podría considerarse experimentar con los “mulchers” para la preparación de líneas en algunos sectores de menor densidad de vegetación, pues minimiza el daño al medio ambiente y es más seguro para los trabajadores.

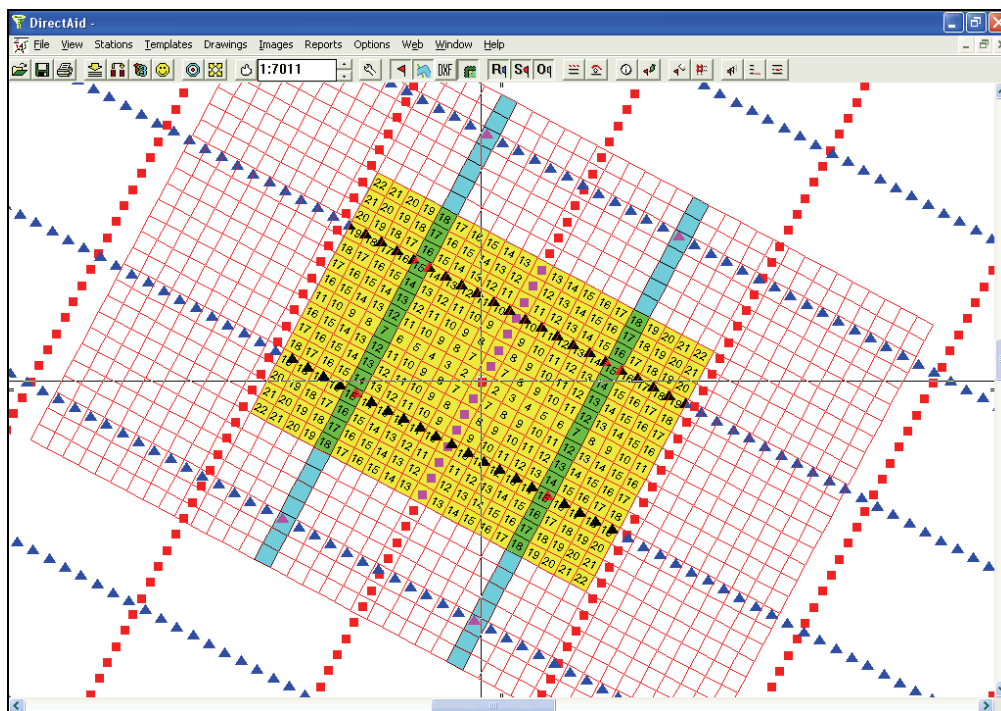


Figura 20. Diagrama de Ubicación  
Generado usando DirectAid

Estructura	Explosivos		No explosivos
	Tamaño de la carga	Distancia	Distancia
Residencia, granero o cualquier edificación con base de concreto, estructuras de irrigación, canales	<= 2 kg	32 m	50 m
	> 2 y < 4 kg	45 m	
	>= 4 y < 6 kg	55 m	
Pozos de agua, nacimientos desarrollados, pozos de observación	>= 6 y < 8 kg	64 m	
	>= 8 y < 10 kg	70 m	
	>= 10 y < 12 kg	78 m	

Tabla 7. Distancias reducidas de seguridad.

Estructura	Explosivos		No explosivos
	Tamaño de la carga	Distancia	Distancia
Residencia, granero o cualquier edificación con base de concreto, estructuras de irrigación, canales	Hasta e incluyendo 12 kg	180 m	50 m
	> 12 kg <= 20	200 m	
Pozos de agua, nacimientos desarrollados, pozos de observación	Hasta e incluyendo 12 kg	180 m	100 m
	> 12 kg <= 20	200 m	
Tuberías a alta presión	<= 2 kg	32 m	32 m
	> 2 y < 4 kg	45 m	
	>= 4 y < 6 kg	55 m	
	>= 6 y < 8 kg	64 m	
	>= 8 y < 10 kg	70 m	
	>= 10 y < 12 kg	78 m	
	>= 12 y < 20 kg	100 m	
Tuberías a baja presión: son tuberías que operan o pueden operar a una presión <= 700 Kilopascales	<= 20 kg	3 m	3 m
Canal de irrigación: de más de 4 m de ancho		10 m	10 m
Tuberías de agua enterradas: que no sean de concreto		3 m	3 m
<b>Presas:</b> dique que tiene una capacidad de almacenamiento de por lo menos 30.000 m <sup>3</sup> y con una altura de por lo menos 2.5 m		180 m	50 m
Cementerio: Distancia medida a partir del límite de la propiedad		100 m	50 m
Líneas enterradas y monumentos de topografía: líneas de teléfono y de telecomunicación		2 m	2 m
Tanques sépticos domésticos: un tanque séptico es un tanque para el depósito de aguas negras		15 m	15 m

Tabla 8. Distancias de seguridad.

### 3.4 Fuentes de energía

En Colombia se usan dos tipos de fuente de energía: impulsiva y vibratoria. A nivel mundial se utilizan varios tipos de fuentes de energía como impulsivas, vibratorias, cañones de aire, percusión, etc. las cuales se cubrirán en esta sección.

#### 3.4.1 Fuentes impulsivas.

Existe una gran variedad de productos explosivos en el mercado mundial diseñados exclusivamente para la industria sísmica (Dyno Nobel, 2008). Cada carga posee propiedades diferentes que las hacen más atractivas que otras, entre ellas se tienen la presión de detonación, la fase gaseosa, tiempo de degradación, etc.

En Colombia solo se usa sismigel, el cual se vende en cartuchos de 900 ó 1800 grs. Tanto el sismigel como los detonadores o fulminantes son suministrados por Indumil. En la Tabla 9 se pueden observar las propiedades del sismigel y en la Tabla 10 las propiedades de los detonadores.

DESCRIPCIÓN	SISMIGEL
Explosivo	Sismigel
Peso unitario aprox. (g)	450
Diámetro (cm)	5.1
Longitud (cm) 450 (g)	27
Densidad (g/cm <sup>3</sup> ) ± 0.03	1.2
Resistencia al agua	Excelente
Velocidad de detonación (m/s)	5600
Resistencia a la presión hidrostática (2 Kgf / cm <sup>2</sup> )	140

Tabla 9. Explosivos usados en el país.

TIEMPO DE INICIACIÓN PROMEDIO AL APLICAR UNA CORRIENTE DE 2 AMPERIOS	MENOR A 1 M
Resistencia a la presión hidrostática (Kg/cm <sup>2</sup> )	6.8
Diámetro Casquillo (mm)	6.3
Prueba de Esopo	10
Resistencia al impacto 2 kg/1m	No Detona
Volumen Trazul (cm <sup>3</sup> )	28
Resistencia Eléctrica del cable (Ohm/m)	0.053
Sensibilidad de la gota eléctrica	Amperaje Normal (A.N.)
Resistencia del puente (Ohm/m)	1.5
Impulso al encendido	1.5
Seguridad contra corrientes erráticas (A)	0.25

Tabla 10. Información de detonadores.

Para evitar la duplicación de las trayectorias de rayos en las señales sísmicas en 2D, las fuentes se deben colocar a la mitad de la distancia entre dos grupos de receptoras adyacentes como se muestra en la Figura 1 y Figura 2.

Se propone que todas las cargas usen detonadores dobles. En cada pozo se debe medir la continuidad eléctrica, tanto en la superficie como después de haber sido tacado y tapado, con un galvanómetro aprobado. Cuando la continuidad falla después de haber sido tacado y tapado, se selecciona otro sitio para perforar a una distancia segura, y se vuelve a cargar el pozo. La carga muerta debe ser debidamente anotada según las regulaciones locales y se debe alertar al interventor.

Se deben registrar en trazas auxiliares los time break del radio y de confirmación para todos los puntos fuentes. En configuraciones de un solo pozo por estaca, también se debe registrar en las trazas auxiliares el tiempo de pozo utilizando un geófono que se coloca aproximadamente a un metro de la boca del pozo.

Para evitar la formación no homogénea de la onda compresional se deben comprimir los patrones de fuentes cuando los cambios de elevaciones del terreno sean significativos. El máximo cambio de elevación entre pozos de un mismo punto fuente es 3 m, (Sección 3.3.4).

Cada vez que un punto fuente tenga un offset con respecto a la posición levantada, el observador deberá hacer las anotaciones correspondientes en su registro. Sólo el personal debidamente capacitado y certificado debe manejar los explosivos.

#### **3.4.1.1 *Diseño de pruebas para la profundidad de los pozos.***

Si se trabaja en un área nueva en donde no existe información sísmica anterior, entonces se procede a realizar pruebas para la profundidad de los pozos y el tamaño de la carga, las cuales se realizan al inicio de la sísmica.

Por lo general se seleccionan 2-3 áreas diferentes a lo largo de la línea 2D o del levantamiento 3D. En cada área se diseña una agrupación de cargas en donde se van a estudiar los tamaños de la carga, las profundidades del pozo y tipo de explosivo o número de pozos para el patrón de fuentes, formando configuraciones de X gr por Y m por Z tipo/patrón. Cada una de estas configuraciones se repite 3 veces y han de estar separadas entre sí unos 5 m, de modo que cuando se active una carga no se genere una detonación simpatética de las otras que la rodean, pero lo suficientemente cerca como para que todas estén en un área con las mismas propiedades del terreno. Finalmente, se comparan los resultados sólo después del procesado.

Es imperativo repetir cada configuración de pozo (tamaño de la carga, profundidad del pozo, tipo de explosivo) dentro de la agrupación por lo menos tres veces para poder comparar los resultados. Si no se hacen repeticiones no se sabrá con certeza si las diferencias que se observan se deben a la configuración del pozo o al acoplamiento de la carga con el medio que la rodea. El propósito de hacer repeticiones es el de tener varias muestras y obtener una respuesta más estable desde el punto de vista estadístico. Luego se compara el mejor resultado de la configuración A con el mejor resultado de la configuración B y así sucesivamente.



También es importante hacer las comparaciones después de haber aplicado un procesamiento básico a los registros de campo: ganancia, NMO, estáticas, filtros y deconvolución; siendo la deconvolución el proceso más importantes porque va a permitir ver las máximas frecuencias que se pueden recuperar.

Cuando se comparan tipos de explosivos con configuraciones de profundidades y tamaños de carga diferentes, se busca un registro que en el reflector de interés sea continuo, claro, coherente y con una buena relación señal/ruido.

Otro tipo de prueba que también se realiza es el de registrar una línea 2D completa con 2-3 configuraciones de tamaños de cargas y profundidades, tipo A, B, C. Luego se alternan las cargas A, B y C a lo largo de la línea 2D. Se registran y procesan los datos. Se generan 4 secciones sísmicas: una con todas las cargas (3 veces el fold) y las otras 3 usando solamente el tipo de carga A, B o C correspondiente. Se comparan los resultados y se selecciona la que genere la mejor calidad de imagen.

### ***3.4.1.2 Relación de la profundidad de los pozos con la geología.***

Tres eventos distintos ocurren cuando se detona un explosivo. El primero es el evento “térmico”. Este es un evento de radiación y se propaga a la velocidad de la luz. El segundo es el “Brisance” (palabra francesa que significa rompimiento) en donde se crean micro-fracturas en los materiales que rodean a la carga. El último evento es el “gaseoso” y se produce por los gases que se expanden durante la combustión del explosivo. Este evento se propaga a la velocidad del sonido en el aire (alrededor de 330 m/s).

De estos tres eventos, sólo la expansión del gas tiene la capacidad de mover físicamente y de desplazar cantidades significativas de material y es uno de los componentes principales en un pozo soplado (Figura 21). Los pozos soplados ocurren por lo general cuando condiciones pobres en la parte profunda del pozo permiten que se forme una cámara de gas la cual enfoca la presión de los gases que se expanden.



Figura 21. Expansión de gases  
Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

El fenómeno de Brisance es de gran importancia para la sismica (Figura 22). La onda compresional no se genera inmediatamente cuando se activa el explosivo. Durante el Brisance se produce una zona alrededor de la carga en donde el comportamiento de los materiales no sigue las leyes de la fisica elástica lineal. Se forma una zona inelástica y otra anelástica alrededor de la carga. En la zona anelástica se genera la micro-fracturación de las rocas y se produce una deformación del material pero es reversible hasta cierto punto. La onda compresional se forma más allá del radio anaelástico.

El radio anaelástico para una carga varía proporcionalmente en función del tamaño de la carga. La cantidad relativa de energía que se transfiere del explosivo y se convierte en una onda compresional se llama acoplamiento y está determinada por los procesos que ocurren en la zona anaelástica. Dicha transferencia de energía va a depender del material adyacente a la carga.

Independientemente de la profundidad del pozo y del tamaño de la carga, el objetivo de la perforación es que la carga esté bien acoplada con el material que la rodea. Cuando se logra el acoplamiento completo de la carga con un material competente, se genera la onda compresional cuando se activa el explosivo, lo cual no ocurre cuando se coloca la carga en materiales menos competentes como las arenas no consolidadas o gravas.

En la Figura 23 se observan dos tamaños de carga diferentes. La imagen de la izquierda representa una carga grande que requiere de un radio anelástico mayor para la formación de la onda compresional. Si el material competente (gris oscuro) no está contenido completamente adentro de este radio, no se generará una onda compresional máxima. En la imagen de la derecha se observa que para una carga pequeña este radio anelástico es más pequeño y se genera la onda compresional máxima completamente dentro de este material competente.

Con cargas pequeñas es estadísticamente más probable que se consiga un buen acoplamiento en zonas en donde la tierra es no homogénea, es decir, en donde existen capas de materiales de diferentes propiedades físicas (Figura 24 Derecha). Esta es una de las razones por las cuales se puede obtener mejor acoplamiento y ancho de banda cuando se usan patrones de pozos (distribuyendo varias cargas pequeñas en diferentes ambientes) en lugar de usar una carga grande. Sin embargo, no hay garantía de que una carga pequeña genere frecuencias más altas.

En la Figura 24 (Izquierda) se observa un material competente y homogéneo. En cualquier sitio de este material se logrará un buen acoplamiento. El contenido de frecuencias recuperables entre una carga pequeña y una grande en esta área va a ser casi imposible de diferenciar.

Algunas veces se consigue un material competente cerca de la superficie y esto es todo lo que se necesita para la formación de la onda compresional; en estos casos se emplean cargas más pequeñas y se perforan pozos más someros.

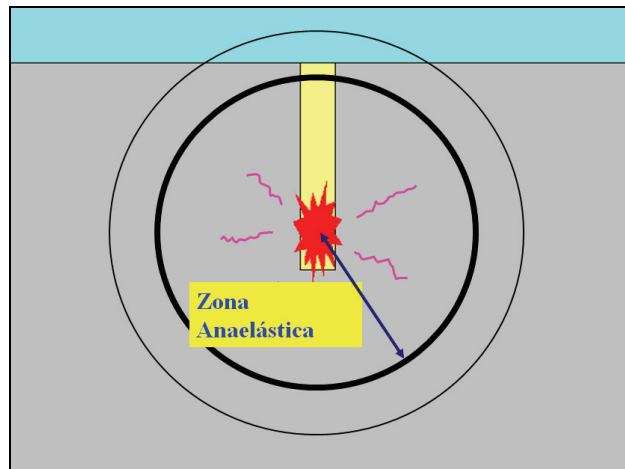


Figura 22. Brisance – Microfracturación y Zona Anelástica  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

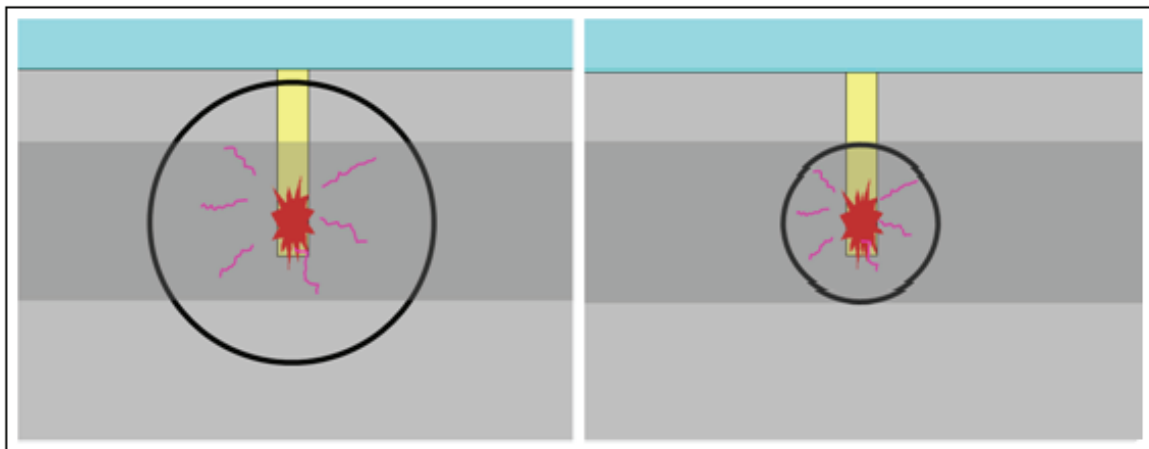


Figura 23. Carga Grande (Izquierda) y Pequeña (Derecha)  
Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

En ocasiones, el uso de cargas múltiples pequeñas puede generar más frecuencias altas comparado con una sola carga grande. Esto se hace económico con el uso de pozos someros. Sin embargo, la mejora depende del acoplamiento disponible. La condición más importante es colocar cargas (cualquiera sea el tamaño) en materiales competentes. En el ejemplo de la (Figura 25), la figura de arriba muestra un caso en el que el patrón de fuentes puede deteriorar la calidad de los datos por estar en un material competente. En la de abajo, cuando se obtiene un buen acoplamiento, el patrón de fuentes puede generar frecuencias más altas.

Se recomienda estudiar la geología de la superficie para tener una idea de qué tanto puede variar esa capa. En áreas en donde se obtiene buen acoplamiento, generalmente se obtienen datos de buena calidad, pero si la superficie varía, también variará la calidad de los datos.

Con respecto a la geología de la superficie, si se está perforando en zonas aluviales o en rocas muy duras (zonas volcánicas por ejemplo), entonces la perforación puede ser muy difícil y demorada afectando grandemente a la producción. En estos casos, la formación de patrones de fuentes es indispensable utilizando pozos someros (menor esfuerzo de perforación) y también tamaños de carga pequeños.

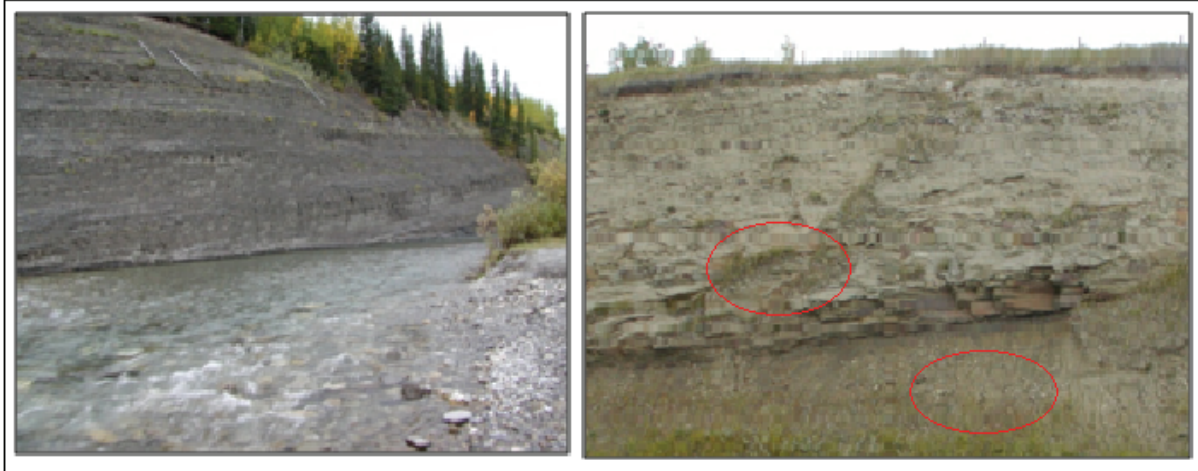


Figura 24. Materiales Consolidados versus No Consolidados  
Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

En la Figura 26 se puede observar la diferencia en el contenido de frecuencias de 4 registros generados al activar 4 tamaños de carga. Estas 4 cargas fueron colocadas a una misma profundidad y se usó el mismo tipo de explosivo. La operadora estaba interesada en reflexiones de areniscas por encima del Devoniano a una profundidad de 240 m. Aún cuando en las reflexiones someras se ve un mayor contenido de frecuencias altas usando 1 gr de carga, al nivel de Devoniano las amplitudes se ven comprometidas; también se observa que a mayor tamaño de carga, menor es el contenido de las frecuencias recuperadas en esta área pantanosa. En este caso se decidió emplear una carga de 18 gr (entre 1 y 50 gr) para la producción (Pullin et al., 1987).

El tamaño de la carga a usar va a depender de la profundidad de la zona de interés, de los offsets lejanos que se quieran utilizar, de las máximas frecuencias altas a recuperar, de la complejidad de la geología, del tipo de play (estructural o estratigráfico), del tipo de rocas en la superficie, etc. Si se trabaja en una zona montañosa y estructuralmente compleja, es normal utilizar tamaños de cargas que varían entre 4 y 10 Kg. En los llanos se usan entre 900 gr y 1.8 Kg, y si las zonas de interés son muy someras, se usa un mínimo de 450 gr. (porque es la carga más pequeña disponible en el país).

Existen 4 mecanismos de pérdida de energía que afectan a las ondas elásticas. Estos mecanismos son pérdidas por transmisión, modo de conversión, divergencia esférica y la absorción. Es necesario asegurarse de que se use el tamaño de carga suficiente para obtener reflexiones de las zonas de interés más profundas y para compensar por estas pérdidas.

En conclusión, se necesita un tamaño de la carga que sea lo suficientemente pequeño para recuperar las frecuencias altas y tener un buen acoplamiento. Al mismo tiempo, la carga debe ser lo suficientemente grande para tener una penetración de la energía hasta la zona de interés más profunda y ser capaces de utilizar los offsets lejanos.

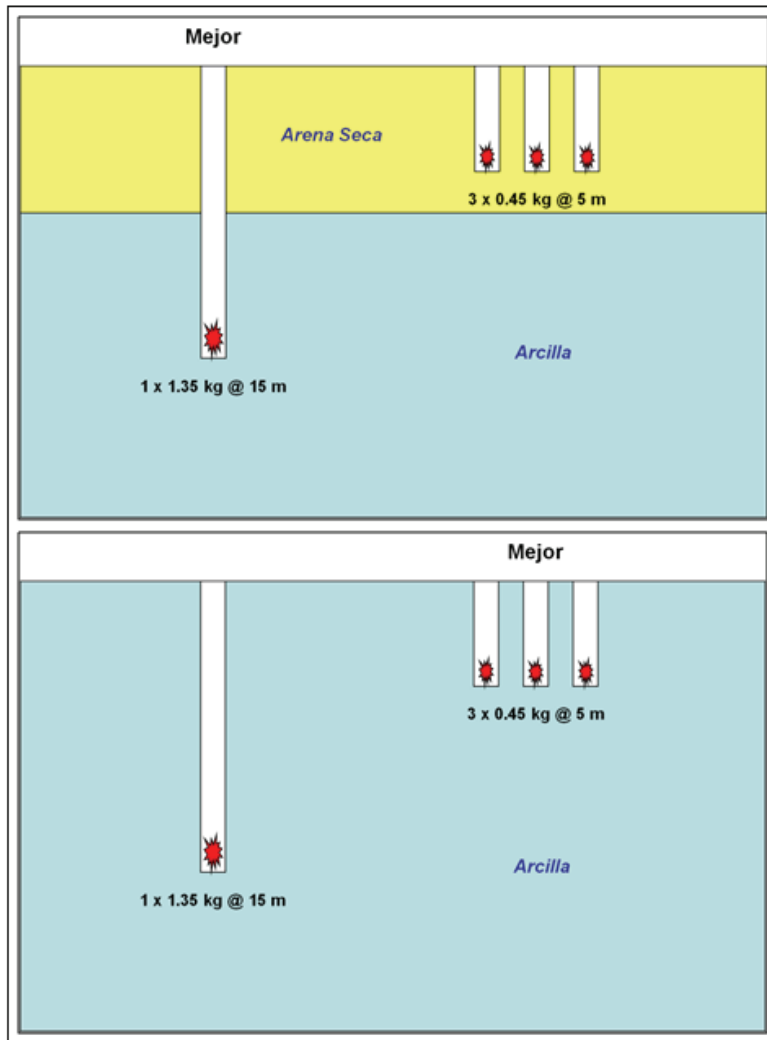


Figura 25. Patrones de fuentes versus cargas unitarias  
 Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

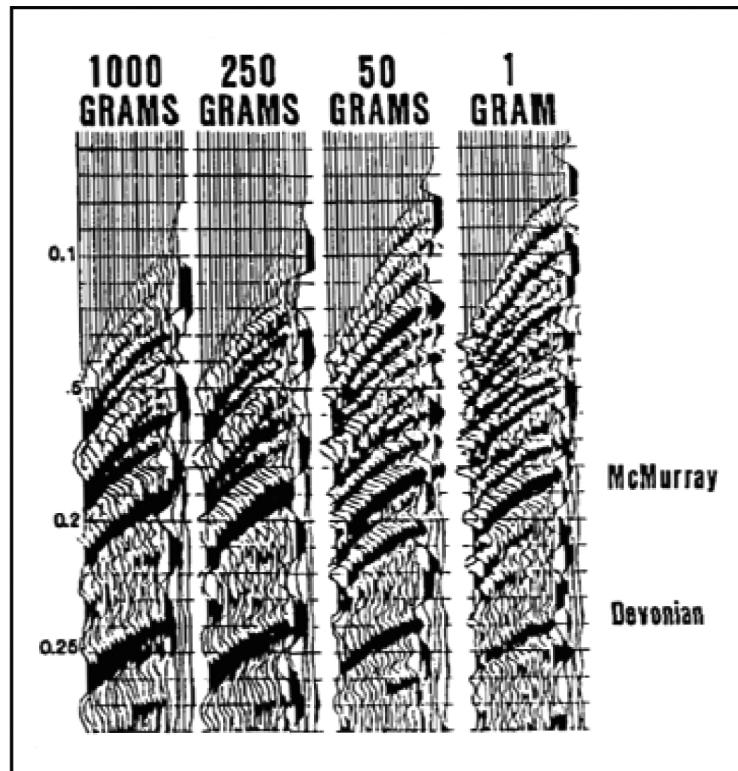


Figura 26. Ejemplo de Diferentes Tamaños de Carga

Tomado de: <http://segdl.org/getpdf/servlet/GetPDFServlet?filetype=pdf&id=LEEDFF000006000012000010000001&idtype=cvips>

### **3.4.1.3 Manejos de los ripsos de perforación.**

Los ripsos de perforación generalmente se utilizan en el tacado del pozo una vez ha sido cargado.

