

Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo 2021

Tabla de contenido

1.1	Introducción	6
1.2	Alcance	7
1.3	Glosario	8
1.4	Especificaciones técnicas para la entrega de la información geofísica al Banco de Información Petrolera	22
1.4.1	<i>Sísmica</i>	22
1.4.1.1	Adquisición sísmica terrestre	22
1.4.1.1.1	Informe final de operaciones	22
1.4.1.1.2	Raw-data 2D y 3D	23
1.4.1.1.3	Coordenadas de adquisición 2D y 3D	27
1.4.1.1.4	Reportes semanales	29
1.4.1.1.5	Reporte de observador 2D y 3D	29
1.4.1.1.6	Proceso en campo	31
1.4.1.1.7	Imagen de apilado	31
1.4.1.2	Adquisición sísmica costa afuera (off shore)	32
1.4.1.2.1	Informe final de operaciones	32
1.4.1.2.2	Raw-data 2D y 3D	34
1.4.1.2.3	Coordenadas de adquisición 2D y 3D	35
1.4.1.2.4	Reportes semanales	35
1.4.1.2.5	Reporte de observador 2D y 3D	35
1.4.1.2.6	Proceso a bordo	37
1.4.1.3	Procesamiento y reprocesamiento de la información sísmica 2D y 3D offshore y onshore	38
1.4.1.3.1	Informe final de procesamiento o reprocesamiento	39
1.4.1.3.2	Archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D	39
1.4.1.3.3	Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D	42
1.4.1.3.4	Archivos de velocidades 2D y 3D	44
1.4.1.3.5	Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D	46
1.4.1.3.6	Gathers	47
1.4.1.4	Interpretación sísmica 2D y 3D	50
1.4.1.4.1	Informe de interpretación	50
1.4.1.4.2	Backup de software	51
1.4.1.4.3	Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas	51
1.4.1.4.4	Archivos ASCII de horizontes y/o fallas	51
1.4.2	<i>Gravimetría</i>	52
1.4.2.1	Adquisición	52
1.4.2.2	Procesamiento	52
1.4.2.3	Interpretación	53
1.4.3	<i>Aerogravimetría</i>	53
1.4.3.1	Adquisición	53
1.4.3.2	Procesamiento	54
1.4.3.3	Interpretación	54
1.4.4	<i>Magnetometría</i>	55
1.4.4.1	Adquisición	55
1.4.4.2	Procesamiento	55
1.4.4.3	Interpretación	55
1.4.5	<i>Aeromagnetometría</i>	56
1.4.5.1	Adquisición	56
1.4.5.2	Procesamiento	57
1.4.5.3	Interpretación	57
1.4.6	<i>Electromagnetismo (Magnetotelúrica)</i>	57
1.4.6.1	Adquisición	57

1.4.6.2	Procesamiento.....	58
1.4.6.3	Interpretación.....	58
1.4.7	<i>Geoeléctrica</i>	58
1.4.7.1	Adquisición	58
1.4.7.2	Procesamiento.....	59
1.4.7.3	Interpretación.....	59
1.4.8	<i>Batimetría</i>	59
1.4.8.1	Adquisición	59
1.4.8.2	Procesamiento.....	60
1.4.8.3	Interpretación.....	60
1.4.9	<i>Geotermia</i>	61
1.4.9.1	Adquisición	61
1.4.9.2	Procesamiento.....	61
1.4.9.3	Interpretación.....	61
1.5	Bibliografía	61

Lista de Tablas

Tabla 1. Relación de Productos geofísicos	13
---	----

Lista de figuras

Figura 1. Header common, info archivo SEG-D	24
Figura 2. Header general, archivo SEG-D	24
Figura 3. Despliegue sección sísmica SEG-D FFID 2D	24
Figura 4. Despliegue de sección sísmica SEG-D FFID 3D	25
Figura 5. Carpeta coordenadas.....	27
Figura 6. Formatos de coordenadas adquisición	27
Figura 7. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D	27
Figura 8. Header de las coordenadas de adquisición 2D	28
Figura 9. Header de las coordenadas de adquisición 3D	28
Figura 10. Archivos SPS	29
Figura 11. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador.....	30
Figura 12. Registros del reporte de observador	30
Figura 13. Apilado de campo	32
Figura 14. Apilado a bordo	38
Figura 15. Text Header sísmica 2D	40
Figura 16. Text Header sísmica 3D	40
Figura 17. Validación en Geovisor	41
Figura 18. Metadatos Trace header sísmica 2D.....	41
Figura 19. Metadatos Trace header sísmica 3D.....	42
Figura 20. Formato de las coordenadas de proceso 2D	43
Figura 21. Formato de las coordenadas de proceso 3D	43
Figura 22. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 2D	44
Figura 23. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 3D	45
Figura 24. Visualización archivos de velocidades. SEG-Y.....	45
Figura 25. Archivos ASCII de velocidades.....	46
Figura 26. Imagen de sección sísmica procesada	46
Figura 27. Header Imagen de sección sísmica procesada	47
Figura 28. Resolución de las imágenes procesadas.....	47
Figura 29. Byte de ubicación Metadatos Gathers 2D.....	48
Figura 30. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 2D.....	48
Figura 31. Byte de ubicación Metadatos Gathers 3D.....	48
Figura 32. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 3D.....	49
Figura 33. Formato de entrega para imágenes con atributos especiales.....	50
Figura 34. Sección sísmica interpretada.....	51
Figura 35. Archivos ASCII de interpretación fallas y /o horizontes	52

1.1 Introducción

A continuación, se relacionan los documentos y productos que se deben entregar como resultado de la adquisición, procesamiento, reprocesamiento e interpretación de los métodos geofísicos. Los formatos estándares usados en la industria petrolera se consideran modelos oficiales de entrega de la información de los datos sísmicos, velocidades y navegación. En el caso de los datos sísmicos y velocidades, los formatos se regirán por los estándares establecidos en sus últimas revisiones por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) los cuales se pueden consultar en el siguiente link: <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/> Para el caso de la navegación (coordenadas), los formatos se regirán por los estándares establecidos por la International Association of Oil & Gas Producers (OGP), la United Kingdom Off Shore Operators Association (antes llamados UKOOA) y la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

1.2 Alcance

El estándar tiene aplicación en todos los productos que requieran entrega de anexo geofísico (informes, datos y anexos) por parte de las Compañías Operadoras y terceros al BIP. La responsabilidad de su aplicación corresponde a todos los operadores y empresas de consultoría que en alcance a los compromisos contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH deberán entregar los productos que su contrato requiera al BIP de acuerdo con el desarrollo de tareas generadas en los procesos de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos o en estudios técnicos contratados (Consultorías).

1.3 Glosario

Adquisición sísmica: Es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras. Consiste en la generación artificial de ondas acústicas que se desplazan a través de las capas del subsuelo y son reflejadas hacia la superficie por las interfases (p.e. discontinuidades estratigráficas y estructurales) encontradas en su recorrido. Al llegar a la superficie son captadas y registradas mediante detectores especiales (geófonos). Las señales recibidas por los equipos de superficie se interpretan geofísica y geológicamente por personal experto, para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas estructuras que pueden estar presentes en el área de interés y que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D).

Adquisición Sísmica 2D: Datos sísmicos o un grupo de líneas sísmicas adquiridas por separado de manera que existen vacíos significativos (generalmente de 1 o más km) entre las líneas adyacentes. Un levantamiento 2D habitualmente contiene numerosas líneas registradas en forma ortogonal con respecto al rumbo de las estructuras geológicas (tales como fallas y pliegues) con un mínimo de líneas registradas en dirección paralela a las estructuras geológicas para permitir la vinculación entre línea y línea de los datos sísmicos y la interpretación y el mapeo de las estructuras. La adquisición sísmica 2D aporta información en un solo plano (vertical) con esta se alcanzan a identificar leads y plays.

Adquisición Sísmica 3D: La adquisición de datos sísmicos como líneas de recepción y tiro estrechamente espaciadas de manera que habitualmente no existen vacíos significativos en la cobertura del subsuelo. Un levantamiento 2D habitualmente contiene numerosas líneas ampliamente espaciadas, registradas en forma ortogonal con respecto al rumbo de las estructuras geológicas, y un mínimo de líneas registradas en dirección paralela a las estructuras geológicas para permitir la correlación entre línea y línea de los datos sísmicos, y la interpretación y el mapeo de las estructuras. La adquisición sísmica 3D aporta información en tres dimensiones permitiendo determinar con mayor exactitud el tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas, se alcanzan a identificar leads, plays y prospectos.

Anisotropía: Variación predecible de una propiedad de un material con la dirección en la que se mide, lo cual puede producirse en todas las escalas. Para un cristal de un mineral, la variación de las propiedades físicas observada en diferentes direcciones es la anisotropía. En las rocas, la variación de la velocidad sísmica medida en sentido paralelo o perpendicular a las superficies de estratificación es una forma de anisotropía. Observada a menudo donde los minerales laminares, tales como las micas y las arcillas, se alinean en forma paralela a la estratificación depositacional a medida que se compactan los sedimentos, la anisotropía es común en las lutitas.

Amplitud: La diferencia entre el desplazamiento máximo de una onda y el punto sin desplazamiento, o punto cero.

Apilado: Consiste en sumar las trazas para mejorar la relación señal-ruido, reducir el ruido y mejorar la calidad de los datos sísmicos. Las trazas de registros sísmicos diferentes con un punto común de reflexión, tales como los datos de punto medio común (CMP), se apilan para formar una sola traza durante el procesamiento sísmico. El apilamiento reduce la cantidad de datos en un factor que se denomina apilamiento nominal.

Atributo: Una propiedad cuantificable de los datos sísmicos, tal como la amplitud, el echado, la frecuencia, la fase y la polaridad. Los atributos pueden ser medidos en un instante de tiempo o a lo largo de una ventana de tiempo, y pueden medirse en una sola

traza, en un conjunto de trazas o en una superficie interpretada de los datos sísmicos. El análisis de atributos incluye la evaluación de diversos parámetros de yacimientos, entre los que se encuentran los indicadores de hidrocarburos, mediante técnicas tales como la variación de la amplitud con el desplazamiento (AVO).

AVO: La variación de la amplitud de las reflexiones sísmicas con el cambio de la distancia existente entre el punto de tiro y el receptor, que indica las diferencias en términos de litología y contenido de fluidos en las rocas situadas por encima y por debajo del reflector. El análisis AVO es una técnica por la cual los geofísicos procuran determinar el espesor, la porosidad, la densidad, la velocidad, la litología y el contenido de fluidos de las rocas. Para resultar exitoso, el análisis AVO requiere un procesamiento especial de los datos sísmicos y el modelado sísmico para determinar las propiedades de las rocas con un contenido de fluidos conocido. Con ese conocimiento, es posible modelar otros tipos de contenido de fluidos. Una arenisca rellena de gas podría mostrar un incremento de la amplitud con el desplazamiento, en tanto que un carbón podría exhibir una reducción de la amplitud con el desplazamiento. Una limitación del análisis AVO que utiliza solamente la energía de ondas P es su incapacidad para proveer una solución única, por lo que los resultados del análisis AVO tienden a ser interpretados erróneamente. Un error de interpretación común es la incapacidad para diferenciar un yacimiento relleno de gas de un yacimiento cuya saturación de gas es sólo parcial. No obstante, el análisis AVO que utiliza la energía de las ondas de corte generadas en la fuente o de modo convertido permite la diferenciación de los grados de saturación de gas. El análisis AVO es más exitoso en las rocas modernas, pobremente consolidadas, tales como las rocas del Golfo de México, que en los sedimentos más antiguos bien cementados.

Batimetría: es la medición de las profundidades marinas para determinar la topografía del fondo del mar. Su medición implica la obtención de datos con los valores de la profundidad y la posición de cada uno de los puntos muestreado. Estos puntos de posición, al igual que ocurre con la altimetría, están formados por coordenadas de puntos X, Y, Z.

Ciente u Operadora: empresa que contrata los servicios de la empresa contratista para realizar estudios, levantamiento y/o evaluaciones geofísicas en áreas determinadas.

Common depth point (CDP): En adquisición sísmica multicanal donde las capas no se inclinan, el punto común de reflexión situado en profundidad en un reflector, o el punto situado a mitad de camino cuando una onda se propaga desde una fuente hasta un reflector y desde allí hasta un receptor. En el caso de las capas planas, el punto de reflejo común (punto común profundo) se encuentra situado verticalmente por debajo del punto medio común. En el caso de las capas inclinadas, no existe ningún punto medio común compartido por múltiples fuentes y receptores, de modo que es necesario la corrección por sobretiempo debido al echado con el fin de reducir el traslape, o la mezcla inadecuada, de los datos.

Contratista de adquisición sísmica: empresa de servicios contratada para realizar el trabajo de adquisición, proceso y/o interpretación de la información geofísica.

Crossline: Es la línea sísmica de un levantamiento 3D perpendicular a la dirección en la cual los datos han sido adquiridos.

Datum: Es un valor conocido de elevación respecto al nivel del mar, con el que otra medida es corregida. En datos sísmicos, el término se refiere a una superficie plana arbitraria que se toma como referencia, y se asume que tanto fuentes como receptores yacen sobre esta para así minimizar los efectos de la topografía sobre la adquisición sísmica. En el procesamiento de los datos se efectúan correcciones que simulan esta condición, llamadas *correcciones estáticas*.

Densidad de grabación: Tamaño aproximado almacenado en un medido en gigabytes (GB). Actualmente el almacenamiento de datos se hace a través de NAZ o discos duros externos excepcionalmente cintas.

Encabezado (header): Hace referencia a los primeros datos encontrados en archivos digitales de información sísmica o de pozo. Contiene la locación de adquisición, parámetros de procesamiento y otra la información pertinente a los registros eléctricos de pozo, registro sísmico y trazas.

Gather: grupos de trazas sísmicas registradas desde un disparo común, conocidas como recolecciones de puntos de disparo comunes (common shot point gathers) o, simplemente, recopilaciones de disparo (shot gathers).

Geofísica: El estudio de la física de la Tierra, especialmente el campo eléctrico, el campo gravitacional y el campo magnético, y la propagación de las ondas elásticas (sísmicas) presentes en ésta. La geofísica desempeña un rol crucial en la industria petrolera porque los datos geofísicos son utilizados por el personal de exploración y desarrollo para efectuar predicciones sobre la presencia, la naturaleza y el tamaño de las acumulaciones de hidrocarburos del subsuelo.

Geófono: Un dispositivo utilizado en la adquisición sísmica de superficie, tanto en tierra firme como en el lecho marino, que detecta la velocidad del terreno producida por las ondas sísmicas y transforma el movimiento en impulsos eléctricos. Los geófonos detectan el movimiento en una sola dirección. Los levantamientos sísmicos convencionales en tierra firme utilizan un geófono por posición de recepción para detectar el movimiento en la dirección vertical. Para recolectar datos sísmicos de 3C, habitualmente se utilizan en combinación tres geófonos mutuamente ortogonales. Los hidrófonos, a diferencia de los geófonos, detectan los cambios de presión en vez de detectar el movimiento.

Geometría de fuentes sísmicas: Disposición geométrica de fuentes sísmicas (un arreglo de fuentes), en la que cada fuente individual es activada en alguna secuencia fija en el tiempo.

Hidrófono: Un dispositivo diseñado para ser utilizado para la detección de la energía sísmica, que se manifiesta como cambios de presión debajo del agua durante la adquisición sísmica marina. Los hidrófonos se combinan para formar los cables sísmicos marinos que son remolcados por las embarcaciones de adquisición sísmica o se despliegan en un pozo. Los geófonos, a diferencia de los hidrófonos, detectan el movimiento en vez de detectar la presión.

In-Line: es una línea sísmica de un levantamiento 3D paralela a la dirección de adquisición de los datos. En relación con los datos sísmicos marinos, la dirección in-line es aquella dirección en la que la embarcación de adquisición sísmica remolca los cables sísmicos marinos.

Interpretación: Análisis de datos sísmicos para generar modelos y predicciones razonables acerca de las propiedades y las estructuras del subsuelo. La interpretación de los datos sísmicos es la preocupación principal de los geofísicos.

Inversión Sísmica: Un proceso matemático por el cual los datos se utilizan para generar un modelo consistente con éstos; se trata del proceso de resolución del problema inverso. En sismología, los datos sísmicos de superficie, los perfiles sísmicos verticales y los datos de registros de pozos pueden ser utilizados para efectuar la inversión, cuyo resultado es un modelo de las capas de la Tierra y de su espesor, densidad y las velocidades de ondas P y S. El proceso exitoso de inversión sísmica usualmente requiere una alta relación señal-ruido y un amplio ancho de banda.

IOGP: Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas. Institución actual que establece los estándares aplicados en los formatos de salida de la información de posicionamiento geográfico (archivos de coordenadas) en la adquisición sísmica.

Isotropía: Una característica de la uniformidad direccional de un material, que hace que las propiedades físicas no varíen en las diferentes direcciones. En las rocas, los cambios producidos en las propiedades físicas en las diferentes direcciones, tales como la alineación de los granos minerales o la velocidad sísmica medida en sentido paralelo o perpendicular a las superficies de estratificación, son formas de anisotropía.

Línea sísmica: Representación de datos sísmicos a lo largo de una línea, tal como un perfil sísmico 2D o un perfil extraído de un volumen de datos sísmicos 3D. Una sección sísmica consta de numerosas trazas con la localización dada en el eje x y el tiempo de viaje doble (ida y vuelta) o la profundidad en el eje y. Esta sección se denomina sección de profundidad si ha sido convertida de tiempo a profundidad y sección de tiempo si esto no se hizo.

Líneas de tiro (salvos): proyección lineal a lo largo de la cual se colocan los puntos fuente los cuales contienen material implosivo sísmico, a intervalos regulares.

Líneas receptoras (receiver line): Línea o camino a lo largo de la cual son plantados los receptores, distanciados regularmente.

Longitud de Onda: La distancia existente entre puntos análogos en un tren de onda, medida en dirección perpendicular al frente de onda. En los datos sísmicos, la longitud de onda es la velocidad sísmica dividida por la frecuencia. Puede expresarse matemáticamente de la siguiente forma:

Velocidad de transmisión de la onda (v) y su frecuencia (f), podemos calcular la longitud de onda (λ) a partir de la siguiente relación:

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

Metadata o metadatos: Datos específicos o descripción de un objeto de información, o información publicable. Datos de un dato. A manera de ejemplo, son componentes de un metadato la fecha de elaboración, los autores y descriptores, entre otros.

