

departamento de Antioquia, conforme lo representado en el mapa UT_AT_05055_MF-002, elaborados por esta Dirección Territorial, que es parte integral del presente acto administrativo y que cuenta con las coordenadas geográficas en grados, minutos y segundos (MAGNA-SIRGAS²) relacionados en la parte considerativa.

Segundo. Solicitar al Comité Operativo Local de Restitución y Formalización de Tierras Despojadas y Abandonadas Forzosamente (COLR), realizar el seguimiento respectivo a efectos de verificar la situación de seguridad y condiciones para el retorno, con el fin de generar los presupuestos necesarios para garantizar la restitución y su sostenibilidad.

Tercero. Remitir copia de la presente resolución a la Gobernación de Antioquia, a la Alcaldía Municipal de Argelia, a la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación a las Víctimas Regional y a la Defensoría del Pueblo Regional, con el fin de que cada una de ellas en el marco de sus competencias adopte las medidas consideres necesarias para garantizar la restitución y su sostenibilidad.

Cuarto. Publíquese la presente resolución en el *Diario Oficial*, de conformidad con el artículo 65 de la Ley 1437 de 2011, aplicable por remisión según el artículo 2.15.1.6.9 del Decreto 1071 de 2015.

Quinto. Contra la presente resolución no procede ningún recurso.

Publíquese y cúmplase.

Dada en la ciudad de Medellín a 17 de septiembre de 2021.

La Directora Territorial Antioquia

Eliana Marcela Jaramillo Espinosa

Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas.

(C. F.)

Agencia Nacional de Hidrocarburos

ACUERDOS

ACUERDO NÚMERO 008 DE 2021

(septiembre 16)

por el cual se adopta el Manual de Entrega de Información Técnica y Geológica de las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera

El Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de las facultades legales y en especial de las que le confiere el numeral 6 del artículo 8° del Decreto Ley 4137 de 2011 y el numeral 6, artículo 7° del Decreto 714 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley 1760 de 2003, al disponer la escisión de la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S. A., y la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), asignó dentro de sus funciones establecidas en el artículo 5°, numeral 5.6 la de “Administrar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiera en el país y asegurar su preservación, integridad y utilización como materia prima del proceso exploratorio de los hidrocarburos”;

Que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 17 del artículo 4° del Decreto Ley 4137 de 2011 y el numeral 17, artículo 3° del Decreto 714 de 2012, corresponde entre otras funciones a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): “Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral”;

Que a su vez, y de conformidad con el numeral 6 del artículo 8° del Decreto Ley 4137 de 2011, y el numeral 6 del artículo 7° del Decreto 714 de 2012, le corresponde al Consejo Directivo de la ANH “Establecer las reglas y procedimientos a los cuales deberá sujetarse la adquisición, integración y utilización de la información técnica para la exploración de hidrocarburos”;

Que, teniendo en cuenta lo anterior, es función del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), adoptar y reglamentar un Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica;

Que, en la sesión ordinaria del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos celebrada el 29 de junio de 2021, según consta en el Acta número 9 de 2021, se aprobó el Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica de las

² MAGNA-SIRGAS: Marco Geocéntrico Nacional de Referencia – Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas, es el sistema de coordenadas oficial, adoptado por Colombia mediante la Resolución 068 de enero 28 de 2005 del IGAC, en el que se deben presentar todos los trabajos de localización geográfica en los que se incluyen los levantamientos topográficos.

Para una mejor comprensión del concepto definimos los siguientes términos:

Localización geográfica: ubicar un objeto en el espacio.

Levantamiento topográfico: es un procedimiento que está dirigido a recoger los datos de coordenadas y distancias para representarlos en un plano.

actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera con sus respectivos lineamientos y anexos, y

Que, en mérito de lo expuesto, el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

RESUELVE:

Artículo 1°. Adoptar el Manual de Entrega de Información Técnica y Geológica de las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera, cuyos lineamientos y anexos, forman parte integral del presente Acuerdo.

Artículo 2°. El Manual está conformado por los siguientes lineamientos y anexos:

- Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.
- Anexo Técnico No. 1: Información Geofísica.
- Anexo Técnico No. 2: Operaciones de Pozos.
- Anexo Técnico No. 3: Estudios Técnicos.
- Anexo Técnico No. 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica del Banco de Información Petrolera.
- Anexo Técnico No. 5: Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz.

Artículo 3°. La información adquirida con anterioridad a la vigencia del presente Manual, la recibirá el Servicio Geológico Colombiano de acuerdo con el Manual de entrega de información vigente en el momento de la adquisición de dicha información.

Artículo 4°. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 16 de septiembre de 2021.

El Ministro de Minas y Energía,

Diego Mesa Puyo,

Presidente del Consejo Directivo.

El Secretario del Consejo Directivo,

Juan Felipe Neira-Castro,

Gerente de Asuntos Legales y Contratación.



MANUAL DE ENTREGA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y GEOLÓGICA DE LAS ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS AL BANCO DE INFORMACIÓN PETROLERA

LINEAMIENTOS GENERALES DEL BANCO DE INFORMACIÓN PETROLERA SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO (SGC)

Bogotá, Mayo 2021 2021



Servicio Geológico Colombiano ©

Oscar Paredes Zapata
Director general

Jaime Alberto Garzón
Director de Gestión de la Información

Pedro Rangel Segura
Banco de Información Petrolera - BIP

Diego Gerardo Ibáñez Almeida
Coordinador GT Bucaramanga-Litoteca Nacional

Edgar Chaparro Anaya
Rigoberto Blandón Grajales
Angela Yanira Rodríguez Maldonado
Claudia Emilse Lopez Riaño
Rosa Emilce Robles Socha
Yannela Zulgey Albarracín Rodríguez
Jenny Alexandra Colorado Molano
Laura Liliana García Gaitan
María Camila Mendoza Rodríguez
Equipo de trabajo



Tabla de Contenido

1. INTRODUCCIÓN	7
2. OBJETIVO	8
3. ALCANCE	9
4. POLÍTICA DE OPERACIÓN.....	10
5. GLOSARIO	11
6. PROCEDIMIENTO PARA LA ENTREGA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y GEOLÓGICA	13
6.1 Lugar de entrega en físico.....	13
6.2 Entrega mediante la plataforma de autoatención	13
6.3 Aspectos generales que deben tenerse en cuenta en el proceso de entrega de información	13
6.4 Recepción y verificación Física de la información	15
6.5 Evaluación Técnica	16
6.6 Medios tecnológicos de almacenamiento	16
7. CONFIDENCIALIDAD	18
8. BASE LEGAL	19
9. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA AL BANCO DE INFORMACIÓN PETROLERA	20



Lista de tablas

Tabla 1. Entrega de Información Técnica y Geológica	13
Tabla 2. Listado de Productos de Geofísica. (Ver Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica).....	20
Tabla 3. Listado de Productos Asociados a Operaciones de Pozo. (Ver Anexo Técnico N.º 2: Operaciones de pozos).....	26
Tabla 4. Listado de Productos Asociados Estudios Técnicos. (Ver Anexo Técnico N.º 3: Estudios Técnicos).....	29
Tabla 5. Listado de Productos Asociados a Cartografía. (Ver Anexo técnico N.º 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera (BIP)).....	29
Tabla 6. Listado de Productos Asociados a la Entrega de Muestras Geológicas y Fluidos a la Litoteca Nacional del SGC. (Ver Anexo Técnico N.º 5: Entrega de muestras Geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz)	36



Lista de formatos

Formato 1. Comunicación de entrega de información al BIP	42
Formato 2. Declaración de confidencialidad de la información.	43



Lista de anexos

- Anexo Técnico n.º 1:** Información Geofísica.
- Anexo Técnico n.º 2:** Operaciones de Pozos.
- Anexo Técnico n.º 3:** Estudios Técnicos.
- Anexo Técnico n.º 4:** Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica del Banco de Información Petrolera.
- Anexo Técnico n.º 5:** Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz.



1. Introducción

La información de Exploración y Producción de Hidrocarburos juega un papel fundamental en la industria de extracción de hidrocarburos en el país. Los datos, informes, formas, muestras geológicas del subsuelo, el gran volumen, complejidad y las nuevas tecnologías implementadas cobran gran importancia requiriendo un proceso estructurado, definido y con estándares aplicados para recibir, preservar, cargar, custodiar y administrar toda la información resultante de las actividades exploratorias y de producción de hidrocarburos en el País.

En este manual se definen los procedimientos, productos, formatos y medios para la entrega de documentación al Banco de Información Petrolera del servicio Geológico Colombiano, de toda la información adquirida o generada en el marco del desarrollo de los contratos de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos en Colombia. El Manual está compuesto por los lineamientos generales y por los siguientes anexos técnicos:

- Anexo n.º 1, **Geofísica**. Contiene los lineamientos y las especificaciones técnicas para la entrega de información geofísica al Banco de Información Petrolera.
- Anexo n.º 2, **Operaciones de pozo**. Contiene los lineamientos y las especificaciones técnicas para entregar al Banco de Información Petrolera de la información asociada a la perforación y producción de pozos.
- Anexo n.º 3, **Estudios técnicos**. Contiene los lineamientos y las especificaciones técnicas para la entrega de Estudios e informes técnicos al Banco de Información Petrolera.
- Anexo n.º 4, **Cartografía**. Establece los estándares cartográficos para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera.
- Anexo n.º 5, **Entrega de muestras geológicas a la Litoteca**. Establece cómo han de entregarse las muestras geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz, del Servicio Geológico Colombiano



2. Objetivo

Establecer el tipo de información, las normas y procedimientos para la entrega al Banco de Información Petrolera (EPIS, Cintoteca y Litoteca), operado por el SGC, de la información adquirida o generada por las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos, mediante otorgamiento de derechos por medio de contratos, permisos u otra modalidad, suscritos con el Estado en el territorio colombiano.



3. Alcance

Este manual y sus anexos son válidos para toda la información técnica y geológica de hidrocarburos adquirida o generada por actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos que deba ser entregada al BIP, en el desarrollo de los siguientes casos:

- Contratos de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos, contratos de exploración y explotación (E&E), de evaluación técnica (TEA), convenios de exploración y explotación, convenios de explotación y cualquier otro esquema contractual o de permisos que la ANH suscriba con personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras.
- Contratos y convenios suscritos por la ANH para mejorar el conocimiento geológico del subsuelo colombiano.
- Contratos de asociación y demás acuerdos contractuales, como son los de riesgo compartido, participación de riesgo, producción incremental, estudios de evaluación técnica y otros suscritos por Ecopetrol S. A. con las compañías asociadas.
- Concesiones vigentes y propiedad privada (en los términos del decreto 1056 DE 1953 CÓDIGO DE PETRÓLEOS ARTÍCULO 5º).
- Cualquier otro esquema contractual o de permisos que la ANH suscriba con personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras, o cualquier otro derecho otorgado por el Estado.

Es de anotar que este manual y sus anexos se actualizarán y adecuarán continuamente, en concordancia con la dinámica de la industria petrolera, los avances tecnológicos para el almacenamiento y reporte de la información y la legislación estatal, en lo concerniente a contratación y aseguramiento de datos, entre otros aspectos.



4. Política de Operación

El Banco de Información Petrolera-BIP, es el repositorio oficial de Colombia con la función de recibir, verificar, evaluar, preservar, cargar, custodiar y administrar toda la información resultante de las actividades exploratorias y de producción de hidrocarburos que se desarrollan en el territorio nacional. Brinda atención a los usuarios de dicha información, entre los que se encuentran geocientíficos y potenciales inversionistas que adelantan proyectos de investigación e inversión en E&P.

Es el único banco que sustenta esta función en el país y está administrado por el Servicio Geológico Colombiano – SGC, según lo indicado en el artículo 11 del Decreto Ley 4137 de 2011.

El BIP está compuesto por tres unidades operacionales:

El EPIS (Acrónimo de Exploration & Production Information Service), es un componente del Banco de Información Petrolera de Colombia, que integra servicios e infraestructura de tecnología de información para la recepción, verificación, catalogación, carga y licenciamiento de uso de la información analógica y digital sobre la exploración y producción de hidrocarburos. Este repositorio de datos es la única fuente oficial que presta estos servicios. Es una marca registrada por el Servicio Geológico Colombiano por autorización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

La Litoteca Nacional, es el centro de almacenamiento de todos los productos y testigos de perforación de pozos y desde allí, se promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos de hidrocarburos y a la investigación de los procesos geológicos naturales.

El Fondo de Medios (Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla), es el lugar de almacenamiento de todos los medios físicos, (análogos y digitales) producidos por las diferentes empresas operadoras y/o la ANH, los cuales han sido recibidos, catalogados, verificados y cargados en el EPIS.

10

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



5. Glosario

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarbúferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el estado y las empresas del sector.

Balance de entrega de información: Documento que refleja el estado por contrato y/o área de producción según se requiera, basado en los entregables definidos en el Manual de Entrega de Información Técnica, según su aplicación respectiva

Banco de Información Petrolera – BIP: Es el repositorio oficial de Colombia con la función de recibir, preservar, cargar, custodiar y administrar toda la información resultante de las actividades exploratorias y de producción de hidrocarburos que se desarrollan en el territorio nacional.

Bloque: Volumen del subsuelo delimitado verticalmente por la proyección de los límites del Área hacia el centro de la tierra, donde el Contratista está autorizado a desarrollar Operaciones de Exploración y Evaluación, así como de Producción de Hidrocarburos, es decir, derecho a buscarlos, removerlos de su lecho natural, transportarlos a un punto definido de la superficie y adquirir la propiedad de aquella porción que constituye su participación, en los términos del ordenamiento superior y del respectivo Contrato.

Compañía Operadora: Persona jurídica responsable de dirigir y conducir las operaciones de Exploración, Evaluación y producción, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica -TEA-, de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato de Exploración y Producción -E&P-, o Especial, así como de asumir el liderazgo y la representación del Consorcio, Unión Temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, al tiempo que la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con la ANH.

Constancia de cumplimiento de entrega de información: Documento exigido por la ANH o ECOPEL para determinar la entrega correcta de la información de acuerdo con las actividades contractuales, regulatorias o adicionales, que se produzca por el desarrollo de las actividades E&P sean contractuales, regulatorias o adicionales; esta constancia se emite por el Banco de Información Petrolera una vez el balance de entrega de información se encuentre sin pendientes. Para la generación de la constancia debe realizarse el pago por parte del interesado al SGC por concepto de recepción, verificación física, verificación técnica, catalogación y carga de información por unidad documental, atendiendo lo dispuesto en el Decreto Ley 4131 de 2011.

E&P: Exploración y Producción

Formato Digital: Es un contenedor que permite el almacenamiento de información de diferentes tipos de archivos de manera digital.

Información: Para los efectos del presente manual, se entiende por información toda aquella Información Técnica y Geológica de Hidrocarburos, de conformidad con lo establecido en los Decretos Ley 4131 y 4137 de 2011.

Información Geológica: En los procesos de las ciencias de la tierra (Earth Sciences Processes) se refiere a cualquier resultado de información relacionada con estudios

11

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



geológicos, tanto de la superficie como del subsuelo de la tierra. En éstos están incluidos todos los análisis y estudios de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos, así como las muestras geológicas, fluidos y testigos para análisis.

Información Técnica Petrolera: Hace referencia a un conjunto organizado de datos correspondiente a la información generada en la cadena productiva de los hidrocarburos. Puede dividirse en datos crudos, informes, mapas, anexos, datos procesados, datos interpretados, entre otros.

Medios de Almacenamiento: Son dispositivos que permiten la entrada y salida de información, en los que el sistema deposita determinados datos para su posterior recuperación.

Producto: Un entregable definido en el manual de entrega de información correspondiente a las familias de datos (Sísmica, pozos, cartografía, informes técnicos y muestras geológicas) que tiene características de ser indivisible. Si bien un informe puede respaldar la entrega de varios productos el mismo se mantiene indivisible.

SGC: Servicio Geológico Colombiano. Es una entidad centenaria de ciencia y tecnología adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene como objetivo contribuir al desarrollo económico y social del país, a través de la investigación en geociencias básicas y aplicadas del subsuelo, el potencial de sus recursos, la evaluación y monitoreo de amenazas de origen geológico, la gestión integral del conocimiento geocientífico, la investigación y el control nuclear y radiactivo, atendiendo las prioridades de las políticas del Gobierno Nacional.

12

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



6. Procedimiento para la entrega de información técnica y geológica

Las compañías operadoras deberán entregar en formato físico o digital toda la información técnica y geológica, de acuerdo con lo establecido en los respectivos contratos y convenios, cumpliendo con los requerimientos definidos en este manual.

La entrega de la información al BIP, se puede realizar de forma física o de forma virtual mediante la plataforma de autoatención, de acuerdo a los siguientes lineamientos:

6.1 Lugar de entrega en físico

Las compañías operadoras entregarán la información al Banco de Información Petrolera en las instalaciones que se indican a continuación (Tabla 1):

Tabla 1. Entrega de Información Técnica y Geológica.

TIPO DE INFORMACIÓN	LUGAR	UBICACIÓN	HORARIO
Información técnica	Banco de Información Petrolera - BIP	Ventanilla del BIP-SGC (diagonal 53 n.º 34-53, Bogotá, D. C., Colombia)	Horario de atención: lunes a viernes, de 8:00 a.m. a 5:00 p.m. Teléfono: 220 0200, Ext. 3040 Correo electrónico: sgc_operacion.epis@sgc.gov.co
Muestras geológicas, fluidos y testigos para análisis	Litoteca Nacional Tierra de Paz	kilómetro 2, vía El Refugio, calle 8 norte n.º 3W-60, en las instalaciones del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander (UIS), en la vereda Guatiguará del municipio de Piedecuesta (Santander)	Horario de atención: lunes a viernes, de 8:00 a.m. a 11:30 a.m., y de 1:00 p.m. a 4:00 p.m. Teléfono: +(577) 6854 580, Exts. 7917/7910 Correo electrónico: sgc_litoteca@sgc.gov.co

Las direcciones arriba mencionadas podrán estar sujetas a cambios, en cuyo caso se notificará oportunamente.

6.2 Entrega mediante la plataforma de autoatención

Para la entrega de información por el portal de autoatención, se deberá realizar solicitud formal al correo sgc_operacion.epis@sgc.gov.co, como respuesta a esta solicitud, el BIP brindará capacitación y las herramientas de soporte técnico y acompañamiento para permitir a las compañías operadoras el acceso a la plataforma y la entrega de información. El instructivo para el uso del portal de autoatención, será publicado en la página web del SGC. Esta solicitud se realizará para ingresar por primera vez a la plataforma, una vez se tengan las credenciales de acceso la compañía puede ingresar cuando lo requiera sin previo aviso al SGC.

6.3 Aspectos generales que deben tenerse en cuenta en el proceso de entrega de información

Toda la información que se entregue en el BIP debe sujetarse a lo establecido en el presente manual y sus anexos, según lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la resolución 181495 del 2 de sept de 2009; la misma debe ir acompañada de una

13

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



comunicación (**Formato 1**), la cual deberá estar firmada por el representante legal de la compañía o su apoderado debidamente constituido, según lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía el artículo 71¹ de dicha resolución.

Dicha comunicación debe contener como mínimo: el nombre de la compañía operadora vigente en el contrato, nombre y tipo de contrato, nombre del bloque, nombre del campo de producción o del pozo (cuando corresponda), dirección de correspondencia, número de teléfono, correo electrónico, nombre del funcionario de contacto, fecha de entrega, tipo de información entregada (Muestras geológicas, informes, análisis, por ejemplo) y los medios de entrega.

La documentación deberá ser entregada en idioma español, con excepción de la información que no tenga traducción por su carácter técnico; ésta y toda la información técnica debe ser entregada en los medios y formatos definidos en este manual, debidamente identificada, rotulada y foliada.

La entrega se debe realizar en medio digital y en los formatos pdf para los informes y nativo para anexos. Este Manual se aplicará a partir de la firma de la Resolución de aprobación.

La entrega de información ha de llevarse a cabo con estricta sujeción al Manual de Entrega de Información Técnica vigente en la oportunidad de iniciar la Fase del periodo de Exploración, de Exploración posterior o de evaluación durante la cual se ejecutó la correspondiente actividad o para cualquier momento del contrato, según lo definido y requerido por la ANH.

En el caso de que una compañía deba entregar información correspondiente a dos o más contratos, ésta debe hacerlo de forma independiente en comunicaciones separadas y en medios digitales y físicos diferentes, en las que identifique cada del contrato.

La compañía operadora es la única responsable de la entrega de la información al BIP, de acuerdo con lo previsto en la Ley 1056 de 1953, así como en las obligaciones previstas a raíz de los contratos y convenios suscritos con la ANH. Para todos los efectos se entenderá que la información presentada por la compañía operadora ha sido validada por el representante legal.

Las formas Ministeriales y sus anexos deben ser entregadas en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), teniendo en cuenta su función de fiscalización, ciñéndose al formato establecido por el Ministerio de Minas y Energía MME (<https://www.minenergia.gov.co/formas-oficiales>) o a través de los sistemas de información que viene implementando la ANH para un proceso de declaración, diligenciamiento y aprobación de formas ministeriales de forma auto gestionada por las operadoras.

¹ ART. 71. —Entrega de información. Toda la información técnica relacionada con ingeniería y geología de petróleo de que trata la presente resolución, presentada al Ministerio de Minas y Energía deberá ser firmada por un ingeniero de petróleo o un geólogo, según corresponda, con su respectiva matrícula profesional. De igual forma, toda información que los contratistas presenten, deberá estar firmada por el representante autorizado del mismo. Se entiende como representante autorizado en Bogotá, el gerente de la compañía o el apoderado general y el jefe y/o gerente de ingeniería, de exploración y de producción, según el caso. En campo, el gerente de campo, el superintendente de campo y/o un delegado de éstos debidamente autorizado.



Los informes de seguimiento contractual de la ANH (IES, PTE, PLEX, Aviso de descubrimiento, programa de evaluación, resultados del programa de evaluación, informe de prospectividad, informes trimestrales, informes de evaluación técnica, declaración de comercialidad) sus anexos y complementos, así como el ITA, deben ser entregados a la ANH. La ANH, facilitará las versiones finales aprobadas al Banco de Información Petrolera, para los trámites de seguimiento a productos, elaboración y estructuración de balances, en caso de que el BIP-SGC así lo requiera.

En todo caso los productos y sus requisitos mínimos respecto de la información específica de cada anexo que hacen parte del presente manual serán los que establezcan el Ministerio de Minas y Energía ("MME") y/o la ANH, según corresponda a su competencia.

6.4 Recepción y verificación Física de la información

En el caso de la entrega de las muestras geológicas y de los testigos de análisis a la Litoteca Nacional, las compañías operadoras podrán hacer sus entregas por intermedio de la compañía prestadora de servicios, siempre y cuando esta lleve consigo la comunicación remisoria de la compañía operadora con la identificación plena de las muestras. También podrá utilizar los servicios de una empresa de mensajería especializada, pero en ningún caso el SGC se hará responsable por la pérdida o daños que se puedan generar durante el transporte de dichos productos.

La información podrá ser entregada parcialmente, según el progreso de la adquisición, para así evitar que una sola entrega total ocasione demoras en el balance final. Vale aclarar que en tal caso los informes deben entregarse como versión definitiva, y no preliminar.

Al recibir la información, el personal encargado de la recepción de información del BIP realizará una verificación física básica (que el medio sea legible y que se haya aportado la documentación correspondiente) de la información digital contenida en los medios y lo descrito en la comunicación de la compañía (verificación física).

Si la información contenida en los medios entregados corresponde a lo consignado en la comunicación remisoria de acuerdo con la verificación física básica, se pondrá un sello como recibido provisional a la comunicación remisoria y a la copia; en dicha constancia de recepción en la cual figurará la fecha en que se recibe. En caso contrario, se devolverán los medios.

Para información entregada por autoatención, ésta debe cumplir los requisitos mínimos de calidad de acuerdo con el tipo de información radicada, el sistema generará un radicado y un listado de archivos cargados satisfactoriamente.

Cumplido el paso referente a la entrega física de la información, y en los treinta (30) días calendario siguientes a la fecha de recibo, o en el tiempo resultante de la ejecución del plan de trabajo definido entre la operadora y el BIP, derivado del volumen de información que entregue el operador. El SGC hará una verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en este manual (verificación técnica).

En el caso que durante el proceso de verificación técnica el equipo del SGC encuentre deficiencias en materia de completitud y/o calidad en alguno de los elementos de información entregados, el SGC solicitará a las compañías la entrega de información faltante o que no cumple las normas técnicas especificadas en el presente manual, explicando las causas de la no aceptación de la misma y especificando la novedad.



6.5 Evaluación Técnica

Es el procedimiento de verificación de información técnica realizado por el BIP, en donde se identifica que ésta cumple o no con lo estipulado o que está incompleta con respecto a lo establecido en el presente manual de entrega de información y estará condicionado al contenido técnico de la información y a su calidad.

Cuando culmine la verificación técnica de la información entregada por la compañía operadora, el BIP actualizará el respectivo balance de entrega de información el cual se dará a conocer a la compañía operadora por correo electrónico.

La actualización del balance de entrega de información se hace en la medida de la ejecución efectiva de las actividades y considerando las necesidades de cierre de las compañías operadoras, según lo establecido en el respectivo contrato o convenio.

6.6 Medios tecnológicos de almacenamiento

Para realizar la entrega de la información solicitada en el presente documento se han definido los siguientes medios, según la cantidad de información en gigabytes que se vaya a entregar, de la siguiente manera:

- De 0 a < 4 gigabytes se puede realizar la entrega en un DVD, con su respectiva caja plástica debidamente marcado y rotulado.
- De 4 a < 64 gigabytes se puede realizar la entrega en una memoria USB 3.0 o superior. La memoria deberá estar marcada.
- De 64 gigabytes en adelante la entrega se debe realizar en un disco duro externo FireWire 800/USB 3.0, en sistema operativo y de archivos compatibles con Windows. El disco debe estar marcado y rotulado.
- La información sísmica de campo se debe entregar en un disco duro externo USB 3.0 o superior, marcado y rotulado.

Se recibirá la información en todos los medios magnéticos relacionados anteriormente, así como otros, siempre que sean de tecnología vigente, nuevos y asegurados en su lectura y accesibilidad. En el caso particular, cuando el medio es de excepcional tecnología, la compañía deberá consultar previamente la posibilidad de recepción y lectura con el BIP.

El rótulo del medio entregado debe hacerse en computador (no debe ser escrito a mano) y cubrir el espacio asignado en el medio. Deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Nombre del contrato
- Nombre de la compañía operadora
- Nombre de la compañía prestadora de servicios
- Nombre del producto que se entrega
- Fecha de adquisición

La información digital debe estructurarse cumpliendo la siguiente taxonomía:



NIVEL 1. CONTRATO

NIVEL 2. TIPO DE DATO



NIVEL 3. INFORME O FASE

NIVEL 4. PRODUCTO/MAPAS/INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA



7. Confidencialidad

El Servicio Geológico Colombiano, como administrador del Banco de Información Petrolera, mantendrá la confidencialidad sobre la información entregada por los usuarios en virtud de lo estipulado en cada uno de los contratos o convenios establecidos en el Numeral 3. Alcance del presente Manual, para lo cual, los operadores deberán diligenciar el formulario que se adjunta como **(Formato 2)** con el fin de dar cumplimiento con lo establecido el Título III de la ley 1712 de 2014.

No obstante lo anterior, El Servicio Geológico Colombiano podrá hacer uso de la información entregada por los usuarios en desarrollo de su objeto y en desarrollo de sus funciones, de conformidad con el Decreto Ley 4131 de 2011 y demás normas aplicables.

El Servicio Geológico Colombiano estará exonerado de cumplir con la obligación de confidencialidad cuando la información deba ser revelada o divulgada en desarrollo o por mandato de una ley, disposición legal aplicable, decreto, sentencia y orden de autoridad competente.

Transcurrido el término de confidencialidad estipulado en los contratos suscritos por los Operadores con la ANH y los establecidos en el Numeral 3. Alcance del presente Manual, el Servicio Geológico Colombiano podrá disponer libremente de la información aquí referida.



8. Base Legal

- Decreto 1056 de 1953. Por el cual se expide el código de petróleos.
- Decreto Ley 4131 de 2011. Por el cual se cambia la Naturaleza Jurídica del Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas).
- Decreto Ley 4137 de 2011. Por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.
- Resolución 181495 de 2009 Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Resolución 157 de 2011 DIMAR. "Por la cual se fijan las especificaciones técnicas para la realización de levantamientos hidrográficos y generación de información batimétrica en los espacios marítimos y fluviales colombianos bajo la jurisdicción de la Dirección General Marítima"
- Resolución 40185 de 2020 Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH
- Acuerdo 008 de 2014 del Consejo Directivo del Servicio Geológico Colombiano. Por el cual se adopta la Política de Gestión de la Información Geocientífica.
- Circular 14 de 2014 de la ANH. Aprobación Pruebas Extensas de Producción.
- Decreto Ley 2056 de 2020. "por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías"
- Resolución 90341 de 2014, Ministerio de Minas y Energía "Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.



9. Especificaciones Técnicas de la información entregada al Banco de Información Petrolera

A continuación, se detalla las especificaciones técnicas por tipo de dato a tratar en cada uno de los anexos de este manual. Como un resumen referente de los principales productos y una breve descripción de cada uno de ellos. En los anexos de este manual se encuentran las especificaciones técnicas detalladas para cada uno de los productos de la siguiente manera: (Tabla 2), (Tabla 3), (Tabla 4), (Tabla 5) y (Tabla 6).