### **3.4.1.4 Utilización de equipos y métodos de perforación.**

Se disponen de taladros hidráulicos, neumáticos, portátiles o en tractor. Una vez se seleccionan los equipos de trabajo, el departamento de Seguridad Industrial e interventoría de HSE hacen la supervisión y aprobación de los equipos.

Para la perforación con equipos neumáticos e hidráulicos se selecciona por anticipado la posición del compresor en un sitio debidamente nivelado siguiendo las normativas de seguridad y medio ambiente. Se realiza un chequeo y se enciende, luego se procede con el regado de mangueras hasta el sitio de perforación y se aseguran con cuerdas las conexiones. Después se procede a la perforación de los pozos según los parámetros de diseño.

El carga pozo espera que el personal de taladro se retire para empezar a manipular el material, mide con las varas que la profundidad del pozo sea la requerida. Arma o enrosca los tubos, después refuerza las uniones con cinta y amarra todos los tubos con cabuya para darle una mayor resistencia a toda la carga. Introduce la carga al pozo, quedando sostenida en la última carga a flor de tierra. Se introducen los estopines en la última carga y se enrosca cuidadosamente. Con las varas se baja la carga a la profundidad

requerida. Con el galvanómetro se verifica que la carga haya bajado en buen estado. Se le echa gravilla, tierra y los ripios de perforación, se pisa cuidadosamente cada 3 pies para lograr un excelente tacado. Se chequea nuevamente para constatar que en el tacado no se haya dañado el cable. Por último se unen los cables para que quede en corto, se enrolla el cable y se deja en la boca del pozo a unos 5cm. de profundidad, señalado con su respectiva banderola. El carga pozo se encarga de verificar la profundidad de la tapa y del chequeo de la carga antes y después de cargado el pozo.

#### **3.4.1.5 Legislación, permisos, usos y restricciones en el país.**

La contratista se encarga de comprar el sismigel en Indumil y de acatar las restricciones impuestas por las guías ambientales. Se usan dos vehículos para transportar separadamente la dinamita y los detonadores, con buena ventilación y recubrimiento interior en madera. El ejército escolta la dinamita hasta que llega al magazine en el comando y se encarga de su administración. El personal de protección industrial saca lo que se necesita fuera del batallón y regresa al final del día lo que sobra.

El interventor se asegura de que se sigan los procedimientos. La contratista es responsable del inventario de dinamita. El personal calificado para el manejo de explosivos tiene una certificación otorgada por el ejército.

#### **3.4.1.6 Recomendaciones.**

Se debe realizar un estudio previo a cualquier acuífero presente en la zona del levantamiento para determinar su profundidad, calidad del agua, volumen de bombeo, etc. Cada área tendrá valores diferentes en estas pruebas y se recomienda que se perforo por encima del acuífero. La formación de patrones de fuentes con cargas pequeñas ( $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{1}{4}$  y hasta  $\frac{1}{8}$  de Kg) y pozos someros es una herramienta poderosa en estas situaciones.

Se recomienda que exista una mayor selección de tipos de explosivos y de tamaños de carga disponibles para la industria sísmica, en especial que sean biodegradables. Las cargas no detonadas se convierten en pasivos peligrosos cuando los explosivos no se degeneran. La industria colombiana está muy limitada en cuanto a la calidad, variedad, propiedades y tamaño de carga disponibles en el país.

También es recomendable formar una base de datos actualizada y pública con la ubicación de todas las tuberías del país.

### **3.4.2 Fuentes vibratorias.**

Un vibrador crea una señal acústica en la tierra al aplicar y variar una presión sobre la superficie llamada “barrido”. El barrido se genera al mover una masa de reacción relativa a la estructura de los zancos y plancha (Figura 27). Este es un sistema mecánico e hidráulico. La estructura de la plancha cubre al pistón que atraviesa la masa de reacción. El pistón divide la cámara interna de la masa de reacción en una sección superior y otra inferior. Una servo-válvula bombea un fluido hidráulico de alta presión de manera alterna entre las cámaras superior y la inferior (Figura 28 Corte Transversal).

La fuerza total que se puede introducir a la tierra es igual al área del pistón multiplicado por la presión hidráulica sobre el pistón. Sin embargo, la fuerza efectiva que se aplica es el peso de soporte de la unidad completa sobre la plancha para mantenerla acoplada.

La suma vectorial de la señal del acelerómetro de la plancha multiplicado por la masa de la plancha y la señal del acelerómetro de la masa de reacción multiplicado por la masa de la masa de reacción genera una fuerza aplicada sobre la tierra por el sistema vibrador y se le llama la señal de Fuerza de la Tierra. Esta es la señal principal usada para la retroalimentación y control de calidad de los vibradores.

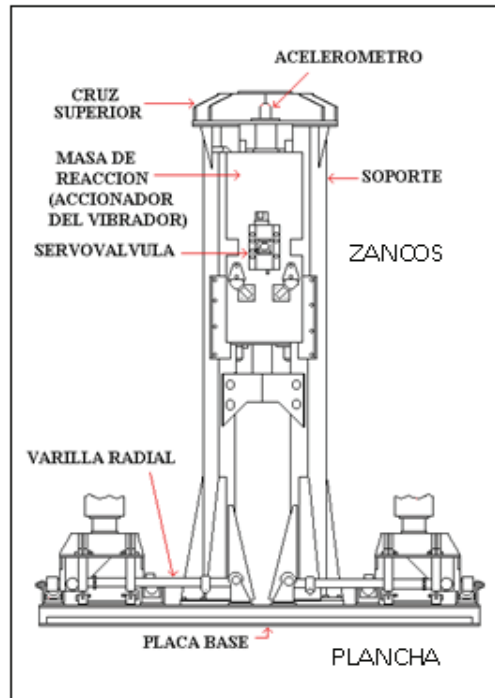


Figura 27. Diagrama Esquemático de la Estructura de la Plancha y Masa de Reacción  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

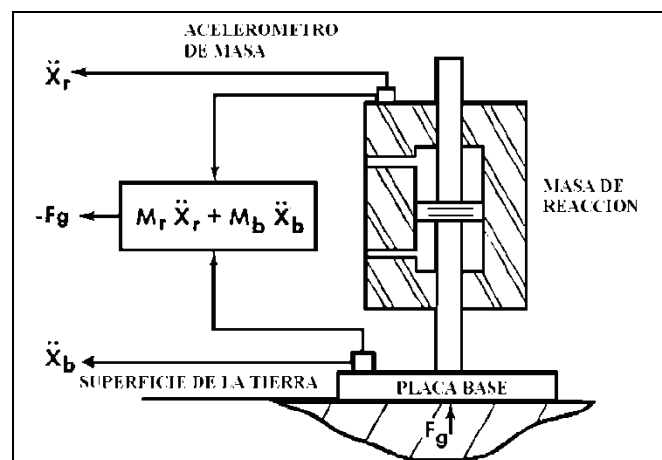


Figura 28. Señal de Fuerza de la Tierra y otra Retroalimentación  
Tomado de: la fuente de energía (Cooper, 2008b)



### 3.4.2.1 Distorsión armónica.

La señal de la fuerza de la tierra es una señal que también contiene ruido y distorsión armónica introducidos por el sistema. De la Figura 29 a la Figura 35 se observa como varía el nivel de distorsión con el nivel de potencia de la máquina. Cada figura está compuesta por 4 paneles:

- Espectro de la amplitud de la fuerza de la tierra (arriba-izquierda): este panel está en el dominio de las frecuencias y representa no solo el ancho de banda del barrido usado, sino también las distorsiones en las frecuencias más altas.
- Gráfica de la Cascada (arriba-derecha): está en el dominio F-T y muestra la amplitud de las frecuencias para cada ventana de tiempo durante el barrido. La serie a la izquierda representa el barrido fundamental y todas las demás representan a las armónicas sucesivas de orden más alto.
- Distorsión armónica total -TDK- (abajo-izquierda): representa la energía total usada en las armónicas a medida que transcurre el tiempo expresada como un porcentaje de fuerza total aplicada. Esta gráfica divide a las armónicas pares de las impares para diagnósticos de control de calidad.
- Fuerza fundamental (abajo-derecha): se usa el barrido fundamental de la gráfica de la cascada para monitorear a la fuerza fundamental a medida que transcurre el tiempo.

En estas gráficas se puede observar la rapidez con la que disminuye la distorsión cuando se disminuye también el nivel de potencia. Se busca mejorar la relación señal/ruido y esto ocurre con un nivel de potencia de 65% (Figura 32).

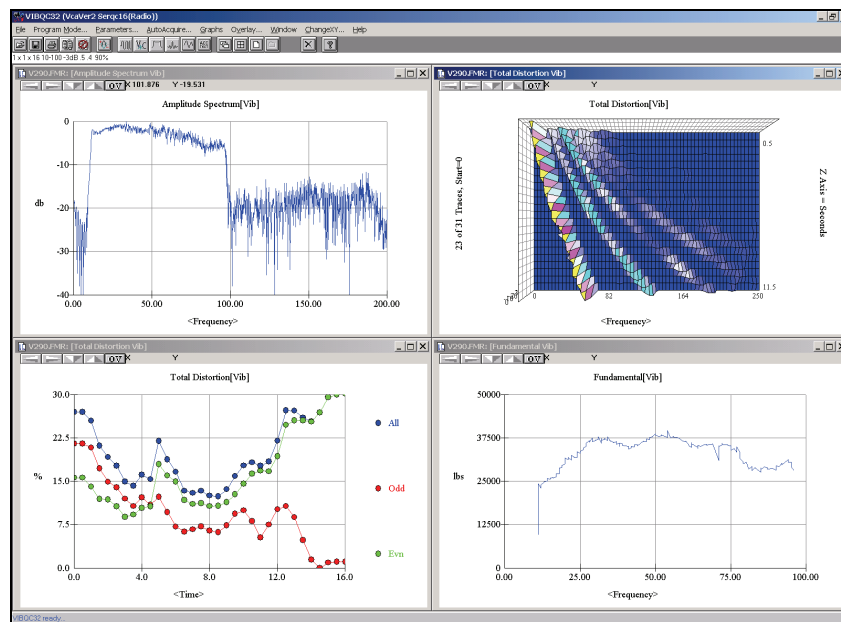


Figura 29. 10-100 Hz -3dB/Oct 90% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

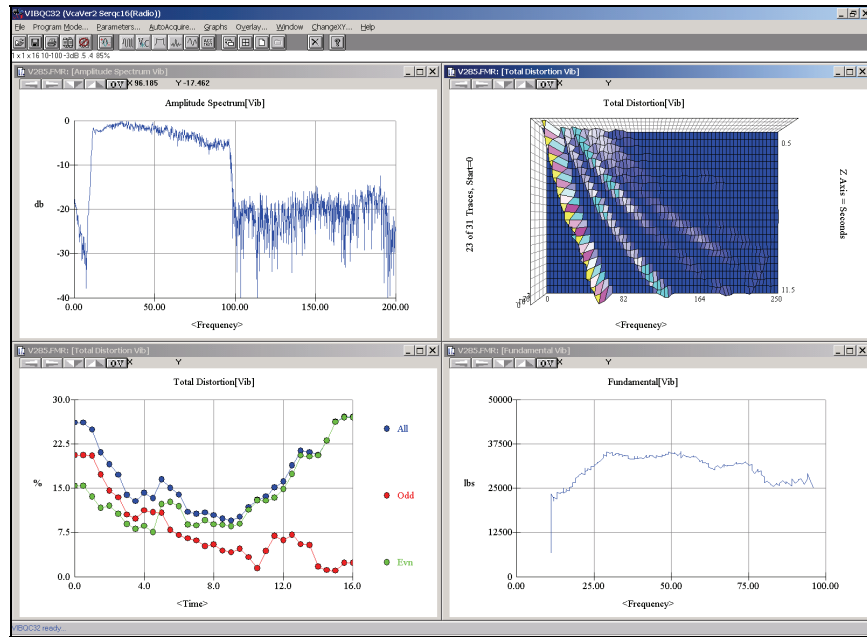


Figura 30. 10-100 Hz -3dB/Oct 85% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

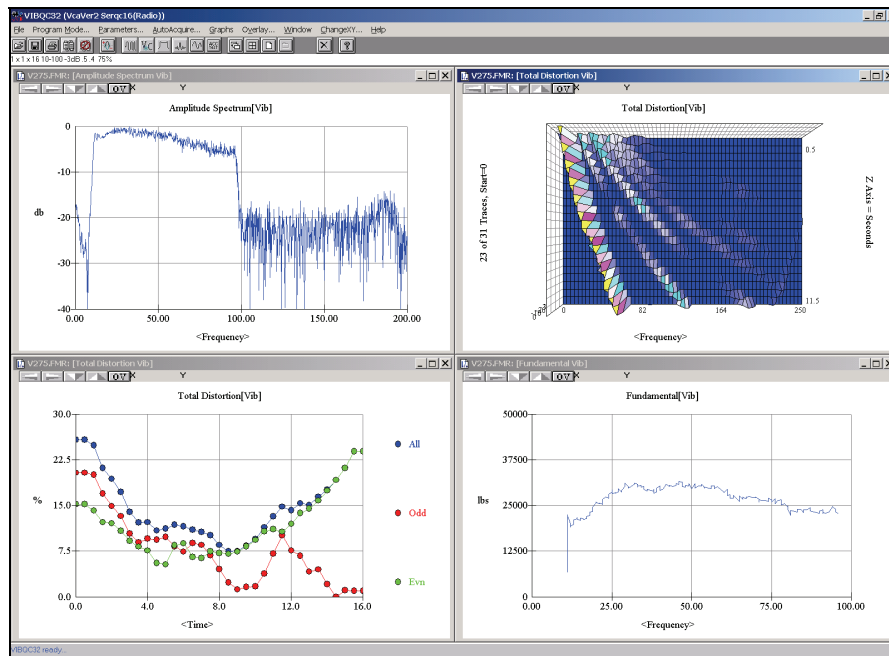


Figura 31. 10-100 Hz -3dB/Oct 75% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

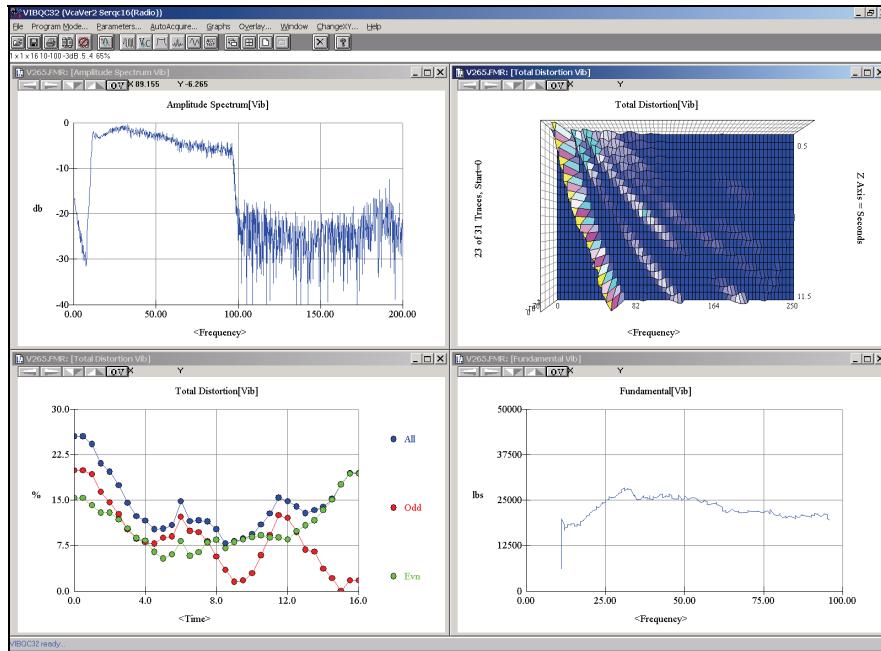


Figura 32. 10-100 Hz -3dB/Oct 65% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

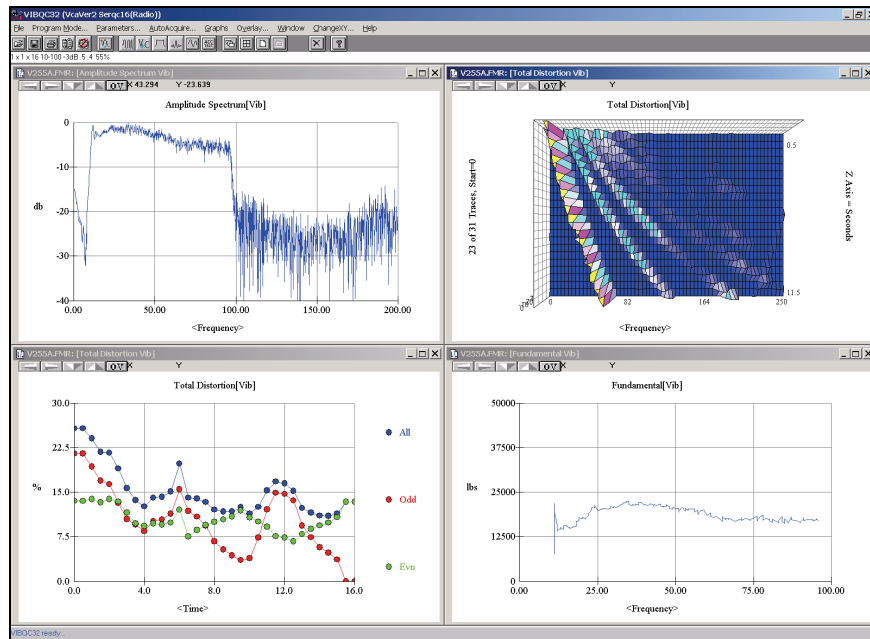


Figura 33. 10-100 Hz -3dB/Oct 55% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

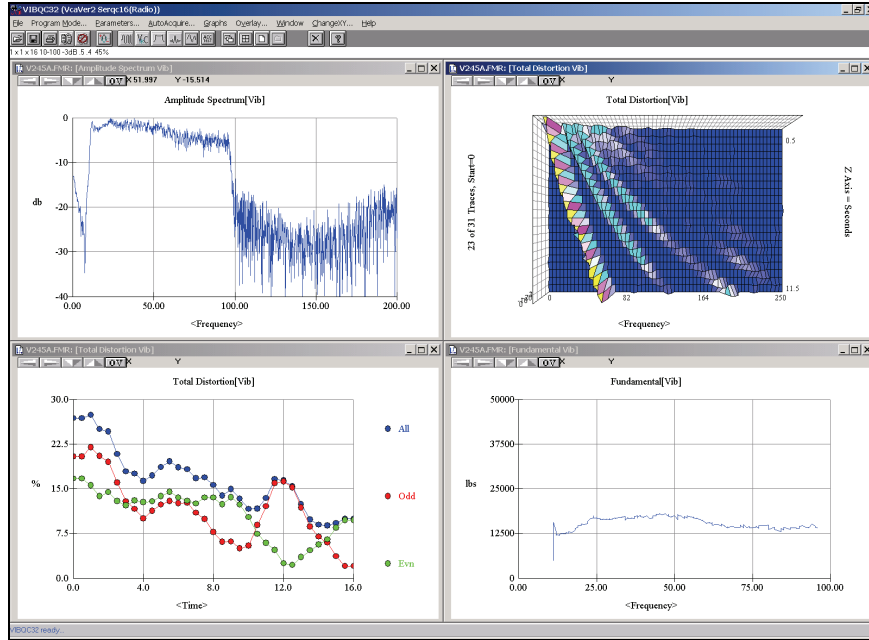


Figura 34. 10-100 Hz -3dB/Oct 45% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

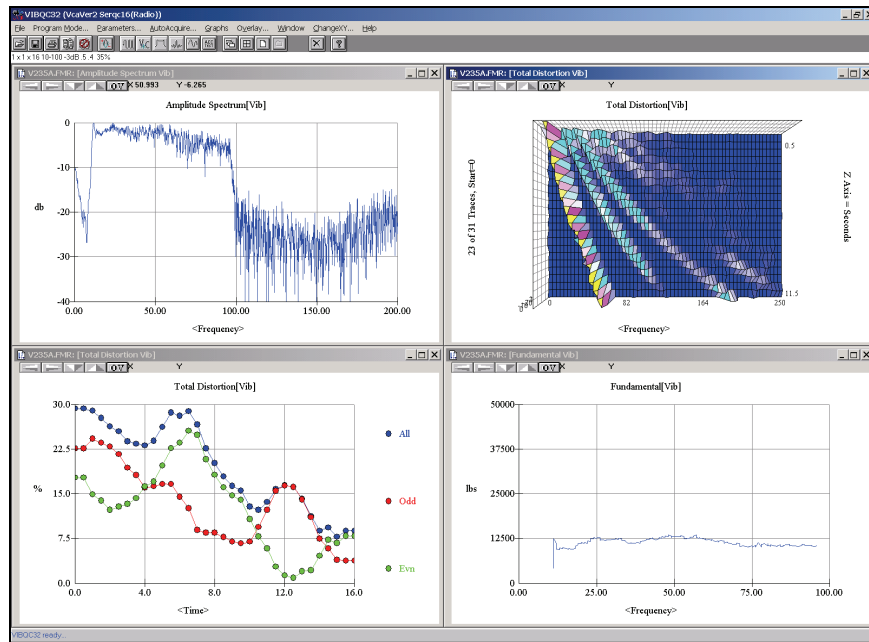


Figura 35. 10-100 Hz -3dB/Oct 35% Nivel de Potencia  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

En estas gráficas se observa que cuando el nivel de potencia es bajo, la distorsión aumenta en las frecuencias bajas. Esto se debe a la corrosión interna de la servo-válvula que se manifiesta cuando el momento de la válvula de vaivén decrece con el nivel de potencia.

Existe otro tipo de armónicas llamadas sub-armónicas pues se generan primero (frecuencias menores) que la señal fundamental (Figura 36). Cuando los vibradores operan en terrenos rugosos y/o inclinados, las columnas guías no están en posición vertical y se someten a gran esfuerzo cuando sostienen a la masa de reacción y a la estructura de la plancha en una posición para la cual no fueron diseñadas. Vibrar en esta posición introduce el efecto de la “armónica mecedora” pues la estructura completa se comienza a mecer.

Si no se resuelve este problema, se introducen artefactos después de la correlación que pueden enmascarar completamente a las señales de reflexión (Figura 37).

### 3.4.2.2 Control de Vibradores.

En una operación con vibradores hay que controlar:

- Fase y control de fuerza: se debe usar la señal de la fuerza de la tierra en cada vibrador para controlar a las amplitudes y la fijación de la fase. Todos los vibradores deben comenzar al mismo tiempo y deben copiar el barrido generado por el generador de barridos. La distorsión armónica total debe ser similar para vibradores similares trabajando en el mismo terreno.
- Move-up del vibrador y demora de plancha: se debe notificar a la brigada si los vibradores pueden moverse durante el tiempo de escucha pues existen áreas en donde se introduce ruido a la señal.

