

Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, marzo 202

Tabla de contenido

1.1	Introducción	6
1.2	Alcance	7
1.3	Glosario	8
1.4	Especificaciones técnicas para la entrega de información geofísica al Banco de Información Petrolera	18
1.4.1	Sísmica	18
1.4.1.1	Adquisición sísmica terrestre	18
1.4.1.1.1	Informe final de operaciones	18
1.4.1.1.2	Raw-data 2D y 3D. SEG Y Formato SEG Y 2D	19
1.4.1.1.3	Coordenadas de adquisición 2D y 3D	20
1.4.1.1.4	Reportes semanales	23
1.4.1.1.5	Reporte de observador 2D y 3D	23
1.4.1.1.6	Proceso en campo	25
1.4.1.1.7	Imagen de apilado	25
1.4.1.1.8	Adquisición sísmica costa afuera (off shore)	26
1.4.1.3.1	Coordenadas de adquisición 2D y 3D	28
1.4.1.2	Procesamiento y reprocesamiento de información sísmica 2D y 3D terrestre y costa afuera	31
1.4.1.2.1	Informe final de procesamiento o reprocesamiento	31
1.4.1.2.2	Archivos de datos procesados SEG Y 2D y 3D	31
1.4.1.2.3	Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D	34
1.4.1.2.4	Archivos de velocidades 2D y 3D	36
1.4.1.2.5	Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D	38
1.4.1.3	Interpretación sísmica 2D y 3D	41
1.4.1.3.1	Informe de interpretación	41
1.4.1.3.2	Backup de software	42
1.4.1.3.3	Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas	42
1.4.1.3.4	Archivos ASCII de horizontes y/o fallas	42
1.4.2	Gravimetría	43
1.4.2.1	Adquisición	43
1.4.2.2	Procesamiento	43
1.4.2.3	Interpretación	44
1.4.3	Aerogravimetría	44
1.4.3.1	Adquisición	44
1.4.3.2	Procesamiento	45
1.4.3.3	Interpretación	45
1.4.4	Magnetometría	46
1.4.4.1	Adquisición	46
1.4.4.2	Procesamiento	46
1.4.4.3	Interpretación	46
1.4.5	Aeromagnetometría	46
1.4.5.1	Adquisición	46
1.4.5.2	Procesamiento	47
1.4.5.3	Interpretación	48
1.4.6	Magnetotelúrica	48
1.4.6.1	Adquisición	48
1.4.6.2	Procesamiento	49
1.4.6.3	Interpretación	49
1.4.7	Geoeléctrica	49
1.4.7.1	Adquisición	49

1.4.7.2	Procesamiento.....	49
1.4.7.3	Interpretación.....	50
1.4.8	Batimetría	50
1.4.8.1	Adquisición	50
1.4.8.2	Procesamiento.....	51
1.4.8.3	Interpretación.....	51
1.5	Bibliografía.....	52

Lista de Tablas

Tabla 1. Relación de Productos geofísicos.....	11
--	----

Lista de figuras

Figura 1. Carpeta coordenadas	21
Figura 2. Formatos de coordenadas adquisición	21
Figura 3. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D	21
Figura 4. Header de las coordenadas de adquisición 2D	22
Figura 5. Header de las coordenadas de adquisición 3D	22
Figura 6. Archivos SPS	23
Figura 7. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador	24
Figura 8. Registros del reporte de observador	24
Figura 9. Apilado de campo	26
Figura 10. Archivos SPS 2D- 3D	29
Figura 11. Apilado de campo	31
Figura 12. Text Header sísmica 2D	32
Figura 13. Text Header sísmica 3D	32
Figura 14. Validación en Geovisor	33
Figura 15. Metadatos Trace header sísmica 2D	33
Figura 16. Metadatos Trace header sísmica 3D	34
Figura 17. Formato de las coordenadas de proceso 2D	35
Figura 18. Formato de las coordenadas de proceso 3D	35
Figura 19. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 2D	36
Figura 20. Byte de ubicación Metadatos archivos de velocidades 3D	37
Figura 21. Visualización archivos de velocidades. Segy	37
Figura 22. Archivos ASCII de velocidades	38
Figura 23. Imagen de sección sísmica procesada	39
Figura 24. Header Imagen de sección sísmica procesada	39
Figura 25. Resolución de las imágenes procesadas	39
Figura 26. Byte de ubicación Metadatos Gathers 2D	40
Figura 27. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 2D	40
Figura 28. Byte de ubicación Metadatos Gathers 3D	41
Figura 29. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 3D	41
Figura 30. Sección sísmica interpretada	42
Figura 31. Archivos ASCII de interpretación fallas y /o horizontes	43

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 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). Para la navegación, los formatos se regirán por los estándares establecidos por la International Association of Oil & Gas Producers (OGP), la United Kingdom Off Shore Operators Association (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: Estudio de la tierra a partir de la generación y registro de los datos sísmicos en campo previamente planeado.

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

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.

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.

Área: Nombre o identificador del área contractual, de asignación o de autorización.

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.

Cliente 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 la cinta, medido en gigabytes (GB).

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 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.

In-line: Es la dirección paralela a las líneas receptoras.

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

IOGP: Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.

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: Línea o camino a lo largo de la cual se colocan los puntos de tiros (p. ej., dinamita) a intervalos regulares.