Tabla 2. Listado de Productos de Geofísica. (Ver Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica)

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



Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
			sísmica, con los anexos generados	
		Raw-data 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores con los datos sísmicos representados en trazas	
		Coordenadas de adquisición 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores, con sus respectivas coordenadas	
		Reportes semanales	Un Documento, en el cual se describan las actividades semanales de adquisición	
		Reporte del observador 2D y 3D	Un Documento 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 (onshore) y costa afuera (offshore)	Informe final de procesamiento o reprocesamiento	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados
			Archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D	Archivo SEG-Y de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con sus respectivas coordenadas 2D o 3D que representen y visualicen el dato sísmico
Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, SP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D			
Archivos de Velocidades 2D y 3D	Archivo de velocidades en SEG-Y y/o ASCII, con sus respectivos metadatos			
Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D	Imagen con encabezado generada a partir del SEG-Y de procesamiento			
Gathers	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D, representado en apilados como dato sísmico con tipo de información específica.			



Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
Gravimetría	Interpretación sísmica 2D y 3D (offshore y onshore)	Informe de interpretación	Documento que contenga la descripción de las actividades realizadas en la interpretación	
		Backup de software	Complido 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	
	Adquisición	Mapas	Ver anexo cartográfico	
		Informe de adquisición	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición gravimétrica, con los respectivos anexos generados	
	Procesamiento	Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición gravimétrica	
		Informe de procesamiento	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
	Interpretación	Datos del proceso	Datos producto del procesamiento de la información gravimétrica	
		Informe de interpretación	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación gravimétrica, con los respectivos anexos generados	
	Aerogravimetría	Adquisición	Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información gravimétrica
			Informe de adquisición	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados
Procesamiento		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición aerogravimétrica	
		Informe de procesamiento	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados	
Interpretación		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información aerogravimétrica	
		Informe de interpretación	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados	



Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
Magnetometría	Adquisición	Datos de interpretación	Interpretación aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos producto de la interpretación de la información aerogravimétrica		
	Procesamiento	Informe de adquisición	Documento 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	
	Interpretación	Informe de procesamiento	Documento 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	
	Adquisición	Informe de interpretación	Documento 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	Documento 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 aeromagnetométrica
		Procesamiento	Informe de procesamiento	Documento 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



Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
Magnetotelúrica	Interpretación	Informe de interpretación	Documento 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
	Adquisición	Informe final de campo	Documento 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
		Reportes diarios	Informe del sistema de referenciación
		Reporte HSE	Un archivo único, en el cual se describan las actividades diarias de adquisición
		Datos de adquisición	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	Documento 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
		Informe de interpretación	Documento 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
Geoelectrónica	Adquisición	Informe de adquisición	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición, geoelectrónica con los respectivos anexos generados
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición geoelectrónica



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



Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			respectivos anexos generados de la información de Geotermia
		Datos de procesamiento	Datos producto del procesamiento de la información de Geotermia
	Interpretación	Informe de interpretación	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación batimétrica, con los respectivos anexos generados de la información de Geotermia
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información de Geotermia

Tabla 3. Listado de Productos Asociados a Operaciones de Pozo. (Ver Anexo Técnico N.º 2: Operaciones de pozos)

Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
Ambiental	Información ambiental y social	Licencia ambiental	Para los pozos que comparten licencia ambiental; esta debe estar asociada a un área.
		Estudio de impacto ambiental, mapas	Documento donde se muestren los impactos ambientales de las actividades realizadas, de acuerdo con la normatividad colombiana
		Plan de manejo ambiental, mapas	Documento que refleje las acciones para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales que se causen por el desarrollo de una actividad.
		Informes de cumplimiento ambiental	Documento que se centra en la verificación del cumplimiento y efectividad de los compromisos ambientales pactados en la licencia ambiental
		Medidas de manejo ambiental para pozos estratégicos.	Documento que contiene las actividades encaminadas a prevenir y controlar los posibles impactos y efectos negativos ambientales en los pozos estratégicos
Planeación	Prognosis del pozo	Informe intención de perforar, mapas	Informe de intención de perforar, mapas
Perforación y completamiento	Informes asociados a la perforación del pozo	Informe final de geología e ingeniería	Documento que contiene: -Reportes diarios de Geología e Ingeniería. -Anexos (ver apartado del informe).



Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
		Informe de análisis de corazones convencionales	Documento (se debe entregar si se relacionó esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe de análisis de corazones de pared	Documento (se debe entregar si se relacionó esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe de análisis de muestras de zanja	Documento (se debe entregar si se relacionó esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe interpretación petrofísica	Documento que contiene los datos de la interpretación petrofísica para determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y fluidos presentes.
		Informe direccional	Documento con la información direccional del pozo
		Informe de análisis de fluidos.	Documento que contiene las características de los fluidos utilizados en la perforación
		Certificado de validación de muestras emitido por la Litoteca Nacional	Documento expedido por la Litoteca Nacional. Aplica para todos los tipos de muestra entregados a la Litoteca Nacional
	Registros tomados	Registros de perforación (Mud Logging).	Corresponde al tomado pie a pie de las condiciones de la perforación (FEL, DE EL, PEL, GAS RATIO, HMSE, MSE).
		Perfiles de Pozo (hueco abierto y entubado).	Corresponden a todos los relacionados en el Informe de Terminación Oficial del pozo, y los mínimos exigidos hasta la fecha por la Resolución 181495 de 02 de septiembre de 2009, Resolución 90341 de 2014, Resolución 40048 de 2015 incluyendo aquellas especificadas en las resoluciones vigentes emanadas por el Ministerio de Minas y Energía sobre la materia.
		Registros pruebas de pozo (presión y producción, inyección)	



Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
		Registro de evaluación e interpretación petrofísica, interpretación o procesamiento de otros registros.	Contenido interpretación petrofísica
	Sísmica de pozo	Reportes de adquisición y procesamiento, reporte de velocidades checkshot-VSP-Synthetic seismogram (sismograma sintético)	
		Registros de sísmica de pozo	
		Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores.	
		Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica)	informes, mapas y datos (si corresponde)
		Informe de geomecánica del pozo	Documento sobre las pruebas realizadas y reportadas en la forma 6CR entregada y aprobada por la ANH.
	Completamiento Múltiple	Informe Consolidado sobre completamiento múltiple	Aplica para plataformas donde se realice este tipo de completamiento, de acuerdo con Forma 11CR entregada y aprobada por la ANH. Cuando un pozo se termine en forma múltiple, se debe informar de los resultados del trabajo diligenciando el Formulario 11 "Informe de terminación múltiple"
Producción	Pruebas iniciales y extensas	Informe consolidado de pruebas de pozo.	Pruebas de pozo relacionadas en el Informe de Terminación Oficial, incluyendo aquellas especificadas en las resoluciones vigentes emanadas del Ministerio de Minas y Energía sobre la materia.
	Trabajos posteriores a la terminación oficial	Informe sobre trabajos planeados	Si aplica de acuerdo con Forma 7CR entregada y aprobada por la ANH.
		Informe de resultados de trabajos realizados	Si aplica de acuerdo con Forma 10CR entregada y aprobada por la ANH.



Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
	Información de inyección	Informe sobre la caracterización del fluido a inyectar (agua o gas) y características petrofísicas de las formaciones presentes	Si aplica de acuerdo con Formularios 13 y 14 aprobados por la ANH.
Taponamiento y Abandono	Abandono	Informe de análisis de resultados de abandono	Para pozos abandonados de acuerdo con Forma 10ACR entregada y aprobada por la ANH

Tabla 4. Listado de Productos Asociados Estudios Técnicos. (Ver Anexo Técnico N.º 3: Estudios Técnicos)

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A ESTUDIOS TÉCNICOS		
Fase	Producto	Descripción
Estudios asociados a la etapa de producción	Estudios de la evaluación regional de la cuenca	Informe
	Formas de producción	Formas ministeriales de producción e inyección de hidrocarburos las cuales deben ser entregadas a la ANH para su debida aprobación y su posterior entrega al BIP por parte del ente regulador.
Estudios especiales de campo	Estudios de geología de campo	Documento
	Estudios de geoquímica, bioestratigrafía, petrografía y otros	
	Estudios de sensores remotos	
Estudios especiales off shore	Estudios de información del sistema petrolero	
	Estudio del análisis de muestras pistón core	Informe
Estudios especiales para yacimientos no convencionales	Estudios de estimulación hidráulica	Documento

Tabla 5. Listado de Productos Asociados a Cartografía. (Ver Anexo técnico N.º 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera (BIP))



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
Geología	Bioestratigrafía (paleontología o palinología). Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de puntos de muestreo	<ul style="list-style-type: none"> Puntos de muestreo Información base del GDB del IGAC
	Petrografía Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de puntos de muestreo	<ul style="list-style-type: none"> PUNTOS DE MUESTREO INFORMACIÓN BASE DEL GDB DEL IGAC
	Geología estructural (sedimentológico-estratigrafía) Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa geológico generado por la compañía	<ul style="list-style-type: none"> Falla Plegue Unidades geológicas Contorno estructural Imagen estructural Información base del GDB del IGAC
	Geoquímica Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de puntos de muestreo	<ul style="list-style-type: none"> Estación de muestreo geoquímico Anomalia geoquímica Información base del GDB del IGAC
Geofísica	Batimetría Resolución 157 de 2011, de la Dimar Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa del área de estudio: modelo batimétrico de la superficie	<ul style="list-style-type: none"> Batimetría Sondeo de batimetría Contorno de batimetría Estación de batimetría Modelo de batimetría Información base del GDB del IGAC
		Mapa de perfil batimétrico	<ul style="list-style-type: none"> Perfil batimétrico Información base
		Mapa pistón core	<ul style="list-style-type: none"> Pistón core Contornos de batimetría Información base del GDB del IGAC
	Gravimetría Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa del área de estudio (grilla)	<ul style="list-style-type: none"> Gravimetría Diseño de gravimetría (oficina) Estación de gravimetría (campo) Contorno de gravimetría Información base del GDB del IGAC
		Mapa de anomalía de aire libre	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia de aire libre Escala gráfica
		Mapa de anomalía de Bouguer simple Mapa de anomalía de Bouguer total	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia Bouguer simple Escala gráfica Anomalia Bouguer total Escala gráfica

30
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA				
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo	
Magnetometría	Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de anomalía residual de Bouguer total	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia residual bouguer total Escala gráfica 	
		Mapa de anomalía regional Bouguer total	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia regional bouguer total Escala gráfica 	
		Mapa de señal analítica	<ul style="list-style-type: none"> Señal analítica Escala gráfica 	
		Mapa de primera derivada	<ul style="list-style-type: none"> Primera derivada Escala gráfica 	
		Mapa de segunda derivada	<ul style="list-style-type: none"> Segunda derivada Escala gráfica 	
		Mapa de perfil	<ul style="list-style-type: none"> Perfil gravimétrico Información de base 	
	Magnetometría	Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa del área de estudio	<ul style="list-style-type: none"> Magnetometría Estación de declinación magnética Estación de magnetometría Contorno de magnetometría Información base del GDB del IGAC
			Mapa de intensidad magnética terrestre. Total IMT	<ul style="list-style-type: none"> Intensidad magnética Escala gráfica
			Mapa de anomalía magnética	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia magnética Escala gráfica
			Mapa Anomalia Magnética Regional RTP	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia Magnética Regional Escala Gráfica
			Mapa Anomalia Magnética Residual RTP	<ul style="list-style-type: none"> Anomalia Magnética Residual Escala Gráfica
			Mapa de reducción al polo magnético RTP	<ul style="list-style-type: none"> Reducción al polo magnético Escala gráfica
Electromagnetismo	Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de señal analítica del campo magnético RTP	<ul style="list-style-type: none"> Señal analítica RTP Escala gráfica 	
		Mapa de la primera derivada	<ul style="list-style-type: none"> Primera derivada RTP Escala gráfica 	
		Mapa de la segunda derivada	<ul style="list-style-type: none"> Segunda derivada RTP Escala gráfica 	
		Mapa del gradiente horizontal	<ul style="list-style-type: none"> Gradiente horizontal RTP Escala gráfica 	
		Mapa reducido al polo interpretado	<ul style="list-style-type: none"> Reducción al polo interpretado Escala gráfica 	
		Mapa del perfil	<ul style="list-style-type: none"> Perfil magnetométrico Información base del GDB del IGAC 	
Electromagnetismo	Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa del área de estudio Magnetotelúrica	<ul style="list-style-type: none"> Magnetotelúrica Sondeo magnetotelúrico Estación magnetotelúrica Información base del GDB del IGAC 	
		Mapa del perfil	<ul style="list-style-type: none"> Perfil magnetotelúrico Información base del GDB del IGAC 	

31
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
Geofísica	Geoelectrónica-sondeos eléctricos verticales Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa del área de estudio	<ul style="list-style-type: none"> Geoelectrónica Diseño geoelectrónico Sondeo eléctrico vertical Información base del GDB del IGAC
		Mapa geoelectrónico 2D	<ul style="list-style-type: none"> Modelo 2D información base del GDB del IGAC
		Mapa de tomografía	<ul style="list-style-type: none"> Tomografía eléctrica Información base del GDB del IGAC
	Geotermia Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de localización	<ul style="list-style-type: none"> Geotermia Sistema geotérmico Información base del GDB del IGAC
		Mapa de flujo de calor	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de flujo de calor Información base del GDB del IGAC
	Modelo de sistemas geotérmicos	Modelo de sistemas geotérmicos	<ul style="list-style-type: none"> Sondeos de temperatura de superficie Modelo geotérmico Elemento volcánico (fumarolas, fuente termal y manantiales) Pozo gradiente geotérmico
			<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Tierras ANH, vigente Tabla de coordenadas posplot del programa Información base del GDB del IGAC
	Sismica: informe final de adquisición y operaciones de programas sísmicos. Sismica 2D y 3D onshore y offshore. (Estos mapas no se piden para sísmica offshore). Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa de localización general	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Tierras ANH, vigente Tabla de coordenadas posplot del programa Información base del GDB del IGAC
		Mapa preplot	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Fuente preplot Receptor preplot Tierras ANH, vigente Información base del GDB del IGAC
		Mapa posplot	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Fuente posplot Receptor preplot Tierras ANH, vigente Información Base del GDB del IGAC
Mapa de red GPS-GNN		<ul style="list-style-type: none"> Vértice GPS del IGAC Vector de red información base del GDB del IGAC 	
Mapa de riesgos	Mapa de riesgos	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Riesgo HSE Tierras ANH, vigente 	

32
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
Geofísica	Prognosis. (preliminares)-fase I, planeación	Mapa de localización (todos los pozos)	<ul style="list-style-type: none"> información base del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Actas Tierras ANH, vigente información base del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico Sísmica 2D Pozos neutralizados Tierras ANH, vigente información base del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Puntos de cierre Poligonal de cierre Tabla con puntos de inicio y fin, error de cierre, distancia y precisión Información base del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D) Línea sísmica 2D Tierras ANH, vigente información base (veredas y predios) del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Perfil sísmico información base del GDB del IGAC
			<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico 3D Línea sísmica 2D
			<ul style="list-style-type: none"> Contorno estructural Falla Plegue Tierras ANH, vigente Escala de colores con unidades Ejes de escala (tiempo-profundidad)
			<ul style="list-style-type: none"> Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA o Corporación Autónoma Regional
			<ul style="list-style-type: none"> Mapa en archivo digital que contenga como mínimo la siguiente información, y con los elementos descritos en la salida gráfica: Pozo preliminar en superficie y fondo Trayectoria preliminar

33
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
Pozos			<ul style="list-style-type: none"> Mojón de referencia (propio o del IGAC) Distancia del lindero más cercano (elemento gráfico) Área del sector (campo, si corresponde) Tierras ANH, vigente Información base del GDB del IGAC Cuadro de coordenadas de superficie y fondo SpudDate
		Mapas estructurales en tiempo y/o en profundidad (pozos exploratorios)	<ul style="list-style-type: none"> Mapa en archivo digital que contenga como mínimo la siguiente información, y con los elementos descritos en la salida gráfica: Pozo preliminar en superficie y fondo Contorno estructural Tierras ANH, vigente Imagen estructural Cuadro de coordenadas de superficie y fondo SpudDate
Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido		Mapa estructural	Mapa en formato .Geotiff que contenga los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada.
	Los mapas para los permisos de inyección se deben entregar según el caso en el que estos apliquen.	Mapa de localización	Mapa en formato .Geotiff que contenga los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
Informe final de geología e ingeniería		Mapa isobárico	Mapa en formato .Geotiff que contenga los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
		Mapa de Localización georreferenciado (Todos los pozos)	<ul style="list-style-type: none"> Mapa en archivo digital que contenga como mínimo la siguiente información y con los elementos descritos en la salida gráfica: Pozo definitivo en superficie y fondo Trayectoria final del pozo. Shape Tierras ANH Vigente Información Base GDB IGAC Cuadro de coordenadas definitivo de superficie y fondo
Información ambiental y social		Plan de manejo ambiental (PMA)	Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA

34
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
		Informe de cumplimiento ambiental (ICA)	o la Corporación Ambiental Regional
		Estudios ambientales (pozos estratigráficos)	
Estudios de información sistema petrolero		Mapa localización área del sistema petrolero	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica y tabla de coordenadas del área del sistema.
		Mapa Estructural área del sistema petrolero	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada
Estudios Técnicos	Estudios de estimulación hidráulica (No convencionales) Res. 90341 de 2014	Mapa localización	<ul style="list-style-type: none"> Mapa en archivo digital que contenga como mínimo las siguientes capas y elementos de la salida gráfica: Pozos construidos de agua para consumo, irrigación, uso agropecuario, otras actividades. Pozos de Hidrocarburos con distancia equivalente a 3 veces el radio de estimulación hidráulica. Fallas geológicas identificadas a cualquier profundidad. Información Base GDB IGAC Tierras ANH Vigente Geología (fallas, pliegues, unidades geológicas) Información base del GDB del IGAC
	*Cuando se entregue la información al BIP, internamente será transferido a la dependencia que lo requiera en el SGC.		
	Evaluación regional de la cuenca	Mapa geológico generado por la compañía	
	Estudio de impacto	Mapas de EIA	Sujetos a las especificaciones técnicas de la ANLA
Estudios Complementarios	Cartografía Evaluación del Área	Mapa Localización área de evaluación	<ul style="list-style-type: none"> Mapa en .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica y tabla de coordenadas del Área de Evaluación aprobadas por la ANH.
		Mapa Estructural del Área de Evaluación	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada

35
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
Cartografía Facilidades		Mapa de Arena Neta Petrolífera	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica.
		Mapa localización de Facilidades	Planos en formato .Geotiff, y/o cualquier diagrama de facilidades que se encuentre georreferenciado
Cartografía Estudios Especiales		Mapa de facies, salinidad, litológicos	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica.
		Mapa isópacos, de relación gas-aceite, agua-aceite y estructurales que muestren la localización de los contactos	Mapa en .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica.
Sensores remotos	Sensores remotos	Fotografías aéreas	<ul style="list-style-type: none"> Deben presentarse en directorio o carpeta identificada como raster. Deben tener una resolución espacial que permita los análisis de información a la escala del producto entregado
		Imágenes de radar y satélite	<ul style="list-style-type: none"> Deben presentarse en directorio o carpeta identificada como raster. Deben tener una resolución espacial que permita los análisis de información a la escala del producto entregado

Tabla 6. Listado de Productos Asociados a la Entrega de Muestras Geológicas y Fluidos a la Litoteca Nacional del SGC. (Ver Anexo Técnico N.º 5: Entrega de muestras Geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz)

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC			
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas	
Muestras de rocas de superficie	Rocas de superficie	Cada muestra debe tener por lo menos 1.300 gramos y sus dimensiones deben permitir su almacenamiento en las cajas plásticas azules estándar de la Litoteca Nacional.	
Muestras de rocas de subsuelo	Corazones convencionales con diámetros iguales o superiores a 3 pulgadas	Se deben entregar, como muestra testigo para la Litoteca Nacional, 2/3 de diámetro de los corazones.	
		Al 100% de la longitud de los corazones se les debe realizar el registro core gamma spectral. El corazón en su estado original (diámetro total), deberá ser escaneado con tomógrafos digitales de rayos x de alta resolución, de tal manera que garanticen información en dos niveles de energía que permitan diferenciar densidades absolutas y número atómico efectivo en un rango mayor a 1.500 slices por metro lineal de corazón. A los corazones se les puede tomar topones o plugs horizontales y verticales de hasta 2,5 pulgadas de diámetro, a intervalos no inferiores de un pie. Se recomienda que dichos topones o plugs	

36
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
		<p>se tomen antes de realizar el corte longitudinal de cada uno de los corazones.</p> <p>Cada sección debe tener máximo 3 pies de longitud, el corte de estas secciones se debe realizar donde esté el pie exacto, evitando hacer los cortes en fracciones de pie. La sección debe descansar en canaletas de PVC o en mangas de aluminio, que cubran y soporten la totalidad de la roca, con cinta en los extremos para evitar la pérdida de muestra.</p> <p>La canaleta o manga de aluminio debe tener marcadas al lado izquierdo las líneas de orientación tope-base (Norma API RP 40 1998) y la profundidad pie a pie, y por el lado derecho, el nombre de pozo, número de core y tubo; asegurando la orientación y secuencia del núcleo</p> <p>Sobre la roca al lado izquierdo, se debe etiquetar la profundidad pie a pie, impresa sobre un rótulo adhesivo de tamaño 0.8 mm x 25 mm. Para colocar el rótulo se debe aplicar una capa de barniz sobre la roca, después de pegado el rótulo se debe cubrir con una capa de barniz.</p> <p>Finalmente, la sección debe recubrirse con vinipel y ser almacenadas en cajas plásticas estándar de la Litoteca Nacional, teniendo la precaución de no compartir cajas con cores diferentes, así estos sean consecutivos en profundidad.</p> <p>Las cajas deben ir marcadas con la siguiente información: nombre del pozo, Intervalo tope - base, número del core, número de las cajas por core, sección (FD, 2/3, 1/3, 1/2 según corresponda) y número total de cajas.</p> <p>La sección 2/3 del corazón debe ser fotografiada pie a pie con luz blanca y ultravioleta respectivamente identificada.</p> <p>Para el proceso de fotografía de los corazones pie a pie en luz natural y ultravioleta, el corazón debe encontrarse limpio y libre de residuos generados en el proceso de corte, toma de plugs, sin pegamento de cinta utilizada en la marcación pie a pie. La edición de las imágenes debe incluir un silueteado o perfilamiento del intervalo de roca sobre una plantilla que deberá contener como mínimo los siguientes datos: nombre de pozo, número de core, intervalo tope y base, y espacio para observaciones importantes del intervalo fotografiado. El nombre de la imagen se graba de acuerdo con la siguiente codificación en el nombre: UWI_Core#_Profundidad_1Ft. Formato (PSD, TIFF, JPG, etc.) siendo el UWI generado por el EPIS.</p> <p>Finalmente la entrega del pozo debe acompañarse de una carta remitida en papel membretado de la compañía operadora, con copias digitales de las fotografías tomadas con luz blanca y luz ultravioleta, en formato PDS, TIFF y JPG (alta resolución, mínimo 300 ppm), de los resultados de la toma del registro core gamma spectral en formato LAS (Log ASCII Standard), de un disco duro con resultados de la tomografía de las zonas de interés, cuando apliquen según lo establecido por la ANH, y que corresponda al cumplimiento de los compromisos pactados. Y cumpliendo el protocolo de tomografía computarizada y caracterización estática de alta resolución de muestras geológicas, desarrollado como producto intelectual del convenio n.º 237 de 2017, entre la Universidad Industrial de Santander-UIS y la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, del formato-02 debidamente diligenciado y los informes asociados a la perforación del pozo (Informe final de geología e ingeniería; Informe de análisis de corazones convencionales; Informe de análisis de corazones de pared; e Informe de análisis de muestras de zanja) y del uwi generado por</p>

37
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
		<p>el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente diligenciado del Formato-02, del Anexo No.05 Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional.</p> <p>Los corazones deben entregarse en su estado original (diámetro completo), debidamente preservados.</p> <p>Al 100% de la longitud de los corazones se les debe realizar el registro core gamma spectral.</p> <p>El corazón en su estado original (diámetro total), deberá ser escaneado con tomógrafos digitales de rayos x de alta resolución, de tal manera que garanticen información en dos niveles de energía que permitan diferenciar densidades absolutas y número atómico efectivo en un rango mayor a 1.500 slices por metro lineal de corazón. Dicho escaneo de rayos x, y la entrega de resultados a la litoteca, se deben realizar teniendo en cuenta el protocolo de tomografía computarizada y caracterización estática de alta resolución de muestras geológicas, desarrollado como producto intelectual del convenio n° 237 de 2017, entre la Universidad Industrial de Santander y la agencia nacional de hidrocarburos.</p> <p>A los corazones se les puede muestrear tapones o plugs horizontales y verticales de hasta 2 pulgadas de diámetro, en intervalos no inferiores a un pie. Se recomienda que dichos tapones o plugs, se muestreen antes de realizar el corte longitudinal de cada uno de los corazones.</p> <p>Los tapones o plugs, deben entregarse acompañados de una relación de análisis realizados con los respectivos resultados.</p> <p>Si la compañía operadora requiere, puede dividir el núcleo en dos secciones longitudinales iguales es decir a 1/2, una para ser entregada a la litoteca y la otra para la compañía operadora, la litoteca nacional está en capacidad de prestar los servicios de corte, preservación y bodegaje de los corazones tomados, si así lo requiere la compañía operadora.</p> <p>En caso que exista un intervalo de interés para realizar análisis de saturación de fluidos esta muestra debe ser recubierta de la siguiente manera: colocar tres capas como mínimo de cada material, alternadas así: primero recubrir con una capa de vinipel, luego se coloca una capa de papel aluminio, posteriormente cubrir con parafina siliconada y así disminuir la alteración de los fluidos de la muestra.</p> <p>Se recomienda preservar una fracción de roca en buen estado, que permita la toma de muestras, se debe seleccionar usando el registro coregamma y las imágenes de la tomografía, estos corazones preservados pueden ser entregados a la Litoteca Nacional en calidad de custodia por el tiempo que dure el respectivo contrato o conservados por la operadora, con el compromiso de entregarla a la Litoteca Nacional en el estado en que se encuentren, una vez termine el contrato.</p> <p>Los corazones preservados deben entregarse en las cajas plásticas estándar de la litoteca nacional.</p> <p>La sección de diámetro total o la dividida longitudinal a 1/2 del corazón que se entregará a la Litoteca Nacional, debe preservarse siguiendo las prácticas y los estándares de la norma técnica API RP 40, de la siguiente manera:</p> <p>Cada sección debe tener máximo 3 pies de longitud, el corte de estas secciones se debe realizar donde esté el pie exacto, evitando hacer los cortes en fracciones de pie.</p> <p>La sección cortada a 1/2 debe descansar en canaletas de PVC o en mangas de aluminio, que cubran y soporten la totalidad de la roca, con cinta en los extremos para evitar la pérdida de muestra.</p>
Corazones con diámetro inferior a 3 pulgadas		

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
		<p>La sección de diámetro completo debe descansar en canaletas o en mangas de aluminio que por lo menos cubran las dos terceras partes de la roca y con cintas en los extremos para evitar pérdidas en la muestra.</p> <p>La canaleta o manga de aluminio debe tener marcadas al lado izquierdo las líneas de orientación tope-base (Norma API RP 40) y la profundidad pie a pie, y por el lado derecho, el nombre de pozo, número de core y tubo; asegurando la orientación y secuencia del núcleo.</p> <p>Sobre la roca al lado izquierdo, tanto para la sección dividida a un 1/2 o diámetro completo, se debe etiquetar la profundidad pie a pie, impresa sobre un rótulo adhesivo de tamaño 0.8 mm x 25 mm.</p> <p>Para colocar el rótulo se debe aplicar una capa de barniz sobre la roca, después de pegado el rótulo se debe cubrir con una capa de barniz.</p> <p>Los bordes de las canaletas de PVC o de las mangas de aluminio, deben estar limados evitando el corte o laceraciones al personal que lo manipula.</p> <p>Finalmente, la sección debe recubrirse con vinipel y ser almacenadas en cajas plásticas estándar de la Litoteca Nacional, teniendo la precaución de no compartir cajas con cores diferentes; así estos sean consecutivos en profundidad.</p> <p>Las cajas deben ir marcadas con la siguiente información: nombre del pozo, intervalo tope - base, número del core, número de las cajas por core, sección (FD, 1/2 según corresponda) y número total de cajas.</p> <p>El corazón en diámetro completo debe ser fotografiado a pie con luz blanca y ultravioleta respectivamente identificada, para el caso en que se haya realizado corte longitudinal a 1/2, la fotografía debe tomarse sobre esta sección.</p> <p>Para el proceso de fotografía de los corazones pie a pie en luz natural y ultravioleta, el corazón debe encontrarse limpio y libre de residuos generados en el proceso de corte, toma de plugs, sin pegamento de cinta utilizada en la marcación pie a pie. La edición de las imágenes debe incluir un silueteado o perfilamiento del intervalo de roca sobre una plantilla que deberá contener como mínimo los siguientes datos: nombre de pozo, número de core, intervalo tope y base, y espacio para observaciones importantes del intervalo fotografiado. El nombre de la imagen se graba de acuerdo a la siguiente codificación en el nombre: UWI_Core#_Profundidad_1FLFormato (PSD, TIFF, JPG, etc.) siendo el UWI generado por el EPIS.</p> <p>La entrega del pozo debe acompañarse de una carta remitora en papel membretado de la compañía operadora, con copias digitales de las fotografías tomadas con luz blanca y luz ultravioleta, en formato pds, tiff y jpg (alta resolución, mínimo 300 ppp), de los resultados de la toma del registro core gamma spectral en formato las (log ascii standard), de un disco duro con resultados de la tomografía teniendo en cuenta el protocolo de tomografía computarizada y caracterización estática de alta resolución de muestras geológicas, desarrollado como producto intelectual del convenio n° 237 de 2017, entre la Universidad Industrial de Santander- UIS y la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, del formato-02 debidamente diligenciado y los informes asociados a la perforación del pozo(forme final de geología e ingeniería); informe de análisis de corazones convencionales; informe de análisis de corazones de pared; e informe de análisis de muestras de zanja) y del UWI generado por el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente diligenciado del formato-02.</p>