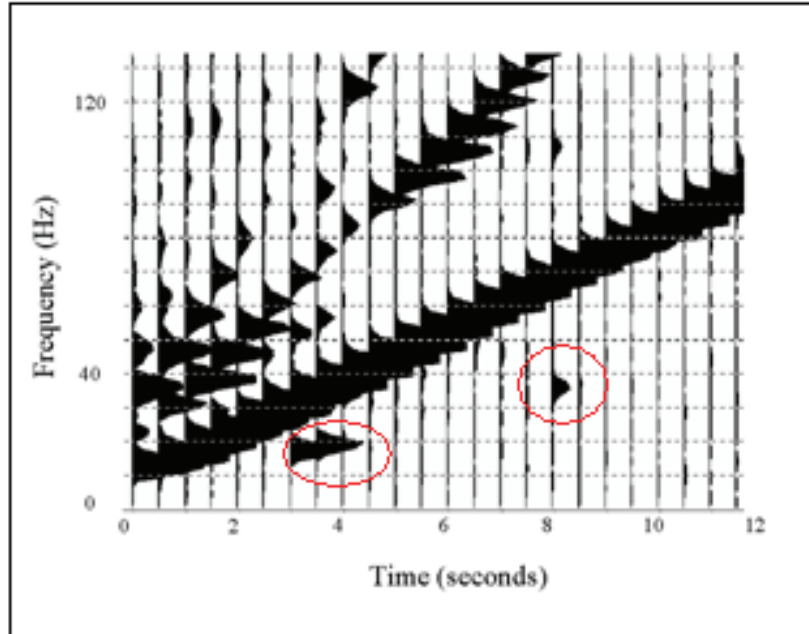


Figura 36. Armónica Mecedora  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

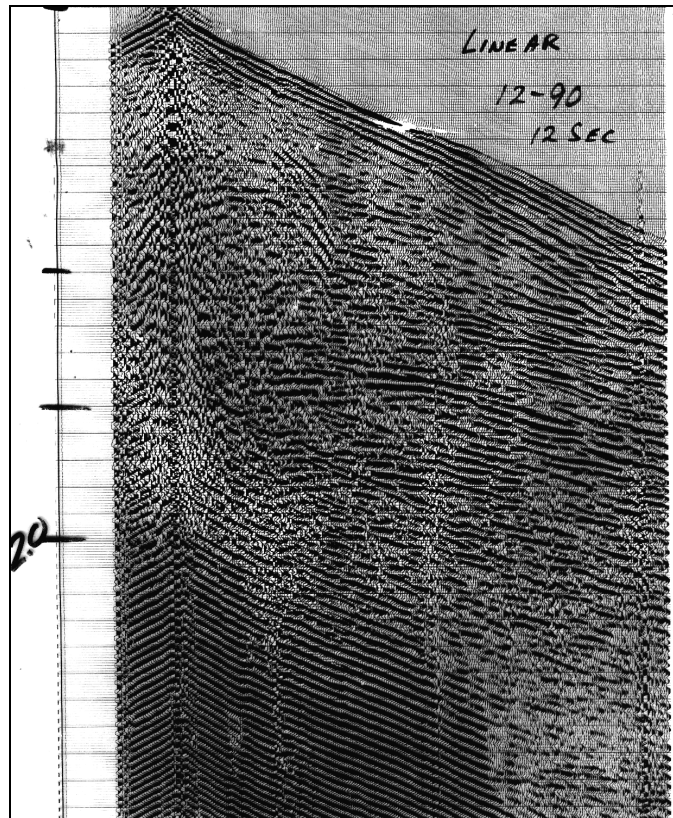


Figura 37. Artefactos de distorsión en un barrido ascendente lineal  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

- Mínimo número de vibradores: debe estar especificado en la hoja de parámetros al igual que las medidas a tomar cuando se opere con un número menor al especificado.
- Correlación en el campo: se debe especificar si a los datos se les aplicará la correlación antes o después del registro.
- Ajuste de tiempo cero: todas las unidades deben comenzar sincronizadas justo cuando reciben la señal de la Casablanca.
- Polaridad del vibrador: se debe seguir la convención de la SEG (Landrum et al., 1994). La polaridad estándar estipula que la fuerza de la tierra registrada debe estar en fase con el sistema piloto usado en la correlación. La polaridad se tiene que verificar al comienzo de las operaciones.
- Prueba de impulso de los acelerómetros: antes del comienzo del programa se debe realizar esta prueba a los acelerómetros de la masa de reacción y al de la plancha para determinar la polaridad de cada uno y el estado de las conexiones eléctricas.
- Pruebas de similaridad: las de radio se deben correr todos los días en cada vibrador antes del comienzo de la producción, cada vez que se ponga a operar un vibrador de repuesto y cuando se cambien los parámetros del barrido. Las wire-line se deben correr por lo menos al comienzo y al final del registro, al comienzo y al final de cada swath en un 3D o cada línea en un 2D, diariamente en cualquier momento que no se interrumpa la producción.

- Monitoreo de cada vibrador: se le hará un seguimiento continuo al comportamiento de cada unidad.
- Patrones: cuando la elevación de la superficie entre la primera y la última unidad sea mayor de 3m, se comprimirá el patrón de disposición de los vibradores.
- Offset de los puntos de vibración (PV): el observador hará las anotaciones correspondientes en su registro diario cada vez que se mueva un PV con respecto al PV levantado.
- Posición de la plancha: se debe evitar vibrar en terrenos inclinados para reducir la aparición de armónicas en los datos sísmicos, así como también asegurarse de que toda la plancha esté en contacto con la tierra.
- Mantenimiento: se le aplicará un programa de mantenimiento preventivo a los vibradores según las especificaciones del fabricante y se mantendrán registros adecuados.

### 3.4.3 Cañones de aire.

Los cañones de aire son fuentes de energía que se usan tanto en el agua como en la tierra. En esta sección se cubrirá el medio de agua pues los cañones de tierra se estudiarán en las fuentes de percusión. Los cañones de aire son la fuente de energía usada en sísmica marina, zonas de transición, en lagos y ríos. Dado que este manual sólo incluye el ambiente terrestre, no se cubrirán los cañones para sísmica marina, pero sí los de zonas de transición, lagos y ríos.

En la Figura 38 se observa un diagrama esquemático de un cañón de aire. A la izquierda, la válvula de vaivén es presionada hacia abajo por el aire comprimido que ha sido bombeado dentro de la recámara superior. Hay un pasaje adentro de la válvula de vaivén la cual le permite al aire comprimido entrar también a la recámara inferior. Puesto que la brida es más grande arriba que en la parte de abajo, el aire comprimido en la recámara de arriba ejerce más fuerza sobre la válvula de vaivén y la mantiene ajustada sobre la recámara inferior. Cuando el solenoide es activado (en la parte de arriba de la pistola, lado izquierdo), permite que el aire pase a través de orificios en la pared de la recámara de arriba a la parte de abajo de la brida superior. Esto iguala la presión en la brida superior. Ahora la presión en la brida inferior excede a la de la brida superior y la válvula de vaivén es desplazada hacia arriba (diagrama derecho). Todo el aire comprimido en la recámara inferior es liberado y éste escapa a través de los orificios en la recámara del medio.

La potencia y nitidez de esta fuente impulsiva se determina por la rapidez con la que el volumen de aire comprimido de la recámara inferior se escapa a través de los orificios. Para generar una onda compresional con suficiente penetración, se usan varios cañones de aire simultáneamente formando un patrón y se deben sincronizar los tiempos de inicio (time break) de los cañones.

Para crear una onda compresional, la burbuja se tiene que formar completa y rápidamente antes de que llegue a la superficie. Por lo tanto, es necesario saber a qué profundidad se colocarán los cañones. El diámetro de la burbuja varía en función del tamaño del cañón de aire y de la profundidad a la que se coloque. En la Figura 39 se puede ver que mientras más grande sea el cañón, más grande será el diámetro; mientras más profundo esté el cañón, más pequeño será el diámetro debido a la presión de la columna de agua sobre éste.

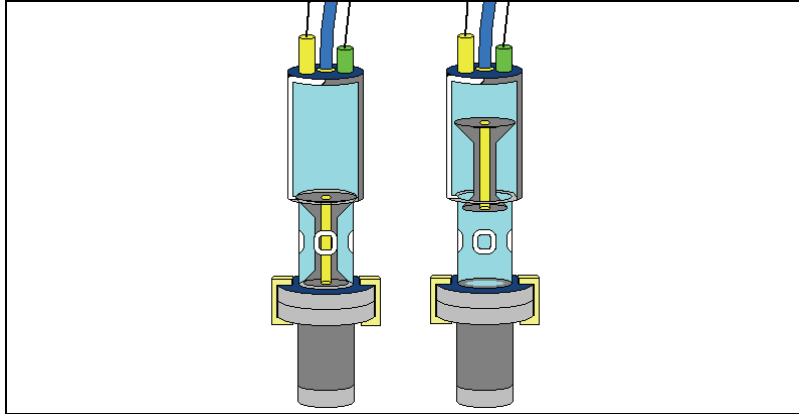


Figura 38. Estructura y Operación de un Cañón de Aire  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

En la Figura 40 se muestra el peso del volumen de agua desplazado versus la profundidad del agua. Como en el caso anterior, mientras más grande sea el cañón de aire, más volumen de agua se desplaza y mientras más profundo esté el cañón, menor será el volumen de agua desplazada.

Desde el punto de vista del daño a la fauna, esta fuente de energía es muy benigna. Los peces son animales que por naturaleza huyen cuando escuchan ruidos ajenos a su medio. Cuando se activan los cañones y se generan las burbujas, la única manera de causar daño es si el pez está nadando al lado del cañón y es golpeado por la burbuja. Si el pez se encuentra a unos dos m de separación, sentirá la onda compresional pero la vejiga natatoria no sufrirá daño.

#### 3.4.4 Fuentes de energía de percusión.

Existen diferentes máquinas que entran dentro de esta categoría. Se estudiará el cañón de aire BOLT, disparador P, AWD-1180 y el Explorer 860.

El cañón de aire BOLT es un aparato grande en forma de campana que se presiona contra la tierra usando el peso del camión aplicado a través de brazos hidráulicos (Figura 41). La campana descansa sobre un platón de acero y el peso del camión acopla la unidad contra el suelo.

Un diafragma de teflón se estira en el fondo de la campana y el interior se llena con una salmuera (agua salada). Un cañón de aire normal con válvula de vaivén se monta dentro de la campana. Cuando el cañón se dispara, la burbuja de aire en expansión causa que el diafragma de teflón se expanda y golpee el platón. Esto crea una ondícula, estable y fuente de alta frecuencia. Desafortunadamente, la señal es muy débil y requiere de una atención constante para sincronizar múltiples máquinas.



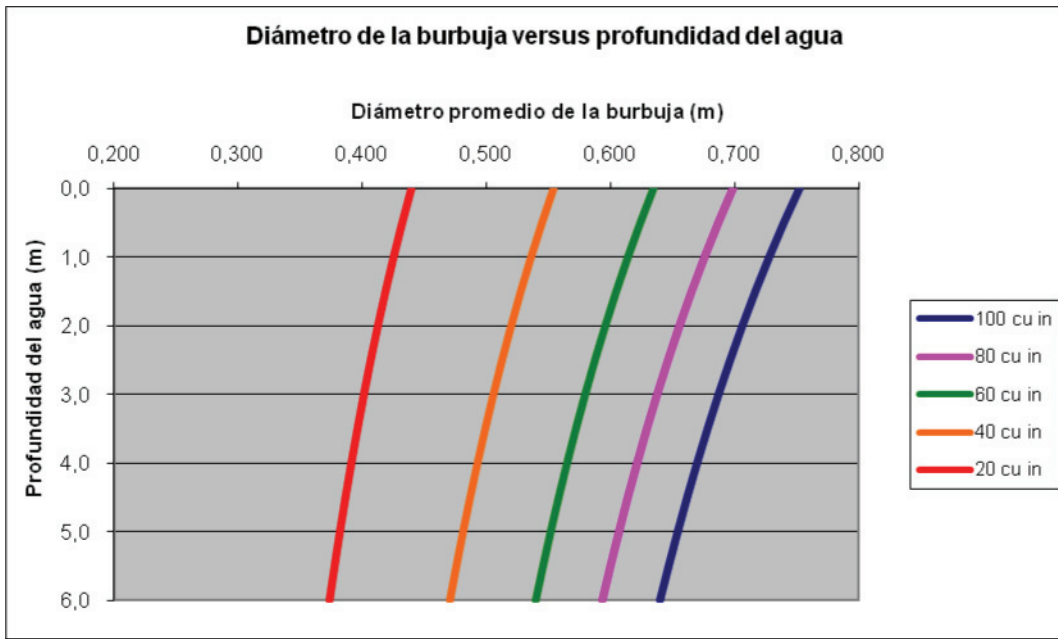


Figura 39. Diámetro de la Burbuja versus Profundidad del Agua  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

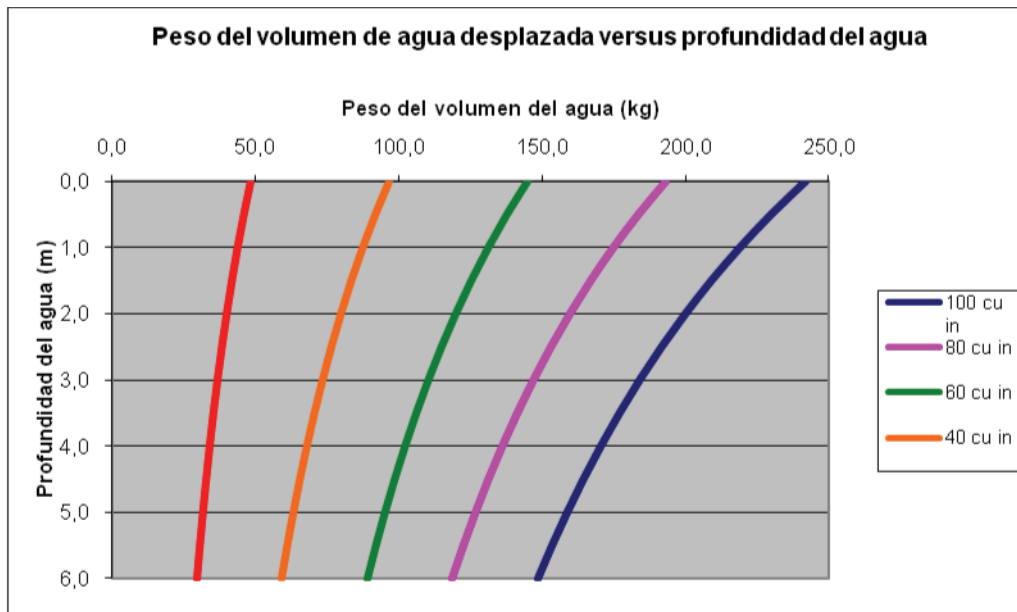


Figura 40. Peso del Volumen de Agua Desplazado versus Profundidad del Agua  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

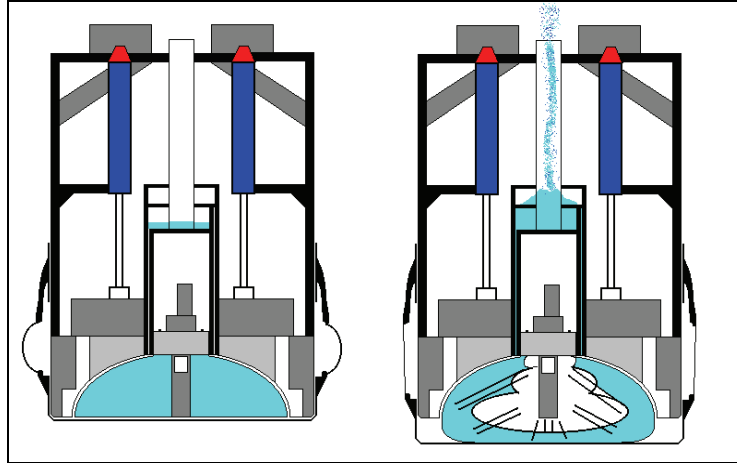


Figura 41. Cañón de Aire BOLT  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

El disparador es una variación de una fuente de percusión. Se eleva un peso contenido dentro de un cilindro y se deja caer sobre un "yunque" el cual está presionado contra el suelo hidráulicamente. La caída del peso es acelerada por resortes que son estirados a medida que un gúinche presiona al resorte hasta el tope del cilindro. Esta fuente de energía es muy débil e imposible de sincronizar cuando se usan varias al mismo tiempo.



Figura 42. Disparador P  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

El AWD-1180 es otra fuente de energía de percusión en donde un acumulador de nitrógeno dispara un pistón de acero el cual golpea a una plancha que está en contacto con el suelo (Figura 43). Es una fuente de energía débil que no tiene mucha penetración y se recomienda sólo para reflectores someros en donde no se necesiten offsets largos. Esta fuente la promocionan por la gran densidad de puntos fuentes que puede alcanzar por día.



Figura 43. AWD-1180  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

El Explorer 860 fue diseñado por Polaris y Apache. Es una versión mucho más grande, fuerte, confiable y poderosa del AWD-1180. Usa igualmente nitrógeno comprimido para activar un peso de 2600 libras el cual golpea a una plancha que está en contacto con el suelo (Figura 44). Esta fuente puede disparar de 1500 a 2800 puntos por día lo que proporciona una relación fuente/receptora grande.



Figura 44. Explorer 860  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

### 3.4.5 Cargas superficiales.

Dadas las condiciones de la superficie, hay casos en los que no es posible perforar pozos para cargar explosivos. En estos casos se puede considerar usar bolsas Poulter (Figura 45). Estas son bolsas de dinamita de encendido bajo, las cuales pueden recubrir palos o listones enterrados en la tierra. Las bolsas deben estar elevadas alrededor de 4 pies sobre la superficie de la tierra para permitir que se desarrolle el frente de onda (onda de impacto).

Cuando se entierran cargas, alrededor de un 85% de la energía penetra a la tierra. Cuando se colocan cargas en la superficie, puesto que el frente de onda debe penetrar la superficie de la tierra y dado que por lo menos la mitad de la energía se expande hacia arriba al aire libre, sólo un 15% de la energía penetra. Por lo tanto, se necesita usar de siete a diez veces más energía que la que se necesita en el subsuelo (Figura 46).

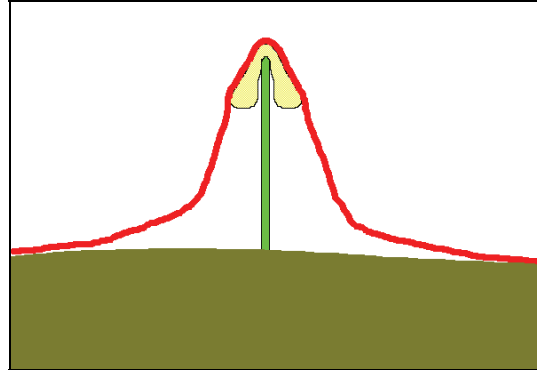


Figura 45. Bolsa Poulter  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

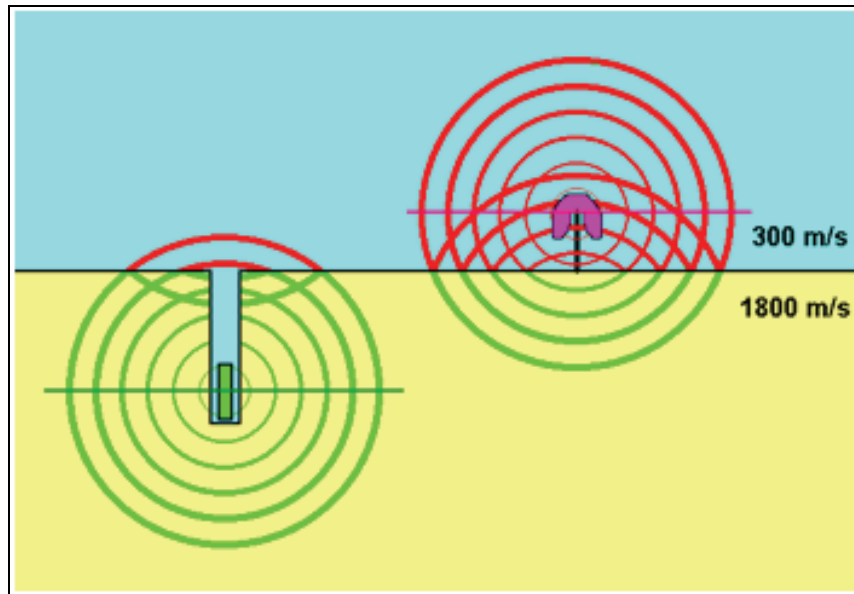


Figura 46. Cargas superficiales versus enterradas  
Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008b)

Las bolsas “Poulter” se colocan formando un patrón en la superficie (Figura 47). Se utilizan dos bolsas de 5 lb por cada punto con la excepción de los extremos en donde se colocan bolsas individuales y los detonadores. Esto ayuda a enfocar la energía del arreglo y también permite la detonación de primacord desde ambas direcciones.

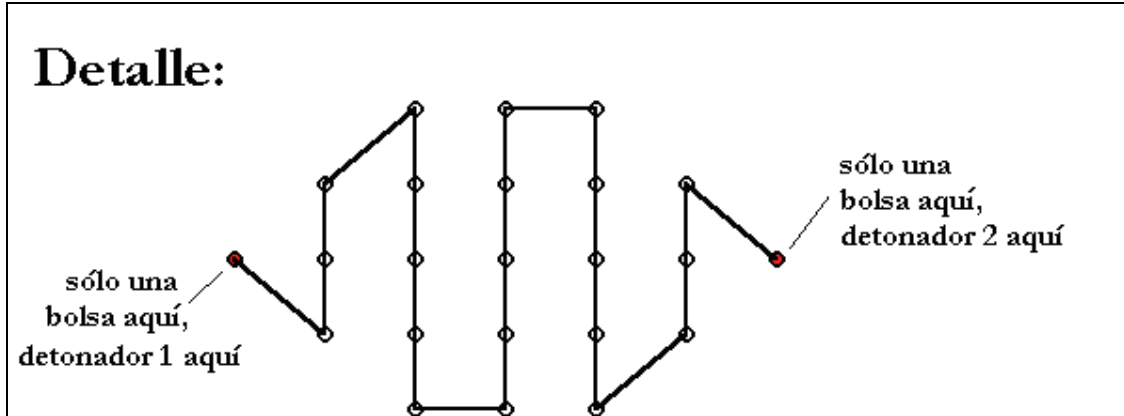


Figura 47. Patrón típico de fuente "Poulter"  
 Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

Otro tipo de carga superficial son las cargas enfocadas (Figura 48). Con estas cargas se enfoca la energía dentro de la tierra evitándose el problema de la energía perdida en el aire libre.

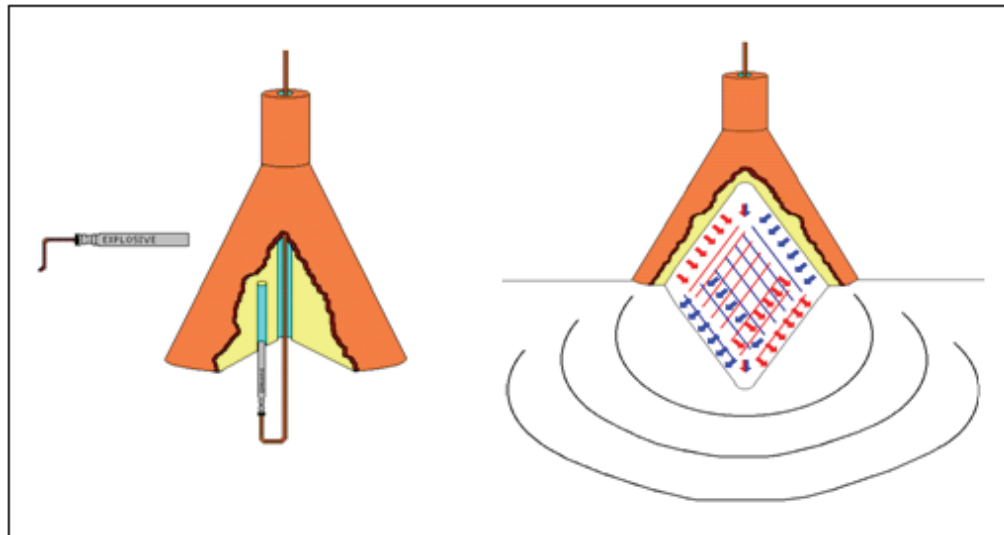


Figura 48. Carga Enfocada C-30  
 Tomado de: Energy Source (Cooper, 2008b)

### 3.5 Registro

#### 3.5.1 Métodos de registro favorables a la topografía colombiana

Colombia tiene una topografía muy variable. Desde el punto de vista del registro de los datos y del rieque de los equipos, las zonas montañosas, rugosas, quebradas, al igual que los llanos presentan sus retos. Siempre que haya cambios en la topografía se va a necesitar equipos de registro de telemetría

distribuida, los cuales permiten mantener la producción cuando se pasa de un tipo de terreno a otro (Sercel, 2008a). Afortunadamente, esto es un estándar hoy en día en los equipos que se usan en el país.

Al conectarse a una red con tecnología de multitelemetría, los datos fluyen a través de muchas rutas definidas por el operador. Los diferentes medios de comunicación telemétrica (cable, frecuencia radial, láser, fibra óptica) pueden mezclarse a lo largo de la red para proporcionar una óptima solución en el cruce de los obstáculos (Figura 49).

### 3.5.2 Clases de equipos de registro

Los sistemas de adquisición predominantes a nivel mundial son I/O System TWO, I/O System FOUR, RSR, Scorpion, FireFly y Aries II de ION; Sercel 408UL, Sercel 428XL con unidades de campo FDU y DSU de Sercel; Land-Q y Uni-Q de WesternGeco; Sigma de Seismic Source; y GSR de Oyo Geospace. Para mayor información acerca de estos equipos por favor consultar la página Web de Sercel (Sercel, 2008b), de ION (ION, 2008b), de Seismic Source (Seismic Source, 2008), y de Oyo Geospace (Oyo Geospace, 2008).