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

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 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 información acerca del contenido de cada traza; la tercera parte contiene los datos de las trazas sísmicas.

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 sobretiempos normal por distancia, la corrección por sobretiempos 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.

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 información sísmica 2D y 3D.

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

Sísmica: método geofísico que consiste en emitir ondas de sonido en la superficie del terreno (con explosivos enterrados en el suelo o con camiones vibradores en el caso de exploración en tierra o con cañones de aire en el mar, en el caso de exploración en cuencas marinas), las que se transmiten a través de las capas del subsuelo y son reflejadas nuevamente hacia la superficie cada vez que haya un cambio importante en el tipo de roca.

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

Text Header: pestaña del visualizador seisee utilizado para colocar el encabezado e 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 por 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: Archivo plano con información de localización geográfica del arreglo sísmico 2D o 3D ya sea marino off shore u on shore. Contiene el SP con las respectivas coordenadas geográficas o Gauss cuando se refiere a la información de campo, además del CDP con las coordenadas geográficas o Gauss cuando se refiere a la información de proceso.

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

A continuación Tabla 1, se relaciona los productos correspondientes a geofísica que deben ser entregados al banco de información petrolera, discriminando por método geofísico, fase del método y contenido de forma resumida de cada producto a entregar, complementado con una breve descripción.

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	Informe 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 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	Informe 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	

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			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
		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 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 SEG Y que contenga el procesamiento realizado en campo
		Imagen de apilado	Imagen en PDF donde se observe el apilado final realizado en la fase de adquisición
		Mapas	Ver anexo cartográfico
	Procesamiento y reprocesamiento de información sísmica 2D y 3D terrestre y costa afuera	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

Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
		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	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades realizadas en la 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	
	Gravimetría	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias 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	

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
	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 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

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
	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 magnetométrica
	Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación magnetométrica, con los respectivos anexos generados
		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
		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 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

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
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 para el procesamiento con los respectivos anexos generados
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información magnetotelúrica
	Interpretación	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

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 geoelectrica	
		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 geoelectrica	
		Interpretación	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación geoelectrica, con los respectivos anexos generados
	Datos de interpretación		Datos producto de la interpretación de información geoelectrica	
	Batimetría	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 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	

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, geoelectrónica, 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 registrarán por los estándares establecidos por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) en sus últimas revisiones. Para la navegación, estos formatos se registrarán 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. SEG-Y 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.

Formato del EBCDIC header 2D SEG-Y: adquisición

- **C01: CLIENT XXXX SURVEY XXXXXX**
- **C02: LINE XXXXX FSP XXX LSP XXX**
- **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 XXXX SPINTVL 80 GRPINTVL 40 FMTYPE**
- **C11: FILTERS NOTCH BAND SLOPE**
- **C12: SWEEP END LENGTH XXX 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**
- **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, 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

- **C01: CLIENT** xxxxxx **SURVEY** xxxxxxxx
- **C02: SWATH SWATH-01 FSP** 50011002 **LSP** 50061080
- **C03: 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** DINAMITA **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**
- **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 al sistema de coordenadas que corresponda como se observa en la (Figura 1):

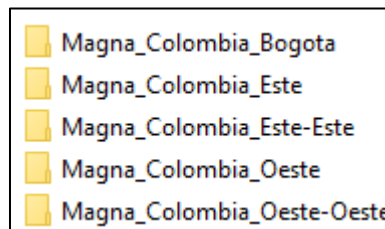


Figura 1. Carpeta coordenadas

Los archivos se deben entregar por carpetas en formatos CMB, SP1 o UKO, entre otros (Figura 2)

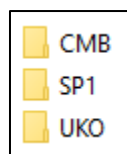


Figura 2. Formatos de coordenadas adquisición

Las carpetas mencionadas deben ir identificadas por archivo de fuentes (SP) y receptoras (RP) (Figura 3)

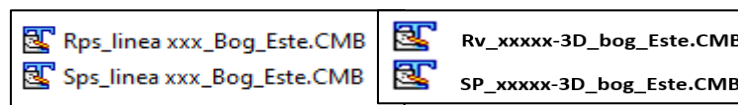


Figura 3. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D

Metadatos de header 2D y 3D

- **Encabezado.** Los archivos de coordenadas de puntos fuente, como de receptores, deben contener 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.

En la (

Figura 4) y (Figura 5) 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 GEODETTIC DATUM, : XXXXXX
H19 POST-PLOT GEODETTIC 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 4. 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 GEODETTIC DATUM, : XXXXXX
H19 POST-PLOT GEODETTIC 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	215.39
50151056	1247344.47	955253.12	215.98
50151057	1247393.35	955243.09	217.17
50161118	1250377.67	954642.28	202.40
50161119	1250435.44	954634.00	201.17
50161120	1250488.46	954623.48	199.46
50171117	1250346.64	954686.07	202.69
50191040	1246581.44	955514.52	226.27
50191041	1246630.33	955504.19	225.94

Figura 5. 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 6) se observa la forma como se deben entregar los archivos SPS.