Método de adquisición: Define el tipo de geometría utilizado en la adquisición sísmica (WAZ, NAZ, etc.) SEG-Y o SEG-Y. Es un formato estándar demultiplexado de la Society of Exploration Geophysicists, de cuyo nombre se deriva el acrónimo, usado ampliamente para almacenar y distribuir la información sísmica 2D y 3D en medios digitales. El formato SEG-Y consiste de tres partes: la primera parte es de 3.200 bytes en formato EBCDIC, y consta de cuarenta líneas de texto con ochenta caracteres por línea, que contiene los datos en texto que describen la cinta; la segunda parte es de cuatrocientos bytes, en formato binario, y contiene la información acerca del contenido de cada traza; la tercera parte contiene los datos de las trazas sísmicas.

Migración: Un paso del procesamiento sísmico en el que las reflexiones en los datos sísmicos se desplazan a sus localizaciones correctas en el espacio x, y, tiempo de los datos sísmicos, incluido el tiempo de viaje doble (ida y vuelta) y la posición respecto de los puntos de tiro. La migración mejora la interpretación sísmica y el mapeo porque las localizaciones de las estructuras geológicas, especialmente las fallas, son más precisas en los datos sísmicos migrados. Un proceso de migración adecuado colapsa las difracciones provenientes de las fuentes secundarias, tales como las terminaciones de los reflectores contra las fallas, y corrige las colas para formar los sinclinales. Existen numerosos métodos de migración: la migración para la corrección de echados (DMO), el dominio de la frecuencia, el trazado de rayos y la migración por ecuación de ondas.

Migración en tiempo: Una técnica de migración para el procesamiento de los datos sísmicos en las zonas en las que los cambios de velocidad lateral no son muy severos, pero las estructuras son complejas. La migración en el tiempo produce el efecto de desplazamiento de los eventos inclinados en una línea sísmica de superficie, desde las localizaciones aparentes hasta sus localizaciones verdaderas en el tiempo. La imagen resultante se muestra en términos del tiempo de viaje en vez de la profundidad, y debe ser convertida a profundidad con un modelo de velocidad preciso que habrá de compararse con los registros de pozos.

Migración en profundidad: Un paso del procesamiento sísmico en el que las reflexiones en los datos sísmicos se desplazan a sus localizaciones correctas en el espacio, incluida la posición respecto de los puntos de tiro, en áreas en las que existen cambios laterales o verticales rápidos y significativos de la velocidad, que distorsionan la imagen de tiempo. Esto requiere un conocimiento preciso de las variaciones verticales y horizontales de la velocidad sísmica.

Procesamiento: es la alteración de los datos sísmicos para suprimir el ruido, mejorar la señal y migrar los eventos sísmicos a la localización correcta en el espacio. Los pasos del procesamiento incluyen generalmente el análisis de velocidades y frecuencias, las correcciones estáticas, la deconvolución, el sobretiempo normal por distancia, la corrección por sobretiempo debido al echado, el apilamiento y la migración, que pueden ejecutarse antes o después del apilamiento. El procesamiento sísmico facilita una mejor interpretación porque las estructuras del subsuelo y las geometrías de las reflexiones son más evidentes.

Sección sísmica: Una representación de datos sísmicos a lo largo de una línea, tal como un perfil sísmico 2D o un perfil extraído de un volumen de datos sísmicos 3D. Una sección sísmica consta de numerosas trazas con la localización dada en el eje x y el tiempo de viaje doble (ida y vuelta) o la profundidad en el eje y. Esta sección se denomina sección de profundidad si ha sido convertida de tiempo a profundidad y sección de tiempo si esto no se hizo.

SEGD o SEG-D: Es un formato estándar de la Society of Exploration Geophysicists usado para almacenar y distribuir en medios digitales datos sísmicos de campo o adquisición, así como la información sísmica 2D y 3D.

Seisee: Visualizador utilizado para validar el metadato y despliegue de sísmica en formato. Segy.

Sísmica: Relativo a las ondas de energía elástica, tal como la transmitida por las ondas P y las ondas S, en el rango de frecuencia de aproximadamente 1 a 100 Hz. La energía sísmica es estudiada por los científicos para interpretar la composición, el contenido de fluidos, la extensión y la geometría de las rocas en el subsuelo.

Survey: Campaña o programa realizado para adquirir la información del subsuelo a través de la exploración sísmica.

Text Header: pestaña del visualizador seisee utilizado para colocar el encabezado y la información general referente a la sísmica 2D o 3D entregada.

Trace Header: pestaña del visualizador seisee donde se encuentra el dato de la sísmica 2D o 3D entregada (traza, cdp, sp, coordenadas x,y, escalares, secuencia de traza entre otros).

Traza sísmica (seismic trace): Dato sísmico registrado para un canal. Representa la respuesta elástica de la onda a los contrastes de velocidad y densidad entre las diferentes capas de roca o sedimentos que el frente de onda cruza, como una energía que viaja desde una fuente a través del subsuelo a un receptor o a un arreglo de receptores.

UKOOA: United Kingdom Off Shore Operators Association, formato de presentación de coordenadas geográficas.

Versión de procesado: Etapa o tipo del procesamiento (migración pre apilado en tiempo, sin filtro y con ganancia, etc.).

Velocidad sísmica: La velocidad con la que viaja una onda acústica a través de un medio, es decir, distancia dividida por el tiempo de viaje. La velocidad sísmica puede ser determinada a partir de perfiles sísmicos verticales o a partir del análisis de velocidad de los datos sísmicos. Puede variar en sentido vertical, lateral y azimutal, en los medios anisotrópicos como las rocas, y tiende a incrementarse con la profundidad en la Tierra porque la compactación reduce la porosidad. La velocidad también varía como una función de cómo es derivada a partir de los datos. Por ejemplo, la velocidad de apilamiento derivada de las mediciones de sobretiempo normal por distancia de las secciones de trazas de punto de reflejo común (punto común profundo) difiere de la velocidad promedio medida verticalmente en los tiros de pruebas de velocidad o de un perfil sísmico vertical (VSP). La velocidad sería la misma sólo en un medio de velocidad constante (homogéneo).

A continuación se relaciona de manera resumida y para un mejor entendimiento los productos correspondientes a geofísica que deben ser entregados al Banco de Información Petrolera BIP, discriminados por método geofísico, fase del método y contenido de cada producto a entregar con una breve descripción como se evidencia en la Tabla 1.

Tabla 1. Relación de Productos geofísicos

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
Sísmica 2D y 3D	Adquisición sísmica terrestre	Informe final de operaciones	Documento que contenga la descripción de todas las etapas operativas de la adquisición sísmica, con los anexos generados
		Raw-data 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuentes y receptores, con los datos sísmicos representados en trazas
		Coordenadas de adquisición 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuentes y receptores con sus respectivas coordenadas
		Archivos SPS/R, S, X	Archivos de datos que respectivamente contengan el posicionamiento de los puntos fuentes, receptores y la geometría.
		Reportes semanales	Un archivo único, en el cual se describan las

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			actividades semanales de adquisición
		Reporte del observador 2D y 3D	Un archivo único en el cual se encuentre el reporte del observador y los anexos que soporten la adquisición sísmica
		Proceso en campo	Archivo SEGY que contenga el procesamiento realizado en campo
		Imagen de apilado (<i>brute stack</i>)	Imagen en PDF donde se observe el apilado final realizado en la fase de adquisición
		Mapas	Ver anexo cartográfico
	Adquisición sísmica costa afuera (off shore)	Informe final de operaciones	Documento que contenga la descripción de todas las etapas operativas de la adquisición sísmica, con los anexos generados
		Raw-data 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores con los datos sísmicos representados en trazas
		Coordenadas de adquisición 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores, con sus respectivas coordenadas
		Reportes semanales	Un archivo único, en el cual se describan las actividades semanales de adquisición
		Reporte del observador 2D y 3D	Un archivo único con el reporte del observador y los anexos que soporten la adquisición sísmica
		Proceso en campo	Archivo SEGY que contenga el procesamiento realizado en campo
		Imagen de apilado	Archivo en PDF donde se observe el apilado final realizado en la fase de adquisición
		Mapas	Ver anexo cartográfico

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
Gravimetría	Procesamiento y reprocesamiento de la información sísmica 2D y 3D terrestre (onshore) y costa afuera (offshore)	Informe final de procesamiento o reprocesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados
		Archivos de datos procesados SEG Y 2D y 3D	Archivo SEG Y de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con sus respectivas coordenadas 2D o 3D que representen y visualicen el dato sísmico
		Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, SP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D
		Archivos de Velocidades 2D y 3D	Archivo de velocidades en SEG Y y/o ASCII, con sus respectivos metadatos
		Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D	Imagen con encabezado generada a partir del SEG Y de procesamiento
		Gathers	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D, representado en apilados como dato sísmico con tipo de información específica.
		Interpretación sísmica 2D y 3D (offshore y onshore)	Informe de interpretación
	Backup de software		Compilado de la interpretación generado por el software utilizado
	Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas		Representación gráfica de los datos interpretados
	Archivos ASCII de horizontes y/o fallas		Archivo de datos que contenga los elementos interpretados
	Mapas		Ver anexo cartográfico
	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias

Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
			para la adquisición gravimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición gravimétrica	
	Procesamiento	Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
		Datos del proceso	Datos producto del procesamiento de la información gravimétrica	
	Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación gravimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información gravimétrica	
	Aerogravimetría	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados
			Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición aerogravimétrica
Procesamiento		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información aerogravimétrica	
Interpretación		Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación	

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información aerogravimétrica
Magnetometría	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición magnetométrica, con los respectivos anexos generados
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición magnetométrica
		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados
		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados
	Procesamiento	Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información magnetométrica
		Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación magnetométrica, con los respectivos anexos generados
	Interpretación	Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de información magnetométrica
Aeromagnetometría	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición aeromagnetométrica, con los respectivos anexos generados

Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
	Procesamiento	Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición aeromagnetométrica	
		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información aeromagnetométrica	
	Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación aeromagnetométrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información aeromagnetométrica	
	Magnetotelúrica	Adquisición	Informe final de campo	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición magnetotelúrica, con los respectivos anexos generados
			Informe de estación remota	Un archivo único, en el cual se describan las actividades semanales de adquisición Informe del sistema de referenciación
			Reportes diarios	Un archivo único, en el cual se describan las actividades diarias de adquisición
Reporte HSE			Un documento, en el cual se describan las actividades de HSE llevadas a cabo durante la adquisición	
Datos de adquisición			Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición magnetotelúrica	
Procesamiento		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias	

Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
	Interpretación		para el procesamiento con los respectivos anexos generados	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información magnetotelúrica	
		Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación magnetotelúrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información magnetotelúrica	
Geoeléctrica	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición, geoeléctrica con los respectivos anexos generados	
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición geoeléctrica	
	Procesamiento	Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información geoeléctrica	
	Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación geoeléctrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de información geoeléctrica	
	Batimetría	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición

Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
			batimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición batimétrica	
	Procesamiento	Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información batimétrica	
	Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación batimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información batimétrica	
	GEOTERMIA	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición batimétrica, con los respectivos anexos generados
			Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición de Geotermia
Procesamiento		Informe de procesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados de la información de Geotermia	
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información de Geotermia	
Interpretación		Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación batimétrica, con los	

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			respectivos anexos generados de la información de Geotermia
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información de Geotermia

1.4 Especificaciones técnicas para la entrega de información geofísica al Banco de Información Petrolera

A continuación, se relacionan los documentos y productos que se deben entregar como resultado de actividades desarrolladas para la evaluación, exploración y producción de hidrocarburos a partir de la implementación de los métodos geofísicos, como sísmica, gravimetría, magnetometría, magnetotelúrica, geoeléctrica, en los cuales se especificará la etapa de adquisición de la información, el procesamiento o reprocesamiento, e interpretación.

1.4.1 Sísmica

1.4.1.1 Adquisición sísmica terrestre.

Se consideran formatos oficiales de entrega de información de los datos sísmicos, velocidades y navegación, los definidos como estándares en la industria petrolera. En el caso de los datos sísmicos y velocidades, los formatos se regirán por los estándares establecidos por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) en sus últimas revisiones donde aplicarán las últimas versiones los cuales se pueden consultar en el siguiente link: <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/>. Para la navegación, estos formatos se regirán por los estándares establecidos por la International Association of Oil & Gas Producers, la United Kingdom Off Shore Operators Asociación (UKOOA) y la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

1.4.1.1.1 Informe final de operaciones.

Informe que contenga la descripción de todas las etapas operativas de la adquisición sísmica, con los anexos generados. Deberá cumplir con las especificaciones para informes finales. El informe debe contener una portada donde aparezcan los logos de las compañías operadoras y de servicios que realizaron la adquisición sísmica, el título “Informe final de operaciones”, el nombre del programa sísmico estandarizado, la ciudad y fecha de realización.

El contenido del informe debe organizarse en capítulos, que corresponderán a cada una de las etapas desarrolladas para la adquisición, y que se relacionan a continuación:

- **Introducción:** Resumen con el contexto referente al desarrollo del programa sísmico y sus etapas
- **Objetivos:** Finalidad por la cual se realiza la adquisición sísmica.
- **Generalidades:** Resumen de las características del área donde se desarrolla el programa, como localización, clima, relieve, vías de acceso, cobertura vegetal, fauna, topografía, geología, geomorfología, estudios hidrogeológicos, geotécnicos, análisis multitemporal ambiental, estudios especiales sobre fuentes de energía, entre otros, y la información adicional estipulada en el respectivo contrato firmado por la compañía operadora.
- **Logística:** Este capítulo resumirá la organización y el desarrollo operacional del proyecto, el cronograma, la instalación de campamentos, las actividades de avanzada, el desarrollo y cierre.
- **Topografía:** Debe ir integrado en el informe de operaciones como capítulo de topografía y contener la descripción de los equipos empleados para realizar la topografía y GPS, metodología y parámetros de operación aplicados, estadísticas de producción, coordenadas finales de la red de GPS y puntos de control, conclusiones y recomendaciones.
- **Fuentes de energía:** Este capítulo se ceñirá al tipo de fuente utilizado para la generación de onda: si el método ha sido implosión, será perforación y carga de

pozos; si el método ha sido de percusión, será vibros. Además, deberá exponer características de los equipos utilizados según el tipo de fuente utilizado, parámetros técnicos aplicados, estadísticas, conclusiones y recomendaciones.

- **Registro:** Este capítulo deberá contener actividades, descripción de las actividades previas al registro, pruebas iniciales realizadas al equipo de adquisición, mantenimiento y reparación de instrumentos, pruebas de mantenimiento a los elementos usados, descripción y especificaciones técnicas de los equipos de registro utilizados, parámetros técnicos empleados en el registro, conclusiones y recomendaciones.
- **Control de calidad:** Este capítulo contendrá descripción de equipos de control de calidad, metodología de revisión de pruebas experimentales (si corresponde), metodología de revisión de la información de campo, diseño preplot y postplot, parámetros de adquisición, estadísticas, conclusiones y recomendaciones.
- **Procesamiento en campo:** Descripción de las características de los equipos de procesamiento de campo, parámetros técnicos considerados, secuencia de procesamiento, gráficas, estadísticas, conclusiones y recomendaciones.
- **HSE:** Descripción de las actividades de seguridad y salud ocupacional, como panorama de riesgos en campo, plan de protección industrial en campo, estadísticas de accidentes o enfermedades, entre otras actividades, conclusiones y recomendaciones.
- **Medio ambiente.** El capítulo debe contener la evaluación de los aspectos ambientales, control ambiental en campo, resultados del análisis de impacto ambiental, conclusiones y recomendaciones.
- **Gestión inmobiliaria:** Este capítulo debe contener toda la información referente al inmobiliario manejado durante la adquisición del programa.
- **Comunidades:** Capítulo en el que se describirán las actividades sociales realizadas durante la adquisición sísmica, como cronograma, relaciones con la comunidad, consecución de personal, plan de inversión social, conclusiones y recomendaciones.
- **Administración:** Capítulo en el que se expondrán las políticas de administración, personal integrante del proyecto, cronograma de actividades, conclusiones y recomendaciones,
- **Anexos:** Los anexos pertinentes de cada uno de los capítulos se deben entregar de forma ordenada en caretas correspondientes a cada una de las actividades desarrolladas en la adquisición sísmica.

Medio: Se entregará en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.1.2 Raw-data 2D y 3D.

La información correspondiente al dato de adquisición raw-data (registros de campo o dato crudo) puede ser entregado en formato SEG-D o SEG-Y, cumpliendo con las normas y estándares establecidos por la SEG.

Formato SEGD 2D

En casos de información sísmica grabada en formatos SEG-D, se deben respetar las normas de posiciones fijas para los encabezados de general header, scan type header, extended general header, line descriptor header, ancillary data header block 1, ancillary data header block 2, skips headers, trace header, data block. (Figura 1)

Se debe incluir en el header del archivo SEG-D 2D: compañía operadora, compañía de servicios, nombre del programa, número de la línea, número de file, SP (número de fuente), tasa de muestreo en μ se, longitud de registro (SEG), número de la cinta, número de trazas por registro, número de trazas auxiliares por registro, total de trazas, formato de la muestra, fecha y hora del registro.