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
Corazones preservados		<p>Los corazones preservados pueden ser entregados a la Litoteca Nacional en calidad de custodia por el tiempo que dure el respectivo contrato o conservados por la operadora, con el compromiso de entregarla a la Litoteca Nacional en el estado en que se encuentren, una vez termine el contrato.</p> <p>Los corazones preservados deben entregarse en las cajas plásticas estándar de la litoteca nacional. Excepcionalmente cuando los tamaños de estas muestras no permitan su empaque en dichas cajas, definidas en el numeral 5.6.1 Cajas azules, deberán entregarse debidamente empacadas en cajas plásticas con tapa de 3", fabricadas con polietileno de alta densidad (pead) y siguiendo los estándares definidos en el Anexo de entrega de muestras a la Litoteca Nacional.</p>
Corazones de pared (SWC)		<p>Las Muestras de corazones de pared deberán ser empacadas en cajetillas plásticas transparentes de policarbonato con las siguientes dimensiones: 49,7 mm (ancho) x 57,5 mm (largo) x 81,2 mm (altura). Con orificios en la tapa que permitan la salida de gases, la muestra debe estar estabilizada con espuma o papel burbuja para evitar que se destruya, debidamente identificadas con el nombre del pozo, profundidad, peso y formación.</p>
Núcleos del fondo marino tomados con pistón		<p>De cada pistón core que se tome, la compañía operadora debe entregar a la Litoteca Nacional por lo menos 3.000 gramos de muestra, empacada herméticamente en tubos de PVC de hasta 3,5 pulgadas de diámetro y hasta 3 pies de largo. Estos tubos deben entregarse marcados con el código de la muestra, el tope, la base, nombre de la compañía operadora y del proyecto y debidamente empacados en cajas plásticas estándar.</p>
Ripios o muestras de zanja seca		<p>Las muestras de zanja seca se obtienen del lavado de los lodos de perforación y el posterior secado a la sombra, o en horno. De cada intervalo muestreado, la compañía operadora debe entregar a la Litoteca Nacional una muestra de zanja seca de al menos 200 gramos, empacada en cajetillas plásticas de policarbonato de 48 mm x 59 mm x 89 mm.</p>
Ripios o muestras de zanja húmeda		<p>De cada intervalo muestreado, la compañía operadora debe entregar a la Litoteca Nacional una muestra de zanja húmeda de por lo menos 1.000 gramos, empacada en cajas plásticas de policarbonato de 57,5 mm (ancho) x 99,4 mm (largo) x 81,2 mm (altura) o en cajas plásticas grandes elaboradas de policarbonato de 99,4 mm (ancho) x 115,0 mm (largo) x 91,2 mm (altura). En la caja debe identificarse el tipo de muestra, el nombre del pozo, intervalo muestreado, número de cajas de zanja húmeda y número de muestras por caja. Si se trata de perforaciones realizadas con lodo en base aceite, se deben entregar como mínimo 500 gramos de zanja húmeda por intervalo. En el caso de muestrear intervalos muy saturados de hidrocarburos. Se recomienda recoger previamente en bolsa plástica la muestra para ser almacenada en la cajetilla.</p> <p>Con la entrega de las muestras, la compañía operadora debe adquirir o suministrar las cajas plásticas estándar para el empaque y preservación de las muestras (tégase en cuenta que una caja plástica estándar tiene la capacidad para preservar 64 cajetillas plásticas pequeñas; 32 cajetillas plásticas medianas y 16 cajetillas plásticas grandes). Además, la compañía operadora debe remitir a la Litoteca Nacional una carta remitora en papel membretado. Además, debe hacer entrega del formato-05 debidamente diligenciado con los datos solicitados.</p>
Muestras para dataciones		<p>Se trata de muestras de zanja húmeda de por lo menos 3.000 gramos, empacadas en cajas plásticas grandes de policarbonato</p>

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
		<p>de 99,4 mm (ancho) x 115,0 mm (largo) x 81,2 mm (altura). En la caja debe identificarse el tipo de muestra, el nombre del pozo, intervalo muestreado, número de cajas de zanja húmeda y número de muestras por caja.</p> <p>Estas muestras se deben tomar a intervalos inferiores de 1.000 pies, en lo posible, de tal manera que cada formación perforada quede muestreada.</p> <p>Con la entrega de las muestras, la compañía operadora debe adquirir o suministrar las cajas plásticas estándar para el empaque y preservación de las muestras.</p>
Tapones o plugs		<p>Son testigos provenientes de análisis petrofísicos básicos y especiales, realizados a corazones convencionales de acuerdo con la norma API-RP40. Estas muestras deben ser rotuladas y entregadas en cajetillas plásticas, la muestra debe estar estabilizada con espuma o papel burbuja para evitar que se destruya, debidamente identificadas con el nombre del pozo, profundidad donde se tomó la muestra, peso en gramos, posición de extracción horizontal o vertical. Las cajetillas, a su vez, deben empacarse en cajas plásticas azules estándar. La entrega debe acompañarse de una carta remitora en papel membretado de la compañía operadora. Además, debe hacer entrega del formato-07 debidamente diligenciado con los datos solicitados. En el caso de tapones o plugs provenientes de muestras de pozos, la documentación debe ir acompañada del respectivo UWI generado por el BIP (EPIS). Cuando los tapones o plugs tomados de los corazones o muestras de superficie sean sometidos a análisis de carácter destructivo, debe entregarse un reporte de tal situación a la Litoteca Nacional.</p>
Secciones delgadas		<p>Preparaciones de roca utilizadas para descripciones petrográficas realizadas a muestras de mano producto de cartografía geológica, de columnas estratigráficas, de corazones convencionales o de ripios. La presentación más común para las secciones delgadas es con portabojitos de tamaño 1 x 3 pulgadas (2,54 centímetros por 7,62 centímetros) y 2 x 3 pulgadas (5,08 centímetros por 7,62 centímetros). Cada sección debe ser marcada y entregada a la Litoteca Nacional en un empaque o porta placas.</p>
Placas bioestratigráficas o testigos de dataciones		<p>Son testigos provenientes de diferentes métodos de datación (micropaleontológicas, radiométricas, trazas de fisión, entre otras). Las muestras para estos análisis provienen de cartografía geológica, de ripios o de corazones (convencionales o SWC). Cada placa debe ser marcada y entregada a la Litoteca Nacional en porta placas de 163 mm (ancho) x 210 mm (largo) x 33 mm (altura) que las proteja durante su transporte. Dichas placas deben acompañarse de una carta remitora en papel membretado de la compañía operadora y del Formato-09, debidamente diligenciado. Es importante resaltar que todo el transporte de las muestras geológicas de este manual correrá por cuenta y riesgo de las compañías operadoras hasta su entrega final en la Litoteca Nacional.</p>
Residuos		<p>Se trata de los residuos de muestras, generados en los procesos de muestreo que no hayan sufrido alteraciones físicas, ni químicas. Deben ser regresados a Litoteca Nacional, debidamente empacados en cajetillas plásticas, rotulados con el nombre del pozo, profundidades, compañía recolectora y demás información relevante. Además, la compañía operadora debe entregar a la Litoteca nacional una carta remitora en papel membretado y el Formato-10, debidamente diligenciado.</p>

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA Y ENTREGA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS Y FLUIDOS A LA LITOTECA NACIONAL DEL SGC		
Muestras	Tipo de muestras	Productos y cantidades requeridas
Muestras de fluidos	Fluidos	Los fluidos tomados de las pruebas de pozo deberán entregarse a la Litoteca Nacional, en un volumen de 1.000 cc., debidamente empaquetados en cuatro (4) frascos para almacenamiento de fluidos de 250 cc, fabricados con vidrio borosilicato, de alta resistencia a compuestos químicos y a la temperatura. La tapa debe ser de rosca (ISO GL45), de polipropileno, con el respectivo anillo de vertido y del mismo material. Los frascos de las muestras de fluidos deben venir identificados. Como alternativa, la entrega podrá realizarse en dos botellas de aluminio puro al 99,5% con capacidad de 600 ml, con tapa rosca y dimensiones de 192 mm de altura con cierre y 74 mm de diámetro.

Formato 1. Comunicación de entrega de información al BIP

Bogotá, D. C., ___ de ___ de 20__.

Señores:
BIP -SGC.

Referencia: Entrega de Información Contrato XXXXX

Por medio de la presente hacemos relación de la entrega de información, obtenida dentro del contrato XXXX, celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y XXXX, para realizar XXX (actividad a realizar nombre pozo-programa sísmico - Muestras Geológicas).

Relación de medios y muestras geológicas	
Medios por entregar	Cantidad de medios a entregar
CD / DVD/ DISCOS DUROS/ CINTAS/ MEMORIAS USB, ETC.	Xx
CARPETAS/ FOLDER / MAPAS, ETC.	
RIPIOS, CORAZONES, FLUIDOS, ETC.	
OTROS	

De los medios y muestras geológicas antes relacionados, los productos entregados se especifican en los listados adjuntos.

En todo caso, me permito autorizar para que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 56 del C.P.A.C.A., se notifiquen las actuaciones relacionadas al presente radicado al correo electrónico:

Cordialmente,

42

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



XXXXXXXX
Cargo: Representante Legal

NOTA:
La comunicación deberá estar firmada por un representante autorizado de la compañía operadora. Esta comunicación debe contener como mínimo el nombre de la compañía operadora vigente en el contrato, nombre y tipo de contrato, nombre del bloque, nombre del campo de producción o del pozo (cuando corresponda), dirección de correspondencia, número de teléfono, correo electrónico, nombre del funcionario de contacto, fecha de entrega, tipo de información entregada, cantidad de muestras geológicas y los medios de entrega.

Formato 2. Declaración de confidencialidad de la información.

I. Carácter confidencial de la información.

La información que se entrega al EPIS en virtud del Contrato _____ es de carácter confidencial:

SÍ NO

II. Justificación de la Confidencialidad.

De conformidad con la Ley 1712 de 2014 la confidencialidad de la información se justifica en que es de carácter:

- a. Clasificada
- b. Reservada
- c. Documento en construcción

Nota: De acuerdo con la Ley 1712 de 2014, la información es:

Clasificada: aquella información que estando en poder o custodia de un sujeto obligado en su calidad de tal, pertenece al ámbito propio, particular y privado o semiprivado de una persona natural o jurídica por lo que su acceso podrá ser negado o exceptuado, siempre que se trate de las circunstancias legítimas y necesarias y los derechos particulares o privados consagrados en el artículo 18 de esta ley.

Artículo 8 de la Ley 1712 de 2014:

“Artículo 18. Información exceptuada por daño de derechos a personas naturales o jurídicas. Corregido por el art. 2, Decreto Nacional 1494 de 2015

Es toda aquella información pública clasificada, cuyo acceso podrá ser rechazado o denegado de manera motivada y por escrito, siempre que el acceso pudiere causar un daño a los siguientes derechos:

- a) Corregido por el art. 1, Decreto Nacional 2199 de 2015. El derecho de toda persona a la intimidad, bajo las limitaciones propias que impone la condición de servidor público, en concordancia con lo estipulado;
- b) El derecho de toda persona a la vida, la salud o la seguridad;

43

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.



c) Los secretos comerciales, industriales y profesionales, así como los estipulados en el parágrafo del artículo 77 de la Ley 1474 de 2011”

Reservada: aquella información que estando en poder o custodia de un sujeto obligado en su calidad de tal, es exceptuada de acceso a la ciudadanía por daño a intereses públicos y bajo cumplimiento de la totalidad de los requisitos consagrados en el artículo 19 de esta ley.

Artículo 19 de la ley 1712 de 2014:

Artículo 19. Información exceptuada por daño a los intereses públicos. Es toda aquella información pública reservada, cuyo acceso podrá ser rechazado o denegado de manera motivada y por escrito en las siguientes circunstancias, siempre que dicho acceso estuviere expresamente prohibido por una norma legal o constitucional:

- a) La defensa y seguridad nacional;
- b) La seguridad pública;
- c) Las relaciones internacionales;
- d) La prevención, investigación y persecución de los delitos y las faltas disciplinarias, mientras que no se haga efectiva la medida de aseguramiento o se formule pliego de cargos, según el caso;
- e) El debido proceso y la igualdad de las partes en los procesos judiciales;
- f) La administración efectiva de la justicia;
- g) Los derechos de la infancia y la adolescencia;
- h) La estabilidad macroeconómica y financiera del país;
- i) La salud pública.

Documento en construcción: No será considerada información pública aquella información preliminar y no definitiva, propia del proceso deliberatorio de un sujeto obligado en su calidad de tal.

Por qué la información es considerada clasificada, reservada o documento en construcción:



Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo 2021

44

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera. – Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera.

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



Tabla de contenido

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



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



Lista de Tablas

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



Lista de figuras

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



1.1 Introducción

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



1.2 Alcance

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



1.3 Glosario

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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 sobretiempos debido al echado con el fin de reducir el traslape, o la mezcla inadecuada, de los datos.

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

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

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



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

Encabezado (header): Hace referencia a los primeros datos encontrados en archivos digitales de información sísmica o de pozo. Contiene la ubicación 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.

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

Tabla 1. Relación de Productos geofísicos

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



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



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



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



Listado de productos de geofísica				
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción	
Magnetometría	Adquisición		aerogravimétrica, con los respectivos anexos generados	
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información aerogravimétrica	
		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	
	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



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

18
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

19
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

20
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

21
Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

1.4.1.1.1 Informe final de operaciones.

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

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

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

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

Medio: Se entregará en medio digital.
Formato: PDF.

1.4.1.1.2 Raw-data 2D y 3D.

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

Formato SEG-D 2D

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

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

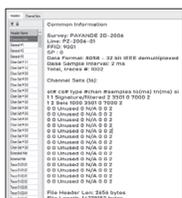


Figura 1. Header common, info archivo SEG-D

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

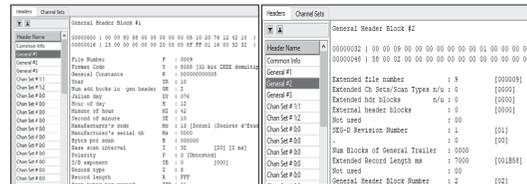


Figura 2. Header general, archivo SEG-D

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

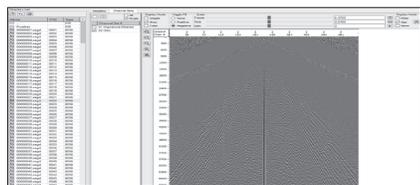


Figura 3. Despliegue sección sísmica SEG-D FFID 2D

Formato SEG-D 3D

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



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

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

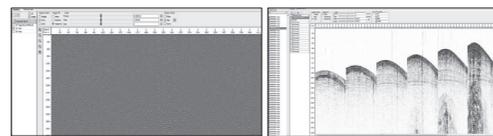


Figura 4. Despliegue de sección sísmica SEG-D FFID 3D

Formato SEG-Y 2D

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

TEXT header 2D SEG-Y: adquisición Formato del EBCDIC
XXX: Campos a llenar

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



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

Formato SEG-Y 3D

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

Text Header 3D SEG-Y

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

- C01: CLIENT xxxxxxx SURVEY xxxxxxxx
 - C02: SWATH SWATH-01 FSP 50011002 LSP 50061080
 - C03: FFID INICIAL FFID FINAL
 - REEL NO A0101 PROCESS CAMPO DATE RECORD 20-AUG-2000
 - C04: AREA AMAZONAS COUNTRY COLOMBIA SURVEY TYPE 3D
 - C05: DATA TRACES/RECORD 480 AUXILIARY TRACES/RECORD 4 CDP FOLD 34
 - C06: SAMPLE INTERVAL 2 SAMPLES/TRACE 3000 BITS/IN BYTES/SAMPLE 4
 - C07: RECORDING FORMAT SEG-Y TAPE TYPE 3490 DENSITY
 - C08: SAMPLE CODE FLOATING PT FIXED PT FIXED PT-GAIN CORRELATED NO
 - C09: GAIN TYPE FIXED BINARY FLOATING POINT OTHER
 - C10: SOURCE FUENTE SISMICA SPINTVL 80 GRPINTVL 40 FMTYPE
 - C11: RECEIVED LINES INTVL 320 SOURCE LINES INTVL 160
 - C12: FILTERS ALIAS 125 HZ NOTCH 60 HZ BAND 3 - 80 HZ SLOPE 10 - 70 DB/OCT
 - C13: SWEEP START 3 HZ END 70 HZ LENGTH 12000 MS CHANNEL NO. 4 TYPE
 - C21: RECORDED BY: COMPAÑIA DE ADQUISICION SISMICA
 - C22: BYTE POSITION SP X_COORD BYTE POSITION SP Y_COORD
 - C23: BYTE POSITION STK X_COORD BYTE POSITION STK Y_COORD
 - C24: BYTE POSITION FFID
 - C25: BYTE POSITION SP
 - SISTEMA DE COORDENADAS
 - C40: END EBCDIC
- Trace Header 3D SEG-Y: La información que debe ir contenida en el archivo SEG-Y de adquisición, en sección trace header, corresponde al detalle uno a uno de los puntos de disparo realizados con datos como FFID, secuencia de traza, trace identificación code, SP, coordenada X, coordenada Y, escalar de coordenadas, rata de muestreo y longitud de registro. Estos campos de información no deben contener datos nulos ni valores en ceros.

Medio: La información se debe entregar en medio digital
Formatos: SEG-D, SEG-Y.



1.4.1.1.3 Coordenadas de adquisición 2D y 3D.

Las OGP de campo (antes llamadas UKOOA), deberán ajustarse a las recomendaciones de la International Association of Oil & Gas Producers (última revisión, de acuerdo con el tipo de sísmica), en formato digital. Los paquetes de información correspondientes a los archivos de coordenadas se deben entregar en orden, clasificados en carpetas, de acuerdo con el sistema de coordenadas que corresponda como se observa en la (Figura 5):

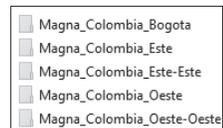


Figura 5. Carpeta coordenadas

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



Figura 6. Formatos de coordenadas adquisición

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

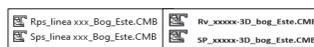


Figura 7. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D

Metadatos de header 2D y 3D

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital
Formatos: ASCII, CMB, UKO, UP1, SP1, entre otros.

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



R01 AREA	:	XXXXXXXX
R02 PROJECT NAME	:	XXXXXXXX
R03 DESCRIPTION OF SURVEY AREA	:	XXXXXXXX
R04 DATE	:	XXXXXXXX
R05 CLIENT	:	XXXXXXXX
R06 GEOPHYSICAL CONTRACTOR	:	XXXXXXXX
R07 SURVEY CONTRACTOR	:	XXXXXXXX
R08 SURVEY PROCESSING	:	XXXXXXXX
R09 TYPE OF COMPUTER	:	XXXXXXXX
R10 COORDINATE LOCATION	:	XXXXXXXX
R11 OFFSET	:	XXXXXXXX
R12 GRT	:	XXXXXXXX
R13 NEM RECV GROUPS PER SHOT	:	XXXXXXXX
R14 SURVEY SPHEROID	:	XXXXXXXX
R15 GEODETIC DATUM PARAMETERS	:	XXXXXXXX
R16 PROJECTION ZONE	:	XXXXXXXX
R17 VERTICAL DATUM DESCRIPTION	:	XXXXXXXX
R18 SURVEY GEODETIC DATUM	:	XXXXXXXX
R19 POST-PILOT GEODETIC DATUM	:	XXXXXXXX
R20 TRANSFORMATION DATUM	:	XXXXXXXX
R21 ELLIPSOIDE	:	XXXXXXXX
R22 AXES	:	XXXXXXXX
R23 FLATTENING	:	XXXXXXXX
R24 DESCRIPTION OF GRID UNITS	:	XXXXXXXX
R25 FACTOR TO METERS	:	XXXXXXXX
R26 VERTICAL DATUM	:	XXXXXXXX
R27 METHOD	:	XXXXXXXX
R28 PROJECTION TYPE	:	XXXXXXXX
R29 GRID DESCRIPTION	:	XXXXXXXX
R30 PROJECTION ZONE	:	XXXXXXXX
R31 PROJECTION UNITS	:	XXXXXXXX
R32 CENTRAL MERIDIAN	:	XXXXXXXX
R33 LAT/LONG OF ORIGIN	:	XXXXXXXX
R34 FALSE EASTING/NORTHING	:	XXXXXXXX XXXXXX
R35 SCALE FACTOR AT ORIGIN	:	XXXXXXXX

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	854246.55	300.05
XXX-2012-XXXX	1017.5	1045199.98	854233.27	300.62
XXX-2012-XXXX	1090.5	1044303.43	853277.45	294.06
XXX-2012-XXXX	1091.5	1044318.47	853264.49	295.06
XXX-2012-XXXX	1097.5	1044400.93	853195.90	295.06
XXX-2012-XXXX	1101.5	1044469.72	853133.51	294.97

Figura 8. Header de las coordenadas de adquisición 2D

R01 AREA	:	XXXXXXXX
R02 PROJECT NAME	:	XXXXXXXX
R03 DESCRIPTION OF SURVEY AREA	:	XXXXXXXX
R04 DATE	:	XXXXXXXX
R05 CLIENT	:	XXXXXXXX
R06 GEOPHYSICAL CONTRACTOR	:	XXXXXXXX
R07 SURVEY CONTRACTOR	:	XXXXXXXX
R08 SURVEY PROCESSING	:	XXXXXXXX
R09 TYPE OF COMPUTER	:	XXXXXXXX
R10 COORDINATE LOCATION	:	SWATH XXXXX
R11 OFFSET	:	XXXXXXXX
R12 GRT	:	XXXXXXXX
R13 NEM RECV GROUPS PER SHOT	:	XXXXXXXX
R14 SURVEY SPHEROID	:	XXXXXXXX
R15 GEODETIC DATUM PARAMETERS	:	XXXXXXXX
R16 PROJECTION ZONE	:	XXXXXXXX
R17 VERTICAL DATUM DESCRIPTION	:	XXXXXXXX
R18 SURVEY GEODETIC DATUM	:	XXXXXXXX
R19 POST-PILOT GEODETIC DATUM	:	XXXXXXXX
R20 TRANSFORMATION DATUM	:	XXXXXXXX
R21 ELLIPSOIDE	:	XXXXXXXX
R22 AXES	:	XXXXXXXX
R23 FLATTENING	:	XXXXXXXX
R24 DESCRIPTION OF GRID UNITS	:	XXXXXXXX
R25 FACTOR TO METERS	:	XXXXXXXX
R26 VERTICAL DATUM	:	XXXXXXXX
R27 METHOD	:	XXXXXXXX
R28 PROJECTION TYPE	:	XXXXXXXX
R29 GRID DESCRIPTION	:	XXXXXXXX
R30 PROJECTION ZONE	:	XXXXXXXX
R31 PROJECTION UNITS	:	XXXXXXXX
R32 CENTRAL MERIDIAN	:	XXXXXXXX
R33 LAT/LONG OF ORIGIN	:	XXXXXXXX
R34 FALSE EASTING/NORTHING	:	XXXXXXXX XXXXXX
R35 SCALE FACTOR AT ORIGIN	:	XXXXXXXX

SP	COORD X	COORD Y	ELEV	
0011005	1247301.99	950287.71	041128308 0715114408	214.99
0011007	1247301.95	950287.12	041128308 0715112808	214.99
0011009	1247301.91	950286.53	041128308 0715111208	217.17
0011011	1247301.87	950285.94	041128308 0715109608	205.00
0011013	1247301.83	950285.35	041128308 0715108008	201.17
0011015	1247301.79	950284.76	041128308 0715106408	195.94
0011017	1247301.75	950284.17	041128308 0715104808	202.49
0011019	1247301.71	950283.58	041128308 0715103208	202.49
0011021	1247301.67	950282.99	041128308 0715101608	220.07
0011023	1247301.63	950282.40	041128308 0715100008	223.94

Figura 9. Header de las coordenadas de adquisición 3D



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



Figura 10. Archivos SPS

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

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

- Encabezado** en el que se indique la cuenca, el área, nombre del programa, nombre de línea/swath, compañía operadora, compañía de servicios, tipo de programa sísmico, fecha de adquisición, equipo usado, parámetros técnicos considerados en la adquisición, sistema de coordenadas, datum. Archivo X. Corresponde a datos relacionales que contengan la geometría completa 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 11. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador).



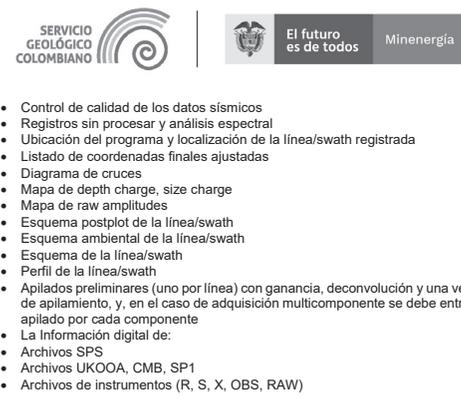
Figura 11. Ejemplo de hoja de parámetros del reporte del observador

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

Figura 12. Registros del reporte de observador

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

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



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

Medio: La información se debe entregar en medio digital
Formato: PDF.

1.4.1.1.6 Proceso en campo.

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.
Formato: SEG-Y.

1.4.1.1.7 Imagen de apilado.

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



Figura 13. Apilado de campo

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

1.4.1.2 Adquisición sísmica costa afuera (off shore)

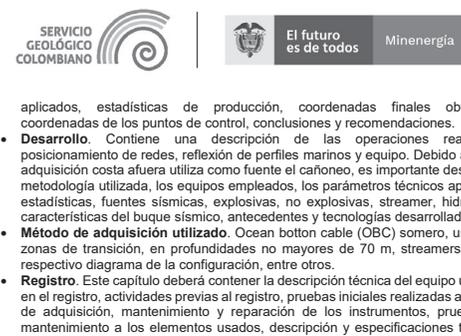
La entrega de la información offshore, los datos sísmicos y velocidades, los formatos se regirán por los estándares establecidos por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) en sus últimas revisiones donde aplicarán las últimas versiones los cuales se pueden consultar en el siguiente link: <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/>.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

1.4.1.2.1 Informe final de operaciones.

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

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

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



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



1.4.1.2.2 Raw-data 2D y 3D.

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

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

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

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

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

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

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

34



1.4.1.2.3 Coordenadas de adquisición 2D y 3D.

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

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

1.4.1.2.4 Reportes semanales.

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.2.5 Reporte de observador 2D y 3D.

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

Reporte de observador (Tablas metadato técnico)

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

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

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

35



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

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

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

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

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

36



1.4.1.2.6 Proceso a bordo.

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

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

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

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEGY.

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

37

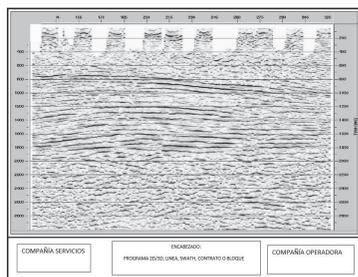


Figura 14. Apilado a bordo

Medio: La información se debe entregar en medio digital.
Formato: PDF.

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

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

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

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

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



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

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

1.4.1.3.1 Informe final de procesamiento o reprocesamiento.

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

- Portada en la que deben figurar el nombre de la compañía operadora y la de servicios, título, tipo de procesamiento realizado, programa sísmico y fecha de procesamiento.
- Introducción, localización, objetivos, kilómetros procesados, cronograma, tiempo de ejecución, listado de líneas y programas procesados o reprocesados, equipos y software empleados en el proceso o (re)procesamiento y análisis de los parámetros de adquisición.
- Metodología aplicada, pruebas realizadas, parámetros empleados en el procesamiento, secuencia de procesamiento, diagrama o mapa de fold o cobertura, mapa de 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.