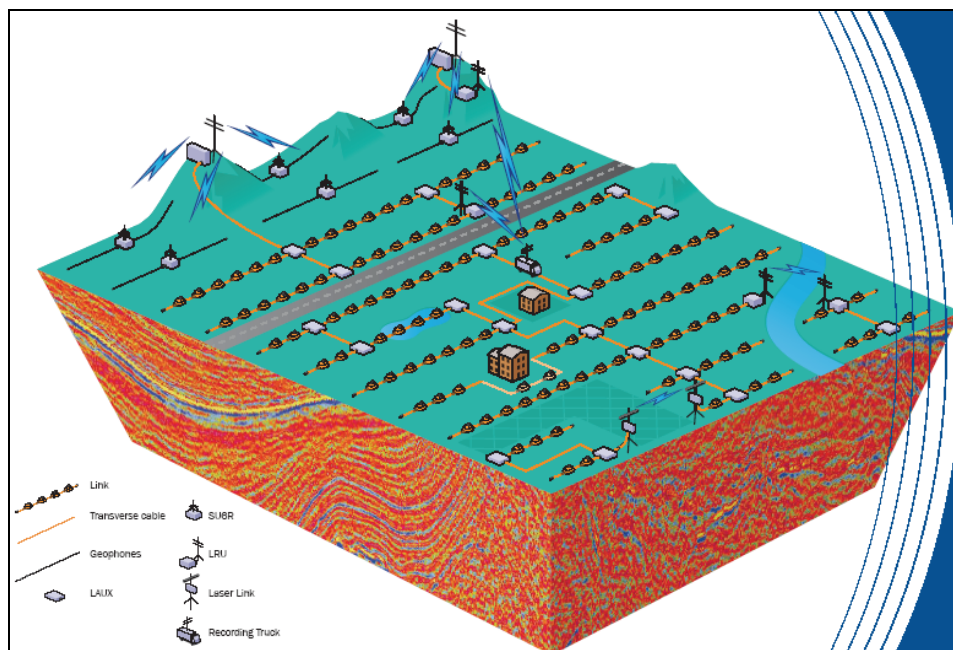


Figura 49. Red Telemétrica

Tomado de: <ftp://ftp.sercel.com/pdf/brochures/408UL.pdf>

Para levantamientos multicomponentes se cuenta con sistemas digitales Scorpion de ION y con Sercel 428XL. Los sensores Vectorseis de ION y los DSU3 de Sercel tienen en cada sensor 3 acelerómetros que captan la señal en tres direcciones ortogonales entre sí. Utilizan tecnología MEMS (Micro-machined Electro-Mechanical Sensor) que requiere poca energía y pueden operar en cualquier inclinación de la carcasa.

Varias compañías de servicios que operan en Colombia poseen estos tipos de equipos.

### 3.5.3 Especificaciones y pruebas de equipos

Para las especificaciones técnicas de los equipos por favor consultar los portales de las compañías mencionadas en la sección anterior. La tecnología cambia constantemente y para tener acceso a las últimas especificaciones se decidió proporcionar los portales correspondientes. Los sistemas de registro deben alcanzar o exceder a las especificaciones técnicas del fabricante.

Las pruebas a realizar a los equipos se pueden categorizar en:

- Pruebas de arranque: son pruebas que se le realizan a los canales, apilador, editor, memoria y unidades de cintas al comienzo de las operaciones.
- Polaridad del sistema: debe ser tal que un desplazamiento de la carcasa del geófono hacia abajo resulta en un número positivo en la cinta.
- Pruebas de instrumentos diarias: pruebas básicas que se realizan una vez al día.
- Pruebas de instrumentos mensuales: se realizan al comienzo del programa una vez al mes durante su duración.

Entre la gran variedad de pruebas a realizar a los instrumentos se tienen: pruebas de calibración para asegurarse de que todas las cajas apliquen la misma ganancia a los datos de entrada, prueba del ruido de entrada equivalente (EIN) para determinar el rango dinámico de los canales, respuesta de impulso para detectar spikes en canales o amplitudes/fases de los canales, distorsión armónica total de los instrumentos, modo de rechazo común (CMR) para discriminar entre señales de modo común y diferenciales, aislamiento cross-feed.

Las pruebas que se realizan a los geófonos son: polaridad, resistencia (para identificar grupos débiles, con corto circuitos y grupos abiertos), prueba de impulso (para determinar amplitud, fase y distorsión armónica total), relación señal/ruido (para aislar áreas ruidosas y acoplamientos pobres de los geófonos), fugas (leakage) (para indicar cables, geófonos o arneses en mal estado), continuidad, frecuencias espurias, etc. A las ristas de geófonos también se les realiza las pruebas SMT-200. Los cables deben ser probados para determinar la continuidad y posibles fugas.

### 3.5.4 Tipo, número y configuración de sensores

En esta sección se estudiará algunas de las consideraciones relacionadas con el plantado de los geófonos, número y disposición dentro del grupo.

### **3.5.4.1 *Plantado de geófonos***

El patrón de geófonos debe ser plantado centrado en la estaca. Cuando las elevaciones de la topografía son superiores a los 3 m, se debe acortar la longitud efectiva o se cambia la dirección del patrón (perpendicular a la línea).

Es muy importante remover pastos, ramas, raíces, etc., del área que rodea al geófono y que los cables no queden colgando de vegetación. En la (Figura 50) se observan varias trazas de un “noise strip” realizado un día con mucho viento en una planicie. Los primeros 500 ms corresponden al ruido observado antes de la inspección de la línea y los últimos 500 ms pertenecen a un segundo “noise strip” realizado después de haber caminado por la línea y haber limpiado las áreas que rodeaban a los geófonos de pastos, ramas, etc. En las trazas 13 y 14 no se realizó ninguna limpieza a los geófonos para calibrar los resultados. La mejoría de la relación señal/ruido fue de 40 dB.

Los geófonos se deben plantar tal que se logre siempre un buen acoplamiento con la tierra y que tenga la orientación vertical (un sólo elemento) y la orientación horizontal (3C) adecuada. Se hace un esfuerzo en el campo para que todos los geófonos 3C sigan una misma alineación, es decir, que los componentes S y H de todos los geófonos tengan la misma orientación en programas 2D. Esta condición no es obligatoria pues durante el procesamiento de los datos S y H se pueden generar hodogramas (Sección 2.9) para determinar estas orientaciones y hacer las rotaciones vectoriales correspondientes.

Se debe crear un área limpia con un radio de 30 cm alrededor de cada geófono. Esta limpieza garantizará que la respuesta del geófono permanezca relativamente tranquila aún si el viento aumenta.

Se debe optimizar el acoplamiento de los geófonos en cada posición. Evite grava o materiales no consolidados, troncos y raíces. Busque arcillas o materiales compactados. Es más importante obtener un buen acoplamiento que el mantener una separación perfecta en el patrón de receptoras. La punta del geófono debe estar completamente enterrada. El acoplamiento es proporcional a la superficie de la punta que hace contacto con el suelo.

A los geófonos de un sólo elemento se les llama comúnmente geófonos de tipo “P” porque supuestamente captan ondas P. En realidad estos geófonos también captan ondas transversales “S”. El geófono no sabe diferenciar entre las ondas P y las S, él sólo reacciona a la velocidad de las partículas que se propagan en la misma dirección del elemento que contiene.

Para reflectores profundos, el desplazamiento de las partículas es vertical cuando las ondas llegan a la superficie. El desplazamiento de las partículas es horizontal para las ondas S reflejadas y el geófono responderá menos a estas ondas. Para las ondas de la superficie que se propagan horizontalmente, ocurre lo opuesto.



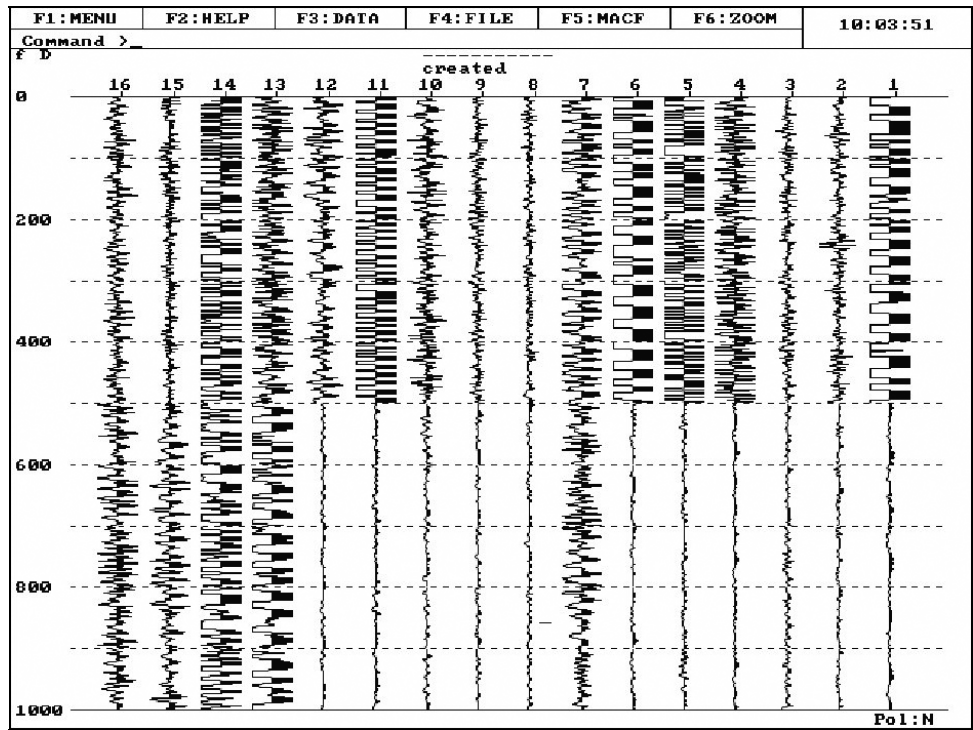


Figura 50. Efecto de una Buena Limpieza  
 Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008c)

Solamente cuando la energía entra a una interfaz con una incidencia normal, la energía que se transmite y se refleja es compresional. Sin embargo, cualquier energía de ondas P que entre a una interfaz en un ángulo diferente a los 90 grados será convertida parcialmente a ondas transversales (Figura 51). Este fenómeno se llama modo de conversión. La cantidad de conversión depende del ángulo de incidencia y de la relación de Poisson de la roca que forma la interfaz. La relación de Poisson es proporcional a la relación entre la velocidad de las ondas P y la velocidad de las ondas S ( $V_p/V_s$ ) de la capa de rocas.

El modo de conversión es una de las razones por las cuales se generan ondas transversales. El campo de ondas que regresa a la superficie es muy complejo y está formado por una gran variedad de ondas: ondas directas, ondas refractadas, ondas Head, ondas Raleigh, ondas de aire, ondas Love, reflexiones, difracciones, ondas guiadas, energía proveniente de puntos de esparcimiento, etc. Es común observar modos de conversión en las ondas que se propagan en la superficie o paralelas a la superficie y esta energía es captada con geófonos de un elemento vertical.

El rango dinámico y la sensibilidad de los geófonos se reducen cuando los plantos están 10 grados fuera del eje y es aún más significativa cuando están de 15 a 20 grados fuera de eje. Por esta razón no se recomienda enterrar a los geófonos en donde es difícil de controlar al ángulo y el acoplamiento. Se recomienda el uso de geófonos de pantano y plantadores.

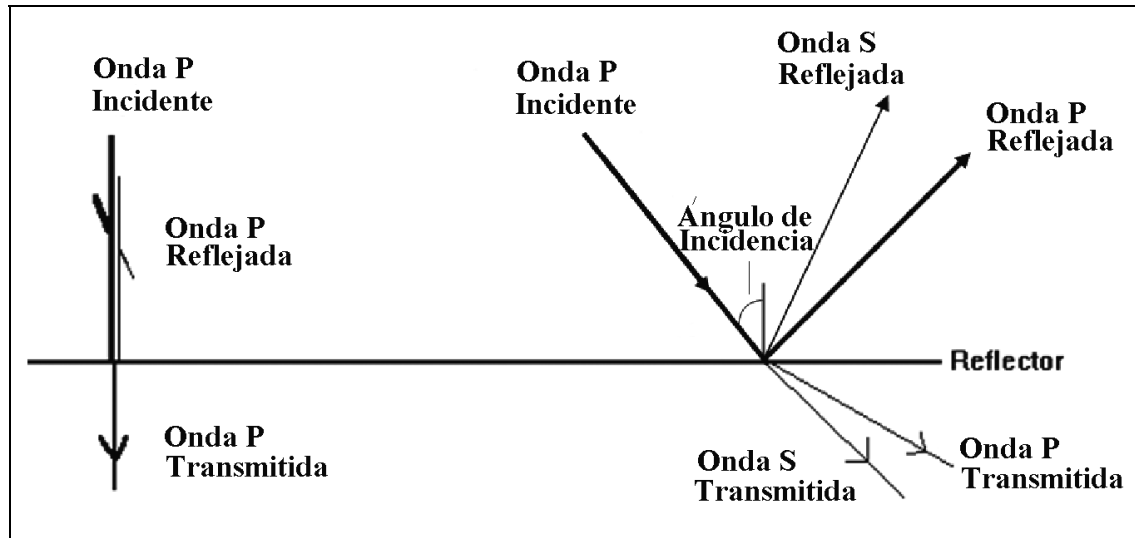


Figura 51. Modo de Conversión de la Energía

El arnés que conecta a cada geófono con el cable principal e instrumentos debe estar colocado plano en la tierra. No permita que esté suspendido de arbustos, maleza o ramas en donde será un trasmisor efectivo del ruido.

En la Figura 52 se observan 3 tipos de geófonos: de pantano (arriba-izquierda y centro) y de tierra (arriba-derecha), 3C analógico (abajo-izquierda) y dos sensores 3C digitales: DSU de Sercel (abajo-centro) y el Vectorseis de ION (abajo-derecha). Los geófonos de pantano y de tierra son sensibles a la propagación del sonido en dirección vertical. Todos los geófonos deben ser manufacturados con tecnología CT o de baja distorsión.

#### **3.5.4.2 Número de geófonos por grupo.**

El número de geófonos por grupo varía de país a país, según las costumbres y las geografías. En el desierto, en el Medio Oriente, es común usar patrones complejos de 72 geófonos por grupo. En Norte América se usan 6 y en Sur América varían desde 6 hasta 12 por grupo.

Existen ventajas teóricas para el uso de varios geófonos por grupo, entre ellas se tienen las eléctricas, las estadísticas, el principio de superposición y la atenuación de ruido coherente, y la formación de patrones. También se cubrirá la desventaja de las estáticas en grupo.

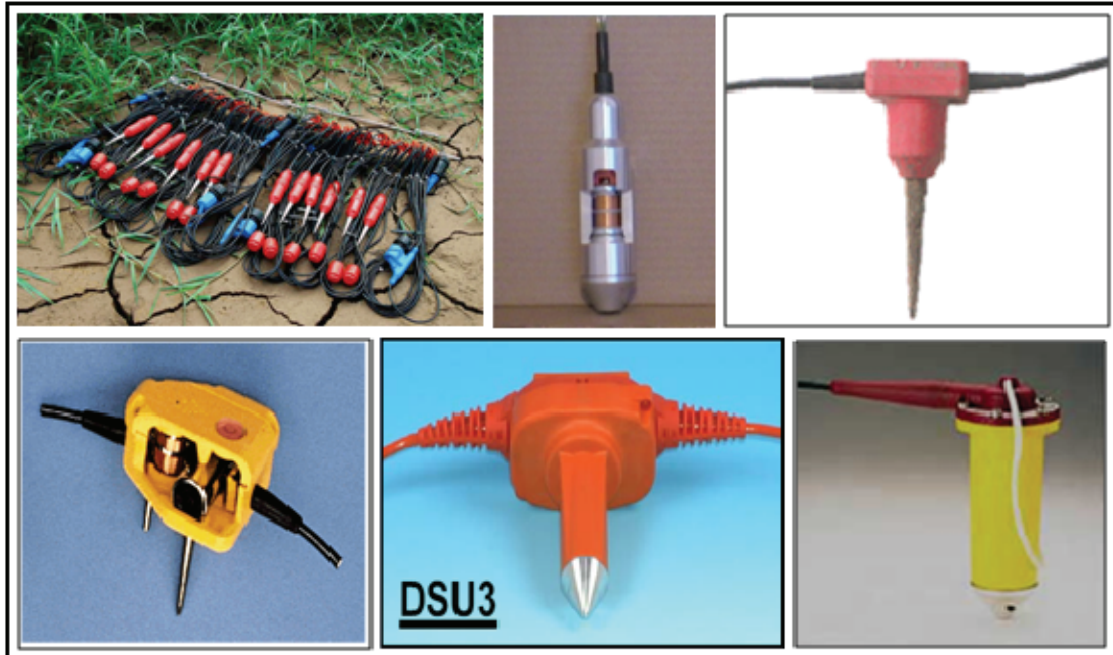


Figura 52. Tipos de Geófonos

Tomado de: La fuente de energía (Cooper, 2008c)

- Estáticas en grupo: grupos de geófonos producen una traza promedio por grupo. No se pueden hacer correcciones estáticas a los geófonos individuales o NMO antes de hacer el promedio. Es probable que en un mismo grupo hayan variaciones estáticas de 2 ó 3 milisegundos para geófonos separados por 1 ó 2 m. Es también posible encontrarse con variaciones de hasta 5 milisegundos. La Figura 53 muestra las pérdidas de amplitud debido a estáticas aleatorias de hasta 2.3 milisegundos. La curva roja representa la respuesta promedio de una ondícula Ormsby con pasa banda 10-15-100-130 Hz en donde no se introdujeron cambios estáticos. La curva azul es la respuesta de las mismas trazas con estáticas aleatorias entre 0 y 2.3 milisegundos. Se puede observar una pérdida de 1 dB en las frecuencias de 100 Hz.
- Ventajas eléctricas: la mayoría de las brigadas sísmicas ofrecen ristras de 6 geófonos configurados en dos circuitos en paralelo de tres sensores en serie por circuito. Esto crea un aumento del voltaje en lugar de la corriente. La habilidad de identificar grupos con plantas pobres es crítica para los datos de buena calidad y las operaciones eficientes. Las pruebas modernas dependen de proporcionar una señal con una función por pasos y analizar la respuesta de impulso. Grupos de 9 ó 12 geófonos son menos sensibles a estas pruebas porque 1 ó 2 plantas pobres se promedian con la respuesta del grupo completa. Se ha comprobado que las pruebas son más diagnósticas cuando se usan solamente 6 geófonos por grupo.
- Ventajas estadísticas: algunos geófonos en un grupo estarán plantados en tierra firme, otros en tierra más suave y los demás sobre heterogeneidades cerca de la superficie. No siempre se puede determinar un acoplamiento pobre desde la superficie. Si se usan geófonos individuales para registrar cada traza sísmica, algunos estarán bien acoplados y los demás pobremente acoplados. Al utilizar geófonos múltiples por canal y al distribuirlos sobre una distancia razonable, se puede obtener probablemente un nivel de acoplamiento promedio. Esto ayuda a estabilizar las variaciones de traza a traza.

- Superposición y atenuación de ruido aleatorio: si cada geófono dentro de un grupo está suficientemente separado de los otros, entonces se debe atenuar el ruido aleatorio con distribución Gaussiana cuando se hace el promedio de las señales. Este principio asume que la señal es consistente en todas las observaciones del grupo (Figura 54). En teoría, la relación señal/ruido de la traza promedio debe ser mejor que la relación señal/ruido de las trazas individuales a una razón de la raíz cuadrada del número de observaciones. Para 6 geófonos, esto significa una mejoría de la relación señal/ruido de 2.45 ó 7.8 dB. Cuando se agrupan los geófonos en patrones circulares con radios de 2-3 m, se ignora este beneficio. Patrones largos violan la asunción de señales coherentes.

Patrones y atenuación de ruido coherente: este punto es tan importante que será cubierto en la sección 3.5.4.3

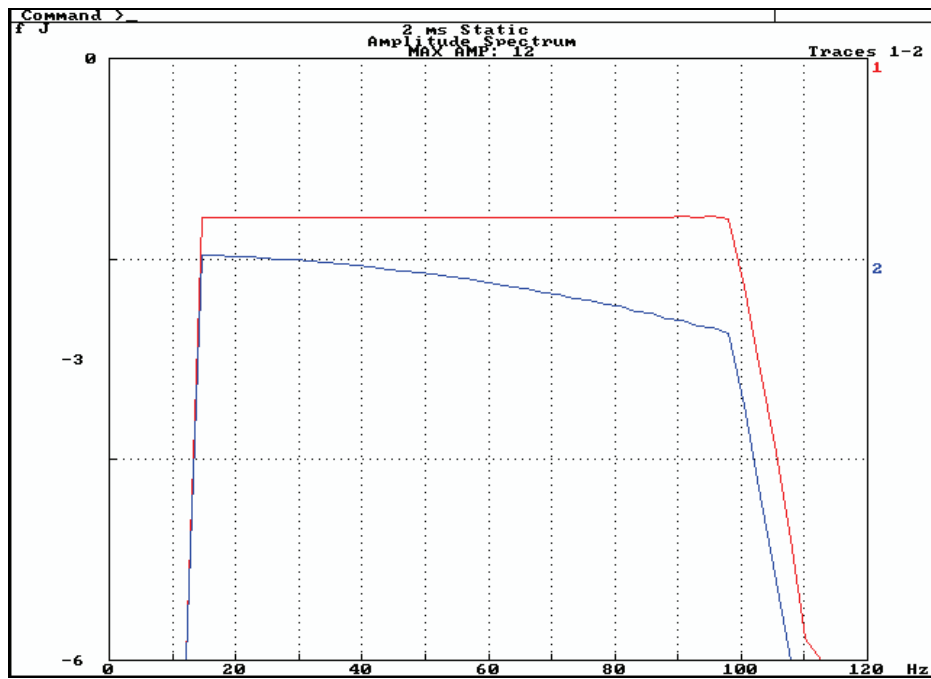


Figura 53. Efecto de las Estáticas en Grupo  
Tomado de: El receptor (Cooper, 2008c)

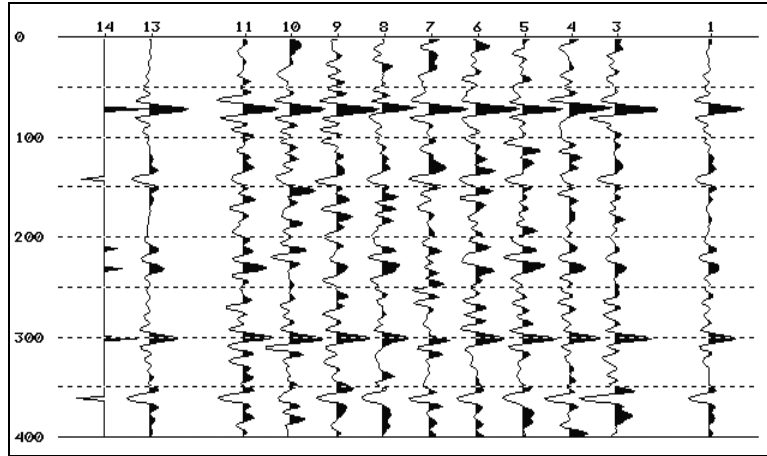


Figura 54. Principio de Superposición  
Tomado de: El receptor (Cooper, 2008c)

### 3.5.4.3 Teoría de patrones.

Los patrones son filtros en el dominio del número de onda los cuales atenúan eventos no deseados como el ruido. Se forman por la disposición física de geófonos y/o fuentes en el campo. Los patrones se diseñan para rechazar ruido más allá del número de onda más largo de la señal deseada.

En la superficie se miden longitudes de ondas aparentes. En la Figura 55 se puede apreciar una onda cuando emerge a la superficie y su correspondiente longitud de onda aparente como se registra en los geófonos. Dado que los patrones son filtros en el dominio del número de onda, es conveniente expresar las longitudes de onda en este mismo dominio. Las próximas ecuaciones asumen un reflector plano:

$$\lambda_{app} = \frac{V}{f \sin \theta} \quad (20)$$

En donde  $\lambda_{app}$  es la longitud de onda aparente,  $V$  es la velocidad del reflector,  $f$  es la frecuencia máxima del reflector y  $\theta$  es el ángulo de emergencia con respecto a la vertical y se representa por la ecuación (21),

$$\sin \theta = \frac{X/2}{\sqrt{(X/2)^2 + D^2}} \quad (21)$$

En donde  $X$  es el offset entre fuente y receptora y  $D$  es la profundidad al reflector.

El número de onda aparente ( $k_{app}$ ) es el inverso de la longitud de onda aparente, entonces si se substituye la ecuación (20) en la (21) y despejando  $k_{app}$  se obtiene la ecuación (22):

$$k_{app} = \frac{f X/2}{V \sqrt{(X/2)^2 + D^2}} \quad (22)$$

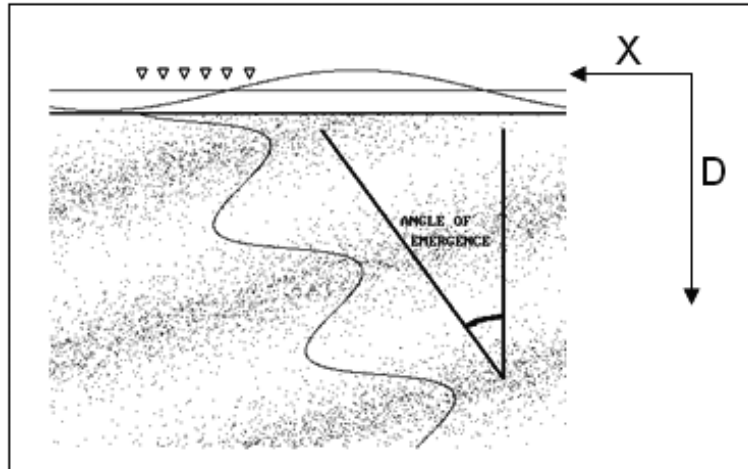


Figura 55. Ángulo de emergencia.  
Tomado de: Teoría de patrones (Cooper, 2008e)

Cuando una onda emerge con una trayectoria perpendicular a la superficie, tiene un ángulo de emergencia de 0 grados, como es el caso del reflector con un buzamiento de 0. El ángulo de emergencia es una función del offset, de la profundidad y de la inclinación del reflector (Figura 56). Reflexiones de offsets cercanos y reflectores someros generarán longitudes de ondas aparentes muy largas representadas por la onda horizontal en la imagen de la izquierda, y las reflexiones de offsets lejanos de reflectores profundos generarán longitudes de ondas aparentes más cortas, como se observa en la imagen de la derecha.