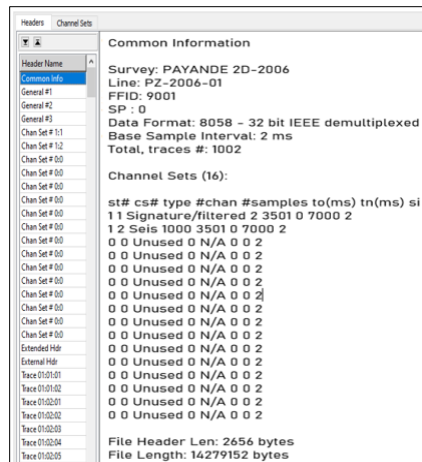


Figura 1. Header common, info archivo SEG-D

El header tiene varios sets en los que se expone la información detallada de los parámetros utilizados en cada uno de los registros realizados en campo, los cuales deben ser diligenciados de la forma más completa posible. Esto es válido para adquisición sísmica 2D y 3D. (Figura 2)

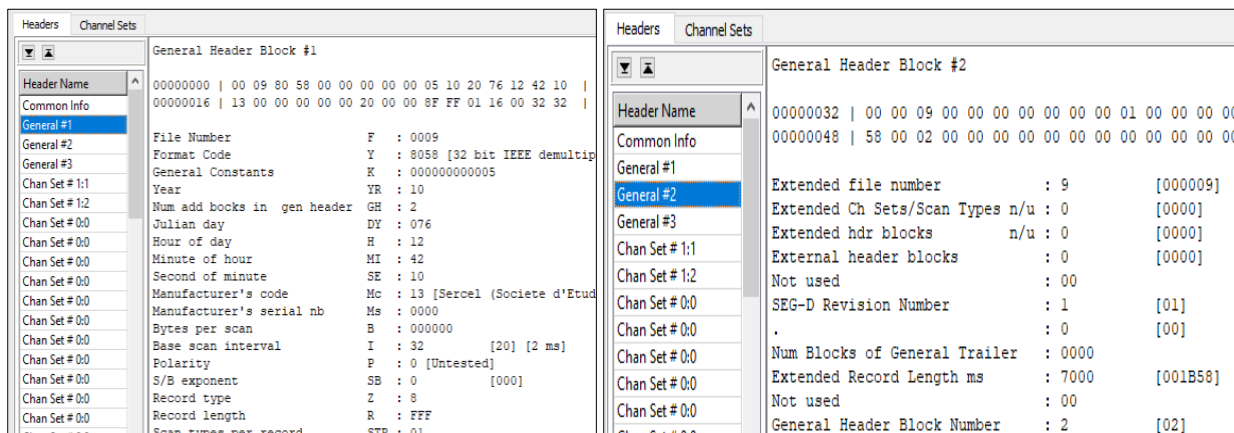


Figura 2. Header general, archivo SEG-D

En el despliegue total de la sección sísmica del registro realizado tanto en tiempo como en canales. Cada uno de los archivos registrados debe ser identificado externamente con el número FFID, e internamente debe contener el programa sísmico, la línea sísmica, FFID y SP. (Figura 3)

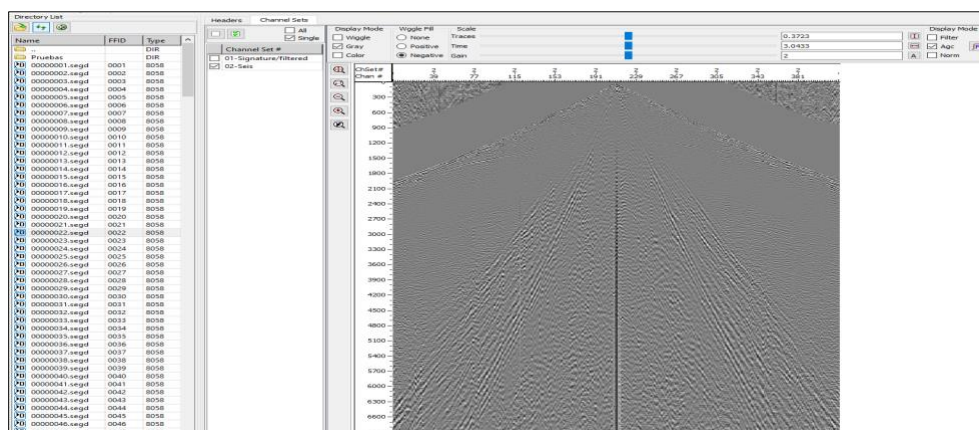


Figura 3. Despliegue sección sísmica SEG-D FFID 2D

Formato SEG-D 3D

En casos de información sísmica grabada en formatos SEG-D se deben respetar las normas de posiciones fijas de estos encabezados: general header, scan type header, extended general header, line descriptor header, ancillary data header block 1, ancillary data header block 2, skips headers, trace header, data block.

El header del archivo SEG-D 3D debe incluir la información sobre la compañía operadora, la compañía de servicios, el nombre del programa, número de la cinta, número de trazas por registro, número de trazas auxiliares por registro, tasa de muestreo en μ se, longitud de registro (SEG), número de muestras por traza, formato para la muestra, fecha, hora de registro.

En el despliegue total de la sección sísmica del registro realizado tanto en tiempo como en canales. Cada uno de los archivos registrados debe ser identificado externamente con el número FFID, e internamente debe contener el programa sísmico, línea sísmica, FFID y SP (número de fuente o punto registrado) (Figura 4).

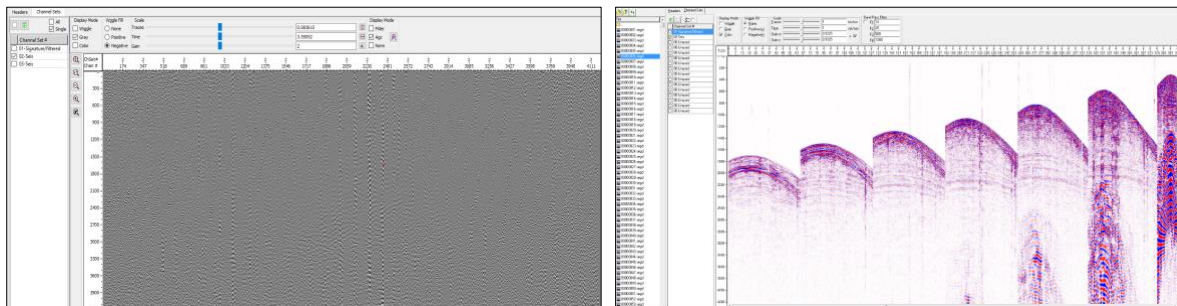


Figura 4. Despliegue de sección sísmica SEG-D FFID 3D

Formato SEG-Y 2D

Contiene toda la **información** general concerniente a la adquisición 2D de cada registro y por línea, como cliente, contratista, programa sísmico, nombre de línea, sp, sistema de coordenadas, canales, parámetros generales, fecha de adquisición, equipo utilizado, fecha de adquisición, fold etc.

TEXT header 2D SEG-Y: adquisición Formato del EBCDIC

XXX: Campos a llenar

- **C01: CLIENT XXXX SURVEY XXXXXX RECORDED BY: COMPAÑIA DE ADQUISICION SISMICA**
- **C02: LINE XXXXX FSP XXX LSP XXX FFID INICIAL XXXX FFID FINAL XXXX**
- **C03: REEL NO XXX PROCESS XXX DATE RECORD XXXX**
- **C04: AREA VSM COUNTRY XXXXX SURVEY TYPE 2D**
- **C05: DATA TRACES/RECORD XXX AUXILIARY TRACES/RECORD 0 CDP FOLD XX**
- **C06: SAMPLE INTERVAL XX SAMPLES/TRACE XXX BITS/IN BYTES/SAMPLE**
- **C07: RECORDING FORMAT SEG-Y TAPE TYPE XXX DENSITY XXX**
- **C08: SAMPLE CODE XXX FIXED PT FIXED PT-GAIN CORRELATED NO**
- **C09: GAIN TYPE FIXED BINARY FLOATING POINT OTHER**
- **C10: FUENTE SISMICA XXXX SPINTVL 80 GRPINTVL 40 FMSTYPE**
- **C11: FILTERS NOTCH BAND SLOPE**
- **C12: SWEEP END LENGTH XXX MS CHANNEL NO. 4 TYPE**
- **C13: SISTEMA DE COORDENADAS**
- **C14: POLARIDAD DE LOS DATOS SISMICOS REGISTRADOS**
- **C15: BYTE POSITION FFID INICIAL-FINAL**
- **C21: BYTE POSITION SP INICIAL-FINAL**
- **C22: BYTE POSITION SPX_COORD BYTE POSITION SP Y_COORD**
- **C23: BYTE POSITION STK X_COORD BYTE POSITION STK Y_COORD**
- **C40: END EBCDI**
- **Trace header 2D SEG-Y:** La información que debe ir contenida en el archivo SEG-Y de adquisición, en la ventana trace header (seisee), corresponde al detalle uno a uno de los puntos de disparo realizados con datos como FFID, secuencia de

traza, trace identificación code, nombre del SP, xline, iline, sistema de coordenadas, coordenada X, coordenada Y, escalar de coordenadas, rata de muestreo (MS) y longitud de registro (SEG). Estos campos de información no deben contener datos nulos ni valores en ceros.

Formato SEG-Y 3D

Contiene toda la información general concerniente a la adquisición 3D de cada registro, como cliente, contratista, inline, xline, nombre de programa, sp, sistema de coordenadas, canales, parámetros generales, fecha de adquisición, fold etc.

- **Text Header 3D SEG-Y**

Formato del EBCDIC header 3D SEG-Y: adquisición
xxx: Campos a llenar

- **C01: CLIENT** xxxxxx **SURVEY** xxxxxxxx
- **C02: SWATH SWATH-01 FSP** 50011002 **LSP** 50061080
- **C03: FFID INICIAL FFID FINAL**
- **REEL NO** A0101 **PROCESS** CAMPO **DATE RECORD** 20-AUG-2000
- **C04: AREA AMAZONAS COUNTRY** COLOMBIA **SURVEY TYPE** 3D
- **C05: DATA TRACES/RECORD** 480 **AUXILIARY TRACES/RECORD** 4 **CDP FOLD** 34
- **C06: SAMPLE INTERVAL** 2 **SAMPLES/TRACE** 3000 **BITS/IN BYTES/SAMPLE** 4
- **C07: RECORDING FORMAT** SEG-Y **TAPE TYPE** 3490 **DENSITY**
- **C08: SAMPLE CODE** FLOATING PT **FIXED PT** **FIXED** **PT-GAIN** **CORRELATED NO**
- **C09: GAIN TYPE** FIXED **BINARY** **FLOATING POINT** OTHER
- **C10: SOURCE FUENTE** SISMICA **SPINTVL** 80 **GRPINTVL** 40 **FMTYPE**
- **C11: RECEIVED LINES** INTVL 320 **SOURCE LINES** INTVL 160
- **C11: FILTERS** ALIAS 125 HZ **NOTCH** 60 HZ **BAND** 3 - 80 HZ **SLOPE** 10 – 70 DB/OCT
- **C12: SWEEP** START 3 HZ **END** 70 HZ **LENGTH** 12000 **MS** **CHANNEL NO.** 4 **TYPE**
- **C21: RECORDED BY:** COMPAÑIA DE ADQUISICION SISMICA
- **C22: BYTE POSITION** SP X_COORD **BYTE POSITION** SP Y_COORD
- **C23: BYTE POSITION** STK X_COORD **BYTE POSITION** STK Y_COORD
- **C24: BYTE POSITION** FFID
- **C25: BYTE POSITION** SP
- **SISTEMA DE COORDENADAS**
- **C40: END EBCDIC**
- **Trace Header 3D SEG-Y:** La información que debe ir contenida en el archivo SEG-Y de adquisición, en sección trace header, corresponde al detalle uno a uno de los puntos de disparo realizados con datos como FFID, secuencia de traza, trace identificación code, SP, coordenada X, coordenada Y, escalar de coordenadas, rata de muestreo y longitud de registro. Estos campos de información no deben contener datos nulos ni valores en ceros.

Medio: La información se debe entregar en medio digital

Formatos: SEG-D, SEG-Y.

1.4.1.1.3 Coordenadas de adquisición 2D y 3D.

Las OGP de campo (antes llamadas UKOOA), deberán ajustarse a las recomendaciones de la International Association of Oil & Gas Producers (última revisión, de acuerdo con el tipo de sísmica), en formato digital.

Los paquetes de información correspondientes a los archivos de coordenadas se deben entregar en orden, clasificados en carpetas, de acuerdo con el sistema de coordenadas que corresponda como se observa en la (Figura 5):

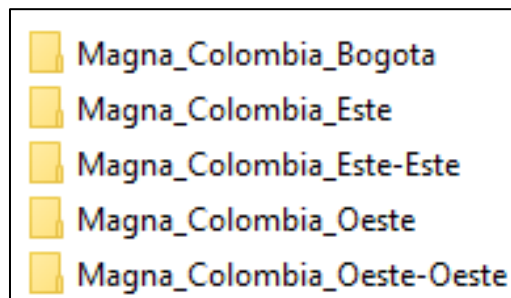


Figura 5. Carpeta coordenadas

Los archivos se deben entregar por carpetas en formatos CMB, SP1 o UKO, entre otros (Figura 6)

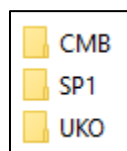


Figura 6. Formatos de coordenadas adquisición

Las carpetas mencionadas deben ir identificadas por archivo de fuentes (SP) y receptoras (RP) (Figura 7)

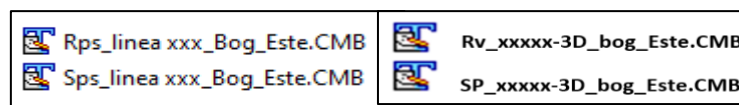


Figura 7. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D

Metadatos de header 2D y 3D

- **Encabezado.** Los archivos de coordenadas de puntos fuente, como de receptores, deben contener la información que indique cuenca, área, nombre del programa, nombre de línea o swath, compañía operadora, compañía de servicios, tipo de programa sísmico, año de adquisición, sistema de coordenadas y datum, entre otros.
- **Coordenadas de los puntos fuente (SP).** En los archivos de coordenadas de fuentes se debe indicar el nombre de la línea, si es 2D, el punto de disparo o fuente SP (si es 2D y 3D), coordenadas geográficas (latitud, longitud), coordenadas planas (este, norte) y elevación de cada punto fuente.
- **Coordenadas de los puntos receptoras (R).** En los archivos de coordenadas de receptoras se requiere el nombre de la línea o swath, los puntos receptores (R), coordenadas geográficas (latitud, longitud), coordenadas planas (este, norte) y elevación de cada punto receptor.

Medio: La información se debe entregar en medio digital

Formatos: ASCII, CMB, UKO, UP1, SP1, entre otros.

(Figura 8 y Figura 9) se muestra un ejemplo del formato y estructura que deben tener las coordenadas 2D y 3D:

H01 AREA	:	XXXXXX			
H02 PROJECT NAME	:	XXXXXX			
H03 DESCRIPTION OF SURVEY AREA	:	XXXXXX			
H04 DATE	:	XXXXXX			
H05 CLIENT	:	XXXXXX			
H06 GEOPHYSICAL CONTRACTOR	:	XXXXXX			
H07 SURVEY CONTRACTOR	:	XXXXXX			
H08 SURVEY PROCESSING	:	XXXXXX			
H09 TYPE OF COMPUTER	:	XXXXXX			
H10 COORDINATE LOCATION	:	XXXXXX			
H11 OFFSET	:	XXXXXX			
H12 GMT	:	XXXXXX			
H13 NUM RECV GROUPS PER SHOT	:	XXXXXX			
H14 SURVEY SPHERIOD	:	XXXXXX			
H15 GEOIDETIC DATUM PARAMETERS	:	XXXXXX			
H16 PROJECTION ZONE	:	XXXXXX			
H17 VERTICAL DATUM DESCRIPTION	:	XXXXXX			
H18 SURVEY GEOIDETIC DATUM,	:	XXXXXX			
H19 POST-PLOT GEOIDETIC DATUM	:	XXXXXX			
H20 TRANSFORMATION DATUM	:	XXXXXX			
H21 ELIPSOIDE	:	XXXXXX			
H22 AXES	:	XXXXXX			
H23 FLATTENING	:	XXXXXX			
H24 DESCRIPTION OF GRID UNITS	:	XXXXXX			
H25 FACTOR TO METER	:	XXXXXX			
H26 VERTICAL DATUM	:	XXXXXX			
H27 METHOD	:	XXXXXX			
H28 PROJECTION TYPE	:	XXXXXX			
H29 GRID DESCRIPTION	:	XXXXXX			
H30 PROJECTION ZONE	:	XXXXXX			
H31 PROJECTION UNITS	:	XXXXXX			
H32 CENTRAL MERIDIAN	:	XXXXXX			
H33 LAT/LON OF ORIGIN	:	XXXXXX			
H34 FALSE EASTING/NORTHING	:	XXXXXX	XXXXXX		
H35 SCALE FACTOR AT ORIGIN	:	XXXXXX			

LINEA	SP	COORD X	COORD Y	ELEV
XXX-2012-XXXX	1015.5	1045169.72	854259.65	301.04
XXX-2012-XXXX	1016.5	1045184.90	854246.58	300.85
XXX-2012-XXXX	1017.5	1045199.98	854233.27	300.62
XXX-2012-XXXX	1090.5	1046303.43	853277.45	294.86
XXX-2012-XXXX	1093.5	1046348.67	853238.48	295.06
XXX-2012-XXXX	1097.5	1046408.93	853185.90	295.06
XXX-2012-XXXX	1101.5	1046469.71	853133.51	294.97

Figura 8. Header de las coordenadas de adquisición 2D

H01 AREA	:	XXXXXX			
H02 PROJECT NAME	:	XXXXXX			
H03 DESCRIPTION OF SURVEY AREA	:	XXXXXX			
H04 DATE	:	XXXXXX			
H05 CLIENT	:	XXXXXX			
H06 GEOPHYSICAL CONTRACTOR	:	XXXXXX			
H07 SURVEY CONTRACTOR	:	XXXXXX			
H08 SURVEY PROCESSING	:	XXXXXX			
H09 TYPE OF COMPUTER	:	XXXXXX			
H10 COORDINATE LOCATION	:	SWATH XXXXX			
H11 OFFSET	:	XXXXXX			
H12 GMT	:	XXXXXX			
H13 NUM RECV GROUPS PER SHOT	:	XXXXXX			
H14 SURVEY SPHERIOD	:	XXXXXX			
H15 GEOIDETIC DATUM PARAMETERS	:	XXXXXX			
H16 PROJECTION ZONE	:	XXXXXX			
H17 VERTICAL DATUM DESCRIPTION	:	XXXXXX			
H18 SURVEY GEOIDETIC DATUM,	:	XXXXXX			
H19 POST-PLOT GEOIDETIC DATUM	:	XXXXXX			
H20 TRANSFORMATION DATUM	:	XXXXXX			
H21 ELIPSOIDE	:	XXXXXX			
H22 AXES	:	XXXXXX			
H23 FLATTENING	:	XXXXXX			
H24 DESCRIPTION OF GRID UNITS	:	XXXXXX			
H25 FACTOR TO METER	:	XXXXXX			
H26 VERTICAL DATUM	:	XXXXXX			
H27 METHOD	:	XXXXXX			
H28 PROJECTION TYPE	:	XXXXXX			
H29 GRID DESCRIPTION	:	XXXXXX			
H30 PROJECTION ZONE	:	XXXXXX			
H31 PROJECTION UNITS	:	XXXXXX			
H32 CENTRAL MERIDIAN	:	XXXXXX			
H33 LAT/LON OF ORIGIN	:	XXXXXX			
H34 FALSE EASTING/NORTHING	:	XXXXXX	XXXXXX		
H35 SCALE FACTOR AT ORIGIN	:	XXXXXX			

SP	COORD X	COORD Y		ELEV
50151055	1247301.99	955257.71	04112853N 071511442W	215.39
50151056	1247344.47	955253.12	04112838N 071511305W	215.98
50151057	1247393.35	955243.09	04112804N 071511146W	217.17
50161118	1250377.67	954642.28	04110822N 071493483W	202.40
50161119	1250435.44	954634.00	04110795N 071493296W	201.17
50161120	1250488.46	954623.48	04110760N 071493124W	199.46
50171117	1250346.64	954686.07	04110965N 071493583W	202.69
50191040	1246581.44	955514.52	04113695N 071513775W	226.27
50191041	1246630.33	955504.19	04113661N 071513616W	225.94

Figura 9. Header de las coordenadas de adquisición 3D

Archivos SPS / R, S, X. Los archivos SPS y R, S, X se entregarán de acuerdo con las recomendaciones de la SPS (Shell Processing Support) en su última versión. Se requiere un orden adecuado de archivos y carpetas en la (Figura 10. Archivos SPS) se observa la forma como se deben entregar los archivos SPS.