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

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

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

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

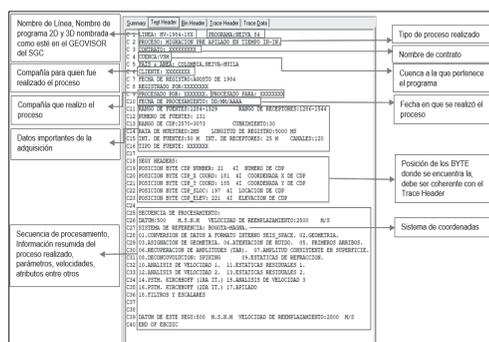


Figura 15. Text Header sísmica 2D

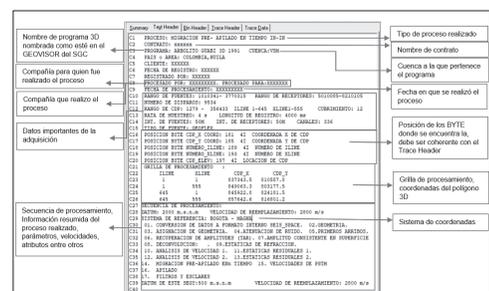


Figura 16. Text Header sísmica 3D

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

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

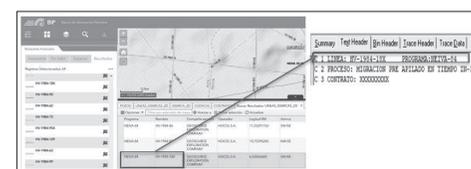


Figura 17. Validación en Geovisor

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

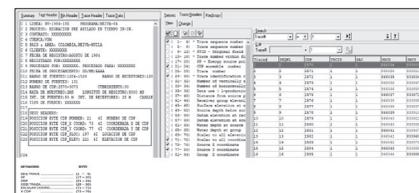


Figura 18. Metadatos Trace header sísmica 2D

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



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

Figura 19. Metadatos Trace header sísmica 3D

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.
Formato: SEG-Y.

1.4.1.3.3 **Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D.**

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

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



H CONTRATO: XXXXXXXX
H COMPAÑIA OPERADORA: XXXXXXXX
H COMPAÑIA SERVICIOS: XXXXXXXX
H PROGRAMA: XXXXXXXX
H TIPO DE INFORMACION: 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	4805	2002	1126360	8846763.8	197.5
CAR-1981-134	4806	2003	1126372	8846763.3	197.0
CAR-1981-134	4807	2003	1126384	8846762.8	196.5
CAR-1981-134	4808	2004	1126397	8846762.3	192.0
CAR-1981-134	4809	2004	1126409	8846761.8	194.0
CAR-1981-134	4810	2005	1126422	8846761.3	196.0
CAR-1981-134	4811	2005	1126434	8846760.8	196.5
CAR-1981-134	4812	2006	1126446	8846760.3	197.0
CAR-1981-134	4813	2006	1126459	8846759.8	198.0
CAR-1981-134	4814	2007	1126471	8846759.3	199.0
CAR-1981-134	4815	2007	1126484	8846758.8	199.0
CAR-1981-134	4816	2008	1126496	8846758.3	199.0
CAR-1981-134	4817	2008	1126509	8846757.8	199.5
CAR-1981-134	4818	2009	1126521	8846757.3	200.0
CAR-1981-134	4819	2009	1126533	8846756.8	200.5
CAR-1981-134	4820	2010	1126546	8846756.3	201.0
CAR-1981-134	4821	2010	1126558	8846755.8	201.5
CAR-1981-134	4822	2011	1126571	8846755.3	202.0
CAR-1981-134	4823	2011	1126583	8846754.8	203.0
CAR-1981-134	4824	2012	1126595	8846754.3	204.0
CAR-1981-134	4825	2012	1126608	8846753.8	205.5
CAR-1981-134	4826	2013	1126620	8846753.3	207.0
CAR-1981-134	4827	2013	1126633	8846752.8	209.0

Figura 20. Formato de las coordenadas de proceso 2D

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

ILINE	CDP	XLINE	X_COORD	Y_COORD	ELEV
Q180	1	100	966810	8100070.7	167.3
Q180	2	101	966826	8100071.7	167.3
Q180	3	102	966842	8100092.7	167.3
Q180	4	103	966858	8100093.7	167.3
Q180	5	104	966875	8100064.7	167.2
Q180	6	105	966891	8100065.6	167.2
Q180	7	106	966907	8100066.6	167.2
Q180	8	107	966923	8100097.6	167.2
Q180	9	108	966939	8100098.6	167.2
Q180	10	109	966956	8100059.6	167.2
Q180	11	110	966972	8100040.6	167.2
Q180	12	111	966988	8100051.6	167.2
Q180	13	112	967004	8100092.6	167.2
Q180	14	113	967021	8100093.6	167.2
Q180	15	114	967037	8100044.6	167.2
Q180	16	115	967053	8100045.6	167.1
Q180	17	116	967069	8100046.6	167.1
Q180	18	117	967086	8100047.5	167.1
Q180	19	118	967102	8100088.5	167.1
Q180	20	119	967118	8100069.5	167.1
Q180	21	120	967134	8100050.5	167.1
Q180	22	121	967151	8100051.5	167.1
Q180	23	122	967167	8100032.5	167.1
Q180	24	123	967183	8100033.4	167.1
Q180	25	124	967199	8100074.4	167.1
Q180	26	125	967215	8100025.4	167.1
Q180	27	126	967232	8100026.4	167.1
Q180	28	127	967248	8100018.4	167.0
Q180	29	128	967264	8100019.4	167.0
Q180	30	129	967280	8100019.4	167.0

Figura 21. Formato de las coordenadas de proceso 3D

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

Medio: Digital.
Formatos: ASCII o TXT y shape.



1.4.1.3.4 **Archivos de velocidades 2D y 3D.**

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

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

El header debe contener:

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

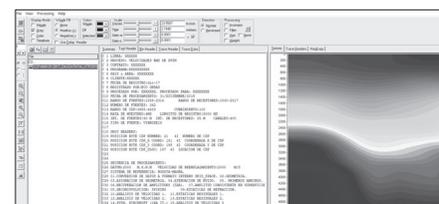


Figura 24. Visualización archivos de velocidades. SEG-Y

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

```

COMPANIA OPERADORA:XXXXXXXXX
CONTRATO:XXXXXXXXX
COMPANIA PROYECTO:XXXXXXXXX
FECHA: DD-MM-AAAA
CUCENA:XXXXXXXXX
PROGRAMA:XXXXXXXXX
LINEA: XXXX
VELOCIDADES DE PSTM (M/S, INT...)
COP X_C0000 Y_C0000 TISE VEL
3728 715648 774526 0 1848
3728 715648 774526 300 1908
3728 715648 774526 600 2065
3728 715648 774526 900 2226
3728 715648 774526 1200 2381
3728 715648 774526 1500 2540
3728 715648 774526 1800 2697
3728 715648 774526 2100 2856
3728 715648 774526 2400 3019
3728 715648 774526 2700 3178
3728 715648 774526 3000 3345
3728 715648 774526 3300 3515
3728 715648 774526 3600 3685
3728 715648 774526 3900 3855
3728 715648 774526 4200 4025
3728 715648 774526 4500 4195
3728 715648 774526 4800 4365
3728 715648 774526 5100 4535
3728 715648 774526 5400 4705
3728 715648 774526 5700 4875
3728 715648 774526 6000 5045
3728 715648 774526 6300 5215
3728 715648 774526 6600 5385
3728 715648 774526 6900 5555
3728 715648 774526 7200 5725
3728 715648 774526 7500 5895
3728 715648 774526 7800 6065
3728 715648 774526 8100 6235
3728 715648 774526 8400 6405
3728 715648 774526 8700 6575
3728 715648 774526 9000 6745
3728 715648 774526 9300 6915
3728 715648 774526 9600 7085
3728 715648 774526 9900 7255
3728 715648 774526 10200 7425
3728 715648 774526 10500 7595
3728 715648 774526 10800 7765
3728 715648 774526 11100 7935
3728 715648 774526 11400 8105
3728 715648 774526 11700 8275
3728 715648 774526 12000 8445
3728 715648 774526 12300 8615
3728 715648 774526 12600 8785
3728 715648 774526 12900 8955
3728 715648 774526 13200 9125
3728 715648 774526 13500 9295
3728 715648 774526 13800 9465
3728 715648 774526 14100 9635
3728 715648 774526 14400 9805
3728 715648 774526 14700 9975
3728 715648 774526 15000 10145
3728 715648 774526 15300 10315
3728 715648 774526 15600 10485
3728 715648 774526 15900 10655
3728 715648 774526 16200 10825
3728 715648 774526 16500 10995
3728 715648 774526 16800 11165
3728 715648 774526 17100 11335
3728 715648 774526 17400 11505
3728 715648 774526 17700 11675
3728 715648 774526 18000 11845
3728 715648 774526 18300 12015
3728 715648 774526 18600 12185
3728 715648 774526 18900 12355
3728 715648 774526 19200 12525
3728 715648 774526 19500 12695
3728 715648 774526 19800 12865
3728 715648 774526 20100 13035
3728 715648 774526 20400 13205
3728 715648 774526 20700 13375
3728 715648 774526 21000 13545
3728 715648 774526 21300 13715
3728 715648 774526 21600 13885
3728 715648 774526 21900 14055
3728 715648 774526 22200 14225
3728 715648 774526 22500 14395
3728 715648 774526 22800 14565
3728 715648 774526 23100 14735
3728 715648 774526 23400 14905
3728 715648 774526 23700 15075
3728 715648 774526 24000 15245
3728 715648 774526 24300 15415
3728 715648 774526 24600 15585
3728 715648 774526 24900 15755
3728 715648 774526 25200 15925
3728 715648 774526 25500 16095
3728 715648 774526 25800 16265
3728 715648 774526 26100 16435
3728 715648 774526 26400 16605
3728 715648 774526 26700 16775
3728 715648 774526 27000 16945
3728 715648 774526 27300 17115
3728 715648 774526 27600 17285
3728 715648 774526 27900 17455
3728 715648 774526 28200 17625
3728 715648 774526 28500 17795
3728 715648 774526 28800 17965
3728 715648 774526 29100 18135
3728 715648 774526 29400 18305
3728 715648 774526 29700 18475
3728 715648 774526 30000 18645
3728 715648 774526 30300 18815
3728 715648 774526 30600 18985
3728 715648 774526 30900 19155
3728 715648 774526 31200 19325
3728 715648 774526 31500 19495
3728 715648 774526 31800 19665
3728 715648 774526 32100 19835
3728 715648 774526 32400 20005
3728 715648 774526 32700 20175
3728 715648 774526 33000 20345
3728 715648 774526 33300 20515
3728 715648 774526 33600 20685
3728 715648 774526 33900 20855
3728 715648 774526 34200 21025
3728 715648 774526 34500 21195
3728 715648 774526 34800 21365
3728 715648 774526 35100 21535
3728 715648 774526 35400 21705
3728 715648 774526 35700 21875
3728 715648 774526 36000 22045
3728 715648 774526 36300 22215
3728 715648 774526 36600 22385
3728 715648 774526 36900 22555
3728 715648 774526 37200 22725
3728 715648 774526 37500 22895
3728 715648 774526 37800 23065
3728 715648 774526 38100 23235
3728 715648 774526 38400 23405
3728 715648 774526 38700 23575
3728 715648 774526 39000 23745
3728 715648 774526 39300 23915
3728 715648 774526 39600 24085
3728 715648 774526 39900 24255
3728 715648 774526 40200 24425
3728 715648 774526 40500 24595
3728 715648 774526 40800 24765
3728 715648 774526 41100 24935
3728 715648 774526 41400 25105
3728 715648 774526 41700 25275
3728 715648 774526 42000 25445
3728 715648 774526 42300 25615
3728 715648 774526 42600 25785
3728 715648 774526 42900 25955
3728 715648 774526 43200 26125
3728 715648 774526 43500 26295
3728 715648 774526 43800 26465
3728 715648 774526 44100 26635
3728 715648 774526 44400 26805
3728 715648 774526 44700 26975
3728 715648 774526 45000 27145
3728 715648 774526 45300 27315
3728 715648 774526 45600 27485
3728 715648 774526 45900 27655
3728 715648 774526 46200 27825
3728 715648 774526 46500 27995
3728 715648 774526 46800 28165
3728 715648 774526 47100 28335
3728 715648 774526 47400 28505
3728 715648 774526 47700 28675
3728 715648 774526 48000 28845
3728 715648 774526 48300 29015
3728 715648 774526 48600 29185
3728 715648 774526 48900 29355
3728 715648 774526 49200 29525
3728 715648 774526 49500 29695
3728 715648 774526 49800 29865
3728 715648 774526 50100 30035
3728 715648 774526 50400 30205
3728 715648 774526 50700 30375
3728 715648 774526 51000 30545
3728 715648 774526 51300 30715
3728 715648 774526 51600 30885
3728 715648 774526 51900 31055
3728 715648 774526 52200 31225
3728 715648 774526 52500 31395
3728 715648 774526 52800 31565
3728 715648 774526 53100 31735
3728 715648 774526 53400 31905
3728 715648 774526 53700 32075
3728 715648 774526 54000 32245
3728 715648 774526 54300 32415
3728 715648 774526 54600 32585
3728 715648 774526 54900 32755
3728 715648 774526 55200 32925
3728 715648 774526 55500 33095
3728 715648 774526 55800 33265
3728 715648 774526 56100 33435
3728 715648 774526 56400 33605
3728 715648 774526 56700 33775
3728 715648 774526 57000 33945
3728 715648 774526 57300 34115
3728 715648 774526 57600 34285
3728 715648 774526 57900 34455
3728 715648 774526 58200 34625
3728 715648 774526 58500 34795
3728 715648 774526 58800 34965
3728 715648 774526 59100 35135
3728 715648 774526 59400 35305
3728 715648 774526 59700 35475
3728 715648 774526 60000 35645
3728 715648 774526 60300 35815
3728 715648 774526 60600 35985
3728 715648 774526 60900 36155
3728 715648 774526 61200 36325
3728 715648 774526 61500 36495
3728 715648 774526 61800 36665
3728 715648 774526 62100 36835
3728 715648 774526 62400 37005
3728 715648 774526 62700 37175
3728 715648 774526 63000 37345
3728 715648 774526 63300 37515
3728 715648 774526 63600 37685
3728 715648 774526 63900 37855
3728 715648 774526 64200 38025
3728 715648 774526 64500 38195
3728 715648 774526 64800 38365
3728 715648 774526 65100 38535
3728 715648 774526 65400 38705
3728 715648 774526 65700 38875
3728 715648 774526 66000 39045
3728 715648 774526 66300 39215
3728 715648 774526 66600 39385
3728 715648 774526 66900 39555
3728 715648 774526 67200 39725
3728 715648 774526 67500 39895
3728 715648 774526 67800 40065
3728 715648 774526 68100 40235
3728 715648 774526 68400 40405
3728 715648 774526 68700 40575
3728 715648 774526 69000 40745
3728 715648 774526 69300 40915
3728 715648 774526 69600 41085
3728 715648 774526 69900 41255
3728 715648 774526 70200 41425
3728 715648 774526 70500 41595
3728 715648 774526 70800 41765
3728 715648 774526 71100 41935
3728 715648 774526 71400 42105
3728 715648 774526 71700 42275
3728 715648 774526 72000 42445
3728 715648 774526 72300 42615
3728 715648 774526 72600 42785
3728 715648 774526 72900 42955
3728 715648 774526 73200 43125
3728 715648 774526 73500 43295
3728 715648 774526 73800 43465
3728 715648 774526 74100 43635
3728 715648 774526 74400 43805
3728 715648 774526 74700 43975
3728 715648 774526 75000 44145
3728 715648 774526 75300 44315
3728 715648 774526 75600 44485
3728 715648 774526 75900 44655
3728 715648 774526 76200 44825
3728 715648 774526 76500 44995
3728 715648 774526 76800 45165
3728 715648 774526 77100 45335
3728 715648 774526 77400 45505
3728 715648 774526 77700 45675
3728 715648 774526 78000 45845
3728 715648 774526 78300 46015
3728 715648 774526 78600 46185
3728 715648 774526 78900 46355
3728 715648 774526 79200 46525
3728 715648 774526 79500 46695
3728 715648 774526 79800 46865
3728 715648 774526 80100 47035
3728 715648 774526 80400 47205
3728 715648 774526 80700 47375
3728 715648 774526 81000 47545
3728 715648 774526 81300 47715
3728 715648 774526 81600 47885
3728 715648 774526 81900 48055
3728 715648 774526 82200 48225
3728 715648 774526 82500 48395
3728 715648 774526 82800 48565
3728 715648 774526 83100 48735
3728 715648 774526 83400 48905
3728 715648 774526 83700 49075
3728 715648 774526 84000 49245
3728 715648 774526 84300 49415
3728 715648 774526 84600 49585
3728 715648 774526 84900 49755
3728 715648 774526 85200 49925
3728 715648 774526 85500 50095
3728 715648 774526 85800 50265
3728 715648 774526 86100 50435
3728 715648 774526 86400 50605
3728 715648 774526 86700 50775
3728 715648 774526 87000 50945
3728 715648 774526 87300 51115
3728 715648 774526 87600 51285
3728 715648 774526 87900 51455
3728 715648 774526 88200 51625
3728 715648 774526 88500 51795
3728 715648 774526 88800 51965
3728 715648 774526 89100 52135
3728 715648 774526 89400 52305
3728 715648 774526 89700 52475
3728 715648 774526 90000 52645
3728 715648 774526 90300 52815
3728 715648 774526 90600 52985
3728 715648 774526 90900 53155
3728 715648 774526 91200 53325
3728 715648 774526 91500 53495
3728 715648 774526 91800 53665
3728 715648 774526 92100 53835
3728 715648 774526 92400 54005
3728 715648 774526 92700 54175
3728 715648 774526 93000 54345
3728 715648 774526 93300 54515
3728 715648 774526 93600 54685
3728 715648 774526 93900 54855
3728 715648 774526 94200 55025
3728 715648 774526 94500 55195
3728 715648 774526 94800 55365
3728 715648 774526 95100 55535
3728 715648 774526 95400 55705
3728 715648 774526 95700 55875
3728 715648 774526 96000 56045
3728 715648 774526 96300 56215
3728 715648 774526 96600 56385
3728 715648 774526 96900 56555
3728 715648 774526 97200 56725
3728 715648 774526 97500 56895
3728 715648 774526 97800 57065
3728 715648 774526 98100 57235
3728 715648 774526 98400 57405
3728 715648 774526 98700 57575
3728 715648 774526 99000 57745
3728 715648 774526 99300 57915
3728 715648 774526 99600 58085
3728 715648 774526 99900 58255
3728 715648 774526 100200 58425
3728 715648 774526 100500 58595
3728 715648 774526 100800 58765
3728 715648 774526 101100 58935
3728 715648 774526 101400 59105
3728 715648 774526 101700 59275
3728 715648 774526 102000 59445
3728 715648 774526 102300 59615
3728 715648 774526 102600 59785
3728 715648 774526 102900 59955
3728 715648 774526 103200 60125
3728 715648 774526 103500 60295
3728 715648 774526 103800 60465
3728 715648 774526 104100 60635
3728 715648 774526 104400 60805
3728 715648 774526 104700 60975
3728 715648 774526 105000 61145
3728 715648 774526 105300 61315
3728 715648 774526 105600 61485
3728 715648 774526 105900 61655
3728 715648 774526 106200 61825
3728 715648 774526 106500 61995
3728 715648 774526 106800 62165
3728 715648 774526 107100 62335
3728 715648 774526 107400 62505
3728 715648 774526 107700 62675
3728 715648 774526 108000 62845
3728 715648 774526 108300 63015
3728 715648 774526 108600 63185
3728 715648 774526 108900 63355
3728 715648 774526 109200 63525
3728 715648 774526 109500 63695
3728 715648 774526 109800 63865
3728 715648 774526 110100 64035
3728 715648 774526 110400 64205
3728 715648 774526 110700 64375
3728 715648 774526 111000 64545
3728 715648 774526 111300 64715
3728 715648 774526 111600 64885
3728 715648 774526 111900 65055
3728 715648 774526 112200 65225
3728 715648 774526 112500 65395
3728 715648 774526 112800 65565
3728 715648 774526 113100 65735
3728 715648 774526 113400 65905
3728 715648 774526 113700 66075
3728 715648 774526 114000 66245
3728 715648 774526 114300 66415
3728 715648 774526 114600 66585
3728 715648 774526 114900 66755
3728 715648 774526 115200 66925
3728 715648 774526 115500 67095
3728 715648 774526 115800 67265
3728 715648 774526 116100 67435
3728 715648 774526 116400 67605
3728 715648 774526 116700 67775
3728 715648
```



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

- **Informe AVO:** el informe debe contener descripción de los amarres a pozo y la descripción del proceso realizado. Debe ser entregado en formato PDF
- **Archivo de coordenadas finales:** corresponden a las coordenadas resultado final del proceso, estos archivos se deben entregar en formato txt, ascii
- **Gather** de CDP empleado en el AVO (True Amplitude con NMO aplicado y al datum final) se debe entregar en formato SEG-Y
- **Volúmenes en formato SEG-Y** para líneas 2D o Volumen 3D:
AVO Intercept Attribute
AVO Gradient Attribute
P_Reflectivity
S_Reflectivity
VP Velocities
VS velocidades

• **Imágenes Avo:** Es la representación gráfica en formatos TIFF o CGM de las secciones sísmicas generadas en SEG-Y, con la imagen se busca mostrar resultados específicos del atributo aplicado. La imágenes deben tener buena resolución, la cantidad de imágenes a entregar depende del área sísmica a la cual fue aplicado el proceso, como mínimo se deben presentar 5 imágenes de las secciones sísmicas por cada atributo aplicado procurando que sean las mas representativas.

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

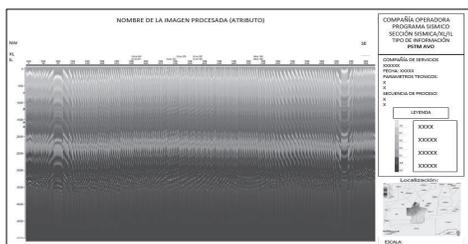


Figura 33. Formato de entrega para imágenes con atributos especiales

1.4.1.4 Interpretación sísmica 2D y 3D.

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

1.4.1.4.1 Informe de interpretación.

El informe de interpretación debe contener:

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



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

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

Medio: Digital.
Formato: PDF.

1.4.1.4.2 Backup de software.

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

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

1.4.1.4.3 Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas.

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

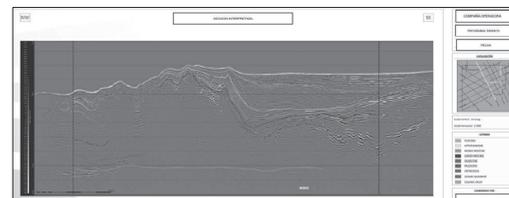


Figura 34. Sección sísmica interpretada

Medio: Digital.
Formatos: PDF.

1.4.1.4.4 Archivos ASCII de horizontes y/o fallas.

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



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

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

Coord. X	Coord. Y	Z
1088 898832.93449	1790893.62128	-6349.43184
1089 898861.51045	1790423.38288	-6352.43701
1089 898894.08486	1790462.94389	-6354.88379
1089 898924.66305	1790702.20319	-6357.27234
1090 898955.23823	1790742.06650	-6359.42971
1090 898972.48579	1790553.24809	-6361.76270
1091 898903.07199	1790592.80640	-6363.78271
1091 898933.64817	1790632.36770	-6365.85207
1092 898964.22435	1790671.92901	-6368.07422
1092 898994.80054	1790711.49031	-6370.42207
1093 899025.37672	1790751.05162	-6372.78397
1093 899055.95291	1790790.61292	-6374.27588
1094 899086.52909	1790830.17423	-6376.07718
1094 899117.10528	1790869.73553	-6378.41426
1095 899147.68146	1790909.29684	-6263.52339
1095 899178.25765	1790948.85814	-6266.31787
1096 899208.83383	1790988.41945	-6269.28293
1096 899239.41002	1791027.98075	-6272.27148
1097 899269.98621	1791067.54206	-6275.27383
1097 899300.56239	1791107.10336	-6278.28278
1098 899331.13858	1791146.66466	-6301.52930
1098 899362.71476	1791186.22597	-6303.79785
1099 899392.29095	1791225.78727	-6305.64014

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

Medio: Digital.
Formatos: ASCII, TXT.

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

1.4.2 Gravimetría

1.4.2.1 Adquisición

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

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

1.4.2.2 Procesamiento

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



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

1.4.2.3 Interpretación

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

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

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

1.4.3 Aerogravimetría

1.4.3.1 Adquisición

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

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

Documentos de nivelación y calibración. Deben ser entregadas la red de nivelación final y los datos finales de la trayectoria de vuelo (listados de compilación o archivos digitales y gráficos). 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 geode 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 geode EGM2008)
- Modelo digital de elevación a partir de SRTM (con respecto al geode 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 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 onda de 50 s, densidad de 2,67 g/cc
- Gravedad con corrección Bouguer sin nivelación, filtro con longitud de onda de 50 s
- Anomalía de gravedad de aire libre, filtro espacial con longitud de onda de 3.000 m
- Anomalía simple de gravedad de Bouguer, filtro espacial con longitud de 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 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.

54

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

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

1.4.4 Magnetometría

1.4.4.1 Adquisición

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

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

1.4.4.2 Procesamiento

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

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

1.4.4.3 Interpretación

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

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

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

55

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



1.4.5 Aeromagnetometría

1.4.5.1 Adquisición

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

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

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

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

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

- Número de línea XXXX.YY, donde XXXX es el número de línea y YY es el número de segmento
- Número de vuelo
- Año
- Día del año
- Segundos a partir de medianoche UTC
- Segundos fiduciaros a partir de medianoche UTC
- Coordenada X, WGS-84 UTM zona 18N
- Coordenada Y, WGS-84 UTM zona 18N
- Elevación GPS (con respecto al elipsoide WGS-84)
- Elevación GPS (con respecto al geode 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 geode EGM2008)
- Altimetro radar, filtrado
- Altimetro láser, filtrado
- Topografía radar (con respecto al geode EGM2008)
- Modelo digital de elevación a partir de SRTM (con respecto al geode 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

56

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

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

1.4.5.2 Procesamiento

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

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

1.4.5.3 Interpretación

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

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

1.4.6 Electromagnetismo (Magnetotelúrica)

1.4.6.1 Adquisición

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

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

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

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).

57

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

1.4.6.2 Procesamiento

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

Datos de procesamiento.

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

1.4.6.3 Interpretación

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

Datos de interpretación

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

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

1.4.7 Geoelectrónica

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).

58

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



1.4.7.2 Procesamiento

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

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

1.4.7.3 Interpretación

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

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

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

1.4.8 Batimetría

1.4.8.1 Adquisición

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

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

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

59

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



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

1.4.8.2 Procesamiento

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

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

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

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

1.4.8.3 Interpretación

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

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

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

60

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



1.4.9 Geotermia

1.4.9.1 Adquisición

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

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

1.4.9.2 Procesamiento

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

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

1.4.9.3 Interpretación

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

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

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

1.5 Bibliografía

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

61

Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 1. Información Geofísica.



Anexo Técnico n.º 2: Operaciones de pozos

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo de 2021

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo



Tabla de contenido

2.1 Introducción..... 5
 2.2 Alcance..... 6
 2.3 Glosario..... 7
 2.4 Consideraciones Generales..... 9
 2.5 Especificaciones de productos técnicos relacionados con operaciones de pozo.10
 2.6 Ambiental 13
 2.6.1 Información ambiental y social..... 13
 2.6.1.1 Licencia ambiental..... 13
 2.6.1.2 Estudio de impacto ambiental (EIA)..... 13
 2.6.1.3 Plan de manejo ambiental (PMA)..... 13
 2.6.1.4 Informes de cumplimiento ambiental (ICA)..... 13
 2.6.2 Medidas de manejo ambiental para pozos estratigráficos..... 13
 2.7 Planeación del pozo 14
 2.7.1 Informe de intención de perforar..... 14
 2.8 Perforación y completamiento 15
 2.8.1 Informes asociados a la perforación del pozo..... 15
 2.8.1.1 Informe final de Geología e Ingeniería..... 16
 2.8.1.2 Informe de análisis de corazones convencionales..... 17
 2.8.1.3 Informe de análisis de corazones de pared..... 18
 2.8.1.4 Informe de descripción de muestras de zanja..... 18
 2.8.1.5 Informe direccional..... 18
 2.8.1.6 Informe análisis de muestras de fluidos..... 19
 2.8.1.7 Análisis especiales..... 19
 2.8.1.8 Certificado de validación de muestras emitido por la Litoteca Nacional..... 20
 2.9 Registros tomados..... 21
 2.9.1 Registros de perforación (Mud Logging)..... 24
 2.9.1.1 Registro de evaluación de formaciones FEL o Masterlog..... 25
 2.9.1.2 Registro de parámetros de perforación (DEL)..... 25
 2.9.1.3 Registro de análisis de relación de gases (gas ratio)..... 26
 2.9.1.4 Registro de evaluación de presiones (PEL)..... 27
 2.9.1.5 Registro hidromecánico de perforación HMSE..... 27
 2.9.1.6 Registro de energía mecánica específica MSE..... 28
 2.9.2 Registros tomados de pruebas de presión y producción..... 28
 2.9.3 Registro de evaluación e interpretación petrofísica, interpretación o procesamiento de otros registros..... 28
 2.9.4 Registro gráfico compuesto..... 29
 2.9.5 Sísmica de pozo..... 30
 2.9.5.1 Registros de sísmica de pozo..... 30
 2.10 Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores..... 31
 2.11 Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica)..... 32
 2.12 Informe de geomecánica del pozo..... 33
 2.13 Completamiento Múltiple..... 34
 2.14 Pruebas iniciales y extensas de producción..... 35
 2.15 Informe consolidado de pruebas de pozo..... 36
 2.15.1 Registros tomados de pruebas de fondo..... 36
 2.16 Trabajos posteriores a la perforación..... 37
 2.17 Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido..... 38
 2.18 Abandono de pozo..... 39
 2.18.1 Análisis de resultados de Abandono..... 39
 2.19 Bibliografía..... 40

2

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo



Lista de Tablas

Tabla 1. Listado resumen de productos de pozo..... 10
 Tabla 2. Información contenida en los encabezados de los archivos de imagen..... 21
 Tabla 3. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos..... 22
 Tabla 4. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos (DLIS, LIS, LAS), con muestra de archivos. LAS..... 23
 Tabla 5. Modelo de canales del registro FEL..... 25
 Tabla 6. Modelo de canales del registro DEL..... 26
 Tabla 7. Modelo de canales del registro GAS RATIO..... 26
 Tabla 8. Modelo de canales del registro PEL..... 27
 Tabla 9. Modelo de canales del registro HMSE..... 28
 Tabla 10. Modelo de canales del registro MSE..... 28
 Tabla 11. Modelo de canales del registro RGC..... 30

3

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo



Lista de figuras

Figura 1. Modelo contenido informes asociados a pozo..... 15
 Figura 2. Modelo de Direccional..... 19
 Figura 3. Estructura de carpetas de entrega registros con muestra nombre de..... 21
 Figura 4. Modelo de encabezado registros perforación (Mud Logging)..... 24

4

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo



2.1 Introducción

En atención a que la información técnica obtenida en las operaciones de pozos dentro de las diferentes fases de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos, debe ser entregada al Banco de Información Petrolera de Colombia BIP, es necesario definir lineamientos que permitan a las compañías operadoras y de servicios tener una guía donde se establezcan en detalle los requerimientos mínimos de entrega por cada tipo de información.