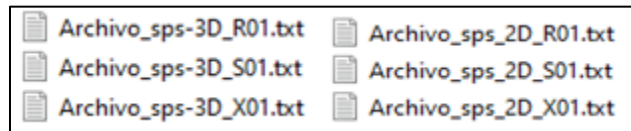


Figura 6. Archivos SPS

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 de 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 7)

COMPañIA OPERADORA		ENCABEZADO: PROGRAMA 2D/3D, LINEA, SWATH, CONTRATO O BLOQUE		COMPañIA SERVICIOS	
Client: Program: Swath:		Country: Area: Date:		Client Representative: Observer: Quality Control: Page:	
Recording Instrument: K-Gain:		Low cut filter: High cut filter: Noct filter:		Decoder Encoder: Camera:	SGO-3 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 geophone: Damping: Natural frequency: Sensitivity: Resistance:	SG-10 0.5%±-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: E1: 1 x 10 m Charge top: 8.5 m SP array two: E1: 1 x 9.9m to 1 x 5.1 Charge top: 8.4 m to 3.6 SP array three: E1: 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			SPREAD CONFIGURATION		
Type: 37 Line Spacing (RLI): 500 m Line Spacing (SLI): 700 m Source Interval: 100 m Receiver Interval: 50 m Size of the Bin: 25 x 50 m System of shot: RLI on / RLI off			Total RLI: 37 Total number of Receiver: 21974 Total SLI: 50 Total number of SP's: 7255 Design: Orthogonal		
CH 3401 CH 3402 CH 3403 CH 3404 CH 3405 CH 3406 CH 3407 CH 3408 CH 3409 CH 3410 CH 3411 CH 3412 CH 3413 CH 3414 CH 3415 CH 3416 CH 3417 CH 3418 CH 3419 CH 3420 CH 3421 CH 3422 CH 3423 CH 3424 CH 3425 CH 3426 CH 3427 CH 3428 CH 3429 CH 3430 CH 3431 CH 3432 CH 3433 CH 3434 CH 3435 CH 3436 CH 3437 CH 3438 CH 3439 CH 3440 CH 3441 CH 3442 CH 3443 CH 3444 CH 3445 CH 3446 CH 3447 CH 3448 CH 3449 CH 3450 CH 3451 CH 3452 CH 3453 CH 3454 CH 3455 CH 3456 CH 3457 CH 3458 CH 3459 CH 3460 CH 3461 CH 3462 CH 3463 CH 3464 CH 3465 CH 3466 CH 3467 CH 3468 CH 3469 CH 3470 CH 3471 CH 3472 CH 3473 CH 3474 CH 3475 CH 3476 CH 3477 CH 3478 CH 3479 CH 3480 CH 3481 CH 3482 CH 3483 CH 3484 CH 3485 CH 3486 CH 3487 CH 3488 CH 3489 CH 3490 CH 3491 CH 3492 CH 3493 CH 3494 CH 3495 CH 3496 CH 3497 CH 3498 CH 3499 CH 3500			CH 3800 CH 3801 CH 3802 CH 3803 CH 3804 CH 3805 CH 3806 CH 3807 CH 3808 CH 3809 CH 3810 CH 3811 CH 3812 CH 3813 CH 3814 CH 3815 CH 3816 CH 3817 CH 3818 CH 3819 CH 3820 CH 3821 CH 3822 CH 3823 CH 3824 CH 3825 CH 3826 CH 3827 CH 3828 CH 3829 CH 3830 CH 3831 CH 3832 CH 3833 CH 3834 CH 3835 CH 3836 CH 3837 CH 3838 CH 3839 CH 3840 CH 3841 CH 3842 CH 3843 CH 3844 CH 3845 CH 3846 CH 3847 CH 3848 CH 3849 CH 3850 CH 3851 CH 3852 CH 3853 CH 3854 CH 3855 CH 3856 CH 3857 CH 3858 CH 3859 CH 3860 CH 3861 CH 3862 CH 3863 CH 3864 CH 3865 CH 3866 CH 3867 CH 3868 CH 3869 CH 3870 CH 3871 CH 3872 CH 3873 CH 3874 CH 3875 CH 3876 CH 3877 CH 3878 CH 3879 CH 3880 CH 3881 CH 3882 CH 3883 CH 3884 CH 3885 CH 3886 CH 3887 CH 3888 CH 3889 CH 3890 CH 3891 CH 3892 CH 3893 CH 3894 CH 3895 CH 3896 CH 3897 CH 3898 CH 3899 CH 3900		

Figura 7. 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 8)