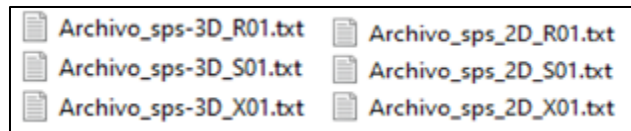


Figura 10. Archivos SPS

Los archivos SPS correspondientes a los programas 3D se entregarán en paquete R, S, X, por volumen sísmico, y los de 2D se entregarán en paquete R, S, X por línea.

Los archivos SPS/R, S, X debe contener por carpeta:

- Encabezado en el que se indique la cuenca, el área, nombre del programa, nombre de línea/swath, compañía operadora, compañía de servicios, tipo de programa sísmico, fecha de adquisición, equipo usado, parámetros técnicos considerados en la adquisición, sistema de coordenadas, datum. Archivo X. Corresponde a datos relacionales que contengan la geometría completa da cada punto registrado. Archivo S. Contiene las coordenadas de las fuentes. Archivo R. Contiene las coordenadas de las receptoras.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formatos: ASCII, TXT.

1.4.1.1.4 Reportes semanales.

Se debe realizar un resumen de las actividades realizadas semanalmente para el desarrollo del programa, en el que se incluirán los detalles más sobresalientes. Tal resumen debe contener generalidades, cronograma y mapa de avance, además del avance de las actividades realizadas en las fases de topografía, perforación, registro, calidad, HSE, medio ambiente, protección industrial, administración, comunidades, gestión inmobiliaria. También debe incluir recomendaciones y conclusiones.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.1.5 Reporte de observador 2D y 3D.

El reporte de observador es el informe o las notas registradas durante la adquisición. Se deben entregar los documentos que resumen el soporte de adquisición de forma ordenada en una carpeta, y dentro de cada una, los documentos separados por anexo.

Reporte de observador (registros de casa blanca). El reporte de observador debe contener una portada, la hoja de parámetros y los datos de cada uno de los registros realizados para la adquisición, con los respectivos datos capturados.

Hoja de parámetros. Contiene resumidas las generalidades del programa y los parámetros de registro, e incluye datos como compañía operadora, compañía de servicios, tipo de programa sísmico, nombre del programa sísmico, línea o swath, grupo sísmico, fecha de adquisición, nombre del observador y su asistente, formato de cinta, número de cinta, dirección de línea, número de canales, número de filed file (FFID), playback, configuración del arreglo, diagrama de arreglo de geófonos, número de receptores, número de puntos fuente, fuente de energía y mapa, entre otros como se observa en la (Figura 11. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador

-).

COMPañIA OPERADORA		ENCABEZADO: PROGRAMA 2D/3D, LINEA, SWATH, CONTRATO O BLOQUE		COMPañIA SERVICIOS																																									
Client: Program: Swath:		Country: Crew: Area: Date:		Client Representative: Observer: Quality Control: Page:																																									
Recording Instrument: K-gain:		Low cut filter: High cut filter: Noct filter:		Decoder Encoder: Camera:	SGD-5 Vertas V12																																								
Recording format Auxiliary channels	SEG-D 4 BYTES IEEE Aux 1: Digital encoder time break Aux 2: Confirmation/TS + Analogue LHT	Active lines: Total channel: Nominal Fold:	20 3600 60	Channels per line: Record length: Sample interval:	180 6 seg 2 ms																																								
Type of geophones: Damping: Natural frequency: Sensitivity: Resistance:	SG-10 0.56±0.5% 10 Hz 22.5 V/seg ±2.5% 350 Ohm ±3.5%	SOURCE ARRANGEMENT Type: dynamic Total charge: 2700 g Sp interval: 100 m SP array one: Et: 1 x 10 m Charge top: 8.5 m SP array two: Et: 1 x 9.9m to 1 x 5.1 Charge top: 8.4 m to 3.6 SP array three: Et: 1 x 5 m Charge top: 3.5 m		ARRANGEMENT OF THE GEOPHONES Number of geophones: Six geophones Array: S1: Sourced around of the station 0.5 m, radiated Interval group: 50 m																																									
SOURCE ARRAY SCHEME			SURVEY DESIGN																																										
PARAMETERS			<table border="1"> <tr> <td>Type:</td> <td>500 m</td> <td>Total RLI:</td> <td>37</td> </tr> <tr> <td>Line Spacing (RLI):</td> <td>700 m</td> <td>Total number of Receiver:</td> <td>21974</td> </tr> <tr> <td>Source Interval:</td> <td>100 m</td> <td>Total SLL:</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Receiver Interval:</td> <td>50 m</td> <td>Total number of SP x:</td> <td>7255</td> </tr> <tr> <td>Size of the Bin:</td> <td>25 x 50 m</td> <td>Design:</td> <td>Orthogonal</td> </tr> <tr> <td>System of shot:</td> <td>Roll on / Roll off</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Type:	500 m	Total RLI:	37	Line Spacing (RLI):	700 m	Total number of Receiver:	21974	Source Interval:	100 m	Total SLL:	50	Receiver Interval:	50 m	Total number of SP x:	7255	Size of the Bin:	25 x 50 m	Design:	Orthogonal	System of shot:	Roll on / Roll off																		
Type:	500 m	Total RLI:	37																																										
Line Spacing (RLI):	700 m	Total number of Receiver:	21974																																										
Source Interval:	100 m	Total SLL:	50																																										
Receiver Interval:	50 m	Total number of SP x:	7255																																										
Size of the Bin:	25 x 50 m	Design:	Orthogonal																																										
System of shot:	Roll on / Roll off																																												
SPREAD CONFIGURATION			<table border="1"> <tr><td>Ch 341</td><td>Ch 360</td></tr> <tr><td>Ch 342</td><td>Ch 361</td></tr> <tr><td>Ch 343</td><td>Ch 362</td></tr> <tr><td>Ch 344</td><td>Ch 363</td></tr> <tr><td>Ch 345</td><td>Ch 364</td></tr> <tr><td>Ch 346</td><td>Ch 365</td></tr> <tr><td>Ch 347</td><td>Ch 366</td></tr> <tr><td>Ch 348</td><td>Ch 367</td></tr> <tr><td>Ch 349</td><td>Ch 368</td></tr> <tr><td>Ch 350</td><td>Ch 369</td></tr> <tr><td>Ch 351</td><td>Ch 370</td></tr> <tr><td>Ch 352</td><td>Ch 371</td></tr> <tr><td>Ch 353</td><td>Ch 372</td></tr> <tr><td>Ch 354</td><td>Ch 373</td></tr> <tr><td>Ch 355</td><td>Ch 374</td></tr> <tr><td>Ch 356</td><td>Ch 375</td></tr> <tr><td>Ch 357</td><td>Ch 376</td></tr> <tr><td>Ch 358</td><td>Ch 377</td></tr> <tr><td>Ch 359</td><td>Ch 378</td></tr> <tr><td>Ch 360</td><td>Ch 379</td></tr> </table>			Ch 341	Ch 360	Ch 342	Ch 361	Ch 343	Ch 362	Ch 344	Ch 363	Ch 345	Ch 364	Ch 346	Ch 365	Ch 347	Ch 366	Ch 348	Ch 367	Ch 349	Ch 368	Ch 350	Ch 369	Ch 351	Ch 370	Ch 352	Ch 371	Ch 353	Ch 372	Ch 354	Ch 373	Ch 355	Ch 374	Ch 356	Ch 375	Ch 357	Ch 376	Ch 358	Ch 377	Ch 359	Ch 378	Ch 360	Ch 379
Ch 341	Ch 360																																												
Ch 342	Ch 361																																												
Ch 343	Ch 362																																												
Ch 344	Ch 363																																												
Ch 345	Ch 364																																												
Ch 346	Ch 365																																												
Ch 347	Ch 366																																												
Ch 348	Ch 367																																												
Ch 349	Ch 368																																												
Ch 350	Ch 369																																												
Ch 351	Ch 370																																												
Ch 352	Ch 371																																												
Ch 353	Ch 372																																												
Ch 354	Ch 373																																												
Ch 355	Ch 374																																												
Ch 356	Ch 375																																												
Ch 357	Ch 376																																												
Ch 358	Ch 377																																												
Ch 359	Ch 378																																												
Ch 360	Ch 379																																												

Figura 11. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador

- **Hojas de registros.** La hoja de registros debe llevar un encabezado en el que se identifiquen la compañía de servicios, la compañía operadora, el programa sísmico 2D o 3D, la línea sísmica o swath, título y grupo sísmico. La tabla de datos contendrá la información de cada uno de los registros realizados y los datos que se capturen en cada uno. Estos datos son ID, número de la cinta, número de filed file (FFID), fecha de la adquisición, hora de grabación, número de punto fuente, desplazamiento de los puntos fuente, configuración de los canales/líneas durante el registro, número de canales, número de canales auxiliares y descripción de cada uno, up-hole time en milisegundos, parámetros de fuente, trazas muertas/ruidosas en cada registro y comentarios relacionados con el registro de los datos, entre otros elementos (Figura 12. Registros del reporte de observador).

COMPañIA OPERADORA		ENCABEZADO: PROGRAMA 2D/3D, LINEA, SWATH, CONTRATO O BLOQUE		COMPañIA SERVICIOS													
LOCATION SP				PARAMETERS				SPREAD				Total Channels	Remarks				
No	File	UHT (ms)	Date	Swath	Field SP	From SP	Rd (m)	Holes	Charge (g)	First Line	First station			Last Line	Last station		
1	2	4	4-mar	4	132 749.5			1	3.7	2700	131	660	231	637	1958	B.O.Y. OMIT FILE 1 TEST BLASTER - SP ADDITIONAL	
2	3	7	4-mar	4	136 746.5	136	731.5	10	1	3.7	2700	131	667	231	636	1960	OMIT: 9001 to 9006 DISTORTION TEST, GAIN/PHASE TEST, CNRR -TEST, NOISE TEST.
3	4	4	4-mar	4	134 748.5	134	731.5	20	1	3.7	2700	131	667	231	636	1960	
4	10	11	4-mar	4	132 836.5			1	8.5	2700	131	747	231	637	1001	OMIT FILE 5 TO 9 BY BLASTER TEST	
5	11	5	4-mar	4	132 821.5			1	8.5	2700	131	732	231	637	1166		
6	12	7	4-mar	4	132 856.5			1	8.5	2700	131	717	231	637	1331	STK 141 814 NOISED BY CREEK	
7	13	4	4-mar	4	132 791.5			1	3.5	2700	131	702	231	637	1496		
8	14	5	4-mar	4	132 776.5			1	3.5	2700	131	667	231	637	1661	STK 151 821 NOISED BY CREEK	
9	15	4	4-mar	4	132 753.5	132	731.5	1	4.5	2700	131	664	231	637	1914		
10	16	8	4-mar	4	134 836.5			1	8.5	2700	131	747	231	637	1001		
11	17	7	4-mar	4	134 823.5	134	821.5	1	8.5	2700	131	734	231	637	1144	STK 151 821 NOISED BY CREEK	
12	18	8	4-mar	4	134 856.5			1	8.5	2700	131	717	231	637	1331		
13	19	7	4-mar	4	134 791.5			1	8.5	2700	131	702	231	637	1496		
14	20	4	4-mar	4	134 776.5			2	1	3.5	2700	131	667	231	637	1661	STK 161 820 NOISED BY MOTOBOMBA
15	21	4	4-mar	4	132 755.5	132	748.5	1	3.7	2700	131	666	231	637	1952		
16	22	8	4-mar	4	136 836.5			1	8.5	2700	131	747	231	637	1001		
17	23	6	4-mar	4	136 823.5	136	821.5	1	8.5	2700	131	734	231	637	1144		
18	24	7	4-mar	4	136 856.5			1	8.5	2700	131	717	231	637	1331	STK 181 822-829 NOISED BY CREEK	
19	25	5	4-mar	4	136 791.5			20	1	7.0	2700	131	702	231	637	1496	

Figura 12. Registros del reporte de observador

Los anexos que acompañan el reporte del observador son documentos de soporte de adquisición como los siguientes:

- Listado de medios magnéticos
- Diagrama de cobertura (fold) preplot y postplot de la línea 2D o volumen 3D
- Mapa de uphole time
- Listado de offsets, compensaciones, recuperaciones, BM, cruces, etc.
- Listado de estaciones receptoras ruidosas
- Listado de control de perforación

- Control de calidad de los datos sísmicos
- Registros sin procesar y análisis espectral
- Ubicación del programa y localización de la línea/swath registrada
- Listado de coordenadas finales ajustadas
- Diagrama de cruces
- Mapa de depth charge, size charge
- Mapa de raw amplitudes
- Esquema postplot de la línea/swath
- Esquema ambiental de la línea/swath
- Esquema de la línea/swath
- Perfil de la línea/swath
- Apilados preliminares (uno por línea) con ganancia, deconvolución y una velocidad de apilamiento, y, en el caso de adquisición multicomponente se debe entregar un apilado por cada componente
- La Información digital de:
 - Archivos SPS
 - Archivos UKOOA, CMB, SP1
 - Archivos de instrumentos (R, S, X, OBS, RAW)

Medio: La información se debe entregar en medio digital

Formato: PDF.

1.4.1.1.6 Proceso en campo.

Los archivos SEG-Y se entregarán de acuerdo con la recomendación de la SEG (última revisión SEG-Y Rev).

Los datos procesados en campo deben tener los encabezados respectivos, con al menos la siguiente información: área, programa, línea/swath, compañía operadora, compañía de servicios, fecha de procesamiento en campo, versión de proceso, tamaño del bin (bin size), estáticas, longitud de registro, intervalo de muestreo, primera muestra en tiempo (TFS), formato, polaridad, fase, datum, velocidad de remplazamiento, rango de CDP, estaciones, rango de SP, secuencia de procesamiento, en caso de la información 3D InLine, y XLine tanto inicial como final, coordenadas X y Y (grilla del volumen), posición del BYTE donde se encuentran ubicados los metadatos correspondientes a cdp, xline, iline, coordenada x, coordenada y, escalar, secuencia de traza. Se recomienda incluir actualización y revisiones del formato SEG-Y.

Medio. La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

1.4.1.1.7 Imagen de apilado.

La imagen de la sección sísmica apilada en campo debe ir en el capítulo correspondiente a procesamiento en campo y adicionalmente debe ir como anexo al reporte de observador junto con los soportes de adquisición. La (Figura 13) corresponde al ejemplo de imagen de la sección sísmica completa apilada en campo, con encabezado y rótulo, en formato PDF.

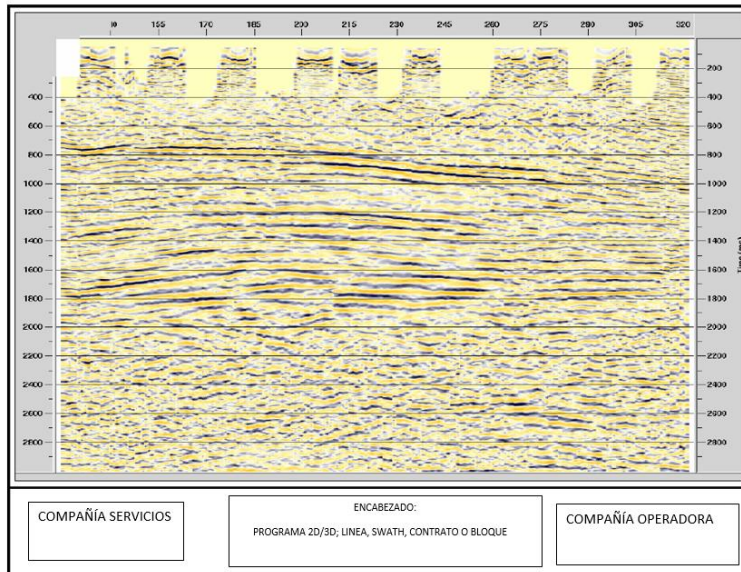


Figura 13. Apilado de campo

Mapas. La información cartográfica asociada a los informes de adquisición sísmica se debe ajustar a lo establecido en el anexo, “Estándar cartográfico para la entrega de la información geográfica al BIP

1.4.1.2 Adquisición sísmica costa afuera (off shore)

La entrega de la información offshore, los datos sísmicos y velocidades, los formatos se regirán por los estándares establecidos por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) en sus últimas revisiones donde aplicarán las últimas versiones los cuales se pueden consultar en el siguiente link: <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/>. Para la navegación, estos formatos se regirán por los estándares establecidos por la International Association of Oil & Gas Producers, la United Kingdom Off Shore Operators Asociación (UKOOA) y la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

1.4.1.2.1 Informe final de operaciones.

El informe debe contener la descripción de todas las etapas operativas de la adquisición sísmica costa afuera, con los respectivos anexos generados, y debe cumplir con las especificaciones para informes finales. El informe debe contener una portada en la que se incluyan los logos de las compañías operadoras y de servicios que realizaron la adquisición sísmica, el título “Informe final de operaciones”, el nombre del programa sísmico estandarizado, la ciudad y fecha de realización.

El contenido del informe debe exponerse en capítulos que corresponderán con cada una de las etapas desarrolladas en la adquisición, y que aquí se detallan:

- **Introducción**
- **Objetivos.** Finalidad por la cual se realiza la adquisición sísmica.
- **Generalidades.** Resumen de las características del área donde se desarrolla el programa sísmico, que incluirá localización, logística, estudios ambientales (biodiversidad), características del barco, carta de navegación, configuración del streamer, configuración del OBC, tiempos de disparo, características de la pistola de aire, la información generada durante la adquisición (estudios hidrogeológicos, análisis multitemporal ambiental), la información adicional estipulada en el respectivo contrato firmado por la compañía operadora, etc.
- **Navegación.** El capítulo denominado “Navegación” integrado en el informe de operaciones debe contener la descripción de los equipos empleados para realizar el levantamiento de navegación, la metodología y los parámetros de operación

aplicados, estadísticas de producción, coordenadas finales obtenidas, coordenadas de los puntos de control, conclusiones y recomendaciones.