En la

Tabla 11 se comparan las diferentes longitudes de ondas aparentes que se observan en la superficie. Estas longitudes de onda se generan de un reflector somero a una profundidad de 625 m y una velocidad de 2500 m/s, variando las frecuencias desde 10 a 90 Hz y los offsets de 100 a 800 m.

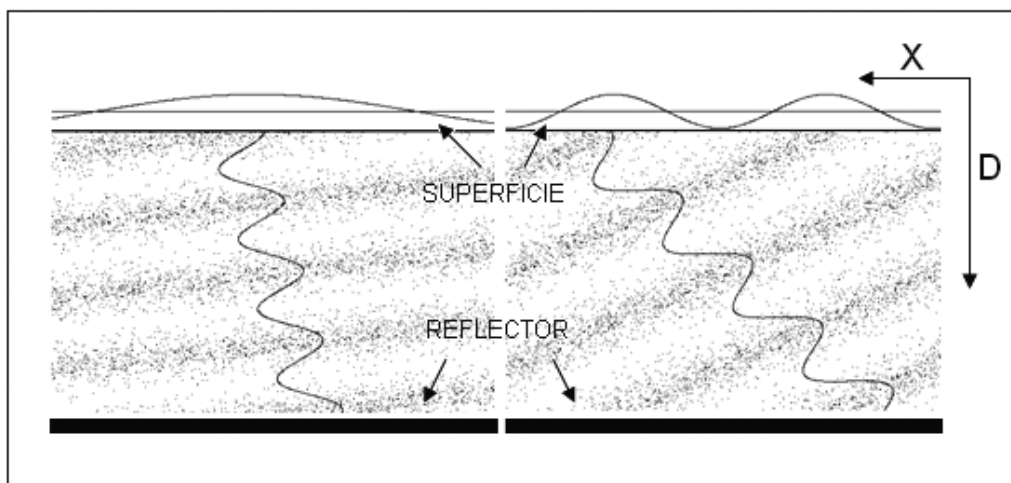


Figura 56. Longitud de Ondas de Reflector Somero de Offset Cercanos (Izq.) y Profundo de Offsets Lejanos (Der).  
Tomado de: Teoría de patrones (Cooper, 2008e)

V (m/s)	f (s <sup>-1</sup> )	X (m)	D (m)	$\theta$	$k_{app}$ (m <sup>-1</sup> )	$\lambda_{app}$ (m)
2500	10	100	625	4.57	0.0003	3135
2500	10	800	625	32.62	0.0022	464
2500	30	100	625	4.57	0.0010	1045
2500	30	800	625	32.62	0.0065	155
2500	60	100	625	4.57	0.0019	522
2500	60	800	625	32.62	0.0129	77
2500	90	100	625	4.57	0.0029	348
2500	90	800	625	32.62	0.0194	52

Tabla 11.  $\theta$ ,  $\lambda$  y K para un reflector somero.

En la

Tabla 12 se hacen las mismas comparaciones, pero con un reflector a una profundidad de 1500 m con una velocidad de 4000 m/s, variando las frecuencias desde 10 a 90 Hz y los offsets de 200 a 2200 m.

V (m/s)	f (s <sup>-1</sup> )	X (m)	D (m)	$\theta$	$k_{app}$ (m <sup>-1</sup> )	$\lambda_{app}$ (m)
4000	10	200	1500	3.81	0.0002	6013
4000	10	2200	1500	36.25	0.0015	676
4000	30	200	1500	3.81	0.0005	2004
4000	30	2200	1500	36.25	0.0044	225
4000	60	200	1500	3.81	0.0010	1002
4000	60	2200	1500	36.25	0.0089	113
4000	90	200	1500	3.81	0.0015	668
4000	90	2200	1500	36.25	0.0133	75

Tabla 12.  $\theta$ ,  $\lambda$  y K para un reflector profundo.

Con las tablas anteriores se pueden observar las longitudes de ondas aparentes que se pueden esperar en las señales de reflexión. Desafortunadamente, los datos sísmicos son una mezcla de ruido y señal. Por lo tanto, también se deben determinar las longitudes de ondas para la onda de tierra y la onda de aire (

Tabla 13). La onda de aire contiene todas las frecuencias y se propaga con una velocidad de aproximadamente 330 m/s. La onda de tierra tiene frecuencias dominantes en rangos de 5 – 25 Hz, se propaga paralela a la superficie con una velocidad entre 200 y 500 m/s aproximadamente.

En conclusión:

- Para una misma profundidad y frecuencia, el ángulo de emergencia aumenta con los offsets.
- El número de onda aumenta con el ángulo de emergencia.
- Para un offset y una profundidad dados, el número de onda aparente aumenta con la frecuencia.

- El número de onda para un reflector profundo es menor que para un reflector somero.
- Los offsets lejanos de los reflectores someros tienen los números de ondas más grandes de las señales sísmicas de reflexión.

Onda de Aire				Onda de tierra			
v (m/s)	f (s <sup>-1</sup> )	λ (m)	k (m <sup>-1</sup> )	v (m/s)	f (s <sup>-1</sup> )	λ (m)	k (m <sup>-1</sup> )
330	10	33.00	0.030	200	5	40	0.025
330	20	16.50	0.061	200	10	20	0.050
330	30	11.00	0.091	200	15	13	0.075
330	50	6.60	0.152	200	20	10	0.100
330	60	5.50	0.182	200	25	8	0.125
330	70	4.71	0.212	500	5	100	0.010
330	80	4.13	0.242	500	10	50	0.020
330	90	3.67	0.273	500	15	33	0.030
330	100	3.30	0.303	500	20	25	0.040
330	200	1.65	0.606	500	25	20	0.050

Tabla 13.  $\theta$ ,  $\lambda$  y K para la onda de aire y de tierra.

Los números de ondas de las señales sísmicas de reflexión están en un rango entre 0 y 0.02 m<sup>-1</sup>, este rango puede aumentar un poco si la zona de interés es más somera y contiene frecuencias más altas. La onda de tierra tiene un rango limitado de números de ondas, entre 0.010 m<sup>-1</sup> hasta un máximo en algunos casos de 0.125 m<sup>-1</sup>. La onda de aire tiene un rango más amplio, variando entre 0.020 m<sup>-1</sup> y 0.7 m<sup>-1</sup>. En la Figura 57 se muestran estos rangos con la onda de aire en rojo, onda de tierra en amarillo y señales de reflexión en azul. El color naranja y el verde describen áreas en donde los números de ondas están mezclados. La Figura 58 muestra un detalle de la zona en donde interactúan la señal y el ruido. Se puede ver que el rango más limitante en donde la señal se va a mezclar con el ruido es en los offsets lejanos de los reflectores someros.

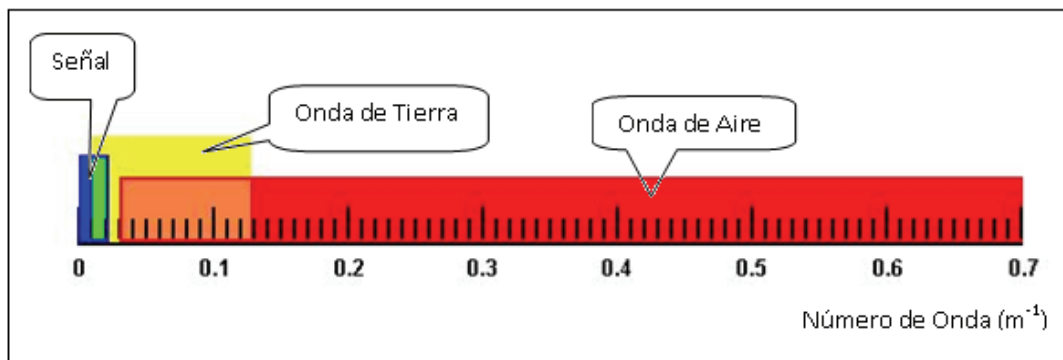


Figura 57. Interacción de los Números de Ondas de la Onda de Aire, Onda de Tierra y Señales.  
Tomado de: Teoría de Patrones (Cooper, 2008e)



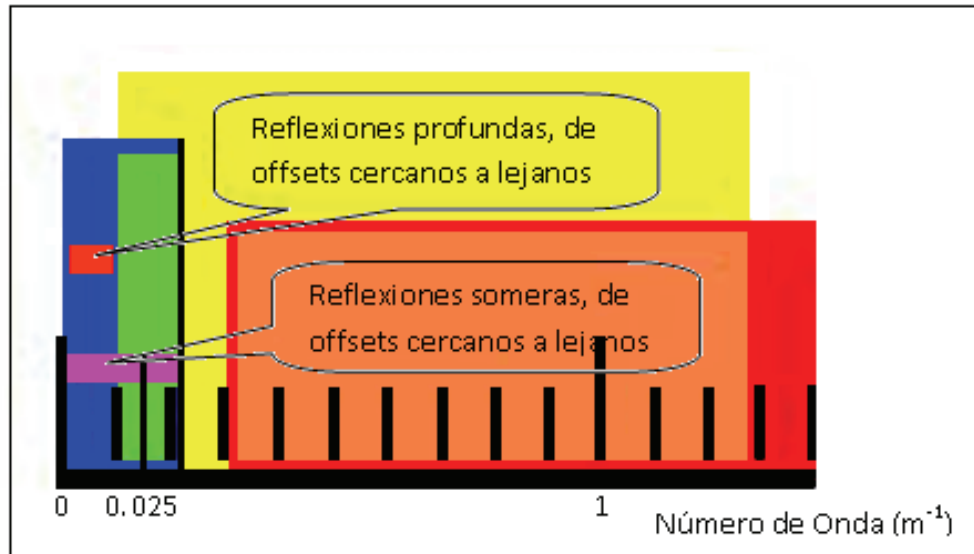


Figura 58. Números de Onda para las Señales Sísmicas.  
Tomado de: Teoría de Patrones (Cooper, 2008e)

Si se va a diseñar un patrón para atenuar ruido, éste debe filtrar los números de ondas más allá del rango de las señales sísmicas. Para este fin, se debe conocer la longitud de onda más corta que se desee proteger ( $\lambda_{pro}$ ).

Entonces, la longitud efectiva del patrón (LE) será igual a:

$$LE = N \times S = \lambda_{pro}/2 \quad (23)$$

En donde N, es el número de elementos en el patrón y S, es la separación entre elementos.

La Figura 59 muestra la respuesta de un patrón de 6 elementos expresado en dB de atenuación versus número de onda ( $m^{-1}$ ). Hay un total de 4 lóbulos completos más 2 medio lóbulos en la gráfica, y esto es igual al número de elementos del patrón. El intervalo de las receptoras es de 20 m y es igual a la longitud efectiva del patrón, la separación de elementos es de 3.3333 m. La línea negra vertical representa hasta donde se desea proteger a las señales de reflexión (desde 0 hasta  $0.025 m^{-1}$ ).

El primer lóbulo describe el pasa bandas y contiene a los números de ondas más grandes de señales de reflexión que se necesitan proteger con una mínima atenuación. El último lóbulo del lado derecho se llama la primera repetición.

La zona de rechazo existe entre la primera y la última cuña. Cualquier información que recaiga en esta zona será rechazada, y las máximas atenuaciones se obtienen en las cuñas. En teoría, en las cuñas se obtiene una atenuación infinita, pero en realidad, dados los errores de posicionamiento y acoplamiento de los geófonos, sólo se puede esperar una atenuación máxima de 24 dB (Newman et al, 1973).

Las ecuaciones que determinan las cuñas y los picos de los lóbulos son (24) y (25):

$$\text{Cuña} = \frac{N}{L_E}; \quad N: 1, 2, 3 \dots\dots\dots n-1 \quad (24)$$

$$\text{Pico} = \frac{N + 0.5}{L_E}; \quad N: 1, 2, 3 \dots\dots\dots n-1 \quad (25)$$

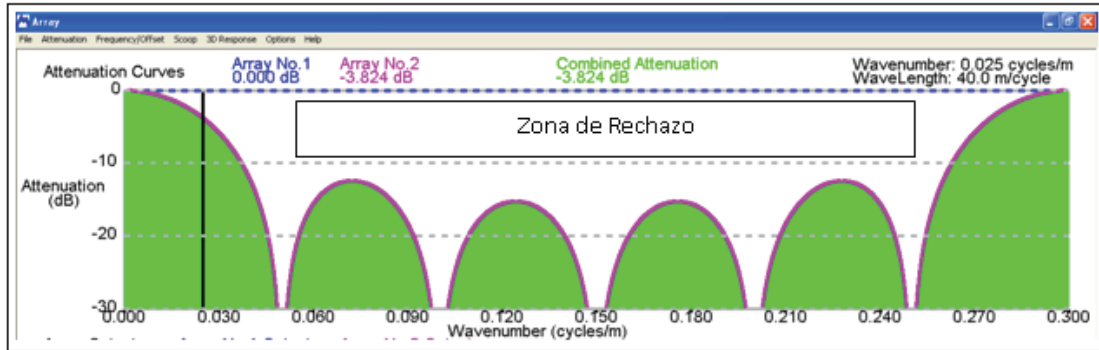


Figura 59. Respuesta del Patrón para un Grupo de 6 Geófonos Distribuidos.  
Tomado de: Teoría de Patrones (Cooper, 2008e)

Existe una tendencia de agrupar los geófonos de un grupo en círculos con un metro de radio. Esto es prácticamente igual usar un solo geófono por grupo. En la Figura 60 arriba, se puede apreciar que la atenuación del ruido que reside a la derecha de la línea negra vertical es mínima usando la misma escala de la figura anterior. Todo este ruido se va a envolver (mezclar) con las señales de reflexión creando aliasing de los datos. En la imagen de abajo se cambió la escala para poder observar los 6 lóbulos.

El agrupar a los geófonos de un grupo en círculos no sólo es negativo para la calidad de los datos, sino que también se convierte en una pesadilla para las operaciones por las violaciones de los permisos. En cada estaca se utilizan 2 m de ancho en lugar del camino pequeño por el cual se pagan compensaciones a los dueños de las tierras. Los plantes son de peor calidad dado que los geófonos se colocan fuera de la línea en áreas no preparadas, sobre pastos, y se ven más afectados por el viento.

Finalmente, en un programa 2D los geófonos deben estar uniformemente distribuidos sobre el intervalo de las receptoras y en un programa 3D sobre 1/3 del intervalo de las receptoras (si se usa el stagger triple) para que actúen como un filtro anti-alias espacial.



Figura 60. Respuesta del Patrón para un Grupo de 6 Geófonos Agrupados.  
 Tomado de: Teoría de Patrones (Cooper, 2008e)

### 3.5.5 Método de registro con vibradores

Los vibradores son una fuente de energía que ha regresado al país en la actualidad, pero en los 80 se usaba con frecuencia. Consiste en una unidad vibratoria montada sobre un vehículo para su transporte. Está formado por tres sistemas: el mecánico, el hidráulico y el electrónico. Estos tres sistemas actúan en conjunto para introducir una señal vibratoria específica (barrido), de larga duración, a la tierra. Las señales registradas se deben correlacionar para generar trazas sísmicas.

En la casa blanca se usa el Encode Sweep Generator (ESG) para generar el barrido. Se introducen varios parámetros al ESG: frecuencia inicial, frecuencia final, longitud del barrido, tipo de linealidad, constante de linealidad, tipo de taper, taper inicial, taper final y fase. Estos parámetros se envían por radio a la computadora de cada vibrador para que éstos generen individualmente los barridos. Se van a tener por lo tanto dos barridos de referencia, el generado por el ESG en la casa blanca y el de los vibradores.

Durante las pruebas de similitudes por radio y wireline, cada vibrador envía a la casa blanca señales para el control de calidad: la señal de referencia del vibrador, la señal del acelerómetro de la masa de reacción, la señal del acelerómetro de la plancha y la señal de la fuerza de la tierra. También se puede enviar la ondulación de correlación con su espectro de amplitud y su espectro de la fase. Esta información se utiliza también para determinar los niveles de distorsión armónica.

En vibrosismo, el tiempo de escucha es considerablemente más largo que en operaciones con explosivos. El tiempo de escucha es igual al tiempo doble del reflector más profundo que se quiera observar más la longitud del barrido.

La fuerza de la tierra es la señal que el vibrador introduce durante el barrido. Se calcula sumando vectorialmente a la señal del acelerómetro de la masa de reacción multiplicado por la masa del acelerómetro de la plancha multiplicado por la masa de la plancha. La señal de la fuerza de la tierra se compara con el barrido de referencia una vez cada milisegundo (este número puede variar dependiendo de los instrumentos).

Durante el proceso de retroalimentación, el motor de torque de la servo-válvula modifica su señal a lo largo del barrido para que la fuerza de la tierra sea lo más parecida posible, al barrido de referencia. Si hay una diferencia entre las amplitudes o entre las fases, el motor de torque modificará su amplitud o su fase para hacer las correcciones correspondientes.

Los tapers son cambios graduales de las amplitudes de las frecuencias del barrido, que se introducen al inicio y al final del barrido, para controlar el efecto de Gibb, el cual se manifiesta en el espectro de las amplitudes. También son importantes para el comportamiento normal de la máquina. Tapers muy largos actúan como filtros de las frecuencias bajas y altas, y muy cortos exageran el efecto de Gibb, por lo tanto es necesario usar una longitud adecuada. Se recomienda usar 5% de la longitud del barrido para los dos tapers.

En programas 2D es posible almacenar los datos con y sin correlación para que el cliente tenga la opción de hacer pruebas especiales a los datos sin correlación, si así lo desea. Sin embargo, esto no se hace en 3D por el inmenso volumen de datos que se requeriría, lo cual no es práctico.

Los vibradores tienen el potencial de introducir una fuerza casi igual al peso total de la máquina, pero no es recomendable operarlos a un 100% del nivel de potencia. Mientras más alto sea el nivel de potencia, más alta será la distorsión armónica. Se debe seleccionar un nivel de potencia entre 60 y 70 % para disminuir la distorsión armónica y mejorar la relación señal ruido.

Los tipos de barridos que se usan normalmente son lineales y logarítmicos. En los lineales, las frecuencias aumentan gradualmente a medida que aumenta el tiempo, en una gráfica F-T tienen la forma de una línea recta y a la mitad del barrido se introduce a la tierra la frecuencia central (Figura 61). Los barridos logarítmicos pueden ser de alto y de bajo énfasis y se expresan como dB/Oct o dB/Hz. Si son de alto énfasis, se emplea más de la mitad del barrido vibrando en las frecuencias altas y los de bajo énfasis emplean más de la mitad del barrido en las frecuencias bajas.

### **3.5.6 Sincronización del inicio de la fuente y la recepción de la señal**

Es necesario realizar el ajuste de tiempo cero al comienzo de las operaciones para que los instrumentos y los vibradores comiencen a registrar y a vibrar al mismo tiempo.

El procedimiento a seguir es:

- Se construye un barrido con un ancho de banda amplio (5-200 Hz, para efectuar mediciones más precisas).
- Se hace una similaridad por radio o wireline y se recibe la señal de referencia del vibrador.

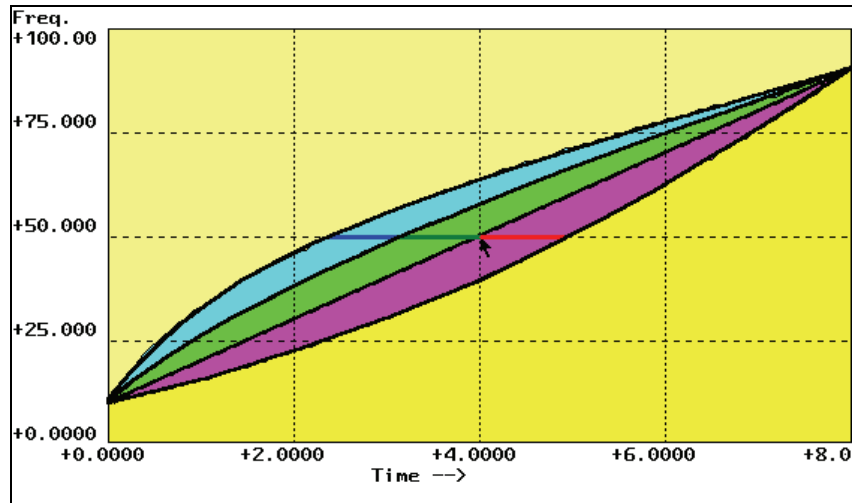


Figura 61. Barridos Lineales, Logarítmicos de Alto y Bajo Énfasis  
Tomado de: Teoría de Patrones (Cooper N,2008 d)

- Se hace una correlación entre la señal de referencia del vibrador y la señal de referencia de los instrumentos.
- Se genera el espectro de la fase de la ondícula generada por la correlación. Si la fase es cero, no se hace ningún ajuste de tiempo. Si la fase tiene una pendiente, se realiza el ajuste de tiempo.
- Para determinar la cantidad de tiempo a ajustar, normalmente se usa el método de ensayo y error, pero se puede usar también la ecuación (26) para determinar el valor. Del espectro de la fase se leen los grados en que las dos señales están fuera de fase en el rango de frecuencias dado.

$$\text{Ajuste de tiempo (s)} = \frac{1}{\text{Frecuencia}} \times \frac{\text{grados}}{360} \quad (26)$$

El último operador de vibrador en el grupo le envía una señal por radio al observador cuando todos los vibradores están en posición, y el observador envía de regreso un tono para que los vibradores comiencen el barrido simultáneamente.

Cuando se utilizan explosivos como fuente de energía, se sigue este procedimiento:

- El disparador planta el geófono que genera el tiempo de pozo a un metro de la boca del mismo.
- El disparador prepara el instrumento y se asegura de que esté armado.
- El disparador le comunica al observador que está listo.
- El observador chequea el tendido y envía un tono por radio, el cual arranca los instrumentos. Este tono es el Clock Time Break.

- El shooting pack genera el Decoded Clock Time Break el cual es una señal que indica que se recibió el tono. Automáticamente, se cierra un interruptor por 4 ms que permite que se comience a acumular una corriente.
- Cuando la corriente excede 4 A, se genera el Confirmation Time Break y se envía una descarga de alto voltaje al detonador.
- Al final de los 4 ms se suspende el voltaje.
- Se registra el tiempo de pozo
- El Decoded Time Break, el Confirmation Time Break y el tiempo de pozo se registran en una misma traza auxiliar a un tiempo de 1, 1.5 y 2 s respectivamente.

### 3.5.7 Análisis de la relación señal/ruido

El ruido puede interferir en la resolución de los datos, pudiendo inhibir la habilidad de observar inclusive reflexiones fuertes.

El plante de los geófonos y el acoplamiento de las fuentes son las dos acciones que tienen la mayor influencia en la relación señal/ruido. Los geófonos deben estar verticales, en un área limpia, sin ramas, pastos, ni raíces, con la punta bien enterrada en un material competente. Los explosivos se deben colocar de igual manera en un material competente. Si se usa vibrosismo, la plancha debe estar en contacto completo con la tierra y se debe evitar vibrar en terrenos pendientes.

El número de trazas con ruido/muertas permitidas en un levantamiento se debe especificar en función del porcentaje total de trazas en el tendido activo. Un 1-2% de trazas muertas es un valor aceptado a nivel mundial siempre y cuando no haya más de dos trazas muertas consecutivas.

Para las trazas ruidosas, se recomienda seguir el procedimiento especificado en la sección 3.5.7.1 el cual se especifica en dB en función de qué tan fuerte es la señal en presencia del ruido. Sin embargo, otro procedimiento común es el establecer un nivel máximo de ruido entre 5-20 microvoltios para menos del 10% del tendido activo.

En la Figura 62 se muestra la atenuación de las frecuencias en 3 reflectores a diferentes tiempos. En el eje de las X se tienen las frecuencias en una escala lineal y en el eje de las Y la atenuación expresada en dB. Se ha usado un coeficiente de absorción de .95 por ciclo, una atenuación de 12 dB/Oct en las frecuencias bajas que representa el comportamiento de los geófonos, y un valor de -0.8 para el coeficiente "b" que representa la forma de la curva exponencial en la divergencia esférica (e-bt). Debido a la absorción, todas las frecuencias experimentan una pérdida de energía por ciclo, pero las frecuencias altas tienen más ciclos por unidad de tiempo que las frecuencias bajas, por lo tanto, se atenúan más en la misma unidad de tiempo. Las reflexiones de los reflectores más profundos experimentan más atenuación de las frecuencias que las de los reflectores someros.

En procesamiento se pueden amplificar las señales débiles de hasta 60-66 dB usando la deconvolución dependiendo de la cantidad de ruido presente en los datos sísmicos (rectángulo rosado), se puede ver que para un reflector a 800 ms se pueden recuperar realmente de 85 Hz (-36 dB) a 120 Hz (-48dB) o un poco más. Para el reflector a 1500 ms, de 38 HZ (-36 dB) a 85 Hz (-66 dB) y el más profundo a 2500 ms, de 15 Hz (-36 dB) a 45 Hz (-66 dB). En conclusión, el nivel de ruido presente en los datos va a ser la limitante en cuanto al contenido de frecuencias que se pueden recuperar.