El presente documento contempla los productos a entregar de acuerdo con la información técnica obtenida en las etapas de planeación, perforación, completamiento, producción y abandono de pozos de petróleo y gas en Colombia, definiendo los requisitos mínimos, teniendo en cuenta los estándares internacionales definidos para la industria de los hidrocarburos, en cuanto a contenido y formatos requeridos para la entrega de datos, imágenes e informes.

Aplicando estos lineamientos de entrega, se contribuirá a convertir al BIP en un repositorio de información técnica con altos estándares de calidad en lo relacionado a la completitud y coherencia de la información hidrocarburífera del país, lo cual permitirá a futuro adelantar proyectos de inversión y desarrollo geocientífico del territorio nacional.



2.2 Alcance

Los requerimientos definidos en el presente anexo aplican para la entrega al BIP, de toda la información técnica obtenida como resultado de las actividades de exploración y producción de pozos en los diferentes tipos de contratos y/o convenios firmados entre compañías operadoras, consultorías y de servicios con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, definiendo en detalle los lineamientos en cuanto a formatos y contenido de información técnica asociada a las actividades adelantadas en cada una de las etapas de operaciones de pozos (planeación, perforación, completamiento, evaluación, producción y abandono).



2.3 Glosario

Abandono: Conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como los acuíferos existentes con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o al fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

ASCII: American Standard Code for Information Interchange, (Código Estadounidense Estándar para el Intercambio de Información).

BHA: Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo).

Completamiento de Pozos: Consiste en el diseño, instalación de tubería, empaques y herramientas para disponer el pozo para la producción

Datum: Un valor conocido, de un punto de referencia o del nivel del mar, respecto del cual se corrigen otras mediciones.

DPI: Puntos por pulgada (Dots Per Inch), es el nivel de resolución con que se puede imprimir una imagen, se considera un valor de 300 DPI para obtener una imagen de buena calidad.

DST - Drill Stem Test, pruebas de pozo: Procedimiento que utiliza la sarta de perforación para determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

ECD: Equivalent Circulating Density, densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular arriba del punto en consideración

EIA: Estudio de impacto ambiental.

Estado Mecánico: Estructura geométrica del pozo en cada una de las diferentes etapas de perforación

Formación: Unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

Header: Corresponde al encabezado que deben llevar los registros de pozos tanto en archivos de datos como en imágenes.

HMSE: Hydro Mechanical Specific Energy

ICA: Informe de cumplimiento ambiental.

LA: Licencia Ambiental.

LAS: Log ASCII Standard de la sociedad canadiense de registros de pozos por sus siglas en inglés (CWLS).

LIS: Log information standard.

MD: Measured Depth, Profundidad medida.



NPT: Tiempo no productivo.

OCR: (Optical Character Recognition), Reconocimiento óptico de caracteres.

PEL: Pressure Evaluation log, Registro de evaluación de presiones.

PMA: Plan de manejo ambiental.

Producto: Corresponde un determinado ítem del manual de entrega de información.

Perfiles de Pozo: Corresponde a los diferentes tipos de registros y monitoreos de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han sido perforados.

ROP: Rate of penetration.

Side Track: Desviación de un pozo perforado originalmente.

Well Name: Nombre del pozo inicial perforado.

Wellbore: Es una trayectoria perforada desde el pozo original en superficie hasta la profundidad final.



2.4 Consideraciones Generales

Los informes que requieran la entrega de cartografía deben tener en cuenta los lineamientos establecidos en el anexo n°.4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.

Las formas Ministeriales y sus anexos deben ser entregadas en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), teniendo en cuenta su función de fiscalización, ciñéndose al formato establecido por el Ministerio de Minas y Energía (MME). (<https://www.minenergia.gov.co/formas-oficiales>).

Los informes de seguimiento contractual de la ANH (IES, PTE, PLEX, Aviso de descubrimiento, programa de evaluación, resultados del programa de evaluación, informe de prospektividad, informes trimestrales, informes de evaluación técnica, declaración de comercialidad) sus anexos y complementos, así como el ITA, deben ser entregados a la ANH. La ANH, facilitará las versiones finales y aprobadas al Banco de Información Petrolera, para los trámites de seguimiento a productos, elaboración y estructuración de balances, en caso de que el BIP-SGC así lo requiera.

En todo caso los productos y sus requisitos mínimos respecto de la información específica de cada anexo que hacen parte del presente manual serán los que establezcan el Ministerio de Minas y Energía ("MME") y/o la ANH, según corresponda a su competencia.

Cuando la información entregada corresponda a más de un pozo, estos deben ser relacionados en la portada del documento y en la carta de entrega. Esta indicación aplica también para pozos con "wellbores" asociados.

La información debe ser entregada una única vez al BIP.

Toda información relacionada a archivos de datos en formatos LAS, DLIS, LIS debe ser entregada de acuerdo con los estándares internacionales y a los estándares definidos en presente manual y sus anexos. A continuación, para un mayor entendimiento y facilidad de ubicación de los productos en el anexo, se incluye el listado resumen de los productos del pozo (Tabla 1).



2.5 Especificaciones de productos técnicos relacionados con operaciones de pozo.

Tabla 1. Listado resumen de productos de pozo.

Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
Ambiental	Información ambiental y social	Licencia ambiental	Documento que contenga la licencia ambiental.
		Estudio de impacto ambiental, mapas	Documento que contenga el estudio de impacto ambiental
		Plan de manejo ambiental, mapas	
		Informes de cumplimiento ambiental	
Planeación	Prognosis del pozo	Medidas de manejo ambiental para pozos estratigráficos.	
		Informe intención de perforar	Documento que contenga la información de intención de perforar, mapas
Perforación y completamiento	Informes asociados a la perforación del pozo	Informe final de geología e ingeniería	Documento que contiene: -Reportes diarios de Geología e Ingeniería. -Anexos (ver apartado del informe.).
		Informe de análisis de corazones convencionales	Documento (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe de análisis de corazones de pared	Documento (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe de análisis de muestras de zanja	Documento (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR entregada a la ANH)
		Informe interpretación petrofísica	Documento que contiene los datos de la interpretación petrofísica para determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y fluidos presentes.
		Informe direccional	Documento con la información direccional del pozo
		Informe de análisis de fluidos.	Documento que contiene las características de los fluidos utilizados en la perforación



Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Categoría	Producto	Descripción
	Registros tomados	Certificado de validación de muestras emitido por la Litoteca Nacional	Documento expedido por la Litoteca Nacional. Aplica para todos los tipos de muestra entregados a la Litoteca Nacional
		Registros de perforación (Mud Logging).	Corresponde al tomado pie a pie de las condiciones de la perforación (FEL, DE EL, PEL, GAS RATIO, HMSE, MSE).
		Perfiles de Pozo (hueco abierto y entubado).	Corresponden a todos los relacionados en el Informe de Terminación Oficial del pozo, y los mínimos exigidos hasta la fecha por la Resolución 181495 de 02 de septiembre de 2009, Resolución 90341 de 2014, Resolución 40048 de 2015 incluyendo aquellas especificadas en las resoluciones vigentes emanadas por el Ministerio de Minas y Energía sobre la materia.
		Registros pruebas de pozo (presión y producción, inyección)	
		Registro de evaluación e interpretación petrofísica, interpretación o procesamiento de otros registros.	Contenido interpretación petrofísica
Sísmica de pozo		Reportes de adquisición y procesamiento, reporte de velocidades checkshot-VSP-Synthetic seismogram (sismograma sintético)	
		Registros de sísmica de pozo	
		Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores.	



Listado de productos asociados a operaciones de pozo				
Fase	Categoría	Producto	Descripción	
		Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica)	informes, mapas y datos (si corresponde)	
		Informe de geomecánica del pozo	Informe sobre las pruebas realizadas y reportadas en la forma 6CR entregada y aprobada por la ANH.	
		Completamiento Múltiple	Informe Consolidado sobre completamiento múltiple	Aplica para plataformas donde se realice este tipo de completamiento, de acuerdo con Forma 11CR entregada y aprobada por la ANH.
Producción		Pruebas iniciales y extensas	Pruebas de pozo relacionadas en el Informe de Terminación Oficial, incluyendo aquellas especificadas en las resoluciones vigentes emanadas por el Ministerio de Minas y Energía sobre la materia.	
		Trabajos posteriores a la terminación oficial	Informe sobre trabajos planeados	Si aplica de acuerdo con Forma 7CR entregada y aprobada por la ANH.
		Información de inyección	Informe de resultados de trabajos realizados	Si aplica de acuerdo con Forma 10CR entregada y aprobada por la ANH.
		Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido.	Corresponde al Informe si aplica de acuerdo con la información relacionada en las Formas 13CR y 14CR entregadas y aprobadas por la ANH.	
Taponamiento y Abandono	Abandono	Informe de análisis de resultados de abandono	Para pozos abandonados de acuerdo con Forma 10ACR entregada y aprobada por la ANH	



2.6 Ambiental

2.6.1 Información ambiental y social

La información ambiental asociada a las actividades de perforación de pozos y a la etapa de producción se debe entregar al BIP siguiendo los estándares establecidos por la ANLA, las Corporaciones Autónomas Regionales y el Ministerio de Ambiente.

2.6.1.1 Licencia ambiental.

Se deben entregar los siguientes productos: Licencia ambiental expedida por la ANLA para proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes o relacionados con cualquier tipo de pozos que durante la explotación de hidrocarburos requiera la construcción de instalaciones propias de la actividad. Se debe entregar tanto la documentación inicialmente expedida como la que permita modificaciones a la original.

2.6.1.2 Estudio de impacto ambiental (EIA).

Debe ser entregado el estudio de impacto ambiental final que ha dado lugar a la aprobación de la respectiva licencia ambiental, con todos sus anexos, de acuerdo con los lineamientos establecidos por la ANLA. En cuanto a la información cartográfica asociada a este informe, se debe ajustar a los lineamientos establecidos en el anexo n° 4 de este manual.

2.6.1.3 Plan de manejo ambiental (PMA).

Con el fin de realizar la validación de los objetos geográficos asociados al PMA, dichos objetos se deben relacionar en el cuerpo del documento. El PMA puede ser entregado para un pozo o para plataformas multipozo, por ello, se requieren las coordenadas que componen la plataforma. (Para información cartográfica, véase el anexo n° 4).

2.6.1.4 Informes de cumplimiento ambiental (ICA).

Se deben entregar informes de cumplimiento ambiental de acuerdo con lo establecido en el plan de manejo ambiental respectivo, para el caso de actividades de completamiento y abandono de pozos exploratorios entregar ICA de acuerdo a actividades específicas adelantadas. Para áreas de desarrollo entregar los ICA que anualmente exige la ANLA.

2.6.2 Medidas de manejo ambiental para pozos estratégicos.

Las medidas de manejo ambiental se deben entregar de acuerdo a los lineamientos definidos por la autoridad ambiental. Para información cartográfica véase el anexo n° 4.

La información ambiental de proyectos adelantados costa afuera y exploración de yacimientos no convencionales se debe entregar de acuerdo a los lineamientos en el presente numeral de este anexo.

Se deben entregar, además, las actualizaciones, modificaciones o complementos hechos a los EIA, PMA, LA, ICA, etc., con el objeto de completar y dar coherencia a la información ambiental.



2.7 Planeación del pozo

2.7.1 Informe de intención de perforar.

Para todo tipo de pozos, se debe realizar un informe de intención de perforar consolidado, con la respectiva información cartográfica, de acuerdo con lo establecido en el anexo n° 4 de este manual.

El informe de intención de perforar debe contener el plano de localización respectivo, en el que se muestre la distancia y ubicación exacta del pozo y del mojón de referencia firmado por ingeniero matriculado, de acuerdo a lo establecido por el MME para este.

Si se trata de pozos exploratorios, se debe entregar el programa completo y detallado de perforación, pronóstico geológica del pozo, al menos dos líneas sísmicas interpretadas de la estructura que va a ser probada, informe geológico y/o geofísico que justifique la perforación y, como anexo, el mapa estructural de la zona en la que se va a perforar el pozo, firmado por un geólogo y un ingeniero de petróleos matriculados.

Si se trata de pozos direccionales, en el informe se deberán dar las razones para proceder a su desviación, y se incluirá un esquema que muestre en detalle la trayectoria del pozo y los posibles intervalos productores. En el caso de pozos side track, el informe de intención de perforar se deberá actualizar con los datos del nuevo pozo, especialmente los datos de proyección direccional. Para pozos perforados costa afuera, el informe deberá contener los lineamientos publicados en la Resolución 40687 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía ("Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria costa afuera en Colombia"), y resoluciones que la complementen y/o modifiquen.

Adicionalmente se deben entregar, los siguientes documentos:

- Informe de evaluación de geoamenazas a poca profundidad (como mínimo del intervalo comprendido entre la superficie del lecho marino y la profundidad a la que se ha estimado sentar el revestimiento de superficie).
- Plan de perforación de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 de la Resolución 40687 de 2017 del MME.



2.8 Perforación y completamiento

2.8.1 Informes asociados a la perforación del pozo.

Los informes se deben entregar en formato PDF con una resolución mínima de 300 dpi, que permitan reconocimiento óptico de caracteres (OCR).

Todos los informes entregados al BIP, emitidos directamente por la operadora o por las compañías que le prestan servicios, deben tener la siguiente estructura:

- Portada. Debe contener la siguiente información ya sea para perforación o para completamiento de acuerdo con su aplicabilidad exigida por el ente regulador.
 - Nombre del contrato o convenio al cual pertenece la información
 - Título del documento (nombre del producto o productos del manual que se validen con el informe entregado).
 - Nombre del o los pozos o programas sísmicos a los que hace referencia la información
 - Estado actual del pozo
 - Fecha de generación del informe

- Contenido. Se relacionarán los títulos de los capítulos de primer, segundo, tercer y cuarto nivel, indicando la página del documento donde se localizan, como se evidencia en la (Figura 1) del siguiente ejemplo:

CONTENIDO		Pág.
RESUMEN	7
ABSTRACT	8
INTRODUCCIÓN	9
1. PRIMER CAPÍTULO	10
1.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL	10
1.1.1 Título de tercer nivel	10
1.1.1.1 Título de cuarto nivel	10
1.2 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL	11
2. SEGUNDO CAPÍTULO	12
2.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL	12
2.1.1 Título de tercer nivel	12
3. TERCER CAPÍTULO	14
3.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL	14
3.1.1 Título de tercer nivel	14
CONCLUSIONES	15
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	16

Figura 1. Modelo contenido informes asociados a pozo

- Listas especiales
 - Lista de figuras
 - Lista de fotografías
 - Lista de tablas
 - Lista de anexos
- Resumen. Breve descripción de las principales actividades ocurridas durante la perforación del pozo.

- Cuerpo del documento. En el cuerpo del documento se deben incluir capítulos técnicos, de acuerdo al tipo de información que se está entregando. El contenido mínimo de los capítulos técnicos se especifica en el presente anexo para cada producto.
- Conclusiones.
- Referencias bibliográficas.

En el caso de informes entregados a la Litoteca Nacional, tales como: informes de análisis especiales de muestras de corazones convencionales, corazones de pared, muestras de fluidos o muestras de zanja; no se requiere la entrega de estos informes en el EPIS (oficina Bogotá); sin embargo, el contenido de los mismos se debe ajustar a las especificaciones relacionadas en el presente anexo.

2.8.1.1 Informe final de Geología e Ingeniería.

Sección 1. Información general del pozo: esta sección debe incluir la siguiente información:

- Introducción
- Datos generales del pozo
- Nombre del pozo (debe ser el mismo que aparece en la forma 6CR aprobada)
- Compañía operadora
- Nombre del contrato o convenio
- Localización (municipio, departamento, cuenca)
- Coordenadas de superficie y fondo (datum Magna Sirgas y origen local correspondientes a la zona donde se ubica el proyecto (Bogotá, este, oeste)
- Elevación del terreno, mesa rotaria y KB
- Clasificación inicial y final del pozo
- Tipo de pozo
- Fecha de inicio de operación y de perforación
- Fecha de finalización de perforación y de operación
- Profundidad total en MD y TVD
- Formación objetivo
- Resumen de revestimientos
- Tipo de lodo
- Estado mecánico final. Debe contener los tipos de revestimientos, liner por secciones y diámetros, profundidad final, columna estratigráfica.
- Compañías de servicios y personal que intervinieron en la operación.
- Equipo utilizado: Especificaciones de equipo de perforación y demás equipos utilizados. (Se refiere a una breve descripción de los equipos utilizados por la operadora o compañías de servicios, para el desarrollo de las actividades que generan un informe, es importante que las compañías operadoras socialicen con las compañías que les prestan servicios, el presente manual y exigir su aplicación y cumplimiento).

Sección 2. Geología. Esta sección debe incluir la siguiente información:

- Resumen geológico general
- Unidades litoestratigráficas encontradas. Debe contener descripción de las unidades litoestratigráficas presentes, topes de formación por muestra y por registros, espesores y edades, resumen de análisis de hidrocarburos (manifestaciones de gases y aceite), descripción de muestras de zanja, corazones convencionales y corazones de pared (dependiendo de las muestras tomadas en el pozo. Estas descripciones no eximen de la entrega de informes de análisis específicos).

- ✓ Interpretación y evaluación geológica final: Capítulo que contenga la siguiente información: Cortes geológicos y estructurales que se generen a partir de la evaluación final, reinterpretaciones y correlaciones hechas durante y después del proceso de perforación. En los perfiles estructurales se debe presentar la trayectoria total del pozo, topes definitivos, intervalos probados, datos de producción inicial, clasificación final del pozo, análisis de laboratorio, análisis especiales realizados e información de buzamientos y espesores reales.
- ✓ Mapas de localización y estructurales. Los lineamientos para la entrega de la información cartográfica asociada al informe final de geología e ingeniería se encuentran especificados en el anexo N.º 4 del *Manual de entrega de información*.

Sección 3. Ingeniería. Esta sección debe incluir la siguiente información:

- ✓ Curva de avance de perforación Distribución de tiempo durante la perforación del pozo en que se especifique el tiempo neto de perforación, de circulación, de problemas, etc.
- ✓ Resumen de la perforación Debe contener resumen diario de las actividades de perforación en orden cronológico.
- ✓ Resumen de servicios de ingeniería (brocas, cementación, control direccional, control de sólidos y fluidos residuales, lodos de perforación, resumen de revestimientos, resumen de la hidráulica del pozo reportes de BHA utilizado con sus gráficos respectivos.
- ✓ Análisis de tiempo y costos. Análisis de tiempo programado vs. ejecutado, costo programado vs. ejecutado, curva de costo vs. profundidad, análisis de tiempos no productivos (NPT).
- ✓ Presiones de formación El informe debe contener evaluación de presión de formación, resumen de presión de formación, gráficas de gradiente de formación y presión de formación.
- ✓ Si se trata de pozos perforados costa afuera, el informe de ingeniería debe incluir la información de los sistemas de prevención de reventones-BOPs, de acuerdo con lo establecido en el título 5 de la Resolución 40687 de 2017.

Sección 4. Anexos. Esta sección debe incluir la siguiente información:

- ✓ Reportes diarios de operación. Se debe entregar un consolidado de los reportes diarios de perforación y completamiento en el que se incluyan los reportes de ingeniería con datos de lodos, cementación, desviación, corrida de registros y el informe geológico de las 24 horas; estos se deben entregar consolidados y organizados cronológicamente (de inicio a fin de la operación) en un archivo PDF.
- ✓ Anexos de tablas, figuras y gráficas en formatos originales.
- ✓ Conclusiones y recomendaciones.
- ✓ Mapa de Localización final del pozo (ver anexo n.º 4 Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP).

2.8.1.2 Informe de análisis de corazones convencionales.

Si aplica, de acuerdo con lo relacionado en la forma 6CR entregada a la ANH.

Debe contener: informe consolidado con los datos generales del pozo (nombre del pozo, coordenadas, operadora, etc.); tabla resumen de los intervalos corazonados, con sus respectivas fotografías; en la tabla se especificará fecha de corazonamiento inicial y final, parámetros de perforación, diámetro del corazón, tope y base del núcleo, pies recuperados, análisis y resultados. Se debe correr un registro core gamma, establecer la correlación con el registro de rayos gamma del pozo y corregir las profundidades del núcleo; también se deben realizar estudios de bioestratigrafía en los que se describan fósiles y minerales presentes, análisis palinológicos, análisis petrográficos y análisis geoquímicos; se debe anexar el certificado de entrega de muestras a la Litoteca Nacional.

17

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo

2.8.1.3 Informe de análisis de corazones de pared.

Si aplica, de acuerdo con lo relacionado en la forma 6CR entregada a la ANH. Debe contener: Informe consolidado con los datos generales del pozo (nombre del pozo, coordenadas, operadora, etc.); tabla resumen de los intervalos corazonados con sus respectivas fotografías, en la que se especifique la fecha de corazonamiento inicial y final, parámetros de perforación, diámetro del corazón, tope y base del núcleo, pies recuperados, análisis y resultados. Se debe correr un registro core gamma, establecer la correlación con el registro de rayos Gamma del pozo y corregir las profundidades del núcleo; se deben realizar estudios de bioestratigrafía en los que se describan fósiles y minerales presentes, análisis palinológicos, análisis petrográficos y análisis geoquímicos; se debe anexar el certificado de entrega de muestras a la Litoteca Nacional.

2.8.1.4 Informe de descripción de muestras de zanja.

Si aplica, de acuerdo con lo relacionado en la forma 6CR entregada a la ANH.

Debe contener: datos generales del pozo (nombre del pozo, coordenadas, operadora); se debe especificar el tipo de muestras e intervalos muestreados, tipo de lodo utilizado en la perforación, descripción litológica y resultados de los análisis realizados.

Informe de interpretación petrofísica. Si aplica, de acuerdo con lo relacionado en la forma 6CR entregada a la ANH.

Debe contener datos generales del pozo (nombre del pozo, coordenadas, operadora), información geológica y estructural del pozo, análisis de los registros tomados en el pozo y evaluación petrofísica de las formaciones presentes.

2.8.1.5 Informe direccional.

Se debe entregar si el pozo es calificado como direccional en la forma 6CR entregada y aprobada por la ANH.

Debe contener datos generales del pozo, propuesta direccional, surveys y gráficos finales, datos de referencia para la toma de medidas. Los datos deben ser entregados con los ítems que se relacionan a continuación, ejemplo (Figura 2):

- Header (datos del pozo, coordenadas, trabajo realizado, herramienta utilizada, datos de referencia para la toma de medidas, survey reference, reference world coordinates, reference GRID system and coordinates, vertical section reference, closure reference, TVD reference, etc.)
- Measured depth (MD)
- Inclination
- Drift direction
- Course length
- True vertical depth (TVD)
- Vertical section
- Total, rectangular offset
- DLS
- Coordenadas Geográficas
- Coordenadas Geodésicas.
- Gráficos de los planos horizontal y vertical de la trayectoria del pozo y su desplazamiento 3D en color.
- Formato Imágenes: Formatos pdf, xlsx, cgm, pds o tiff.
- Archivos de datos: Formatos ASCII, LAS.

18

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo

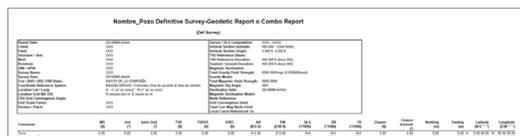


Figura 2. Modelo de Direccional.

2.8.1.6 Informe análisis de muestras de fluidos:

Aplicable en los casos que define la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía o la norma que la modifique, sustituya o derogue, y de acuerdo también con lo relacionado en la forma 6CR entregada y aprobada por la ANH.

Corresponden a Informes de gas, condensado, petróleo o agua obtenida de un pozo. Se debe presentar cuando en el pozo se toma muestras en el yacimiento, con el propósito de realizar análisis de interés particular.

A continuación, se ilustran los análisis de fluidos que normalmente se realizan, estos deben ser entregados de acuerdo con la información reportada al ente regulador.

El informe debe contener según corresponda de acuerdo al fluido analizado:

- Datos generales del pozo (nombre del pozo, campo, coordenadas, operadora)
- Tipo de fluido
- Profundidad de muestreo
- Intervalo productor (formación)
- Información de la muestra (reservorio, nivel, MD, TVD, temp, GOR, BSW, pore pressure, etc.)
- Información de análisis de laboratorio (básicos, geoquímicos, PVT, assay, etc.)
- Volumen de crudo
- Georreferenciación de las muestras (X, Y, Z)
- Codificación de la muestra
- Diagrama de facilidades de superficie
- Se debe detallar la secuencia de eventos
- Diagrama sarta de muestreo
- Condiciones del flujo del pozo antes del muestreo
- Estado mecánico del pozo
- Si el muestreo se hace en superficie, incluir datos y condiciones de operación
- Separadores donde se tomó la muestra

2.8.1.7 Análisis especiales:

Se aclara que se debe entregar únicamente los informes y resultados que apliquen al estudio realizado por el operador, a continuación, se presentan algunos ejemplos relacionados a los análisis usualmente tomados para fluidos:

- Caracterización de crudo atmosférico (BSH, API, S, N2, V, parafinas, flash point, pour point y viscosidades). Análisis bulk (*API, %S, Ni, V, Fe, GC-FID [whole oil], CL (SARA), %BSW, GOR, viscosidad dinámica (cP), GC-MS (para análisis de biomarcadores de las fracciones de saturados y aromáticos, análisis de isótopos de carbono d13C/d12C; para crudo completo y fracciones de saturados y aromáticos, análisis de los gases asociados al crudo (GC-FID y análisis de isótopos de carbono e hidrógeno).
- Pruebas PVT. Descripción de pruebas realizadas (CCE, CVD, DL, etc.), condiciones de presión y temperatura de realización de las pruebas,

19

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo

procedimientos de laboratorio, informe de análisis de las pruebas PVT a los fluidos muestreados, informe de análisis de las pruebas PVT al yacimiento, (comportamiento de f miscibilidad e hinchamientos-CCE, liberación diferencial, etc.), resumen de datos de control de calidad de muestra, composición, datos de presión-volumen, dato de compresibilidad a temperatura definida y diferencia de presiones, dato de vaporación diferencial a temperatura definida, dato de viscosidad, prueba de separador de muestra de fluido de yacimiento, composición del separador de muestra de gas, resumen de datos, nomenclatura y ecuación ajustadas a vaporación diferencial en condiciones de superficie.

- Estudios de comportamiento de fases asfaltenos y parafinas, gas condensado, petróleos volátiles, estudio de miscibilidad e hinchamiento.
- Análisis básicos para producción (para estudios de compartimentalización y allocation).
- Informe completo de parámetros de cada prueba.
- Seguimiento histórico de la caracterización de los crudos en el tiempo.
- Caracterización fisicoquímica del agua de formación.N.
- Análisis assay/pruebas estándar del crudo (análisis básicos del downstream)
- Cromatografía de gases C12+ (nitrógeno, CO2), contenido de gases de H2S.
- Cromatografía de gases y fluidos, incluyendo huellas digitales de petróleo, destilación a alta temperatura.
- Solicitud de un set estándar de análisis apenas se obtenga la muestra.
- Para aguas: salinidad total, pH, eH, análisis de iones, metales. Para gases: análisis GC-FID de hidrocarburos y TCD. Para no hidrocarburos: análisis de isótopos de carbono y de hidrógeno.
- Se debe anexar certificado de entrega de muestras a la Litoteca Nacional.