- **Desarrollo.** Contiene una descripción de las operaciones realizadas, posicionamiento de redes, reflexión de perfiles marinos y equipo. Debido a que la adquisición costa afuera utiliza como fuente el cañoneo, es importante describir la metodología utilizada, los equipos empleados, los parámetros técnicos aplicados, estadísticas, fuentes sísmicas, explosivas, no explosivas, streamer, hidrófonos, características del buque sísmico, antecedentes y tecnologías desarrolladas.
- **Método de adquisición utilizado.** Ocean botton cable (OBC) somero, usado en zonas de transición, en profundidades no mayores de 70 m, streamers con su respectivo diagrama de la configuración, entre otros.
- **Registro.** Este capítulo deberá contener la descripción técnica del equipo utilizado en el registro, actividades previas al registro, pruebas iniciales realizadas al equipo de adquisición, mantenimiento y reparación de los instrumentos, pruebas de mantenimiento a los elementos usados, descripción y especificaciones técnicas de los equipos de registro utilizados.
- **Parámetros técnicos.** En el informe deben ser descritos los parámetros técnicos usados en la adquisición. Incluyen intervalo de la fuente, longitud de registro, periodo de muestreo, cobertura (fold), número de fuentes, volumen de la fuente, presión de la fuente, profundidad de la fuente, cantidad de arreglos de la fuente, separación de arreglos de la fuente, longitud de los arreglos de la fuente, cantidad de streamers, profundidad de los streamers, longitud de los steamers, intervalo de grupo, número de canales, offset cercano nominal, distancia entre el barco y el CMP nominal, ubicación de coordenadas de los disparos CMP, datum WGS84, diagrama de fold, diagrama de azimut.
- **Fuentes.** Líneas de disparo (shoots lines) y líneas de registro (recording lines), distancia entre fuentes y líneas activas, distancia entre línea de fuente y canales por línea, número de fuentes y número total de canales, número de líneas fuente y offset máximo en (m), densidad de fuentes y bin size InLine (m), bin size XLine (m).
- **Receptores.** Distancia entre receptores (m) fold Xline, distancia, líneas de Rec (m) fold nominal, número de receptores, número de líneas Rec, densidad de receptores, longitud de registro.
- **Control de calidad.** Este capítulo contendrá la descripción de equipos de control de calidad, metodología aplicada en la revisión de pruebas (si corresponde), metodología para la revisión de la información de campo, diseño pre plot y post plot, parámetros de adquisición y estadísticas.
- **Análisis de velocidad.** Este capítulo contendrá el análisis de velocidad de propagación de las ondas en el agua TS-DIP Data (Speed of Sound in Water/Velocity Measurement).
- **Procesamiento en campo.** Descripción de las características de los equipos de procesamiento de campo, parámetros técnicos aplicados, secuencia de procesamiento, gráficas, estadísticas, conclusiones y recomendaciones.
- **HSE.** Descripción de las actividades de seguridad y salud ocupacional, plan de protección industrial en campo, estadísticas de accidentes o enfermedades, entre otras consideraciones.
- **Medio ambiente.** El capítulo debe contener la evaluación de los aspectos ambientales exigidos por las entidades ambientales marítimas (DIMAR, ANLA), control ambiental en el área del proyecto, resultados del análisis ambiental.
- **Gestión social y gestión administrativa**
- **Conclusiones y recomendaciones**
- **Anexos.** Los anexos pertinentes de cada uno de los capítulos se deben entregar de forma ordenada en carpetas, una por cada actividad desarrollada en la adquisición sísmica.
- **Medio:** La información se debe entregar en medio digital.
- **Formato:** PDF.

1.4.1.2.2 Raw-data 2D y 3D.

La información correspondiente al dato de adquisición raw-data puede ser entregado en formato SEG-D o SEG-Y (demultiplexado-Dmux) en versión vigente, cumpliendo con las normas y estándares establecidos por la SEG.

En el caso de la información sísmica grabada en formatos SEG-D se deben respetar las normas de posiciones fijas para los encabezados general header, scan type header, extended general header, line descriptor header, ancillary data header block 1, ancillary data header block 2, skips headers, trace header, data block.

Datos sísmica 2D: Entre la información más relevante que debe contener la raw-data 2D se cuentan los siguientes elementos:

- Nombre del programa
- Nombre de la línea
- Profundidad del lecho marino (determina el espesor de la capa de agua)
- Coordenadas
- Sistema de coordenadas, datum geográfico WGS84
- Datum sísmica y VR (agua)
- Tasa de muestreo
- Secuencia de puntos de tiro (SP)
- Longitud de registro
- Cobertura (fold)
- Profundidad de la fuente
- Intervalo de la fuente
- Profundidad del streamer

Datos sísmica 3D: Entre la información más relevante que debe contener la raw-data 3D se cuentan los siguientes elementos:

- Nombre del programa
- Nombre de la grilla (InLine-XLine)
- Profundidad del lecho marino (determina el espesor de la capa de agua)
- Coordenadas
- Sistema de coordenadas, datum geográfico
- Datum sísmica y VR (agua)
- Tasa de muestreo
- Secuencia de archivos
- Fuente sísmica
- Secuencia de archivos
- Longitud de registro
- Cobertura (fold)
- Profundidad de la fuente
- Intervalo de la fuente
- Profundidad del streamer

En el set SEIS se debe observar el despliegue total de la sección sísmica del registro realizado, tanto en tiempo como en canales. Cada uno de los archivos registrados debe ser identificado externamente con el número FFID, e internamente debe contener el programa sísmico, línea sísmica, FFID, SP.

1.4.1.2.3 **Coordenadas de adquisición 2D y 3D.**

Los OGP de campo (antes llamados UKOOA) deberán cumplir con las recomendaciones de la International Association of Oil & Gas Producers-IOGP (última revisión, según el tipo de sísmica), en formato digital. Se requiere un orden adecuado de archivos y carpetas.

Elementos mínimos del archivo coordenadas de adquisición para receptores y fuentes.

- **Encabezado**, que debe mencionar la cuenca, el nombre del programa, nombre de línea/swath, la compañía operadora, la compañía de servicios y el año de adquisición, sistema de coordenadas y datum geográfico.
- **Coordenadas de los puntos fuente (SP)**. Los elementos mínimos requeridos son el nombre de la línea, en el caso 2D, el punto de disparo (SP), las coordenadas geográficas (latitud y longitud), coordenadas planas (este, norte) y elevación de cada punto de disparo.
- **Coordenadas de los puntos receptores (R)**. Los elementos mínimos requeridos son el nombre de la línea, en el caso 2D, el punto receptor (R), las coordenadas geográficas (latitud y longitud), coordenadas planas (este, norte) y elevación de cada punto receptor.
- **Posición y profundidades de receptores y fuentes**, en el caso 3D.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formatos: P190, P192, P294, formatos de salida para sísmica marina.

1.4.1.2.4 **Reportes semanales.**

Se debe realizar un resumen de las actividades realizadas semanalmente en desarrollo del programa de adquisición. Dicho resumen debe incluir los detalles más sobresalientes.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.2.5 **Reporte de observador 2D y 3D.**

El reporte del observador es el informe o las notas registradas durante la adquisición offshore. Se deben entregar los documentos que resumen el soporte de adquisición de forma ordenada en una carpeta, en cuyo interior se dispondrán los documentos separados por anexos.

Reporte de observador (Tablas metadato técnico)

El reporte de observador generado en la adquisición offshore debe contener una portada, la hoja de parámetros y los datos de cada uno de los registros realizados durante la adquisición, con sus respectivos datos capturados.

Hoja de parámetros. En esta hoja se encuentran resumidas las generalidades del programa como la compañía operadora, la compañía de servicios, el tipo de programa sísmico (2D/3D), nombre del programa sísmico, línea o swath, secuencia, fecha de adquisición o grabación. Se debe mencionar los parámetros técnicos:

- Tipo de Fuente
- Volumen de la Matriz
- Longitud de registro
- Tasa de muestreo
- Cobertura (Fold)

- Número de fuentes
- Intervalo de la fuente
- Volumen de la fuente
- Presión de la fuente
- Profundidad de la fuente
- Cantidad de arreglos de la fuente
- Separación de arreglos de la fuente
- Longitud de los arreglos de la fuente
- Cantidad de streamers
- Profundidad del streamer
- Longitud del streamer
- Intervalo de grupo
- Número de canales
- Offset cercano nominal
- Distancia barco - CMP nominal
- Ubicación coordenadas disparos: CMP
- Datum: WGS84
- Exactitud de Sincronía
- Ruta de los vessels
- Características de la Rista y el airgun

Además: Filtros, formato de cinta, número de cinta, dirección de línea, número de filed file (FFID), playback, configuración del arreglo, diagrama del arreglo de hidrófonos, OBC y fuente, número de puntos de fuente, mapa, entre otros datos.

Hoja de registros. La hoja de registros debe llevar un encabezado en el que figure la compañía de servicios, la compañía operadora, el programa sísmico 2D o 3D, línea sísmica (2D) o swath (3D), título. La tabla de datos contiene la información de cada uno de los registros realizados y los datos que se capturan en cada uno. Estos son los datos:

Fecha de grabación, número de cinta, traza, carga, comentarios, SP, InLine, XLine, swath, número de archivo, hora, posición del registro, CDP, trazas muertas.

El reporte debe contener los parámetros de adquisición, compensaciones y offsets, configuración del tendido de la información de los SP. El aparte "Observaciones" debe incluir los archivos de pruebas de registro, archivos omitidos, los uphole time retransmitidos, el inicio y la finalización de la producción, entre otros elementos.

Los anexos que acompañan el reporte de observador son documentos de soporte de adquisición como: el listado de medios magnéticos

- Diagrama de cubrimiento o fold
- Diagrama de atributos
- Listado de receptoras movidas y ruidosas
- Secuencia de procesamiento de campo
- Disparos representativos y análisis espectral
- Imagen de Apilados en campo con rotulo
- Archivos del equipo de registro
- Apilado con estáticas residuales

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.2.6 **Proceso a bordo.**

Se deberá proveer todos los detalles referentes a la locación, equipos, software, personal y el flujo de procesamiento de los datos propuestos.

- Software: tipo de software, versión reciente, u otro equivalente o superior.
- Hardware: Tecnología de punta que soporte el proceso y registro.

Se requiere que el cien por ciento (100%) de los datos de navegación sean posteriormente procesados y validados a bordo del barco dentro en el tiempo en que los mismos sean adquiridos.

Control De Calidad Abordo, secuencia del apilado (brute stack).

- Atenuación de Ruido.
- Deconvolución de la ondícula.
- Corrección de Amplitud.
- Filtro de Buzamiento.
- Deconvolución.
- Análisis de Velocidad (Una por línea o secuencia).
- Atenuación Múltiple.
- Apilamiento.
- Filtrado variable en el tiempo.
- Conversión a Escala.

Apilado (brute stack). Los archivos SEG-Y se entregarán de acuerdo con la recomendación de la SEG (última revisión SEG-Y Rev). Los datos procesados a bordo deben tener en el encabezado o header, como mínimo, la siguiente información: área, programa, línea(2D)/swath(3D)/secuencia, compañía operadora, compañía de servicios, fecha de procesamiento en campo, tamaño del bin (bin size), estáticas, longitud de registro, intervalo de muestreo, primera muestra en tiempo (TFS), formato, polaridad, fase, datum, velocidad de reemplazamiento, rango de CDP, estaciones, rango de SP, secuencia de procesamiento, InLine y XLine. Tiene vigencia en sísmica de campo procesada 3D.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

Imagen de apilado. La imagen de la sección sísmica apilada a bordo debe ir en el capítulo correspondiente a procesamiento a bordo y adicionalmente debe ir como anexo al reporte de observador junto con los soportes de adquisición. La (Figura 14) corresponde al ejemplo de imagen de la sección sísmica completa apilada en campo, con encabezado y rótulo, en formato PDF.

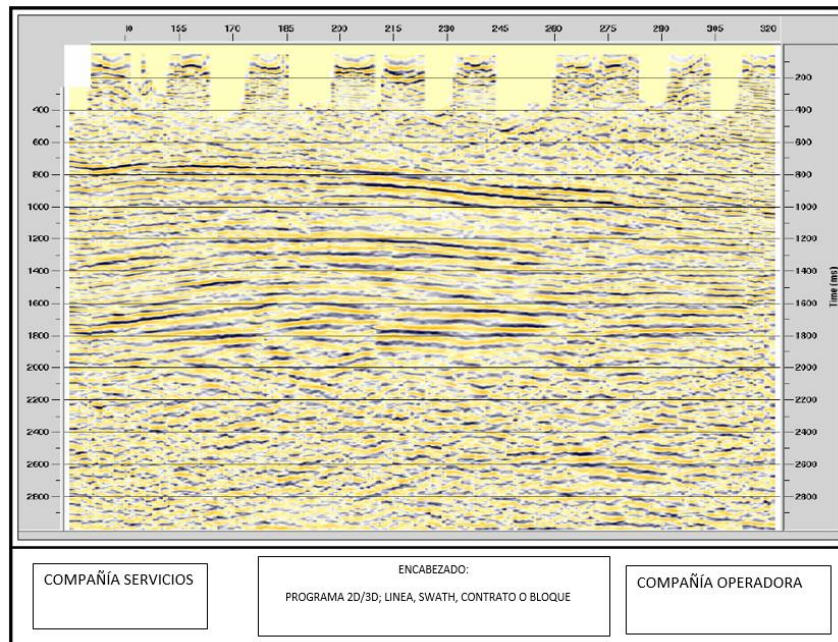


Figura 14. Apilado a bordo

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

Mapas. La información cartográfica asociada a los informes de adquisición sísmica se debe ajustar a lo establecido en el anexo “Estándar cartográfico para la entrega de la información geográfica al BIP”

1.4.1.3 Procesamiento y reprocesamiento de la información sísmica 2D y 3D offshore y onshore

Es importante que al realizar los procesamientos finales de la información se describan tanto en el informe final de procesamiento como en el header de los archivos segy los pasos para llegar al procesamiento final como lo es la secuencia de proceso, correcciones, filtros, atenuaciones, análisis de velocidades y la demás información necesaria para llegar al procesamiento final.

En el proceso final Offshore es importante tener presente los parámetros que se relacionan a continuación:

- Reformato de SEG-Y al formato interno según la compañía o el software.
- Corrección a fase cero de la señal usando para esto la ondícula lejana
- Q compensación de fase solamente
- Atenuación de ruido de oleaje (TFD)
- Recuperación de amplitudes por divergencia esférica.
- Eliminación de los primeros arribos dependiendo de la profundidad del agua.
- Primer cálculo de velocidades (Cada 1km).
- Atenuación de los múltiples dependiendo de la profundidad del agua.
- Tradicional deconvolución predictiva (gapped deconvolution) para profundidades de agua menores a 200 ms.
- Diseño de deconvolución para profundidades de agua entre 200-400ms
- Atenuación de múltiples usando filtro t-p o SRME para profundidades de agua mayores a 400 ms.
- Deconvolución predictiva (gapped) para remover periodos cortos de reverberación.

- Segundo análisis de velocidad
- Análisis de una posible constante eta si está presente una apreciable anisotropía.
- PSTM en el dominio del Offset.
- Posible remoción de múltiples.
- Aplicación de mute interno.
- Análisis de RMO (residual move out).
- Filtro Final variable por frecuencia (TVF).
- Escalar Final variable en tiempo (TVS).
- Apilado por CDP
- Otro tipo de apilados que sean requeridos
- Diseño y aplicación de procesamiento post apilado como sea necesario.

Los productos a entregar para sísmica de proceso 2D y 3D, tanto terrestre (onshore) como costa fuera (off shore) son:

1.4.1.3.1 Informe final de procesamiento o reprocesamiento.

El informe de procesamiento es el resumen ejecutivo de las actividades de procesamiento, y debe contener lo siguiente:

- Portada en la que deben figurar el nombre de la compañía operadora y la de servicios, título, tipo de procesamiento realizado, programa sísmico y fecha de procesamiento.
- Introducción, localización, objetivos, kilómetros procesados, cronograma, tiempo de ejecución, listado de líneas y programas procesados o reprocesados, equipos y software empleados en el proceso o (re)procesamiento y análisis de los parámetros de adquisición.
- Metodología aplicada, pruebas realizadas, parámetros empleados en el procesamiento, secuencia de procesamiento, diagrama o mapa de fold o cobertura, mapa de azimuth, mapa de las líneas y/o swaths procesados, datum de la sísmica, velocidad de reemplazamiento, tipos de procesos obtenidos (STK_I-I, STK_O-O, MIG_I-I, MIG_O-O, PSTM_I-I, PSTM_O-O, PSDM_I-I, PSDM_O-O, offsets (near.mid, and far), migraciones con diferentes porcentajes de velocidades, procesos especiales, atributos, etc.).
- Tablas donde se evidencie la relación CDP/SP de las líneas 2D, InLine y XLine procesadas.
- Campos de velocidades y valores de estáticas.
- Descripción y resultados del proceso relacionado con el “mistie” entre las líneas 2D.
- Conclusiones y recomendaciones.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.3.2 Archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D.

Los archivos SEG-Y se entregarán de acuerdo con la recomendación de la SEG (última revisión SEG-Y Rev).

Los archivos deben estar ordenados y nombrados en carpetas de acuerdo con los procesos realizados.