COMPañIA OPERADORA		ENCABEZADO: PROGRAMA 2D/3D, LINEA, SWATH, CONTRATO O BLOQUE		COMPañIA SERVICIOS													
LOCATION SP		PARAMETERS		SPREAD													
No	File	UNIT (ms)	Date	Swath	Field SP	From SP	Ref (m)	Notes	Charge top (m)	Charge (g)	Field Line	Field station	Last Line	Last station	Total Channels	Remarks	
1	2	4	4-mar	4	132 740.5			1	3.7	2700	131	662	231	637	1958	B.O.T 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: 0001 to 9008 DISTORTION TEST, GAINPHASE TEST, CURR-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	OMIT FILES TO 9 BY BLASTER TEST
4	10	11	4-mar	4	132 826.5			1	8.5	2700	131	747	231	637	1951		
5	11	5	4-mar	4	132 821.5			1	8.5	2700	131	732	231	637	1166		
6	12	7	4-mar	4	132 806.5			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	662	231	637	1496		
8	14	5	4-mar	4	132 776.5			1	3.5	2700	131	697	231	637	1661	STK 151 821 NOISED BY CREEK	
9	15	4	4-mar	4	132 751.5	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	134 821.5	134	821.5	1	8.5	2700	131	734	231	637	1144	STK 151 821 NOISED BY CREEK	
12	18	8	4-mar	4	134 806.5			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	697	231	637	1661	STK 151 820 NOISED BY MOTOCOMBA
15	21	4	4-mar	4	132 755.5	132	746.5	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	136 821.5	136	821.5	1	8.5	2700	131	734	231	637	1144	STK 151 820-823 NOISED BY CREEK	
18	24	7	4-mar	4	136 806.5			1	8.5	2700	131	717	231	637	1331		
19	25	5	4-mar	4	136 791.5			20	1	7.0	2700	131	702	231	637	1496	

Figura 8. 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
- 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, 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, InLine, XLine. Tiene vigencia en sísmica de campo procesada 3D.

Medio. La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

1.4.1.1.7 Imagen de apilado.

Imagen de la sección sísmica completa apilada en campo, con encabezado y rótulo, en formato PDF. (Figura 9)

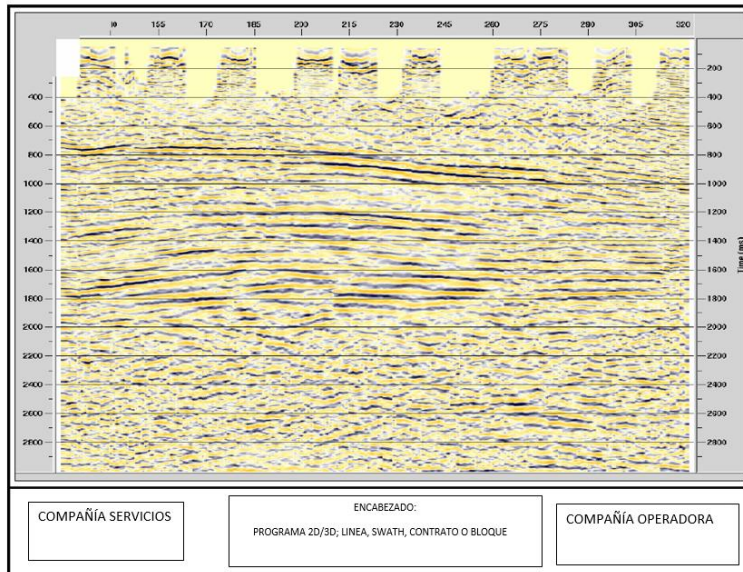


Figura 9. Apilado de campo

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 información geográfica al BIP”

1.4.1.1.8 Adquisición sísmica costa afuera (off shore)

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), 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.
- **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.

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 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.

1.4.1.3.1 Coordenadas de adquisición 2D y 3D. Receptores y fuentes. 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

- **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, sísmica marina.

Archivos SPS/R, S, X. Los archivos SPS y R, S, X se entregarán de acuerdo con las recomendaciones de la Society Exploration Geophysicist (última revisión SEG SPS o vigente de acuerdo al tipo de sísmica). Se requiere un orden adecuado de archivos y carpetas (Figura 10)

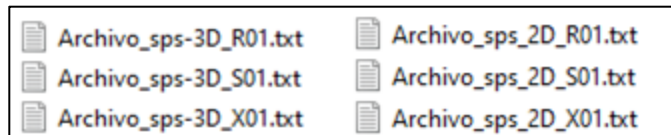


Figura 10. Archivos SPS 2D- 3D

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

Los archivos SPS / R, S, X. deben contener los siguientes elementos en cada carpeta:

- **Encabezado**, en el que se indicará 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 usados en la adquisición, sistema de coordenadas y datum.
- **Archivo X.** Corresponde a datos relacionales que contienen la geometría completa de cada punto registrado.
- **Archivo S.** Los archivos S contienen las coordenadas de las fuentes.
- **Archivo R.** Los archivos R contienen las coordenadas de las receptoras

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formatos: ASCII, TXT.

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

Reporte de observador 2D y 3D. El reporte del 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, en cuyo interior se dispondrán los documentos separados por anexos.

- **Reporte de observador**

El reporte de observador 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 ella se encuentran resumidas las generalidades del programa y los parámetros de registro, e incluye datos como la compañía operadora, la compañía de servicios, el tipo de programa sísmico, nombre del programa sísmico, línea o swath, instrumentos, filtros, grupo sísmico, fecha de adquisición o grabación, formato de cinta, número de cinta, dirección de línea, número de canales, número de file (FFID), playback, configuración del arreglo, diagrama del arreglo de hidrófonos o geófonos, OBC y fuente, número de puntos de fuente, fuente de energía y 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 o swath, título y grupo sísmico. 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 e 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 fold
- Diagrama de atributos
- Listado de receptoras movidas y ruidosas
- Secuencia de procesamiento de campo
- Disparos representativos y análisis espectral
- Apilados representativos
- Archivos del equipo de registro o instrumentos
- Apilado con estáticas residuales
- Medio: La información se debe entregar en medio digital.
- Formato: PDF.