2.8.1.8 Certificado de validación de muestras emitido por la Litoteca Nacional.

Corresponde a la constancia emitida por la Litoteca Nacional, dirigida a la compañía operadora en el que se especifiquen el nombre del pozo, tipo de muestras, estado de muestras, número de cajas y de muestras recibidas, este certificado debe estar firmado por el director de la Litoteca nacional o quien haga sus veces. Para la obtención de este certificado el operador debe garantizar la entrega de muestras a la Litoteca Nacional de acuerdo con lo prescrito en el anexo n.º 5, "Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional", el certificado será entregado directamente de la Litoteca al EPIS, para pozos perforados a partir de la vigencia del presente manual de información.

20

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera - Anexo 2. Operaciones de Pozo



Formato Imágenes: Formatos pdf, cgm, pds, tiff.
Archivos de datos: Formatos ASCII, LAS, LIS O DLIS

Dentro de los registros que deben ser entregados se tienen los siguientes:

2.9.1.1 Registro de evaluación de formaciones FEL o Masterlog

En profundidad medida (PM o MD en sus siglas en inglés) y en profundidad Vertical (PV o TVD en sus siglas en inglés), debe contener la siguiente información distribuida en varios tracks (Tabla 5)

- Profundidad (MD o TVD) un registro por cada profundidad.
- Datos de lodo y parámetros de perforación
- Curva de velocidad de perforación (ft/hr) (ROP)
- Curva de gamma ray (si es tomada durante la perforación)
- Datos de brocas
- Litología porcentual
- Litología interpretada (según ROP, GR y litología porcentual)
- Datos del revestimiento
- Diámetro del hueco
- Curvas de gas total (en unidades)
- Curvas de cromatografía, diferenciando tipos de gas de hidrocarburos (ppm)
- Manifestaciones de aceite (de forma cualitativa y gráfica VP-VG)
- Trazas
- Datos de desviaciones estándar-Standard Deviation (DS siglas en inglés) para pozos verticales y (DIR) para pozos direccionales.
- Datos de topes tentativos de las diferentes unidades geológicas
- Problemas mecánicos durante la perforación
- Descripción litológica y descripción de las manifestaciones de aceite
- Curvas de shale density y calcimetría solubilidad (si fueron tomados durante la perforación).
- Comentarios.

Tabla 5. Modelo de canales del registro FEL

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9	Track 10	Track 11
FEL o MASTERLOG	parámetros de Perforación	Rata de perforación	Profundidad	CONTAMINANTES %	Porcentaje Litológico	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Manifestación de Aceite	Gas Total	Cromatografía en ppm	Descripción litológica	Comentarios
	Ejemplo: RPM, TORQUE, Standpipe Pressure, Flow In, etc.	Ejemplo: ROP, ROP_AVG	MD o TVD según registro	CONTAMINANTES %	Porcentaje Litológico	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Manifestación de Aceite	HC, CO2	C1, C2, C3, nC4, nC5, etc.		

2.9.1.2 Registro de parámetros de perforación (DEL).
Debe contener la siguiente información que describe por tracks (Tabla 6):

- Curvas ROP, datos de brocas y de revestimientos



- Profundidad (MD o TVD)
- Litología interpretada
- Curvas WOB, hookload
- Curvas tabla RPM, torque
- Curvas de peso de lodo entrando (Mud In) y peso de lodo saliendo, o flujo (FLT)
- Curvas pump pressure (SPP)

Tabla 6. Modelo de canales del registro DEL.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6
DEL	Parámetros de Perforación	Rata de perforación	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Hidráulica	Comentarios
	Ejemplo: RPM, TORQUE, WOB, etc.	Ejemplo: ROP, ROP_AVG	MD o TVD según registro	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Ejemplo: Standpipe pressure, Flow In, Mud Density Out, Etc.	

2.9.1.3 Registro de análisis de relación de gases (gas ratio).
Debe contener la siguiente información descrita por track (Tabla 7).

- ROP, GR
- Profundidad (MD o TVD)
- Litología interpretada
- Curvas de gas total (unidades) y cromatografía (PPM o %)
- Relación de carácter (Char R)
- Relación de humedad (Wet R)
- Relación de balance (Bal R)

Tabla 7. Modelo de canales del registro GAS RATIO.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9
GAS RATIO	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Manifestación de Aceite	Cromatografía en ppm	Gas Total	INDICADOR DE ACEITE	Humedad y Balance	C1/C2 CHART	Comentarios
	MD o TVD según registro	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Manifestación de Aceite	C1, C2, C3, nC4, nC5, etc.	HC, CO2	Oil Indicator(I), Oil Indicator(O)	Wet R, Bal R	C1/C2 Char R	



2.9.1.4 Registro de evaluación de presiones (PEL).
Debe contener la siguiente información descrita por tracks (Tabla 8)

- Profundidad (MD o TVD)
- ROP, GR
- Curvas de gas total (hidrocarburos) y otros gases que se presenten durante la perforación
- Litología interpretada
- Curvas de D exponent (DEXP) y D exponent corregido (DCEX)
- Curvas de presiones de formación, gradiente de fractura y densidad de circulación equivalente (ECD).

Tabla 8. Modelo de canales del registro PEL.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9	Track
PEL	Exponente DC	Gas Total	PRESIÓN DE PORO	DERRUMBES %	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Temperatura Lodo	parámetros de Perforación	Desviaciones	Comentarios
	DCEXP (Exponente Corregido)	HC CO2	Mud density out, ECD, Fracture Gradient, Formation Gradient	Bloody, lump Splintered, Tabular, Angular, Reworked, etc.	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Mud Temp In, Mud Temp Out, Caving (gal/min).	Ejemplo: RPM, TORQUE, ROP, ROP_AVG, etc.	S, Azimuth, S, Dogleg, S, Inclinación, etc.	

2.9.1.5 Registro hidromecánico de perforación HMSE.
Debe contener la siguiente información dentro de los tracks (Tabla 9)

- Encabezado con datos básicos del pozo, abreviaciones, trazas, simbología.
- Intervalo de profundidad registrada y escala del registro.
- Tamaño del hueco y puntos de revestimiento.
- Parámetros de perforación.N.
- Parámetros hidráulicos (Spp, Q, ECD, presión diferencial, etc.).
- Litología interpretada.
- Hydromechanics energy: condiciones de geometría del hueco abierto correlacionando con derrumbes y análisis de los cambios de presión de bomba durante la perforación (MSE, HMSE).
- Condiciones del hueco.
- Eficiencia de perforación (%).



Tabla 9. Modelo de canales del registro HMSE.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9
HMSE	Formación	Comentarios	hidráulica	Desviaciones	Hydromechanics energy	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Drilling Data	DERRUMBES -HOLE CONDITION %	Comentarios
	Formación	Comentarios	Presión diferencial presión de bombas Caving Tasa de Circulación ECD, etc.	Azimuth, Dogleg, Inclination, etc.	MSE (psi)	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	ROP, RPM, Rotary Torque, KWOB, etc.	Bloody, lump Splintered, Tabular, Angular, Reworked, etc.	

2.9.1.6 Registro de energía mecánica específica MSE.

Usado para correlacionar la eficacia de la perforación y contiene los siguientes canales o tracks (Tabla 10).

Tabla 10. Modelo de canales del registro MSE.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6
MSE	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Drilling Data	Rata de perforación	Hidráulica	MSE (psi)
			Ejemplo: ROP, RPM, WOB, etc.	Ejemplo: ROP, ROP_AVG	Ejemplo: Mud Flow In(gal/min), SPP, ECD at Total Depth (ppg).	Ejemplo: MSE (psi)

2.9.2 Registros tomados de pruebas de presión y producción

Se deben entregar imágenes y datos de todos los registros tomados para pruebas de pozo, de acuerdo con lo relacionado en las formas 6CR y 10CR entregadas y aprobadas a la ANH y a lo descrito en la Resolución 181495 de 02 de septiembre de 2009 y todas aquellas especificaciones que se adicionen por los entes regulatorios después de publicado éste manual.

Para la información de las curvas de datos correspondientes a la o las formaciones interpretadas por el operador y la presión hidrostática antes y después de la prueba, se incluirán los datos de la formación evaluada y la profundidad.

2.9.3 Registro de evaluación e interpretación petrofísica, interpretación o procesamiento de otros registros.

El conjunto de datos de 'Entrada de interpretación' debe ir acompañado de un Registro de auditoría completo en forma de un Archivo de información que proporcione detalles de todo el trabajo preparatorio: correcciones de edición, coincidencia de profundidad, medioambientales y otras (por ejemplo, espesor del lecho).



El conjunto de datos 'Salida de interpretación' debe tener un archivo de información asociado que contenga detalles de los métodos de procesamiento, parámetros y cualquier otra información relevante asociada con el proceso de interpretación. Se incluirán todos los resúmenes y comentarios relevantes con respecto a la interpretación.

El Contenido de estos registros debe incluir un archivo que contenga todos los datos de las curvas utilizadas como insumo para el análisis y/o procesamiento de parámetros petrofísicos, estos datos deben venir acompañados de un informe donde se describa el trabajo realizado. Adicionalmente, entregar un archivo de datos obtenidos del procesamiento y/o interpretación junto con un informe donde se detallen los métodos de procesamiento, y cualquier otra información relevante asociada con el proceso de interpretación, todo lo anterior con su soporte de imagen respectivo.

Esta información se debe entregar al BIP, para pozos exploratorios o para aquellos pozos a los cuales el ente regulador haga estos requerimientos, así mismo para aquellos pozos donde se realicen este tipo de registros e interpretaciones a criterio de la compañía operadora.

2.9.4 Registro gráfico compuesto.

Se deben entregar imágenes y datos, de acuerdo con las siguientes especificaciones:

La Imagen debe tener resolución mayor de 400 dpi, con el siguiente contenido en el encabezado o "well header" y la información descrita por track de la (Tabla 11):

Header o encabezado:

- Nombre del pozo, que debe coincidir con el nombre anotado en la forma 6CR
- Contrato o convenio
- Compañía operadora
- Localización
- Coordenadas y origen de coordenadas
- Cuenca
- Profundidad desde la superficie hasta la profundidad final (MD, TVD y/o TVD)
- Fecha de iniciación y terminación de la perforación
- Datos de desviación del pozo y su máxima desviación
- Convenciones litológicas, operacionales, manifestaciones de hidrocarburos y demás parámetros del registro
- Información adicional
- Mapa de localización del pozo
- Gráfico del estado mecánico final del pozo
- Datos de todos
- Datos de revestimientos y cementación
- Revestimiento en profundidad
- Intervalos taponados
- Resumen de pruebas
- Intervalo corazonado
- Muestras de pared recuperadas
- Intervalos operacionales importantes y niveles geológicos guía.

Sección registrada. Topes de formaciones interpretadas con los registros, edad de las formaciones y curvas

Tracks:

- Primer track: GR, bit size, caliper, SP
- Segundo track: ROP

29



- Tercer track: litología interpretada incluyendo minerales y fósiles
- Cuarto track: profundidad.
- quinto track: manifestaciones de aceite
- sexto track: curvas de cromatografía
- séptimo track: registros resistivos
- octavo track: registros de porosidad, densidad, neutrón, sísmico y efecto fotoeléctrico
- noveno track: descripción litológica
- décimo track: comentarios.

La imagen debe ser continua en el formato digital entregado

Tabla 11. Modelo de canales del registro RGC.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9	Track 10
REGISTRO GRÁFICO COMPUUESTO	parámetros de Perforación	Rata de perforación	Profundidad	Manifestación de Aceite	Cromatografía Gas Total en ppm	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Registros resistivos	Registros de porosidad, densidad, neutrón, sísmico y	Descripción litológica	Comentarios
	Ejemplo: GR, Bit Size, Caliper, SP, etc.	Ejemplo: ROP, ROP_AVG	MD o TVD según registro		C1 C2 C3 iC4 nC4 iC5 nC5, HC CO2 etc.					

2.9.5 Sísmica de pozo

Reportes de adquisición y procesamiento, reporte de velocidades checkshot-VSP-Synthetic seismogram (sismograma sintético). Se debe entregar un informe del procesamiento o interpretación que debe contener los siguientes capítulos:

- Capítulo de adquisición. Contendrá los datos del pozo, los parámetros, las observaciones y los problemas encontrados durante su adquisición, así como los datos de la fuente.
- Capítulo de procesamiento. Contendrá los parámetros de procesamiento, cada uno de los pasos involucrados durante el procesamiento, dependiendo del tipo de sísmica adquirida y el procesamiento deseado.
- Tablas. Deben contener la siguiente información:
 - ✓ Desviación
 - ✓ Tiempo de tránsito corregido en profundidad
 - ✓ Tablas de corrección de velocidades
 - ✓ Tablas de calibración del registro sísmico (si se realizó este procesamiento)
 - ✓ Tablas de sismograma sintético (si se realizó este procesamiento)

2.9.5.1 Registros de sísmica de pozo.

Datos de campo apilados debe contener los siguientes:

30



- Curvas de velocidades (gráfica de velocidad versus tiempo, velocidad promedio y velocidad intervállica)
- Respecto a la adquisición, la imagen debe contener en sus respectivos headers la información que se detalla en la siguiente lista. Además, todas las secciones registradas deben estar corregidas por profundidad.
- Encabezado con toda la información del pozo, adquisición y servicio
- Geometría de la adquisición
- Información de la fuente
- Mapa de superficie con la disposición de la fuente respecto al pozo y desviación a TD
- Gráfico de profundidad de la herramienta contra tiempo
- Corte en el que se muestre la desviación del pozo
- Tabla de tiempo y profundidad
- Trazas apiladas por nivel (stack)
- Picado del hidrófono
- Trazas por disparo (raw data)
- Niveles de control de calidad
- Correlación de profundidad
- Si la información se procesa como un VSP, debe contener:
 - Corridor stack (uno por polaridad)
 - Ondas ascendentes y descendentes (una por polaridad)
 - Deconvolución
 - Migración
 - Pruebas de deconvolución, pruebas de ganancia, primeros arribos (en general, la secuencia completa con sus parámetros)
- Si la información se procesa como un sismograma sintético, debe contener:
 - Drift curve
 - Registro de velocidad calibrado
 - Sismogramas sintéticos (uno por polaridad)
 - Compuesto, con las curvas utilizadas para generarlo
- Los archivos SEG-Y se entregarán de acuerdo con la recomendación de la SEG (última revisión SEG-Y).

2.9.5.2 Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores.

Para la entrega de estos registros se debe tener en cuenta las consideraciones especificadas en el numeral 2.9. Registros Tomados.

31



2.10 Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica).

Estos informes solo se entregarán si se realiza la actividad, y de acuerdo al estudio realizado y se deben entregar por separado.

32

2.11 Informe de geomecánica del pozo

Estos informes deben ser entregados al BIP, solo si se realizan por necesidad de la operación del pozo, junto con las tablas, resultados y reportes diarios generados durante el estudio, de acuerdo con lo exigido por el ente regulador.

Corresponde a estudios realizados para controlar la estabilidad de la perforación cuyo análisis aplica para cada campo en particular, y para los cuales aplican conocimientos adquiridos en ingeniería de pozos, petrofísica y geomecánica en un enfoque interdisciplinario para analizar la información disponible de la perforación de pozos de correlación.

2.12 Completamiento Múltiple

Si en el pozo se adelanta un trabajo de completamiento múltiple se debe entregar un informe consolidado con la siguiente información:

- Presiones de formación, gravedad API del petróleo, relación gas-aceite y porcentaje de agua de cada intervalo productor que se haya probado; información sobre los empaques instalados, esquema completo del proyecto de instalación de la terminación múltiple en que se muestre el diámetro del hueco, todas las tuberías, empaques, tapones, perforaciones hechas y propuestas; resultado de los ensayos de hermeticidad de los empaques.
- Registro eléctrico con topes y bases de los intervalos productores marcados, así como los intervalos perforados.
- Plano en que se muestre la localización de todos los pozos del campo y los pozos de los contratos vecinos que producen en los mismos yacimientos u horizontes.
- Documentos que permitan verificar que el trabajo ejecutado corresponda con un completamiento múltiple.

2.13 Pruebas iniciales y extensas de producción

Son pruebas cortas y/o extensas que se realizan con posterioridad a la perforación de un pozo y que permiten determinar si el pozo es productor en forma comercial, así como caracterizar el yacimiento y sus fluidos, en los términos que contempla la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, y aquellas que la complementen o modifiquen. Estas pruebas incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento.

2.14 Informe consolidado de pruebas de pozo.

Debe contener la siguiente información:

- Desarrollo de pruebas. Se detallarán la actividad realizada por cada intervalo probado y los tiempos de ejecución; aquí se deben relacionar las pruebas realizadas tanto a la formación (pruebas de restauración de presión, de caída de presión, multitasa, prueba de interferencia, drill stem test (DST), fall off, prueba de inyectividad, entre otras), como a los fluidos (prueba de completamiento, caracterización FQ, muestreos y actividades adicionales).
- Información adicional. Se deben detallar las facilidades (herramientas, equipos, procesos) utilizadas en el desarrollo de estas pruebas. Adjuntar informes y/o presentaciones adicionales realizadas por la compañía durante este periodo de evaluación (pressure test y post-job, entre otros).
- Análisis de pruebas. Análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones.
- Datos de pruebas.

Entregar todos los datos que soporten la información relacionada en el informe de pruebas iniciales (memorias de presión-temperatura-capacidad de almacenamiento de la formación, entre otros).

2.14.1 Registros tomados de pruebas de fondo.

Se debe entregar la información de acuerdo con lo establecido en el numeral (2.9 Registros tomados.)



2.15 Trabajos posteriores a la perforación

En el caso de realizarse trabajos posteriores a la terminación oficial del pozo que requiera aprobación por parte del ente regulador, en los términos que indica la Resolución 181495 de 2009 y resoluciones posteriores que la complementen, esto quiere decir, que modifique las condiciones actuales del pozo o del yacimiento o para abandonarlo, deberá entregarse un informe de realización de la actividad y sus productos técnicos asociados:

- Estado mecánico detallado actualizado posterior a la ejecución de la actividad (completamiento, tuberías, conexiones, equipos, intervalos e información relacionada).
- Actividades desarrolladas durante la intervención y que relacione específicamente la información técnica adquirida (registros eléctricos, pruebas de formación, pruebas de presión, pruebas de inyectividad, memorias de presión y temperatura, adquisición sísmica de pozo y sus productos, demás que no hayan sido relacionadas).
- Teniendo en cuenta que la cantidad de trabajos de workover es amplia y que nuevas tecnologías pueden abarcar productos que no se contemplan en este momento, se considera que, si en las formas 7CR y 10CR entregadas a la ANH y aprobadas por esta entidad, se describen trabajos como registros de pozo, hueco abierto y revestido, otros registros, pruebas a la formación y demás actividades que generen información de interés geológico y/o técnico, dichos documentos y datos deben ser entregados al BIP, así como los análisis de las referidas pruebas, si fuere el caso, según la relación en el informe final de la actividad, con base a los estándares ya determinados.



2.16 Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido

En el caso de ser desarrollados pilotos o proyectos de mantenimiento de presión e inyección de fluidos, y que requiera aprobación por el ente regulador por medio de una Forma-13CR, se entregará al BIP el "Estudio técnico de Ingeniería" generado para justificar la actividad.

Este informe deberá incluir, en los casos que aplique, lo siguiente:

- Estado mecánico del pozo o pozos incluidos en el proyecto.
- Caracterización de las formaciones dispuesta para la inyección de fluidos.
- Información petrofísica (Permeabilidades relativas y presión capilar).
- Prueba de inyectividad.
- Mapa isobárico, estructural y de localización de pozos. (véase el anexo n°.4)
- Cortes geológicos transversales.
- Información relativa al movimiento de los contactos Gas-Aceite, Agua-Aceite.
- Gráficos de producción e historia de presiones del yacimiento.



2.17 Abandono de pozo

2.17.1 Análisis de resultados de Abandono.

Informe consolidado que contenga lo siguiente:

Información general del pozo: (Para todos los pozos abandonados)

- Nombre del pozo
- Coordenadas (superficie y fondo)
- Elevación (Terreno y Mesa rotaria)
- Clasificación y tipo de pozo.
- Fecha de inicio y terminación de la perforación.
- Profundidad final
- Formaciones en superficie y fondo.
- Formación objetivo principal del pozo.
- Fecha de abandono.
- Estado mecánico final
- Tapones de abandono.

Además, debe contener resumen de razones por las cuales se abandona el pozo: si se trata de un pozo que termina su fase productiva, presentar un resumen donde se informe sobre la vida productiva del pozo resaltando los principales eventos y las razones por las cuales se decide abandonar. Si el pozo es abandonado por motivos operacionales, presentar un resumen detallado de los problemas obtenidos durante la perforación.

De igual forma para todo pozo abandonado presentar un apartado de conclusiones y recomendaciones.



2.18 Bibliografía

Glosario, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/>
(Formas Oficiales de Reporte para Hidrocarburos, s.f.)
(PPDM ASSOCIATION, 2014)



Anexo Técnico n.º 3: Estudios Técnicos

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo de 2021



Tabla de contenido

- 3.1 Introducción..... 4
- 3.2 Alcance..... 5
- 3.3 Glosario..... 6
- 3.4 Especificaciones técnicas para la entrega de información asociada a estudios técnicos al banco de información petrolera..... 8
 - 3.4.1 Consideraciones Generales..... 8
- 3.5 Estudios asociados a la etapa de producción..... 10
 - 3.5.1 Estudios de la evaluación regional de la cuenca: 10
 - 3.5.2 Formas de producción: 10
- 3.6 Estudios especiales de campo 11
 - 3.6.1 Estudios de geología de campo..... 11
 - 3.6.2 Estudios de geoquímica, bioestratigrafía, petrografía y otros: 11
 - 3.6.3 Estudios de sensores remotos: 12
 - 3.6.4 Estudios de información del sistema petrolero: 12
- 3.7 Estudios especiales exploración offshore..... 13
 - 3.7.1 Estudios del análisis de muestras pistón core: 13
- 3.8 Estudios especiales para yacimientos no convencionales..... 14
 - 3.8.1 Estudios de estimulación hidráulica: 14
- 3.9 Bibliografía..... 15



Lista de Figuras

- Figura 1. Ejemplo tabla de contenido..... 9



3.1 Introducción

El presente documento constituye una guía para la entrega al BIP de información asociada a estudios técnicos generada en los procesos de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos, estableciendo procedimientos para la entrega de estudios técnicos por parte de las compañías operadoras y terceros, de acuerdo con el Modelo de Almacenamiento establecido en el BIP-SGC a partir de unas normas mínimas para la captura y entrega de información teniendo en cuenta los estándares vigentes en el Servicio Geológico Colombiano-SGC.

Para la entrega del anexo de información asociada a estudios técnicos que se debe entregar al BIP, se han definido previamente los productos que requieren dicho componente.

En el presente anexo se consolida el listado de todos los productos que requieren información técnica y se especifica el tipo de información solicitada para cada informe.



3.2 Alcance

Este anexo es válido para toda la información técnica adquirida o generada por actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos que deba ser entregada al BIP, en el desarrollo de los siguientes casos:

- Contratos de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos, contratos de exploración y explotación (E&E), de evaluación técnica (TEA), convenios de exploración y explotación, convenios de explotación y cualquier otro esquema contractual o de permisos que la ANH suscriba con personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras.
- Contratos y convenios suscritos por la ANH para mejorar el conocimiento geológico del subsuelo colombiano.
- Contratos de asociación y demás acuerdos contractuales, como son los de riesgo compartido, participación de riesgo, producción incremental, estudios de evaluación técnica y otros suscritos por Ecopetrol S. A. con las compañías asociadas.
- Concesiones vigentes y propiedades privadas (en los términos del decreto 1056 de 1953 código de Petróleos Artículo 5°).
- Cualquier otro esquema contractual o de permisos que la ANH suscriba con personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras, o cualquier otro derecho otorgado por el Estado.

En caso de los Contratos E&E, E&P y Convenios firmados con la ANH los requerimientos serán o no aplicables en función de la minuta y lo acordado con la ANH.

Es de anotar que este manual y sus anexos se actualizarán y adecuarán continuamente, en concordancia con la dinámica de la industria petrolera, los avances tecnológicos para el almacenamiento y reporte de la información y la legislación estatal, en lo concerniente a contratación y archivística, entre otros aspectos.



3.3 Glosario

Análisis petrofísico: Análisis para determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y fluidos presentes.

ASCII: Extensión del archivo de texto.

Batimetría: Levantamiento topográfico del relieve de superficies del terreno cubierto por el agua, sea este el fondo del mar o el fondo de los lechos de los ríos, ciénagas, humedales, lagos, embalses, etc. es decir, la cartografía de los fondos de los diferentes cuerpos de agua. Un mapa o carta batimétrica muestra el relieve del fondo del cuerpo de agua y puede también dar información adicional de navegación en superficie.

Columna generalizada: Representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

Coordenadas: Sistema de referencia que permite que cada ubicación en la Tierra sea especificada por un conjunto de números, letras o símbolos. Las coordenadas se eligen, en general, de manera que dos de las referencias representen una posición horizontal y una tercera que represente la altitud.

Dpi: Los puntos por pulgada del inglés dots per inch. Es una unidad de medida para resoluciones de impresión, concretamente, el número de puntos individuales de tinta que una impresora o tóner puede producir en un espacio lineal de una pulgada.

Estratigrafía: Trata del estudio e interpretación, así como de la identificación, descripción y secuencia tanto vertical como horizontal de las rocas estratificadas.

Estructura: Unidad o conjunto de unidades geológicas homogéneas o heterogéneas en sus características físicas, composición, clasificación, textura, extensión, relaciones laterales y verticales, geometría y deformación, delimitada por superficies mayores de discontinuidad estructural, tales como planos de fallas, fracturas, superficies de contacto con intrusiones ígneas o sedimentarias, o estratigráfica, como cambios de ambientes de depósito, hiatos erosivos y pinchamientos, indicativas del proceso que les dio origen. En geología del Petróleo, se trata de aquella en la que pueden acumularse Hidrocarburos.

Formación: Unidad fundamental de la litoestratigrafía, conformada por una sucesión de rocas o depósitos sedimentarios relacionados genéticamente con el ciclo de relleno de una Cuenca Sedimentaria, que posee límites definidos y características litológicas propias.

Formas de producción: Formatos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

GOR: Acrónimo en inglés de la relación gas/petróleo. Proporción entre el volumen de Gas Natural, expresado en pies cúbicos por día, y el volumen de Hidrocarburos Líquidos, medido en barriles por día, producidos por un Pozo, referidos a condiciones estándar de presión y temperatura. Esta relación, en un Descubrimiento que tiene varios yacimientos, se determina con base en el promedio ponderado de la producción de cada uno, y la composición molar de Heptano (C7+) como el promedio aritmético simple.



Mapas: Representación gráfica y métrica de una porción de territorio sobre una superficie bidimensional.

OCR: Reconocimiento óptico de caracteres. Proceso dirigido a la digitalización de textos, los cuales identifican automáticamente a partir de una imagen símbolos o caracteres que pertenecen a un determinado alfabeto, para luego almacenarlos en forma de datos. Así podremos interactuar con estos mediante un programa de edición de texto o similar.

Petrofísica: Determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma.

Pistón Core: También llamado Core de gravedad, es un instrumento utilizado para tomar muestras del fondo marino. De modo particular el pistón Core permite obtener muestras de hasta 6 metros bajo el fondo, que son analizadas en el laboratorio, con el fin de detectar la presencia de gas metano y comprobar su origen, entre otras cosas.

Plays: Área de interés prospectivo: región que contiene (o puede contener) elementos estratigráficos comunes como reservorio(s) y sello(s) en el subsuelo, y en la cual se espera la existencia de acumulaciones de Hidrocarburos.

Pozos de desarrollo: Aquel que se perfora con el propósito de contribuir a la Explotación de Yacimientos, después del Período de Exploración y de la ejecución del Programa de Evaluación, una vez declarada Comercialidad.

Propiedades físicas de la roca: Controlan las características resistentes y deformaciones de la matriz rocosa (composición mineralógica, densidad, estructura, porosidad, permeabilidad, dureza, etc.), y son el resultado de la génesis, condiciones y procesos geológicos y tectónicos sufridos por las rocas a lo largo de su historia.

Sección sísmica: Es una representación de datos sísmicos a lo largo de una línea, tal como un perfil sísmico 2D o un perfil extraído de un volumen de datos sísmicos 3D.

Sensores remotos: Son técnicas que permiten obtener información de la superficie terrestre de forma remota (sin contacto directo con el cuerpo), es decir, captada por sensores situados en satélites o aviones. Posteriormente esas imágenes son tratadas e interpretadas para obtener información de la superficie terrestre. Entre sus aplicaciones está el seguimiento de los cambios a través del tiempo de rasgos tales como: denudación de rocas, cambios en las pendientes, aspectos estructurales, etc.

Volumen: Magnitud métrica de tipo escalar definida como la extensión en tres dimensiones de una región del espacio.

Yacimiento Convencional: Es toda formación rocosa del subsuelo en la cual se encuentran acumulados naturalmente hidrocarburos móviles y que están caracterizados por un sistema único de presiones.

Zona prospectiva: Zonas de mayor interés. Un área de exploración en la que se predijo la presencia de hidrocarburos en cantidades económicas.



3.4 Especificaciones técnicas para la entrega de información asociada a estudios técnicos al banco de información petrolera

El presente anexo tiene el propósito de establecer el detalle de los lineamientos para la entrega de estudios técnicos al banco de información petrolera, obtenidos de las actividades adelantadas en las diferentes etapas de las operaciones de los contratos de exploración y producción suscritos entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol S. A. y las compañías operadoras.