La (Figura 15) y (Figura 16) describen de manera gráfica el contenido text header EBCDIC 2D y 3D que debe contener el proceso apilado:

	Summary	Text Header	Bin Header	Trace Header	Trace Data
Nombre de Línea, Nombre de programa 2D y 3D nombrada como esté en el GEOVISOR del SGC	C 1	LINEA: HV-1984-18X	PROGRAMA: NEIVA 84		
Compañía para quien fue realizado el proceso	C 2	PROCESO: MIGRACION ERE APILADO EN TIEMPO IN-IN			
Compañía que realizo el proceso	C 3	CONTRATO: XXXXXXXXX			
Datos importantes de la adquisición	C 4	CUENCA: VSM			
Secuencia de procesamiento, Información resumida del proceso realizado, parámetros, velocidades, atributos entre otros	C 5	PAIS o AREA: COLOMBIA, NEIVA-HUILA			
	C 6	CLIENTE: XXXXXXXX			
	C 7	FECHA DE REGISTRO: AGOSTO DE 1984			
	C 8	REGISTRADO POR: XXXXXXXX			
	C 9	PROCESADO POR: XXXXXXXX, PROCESADO PARA: XXXXXXXX			
	C 10	FECHA DE PROCESAMIENTO: DD/MM/AAAA			
	C 11	RANGO DE FUENTES: 1284-1529	RANGO DE RECEPTORES: 1286-1544		
	C 12	NUMERO DE FUENTES: 131			
	C 13	RANGO DE CDP: 2570-3073	CUBRIMIENTO: 30		
	C 14	RATA DE MUESTREO: 2MS	LONGITUD DE REGISTRO: 5000 MS		
	C 15	INT. DE FUENTES: 50 M	INT. DE RECEPTORES: 25 M	CANALES: 120	
	C 16	TIPO DE FUENTE: XXXXXXXX			
	C 17				
	C 18	SEGY HEADERS:			
	C 19	POSICION BYTE CDP NUMBER: 21	41	NUMERO DE CDP	
	C 20	POSICION BYTE CDP_X COORD: 181	41	COORDENADA X DE CDP	
	C 21	POSICION BYTE CDP_Y COORD: 185	41	COORDENADA Y DE CDP	
	C 22	POSICION BYTE CDP_SLOC: 197	41	LOCACION DE CDP	
	C 23	POSICION BYTE CDP_ELEV: 221	41	ELEVACION DE CDP	
	C 24				
	C 25	SECUENCIA DE PROCESAMIENTO:			
	C 26	DATUM: 500	M.S.N.M	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2500	M/S
	C 27	SISTEMA DE REFERENCIA: BOGOTA-MAGNA.			
	C 28	01.CONVERSION DE DATOS A FORMATO INTERNO SEIS_SPACE. 02.GEOMETRIA.			
	C 29	03.ASIGNACION DE GEOMETRIA. 04.ATENUACION DE RUIDO. 05.PRIMEROS ARRIBOS.			
	C 30	06.RECUPERACION DE AMPLITUDES (TAR). 07.AMPLITUD CONSISTENTE EN SUPERFICIE.			
	C 31	08.DECONVOLUCION: SPIKING		09.ESTATICAS DE REFRACCION.	
	C 32	10.ANALISIS DE VELOCIDAD 1.		11.ESTATICAS RESIDUALES 1.	
	C 33	12.ANALISIS DE VELOCIDAD 2.		13.ESTATICAS RESIDUALES 2.	
	C 34	14.PSTM. KIRCHHOFF (IRA IT.)		15.ANALISIS DE VELOCIDAD 3	
	C 35	16.PSTM. KIRCHHOFF (2DA IT.)		17.APILADO	
	C 36	18.FILTROS Y ESCALARES			
	C 37				
	C 38				
	C 39	DATUM DE ESTE SEGY: 500	M.S.N.M	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800	M/S
	C 40	END OF EBCDIC			

Figura 15. Text Header sísmica 2D

	Summary	Text Header	Bin Header	Trace Header	Trace Data
Nombre de programa 3D nombrada como esté en el GEOVISOR del SGC	C1	PROCESO: MIGRACION PRE- APILADO EN TIEMPO IN-IN			
Compañía para quien fue realizado el proceso	C2	CONTRATO: XXXXXX			
Compañía que realizo el proceso	C3	PROGRAMA: ARBOLITO GUABI 3D 1991	CUENCA: VSM		
Datos importantes de la adquisición	C4	PAIS o AREA: COLOMBIA, HUILA			
Secuencia de procesamiento, Información resumida del proceso realizado, parámetros, velocidades, atributos entre otros	C5	CLIENTE: XXXXXX			
	C6	FECHA DE REGISTRO: XXXXXX			
	C7	REGISTRADO POR: XXXXXX			
	C8	PROCESADO POR: XXXXXXXX, PROCESADO PARA: XXXXXXXX			
	C9	FECHA DE PROCESAMIENTO: XXXXXXXX			
	C10	RANGO DE FUENTES: 1010341- 3770315	RANGO DE RECEPTORES: 5010085-8210105		
	C11	NUMERO DE DISPAROS: 9534			
	C12	RANGO DE CDP: 1279 - 356433	ILINE 1-645	XLINE1-555	CUBRIMIENTO: 12
	C13	RATA DE MUESTREO: 4 s	LONGITUD DE REGISTRO: 4000 ms		
	C14	INT. DE FUENTES: 50M	INT. DE RECEPTORES: 50M	CANALES: 336	
	C15	TIPO DE FUENTE: GEOFLEX			
	C16	POSICION BYTE CDP_X COORD: 181	41	COORDENADA X DE CDP	
	C17	POSICION BYTE CDP_Y COORD: 185	41	COORDENADA Y DE CDP	
	C18	POSICION BYTE NUMERO_ILINE: 189	41	NUMERO DE ILINE	
	C19	POSICION BYTE NUMERO_XLINE: 193	41	NUMERO DE XLINE	
	C20	POSICION BYTE CDP_ELEV: 197	41	LOCACION DE CDP	
	C21	GRILLA DE PROCESAMIENTO :			
	C22	ILINE	XLINE	CDP_X	CDP_Y
	C23	1	1	837343.5	810557.8
	C24	1	555	849063.3	803177.5
	C25	645	1	845922.8	824181.5
	C26	645	555	857642.6	816801.2
	C27	SECUENCIA DE PROCESAMIENTO:			
	C28	DATUM: 2000	m.s.n.m	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800	m/s
	C29	SISTEMA DE REFERENCIA: BOGOTA - MAGNA			
	C30	01. CONVERSION DE DATOS A FORMATO INTERNO SEIS_SPACE. 02.GEOMETRIA.			
	C31	03. ASIGNACION DE GEOMETRIA. 04.ATENUACION DE RUIDO. 05.PRIMEROS ARRIBOS.			
	C32	06. RECUPERACION DE AMPLITUDES (TAR). 07.AMPLITUD CONSISTENTE EN SUPERFICIE			
	C33	08. DECONVOLUCION: .		09.ESTATICAS DE REFRACCION.	
	C34	10. ANALISIS DE VELOCIDAD 1.		11.ESTATICAS RESIDUALES 1.	
	C35	12. ANALISIS DE VELOCIDAD 2.		13.ESTATICAS RESIDUALES 2.	
	C36	14. MIGRACION PRE-APILADO EN TIEMPO		15. VELOCIDADES DE PSTM	
	C37	16. APILADO			
	C38	17. FILTROS Y ESCALARES			
	C39	DATUM DE ESTE SEGY: 500	m.s.n.m	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800	m/s
	C40				

Figura 16. Text Header sísmica 3D

El archivo de dato sísmico procesado debe contener en el text header la siguiente información:

- **Generalidades.** Contrato, compañía operadora, compañía de servicios, tipo y versión de proceso realizado, fecha de proceso, nombre de la línea 2D, programa sísmico 2D o programa sísmico 3D. El nombre de línea y el programa sísmico ya sea 2D o 3D deben estar nombrados exactamente igual como aparecen en el geovisor del SGC (Figura 17).

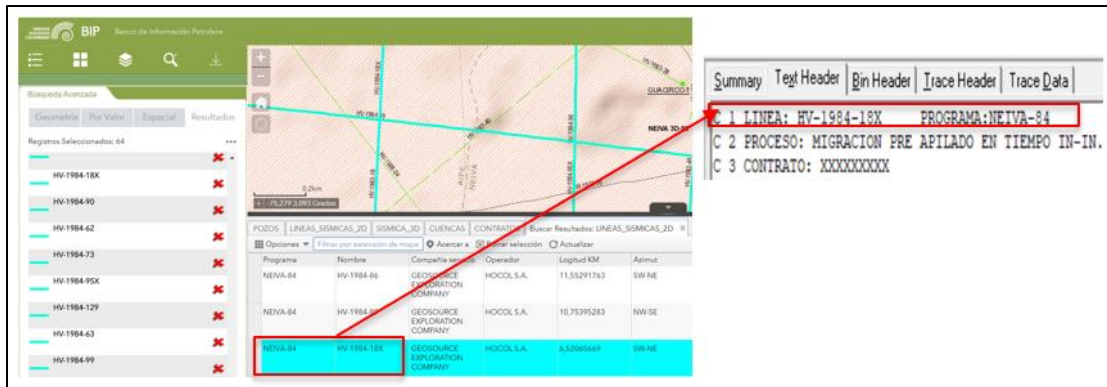


Figura 17. Validación en Geovisor

- **Datos de adquisición.** En el header del SEG-Y va referenciado: el rango de shot-point, número de shot-point, número de receptores, rango de receptores, tasa de muestreo, longitud de registro, tipo de fuente, cubrimiento y número de canales.
- **Datos de procesamiento.** Sistema de referencia, rango y número de shot-point procesados, rango y número de CDP, tasa de muestreo, longitud de registro procesada, datum, velocidad de reemplazamiento, geometría, secuencia de procesamiento, deconvolución, estáticas, análisis de velocidades, filtros y escalares, ganancias (si es del caso), atributos aplicados, versión final del proceso, fuente de actualización y revisiones del formato.
- **Mapeo de posición BYTE.** Definición del formato de posicionamiento de los datos (Integer 1, 2, 4, IEEE float 4, IEEE float 8, IBM, etc.) y escalar aplicado, si corresponde. En el caso de los 3D, grilla de proceso, bin de procesamiento, cubrimiento.
- **Datos.** La data debe ser consecutiva y estar ubicada en las posiciones de Byte que se menciona en el header, no debe contener columnas de información con datos nulos o en ceros. Las columnas de datos que deben contener la información son: secuencia de las trazas (SEQWL), SP y CDP, en los 2D, InLine y XLine, en los 3D, coordenadas X y coordenadas Y, trace identification code, escalar de las coordenadas, sample rate.
- **Datos 2D.** Número CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número SP, coordenada X SP, coordenada Y SP, elevación de SP. Ninguno de los datos del trace header exigidos para la validación sísmica y que se muestran a continuación, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente. (Figura 18)

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE	(1 - 4)
SP	(17 - 20)
CDP	(21 - 24)
CDP TRAZA	(25 - 30)
ESCALAR COORD.	(71 - 73)
X CDP	(73 - 76)
Y CDP	(77 - 80)

Figura 18. Metadatos Trace header sísmica 2D

- **Datos en 3D.** Número CDP, MIN CDP, MAX CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número ILine, número XLine, ILine interval, XLine interval. En el caso de los volúmenes sísmicos 3D, especificar las coordenadas de los vértices del polígono procesado (grilla). Ninguno de los datos

del trace header exigidos para la validación sísmica y que se muestran a continuación, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente (Figura 19).

Trace#	SEQ#	TRCID	SAC	CDP-X	CDP-Y	INLINE#	XLINE#
1	1	1	1	840924	808162	3	169
2	2	1	1	840945	808349	3	170
3	3	1	1	840967	808335	3	171
4	4	1	1	840988	808323	3	172
5	5	1	1	841009	808309	3	173
6	6	1	1	841030	808295	3	174
7	7	1	1	841051	808282	3	175
8	8	1	1	841072	808269	3	176
9	9	1	1	841093	808256	3	177
10	10	1	1	841115	808242	3	178
11	11	1	1	841136	808229	3	179
12	12	1	1	841157	808216	3	180
13	13	1	1	841178	808202	3	181
14	14	1	1	841199	808189	3	182

Figura 19. Metadatos Trace header sísmica 3D

- En la ventana “Seismic” debe desplegarse la sección sísmica completa en tiempo y/o profundidad, de acuerdo con el rango de CDP y/o SP mencionados en el text header.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

1.4.1.3.3 Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D.

Los archivos de coordenadas corresponden a los generados después del procesamiento de la sísmica 3D y 2D, deben ser entregados de acuerdo con las especificaciones y estandarización de formato P190 y contener la información que se relaciona a continuación, en la (Figura 20 y Figura 21) se muestra un ejemplo de la forma como debe ser entregada la información:

- **Header.** Nombre del contrato, compañía operadora, compañía de servicios, programa sísmico 3D o 2D, línea sísmica 2D, cuenca, fecha de procesamiento sistema de referencia (datum y origen) y kilometraje procesado.
- **Datos sísmica 2D.** Presentados de forma ordenada en columnas, donde aparecerán los SP, CDP, coordenada CDP X, coordenada CDP Y, elevación.
- **Datos sísmica 3D.** Presentados de forma ordenada en columnas, donde estén los CDP, XLine, InLine, coordenada CDP X, coordenada CDP Y, elevación.

```
H CONTRATO: XXXXXXXX
H COMPAÑIA OPERADORA: XXXXXXXX
H COMPAÑIA SERVICIOS: XXXXXXXX
H PROGRAMA: XXXXXXXX
H TIPO DE INFORMACIÓN: COORDENADAS CDP PROCESO
H: FECHA DE PROCESO: DD-MM-AAAA
H SISTEMAS DE COORDENADAS: XXXXXXXXXXXX
```

NOMBRE LINEA	CDP	STATION	X_COORD	Y_COORD	ELEV
CAR-1981-134	4005	2002	1126360.0846763.8	197.5	
CAR-1981-134	4006	2003	1126372.4846763.3	197.0	
CAR-1981-134	4007	2003	1126384.8846762.8	194.5	
CAR-1981-134	4008	2004	1126397.3846762.3	192.0	
CAR-1981-134	4009	2004	1126409.5846761.8	194.0	
CAR-1981-134	4010	2005	1126422.0846761.3	196.0	
CAR-1981-134	4011	2005	1126434.4846760.8	196.5	
CAR-1981-134	4012	2006	1126446.8846760.3	197.0	
CAR-1981-134	4013	2006	1126459.3846759.8	198.0	
CAR-1981-134	4014	2007	1126471.6846759.3	199.0	
CAR-1981-134	4015	2007	1126484.0846758.8	199.0	
CAR-1981-134	4016	2008	1126496.5846758.3	199.0	
CAR-1981-134	4017	2008	1126509.0846757.8	199.5	
CAR-1981-134	4018	2009	1126521.4846757.3	200.0	
CAR-1981-134	4019	2009	1126533.9846756.8	200.5	
CAR-1981-134	4020	2010	1126546.3846756.3	201.0	
CAR-1981-134	4021	2010	1126558.6846755.8	201.5	
CAR-1981-134	4022	2011	1126571.0846755.3	202.0	
CAR-1981-134	4023	2011	1126583.5846754.8	203.0	
CAR-1981-134	4024	2012	1126595.9846754.3	204.0	
CAR-1981-134	4025	2012	1126608.3846753.6	205.5	
CAR-1981-134	4026	2013	1126620.6846753.1	207.0	
CAR-1981-134	4027	2013	1126633.0846752.6	209.0	

Figura 20. Formato de las coordenadas de proceso 2D

```
H CONTRATO: XXXXXXXX
H COMPAÑIA OPERADORA: XXXXXXXX
H COMPAÑIA SERVICIOS: XXXXXXXX
H PROGRAMA: XXXXXXXX
H TIPO DE INFORMACIÓN: COORDENADAS CDP PROCESO
H FECHA DE PROCESO: DD-MM-AAAA
H SISTEMAS DE COORDENADAS: XXXXXXXXXXXX
```

ILINE	CDP	XLINE	X_COOR	Y_COORD	ELEV
Q100	1	100	966810.11000730.7	167.3	
Q100	2	101	966826.31000711.7	167.3	
Q100	3	102	966842.61000692.7	167.3	
Q100	4	103	966858.81000673.7	167.2	
Q100	5	104	966875.01000654.7	167.2	
Q100	6	105	966891.31000635.6	167.2	
Q100	7	106	966907.51000616.6	167.2	
Q100	8	107	966923.71000597.6	167.2	
Q100	9	108	966939.91000578.6	167.2	
Q100	10	109	966956.21000559.6	167.2	
Q100	11	110	966972.41000540.6	167.2	
Q100	12	111	966988.71000521.6	167.2	
Q100	13	112	967004.91000502.6	167.2	
Q100	14	113	967021.11000483.6	167.2	
Q100	15	114	967037.41000464.6	167.2	
Q100	16	115	967053.61000445.6	167.1	
Q100	17	116	967069.81000426.6	167.1	
Q100	18	117	967086.11000407.5	167.1	
Q100	19	118	967102.31000388.5	167.1	
Q100	20	119	967118.61000369.5	167.1	
Q100	21	120	967134.81000350.5	167.1	
Q100	22	121	967151.01000331.5	167.1	
Q100	23	122	967167.31000312.5	167.1	
Q100	24	123	967183.51000293.4	167.1	
Q100	25	124	967199.81000274.4	167.1	
Q100	26	125	967215.91000255.4	167.1	
Q100	27	126	967232.21000236.4	167.1	
Q100	28	127	967248.41000217.4	167.0	
Q100	29	128	967264.71000198.4	167.0	
Q100	30	129	967280.91000179.4	167.0	

Figura 21. Formato de las coordenadas de proceso 3D

Se debe entregar en formato (shp) el archivo shape del área (3D) o (2D) procesado.

Medio: Digital.

Formatos: ASCII o TXT y shape.

1.4.1.3.4 Archivos de velocidades 2D y 3D.

Los archivos de velocidades se deben entregar en formato SEG-Y, ASCII

Los archivos de velocidades en formato SEG-Y deben tener en cuenta las recomendaciones de forma de entrega SEG-Y de los archivos de datos ya mencionados en el ítem 8.1.3.2. (Archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D).

El header debe contener:

- **Generalidades.** Este apartado incluye contrato, compañía operadora, compañía de servicios, tipo de velocidad (RMS, INTV...), versión de velocidad, fecha de proceso, nombre de la línea, programa sísmico 2D y programa sísmico 3D. Nombre de línea y programa sísmico deben estar nombrados de acuerdo con el estándar que maneja el Geovisor del SGC (Shape).
- **Datos de adquisición.** Rango de shot-point, número de shot-point, intervalo de fuentes, número de receptores, rango de receptores, intervalo de grupo, tasa de muestreo, longitud de registro, número de canales, origen de coordenadas, datum, sistema de referencia.
- **Datos de procesamiento.** Rango y número de shot-points procesados, rango y número de CDP, tasa de muestreo, longitud de proceso, datum y velocidad de reemplazamiento.
- **Mapeo de posición BYTE.** Definición del formato de posicionamiento de los datos (Integer 1, 2, 4, IEEE float 4, IEEE float 8, IBM, etc.) y escalar aplicado, si es corresponde, Byte de estáticas. En el caso de los 3D, grilla de proceso, bin de procesamiento, cubrimiento.
- **Datos 2D.** Número CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número SP, coordenada X SP, coordenada Y SP, elevación de SP, dato de estáticas. Ninguno de los datos del trace header exigidos para la validación de velocidades que se muestran a continuación, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente. En la (Figura 22) se muestra los bytes mínimos para las velocidades entregadas en formato SEG-Y, que deben contener dato debidamente diligenciados:

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE	(1 - 4)
SP	(17 - 20)
CDP	(21 - 24)
COD TRAZA.....	(29 - 30)
ESCALAR COORD.....	(71 - 72)
X CDP	(73 - 76)
Y CDP	(77 - 80)

Figura 22. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 2D

- **Datos en 3D.** Número CDP, MIN CDP, MAX CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número ILine, número XLine, ILine interval, XLine interval, dato estaticas. En el caso de los volúmenes sísmicos 3D especificar las coordenadas de los vértices del polígono procesado (grilla). Ninguno de los datos del trace header exigidos para la validación de velocidades que se muestran a continuación, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente. En la (Figura 23) se muestra los bytes mínimos para las velocidades entregadas en formato SEG-Y, que deben contener dato debidamente diligenciados:

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE	(1 - 4)
SP	(17 - 20)
CDP	(21 - 24)
COD TRAZA.....	(29 - 30)
ESCALAR COORD.....	(71 - 72)
X CDP	(73 - 76)
Y CDP	(77 - 80)
INLINE	(189 - 192)
XLINE	(193 - 196)

Figura 23. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 3D

- **Datos de la secuencia de procesamiento y análisis de velocidades.** Sistema de referencia, tasa de muestreo, tamaño del bin (bin size), datum, velocidad de reemplazamiento, longitud de tiempo procesado, geometría, deconvolución, estáticas, análisis de velocidades, filtros y escalares, ganancias (si es del caso), versión de proceso del SEG-Y de referencia.