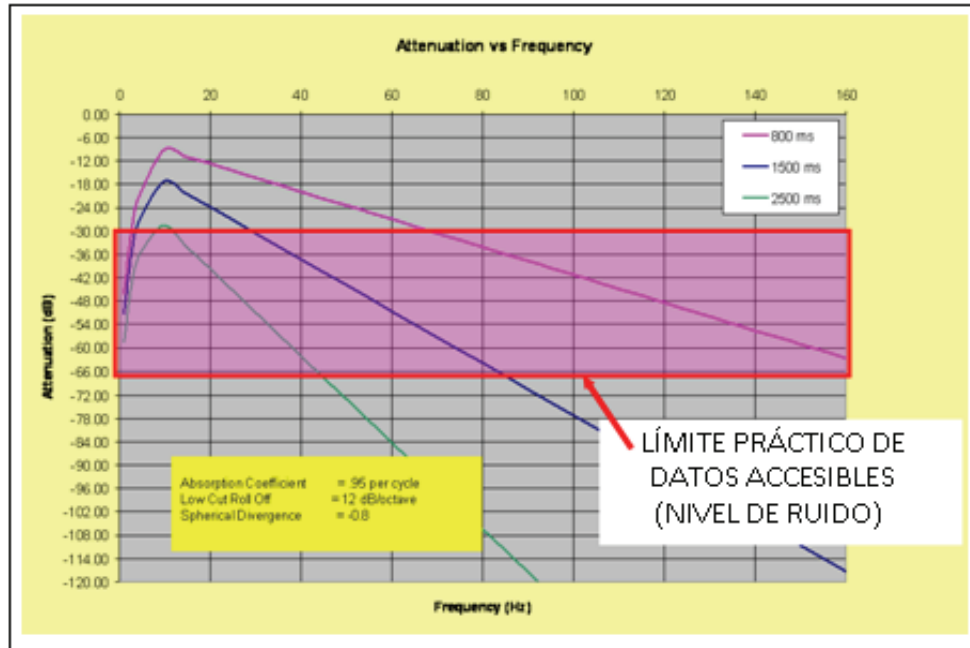


Figura 62. El Nivel de Ruido Limita el Ancho de Banda Recuperable  
Tomado de: Mecanismos de Pérdida de Energía (Cooper, 2008a)

El ruido es una función de varias variables  $R_{(t, X, r, f)}$ :

- Tiempo (t): el ruido es aleatorio cuando varía con el tiempo. Como ejemplo se tiene el tráfico, el viento, la lluvia, etc.
- Offsets (X): se observan diferentes tipos de ruido en offsets diferentes, por ejemplo la onda de tierra sólo afecta los offsets cercanos. Dentro de esta categoría se coloca también el ruido que se genera cada vez que se activa la fuente de energía pero que no se ve en los noise strips, por ejemplo el que se produce por los puntos de esparcimiento y la energía atrapada entre dos capas altamente reflectivas.
- Receptoras (r): la posición geográfica de las receptoras puede afectar solamente a unos grupos, por ejemplo las receptoras que están plantadas al lado de una fábrica o un río.
- Fuentes (f): el tipo de terreno en donde se colocan los explosivos o puntos de vibración puede variar como pantanos o afloramientos rocosos y estos terrenos influyen en la calidad de los datos.

La técnica vibrosismo permite el mejoramiento de la relación señal/ruido al tener una longitud del barrido mayor, al aumentar el número de barridos, al aumentar el fold del CDP y al aumentar el número de vibradores. Cada una de estas opciones se debe considerar en condiciones diferentes pues atacan a tipos de ruido diversos, como se ve en las siguientes relaciones:

$$\text{Señal/Ruido } o_{(t,x)} \propto \sqrt{\frac{1}{\text{Rata del barrido}}} \propto \sqrt{\frac{\text{Longitud del barrido}}{F_{\text{MAX}} - F_{\text{MIN}}}}$$

$$\text{Señal/Ruido } o_{(t)} \propto \sqrt{\text{Número de barridos}}$$

$$\text{Señal/Ruido } o_{(t,x,s,x)} \propto \sqrt{\text{Fold CDP}}$$

$$\text{Señal/Ruido } o_{(t,s,x)} \propto \text{Número de Vibradores}$$

### 3.5.7.1 *Análisis de la relación señal/ruido*

Al comienzo de las operaciones de registro en un proyecto, es necesario establecer la separación entre el nivel de ruido presente y la calidad de la señal en el (los) reflector (es) de interés. El objetivo de la separación entre la señal y el ruido es de 12 dB al nivel más profundo o zona de interés. Esto se analiza usando el siguiente procedimiento:

- Definir un filtro pasa banda alto tal que se preserven algunas frecuencias altas significativas.
- Generar un registro con el doble de la longitud normal.
- Imprimir el registro después de la correlación (vibrosismo) con una ganancia fija tal que las amplitudes de las reflexiones en la zona de interés sean máximas sin experimentar cortes.
- Comparar estas reflexiones con las amplitudes al final del registro impreso con una ganancia de 12 dB mayor.
- Las amplitudes al final del registro deben ser menores o iguales a las amplitudes de los reflectores en la zona de interés.

Cuando el procedimiento anterior no sea práctico debido a la ausencia de un reflector nítido en la zona de interés o por debajo de la zona de interés, entonces el ruido ambiental se debe limitar a 20 microvoltios. La operadora debe fijar este valor según las condiciones particulares del levantamiento. Se sugiere el siguiente procedimiento para medir el ruido ambiental:

- Registrar una señal de 5 microvoltios de 1 segundo de duración.
- Registrar un noise strip de 2 segundos de duración para determinar el ruido en la línea.
- Comparar el noise strip con la señal de 5 microvoltios.
- El nivel de ruido no debe exceder el nivel de la señal de referencia.



### **3.5.8 Control de calidad de la información**

Cada fabricante de instrumentos proporciona software para el control de calidad en tiempo real con cálculo de atributos y base de datos. Son de gran utilidad para la producción y la calidad de las operaciones y de los datos. Todos los software son similares, se diferencian en la manera como presentan la información. Entre los módulos que se pueden usar se tienen la presentación histórica del resumen de cada disparo, captación automática de las interrupciones en el tendido, relación de señal a ruido, energía de trazas sísmicas, análisis de frecuencia de trazas sísmicas, resistencia del grupo de geófonos, fugas, inclinación del grupo de geófonos, etc. Sistemas como ARAM Aries permiten realizar un procesamiento básico en la casa blanca, que incluye paneles de filtros y deconvolución, los cuales son de gran ventaja en la determinación del barrido a usar en vibrosismo durante las pruebas iniciales.

Al igual que en el caso de los instrumentos, los fabricantes de vibradores también tienen sus propios software para el control de la calidad de estas máquinas. Sin embargo, siempre es ventajoso usar software diseñado por terceros. Este es el caso de “Testify”, el cual es el software más usado a nivel mundial para el control de calidad de los vibradores. Con este software se pueden analizar las señales de referencia de cada vibrador, la fuerza de la tierra, analizar los espectros de las amplitudes, de las fases, distorsión armónica total, señal fundamental y sus armónicas pares e impares, etc.

## **3.6 Procesamiento de Datos Sísmicos en el Campo**

### **3.6.1 Equipo de procesamiento básico y software especializado**

Para el procesamiento de los datos en el campo se necesitan unidades de lectura de datos, computadoras, unidades de disco duro y software de procesamiento, además del personal capacitado para operar tanto los equipos como el software. ProMAX es el software usado comúnmente en el campo para el procesamiento de los datos, pero existen otros en el mercado colombiano tal como Seisup.

### **3.6.2 Secuencia básica**

El procedimiento a seguir varía de contratista a contratista. En general se realizan los siguientes pasos:

- Lectura de cintas de campo y revisión del reporte del observador.
- Revisión y edición de los datos (Encabezados (Headers) de las cintas, calidad de la información, trazas muertas e invertidas).
- Lectura de coordenadas (archivos SPS) y asignación a los datos sísmicos.
- Definición de la geometría.
- Recuperación de amplitudes verdaderas.
- Picado de primeros arribos (si lo pide el cliente).
- Deconvolución.
- Estáticas.
- Análisis de velocidades.

- Estáticas residuales.
- NMO y Stretch Mute.
- Apilado Bruto.
- Filtro pasa banda.
- FX Decon.
- Migración FK si hay tiempo y si la pide el cliente.

Durante la secuencia de procesamiento en campo se realizan pruebas de filtro de frecuencias pasa banda, análisis espectrales, análisis de velocidad, análisis de deconvolución y se aplican los mejores resultados. El procesamiento de los datos en el campo se usa para las actividades diarias de control de calidad.

### **3.7 Procesamiento de Datos Sísmicos en el Centro de Procesado**

#### **3.7.1 Equipo de procesamiento básico y software especializado**

Varias compañías de procesamiento de datos sísmico escriben los algoritmos y usan internamente su propio software; tal es el caso de Kelman y CGG Veritas. Otras compran los diferentes algoritmos disponibles en el mercado.

Por lo general se usa un paquete básico para el flujo central. Los paquetes básicos más usados son: Focus, Echos, Geotomo, Vista, Promax, y SeisUP.

Para procesos especiales, se usan algoritmos escritos por varias compañías. Techco (Techco, 2008), Paradigm (Paradigm, 2008), Renegade Geophysics (Renegade, 2008) y Hampson-Russell de CGG Veritas (Hampson-Russell, 2008) son las compañías de desarrollo de software con más demanda a nivel mundial. Los algoritmos más usados son:

- MASST para estáticas residuales, desarrollado por Techco.
- SDCON para la deconvolución consistente con la superficie, desarrollado por Techco.
- INSPECT para correcciones de estáticas y de fases, desarrollado por Techco.
- WMIG para la migración de diferencia finita, desarrollado por Techco.
- SUMMIG para Kirchhoff PSTM y PostSTM, desarrollado por Techco.
- PSDMIG para la demigración del cambio de fase, desarrollado por Techco.
- DMULT para la estimación y extracción de múltiples, desarrollado por Techco.
- VELANAL para piques de velocidades, desarrollado por Techco.
- CRAM para PSDM, desarrollado por Paradigm.
- Geodepth para la construcción de modelos de velocidad/profundidad, desarrollado por Paradigm.
- Probe para modelos, análisis e inversión AVO, desarrollado por Paradigm.

- EarthStudy para descifrar la capacidad de un levantamiento para iluminar el subsuelo, desarrollado por Paradigm.
- Explorer para la conversión de tiempo a profundidad, desarrollado por Paradigm.
- FastVel para el moveout residual, desarrollado por Paradigm.
- Gocad para modelos de velocidades y conversión de tiempo a profundidad, desarrollado por Paradigm.
- AFI para estimar la incertidumbre en la predicción de fluidos, desarrollado por Hampson-Russell.
- AVO para predecir la litología y contenido de las rocas usando AVO, desarrollado por Hampson-Russell.
- Emerge para predecir propiedades del yacimiento, desarrollado por Hampson-Russell.
- GLI3D para calcular estáticas de refracción, desarrollado por Hampson-Russell.
- Ismap para analizar geoestadísticamente datos sísmicos y de pozos, desarrollado por Hampson-Russell.
- Pro4D para el análisis y la interpretación de datos 4D, desarrollado por Hampson-Russell.
- ProMC para interpretar, correlacionar, modelar e invertir datos P y S multicomponentes, desarrollado por Hampson-Russell.
- Strata para la inversión de datos 2D/3D, desarrollado por Hampson-Russell.
- Seismic Studio para el control de calidad de las geometrías y estáticas de refracción, desarrollado por Renegade Geophysics.

El equipo de procesamiento consta de equipos para la lectura y el almacenamiento de la información, graficadores y estaciones de trabajo.

### **3.7.2 Secuencia básica**

La secuencia básica varía según los requerimientos del cliente y de los servicios ofrecidos por el procesador, pero en términos generales el procedimiento a seguir es el siguiente:

- Conversión de formato SEG-D ó SEG-Y a formato interno.
- Incorporación de la información de las notas del observador, de los perforadores y de los topógrafos. Esta información se coloca en una base de datos, en los encabezados de las trazas, etc.
- Recuperación de ganancias. Se usa AGC o recuperaciones exponenciales.
- Chequeo de la geometría.
- Editado de trazas ruidosas, invertidas, muertas, tiros malos. La edición de trazas es un proceso que se realiza a lo largo del flujo.

- Piques de velocidades manuales, determinación de la velocidad de reemplazo y del grosor de la capa de baja velocidad. Uso de la información de los programas de refracción y uphole como restricciones en la solución del método GLI (Generalized Linear Inverse).
- Pruebas de deconvolución (fuera del flujo principal).
- Si los datos son vibrosismos, se convierten los datos a fase mínima.
- Deconvolución consistente con la superficie.
- NMO bruto.
- Estáticas de elevación.
- Filtro pasabanda.
- Apilado bruto.
- Enmudecimiento de los primeros arribos.
- Análisis de velocidades con pocas muestras (fuera del flujo principal).
- Corrección NMO.
- Enmudecimiento del estiramiento.
- Estáticas consistentes con la superficie.
- Filtro pasa banda.
- Apilado intermedio.
- Gráficas de control de calidad: apilados de offsets comunes, de fuentes comunes y de receptoras comunes.
- Análisis de velocidades a más detalle (fuera del flujo principal).
- NMO.
- Filtros: supresión de múltiples, F-K, Tau-P, Radón (fuera del flujo principal).
- Estáticas trim.
- Filtro pasa banda.
- Apilado estructural.
- Blanqueo espectral.
- Filtros F-K, Supresión de spikes cuando sea necesario.
- Filtro pasa banda.
- Migración y pruebas de velocidades.
- Otros procesos como inversión de ondícula, conversión a profundidad, inversión de pozos, etc.

### **3.7.3 Pruebas de deconvolución**

Se selecciona una muestra de los datos en la zona de interés, se prueba una variedad de diferentes deconvoluciones como tipo spiking, predictivo y consistente con la superficie. Se hacen pruebas con diferentes valores de longitudes del operador y pre-blanqueo. Se hace una evaluación del ruido presente en los datos. Usualmente se analizan los resultados finales y la auto-correlación de estos resultados.

El procesador decide la longitud del operador y el valor del pre-blanqueo a usar basado en las conclusiones de los análisis.

### **3.7.4 Pruebas de aplicación de análisis de velocidades**

Para los análisis de velocidades se hacen piques usando la información de los análisis de semblanza, apilados de offsets comunes y apilados de velocidades constantes. Estas opciones varían según el software usado.

En el flujo de proceso normal se hacen por lo menos dos pases de análisis de velocidades, uno con muestras gruesas y el segundo con un mayor muestreo. Si es necesario, se hace un tercer análisis de velocidades. La frecuencia del muestreo va a depender del tamaño del levantamiento. Como ejemplo, si se tiene un estudio de 400 Km<sup>2</sup>, el primer pase puede ser cada 2x2 km y el segundo cada 0.5x0.5 km.

Una técnica útil para estudiar los resultados es generar una gráfica del campo de velocidades y solaparla con el apilado bruto. Los cambios de velocidades deben coincidir con los cambios del subsuelo (Vestrum & Gittins, 2008).

### **3.7.5 Pruebas de aplicación de estáticas**

No se realizan pruebas de aplicación de estáticas, solo se corren los algoritmos y se realiza un control de calidad. El algoritmo GLI proporciona la solución a las estáticas de elevación. Los análisis de velocidades refinados proporcionan mejores estáticas residuales y consistentes con la superficie. Se utilizan los apilados de fuentes comunes y receptoras comunes para el control de calidad de las estáticas.

Las primeras estáticas a aplicar son las de elevación, luego las residuales, las consistentes con la superficie, tomográficas y en algunos casos las estáticas trim. El CDP trim es un método que se emplea sólo en Norte América. Las restricciones para su uso son: aplicable a lo largo de un sólo CDP y con variaciones permisibles entre 5-10 ms.

### **3.7.6 Pruebas de aplicación de filtros**

Se hacen pruebas de filtros pasa banda del tipo Ormsby (frecuencias) ó del tipo Butterworth (octavas). Se realizan paneles de filtros con frecuencias bajas, medianas y altas de acuerdo al contenido de frecuencias observado en los datos. Luego se aplican los resultados a la sección sísmica. Se busca que el ancho de banda sea tan amplio como sea posible sin que el ruido perjudique la señal.

### 3.7.7 Atenuación de ruidos

Para la atenuación de ruido existe una gran variedad de algoritmos que se aplican en diferentes dominios. El principio fundamental al aplicar cualquier filtro es el preservar la señal y atenuar cualquier ruido que esté separado de la señal. Generalmente se hacen pruebas con un algoritmo determinado y se analizan la relación señal/ruido y la estabilidad de la ondícula.

Entre las opciones disponibles se tienen: Radón, F-K, Tau-P, Predicción F-X, Proyección F-X, Predicción F-X-Y, Proyección F-X-Y, Reconstrucción Karhunen-Loeve, filtros adaptativos, etc.

### 3.7.8 Pruebas de DMO y migración

DMO no es necesario cuando se realiza la migración antes del apilado. Sin embargo, hay geofísicos quienes lo consideran un supresor de ruido efectivo y se aplica sólo para la migración después del apilado.

Existen 3 tipos de migración: F-K, Kirchhoff y diferencias finitas. El F-K solamente se usa para tener una idea rápida de los resultados pero nunca en el flujo principal de procesamiento. Kirchhoff es el más usado a nivel mundial. El de diferencias finitas requiere más tiempo de proceso y se usa en zonas muy estructurales.

Tanto para la PSTM, la PostSTM y la PSDM el secreto radica en el control que se tenga de las velocidades. Se necesita tener un buen conocimiento de las velocidades para obtener mejores resultados y la relación señal/ruido debe ser óptima. Son procesos que requieren la retroalimentación constante del procesador.

A tal fin, se selecciona un área de los datos en donde se esté seguro de la geología para correr la migración con diferentes rangos de velocidades, luego se selecciona el mejor resultado y se aplica la variación correspondiente al campo de velocidades. Si se hace una PostSTM, se selecciona un rango de velocidades entre 80 y 120% con incrementos de 10% (incrementos menores no generan mayor detalle).

Para la PSTM, los rangos pueden variar entre 85 y 110% con incrementos entre 1 y 3% (nunca más de 3%, generalmente 2% y en condiciones muy difíciles 1%). La migración en profundidad pre-apilado es más sensitiva a las velocidades y se tiene que obtener la solución de la capa superior para poder pasar a la siguiente capa. En la PSDM también se necesitan analizar rangos de velocidades para cada capa, entre 85 y 110% con incrementos entre 1 y 3%.

### 3.7.9 Análisis de azimut (3D)

Se puede hacer un análisis de los datos por rangos de azimut para análisis de velocidades. También se hacen análisis de amplitudes versus offsets en rangos de azimut, para obtener conocimiento sobre la litología, contenido de fluidos y patrones/orientaciones de fracturas.

El muestreo de todos los offsets y azimuts posibles (diversidad estadística) es la técnica apropiada para el aseguramiento del muestreo de la señal y del ruido.

### **3.7.10 Nivel de procesamiento en Colombia**

En Colombia los centros de procesamiento tienen amplia experiencia en procesamiento en tiempo (incluyendo PSTM). El procesamiento de los datos en profundidad está avanzando y se está adquiriendo una experiencia importante en este campo (incluyendo PSDM). La tendencia es que los datos sean procesados hasta PSDM.

No se tiene en el país la capacidad de procesamiento de sísmica multicomponente en estos momentos. Por lo tanto, desarrollar esta capacidad es una prioridad.

A nivel de procesamiento de datos sísmicos, en Colombia se usan los mejores paquetes de software disponibles en el mercado. El hecho de que se generen en su mayoría secciones y volúmenes en PSTM en lugar de PostSTM, demuestra que se está a la vanguardia.

### **3.7.11 Recomendaciones.**

Se recomienda que el intérprete se involucre durante todos los pasos del procesamiento para obtener mejores resultados. Hay geofísicos que chequean cada prueba y están con el procesador a lo largo de todo el procesamiento, como también hay quienes sólo quieren ver el producto final.

Es importante tener personal capacitado para el procesamiento de datos. Idealmente, debe ser una persona con experiencia tanto en interpretación como en el campo. Es recomendable que el flujo de procesamiento incluya un PSTM y en lo posible, que se llegue hasta un PSDM si existe la información básica de suficiente calidad.

## **3.8 Control de Calidad**

El control de calidad se debe aplicar a todas las actividades que conforman un levantamiento sísmico. Las operadoras escogen contratar a un interventor para que sea su representación en el campo. El interventor soluciona los problemas que surjan en el campo y se asegura de que las operaciones se realicen de una manera segura, eficaz y productiva, manteniendo la calidad de los datos. En otros casos, las operadoras trabajan directamente con la contratista sin la necesidad de tener un interventor.

### **3.8.1 Supervisión de las operaciones diarias (campo y centro de proceso)**

En el levantamiento topográfico se debe verificar el Datum en el que se procesan los datos. Se comparan las coordenadas preplot con las postplot y se verifican los reposicionamientos de las fuentes y receptoras.

Durante la perforación, se asegura de que los trabajadores sigan los procedimientos y normas de seguridad. Se hace un muestreo aleatorio y se determinan: perforador, tiempo de perforación, tiempo de carga de pozos, profundidad del pozo, uso de tacos, longitud del cable fuera del pozo, etc. Se hace un mapa con los pozos muestreados y se comparan con los registros.

No se permiten registros fallidos. Estos registros no tienen los estándares técnicos como un número inferior de vibradores operando correctamente, pérdida de sincronización entre los vibradores, errores de transmisión, errores de paridad, más del 2% de las trazas en el tendido activo tienen ruido, son deficientes o están muertas y no se permiten más de 2 trazas deficientes adyacentes, etc.

Durante el registro se observa la calidad de los registros de campo, se estudian las trazas con ruido, las trazas muertas y se aseguran de que estén dentro de las especificaciones del cliente. La brigada mantendrá en un mínimo el ruido generado por sus equipos y transporte de equipos/personal. La casa blanca se colocará suficientemente lejos de la línea para que el ruido del generador no aparezca en los registros.

Se realizan pruebas de impulso en el tendido, se caminan las líneas, se inspecciona el acoplamiento de los geófonos, se verifica que los linieros estén limpiando la zona en donde están plantados los geófonos, se verifican las distancias dentro del patrón de geófonos. Cuando se detectan trazas invertidas, se debe hacer las anotaciones correspondientes en el reporte del observador, pero no se debe hacer ningún cambio en el campo.

### **3.8.2 Documentación y reportes**

Los reportes de accidentes deben incluir fecha, hora, lugar, personal involucrado, descripción detallada de las acciones no seguras y/o de las condiciones que produjeron el incidente, acciones tomadas.

Durante las operaciones de campo, la contratista proporciona a la operadora reportes de progreso diario. En este reporte se indica la producción diaria, producción acumulativa, reuniones de seguridad, reportes de accidentes/incidentes, etc.

Se debe documentar la configuración del tendido. Tanto en 2D como en 3D se debe hacer un diagrama en donde se muestre los patrones de fuentes y receptoras, intervalos de las fuentes y de las receptoras, separación de líneas fuentes y receptoras, reposicionamientos, etc.

Se deben generar registros de campo para tener una muestra representativa de la calidad de los datos y calidad de la fuente usada. Cada registro debe tener el día, hora, número de fuente y número de línea.

### **3.8.3 Procedimiento para el envío de la información**

Se debe hacer un registro detallado del material que se envía. Este registro debe incluir: nombre del levantamiento, brigada, día, número de cintas, rango de fuentes, número de líneas y número de cajas.

Cada cinta enumerada debe tener una etiqueta indicando el nombre del levantamiento, brigada, día, número de cinta, rango de puntos fuentes, número de canales y el formato. Se deben empacar a prueba de agua.

Al centro de procesamiento se debe entregar regularmente: cintas con los datos sísmicos, diagrama del tendido, notas del observador, reportes de operaciones diarias, diagramas de obstáculos y zonas de exclusión, archivos de control de calidad de los vibradores, información de tiempos de pozos. Se deja en la brigada una copia de todo el material hasta que el centro de procesamiento confirme el recibo.



A la operadora se le entrega la información de los datos registrados, mapa de progreso de operaciones, horas trabajadas, condiciones del equipo, personal, reporte de seguridad, inventario de explosivos, reportes de QC, reportes de datos enviados al centro de procesamiento. La contratista deberá entregar los reportes requeridos por las agencias de gobierno correspondientes.

### 3.8.4 Recomendaciones

Se recomienda que los interventores tengan experiencia de campo con capacitación periódica en el área de adquisición sísmica terrestre y procesamiento de datos. También se recomienda que sean diplomados. Se recomienda establecer un sistema de entrenamiento para que los interventores puedan adquirir los conocimientos teóricos aplicables al área de trabajo así como prácticas en el campo.

## 3.9 Adquisición de Sísmica Multicomponente

### 3.9.1 Fundamentos de ondas convertidas

En la Figura 51 se puede observar la creación de las ondas convertidas a partir de una onda P que entra a una interfaz a un ángulo diferente de 90 grados. Cuando las ondas P entran a una superficie se produce una división de la energía en ondas P y ondas S, transmitidas y reflejadas.

El registro de ondas multicomponentes captura el campo de onda de una manera más completa que con sólo ondas P. Las ondas P se usan más en la industria sísmica porque son las primeras que llegan a los geófonos, tienen relaciones señal/ruido altas y son generadas por la mayoría de las fuentes de energía disponibles. Sin embargo, existe el potencial de obtener más información del subsuelo usando ondas convertidas que con sólo datos P.

El diseño de programas multicomponentes es similar al de ondas P, pero hay que tener en cuenta la reflectividad, las trayectorias de rayos asimétricas (Stewart et al., 2002) y las longitudes de ondas. En la Figura se observa que el punto medio de las ondas P difiere del punto de conversión de las ondas S, para un mismo par fuente-receptora. Esta asimetría se puede explicar usando Ley de Snell mostrada en la ecuación:

$$\frac{\text{Sen}(\theta)}{V_p} = \frac{\text{Sen}(\phi)}{V_s} \quad (27).$$

En donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia de la onda P,  $\phi$  es el ángulo de reflexión de la onda S,  $V_p$  es la velocidad de la onda P y  $V_s$  es la velocidad de la onda S. En un mismo material,  $V_s$  es menor que  $V_p$ , por lo tanto la onda S llega a la misma receptora con un ángulo más vertical y el punto medio es diferente al punto de conversión.