La entrega de estudios técnicos al banco de información petrolera deberá realizarse con base a los compromisos de ejecución establecidos con la ANH en función de la fecha en cual se realice la actividad aplicando el manual vigente.

3.4.1 Consideraciones Generales

Los informes que requieran la entrega de cartografía, deben tener en cuenta los lineamientos establecidos en el anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.

Cuando la información entregada aplique para varios contratos y/o convenios, estos deben ser relacionados en la portada del documento y en la carta de entrega.

La información debe ser entregada una única vez al banco, para evitar duplicados de información.

Toda la información debe entregarse de acuerdo con los estándares definidos en presente Manual y sus anexos.

Los informes se deben entregar en formato PDF con una resolución mínima de 300 dpi, que permitan reconocimiento óptico de caracteres (OCR) y sus anexos pueden ser entregados en los formatos nativos.

Todos los informes entregados al BIP deben tener la siguiente estructura:

- **Portada:** debe contener la siguiente información:
 - Nombre del contrato o convenio al cual pertenece la información.
 - Compañía Operadora
 - Título del documento (nombre del producto o productos del manual que se validen con el informe entregado)
 - Fecha de generación del informe.

Contenido: Se relacionarán los títulos de los capítulos de primer, segundo, tercer y cuarto nivel, indicando la página del documento donde se localizan, como se evidencia en la (Figura 1).



Figura 1. Ejemplo tabla de contenido.

- > Listas especiales.
 - > Lista de figuras.
 - > Lista de fotografías.
 - > Lista de tablas.
 - > Lista de anexos.
 - > Resumen.
- > **Cuerpo del documento:** En el cuerpo del documento se deben incluir capítulos técnicos, de acuerdo al tipo de información que se está entregando. El contenido mínimo de los capítulos técnicos se especifica en el presente anexo para cada producto.
- > Conclusiones y recomendaciones.
 - > Referencias bibliográficas.

3.5 Estudios asociados a la etapa de producción

3.5.1. Estudios de la evaluación regional de la cuenca:

Se debe entregar informe consolidado que contenga la siguiente información:

- **Información geológica y geofísica:** Estratigrafía, estructural, geoquímica, bioestratigrafía y petrofísica.
- Secciones sísmicas interpretadas de la cuenca.
- **Perfiles de correlación:** Análisis que incluya los gráficos de las correlaciones estratigráficas y estructurales de la cuenca.
- **Columna:** generalizada y detallada de la cuenca.
- **Mapa geológico de la cuenca:** de acuerdo a lo establecido en el anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.
- **Informe y perfil:** de sistemas petrolíferos de la cuenca.
- **Descripción:** de áreas de interés (plays) y áreas prospectivas identificadas.

3.5.2 Formas de producción:

Las formas deben ser entregadas a la ANH para su debida aprobación. El ente regulador facilitará al Banco de Información Petrolera el formulario, anexos y complementos aprobados para su debido trámite, en caso de ser requeridos por el BIP para efecto de su procesamiento al interior del BIP así como para los trámites de seguimiento a productos, elaboración y estructuración de balances.

3.6 Estudios especiales de campo

3.6.1. Estudios de geología de campo

Se debe entregar informe consolidado siguiendo las indicaciones de este anexo para la presentación de informes al BIP, dentro de su contenido técnico debe incluir la siguiente información:

- Resumen ejecutivo.
- Contenido.
- Introducción.
- Metodologías utilizadas.
- Marco geomorfológico.
- Marco geológico (descripción detallada de las unidades litológicas cartografiadas, geología regional, geología estructural).
- Informe actividades HSE.
- Análisis de los resultados.
- Integración de la información de campo con análisis de laboratorio (si aplica).
- Integración de la información de campo con otros estudios tales como sísmica, registros de pozo y/o estudios especiales (si aplica).
- Conclusiones, recomendaciones y figuras ilustrativas.
- Referencias bibliográficas.

Cartografía: se deben entregar los mapas geológicos y demás mapas obtenidos en el estudio de acuerdo al alcance del contrato, con sus respectivos cortes geológicos y columnas estratigráficas en la escala convenida. La información cartográfica asociada a este informe se debe entregar siguiendo los lineamientos del anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.

Si el estudio amerita, se entregarán muestras, placas y testigos a la Litoteca Nacional de acuerdo a lo indicado en el anexo n.º 5, "Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional". (Incluyendo informes de análisis de geoquímica, paleontología, litología y otros según estudios realizados).

3.6.2. Estudios de geoquímica, bioestratigrafía, petrografía y otros:

Se debe entregar informe consolidado siguiendo las indicaciones de este anexo para la presentación de informes al BIP, dentro de su contenido técnico debe incluir la siguiente información:

- Características de la metodología o método empleado.
- Objetivos del estudio.
- Localización.
- Relación y descripción de los análisis realizados.
- Análisis de resultados.
- Conclusiones y recomendaciones.
- Se deben entregar archivos de datos obtenidos de los análisis realizados en formato Excel y/o ASCII.
- Cartografía: se deben entregar los mapas obtenidos en el estudio de acuerdo al alcance del contrato siguiendo los lineamientos del anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.
- Si el estudio amerita, se entregarán muestras, placas y testigos a la Litoteca Nacional de acuerdo a lo indicado en el anexo n.º 5, "Entrega de muestras

geológicas a la Litoteca Nacional". (Incluyendo informes de análisis de geoquímica, paleontología, litología y otros según estudios realizados).

3.6.3. Estudios de sensores remotos:

Se debe entregar Informe final de adquisición de imágenes aéreas, de radar, o satélites siguiendo las indicaciones de este anexo para la presentación de informes al BIP, dentro de su contenido técnico debe incluir la siguiente información:

- Especificación de la metodología seguida, escala, resolución y calidad de imágenes adquiridas.
- Descripción de los instrumentos utilizados.
- Características relevantes del trabajo en campo y los inconvenientes encontrados.
- Datos crudos de las imágenes en formatos ASCII, PDF.
- Cartografía: se deben entregar los mapas obtenidos en el estudio de acuerdo al alcance del contrato siguiendo los lineamientos del anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.

Este informe debe contener un apartado donde se especifique el procesamiento e interpretación de la información obtenida, especificando la metodología utilizada y los resultados obtenidos. Además, debe contener las conclusiones y recomendaciones.

3.6.4. Estudios de información del sistema petrolero:

Se debe entregar Informe consolidado siguiendo las indicaciones de este anexo para la presentación de informes al BIP, dentro de su contenido técnico debe incluir la siguiente información:

- Información general del sistema petrolero.
- Modelamiento del sistema petrolero.
- Reporte estratigráfico.
- Informe general.
- Estudio de plays.
- Historia geológica.
- Mapas del sistema petrolero siguiendo los lineamientos del anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.

Si este informe no aplica contractualmente, no será requerido por el BIP.



3.7 Estudios especiales exploración offshore

3.7.1. Estudios del análisis de muestras pistón core:

Se debe entregar informe consolidado de la ejecución del programa de muestreo siguiendo las indicaciones de este anexo para la presentación de informes al BIP, dentro de su contenido técnico debe incluir la siguiente información:

- Localización.
- Batimetría.
- Densidad de muestreo.
- Equipos utilizados.
- Descripción de las muestras obtenidas.
- Información cartográfica siguiendo los lineamientos del anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual.
- Entrega de muestras de pistón core a la Litoteca nacional de acuerdo a lo establecido en el anexo n.º 5, "Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional".
- Informe de análisis de muestras con los aportes de los resultados al entendimiento geológico y a la prospectividad del área.
- Conclusiones y recomendaciones.
- Como anexo se debe entregar un mapa de rezumaderos identificados.



3.8 Estudios especiales para yacimientos no convencionales

3.8.1 Estudios de estimulación hidráulica:

Se debe aportar una copia del informe de estimulación entregado al Ministerio de Minas y Energía, con los respectivos anexos cartográficos (anexo n.º 4, "Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP", del presente manual), cuyo contenido debe cumplir con lo establecido en la Resolución 90341 de 2014 (Art.12 Numeral 6) y la Resolución 40185 del 2020 del Ministerio de Minas y Energía MME.



3.9 Bibliografía

ANH. Glosario de términos. Recuperado de <https://www.anh.gov.co/Atencion-al-ciudadano/Paginas/Glosario-de-terminos.aspx>
Ministerio de Minas y Energía. Misión y Visión. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/mision-y-vision>
Glosario, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/>



Anexo técnico N. 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera (BIP)

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo de 2021



Tabla de contenido

4.1 Introducción6
 4.2 Alcance7
 4.3 Glosario8
 4.4 Consideraciones generales.....10
 4.4.1 Productos que requieren anexo cartográfico.....11
 4.5 Formatos de entrega del anexo cartográfico.....22
 4.6 Estructura entrega de información cartográfica23
 4.7 Descripción de la base de datos.....24
 4.8 Catálogo de objetos y símbolos29
 4.9 Estilo de anotaciones30
 4.10 Salida gráfica.....33
 4.11 Metadato de los objetos geográficos36
 4.11.1 Información de Identificación.....36
 4.11.2 Metadato de referencia36
 4.12 Bibliografía37



Lista de tablas

Tabla 1. Relación de tipos de información y mapas solicitados por productos.11
 Tabla 2. Inventario de temas, grupos y objetos del modelo BIP-SGC.24
 Tabla 3. Anotaciones temática Geofísica.....30
 Tabla 4. Anotaciones Información Petrolera (En proceso).....32



Lista de figuras

Figura 1. Estructura modelo de datos SGC.....24
 Figura 2. Diagrama modelo de datos tema Geofísica.....26
 Figura 3. Diagrama modelo de datos tema Geología, Geoquímica, Geotermia y Miscelaneos.....27
 Figura 4. Diagrama modelo de datos tema Información Petrolera.....28
 Figura 5. Plantilla para la entrega de Mapas.....35



4.1 Introducción

El presente documento constituye una guía para la entrega al BIP de información geográfica generada en los procesos de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos. El objetivo es determinar los procedimientos para la entrega de información geográfica por parte de las compañías operadoras y terceros, de acuerdo con el Modelo de Almacenamiento Geográfico establecido en el BIP-SGC a partir de unas normas mínimas para la captura y entrega de información geoespacial teniendo en cuenta los estándares vigentes en el Servicio Geológico Colombiano-SGC.

Para la entrega del anexo cartográfico que se debe entregar al BIP, se han definido previamente los productos que requieren dicho componente en cada uno de los anexos del nuevo Manual de información técnica, geofísica, operaciones de pozo, informes técnicos, los productos que requieren dichos componentes.

En el presente anexo se consolida el listado de todos los productos que requieren información cartográfica y se especifica el tipo de información solicitada para cada informe. Para el caso específico, se definen en este Estándar, los elementos a entregar en términos de mapas y objetos geográficos para cada uno de los productos que así lo requieran.



4.2 Alcance

El estándar tiene aplicación en todos los productos que requieran entrega de anexo geográfico (mapas y datos) 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).



4.3 Glosario

Atributo: son las propiedades y características que describen a una entidad.

Base de Datos Geográfica (BDG, Geodatabase GDB): Es una colección de datos organizados de tal manera que sirvan para ser utilizados en aplicaciones de sistemas de información geográfica (SIG) y permitan el almacenamiento estructurado de la información, acorde a criterios espaciales para la gestión de la información Geográfica.

Campos: los campos son los componentes que proporcionan la estructura para una tabla.

Catálogos de objetos: Son abstracciones de elementos del mundo real, localizado relativa o absolutamente, asociados a una localización geográfica y temporal, sobre los cual se recogen, mantienen y difunden los datos. En el contexto geográfico, el objeto geográfico es considerado como la unidad fundamental de información.

Dominio: Es un conjunto de posibles valores para cierto atributo (Campo). Como un dominio restringe los valores del atributo, puede ser considerado como una restricción.

Estándar: Los estándares son acuerdos documentados que contienen un conjunto de reglas, procedimientos, guías, definiciones de características e instrucciones para la gestión de información, con el propósito de asegurar que los productos, procesos y servicios cumplan su propósito con interoperabilidad y calidad.

Formato Shapefile: Es un formato estándar para el intercambio de información geográfica, que puede ser usado en software comercial o software libre. Es un formato de almacenamiento de información vectorial que guarda la localización de elementos geográficos y sus atributos. Es un formato multiarchivo.

Formato gdb: La extensión gdb, corresponde a la extensión de almacenamiento físico de la información geográfica de ESRI, conocida como geodatabase.

Geocientífico: Todo aquello referente con las ciencias de la tierra.

Geometría del Feature o SHP: Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan tres elementos geométricos: el punto, la línea y el polígono.

Información Raster: Este tipo de información corresponde a cualquier imagen digital representada en celdas regulares (Pixel).

Información Vectorial: Es la que se puede representar mediante formas geométricas: puntos, líneas y polígonos, convirtiéndose en objetos que se pueden caracterizar mediante atributos y ser georreferenciados. La información vectorial se constituye como insumo para la generación de cartografía (mapas) y para la realización de geoprocursos y análisis espacial. También se hace referencia a Capas Geográficas para referirse a la información vectorial.

Líneas: representan la forma y la ubicación de objetos geográficos que son demasiado angostos para mostrarlos como áreas. Las líneas también se utilizan para representar las entidades que tienen longitud, pero no área.

Metadato: Los metadatos describen las características de los datos. Una forma sencilla de definirlos sería la siguiente: "los metadatos son datos acerca de los datos". Estos proveen información (general o detallada) estructurada y organizada sobre un conjunto de datos, contienen elementos que describen su semántica, calidad, autor, modo de identificación, restricciones de uso, mantenimiento, sistema de referencia y contenido, entre otros. Todo esto permite consultar, evaluar, comparar, acceder y/o utilizar la información (NTC4611-ICDE, 2015).



Modelo de Datos Geográficos: Conjunto de datos geográficos y datos para la representación y caracterización de los elementos del mundo real, definidos y estructurados para facilitar y optimizar el almacenamiento, consulta y análisis de la información.

Mapas: Representación gráfica y métrica de una porción de territorio sobre una superficie bidimensional.

Objeto geográfico: fenómeno o elemento del mundo real localizado relativa o absolutamente en la superficie terrestre del cual se recolectan, mantienen y diseminan los datos.

Plano: Son representaciones geográficas de pequeñas extensiones de un territorio.

Polígonos: los polígonos en un mapa son áreas (figuras de muchos lados) que representa la forma y la ubicación de los tipos de entidades homogéneas.

Puntos: entidades que son demasiado pequeñas para representasen como líneas o polígonos. Una entidad es dibujada como un punto dependiendo de dos factores: el nivel de detalle y la escala del mapa.

Sensores Remotos: Son sistemas de adquisición de información de la superficie terrestre, soportados sobre diferentes tipos de plataformas (terrestres, aéreas, satelitales).



4.4 Consideraciones generales

Toda la información geoespacial entregada al BIP y que se produzca como resultado de una actividad de exploración y producción enmarcada en los diferentes tipos de contratos que se rigen por el presente manual y debe cumplir como mínimo con los siguientes lineamientos:

- Marco de referencia MAGNA-SIRGAS, asociado al elipsoide GRS80 (Global Reference System 1980, equivalente a WGS84 (World Geodetic System 1984). La información tipo vector ó raster será entregada en coordenadas planas referidas al Datum MAGNA-SIRGAS origen Central (Magna Colombia Bogotá).
- Para información offshore el marco de referencia debe ser Elipsoide WGS84, cuadrícula UTM.
- Sistemas de coordenadas geográficos, es decir: latitud, longitud y altura. Se sugiere hacer entrega de la información en coordenadas geográficas WGS 84.
- Precisiones: Para la garantizar la sobreposición de información colectada en campo en cartografía de diferentes escalas, se debe cumplir con criterios de precisión tales como Escala Error Máximo Permitido:

ESCALA	ERROR
1:2 000	0,5 m
1:10 000	2 m
1:25 000	5 m
1:100 000	20 m
1:500 000	30 m

- La fuente de datos para la información base es el Instituto Geográfico Agustín Codazzi -IGAC y para información offshore es la Dirección General Marítima – DIMAR. La información base que se solicita en la cartografía corresponde a información tipo vector que identifica elementos básicos geográficos de la zona de interés como ríos, vías, curvas de nivel, construcciones, límites político administrativos, entre otros. Esta información deberá ser entregada de acuerdo a la estructura y modelo de Datos definido por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC. En el caso que dicha información se encuentre desactualizada se deberá actualizar según los parámetros del IGAC; para el caso de la fuente de datos para la información de contratos, corresponde a la información tipo vector que debe ser entregada de acuerdo a la estructura y modelo de datos definido para el Mapa de Tierras de la ANH. Dicha información deberá corresponder a la versión vigente del mapa para el momento en que sea entregada la información.
- Los datos espaciales deberán tener la estructura del modelo BIP-SGC (Anexo 4.1. Catálogo de objetos modelo cartográfico BIP-SGC).
- Todas las capas de información entregada que hagan parte del Modelo BIP-SGC, deben contener un metadato con los campos descritos en el capítulo "Metadato de los objetos geográficos" del presente documento.
- Todos los mapas entregados en el anexo, deben contener mínimo los elementos que se relacionan en el capítulo de "Salida gráfica"
- La resolución de los archivos no editables, debe ser aquella que no afecte la calidad de las imágenes y que sean adecuadas para imprimir el mapa, por lo que sugiere exportar el mapa con una calidad del 90%
- Toda la información del anexo debe cumplir con los estándares descritos en este Manual y el Catálogo de objetos modelo cartográfico BIP-SGC. En el caso de que la información sea entregada sin cumplir los lineamientos, se entera como incompleta la entrega.
- El BIP realizará la entrega de las respectivas plantillas en los formatos según necesidad de las operadoras: Formato shapefile (.Shp) en el caso de software



libre y en formato Geodatabase (.GDB) en el caso de software propietario (ESRI), según estructura de información cartográfica definida.

- La fuente de datos para la información de contratos, corresponde a la información tipo vector que debe ser entregada de acuerdo a la estructura y modelo de datos definido para el Mapa de Tierras de la ANH. Dicha información deberá corresponder a la versión vigente del mapa para el momento en que sea entregada la información.
- Para la entregas de los anexos cartográficos que se anexan a las formas Ministeriales y los informes de seguimiento contractual de la ANH (IES, ITA, PTE, PLEX, Aviso de descubrimiento, programa de evaluación, resultados del programa de evaluación, informe de prospectividad, informes de evaluación técnica, entre otros), estos documentos y sus anexos deberán ser entregados en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con el estándar que se relaciona en el presente manual, la ANH facilitará las versiones finales y aprobadas al Banco de Información Petrolera, para los trámites propios del BIP, donde en caso que la información presente inconvenientes de completitud, coherencia o consistencia será informado a la compañía operadora.

4.4.1 Productos que requieren anexo cartográfico

En la (Tabla 1), Se especifican los anexos cartográficos y geográficos que se requieren entregar como parte integral de los productos del nuevo manual de información técnica y que se especifican en los anexos de Geofísica, Informes Técnicos y Pozos. El anexo cartográfico contenido en los informes y estudios (de los cuales se solicitan capas de información geográfica específicas) deberá cumplir con los estándares descritos en el modelo de datos BIP-SGC (Catálogo de objetos y símbolos geográficos BIP-SGC).

Tabla 1. Relación de tipos de información y mapas solicitados por productos.

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
GEOLOGÍA	Bioestratigrafía (Paleontología y/o Palinología).	Mapa Puntos de Muestreo	*Puntos de Muestreo *Información Base GDB IGAC
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica		
	Petrografía	Mapa Puntos de Muestreo	*Puntos de Muestreo *Información Base GDB IGAC
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica		
GEOLOGÍA	Geología Estructural (Sedimentológico-Estratigrafía)	Mapa Geológico generado por la Compañía	*Falla *Pliegue *Unidades Geológicas *Contorno Estructural *Imagen Estructural
	Todos los Mapas en formato con los elementos		

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.



TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA	
	descritos en la salida gráfica		*Información Base GDB IGAC	
	Geoquímica	Mapa Puntos de Muestreo	*Estación Muestreo Geoquímico *Anomalia Geoquímica *Información Base GDB IGAC	
GEOFÍSICA	Batimetría Resolución 157 de 2011 DIMAR	Mapa Área de estudio: Modelo batimétrico de la superficie	*Proyecto Batimetría *Sondeo Batimetría *Estación Batimetría *Información base GDB IGAC	
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Perfil batimétrico	* Perfil Batimétrico * Información Base GDB IGAC	
		Mapa Pistón Core	*Pistón Core *Isobata *Información Base GDB IGAC	
	Gravimetría	Mapa Área de Estudio (Grilla)		*Proyecto Gravimetría *Diseño Gravimetría (oficina) *Estación Gravimetría (campo) *Contorno Gravimetría *Información Base GDB IGAC
		Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Anomalia de Aire Libre	*Anomalia Aire Libre *Escala Gráfica
			Mapa Anomalia de Bouguer Simple	*Anomalia Bouguer Simple *Escala Gráfica
			Mapa Anomalia de Bouguer Total	*Anomalia Bouguer Total *Escala Gráfica
		Mapa de Anomalia Residual Bouguer Total	*Anomalia Residual Bouguer Total *Escala Gráfica	

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.



TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA	
		Mapa Anomalia Regional Bouguer Total	*Anomalia Regional Bouguer Total *Escala Gráfica	
		Mapa Señal Analítica	*Señal Analítica *Escala Gráfica	
		Mapa Primera Derivada	*Primera Derivada *Escala Gráfica	
		Mapa Segunda Derivada	*Segunda Derivada *Escala Gráfica	
		Mapa Perfil	*Perfil Gravimétrico *Información Base GDB IGAC	
	Magnetometría	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Área de Estudio	*Proyecto Magnetometría *Estación Declinación Magnética *Estación Magnetometría *Contorno Magnetometría *Información Base GDB IGAC
			Mapa Intensidad Magnético terrestre Total IMT	*Intensidad Magnética *Escala Gráfica
			Mapa Anomalia Magnética	*Anomalia Magnética *Escala Gráfica
			Mapa Anomalia Magnética Regional RTP	*Anomalia Magnética Regional *Escala Gráfica
			Mapa Anomalia Magnética Residual RTP	*Anomalia Magnética Residual *Escala Gráfica
			Mapa de Reducción al Polo Magnético RTP	*Reducción Polo Magnético *Escala Gráfica
			Mapa de señal Analítica del campo magnético RTP	*Señal Analítica RTP *Escala Gráfica
			Mapa Primera Derivada RTP	*Primera Derivada RTP *Escala Gráfica
			Mapa Segunda Derivada RTP	*Segunda Derivada RTP *Escala Gráfica

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.



TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA	
		Mapa Gradiente Horizontal	*Gradiente Horizontal RTP *Escala Gráfica	
		Mapa Reducido al Polo Interpretado	*Reducción Polo Interpretado *Escala Gráfica	
		Mapa Perfil	*Perfil Magnetométrico *Información Base GDB IGAC	
	Electromagnetismo	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Aeromagnético Ternario K-U-Th	*Temario K-U-Th *Escala Gráfica
			Mapa Aeromagnético del Campo Magnético	*Campo Magnético *Escala Gráfica
			Mapa Aeromagnético Primera Derivada RTP	*Primera Derivada RTP *Escala Gráfica
			Mapa Aereomagnético de trayectoria de vuelo	*Linea de recorrido de vuelo *Escala Gráfica
			Mapa Área de Estudio Magnetotelúrica	*Proyecto Magnetotelúrica *Sondeo Magnetotelúrico *Estación Magnetotelúrica *Estación Magnetotelúrica Procesada *Información Base GDB IGAC
			Mapa Perfil	*Perfil Magnetotelúrico *Información Base GDB IGAC
	Geoeléctrica - Sondeos Eléctricos Verticales	Mapa Área de Estudio	Mapa Modelo de Resistividad	*Modelo Resistividad *Escala Gráfica
			Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	*Proyecto Geoeléctrica *Diseño SEV (Sondeo eléctrico vertical) *Adquisición SEV *Información Base GDB IGAC *Escala gráfica

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.




TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
Geotermia	Mapa Geoelectrico 2D	Mapa Geoelectrico 2D	* Modelo 2D SEV * Información Base GDB IGAC * Escala gráfica
		Mapa Tomografía	* Tomografía Eléctrica * Información Base GDB IGAC
	Mapa Localización	Mapa Localización	* Proyecto SST * Sondeos superficiales de temperatura * Área geotérmica * Sistema Geotérmico * Pozo gradiente geotérmico * Diseño SST * Adquisición SST * Información Base GDB IGAC
		Mapa modelo flujo de calor	* Modelo flujo de calor * Escala Gráfica
		Mapa modelo Gradiente Geotérmico	* Modelo Gradiente Geotérmico * Escala Gráfica
		Mapa modelo 150cm SST	* Modelo 150cm SST * Escala Gráfica
	SISMICA: Informe Final de Adquisición y operaciones Programas Sísmica 2D y 3D ONSHORE Y OFFSHORE **Estos mapas no aplican para sísmica offshore	Mapa Localización General	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Tierras ANH Vigente * Tabla de coordenadas post-plot del programa * Información Base GDB IGAC
		Mapa Pre-plot	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Fuente Preplot * Receptor Preplot * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica		

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.




TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
		Mapa Pos-plot	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Fuente Postplot * Receptor Postplot * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC
		**Mapa Red GPS-GNN	* Vértice GPS IGAC * Vector Red * Información Base GDB IGAC
		**Mapa de Riesgos	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Riesgo HSE * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC
		**Mapa Actas	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Actas * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC
		**Mapa Pozos Neutralizados	* Programa Sísmico * Sísmica 2D * Pozos Neutralizados * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC
		**Mapa de Cierres	* Puntos Cierre * Poligonal Cierre * Tabla con puntos de inicio y fin, error de cierre, Distancia y precisión * Información Base GDB IGAC
		**Mapa Veredal de Afectación Predial	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.




TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
			* Tierras ANH Vigente * Información Base (veredas y predios) GDB IGAC
		**Mapa Planta perfil de c/ línea	* Perfil sísmico * Información Base GDB IGAC
		Informe de Procesamiento Sísmico 2D y 3D (exclusivamente)	* Programa Sísmico 3D * Línea Sísmica 2D
		Informe de Interpretación Sísmica	* Contorno Estructural * Imagen Estructural * Falla * Pliegue * Tierras ANH Vigente * Escala de colores con unidades * Ejes de Escala (tiempo - profundidad)
Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica			
Información Ambiental	Mapas del EIA, Medidas de manejo Ambiental (Mapa de Áreas Sensibles)	Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA y/o Corporación Autónoma Regional	
POZOS	Prognosis. (preliminares)-fase I, planeación	Plano de Localización georreferenciado (Todos los pozos)	Mapa en archivo digital que contenga mínimo la siguiente información y con los elementos descritos en la salida gráfica: * Pozo Preliminar en superficie y fondo * Trayectoria Preliminar * Mojon de referencia (Propio o IGAC) * Distancia lindero más cercano (Elemento gráfico) * Tierras ANH Vigente * Información Base GDB IGAC * Cuadro de

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.




TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
			coordenadas de superficie y fondo * SpudDate
		Mapas Estructurales en tiempo y /o en profundidad (Pozos Exploratorios)	Mapa en archivo digital que contenga mínimo la siguiente información y con los elementos descritos en la salida gráfica: * Pozo Preliminar en superficie y fondo * Contorno Estructural * Tierras ANH Vigente * Imagen-Estructural * Cuadro de coordenadas de superficie y fondo * SpudDate
		Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido * Los mapas para los permisos de inyección se deben entregar según el caso en el que apliquen	Mapa Estructural Mapa Localización Mapa Isobárico * Este mapa se entregará en el caso que aplique
			Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
		Informe final de geología e ingeniería	Mapa en archivo digital que contenga mínimo la siguiente información y con los elementos descritos en la salida gráfica: * Pozo definitivo en superficie y fondo * Trayectoria final

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
			del pozo *Shape Tierras ANH Vigente *Información Base GDB IGAC *Cuadro de coordenadas definitivo de superficie y fondo
	Información Ambiental y Social	Plan de Manejo Ambiental (PMA) Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) Estudios Ambientales (Pozos Estratigráficos)	Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA o la Corporación Ambiental Regional
ESTUDIOS TÉCNICOS	Estudios de información sistema petrolero	Mapa localización área del sistema petrolero	Mapa en .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica y tabla de coordenadas del área del sistema.
		Mapa Estructural área del sistema petrolero	Mapa en .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada
ESTUDIOS TÉCNICOS	Estudios de estimulación hidráulica (No convencionales) Res. 90341 de 2014 *Cuando se entregue la información al BIP, internamente será transferido a la dependencia que lo requiera en el SGC.	Mapa localización	Mapa en archivo digital que contenga mínimo las siguientes capas y elementos de la salida gráfica: *Pozos construidos de agua para consumo, irrigación, uso agropecuario, otras actividades. *Pozos de Hidrocarburos con distancia equivalente a 3 veces el radio de estimulación hidráulica.