La ventana de datos denominada “Trace header” debe ser consecuente con los datos en las posiciones de los BYTE señalados en el text header, y no debe contener columnas de información con datos nulos o en cero. Las principales columnas de datos diligenciadas son secuencia de las trazas (SEQWL), SP y CDP, en los 2D, InLine y XLine, en los 3D, coordenadas CDP X y coordenadas CDP Y, escalar de las coordenadas, trace identification code, sample rate.

La ventana que contiene el seismic debe desplegar la sección sísmica completa en tiempo y/o profundidad, de acuerdo con el rango de CDP y/o SP, en caso de los 2D; y XLine/InLine, y en caso de los 3D mencionados en el text header.

La (Figura 24) es un ejemplo de las ventanas del text header y trace header en archivos de velocidades. SEG-Y

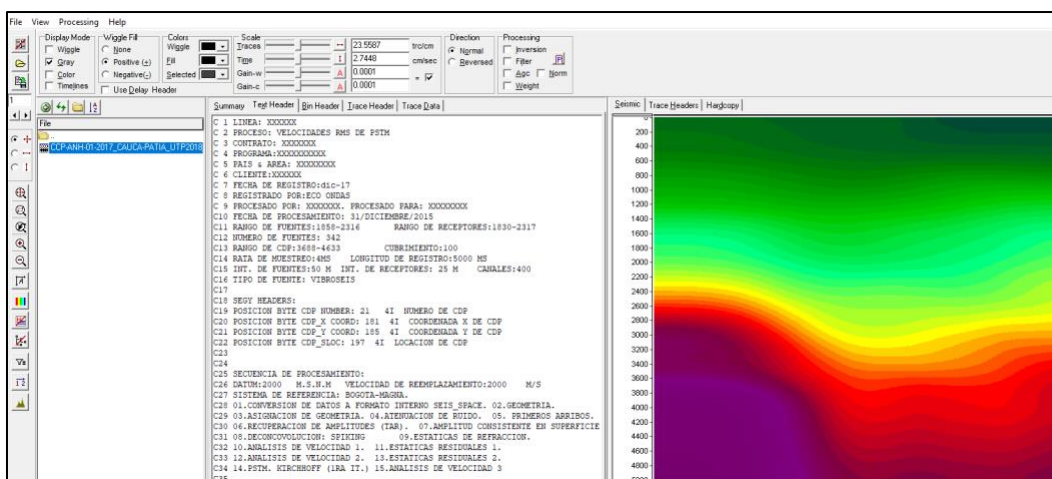


Figura 24. Visualización archivos de velocidades. SEG-Y

La forma obligatoria para la entrega de archivos de velocidades es en formato SEG-Y, el formato ascii es opcional, cuando se entrega adicionalmente en formato ascii se debe entregar con el estándar de header y metadato que se observa en la (Figura 25).


```

COMPANIA OPERADORA:XXXXXXX
CONTRATO:XXXXXX
COMPANIA PROCESO: XXXXXXXX
FECHA: DD-MM-AAAA
CUENCA:XXXXXXXXXX
PROGRAMA: XXXXXXXX
LINEA: XXXXX
VELOCIDADES DE PSTM (RMS, INT..)
    
```

CDP	X_COORD	Y_COORD	TIME	VEL
3728	715648	774526	0	1848
3728	715648	774526	300	1908
3728	715648	774526	600	2045
3728	715648	774526	900	2266
3728	715648	774526	1200	2481
3728	715648	774526	1500	2860
3728	715648	774526	1800	3079
3728	715648	774526	2100	3296
3728	715648	774526	2400	3649
3728	715648	774526	2700	4138
3728	715648	774526	3000	4633
3728	715648	774526	3300	4654
3728	715648	774526	3600	4899
3728	715648	774526	3900	5415
3728	715648	774526	4200	5525
3728	715648	774526	4500	5555
3728	715648	774526	4800	5585
3768	715997	774298	0	1821
3768	715997	774298	300	1878
3768	715997	774298	600	2018
3768	715997	774298	900	2239
3768	715997	774298	1200	2449
3768	715997	774298	1500	2805
3768	715997	774298	1800	3020
3768	715997	774298	2100	3223
3768	715997	774298	2400	3516
3768	715997	774298	2700	3963

Figura 25. Archivos ASCII de velocidades

Medio: Digital.

Formatos: SEG-Y, ASCII.

1.4.1.3.5 Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D.

Header. El encabezado de la imagen debe contener como mínimo estos datos:

- Nombre de la compañía operadora, nombre del programa sísmico 2D o 3D, nombre de la línea, contrato, rango SP, rango CDP, rango XLine, rango InLine, cuenca, dirección de navegación, tipo de procesamiento realizado, fecha de procesamiento, compañía de servicios, parámetros de adquisición, secuencia de procesamiento, ganancia, datum, velocidad de reemplazamiento, tasa de muestreo, escala gráfica horizontal y vertical, convenciones, polaridad, fase, mapa de localización donde se indique la línea 2D, XLine, InLine o sección procesada; en el costado de la sección sísmica, los datos de tiempo y/o profundidad procesados según, sea el caso. En la parte superior de la sección sísmica debe estar la relación CDP/SP (2D), y relación XLine/InLine (3D). (Figura 26) y (Figura 27)

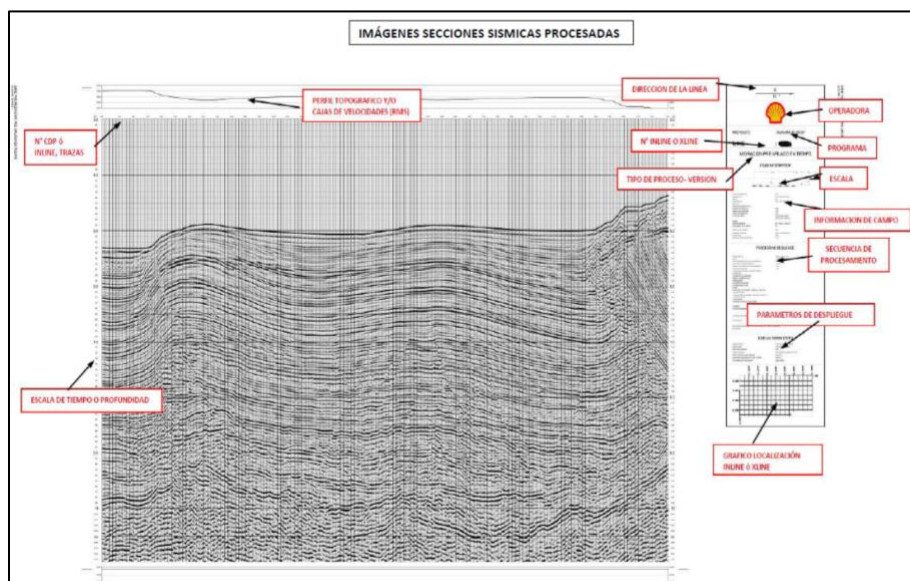


Figura 26. Imagen de sección sísmica procesada

INFORMACION DE CAMPO	SECUENCIA DE PROCESAMIENTO
FECHA DE ADQUISICION:	PROCESADO POR
GRABADO POR:	FECHA
GRUPO:	PLANO DE REFERENCIA PARA PROCESAMIENTO
GRABADO PARA:	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO
REGISTRO:	INTERVALO DE MUESTREO EN PROCESAMIENTO
TIPO DE INSTRUMENTO: DFS-V	LONGITUD DE PROCESO
FORMATO DE GRABACION:	FLUJO DE PROCESAMIENTO
INTERVALO DE MUESTREO:	
LONGITUD DE REGISTRO:	
FILTROS DE CAMPO:	
FUENTE:	PARAMETROS DE DESPLIEGUE
FUENTE DE ENERGIA:	Escala Horizontal:
PROFUNDIDAD DE LA FUENTE:	Escala Vertical:
	Ganancia de Graficado:
INTERVALO DE DISPARO:	Tipo de Polaridad:
NUMERO DE CANALES:	Plano de Referencia para Graficado:
CUBRIMIENTO:	Velocidad de Reemplazamiento para Graficado:
DISTANCIA ENTRE RECEPTORES:	Coordenadas Del Mapa: Bogota

Figura 27. Header Imagen de sección sísmica procesada

Sección sísmica

- De la sísmica 2D se debe entregar cada línea en una imagen digital con resolución vectorizable (es decir, que las trazas se distinguen individualmente) (Figura 28).
- De los procesos 3D se deben entregar imágenes cada 50 líneas digitales, InLine y XLine. De los programas sísmicos en los que se hayan adquirido más de 10.000 km² se deben entregar, cada 100 InLine y XLine. Las imágenes deben ser vectorizables (es decir, las trazas se deben distinguir individualmente y no presentar pixelación a un zoom de 250).

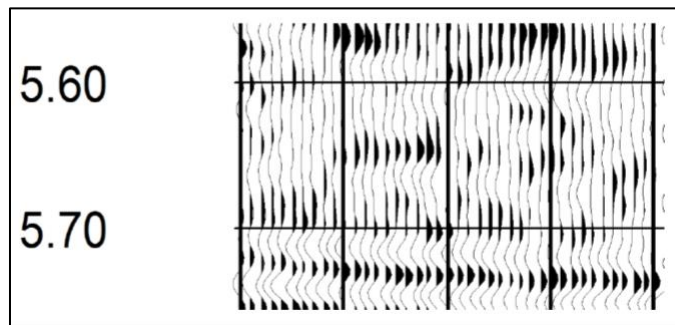


Figura 28. Resolución de las imágenes procesadas

Medio: Digital.

Formatos: CGM o TIFF o JPG o PDF.

1.4.1.3.6 Gathers.

Los archivos gathers en formato SEG-Y se deben tener en cuenta las recomendaciones de forma de entrega SEG-Y de los archivos de datos ya mencionadas en el ítem archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D.

Header del Gather: debe contener como mínimo estos datos:

- **Datos generales.** Contrato, compañía operadora, compañía de servicios, nombre de la línea y programa sísmico 2D, programa sísmico 3D, tipo de gather realizado, versión, fecha de proceso.
- **Datos de adquisición.** Rango de shot-point, número de shot-point, número de receptores, rango de receptores, tasa de muestreo, longitud de registro, tipo de fuente, cubrimiento, número de canales.
- **Datos de procesamiento.** Rango y número de shot-points procesados, rango y número de CDP, tasa de muestreo, longitud de registro procesada, corrección de estáticas.

- **Mapeo de posición BYTE.** Definición del formato de posicionamiento de los datos. Integer 1, 2, 4, IEEE float 4, IEEE float 8, IBM, etc., y escalar aplicado, si corresponde. En el caso de los 3D grilla de proceso, bin de procesamiento, cubrimiento.

Datos 2D. Número CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número SP, coordenada X SP, coordenada Y SP, elevación de SP. Ninguno de los datos del trace header exigidos para la validación de velocidades que se muestran a continuación en la (Figura 29) Figura 29. Byte de ubicación Metadatos Gathers 2D

-) y (Figura 30), debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente.

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE.....	(1 – 4)
FFID.....	(9 – 12)
SP	(17 – 20)
CDP.....	(21 – 24)
COD TRAZA.....	(29 – 30)
ESCALAR COORD.....	(71 – 72)
COORD X CDP	(181 – 184)
COORD Y CDP	(185 – 188)

Figura 29. Byte de ubicación Metadatos Gathers 2D

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE.....	(1 – 4)
FFID.....	(9 – 12)
SP	(17 – 20)
CDP.....	(21 – 24)
COD TRAZA.....	(29 – 30)
ESCALAR COORD.....	(71 – 72)
COORD X SP	(73 – 76)
COORD Y SP	(77 - 80)

Figura 30. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 2D

- **Datos 3D.** Número CDP, MIN CDP, MAX CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número ILine, número XLine, ILine interval, XLine interval. En el caso de los volúmenes sísmicos 3D hay que especificar las coordenadas de los vértices del polígono procesado (grilla). Ninguno de los datos del trace header exigidos para la validación de velocidades que se muestran a continuación, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente. (Figura 31) y (Figura 32)

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE.....	(1 – 4)
FFID.....	(9 – 12)
SP	(17 – 20)
CDP.....	(21 – 24)
COD TRAZA.....	(29 – 30)
ESCALAR COORD.....	(71 – 72)
COORD X CDP	(181 – 184)
COORD Y CDP	(185 – 188)
INLINE	(189 – 192)
XLINE	(193 – 196)

Figura 31. Byte de ubicación Metadatos Gathers 3D

KEYWORD	BYTE
SEQ TRACE.....	(1 – 4)
FFID.....	(9 – 12)
SP	(17 – 20)
CDP.....	(21 – 24)
COD TRAZA.....	(29 – 30)
ESCALAR COORD.....	(71 – 72)
COORD X SP	(181 – 184)
COORD Y SP	(185 – 188)
INLINE	(189 – 192)
XLINE	(193 – 196)

Figura 32. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 3D

- **2D.** Número CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número SP, coordenada X SP, coordenada Y SP, elevación de SP.
- **3D.** Número CDP, MIN CDP, MAX CDP, coordenada X CDP, coordenada Y CDP, elevación de CDP, número InLine, número XLine, InLine interval, XLine interval. En el caso de los volúmenes sísmicos 3D hay que especificar las coordenadas de los vértices del polígono procesado (grilla).
- **Secuencia de procesamiento.** Sistema de referencia, tasa de muestreo, tamaño del bin (bin size), datum, velocidad de reemplazamiento, longitud de tiempo procesado, geometría, deconvolución, valores de corrección de estáticas, información de elevación, análisis de velocidades, filtros y escalares, ganancias (si es del caso), versión de proceso del SEG-Y de referencia.
- **Trace header.** La información del trace header debe ser consecuente con el textural file header, no debe contener columnas de información con datos nulos o en cero. Como mínimo debe tener datos en las columnas de SP y CDP, en los 2D, InLine y XLine, en los 3D, coordenadas X y coordenadas Y.
- **Seismic.** Debe desplegar la sección sísmica completa en tiempo y/o profundidad, el rango de CDP y/o SP mencionados en el textural file header.

Medio: Digital.

Formato: SEG-Y.

PROCESO AVO 3D Y 2D

El AVO (amplitud Vs Offset), busca estudiar la variación de las amplitudes en los horizontes sísmicos, y con ello identificar características del fluido-gas almacenado en la roca, para ello se debe contar con la información de pozo y la información sísmica procesada prestack y post-stack.

Sobre el gather pre-satck de CDP, es donde se puede determinar la presencia de la anomalía de amplitud. El estudio se puede realizar por dos metodologías, basadas en reflectividad sísmica o método de impedancia, muchas veces se combinan las dos para obtener una mejor visión del reservorio.

- El método basado en reflectividad incluye: Near and Far stacks, Intercepto y gradiente, Factor de fluido
- El método basado en impedancia incluye: Inversión de impedancia P Y S, Lambda-mu-rho, Impedancia Elástica, Impedancia de Poisson.

A partir de ellos y según el alcance e interés geológico del objetivo se pueden deducir muchos más atributos que ayudan a la identificación de los fluidos. Estos atributos pueden ser: velocidad de onda P, velocidad de onda S, densidad, saturación de agua, gamma ray, gathers angulares, entre otros.

Cuando se realicen procesos AVO y AVO EEI se deben entregar los productos que se mencionan a continuación para 2D y 3D:

- **Informe AVO:** el informe debe contener descripción de los amarres a pozo y la descripción del proceso realizado. Debe ser entregado en formato PDF
- **Archivo de coordenadas finales:** corresponden a las coordenadas resultado final del proceso, estos archivos se deben entregar en formato txt, ascii
- **Gather** de CDP empleado en el AVO (True Amplitude con NMO aplicado y al datum final) se debe entregar en formato SEG-Y
- **Volúmenes en formato SEG-Y** para líneas 2D o Volumen 3D:
AVO Intercept Attribute
AVO Gradient Attribute
P_Reflectivity
S_Reflectivity
VP Velocities
VS velocities
- **Imágenes Avo:** Es la representación gráfica en formatos TIFF o CGM de las secciones sísmicas generadas en SEG-Y, con la imagen se busca mostrar resultados específicos del atributo aplicado. La imágenes deben tener buena resolución, la cantidad de imágenes a entregar depende del área sísmica a la cual fue aplicado el proceso, como mínimo se deben presentar 5 imágenes de las secciones sísmicas por cada atributo aplicado procurando que sean las mas representativas.

En la (Figura 33) se relaciona los parámetros de forma (header y visualización) que deben tener las imágenes AVO entregadas al BIP

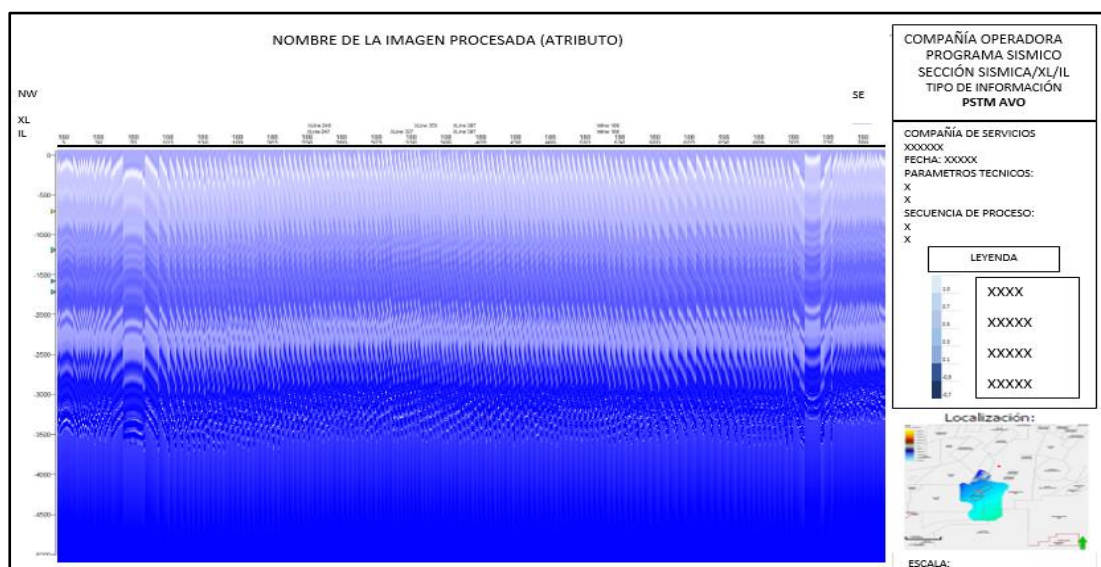


Figura 33. Formato de entrega para imágenes con atributos especiales

1.4.1.4 Interpretación sísmica 2D y 3D.

Para los productos generados a partir de la interpretación sísmica 2D y 3D, tanto terrestre como fuera de costa (off shore) se exigen.