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

Apilado (brute stack). Los datos procesados en campo deben tener en los respectivos encabezados, como mínimo, la siguiente información: área, programa, línea/swath, 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. Imagen de la sección sísmica completa apilada en campo, con encabezado y rótulo, en formato PDF. (Figura 11).

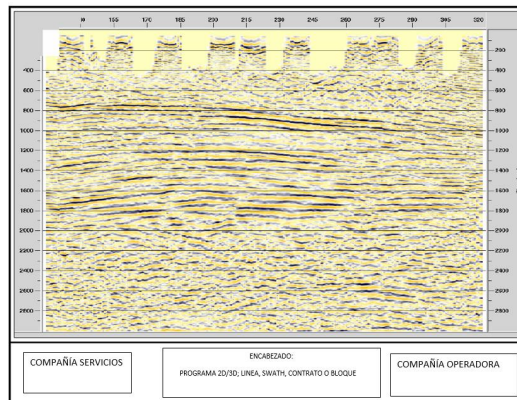


Figura 11. Apilado de campo

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 información geográfica al BIP”

1.4.1.2 Procesamiento y reprocesamiento de información sísmica 2D y 3D terrestre y costa afuera

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

1.4.1.2.1 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 azimut, 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.

1.4.1.2.2 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 12) y (Figura 13) describen de manera gráfica el contenido text header EBCDIC 2D y 3D que debe contener los pos apilados:

Summary | Text Header | Bin Header | Trace Header | Trace Data

C 1 LINEA: HV-1984-18X PROGRAMA: NEIVA 84
 C 2 PROCESO: MIGRACION PRE APILADO EN TIEMPO IN-IN
 C 3 CONTRATO: XXXXXXXX
 C 4 CUENCA: VSM
 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: 1266-1544
 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 SEG Y HEADERS:
 C 19 POSICION BYTE CDP NUMBER: 21 4I NUMERO DE CDP
 C 20 POSICION BYTE CDP_X COORD: 181 4I COORDENADA X DE CDP
 C 21 POSICION BYTE CDP_Y COORD: 185 4I COORDENADA Y DE CDP
 C 22 POSICION BYTE CDP_SLOC: 197 4I LOCACION DE CDP
 C 23 POSICION BYTE CDP ELEV: 221 4I 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 II.). 15.ANALISIS DE VELOCIDAD 3
 C 35 16.PSTM. KIRCHHOFF (2DA II.). 17.APILADO
 C 36 18.FILTROS Y ESCALARES
 C 37
 C 38
 C 39 DATUM DE ESTE SEG Y: 500 M.S.N.M VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800 M/S
 C 40 END OF EBCDIC

Figura 12. Text Header sísmica 2D

Summary | Text Header | Bin Header | Trace Header | Trace Data

C 1 PROCESO: MIGRACION PRE- APILADO EN TIEMPO IN-IN
 C 2 CONTRATO: xxxxxx
 C 3 PROGRAMA: ARBOLITO GUABI 3D 1991 CUENCA: VSM
 C 4 PAIS o AREA: COLOMBIA, HUILA
 C 5 CLIENTE: XXXXXX
 C 6 FECHA DE REGISTRO: XXXXXX
 C 7 REGISTRADO POR: XXXXXX
 C 8 PROCESADO POR: XXXXXXXX. PROCESADO PARA: XXXXXXXX
 C 9 FECHA DE PROCESAMIENTO: XXXXXXXX
 C 10 RANGO DE FUENTES: 1010341- 3770315 RANGO DE RECEPTORES: 5010085-8210105
 C 11 NUMERO DE DISPAROS: 9534
 C 12 RANGO DE CDP: 1279 - 356433 ILINE 1-645 XLINE1-555 CUBRIMIENTO: 12
 C 13 RATA DE MUESTREO: 4 s LONGITUD DE REGISTRO: 4000 ms
 C 14 INT. DE FUENTES: 50M INT. DE RECEPTORES: 50M CANALES: 336
 C 15 TIPO DE FUENTE: GEOFLEX
 C 16 POSICION BYTE CDP_X COORD: 181 4I COORDENADA X DE CDP
 C 17 POSICION BYTE CDP_Y COORD: 185 4I COORDENADA Y DE CDP
 C 18 POSICION BYTE NUMERO_ILINE: 189 4I NUMERO DE ILINE
 C 19 POSICION BYTE NUMERO_XLINE: 193 4I NUMERO DE XLINE
 C 20 POSICION BYTE CDP ELEV: 197 4I LOCACION DE CDP
 C 21 GRILLA DE PROCESAMIENTO :
 C 22 ILINE XLINE CDP_X CDP_Y
 C 23 1 1 837343.5 810557.8
 C 24 1 555 849063.3 803177.5
 C 25 645 1 845922.8 824181.5
 C 26 645 555 857642.6 816801.2
 C 27 SECUENCIA DE PROCESAMIENTO:
 C 28 DATUM: 2000 m.s.n.m VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800 m/s
 C 29 SISTEMA DE REFERENCIA: BOGOTA - MAGNA
 C 30 01. CONVERSION DE DATOS A FORMATO INTERNO SEIS_SPACE. 02.GEOMETRIA.
 C 31 03. ASIGNACION DE GEOMETRIA. 04.ATENUACION DE RUIDO. 05.PRIMEROS ARRIBOS.
 C 32 06. RECUPERACION DE AMPLITUDES (TAR). 07.AMPLITUD CONSISTENTE EN SUPERFICIE
 C 33 08. DECONVOLUCION: . 09.ESTATICAS DE REFRACCION.
 C 34 10. ANALISIS DE VELOCIDAD 1. 11.ESTATICAS RESIDUALES 1.
 C 35 12. ANALISIS DE VELOCIDAD 2. 13.ESTATICAS RESIDUALES 2.
 C 36 14. MIGRACION PRE-APILADO EN TIEMPO 15. VELOCIDADES DE PSTM
 C 37 16. APILADO
 C 38 17. FILTROS Y ESCALARES
 C 39 DATUM DE ESTE SEG Y: 500 m.s.n.m VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO: 2800 m/s
 C 40