Con respecto a la reflectividad, las amplitudes varían sinusoidalmente según la ecuación de Zoeppritz:

$$R_{PS} = -\frac{V_p \tan \phi}{2V_s} \left[ \left( 1 + \left( -\frac{2(\sin^2 \theta)}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2} + \frac{2 \cos \theta \cos \phi}{\frac{V_p}{V_s}} \right) \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + 2 \left( -\frac{2(\sin^2 \theta)}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2} + \frac{2 \cos \theta \cos \phi}{\frac{V_p}{V_s}} \right) \frac{\Delta V_s}{V_s} \right] \quad (28)$$

En donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia de la onda P,  $\phi$  es el ángulo de reflexión de la onda S,  $V_p$  es el promedio de las  $V_p$  de la interfaz,  $V_s$  es el promedio de las  $V_s$  de la interfaz,  $\Delta V_s$  es la diferencia entre la  $V_s$  de la capa de abajo y la  $V_s$  de la capa de arriba,  $\rho$  es el promedio de las densidades de la interfaz y  $\Delta \rho$  es la diferencia entre las densidades de la capa de abajo y la de arriba.

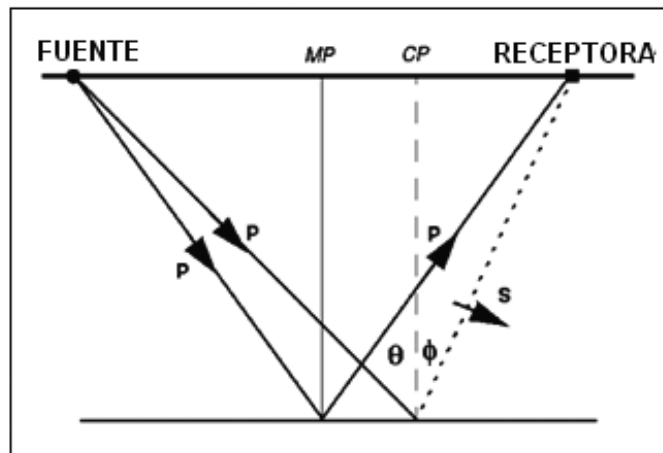


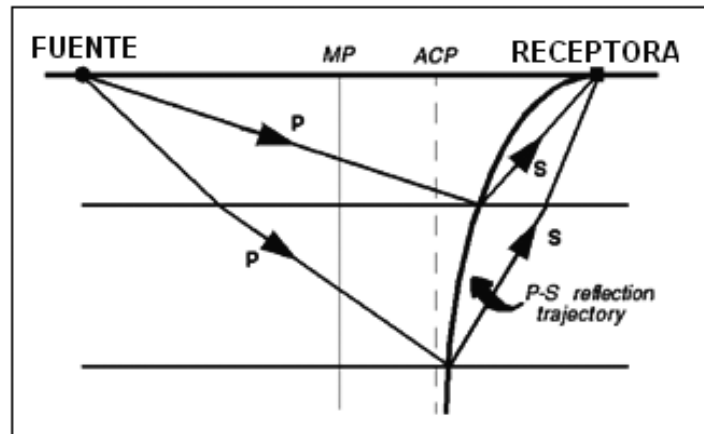
Figura 63. Punto Medio versus Punto de Conversión  
Tomado de (Stewart et al., 2002)

El punto de conversión varía con la profundidad como se observa en la Figura . A medida que aumenta la profundidad los puntos de conversión convergen en una asíntota y estos puntos se pueden identificar con la ecuación (29):

$$Xa = \frac{X}{\left(1 + \frac{V_p}{V_s}\right)} \quad (29)$$

En donde  $Xa$  es el offset del punto de conversión a partir de la receptora,  $X$  es el offset entre fuente y receptora,  $V_p$  es la velocidad de las ondas P y  $V_s$  es la velocidad de las ondas S.

La relación  $V_p/V_s$  varía según la litificación de las rocas. Para materiales competentes y litificados (más profundos), la relación  $V_p/V_s$  puede variar entre 1.8 y 2.5. Si los materiales son menos consolidados y menos litificados, tienen una relación  $V_p/V_s$  mayor la cual puede variar entre 2.5 y 5. En cuencas sedimentarias es común observar  $V_p/V_s$  altos para reflectores someros y  $V_p/V_s$  menores para reflectores profundos.



**Figura 64. Asíntota del Punto de Conversión**

Tomado de (Stewart et al., 2002)

### 3.9.2 Adquisición de ondas convertidas

Los levantamientos de ondas S puras son escasos dado la pobre demanda, poca cantidad de fuentes S y dificultad en su aplicación en algunos ambientes. Los tiempos de escucha son de 2 a 3 veces mayores que los de ondas convertidas (Stewart et al., 2002) y a offsets cercanos se puede generar un cambio de fase (Guevara, 2000). Por estas razones se ven reemplazados por levantamientos de ondas convertidas.

Las ondas convertidas que emergen a la superficie tienen longitudes de ondas aparentes más cortas que las de las ondas P debido a sus velocidades más lentas, por lo tanto se deben usar intervalos de receptoras más cortos que los que se usan para levantamientos P para muestrear el campo de ondas apropiadamente.

La asimetría de la trayectoria de los rayos hace que los puntos de conversión se acerquen más a las líneas receptoras lo cual puede generar áreas de fold bajo. Introducir en el diseño el esparcimiento del punto medio puede suavizar este problema.

Los geófonos de 3 componentes (3C) registran ondas P, S radial y S transversal. Tanto en 2D como en 3D se pueden utilizar hodogramas para separar digitalmente los datos 3C en componentes radiales y transversales antes del procesamiento. Por esta razón no es obligatorio tener todos los geófonos o sensores alineados en una misma dirección. Sin embargo, es preferible para tener un mayor control, que los geófonos estén orientados con un mismo azimut.

En una línea 2D recta, siempre y cuando no haya dobleces o quiebres, se conocerá rápidamente el componente radial y el transversal de los geófonos si todos comparten el mismo azimut de la línea. El caso 3D es más complicado dado que se trabaja con una variedad de azimuts entre fuentes y receptoras cada vez que se activa una carga. En este caso se recomienda que todos los geófonos tengan un mismo azimut.

Un levantamiento de ondas convertidas es más costoso que de ondas P. Los costos van a estar asociados con el tiempo extra requerido para la alineación de los geófonos, la perforación de pozos pequeños para el plante de los sensores (Vectorseis), mayor número de canales por estación, procesamiento de los datos (más canales y más tiempo).

La limitación del registro de ondas convertidas reside en el número restringido de geófonos 3C, lo cual conlleva a utilizar tendidos asimétricos en donde no se muestrean todos los azimuts y offsets necesarios. Al usar sensores digitales (1 por grupo), se dejan de recibir los beneficios de los patrones, con el agravante del uso de intervalos de receptoras iguales al de levantamientos P (muestreo inapropiado de la onda de campo).

### **3.9.3 Aplicación de ondas convertidas**

Se pueden usar muestras de rocas, registros de pozos, estudios de perfiles sísmicos verticales (VSP) y levantamientos multicomponentes para estudiar las propiedades de las ondas convertidas. Las ondas convertidas en conjunto con las ondas P se pueden utilizar para (Simmons & Backus, 2003):

- Discriminar litología.
- Determinar porosidad.
- Definir fracturas.
- Identificar posiblemente el contenido de fluidos en las rocas.
- Validar reflexiones de puntos brillantes.
- Estimar la relación de Poisson.
- Generar reflexiones cuando el contraste de reflectividad de las ondas P es pequeño.
- Proporcionar información a través de nubes de gas las cuales atenúan las ondas P.

### **3.9.4 Mejoramiento de la calidad de imagen de las ondas P**

Los geófonos 3C capturan el campo de onda con 3 componentes mutuamente ortogonales X, Y, Z. Los sensores 3C digitales (Vectorseis y Sercel DSU) son acelerómetros que pueden determinar el componente vertical cuando miden la gravedad de la tierra. Luego se usan algoritmos para la rotación de los 3 componentes tal que Z esté alineado con la vertical. Esta habilidad de producir componentes puros verticales se llama “fidelidad vectorial” y los vendedores de los instrumentos promueven el mejoramiento de la calidad de la imagen de las ondas P al utilizar este procedimiento (Tessman & Maxwell, 2003). En operaciones normales diseñadas apropiadamente, esta técnica proporciona muy poco beneficio.

### **3.9.5 Interpretación sísmica multicomponente**

Las secciones sísmicas de ondas S puras pueden ser ruidosas y de menor resolución debido a los materiales no consolidados de la capa meteorizada.

Los datos de ondas convertidas se pueden interpretar solos pero en la mayoría de los casos se hace una correlación con secciones o volúmenes de ondas P. En la Figura 65 se observa la diferencia en las reflexiones entre secciones PP (arriba) y PS (abajo). Las secciones PS tienen el potencial de proporcionar más información. Aunque en este ejemplo la diferencia es significativa, no siempre se obtienen resultados tan visibles.

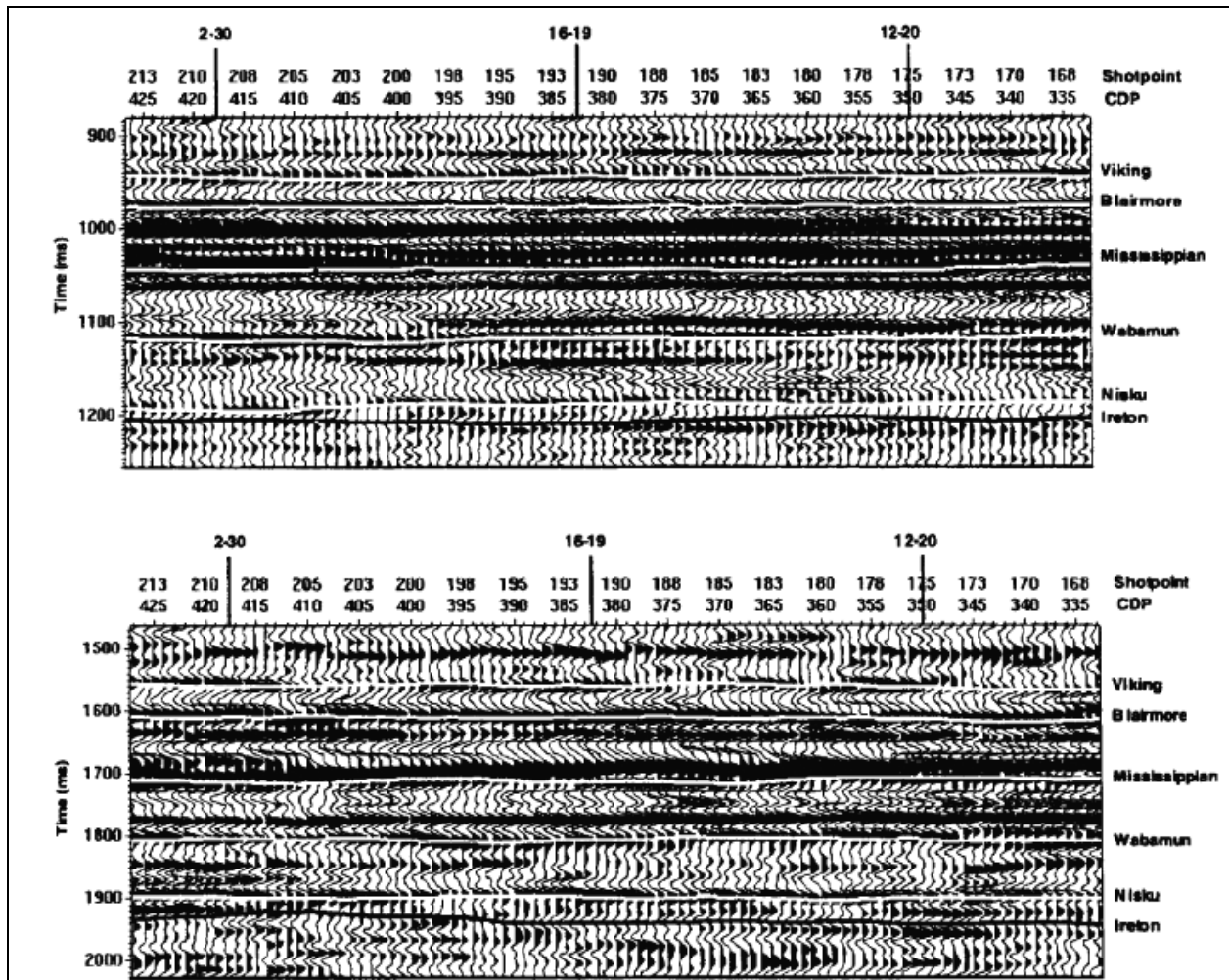


Figura 65. Sección PP (arriba) versus PS (abajo)

Tomado de (Stewart et al., 2002)

Las reflexiones de ondas convertidas se observan más tardías que las de ondas P. Para el amarre de los reflectores existen varias técnicas, entre las cuales se tienen (Stewart et al., 2002):

- Se genera un sismograma sintético para las ondas PP y otro para las PS. Se hace un amarre entre el sismograma sintético PP y la sección PP. Se hace otro amarre entre el sismograma sintético PP y el PS. Finalmente, se hace un amarre entre el sismograma sintético PS y la sección PS.
- Si  $V_p/V_s$  es casi constante, se puede hacer un “bulk shift” de los datos.
- Para un solo valor  $V_p/V_s$  se puede reducir la escala de tiempo.

### 3.9.6 Recomendaciones

Sería recomendable traer expertos mundiales en la técnica multicomponente para dar seminarios a la industria colombiana desde el punto de vista del diseño, registro, procesamiento e interpretación. Este es un concepto muy nuevo en el país y hay mucho que aprender todavía.

El uso de geófonos 3C y de la técnica multicomponente no genera resultados positivos en todo tipo de subsuelo. Sin embargo, se ha aprendido que en ciertas áreas y bajo ciertas condiciones, tienen el potencial de proporcionar más información que usando solo ondas P. Se recomienda que esta técnica se desarrolle en el país para aprovechar sus beneficios.

De igual manera, también se recomienda realizar procesamiento experimental de las ondas convertidas en los levantamientos con geófonos 3C para comenzar a adquirir la experiencia necesaria en el país.

## 3.10 Proyectos Especiales

### 3.10.1 Análisis AVO

AVO es el estudio de las variaciones en amplitudes a medida que aumentan los offsets. Este estudio se hace a nivel de CDP en donde las trazas con correcciones NMO se organizan de offsets menores a mayores. Los análisis AVO se usan para determinar litologías e identificar fluidos dentro de las rocas.

Para determinar los atributos AVO, se selecciona un reflector de interés y se grafican los cambios de amplitud versus ángulos de incidencia en el CDP (Figura 66). Recuerde que el ángulo de incidencia varía con el offset. Se realiza una regresión lineal para determinar la línea recta que más se ajuste a los datos y se definen el punto de intersección (A) y el gradiente de amplitudes (B). Cada CDP va a tener dos atributos AVO, el gradiente y la intersección.

Se utiliza la ecuación (24) de Aki y Richards (Aki & Richards, 1980) para describir a la regresión lineal que más se ajusta a los datos. Cuando el ángulo de incidencia  $\theta$  es menor de 30 grados, se puede simplificar la ecuación (30) ignorando el tercer término, resultando en la ecuación (34):

$$R(\theta) = A + B \text{sen}^2\theta + C \text{sen}^2\theta \tan^2\theta \quad (30)$$

$$A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right) \quad (31)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle} - 2 \left( \frac{\langle V_S \rangle}{\langle V_P \rangle} \right)^2 \times 2 \left( \frac{\Delta V_S}{\langle V_S \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right) \quad (31)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle} \quad (33)$$

$$R(\theta) = A + B \text{sen}^2\theta \quad (34)$$

En donde:

$\Delta V_P, \Delta V_S, \Delta \rho$  son los cambios en la interfaz de velocidad compresional, velocidad transversal y densidad respectivamente y

$\langle V_P \rangle, \langle V_S \rangle, \langle \rho \rangle$  son los valores promedio de la velocidad compresional, velocidad transversal y densidad respectivamente en la interfaz.

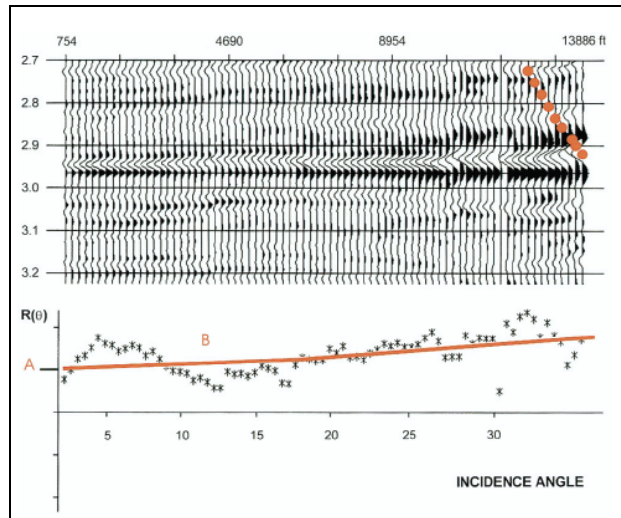


Figura 66 . CDP, Gradiente e Intersección  
Tomado de (Ross, 2003)

Para determinar litologías y fluidos contenidos en las rocas se necesita tener un buen control de pozos en la zona. En una gráfica se colocan los pares gradiente e intersección de cada CDP (Figura 67) y se comparan con los resultados de gradientes e intersecciones de los pozos, de esta manera se pueden identificar los tipos de rocas y los fluidos que contienen.

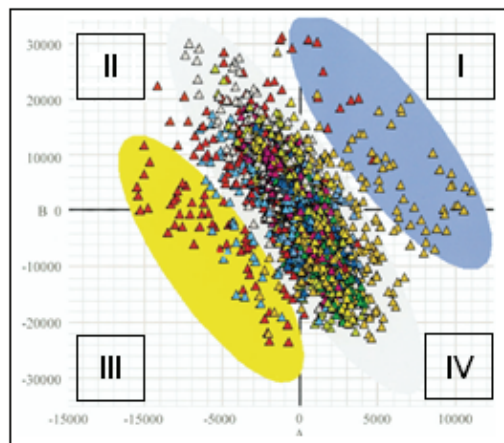


Figura 67. Gráfica de Atributos AVO para varios CDPs.  
Tomado de (Ross, 2003)

Según Brian Russell (Russell, 2008), otras maneras de analizar los datos es creando gráficas de las sumas de los gradientes e intersecciones, como también de diferencias de gradientes e intersecciones. Esta publicación ofrece un tutorial muy bueno de AVO expresado en términos comunes.

En la

Tabla 14 se hace un resumen del comportamiento AVO de varias clases de arenas y gases (Castagna & Swan, 1997).

Clase	Impedancia Relativa	Cuadrante	A	B	Amplitud vs. Offset
I	Más alta que la capa de arriba	IV	+	-	Decrece
II	Aproximadamente igual a la capa de arriba	II, III o IV	+ o -	-	Aumenta o decrece, el signo puede cambiar
III	Menor que la capa de arriba	III	-	-	Aumenta
IV	Menor que la capa de arriba	II	-	+	Decrece

Tabla 14. Comportamiento AVO para varias Clases de Arenas y Gases.

Para levantamientos en donde se conoce de antemano que los datos serán utilizados para estudios AVO, hay consideraciones importantes para el diseño y el procesamiento. El fold debe ser suficiente para proporcionar por lo menos 18 rangos únicos de offsets. Se debe emplear un software de modelado de AVO (como por ejemplo el de Hampson-Russell) para determinar el rango de offsets requeridos a ser registrados. En el procesamiento, es importante usar métodos de amplitudes relativas verdaderas.

### 3.10.2 Inversión sísmica

La inversión sísmica es el proceso mediante el cual se trata de determinar qué características de rocas y fluidos generan el comportamiento de la ondícula sísmica (Hunter 3D Inc, 2008). Se utiliza la técnica del modelado regresivo.

En la Figura 68 se observan tanto el modelado progresivo (de izquierda a derecha) como el regresivo (de derecha a izquierda). En el modelado progresivo se comienza con el conocimiento de la geología (profundidad y velocidad de las rocas). A continuación se hace una conversión a tiempo versus velocidad generando un perfil de velocidades usando la ecuación (35). Luego se genera una serie de coeficientes de reflexión (CR) usando la ecuación (36) y finalmente se convoluciona esta serie con la ondícula sísmica para generar una traza sísmica.



$$CR = \frac{V_{Prof}\rho_{prof} - V_{som}\rho_{som}}{V_{Prof}\rho_{prof} + V_{som}\rho_{som}} \quad \left( \text{interfaz: } \frac{\text{Somero}}{\text{Profundo}} \right) \quad (36)$$

Durante la convolución se realiza una suma de todas las iteraciones y su efecto es el aplicar un filtro pasa banda a la señal sísmica. El modelo de convolución de la traza sísmica se representa en la ecuación (37).

$$S\acute{m}sica_{(t)} = CR_{(t)} * Ond\acute{i}cula_{(t)} * Tierra_{(t)} + Ruido_{(t)} \quad (37)$$

Uno de los mecanismos de pérdida de energía más limitante para los datos sísmicos es la absorción. A través de la absorción, todas las frecuencias pierden una cantidad de energía por ciclo y dado que en una misma unidad de tiempo las frecuencias altas tienen más ciclos que las bajas, se atenúan más rápidamente (Figura 69). Este efecto de filtro aplicado por la tierra también se convoluciona con los coeficientes de reflexión y la ondícula sísmica. Aparte del filtro de la tierra, también hay que agregar todo tipo de ruido a la traza sísmica.

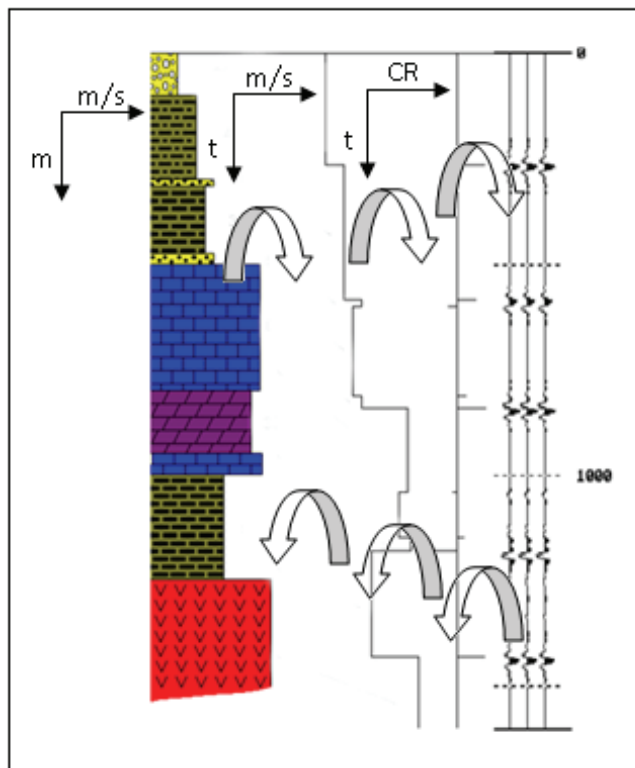


Figura 68. Modelado Progresivo y Regresivo.  
Tomado de (Cooper, 2008i)

El objetivo de la inversión es determinar el tipo de roca, sus propiedades y los fluidos que contienen. A partir de una traza sísmica se desea construir una serie de coeficientes de reflexión para aprender acerca de impedancia acústica de las interfaces del subsuelo. De allí se determinan las velocidades expresadas en función del tiempo y en función de la profundidad.

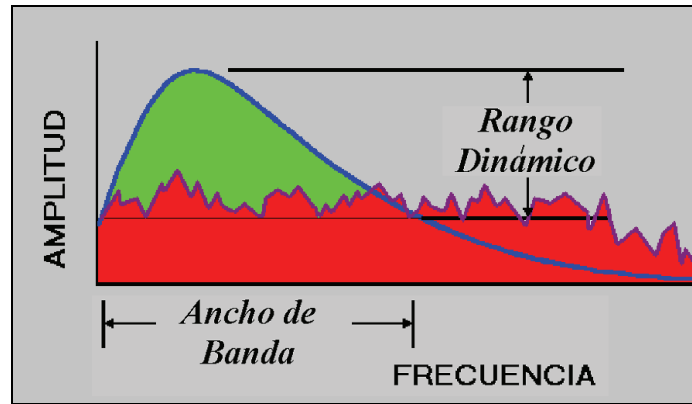


Figura 69. Efecto de la absorción.  
Tomado de (Cooper, 2008i)

Durante la inversión existen muchos problemas a resolver:

- La presencia de ruido en la traza sísmica.
- El efecto de filtro pasa banda que aplica la tierra. Un coeficiente de reflexión se representa a través de un spike que contiene todas las frecuencias y las ondículas de reflexión solo contienen un rango limitado de frecuencias.
- La ecuación (38), para determinar velocidades a partir de los coeficientes de reflexión, concatena los errores de cálculo a los reflectores más profundos. El primer  $V_i$  se mide de los primeros arribos, el cual tiene un error de apreciación; el CR también tiene un error de cálculo y se usan estos valores para determinar  $V_{i+1}$ . Para la siguiente iteración,  $V_{i+1}$  se convierte en  $V_i$  y el error se continúa propagando y haciendo más grande de capa a capa.

$$V_{i+1} = V_i \left[ \frac{1 + CR}{1 - CR} \right] \quad (38)$$

- Al determinar una velocidad no se identifica el tipo de roca, dado que varios tipos de rocas comparten las mismas velocidades, hay solapamiento en los rangos.