19 Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
			*Fallas geológicas identificadas a cualquier profundidad. *Información Base GDB IGAC *Tierras ANH Vigente
	Evaluación Regional de la Cuenca	Mapa Geológico generado por la Compañía	*Geología (fallas, pliegues, unidades geológicas) *Información Base GDB IGAC
	Estudio de Impacto Ambiental	Mapas de EIA	Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA
ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS		Mapa Localización Área de Evaluación	Mapa en .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica y tabla de coordenadas del Área de Evaluación aprobadas por la ANH.
		Mapa Estructural del Área de Evaluación	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada
	Cartografía Evaluación del Área	Mapa de Arena Neta Petrolífera	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica.
	Cartografía Facilidades	Mapa localización de Facilidades	Planos en formato .Geotiff, y/o cualquier diagrama de facilidades que se encuentre georreferenciado

20 Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO INFORME	CONTENIDO MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	DESCRIPCIÓN CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
	Cartografía Estudios Técnicos Especiales	Mapa de facies, salinidad, litológicos Mapa isópacos, de relación gas-aceite, agua-aceite y estructurales que muestren la localización de los contactos	Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica. Mapa en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica.
	Evaluación Regional de la Cuenca	Mapa Geológico generado por la Compañía	*Geología (fallas, pliegues, unidades geológicas) *Información Base GDB IGAC
	Estudio de Impacto	Mapas de EIA	Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA
SENSORES REMOTOS	Sensores Remotos *Esta información no es obligatoria incluirla en los productos cartográficos	Fotografías Aéreas Imágenes de radar y satélite	* Presentarse en directorio o carpeta identificada como Ráster *Debe tener una resolución espacial que permita el análisis de información a la escala del producto entregado * Presentarse en directorio o carpeta identificada como Ráster *Debe tener una resolución espacial que permita el análisis de información a la escala del producto entregado

21 Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.

4.5 Formatos de entrega del anexo cartográfico

El anexo cartográfico se debe entregar con los requerimientos del presente Manual de Información Técnica. La versión digital de los mapas se presentará en los siguientes tipos de archivo:

- **Mapas en formato no editable** Archivo *.pdf. La resolución debe ser claramente vectorizable, es decir que puedan distinguirse individualmente las trazas en la imagen digital. Se sugiere 200 DPI
- **Mapas en formato editable.** Plantillas utilizadas para la elaboración de los mapas presentados (archivos *.mxd, *.qgs, *.gvsproj, *.dxf, *.dwg). Se sugiere entregar los mapas en *.mxd. Capas en formato Shapefile o feature class (GDB)
- **Ráster:** Imágenes Georreferenciadas en formato geotiff y con resolución mínima de 300 DPI.

La totalidad de los archivos que componen el mapa deben estar contenidos en el mismo medio de entrega (CD, DVD, Disco Duro, USB).

22 Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al BIP.



4.6 Estructura entrega de información cartográfica

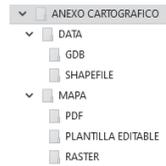
Dentro del informe, el anexo cartográfico deberá estar contenido en la carpeta "Anexo Cartográfico", la cual deberá tener la siguiente estructura de almacenamiento:

Data. Contiene toda la información que permita restaurar la totalidad de los mapas entregados en formato editable y de acuerdo a los parámetros indicados en el catálogo de objetos y símbolos del BIP-SGC.

- GDB
- SHAPEFILE

Mapa. Contiene los mapas en la salida gráfica final y las imágenes georreferenciadas.

- PLANTILLA EDITABLE
- PDF
- RASTER



4.7 Descripción de la base de datos

De acuerdo con el modelo de datos BIP-SGC, los datos geoespaciales deberán tener la estructura que se define según la (Figura 1). En el siguiente cuadro se describen el nombre de los campos y la estructura dentro del Modelo para cada uno de los datos espaciales a entregar según el producto que corresponda:

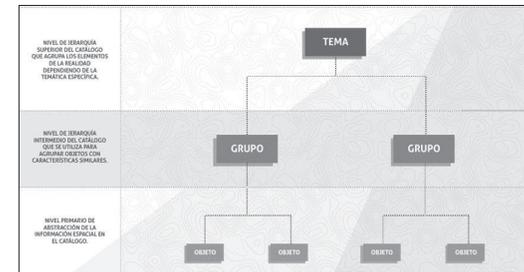


Figura 1. Estructura modelo de datos SGC.

El modelo de entrega al BIP contiene seis temas: Geofísica, Geología, Geoquímica, Geotermia, Misceláneos e Información Petrolera; cada tema con grupos específicos según la información o el proyecto a entregar y objetos geográficos como se muestra en la (Tabla 2).

Tabla 2. Inventario de temas, grupos y objetos del modelo BIP-SGC.

TEMA	GRUPO	OBJETOS
GEOFÍSICA	BATIMETRÍA	Proyecto_Batimetria Sondeo_Batimetria Isobata Estacion_Batimetria Piston_Core Modelo_Batimetria
	GRAVIMETRÍA	Proyecto_Gravimetria Diseno_Gravimetria Contorno_Gravimetria Estacion_Gravimetria Anomalia_Aire_Libre Anomalia_Bougguer_Simple Anomalia_Bougguer_Total Anomalia_Residual_Bougguer_Total Anomalia_Regional_Bougguer_Total Senal_Analitica Primera_Derivada Segunda_Derivada
	MAGNETOMETRÍA	Proyecto_Magnetometria Estacion_Dclinacion_Magnetica Estacion_Magnetometria Contorno_Magnetometria Intensidad_Magnetica Anomalia_Magnetica Anomalia Magnética Regional RTP Anomalia Magnética Residual RTP Reduccion_Polo_Magnetico Reduccion_Polo_Interpretado Gradiente_Horizontal RTP Senal_Analitica RTP



TEMA	GRUPO	OBJETOS
GEOFÍSICA		Primera_Derivada_RTP Segunda_Derivada_RTP Aero_Mag_Terminio_K_U_Th Aero_Mag_Campo_magnetico Aero_Mag_Primera_Derivada Aero_Mag_Trayectoria_Vuelo
	ELECTROMAGNETISMO	Proyecto_Magnetotelurica Sondeo_Magnetotelurico Estacion_Magnetotelurica Estacion_MT_Proces Modelo_Resistividad
	GEOELÉCTRICA	Proyecto_Geoelectrica Diseno_Geoelectrico Estacion_SEV Modelo_1D Modelo_2D Tomografia_Electrica
	GEOTERMIA	Estacion_SST
SÍSMICA		Sismica_3D Programa_Sismico_2D Linea_Sismica_2D Fuente_Preplot Receptor_Preplot Fuente_Posplot Receptor_Posplot Punto_Cierre Poligonal_Cierre Vertice_GPS_IGAC Riesgo_HSE Pozo_Neutralizado Vector_Red Acta
		Unidades Geológicas
GEOLOGÍA	UNIDADES GEOLOGICAS	Unidades Geológicas
	GEOLOGIA ESTRUCTURAL	Fallas Plegues Contorno Estructural Imagen Estructural
GEOQUÍMICA	GEOQUIMICA	Anomalia_Geoquimica Estacion_Radon Estacion_GasCarbonico
		Modelo_Flujo_Calor Area_Geotermia Sistema_Geotermico Pozo_Gradiente_Geotermico Modelo_Gradiente_Geotermico
GEOTERMIA	GEOTERMIA	Modelo_Flujo_Calor Area_Geotermia Sistema_Geotermico Pozo_Gradiente_Geotermico Modelo_Gradiente_Geotermico
MISCELÁNEOS	ESTACIONES	Estacion_Geologica Muestras
INFORMACIÓN PETROLERA	PROGNOSIS (PRELIMINARES)-FASE I, PLANEACIÓN	Pozo_Superficie_Preliminar Pozo_Fondo_Preliminar Trayectoria_Pozo_Preliminar
	INFORME FINAL DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA	Pozo_Superficie_Definitivo Pozo_Fondo_Definitivo Trayectoria_Pozo_Definitivo

En el catálogo de objetos modelo cartográfico BIP (SGC) se identifican los temas, grupos y los objetos geográficos con la descripción de atributos, especificaciones de cada uno; en la (Figura 2, Figura 3 y Figura 4); se muestran los diagramas de cada una de estas temáticas.

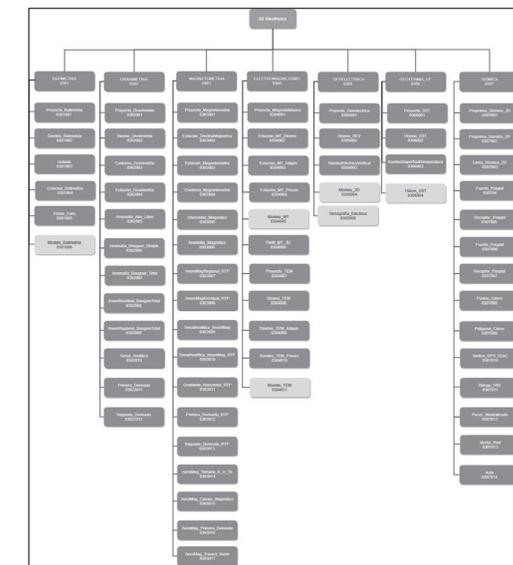


Figura 2. Diagrama modelo de datos tema Geofísica.

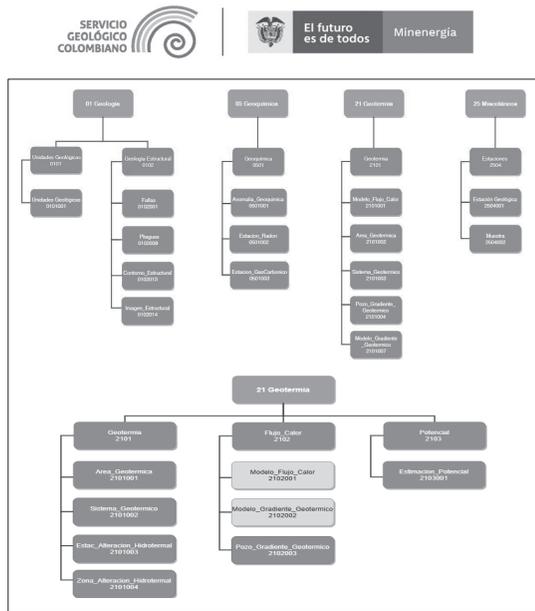


Figura 3. Diagrama modelo de datos tema Geología, Geoquímica, Geotermia y Misceláneos.

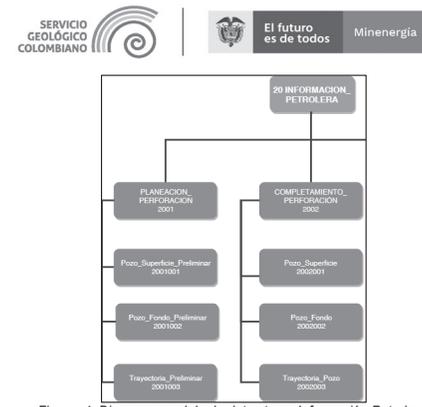


Figura 4. Diagrama modelo de datos tema Información Petrolera.

4.8 Catálogo de objetos y símbolos

En el marco de las normas técnicas nacionales para la catalogación de objetos y especificación técnica del producto NTC 5662 y NTC 5043 y la ISO 19117 de representación y al perfil adoptado para el SGC¹, Mahecha 2018, Guía para la catalogación de objetos y símbolos para el SGC y el catálogo de Objetos y símbolos para el SGC se elaboró el modelo de datos BIP-SGC, en el cual los datos geoespaciales presentan el estándar de estructura del dato y su representación para diferentes escalas según el Catálogo de objetos modelo cartográfico BIP (SGC).

¹ Mahecha 2018, Guía para la catalogación de objetos y símbolos para el SGC.

4.9 Estilo de anotaciones

Las anotaciones son un aspecto fundamental en la presentación de un mapa, así como en la estandarización de este, por lo cual es importante definir unas anotaciones preliminares que servirán como base para la entrega de los mapas requeridos. Es importante tener en cuenta que las anotaciones se hacen en función de un mapa escala 1:25.000 y por lo cual se debe ajustar en caso de modificar la escala de entrega; en las (Tabla 3) y (Tabla 4), se encuentran las anotaciones como sugerencia para una mejor representación de la información cartográfica pero no es de uso obligatorio, aplican para las temáticas de Geofísica y la información petrolera.

Si la información cartográfica es entregada en formato .SHP se aceptarán los labels, según el siguiente estándar de anotaciones.

Tabla 3. Anotaciones temática Geofísica.

Objeto	Atributo	Ejemplo	Tipo Letra	Tamaño	R	G	B
Proyecto Batimetría_Anot	Proyecto	COL-02	Times New Roman	7	0	77	168
Sondeo Batimetría_Anot	ID_Sondeo	001	Times New Roman	7	230	0	169
Isobala_Anot	Isobala_m	900	Times New Roman	7	0	77	168
Estacion Batimetría_Anot	Estación	Playa Blanca	Times New Roman	7	0	92	230
Piston_Core_Anot	ID_Punto	001	Times New Roman	5	0	0	0
Proyecto Gravimetría_Anot	Proyecto	COL-02	Times New Roman	7	0	115	76
Diseño Gravimetría_Anot	ID_Punto	001	Times New Roman	5	112	168	0
Contorno Gravimetría_Anot	Gravedad	120	Times New Roman	7	0	115	76
Estacion Gravimetría_Anot	NombreEstacion	Pijao	Times New Roman	7	0	92	230
Proyecto Magnetometría_Anot	Proyecto	Tabares	Times New Roman	7	230	152	0
Estacion Declinacion Mag_Anot	ID_Punto	001	Times New Roman	7	0	0	0
Estacion Magnetometría_Anot	ID_Punto	001	Times New Roman	7	255	0	0
Contorno Magnetometría_Anot	Intensidad Magnetica	120	Times New Roman	7	230	152	0
Proyecto Magnetotelúrica_Anot	Proyecto	Las Acacias	Times New Roman	7	115	76	0
Sondeo Magnetotelúrico_Anot	ID_Punto	001	Times New Roman	7	230	230	0
Estacion Magnetotelúrica_Anot	Nombre_Estacion Adquirida	Colmena	Times New Roman	7	0	0	0
Estacion MT_Proces_Anot	Nombre_Est_Proces	Colmena	Times New Roman	7	0	0	0
Proyecto Geoelectrica_Anot	Proyecto	Arrecife	Times New Roman	7	132	0	168

Objeto	Atributo	Ejemplo	Tipo Letra	Tamaño	R	G	B
Diseño Geoelectrico_Anot	ID Punto	001	Times New Román	7	255	0	0
Estacion_SEV_Anot	Nombre Sondéo	Marte	Times New Román	7	0	0	0
Proyecto Geotermia_Anot	Proyecto	Santa Ana	Times New Román	7	230	76	0
Area Geotermia_Anot	Area Geot	Valle	Times New Román	7	230	152	0
Estacion_SST_Anot	Id Punto	001	Times New Román	7	255	0	0
Pozo Gradiente Geotermico_Anot	Id Punto	001	Times New Román	7	0	0	0
ZAH_Anot	Clasifica	Marte	Times New Román	7	0	0	0
Estacion Alteracion Hidro_Anot	Id Punto	001	Times New Román	7	0	0	0
Sismica_3D_Anot	Nombre Programa	Las Acacias	Times New Román	8	104	104	104
Programa Sismico 2D_Anot	Nombre Programa	Las Acacias	Times New Román	8	137	90	68
Linea Sismica 2D_Anot	Nombre Linea	GRA-1987-01	Times New Román	6	130	130	130
Fuente Preplot_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Receptor Preplot_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Fuente Posplot_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Receptor Posplot_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Punto Cierre_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Poligonal Cierre_Anot	ID Circuito	L15-01	Times New Román	7	169	0	230
Vertice GPS IGAC_Anot	ID Punto	9CS1	Times New Román	8	0	0	0
Riesgo HSE_Anot	ID Punto	013A	Times New Román	7	0	0	0
Pozo Neutralizado_Anot	ID Punto	0001	Times New Román	7	0	0	0
Vector Red_Anot	ID Linea	001	Times New Román	7	132	0	168
Acta_Anot	ID Punto	013A	Times New Román	7	0	0	0

Anotaciones Geología (En proceso SGC)

Tabla 4. Anotaciones Información Petrolera

Objeto	Atributo	Ejemplo	Tipo Letra	Tamaño	R	G	B
Pozo Preliminar Superficie_Anot	Nombre Pozo	Aplay-1	Times New Román	7	255	0	0
Pozo Fondo_Anot	Nombre Pozo	Aplay-1	Times New Román	7	0	0	0

4.10 Salida gráfica

Para la presentación en formato digital se debe seguir como mínimo los elementos del ejemplo que se muestra a continuación. Es necesario que contenga la grilla de coordenadas según el sistema de referencia. Se sugiere una plantilla como se muestra en la (Figura 5), con los elementos, pero cada compañía podrá entregar en la plantilla de su preferencia, siempre y cuando contenga los elementos mínimos aquí descritos:

1. Relación específica del objeto geográfico (Pozo, programa sísmico, Contrato-ANH) y el producto al cual se adjunta el anexo cartográfico según el listado del capítulo 8 del presente estándar.



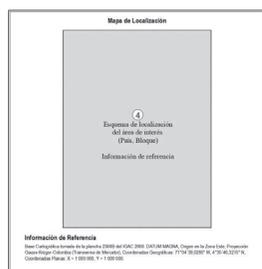
2. Las convenciones propias del tema del mapa



3. Las convenciones de la información base y general del proyecto



4. Frame con el mapa de localización del área de interés dentro del Bloque-ANH y país. También debe mencionar el sistema de coordenadas del mapa.



5. Logo Compañía Operadora. Compañía que ha firmado el contrato con la ANH



6. Logo Compañía de servicios. Compañía que realizó el mapa.



7. Título del Mapa: Título del mapa completo



8. Realizado por: Persona o Dependencia que elaboró el mapa.



9. Escalas: Se deben relacionar la escala absoluta y la escala gráfica



10. Fecha: Fecha de elaboración del mapa



11. Nombre del archivo: Referencia del archivo original (puede contener ruta de almacenamiento)



12. Consecutivo de mapa. Numeración del mapa dentro de la entrega.



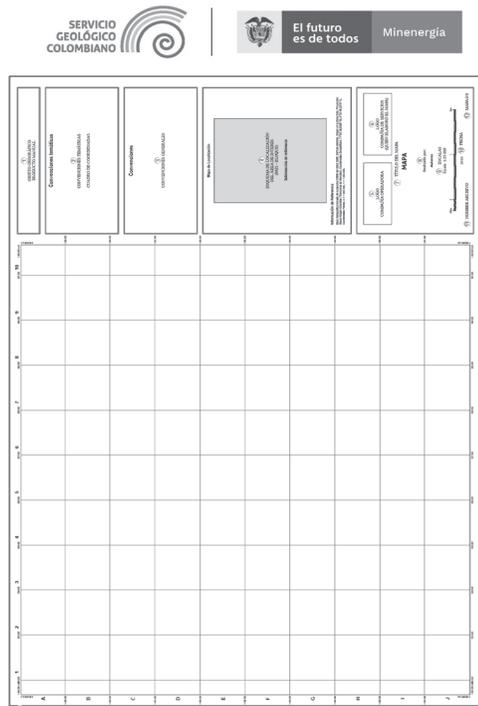


Figura 5. Plantilla para la entrega de Mapas.



4.11 Metadato de los objetos geográficos

El metadato que se requiere para los objetos geográficos tiene como base las especificaciones técnicas del estándar CSDGM Estándar (FGDC CSDGM Metadata), del cual se han seleccionado algunos campos a diligenciar. El objetivo es que cada elemento entregado que hace parte de las capas de información del modelo BIP-SGC tenga intrínseco el metadato respectivo.

4.11.1 Información de Identificación

Item description

- Title: Nombre de la capa
- Tags: Palabras Claves
- Summary: Objetivo de la capa
- Descripción: Resumen
- Credits: Nombre del mapa que contiene la capa
- Use Limitation: Restriciones de uso
- Bounding Box: Extent del mapa en coordenadas geográficas en sistema decimal
 - ✓ West
 - ✓ East
 - ✓ South
 - ✓ North

Citation

- Title: Nombre de la capa
- Presentación Form: Se selecciona de la lista según el tipo
- Dates: Fechas de la capa
 - Created
 - Published
 - Revised

Citation contacts

- Contact: Nombre y datos corporativos de la persona que administra la capa de información
 - ✓ Name
 - ✓ Organization
 - ✓ Position
 - ✓ Role
- Contact Information: Datos corporativos de la persona que administra la capa de información
 - Email
 - Address Type: (Empty, Postal, Physical, Both)
 - City
 - State
 - Postal Code
 - Country
 - Phone
 - Hours (horario de atención)

4.11.2 Metadato de referencia

Details

- Language: Idioma de los atributos contenidos (se selecciona)



4.12 Bibliografía

- Gómez, J. y Montaña, Y. (2016). *Estándar cartográfico para mapas geológicos a escalas 1M, 500K, 100K, 50K, 25K y 10K*. Bogotá: SGC.
- Icontec (2010). *Metadatos Geográficos. Define el esquema requerido para describir la información geográfica analógica y digital*. NTC 4611. Bogotá: Icontec.
- Icontec (2010a). *Información geográfica: conceptos básicos de la calidad de los datos geográficos*. NTC 5043. Bogotá: Icontec.
- Icontec (2010b). *Información geográfica: especificaciones técnicas de productos geográficos*. NTC 5662. Bogotá: Icontec.
- Icontec (2010c). *Información geográfica. Evaluación de la calidad: procesos y medidas*. NTC 5660. Bogotá: Icontec.
- Icontec (2010d). *Norma técnica colombiana 5661: metodología para la catalogación de objetos geográficos*. Bogotá: Icontec.
- Ideca (2013). *Instructivo para la catalogación de objetos geográficos*. Bogotá: Ideca, Unidad Administrativa Especial de Catastro Distrital.
- Ideca (2015a). *Catálogo de objetos geográficos para del mapa de referencia para el Distrito Capital*. Bogotá: Ideca, Alcaldía Mayor de Bogotá.
- Ideca (2015b). *Catálogo de representación del mapa de referencia para el Distrito Capital*. Bogotá: Ideca, Alcaldía Mayor de Bogotá. Ideca. 2015.
- Ideca (2016). *Instructivo para representar objetos geográficos*. Bogotá: Ideca.
- Instituto Geográfico Agustín Codazzi (2005). *Marco geocéntrico nacional de referencia: Magna-Sirgas*. Resolución 68 de 2005. s. l.: IGAC.
- International Organization for Standardization (2005a). *Geographic Information: Rules for application schemas*. ISO 19109. S. l.: ISO.
- International Organization for Standardization (2005b). *Geographic information: Methodology for feature cataloguing*. ISO 19110. S. l.: ISO.
- International Organization for Standardization (2011). *ISO/DIS 19117:2011*. S. l.: ISO.
- International Organization for Standardization (2011). *Geographic Information-Portrayal* (revision of first edition ISO 19117:2005). S. l.: ISO.
- International Organization for Standardization (2012). *Geographic Information-Portrayal* (second ed.). ISO 19117:2012 (E). S. l.: ISO.
- International Organization for Standardization (2016). *Geographic Information: Methodology for feature cataloguing*. ISO 19110. S. l.: ISO.
- Mahecha (2018a). *Catálogo de objetos geográficos para el SGC*.
- Mahecha (2018b). *Guía para para la catalogación de objetos y símbolos para el SGC*.
- Open Geospatial Consortium Inc. (2007). *Styled layer descriptor profile of the Web Map Service Implementation Specification, OGC 2007-06-29* [En línea]. Disponible en <http://www.opengeospatial.org/standards/sld> [consultado el 21 de noviembre de 2018].
- Organización Internacional para la Estandarización (2005). *Información geográfica: metodología para la catalogación de objetos (features)*. ISO 19110. S. l.: ISO.
- Organización Internacional para la Estandarización (2005). *Información geográfica: Reglas para la aplicación de esquemas*. ISO 19109. S. l.: ISO.
- Organización Internacional para la Estandarización (2012). *Información geográfica: representación* (segunda versión). ISO/DIS 19117. S. l.: ISO.
- Presidencia de la Republica de Colombia (2006). *Sistema de aseguramiento de la calidad, almacenamiento y consulta de la información básica colombiana y se dictan otras disposiciones*. Decreto 3851 de 2006. Bogotá: *Gaceta Oficial*.
- <https://www.fgdc.gov/metadata/csdgm-standard>
- <https://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera.shtml>
- <http://petrounefabarinas.blogspot.com/2010/06/aplicaciones-de-pruebas-de-presiones.html>



- <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=geologia>
- <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Paginas/default.aspx>
- <https://www.igac.gov.co/>
- <https://geoportal.igac.gov.co/>
- <http://www.gessig.com/>
- <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- <http://www.anla.gov.co/>

Comisión de Regulación de Comunicaciones

CONSTANCIAS

CONSTANCIA DE ELIMINACIÓN DEL LISTADO DE EQUIPOS TERMINALES HOMOLOGADOS EN COLOMBIA

(septiembre 16)

La Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) hace constar la **eliminación** de los TAC 35272411 y 35272511 para el equipo terminal móvil de marca ZEBRA, modelo TC57HO, del listado publicado en el “*Sistema Interactivo de Consulta de Terminales Homologadas en Colombia*”, lo anterior, con fundamento en las siguientes consideraciones:

- Conforme al numeral 8 del artículo 22 de la Ley 1341 de 2009, modificada por la Ley 1978 de 2019, es función de la CRC, “*Determinar estándares y certificados de homologación internacional y nacional de equipos, terminales, bienes y otros elementos técnicos indispensables para el establecimiento de redes y la prestación de servicios de telecomunicaciones, de televisión abierta radiodifundida y de radiodifusión sonora, aceptables en el país, así como señalar las entidades o laboratorios nacionales autorizados para homologar bienes de esta naturaleza*”.

- Mediante la Resolución CRC 298 de 2019, la Comisión delegó en el funcionario que haga las veces de coordinador del Grupo Interno de Trabajo de Relacionamiento con Agentes, la función de “*Analizar las diferentes solicitudes de homologación de equipos, terminales y otros elementos de redes de comunicaciones, cuando así lo exija la regulación vigente, y expedir los certificados de homologación cuando a ello haya lugar*”.

- Las condiciones generales del trámite de homologación de equipos terminales y certificados de conformidad están contenidas en la Sección I del Capítulo I del Título VII de la Resolución número CRC 5050 de 2016, la cual compila las modificaciones realizadas por las Resoluciones números CRC 4507 de 2014, 5031 de 2016, 5068 de 2016, 5162 de 2017 y 5300 de 2018 y 6129 de 2020.

- En el proceso de homologación la CRC verifica que una determinada marca y modelo de un equipo terminal tenga un adecuado funcionamiento e interacción con las redes de telefonía del país en términos de su frecuencia de operación, verifica que los equipos terminales cumplan con estándares internacionales sobre niveles de emisión radioeléctrica para un uso seguro por parte de los usuarios y verifica el cumplimiento de estándares de industria de los terminales.

- Debido a lo anterior, mediante la homologación de un equipo terminal la CRC establece de manera general la idoneidad de un dispositivo para su uso en las redes de comunicaciones del país, por lo que, una vez surtido el trámite de homologación para un modelo específico de equipo, todos los dispositivos que posean idéntica marca y modelo se entienden aptos para su uso por parte de cualquier usuario de servicios de telecomunicaciones en Colombia.

- Mediante radicado 2018733682 se solicitó a la CRC la homologación del equipo terminal marca ZEBRA, modelo TC57HO, aportando los requisitos que exige la regulación para el trámite, particularmente la documentación establecida en el numeral 7.1.1.2.7 del Título VII de la Resolución CRC 5050 de 2016, por lo que el 29 de octubre de 2018 la CRC expidió la carta de homologación del equipo de marca ZEBRA, modelo TC57HO e incorporó el mencionado TAC en el listado publicado en “*Sistema Interactivo de Consulta de Terminales Homologados en Colombia*”.

- Sin embargo, como consecuencia de una revisión de control de calidad en el proceso de actualización de TAC del listado de equipos homologados administrada por la CRC, se evidenció que la información registrada en la GSMA para los TAC 35272411 y 35272511 asociados al equipo marca ZEBRA, modelo TC57HO, había cambiado por un modelo aún no homologado en Colombia, el cual no cumple con todos los requerimientos técnicos establecidos en la Tabla N.º 1 del numeral 7.1.1.2.7 del Título VII de la Resolución CRC 5050 de 2016, y conforme con el Cuadro Nacional de Atribución de Bandas de Frecuencias vigente.

- Dado lo anterior, de conformidad con el numeral 7.1.1.2.4 de la Resolución CRC 5050 de 2016, resulta necesario eliminar el registro de los TAC 35272411 y 35272511 existente en el “*Sistema Interactivo de Consulta de Terminales Homologados en Colombia*” para el equipo terminal de marca ZEBRA, modelo TC57HO, como consecuencia de la inconsistencia en la información que dio lugar a su homologación.

Para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 65 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la presente constancia, por ser de contenido general y abstracto, deberá ser publicada en el *Diario Oficial*.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 septiembre de 2021

La Coordinadora de Relacionamiento con Agentes,

Mariana Sarmiento Argüello.

(C. F.)



DIARIO OFICIAL

En la Imprenta Nacional de Colombia nos dedicamos a **diseñar, editar, imprimir, divulgar y comercializar normas, documentos y publicaciones** de las entidades que integran las ramas del poder público.



CONOZCA MÁS DE NOSOTROS: www.imprenta.gov.co



ImprentaNalCol



@ImprentaNalCol

Carrera 66 No. 24-09 • PBX: 4578000 • Línea Gratuita: 018000113001

www.imprenta.gov.co