Figura 13. 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 de proceso realizado, fecha de proceso, nombre de la línea, programa sísmico 2D, programa sísmico 3D. El nombre de línea y el programa sísmico deben estar nombrados exactamente igual que aparecen en el geovisor del SGC. (Figura 14)

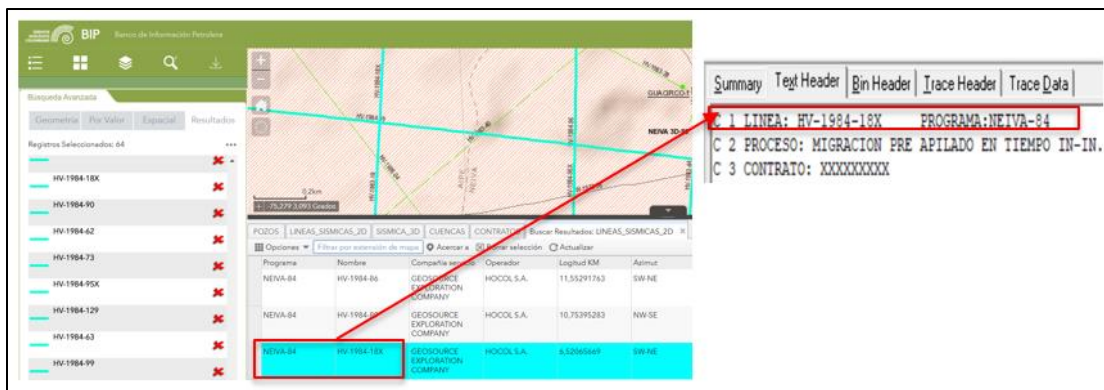


Figura 14. Validación en Geovisor

- **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 y número de canales.
- **Datos de procesamiento.** Rango y número de shot-point procesados, rango y número de CDP, tasa de muestreo y longitud de registro procesada.
- **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.** El archivo de dato sísmico procesado debe contener una sección denominada "Trace header", donde se encontrará el dato sísmico, que debe ser consecuente con la información contenida en el text header, ninguno de los datos exigidos para la validación sísmica contenidos en el trace header debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente.

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 ceros. Las columnas de datos que deben contener información 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, 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 15)

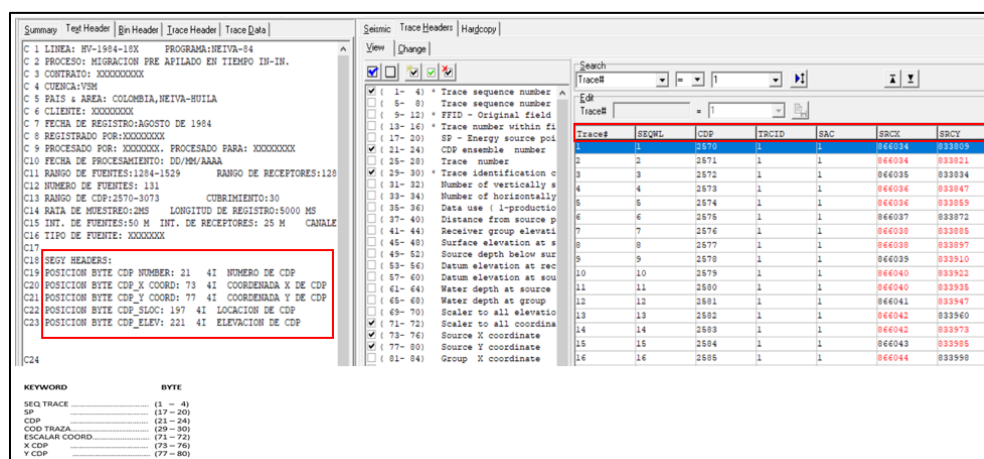


Figura 15. Metadatos Trace header sísmica 2D

- **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 16).

Trace#	SEQ#	TRCID	SAC	CDP-X	CDP-Y	ILINE#	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 16. Metadatos Trace header sísmica 3D

- **Datos de secuencia de procesamiento.** 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) y versión de proceso
- 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.

1.4.1.2.3 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 a las especificaciones y estandarización de formato P190 y contener la información que se relaciona a continuación, en la (Figura 17) y (Figura 18) 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 17. 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_COORD	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 18. Formato de las coordenadas de proceso 3D

Medio: Digital.

Formatos: ASCII o TXT.