### 3.10.3 Sísmica 4D

La sísmica 4D es una herramienta para la gerencia de un yacimiento en producción que consiste en repetir una serie de levantamientos 3D a intervalos regulares con el fin de estudiar los cambios observables en el yacimiento (BP, 2008). Luego los ingenieros de petróleo determinan los próximos pozos a perforar y medidas especiales para la recuperación de hidrocarburos.

Los cambios en los que se puede estar interesado son el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, expansión de las cámaras de vapor para estudios de inyección de vapor y perforación horizontal, etc. Esta es una técnica a ser aplicada a nivel del desarrollo del yacimiento y no para su exploración.

El procedimiento normal a seguir es el de controlar todas las variables tal que los cambios que se observen estén relacionados con el yacimiento y no con variaciones en el levantamiento. A tal fin, se usan los mismos parámetros de adquisición del levantamiento anterior adquirido en la zona en estudio. Se usan los mismos intervalos de las fuentes, intervalos de las receptoras, separación de líneas fuentes, separación de líneas receptoras, se retoman las mismas coordenadas para las fuentes y las receptoras, se usa el mismo tipo de fuente: para vibrosismo se debe usar el mismo barrido, linealidad, longitud, ancho de banda, tapers, etc., para fuentes impulsivas se usa el mismo tamaño de la carga, profundidad, patrones, etc.

Es recomendable procesar los datos usando el mismo flujo que en los datos previos. Luego se hace una substracción de la sección actual de la anterior y la diferencia debe representar los cambios del yacimiento.

Cuando se sabe con anticipación que el levantamiento a adquirir pertenecerá a un estudio 4D, se pueden tomar medidas especiales como el enterrar los geófonos para garantizar que se empleen exactamente las mismas coordenadas. El proyecto Life of Field Seismic de BP en el mar del Norte, es un ejemplo de un levantamiento sísmico marino 4D muy exitoso y de fácil acceso en la internet (BP, 2008).

### 3.10.4 Análisis con VSP

Según el glosario de términos de la industria petrolera de Schlumberger (Schlumberger, 2008), un perfil sísmico vertical (VSP) es una medición de un tipo de sísmica de pozo que se emplea para correlacionar con la sísmica de superficie.

Las ventajas de los VSPs son (Hinds et al., 1993):

- Proporcionan una correlación con la sísmica de superficie y se pueden identificar y amarrar los reflectores.
- Diferencian las reflexiones primarias de los múltiples cuando éstos se identifican en los VSP.
- Mejoran el conocimiento del subsuelo en la vecindad del pozo.

Por lo general, se colocan receptoras dentro del pozo, a lo largo de un intervalo de interés y se usa una fuente de energía en la superficie cerca del pozo. Cuando se activa la fuente de energía, las receptoras captan dos tipos de señales principales: las que se propagan directamente desde la fuente hasta las receptoras, y las que salen de la fuente, se reflejan de algún reflector profundo y luego son captadas por las receptoras.

Schlumberger clasifica los VSPs en 7 tipos (Schlumberger, 2008):

- Zero-offset VSP (Figura 70).
- Offset VSP (Figura 70).
- Walkaway VSP (Figura 70).
- Walk-above VSP (Figura 70).
- Salt-proximity VSP (Figura 71).
- Seismic While Drilling (SWD) VSP (Figura 71).
- Multi-offset VSP (Figura 71).

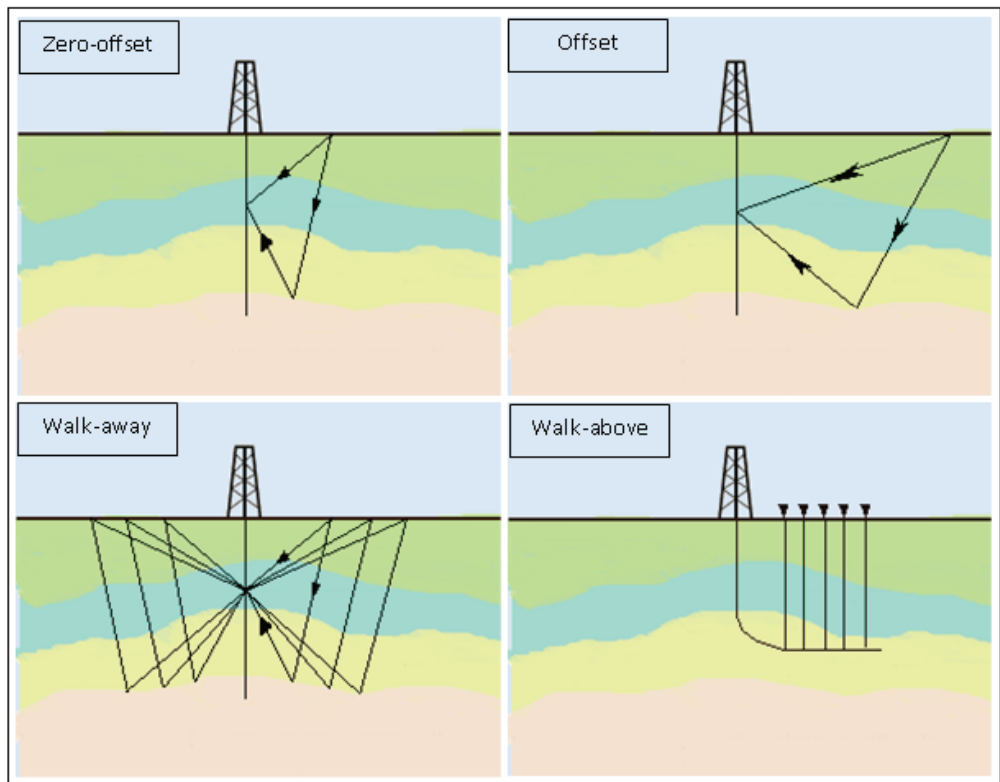


Figura 70. Tipos de VSP.

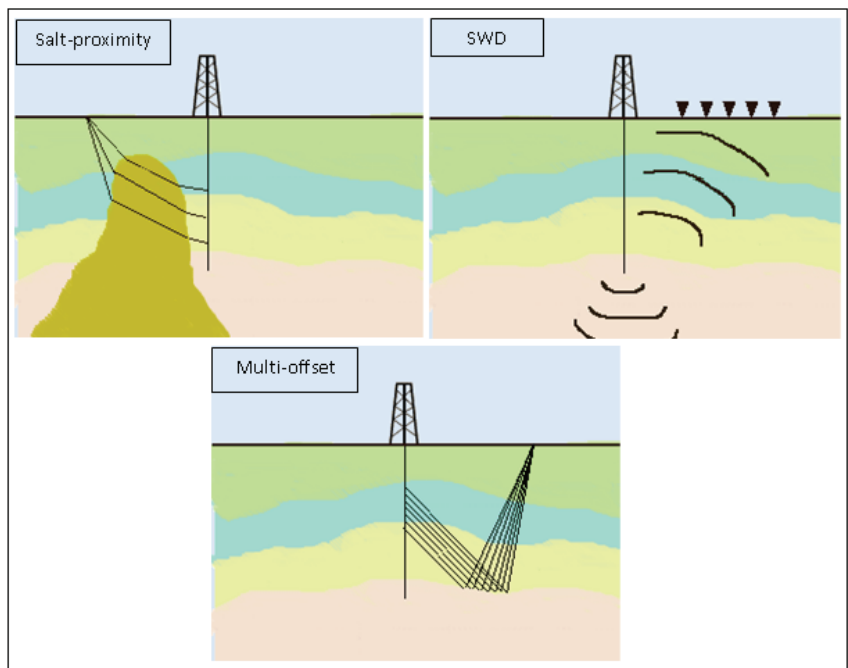


Figura 71. Tipos de VSP.

### 3.10.5 Tomografías

Un estudio tomográfico consiste en la emisión y recepción de señales acústicas entre pozos con la finalidad de medir campos de velocidades entre diferentes capas del subsuelo. Con las tomografías se estudian tanto los eventos reflejados como los directos (Figura 72).

Otros usos de esta técnica según Paulsson (Paulsson et al., 1992) y Bergman (Bergman et al., 2006) son:

- La determinación del factor de atenuación  $Q$ ,
- El mejoramiento del conocimiento del yacimiento,
- La generación de datos sísmicos con frecuencias más altas,
- La identificación de las cámaras de vapor en estudios de inyección de vapor,
- La determinación del grosor y las velocidades del lecho de rocas.

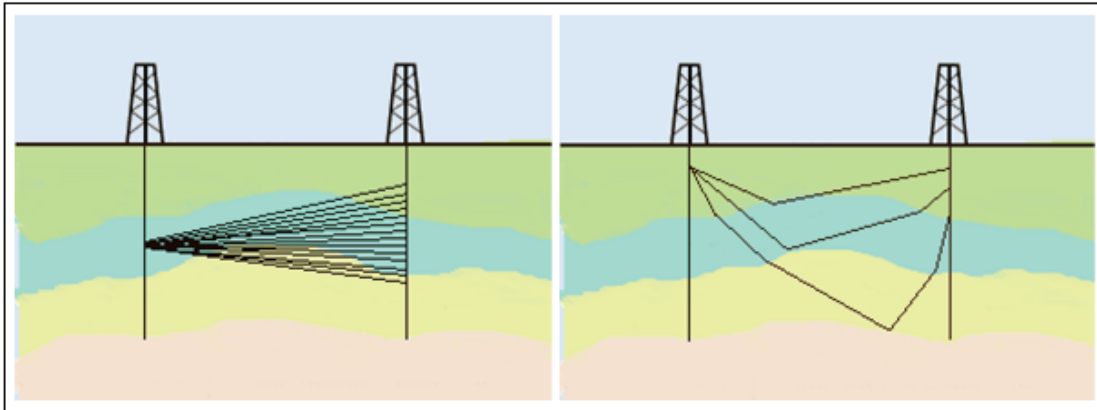


Figura 72. Tomografía.

### 3.10.6 LiDAR

LiDAR (Light Detection and Ranging) es una tecnología de monitoreo remoto que mide las propiedades de la luz esparcida para definir distancias de un objeto lejano. LiDAR es una tecnología similar al RADAR (Radio Detection and Ranging) pero utiliza luz en lugar de ondas electromagnéticas.

Se utiliza un helicóptero o una avioneta que contiene varios instrumentos como GPS, sensores de inercia y lasers de emisión de pulsos a 200 KHz. Mientras la aeronave vuela, los instrumentos emiten pulsos de luz sobre el área de interés generando una nube de densidades puntuales. Parte de estas señales se reflejan a la superficie y son captadas por un laser.

La resolución de la imagen que se genera después del procesamiento depende de la altura de vuelo, la velocidad de la aeronave, la rata de emisión de pulsos y el solapamiento de los swaths de vuelo. Una imagen de calidad promedio tiene una resolución de 50x50x50 cm. Con LiDAR se pueden generar modelos de la superficie de la tierra con vegetación y sin vegetación de gran precisión, y hasta se puede medir la altura de los árboles en el área.

Es ideal para levantamientos sísmicos porque se puede hacer una planificación mucho más concisa desde el comienzo; también es de gran beneficio para la construcción de instalaciones de producción, carreteras, tuberías, etc. Otra ventaja es la disminución de los costos en topografía puesto que no hay que gastar tiempo tratando de obtener lecturas de la vertical.

En la Figura 73 se pueden apreciar tres imágenes: la de arriba a la izquierda es un mapa topográfico con una resolución de 1:50.000, la de arriba a la derecha es una imagen de satélite con una resolución de 12.5 m por pixel, y la de abajo es LiDAR con una resolución decimada de 1x1x1m (la imagen original era de 20x20x20cm). Es mucho más precisa la identificación de los accesos, planificación de las operaciones y hasta se puede tomar en cuenta la seguridad del personal cuando se tienen que movilizar en terrenos rugosos e inclinados.

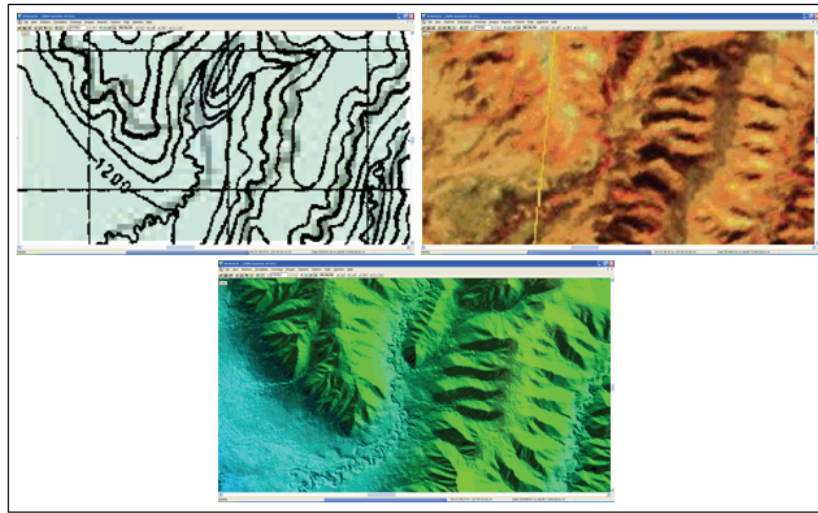


Figura 73. LiDAR.

## 4 Conclusiones

Este reporte expresa el sentir de la industria de exploración colombiana con respecto a las técnicas y procedimientos que se aplican actualmente en la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre. Se determinaron las áreas que necesitan ser modificadas y se propusieron nuevos procedimientos de beneficio para la calidad de datos, las interpretaciones y los costos.

Cambios importantes en los últimos 25 años han sido la creciente aplicación de nuevos algoritmos en el procesamiento sísmico tales como la migración en tiempo antes del apilado y la migración en profundidad antes del apilado. Cuando se consideran estos métodos, el concepto del tamaño del bin es superfluo. Aunque el fold es una estadística básica de cierta importancia, puede ser engañosa. Las estadísticas que representan atributos antes del apilado como el offset, el azimut y el muestreo del punto medio, siempre se deben usar para medir la calidad de un levantamiento. Hoy en día, la densidad de las trazas y la diversidad estadística son conceptos más importantes que el fold y el tamaño del bin. La capacidad de los equipos de adquisición sísmica ha llegado a metas impensables pocos años atrás en cuanto a la extensión de los tendidos, tecnología de los sensores y capacidad del software. Todo esto debe llevar a cambios de mentalidad en cuanto a la adquisición sísmica

La ANH seguirá atenta a los cambios que se generen en la industria de exploración sísmica y hará su mejor esfuerzo para que los procedimientos de vanguardia sean aplicados prontamente en el país obteniendo un mejor resultado en la exploración petrolera.





## 5 Referencias Bibliográficas

- ALBERTA AGRICULTURE AND RURAL DEVELOPMENT (2008): Seismic Operations and Land Owners Rights, consultado el 12 de Noviembre de 2008.  
[http://www1.agric.gov.ab.ca/\\$department/deptdocs.nsf/all/agdex11511](http://www1.agric.gov.ab.ca/$department/deptdocs.nsf/all/agdex11511)
- ANH (2007) Colombian Sedimentary basins. Edited and compile by ANH and B&M exploration Ltda.
- ARAM (2008): consultado el 14 de noviembre de 2008. <http://www.aram.com>
- AKI K.I, RICHARDS P.G, (1980): Quantitative Seismology. Freeman and Co.
- BARBOSA P (2008): Comunicación Personal. Parámetros de adquisición usados en Colombia. Petrobras.
- BERGMAN B, TRYGGVASON A, JUHLIN C (2006): Seismic tomography studies of cover thickness and near –surface velocities. Geophysics Vol 71, No. 6: U77-U84.
- BIONDI B (2006): 3D Seismic Imaging. Covington Group.
- BOUSKA J (1997): Sparse 3-D. What is in a name? Canadian Society of Exploration Geophysicists, Recorder, Septiembre. In p. 7-16.
- BP SEISMIC ON DEMAND (2008): Life of Field Seismic. Consultado el 6 de Diciembre.  
<Http://4dseismic.com/index.htm>
- CASTAGNA J, SWAN H (1997): Principles of AVO crossplotting. The Leading Edge. Vol 16, Abril Página 337.
- COOPER N (2004a): Designing land 3D programs for signal, noise and prestack time migration (Part I). The Leading Edge, Vol. 23: 1007-1014, Octubre.
- COOPER N (2004b): Designing land 3D programs for signal, noise and prestack time migration (Part II). The Leading Edge, Vol. 25: 1230-1235, Diciembre.
- COOPER N (2007): 30 years of seismic. The Source 14: 28-32.
- COOPER N (2008a): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 6: Mecanismos de pérdida de energía, Mayo.
- COOPER N (2008b): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 7: La fuente de energía, Mayo.
- COOPER N (2008c): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 8: El receptor, Mayo.
- COOPER N (2008d): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 9: Correlación y Vibrosismo, Mayo.

ANH

- COOPER N (2008e): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 15: Teoría de patrones, Mayo.
- COOPER N (2008f): “Adquisición sísmica terrestre, teoría y técnicas” Carpeta del curso, Capítulo 16: Modo atrapado y ondas guiadas, Mayo 2008.
- COOPER N (2008g): Comunicación personal, Diciembre 2 de 2008.
- COOPER N (2008h): “Diseño 3D para operaciones sísmicas terrestres” Carpeta del curso, Capítulo 21: Comparación de modelos 3D, Mayo.
- COOPER N (2008i): Cooper, Norman. “Procesamiento básico de datos sísmicos” Carpeta del curso, Capítulo 4: Método CDP y gráficas de apilados, Mayo.
- DYNO NOBEL (2008): Tipos de explosivos disponibles. Consultado el 13 de Noviembre. Sercel. Consultado el 19 de octubre de 2008. <http://www.sercel.com/>
- EPIS (2008a): Manual de suministro de información técnica y geológica a la ANH, consultado el 18 de octubre de 2008. [http://www.epis.com.co/pdf/acuerdo\\_24\\_07\\_julio\\_200621.pdf](http://www.epis.com.co/pdf/acuerdo_24_07_julio_200621.pdf)
- EPIS (2008b): Mapa interactivo GIS, consultado el 18 de octubre de 2008. <http://mapas.epis.com.co/website/epis/viewer.htm>
- EPIS, (2008c): Umbral del banco de información petrolera de Colombia, consultado el 18 de octubre de 2008. <http://www.epis.com.co/>
- FREED D (2008): Cable-free nodes: The next generation land seismic system. The Leading Edge, Julio. p.878-881.
- GADALLAH M, FISHER R (2005): Applied Seismology. PennWell Books.
- GRIESS P.R (2008): Colombia’s Petroleum Resources. Consultado el 10 de diciembre de 2008. <http://www.jstor.org/pss/141235>.
- GUEVARA S.E (2000): Analysis and filtering of near-surface effects in land multicomponent seismic data. Tesis. Universidad de Calgary.
- HAMPSON-RUSSELL (2008): Software especializado para el procesamiento de datos sísmicos. Consultado el 30 de noviembre de 2008. <http://www.cggveritas.com/hampson-russell.aspx?cid=646>
- HERNÁNDEZ G.H (2004): Impacto de las regalías petroleras en el departamento del Meta. Ensayos sobre economía regional. Banco de la República. Julio. <http://www.banrep.gov.co>
- HINDS R, KUZMISKI R, ANDERSON N (1993): An integrated surface and borehole seismic case study: Fort St. John Graben area, Alberta, Canada. Geophysics. Vol 58. No.11: 1662-1675. Noviembre.
- HOLLIS J, ISELI J, WILLIAMS M, HOENMANS S. (2005): The future of Land Seismic, E&P, Noviembre.
- HUNTER 3D INC. (2008): Consultado el 6 de diciembre de 2008. [http://hunter3dinc.com/Inverse/Inverse\\_intro.html](http://hunter3dinc.com/Inverse/Inverse_intro.html)
- IGAC (2008): Mapas de Colombia, consultado el 20 de octubre de 2008, [http://www.igac.gov.co:8080/igac\\_web/contenidos/home.jsp](http://www.igac.gov.co:8080/igac_web/contenidos/home.jsp)

- ION (2008a): Shaking up Land Seismic, consultado el 21 de noviembre de 2008. [http://www.iongeo.com/firefly/content/released/AOGR - Shaking\\_up\\_land\\_seismic\\_JUL\\_2007.pdf](http://www.iongeo.com/firefly/content/released/AOGR - Shaking_up_land_seismic_JUL_2007.pdf)
- ION (2008b): Sistema Scorpion, consultado el 21 de octubre de 2008. [http://www.iongeo.com/Land\\_Imaging/Recording\\_Systems/Scorpion/](http://www.iongeo.com/Land_Imaging/Recording_Systems/Scorpion/)
- LANDRUM R.A, BROOK R.A, SALLAS J.J (1994): Polarity convention for vibratory source/recording Systems. Geophysics 59 No 02: 315-322.
- MENA DE QUEVEDO M (2006): Jaque Mate a Ecopetrol. Panamericana Editorial.
- MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE (2008): Guía Básica Ambiental para el Manejo de Programas de Exploración Sísmica Terrestre. Consultado el 15 de octubre de 2008. [http://www1.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias\\_ambientales/1\\_sector\\_hidrocarburos/02\\_guia\\_ambiental\\_para\\_programas\\_de\\_exploracion\\_sismica\\_terrestre.pdf](http://www1.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias_ambientales/1_sector_hidrocarburos/02_guia_ambiental_para_programas_de_exploracion_sismica_terrestre.pdf)
- NEWMAN P, MAHONEY J, PATTERNS T (1973): With a pinch of salt: Geophysical Prospecting, Vol. 21: 197-219
- OYO GEOSPACE (2008): Sistema de registro GSR. Consultado el 28 de octubre de 2008. <http://zsalvo.com/demosite/oyotechnologies/index.php?id=75>
- PARADIGM (2008): Software especializado para el procesamiento de datos sísmicos. Consultado el 30 de noviembre de 2008. <http://www.pdgm.com>
- PAULSSON B, SMITH M, TUCKER C, FAIRBORN J (1992): Characterization of a steamed oil reservoir using cross-well seismic. Geophysics: The Leading Edge of Exploration. Julio 1992. Páginas 24-32.
- PULLIN N, MATTHEWS L, HIRSCH K. (1987): Techniques applied to obtain very high resolution 3D seismic imaging at an Athabasca tar sands thermal pilot. Geophysics: The Leading Edge of Exploration. Vol. 6, No. 12: 10-15 Diciembre.
- RENEGADE GEOPHYSICS (2008): Software especializado para el procesamiento de datos sísmicos. Consultado el 30 de noviembre de 2008. <http://rengo.com/rgs/Home.htm>
- ROSS C (2003): Effective AVO crossplot modeling: A tutorial. Geophysics, Vol 65, No. 3: 700-711. Mayo-Junio.
- RUSSELL B (2008): AVO adds flavor to the geophysical soup. Geophysical corner. <http://www.aapg.org/explorer/geophysical%5Fcorner/1999/gpc06.cfm>
- SAVAZZI S, SPAGNOLINI U (2008) Wireless geophone networks for high density land acquisition technologies and future potencial. The Leading Edge, Julio. P. 882-886.
- SEISMIC SOURCE (2008): Sistema de registro Sigma. Consultado el 28 de octubre de 2008. <http://www.seismicsource.com>
- SERCEL (2008a): Panfleto de Adquisición Terrestre. Consultado el 19 de octubre de 2008. <ftp://ftp.sercel.com/pdf/brochures/LandAcquisition.pdf>
- SERCEL (2008b): Consultado el 19 de octubre de 2008. <http://www.sercel.com/>

ANH

- SIMMONS J, BACKUS M (2003): An introduction – Multicomponent. The Leading Edge. Vol 22, No. 12: 1227-1262. Diciembre.
- SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY (2008): Consultado el 8 de Diciembre de 2008. <http://glossary.oilfield.slb.com>
- STEWART R, GAISER J, BROWN J, LAWTON D (2002): Converted wave seismic exploration: Methods. Geophysics, Vol 67, No. 5: 1348-1363. Septiembre-Octubre.
- TESSMAN D.J, MAXWELL P (2003): Full-Wave digital seismic recording and the impact of vector fidelity on improved P-wave data. The Recorder, Octubre. P. 22-24.
- TECHCO (2008): Software especializado para el procesamiento de datos sísmicos. Consultado el 30 de noviembre de 2008. <http://www.techco.ab.ca/index.html>
- VERMEER G (2008): “A comparison of two different approaches to 3D seismic survey design”. Pág. 1. Consultado el 13 de Noviembre de 2008. [http://www.terrexseismic.com/downloads/papers/Comparison\\_of\\_3D\\_Design\\_Techniques.pdf](http://www.terrexseismic.com/downloads/papers/Comparison_of_3D_Design_Techniques.pdf)
- VESTRUM R, GITTINS J (2008): To kill or to complement: Three technology improvements in foothills seismic imaging. The Recorder. Noviembre. Vol 33, No. 9: 22-26.
- VIBTECH (2008): Consultado el 14 de noviembre de 2008. <http://www.vibtech.co.uk>
- WESTERNGECO (2008): Sistema Q-Land. Consultado el 21 de noviembre de 2008. [http://www.westerngeco.com/content/services/q\\_technology/q\\_land/index.asp](http://www.westerngeco.com/content/services/q_technology/q_land/index.asp)
- WHAT IS MULCHING? (2008): Consultado el 10 de noviembre de 2008. [http://www.evmulching.com/page7.html?&MMM\\_position=5:5](http://www.evmulching.com/page7.html?&MMM_position=5:5)
- WREN E (2005): Simplifying seismic. Reservoir. Vol 32, No. 1: 34-36
- YILMAZ Ö (2001): Fundamentals of Seismic Processing. Series: Investigations in geophysics. 2da Edición. Vol 1: 51.