1.4.1.4.1 Informe de interpretación.

El informe de interpretación debe contener:

- Portada con datos mínimos como compañía operadora y de servicios (si es del caso), título, área interpretada y fecha final de interpretación.
- Introducción, localización, objetivos, kilómetros de sísmica interpretados, la información usada para la interpretación (pozos, sísmica, geología de superficie,

etc.), cronograma, tiempo de ejecución, softwares empleados para la interpretación, parámetros establecidos para la interpretación (datum, tiempo, profundidad, shift, velocidades, etc.).

- Metodología aplicada, horizontes interpretados, modelo de velocidades (time to depth), modelo estructural y estratigráfico.
- Cuando se aplican atributos AVO es necesario incluir la información de densidad, porosidad, sónico o análisis petrofísico.
- Descripción de los productos generados, horizontes, fallas, mapas (tiempo y/o profundidad), áreas prospectivas.
- Conclusiones y recomendaciones.

Medio: Digital.

Formato: PDF.

1.4.1.4.2 Backup de software.

El Backup corresponde al export desde el software de la herramienta petrotécnica utilizada para realizar el proyecto de interpretación.

Como requerimiento se debe entregar el backup completo de la interpretación del proyecto en software especializado (Landmark, Kingdom, Petrel, Geografix, etc., detallando la versión), que contenga los atributos, parámetros generales y la información original cargada (SEG-Y 2D y/o 3D), necesaria para realizar la interpretación, de tal forma que con este backup sea posible la restauración del proyecto de interpretación en el aplicativo.

1.4.1.4.3 Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas.

Las imágenes de las secciones interpretadas deben contener la siguiente información:

Header de la imagen. Nombre de la compañía operadora y/o de servicios, nombre del programa sísmico 2D o 3D, nombre de la línea o sección interpretada, contrato, cuenca, fecha de interpretación, convenciones de horizontes y/o fallas, mapa de localización donde se señalen las líneas 2D, XLine, InLine o sección interpretada, orientación y escala, el formato a seguir es el señalado en la (Figura 34)

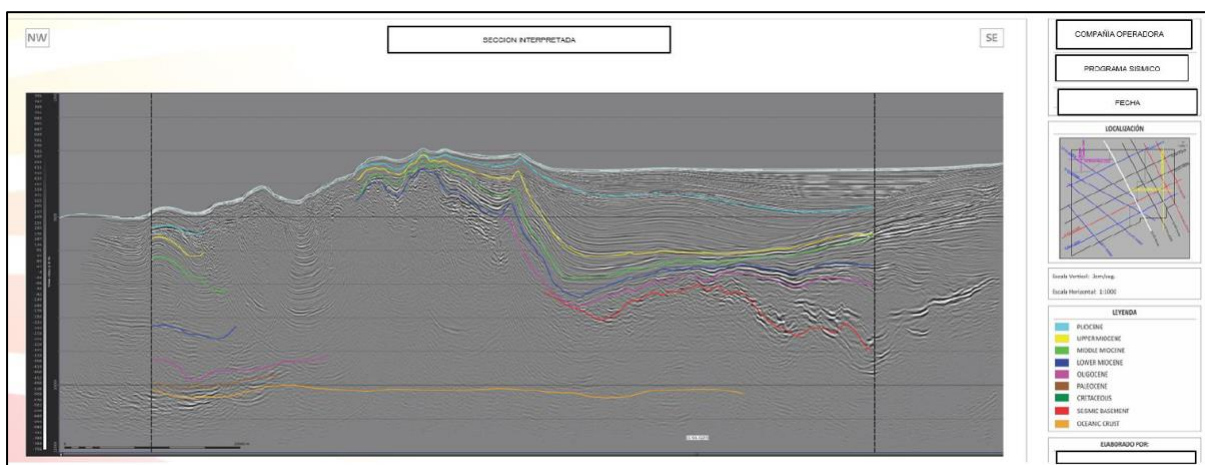


Figura 34. Sección sísmica interpretada

Medio: Digital.

Formatos: PDF.

1.4.1.4.4 Archivos ASCII de horizontes y/o fallas.

- **Header archivos ASCII de horizontes y/o fallas.** Los archivos ASCII deben contener como mínimo la siguiente información: nombre del contrato, compañía

operadora y/o compañía de servicios, nombre del horizonte y/o falla interpretada, cuenca, fecha de interpretación, sistema de referencia (datum y origen).

- **Contenido archivos ASCII horizontes y/o fallas 2D y 3D.** Columnas con metadatos de punto ID, coordenada X, coordenada Y, Z, tiempo o profundidad (Figura 35)

10_Green_d-Reflector-tertiary * x			
COMPAÑÍA:			
CONTRATO:			
PROGRAMA:			
FECHA:			
HORIZONTE Y/O FALLA:			
	Coord. X	Coord. Y	Z
1088	898832.93449	1790583.82128	-6349.63184
1088	898863.51068	1790623.38258	-6352.43701
1089	898894.08686	1790662.94389	-6354.88379
1089	898924.66305	1790702.50519	-6357.17236
1090	898955.23923	1790742.06650	-6359.42871
1090	898972.49579	1790553.24509	-6361.76270
1091	898903.07198	1790592.80640	-6363.78271
1091	898933.64817	1790632.36770	-6365.85107
1092	898964.22435	1790671.92901	-6368.07422
1092	898994.80054	1790711.49031	-6370.62207
1093	899025.37672	1790751.05162	-6372.79297
1093	899055.95291	1790790.61292	-6374.27588
1094	899086.52909	1790830.17423	-6375.07715
1094	899117.10528	1790869.73553	-6375.61426
1095	899147.68146	1790909.29684	-6263.52539
1095	899178.25765	1790948.85814	-6266.31787
1096	899208.83383	1790988.41945	-6269.25293
1096	899239.41002	1791027.98075	-6282.27148
1097	899269.98621	1791067.54206	-6292.17383
1097	899300.56239	1791107.10336	-6297.92773
1098	899331.13858	1791146.66466	-6301.52930
1098	899361.71476	1791186.22597	-6303.79785
1099	899392.29095	1791225.78727	-6305.64014

Figura 35. Archivos ASCII de interpretación fallas y/o horizontes

Medio: Digital.

Formatos: ASCII, TXT.

Mapas. La información cartográfica asociada a los informes de interpretación se debe ajustar a lo establecido en el anexo cartográfico del manual de entrega de información

1.4.2 Gravimetría

1.4.2.1 Adquisición

Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de calibración (si es del caso), las características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Dato de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.2.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los archivos de proceso se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.2.3 Interpretación

Informe de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.4.3 Aerogravimetría

1.4.3.1 Adquisición

Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, especificaciones técnicas de la aeronave, equipos utilizados, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de datos de calibración, características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Reportes diarios o semanales. Se debe presentar un reporte con los indicadores de producción y avances de la adquisición y procesamiento de la información.

Documentos de nivelación y calibración. Deben ser entregadas la red de nivelación final y los datos finales de la trayectoria de vuelo (listados de compilación o archivos digitales y gráficas). Todos los registros de vuelo y las hojas de control de calidad deben estar correctamente etiquetados y presentados para la evaluación de los datos.

Datos de adquisición. Los datos de campo, o datos crudos, se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Entre los datos gravimétricos que se deben entregar están los siguientes:

- Número de línea XXXX.YY, donde XXXX es el número de línea, y YY es número de segmento
- Número de vuelo
- Año
- Día del año
- Segundos a partir de medianoche UTC
- Segundos fiduciarios a partir de medianoche UTC
- Coordenada X, WGS-84 UTM zona XX
- Coordenada Y, WGS-84 UTM zona XX

- Elevación GPS (con respecto al elipsoide WGS-84)
- Elevación GPS (con respecto al geoide EGM2008)
- Coordenada X, WGS-84 Magna-Sirgas Central (Bogotá)
- Coordenada Y, WGS-84 Magna-Sirgas Central (Bogotá)
- Latitud, WGS-84
- Longitud, WGS-84
- Altimetro radar, filtrado
- Topografía radar (con respecto al geoide EGM2008)
- Modelo digital de elevación a partir de SRTM (con respecto al geoide EGM2008)
- Aceleración X
- Aceleración Y
- Aceleración Z
- Gravedad cruda, sin filtrado
- Corrección Eötvös
- Gravedad con corrección Eötvös
- Corrección de aire libre
- Gravedad con corrección de aire libre
- Gravedad con corrección de aire libre, filtro con longitud de media onda de 50 s
- Corrección de Bouguer simple, densidad de 2,67 g/cc (regional) y/u otra
- Corrección de Bouguer completa, densidad de 2,67 g/cc (regional) y/u otra
- Gravedad con corrección Bouguer nivelada, filtro con longitud de media onda de 50 s, densidad de 2,67 g/cc
- Gravedad con corrección Bouguer sin nivelación, filtro con longitud de media onda de 50 s
- Anomalía de gravedad de aire libre, filtro espacial con longitud de media onda de 3.000 m
- Anomalía simple de gravedad de Bouguer, filtro espacial con longitud de media onda de 3.000 m, densidad de 2,67 g/cc (regional) y/u otra
- Anomalía completa de gravedad de Bouguer, filtro espacial con longitud de media onda de 3.000 m, densidad de 2,67 g/cc (regional) y/u otra.
- **Datos finales.** Base de datos magnéticos Geosoft XYZ, Geosoft GDB.

Medio: Los archivos se deben entregar en medio digital.

Formatos: Geosoft (GRD), ASCII (XYZ), Grid-Exchange (GXF)

1.4.3.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, procedimientos de procesamiento de datos incluyendo algoritmos, ecuaciones, filtros, coeficientes, parámetros utilizados, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los datos de procesamiento se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.3.3 Interpretación

Informe de interpretación. Informe final de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.4.4 Magnetometría

1.4.4.1 Adquisición

Informe de adquisición. Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de calibración (si es del caso), las características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Dato de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.4.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los datos de procesamiento se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.4.3 Interpretación

Informe de interpretación. Informe final de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico.

1.4.5 Aeromagnetometría

1.4.5.1 Adquisición

Informe de adquisición. Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, especificaciones técnicas de la aeronave, equipos utilizados, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de datos de calibración, características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Reportes diarios o semanales. Se debe presentar un reporte con los indicadores de producción y avances de la adquisición y procesamiento de la información.

Documentos de nivelación y calibración. Deben ser entregadas la red de nivelación final y los datos finales de la trayectoria de vuelo (listados de compilación o archivos digitales y gráficas). Todos los registros de vuelo y las hojas de control de calidad deben estar correctamente etiquetados y presentados para la evaluación de los datos.

Datos de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ).

Entre los datos magnéticos que se deben entregar figurarán los siguientes:

- Número de línea XXXX.YY, donde XXXX es el número de línea y YY es el número de segmento
- Número de vuelo
- Año
- Día del año
- Segundos a partir de medianoche UTC
- Segundos fiduciaros a partir de medianoche UTC
- Coordenada X, WGS-84 UTM zona 18N
- Coordenada Y, WGS-84 UTM zona 18N
- Elevación GPS (con respecto al elipsoide WGS-84)
- Elevación GPS (con respecto al geoide EGM2008)
- Coordenada X, WGS-84 Magna-Sirgas Central (Bogotá)
- Coordenada Y, WGS-84 Magna-Sirgas Central (Bogotá)
- Latitud, WGS-84
- Longitud, WGS-84
- Superficie de vuelo drape (con respecto al geoide EGM2008)
- Altimetro radar, filtrado
- Altimetro láser, filtrado
- Topografía radar (con respecto al geoide EGM2008)
- Modelo digital de elevación a partir de SRTM (con respecto al geoide EGM2008)
- Campo magnético diurno registrado por la Estación de Referencia Magnética
- Campo magnético aerotransportado compensado
- Campo magnético aerotransportado corregido por efectos diurnos
- Campo magnético aerotransportado corregido por efectos de altitud
- Correcciones de nivelación
- Intensidad magnética total
- Campo IGRF
- Anomalías magnéticas

Datos finales. Base de datos magnéticos Geosoft XYZ, Geosoft GDB.

Mapas. los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.4.5.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, procedimientos de procesamiento de datos incluyendo algoritmos, ecuaciones, filtros, coeficientes, parámetros utilizados, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los datos procesados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.5.3 Interpretación

Informe de interpretación. El informe debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.6 Electromagnetismo (Magnetotelúrica)

1.4.6.1 Adquisición

Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: portada, compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de calibración, características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados, conclusiones y recomendaciones.

Informe de estación remota. Informe en el que se aportará la localización, descripción y características de la estación remota.

Reportes diarios. Compilado de informes en el que se describirán las actividades diarias realizadas en la adquisición magneto telúrica.

Reporte HSE. Informe consolidado de las actividades de seguridad para el desarrollo de la adquisición.

Datos de adquisición

- **Raw-data.** Se deben entregar los archivos de dato crudo TBL, TSH, TSL, y medición de frecuencias altas y bajas que corresponden a la configuración (TXT).

- **Base de datos consolidada.** Resumen TBL de cada uno de los sondeos (Excel, TXT).
- **Archivos de calibración.** Archivos que contendrán la calibración realizada a las bobinas (CLC) y los receptores (CBL).
- **Pruebas instrumentales.** Archivos que contendrán todas las pruebas realizadas a las bobinas y receptores.

1.4.6.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de proceso, cronograma, descripción de las actividades realizadas, metodología seguida, descripción de los instrumentos utilizados, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento.

- Datos entregados en formato EDI o ASCII. Archivos MPK.
- Imágenes y gráficas: imágenes con header en las que se visualice el producto del procesamiento.

1.4.6.3 Interpretación

Informe de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de proceso, cronograma, descripción de las actividades realizadas, metodología seguida, descripción de gráficas e imágenes generadas, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación

Imágenes y gráficas. Imágenes con encabezado en el que se visualice el producto del procesamiento.

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico.

1.4.7 Geoeléctrica

1.4.7.1 Adquisición

Informe de adquisición. Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de calibración (si es del caso), las características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Datos de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.7.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los datos de procesamiento se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.7.3 Interpretación

Informe de interpretación. Informe final de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.4.8 Batimetría

1.4.8.1 Adquisición

Se hace claridad que la batimetría no es un método geofísico, pero hace parte transversal para el proceso de adquisición de la información geofísica por este motivo se incluye en el anexo de Geofísica en el manual de entrega de información.

Informe de adquisición. Informe final de levantamiento batimétrico. Debe contener los siguientes capítulos:

- Compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización del proyecto.
- Resumen del proyecto. Objetivos, área de estudio, plataforma y equipos utilizados, se deben incluir evidencias de la calibración del sistema multihaz o monohaz utilizado, según sea el caso. El informe debe incluir un mapa con la descripción del vessel (plataforma) utilizado y los offsets de separación de los equipos periféricos.
- Resumen del trabajo de campo, que incluirá marco temporal y resumen de las campañas de levantamiento.
- Adquisición de la información. Se debe especificar el sistema de referencia geodésica, la calidad de posicionamiento autónomo, diferencial o RTK, especificaciones del sistema de levantamiento, velocidad del sonido, fuente de la información de marea utilizada, incluyendo coordenadas geográficas de la estación y el datum de reducción de los sondajes.
- Informe de geomorfología del fondo marino.
- Informe de identificación de estratos sedimentarios.
- Mapas que se deben ajustar a lo solicitado en el anexo cartográfico.

Datos de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato. Es esencial entregar los datos en el formato nativo del sistema (ecosonda utilizada) de levantamiento y el archivo con la información editada de acuerdo con el software de procesamiento utilizado.

1.4.8.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos:

- Localización
- Metodología
- Secuencia de procesamiento
- Descripción del software utilizado
- Fórmulas empleadas
- Edición de la embarcación
- Configuración de los equipos periféricos del sistema utilizado
- Estructura y parámetros del proyecto
- Conversión de datos brutos
- Edición de datos
- Generación de la superficie batimétrica final
- Presentación de resultados obtenidos
- Figuras de los planos batimétricos
- Conclusiones y recomendaciones
- Mapas que se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

Datos de procesamiento. Los datos de procesamiento se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ).

Se deben entregar archivos editados en formato XYZ y, si se han generado superficies digitales del terreno, en el caso de los levantamientos multihaz, se deben entregar formatos Geo TIFF, TIFF.

1.4.8.3 Interpretación

Informe de interpretación. Informe final de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.4.9 Geotermia

1.4.9.1 Adquisición

Informe de adquisición. Informe final de campo. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización y planificación del trabajo de campo, permisos ambientales y sociales, cronograma, descripción de las actividades de campo realizadas, la metodología seguida, una descripción de los instrumentos utilizados, informes de calibración (si es del caso), las características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.

Datos de adquisición. Los datos de campo o datos crudos se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt), con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.9.2 Procesamiento

Informe de procesamiento. Informe final de procesamiento de los datos. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de procesamiento. Los datos de procesamiento se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

1.4.9.3 Interpretación

Informe de interpretación. Informe final de interpretación. Debe contener los siguientes elementos: compañía operadora, compañía de servicios, grupo de trabajo y año de adquisición, localización, metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas, interpretación, modelos geofísicos o geológicos propuestos, conclusiones y recomendaciones.

Datos de interpretación. Los datos interpretados se entregarán en archivos anexos ordenados en carpetas, junto con un archivo de texto (léame.txt) con los comentarios pertinentes y el listado de todos los archivos que componen los datos, así como los mapas y perfiles requeridos en el contrato (ASCII, XYZ, GRID).

Mapas. Los mapas requeridos en el desarrollo de este método geofísico se deben ceñir a lo solicitado al anexo cartográfico

1.5 Bibliografía

Glosario, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/>
Estándares, <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/>