1.4.1.2.4 Archivos de velocidades 2D y 3D.

Los archivos de velocidades se deben entregar en formato SEG-Y 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, 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. 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, debe contener campos con datos cero o nulos, el dato sequence trace debe ser secuencial, creciente o decreciente. En la (Figura 19) se muestra los bytes mínimos para las velocidades entregadas en formato segy, 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 19. 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. 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 20) se muestra los bytes mínimos para las velocidades entregadas en formato segy, 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 20. 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 seísmico 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, en caso de los 3D mencionados en el text header.

La (Figura 21) es un ejemplo de las ventanas del text header y trace header en archivos de velocidades. segy

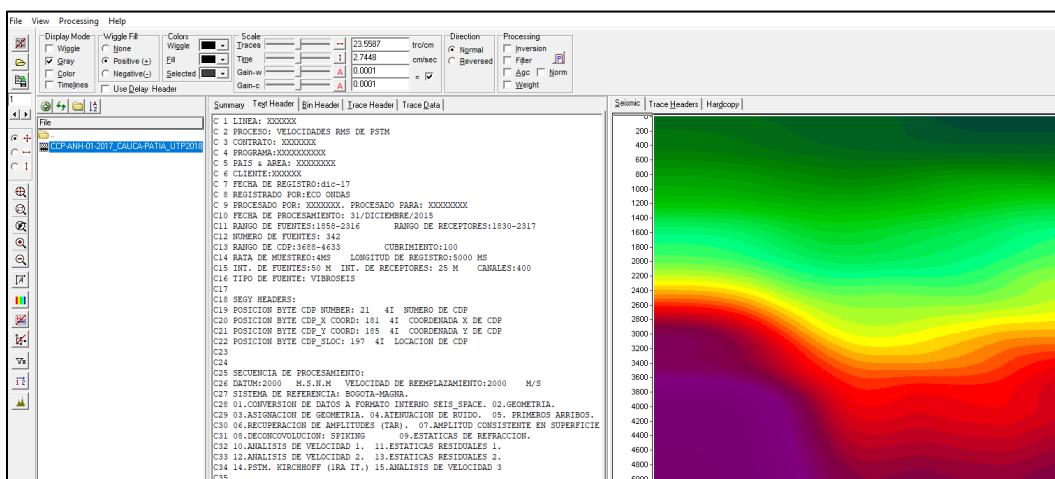


Figura 21. Visualización archivos de velocidades. Segy

En la (Figura 22) se muestra el formato de entrega de las velocidades en archivo ascii, referenciando los meta datos que deben ser diligenciados.

```

COMPANIA OPERADORA:XXXXXXX
CONTRATO:XXXXXX
COMPANIA PROCESO: XXXXXXXX
FECHA: DD-MM-AAAA
CUENCA:XXXXXXXXXX
PROGRAMA: XXXXXXXXX
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 22. Archivos ASCII de velocidades

Medio: Digital.

Formatos: SEG-Y Y ASCII.

1.4.1.2.5 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 23) y (Figura 24)

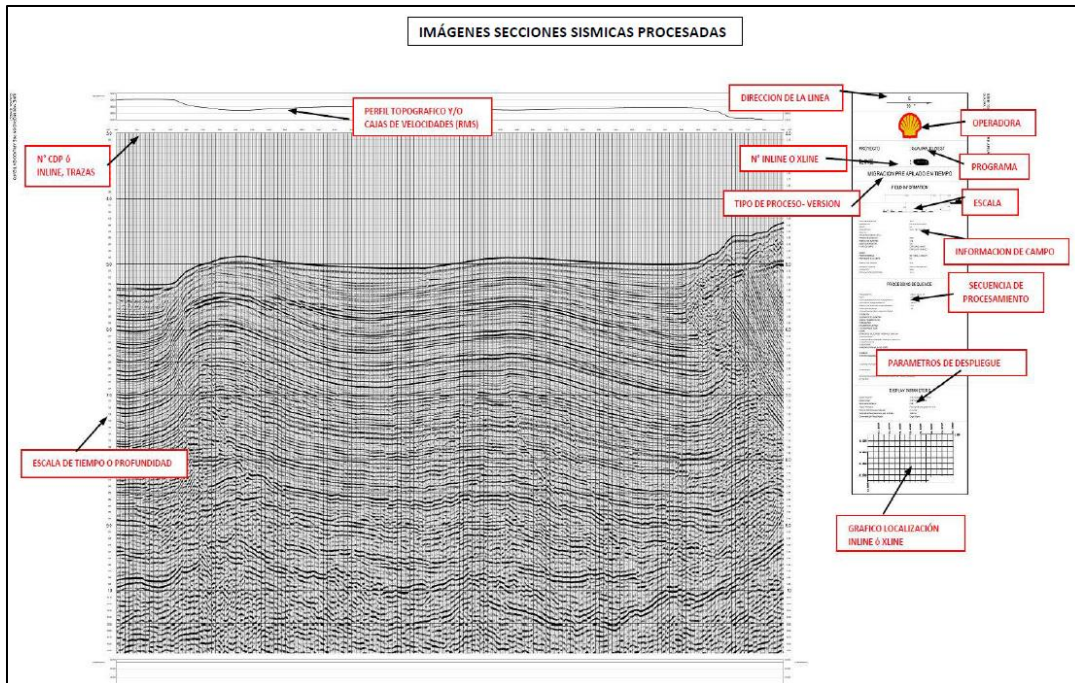


Figura 23. Imagen de sección sísmica procesada

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

Figura 24. 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 25)
- 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 15.000 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).

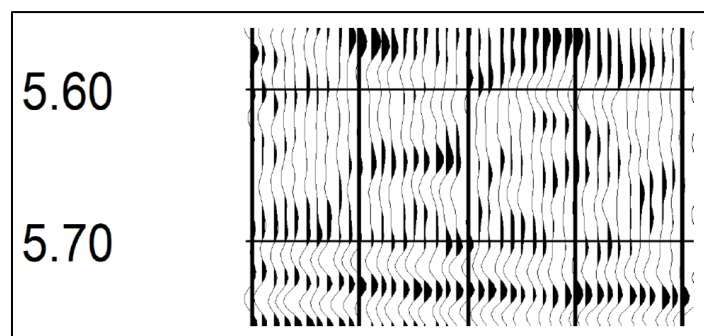


Figura 25. Resolución de las imágenes procesadas

Medio: Digital.

Formatos: CGM o TIFF o JPG o PDF.

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

El text header 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, 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.
- **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 26) y (Figura 27), 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 26. 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 27. 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 28) y (Figura 29)

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 28. 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 29. 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, estáticas, 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.

1.4.1.3 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.

1.4.1.3.1 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, 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.

- Descripción de los productos generados, horizontes, fallas, mapas (tiempo y/o profundidad), áreas prospectivas.
- Conclusiones y recomendaciones.

Medio: Digital.

Formato: PDF.

1.4.1.3.2 **Backup de software.**

Entregar un backup completo de la interpretación del proyecto en software especializado (Landmark, Kingdom, Petrel, Geografix, etc., detallando la versión), con la información referenciada en el informe, acompañado con los parámetros generales e información original cargada (SEG-Y 2D y/o 3D), de tal forma que sea posible restaurarlo en la aplicación. Además, toda la información que se haya utilizado en la realización de la interpretación.

1.4.1.3.3 **Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas.**

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, (Figura 30)

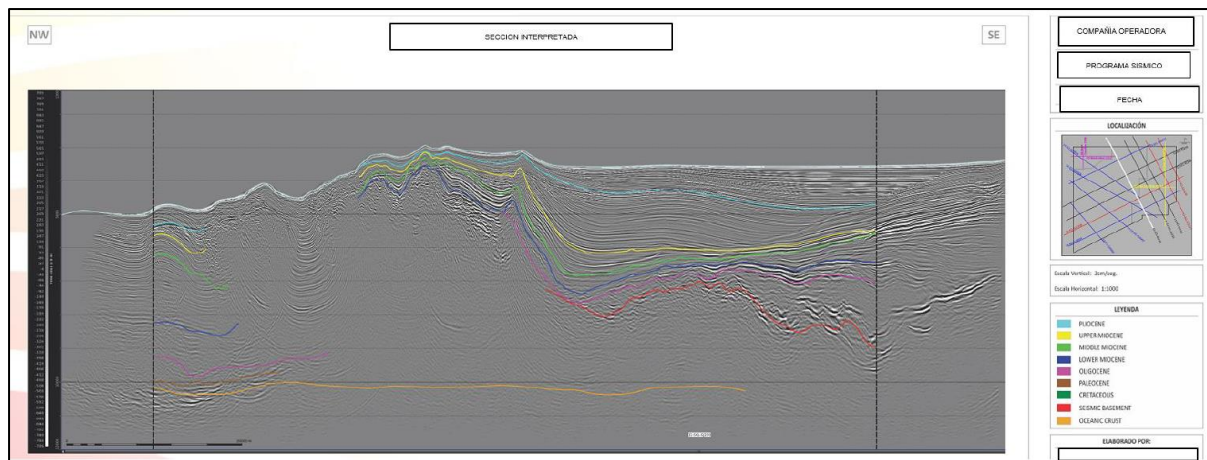


Figura 30. Sección sísmica interpretada

Medio: Digital.

Formatos: ASCII, TXT.

1.4.1.3.4 **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 31)

10_Green_d-Reflector-tertiary * x

COMPAÑIA:
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	898872.49579	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 31. 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).

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 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).

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).

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 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.

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 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.

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).

1.4.8 Batimetría

1.4.8.1 Adquisición

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).

1.5 Bibliografía

Glosario, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/>

Manuales entrega de información ANH Resolución 183 de 13 de marzo 2013, <https://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad>

Manual entrega de información ANH Acuerdo 24 de 7 julio 2006, <https://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad>

Manual de entrega de información técnica ECOPETROL. Aplica para información entregada antes del 9 septiembre del 2006.

[http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/Normatividad/Manual%20de%20Entrega%20de%20Informaci%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20\(Aplica%20Solo%20Para%20Informaci%C3%B3n%20Adquirida%20Antes%20del%209%20de%20septiembre%20de%202006\).pdf](http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/Normatividad/Manual%20de%20Entrega%20de%20Informaci%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20(Aplica%20Solo%20Para%20Informaci%C3%B3n%20Adquirida%20Antes%20del%209%20de%20septiembre%20de%202006).pdf)